



**Banco Interamericano de Desarrollo -BID-
Departamento Nacional de Planeación**

**Consultoría para apoyo en Asociaciones Público Privadas -APP-
para Zonas No Interconectadas en Colombia**

**(ATN/TC-15540-CO) Política Pública para Remover Obstáculos a Soluciones
de Energía Renovable en ZNI**

Objetivo de la Consultoría

Evaluar y establecer los procedimientos para considerar el mecanismo APP como alternativa para la ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas -ZNI-

INFORME FINAL

Marzo 7 de 2017

El presente informe fue elaborado para el Banco Interamericano de Desarrollo, mediante una consultoría de Cooperación Técnica con el Departamento Nacional de Planeación, Dirección de Infraestructura, del Gobierno de Colombia, con el objeto de considerar el mecanismo de las Asociaciones Público Privadas (APP) establecido por la Ley 1508 de 2012, para ampliar la cobertura del servicio de energía en las Zonas No Interconectadas (ZNI).

La elaboración del estudio estuvo a cargo de Ivan Mario Giraldo, experto sectorial y coordinador general del estudio; Jean Philippe Pening, experto en APP, y Mauricio Acevedo Arango, experto financiero.

Tabla de Contenido

1. Colombia: Participación Privada en Infraestructura.....	6
2. Experiencias internacionales en Zonas No Interconectadas	37
3. Prestación del Servicio de Energía en las ZNI: políticas, experiencias y limitaciones para las APP	50
4. Aplicación de la Ley de APP en Zonas No Interconectadas.....	113
5. Recomendaciones de adecuación del marco normativo, regulatorio e institucional para facilitar la aplicación de las APP en energía en las ZNI.....	121
6. Financiación de APP de iniciativa pública.....	158
7. Ventajas y objetivos de la aplicación de APP en las ZNI	168
8. Resumen, conclusiones y recomendaciones.....	172
9. Plan de acción y ruta de implantación.....	188
10. Propuesta de aplicación a un proyecto piloto	191
11. Anexo. Resumen de normas básicas y procedimientos en las APP.....	202
12. Referencias.....	207

Glosario de Términos

ANEEL:	Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Brasil)
ASE:	Área de Servicio Exclusivo
APP:	Asociación Público Privada
BID:	Banco Interamericano de Desarrollo
CONFIS:	Consejo Nacional de Política Fiscal
CONPES:	Consejo Nacional de Política Económica y Social
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DAEE:	División de Acceso y Equidad Energética (Chile)
DES:	Duración Equivalente de Suspensiones
DNP:	Departamento Nacional de Planeación
ESP:	Empresa de Servicios Públicos
FAER:	Fondo de Apoyo a la Electrificación Rural
FAZNI:	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas
FDN:	Financiera de Desarrollo Nacional
FENOGE:	Fondo de Energías Renovables y Gestión Eficiente de la Energía
FERNOC:	Fuentes de energías renovables no convencionales
FES:	Frecuencia Equivalente de Suspensiones
FINDETER:	Financiera del Desarrollo Territorial S.A.
FNDR:	Fondo Nacional de Desarrollo Regional (Chile)
FONADE:	Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo
FOSE:	Fondo Social de Compensación Eléctrica (Perú)
FSSRI:	Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos
IAOM:	Factor de costos de inversión y gastos de administración, operación y mantenimiento
IPSE:	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas
LPT:	Programa Luz Para Todos (Brasil)
MHCP:	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
MME:	Ministerio de Minas y Energía
MINEM:	Ministerio de Energía y Minas (Perú)
OR:	Operador de Red
OSINERGMIN:	Organismo supervisor de la inversión en energía, gas y minería (Peru)
PAE:	Programa de Acceso a la Energía en zonas aisladas (Chile)
PER:	Programa de Energización Rural (Chile)
PGN:	Presupuesto General de la Nación
PIEC:	Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura
PFI:	Private Finance Initiative
PND:	Plan Nacional de Desarrollo
PAPP:	Programa de Apoyo a la Participación Privada del DNP
PPP:	Public Private Partnership
PROINFA:	Programa de financiamiento de energías de fuentes alternativas (Brasil)

RUAPP:	Registro Único de Proyectos bajo APP
SAI:	San Andrés Islas
SDL:	Sistema de Distribución Local
SE4ALL:	Programa Sustainable Energy for All de Naciones Unidas
SIN:	Sistema Interconectado Nacional
SNI:	Sistema Nacional de Inversiones (Chile)
STN:	Sistema de Transmisión Nacional
STR:	Sistema de Transmisión Regional
SERPLAC:	Secretarías Regionales de Planificación y Coordinación (Chile)
SUBDERE:	Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo del Ministerio del Interior (Chile)
SUI:	Sistema Unificado de Información de la SSPD
SGSSS:	Sistema General de Seguridad Social en Salud
Sopesa:	Sociedad Productora de Energía de
SSPD:	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
UPME:	Unidad de Planeación Minero Energética
VSS:	Viviendas Sin Servicio
WEF:	World Economic Forum
ZNI:	Zona No Interconectada

I. Colombia: Participación Privada en Infraestructura

I.1. Introducción

Hasta fines de los años 90, la prestación de servicios públicos estaba a cargo del Estado, generalmente a través de monopolios públicos nacionales o municipales, que fueron creados para garantizar el bienestar de la sociedad. Este modelo empresarial estatal entró en su mayoría en crisis, por bajas coberturas y servicio de deficiente calidad y continuidad.

Como respuesta a estas fallas en la prestación de servicios públicos, la Constitución Política de Colombia de 1991, impulsó reformas que abrieron nuevos espacios a la participación privada en proyectos de infraestructura y servicios públicos para desarrollar proyectos que no hubieran podido ejecutarse bajo el esquema de inversión pública, dadas las restricciones fiscales existentes en el nivel nacional¹.

En este cambio de modelo, el sector privado adquirió una gran relevancia como inversionista y fuente de crecimiento de la economía, frente a un Estado que enfrentaba serias restricciones presupuestales entre otros problemas.

Se dio entonces, inicio a la participación del sector privado en la construcción, operación y mantenimiento de la infraestructura pública de transporte, mediante la adjudicación de concesiones viales, aeroportuarias, portuarias y férreas; así mismo, en materia de telecomunicaciones, se avanzó en el desarrollo del servicio de telefonía móvil, la apertura del mercado de telefonía de larga distancia y una mejor oferta del servicio de televisión a través de la concesión de los canales nacionales; y en el sector de energía se mejoró el servicio, a través de la venta de activos en el sector y la entrada de operadores privados. Estas actividades lideradas por el sector privado han hecho posible la mejora en la prestación de los servicios y el aseguramiento de la oferta en el largo plazo.

En el documento CONPES 3538 de 2008, se resaltaron múltiples beneficios alcanzados a través de la vinculación del sector privado: "...la inversión del sector privado en infraestructura ha contribuido a incrementar la productividad, establecer empresas con solidez financiera, mejorar la gestión de las mismas, promocionar la competencia, aumentar la eficiencia en la construcción, operación y mantenimiento de proyectos de infraestructura, promocionar la inversión extranjera, propiciar programas de democratización de la propiedad accionaria, aumentar la cobertura y calidad de los servicios y adicionalmente, disminuir los recursos transferidos a empresas públicas y/o subsectores de infraestructura, incidiendo de manera positiva en las perspectivas de

¹ PENING (2013): "Ley de Asociaciones Público-Privadas", en Reflexiones Académicas en Derecho Disciplinario y Contratación Estatal", Instituto de Estudios del Ministerio Público, Procuraduría General de la Nación, Volumen IV, Bogotá, D.C., octubre de 2013, pp. 70-84, ISSN: 978-958-734-132-4.

endeudamiento público y posibilitando el aumento de recursos destinados a otros sectores”².

Por otra parte, con el Documento CONPES 3615 de 2009, la Asociación Público Privada –APP- se definió así: “Es una tipología general de relación público-privada materializada en un contrato entre una organización pública y una compañía privada para la provisión de bienes públicos y de sus servicios relacionados en un contexto de largo plazo, financiados parcial o totalmente con pagos por resultados diferidos en el tiempo por parte del Estado. Dicha asociación se traduce en retención y transferencia de riesgos, en derechos y obligaciones para las partes, que se retribuye al privado a través de pagos relacionados con la disponibilidad y el nivel de servicio de la infraestructura y/o servicio, incentivos y deducciones y, en general, en el establecimiento de estándares de calidad de los servicios contratados e indicadores claves de cumplimiento”³.

El Plan Nacional de Desarrollo -PND- 2010-2014 “Prosperidad para Todos”, que fue expedido por la Ley 1450 de junio de 2011, reconoció la importancia del sector privado para dar cumplimiento a los objetivos que se plantea: “..., el éxito de las estrategias incluidas en cada uno de los pilares del Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 dependerá de la efectividad de la ejecución de las entidades del Estado, pero también del papel crucial que jugará el sector privado y la sociedad civil. El Estado es quien despeja el camino -fija las reglas de juego y dirime los conflictos-, pero el sector privado y la sociedad en general son quienes lo construyen y lo recorren”⁴.

En el capítulo de “Competitividad y crecimiento de la productividad” del PND, se concluía que “...en Colombia la participación del sector privado en la financiación y desarrollo de la infraestructura pública económica y social aún es escasa. Lo anterior debido a: (i) la deficiente estructuración de proyectos, (ii) la debilidad del marco normativo que reglamenta los proyectos, (iii) la debilidad institucional en diversos sectores, y (iv) la falta de incentivos adecuados que permitan vincular inversionistas de largo plazo que presenten un servicio de calidad”⁵.

Con el fin de dar cumplimiento a los objetivos del PND y de aumentar la participación del sector privado en inversiones en la infraestructura tanto como productiva como social, se promulgó la Ley 1508 de 2012, Ley de Asociaciones Público Privadas –APP- y se expidieron Decretos reglamentarios, hoy compilados en el Decreto 1082 de 2015. Este marco normativo tiene como objetivo principal el de incentivar a inversionistas privados a diseñar, construir, operar y mantener infraestructura que ofrezca servicios públicos de calidad a la población, y que la iniciativa puede originarse desde el sector público o desde el sector privado.

² CONPES 3538 del 11 de agosto de 2008, “...Programa de Apoyo al Proceso de Participación Privada y Concesión en Infraestructura (PPCI III)”, página 3.

³ CONPES 3615 del 28 de septiembre de 2009, “Iniciativa para la Modernización y Gestión de Activos Fijos Públicos”, página 13.

⁴ Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 “Prosperidad para Todos” –Resumen Ejecutivo-, página 2.

⁵ Idem, pág 11.

1.2. Antecedentes de la Participación Privada en Infraestructura en Colombia

De acuerdo a una evaluación realizada por el DNP de 25 concesiones viales, entre 1993 y 2010, en Colombia se hicieron 20.5 renegociaciones por concesión en promedio, frente a 4.8 en Perú y 3.3 en Chile, con un costo fiscal promedio de renegociación de USD 266.8 Millones, frente a USD 28.9 Millones en Perú y 47.2 Millones en Chile, y con un plazo promedio de adición en 6.3 años, frente a 0.8 años en Perú y 0.9 años en Chile.

Precisamente, esta realidad impulsó la búsqueda de un nuevo modelo normativo para desarrollar la infraestructura, que pasara por una mejor estructuración de proyectos, y por crear incentivos a la inversión privada de largo plazo.

En este sentido, y con el objetivo de desarrollar la infraestructura en Colombia se expidió la ley de Asociaciones Público Privadas -APP-, Ley 1508 de 2012, un nuevo marco normativo no solamente para la infraestructura del sector transporte, sino también para infraestructura en otros sectores; que busca atraer inversionistas de largo plazo con capacidad financiera no solamente para construir la infraestructura, sino para operarla y mantenerla; se introdujo el concepto de pago por disponibilidad y nivel de servicio; se incluyó un régimen novedoso aplicable a las iniciativas privadas, con “premios” e incentivos para quien las presente; se reforzó la adecuada estructuración de proyectos en cuanto a estudios, análisis de riesgo; se incluyó el concepto de Valor por Dinero; y se reforzaron los roles y funciones de las entidades que participan en el ciclo de proyectos APP.

La Ley de APP introdujo además cambios fundamentales con respecto a las normas de contratación estatal anteriores:

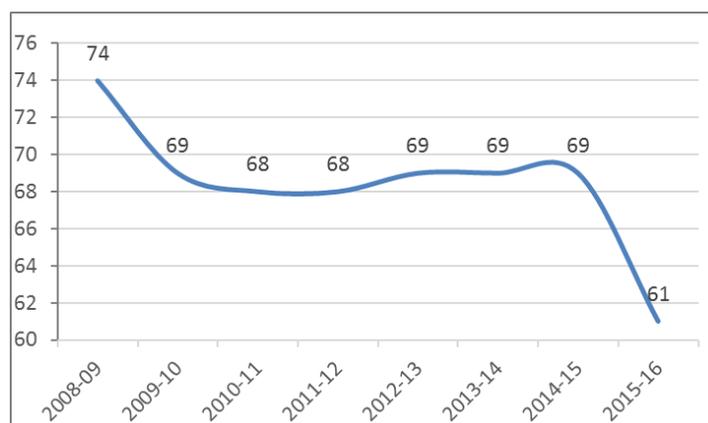
- Se limitaron las adiciones en plazo o recursos a un máximo del 20% del valor total del contrato, por lo tanto, el Estado ya no recibe ofertas que no cierran financieramente. En el pasado, el marco normativo incentivaba a los oferentes a hacer propuestas artificiales, puesto que el adjudicado tenía la posibilidad en el futuro de tener adiciones a su contrato.
- Se eliminaron los anticipos, es decir que el concesionario no recibe recursos públicos o tarifas en la etapa constructiva, sino en la etapa de operación y mantenimiento, cuando el servicio está disponible en condiciones óptimas para los usuarios. Este es un incentivo para que la construcción de la infraestructura se realice en tiempos más cortos, pues el privado busca poder percibir los aportes del Estado y las tarifas de los usuarios, cuando pone en servicio la obra. Adicionalmente, el privado construirá de buena calidad, puesto que es responsable de la operación y el mantenimiento de la infraestructura.
- Se busca una mejor asignación de riesgos entre el sector público y el sector privado.
- Entre los requisitos habilitantes, se analiza la capacidad técnica, legal y financiera.
- Se incentiva un esquema para atraer inversionistas de largo plazo.

1.3. Infraestructura en Colombia

Actualmente, Colombia tiene niveles de infraestructura que son insuficientes para las necesidades de su aparato productivo y de su población, y resultan inferiores comparativamente con otros países de la región.

En el Índice Global de Competitividad construido por el Foro Económico Mundial, Colombia viene mejorando posiciones en el ranking de países que lo conforman, pasando del puesto 74 en 2008, al puesto 61 entre 140 países en 2015:

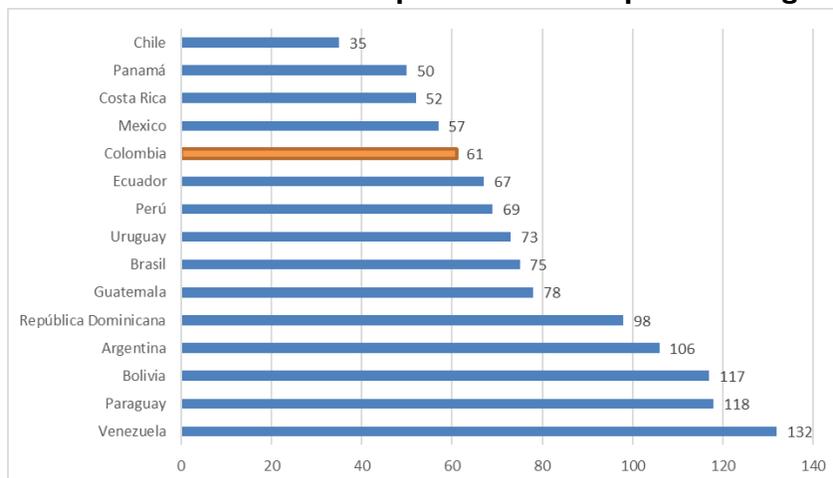
Ilustración 1. Colombia: Índice Global de Competitividad



Fuente: World Economic Forum. The Global Competitiveness Report.

En el siguiente gráfico se puede apreciar la posición de Colombia en un comparativo con países de América Latina:

Ilustración 2. Índice Global de Competitividad. Comparativo Regional 2016.

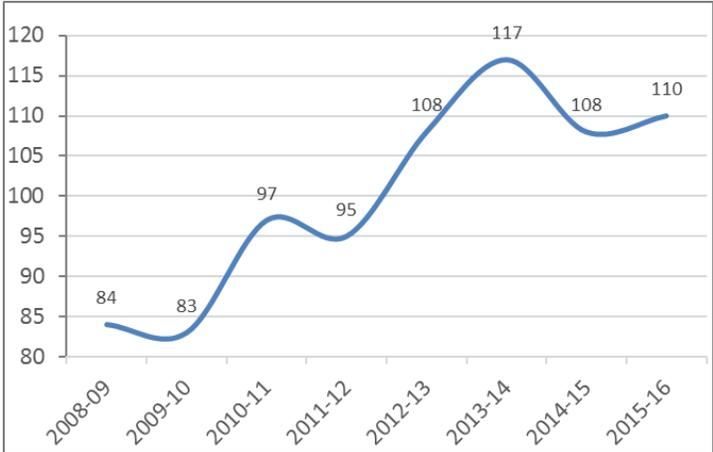


Fuente: World Economic Forum. The Global Competitiveness Report 2015-2016.

Uno de los pilares del Índice Global de Competitividad en el que Colombia tiene mucho por mejorar, es el Índice Agregado de Calidad de la Infraestructura, pilar que tiene en cuenta la calidad y la cobertura de tres sectores: transporte (carreteras, vías férreas, puertos, aeropuertos), energía eléctrica y telecomunicaciones (telefonía móvil y fija).

En el siguiente gráfico se puede apreciar cómo Colombia ha desmejorado su posición en el ranking del WEF de infraestructura, pasando del puesto 84 en 2008, al puesto 110 entre 140 países en 2015.

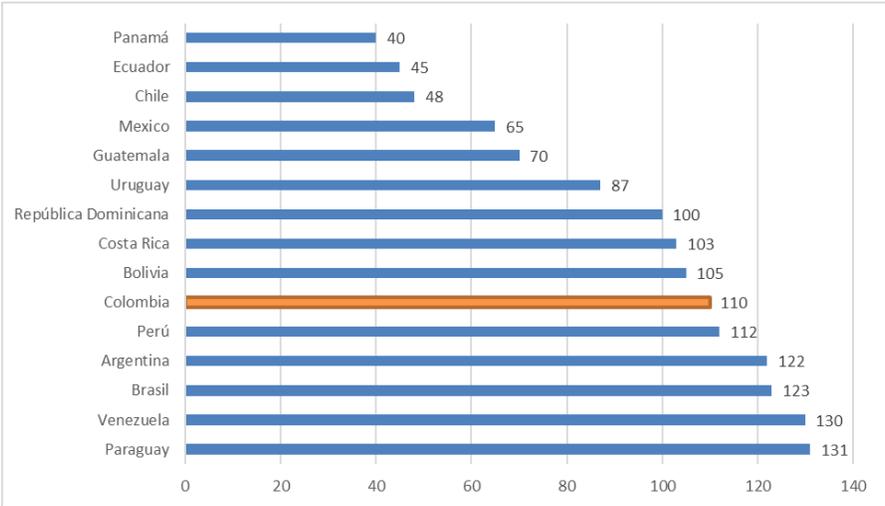
Ilustración 3. Colombia: Índice de Infraestructura



Fuente: World Economic Forum. The Global Competitiveness Report.

En el siguiente gráfico, se compara a Colombia con países de América Latina en cuanto al Índice Agregado de Calidad de la Infraestructura:

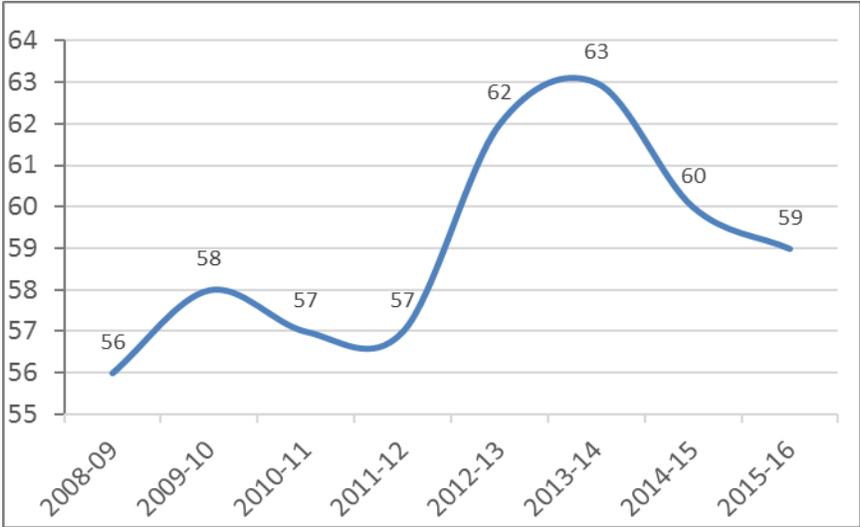
Ilustración 4. Índice Agregado de Calidad de la Infraestructura. Comparativo Regional 2016.



Fuente: World Economic Forum. The Global Competitiveness Report 2015-2016.

Al analizar la infraestructura eléctrica, este sector es el mejor calificado en el ranking internacional de infraestructura del WEF, y ocupa el puesto 59 entre 140 países, sin embargo, ha perdido posiciones desde 2008.

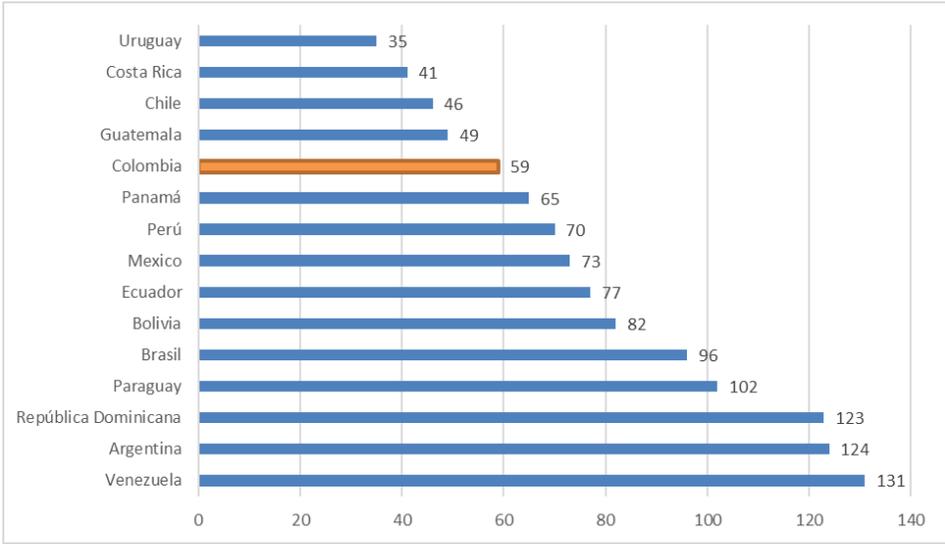
Ilustración 5. Colombia: Índice de Infraestructura Eléctrica



Fuente: World Economic Forum. The Global Competitiveness Report.

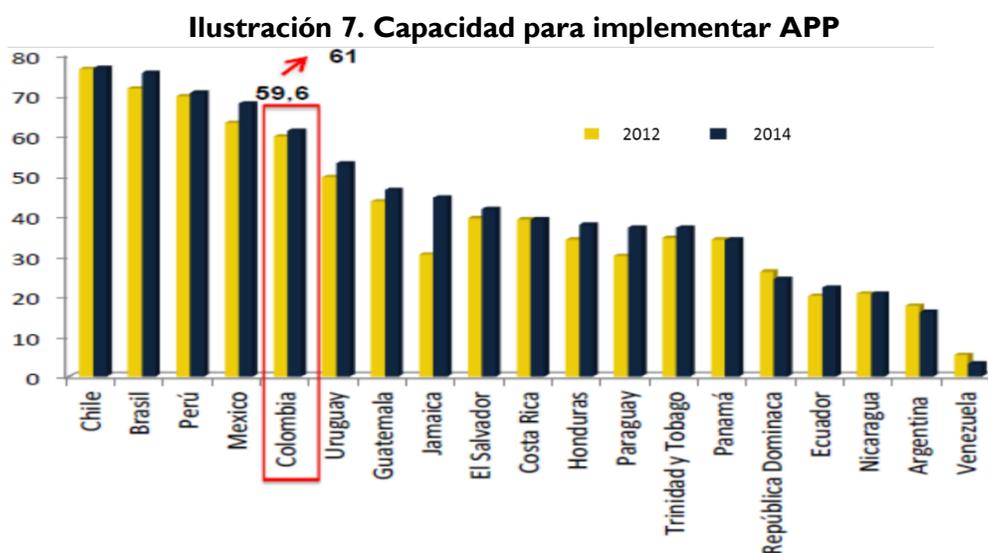
En el siguiente gráfico, se compara a Colombia con países de América Latina en cuanto al Suministro Eléctrico:

Ilustración 6. Suministro eléctrico. Comparativo Regional 2016.



Fuente: World Economic Forum. The Global Competitiveness Report 2015-2016.

El proceso de promoción de la participación privada en proyectos de infraestructura y servicios públicos, adicional al buen clima de inversión vivido en nuestro país en los últimos años, ha permitido mejorar la posición de Colombia en índice Infrascopé⁶. Para 2014, Colombia continúa ocupando el quinto puesto en la capacidad para desarrollar e implementar proyectos de infraestructura con APP. Para Colombia, se destaca como fortaleza, el clima de inversión, el marco regulatorio y las facilidades financieras, sin embargo, el índice revela debilidades en cuanto a madurez operacional, marco institucional y ajuste subnacional (entidades territoriales).



Fuente: Infrascopé 2014. Economist Intelligence Unit - Fondo Multilateral de Inversiones - BID

Existe hoy una experiencia internacional acumulada sobre contratos de APP. La mayor experiencia internacional en esquemas de APP se ha dado en la Unión Europea, donde en los últimos 15 años se han firmado más de 1.000 contratos por una inversión cercana a los €200.000 millones de euros en sectores como educación, comunicación, salud, defensa, justicia y transporte. El país europeo que tiene más desarrollado el modelo es el Reino Unido a través de contratos llamados Private Finance Initiative –PFI-, que son cerca del 58% del total de la inversión realizada en este tipo de contratos. En España, con la Ley 30 de 2007, se han desarrollado proyectos de colaboración público-privado (PPP/PFI), particularmente en áreas sociales. En Norteamérica, Oceanía, Canadá y Australia han creado en sus provincias marcos de regulación e instituciones para promover este tipo de contratos. En Asia, Corea tiene el liderazgo con más de 450 contratos desarrollados a través de esquemas APP⁷.

⁶ Índice que evalúa la capacidad de 19 países de América Latina y el Caribe para desarrollar e implementar APP en los sectores de transporte, agua potable y electricidad construido por “The Economist Intelligence Unit -EIU-”.

⁷ DNP-MHCP (2011): *Guía de Buenas Prácticas para la ejecución de Proyectos de Asociaciones Público Privadas*, diciembre 2011. Departamento Nacional de Planeación y Ministerio de Hacienda y Crédito Público, página 22.

1.4. Régimen Jurídico de las Asociaciones Público Privadas -APP- en Colombia ⁸

La experiencia adquirida en Colombia sobre vinculación del sector privado para el desarrollo de infraestructura pública ha sido positiva, sin embargo, seguían existiendo elementos que debían mejorarse con el fin de atraer inversionistas privados de largo plazo y que se convirtieran en socios del Estado.

Por ello, ante las restricciones de orden fiscal y la necesidad de impulsar el uso de un nuevo esquema de gestión de proyectos que propendiera por el desarrollo de infraestructura mediante el uso de mejores prácticas internacionales, se expidió la Ley 1508 de 2012 que corresponde al régimen de Asociaciones Público Privadas -APP-, buscando que las eficiencias que genere el sector privado repercutan directamente en beneficios para la sociedad.

Las condiciones de contratación y de ejecución de proyectos APP ofrecen múltiples beneficios, entre los que se destacan⁹:

- Garantiza una rápida disponibilidad de la nueva infraestructura y sus servicios, lo cual contribuye a mejorar los niveles de crecimiento económico, las condiciones sociales y a aumentar la competitividad de una región.
- Permite la planeación óptima de los recursos fiscales, garantizando un esquema de pagos que se acople a las expectativas del marco fiscal vigente.
- Reúnen las fortalezas del sector privado y del sector público. Cada parte se dedica a lo que mejor sabe hacer. Por ejemplo, en un proyecto de solución de capacidad penitenciaria bajo el esquema APP, una compañía constructora edificaría la cárcel, una compañía de salud velaría por el bienestar de la salud de la población carcelaria, una compañía administradora prestaría el servicio de alimentación, otra compañía podría establecer los lineamientos de rehabilitación y el sector público podría prestar el servicio de vigilancia. Así mismo el sector público establecería indicadores de gestión de la prestación del servicio por parte del sector privado, incluyendo estándares relacionados al diseño, construcción, operación y mantenimiento del activo, tales como la limpieza de las celdas o la nutrición para los internos.
- Incluyen incentivos que permiten que los proyectos sean entregados a tiempo y de acuerdo con lo presupuestado.
- Mejoran la gobernabilidad y transparencia.
- Estimulan la utilización de mejores estándares de calidad, contabilidad, análisis de riesgos, sistemas de costeo y sistemas de administración de recursos.
- Los riesgos del proyecto son compartidos y/o transferidos entre el sector público y privado. El riesgo lo asume la parte que mejor puede administrarlo.

⁸ Informe de Consultoría de NIVALU SAS a la Fundación FES para MINTIC (2015): “Análisis y diagnóstico de la figura jurídica de las Asociaciones Público Privadas -APP- e identificación de tipos de proyectos y de contratos bajo APP en el sector TIC”

⁹ DNP (2016): Guía de Asociaciones Público Privadas, Capítulo I, pp. 3-4.

- Abarcan un largo periodo de vida de los activos, por lo que se garantiza el adecuado mantenimiento de la infraestructura durante la ejecución del proyecto.

A continuación, se presenta un esquema del funcionamiento de una APP:



Fuente: Presentaciones DNP

1.5. Conceptos básicos de las APP

De acuerdo con el artículo 1 de la Ley 1508 de 2012, las Asociaciones Público Privadas – APP– son:

“...un instrumento de vinculación de capital privado, que se materializan en un contrato entre una entidad estatal y una persona natural o jurídica de derecho privado, para la provisión de bienes públicos y de sus servicios relacionados, que involucra la retención y transferencia de riesgos entre las partes y mecanismos de pago, relacionados con la disponibilidad y el nivel de servicio de la infraestructura y/o servicio.”

De conformidad con lo anterior, es posible identificar los siguientes elementos como “esenciales” de cualquier forma de APP:

- Objeto: El objeto del contrato consiste, en todos los casos, en la provisión de bienes públicos y sus servicios relacionados, lo cual excluye la simple contratación de obra o la prestación de servicios que no impliquen que el inversionista privado se haga cargo de la infraestructura requerida para su prestación.

- Partes: El esquema supone la vinculación contractual entre una entidad pública y una persona natural o jurídica de derecho privado.
- Mecanismos de Pago: Los mecanismos de pago se encuentran condicionados a la disponibilidad de la infraestructura y al cumplimiento de niveles de servicio y estándares de calidad (Art. 5 de la Ley 1508 de 2012).
- Vinculación de capital privado: El esquema de APP parte de la premisa que el inversionista privado aportará recursos de capital y/o deuda para la inversión del proyecto. Esos aportes son recuperados o repagados mediante los mecanismos previstos en el contrato, vigencias futuras por parte del Estado y tarifas, u otros mecanismos de explotación comercial.
- Distribución de Riesgos: Los contratos de APP deben ser considerados como una herramienta de distribución de riesgos, en los cuales las partes deciden como asumirlos, sin que se haga referencia alguna al denominado “*riesgo imprevisible*”, lo cual supone que es admisible la transferencia completa de los riesgos asociados a la ejecución del contrato, siguiendo el principio según el cual los riesgos deben ser asignados “...a la parte que esté en mejor capacidad de administrarlos, buscando mitigar el impacto que la ocurrencia de los mismos pueda generar sobre la disponibilidad de la infraestructura y la calidad del servicio”¹⁰ (Art. 1, 4, 11, 14 y 27).
- Plazo: las APP son proyectos de largo plazo y por su naturaleza requieren un amplio período para que los inversionistas puedan obtener una tasa adecuada de rentabilidad sobre su inversión, buscando en todo caso la mayor eficiencia en la utilización de los bienes y recursos públicos. De esta manera, se establece en el artículo 6 de la ley 1508 del 2012, un plazo máximo para su ejecución de 30 años incluyendo prórrogas (Art. 6, 11, 13, 14 y 21).
- Adiciones y prórrogas: no podrán superar el 20% del valor del contrato originalmente pactado (Art. 13, 18 y 21 de la ley 1508 del 2012).

1.5.1. Tipo de contrato

De acuerdo con lo establecido en el artículo 1 de la Ley 1508 de 2012, los contratos de APP tienen por objeto “*la provisión de bienes públicos y de sus servicios relacionados*”. Por su parte, el artículo 3 de la misma Ley, al definir su ámbito de aplicación, señala que:

“La presente ley es aplicable a todos aquellos contratos en los cuales las entidades estatales encarguen a un inversionista privado el diseño y construcción de una infraestructura y sus servicios asociados, o su construcción, reparación,

¹⁰ Artículo 4, Ley 1508 de 2012.

*mejoramiento o equipamiento, actividades **todas estas que deberán involucrar la operación y mantenimiento de dicha infraestructura.** También podrán versar sobre infraestructura para la prestación de servicios públicos.” (Resaltado fuera de texto)*

Como puede observarse, el esquema de APP no puede ser utilizado para proyectos limitados a la construcción de una infraestructura para su posterior transferencia. Es de la esencia del contrato que el bien a ser construido sea un **bien público** y que sobre el mismo se presenten los servicios asociados a éste.

Las APP son contratos celebrados entre entidades públicas y personas de derecho privado, siendo la persona de derecho privado a la que se refiere la norma quien efectivamente contrata con el Estado y no sus socios.

Al respecto es importante diferenciar entre la entidad contratante y sus socios, pues en los procesos de selección de contratistas del Estado bajo la modalidad de APP suele crearse un vehículo de propósito especial (Special Purpose Vehicle –SPV–, por sus siglas en inglés), siendo esta entidad la llamada a suscribir el contrato de APP, no obstante, son sus socios quienes aparecen como proponentes a lo largo del proceso de selección.

Por otra parte, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público –MHCP– ha expedido un Manual de Procesos y Procedimientos para la ejecución de proyectos de APP¹¹. Dicho manual presenta en forma explicativa las principales actividades, que las entidades ejecutoras deben tener en cuenta en el desarrollo de proyectos APP, con el objetivo de cumplir con todos los requisitos establecidos por la normatividad vigente en cuanto al desarrollo y aprobación de este tipo de proyectos.

1.5.2. Tipos de servicios

En la doctrina internacional se han podido diferenciar al menos dos especies fundamentales de servicios comprendidos en una APP. De una parte, los llamados servicios “duros” (o “hard”, en inglés) que están asociados a la operación y mantenimiento del recurso físico, teniendo como objetivo garantizar un funcionamiento eficaz, seguro, fiable y dentro de la normativa legal establecida. Por otra parte, se encuentran los servicios “blandos” (o “soft”, en inglés) que corresponden a todos aquellos que sirven de apoyo para el buen desarrollo de las actividades principales bajo ciertas condiciones establecidas, que pueden incluir desde necesidades básicas como la limpieza, recolección de residuos, hasta requerimientos más específicos como la alimentación, lavandería, etc.

A lo anterior, habrá de sumársele el propósito de la actividad principal, es decir, analizar si la principal actividad a ser ejecutada por el inversionista privado corresponde o no a un servicio público y, en caso en que corresponda, habrá de analizarse si tal actividad

¹¹ Tomado de:

<http://www.minhacienda.gov.co/portal/page/portal/HomeMinhacienda/APPs/DocumentosTecnicos/manualprocesos/ManualProcesosAPP.pdf>

requiere de alguna habilitación especial y si existen condiciones particulares para su prestación diferentes de las previstas en el propio contrato.

Conforme a lo anterior, resulta posible distinguir entre tres (3) tipos:

- (i) Los servicios que, sin ser un servicio público, son prestados como complemento a la actividad principal que se desarrolla en la infraestructura que es provista.
- (ii) Aquellos que corresponden a un servicio público a cargo del Estado y que, con ocasión de la celebración del contrato de APP, son confiados al inversionista privado para que se encargue de su prestación.
- (iii) Los que se asocian al mantenimiento de la infraestructura, tales como mantenimiento estructural, eléctrico, hidráulico etc.

Por otra parte, existen dos características principales de los sectores y los servicios para los que se utilizan las APP. Primero, que el proyecto constituya o contribuya a suministrar activos y servicio público. Segundo, que el proyecto involucre activos de larga duración alineados con el plazo del contrato de APP.

Algunos países eligen concentrar el uso de APP en ciertos sectores, lo cual puede reflejar las prioridades de inversión o de mejora en el desempeño del servicio, o priorizar los sectores en los que se espera que la APP sea más exitosa.

Por el contrario, algunos países también pueden definir ciertos sectores o servicios dentro de sectores para los que no se usarán APP. A veces, son servicios que suministraría exclusivamente el Estado, y que no se delegarían al sector privado a través de una APP. Por ejemplo, en algunos países, la responsabilidad del suministro de energía eléctrica, agua o la seguridad pública es intransferible o indelegable. En la práctica, las definiciones de servicios a cargo del Estado varían según las preferencias y las percepciones locales.

En el caso colombiano en principio no existe restricción expresa desde la órbita de la ley de APP, tan solo se preserva el ordenamiento preexistente en materia de participación privada permitiendo que aquellos sectores que cuenten con normas específicas en materia de participación privada puedan continuar utilizándolas o puedan adaptarlas con el fin de aplicar el mecanismo de APP para el desarrollo de infraestructura pública.

En el actual entorno de restricciones fiscales, las APP constituyen una herramienta inestimable para mantener la actividad y fomentar la innovación, a la vez que se mejoran los servicios. Esta fórmula no debe aplicarse sólo a las infraestructuras tradicionales como son los edificios (hospitales, escuelas, prisiones, etc.) o las autopistas, sino también para la creación de otro tipo de infraestructuras como son las tecnológicas. Este nuevo tipo de infraestructuras son fundamentales para el desarrollo futuro de la sociedad y las APP constituyen una importante herramienta para su impulso.

1.5.3. Institucionalidad para las APP

En el presente aparte se identifican las entidades que poseen competencias o responsabilidades en el trámite y aprobación de proyectos de APP, así como la descripción de las funciones que sobre el particular desarrollan.

1.5.3.1. Entidad que estructura la APP

En el caso del sector transporte, es la Agencia Nacional de Infraestructura -ANI- quien escoge, prioriza y estructura los proyectos de APP en el caso de las iniciativas públicas. De la misma forma, es la entidad que está encargada de recibir, analizar y viabilizar las propuestas de APP de iniciativa privada.

Le corresponde a la ANI, contar con los proyectos lo suficientemente maduros para ser puestos a consideración del Ministerio de Transporte, quien decidirá si el proyecto es financiable de acuerdo a los resultados de su estructuración.

1.5.3.2. Ministerio Sectorial

Corresponde al respectivo Ministerio Sectorial emitir concepto previo favorable sobre el proyecto APP. El Ministerio Sectorial debe pronunciarse sobre el proyecto que se presentará luego a las instancias rectoras y de aprobación.

Adicionalmente, corresponde al Ministerio Sectorial emitir concepto previo de disponibilidad en el cupo, para que se verifique si la iniciativa puede estar contenida en el monto límite sectorial definido por el CONPES.

Cuando un proyecto se requiera ejecutar por unidades funcionales, se debe contar con el concepto favorable del Ministerio u órgano cabeza del sector, el cual cuando sea el caso, debe incluir la evaluación técnica favorable sobre el derecho a retribución por unidades funcionales de infraestructura.

1.5.3.3. Ministerio de Hacienda y Crédito Público –MHCP–

Productos del esquema de responsabilidades y competencias contenido en la Ley 1508 de 2012, y en conexidad con la Ley 448 de 1998, las siguientes son funciones del MHCP.

- Aprobación de la valoración de Obligaciones Contingentes

Corresponde a la Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional del MHCP, la aprobación de la valoración de obligaciones contingentes del respectivo proyecto. Para efecto de lo anterior, la entidad solicitante debe anexar los documentos necesarios de conformidad con la Ley 448 de 1998 y su Decreto reglamentario, conforme a listado publicado por dicho Ministerio en su página de internet.

La Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional del MHCP se pronunciará sobre la aprobación de la valoración de obligaciones contingentes dentro de los treinta (30) días hábiles siguiente de la radicación de la respectiva solicitud.

De no ser aprobada la valoración de obligaciones contingentes, la entidad estatal competente procederá a efectuar los ajustes correspondientes dentro de los ocho (8) días hábiles siguientes a la notificación respectiva, si ello fuere posible, de conformidad con los lineamientos efectuados por el MHCP. Una vez sea nuevamente radicada la solicitud para la aprobación de la valoración de obligaciones contingentes con los ajustes solicitados, la Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional del MHCP se pronunciará dentro del término establecido en el inciso anterior.

Es importante precisar que no se requerirá una nueva aprobación de la valoración de obligaciones contingentes cuando la variación, positiva o negativa, en el esquema de estimación al plan de aportes de obligaciones contingentes sea inferior a 4.000 SMMLV. No obstante, lo anterior, de cualquier cambio en el esquema de asignación y/o tipificación de riesgos que implique un cambio en el plan aportes, obligará a entidad estatal competente a iniciar nuevamente el proceso valoración obligaciones contingentes.

- Concepto previo de condiciones financieras y las cláusulas contractuales

En forma previa a la presentación del proyecto ante el Consejo Superior de Política Fiscal –CONFIS– para solicitud de vigencias futuras, la entidad competente deberá presentar a consideración del MHCP las condiciones financieras del contrato y las cláusulas que soportan las mismas, El anterior requisito constituye un condicionalmente previsto en la Ley 1508 de 2012 para acceder a recursos provenientes de vigencias futuras.

1.5.3.4. Departamento Nacional de Planeación –DNP–

Productos del esquema de responsabilidades y competencias contenido en la Ley 1508 de 2012, las siguientes son funciones del DNP.

- Análisis de la modalidad de ejecución del proyecto

De acuerdo con el artículo 11.3 de la Ley 1508 de 2012, corresponde al DNP cuando se trate de proyectos con financiación de la Nación, emitir concepto previo favorable sobre la justificación de utilizar el mecanismo de APP como una modalidad para la ejecución del proyecto, de conformidad con los parámetros definidos por dicho Departamento Administrativo.

Para los anteriores efectos, el DNP adoptó mediante la Resolución 3656 de 2012 como uno de los parámetros para justificar la utilización del mecanismo de APP, previsto en la

Ley 1508 de 2012, la Metodología del Comparador Público Privado –CPP–¹², contenida en el anexo de dicha resolución.

- Administración del Registro Único de Asociaciones Público Privadas –RUAPP–

De acuerdo con lo establecido en la Ley 1508 de 2012, el DNP administra la operación del RUAPP, en el que se incorporarán los proyectos que el Gobierno Nacional o las entidades territoriales considera prioritarios, los proyectos de APP en trámite tanto a nivel nacional y territorial, su estado de desarrollo, así como, los proyectos de APP que han sido rechazados.

- Asistencia técnica en el desarrollo de proyectos de APP

Corresponde al DNP promover, coordinar y apoyar técnicamente el desarrollo de esquemas de asociación entre el sector privado y público en temas y proyectos de interés del Gobierno Nacional. En tal sentido, a través del Programa de Apoyo a la Participación Privada -PAPP- ha promovido la expedición de marcos regulatorios, en materia de participación privada en infraestructura y realizado la estructuración de proyectos pilotos en diversos sectores con el propósito de promover la utilización del mecanismo de APP para el desarrollo de infraestructura pública.

1.5.3.5. Entidades de Planeación Territorial

A continuación, se describe la función asignada en la Ley 1508 de 2012 a las entidades de planeación a nivel territorial. Lo anterior, sin perjuicio de las funciones generales de este tipo de entidades en materia presupuestal y de planeación.

- Análisis de la modalidad de ejecución del proyecto

De acuerdo con el artículo 11.3 de la Ley 1508 de 2012, corresponde a la entidad de planeación de la respectiva entidad territorial cuando según se trate de proyectos exclusivamente financiados con recursos territoriales, emitir concepto previo favorable sobre la justificación de utilizar el mecanismo de APP como una modalidad para la ejecución del proyecto.

1.5.3.6. Entidad Financiera de Segundo Piso o Estructurador Público

En el caso de proyectos a nivel territorial, antes de presentar el proyecto al MHCP para la aprobación de la valoración de obligaciones contingentes, se debe contar con la validación financiera de alguna entidad que cumpla con la condición de ser estructurador público o Banco de segundo piso. Estas entidades pueden ser: la Financiera del Desarrollo

¹² El Comparador Público Privado –CPP– es una metodología cuyo objetivo es comparar los costos para el sector público, ajustados por nivel de riesgos, de ejecutar un proyecto bajo la modalidad de Proyecto Público contra los costos para el sector público, ajustados por nivel de riesgos, de ejecutar este mismo proyecto bajo la modalidad APP. El proyecto seguirá la modalidad de ejecución que demuestre mayor Valor por Dinero -VPD-.

Territorial S.A. –FINDETER–, el Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo – FONADE– o la Financiera de Desarrollo Nacional –FDN–.

1.6. APP de iniciativa pública y de iniciativa privada

En Colombia, las iniciativas para desarrollar una APP pueden venir de dos fuentes: i) Iniciativa Pública: Proyectos de APP que corresponden a una necesidad identificada por entidades públicas y donde el peso de la estructuración del proyecto recae en la entidad pública. ii) Iniciativa Privada: en las cuales la conceptualización de la propuesta, así como los estudios de prefactibilidad y factibilidad recaen sobre el sector privado.

En ambos casos el objeto del contrato es proveer infraestructura pública, razón por la cual el interés general debe primar sobre el interés particular. Generalmente, la iniciativa privada tendrá una baja o nula demanda de recursos públicos por lo que el proyecto debe generar sus propios recursos para ser viable. Un ejemplo de una iniciativa privada puede ser la construcción, operación y mantenimiento de vías, en donde la totalidad de los costos de inversión y operación recae en el privado y los ingresos del proyecto provienen del cobro de tarifas a los usuarios de las carreteras construidas. La mayoría de proyectos de infraestructura social (cárceles, colegios, hospitales, etc.), justamente por atender primordialmente a necesidades sociales, son de iniciativa pública ya que difícilmente generan ingresos suficientes para cubrir los costos del proyecto y las utilidades esperadas del privado¹³.

1.6.1. Trámite de una iniciativa pública en las APP

El trámite de una iniciativa pública corresponde a proyectos estructurados por el sector público, que requieren parcial o totalmente desembolsos de recursos públicos.

A continuación, se describen en detalle los pasos que debe realizar la entidad ejecutora y las aprobaciones requeridas para la licitación y contratación del proyecto.

Para el caso de entidades del orden territorial se debe verificar que el proyecto se encuentre dentro de los planes de desarrollo territoriales y que la entidad cumpla con las condiciones establecidas en el artículo 27 de la Ley 1508 de 2012, es decir los límites de gasto y deuda establecidos en la Ley 358 de 1997, 617 de 2000 y 819 de 2009.

En el caso de la Nación, antes de iniciar un proyecto, la entidad ejecutora debe solicitar concepto previo de disponibilidad en el cupo sectorial ante el Ministerio u órgano cabeza del sector, para que se verifique si la iniciativa puede estar contenida dentro del monto límite sectorial definido por el CONPES.

¹³ DNP (2016): Guía de Asociaciones Público Privadas, Capítulo 1, pág. 14.

Dentro de las primeras etapas de identificación del proyecto, la entidad estatal deberá priorizarlos conforme a sus respectivos instrumentos de planeación, asimismo efectuar una evaluación socioeconómica del proyecto¹⁴.

Paso seguido la entidad debe proceder a la estructuración técnica legal y financiera del proyecto y proceder a la elaboración de los productos exigidos en el artículo 11 de la Ley 1508 de 2012 y el Decreto 1082 de 2015.

En términos generales, la entidad debe proceder a la elaboración, en etapa de factibilidad, de los estudios técnicos, socioeconómicos, ambientales, prediales, financieros y jurídicos acordes con el proyecto, la descripción completa del proyecto incluyendo diseño, construcción, operación, mantenimiento, organización o explotación del mismo, el modelo financiero detallado y formulado que fundamente el valor del proyecto, la descripción detallada de las fases y duración del proyecto y justificación del plazo del contrato, advirtiendo que el modelo financiero estatal tendrá reserva legal.

Una vez estructurado el proyecto, la entidad ejecutora debe solicitar ante la Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional del MHCP, la aprobación de la valoración de obligaciones contingentes, anexando los documentos necesarios a la solicitud de aprobación, de conformidad con la Ley 448 de 1998 y su Decreto reglamentario.

Surtido el anterior procedimiento, el DNP verificará de acuerdo con la normatividad expedida para el efecto, que el proyecto genere valor por dinero bajo la modalidad de contratación de APP versus la obra pública tradicional, para lo cual actualmente utiliza la metodología del Comparador Público Privado -CPP-.

Conforme a la justificación efectuada se determina la línea de contratación a seguir, es decir APP u obra pública. Adicionalmente, se debe precisar que, tratándose de proyectos remunerados exclusivamente con recursos de las entidades territoriales, corresponderá a la entidad de planeación de la entidad territorial emitir el concepto.

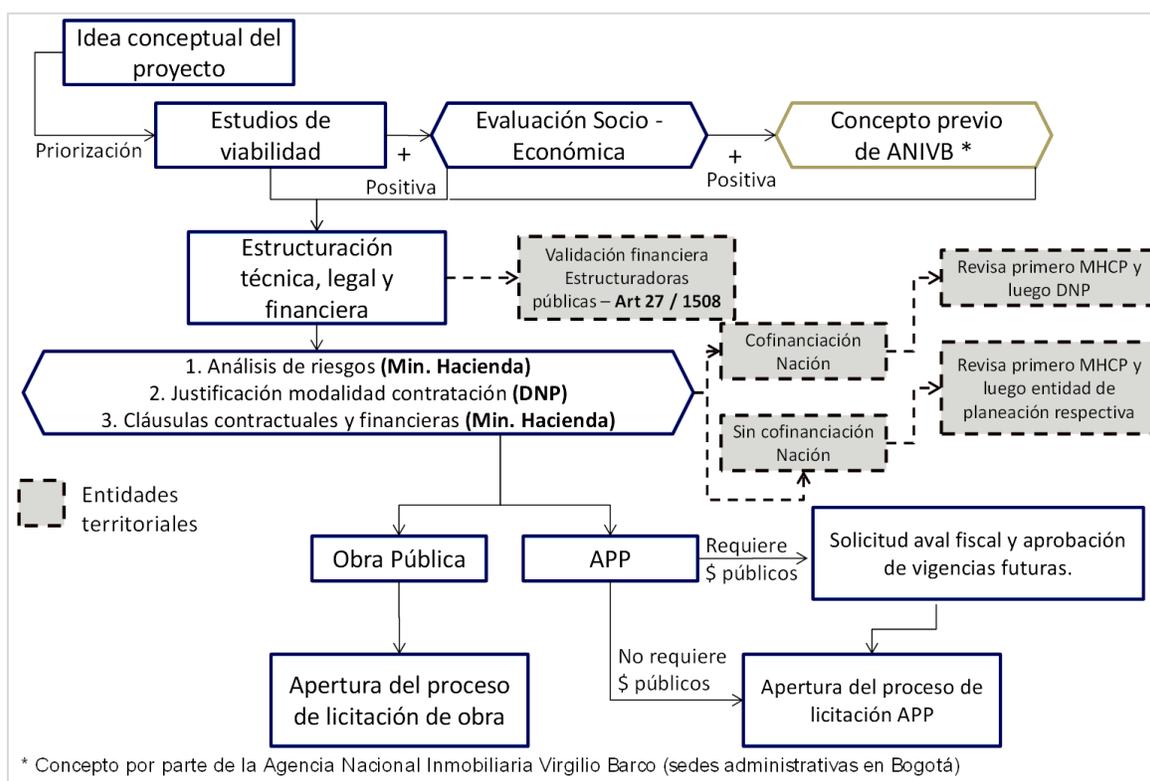
Contado con las aprobaciones y conceptos favorables mencionados anteriormente, el MHCP en forma previa a la presentación del proyecto ante el CONFIS para solicitud de vigencias futuras, deberá evaluar las condiciones financieras del contrato y las cláusulas que soportan las mismas¹⁵.

Una vez la entidad cuente con los estudios mencionados y los conceptos de las entidades rectoras, se solicitará a la Dirección General de Presupuesto General de la Nación su presentación ante el CONFIS para que esta instancia evalúe el otorgamiento del aval fiscal y la autorización de vigencias futuras del proyecto.

¹⁴ Consiste en la evaluación costo-beneficio del proyecto, analizando su impacto social económico y ambiental sobre la población directamente afectada, evaluando los beneficios socioeconómicos esperados, el cual debe ser acorde con la información registrada en la ficha BPIN.

¹⁵ En el caso de proyectos a nivel territorial, antes de presentar el proyecto al MHCP para la aprobación de la valoración de obligaciones contingentes, se debe contar con la validación financiera de alguna entidad que cumpla con la condición de ser estructurador público o Banco de segundo piso. Estas entidades pueden ser: FINDETER, FONADE o FDN.

A continuación, se describe en términos generales el trámite a ser adelantado:



Fuente: presentaciones DNP

1.6.2. Trámite de una iniciativa privada en las APP

La ley de APP colombiana incluye una novedad en nuestra legislación y es la de permitir que grupos privados puedan presentarle al Estado iniciativas de APP para el desarrollo de la infraestructura pública. Estas iniciativas deben ser analizadas en etapa de *prefactibilidad* y de *factibilidad*, por la entidad pública del Estado quien tiene a cargo las funciones relacionadas con dicha infraestructura y definir si acepta la propuesta.

La ley otorga incentivos para que el sector privado presente proyectos al sector público:

- En la etapa de *Arreglo de Condiciones* de la Ley APP, se acuerda, entre el originador del proyecto y la entidad estatal, el valor de los estudios del proyecto realizados hasta el momento en *prefactibilidad* y *factibilidad*.
- Si el proyecto requiere desembolsos de recursos públicos, éstos no podrán ser superiores al 20% del total del valor del proyecto (en el caso de infraestructura vial de carreteras) y 30% en el caso de otros sectores, el proceso de contratación se dará por licitación pública y el privado obtendrá, como incentivo por presentar el proyecto, unos puntos adicionales en la calificación final que obtenga.

- Si el proyecto no requiere desembolsos de recursos públicos, se publicará el acuerdo entre el privado originador de la propuesta y la entidad estatal con el fin de verificar si un tercero (otro privado) quisiera presentar una mejor oferta. En caso de no existir un tercero interesado en el proyecto, la entidad estatal contratará de manera directa con el originador de la propuesta. En caso de presentarse un tercero interesado, se realizará un proceso de selección abreviada, si en ese proceso gana el tercero, el originador de la propuesta tiene como incentivo, el derecho a mejorar la oferta y firmar el contrato.

En cualquiera de estas dos posibilidades, si el contrato lo firma un tercero distinto al originador de la propuesta, deberá pagarle el valor de los estudios al originador de la propuesta.

1.7. Implementación de las APP en Colombia

1.7.1. Sectores líderes en Colombia y sus iniciativas

En Colombia se ha venido implementando el marco de las APP con el fin de proveer bienes y servicios públicos en varios sectores de la economía, con un gran desarrollo en particular en el sector transporte, con inversiones en carreteras a través del programa conocido como la 4G (cuarta generación de concesiones viales), dirigido por la Agencia Nacional de Infraestructura -ANI-. Paralelamente, se han desarrollado iniciativas en otros sectores como educación, salud, cultura, e infraestructura carcelaria.

A continuación, se presenta una descripción del estado de implementación de las APP en dichos sectores presentando proyectos que actualmente se vienen desarrollando.

1.7.1.1. Sector transporte

Enmarcado en la Ley 1508 de 2012, el Programa de Concesiones de Cuarta Generación (4G) que desarrolla la ANI en Colombia, tiene como objetivo principal reducir la brecha en infraestructura y lograr consolidar la red vial nacional a través de la conectividad continua y eficiente de las ciudades, centros de producción y de consumo, con las principales zonas portuarias y con las zonas de frontera del país.

Este objetivo requiere de una importante participación del sector privado, tanto para financiar los proyectos como para una equilibrada asignación de riesgos, para lo cual, el Gobierno Nacional ha venido promoviendo la aplicación del esquema de APP en busca de establecer reglas de juego claras y estables, que estimulen el interés del sector privado e inversionistas de largo plazo, entre otros.

A continuación, se presentan los grupos de proyectos que a la fecha vienen siendo estructurados, contratados y ejecutados por la ANI y que conforman el programa de 4G de concesiones viales en el país.

Primera Ola de la 4G

	Valor del Contrato	Estado	Cierre Financiero Acreditado
PIONEROS (Millones de pesos 2012)			
Girardot - Honda - Puerto Salgar	1.548.656	Adjudicado	✓
Mulaló – Loboguerrero	1.587.924	Adjudicado	✓
Perimetral de Oriente de Cundinamarca	1.647.776	Adjudicado	✓
Cartagena - Barranquilla, Circunvalar de la Prosperidad	1.709.364	Adjudicado	✓
AUTOPISTAS PARA LA PROSPERIDAD (Millones de pesos 2012) – GRUPO I			
Autopista Conexión Norte	1.300.273	Adjudicado	✓
Autopista al Río Magdalena 2	1.740.427	Adjudicado	✓
Autopista Conexión Pacífico 1	2.087.106	Adjudicado	✓
Autopista Conexión Pacífico 2	1.373.910	Adjudicado	✓
Autopista Conexión Pacífico 3	1.869.330	Adjudicado	✓
TOTAL	14.864.766		

Fuente: ANI (en presentación DNP: APP en Infraestructura en Colombia Agosto 2016)

Segunda Ola de la 4G

	Valor del Contrato	Estado
GRUPO II – AUTOPISTAS PARA LA PROSPERIDAD (Millones de pesos 2014)		
Autopista al Mar 1	2.244.728	Adjudicado
Autopista al Mar 2	2.574.127	Adjudicado
NUEVOS (Millones de pesos 2014)		
Santana - Neiva	2.969.881	Adjudicado
Rumichaca – Pasto	2.400.844	Adjudicado
Popayán - S/der de Quilichao	1.702.786	Adjudicado
Transversal del Sisga	966.849	Adjudicado
Villavicencio – Yopal	2.939.320	Adjudicado
P/ta de Hierro - Palmar	1.286.214	Adjudicado
B/manga- B/meja - Yondó	2.789.835	Adjudicado
TOTAL	19.874.584	

Fuente: ANI (en presentación DNP: APP en Infraestructura en Colombia Agosto 2016)

Tercera Ola de la 4G

	Valor del Contrato	Estado
FONDO DE ADAPTACIÓN (Millones de pesos 2015)		
Bucaramanga - Pamplona	1.413.763	Adjudicado 22/04/2016
Pamplona - Cúcuta	3.403.431	Desierta
TOTAL	4.817.194	

En Estudio por parte de la ANI

- Ocaña-Cúcuta
- Zipaquirá-Bucaramanga (Palenque)
- Duitama-Pamplona
- Sogamoso-Aguazul-Maní
- Chinchiná-Mariquita

Fuente: ANI (en presentación DNP: APP en Infraestructura en Colombia Agosto 2016)

Adicionalmente a los proyectos estructurados por iniciativa por parte de la ANI, los grupos privados han presentado iniciativas privadas de infraestructura vial:

Nombre	Valor del Contrato	Estado
IP Ibagué – Cajamarca*	1.860.649 millones	Adjudicado: 15/01/2015
IP Malla Vial del Meta	3.200 millones	Adjudicado: 09/04/2015
IP Chirajará – Fundadores / Bogotá Villavicencio	5.090.472 millones	Adjudicado: 23/04/2015
IP Departamentos del Cesar y la Guajira	1.719.724 millones	Adjudicado: 19/05/2015

Nombre	Valor del Contrato	Estado
IP Cambao – Manizales	1.334.383 millones	Adjudicado: 19/05/2015
IP Vías del NUS	2.490.135 millones	Adjudicado: 01/12/2015
IP Neiva – Girardot	2.017.901 millones	Adjudicado: 15/09/2015
IP Antioquia – Bolívar	2.752.552 millones	Adjudicado: 17/09/2015
IP Buga – Buenaventura	3.060.229 millones	Adjudicado: 19/05/2016

*Cierre financiero acreditado

Fuente: ANI (en presentación DNP: APP en Infraestructura en Colombia Agosto 2016)

En el sector transporte, también se puede citar el proyecto de APP de iniciativa pública, cuyo objeto es la realización de obras de encauzamiento del canal navegable en el tramo comprendido entre Puerto Salgar/La Dorada - Bocas de Ceniza. Así como las actividades de operación y mantenimiento -O&M- para garantizar navegabilidad: 4.5 pies en el tramo Puerto Salgar/Puerto Berrío; 6 pies en el tramo Puerto Berrío/ Barrancabermeja; 7 pies en el tramo Barrancabermeja/Puente Laureano Gómez; y 37.5 pies hasta Bocas de Ceniza. Su valor de CAPEX es de \$2,17 Billones.

Adicionalmente se adelantan desarrollos en infraestructura aeroportuaria:

	CAPEX (millones de pesos)	Estado	Fecha estimada de inicio*
Aeropuerto Ernesto Cortissoz (APP 20 años)	345.000	Adjudicado Diciembre 2014	Julio 2016
Aeropuerto Internacional de Matecaña, Pereira (APP 20* años)	90.000	En licitación	Diciembre 2016
Aeropuerto El Edén de Armenia y Benito Salas Vargas de Neiva (APP 20* años)	194.695	En licitación	Diciembre 2016
Aeropuerto El Dorado II	1.400.000	Prefactibilidad	Febrero 2018
TOTAL	2.029.695*		

*Datos estimados

Fuente: DNP Presentación APP en Infraestructura en Colombia Agosto 2016

Como beneficios de estas inversiones, el DNP ha estimado que para 2015 la inversión en infraestructura de carreteras 4G que se desarrolla bajo contratos APP de iniciativas públicas tendría un efecto multiplicador directo en el PIB de un 1.02% e indirecto de un 0,61%, generando así un efecto multiplicador total de 1.63% del PIB. Por otra parte, se estiman que dichos proyectos generarían entre 180 mil y 450 mil nuevos empleos en la economía.

Efecto multiplicador de los proyectos APP en el sector transporte (4G)

Efecto Multiplicador de los choques de inversión en Infraestructura*						
	2015	2016	2017	2018	2019	PROM
Directo en el PIB	1,02%	1,36%	1,17%	0,76%	0,55%	0,97%
Indirecto en el PIB	0,61%	0,82%	0,70%	0,46%	0,33%	0,58%
Efecto Total en el PIB	1,63%	2,18%	1,87%	1,22%	0,88%	1,56%

Los empleos adicionales generados para la economía por cuenta de la nueva inversión en infraestructura oscilan entre 180 mil y 450 mil nuevos puestos de trabajo.

- El sector que más se beneficiaría es **Obras Civiles** con un crecimiento en promedio de 11.3% en el periodo 2015 - 2019.
- Estos proyectos van a generar fuertes impactos en los encadenamientos regionales y sectoriales de la economía, por lo que va a ser un instrumento importante para la convergencia en el desarrollo entre algunas regiones.

*Solo carreteras 4G: no incluye Iniciativas Privadas ni Río Magdalena

Fuente: DNP Presentación APP en Infraestructura en Colombia - Octubre de 2015

De igual manera, el DNP ha estimado que los proyectos APP que se han estructurado a la fecha en el sector transporte generan los beneficios (población, aumento anual del PIB, reducción de tiempos de viaje y empleos generados) presentados en el siguiente gráfico:

Beneficios a nivel nacional de los proyectos APP en el sector transporte

	Aportes Nación (Billones cte 2012)	No Departamentos	No de Municipios	Población Estimada	Aumento anual PIB	Reducción Tiempos de viaje	Empleos generados
Total 4G	\$64	24	Impacto Nacional ⁽¹⁾	Población Total del País	1,5%	30%	180.000-450.000
Pioneros	\$10	6	22	7.750.873	1,58%	30%	61.000
Autopistas Prosperidad Grupo I	\$12	4	41	1'325.544	1,5%	35%	60.000
Autopistas Prosperidad Grupo II	\$11	1	20	827.757	ND	39%	ND
2da Ola	\$22	13	79	5.254.631	1,31%	81%	65.500

	Beneficios anuales con respecto a los costos intermodales y de operación		
	Ahorro en costos de operación	Mayores ingresos por rentas de fletes	Ahorros en costos ambientales
Río Magdalena	45,31%	41,49%	10,67%

(1) Los proyectos se desarrollaran físicamente en 24 Municipios pero el Impacto que tiene el Programa es Nacional por cuanto aumenta la competitividad de la Economía del País mejorando la conectividad entre las diferentes regiones del país y generara un impulso al empleo en casi todas las regiones.

Fuente: DNP Presentación APP en Infraestructura en Colombia - Octubre de 2015

1.7.1.2. Sector educación

La ampliación y el mejoramiento de la infraestructura necesaria para la prestación de los servicios educativos, juega un papel fundamental en la consecución de las metas planteadas respecto al incremento de cobertura y calidad de la educación en Colombia; y de allí surge la necesidad de evaluar la implementación de modelos de desarrollo de infraestructura, que por un lado estén en línea con la realidad fiscal del país y que por otro garanticen una adecuada operación y mantenimiento de los activos a lo largo de su vida útil. Dentro de las alternativas que cumplen estas condiciones, la más utilizada a nivel internacional y con un mayor número de ventajas son las APP.

La implementación de este instrumento ha requerido establecer los criterios de articulación entre la normatividad vigente en materia de educación y la Ley 1508 del 2012 (Ley de APP). De esta manera, se espera utilizar el esquema de APP como medio de ejecución de proyectos para el desarrollo de infraestructura educativa formal en todos sus niveles (básica, primaria, secundaria y superior), así como evaluar la posibilidad de vincular en este tipo de proyectos la prestación de servicios educativos básicos y complementarios que permitan incrementar la oferta y mejorar la calidad de la educación pública en Colombia.

Con el fin de encontrar una alternativa que permita atender las deficiencias en infraestructura educativa y en sus servicios complementarios, el Gobierno Nacional a través del DNP ha efectuado el análisis de viabilidad sobre la utilización del esquema de APP para la ejecución de proyectos que involucren el diseño, la construcción, rehabilitación, mejoramiento y/o equipamiento, así como la operación y mantenimiento de infraestructura educativa.

Actualmente, se adelanta un proceso de priorización por parte del Ministerio de Educación Nacional –MEN– con el propósito de identificar proyectos piloto para aplica el esquema conforme a los resultados obtenidos en la consultoría anteriormente mencionada.

APP en Educación

Construcción, dotación, operación, mantenimiento y prestación de servicios no pedagógicos en:

- Barranquilla: 17 colegios
- Cartagena: 15 colegios
- Medellín: 21 colegios
- Antioquia: 24 colegios
- Soacha: 9 colegios
- Ibagué: 10 colegios

	CAPEX (millones de pesos)	Estado	Fecha estimada de inicio*
Colegios (APP 20 años)	900.000	En aprobación	Febrero 2017
TOTAL	900.000*		

Fuente: DNP Presentación APP en Infraestructura en Colombia Agosto 2016

1.7.1.3. Sector de infraestructura carcelaria

A nivel internacional, diversos países vienen acudiendo al esquema de implementación de este tipo de proyectos por APP, con el fin de subsanar las grandes deficiencias y rezagos en el desarrollo de infraestructura carcelaria, rezagos que están llevando a una sobrepoblación y hacinamiento muy complejos y que pueden tener grandes consecuencias para una sociedad a nivel de seguridad e incluso de salud pública; esto sin contar con las condiciones mínimas de dignidad humana que deberían tener tanto los internos de dichos establecimientos como los empleados y familiares que deben acceder a los mismos.

Además de los beneficios generales del esquema de APP para el desarrollo de esta infraestructura, el tener la oportunidad de aplicar este esquema en el sector carcelario, puede conllevar beneficios específicos, que ya se han observado en otros países, tales como:

- Mejora en la infraestructura para los internos en relación con las cárceles tradicionales.
- Mayores posibilidades de rehabilitación y reinserción.
- Mejora en el apoyo psicológico al interno, con el fin de aminorar su problemática social y propender por su integración al medio externo.
- Mejores condiciones de seguridad, calidad y de un ambiente digno, con lo cual también hay disminución en el contagio criminológico.
- Respeto y dignificación para los familiares que visitan a los internos.
- Desde el punto de vista del estado, se garantiza mayor cumplimiento de una función rehabilitadora, que busca cortar el círculo vicioso de la delincuencia, generando condiciones que permitan evitar o disminuir la reincidencia de los delincuentes.
- Control de hacinamiento.
- Para la ciudadanía, potenciamiento de la seguridad y centros penitenciarios aceptados por el entorno social.
- Construcción de confianza en que se respeten los derechos de internos reclusos, al asegurar un pleno respeto de las normas legales y constitucionales que protegen los derechos de las personas puestas de disposición de la administración penitenciaria.

APP en el sector Justicia

 MINJUSTICIA	CAPEX (millones de pesos)	Estado	Fecha estimada de inicio*
50 Casas de Justicia	126.329	En estructuración	Marzo 2017
Cárceles en municipios de: Uramita (Antioquia) Barrancabermeja (Santander)	681.000	En estructuración	Junio 2017
Cárcel de Popayán (Cauca)	412.096	En estructuración	Junio 2017
TOTAL	1.219.425*		

Fuente: DNP Presentación APP en Infraestructura en Colombia Agosto 2016

1.7.1.4. Sector cultura

Con la Ley 1379 de 2010 (Ley de Bibliotecas Públicas), se estableció la política de la Red Nacional de Bibliotecas Públicas y se creó el Comité Técnico Nacional de Bibliotecas Públicas en el país. En el año 2005, se desarrolló el programa Red Nacional de Museos y, posteriormente, surgió el Programa de Fortalecimiento de Museos, actualmente en ejecución.

El Ministerio de Cultura de Colombia en articulación con los entes territoriales busca asegurar el crecimiento, la sostenibilidad y la modernización de las bibliotecas públicas, puesto que muchas bibliotecas públicas municipales están albergadas en espacios que no fueron diseñados para ello, con áreas insuficientes y con condiciones precarias. Si bien, desde el 2003 se ha logrado dotar y actualizar las colecciones de libros en la mayoría de municipios, se está enfocando los esfuerzos en el mejoramiento de las condiciones físicas de las bibliotecas, razón por la cual dicha entidad diseñó un prototipo de aproximadamente 200 m², que consta de zona de lectura de adultos, área para computadores, zona infantil, zona de baños y plazoleta exterior ¹⁶.

Por otra parte, el Ministerio a través del Programa de Fortalecimiento de Museos busca la modernización y mejoramiento de la infraestructura de los museos, mejoramiento del conjunto de espacios que componen el edificio-museo, los cuales deben estar integrados y en los que el componente museográfico involucra la arquitectura del edificio y la relación funcional de sus áreas para lo cual se desarrollarán acciones encaminadas a:

- Cumplir disposiciones para acceso de personas en situación de discapacidad.
- Contar con una adecuada señalización que permita un recorrido espacial-funcional efectivo.
- Tener unas áreas museológicas que cumplan con los requerimientos técnicos de exhibición, conservación y seguridad.
- Incluir unas áreas de reserva técnicamente funcionales.
- Ofrecer áreas de servicios (baños, tiendas, café, etc.) adecuadas.

Con base en las necesidades de infraestructura presentadas, el DNP desde inicios del año 2014 comenzó un trabajo interinstitucional con el Ministerio de Cultura para la utilización del esquema de APP en el sector y actualmente se encuentran en estructuración algunos proyectos con las anteriores características.

Ejemplo de lo anterior es la estructuración técnica, legal y financiera bajo el esquema de APP que actualmente desarrolla el DNP para la construcción, dotación, operación y mantenimiento de la infraestructura de un grupo de bibliotecas públicas, ubicadas en diferentes municipios del país, así como el proyecto relacionado con el diseño, restauración, construcción, dotación, operación y mantenimiento de ocho (8) museos de propiedad del Ministerio de Cultura.

¹⁶ Sin embargo, tras el CPP, se evidenció que era mejor por obra pública.

APP en el sector Cultura

 MINCULTURA	CAPEX (millones de pesos)	Estado	Fecha estimada de inicio*
8 Museos de orden nacional, de propiedad del Ministerio de Cultura en las ciudades de Cartagena, Santa Fe de Antioquia, Villa de Leyva, Honda, Villa del Rosario, Popayán (2) y Ocaña (APP 20 años)	30.000	En aprobación	Noviembre 2016
TOTAL	30.000 *		

*Para el paquete de museos.

Fuente: DNP Presentación APP en Infraestructura en Colombia Agosto 2016.

1.7.1.5. Sector salud

A partir del mandato constitucional de 1991¹⁷, el Estado ha estructurado su sistema de salud. Con la promulgación de la Ley 100 de 1993, se conformó el Sistema General de Seguridad Social en Salud (SGSSS) y, en el año 2005, se formuló la Política Nacional de Prestación de Servicios de Salud, que determina los lineamientos estratégicos sobre los cuales se debe regir la prestación de los servicios de salud en Colombia.

El Estado, en relación con la prestación de servicios de salud, busca cerrar brechas en la oferta y disponibilidad de servicios con mejores condiciones (óptimas / factibles) de calidad en la infraestructura, dotación y operación de los servicios, donde el privado por sí mismo no lo hace, considerando:

- La complementación de la oferta de la infraestructura y los servicios de salud en aras de la eficiencia social para mejorar el acceso a los servicios de salud cuando la rentabilidad económica no genere incentivos para la participación del sector privado.
- La introducción de mecanismos a través de los cuales se compensan las inequidades verificables.
- La articulación de incentivos de mercado capaces de innovar y modernizar infraestructura, equipamiento y/o tecnología de gestión, en armonía con los estándares de calidad y metas sanitarias.

¹⁷ Constitución Política de Colombia 1991, particularmente su artículo 49.

Con base en estas necesidades, el DNP ha realizado un trabajo interinstitucional con el Ministerio de Salud y la Proyección Social para el diseño de una estrategia para la implementación del esquema de APP en el sector salud.

APP en el sector Salud

	CAPEX(millones de pesos)	Estado	Fecha estimada de inicio*
ESE Hospital Departamental Juan Domínguez Romero	138.012	En estructuración	Junio 2017
5 Hospitales en Bogotá (Materno Infantil, Simón Bolívar, Santa Clara, Bosa-San Bernardino, Usme)	1.500.000	En estructuración	Febrero 2018
TOTAL	1.638.012*		

Fuente: DNP Presentación APP en Infraestructura en Colombia Agosto 2016

1.7.2. Estadísticas Registro Único de APP -RUAPP-

En atención a lo previsto en el artículo 25 de la Ley 1508 del 2012 y el artículo 2.2.2.1.5.3 del Decreto 1082 del 2015, el RUAPP es una base de datos administrada por el DNP que recopila la información sobre el estado de los proyectos que bajo este esquema se desarrollan a escala nacional y territorial.

Las entidades estatales competentes de los órdenes nacional y territorial que pretendan implementar proyectos a través de una APP deben registrar en el RUAPP las iniciativas públicas y privadas de su competencia.

Con corte al 30 de septiembre de 2016, han sido incluidos 496 proyectos en el RUAPP del DNP, 469 de iniciativa privada y 27 de iniciativa pública¹⁸. Del total de iniciativas privadas, 9 han sido contratadas, 3 están en licitación, 267 están en estudio (57%), 221 en Prefactibilidad y 46 Factibilidad, y 190 han sido rechazadas (40.5%). Durante el tercer trimestre de 2016, se registraron 31 nuevos proyectos en el RUAPP. Las entidades con más registros nuevos durante el último trimestre fueron Alcaldía de Bogotá con 12 y Agencia Nacional de Infraestructura -ANI- con 6.

En el cuadro siguiente se observan las iniciativas privadas por sector y por etapa de madurez del proyecto registradas en el RUAPP:

¹⁸ Estadística que no incluye las iniciativas públicas estructuradas, licitadas y adjudicadas por la ANI conocidos como la 4G.

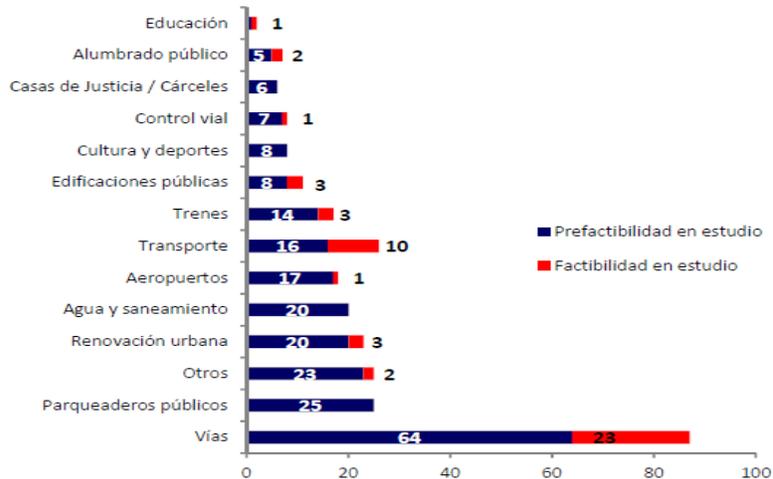
Sector	Contratado (SECOP)	Aviso de Invitación Terceros (SECOP)	Factibilidad en Estudio	Factibilidad Rechazada	Pre-factibilidad en Estudio	Pre-factibilidad Rechazada	Total	Participación X Sector
Vías	9	2	23	13	63	94	204	43%
Parqueaderos Públicos					27	10	37	8%
Transporte Urbano			6	6	13	10	35	7%
Renovación Urbana			1	1	17	5	24	5%
Trenes			3	1	13	4	21	4%
Aeropuertos					13	3	16	3%
Agua y Saneamiento					9	7	16	3%
Edificaciones Públicas			2		7	3	12	3%
Residuos Sólidos					9	3	12	3%
Alumbrado Público			1	3	5	3	12	3%
Control Vial			1	2	6	1	10	2%
Salud				1	4	4	9	2%
Locales Comerciales				1	5	2	8	2%
Parques Públicos				1	6	1	8	2%
Transporte			3		2	2	7	1%
Logística Urbana			1	1	1	2	5	1%
Escenarios Deportivos		1		1	2	1	5	1%
Logística Aeroportuaria			1		4		5	1%
Cultura					2	2	4	1%
Mobiliario Urbano			1		1	1	3	1%
Casas de Justicia/Cárceles					3		3	1%
Educación			1		1	1	3	1%
Vivienda					2		2	0%
Construcción Dique					1		1	0%
Gestión Documental			1				1	0%
Parques de Diversiones					1		1	0%
Agro					1		1	0%
Satélite					1		1	0%
Sistemas de Información					1		1	0%
Transporte			1				1	0%
Logística Portuaria					1		1	0%
Total	9	3	46	31	221	159	469	
Participación X Etapa	1.9%	0.6%	9.8%	6.6%	47.1%	33.9%		

Fuente: DNP-RUAPP a 30 de septiembre de 2016. Cálculos propios.

El sector transporte aporta 305 iniciativas privadas, es decir el 65% del total de proyectos de iniciativa privada¹⁹, de los cuales, 139 han sido rechazados (46%).

Aunque la mayoría de las propuestas se encuentran en etapas tempranas de formulación, 46 proyectos están en construcción de sus estudios de factibilidad, de los cuales 34 sin solicitud de recursos públicos y 12 son con solicitud de recursos públicos, liderando los proyectos de vías:

¹⁹ Incluye vías, trenes, transporte urbano, aeropuertos, control vial y logística urbana, aeroportuaria y portuaria.



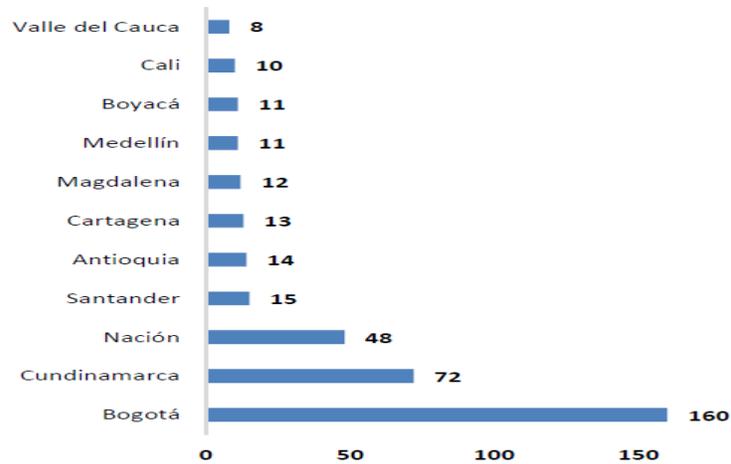
Fuente: DNP-RUAPP Informe 3er trimestre 2016

En el siguiente cuadro se resumen las APP por nivel territorial y etapa de madurez del proyecto. De las 469 APP de iniciativa privada, 303 han sido presentadas a entidades territoriales (a Alcaldes y Gobernadores), es decir el 65% del total:

Etapa del proyecto	Municipal	Nacional	Departamental	Total	Participación X etapa
Contratado (SECOP)		9		9	1.9%
Aviso de Invitación Terceros (SECOP)	2	1		3	0.6%
Factibilidad en Estudio	16	27	3	46	9.8%
Factibilidad Rechazada	20	3	8	31	6.6%
Prefactibilidad en Estudio	137	59	25	221	47.1%
Prefactibilidad Rechazada	64	67	28	159	33.9%
Total	239	166	64	469	100.0%
Participación X Nivel Entidad	51%	35%	14%	100%	

Fuente: DNP-RUAPP a 30 de septiembre de 2016. Cálculos propios.

Bogotá tiene 160 proyectos inscritos (32.6% del total nacional), seguida por los departamentos de Cundinamarca (14.6%) y Santander (3.06%):



Fuente: DNP-RUAPP Informe 3er trimestre 2016

Del total de APP de iniciativa privada, 395 son proyectos que no solicitaron desembolsos de recursos públicos (84% del total nacional):

Etapa del proyecto	Iniciativa Privada sin recursos públicos	Iniciativa Privada con recursos públicos	Total general	Participación X Tipo de APP
Contratación Directa (SECOP)	8	1	9	1.9%
Aviso de Invitación Terceros (SECOP)	3		3	0.6%
Factibilidad en Estudio	34	12	46	9.8%
Factibilidad Rechazada	26	5	31	6.6%
Prefactibilidad en Estudio	187	34	221	47.1%
Prefactibilidad Rechazada	137	22	159	33.9%
Total general	395	74	469	100.0%
Participación X Tipo de APP	84%	16%	100%	

Fuente: DNP-RUAPP a 30 de septiembre de 2016. Cálculos propios.

2. Experiencias internacionales en Zonas No Interconectadas

2.1. Chile: Programa de Energización Rural

La promoción del acceso a la energía en zonas aisladas y rurales del país se inició en Chile en 1994 con el Programa de Electrificación Rural, actualmente Programa de Energización Rural -PER, desarrollado en su momento dentro de los planes estatales de superación de la pobreza.

El programa se diseñó con el objetivo de aumentar de la cobertura en electrificación rural para incrementar el acceso de la población a servicios de salud y educación, y su integración al desarrollo económico. El PER está basado en el principio de subsidiaridad y descentralización por parte del Estado, dejando la iniciativa a los gobiernos regionales y locales, comunidades y empresa privada en la presentación de proyectos de ampliación de la cobertura.

2.1.1. Estructura institucional

Para el efecto se ha desarrollado una estructura institucional que permite, por una parte recoger información sobre proyectos, demandas, potenciales de ofertas y alternativas de tecnología de FERNC; y por otra, canalizar las solicitudes de proyectos, revisarlas, seleccionarlas y asignar recursos de financiamiento bien en forma directa o por medio de licitación pública.

El sistema está organizado por una parte por agencias del Ministerio de Energía, el Ministerio del Interior, y el Ministerio de Desarrollo Social, que establecen las bases de formulación, evaluación y estructuración de proyectos, la coordinación transversal dentro del Estado, la promoción de normativas, la difusión de información y la capacitación en FERNC.

La División de Acceso y Equidad Energética (DAEE) del Ministerio de Energía se encarga de prestar apoyo técnico a gobiernos regionales, municipios y otras entidades, de generar y promover normativa de regulación sectorial, de apoyar la generación de competencias o capacidades a organismos públicos, sobre FERNC a pequeña escala, y de entregar información en materia de FERNC a pequeña escala a la población.

El Ministerio de Desarrollo Social por su parte establece las reglas y metodologías para formular y evaluar proyectos de interés socio económico, utilizando evaluaciones de costo eficiencia con precios de mercado y precios “sociales” o precios “sombra”, que permiten valorar objetivos de política social y externalidades en aspectos como la salud, la educación, o la sostenibilidad ambiental.

Por otra parte, el sistema de financiación y asignación de recursos se apoya en el Fondo Nacional de Desarrollo Regional, que funciona como un fondo de compensación del

desarrollo entre regiones; y en el Sistema Nacional de Inversiones (SNI) en el que deben registrarse los proyectos de inversión con recursos del estado, sujetos a conceptos y recomendaciones tanto técnicas como económicas, por una parte del Ministerio de Desarrollo Social, o de las SERPLAC (Secretarías Regionales de Planificación y Coordinación) de cada región administrativa.

Adicionalmente, por medio de la Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo del Ministerio del Interior (SUBDERE) se promueve el fortalecimiento de capacidades técnicas de los gobiernos regionales y municipales, y se administran fondos de inversión para la descentralización y la transferencia de servicios y competencias a los niveles regionales y locales.

El PER se financia con recursos del Presupuesto Anual de la Nación, bajo la consideración de que la inversión en la prestación del servicio de energía en zonas aisladas no resulta rentable para la empresa privada debido a los bajos consumos, la dispersión geográfica de la demanda y las distancias a los centros de aprovisionamiento (nodos de la red de interconexión, centros de abastecimiento de combustibles).

En 2001 con aportes del PNUD se diseñó un programa para eliminar barreras de acceso a las fuentes no convencionales de generación de energía, con base en una estrategia que incluía:

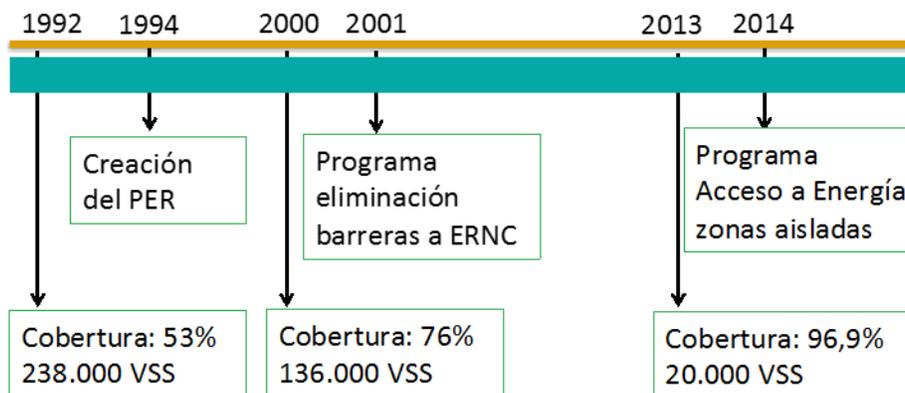
- La conformación de un portafolio de proyectos
- La elaboración de normatividad técnica y procedimientos de certificación para las FERNC
- Programas de capacitación
- El desarrollo de un proyecto demostrativo fotovoltaico a gran escala
- La construcción de capacidad técnica para evaluación de recursos
- La identificación de usos productivos
- La hibridación de sistemas diesel en operación

En 2008 se crea el Plan de Electrificación Rural y Social (PERYS) enfocado en escuelas y postas de salud rurales. A partir de 2009 se establece la posibilidad de subsidiar la operación de sistemas aislados con capacidad instalada inferior a 1500 kW. El subsidio se calcula con procedimientos establecidos por el ente de regulación (la Comisión Nacional de Energía), con el objetivo de que las familias paguen como máximo la misma tarifa regulada del sistema interconectado más cercano al proyecto.

En 2014 se formula el Programa de Acceso a la Energía (PAE) en zonas aisladas, con el fin de alcanzar en 2018 la meta de llevar el servicio a 10.000 familias en estas zonas; proporcionar suministro eléctrico permanente al 100% de escuelas y puestos (postas) de salud; llevar soluciones de FERNC a comunidades indígenas; y desarrollar un programa de sustitución del uso del diésel en los territorios insulares del país. La estrategia del PAE se basa por una parte en un levantamiento georeferenciado de las viviendas sin servicio en zonas aisladas; la formulación de proyectos desde las entidades regionales; la coordinación

con las empresas distribuidoras de energía eléctrica; y la adjudicación mediante licitación de los fondos para la ejecución de proyectos.

Ilustración 8. Evolución de Cobertura y Esquemas de Prestación del Servicio de Energía en Zonas Aisladas en Chile



Fuente: Ministerio de Energía, Chile, 2014

Otra iniciativa es el Fondo de Acceso a la Energía, del Ministerio de Energía, enfocado a financiar solución de requerimientos energéticos de pequeña escala en sectores rurales, aislados y/o vulnerables, y a generar capacidades a través de talleres. La primera línea se orienta a cofinanciar el diseño e implementación de soluciones energéticas a pequeña escala con energías renovables, que permitan dar respuesta a una demanda energética local y comunitaria (p.e., agua caliente sanitaria con colectores solares, iluminación de espacios públicos, entre otros), con un valor máximo por proyecto de cerca de USD 55.000. Una segunda línea corresponde a los talleres, que cofinancia capacitaciones en materia de energías renovables a comunidades, con un valor máximo de cerca de USD 25.000.

2.1.2. Tipos de proyectos

El PER diferencia entre los proyectos de extensión de red para la interconexión de zonas aisladas al sistema, y los proyectos de autogeneración en zonas aisladas no interconectables. Adicionalmente, incluye otros dos tipos de proyectos, en reinversión o reposición de infraestructura con FERNC, y en conexión de viviendas individuales ubicadas a menos de 1 km de la red.

En el caso de las extensiones de red, si los costos del proyecto son inferiores al costo de referencia por vivienda para la región, el proyecto se debe desarrollar por la empresa distribuidora, pero se reconoce un subsidio máximo a la inversión igual al valor actual neto (VAN) privado negativo de la empresa en proyectos de electrificación rural.

Si los costos del proyecto son superiores al costo de referencia por vivienda, se analizan las alternativas con autogeneración, para lo cual el formulador del proyecto puede solicitar

a la DAEE que realice los estudios de prefactibilidad, o los puede ejecutar con sus propios recursos.

Terminada la etapa de prefactibilidad se pueden solicitar recursos para financiar la factibilidad (ingeniería básica de la alternativa seleccionada) y la etapa de ejecución (diseño del sistema de autogeneración).

2.1.3. Condiciones de ejecución y operación

Para la etapa de factibilidad, la entidad que formula el proyecto solicita los recursos al FNDR, para lo cual debe presentar los siguientes antecedentes:

- Resultados de prefactibilidad
- Términos de Referencia para contratación de estudio de ingeniería
- Presupuesto detallado del estudio de consultoría

Para la etapa de ejecución se deben presentar los siguientes documentos:

- Resultados de etapa de factibilidad
- Planos de obras
- Presupuesto detallado de proyecto
- Especificaciones técnicas
- Certificación social de beneficiarios
- Croquis de ubicación
- Visado Técnico Ministerio de Energía

El visado técnico del Ministerio de Energía incluye una revisión de las condiciones de sostenibilidad de los proyectos formulados, lo que incluye el análisis del Modelo de Gestión (administración, operación y mantenimiento del proyecto), la revisión de aspectos legales en materia de terrenos, servidumbres y licencias ambientales, y la propuesta de acuerdo tarifario.

El financiamiento estatal puede llegar hasta el 100% del valor de las instalaciones, las cuales son de propiedad del estado, entregadas en comodato al prestador.

Para efectos de la ejecución, los recursos pueden asignarse bien sea de manera directa, o por licitación, en la que pueden participar empresas privadas, cooperativas o municipalidades.

Se debe determinar la tarifa que sustente la operación, mantenimiento y las reposiciones durante la vida útil del proyecto.

2.1.4. Costos de los proyectos ejecutados

La tabla siguiente presenta un resumen de los costos de los proyectos ejecutados por el PERYS entre 2012 y 2015. Los proyectos que se construyeron inicialmente con respaldo en baterías tienen mayores costos de inversión, en USD/kW, con respecto a proyectos más recientes con respaldo en diésel. Las soluciones fotovoltaicas con respaldo en baterías que vinculan a varios usuarios alcanzan valores por usuario comparables a casos similares (escuelas y puestos de salud) en otros países.

Tabla I. Costos de proyectos del PERYS 2012-2015

Proyecto	Año	Capacidad (kW)	Tecnología	Usuarios	Inversión (USD)	USD kW	USD Usuario
Los Lagos Comuna de Chaitén	2.015	41	Eólica - Diésel	39	323.386	7.887	202
Los Lagos Comuna de Palena	2.015	10	Fotovoltaica - Diésel	11	60.122	6.012	547
Los Lagos Comuna de Quellón	2.015	17	Eólica - Diésel	15	101.797	5.988	399
Los Lagos Comuna de Calbuco	2.015	25	Eólica - Fotovoltaica - Diésel	21	150.066	6.003	286
Los Lagos Comuna de Purránque	2.015	17	Eólica - Fotovoltaica - Diésel	17	133.769	7.869	463
Antofagasta_MARÍA ELENA	2.013	5	Paneles Fotovoltaicos + Baterías	2	91.157	18.231	9.116
Antofagasta_OLLAGUE	2.013	8	Paneles Fotovoltaicos + Baterías	2	125.011	15.626	7.813
Antofagasta_SAN PEDRO DE ATACAMA	2.013	16	Paneles Fotovoltaicos + Baterías	6	287.272	17.955	2.992
Árica y Parinacota_COMUNA DE ARICA	2.012	4	Paneles Fotovoltaicos + Baterías	1	54.722	13.681	13.681
Árica y Parinacota_COMUNA DE GENERAL LAGOS	2.012	7	Paneles Fotovoltaicos + Baterías	5	170.249	24.321	4.864
Árica y Parinacota_COMUNA DE PUTRE	2.012	1	Paneles Fotovoltaicos + Baterías	1	32.332	32.332	32.332
Árica y Parinacota_COMUNA DE CAMARONES	2.012	8	Paneles Fotovoltaicos + Baterías	4	151.718	18.965	4.741
Coquimbo_COMUNA DE OVALLE	2.012	11	Paneles Fotovoltaicos + Baterías	4	183.217	16.656	4.164
Coquimbo_COMUNA DE CANELA	2.012	13	Paneles Fotovoltaicos + Baterías	7	234.571	18.044	2.578
Coquimbo_COMUNA DE COMBARBALÁ	2.012	9	Paneles Fotovoltaicos + Baterías	4	152.582	16.954	4.238
Coquimbo_COMUNA DE COQUIMBO	2.012	5	Paneles Fotovoltaicos + Baterías	2	80.150	16.030	8.015
Coquimbo_COMUNA DE ILLAPEL	2.012	2	Paneles Fotovoltaicos + Baterías	1	40.075	20.037	20.037
Coquimbo_LA HIGUERA	2.012	1	Paneles Fotovoltaicos + Baterías	1	24.757	24.757	24.757
Coquimbo_LA SERENA	2.012	11	Paneles Fotovoltaicos + Baterías	5	192.657	17.514	3.503
Coquimbo_COMUNA DE MONTE PATRIA	2.012	4	Paneles Fotovoltaicos + Baterías	4	167.900	41.975	10.494
Coquimbo_COMUNA DE PUNITAQUI	2.012	11	Paneles Fotovoltaicos + Baterías	4	183.217	16.656	4.164
Coquimbo_COMUNA DE RIO HURTADO	2.012	4	Paneles Fotovoltaicos + Baterías	2	64.832	16.208	8.104

Fuente: Ministerio de Energía de Chile (<http://proyectosdae.minenergia.cl/>).

2.1.5. Conclusiones y lecciones del caso de Chile

En el caso chileno es importante destacar la conformación de una estructura institucional que combina por una parte elementos de identificación, formulación y evaluación de proyectos a través del Ministerio de Energía y el Ministerio de Desarrollo Social, con un esquema de financiamiento conformado a partir de recursos del Presupuesto Anual de la Nación, un fondo de compensación regional (el fondo nacional de desarrollo regional, FNDR), y las recomendaciones de entidades de planificación y desarrollo nacional y regional (Midesocial, SERPLAC, Consejos Regionales).

En el Programa de Acceso a la energía en zonas aisladas es destacable la estrategia definida en 2014 de georeferenciar las viviendas sin servicio, con el fin de precisar las metas en materia de ampliación de cobertura.

Por otra parte, se diferencian expresamente los objetivos de energización de viviendas, de escuelas y puestos de salud, y de comunidades indígenas, y el programa de sustitución del uso del diésel en territorios insulares, de manera que cada uno de estos programas cuenta con metas y estrategias propias.

Aunque no está establecido como regla general, la asignación por licitación, la revisión del modelo de gestión, y el acuerdo tarifario, son elementos que buscan garantizar la sostenibilidad de los proyectos a largo plazo. No en todos los casos se licitan los proyectos con empresas privadas, manteniendo abiertas las alternativas de financiar proyectos con comités de usuarios y municipios, y con cooperativas eléctricas.

Se reconoce además la necesidad de un organismo especializado para la supervisión del cumplimiento de contratos de operación de sistemas, para la fiscalización de los temas técnicos, bajo normas específicas.

Así mismo, de manera expresa se reconoce la necesidad de mejorar las condiciones contractuales público-privadas para modelos privados, para incorporar aspectos sobre la planificación de la capacidad de generación por aumento de la demanda eléctrica durante el periodo de ejecución de los proyectos²⁰.

2.2. Brasil: Programa Luz Para Todos -LPT-

Al igual que en el caso de Chile, el programa de electrificación y energización rural en Brasil se inició como parte de los programas de lucha contra la pobreza, enmarcado además dentro de los Objetivos de Desarrollo del Milenio de la ONU, con metas a 2015.

El programa LPT se inicia en 2002 con la expedición de la Ley de Universalización del servicio eléctrico, con la meta de cobertura universal a 2015. De acuerdo con los datos del censo de 2000, Brasil tenía un total de 2.4 Millones de viviendas sin servicio eléctrico, con 2.1 Millones en zonas rurales²¹.

La Ley de Universalización creó de manera simultánea el programa de financiamiento de energías de fuentes alternativas -PROINFA-, aunque no necesariamente vinculado de manera directa al programa LPT²².

2.2.1. Estructura institucional

Por medio del Decreto 4873 de 2003 se reglamenta la Ley y el programa LPT dejando en cabeza del Ministerio de Minas y Energía la coordinación general, y la operacionalización y ejecución en la empresa estatal de energía eléctrica, Eletrobras y sus filiales de distribución. Se crea una Comisión Nacional de Universalización, un Comité Gestor Nacional y Comités Gestores Estaduales, en cada uno de los estados de la federación.

²⁰ Estay S., Carlos (2014). Electrificación Rural: Objetivos e Instrumentos para su Desarrollo (Chile). Septiembre 2014, Ministerio de Energía, Chile. IV Seminario Latinoamericano y del Caribe de Electricidad.

²¹ UPME (2006). Programa “Luz para Todos” del Gobierno Brasileiro. Convenio MME Brasil – UPME Colombia.

²² IICA (2014). Universalização de Acesso e Uso da Energia Elétrica no Meio Rural Brasileiro: Lições do Programa Luz para Todos.

La Comisión Nacional de Universalización está compuesta por:

- El Ministro de Minas y Energía, quien la coordina
- El Ministro jefe de la Presidencia de la República
- El Ministro de Hacienda
- El Ministro de Planeamiento, desarrollo y gestión
- El Ministro de Desarrollo Agrario
- El Ministro de Agricultura
- Los Ministros de Educación, Salud, Seguridad Alimentaria, Integración Nacional, Medio Ambiente, Ciencia y Tecnología, Desarrollo y Comercio Exterior
- El Presidente del Banco de Desarrollo Económico y Social – BANDES
- El Director de la ANEEL

La composición de los Comités de Gestión Estadales es definida por cada Estado, siempre bajo la coordinación del MME. Se establecieron en el Decreto 4873 las prioridades del programa:

1. Municipios con cobertura inferior al 85%
2. Proyectos de electrificación rural en zonas próximas a las represas
3. Proyectos de electrificación rural asociados a proyectos productivos
4. Escuelas, puestos de salud, bombeos para pozos de abastecimiento de agua
5. Asentamientos rurales
6. Proyectos de agricultura familiar

El MME expide el Manual de Operación del programa LTP con los procedimientos y criterios técnicos, financieros y de selección, priorización y ejecución de proyectos. Un aspecto importante del Manual de Operación es que el mismo, de acuerdo con la ley, se superpone a la regulación expedida por el regulador de energía, la ANEEL, en los aspectos de fijación de tarifas.

En 2009, mediante la Orden Ministerial No. 60 del MME se incluyeron los denominados Proyectos Especiales dirigidos a poblaciones en zonas aisladas, priorizando el uso de generación con fuentes renovables no convencionales y construcción de microrredes de distribución, con cargo a subsidios con los recursos de la CDE (Cuenta de Desarrollo Energético).

2.2.2. Estructura de financiamiento

En la Ley de Universalización se establecieron los criterios de financiamiento del programa a través de la creación de la Cuenta de Desarrollo Energético, la cual es gestionada por Eletrobras. La CDE se conformó con recursos de los pagos anuales de concesionarios a título de uso de bienes públicos, de las multas aplicadas a los concesionarios, permisionarios y empresas autorizadas, y de impuestos generales (encargos) pagados por los usuarios a los comercializadores de energía, a partir de 2003.

Los recursos de la CDE se utilizan para subsidiar la inversión en los proyectos de universalización, además de financiar subsidios de “modicidad” tarifaria en usuarios residenciales de bajos ingresos, para cubrir costos de generación con combustibles líquidos, financiar recursos para promover la competitividad de la generación a carbón, y de la generación con FERNC (eólica, termosolar, fotovoltaica, PCH, biomasa y gas natural), entre otros.

La estructura de financiamiento del LPT incluye hasta un 45% de subsidio directo a la inversión con recursos de la CDE, más recursos de crédito blando del fondo sectorial de Reserva Global de Reversión (RGR)²³, por un 30% de la inversión, más hasta un 15% de recursos de los agentes del sector, y hasta un 10% de subsidio adicional provisto por estados y municipalidades. Un aspecto adicional es el financiamiento de las redes e instalaciones internas de las viviendas.

2.2.3. Condiciones de operación y ejecución

Eletrobras lleva la mayor parte de la operación del programa, desde la evaluación técnica y financiera de los proyectos, que son presentados por los Consejos Estadales, los concesionarios de distribución y otros interesados directos, la elaboración de conceptos de aprobación, y la celebración de contratos de ejecución con las empresas concesionarias de distribución y otros ejecutores. En los contratos se fijan los porcentajes de asignación de recursos y financiamiento (CDE, RGR, empresas, entidades territoriales).

Eletrobras construye bases de datos de costos homologados de proyectos y un banco de datos de análisis técnico y presupuestal de los proyectos. Así mismo, realiza la interventoría e inspección física de los proyectos, gestiona la entrega de recursos, y realiza reportes de avance.

El programa se coordina con las empresas concesionarias de distribución en cada Estado. No obstante, ANEEL puede licitar proyectos a empresas distintas de las concesionarias, que se denominan permisionarias, en aquellos estados en donde no se incluye la cláusula de exclusividad en la concesión.

ANEEL desarrolla además otras actividades en apoyo del programa LPT, en cuanto al cálculo del impacto de los costos de los proyectos y recursos en la tarifa del resto de usuarios; los análisis de calidad y costos y las alternativas de mejora del servicio; recopila información del mercado no atendido y formula metas; y desarrolla metodologías de identificación, priorización, acompañamiento y fiscalización.

²³ Creado en 1957 para promover la expansión y la mejora del servicio de energía eléctrica y financiado con el pago de un 2,5% de las inversiones en activos de los agentes del sector.

2.2.4. La estrategia de Acciones Integradas

Un elemento diferenciador de la estrategia de universalización del servicio de energía en Brasil tiene que ver con la coordinación transversal que se ejerce a través del Ministerio de Minas y Energía con los demás Ministerios, y en el interior de la Comisión Nacional de Universalización, para que los proyectos de energización estén acompañados de proyectos productivos o de beneficio social²⁴.

El objetivo es conseguir que el programa LPT vaya acompañado de proyectos que, al tiempo que incrementan la demanda y reducen los costos unitarios, generan ingresos para la población que permiten asegurar la sostenibilidad de la inversión a largo plazo.

Las Acciones Integradas se desarrollan a través de los Centros Comunitarios de Producción en donde se identifican comunidades organizadas alrededor de un conjunto de maquinaria y equipo para beneficio, procesamiento, conservación y almacenamiento de productos agropecuarios, vinculadas a la utilización de tecnologías que utilicen la energía en forma eficiente.

2.2.5. Conclusiones y lecciones del caso de Brasil

El programa LPT ha permitido ampliar la cobertura eléctrica y reducir el número de viviendas sin servicio en los últimos quince años, pasando de 2.4 Millones de VSS en 2000, a sólo 228.000 en 2014, concentradas en las regiones Norte y Nordeste del país.

El programa ha sido ampliado recientemente hasta 2018, con el fin de alcanzar la universalidad en ese año, con énfasis en la utilización de fuentes renovables en zonas aisladas, a partir de precios de referencia de sistemas de generación y redes de distribución establecidos por ANEEL. El foco de atención se concentra en asentamientos rurales, comunidades indígenas y afrodescendientes, por fuera del área de responsabilidad de las concesionarias de distribución.

No obstante el evidente éxito del programa LPT, es claro que este se fundamenta en una estrategia masiva de subsidio cruzado a partir de los denominados “encargos” tarifarios incluidos en las tarifas de transmisión y distribución que pagan todos los usuarios, que alcanzan un máximo del 8% de la tarifa media a usuario final.

Por otra parte, la estructura institucional se apoya fundamentalmente en Eletrobras como organismo ejecutor, a cargo de la evaluación y aprobación de los proyectos, y la contratación y supervisión de la ejecución de los mismos, en muchos casos con sus propias empresas filiales. Esto garantiza la existencia de una entidad técnica a cargo de procesos clave como la evaluación de los proyectos, y la vigilancia de la ejecución. Sin embargo, no es claro hasta qué punto los proyectos se estructuran adecuadamente desde un punto de vista financiero, una parte de la tarea que queda a cargo de ANEEL.

²⁴ IICA (2011). Universalização de Acesso e Uso da Energia Elétrica no Meio Rural Brasileiro: Lições do Programa Luz para Todos. Brasília, 2011.

El esquema de concesión de distribución, por otra parte, facilita y simplifica el trabajo a desarrollar, dado que en su mayor parte se ejecuta con las mismas empresas concesionarias de distribución, lo que puede ser una garantía de sostenibilidad a largo plazo, pero puede introducir dificultades desde el punto de vista del control.

No obstante lo anterior, en los demás casos los proyectos se licitan a empresas “permisionarias”, o a cooperativas de electrificación rural, una figura que podría desarrollarse en Colombia con el fin de promover esquemas empresariales alternativos de participación privada, con los que se podrían desarrollar esquemas de APP vinculados además a proyectos productivos.

2.3. Perú: Áreas No Conectadas a la Red

El Ministerio de Energía y Minas del Perú a través de su Dirección de Electrificación Rural, expidió el Plan Nacional de Electrificación Rural -PNER- 2014-2023, en el cual estableció la política sectorial²⁵.

Dicho documento incluye la identificación de centros poblados alejados y dispersos sin electricidad (viviendas, escuelas y puestos de salud), la configuración preliminar de sistemas eléctricos con energía convencional o no convencional, la elaboración de la ficha técnica el proyecto: mercado eléctrico, sistema a adoptar, estimación de materiales, etapas de implementación, determinación de inversiones, evaluaciones económicas y sociales, y la priorización de proyectos.

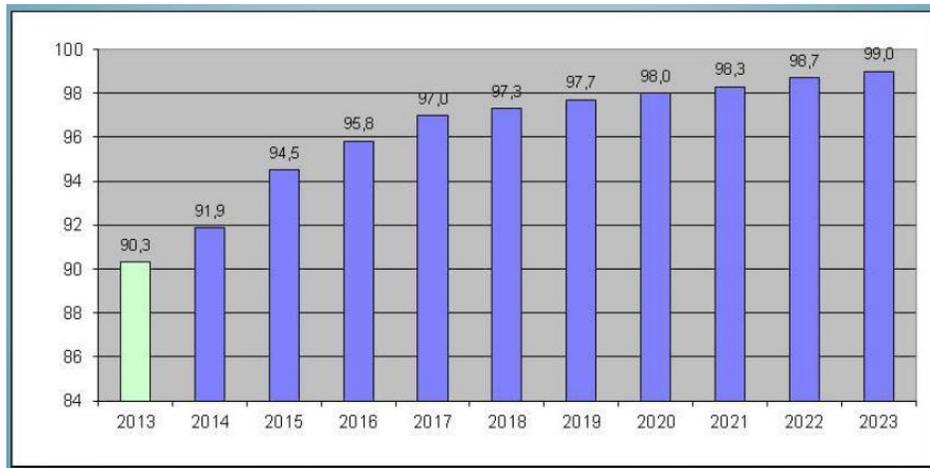
Los tipos de proyectos que conforman el PNER son:

- Líneas de Transmisión 60 kV, 33 kV y Subestaciones asociadas
- Sistemas Eléctricos Rurales (SER) con líneas primarias 22,9/13,2 kV, redes primarias y redes secundarias
- Centrales Hidroeléctricas < 2 MW y SER asociados
- Paneles Solares
- Aerogeneradores

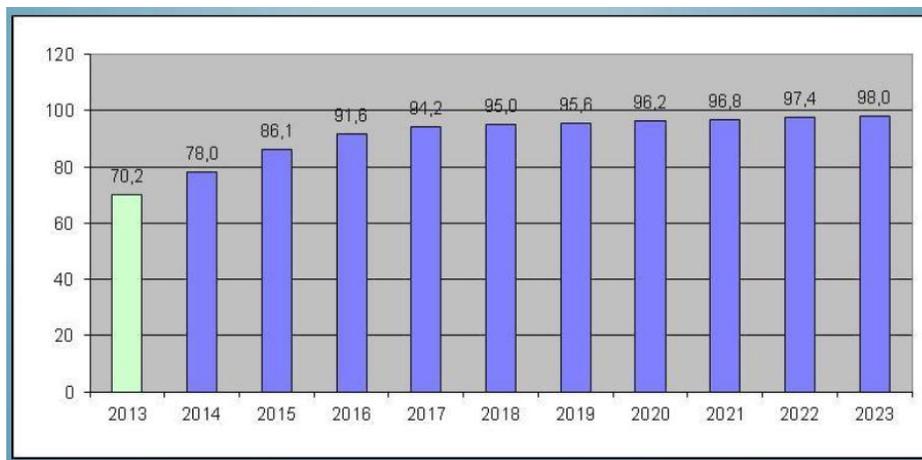
Para alcanzar las metas planteadas en el PNER para un horizonte de 10 años que llegan al año 2023, se ha efectuado el proceso de planeamiento descrito, que a la fecha ha permitido identificar proyectos de inversión pública y privada, del Gobierno Nacional, Regionales y Locales, así como de empresas distribuidoras, los cuales se deberán ejecutar en el periodo 2014–2023, cuya implementación es dirigida a inversiones en líneas de transmisión, sistemas eléctricos rurales, centrales hidroeléctricas, módulos fotovoltaicos y otras obras de empresas eléctricas.

²⁵ Ministerio de Energía y Minas del Perú (2014) Presentación Plan Nacional de Electrificación Rural -PNER- 2014-2023

En total se desarrollarían 1.242 proyectos para una demanda de 235MW que beneficiarían a 5.178.108 habitantes, y la proyección del Coeficiente de electrificación a nivel nacional obtendría los siguientes resultados:



Y la proyección del Coeficiente de electrificación rural obtendría los siguientes resultados:



2.3.1. Estructura institucional

Para las soluciones de energía en áreas no conectadas en el Perú, la institucionalidad está organizada de la siguiente manera:

El Ministerio de Energía y Minas del Perú -MINEM- que define los requerimientos de energía para las subastas, elabora y aprueba las bases de la subasta y firma los contratos resultantes de la subasta.

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería -OSINERGMIN- que conduce la subasta, fija los precios máximos, supervisa los contratos resultantes de la subasta, liquida los ingresos de los generadores RER y fija los cargos por prima.

El Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología e Innovación Tecnológica -CONCYTEC- que elabora acciones para desarrollo de proyectos de investigación RER.

2.3.2. Contrato suministro electricidad en Áreas No Conectadas

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería -OSINERGMIN- del Perú, expidió el 22 de agosto de 2014, las bases definitivas para la subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables en áreas no conectadas a red, por un plazo de 15 años, a través de las instalaciones de Recursos Energéticos Renovables -RER- Autónomas o Instalaciones Equivalentes Alternativas, buscando llegar a 500.000 como máximo²⁶.

Las siguientes eran las condiciones de la Oferta:

- Un proceso de subasta en forma independiente para cada área, pudiendo las empresas participantes presentarse a una o más Áreas No Conectadas
- Las características técnicas de las instalaciones RER Autónomas a instalar y la retribución del servicio prestado estaba establecido en el contrato
- Las penalidades y las controversias seguirían los procedimientos del contrato

En este proceso se establecieron reglas, derechos y obligaciones de los Inversionistas y del Estado, y a cargo de los Inversionistas está el diseño, construcción, instalación, mantenimiento, corte y reconexión cuando sea necesario, reposición de las instalaciones RER autónomas o Instalaciones Equivalentes Alternativas, así como su transferencia al Estado al final del plazo de vigencia. Adicionalmente, las instalaciones RER autónomas deben cumplir los requisitos técnicos mínimos, desde su puesta en operación comercial, durante el plazo del contrato, y hasta la transferencia a favor de las Distribuidoras.

El Inversionista debía suscribir contratos de servicio con los distribuidores que el Ministerio asignara a cada Área no Conectada de Red.

2.3.3. Costos de los proyectos ejecutados en el PNER

Las características técnicas mínimas de las instalaciones RER estaban definidas de manera expresa en el contrato a celebrar con el Inversionista, con tres tipos de instalación: residencial, centros de salud y escuelas. En todos los casos se incluyó el uso de baterías para permitir un mayor tiempo de uso de las instalaciones. La instalación tipo 1 se diseñó con corriente directa, con un panel de 80 Wp, un controlador de carga, tres lámparas tipo LED, un tomacorriente doble y un toma para cargador de celular. Las instalaciones tipo 2 y 3 se diseñaron para corriente alterna, incluyendo el inversor o convertidor.

²⁶ OSINERGMIN (2014) Bases definitivas para la subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables en áreas no conectadas a red.

La tabla siguiente presenta un resumen de los costos de inversión estimados por OSINERGMIN para efectos de la fijación de la tarifa aplicable a las RER (antes de los subsidios del FOSE - Fondo Social de Compensación Eléctrica).

Tabla 2. Costos de Inversión en tipologías de instalación RER autónoma en el PER

Capacidad	T1 (80 Wp)	T2 (425 Wp)	T3 (850 Wp)
	Vivienda	Puesto de Salud	Escuela
Zonas	VNR Inversión (USD)		
Norte	565	2.826	5.562
Centro	555	2.775	5.550
Sur	548	2.742	5.484
Energía (Wh-Día)	230	1.175	1.800

Fuente: OSINERGMIN – GART (2015).

Sobre los costos de inversión, el FOSE cubre hasta el 80% para consumos residenciales de hasta 30 kWh-mes, y el costo de 24 kWh para consumos entre 30 y 100 kWh-mes.

2.3.4. Conclusiones y lecciones del caso Peruano

En términos generales, esta estructuración y adjudicación de este proyecto en Perú, se realizó utilizando un mecanismo de contratación que se asemeja a la propuesta en la Ley de APP en Colombia, por lo tanto, esta experiencia internacional resulta de gran importancia para nuestro análisis, para cumplir con el objetivo de expandir la cobertura del servicio de energía eléctrica en las ZNI.

En el caso Peruano, la institucionalidad existente permite tener una entidad a cargo de la estructuración y licitación del proyecto, distinta al Ministerio de Energía y Minas del Perú.

3. Prestación del Servicio de Energía en las ZNI: políticas, experiencias y limitaciones para las APP

3.1. Lineamientos de política y aspectos regulatorios en la expansión de la cobertura en el servicio de energía eléctrica

3.1.1. Mecanismos de expansión de la cobertura en las ZNI

El objetivo de ampliar la cobertura y mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI) se ha venido promoviendo con fuerza por lo menos desde 2007, con la expedición de la Ley 1151 de 2007, el desarrollo de los esquemas de áreas de servicio exclusivo (ASE) como mecanismo de competencia a la entrada, las modificaciones en los mecanismos de tarifas y asignación de subsidios, y el fortalecimiento institucional alrededor del Ministerio de Minas y Energía y el IPSE.

Por medio del decreto 388 de 2007, expedido a raíz de los estudios realizados por el Ministerio en materia de universalización y aseguramiento de la cobertura del servicio de energía eléctrica, se asignó a la UPME la obligación de elaborar un Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura (PIEC) del Servicio de Energía Eléctrica en el área de influencia del Sistema Interconectado Nacional, el cual se debería ajustar anualmente. La UPME expidió el primer Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura (2006-2010) en el año 2007.

Por su parte, la CREG por medio de la Resolución 091 de 2007 estableció las reglas para remunerar la prestación de las distintas actividades de la cadena del servicio eléctrico en las ZNI, bien por medio de las ASE o bien mediante fórmulas generales de costo medio.

El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI) había sido creado por el Artículo 82 de la Ley 633 de 2000 y prorrogado hasta 2014 mediante la Ley 1099 de 2006. Con la Ley 1715 de 2014 se prorrogó la vigencia del FAZNI hasta diciembre de 2021. La Ley 1753 de 2015 aumentó el valor unitario del fondo a 1,90 \$/kWh.

No obstante, como lo señala el Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura de la UPME, versión 2016-2020 ²⁷, a 2015 se estimó que existían aún un total de 431.137 viviendas sin servicio de energía eléctrica en todo el país, de las cuales 223.688 (vs 414.435 en el PIEC 2013-2017) en zonas interconectables al Sistema Interconectado Nacional, y 207.449 (vs 55.809 en el PIEC 2013-2017) en zonas no interconectables.

El PIEC estima un costo total de COP \$1.585.356 millones para conectar la VSS interconectables, y un costo de COP \$3.443.845 millones para atender con soluciones

²⁷ UPME (2016).

individuales aisladas (sistemas híbridos o FFERNC) las VSS no interconectables. En total el PIEC estima un costo total de universalización de COP\$5.029.201 millones, con un costo de aproximadamente COP\$11,7 millones por nuevo usuario atendido.

Es conveniente tener en cuenta que el PIEC sólo considera en sus estimaciones la demanda residencial, pero recomienda tener en cuenta en futuras versiones la demanda asociadas a centros de salud y educación, así como de posibles procesos productivos asociados a la disponibilidad de energía eléctrica. Adicionalmente, el PIEC advierte que dada la insuficiencia de información "...es posible que los resultados asuman un número de usuarios agrupados mayor que el real y en consecuencia se obtengan resultados con mayores proporciones en soluciones interconectables que con soluciones aisladas."

Si la expansión de la cobertura se basa en los recursos de los fondos de inversión del estado, como el FAZNI y el FAER, es probable que el proceso de ampliación de la cobertura se tome demasiado tiempo en alcanzar niveles razonables en las cabeceras, centros poblados y comunidades rurales de las zonas no interconectadas.

Teniendo en cuenta los recursos del FAZNI (descontando los recursos del FENOGE) mas los recursos del FAER con las ampliaciones de la Ley 1753 de 2015, los recursos serían insuficientes para extender la cobertura a las VSS estimadas en el próximo decenio, como se muestra en la tabla²⁸.

Tabla 3. Proyección del Proceso de Energización de VSS

Año	VSS en ZNI	Costo por VSS	Recursos FAZNI+FAER	Viviendaa Energizadas
1	431.137	\$11.664.972	\$200.741.172.565	17.209
2	413.928	\$11.664.972	\$200.741.172.565	17.209
3	396.719	\$11.664.972	\$200.741.172.565	17.209
4	379.510	\$11.664.972	\$200.741.172.565	17.209
5	362.301	\$11.664.972	\$200.741.172.565	17.209
6	345.093	\$11.664.972	\$200.741.172.565	17.209
7	327.884	\$11.664.972	\$200.741.172.565	17.209
8	310.675	\$11.664.972	\$200.741.172.565	17.209
9	293.466	\$11.664.972	\$200.741.172.565	17.209
10	276.257	\$11.664.972	\$200.741.172.565	17.209

Fuente: cálculos propios

Así, se necesitarían 26 años para terminar de energizar las VSS estimadas por la UPME, suponiendo que no existan errores de subestimación importantes.

Aún si se descuentan las VSS que el anterior PIEC de la UPME estimaba que los Operadores de Red podrían interconectar con cargo a la tarifa del servicio²⁹, y se

²⁸ Los valores de FAZNI y FAER se calculan con las liquidaciones mensuales de XM en el ASIC y el LAC para 2016.

²⁹ En el nuevo PIEC no se incluye la estimación de las VSS susceptibles de interconectar por los OR. La propuesta de metodología de remuneración de la distribución eléctrica en discusión actualmente (Res. CREG 176-2016) permite remunerar anticipadamente en cada año los planes de inversión de los operadores

mantiene el costo de energización por vivienda³⁰, el plazo para alcanzar la universalidad del servicio sería de 20 años. Alternativamente, sería necesario multiplicar por 2,2 veces los recursos anuales disponibles en el FAZNI para alcanzar la meta de universalización del servicio de energía en las ZNI en un plazo de diez años³¹.

Tabla 4. Requerimientos para Universalización a 10 años

Año	VSS en ZNI (menos aporte OR)	Costo por VSS	Recursos Necesarios	Viviendas Energizadas
1	350.869	\$11.664.972	\$441.630.579.644	37.860
2	313.009	\$11.664.972	\$441.630.579.644	37.860
3	275.150	\$11.664.972	\$441.630.579.644	37.860
4	237.290	\$11.664.972	\$441.630.579.644	37.860
5	199.431	\$11.664.972	\$441.630.579.644	37.860
6	161.571	\$11.664.972	\$441.630.579.644	37.860
7	123.712	\$11.664.972	\$441.630.579.644	37.860
8	85.852	\$11.664.972	\$441.630.579.644	37.860
9	47.993	\$11.664.972	\$441.630.579.644	37.860
10	10.133	\$11.664.972	\$441.630.579.644	10.133

Fuente: cálculos propios

Los proyectos de energización normalmente implican bajos aportes de entidades públicas o comunidades. En el caso de las Áreas de Servicio Exclusivo se han obtenido relaciones de apalancamiento de máximo dos veces (aportes privados de inversión por el doble de los recursos públicos de FAZNI, sin contar los aportes de activos públicos entregados a condición de no incluir su costo en la tarifa).

En este sentido, para conseguir mayores avances, en menor tiempo, en las metas de universalización se requeriría aplicar mecanismos alternativos, aumentando las relaciones de apalancamiento de recursos privados con respecto a los aportes de recursos públicos.

Tal como está establecido en los decretos 1623 de 2015 y 1513 de 2016, los recursos del FAZNI podrán ser destinados como aporte del MME al cierre financiero de los esquemas financieros que se estructuren por el Ministerio en desarrollo de sus funciones, incluyendo las Áreas de Servicio Exclusivo. Una alternativa es que estos esquemas se estructuren bajo el régimen de las Asociaciones Público Privadas con el fin de incrementar el nivel de apalancamiento de los recursos públicos.

de red, con incentivos a la ejecución eficiente y una remuneración adicional de 0,5% en los gastos de AOM asociados a las inversiones del PIEC.

³⁰ De acuerdo con cifras del IPSE, el costo por vivienda podría ser hasta del doble del estimado por la UPME. Las actas del Comité de Aprobaciones del FAER más recientes (Acta No. 47, noviembre 10 de 2016) autorizan financiar proyectos con recursos del FAER con costos por usuario de hasta \$19.000.000.

³¹ Debe tenerse en cuenta que el fondo FAER tiene una vigencia limitada en el tiempo. En efecto, el FAER fue prorrogado hasta diciembre 31 del 2018 mediante la ley 1376 de 2010. Por su parte, el artículo 40 de la Ley 1715 de 2014 amplió la vigencia del FAZNI hasta diciembre de 2021.

3.1.2. Política de Expansión de la Cobertura en Energía Eléctrica

Por medio del Decreto 1623 de 2015, el Ministerio de Minas y Energía reformuló el marco de lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica, tanto en el SIN como en las ZNI, a partir de lo dispuesto en las leyes 142 y 143 de 1994 y bajo la premisa de la necesidad de acelerar el proceso de expansión del servicio público de energía eléctrica en todo el país.

El decreto señala que aún con la ampliación de la vigencia de los fondos FAER y FAZNI y de los montos asignados en la Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018, estos recursos son insuficientes para expandir el servicio y alcanzar la cobertura universal en un plazo razonable. En este sentido se señala que los agentes prestadores del servicio de distribución y comercialización en el SIN y los de generación, distribución y comercialización en las ZNI "...junto con esquemas empresariales o de servicio exclusivo en estas zonas, se erigen como instrumentos fundamentales para financiar la expansión del mencionado servicio".

Así mismo, se indica la necesidad de asegurar no sólo la instalación de infraestructura sino la operación de la misma y la prestación del servicio de manera sostenible. Para estos efectos se establecen los siguientes lineamientos de política:

- El PIEC elaborado por la UPME será la base para que el MME determine necesidades y prioridades en el desarrollo de infraestructura para extender la cobertura del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el STR y el SDL, así como en las ZNI.
- El PIEC deberá plantear de manera indicativa diferentes soluciones energéticas en función de la disponibilidad de recursos, costos y calidad en la prestación del servicio, para aquellas zonas que no cuentan con servicio público domiciliario de energía eléctrica, como pueden ser la interconexión al SIN y soluciones aisladas centralizadas o individuales y microrredes.
- Se realizarán convocatorias para adjudicar proyectos para ampliación de la cobertura. Los participantes podrán ser personas jurídicas u OR que reúnan los requisitos que para tal efecto señale el MME. Los activos resultantes deberán ser energizados por los OR, que asumirán la responsabilidad por su administración, operación y mantenimiento.
- La ampliación de la cobertura a usuarios a quienes no sea económicamente eficiente conectar al SIN se realizará mediante soluciones aisladas centralizadas o individuales y microrredes. El desarrollo de la infraestructura podrá ser realizado por un OR del SIN o a través esquemas empresariales tales como las Áreas de Servicio Exclusivo, bien sea con recursos públicos o con inversiones a riesgo efectuadas por empresas prestadoras del servicio y remuneradas en tarifas.
- Para definir el tipo de soluciones aisladas se priorizarán las fuentes no convencionales de energía o el gas licuado de petróleo.
- El MME podrá aportar recursos FAZNI para asegurar el cierre financiero de esquemas empresariales que estructure en ejercicio de sus funciones, incluyendo las ASE.
- La vinculación de capital privado se regirá exclusivamente por lo establecido en la Ley

142 de 1994 y en el régimen de las ASE (parágrafo 2, artículo 2.2.3.3.2,3.1).

De esta forma, en materia de políticas de ampliación de cobertura del servicio de energía eléctrica quedan abiertas todas las posibilidades que establece la Ley 142 de 1994 en cuanto a la vinculación de capital privado, incluyendo la figura de las empresas de servicios públicos domiciliarios, los autoprodutores y productores marginales contemplados en el artículo 16 de la ley, y las áreas de servicio exclusivo incluidas en el artículo 40 de la misma. En cualquier caso, lo que se busca es que este tipo de prestadores se configuren bajo esquemas empresariales y bajo reglas que garanticen la eficiencia en la prestación y en la asignación y uso de recursos públicos, en especial de recursos para financiar el Capex, y de recursos de subsidios tarifarios para permitir que las personas de menores ingresos puedan pagar el costo del servicio.

3.1.3. Prestadores del servicio de energía en las ZNI

El estudio del Plan de Energización de Zonas No Interconectadas realizado para el IPSE ³² en 2014 caracterizó un total de 113 prestadores del servicio en ZNI, la mayor parte de los cuales son empresas integradas verticalmente.

Tabla 5. Número de prestadores del servicio de energía en ZNI

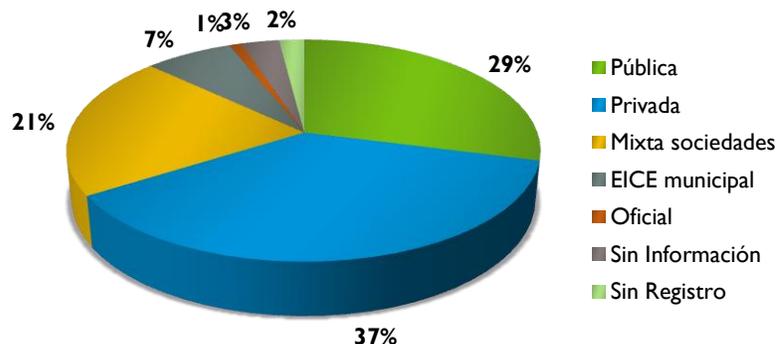
Total prestadores de servicio de energía	113
Número de prestadores sin información o registro	5
Número de prestadores distribuidores y comercializadores exclusivos	12
Número de prestadores generadores, distribuidores y comercializadores	96
Número de prestadores que prestan servicio en zonas urbanas y ZNI	4
Número de prestadores perteneciente a las Áreas de Servicio Exclusivo	2

Fuente: IPSE (2015)

De este universo de prestadores del servicio de energía en las ZNI un porcentaje similar corresponde a prestadores de naturaleza pública y privada, con un 37% en cada caso, en tanto que un 21% son sociedades mixtas.

³² IPSE, Plan de Energización de Zonas No Interconectadas, Bases, marzo de 2015.

Ilustración 9. Distribución de Prestadores de Acuerdo con su Naturaleza



Fuente: IPSE (2015)

Este conjunto de prestadores atiende a un total de 1.448 localidades en las ZNI, de acuerdo con las cifras del IPSE, en tanto que las cifras de la UPME y MME estiman un total de 473.000 viviendas sin servicio. No obstante, uno de los principales problemas para la universalización del servicio en las ZNI es la precariedad de la información disponible, lo que incluye la incertidumbre sobre la cantidad de viviendas, aisladas o no, que aún carecen del servicio de energía eléctrica. Los distintos prestadores, públicos o privados incluyen las siguientes tipologías:

Tabla 6. Tipologías de Prestadores del Servicio de Energía en las ZNI

Tipo de prestador	No.
Departamento o Alcaldía municipal	30
Asociación de usuarios	10
Cooperativas	3
Juntas administradoras	2
Empresas de servicios públicos	12
Sociedades anónimas y SAS	39
Unidad de servicios públicos	1
Área de Servicio Exclusivo	2

Fuente: IPSE (2015)

La norma general de los prestadores de energía en las ZNI es una insuficiente capacidad de gestión técnica y comercial, debilidad administrativa, incumplimiento en materia de obligaciones de reporte y seguimiento de gestión ante la Superintendencia de Servicios Públicos, y de registro y seguimiento de las variables básicas de la operación, especialmente en cuanto a la gestión de recursos de subsidios para el pago de los

combustibles para generación, que representa la mayor parte del costo asumido por este tipo de prestadores³³.

3.1.4. Áreas de Servicio Exclusivo

El artículo 65 de la Ley 1151 de 2007 le asignó al Ministerio de Minas y Energía la función de diseñar e implementar esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las denominadas Zonas No Interconectadas del país, como mecanismo para ampliar la cobertura en estas regiones³⁴.

La ley señala que para el efecto el MME podrá establecer Áreas de Servicio Exclusivo (ASE) para todas las actividades involucradas en el servicio de energía, revisar los mecanismos tarifarios y de subsidios en las ZNI, y promover proyectos piloto de generación de energía eléctrica con fuentes renovables no convencionales.

Las ASE se establecen según los criterios y procedimientos definidos en el artículo 40 de la Ley 142 de 1994, dado que esta es la norma mediante la cual fueron creadas inicialmente, los cuales incluyen:

- La verificación de los motivos de interés social que conducen a la declaratoria de la ASE.
- La definición de los objetivos y metas de ampliación de la cobertura a las personas de menores ingresos.
- Los procedimientos para la entrega del servicio en forma exclusiva, mediante licitación pública.
- La delimitación del área geográfica, los niveles de calidad y las obligaciones de la empresa contratista.
- La definición de aportes públicos para extender el servicio.

La CREG, en las resoluciones CREG 091 de 2007, 161 de 2008 y 097 de 2009, ha señalado tres objetivos en la conformación del área geográfica de una ASE:

- Asegurar la extensión de la cobertura y el mejoramiento de la calidad.
- Asegurar la gestión sostenible.
- Buscar los menores costos mediante el aprovechamiento de economías de escala, economías derivadas de localización geográfica, y dotación de recursos naturales.

³³ Una descripción general de los problemas de gestión asociados a los distintos tipos de prestadores se encuentra en el documento Bases del Plan de Energización de Zonas No Interconectadas, pp. 50 y siguientes.

³⁴ El artículo 65 de la Ley 1151 de 2007 ha sido recogido en el artículo 114 de la Ley 1450 de 2011, en iguales términos, el cual a su vez fue prorrogado por el artículo 267 de la Ley 1453 de 2015.

En el documento CREG D-095 de 2008, que soporta la Resolución CREG 161 de 2008 se indica que la sostenibilidad de las ASE depende del aporte de recursos públicos para garantizar el cierre financiero, además de otras condiciones como la conformación misma del área, el desarrollo de metodologías tarifarias de acuerdo con las características de cada área, el reconocimiento de las pérdidas, y del costo de la mejora en la calidad del servicio, entre otras. Es decir, que el diseño de las ASE se debía basar en el principio de garantizar la gestión sostenible del servicio a largo plazo, incluyendo la ampliación de la cobertura y la mejora en la calidad.

La CREG también precisó otros aspectos del diseño de las áreas de servicio exclusivo que fueron incorporadas por la Resolución CREG 161 de 2008 como modificaciones a la Resolución CREG 091 de 2007, a saber:

- La asignación del riesgo de demanda a los usuarios a través de metodología de ingreso máximo.
- La posibilidad de que en los pliegos de condiciones en MME estableciera perfiles constantes o perfiles variables de ingreso máximo, en función de las expectativas sobre el crecimiento de la demanda.
- La posibilidad de asignar la prestación de manera exclusiva en forma independiente a varios prestadores, o bien de asignar exclusividad sólo en algunas actividades.

Estos elementos deberían ser desarrollados en el proceso de estructuración de los pliegos de licitación por parte del Ministerio de Minas y Energía.

De acuerdo con el Decreto 2220 de 2008 y la Resolución MME 101072 del mismo año, las ASE se asignan mediante procesos de licitación, en los cuales el Ministerio de Minas y Energía celebra un contrato de concesión con el agente que resulta asignado, en los términos de los artículos 56 y 57 de la Ley 143 de 1994. Los contratos de concesión para la prestación del servicio público de energía eléctrica, por su parte, constituyen “una modalidad particular de los contratos propios del régimen de servicios públicos, en los cuales la invitación pública que debe emplearse como mecanismo para la selección de los contratistas es diferente al proceso de licitación pública regulado por la Ley 80 de 1993”³⁵. Los contratos de concesión bajo la ley 143 de 1994 pueden tener una duración máxima de 30 años, con posibilidad de renovación por otros 20 años adicionales.

Hasta la fecha se han desarrollado dos experiencias de Áreas de Servicio Exclusivo en Zonas No Interconectadas en los términos de la Ley 1151 de 2007 y posteriores, que corresponden a las áreas de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, y de Amazonas.

En el Documento CONPES 3587 de 2009 se declaró como de importancia estratégica la constitución de las ASE para las áreas de San Andrés, Providencia y Santa Catalina; Vaupés y Amazonas, en una primera fase; y de Mapiripán y La Macarena en el Meta, y las poblaciones de las Costas Atlántica y Pacífica del Chocó fueron en una segunda fase. Una posible inclusión del Guainía en la segunda fase quedó sujeta a la evolución del

³⁵ Ver Resolución MME 18-1072 de 2008.

Memorando de Entendimiento entre los gobiernos de Colombia y Venezuela "para el suministro de energía eléctrica de Puerto Inírida (Colombia) a San Fernando de Atabapo (Venezuela)" firmado en 2009.

En el numeral 2 se presentan los resultados obtenidos en las experiencias anteriores, con el fin de identificar posibles mejoras en los mecanismos de estructuración, contratación y financiamiento.

3.1.5. Régimen de tarifas en las ZNI

Por medio de la Resolución 091 de 2007, modificada a su vez por la Resolución 161 de 2008, y por la Resolución 074 de 2009, y 076 de 2016, la CREG ha definido la metodología para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y las fórmulas tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica en zonas no interconectadas ³⁶.

En el caso de las ASE se aplican fórmulas tarifarias en generación, distribución y comercialización, que incorporan los precios unitarios (en caso de que el prestador asuma el riesgo de demanda) o los ingresos máximos regulados anuales, ofrecidos por el prestador que resulta adjudicado en los procesos de licitación de las ASE. En los demás casos, la regulación establece costos medios de generación por tecnología que cubran los costos de inversión, operación y mantenimiento.

Para las ASE se aplican las fórmulas de cargos en los que el prestador no asume los riesgos de variación de demanda³⁷.

Los costos de combustibles para generación se remuneran por separado, con reconocimiento de los precios unitarios del combustible puesto en el sitio de la planta de generación, en pesos por millón de BTU (\$/MBTU), de forma general, y en pesos por galón (\$/gal) cuando el combustible empleado sea diesel o fuel oil.

Las Resoluciones CREG 091 de 2007 y 161 de 2008 fueron a su vez modificadas por la Resolución CREG 074 de 2009 en la cual se incorporó un nuevo componente en las fórmulas tarifarias generales. El objetivo de este componente era el de trasladar por partes iguales entre usuarios y prestadores del servicio en las ASE conformadas o por conformar en las ZNI, el ahorro en consumo de combustibles fósiles obtenido por el replazo de plantas del parque de generación inicialmente declarado por el proponente,

³⁶ La regulación tarifaria en las ZNI tiene en cuenta lo dispuesto en el artículo 74 de la Ley 143 de 1994, que permite que las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica localizadas en las Zonas No Interconectadas desarrollen en forma integrada las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica.

³⁷ No obstante lo anterior, en el caso de la ASE Amazonas ha sido necesario revisar en dos oportunidades (2014 y 2015) el valor adjudicado, dadas las variaciones en la demanda no contempladas inicialmente en los modelos financieros (así como errores en la estimación inicial de la demanda), lo que ha supuesto un incremento superior al 57%, en línea con el crecimiento real de la demanda.

la adecuación de las mismas, o la sustitución del combustible fósil por uno más económico. Este beneficio sólo se aplica para las plantas del parque de generación inicial del prestador de la ASE, cuya adecuación, por incorporación de equipos que mejoren la eficiencia, reemplazo o cambio de combustible por uno más económico no hubiera sido contemplada en la oferta del adjudicatario de la obligación de prestación del servicio.

Recientemente la CREG expidió, mediante la Resolución 076 de 2016 una nueva modificación de las fórmulas tarifarias para las ASE conformadas o por conformar en las ZNI, en la que se asignan en su totalidad al prestador los beneficios del ahorro en combustibles fósiles por remplazo, adecuación o cambio de combustible, siempre limitado al parque de generación inicialmente propuesto. La nueva resolución incluye además como parte de los costos a remunerar, los correspondientes a la interventoría de las ASE, y establece nuevas reglas para la presentación y seguimiento de planes de inversión para la ampliación del servicio, tanto en generación como en distribución, que no estuvieran contemplados en las propuestas iniciales del prestador.

Por otra parte, el Decreto 1623 de 2015 del Ministerio de Minas y Energía, que establece los lineamientos de política para la ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica, tanto en el SIN como en las ZNI, definió en su artículo 7 que para las nuevas inversiones para generación de energía eléctrica mediante fuentes no convencionales, el cargo que remunera la generación será el que se aplique para la generación con combustible diésel en el momento de realizar la inversión.

Se encuentra aún pendiente una decisión de la CREG para modificar las fórmulas tarifarias del servicio de energía eléctrica en las ZNI, distintas de las correspondientes a los contratos de concesión otorgados para las ASE. En esta resolución se incluirían, además del reconocimiento del costo de la generación con precio de diésel, otros cambios. Las modificaciones en análisis incluyen:

- Reconocimiento a precios del diésel del costo de generación de cualquier tecnología
- Reconocimiento de costos financieros por retrasos en el giro de recursos para pagar los subsidios a los usuarios, en el mes siguiente al de reporte
- Reconocimiento del costo de inversión en equipos de generación de respaldo para localidades con mas de 12 horas de suministro diario
- Posibilidad de deducir de la tarifa los aportes públicos de entidades estatales propietarias de los activos, que así lo decidan, de acuerdo con el artículo 89.7 de la ley 142 de 1994, modificado por la ley 1151 de 2007 y ratificado por la ley 1450 de 2011.

3.1.6. Subsidios a usuarios en ZNI

Por medio del artículo 2° de la Ley 1117 de 2006 se adicionó el artículo 99 de la Ley 142 de 1994 en materia del régimen de subsidios del sector eléctrico para las ZNI, dándole al Ministerio de Minas y Energía la facultad de otorgar subsidios a los usuarios en las

condiciones y porcentajes que aquel defina, y considerando la capacidad de pago de los usuarios en estas zonas.

Por su parte, en la Resolución MME 18 2138 de 2007, modificada por la Resolución MME 18 0648 de 2008, la Resolución MME 18 1272 de 2011, y recientemente por la Resolución MME 40719 de 2016, se ha establecido la metodología para calcular el valor de los subsidios en energía eléctrica para las ZNI. La metodología para calcular el valor a subsidiar a los usuarios anualmente tiene en cuenta los siguientes criterios:

- De acuerdo con el artículo 12 de la Resolución MME 18 2138 de 2007, en caso que se implementen algunos de los tipos de contratos establecidos en el capítulo II, del título II de la Ley 142 de 1994, como las Áreas de Servicio Exclusivo, o los contratos de concesión de la Ley 143 de 1994 u otros mecanismos de prestación del servicio por contratos especiales, se podrá establecer una metodología específica para la asignación de subsidios a los usuarios a ser atendidos por medio de estos contratos.
- En general, para las zonas no interconectadas, el valor del subsidio para usuarios residenciales se calcula con base en la diferencia entre el costo unitario y la tarifa de la localidad del SIN mas cercana, para cada estrato, y hasta el consumo de subsistencia. La tarifa que se utilizaba para comparar es la aplicada a diciembre del año inmediatamente anterior a los usuarios correspondientes al mismo estrato del mercado de comercialización del Sistema Interconectado Nacional, SIN, en el departamento donde se encuentran ubicadas las localidades, o la tarifa aplicable en la capital del departamento del SIN con punto de conexión a 115 kV más cercano a la capital del departamento al cual pertenece la localidad, en caso de que este no haga parte del SIN.
- A partir de la Resolución MME 18 1272 de 2011 se utiliza para los usuarios no residenciales la tarifa aplicada en cada localidad para cada tipo de usuario no residencial (industrial, comercial, oficial, otros), en julio de 2007, indexada con la variación del IPC.
- Los subsidios pueden cubrir los costos de Administración, Operación y Mantenimiento, sin exceder el valor de los consumos básicos o de subsistencia en el caso de los usuarios residenciales. Para los usuarios no residenciales el subsidio se aplica sobre el consumo total registrado en el medidor.
- Desde 2012 se han venido aplicando sendas de desmonte de los subsidios que exceden los valores del consumo de subsistencia. Se eliminaron los subsidios para usuarios residenciales sobre consumos superiores a 800 kWh mes, excepto en los casos en los que se desarrollen actividades económicas en sus residencias.
- En el valor a cubrir por los subsidios se incluyen los costos de los contratos de interventoría, y los de los activos no entregados a la concesión por parte de entidades públicas, bajo la condición de no ser incluidos en las tarifas.
- Las empresas deben reportar en el SUI cada trimestre el valor de los subsidios, así como las cuentas correspondientes al costo de las compras y transporte de combustibles. El Ministerio de Minas y Energía lleva estados de cuenta de subsidios

de cada prestador. Con los estados de cuenta al final de cada vigencia y la proyección de subsidios a aplicar durante un periodo, se determinan los desembolsos de recursos para el pago de los subsidios.

Los subsidios al sector no residencial están sujetos a la definición de sendas de desmonte. El Ministerio de Minas y Energía puede modificar estos subsidios considerando entre otros criterios la “capacidad de pago”, y el incentivo al uso racional y eficiente de la energía.

El pago de los subsidios en las zonas no interconectadas, incluyendo las ASE, se efectúa mediante transferencias que cubren el costo del combustible y el transporte del mismo hasta el sitio de las plantas, con base en los reportes que presentan las empresas al SUI y al Ministerio de Minas y Energía, y en los estados de cuenta de subsidios. Estos recursos se giran a comercializadores mayoristas de combustibles como Chevron y Terpel, para amortizar las cuentas de subsidios, mediante el pago que hace el Ministerio a los beneficiarios de las cuentas de los prestadores de servicio por concepto de costo de combustible y transporte del mismo hasta las plantas.

La Resolución MME 18 2138 de 2007 señala que cuando se implemente alguno de los tipos de contratos establecidos en el Capítulo II, Título II de la Ley 142 de 1994, o los contratos de concesión de la Ley 143 de 1994, o bien otros mecanismos de prestación del servicio mediante contratos especiales, el Ministerio podrá establecer metodologías específicas para la asignación de subsidios a los usuarios a ser atendidos por medio de tales contratos. Los contratos de concesión de las ASE, como se ha señalado, constituyen una modalidad particular de este tipo contratos especiales. En este caso, el MME ha establecido metodologías particulares para las ASE de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, y Amazonas, mediante las Resoluciones MME 18 0196 y 18 0195 de 2011, respectivamente.

3.2. Riesgos de sostenibilidad de la prestación del servicio de energía en las ZNI

La UPME ³⁸ ha señalado los siguientes elementos como barreras determinantes para la universalización del servicio. Entre las barreras que identifica la UPME se incluyen los problemas asociados a la ausencia de información socioeconómica y energética, la falta de coordinación interinstitucional, las deficiencias en la formulación y estructuración de proyectos (por parte de los Operadores de Red y las entidades territoriales), y en la identificación de esquemas empresariales adecuados y adaptables a las zonas rurales.

La mayoría de estos elementos, por otra parte, afectan al mismo tiempo la sostenibilidad de las inversiones que el Estado ha desarrollado o pretende desarrollar en el futuro.

- Baja capacidad de pago por parte de los usuarios vs incremento en los costos de expansión del servicio de energía eléctrica.

³⁸ UPME (2015).

- Falta de información energética y socioeconómica de las áreas rurales.
- Costos crecientes para la ampliación de la cobertura de energía eléctrica en las áreas rurales.
- Desconocimiento y escaso aprovechamiento de los potenciales de recursos energéticos de las áreas rurales, especialmente, de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).
- Deficiencia significativa en la formulación y estructuración de proyectos que dificultan el acceso a los fondos de apoyo financiero.
- Deficiencia en la identificación de esquemas empresariales incluyentes y adaptables a las condiciones de las áreas rurales.
- Incierta sostenibilidad de los proyectos energéticos.
- Alto crecimiento del fenómeno migratorio del área rural al área urbana.
- Baja coordinación interinstitucional e interorganizacional, que no permite lograr un impacto regional.
- Centralización de las políticas y acciones del Estado.
- Aislamiento geográfico que dificulta los procesos de gobernabilidad.
- Presunción que toda oferta genera su propia demanda.
- Desinterés de los Operadores de Red en atención de mercados dispersos debido a la baja demanda y a los altos costos de administración, operación y mantenimiento.
- Falta de planeación energética con visión a mediano y largo plazo por parte de las entidades territoriales.

3.2.1. Debilidades en la organización empresarial

Como se observó en el numeral 3.1.3, la prestación del servicio de energía eléctrica está organizado alrededor de un número significativo de prestadores (alrededor de 113), que se distribuyen casi por partes iguales entre prestadores no asociados a esquemas empresariales (Departamentos, Municipios, Asociaciones de Usuarios, Juntas Administradoras) y esquemas empresariales con algún grado de formalidad (ESP, Sociedades anónimas y SAS, Cooperativas, Unidades de servicios públicos, y Áreas de Servicio Exclusivo).

La sostenibilidad de las inversiones en expansión de la cobertura en viviendas interconectables, así como en las zonas no interconectables, depende tanto de los esquemas empresariales que se adopten, como de las disponibilidades de fuentes energéticas, y de la asociación con proyectos productivos y sociales, que generen un beneficio, que a su vez soporten la sostenibilidad a largo plazo del servicio. Un aspecto central de la sostenibilidad tiene que ver con las tecnologías que se adopten y con la dependencia de subsidios a la operación.

Una adecuada estructuración de los proyectos, y metodologías de evaluación en función de costos y beneficios de alternativas tecnológicas y productivas, permitiría mejorar las condiciones de sostenibilidad de las inversiones. Para este efecto es necesario mejorar la calidad de la información, tanto de las zonas atendidas como de las que están aún sin servicio, y coordinar mejor las acciones del Estado en estas regiones, incluyendo objetivos

como la consolidación territorial, la construcción de capacidad institucional, y la construcción de paz.

3.2.2. Precariedad en la información sobre las ZNI

La precariedad de la prestación del servicio en las ZNI se evidencia no sólo en la heterogeneidad de las formas de prestación, sino además en la debilidad en materia de información. Una revisión de las cifras del consolidado comercial del SUI de la SSPD muestra los problemas de confiabilidad y consistencia de la información. Las variaciones en las cifras de subsidios, consumos y valores facturados entre 2013 y 2015 indican la poca confiabilidad de las mismas.

Tabla 7. SUI: Variaciones en Información Comercial Consolidada ZNI 2013 - 2015

2013	Usuarios		Consumo		Facturación (\$)		Subsidios (\$)	
Estrato 1	1.499.263		96.141.404		100.620.636.497		(80.083.216.791)	
Estrato 2	190.178		33.737.009		28.430.892.328		(16.633.143.475)	
Estrato 3	79.909		20.097.554		17.226.324.314		(7.743.260.630)	
Estrato 4	19.077		6.809.560		5.777.818.271		(2.252.332.346)	
Estrato 5	9.519		4.725.300		4.077.363.519		(1.239.821.761)	
Estrato 6	2.049		1.259.855		1.084.834.210		(289.935.737)	
Comerciales	91.517		56.290.383		71.546.400.658		(4.772.326.898)	
Industriales	3.394		85.044.028		45.013.614.440		(738.155.522)	
Oficiales	17.946		35.851.611		29.407.294.448		(4.709.271.113)	
Totales	1.912.852		339.956.703		303.185.178.685		(118.461.464.273)	
2015	Usuarios	VAR.% CONS.	Consumo	VAR.% CONS.	Facturación	VAR.% FACT.	Subsidios	VAR.% SUBS.
Estrato 1	1.632.332	8,9%	87.363.896	-9,1%	63.770.886.795	-36,6%	(45.597.507.930)	-43,1%
Estrato 2	199.345	4,8%	22.392.948	-33,6%	29.170.089.852	2,6%	(2.927.755.731)	-82,4%
Estrato 3	80.607	0,9%	22.392.948	11,4%	17.590.172.078	2,1%	(7.212.156.427)	-6,9%
Estrato 4	19.697	3,2%	7.642.106	12,2%	6.327.277.659	9,5%	(1.985.004.923)	-11,9%
Estrato 5	9.222	-3,1%	5.221.641	10,5%	4.292.253.786	5,3%	(1.600.529.894)	29,1%
Estrato 6	1.777	-13,3%	1.507.629	19,7%	1.237.651.767	14,1%	(331.980.092)	14,5%
Comerciales	89.161	-2,6%	116.151.314	106,3%	49.179.639.912	-31,3%	(20.385.204.417)	327,2%
Industriales	3.226	-4,9%	47.890.972	-43,7%	37.048.157.086	-17,7%	(14.199.775.552)	1823,7%
Oficiales	16.865	-6,0%	124.230.616	246,5%	22.194.319.076	-24,5%	(7.525.243.831)	59,8%
Totales	2.052.232	7,3%	434.794.070	27,9%	230.810.448.011	-23,9%	(101.765.158.797)	-14,1%
VAR. %	7,3%		27,9%		-23,9%		-14,1%	

Fuente: SSPD - SUI

De esta forma, la misma precariedad de los esquemas empresariales termina reflejándose en las cifras básicas de dimensión de la actividad, en el número total de usuarios, en los niveles de consumo y en las asignaciones de recursos de subsidios. Es indispensable poner en marcha la iniciativa contenida en el Decreto 1623 de 2015 de conformar un Sistema de Información de las ZNI, y controlar efectivamente la calidad y oportunidad de la información que reportan los prestadores del servicio de energía en estas zonas.

Por otra parte, no existe un censo o un catastro preciso de viviendas sin servicio no interconectables, en las Zonas No Interconectadas o en la totalidad del país. El IPSE a través del Centro Nacional de Monitoreo estima un total de 105.000 VSS en tanto que la cifra del PIEC es de 55.800 VSS en las ZNI, es decir, aquellas que por su distancia a la red de interconexión deben ser atendidas mediante soluciones aisladas.

Tabla 8 IPSE: Estimación de Cobertura y VSS en ZNI

	Población ZNI		Población	Total	Usuarios
	Urbana	Rural	"Mixta" Rural		(Viviendas)
Total	269.981	474.799	523.801	1.268.581	308.975
Con Servicio	264.409	572.271		836.680	201.000
Sin Servicio	5.572	426.329		431.901	105.194
% Cobertura	98%	57%		66%	

Fuente: IPSE (2016)

Las diferencias por otra parte apuntan al hecho de que existe un alto número de viviendas sin servicio en zonas que podrían considerarse como parte del Sistema Interconectado Nacional, o que se encuentran en Zonas No Interconectadas como tal, pero relativamente cercanas a la red, lo que origina el concepto de viviendas sin servicio interconectables, de acuerdo con las categorías del PIEC.

Este tipo de situaciones, que por otra parte explicaría el concepto de “población mixta rural” que utiliza el IPSE en sus cálculos se presenta por lo demás debido a la ausencia de un régimen de concesiones de distribución en el que se definen de manera precisa las obligaciones de expansión de la cobertura por parte de los actuales Operadores de Red.

Este solo hecho indica la necesidad de unificar las metodologías de estimación de metas y costos de universalización, y en general de consolidar y fortalecer una estructura institucional que permita avanzar de manera eficiente hacia unos objetivos de universalización del servicio de energía eléctrica como país. Esta estructura institucional contribuiría a resolver las deficiencias de información en la estructuración de proyectos, en la eficiencia en la asignación de recursos, y en la fiscalización de los resultados obtenidos con respecto a las propuestas adjudicadas.

3.2.3. Ausencia de un esquema de acciones integradas

Como se presentó antes en la revisión de la experiencia internacional³⁹, un aspecto importante en los procesos de universalización del servicio de energía eléctrica tiene que ver con el carácter transversal que se le imprime a los mismos, de manera que puedan intervenir distintos ministerios y entidades estatales. Esto garantiza que puedan desarrollarse acciones integradas que busquen en primera instancia desarrollar usos productivos para la energía, que a la vez que generen demanda por el servicio, produzcan ingresos para la población, consiguiendo un doble efecto positivo de reducción de los costos unitarios del servicio y de generar ingresos para pagar por el mismo.

³⁹ El Programa Luz Para Todos en Brasil hace especial énfasis en el componente de acciones integradas entre diferentes municipios como soporte de los proyectos de energización rural.

En la medida en que no se desarrollen este tipo de acciones integradas, y que no se disponga de una estructura empresarial mínima, no será posible garantizar la sostenibilidad de las inversiones a largo plazo.

3.2.4. Deficiencias en la formulación y estructuración de proyectos

Por otra parte, las deficiencias en la formulación y estructuración de proyectos evidencian la ausencia de un esfuerzo sistemático por asignar eficientemente los recursos públicos para la expansión de la cobertura y la universalización del servicio.

No existe en este sentido una metodología unificada de formulación, evaluación, priorización y estructuración de proyectos.

La UPME y el Ministerio de Minas y Energía han desarrollado un Reglamento de Convocatorias para la presentación, evaluación y aprobación de los Planes de Expansión de la Cobertura, para los proyectos que presenten los Operadores de Red, y para la asignación de recursos del FAER, por medio de la Resolución MME 180465 de 2012.

Sin embargo, este reglamento solamente operativiza algunos aspectos relacionados con el reconocimiento mediante recursos FAER de los mayores costos de proyectos cuando éstos superan el costo medio vigente aprobado para el Operador de Red, y no incluye aspectos como una evaluación de costo - beneficio en función de alternativas de energización, utilizando por ejemplo fuentes renovables no convencionales, o de priorización de inversiones en función de otros objetivos del Estado (como la consolidación territorial, el desarrollo de capacidades institucionales a nivel local, o la asociación a proyectos productivos o a acciones integradas con otras entidades estatales).

Es preocupante, en este sentido, que los niveles de inversión por usuario que se aprueban para proyectos en el FAER estén alcanzando valores que son comparables a los que se podrían obtener utilizando energías renovables no convencionales, con la diferencia de que estas últimas tienen menores costos de operación, de uso de combustibles, y por tanto, de requerimiento de subsidios. Así, los valores de inversión han alcanzado niveles de hasta \$23 Millones por usuario ⁴⁰.

⁴⁰ El actual Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 incluyó en sus Bases los objetivos de política en materia de asignación de recursos del FAER, indicando la necesidad de “Mejorar el mecanismo para la asignación de los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER) y revisar su incremento”. DNP (2015), p. 199.

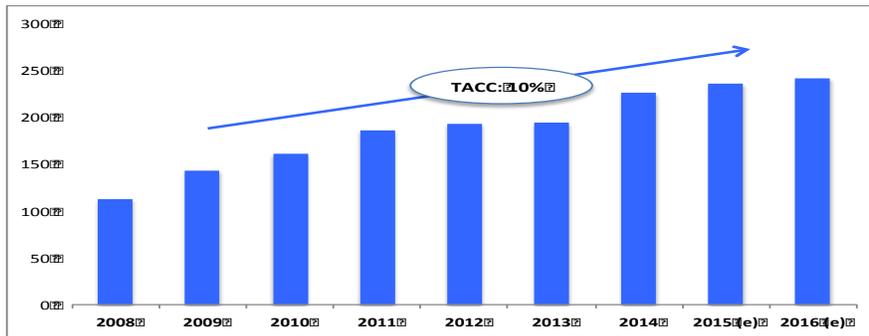
3.2.5. Dependencia de los subsidios al combustible

Uno de los mayores riesgos para la sostenibilidad en la prestación del servicio de energía en las zonas no interconectadas tiene que ver con el impacto en las necesidades de subsidio a los combustibles, y en general de subsidio a las tarifas de los usuarios.

Los subsidios para las ZNI se han incrementado a tasas anuales del 10% entre 2008 y 2016, lo que implica que su valor se ha duplicado en los últimos 8 años. Los mayores incrementos se presentaron entre 2008 y 2011, debido al cambio de naturaleza legal de Ecopetrol, que por resoluciones del Ministerio de Minas y Energía hasta antes de 2008 asumía directamente el costo de los subsidios.

No obstante, las estimaciones del MME muestran incrementos significativos, de un 25% adicional, entre 2013 y 2016.

Ilustración 10. Evolución subsidios Zonas No Interconectadas 2008-2016
\$ Miles de Millones



Fuente: DNP - MME

La Resolución CREG 076 de 2016, recientemente expedida por la CREG, garantiza que la inversión que se ejecute en generación en las ZNI con cualquier combustible se remunerará a costo de generación con diésel, como un incentivo a la inversión en generación con otras fuentes no convencionales. No se establece sin embargo un límite temporal para este reconocimiento que podría ser necesario para reducir los niveles de subsidio.

Teniendo en cuenta las cifras sobre VSS estimadas por el IPSE y por la UPME, el efecto de la ampliación de la cobertura a las VSS en ZNI no interconectables se podría estimar en un valor adicional de entre \$66.881 y \$126.063 Millones anuales.

Por su parte, la UPME ha estimado en \$112.587 Millones anuales el costo del subsidio adicional resultante de interconectar las VSS que de acuerdo con los análisis del PIEC resulta viable conectar a las redes del SIN.

De esta forma, el monto total anual de subsidios asociado a la universalización del servicio de energía en las ZNI podría ascender a entre \$420.000 y \$480.000 Millones anuales, o aproximadamente entre \$180.000 y \$240.000 Millones anuales adicionales al monto de los subsidios actuales.

Tabla 9. Subsidios adicionales requeridos para universalización

	\$ Millones	\$ Millones
	Adicionales	Totales
Subsidios actuales		240,875
Subsidio adicional VSS Interconectables	112,587	353,462
Subsidio adicional VSS no interconectables (IPSE)	126,063	479,525
Subsidio adicional VSS no interconectables (UPME)	66,881	420,343

Fuente: cálculos propios

El aumento de los subsidios, si bien es indispensable para garantizar la universalización del servicio, genera efectos adicionales como el incremento en el consumo ineficiente y por tanto, el crecimiento de las cargas fiscales. La disposición del Decreto 1623 de 2015 en cuanto a remunerar como costo de generación con diésel cualquier otra tecnología de generación en las ZNI implica que el costo de los subsidios no se podría reducir en el futuro con la introducción de energías renovables no convencionales.

Una línea que debe profundizarse es la de evaluar de manera general en la estructuración de los proyectos, un plazo máximo de recuperación de las inversiones en tecnologías de generación con energías renovables, con la remuneración con costo de diésel, a partir del cual se pasaría a remunerar los costos de administración, operación y mantenimiento de cada tecnología que sea financiada con recursos públicos en esquemas como las APP o las ASE.

3.3. Desempeño y resultados de las experiencias de vinculación de capital privado en servicios de energía en ZNI

3.3.1. Área de Servicio Exclusivo como mecanismo de expansión de la cobertura en las ZNI

En la actualidad en Colombia se cuenta con las Áreas de Servicio Exclusivo, como uno de los mecanismos mediante los cuales el gobierno atiende Zonas No Interconectadas a la red del sistema interconectado nacional de energía eléctrica (SIN). En estas áreas, por su concentración de demanda potencial, el gobierno ha realizado un análisis de las necesidades de ampliación de cobertura y requerimientos técnicos, entregando la prestación del servicio de energía eléctrica a un inversionista privado utilizando un proceso de competencia a la entrada que conduce a un esquema de contrato de concesión con exclusividad. El Estado ha comprometido unos recursos importantes para garantizar las inversiones, y el incentivo para la empresa privada se concentra en la operación y mantenimiento de los activos y la administración del servicio al usuario final.

Las dos áreas existentes se localizan en San Andrés, Providencia y Santa Catalina y en el departamento del Amazonas. En el análisis financiero de su operación hasta la fecha se evidencian algunas dificultades en la forma como están estructuradas, llevando al incumplimiento de las metas de los contratos en reducción del costo de combustible

(diésel en estos casos), aún compartiendo los ahorros que se generen con el concesionario.

La tasa de retorno a 20 años (duración actual de los contratos) que se ha podido calcular con la información disponible es de 2.6% para San Andrés y de 1.4% para Amazonas. Si se utilizara un contrato a 25 años estas tasas se pueden duplicar. Los plazos definidos para la concesión (20 años) y los cronogramas de inversión hacen que el retorno de las inversiones no sea el adecuado, en especial por el costo de capital de las soluciones de energías alternativas, las cuales están por encima de los 20 años.

Como se analiza más adelante, las dos concesiones tienen un tratamiento diferente a las inversiones. En una se definen explícitamente las tecnologías y en otra se deja abierto de acuerdo con unos indicadores de cobertura. Estos tratamientos no incentivan adecuadamente la eficiencia y celeridad de las inversiones, aplazando el uso de los recursos comprometidos por el gobierno en la etapa temprana del contrato para tal fin.

El uso de recursos del gobierno para apalancar estas inversiones se podría modificar comprometiendo desembolsos anuales una vez las inversiones sean completadas y entren en operación. Con esta medida se podría incrementar el número de contratos de este tipo en un factor de 10. Este factor resulta de un cálculo no detallado y define un orden de magnitud del alcance y beneficio en búsqueda de la cobertura universal, y constituye una primera aproximación a los beneficios que produciría modificar la estructura de la ASE para desarrollarlas mediante una Asociación Público Privada, en donde el Estado garantiza las inversiones con recursos propios del concesionario, quien incurre en un costo de financiamiento, pero hace uso eficiente de los recursos públicos reduciendo los sobrecostos, contribuyendo al cierre financiero y garantizando la sostenibilidad económica.

En este aparte del informe se analizan las estructuras contractuales, los resultados obtenidos, en particular en cuanto a los esquemas financieros empleados, identificando su estructura en contraste con esquemas de APP.

3.3.2. Área de Servicio Exclusivo de San Andrés, Providencia y Santa Catalina

La concesión de la ASE de San Andrés, Providencia y Santa Catalina fue adjudicada mediante la resolución 181960 de 2009 a la Sociedad Productora de Energía de San Andrés y Providencia S.A. E.S.P. – Sopesa, con el Contrato de Concesión con Exclusividad para la prestación del servicio de energía eléctrica en el área geográfica de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, o Contrato de Concesión 67 de 2009, el cual ha sido sometido a seis adiciones, modificaciones u Otrosíes.

3.3.2.1. Obligaciones del concesionario

El contrato de concesión tiene los siguientes objetivos:

- a) Prestación, operación, explotación, organización y gestión del servicio público de energía eléctrica relacionado con las actividades concesionadas.
- b) Construcción de la Nueva Infraestructura.
- c) Explotación, rehabilitación, conservación y mantenimiento de la Infraestructura y Nueva Infraestructura.
- d) Ejecución de actividades necesarias para la adecuada prestación del servicio público de energía eléctrica relacionado con las actividades concesionadas, y el funcionamiento de la Infraestructura y la Nueva Infraestructura.

En el Contrato de Concesión se definió un conjunto de Inversiones Obligatorias, entre las que se incluyeron la construcción y puesta en funcionamiento de una Planta de Residuos Sólidos (PRS), y de un Parque de Generación Eólico, en consideración a la problemática en materia de la Disposición Final y Aprovechamiento de los Residuos Sólidos, de acuerdo con los lineamientos del Documento CONPES 3453. Así mismo, parte del Plan de Inversiones obligatorias incluía la modernización del parque de generación diesel, con una capacidad de 28,6 MW, y la adecuación de las redes de distribución y un proyecto de instalación de medida centralizada.

El alcance del proyecto de la Planta de Residuos Sólidos (PRS) consistía en poner en servicio una planta de aprovechamiento energético de basuras de 1,6 MW de capacidad a partir de los residuos sólidos urbanos producidos en la isla de San Andrés y de los residuos en el relleno sanitario Magic Garden.

En cuanto al Parque de Generación Eólico, se esperaba poner en funcionamiento 7.5 MW en cinco aerogeneradores en el sur de la isla. Del parque no se han adelantado inversiones, aunque se dispone de los terrenos y de una estación de medición al sur de la isla.

Tabla 10. Plan de Inversiones Obligatorias ASE SAI

Proyecto	Capacidad (MW)	Inversión (COP\$ Millones)
Modernización del Parque de Generación Diésel	28,6	70.000
Aprovechamiento Residuos Sólidos	1,6	32.000
Parque Eólico	7,5	36.000
Otros (Redes distribución, medida centralizada)		12.000

Fuente: Contrato ASE SAI

Para la financiación de las inversiones se estableció un aporte de \$50.000.000 de recursos del FAZNI durante los años 2010 y 2011 (con base en vigencias futuras), y un aporte del concesionario de \$100.000.000.000.

Así mismo, se entregó al concesionario la infraestructura de distribución de energía eléctrica, valorada en su momento en \$27.000.000.000, como aporte condicionado en los términos del artículo Art. 87.9 de la Ley 192 de 1994, modificada por el Art. 143 de la Ley

1151 de 2007, es decir, sujeto a que el valor de estos activos no fuera considerado dentro del cálculo de la tarifa de distribución del servicio.

El diseño del contrato, en cuanto a la obligación de la construcción y puesta en funcionamiento de la Planta de Residuos Sólidos, al parecer presentó fallas al incluir disposiciones en materia de entrega de terrenos y de la prestación del servicio de disposición final del servicio de aseo por parte de la administración departamental al concesionario de la ASE. De acuerdo con una consulta reciente elevada ante el Consejo de Estado ⁴¹, esto habría requerido que la entidad territorial hubiera realizado un proceso de licitación pública para entregar las actividades complementarias del servicio de aseo (aprovechamiento de residuos sólidos y operación del relleno sanitario o disposición final).

De esta forma, el cumplimiento del compromiso de inversión por parte del concesionario se ha visto impedido por esta causa. La planta de incineración y generación de energía está construida desde 2012, a la espera de que se resuelva este aspecto ⁴².

También se ha incumplido con la obligación de construir y poner en operación del parque eólico.

Los retrasos en el inicio en la construcción del parque eólico habrían obedecido por una parte a la falta de incentivos para remplazar el parque de generación inicialmente declarado, debido al diseño de la remuneración inicial, y a los cambios introducidos por la Resolución CREG 079 de 2009. Se espera sin embargo que las disposiciones de la Resolución CREG 076 de 2016 en materia del reconocimiento de los beneficios por ahorro en costos de combustibles contribuyan a promover finalmente la inversión en las plantas eólicas. Por otro lado, también se han presentado dificultades en la aprobación del proyecto en el proceso de las consultas con las comunidades.

Otro factor que está incidiendo en la decisión tiene que ver con el hecho de que la nueva inversión tendría un periodo de recuperación que excedería al que la resta al contrato de concesión de la ASE para San Andrés, Providencia y Santa Catalina, con lo cual el resto del periodo sería a riesgo del inversionista.

Durante este tiempo los recursos del FAZNI han estado depositados en la cuenta de inversiones obligatorias del fondo de fideicomiso, como lo establece el contrato de concesión, con reintegro de los rendimientos al Ministerio de Minas y Energía.

3.3.2.2. Definición y alcance de la exclusividad

En el diseño contractual del Área de Servicio Exclusivo, ésta se entiende como el área compuesta por las Localidades identificadas en el Anexo 2 del contrato, en las cuales sólo el concesionario podrá prestar las actividades concesionadas. Los usuarios sólo pueden

⁴¹ Consejo de Estado, Consulta Radicado 2230, febrero de 2015.

⁴² El Tribunal Administrativo de San Andrés estableció en diciembre de 2015 un plazo de seis meses para que se pusiera en funcionamiento la planta, para lo cual debería abrirse un proceso de licitación para entregar en concesión el relleno sanitario.

recibir el servicio del concesionario, a menos que el concesionario lo autorice de manera expresa, o se trate de un productor marginal o un autogenerador.

Si una localidad deja de existir, el concesionario no está obligado a incluir nuevas localidades en el área de servicio exclusivo, como medida de compensación. La definición de exclusividad tampoco implica que se deba restablecer el equilibrio económico del contrato, dado que de acuerdo con el mismo, las actividades se realizarán por cuenta y riesgo del concesionario.

Con respecto a los límites del alcance de la exclusividad podrían presentarse conflictos entre la definición del contrato y el avance de la regulación en materia de venta de excedentes a la red, por ejemplo en el caso de la implantación de esquemas de medición neta para usuarios con instalaciones de autogeneración como techos solares.

El Área de Servicio Exclusivo de San Andrés, Providencia y Santa Catalina se define en el Anexo 2 del contrato, incluyendo las siguientes localidades⁴³:

Tabla 11. Localidades del ASE SAI

Municipio	Localidad	Tipo CP
San Andrés	San Andrés	CABECERA MUNICIPAL (CM)
San Andrés	La Loma	CABECERA INSPECCIÓN DE POLICÍA (IP)
San Andrés	San Luis	CABECERA INSPECCIÓN DE POLICÍA (IP)
Providencia	Santa Isabel	CABECERA MUNICIPAL (CM)
Providencia	Fresh Water Bay	CASERÍO (CAS)
Providencia	South West Bay	CASERÍO (CAS)
Providencia	Botton House	CASERÍO (CAS)
Providencia	San Felipe	CASERÍO (CAS)
Providencia	Rocky Point	CASERÍO (CAS)
Providencia	Santa Catalina	CASERÍO (CAS)

Fuente: Anexo 2 Contrato ASE SAI

De acuerdo con la Codificación de la División Político Administrativo de Colombia (DIVIPOLA) publicada por el DANE en 2016, el centro poblado de Punta Sur hace parte del Municipio de San Andrés.

3.3.2.3. Cierre financiero

Dentro de los 6 meses siguientes a la firma del acta de inicio, el concesionario debía haber acreditado recursos por \$40.000 millones para la ejecución de la Nueva Infraestructura, y para financiar el capital de trabajo necesario para la prestación del servicio. La disponibilidad de los recursos podía demostrarse mediante compromiso en firme de un prestamista, o mediante certificación de sociedad fiduciaria de que los proyectos habían sido ingresados al fideicomiso; o mediante recursos obtenidos por colocación de títulos en el mercado, o una combinación de las anteriores.

⁴³ Las clasificaciones corresponden a las publicadas en 2016 por el DANE (fuente: DIVIPOLA).

Así mismo, se debían certificar \$16.000 millones disponibles en la cuenta de aportes de capital del fideicomiso.

3.3.2.4. Obligaciones de Nivel de Prestación de Servicio

El contrato establece los indicadores de nivel de prestación de servicio, que tiene el objetivo de garantizar el cumplimiento de las obligaciones del concesionario, tanto en inversión como en la fase de operación en materia de niveles de continuidad y calidad del suministro y de la potencia, y aplicar penalizaciones y multas por incumplimiento asociadas al contrato. Los indicadores se establecen por tipo de localidad⁴⁴ e incluyen:

- Continuidad del suministro, en número de horas mínimo de prestación. Se establecieron 24 horas para todas las cabeceras municipales y centros poblados del ASE.
- Indicadores anuales y trimestrales de duración y frecuencia de interrupciones por circuito o alimentador de media tensión (DESc, FESc).
- Frecuencia y rangos de variación de tensión.

Los indicadores de calidad de suministro, DES y FES, se miden por circuito de media tensión, a la salida de los alimentadores, con metas para todo el periodo de la concesión, con mejora a lo largo del tiempo, como se muestra en la tabla. Estos indicadores son aplicables en todas las localidades del ASE.

Indicador	Años	Meta anual (horas)	Trim. 1	Trim. 2	Trim. 3	Trim. 4
DESc	1- 5	39	9,75	9,75	9,75	9,75
	6- 10	29	7,25	7,25	7,25	7,25
	11 y ss	19	4,75	4,75	4,75	4,75
FESc	1- 5	58	14	14	14	14
	6- 10	51	12	12	12	12
	11 y ss	44	11	11	11	11

Fuente: Contrato ASE SAI

3.3.2.5. Asignación de riesgos

El diseño de los contratos de las ASE incluyó una asignación expresa de riesgos entre el concesionario y el concedente, donde el concesionario asume los siguientes:

- Riesgos de cartera, financiación y costos del plan de inversiones;
- Operación y mantenimiento;
- Obtención de licencias ambientales y solución de contingencias en cumplimiento y modificaciones;

⁴⁴ De acuerdo con la Resolución MME 182138 de 2007,

- Contingencias legales, regulatorias y tributarias;
- Riesgos cambiarios;
- Eventos de fuerza mayor y caso fortuito que afecten la operación y sean asegurables, más el lucro cesante por riesgos de fuerza mayor y caso fortuito no asegurables;
- Daños y perjuicios en bienes;
- Riesgos asociados a la interconexión de una o varias localidades del ASE al SIN, en términos de variación de tarifas y subsidios;
- Retraso en el giro de subsidios por disponibilidad de recursos en el Plan Anual de Caja del MHCP.

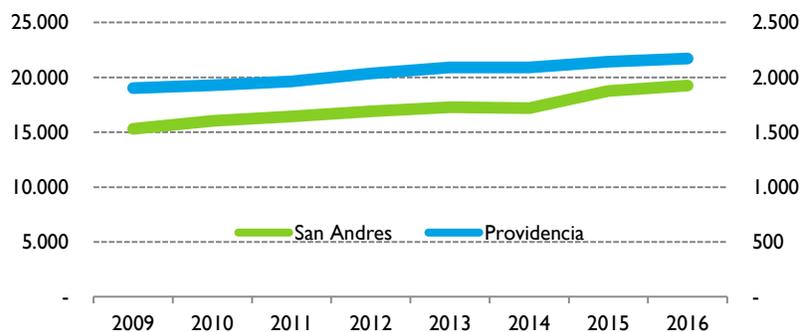
El concedente por su parte asume los siguientes riesgos:

- Daño emergente por eventos de fuerza mayor y caso fortuito expresamente contemplados (cláusula 36);
- Efectos desfavorables derivados de modificaciones introducidas por la CREG en la estructura tarifaria de las ZNI;
- Retraso en el giro de recursos del Plan de Inversiones, y de recursos de subsidios;
- Cambios en el régimen de subsidios, por un término de 5 años.

3.3.2.6. Evolución de la cobertura

En el periodo 2009 – 2016 (a junio) los usuarios conectados al servicio de energía pasaron de 17.200 a 21.400, con una tasa de crecimiento anual del 3.2% (3,4% en San Andrés y 1,9% en Providencia), y una cobertura del 100% de las viviendas, de acuerdo con el ICCE de la UPME para diciembre de 2015.

Ilustración 11. Evolución Usuarios ASE SAI

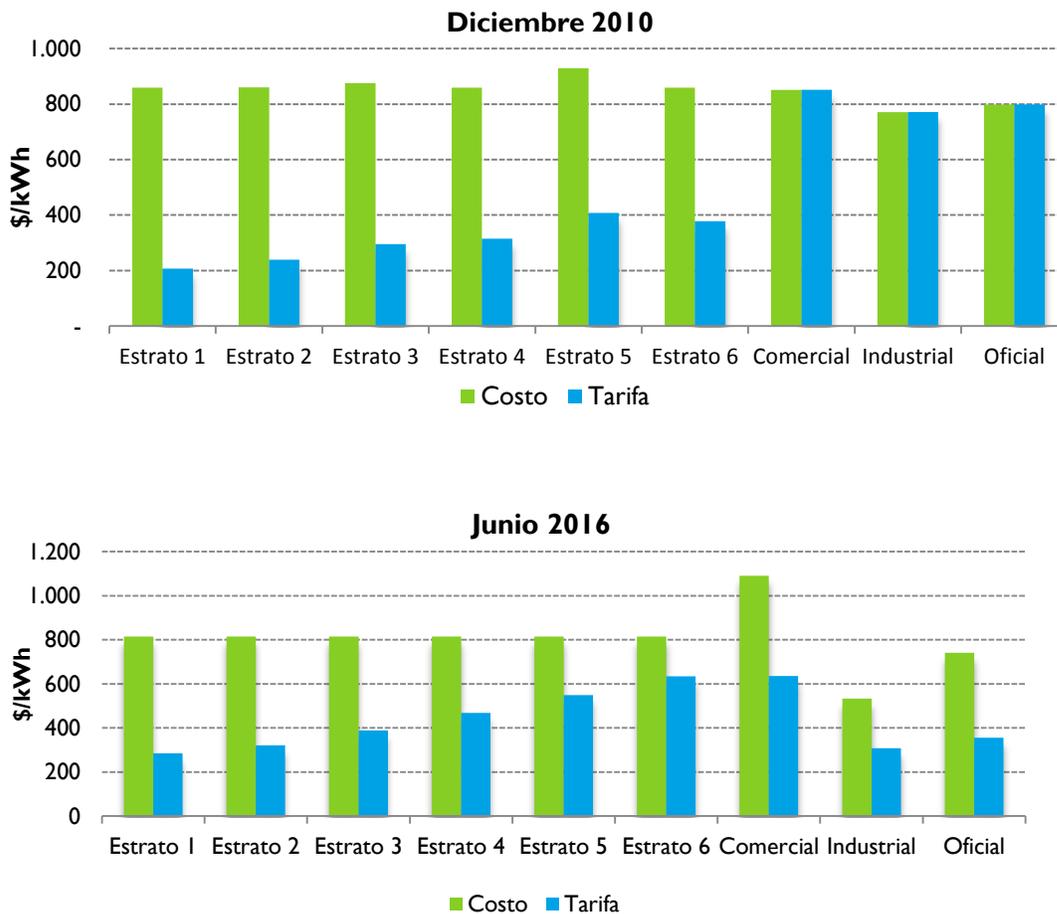


Fuente: SUI

3.3.2.7. Evolución de la tarifa

En las gráficas se muestran los costos unitarios y las tarifas aplicadas después de de subsidios para la ASE de SAI, para el año 2010 (diciembre) y 2016 (junio), calculadas con los valores y energías facturadas, y los subsidios aplicados, de acuerdo con la información reportada al SUI, en precios corrientes de cada año.

Ilustración 12. Evolución de CU y Tarifa por Estrato y Sector



Fuente: SUI.

En términos generales, los costos de prestación se han mantenido relativamente estables, así como las tarifas aplicadas a los estratos de menores ingresos (estratos 1, 2 y 3). Los mayores incrementos se han presentado en los estratos 4, 5 y 6, en tanto que el comercio, la industria y el sector oficial han obtenido reducciones en sus tarifas, como consecuencia de la aplicación del régimen especial de subsidios contenido en la resolución MME 18 0196 de 2011, que extiende los subsidios a todos los usuarios en la ASE.

3.3.3. Area de Servicio Exclusivo Amazonas

Por su parte, la concesión de la ASE de Amazonas fue otorgada en marzo de 2010 mediante el Contrato de Concesión 052 de 2010 entre el Ministerio de Minas y Energía en calidad de concedente, y la Sociedad Futura Energía para el Amazonas. El objeto del contrato es el de otorgar al Concesionario, "...la prestación con Exclusividad de las Actividades Concesionadas en el Área conforme con el alcance establecido en la Cláusula 3ª y a cambio de la Remuneración prevista en el presente Contrato." Se pactó la entrega a título de concesión, de los activos en poder del MME como concedente, así como los que estaban en poder del IPSE, o de prestadores del servicio en el Área, controlados directa o indirectamente por el MME o el IPSE, o por ambos.

3.3.3.1. Obligaciones del concesionario

La concesión fue otorgada por 20 años, con un valor estimado de \$120.000.000, y la obligación de desarrollar un Plan de Nuevas Inversiones a 18 meses, por valor de \$26.100.262.700, de los cuales \$15.000.000.000 serían cubiertos con recursos del FAZNI durante las vigencias futuras de 2010 y 2012 (de acuerdo con el documento CONPES 3587 de 2009), y el resto (\$11.100.262.000) aportados por el concesionario. El Plan de Inversiones aprobado se distribuye en los siguientes rubros:

Tabla 12. Plan de Inversiones Obligatorias ASE Amazonas

LETICIA	\$	%
Sistema de Generación	19.146.427.700	
Sistema de Distribución	575.700.000	
Sistema de Comercialización	2.000.575.000	
Subtotal Generación Leticia	21.722.702.700	83,2%
PUERTO NARIÑO	\$	%
Sistema de Generación y Distribución	1.027.360.000	
Subtotal Generación y Distribución Pto. Nariño	1.027.360.000	3,9%
ZONA RURAL	\$	%
Sistema de Generación	1.398.600.000	
Sistema de Distribución	1.666.600.000	
Subtotal Generación y Distribución Zona Rural	3.065.200.000	11,7%
Trabajo Social, Publicidad y Comercialización	285.000.000	1,1%
TOTAL PLAN DE INVERSIONES	26.100.262.700	100%

Adicionalmente, el Concesionario debía desarrollar un plan de inversiones en reposición y rehabilitación de la infraestructura existente en generación y distribución.

El Plan de Nuevas Inversiones debía ser presentado con posterioridad a la firma del contrato, limitado a los recursos de inversión disponibles. El control sobre la ejecución se

ejercería con base en el cumplimiento de “niveles de prestación del servicio” (definidos en el Anexo 2 del contrato), con la posibilidad de que, en caso de incumplimiento, el MME y el Interventor decretaran la caducidad del contrato, como única penalidad y mecanismo de control. El contrato incluye en su cláusula 45 las multas correspondientes al incumplimiento del contrato, considerando las siguientes causales:

- No suscribir el contrato de fiducia
- Incumplimiento del cierre financiero
- No realizar los aportes a la cuenta de interventoría del fideicomiso
- No presentar el Plan de Inversiones
- No atender los requerimientos del concedente y/o el interventor en desarrollo del Plan de Inversiones
- No presentar las Memorias Técnicas del Plan de Inversiones
- Incumplimiento en los niveles de prestación del servicio (continuidad, DES, FES, frecuencia, variación de tensión)
- Realizar racionamientos de generación en localidades tipo I
- No cumplir con la obtención de licencias, permisos y autorizaciones a su cargo
- No cumplir con las obligaciones en materia ambiental
- Incumplir con la eficiencia promedio anual en el consumo de combustible fósil

Las multas y penalizaciones por incumplimiento fueron modificadas por el Otrosí No I al contrato, de junio de 2010, al inicio del contrato, en la medida en que la mayoría de las mismas tenía que ver con los requerimientos de puesta en operación de la concesión.

3.3.3.2. Cobertura

El Área de Servicio Exclusivo fue definida de manera expresa como un grupo de localidades que incluyen a Leticia, Puerto Nariño (Cabeceras Municipales), Tarapacá (Area No Municipalizada), 9 corregimientos Departamentales, 2 inspecciones de policía, 25 centros poblados y 2 caseríos. El Anexo 2 del Contrato establece las localidades que conforman el Área de Servicio Exclusivo.

Un aspecto importante del diseño inicial del contrato del ASE Amazonas es que el mismo no obliga al concesionario a prestar el servicio en la totalidad del área geográfica, sino en las localidades definidas previamente. El Informe de auditoría del Contrato de Concesión, realizado por la Contraloría General de la República en noviembre de 2012, señala al respecto:

“Debido a deficiencias en la estructuración del Contrato de Concesión 052 de 2010, se evidencia que no existe la obligatoriedad de prestar el servicio en toda la cobertura geográfica del Departamento del Amazonas, sino en las localidades definidas en el Anexo 2 del Contrato (el citado anexo contiene 40 localidades), según las definiciones dadas por el Contrato en su Cláusula I (ver definición Área

de Servicio Exclusivo o Área), lo que significa que en caso de surgir localidades no contempladas dentro del Departamento del Amazonas se someterían a lo establecido en la Cláusula 12.5.3.

12.5.3 Cobertura de otras localidades

En el evento en que el IPSE considere que es viable desde el punto de vista técnico y financiero que el Concesionario atienda un centro poblado que no haga parte del Área Exclusiva, podrá solicitarle la atención del mismo, bajo las mismas condiciones de precio establecidos en el presente Contrato de Concesión.

En el evento en que el Concesionario manifieste que es imposible atenderlo bajo las mismas condiciones de precio, procederá el IPSE a buscar otro prestador del servicio (subraya equipo auditor).

Lo anterior tiene como consecuencia que en caso de surgir una nueva localidad no necesariamente sería cubierta por el Concesionario, lo cual en si mismo desnaturaliza la concesión a la prestación del servicio de energía otorgada en el Departamento del Amazonas.”

Esta situación llevó a incorporar una condición adicional en el contrato, mediante Otrosí No. 4 de agosto de 2015 en la cual se indica que si bien los “usuarios exclusivos” del Concesionario son todos los ubicados en las localidades del Anexo 2, éste se compromete a ampliar el servicio a “otras de las ciento quince (115) localidades” que a la fecha se encuentran por fuera de la concesión.

Esta ampliación por otra parte debe ser de iniciativa del Ministerio de Minas y Energía, y sujeta a previo acuerdo sobre el “precio correspondiente a la prestación del servicio a cada localidad”.

La definición del área de servicio exclusivo en términos de localidades específicas presenta la dificultad de hacer mas difícil establecer los objetivos de cobertura frente a cambios en la demanda, en el área de cobertura y el número de usuarios. Recientemente se han presentado disputas entre el Concesionario y entidades públicas frente a iniciativas de estos últimos de extender la prestación en determinadas áreas. Esta situación evidencia la necesidad de evaluar los riesgos asociados a la figura del área de servicio exclusivo en territorios extensos en los cuales existe un alto número de prestadores que incluyen comunidades organizadas, bajo las figuras de asociaciones de usuarios, juntas administradoras, cooperativas, sociedades, entre otras, y en donde puede haber además incertidumbre sobre el número de usuarios potenciales.

La exclusividad en la prestación en estos casos obliga por una parte a negociar con los prestadores existentes, incluidas las comunidades organizadas, la forma de integrarse al nuevo prestador. Por otra parte, desde el punto de vista de las proyecciones financieras del contrato deben existir mecanismos que permitan asignar los riesgos en la variación de la demanda, y determinar la forma de incorporar los ajustes en el precio a pagar al inversionista por nuevas inversiones.

3.3.3.3. Obligaciones de Nivel de Prestación de Servicio

El contrato estableció un conjunto de indicadores de nivel de prestación de servicio, que tiene el objetivo de verificar el cumplimiento de las obligaciones del concesionario, tanto en inversión como en la fase de operación, y aplicar penalizaciones y multas por incumplimiento asociadas al contrato. Los indicadores se establecen por tipo de localidad e incluyen:

- Continuidad del suministro, en número de horas mínimo de prestación. Se establecieron 24 horas para cabeceras municipales (centros poblados tipo 1), y 10, 8 y 6 horas, respectivamente, para centros poblados tipo 2, 3 y 4, incluyendo como mínimo el horario entre las 18:00 h y las 21:00 h.
- Indicadores anuales y trimestrales de duración y frecuencia de interrupciones por circuito o alimentador de media tensión (DESc, FESc), aplicables únicamente en las localidades tipo 1.
- Frecuencia y rangos de variación de tensión.
- En el caso de los centros poblados tipo 2, 3 y 4, con el objetivo promover el uso de fuentes alternativas y renovables de energía, se estableció la obligación de atender el 10% de la totalidad de la generación en localidades pequeñas (con menos de 300 casas) a partir del sexto año de vigencia de la concesión.
- Las metas de calidad y continuidad establecidas en el contrato se muestran en la siguiente tabla (similares a las fijadas para la ASE SAI).

Indicador	Años	Meta anual (horas)	Trim. 1	Trim. 2	Trim. 3	Trim. 4
DESc	1- 5	39	9,75	9,75	9,75	9,75
	6- 10	29	7,25	7,25	7,25	7,25
	11 y ss	19	4,75	4,75	4,75	4,75
FESc	1- 5	58	14	14	14	16
	6- 10	51	12	12	12	15
	11 y ss	44	11	11	11	11

De acuerdo con los informes de interventoría del IPSE se presentan diferencias en cuanto a la interpretación de la obligación de instalación de FERNC. El informe de interventoría del mes de junio de 2016 señala que según el concesionario la obligación se cumple si se dispone de un 10% de la capacidad instalada con FERNC en localidades tipo 2, 3 y 4, y si el 10% de la totalidad de la energía generada en la ASE proviene de FERNC. De acuerdo con el interventor, se debería cumplir con un 10% de energía generada con FERNC en cada localidad.

En la actualidad se cuenta con sistemas SFV instalados en cinco localidades tipo 4 del ASE: Loma Linda, Palmeras, Vergel, Yaguas y Santa Teresita. Esto les permite disponer del servicio de energía eléctrica durante 16 horas (13 horas en Palmeras) lo que se compara

de manera positiva con respecto a otras 18 localidades tipo 4 que sólo disponen de suministro de energía durante 6 horas.

No obstante lo anterior, de acuerdo con los informes de interventoría el ASE está cumpliendo con los indicadores de disponibilidad horaria establecidos en el contrato, para los distintos tipos de localidades.

Según los informes del interventor en una localidad tipo 2 (Tarapacá), 13 localidades tipo 3 y en 24 localidades tipo 4 hay ausencia de unidades de respaldo, lo que pone en riesgo la continuidad del servicio, pero se requiere de una revisión de las condiciones de remuneración de la inversión en generación. La nueva norma en estudio por parte de la CREG para las ZNI prevé el reconocimiento de las inversiones en equipos de respaldo para localidades que presten el servicio por más de 12 horas, y el reconocimiento del canon de arriendo de grupos electrógenos para localidades tipo 3 y tipo 4 hasta por dos meses mientras se realiza el mantenimiento de las unidades principales, por un valor equivalente a dos veces el cargo de inversión en generación, previa presentación de los soportes correspondientes.

3.3.3.4. Asignación de riesgos

La asignación de riesgos establecida en el contrato de concesión del ASE Amazonas es similar a la del contrato del ASE SAI.

No obstante, el principal problema que ha enfrentado la ASE Amazonas ha tenido que ver con diferencias en la estimación de la demanda, y por tanto con el cálculo inicial de los ingresos por concepto de Inversión, Administración, Operación y Mantenimiento (IAOM).

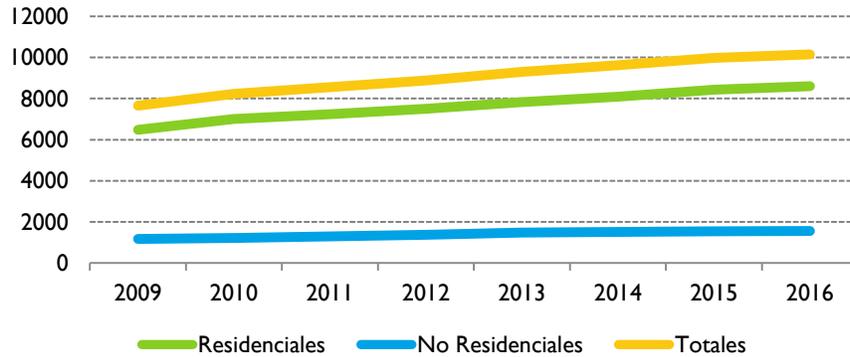
El contrato ha sido objeto de un total de siete otrosíes, entre marzo de 2010 cuando fue suscrito el contrato, y septiembre de 2016. En las primeras revisiones se presentaron modificaciones a las fechas de inicio debido a retrasos en la entrega de la infraestructura existente, la obligación de realizar consultas previas, que no estaban previstas inicialmente, y retrasos adicionales en las inversiones por condiciones climáticas. A partir de 2012 se presentaron solicitudes de revisión de la remuneración acordada en el contrato, debido a diferencias significativas entre la demanda inicialmente estimada para calcular los valores de IAOM, y las demandas reales.

En agosto del 2014 se revisa en un 32% el valor del IAOM a reconocer, el cual fue pactado desde un comienzo como un valor constante durante los 20 años de ejecución. Se acordó sin embargo que en caso de que se presentara una “variación continua de la demanda por un periodo no menor de un año” superior a la proyectada en el escenario alto de la UPME, las partes se pondrían de acuerdo para “resolver amigablemente las diferencias que se presenten”. Esta condición se presentó entre 2013 y 2014, cuando la demanda de la ASE se incrementó en un 6.0%, superior a la tasa del 5.0% proyectada en el escenario alto de la UPME.

3.3.3.5. Evolución de la cobertura

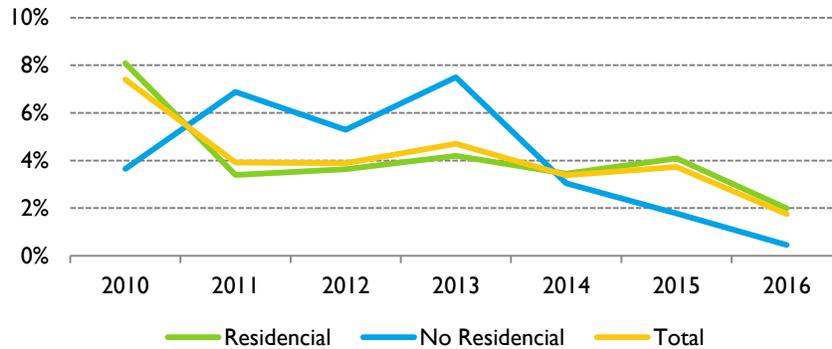
Durante el periodo 2009-2016 (hasta junio) el crecimiento del número de usuarios ha sido alrededor de un 4% en promedio, tanto en usuarios residenciales como no residenciales. No obstante, en los últimos años el crecimiento en el número de usuarios ha tendido a reducirse a tasas cercanas al 2%, en el sector residencial.

Ilustración 13. Evolución Usuarios ASE Amazonas



Fuente: SUI

Ilustración 14. Tasas de Crecimiento de Usuarios



Fuente: SUI

En términos de cobertura, la ASE presenta todavía un déficit apreciable en las zonas por fuera de las cabeceras rurales. De acuerdo con las cifras de la UPME publicadas en junio de 2016, con cifras estimadas a diciembre de 2015, el Índice de Cobertura de Energía Eléctrica en el departamento del Amazonas era de un 62,7%, con una cobertura del 100% en las cabeceras municipales, y del 24% en los centros poblados y zonas rurales, lo que implica entonces un déficit del 62,7%, correspondiente a 6.435 viviendas sin servicio.

Tabla 13. Indicadores de Cobertura Amazonas – Diciembre 2015

	Cabeceras	Resto	Total
Usuarios	8.775	2.036	10.811
Viviendas	8.775	8.471	17.246
ICEE	100,00%	24,03%	62,69%
Déficit %	0,00%	75,97%	37,31%
VSS	-	6.435	6.435

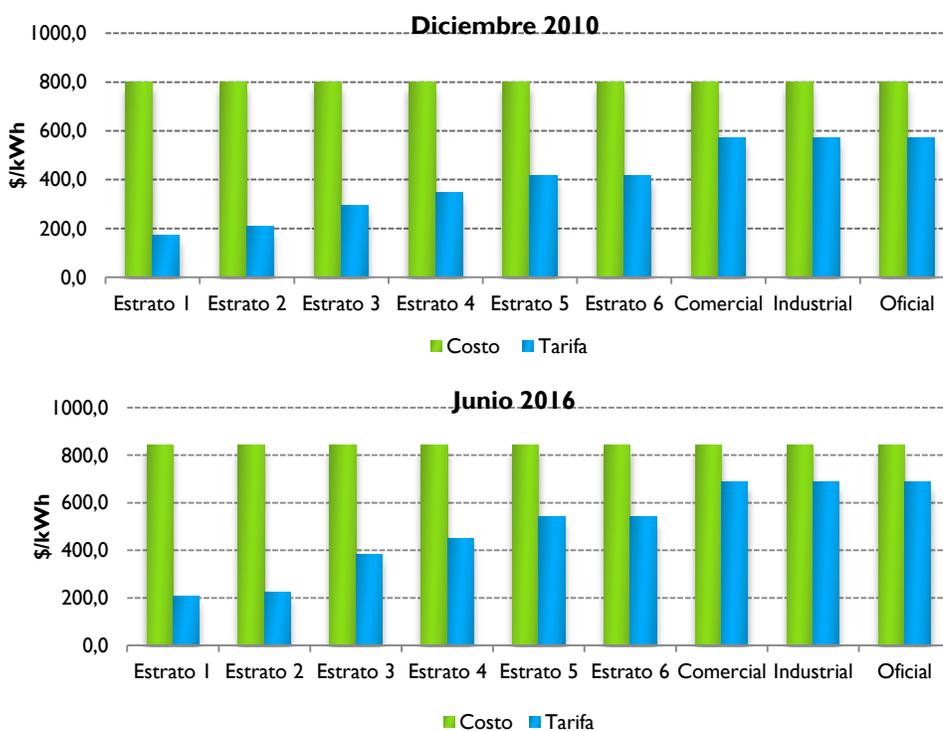
Fuente: UPME

Por supuesto, como antes se mencionó, el déficit de cobertura no corresponde al ASE Amazonas, sino a la totalidad del departamento, en el cual existe un número considerable de localidades que no hacen parte del ASE.

3.3.3.6. Evolución de la tarifa

A diferencia de la ASE de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, la ASE Amazonas muestra una reducción del nivel de subsidios para los usuarios no residenciales.

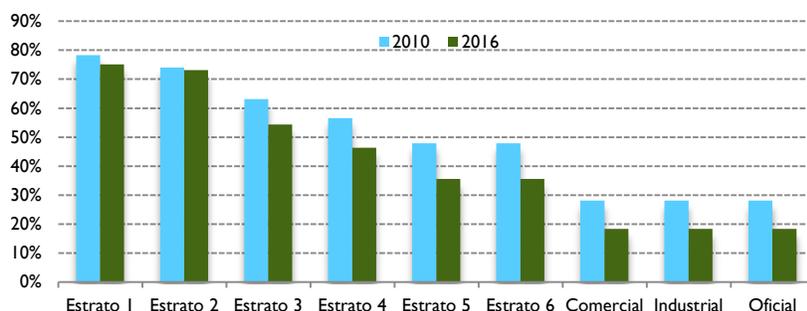
Ilustración 15. Evolución Costo Unitario y Tarifas. 2010 – 2016.



Fuente: SUI

Así, entre 2010 y 2016 el porcentaje de subsidio para usuarios comerciales, industriales y oficiales se ha reducido de cerca del 30% a un 18% del costo unitario, en \$/kWh.

Ilustración 16. Niveles de Subsidio por Estrato y Sector – 2010 y 2016



Fuente: SUI

3.3.4. Análisis financiero de las ASE

El análisis de la estructura de concesión y contractual de las actuales ASE de SAI y Amazonas, así como la información obtenida de su operación desde el momento de inicio de los contratos, permite evaluar de manera general la estructura y sostenibilidad económica con el fin de identificar los aspectos positivos, así como las oportunidades de mejoramiento en la búsqueda de mecanismos de APP para las ZNI.

Los contratos en operación para las ASE en mención definen las consideraciones que permiten evaluar la estructura económica de la operación del mismo. Algunos de las consideraciones generales son:

- Alcance y duración
- Garantías y cierre financiero
- Obligaciones en operación
- Obligaciones en inversión
- Término del contrato
- Remuneración y referencia en cuanto a tarifas y subsidios
- Definición de propiedad de los activos existentes y nuevos
- Plazos de las inversiones (Plan de Inversión)
- Riesgos identificados previamente y responsabilidad de las partes
- Multas
- Equilibrio económico y modificaciones contractuales

Cada uno de los contratos contiene una base similar, profundizando en las particularidades derivadas de cada zona en cuanto a dispersión geográfica, tecnología disponible, número de usuarios, entre otros.

3.3.4.1. Análisis financiero del ASE San Andrés, Providencia y Santa Catalina

El contrato tiene una duración de 20 años contados a partir de mayo de 2010. Durante este plazo el concesionario se obliga a cumplir con el alcance definido en el mismo. Las garantías requeridas cubren aspectos relacionados con cumplimiento del contrato, pago de salarios, estabilidad de obra para las inversiones y responsabilidad civil. Los detalles de los montos se encuentran en la tabla contenida en esta sección.

Las inversiones obligatorias se encuentran definidas en cuanto a monto y plazo. Estas inversiones están distribuidas en modernización de parque de generación con diésel, diseño e instalación de una planta de aprovechamiento de residuos sólidos, diseño e instalación de una planta de generación eólica y mejoramiento de las redes de distribución y equipos de medida centralizada. A continuación se presentan los detalles contenidos en el contrato, los cuales afectan la estructura financiera del concesionario.

Tabla 14. ASE SAI - Parámetros para el Análisis Financiero

Alcance		
Fecha Inicio	1-May-10	
Duración	20	Años
Duración en Meses	240	Meses
Inversiones Obligatorias		
Capacidad Eólica	7.5	MW
Arranque Planta Eólica	1-Jul-12	
Horas Anuales de Servicio Eólica	6132	Horas/año
Capacidad RS	1	MW
Arranque Planta RS	1-Feb-11	
Horas Anuales de Servicio RS	6132	Horas/año
Recursos FAZNI	\$ 50,000,000,000	COP
CONPES 3587 para Planta RS	\$ 15,000,000,000	COP
CONPES 3587 para Planta Eólica	\$ 35,000,000,000	COP
Fecha Recibo recursos RS	1-Jan-11	
Fecha Recibo recursos Eólica	1-Jan-13	
Obligaciones Inicio de Contrato		
Pago Asesores Externos MME	\$ 496,000,000	COP
Garantía de Cumplimiento	\$ 50,000,000,000	COP
Garantía de Salarios, etc	\$ 10,000,000,000	COP
Garantía de estabilidad de obra RS 5 años	\$ 15,000,000,000	COP
Garantía de estabilidad de obra Eólica 5 años	\$ 35,000,000,000	COP
Garantía de Responsabilidad Civil Extra cont	\$ 20,000,000,000	COP
Cuenta para Inversiones cierre financiero (Irrevocable)	\$ 100,000,000,000	COP
Cuenta en caja para inversiones (irrevocable)	\$ 40,000,000,000	COP
Interventoría (Monto de Inicio)	\$ 7,244,000,000	COP
Cuota Mensual Interventoría	\$ 83,333,333	COP

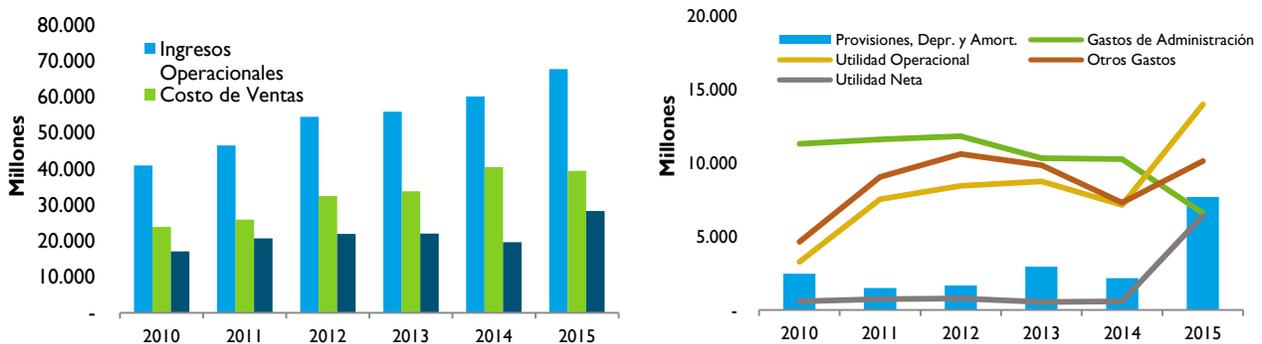
Cuota Mensual Actividad Seguimiento	\$	17,277,778	COP
Factores de Tarifa			
PIAOM1	\$	352.29	COP
PIAOM2	\$	294.89	COP
Consumo Combustible	0.08		Gal/kWh
Costo Combustible Referencia Estimado	\$	8,000	COP/Gal
Consumo subsistencia		173.00	kWh/mes
General			
Valor Estimado del Contrato	\$	225,015,502,368	COP
Cargo 20.1.3	\$	352.29	COP
Número de Usuarios		16,897	2010

Fuente: Elaboración propia con base en datos del contrato ASE SAI

Indicadores históricos

De acuerdo con la información de los estados de resultados reportados al SUI, las cifras de ingresos, costos de ventas y utilidad bruta han tenido un comportamiento positivo durante todo el periodo. En 2015 los costos de ventas se redujeron en un 3% con respecto a 2014, frente a un crecimiento en los ingresos del 12,7% (con un promedio de crecimiento del 10% desde 2012).

Ilustración 17. ASE SAI - Indicadores Financieros Históricos



Fuente: SUI

Estas variaciones en ingresos y costos de ventas, junto con una reducción de los gastos de administración desde 2012, con una fuerte caída en 2015 dan como resultado un fuerte crecimiento de las utilidades operativas y utilidades netas, que se multiplican por 11 veces en 2015 con respecto a 2014. Los ingresos brutos por usuario se han incrementado de 2.3 a 3.2 millones de pesos, en precios corrientes de cada año.

Proyecciones financieras

Con base en los parámetros anteriores y los reportes de la empresa Sociedad Productora de Energía de San Andrés y Providencia S.A. E.S.P. (SOPESA S.A. E.S.P.) contenidos en el Sistema Único de Información de Servicios Públicos (SUI) se construye la proyección de Pérdidas y Ganancias y el flujo de caja resultante de la operación de la concesión para el concesionario. Cabe anotar que la fuente ideal para la evaluación económica de la operación son los estados financieros de la empresa operadora, con los cuales se pueden ajustar las cifras y definir las categorías de gasto e ingreso adecuadas. Estos informes de estados financieros han sido solicitados a través del Departamento Nacional de Planeación en la Dirección de Infraestructura pero no ha sido posible obtenerlos a la fecha.

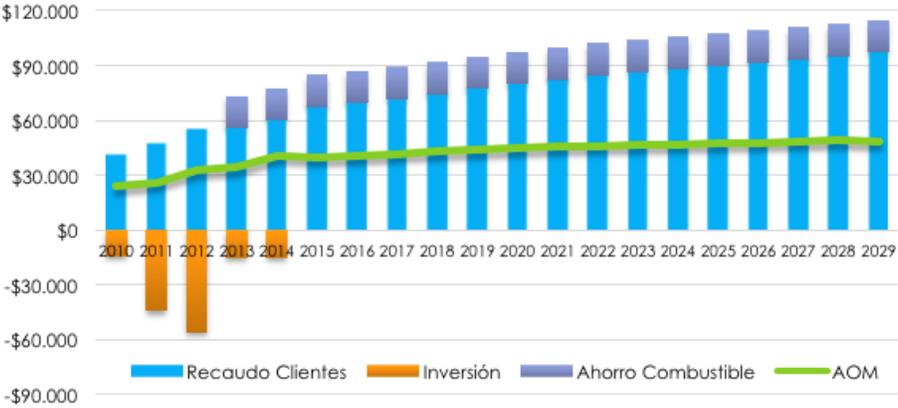
Se definieron algunos parámetros de entrada para la evaluación, entre los que se encuentran el número de usuarios, el consumo total anual, pérdidas estimadas, indicador de precios al consumidor y el producto interno bruto. Los dos últimos se utilizan para la proyección en los años pendientes para completar el plazo de la concesión. Los valores utilizados en el modelo financiero para los años desde el inicio del contrato a la fecha son los registrados en el SUI como fue mencionado anteriormente.

Las categorías definidas para el estado de pérdidas y ganancias fueron proyectadas por cada año hasta la terminación del contrato a los 20 años. Estas categorías son:

- Inversión
- Ingresos
- Gastos relacionados con el arranque del contrato
- Costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)
- Incentivos Contractuales / Ahorro Combustible
- Egresos Adicionales
- Costo Financiero
- Impuestos

Las tablas con el contenido de las proyecciones están contenidas en el anexo I de este informe, incluyendo el flujo de caja y los resultados de Tasa Interna de Retorno calculada.

Ilustración 18. Proyecciones financieras ASE SAI



Fuente: elaboración propia

El modelo muestra pérdida durante los primeros 5 años, coincidente con un flujo de caja negativo en el mismo periodo. Como resultado de esta situación se estima un préstamo (deuda financiera) para capital de trabajo durante este periodo, con el fin de cubrir las necesidades operativas y de inversión del concesionario.

La anterior situación es producto de los compromisos de inversión durante los primeros años de la concesión. El flujo de caja después del año 6 se vuelve positivo al igual que las utilidades. Esto no solo como resultado de la disminución de pérdidas de energía sino también por la entrada en operación de las inversiones sobre las cuales se comparten los ahorros en combustible entre concedente y concesionario.

La Tasa Interna de Retorno resultante de los flujos proyectados es de 2.6%, muy por debajo de la tasa esperada para un negocio e inversiones de estas características.

No se cuenta con información que detalle el costo de combustible empleado en la generación de energía, el cual debería estar incluido en el costo de ventas. Adicionalmente los ingresos operacionales reportados en el SUI no parecen incluir los ingresos resultados del subsidio recibido para la operación de la concesión.

Lo anterior nos permite concluir que los ingresos y egresos del modelo se encuentran reportados netos de costo de combustible y de los subsidios.

3.3.4.2. Análisis financiero del ASE del Área del Amazonas

El contrato tiene una duración de 20 años contados a partir de Febrero de 2010. Durante este plazo el concesionario se obliga a cumplir con el alcance definido en el mismo.

Las garantías requeridas cubren aspectos relacionados con cumplimiento del contrato, pago de salarios, estabilidad de obra para las inversiones y responsabilidad civil. Los detalles de los montos se encuentran en la tabla contenida en esta sección.

En contraste con la ASE de SAI, el contrato de Amazonas no define las inversiones obligatorias sino que requiere del concesionario la elaboración de un plan de inversiones que permita el cumplimiento de los indicadores de calidad y cobertura de la prestación del servicio. En el contrato se definen específicamente las localidades y áreas geográficas a cubrir y los indicadores con su progresión durante el desarrollo del contrato. Las inversiones se estiman en 26,100 millones aproximadamente de los cuales se aportaron por parte del gobierno 15,000 millones.

A continuación se presentan los detalles contenidos en el contrato, los cuales afectan la estructura financiera del concesionario.

Tabla 15. ASE Amazonas - Parámetros para el Análisis Financiero

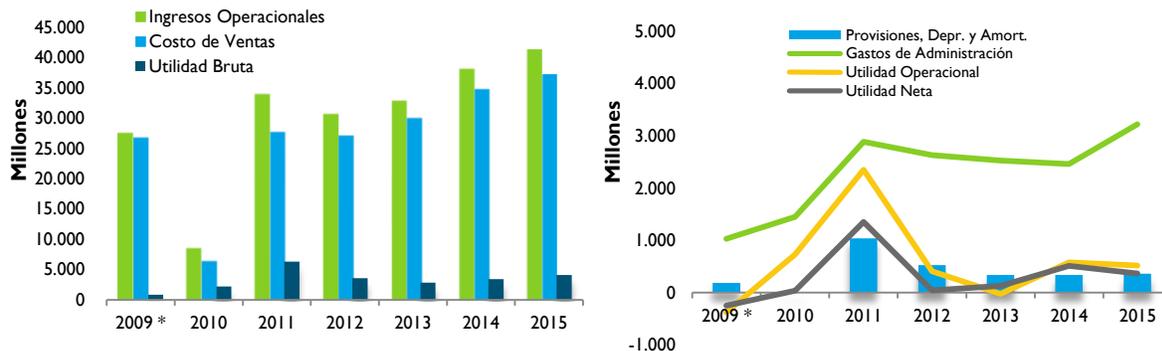
Alcance		
Fecha Inicio	1-Feb-10	
Duración	20	Años
Duración en Meses	240	
Inversiones Obligatorias		
Capacidad		
Arranque Inv 1	1-Jul-12	
Horas Anuales de Servicio Nueva Inversión	0.00	Horas
Potencia Nueva Inversión	1	MW
Recursos FAZNI	\$ 15,000,000,000	COP
CONPES 3587 para Planta RS	\$ 8,200,000,000	COP
CONPES 3587 para Planta Eólica	\$ 6,800,000,000	COP
Fecha Recibo recursos 1	1-Jan-11	
Fecha Recibo recursos 2	1-Jan-13	
Obligaciones Inicio de Contrato		
Pago Asesores Externos MME	\$ 496,000,000	COP
Garantía de Cumplimiento	\$ 12,000,000,000	COP
Garantía de Salarios, etc	\$ 2,250,000,000	COP
Garantía de estabilidad de obra 1	\$ 15,000,000,000	COP
Garantía de estabilidad de obra 2	\$ 2,250,000,000	COP
Garantía de Responsabilidad Civil Extra cont	\$ 2,250,000,000	COP
Cuenta para Inversiones cierre financiero (Irrevocable)	\$ 40,000,000,000	COP
Cuenta caja para inversiones (irrevocable)	\$ 16,000,000,000	COP
Indemnización Sintraelec	\$ 166,907,672.00	COP
Interventoría (Monto de Inicio)	\$ -	COP
Cuota Mensual Interventoría	\$ 83,333,333	COP
Cuota Mensual Actividad Seguimiento	\$ 17,277,778	COP
Factores de Tarifa		
IAOM1	\$ 11,030,700,000	COP
PIAOM2	\$ 998	COP
Subsidio	\$ -	COP
Consumo Combustible	\$ 0.08	Gal/kWh
Costo Combustible	\$ 8,000	COP/Gal
General		
Valor del Contrato	\$ 120,000,000,000	COP
Número de Usuarios	8,000	Aprox

Fuente: Elaboración propia con base en datos del contrato ASE Amazonas

Indicadores históricos

Los ingresos de operación y los costos de ventas se han mantenido a la par con una leve reducción en 2012. Los márgenes brutos representan apenas un 15% del ingreso, con tendencia a disminuir.

Ilustración 19. ASE Amazonas - Indicadores Financieros Históricos



* 2009: Empresa de Energía del Amazonas

Fuente: SUI

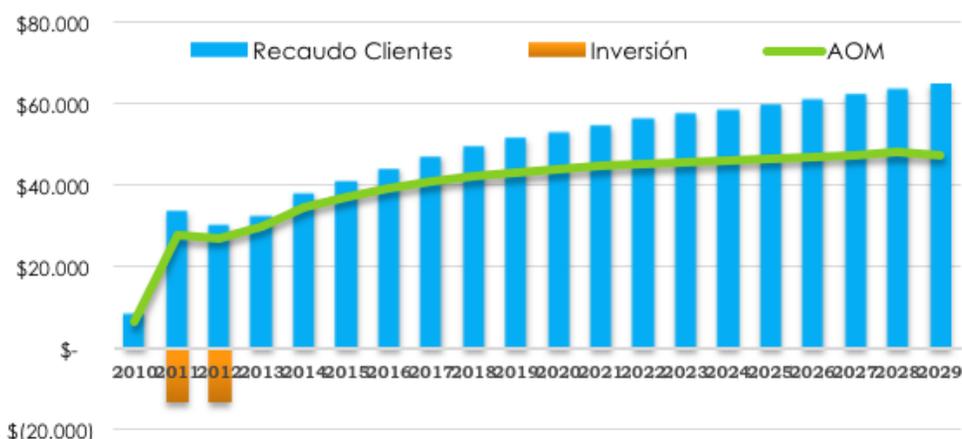
Los gastos de administración absorben la mayor parte del margen bruto, con una baja participación de las provisiones, depreciación y amortizaciones, y una mínima utilidad neta, lo que deja poco espacio para futuras reposiciones de activos.

Proyecciones financieras

Con base en los parámetros anteriores y los reportes de la empresa Energía para el Amazonas SA ESP contenidos en el Sistema Único de Información de Servicios Públicos se construye la proyección de Pérdidas y Ganancias y el flujo de caja resultante de la operación de la concesión para el concesionario. Cabe anotar que la fuente ideal para la evaluación económica de la operación son los estados financieros de la empresa operadora, con los cuales se pueden ajustar las cifras y definir las categorías de gasto e ingreso adecuadas. Estos informes de estados financieros han sido solicitados a través del Departamento Nacional de Planeación en la Dirección de Infraestructura pero no ha sido posible obtenerlos a la fecha.

Al igual que para la ASE SAI, se definieron los parámetros de entrada y la categorías necesarias para el estado de pérdidas y ganancias y los cálculos de flujo de caja. Estas categorías se conservan igual a las anteriores con el fin de poder realizar comparaciones entre una y otra operación de manera fácil. Adicionalmente, el modelo contiene las categorías y cuentas adecuadas para incluir operaciones nuevas de prestación del servicio de energía eléctrica. Las tablas con el contenido de las proyecciones están contenidas en el anexo 2 de este informe, incluyendo el flujo de caja y los resultados de Tasa Interna de Retorno calculada.

Ilustración 20. Proyecciones financieras ASE Amazonas



Fuente: elaboración propia

El modelo muestra pérdida durante los primeros 7 años, coincidente con un flujo de caja negativo en el mismo periodo. Como resultado de esta situación se estima un préstamo para capital de trabajo durante este periodo, con el fin de cubrir las necesidades operativas y de inversión del concesionario.

La anterior situación es producto de los compromisos de inversión durante los primeros años de la concesión. El flujo de caja después del año 6 se vuelve positivo al igual que las utilidades. Esto no sólo como resultado de la disminución de pérdidas de energía sino también por la entrada en operación de las inversiones sobre las cuales se comparten los ahorros en combustible entre concedente y concesionario.

La Tasa Interna de Retorno resultante de los flujos proyectados es de 1.4%, muy por debajo de la tasa esperada para un negocio e inversiones de estas características y con un riesgo alto relacionado con la expansión de cobertura y el costo por usuario resultante.

Se requiere un análisis detallado de cada año de operación y la ampliación de cobertura y costos resultante con el fin de predecir los costos operativos de un área tan dispersa como ésta, así como información más precisa sobre la relación de gasto de combustible y de subsidios recibidos. Una conclusión del análisis es que los ingresos y egresos del modelo se encuentran reportados en el SUI netos de costo de combustible y de los subsidios.

3.3.4.3. Conclusiones del análisis financiero de las ASE

El análisis de los dos casos de Áreas de Servicio Exclusivo contenidos en este aparte demuestra que la estructura de largo plazo tiene posibilidades de ser atractiva mediante ajuste a los incentivos e inversiones que se definan en los contratos.

En el caso de la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI lo que resalta en primer término es la relación predominante de los combustibles fósiles en generación. El

balance entre soluciones de energías alternativas de alto potencial en la región o área concesionada que permitan la reducción y posibilidades de sustitución del consumo de combustibles fósiles es fundamental no sólo en el esquema de incentivos sino para garantizar el cierre financiero y la sostenibilidad de la prestación en el mediano plazo, bajo cualquier esquema.

El riesgo relacionado con el recaudo, en especial en las zonas dispersas y alejadas de los centros poblados, es difícil de cuantificar y requiere la integración de tecnología que le permita al operador concesionario un mejor control del mismo.

Como se observa en las tasas de retorno de los dos modelos, la estructura actual no permite que el negocio sea altamente atractivo y se genere la competencia y eficiencia deseada. Los plazos definidos para la concesión (20 años) y los cronogramas de inversión hacen que el retorno de las inversiones no sea el adecuado, en especial por el costo de capital de las soluciones de energías alternativas, las cuales están por encima de los 20 años.

El ASE SAI tiene un incentivo de compartir los ahorros de combustible, el cual permite una proyección de ingresos adicionales al concesionario mejorando su tasa de retorno a pesar que el valor de inversiones es mayor en proporción al recaudo anual de su operación.

Ajustando el modelo de SAI a 25 años bajo las mismas condiciones de contrato analizadas, la TIR se duplica aproximadamente, llegando a 4.8%.

Otra forma de mejorar las condiciones es mejorando los incentivos en las etapas tempranas de los procesos, en los cuales se permitan mayores ingresos y con esto compensar los costos financieros a la inversión. Por ejemplo en el caso de los ahorros de combustible fósil, dar una mayor participación al concesionario en los primeros años y reducirla gradualmente en el tiempo. Esto funcionaría como incentivo a agilizar las inversiones.

Como se refleja en el informe las dos concesiones tienen un tratamiento diferente para las inversiones. En una se definen explícitamente las tecnologías y en otra se deja abierto de acuerdo con unos indicadores. Es importante definir unas necesidades de capacidad y de calidad de servicio requerido, pero es bueno dejar al inversionista definir lo que sea más eficiente para la región en la cual se van a desarrollar. Esto permitirá que las inversiones sean lo más eficientes posibles y de la mejor sostenibilidad técnica y económica.

En la concesión se comprometen recursos del gobierno desde el principio del contrato y con unas fechas límites estimadas de ejecución de inversiones. Realizando un ajuste preliminar del modelo, reduciendo estos recursos en la etapa temprana y dejándolos comprometidos en cuotas anuales después del completamiento de las inversiones y entrada en operación, se puede reducir este monto en un factor de 10. Es decir que se pueden estructurar simultáneamente hasta 10 concesiones de similares características con los mismos recursos anuales comprometidos por el gobierno. Este es un orden de magnitud simplemente y no un cálculo detallado, dado que cada área concesionada tiene sus particularidades en costos de operación, riesgos y requerimientos de inversión.

La estructura de la ASE tiene una compatibilidad alta con la de las Asociaciones Público Privadas. En los siguientes informes se definirán en detalle los aspectos a ajustar que permitan estructurarlas de manera adecuada para las Zonas No Interconectadas, en especial el compromiso de los recursos del estado (Fondos disponibles) como componente fundamental para el cierre financiero y la sostenibilidad económica de la APP.

3.3.5. Otras Experiencias

3.3.5.1. Electro Palmor S.A.S.

El caso de la Microcentral Hidroeléctrica de Palmor, en la Sierra Nevada, constituye una experiencia exitosa de autogestión del servicio de energía eléctrica por parte de una comunidad organizada, y de un proyecto estrechamente ligado a una actividad económica como el cultivo del café y las actividades comerciales asociadas.

Palmor de la Sierra es un corregimiento del municipio de Ciénaga en el departamento del Magdalena, que cuenta con 1.400 habitantes en el casco urbano y con más de 5.000 en las veredas contiguas, cuya población se dedica al cultivo del café y al comercio aprovechando su localización como punto de paso obligado de las comunidades indígenas de la Sierra Nevada. La microcentral fue construida gracias al Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica (PESENCA) de la Cooperación Alemana GTZ, con aportes del Plan Nacional de Rehabilitación, la Gobernación del Magdalena, CORELCA, y el Comité de Cafeteros del Magdalena⁴⁵.

La microcentral aprovecha el caudal del río Cherúa, de 700 lt/s, con una capacidad instalada de 130 kW. Ha funcionado desde 1991, administrada por la Junta de Acción Comunal, con mecanismos propios de facturación, recaudo y gestión de cartera, que le ha permitido prestar el servicio a 419 usuarios de los cuales 58 son fincas cafeteras alrededor de la cabecera urbana⁴⁶. La administración, operación y mantenimiento se contrató inicialmente entre la Junta de Acción Comunal y la empresa Hidroturbinas Ltda. El mantenimiento de la central se ha apoyado en la firma Colturbinas de Barranquilla. Ambas firmas fueron constituidas bajo la promoción del PESENCA, con el fin de apoyar la difusión de alternativas de generación con microcentrales hidroeléctricas.

⁴⁵ UNESCO (1997). “Se asignó una participación a la población con el objeto de hacerla propietaria del proyecto, en una proporción que no supere el componente que de otra forma hubiera sido subsidiado por el Estado. Las redes correrían por cuenta de entidades estatales y PESENCA cubriría el saldo que garantizaría la terminación y puesta en marcha del proyecto:

- Población de Palmor	\$ 15'000.000
- CORELCA y P.N.R. (Plan Nacional de Rehabilitación)	\$ 30'000.000
- PESENCA	\$ 100'000.000
- Total del proyecto	\$ 150'000.000 ”.

⁴⁶ Programa de Energía Limpia para Colombia - CCEP (Colombia Clean Energy Program). Hacia una Metodología de Energización Rural Lecciones de Nariño, Tolima y Guajira. Segundo Seminario de Energización con Fuentes Alternas Pasto, Nariño – 9-10 Octubre 2014.

Recientemente, por medio del IPSE y con el apoyo del USAID-CCEP, se han desarrollado acciones tendientes a establecer una estructura empresarial con una base legal clara, y a ampliar la capacidad de la microcentral para cubrir un total de 619 usuarios, incluyendo nuevos barrios y veredas del municipio. La segunda fase de la hidroeléctrica, de 150 kW, estaba planteada desde su construcción, y se desarrolló con una inversión de \$1.600 millones, (aportes FAZNI de \$776 millones a través del IPSE y recursos USAID-CCEP de \$911 millones).

A través del IPSE y CCEP se contrataron estudios de fortalecimiento de la gestión empresarial. Una de las propuestas básicas fue el traslado de la titularidad de la propiedad de los activos y de la empresa a la comunidad de Palmor, y a la empresa ElectroPalmor S.A.S.. Además del estudio jurídico de la situación de Palmor, se realizó el levantamiento de bienes muebles e inmuebles, y la constitución de una mesa de trabajo conjunta entre el IPSE, USAID y la comunidad para establecer el proceso de entrega de los activos construidos con recursos del IPSE a la empresa prestadora del servicio o a la comunidad. La condición en principio es que se pase de una empresa constituida como sociedad anónima simple, con nueve accionistas personas naturales, a una sociedad en la que “la titularidad de la empresa recaiga en nombre de toda la comunidad del Palmor”⁴⁷. Así mismo, el componente de fortalecimiento de gestión empresarial incluye capacitación al personal de la empresa prestadora en aspectos administrativos, contables, financieros y de planeamiento, con el fin de asegurar la sostenibilidad de largo plazo. Una estrategia similar ha sido desarrollada por CCEP en asocio con empresas prestadoras de energía como EPM y EPSA, en el fortalecimiento de capacidades locales, en Vigía del Fuerte, Bojayá y Punta Soldado (Buenaventura).

3.3.5.2. **ElectroMapiri S.A. E.S.P.**

Mapiripán es un municipio del departamento del Meta con una extensión de 11400 km², a 350 km de Bogotá, con 15.579 habitantes de los cuales 1.305 están en la cabecera municipal y 14.274 en el área rural.

La empresa prestadora del servicio eléctrico es la Electrificadora de Mapiripán ESP – ELECTROMAPIRI, creada en 2011 como resultado de la alianza entre la firma Poligrow dedicada al cultivo de la palma de aceite en el municipio, el Ministerio de Minas y Energía, la Gobernación del Meta y la Fundación Poligrow.

El objetivo de la empresa, en principio, era poder sustituir el consumo de diésel por biodiésel de palma, y ampliar la prestación del servicio a 24 horas, lo que plantea una

⁴⁷ “Para tal fin, se propuso realizar una asamblea extraordinaria de accionistas, en la que se les solicitará la organización de una rendición de cuentas dirigida a la Junta de Acción Comunal y socializar la propuesta de aplicación del artículo 22 de los estatutos, “Acciones en Comunidad”, para que la empresa pase a ser de la comunidad, principal objetivo de la inversión realizada por el IPSE y USAID.” Ver: <http://www.ipse.gov.co/component/content/article/2-uncategorised/1041-esquema-empresarial-para-mch-de-palmor-sierra-nevada>.

opción interesante de desarrollo de proyectos de generación basados en actividades productivas.

En la actualidad existe un proyecto de interconexión del sistema a la red del SIN, financiado con recursos del FAZNI.

ElectroMapirí es otro ejemplo de un desarrollo exitoso de ampliación de la cobertura del servicio de energía en zonas no interconectadas, vinculado a un proyecto productivo como el cultivo de palma de aceite, que ofrece además posibilidades de utilización como combustible para generación de energía.

Durante su operación desde el año 2011 la empresa ha conseguido multiplicar por 20 veces su patrimonio inicial, y pasar de pérdidas a utilidades netas positivas.

3.3.5.3. Proyecto solar híbrido en Punta Soldado

El objetivo de este proyecto fue la instalación de un sistema de energía solar/híbrido, con 288 paneles fotovoltaicos, y un sistema de almacenamiento de 96 baterías, con respaldo de una planta diésel existente, para la comunidad de Punta Soldado en el Pacífico colombiano.

Punta Soldado es una comunidad de pescadores en una isla, sin posibilidades de interconexión por la distancia hasta Buenaventura, con una población de 114 familias.

El proyecto ha sido desarrollado de manera conjunta entre EPSA y el programa Colombia Clean Energy de USAID, con el objetivo de desarrollar un piloto de un proyecto solar híbrido, con almacenamiento y con autogestión de la comunidad. Adicionalmente se han instalado medidores prepago para todos los usuarios, y se ha capacitado a la comunidad para que se haga cargo de la operación de la planta y la prestación del servicio. Con asesoría de EPSA se creó la Junta Administradora del Servicio de Energía, que deberá realizar la administración, operación y mantenimiento, incluyendo el recaudo de los usuarios y del subsidio del IPSE, y la administración del sistema de medición y entrega de energía prepagada.

3.4. Análisis de las experiencias en vinculación de inversión privada en energía en ZNI

La experiencia del país en materia de mecanismos de vinculación de inversión privada para la prestación del servicio de energía en las Zonas No Interconectadas es relativamente reciente y tiene su manifestación más relevante en la conformación de las Áreas de Servicio Exclusivo de San Andrés Islas y de Amazonas, figura inicialmente establecida por la Ley 142 de 1994 para el desarrollo de sistemas de distribución y comercialización de gas natural por redes de tubería, y relanzada mediante la Ley 1151 de 2007 como mecanismo para promover esquemas de gestión sostenible del servicio en las ZNI.

Otros casos resultan de procesos de desarrollo específicos por parte de comunidades para la autogestión de sus necesidades, ante la incapacidad o imposibilidad de atención por parte de las administraciones públicas, de acuerdo con las funciones que les asigna la Ley 142 de 1994.

Un problema fundamental a resolver como parte del objetivo de la ampliación de la cobertura del servicio de energía tiene que ver con la sostenibilidad a largo plazo de la infraestructura, incluyendo el financiamiento de la operación y la rentabilidad de la inversión privada. La solución requiere en principio la constitución de esquemas empresariales que involucren capacidades técnicas y administrativas, mecanismos de seguimiento en los objetivos de cobertura, calidad y continuidad, adecuada asignación de riesgos, y control de los costos de operación.

La revisión de las experiencias en las ASE debe servir por otra parte para mejorar los esquemas de vinculación de inversión privada, bajo distintos esquemas empresariales. Algunos elementos de la revisión realizada en este capítulo pueden servir para mejorar el diseño de mecanismos, incluyendo las Asociaciones Público Privadas, de iniciativa privada o pública.

3.4.1. Ausencia de incentivos al desarrollo oportuno de la infraestructura

Uno de los principales riesgos en el diseño de concesiones de infraestructura tiene que ver con el diseño de incentivos inadecuados para la ejecución oportuna de las inversiones en infraestructura y su puesta en servicio.

En el caso de las ASE que fueron estructuradas en 2009 y 2010 se han presentado este tipo de problemas, que conducen a aplazamientos y renegociación de las condiciones iniciales. Los costos adicionales para la demanda se traducen en el costo del servicio no prestado, mas los costos de mantener recursos congelados en fondos de fiducia.

Si bien los contratos establecen penalidades y multas por incumplimientos, éstas no reflejan los costos de no disponer del servicio para la demanda no cubierta, y desde el punto de vista del concesionario podría ser preferible asumir el costo de las penalizaciones, que incurrir en el costo de desarrollar la infraestructura.

3.4.2. Alcance de la exclusividad

La exclusividad en la prestación del servicio puede ser un mecanismo importante para incentivar la vinculación de capitales privados en zonas en donde una baja rentabilidad requiere garantizar la demanda a largo plazo, sin competencia por parte de terceros. No obstante, se debe tener en cuenta que el cierre financiero de los proyectos se fundamenta básicamente en el aporte de recursos de subsidio a la inversión como el FAZNI o el FENOGE, y que el riesgo de demanda se puede acotar mediante mecanismos regulatorios como la definición de precios con metodología de ingreso máximo (los precios varían

periódicamente en función de la demanda) con perfil de ingresos variables, o por medio del aporte de subsidios a las tarifas de los usuarios de menores ingresos, a través del Fondo de Subsidios para la Solidaridad y la Redistribución de Ingresos del MME.

Desde un punto de vista geográfico, la definición de las ASE actuales en términos de un grupo de localidades específicas (que en el caso de las ZNI puede evolucionar de manera significativa en el tiempo con la desaparición de algunos o la creación de otros, que no estaban contemplados inicialmente) puede ser fuente de disputas jurídicas, y de riesgos para el concedente, pero especialmente para las nuevas comunidades.

Por otra parte, asignar exclusividad en la prestación en zonas en donde ya existe un número importante de prestadores, bien sea comunidades, juntas de usuarios o municipios en forma directa, obliga a negociar con los prestadores existentes la forma de integrarse al nuevo prestador lo que puede suponer dificultades económicas y legales, y resistencias sociales importantes.

Desde el punto de vista del servicio, la exclusividad podría llegar a limitar desarrollos tecnológicos y regulatorios como la autogeneración con fines de venta de excedentes, o el diseño de mecanismos como la medición neta para incentivar la gestión de la demanda, dependiendo de cómo se entienda la exclusividad en relación con la actividad de los autogeneradores⁴⁸.

Teniendo en cuenta estas dificultades, el diseño de los mecanismos e incentivos para el inversionista, y la asignación de riesgos entre este y el Estado como contratante en un mecanismo tipo APP, o del tipo de un área de servicio exclusivo bajo APP, debe procurar ser suficientemente flexible como para asegurar que la asignación de obligaciones al agente en el proceso de licitación del servicio permita ajustar los compromisos de inversión, las reglas sobre remuneración para todos los usuarios, el cubrimiento de los costos, y la incorporación de nuevas tecnologías.

Desde el punto de vista del marco regulatorio, la posibilidad de ajustar los precios en función de la evolución de demanda debe permitir la flexibilidad necesaria para incorporar nuevos usuarios, así como para diferir el cobro de las nuevas inversiones a lo largo de su vida útil. El marco regulatorio diseñado a partir de la Resolución CREG 161 de 2008 establece la opción de diseñar estructuras de precios con base en ingreso máximo, con perfil de ingresos constantes o variables en el tiempo.

3.4.3. Recuperación de inversiones de largo plazo

Los incentivos para realizar nuevas inversiones en la concesión podrían estar limitados si la garantía de recuperación de las mismas se debe extender por un plazo superior al contemplado en el contrato de concesión. Esta situación se podría estar presentando por

⁴⁸ El artículo 1° del decreto 384 de marzo de 2017 que reglamenta la venta de excedentes de autogeneración de pequeña escala indica que esta será posible en las Areas de Servicio Exclusivo siempre que así lo acuerden las partes.

ejemplo en el caso del Parque Eólico en la ASE SAI, en donde el periodo transcurrido de la concesión ya no cuenta para la recuperación de la inversión en el parque. Los nuevos contratos o licitaciones deben incluir mecanismos de valoración y remuneración de inversiones que no han sido recuperadas en su totalidad, lo que requiere de un componente institucional que permita un seguimiento de los proyectos a lo largo de su vida útil, y de reglas previamente establecidas para administrar los posibles ajustes y equilibrios.

3.4.4. Escala de la inversión

Los proyectos de asignación de recursos públicos para construcción de infraestructura en mecanismos como las APP requieren de una estructuración cuidadosa, lo que puede implicar costos significativos. Por esta razón los proyectos deben tener una escala mínima que justifique los costos del proceso de estructuración y asignación. La Ley 1508 de 2012 establece en este sentido que los proyectos de APP sólo se podrán realizar si el monto de inversión es superior a seis mil (6.000) SMMLV, es decir, cerca de COP\$4.426 millones para el año 2017. Incluso este monto podría ser muy bajo en estructuraciones complejas, si se quiere asegurar el éxito de las mismas.

No obstante, es necesario tener en cuenta que las ZNI están integradas por una gran cantidad de localidades (1.448 de acuerdo con las cifras del IPSE) dispersas en un territorio muy amplio, y con distintos potenciales de recursos, posibilidad de aprovechamiento económico, y necesidades de las comunidades.

Se requiere por tanto una mayor caracterización e información sobre las necesidades energéticas y las alternativas para atenderlas, con el fin de estructurar los proyectos bajo esquemas de APP de iniciativa pública, con el compromiso de las comunidades involucradas. Las metodologías de identificación y priorización de proyectos como la desarrollada para el PEZNI ⁴⁹ son útiles en este sentido, en la medida en que permitan evaluar las condiciones particulares de cada proyecto, de carácter de entorno (geografía) y de tipo social, cultural, ambiental, técnico y económico; analizar las necesidades de las comunidades y de objetivos de las entidades que apoyan los proyectos; y evaluar criterios de sostenibilidad de las inversiones.

Una primera necesidad es la georreferenciación de las viviendas aisladas y centros poblados dispersos con el fin de poder cuantificar el tamaño de las inversiones y de los proyectos a desarrollar bajo APP.

⁴⁹ Ministerio de Minas y Energía (2016).

3.4.5. Modelos de negocio y esquemas empresariales

Por otra parte, se requiere definir el tipo de modelo de negocio que es posible implantar y desarrollar bajo el mecanismo de las APP para las ZNI, si se quiere cubrir tanto localidades o centros poblados de los diferentes tipos en que se clasifican, o soluciones para viviendas aisladas. Esto implica definir los siguientes aspectos:

- Si el tipo de generación es convencional, de generación central conectada a redes de distribución, o bien si el modelo es de microrredes con generación distribuida, o soluciones individuales aisladas.
- Los servicios a prestar a partir de la infraestructura de generación – distribución, y si estos incluyen la venta del equipo generador (paneles, baterías de acumulación), además de la venta de la energía, o la compra de excedentes de energía, o la venta de servicios adicionales a partir del uso de la energía (recarga de equipos, refrigeración, secado, etc...).
- Si existe posibilidad de competencia de terceros, o los aprovechamientos son exclusivos del prestador, bien sea bajo ASE o APP.

Otras experiencias de energización en zonas no interconectadas como la de ElectroPalmor o ElectroMapirí se podrían ajustar a un modelo de APP en el que la comunidad, o una empresa prestadora constituida a partir de la comunidad, con el apoyo de las alcaldías y gobernaciones, podrían conformar la contraparte privada del modelo, en una iniciativa pública promovida por las entidades oficiales, con apoyo de recursos del IPSE y del FAZNI.

Este tipo de experiencias podrían tener una escala apropiada, incluso si se puede incorporar un grupo de localidades con condiciones similares.

Las ventajas de la reducción de costos de la generación SFV, y del nuevo marco regulatorio propuesto para las ZNI, plantean un escenario apropiado para desarrollar este tipo de esquemas.

Como complemento necesario se deben diseñar esquemas de prestación de servicios de capacitación técnica y de gestión empresarial (gestión comercial, de facturación y recaudo) con financiación público-privada, como soporte a grupos de prestadores en ZNI.

3.5. Aspectos técnicos, legales, normativos, regulatorios e institucionales que limitan la aplicación del esquema de APP en las ZNI

Las mejores prácticas internacionales en la vinculación de capital privado en infraestructura, han conducido al diseño de las APP con el fin de desarrollar los proyectos de interés del Estado, como mecanismo para incentivar la oportunidad en la disponibilidad

de la infraestructura, optimizar los recursos públicos en función de las limitaciones fiscales, y combinar las capacidades del sector público y privado en la provisión de los servicios.

Las ventajas de las APP con respecto a otros mecanismos de contratación o concesión pública tienen que ver además con una mejor planeación y uso de los recursos públicos, una mejor asignación de riesgos entre el estado y el inversionista privado, y el uso de indicadores de calidad para la gestión de los pagos por la infraestructura, y para garantizar la disponibilidad y los niveles de servicio a largo plazo⁵⁰.

En el caso del sector eléctrico en Colombia no se ha hecho aún una adaptación del mecanismo a la normatividad del sector, al tipo de recursos disponibles de fondos públicos, a su estructura institucional, y al marco de la regulación en materia de remuneración de las inversiones y gastos en proyectos desarrollados bajo APP.

Con el fin de identificar posibles limitaciones a la aplicación de las APP en el sector de energía es necesario resaltar los elementos esenciales del esquema de las APP, con el fin de tenerlos en cuenta en su aplicación al caso del sector eléctrico en contratos de vinculación de inversión privada a largo plazo.

- Los contratos de APP comprenden la prestación del servicio, desde la construcción hasta la operación y mantenimiento, es decir, no se trata de contratos de construcción de infraestructura para su posterior entrega a un tercero. Sin embargo, es posible asignar mediante APP distintos componentes del servicio (inversión, operación y mantenimiento de infraestructura, servicios asociados o complementarios).
- Los pagos no se realizan mediante anticipos de obra, sino como contraprestación por la infraestructura ya construida y sobre la base de indicadores de gestión en términos de calidad, disponibilidad y prestación efectiva del servicio.
- Con el fin de controlar las variaciones en los costos, en los proyectos de APP se limitan expresamente las adiciones de recursos del Presupuesto General de la Nación, de las entidades territoriales o de otros fondos públicos al proyecto al 20% del valor del contrato inicialmente pactado, en tanto que en los proyectos de APP de iniciativa privada que requieran desembolso de recursos públicos, se limitan las adiciones o prórrogas al 20% del desembolso de recursos públicos inicialmente pactado⁵¹.
- Finalmente, una característica esencial del esquema de las APP es el mayor esfuerzo realizado durante la etapa de estructuración en estudios de costos y beneficios y evaluación de riesgos, de manera que no se invierta en proyectos que no están maduros, o en los que no se pueda justificar la modalidad de contratación con base en la metodología de comparación de riesgos público-privado y su resultado en términos de valor por dinero.

⁵⁰ DNP (2016).

⁵¹ Ley 1508 de 2012, arts. 13 y 18.

En este aparte se realiza un análisis de los resultados de los procesos de concesión en las ASE en zonas no interconectadas, y de las posibles limitaciones que podría representar en el caso de las APP en términos legales, institucionales, regulatorios, normativos y técnicos, como mecanismo de expansión de la cobertura y de vinculación de inversión privada en estas zonas.

3.5.1. Limitaciones asociadas a la demanda, la tecnología y riesgos de mercado

Como se mencionó antes, un riesgo de las concesiones de infraestructura tradicionales tiene que ver con el diseño de incentivos inadecuados para la ejecución oportuna de las inversiones en infraestructura y su puesta en servicio. A los retrasos en el desarrollo de los planes de inversión debido a imprevistos (aprobaciones de licencias y permisos, consultas con comunidades, retrasos en fabricación de equipos, entre otros), se añaden los riesgos no evaluados inicialmente en la estructura financiera, como la relación entre los costos ofertados y el potencial crecimiento de la demanda a largo plazo, o los riesgos de recuperación de inversiones al introducir nuevas tecnologías.

En el caso de una de las ASE se ha renegociado entre 2010 y 2016 en más de un 57% el valor inicialmente pactado por concepto de inversión, operación y mantenimiento de la infraestructura de generación, distribución y comercialización (sin incluir costos de combustibles). La justificación de la renegociación ha sido el aumento de la demanda por encima de las tasas previstas inicialmente en el contrato.

Estas desviaciones del valor inicial son uno de los problemas que se pueden corregir bajo el mecanismo de las APP (en general, mediante una adecuada estructuración y definición del contrato) con estudios de demanda, costos de inversión y operación, y riesgos de variación de la demanda, la tecnología o el mercado durante el horizonte de ejecución del proyecto.

Si bien no se trata de una limitación exclusiva del sector para la aplicación del mecanismo de las APP, se presentan en estos casos, riesgos significativos en materia de proyección de demanda y de cambio técnico, cuyo perfil y asignación puede ser mejorado en el diseño de la remuneración por medio de la regulación.

3.5.1.1. Riesgo de demanda

Los modelos y análisis financieros en la fase de estructuración de los proyectos de APP de iniciativa pública o privada incluyen la realización de sensibilidades de costos y riesgos sobre la evolución del número de usuarios. Es claro que este es un riesgo alto, dado que tanto la demanda como el número de usuarios pueden modificarse de manera significativa en un horizonte de muy largo plazo (hasta 30 años en APP, incluyendo prórrogas).

Es necesario analizar en primer término si la limitación de aumentos de los aportes públicos en las APP de máximo el 20% con respecto al valor de los desembolsos de recursos públicos inicialmente adjudicado, o del 30% de recursos públicos como

porcentaje de la inversión inicial en el caso de las APP de iniciativa privada, puede representar una restricción importante al momento de adjudicar contratos para construcción y operación de infraestructura y prestación del servicio.

En primer término, esta situación obliga a realizar una estructuración mas detallada tanto en las proyecciones de demanda, inversiones y gastos ligados al desarrollo del mercado, como en la valoración y asignación de riesgos, la definición del precio y el dimensionamiento y la valoración de la infraestructura a remunerar.

Dadas las incertidumbres sobre las proyecciones de demanda y su efecto en las inversiones en infraestructura para un periodo de 25 o 30 años, una alternativa es incluir rangos o escalas de variación en el número de usuarios y/o en el consumo promedio, a lo largo de la vida útil del mismo, que permitan ajustar el factor de IAOM que ofertan los proponentes en los contratos tipo ASE para incluirlo a su vez en las fórmulas de la Resolución 161 de 2008, sin que se considere como una renegociación del valor inicial. Los aportes y desembolsos de recursos públicos podrían estar igualmente asociados a esta proyección ⁵².

Por otra parte, aunque la limitación a los aportes públicos desde el punto de vista de un proyecto asignado mediante APP impide que se asignen mayores recursos del presupuesto público para el cierre financiero del proyecto, esto no implica que el proyecto se haga inviable, pues todavía podría tener ajustes por la vía de un mayor reconocimiento de ingresos tarifarios.

En efecto, la definición de la tarifa en un proyecto diseñado, bien sea como ASE por competencia a la entrada, o sujeto a remuneración tarifaria general, puede ajustarse a lo largo del tiempo, dependiendo de las inversiones realmente ejecutadas, o de mecanismos como el de ingreso máximo regulado, con un perfil de ingresos variable en el tiempo en función de las expectativas de desarrollo del mercado.

En el caso de las ASE, la definición del esquema de remuneración tarifaria lo establece la entidad responsable sectorial, el Ministerio de Minas y Energía en este caso, en el diseño de los pliegos de licitación.

Este mismo mecanismo sería aplicable en el caso de una APP sin que sea incompatible con la limitación legal en materia de aportes máximos de recursos públicos para el cierre financiero con respecto a la inversión inicial más adiciones, establecida en la Ley 1508 de 2012 para las APP de iniciativa pública.

⁵² La resolución CREG 161 de 2008 incluyó un factor de ajuste (FA) mensual del ingreso propuesto por el oferente en una ASE, igual a la relación entre el promedio de las ventas de los doce meses anteriores, y la venta del último mes.

En conclusión, el riesgo de demanda puede gestionarse mediante la definición del mecanismo de remuneración por ingreso máximo con perfil variable en los contratos ASE. Un esquema similar podría aplicarse en el caso de una APP⁵³.

3.5.1.2. **Cambio técnico**

En principio los riesgos asociados al cambio técnico deben ser asumidos por el inversionista privado, que tiene mayor capacidad para gestionarlos a través de instrumentos financieros y de mercado, mediante una reposición adecuada de las inversiones anteriores, y la inversión en nuevos equipos que incorporen adelantos tecnológicos.

En el caso de proyectos adjudicados bajo concesión o licitación por APP con compromisos a largo plazo y fechas fijas de terminación del contrato, incluyendo prórrogas, un aspecto que requiere mayor evaluación tiene que ver con las condiciones de salida y de reversión de las inversiones al término de la vigencia de los contratos, cuando no se ha recuperado la totalidad de las inversiones desarrolladas. Para que un inversionista tome la decisión de incurrir en nuevas inversiones debe tener claro el escenario de recuperación. Si este escenario se extiende más allá del plazo de la concesión, esta condición puede ser interpretada como un riesgo o como una menor rentabilidad del activo.

En el sector eléctrico en zonas no interconectadas se requerirá en muchos casos disponer de sistemas híbridos, que combinen generación convencional con diésel (o GLP) y generación con energías renovables no convencionales. En la estructuración de los proyectos se deben contemplar los mecanismos que permitan recuperar las inversiones en algunas tecnologías de largo periodo de recuperación.

3.5.1.3. **Riesgos de mercado: cartera y fraude**

Una de las principales preocupaciones para cualquier inversionista tiene que ver con los riesgos propios del mercado en el cual se desarrollen los proyectos. El riesgo de cartera es uno de los más importantes en el caso de las ZNI, teniendo en cuenta los altos costos de prestación del servicio de energía eléctrica en estas zonas y las condiciones socioeconómicas y capacidad de pago de la demanda en estos mercados.

Desde el punto de vista de un proyecto desarrollado bajo APP este tipo de riesgo se evaluaría como parte del análisis de comparación y asignación de riesgos públicos y privados, y por tanto en principio no deberían existir limitaciones para que puedan desarrollarse proyectos en el sector y en las ZNI bajo este esquema, teniendo en cuenta que lo que se busca es que los recursos públicos garanticen la rentabilidad del inversionista cubriendo algunos riesgos y costos propios de los proyectos.

⁵³ Por otra parte, durante la etapa de estructuración se buscaría precisar los usuarios y demandas potenciales, con el fin de minimizar este riesgo.

No obstante lo anterior, una condición que podría imponerse en estos proyectos para la asignación de recursos públicos a la inversión es la obligación expresa de que se incorpore infraestructura dirigida a controlar el riesgo de cartera y fraudes, como las redes antifraude en zonas de alto riesgo, los medidores prepago y la medición centralizada en mercados con baja capacidad de pago y alta propensión al fraude.

La nueva metodología de remuneración del servicio de energía eléctrica en las ZNI, actualmente en discusión, prevé el reconocimiento de planes de inversión en reducción de pérdidas, y el cobro de un cargo adicional por COP\$6.000/usuario/mes por un periodo de cinco años en caso de que el agente instale acometidas antifraude. Estas condiciones en la inversión podrían establecerse previamente en la fase de evaluación, comparación y asignación de riesgos público-privados, así como durante la fase de estructuración de los proyectos bajo APP.

3.5.2. Limitaciones legales y normativas

3.5.2.1. Tratamiento de los subsidios tarifarios como aportes públicos e imposibilidad de APP de iniciativa privada en ZNI

Los subsidios tarifarios en servicios públicos domiciliarios como la distribución de energía eléctrica y sus actividades complementarias fueron establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994 como un mecanismo para permitir el acceso a los servicios de los usuarios de menores recursos.

De acuerdo con el artículo 86 de la Ley 142, el sistema de subsidios hace parte del régimen tarifario de los servicios públicos a los que se refiere la ley:

“Art. 86.- El régimen tarifario. El régimen tarifario en los servicios públicos a los que esta ley se refiere, está compuesto por reglas relativas a:

...

86.2.- El sistema de subsidios, que se otorgarán para que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los servicios públicos domiciliarios que cubran sus necesidades básicas;

...”

Esta norma se deriva, además, de la disposición constitucional que autoriza a la Nación, los departamentos, los distritos, los municipios y las entidades descentralizadas para conceder subsidios a las personas de menores ingresos de forma que éstas puedan pagar las tarifas de los servicios públicos domiciliarios que cubren sus necesidades básicas (art. 368 de la C.P.).

La ley 142 de 1994 define los subsidios como “la diferencia entre lo que se paga por un bien o servicio, y el costo de éste, cuando tal costo es mayor al pago que se recibe”, de

manera que, desde el punto de vista de la ley de servicios públicos, los recursos de subsidios están dirigidos a cubrir la diferencia entre el costo del servicio y la tarifa que paga el usuario. En esta medida, el prestador recibe siempre el costo del servicio, en tanto que el usuario es quien recibe el beneficio del subsidio, con el fin de poder acceder al servicio.

Ahora bien, la Ley 1508 estableció que, en el caso de las iniciativas privadas que requieren desembolsos de recursos públicos, “...los recursos del Presupuesto General de la Nación, de las entidades territoriales o de otros fondos públicos, no podrán ser superiores al 30% del presupuesto estimado de inversión del proyecto.”

La posible limitación en este caso tendría que ver con asimilación de los pagos por subsidios para menores tarifas del Presupuesto General de la Nación que reciben los prestadores, a la condición de desembolso de recursos públicos con destino al prestador, aún cuando éstos recursos se destinan a cubrir la parte del costo que no se cobra a los usuarios, y no a la recepción de un subsidio para la empresa prestadora. Si se asume que estos recursos constituyen desembolsos de recursos públicos para los proyectos, se excedería con una alta probabilidad el límite del 30% fijado en la ley para proyectos de APP de iniciativa privada si se tiene en cuenta la composición del mercado con alto peso de usuarios de estratos bajo, lo que impediría además asignar cualquier otro aporte de recursos públicos.

Por su parte, el objeto de los fondos de apoyo financiero para la energización en zonas rurales interconectadas -FAER- y de apoyo a la energización de zonas no interconectadas -FAZNI- es la financiación de planes, programas y proyectos de construcción de infraestructura eléctrica, la reposición y rehabilitación de infraestructura, para la ampliación de la cobertura, y mejora de la calidad y la continuidad del servicio, en el sistema interconectado y en las zonas no interconectadas.

En el marco de las APP de iniciativa privada, si el proyecto requiere desembolsos de recursos públicos, éstos no podrán ser superiores al 20% del total del valor del proyecto (en el caso de infraestructura vial de carreteras) y 30% en el caso de otros sectores, el proceso de contratación se dará por licitación pública y el privado obtendrá, como incentivo por presentar el proyecto, unos puntos adicionales en la calificación final que obtenga.

La ley de APP hace referencia a “desembolsos de recursos públicos”, y teniendo en cuenta que los subsidios tarifarios del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, así como los del FAZNI, son recursos públicos, son desembolsados por el Gobierno Nacional, y son una gran proporción de los recursos necesarios para cubrir la tarifa total a los operadores, estaría cerrada la posibilidad de las iniciativas privadas en ZNI, por cuanto la ley de APP no permite iniciativas privadas cuando requieran más del 30% de desembolsos de recursos públicos para el cierre financiero del proyecto, sumando el CAPEX y el OPEX.

Esta limitación lleva a restringir la presentación de proyectos de iniciativa privada en el sector, para las Zonas No Interconectadas. Sin embargo queda abierta en cualquier caso la posibilidad de desarrollar proyectos de iniciativa pública, tanto por parte de la Nación

como de las entidades territoriales. Deberá cumplirse en estos casos la condición de que se promuevan mediante esquemas empresariales, para poder acceder a los recursos de los fondos. Una condición mínima en este caso es que las entidades públicas participantes se constituyan bajo la figura de empresa industrial y comercial del estado, de acuerdo con lo señalado en el parágrafo I del artículo 17 de la Ley 142 de 1994.

3.5.2.2. Tratamiento de aportes de recursos públicos

Además de los subsidios, debe tenerse en cuenta el tratamiento que se debe dar a los demás recursos públicos que se aporten para cubrir los costos de los proyectos a ser desarrollados en las ZNI bajo la figura de una APP.

Como antes se señaló, los altos requerimientos de recursos públicos en este tipo de proyectos imposibilitan las APP de iniciativa privada.

En el caso de una APP de iniciativa pública, es necesario tener en cuenta que los aportes de recursos públicos que se destinen a cubrir al costo de los proyectos deben tener la siguiente naturaleza:

- Subsidios tarifarios para cubrir la parte del costo de prestar el servicio que no es pagada por el usuario
- Aportes de entidades públicas condicionados a que su valor no se incluye en costo de prestación del servicio para calcular la tarifa a cobrar a los usuarios, de acuerdo con lo establecido en el artículo 87, numeral 87.9, de la Ley 142 de 1994.

En el caso de los recursos de fondos como el FAZNI, los aportes de los mismos se han considerado bajo la segunda figura, es decir, la de los aportes condicionados. El artículo 87.9 de la Ley 142 no establece que los aportes deban ser al Capex o al Opex de los proyectos. Para el caso particular del FAZNI, el artículo 40 de la ley 1715 de 2014, que prorrogó la vigencia del fondo hasta diciembre de 2021, señala que el objeto del mismo es "...continuar la financiación de planes, programas y proyectos priorizados de inversión para la construcción de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición y rehabilitación de la existente, con el propósito de ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda en las Zonas No Interconectadas...". Por lo tanto, los recursos del FAZNI sólo pueden ser aportados para cubrir el costo de inversión en nueva infraestructura eléctrica o en reposición y rehabilitación de la existente.

3.5.3. Aspectos regulatorios que pueden limitar la aplicación de las APP en el sector de energía eléctrica

3.5.3.1. APP en proyectos que se interconecten al SIN

En el caso del sector eléctrico, una condición que pueden compartir muchos proyectos a desarrollar en las ZNI es la posibilidad de que en algún momento puedan interconectarse al SIN. De hecho, de acuerdo con las estimaciones de la UPME el 88% de las VSS actuales

son interconectables, es decir, que la mejor alternativa analizada es la extensión de la red, en comparación con la operación aislada con diésel.

Según el Decreto 1623 de 2015 (artículo 2.2.3.3.1.10, expansión del servicio mediante proyectos financiados con recursos FAER) en los casos en que se realicen proyectos por iniciativa del Ministerio de Minas y Energía, que sean adjudicados a terceros distintos de los Operadores de Red a los cuales eventualmente puedan conectarse, estos Operadores de Red estarán obligados a asumir la administración, operación y el mantenimiento de los activos "...sin que les sea posible oponer requisitos técnicos distintos a los establecidos en la respectiva convocatoria."

Dado que en los proyectos adjudicados bajo APP se requiere que el inversionista desarrolle tanto la construcción como la operación y el mantenimiento, la disposición anterior supondría un cambio en las condiciones iniciales del contrato. De igual forma, una vez el proyecto se interconecta al Operador del SIN, se integra al respectivo mercado de comercialización, con lo cual se producen cambios tanto en las tarifas como en los subsidios para menores tarifas, lo que de nuevo cambia las condiciones del contrato inicial y el equilibrio económico del mismo. Es necesario prever, por tanto, la posibilidad de la interconexión y establecer reglas al respecto, como parte de la reglamentación de las APP en el sector eléctrico o de la negociación de los riesgos, como parte de la valoración de contingencias.

3.5.3.2. Regulación sobre calidad

La regulación del servicio de energía eléctrica ha ido avanzando gradualmente hacia el establecimiento de regímenes de calidad y continuidad en las ZNI. En la resolución CREG 091 de 2007 se establece que, mientras no se regule en otro sentido, para localidades con servicio las 24 horas el índice de desconexiones del servicio (DES) no podrá superar los índices vigentes para el grupo 4 de calidad del SIN (grupo correspondiente a zonas rurales en el SIN, en la resolución CREG 097 de 2008). En el caso de las ASE, la calidad del servicio es la que se acuerde en el contrato, en materia de obligaciones de servicio del prestador.

La propuesta regulatoria actualmente en discusión sobre ZNI plantea metas de continuidad anual de 50 horas (DES) y 15 veces (FES) por circuito, que son más altas que las que se establecieron para las ASE de SAI y Amazonas, en términos de duración, pero inferiores en cuanto a frecuencia (una cuarta parte).

El Decreto 1623 de 2015, por su parte, establece que el Ministerio de Minas y Energía deberá definir estándares de calidad mínimos que deben cumplir los sistemas aislados individuales (viviendas individuales) para garantizar la prestación del servicio, los cuales deben incluir los niveles de calidad del servicio (duración y frecuencia de interrupciones) y, en los casos en los que inversiones se hagan con recursos públicos, las especificaciones técnicas mínimas de los equipos.

Dado que el régimen de obligaciones y calidad es esencial en el esquema de APP para validar los pagos por el servicio de la infraestructura, en la reglamentación del esquema de APP se debe establecer con claridad el tipo de obligaciones a cargo del prestador, y el

cumplimiento de las condiciones regulatorias generales y sus modificaciones como mínimos en el contrato.

3.5.3.3. Remuneración de la inversión, administración, operación y mantenimiento

En el caso de las ASE adjudicadas hasta la fecha, el valor de IAOM anual ofertado por el proponente que resulta adjudicado es el que a su vez se incorpora en las fórmulas tarifarias generales del servicio definidas para las ASE, en la Resolución CREG 161 de 2008, de la siguiente forma:

$$CU_m = IAOM_m + \frac{Gc_m}{(1 - p_m)} + M_m$$

En donde, de manera general:

- CU_m: Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, en (\$/kWh).
- IAOM_m: Remuneración de la inversión y de los gastos de AOM en generación, distribución y comercialización, para el mes m, sin incluir costos de combustible, en términos de ingreso máximo regulado. Este ingreso, expresado en pesos (\$) del mes anterior al de la realización del Proceso Competitivo, será el ofertado por el adjudicatario de la Obligación de Prestación del Servicio en la propuesta que presente en dicho proceso.
- Gc_m: Remuneración de los costos de combustible puestos en el sitio de operación de las plantas del parque de generación, para el mes m, en \$/kWh. Se calcula con el precio del combustible de origen fósil puesto en el sitio de parque de Generación, en el mes m, definido por el Ministerio de Minas y Energía.
- M_m: Cargo de la Actividad Monitoreo, para el mes m, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).
- p_m: Nivel de pérdidas de energía para el mes m ofertado por el adjudicatario de la Obligación de Prestación del Servicio en la propuesta que presente en el proceso competitivo.

En el resto de ZNI que no se han constituido mediante el mecanismo de las ASE, las fórmulas generales son las que están contenidas en la Resolución CREG 091 de 2007, en la Resolución CREG 161 de 2008, o en las propuestas de modificación a las mismas. La fórmula en este caso es la siguiente:

$$CU_{nm} = \frac{G_m}{1 - p_D} + D_{m,n} + C_m$$

En donde, de manera general:

$CU_{n,m}$	Costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m , en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).
G_m	Cargo de generación en el mes de prestación de servicio m , en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).
P_D	Fracción (o porcentaje expresado como fracción) de pérdidas técnicas y no técnicas reconocidas en distribución.
$D_{m,n}$	Cargo de distribución en el mes de prestación de servicio m , en el nivel de tensión n , en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).
C_m	Cargo máximo de comercialización del mes m , en pesos por kilovatio hora (\$/kWh).

De esta forma, cuando se trata de prestadores no constituidos mediante una ASE, la regulación no incorpora directamente en las tarifas y cargos regulados el valor que resultaría por concepto de inversión, administración, operación y mantenimiento en un proyecto adjudicado como APP, con lo cual no se garantiza la remuneración de la inversión propuesta inicialmente.

En este sentido, la regulación de la CREG tendría que incorporar las disposiciones pertinentes en materia de remuneración de las inversiones y gastos de un inversionista en un proyecto adjudicado bajo APP con las fórmulas de la resolución 161 de 2008, modificada por la resolución 076 de 2016, asimilándolos a esquemas de competencia por el mercado, por lo menos en cuanto a los valores inicialmente adjudicados por la APP. Las inversiones adicionales se sujetarían a las reglas de reconocimiento de cargos para sistemas no sujetos a competencia a la entrada.

Un aspecto que se mencionó antes tiene que ver con la flexibilidad que se requeriría para adjudicar los proyectos con base en los valores de IAOM ofertados, mediante rangos que incorporen posibles variaciones futuras de las demanda y/o del número de usuarios. Este esquema ya está contenido de alguna forma en la Resolución CREG 161 de 2008, en cuanto a la posibilidad de que se aprueben para las ASE cargos basados en ingreso máximo regulado, con un perfil de ingresos variables en el tiempo. Sin embargo, la dificultad en este caso tiene que ver con que si bien los ingresos se proponen como un perfil variable, este perfil no debería modificarse en el futuro, so pena de distorsionar las condiciones iniciales de competencia.

3.5.4. Aspectos institucionales

En materia de estructura institucional, los esquemas de asignación de recursos públicos actualmente vigentes en el caso del FAZNI y FAER, para expansión de la cobertura, son similares a los que tiene contemplada la Ley 1508 de 2012, entendiendo por tales los

requerimientos de estudios, mecanismos de asignación, instancias de aprobación y análisis, y administración de recursos.

La siguiente tabla plantea una comparación entre ambos esquemas:

Tabla 16. Estructura Institucional – Expansión de Cobertura en ZNI

	MME – Decreto 1623 de 2015	APP – Ley 1508 de 2012
Mecanismo de asignación	Convocatoria pública – a cargo del MME Reglamentos convocatorias (arts. 2.2.3.3.1.10 FAER y 2.2.3.3.2.2,3.7 FAZNI)	Licitación pública – a cargo de la entidad sectorial
Inversionista	<ul style="list-style-type: none"> • Operador de red (ESP) • Inversionistas privados no operadores para extensión de la red • ASE en ZNI • Otros esquemas empresariales en ZNI 	<ul style="list-style-type: none"> • Inversionista privado, esquemas empresariales a través de SPV • Pueden participar los OR en condición de inversionista privado
Estudios previos	<ul style="list-style-type: none"> • UPME – PIEC: Costos y soluciones indicativas • Plan de inversiones OR para solicitud de cargos • CREG: verificación motivos ASE • Pliegos de condiciones ASE • Viabilidad técnica y financiera UPME 	DNP (prefactibilidad) <ul style="list-style-type: none"> • Técnicos • Socioeconómicos • Ambientales • Predial • Financiero • Jurídico • Análisis de riesgos • Estudios costo - beneficio
Instancias de identificación-priorización-aprobación	<ul style="list-style-type: none"> • MME – previa viabilidad técnica y financiera UPME • Contratación de banca de inversión para estructuración de proyectos ASE 	<ul style="list-style-type: none"> • MME - UPME (identificación) • Análisis de riesgos (Min. Hacienda) • Justificación modalidad contratación (DNP) • Clausulas contractuales y financieras (Min. Hacienda)
Administración recursos	<ul style="list-style-type: none"> • Fiducia – patrimonio autónomo 	<ul style="list-style-type: none"> • Fiducia - patrimonio autónomo

Existen algunas diferencias en materia de estructura institucional entre el esquema planteado por el Ministerio de Minas y Energía para la expansión de la cobertura en el SIN y en las ZNI, y el de las APP, en especial en la fase de estudios previos y estructuración, y de concepto y aprobación. En los proyectos de ASE que adelantan el MME y la UPME, la estructuración se lleva a cabo mediante la contratación de asesores externos de banca de inversión.

En este sentido, el esquema del MME podría ser complementado como parte del proceso institucional de las APP, con el apoyo de recursos del Grupo de Estructuración del DNP, o bien mediante convenios interinstitucionales con entidades como la ANI, que han desarrollado capacidades y recursos propios para adelantar los procesos de estructuración de las autopistas de cuarta generación.

3.6. Conclusiones iniciales sobre las experiencias en vinculación de inversión privada en infraestructura

Desde los años 80, Colombia ha venido estructurando y adjudicando concesiones en infraestructura pública, sin embargo, el modelo anterior presentaba algunos problemas que la Ley de APP ha cambiado, introduciendo las siguientes condiciones:

- No se paga si el servicio recibido no es de buena calidad: las APP son un mecanismo para proveer y mantener infraestructura dentro de parámetros de disponibilidad y calidad.
- No se construyen “elefantes blancos”: no hay anticipos en la contratación de obras de infraestructura y el pago se realiza por el cumplimiento y por la disponibilidad del servicio.
- No se invierte en proyectos inmaduros: con la Ley de APP se cuenta con una adecuada estructuración de proyectos en cuanto a estudios técnicos, análisis de riesgos, evaluación socio económica y justificación de la modalidad de contratación (obra pública o APP), entre otros.
- No se reciben ofertas subvaloradas en los procesos de adjudicación: los oferentes presentan propuestas con precios realistas, puesto que se limitan las adiciones al 20% del valor total del contrato de APP (CAPEX + OPEX).

En la Guía de referencia para APP del Banco Mundial y PPIAF⁵⁴, se analizan los sobrecostos en proyectos desarrollados por obra pública y por APP en tres países. En Reino Unido, los sobrecostos en Obras Públicas son del 73%, mientras que en APP son del 22%, en Australia son del 35% y del 11%, y en México son del 33% y 18% respectivamente.

En conclusión, cuando se comparan proyectos desarrollados por APP con proyectos desarrollados por Obra Pública, el tiempo de estructuración de los proyectos es mayor

⁵⁴ DNP (2016): *Presentación APP en Infraestructura en Colombia (Agosto 2016)*.

por APP, sin embargo, el tiempo de construcción es menor en las APP, incurriendo en menores sobrecostos.

La revisión de la experiencia en la vinculación de capital privado en el sector eléctrico en las zonas no interconectadas evidencia que ésta no ha sido todo lo exitosa que se podría haber esperado, teniendo en cuenta los objetivos de política, las expectativas y los recursos asignados, así como los desarrollos regulatorios asociados.

Desde la expedición de la Ley 1151 de 2007, y el documento CONPES 3587 de 2009, en donde se declaró como de importancia estratégica la constitución de las ASE para las áreas de San Andrés, Providencia y Santa Catalina; Vaupés y Amazonas; Mapiripán y La Macarena en el Meta; las poblaciones de las Costas Atlántica y Pacífica del Chocó, y la posible inclusión del Guainía, hasta ahora se ha avanzado en las ASE de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, y la ASE Amazonas. El desarrollo del caso de Mapiripán obedeció más a la vinculación voluntaria de los inversionistas, vinculado al desarrollo del cultivo de la palma de aceite, experiencia que podría replicarse en otros casos como en la atención de poblaciones asociadas a desarrollos petrolíferos o mineros en zonas no interconectadas. Otras experiencias están más limitadas al desarrollo de la metodología PERS por parte de USAID y la UPME en proyectos puntuales como el de Punta Soldado, o en experiencias con desarrollo anterior en el caso de Palmor y su vinculación a la economía cafetera.

El modelo de las ASE aplicado no ha evolucionado, al menos hasta la fecha, con la dinámica y los resultados esperados. La razón es que en su estructuración se mantuvieron algunos de los problemas y limitaciones del modelo de obra pública (falta de maduración de los proyectos, anticipo de recursos públicos sin tener resultados, riesgo de ofertas subvaloradas y renegociaciones posteriores, costo de oportunidad de los recursos públicos).

Por otra parte, la experiencia internacional en procesos de universalización del servicio, los cuales han estado asociados a los objetivos de las metas de desarrollo del milenio de las Naciones Unidas, y a los programas de erradicación de la pobreza, muestra que los mismos tienen involucrada una componente institucional fuerte que incluye en primer término a los Ministerios de Minas y Energía, pero al mismo tiempo una amplia participación transversal de otros ministerios, como sucede en el caso brasileño y la estrategia de “acciones integradas” con intervención de un Comité Nacional y Comités Estaduales; y el caso chileno con el PER en el que intervienen no sólo la Dirección de Acceso y Equidad en Energía, sino además el Ministerio de Desarrollo Social, el Fondo Nacional de Desarrollo Regional, y las secretarías regionales de planificación y coordinación. Esto permite contar con la disponibilidad de metodologías y herramientas específicas de formulación y evaluación de proyectos de interés socioeconómico asociados al suministro de la energía.

En ambos casos, el proceso de formulación, evaluación y estructuración de los proyectos es detallado, con el fin de asegurar una relación de costo-beneficio positiva, y la asociación de la inversión con proyectos productivos. Un presupuesto básico es la disponibilidad de información adecuada, comenzando por un catastro de las viviendas sin servicio.

Sin embargo, incluso en estos países, es evidente la preocupación por la sostenibilidad a largo plazo de las inversiones, que requiere no sólo una adecuada estructuración sino además la vinculación de operadores privados especializados, y la creación de incentivos para que existan adecuados niveles de competencia en los procesos de licitación. Así como de un esquema de seguimiento y fiscalización adecuada de los compromisos, que en el caso de los proyectos de APP se asegura en la medida en que los pagos de recursos públicos se hagan sobre los resultados verificados.

La revisión de las experiencias nacionales permite, por otra parte, identificar posibles mejoras en el diseño de la regulación sectorial, enfocadas en adaptar las reglas de remuneración a la operación de proyectos asignados bajo APP. En este sentido, se han analizado los problemas asociados con la gestión del riesgo de demanda y la determinación de los ingresos regulados tanto en los proyectos tipo ASE como en otros proyectos a desarrollar en zonas no interconectadas; los riesgos de recuperación parcial de inversiones por terminación del contrato, y reversión de la infraestructura al término del periodo de vigencia del contrato, así como por la posibilidad de interconexión del sistema aislado al sistema interconectado en algún momento del tiempo. Se ha hecho una revisión inicial de la naturaleza de los aportes de subsidios tarifarios y la connotación que podría dárseles como desembolso de recursos públicos, aún cuando éstos se destinen a cubrir la parte del costo que no se cobra a los usuarios. Si se asume que estos recursos constituyen desembolsos de recursos públicos para los proyectos, se excedería con una alta probabilidad el límite del 30% fijado en la ley para proyectos de APP de iniciativa privada, lo que impediría además asignar cualquier otro aporte de recursos públicos, y limitaría el desarrollo de proyectos por APP a iniciativas públicas.

No obstante lo anterior, es necesario señalar que en términos generales no se observa que exista una limitación de carácter técnico o legal que impida la aplicación del mecanismo de las APP en el sector eléctrico, en las zonas no interconectadas. Las mayores complejidades podrían estar asociadas a la adaptación de la estructura institucional para que puedan utilizarse de manera más eficiente los recursos con los que cuenta la administración pública para este fin.

Por su parte, el análisis financiero preliminar permite concluir que cambios en el diseño y la estructuración financiera de los contratos de las ASE y su adecuación a un esquema de APP permitiría hacer un uso más eficiente de los recursos públicos. Un análisis realizando ajustes sobre la experiencia de las ASE actuales reduciendo los aportes de recursos públicos en la etapa temprana y dejándolos comprometidos en cuotas anuales después del completamiento de las inversiones y entrada en operación, indica que se puede reducir el monto anual de recursos requeridos en un factor de 10. Es decir que se pueden estructurar simultáneamente hasta 10 concesiones de similares características con los mismos recursos anuales comprometidos por el gobierno, siempre que los incentivos a la participación privada también se diseñen adecuadamente.

Como se observa en las tasas de retorno de los dos modelos, la estructura actual no permite que el negocio sea altamente atractivo y se genere la competencia y eficiencia deseada. Los plazos definidos para la concesión (20 años) y los cronogramas de inversión hacen que el retorno de las inversiones no sea el adecuado, en especial, por el costo de

capital de las soluciones de energías alternativas, las cuales están por encima de los 20 años.

Otra forma de mejorar las condiciones es mejorando los incentivos en las etapas tempranas de los procesos, en los cuales se permitan mayores ingresos y con esto compensar los costos financieros a la inversión. Por ejemplo, en el caso de los ahorros de combustible fósil, dar una mayor participación al concesionario en los primeros años y reducirla gradualmente en el tiempo funcionaría como incentivo a agilizar las inversiones.

En términos generales, la estructura de la ASE tiene una compatibilidad alta con la de las Asociaciones Público Privadas. En los siguientes capítulos de este informe se definirán en detalle los aspectos a ajustar que permitan estructurarlas de manera adecuada para las Zonas No Interconectadas, en especial el compromiso de los recursos del estado (fondos disponibles) como componente fundamental para el cierre financiero y la sostenibilidad de la APP.

4. Aplicación de la Ley de APP en Zonas No Interconectadas

El artículo 1 de la Ley 1508 de 2012 define las Asociaciones Público Privadas -APP- de la siguiente forma:

“Las Asociaciones Público Privadas son un instrumento de vinculación de capital privado, que se materializa en un contrato entre una entidad estatal y una persona natural o jurídica de derecho privado, para la provisión de bienes públicos y de sus servicios relacionados, que involucra la retención y transferencia de riesgos entre las partes y mecanismos de pago, relacionados con la disponibilidad y el nivel de servicio de la infraestructura y/o servicio.”

De acuerdo a lo anterior, los proyectos de APP tienen como objetivo proveer bienes públicos y sus servicios relacionados, en el contrato se definen qué riesgos retiene el Estado y cuáles se le transfieren al sector privado, y el pago que recibe el inversionista, por tarifas o recursos públicos (vigencias futuras de la Nación o de los entes territoriales), es por tener disponible una infraestructura, y de acuerdo al nivel de servicio que entrega.

Por su parte, el artículo 3 de la misma Ley, al definir su ámbito de aplicación, señala que:

“La presente ley es aplicable a todos aquellos contratos en los cuales las entidades estatales encarguen a un inversionista privado el diseño y construcción de una infraestructura y sus servicios asociados, o su construcción, reparación, mejoramiento o equipamiento, actividades todas estas que deberán involucrar la operación y mantenimiento de dicha infraestructura. También podrán versar sobre infraestructura para la prestación de servicios públicos.

En estos contratos se retribuirá la actividad con el derecho a la explotación económica de esa infraestructura o servicio, en las condiciones que se pacte, por el tiempo que se acuerde, con aportes del Estado cuando la naturaleza del proyecto lo requiera.”

Como puede observarse, el esquema de APP no puede ser utilizado para proyectos limitados a la construcción de una infraestructura para su posterior transferencia. Es de la esencia del contrato que el bien a ser construido sea un bien público y que sobre el mismo se presenten los servicios asociados a éste.

Las APP son contratos celebrados entre entidades públicas y personas de derecho privado, siendo la persona de derecho privado a la que se refiere la norma quien efectivamente contrata con el Estado y no sus socios. Como ya se señaló es importante diferenciar entre la entidad contratante y sus socios, pues en los procesos de selección de contratistas del Estado bajo la modalidad de APP suele crearse un vehículo de propósito especial (Special Purpose Vehicle –SPV–, por sus siglas en inglés), siendo esta entidad la llamada a suscribir el contrato de APP. No obstante, son sus socios quienes aparecen como proponentes a lo largo del proceso de selección.

Por otra parte, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público –MHCP– ha expedido un Manual de Procesos y Procedimientos para la ejecución de proyectos de APP⁵⁵. Dicho manual presenta en forma explicativa las principales actividades, que las entidades ejecutoras deben tener en cuenta en el desarrollo de proyectos APP, con el objetivo de cumplir con todos los requisitos establecidos por la normatividad vigente en cuanto al desarrollo y aprobación de este tipo de proyectos.

La remuneración del inversionista se da por el derecho a explotar la infraestructura, es decir mediante tarifas u otros ingresos que se puedan generar, y si es necesario, con recursos públicos para asegurar el cierre financiero del proyecto.

De este análisis inicial, se puede interpretar que la infraestructura de servicio de energía eléctrica que se desarrolla en las ZNI, se podría desarrollar mediante el mecanismo de Asociaciones Público Privadas, con una remuneración al inversionista privado que mezclaría recursos de ingresos por tarifas que pagan los usuarios y recursos públicos provenientes de la Nación y de los entes territoriales donde se presta el servicio.

Sin embargo, el Parágrafo 2 del Artículo 3 de la Ley de APP ordena lo siguiente:

“Aquellos sectores y entidades para las cuales existan normas especiales que regulen la vinculación de capital privado para el desarrollo de proyectos, continuarán rigiéndose por dichas normas o darán cumplimiento a lo previsto en la presente ley, una vez se encuentren reglamentadas las particularidades aplicadas en dichos sectores.”

De lo cual se puede concluir que en los sectores donde existen normas especiales para esquemas de inversión privada, éstas seguirán estando vigentes, y se podría usar el mecanismo de las APP tras una debida reglamentación de las particularidades. Por lo tanto, se deben revisar las normas sectoriales en el sentido de si incluyen aspectos para la vinculación de capital privado que sean contrarias o diferentes a la ley APP.

La Ley 143 de 1994, o Ley Eléctrica, garantiza la participación de diferentes agentes económicos, públicos, privados o mixtos para desarrollar, en un contexto de libre competencia, actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional.

Conforme al artículo 56 de la Ley 143 de 1994, el contrato de concesión es aplicable solo cuando no exista ningún operador interesado en asumir la prestación de alguna o algunas de las actividades del sector eléctrico:

“La Nación y las demás entidades territoriales en ejercicio de las competencias que con relación a las distintas actividades del sector eléctrico les asigna la ley, podrán celebrar contratos de concesión sólo en aquellos eventos en los cuales, como resultado de la libre iniciativa de los distintos agentes económicos, en un contexto

⁵⁵ Tomado de:

<http://www.minhacienda.gov.co/portal/page/portal/HomeMinhacienda/APPs/DocumentosTecnicos/manualprocesos/ManualProcesosAPP.pdf>

de competencia, no exista ninguna entidad dispuesta a asumir, en igualdad de condiciones, la prestación de estas actividades.”

El artículo 40 de la Ley 142 de 1994 establece la competencia de otorgar concesiones en áreas de servicio exclusivo, y de acuerdo al Decreto 2220 de 2008, el Ministerio de Minas y Energía asume las competencias que le asignan los artículos 5o y 7o de la Ley 142 de 1994 y 57 de la Ley 143 de 1994, para asignar la prestación del servicio en todas las actividades de la cadena, generación, distribución y comercialización de energía eléctrica con exclusividad, después de que la CREG verifique los motivos para la conformación de dicha área.

De acuerdo con lo anterior, con el marco legal existente sectorial, se puede concluir que el mecanismo de APP se puede utilizar para estructurar proyectos para ofrecer el servicio de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas -ZNI-, salvo que se requieran definir particularidades en cada proyecto. No obstante, teniendo en cuenta el objeto de esta consultoría, mas adelante se señalan cuales serían las adecuaciones normativas y regulatorias recomendadas para facilitar este proceso.

4.1. Comparativo Ley 1508 de 2012 con el régimen anterior

Con el cambio normativo para la contratación de concesiones en materia de infraestructura, se lograron cambios favorables a los intereses del Estado, en cuanto a contar con infraestructura disponible y otorgando servicios de calidad a los usuarios. En el cuadro siguiente se compara el pasado con el presente:

ANTES - LEY 80/93 y 1150/07	AHORA - LEY 1508/12
El Estado pagaba <u>anticipos</u> en proyectos de concesión	<u>No hay anticipos</u> . El Estado paga por servicios disponibles
No se establecía plazo máximo Ley 80 de 1993: <u>adiciones</u> de 50% Ley 1150 de 2007: <u>adiciones</u> limitadas al 60% en plazo	Plazo Máximo: <u>30 años</u> Se limitan las <u>adiciones</u> al 20% del valor del contrato (CAPEX y OPEX)*
Se pagaba por <u>obras</u>	Se paga por los <u>servicios</u> que presta la infraestructura
No se hacía una eficiente asignación de <u>riesgos</u>	Se busca una mejor asignación de <u>riesgos</u> en la estructuración del proyecto

No se analizaba cuál era la mejor <u>modalidad para ejecutar el proyecto</u>	Se <u>exige</u> por ley <u>Justificar</u> la modalidad de ejecución (APP u Obra Pública)
No se hacía diferencia entre quién financiaba y quién construía	Los requisitos habilitantes son <u>capacidad legal, capacidad financiera y experiencia en inversión o estructuración</u>
Los proyectos no estaban siendo diseñados para inversionistas institucionales y financieros	Se incentiva un esquema para atraer inversionistas institucionales y financieros, de largo plazo
Proyectos de <u>iniciativa pública exclusivamente</u>	Se permiten e <u>incentivan iniciativas privadas</u>

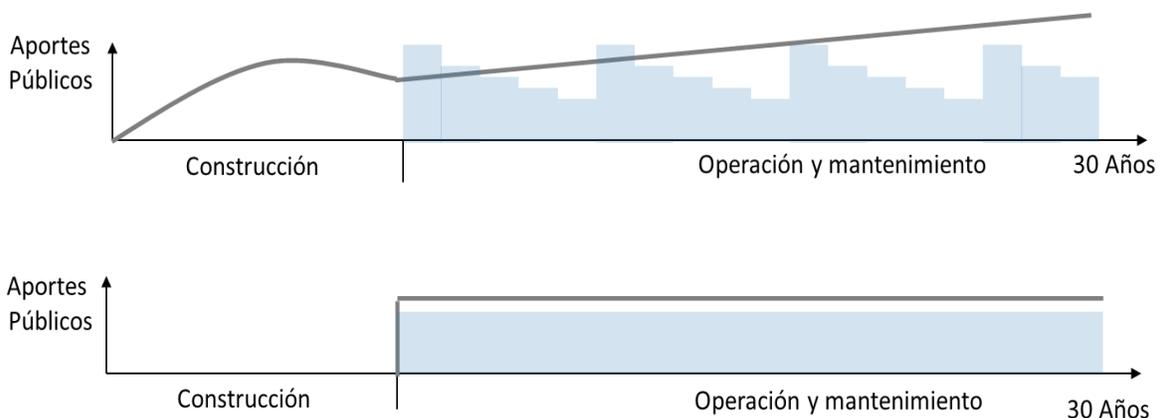
DNP (2016): *Presentación APP en Infraestructura en Colombia (Agosto 2016)*.

* Los procesos de contratación bajo la Ley 1508 de 2012 (Ley de APP) solamente permiten adiciones a los contratos del 20% de su valor o plazo inicial. Este es un cambio fundamental a favor del Estado, puesto que, en el modelo anterior, en los procesos de contratación de proyectos de infraestructura, se recibían incluso, ofertas por debajo del cierre financiero del proyecto, ya que los proponentes incluían en sus cálculos futuros, la probabilidad de tener adiciones al contrato de mínimo el 50%.

4.2. Mensajes al sector privado

El procedimiento de financiación convencional de las concesiones anteriores, bajo la ley 80 de 1993 y la ley 1150 de 2007, permitía que el pago de aportes públicos se pudiera recibir en la etapa constructiva, de hecho, en las licitaciones bajo este modelo se le entregaban anticipos al adjudicatario, sin ni siquiera haber comenzado la construcción del proyecto.

Ilustración 21. Comparación de Aportes Públicos bajo concesión y APP



DNP (2016): *Presentación APP en Infraestructura en Colombia (Agosto 2016)*.

En el procedimiento de financiación en proyectos de infraestructura por APP, el pago se realiza de acuerdo con el cumplimiento del servicio.

Con la Ley APP, los incentivos están diseñados para que el sector privado ponga en servicio rápidamente la infraestructura, puesto que no percibe ingresos en la etapa constructiva. Solo en la etapa de operación y mantenimiento de la infraestructura construida bajo el modelo de APP, es que los usuarios reciben efectivamente el servicio de la infraestructura, y por lo tanto el concesionario puede obtener los aportes públicos y percibir las tarifas cobradas a los usuarios por el uso de la infraestructura.

4.3. Sobrecostos de deficientes estructuraciones de proyectos

De acuerdo a una evaluación realizada por el DNP de 25 concesiones viales entre 1993 y 2010, en Colombia se hicieron 20.5 renegociaciones por concesión en promedio, frente a 4.8 en Perú y 3.3 en Chile, con un costo fiscal promedio de renegociación de USD 266.8 Millones, frente a USD 28.9 Millones en Perú y 47.2 Millones en Chile, y con un plazo promedio de adición en 6.3 años, frente a 0.8 años en Perú y 0.9 años en Chile⁵⁶.

Precisamente, esta realidad impulsó la búsqueda de un nuevo modelo normativo en Colombia para desarrollar la infraestructura, y el objetivo fundamental de las APP fue el de estructurar adecuadamente proyectos de largo plazo, y para ello se ordenó contar con estudios de factibilidad técnica, económica, ambiental, predial, financiera y jurídica del proyecto y diseño arquitectónico cuando se requiera⁵⁷.

Con la Ley de APP, se limitaron las adiciones en plazo o recursos al 20% del valor total del contrato, por lo tanto, el Estado ya no recibe ofertas que no cierran financieramente. En el pasado, el marco normativo incentivaba a los oferentes a hacer propuestas artificiales, puesto que el adjudicado tenía la posibilidad en el futuro de tener adiciones a su contrato, con límites superiores al actual.

En la Guía de referencia para APP del Banco Mundial y PPIAF⁵⁸, se analizan los sobrecostos en proyectos desarrollados por obra pública frente a aquellos en proyectos por APP en tres países: en Reino Unido, los sobrecostos en obras públicas son del 73%, mientras que en APP son del 22%; en Australia son del 35% y del 11%; y en México son del 33% y 18%, respectivamente.

De lo anterior, se deduce que cuando se comparan proyectos desarrollados por APP con proyectos por obra pública, el tiempo de estructuración de los proyectos es mayor por

⁵⁶ DNP (2016): Presentación APP en Infraestructura en Colombia (Agosto 2016).

⁵⁷ De acuerdo al Artículo 2.2.2.1.4.4. del Decreto 1082 de 2015: Estudios para abrir procesos de selección para la ejecución de proyectos de Asociación Público Privada de iniciativa pública. La entidad estatal competente deberá contar con los estudios de que trata el numeral 5.1 del artículo 2.2.2.1.5.5 del presente decreto, de conformidad con lo previsto en el numeral 11.1 del artículo 11 de la Ley 1508 de 2012.

⁵⁸ DNP (2016): Presentación APP en Infraestructura en Colombia (Agosto 2016).

APP, sin embargo, el tiempo de construcción es menor en las APP, incurriendo el proyecto en menores sobrecostos.

En conclusión, una adecuada estructuración de los proyectos y la limitación a las adiciones en los contratos de APP, evitan el riesgo de renegociaciones de los contratos.

En el caso de una de las Áreas de Servicio Exclusivo se han renegociado entre 2010 y 2016 varias de las condiciones contractuales por concepto de inversión, operación y mantenimiento de la infraestructura de generación, distribución y comercialización (sin incluir costos de combustibles). La justificación de la renegociación ha sido, entre otras causas, el aumento de la demanda por encima de las tasas previstas inicialmente en el contrato. A continuación se presentan detalles de cada una de las ASE vigentes.

4.3.1. Efectos renegociación del contrato ASE SAI

Como resultado de la estructura del contrato presentada, el riesgo de incumplimiento y retraso en el plan de inversiones se puede evaluar a la fecha como un incremento en el costo de la concesión. En el contrato se establece el costo estimado del contrato a pesos del 2009 y la comparación presentada a continuación se estima en valor presente de ese año.

Tabla 17. Estimación sobrecostos ASE SAI

Mayor costo de Combustible por retraso en PRS	\$7,508
Mayor costo de Combustible por retraso en Parque Eólico	\$61,986
Total sobrecosto de combustible	\$69,494
Tasa de Costo de Capital	8%
Valor estimado concesión según contrato	\$ 225,015
Sobrecosto (%) @ 2016	30.88%
Recursos FAZNI Comprometidos	\$50,000

Cifras en Millones de Pesos

El concedente dejó de percibir los ahorros del 50% del combustible a ser reemplazado por las inversiones. Este costo está representado en los subsidios reconocidos dentro de la tarifa fijada para la ASE. Esta proyección de ahorros en valor presente de 2009, supera el valor de los recursos comprometidos para las inversiones en esta ASE. Esto quiere decir que la estructuración de la inversión es correcta y eficiente, pero el retraso tiene un impacto negativo mayor del 30% sobre el costo total del contrato. Dado que los recursos del FAZNI se encuentran comprometidos e invertidos en la fiducia establecida para el

contrato, se asume que el costo de oportunidad de los mismos se compensa con el rendimiento de estos recursos en la fiducia.

4.3.2. Efectos renegociación del contrato ASE Amazonas

La estructura del contrato de Amazonas reconoce un factor IAOM, el cual corresponde a la remuneración de las inversiones del prestador de servicio en activos de las actividades concesionadas de generación, distribución y comercialización, así como los gastos de AOM en que incurra en el desarrollo de estas actividades. Este costo era la parte fundamental de la oferta económica, y sobre la cual se adjudicó el contrato, en el cual el oferente fijaba esta remuneración a ser indexada para la duración de la concesión.

Los otrosí 4 y 6 de 2014 y 2016 respectivamente y asociados al contrato de concesión, reconocen montos adicionales al factor IAOMt del contrato como resultado de las solicitudes del concesionario y de la evaluación de la interventoría y el estructurador. Este mayor valor con su respectiva proyección a la terminación del contrato se convierte en un sobrecosto a la concesión, el cual alcanza el 69% del valor estimado del contrato como se aprecia en la tabla a continuación, y un incremento del 57% con respecto al valor IAOM ofertado inicialmente.

Tabla 18. Estimación sobrecostos ASE Amazonas

IAOMt	\$ 11,030
IAOMt Otrosí 4 Agosto 2014	\$ 14,585
IAOMt Otrosí 6 Junio 2016	\$ 17,385
Mayor valor en pesos de 2009	\$ 83,363
Costo Estimado Concesión Según Contrato	\$ 120,000
Sobre costo @ 2016	69.4%

Cifras en Millones de Pesos

Existen sobrecostos adicionales, los cuales no son tan directos en su cálculo y están relacionados con la ampliación en cobertura y el impacto de ésta en la población. La UPME fija el valor del costo de racionamiento (1224 COP/ kWh a Diciembre 2016), el cual se multiplica por la necesidad o consumo promedio del usuario final obteniendo el valor de la compensación por la falta en el suministro de energía.

Un ejemplo básico sería el cálculo para 1,000 usuarios que no tengan cobertura en el servicio por falta de inversiones del concesionario. Se asume un consumo básico y se define el periodo que se ha dejado sin servicio para realizar el cálculo de la compensación.

Tabla 19. Costos por Demanda No Cubierta (x1.000 Usuarios)

Usuarios	1,000
Consumo promedio (kWh/mes)	150
Consumo sin cobertura anual (kWh)	1,800,000
Costo de racionamiento (COP\$/kWh)	1,224
Costo total anual por retraso en cobertura	\$2,203,200,000

5. Recomendaciones de adecuación del marco normativo, regulatorio e institucional para facilitar la aplicación de las APP en energía en las ZNI

5.1. Las APP en el marco de la regulación del servicio de energía

En el capítulo 1 se revisó el marco legal y regulatorio del mecanismo de las APP en Colombia, tanto de carácter público como privado. En el capítulo 2 se analizaron además algunas experiencias internacionales relevantes en el contexto regional en materia de ampliación de la cobertura del servicio eléctrico, en general, y en las zonas no interconectadas a la red, de manera particular, algunas de las cuales se podrían clasificar como un contrato de APP entre el estado y un inversionista de carácter privado.

En el capítulo 3 se han analizado las posibles limitaciones que desde el punto de vista técnico, normativo, regulatorio e institucional podrían afectar la aplicación del esquema de Asociaciones Público Privadas en proyectos que impliquen el desarrollo de infraestructura eléctrica, y su operación y mantenimiento para efectos de la prestación del servicio.

A partir de los análisis anteriores, el objetivo de este capítulo es el de recomendar las adecuaciones al marco normativo, institucional y regulatorio del sector con el fin de ajustarlo a los requerimientos de aplicación al mecanismo de las APP, considerando además la experiencia nacional e internacional.

La revisión del Registro Único de APP - RUAPP - del DNP indica que hasta la fecha no se ha desarrollado ninguna iniciativa pública o privada en el sector de energía eléctrica, aunque se han presentado un total de 12 iniciativas para el servicio de Alumbrado Público.

Antes de pasar a plantear las recomendaciones específicas de adecuación al marco institucional, normativo y regulatorio es necesario establecer si el esquema de operación de una APP se ajusta al marco general del modelo de prestación del servicio de energía eléctrica.

En primer término se debe señalar que desde el punto de vista del marco legal de las APP, no existen de manera expresa limitaciones para su aplicación a un sector de infraestructura en particular. La Ley 1508 de 2012 señala que cada sector puede mantener sus reglas particulares en materia de vinculación de inversión privada, con la posibilidad de adaptarlas para poder aplicar al mecanismo de las APP como fuente de recursos. Ahora bien, es claro que el modelo de prestación del servicio de energía eléctrica establecido en las leyes 142 y 143 de 1994 se basa en los principios de eficiencia económica y suficiencia financiera, además del principio de solidaridad y redistribución de ingresos para garantizar el acceso al servicio de la población de menores ingresos. En este sentido, el modelo privilegia la iniciativa privada y reduce las barreras de entrada a la prestación del servicio, dejando al Estado un papel subsidiario en la garantía de acceso al servicio, y en funciones adicionales de planeamiento indicativo, regulación, control y vigilancia.

El objetivo de incorporar el mecanismo de las APP dentro del marco general de la prestación del servicio de energía eléctrica, y de manera particular como un mecanismo de ampliación de la cobertura en las ZNI, es por tanto buscar la vinculación de recursos privados apoyada en el esquema de pagos de fondos públicos en aquellas zonas en las que no existe interés de parte del inversionista privado, y los recursos públicos resultan insuficientes. La justificación para incluir este mecanismo está relacionada con los objetivos de política energética, social, de salud y ambiental que se asocian a la universalización del servicio, la disponibilidad de servicios de energía modernos, y sus beneficios en términos de sostenibilidad. El objetivo es el de apalancar la vinculación de inversión privada, dadas las limitaciones en términos de disponibilidad de recursos públicos⁵⁹.

Para el efecto es necesario analizar si el marco legal y el modelo de la prestación del servicio tanto en el SIN como en las ZNI, y la regulación particular en materia de calidad, remuneración de inversiones y operación, reglas de tarifas y subsidios, se ajustan al mecanismo de las APP, y en caso contrario qué modificaciones requieren ser incluidas.

De acuerdo con el artículo 3° de la Ley 1508 de 2012, el ámbito de aplicación de la ley se extiende a los contratos en los cuales una entidad estatal (en este caso el Ministerio de Minas y Energía, o la UPME), encarga a un inversionista privado las siguientes tareas:

- Diseñar y construir infraestructura (en este caso infraestructura propia del servicio de energía eléctrica en zonas no interconectadas) y sus servicios asociados.
- Construir, reparar, mejorar, mantener o equipar dichas infraestructuras.
- En ambos casos se debe involucrar la operación y el mantenimiento de la infraestructura.
- La infraestructura puede estar relacionada con la prestación de servicios públicos (en este caso el servicio público domiciliario de distribución de energía y sus actividades asociadas).

De acuerdo con el mismo artículo de la ley, “...se retribuirá la actividad con el derecho a la explotación económica de esta infraestructura o servicio, en las condiciones que se pacte, por el tiempo que se acuerde, con aportes del Estado cuando la naturaleza del proyecto lo requiera.”

Los contratos que incluyan esquemas de APP se deberán regir para efectos de los procesos de selección, celebración y ejecución de los contratos, por lo dispuesto en la Ley 80 de 1993 y la ley 1150 de 2007, salvo en las materias particularmente regladas por la ley 1508. En el caso del sector eléctrico una APP constituye por lo tanto un contrato a largo plazo entre una entidad estatal y un inversionista privado, en el que se encarga a este último la tarea de diseñar, construir, operar y mantener una infraestructura y prestar los servicios asociados, con una calidad determinada, sujeto a pagos con recursos públicos

⁵⁹ Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018. P.169.

para remunerar la infraestructura construida una vez puesta en operación. Para este propósito, es decir, para la selección del inversionista, y para las reglas de celebración y ejecución de los contratos, se deben aplicar las normas en materia de contratación estatal.

Ahora bien, de acuerdo con la ley 1508, en el caso de que en el sector eléctrico existan normas especiales que regulen la vinculación de capital privado para el desarrollo de proyectos, estas normas continuarán aplicándose, y se daría cumplimiento a lo previsto en la ley 1508 "...una vez se encuentren reglamentadas las particularidades aplicadas en dichos sectores" (parágrafo 2° del artículo 3° de la Ley 1508).

Es importante en este sentido diferenciar entre adjudicar el derecho a la explotación de la infraestructura construida mediante la celebración de un contrato de APP, y la adjudicación del derecho a la prestación del servicio, que de acuerdo con la ley implicaría celebrar un contrato de concesión entre la entidad competente y el prestador del servicio de energía eléctrica.

Debe tenerse en cuenta que como regla general la prestación del servicio de energía eléctrica no está sujeta a requerimientos ni permisos de funcionamiento especiales (art. 22, Ley 142 de 1994) distintos a las concesiones, permisos y licencias ambientales y de uso de agua, y permisos de uso del espacio público (arts. 25 y 26, Ley 142 de 1994). Es decir, que en el sector eléctrico no existen títulos habilitantes que requieran ser adjudicados para poder obtener el derecho a la prestación del servicio en ninguna de las actividades de la cadena.

Por otra parte, el sector de servicios públicos en general y el de energía eléctrica en particular cuentan con normas especiales para vincular a inversionistas al desarrollo de infraestructura, en conjunto con la prestación del servicio asociado a dicha infraestructura. Existen en este sentido las siguientes normas:

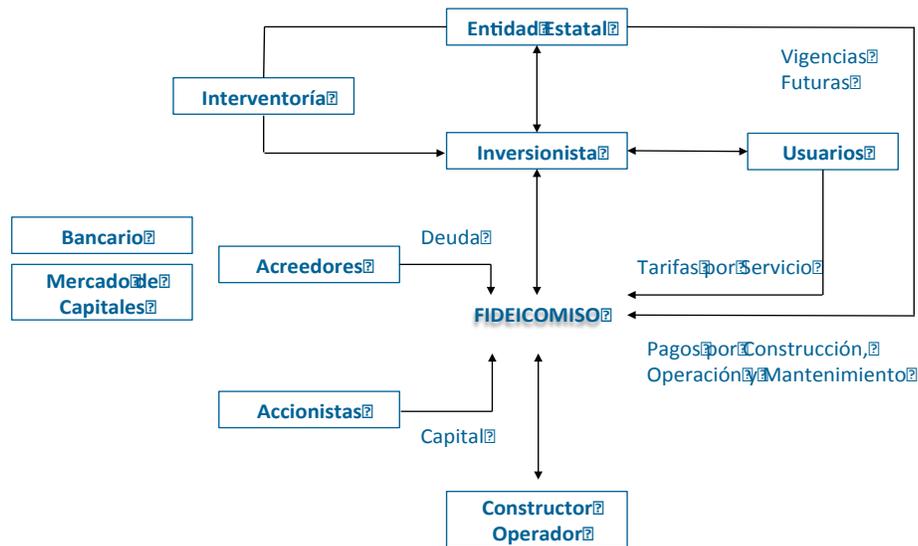
- Los contratos de áreas de servicio exclusivo contenidas en el artículo 40 de la Ley 142 de 1994, cuyas reglas de determinación y aplicación fueron extendidas por medio de la Ley 1151 de 2007 para el desarrollo de esquemas sostenibles de prestación del servicio de energía en las zonas no interconectadas.
- Los mecanismos de convocatorias públicas para el desarrollo del Sistema de Transmisión Nacional (Resoluciones CREG 051 de 1998 y 022 de 2001 y sus modificaciones), y de los sistemas de transmisión regional (Resoluciones CREG 024 de 2013 y 113 de 2015).
- Los contratos de concesión del servicio público de electricidad contemplados en el capítulo XI de la Ley 143 de 1994, por medio de los cuales la Nación, el departamento, el Municipio o Distrito competente podrán confiar en forma temporal la organización, prestación, mantenimiento y gestión de cualquiera de las actividades del servicio público de electricidad, a una persona jurídica privada o pública o a una empresa mixta, la cual lo asume por su cuenta y riesgo, bajo la vigilancia y el control de la entidad concedente.

Debe observarse, sin embargo, que estas normas no constituyen la regla general para la vinculación de inversionistas privados a la prestación del servicio en el sector eléctrico, sino más bien, mecanismos excepcionales orientados a promover la inversión privada en casos en que no existen suficientes incentivos para que los inversionistas privados asuman a riesgo la prestación del servicio. En el caso de las convocatorias para la expansión de la red de transmisión nacional, el objetivo explícito es el de buscar garantizar condiciones de eficiencia en el desarrollo de los planes de expansión de la red de interconexión nacional. Un objetivo similar se buscó con las convocatorias en los STR, con el fin de “contar con un mecanismo adicional que permita la ejecución de proyectos para atención de la demanda y la operación eficiente, segura y confiable del sistema.”⁶⁰

Los mecanismos para el desarrollo de esquemas empresariales de gestión en las ZNI mediante Áreas de Servicio Exclusivo se establecieron en la Ley 1151 de 2007 con el fin de contar con un mecanismo para vincular la inversión privada en estas zonas, y garantizar el cumplimiento de los objetivos de ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica hacia las mismas, definidos desde la Ley 143 de 1994⁶¹.

El diagrama siguiente ilustra nuevamente el esquema de funcionamiento y las relaciones entre la entidad estatal y el inversionista en un esquema de APP.

Ilustración 22. Esquema general de funcionamiento de una APP



Fuente: Elaboración propia con base en DNP

Se destacan los siguientes elementos:

- I. La APP es un contrato entre la entidad estatal y el inversionista para la diseño, construcción, reparación, mejora y/o mantenimiento de la infraestructura, el cual debe estar asociado a la operación y mantenimiento de la misma, es decir, a la

⁶⁰ Resolución CREG 024 de 2013.

⁶¹ Ley 143 de 1994, art. 3º, literal f.

prestación del servicio.

2. En consecuencia, en el caso del sector eléctrico el inversionista o la persona jurídica que firma el contrato de APP deberá incluir a un operador especializado que tenga la condición de E.S.P. bajo el marco de la ley 142 de 1994 con el fin de poder desarrollar la operación del servicio, el cual asume todas las obligaciones asociadas a la prestación del mismo.
3. El contrato de APP de iniciativa pública se asigna mediante un proceso de selección de inversionistas, en general a través de procedimientos de licitación pública⁶². La asignación mediante licitación podría asimilarse a los procedimientos de convocatoria que se aplican para asignar recursos de fondos públicos del sector eléctrico para la ampliación de la cobertura eléctrica como el FAZNI; o a los que podrían desarrollarse en el marco del decreto 1623 de 2015.
4. La asignación de recursos públicos con el mecanismo de las APP incluye procedimientos de evaluación, priorización y aprobación de proyectos, y requerimientos en materia de estudios de pre y factibilidad, análisis de riesgos, justificación de la modalidad de contratación y definición de cláusulas contractuales y financieras, que se podrían aplicar para un proyecto de desarrollo de infraestructura del sector eléctrico. Un requisito adicional de las APP es la necesidad de contar con aval fiscal y aprobación de vigencias futuras en el CONFIS, en el caso de requerir recursos públicos.
5. El contrato de APP define todas las posibles fuentes de ingresos de un proyecto, lo que puede incluir los ingresos recibidos por tarifas reguladas, que son complementarios a los aportes de recursos públicos que resultan en el proceso de estructuración y licitación del proyecto. Lo que se espera en un proyecto desarrollado por medio de una APP con aporte de recursos públicos es que efectivamente dichos recursos sean indispensables para asegurar el cierre financiero del proyecto.
6. Los ingresos por tarifas en el caso del sector eléctrico están regulados por las normas sobre remuneración de las actividades de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía, que define el regulador sectorial. Como regla general, en el caso de actividades sujetas a cargos regulados como la transmisión, la distribución y la comercialización de energía, las tarifas para cada prestador son las que resultan de la aplicación de fórmulas tarifarias generales⁶³. Sin embargo, en el caso de las áreas de servicio exclusivo la remuneración resulta de las ofertas que realizan los proponentes en el proceso de competencia a la entrada de acuerdo con las Resoluciones CREG 091 de 2007, 161 de 2008 y 076 de 2016.

⁶² Es posible en algunos eventos la selección abreviada de menor cuantía, e inclusive la contratación directa.

⁶³ Se reconocen los costos eficientes de prestación del servicio en cada caso, lo que excluye la posibilidad de remunerar costos particulares del prestador que no deban ser incluidos en las tarifas del servicio.

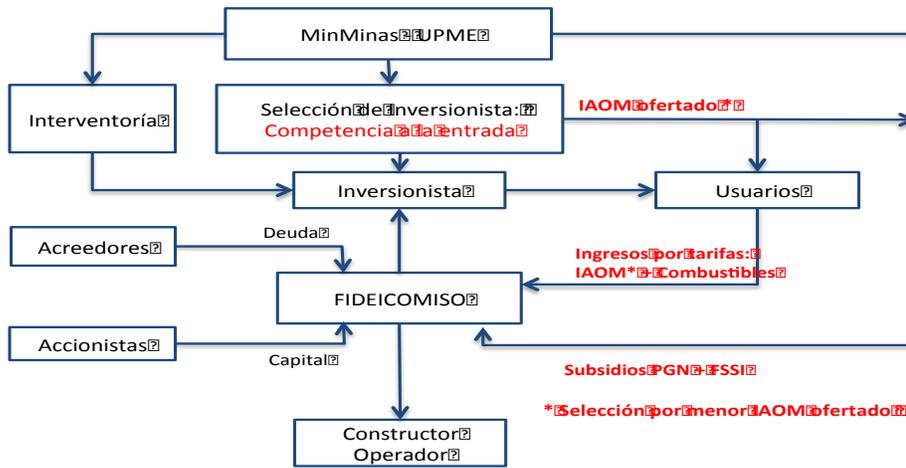
5.2. Posibles esquemas de aplicación del mecanismo de las APP

Es posible en principio diferenciar dos esquemas para la aplicación de una APP en las ZNI en el sector eléctrico dependiendo de si el proceso de vinculación de inversionistas se hace con reglas de competencia a la entrada, como en el caso de una ASE, o de competencia en el mercado, sin exclusividad. Las ilustraciones siguientes muestran en forma esquemática las diferencias entre el proceso de asignación de una ASE con las reglas actuales, y la asignación en un proceso de APP.

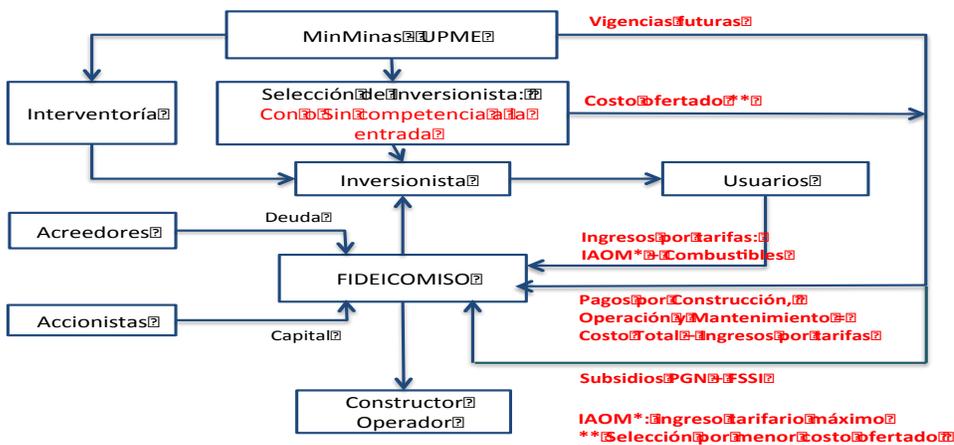
Además del hecho de que en un caso se incluyen cláusulas de exclusividad en el contrato, la mayor diferencia, derivada de los criterios de selección de los inversionistas, es que en el primer caso se asigna por menor precio ofertado a cobrar a los usuarios, y en el segundo se haría, entre otros criterios, con base en el menor requerimiento de aportes públicos.

Ilustración 23. Desarrollo de proyectos bajo APP en ZNI

a) Asignación de ASE: Esquema actual de competencia a la entrada



b) APP en ZNI (con o sin Exclusividad)



Una analogía en el sector de transporte con un caso de fijación de tarifas por el servicio por fuera del contrato de APP son los peajes. Estos son establecidos por la autoridad correspondiente (el Ministerio de Transporte) y por tanto no hacen parte de la oferta del proponente en el contrato de APP. Los proponentes ofertan las condiciones técnicas y económicas del proyecto a ejecutar, y dentro de los modelos financieros incorporan tanto los posibles ingresos por peajes como los pagos adicionales del estado por construcción, operación y mantenimiento.

En el caso del sector eléctrico, si un proyecto a desarrollarse por APP se hace sin requerir del mecanismo de área de servicio exclusivo, los ingresos por tarifas se estimarían con las fórmulas tarifarias generales definidas por la CREG en la Resolución 091 de 2007 (capítulos IV, V y VI), y no harían parte de la oferta de precio del proponente, ni de los criterios objetivos de selección por parte de la entidad competente. En efecto, de acuerdo con el artículo 12 de la Ley 1508 de 2012, y con el artículo 2.2.2.1.4.2 del Decreto 1082 de 2015, en este caso la selección de la oferta más favorable estaría basada en una valoración multicriterio, que incluirá de manera ponderada factores como los niveles de servicio y estándares de calidad, el valor presente del ingreso esperado, o los menores aportes estatales requeridos, y no en los menores ingresos por tarifas ofertados por el proponente:

“Artículo 12. Factores de selección objetiva. En los procesos de selección que se estructuran para la ejecución de proyectos de asociación público privada de iniciativa pública o que requieran desembolsos de recursos públicos, la selección objetiva se materializará mediante la selección del ofrecimiento más favorable a la entidad y a los fines que ella busca.

Los factores de escogencia y calificación que establezcan las entidades en los pliegos de condiciones o sus equivalentes en estas contrataciones, tendrán en cuenta los siguientes criterios:

12.1 La capacidad jurídica, la capacidad financiera o de financiación y la experiencia en inversión o en estructuración de proyectos, serán objeto de verificación documental de cumplimiento por parte de las entidades estatales como requisitos habilitantes para la participación en el proceso de selección y no otorgarán puntaje. En estos casos no se exigirá Registro Único de Proponentes y la presentación de esta documentación será subsanable, en los términos establecidos en el Estatuto General de Contratación.

12.2 La oferta más favorable será aquella que, teniendo en cuenta los factores técnicos y económicos de escogencia y la ponderación precisa y detallada de los mismos, contenida en los pliegos de condiciones o sus equivalentes, represente la mejor oferta o la mejor relación costo-beneficio para la entidad, sin que la favorabilidad la constituyan factores diferentes a los contenidos en dichos documentos. Dentro de tales criterios las entidades podrán considerar los niveles de servicio y estándares de calidad, el valor presente del ingreso esperado, los menores aportes estatales o mayor aporte al Estado según sea el caso,

contraprestaciones ofrecidas por el oferente salvo en caso de contraprestaciones reguladas o tarifas a ser cobradas a los usuarios, entre otros, de acuerdo con la naturaleza del contrato.” (Sin subrayado en el original).

El artículo 12 de la Ley 1508 es claro al señalar que en caso de realizar la asignación de servicio de energía, o de una ASE bajo APP, las tarifas a ser cobradas a los usuarios no podrían constituir un criterio de selección el inversionista, tal como viene haciéndose en las ASE tradicionales.

Esta disposición implica una restricción para la aplicación del esquema de APP en ZNI, con respecto al mecanismo actual de las ASE, puesto que la selección del inversionista no podría estar basada en las ofertas del costo de inversión y gastos de AOM (IAOM) realizadas por los proponentes en el proceso de licitación, y que a su vez se reflejan en las tarifas cobradas a los usuarios. En efecto, la o las componentes de inversión y gasto AOM en las actividades de generación, distribución y comercialización, se constituyen en la tarifa que por estos conceptos se traslada a los usuarios, tanto en los casos en que se asigna de manera individual cada actividad, como cuando se asigna en forma integrada, como se establece en los artículos 18 a 25 de la Resolución CREG 076 de 2016.

Sería necesario por tanto modificar los criterios de elegibilidad de los proponentes que, de acuerdo con el artículo 12 del Decreto 1359 de 1996, se basará en los elementos objetivos que se definan en los términos de referencia de los procesos de invitación pública de una ASE. Desde el punto de vista de los criterios objetivos de selección del inversionista para un proyecto desarrollado como APP para ZNI de iniciativa pública con o sin competencia a la entrada, éstos podrían incluir otros criterios adicionales, que impliquen menores aportes de recursos para el Estado, o en todo caso una mejor relación costo-beneficio.

Así mismo, se tendría que modificar la Resolución CREG 076 de 2016, la cual define las reglas para la fijación de tarifas para la prestación del servicio de energía en las ZNI tanto para el caso en que se presten las actividades de manera integrada como desintegrada, en el caso de una licitación de Área de Servicio Exclusivo⁶⁴, de forma que, en caso de que el proyecto se desarrolle bajo una APP, se aclare que el valor del IAOM de cada actividad que se lleva a las fórmulas tarifarias no es el que resulta del proceso de licitación, sino el que se defina por la autoridad sectorial en el proceso de estructuración, o por el regulador de acuerdo con las normas aplicables en el caso de las ASE.

Las tarifas que pagan los usuarios hacen parte de los ingresos definidos en un proyecto de APP, de forma que complementarían los aportes de recursos públicos en un proyecto de prestación del servicio en una ZNI. En este sentido los criterios de selección para un proyecto bajo APP para zonas no interconectadas, con o sin exclusividad, deberían poder combinar los siguientes elementos:

⁶⁴ La Resolución CREG 091 de 2007 por su parte establece las reglas de remuneración del servicio en las distintas actividades, cuando no se incluyen cláusulas de exclusividad. Actualmente la CREG está discutiendo una nueva resolución general para la remuneración del servicio de energía en las ZNI, en sustitución de la actual Resolución CREG 091 de 2007.

- El costo total al que se podría desarrollar el proyecto.
- El porcentaje del costo total que se podría trasladar a las tarifas de los usuarios, sin incluir el costo de combustibles para generación.
- Las ofertas de los proponentes en el proceso de licitación para desarrollar el proyecto, de forma que se garanticen condiciones eficientes.
- El nivel de aportes de recursos públicos requerido para el desarrollo del proyecto, que resultaría de la diferencia entre la oferta asignada y el porcentaje del costo a cobrar a los usuarios como tarifa de cada actividad.
- Los subsidios aplicables al costo a trasladar a los usuarios en sus tarifas, y a la componente del costo de generación.

En este caso, dado un valor estimado del proyecto, se requeriría establecer un procedimiento mediante el cual se fije el valor máximo del costo total que se estima podrían pagar los usuarios, y por diferencia, el monto de los aportes estatales. Así, la asignación podría estar basada en el cumplimiento de los criterios técnicos y económicos de selección, en los niveles de calidad ofertados, y en el menor valor de los aportes estatales requeridos o en el menor valor por el cual se podría desarrollar el proyecto.

Para este efecto, se requeriría modificar el artículo 12 del Decreto 1359 de 1996, lo cual se podría hacer dentro de los cambios al Decreto 2220 de 2008, de manera que para la elegibilidad de los proponentes en caso de un proyecto de energización de ZNI bajo APP, se incluyan los elementos anteriores, o en todo caso se tenga en cuenta lo dispuesto en el artículo 12 de la Ley 1508 de 2012.

Se requeriría modificar igualmente la Resolución CREG 076 de 2016, para indicar que el valor del IAOM, o de las componentes de generación, distribución y comercialización en caso de licitarse por separado, que se llevan a las fórmulas tarifarias en el caso de un proceso de selección de inversionistas para una ZNI desarrollado como APP, es el que se estime dentro del proceso de estructuración del proyecto, o el que defina el regulador para este propósito. Se podría aplicar, por ejemplo, la regla de que el usuario pague como máximo el costo unitario de la cabecera municipal más cercana que pertenezca al sistema interconectado. En cualquier caso, en la fase de estructuración del proyecto se debe evaluar el nivel máximo del costo total o del IAOM total a ser trasladado a los usuarios, así como la tarifa final una vez aplicado el esquema de subsidios.

Una vez obtenido el nivel de costo a transferir a los usuarios, se aplicaría la misma metodología de cargos máximos calculados con la metodología de costos medios en las distintas actividades, definida para la prestación del servicio en ZNI sin exclusividad, deduciendo en el cálculo de la componente de inversión y mantenimiento la parte que sería cubierta con aportes de recursos públicos.

No sería necesario introducir otros cambios a las metodologías o a las fórmulas tarifarias generales. El incentivo por sustitución de combustibles seguiría calculándose sobre el costo de generación, asignando un costo cero a la generación con fuentes renovables.

5.3. Competencias a cargo de las entidades estatales en el sector eléctrico

Desde el punto de vista de las habilitaciones legales necesarias para el desarrollo de proyectos bajo APP de iniciativa pública o privada, el marco legal y regulatorio del sector de energía eléctrica en Colombia es suficientemente amplio y flexible como para permitir que cualquier inversionista privado pueda entrar a prestar el servicio en cualquier lugar de la geografía, como lo indican los artículos 22, 25 y 26 de la Ley 142 de 1994 ⁶⁵.

En este sentido para el desarrollo de un proyecto bajo el esquema de APP en el sector eléctrico se presentarían dos posibilidades:

- La licitación de un contrato de área de servicio exclusivo en el sector de energía eléctrica en las zonas no interconectadas en los términos del artículo 40 de la Ley 142 de 1994, y de la Ley 1151 de 2007; o de contratos de concesión del servicio público de electricidad, de acuerdo con el capítulo XI de la Ley 143 de 1994, en ambos casos bajo el mecanismo de una APP.
- La licitación de un contrato de APP por medio del cual se asignan recursos a un inversionista y el derecho a la explotación económica de las infraestructuras a construir, lo cual deberá estar acompañado de la obligación de prestación del servicio, y de la constitución de una Empresa de Servicios Públicos (ESP) o la vinculación de un operador especializado bajo el régimen legal de la Ley 142 de 1994 ⁶⁶. Sin embargo, no necesariamente implica la asignación de una concesión para la prestación del servicio con exclusividad para el concesionario.

En el caso de las zonas no interconectadas al SIN, para la ampliación de la cobertura con apoyo de inversión privada se requiere que las inversiones sean promovidas desde el Estado para garantizar que existan condiciones de rentabilidad y riesgo suficientemente atractivas, y que la inversión se desarrolle bajo esquemas empresariales para garantizar su sostenibilidad en el tiempo.

Desde el punto de vista de la posibilidad de asignar la prestación de las distintas actividades del servicio de energía a un mismo prestador, las normas vigentes permiten esta condición, tanto en el caso de la asignación del servicio en los términos de una ASE bajo la

⁶⁵ La afirmación anterior está relacionada con las habilitaciones requeridas para la prestación de los servicios públicos en la Ley 142, y no con las restricciones y obligaciones que se establecen en el marco de la Ley de APP, tanto de iniciativa privada como pública.

⁶⁶ Esto no implica que el inversionista como tal deba constituirse en una ESP, sino el compromiso de constituir o contratar un operador del servicio, que tenga la condición de ESP.

Ley 1151 de 2007, como en el caso general de la asignación del derecho a la explotación económica de una infraestructura financiada con recursos públicos. En efecto, la restricción legal existente para la integración entre las actividades de generación y distribución en los cuales la Ley 143 buscó mantener condiciones de competencia, sólo es aplicable para prestadores dentro del sistema interconectado nacional, de acuerdo con el artículo 74 de la Ley 143 de 1994:

“Artículo 74.- Las empresas que se constituyan con posterioridad a la vigencia de esta Ley con el objeto de prestar el servicio público de electricidad y que hagan parte del sistema interconectado nacional no podrán tener más de una de las actividades relacionadas con el mismo con excepción de la comercialización que puede realizarse en forma combinada con una de las actividades de generación y distribución.” (Sin subrayar en el texto original).

Por lo tanto, resulta viable legalmente que en las ZNI se asigne la prestación del servicio en forma integrada en todos los casos, y no solamente bajo el esquema de una ASE, teniendo en cuenta que en estas zonas y mientras se mantenga la condición de aislamiento con respecto a la red, no puede haber competencia entre agentes en la generación o en la comercialización. De esta forma, es posible desarrollar proyectos en el sector eléctrico bajo el mecanismo de las APP no ligados a la concesión del servicio, lo cual, como ya se ha señalado, permite una mayor flexibilidad para remunerar mediante revisiones tarifarias periódicas las inversiones en expansión de cobertura durante el horizonte de los proyectos.

El marco legal en materia de proyectos de APP, aplicable en el caso de las ZNI, se refiere a la contratación del Estado con un inversionista privado para la construcción, reparación, equipamiento, operación, mantenimiento y/o mejora de la infraestructura. El contrato no implica, necesariamente, la asignación de una concesión con carácter de exclusividad, pero en el mismo se pactan las condiciones en las que “...se retribuirá la actividad con el derecho a la explotación económica de esa infraestructura o servicio [...] por el tiempo que se acuerde, con aportes del Estado cuando la naturaleza del proyecto lo requiera”⁶⁷.

El hecho de que no se requieran permisos especiales o títulos habilitantes para desarrollar las distintas actividades del servicio público de energía eléctrica, implicaría que para aplicar el mecanismo de las APP sólo sería necesario precisar aspectos tales como las normas sobre disponibilidad de la infraestructura y la calidad del servicio, para efectos de controlar el pago al inversionista con sujeción al cumplimiento de las obligaciones de servicio. El compromiso del inversionista es el de prestar el servicio bajo las condiciones de oportunidad y servicio que se pacten en el contrato.

Es conveniente señalar que para la prestación del servicio público de energía, o de otro servicio público, se requiere de un operador especializado que tenga la condición de E.S.P. En tal sentido, el inversionista podría constituir una E.S.P. o bien podría contratar la operación con una E.S.P. de acuerdo con los términos en que se disponga en el contrato

⁶⁷ Art. 3º, Ley 1508 de 2012.

de APP. Desde el punto de vista de los controles sobre el inversionista, estos serían los derivados del contrato de APP y la legislación aplicable, en tanto que para el operador los controles serían los correspondientes a una E.S.P. de acuerdo con la ley de servicios públicos.

En el caso de las APP de iniciativa pública, la posibilidad de que desde el Estado se promuevan proyectos en el sector eléctrico depende de las competencias que les asignan las leyes 142 y 143 de 1994, así como la ley 1151 de 2007, tanto a la Nación como a las entidades territoriales, en los siguientes términos:

- El artículo 8° de la ley 142 le asigna a la Nación competencias para apoyar financiera, técnica y administrativamente a las empresas de servicios públicos o a los municipios que hayan asumido la prestación directa, así como a las empresas organizadas con participación de la Nación o de los Departamentos. Por su parte, la ley 143 de 1994 le asigna al Estado en general obligaciones en materia de expansión de la cobertura en los servicios de electricidad a las diferentes regiones y sectores del país, que garantice la satisfacción de las necesidades básicas de los usuarios de los estratos I, II y III y los de menores recursos del área rural, a través de los diversos agentes públicos y privados que presten el servicio. La misma Ley 143, en su artículo 57 les asigna competencias a la Nación, los departamentos y municipios para otorgar competencias en las distintas actividades del sector eléctrico. Por su parte, la ley 1151 de 2007 le asigna además a la Nación por intermedio del Ministerio de Minas y Energía la función de diseñar e implementar esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI, como mecanismo para ampliar la cobertura en estas regiones, para lo cual lo autoriza a constituir áreas de servicio exclusivo.
- En el caso de los municipios, sus competencias incluyen asegurar que se preste el servicio público domiciliario de energía eléctrica por empresas de servicios públicos, o directamente por la administración central del respectivo municipio, otorgar subsidios a los usuarios de menores ingresos, y apoyar con inversiones a las empresas de servicios públicos. Los municipios pueden prestar directamente los servicios cuando no haya ninguna empresa que se ofrezca a prestarlos, o puedan demostrar ante la SSPD que los costos de prestación directa para el municipio serían inferiores a los de empresas interesadas, con la misma calidad.
- Los departamentos, según la ley, tienen competencias de apoyo y coordinación, además de asegurar que se presten servicios de transmisión. Los departamentos pueden apoyar financieramente a las empresas prestadoras, incluyendo aquellas organizadas por la Nación, y de promoción de la organización de asociaciones de municipios para la prestación de servicios públicos, o la celebración de convenios interadministrativos para el mismo efecto.

La ley 1151 de 2007 le asignó además a la Nación funciones especiales en materia de diseño de esquemas sostenibles de gestión para las ZNI, para lo cual podrá “establecer áreas de servicio exclusivo para todas las actividades involucradas en el servicio de energía eléctrica”, con lo cual es posible superar la limitación impuesta desde la Ley 143 de 1994

en el sentido de que las empresas que se constituyan con posterioridad a dicha ley sólo pueden prestar una de las actividades del sector, generación, transmisión, distribución o comercialización, con la única posibilidad de que la comercialización pueda integrarse con la generación o la distribución. Con base en las competencias que le asigna la Ley 1151 de 2007 a la Nación en el sector eléctrico, ésta puede promover además el desarrollo de infraestructura para la prestación del servicio de energía en distribución o comercialización, y no únicamente en generación.

Para la aplicación del régimen de APP en el sector eléctrico en términos de la asignación de un contrato de área de servicio exclusivo o de un contrato de concesión se requieren adecuaciones a las normas particulares de vinculación de inversionistas privados del sector eléctrico, de manera que se inscriban dentro de los procesos de la Ley 1508 de 2012.

Ahora bien, en proyectos de desarrollo de infraestructura de prestación del servicio de energía eléctrica que no requieran la asignación del derecho de concesión para la prestación del servicio en forma exclusiva, el marco regulatorio del sector eléctrico permite que puedan desarrollarse proyectos bajo el mecanismo de las APP sin necesidad de grandes ajustes a nivel reglamentario.

En los numerales 2.2, 2.3 y 2.4 siguientes se incluyen las recomendaciones de ajustes al marco normativo, regulatorio e institucional, con el fin de adecuar la aplicación del mecanismo de las APP en el sector eléctrico en aspectos como las obligaciones de nivel de prestación de servicio, disponibilidad de infraestructura y calidad de servicio; aspectos relacionados con la asignación de riesgos y recomendaciones para mitigar riesgos específicos como los de demanda, pérdidas y cartera, cambio técnico, y terminación anticipada de contratos; y mecanismos de seguimiento.

De nuevo se debe señalar que el objetivo de los contratos de APP es el de asignar recursos públicos para cubrir costos de construcción, operación, mantenimiento y/o mejora de infraestructura, de forma que proyectos de interés público sean atractivos desde el punto de vista de la rentabilidad para el inversionista privado. Esta condición se presenta en zonas en las cuales los costos de prestación del servicio son elevados, y por tanto es de interés del Estado limitar los efectos del traslado de costos a la tarifa, para viabilizar la prestación del servicio mediante subsidios a la inversión y a la operación y el mantenimiento, y garantizar la sostenibilidad del servicio por medio de esquemas empresariales de gestión.

Finalmente, es conveniente señalar que, de manera expresa, el parágrafo del artículo 8° de la Ley 1508 excluye del ámbito de aplicación de la ley para efectos de desarrollar esquemas de asociación público privada, a las siguientes entidades:

- Sociedades de Economía Mixta en las que el Estado tenga participación inferior al cincuenta por ciento (50%), sus filiales y las Sociedades entre Entidades Públicas con participación del Estado inferior al cincuenta por ciento (50%)
- Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios y Empresas Industriales y

Comerciales del Estado cuando desarrollen actividades comerciales en competencia con el sector privado y/o público, nacional o internacional o en mercados regulados cuando estas obren como contratantes.

En el caso de las empresas de servicios públicos, las dos condiciones planteadas (competencia con entidades privadas o públicas, o actividades en mercados regulados, las excluyen del ámbito general de la ley para efectos de desarrollar esquemas de asociación público privada en calidad de contratantes⁶⁸. En consecuencia, para que una ESP pudiera desarrollar un proyecto de APP en calidad de contratante, en primera instancia se requeriría modificar el párrafo del artículo 8 de la Ley 1508; por otra parte, sería necesario aclarar la condición de la ESP en cuestión como entidad pública del orden nacional o territorial.

5.4. Recomendaciones de adecuación de las normas de vinculación de inversión privada en el sector eléctrico en las ZNI al mecanismo de las APP

De acuerdo con los análisis previos, las propuestas y recomendaciones de esta consultoría en materia de adaptación de las normas de vinculación de inversión privada para aplicar las reglas y mecanismos de las APP se enfocan a introducir ajustes en las normas que constituyen, de acuerdo con la Ley 1508 de 2012, normas especiales para la vinculación de capital privado en el sector eléctrico⁶⁹.

En este sentido se identifican para efectos de este estudio los siguientes tipos de normas del sector eléctrico:

- Normas de selección de proyectos e inversionistas para el caso de las Áreas de Servicio Exclusivo que ha venido aplicando el Ministerio de Minas y Energía en desarrollo de las competencias que la asigna la Ley 1151 de 2007 para las zonas no interconectadas, es decir, en procesos que implican competencia a la entrada. Estos procesos se han regido por las normas desarrolladas a partir del artículo 40 de la Ley 142 de 1994, y en particular de los decretos 1359 de 1996 y 2220 de 2008.
- Reglamentos de convocatorias para asignación de recursos de fondos públicos como el FAER y el FAZNI para desarrollo de infraestructura asociada a la

⁶⁸ Si bien es cierto en una ZNI no habría competencia con el sector privado o público, si se desarrollaría actividades de carácter regulado. Por otra parte, dado el régimen privado de contratación aplicable en su caso, sería cuestionable que una ESP pudiera desarrollar y contratar proyectos de APP, es decir, de asociación como ente público con otro de carácter privado.

⁶⁹ De acuerdo con el párrafo 2° del artículo 3° de la ley 1508, "...aquellos sectores y entidades para las cuales existan normas especiales que regulen la vinculación de capital privado para el desarrollo de proyectos, continuarán rigiéndose por dichas normas o darán cumplimiento a lo previsto en la presente ley, una vez se encuentren reglamentadas las particularidades aplicadas en dichos sectores."

prestación del servicio de energía en las zonas no interconectadas, sin competencia a la entrada por el servicio.

- Convocatorias de proyectos de transmisión desarrollados por la UPME para la expansión del STN y de los STR.

No se considera necesario introducir cambios a los reglamentos de convocatorias públicas para la vinculación de inversionistas privados en el STN y el STR, para el desarrollo de infraestructura de prestación del servicio de transporte nacional y transporte regional de energía, teniendo en cuenta que los procesos que actualmente se desarrollan en este sentido son suficientes para vincular la inversión privada sin que sea necesario introducir el mecanismo de las APP.

Tampoco se han considerado dentro de los posibles cambios, una modificación a los contratos de concesión de la Ley 143 de 1994, debido a que este instrumento no se ha desarrollado en la práctica, habiendo sido sustituido por los mencionados antes. Una dificultad de los contratos de concesión es el hecho de que los mismos deben corresponder a las competencias que la ley le asigna a cada nivel del estado, nacional y entidades territoriales. En este sentido los contratos de concesión que incorporen la totalidad de los servicios podrían ser asignados únicamente por parte de la Nación, lo que los hace similares, para las ZNI, al caso de las ASE.

De igual forma, no se considera necesario modificar los procesos de convocatorias para asignar recursos del FAER como posibles proyectos bajo APP, dado que en este caso la interconexión al SIN de manera inmediata invalidaría la participación de otros inversionistas distintos al Operador de Red del sistema al cual se interconecten las obras, y no existirían incentivos a la participación de agentes distintos que justifiquen una licitación por los proyectos (y no por los recursos como se hace en la actualidad).

En el caso de las convocatorias para asignar recursos del FAZNI el objetivo de estos mecanismos más que buscar vincular inversión privada, es asignar recursos públicos a proyectos que desarrollan los Operadores de Red o el IPSE en las ZNI.

5.4.1. Normas de selección de proyectos e inversionistas para proyectos de ASE en ZNI bajo la Ley 1151 de 2007

El primer caso corresponde a los procedimientos de declaración y constitución de las Áreas de Servicio Exclusivo, y de selección del inversionista y definición de las condiciones contractuales aplicables cuando se trata de un proceso de asignación de exclusividad.

En el caso de la declaración y constitución de una ASE, de acuerdo con el Decreto 2220 de 2008, para efectuar el proceso de selección del inversionista se debe aplicar el procedimiento establecido en el Decreto 1359 de 1996. El Decreto 2220 establece que el Ministerio de Minas y Energía podrá definir las condiciones particulares para constituir las ASE en cada caso.

Por su parte, el Decreto 1359 de 1996, en desarrollo del artículo 40 de la Ley 142 de 1994, establece los procedimientos para la contratación de las ASE cuando el Ministerio de Minas y Energía lo considere procedente, los cuales incluyen:

- Solicitud de pronunciamiento de la CREG con respecto a la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos.
- Definición del contenido de los Términos de Referencia del proceso de invitación pública para la selección del inversionista, que debe incluir como mínimo:
 - Información general sobre el área geográfica que se va a otorgar en concesión
 - Condiciones técnicas mínimas que debe cumplir la prestación del servicio.
 - Duración de la exclusividad.
 - Obligación de los proponentes de incluir programas de masificación y extensión del servicio.
 - Requisitos de elegibilidad de los proponentes relacionados con la capacidad legal financiera y de experiencia para la correspondiente actividad.
 - Idoneidad de los proponentes para la celebración y ejecución del contrato y demás factores objetivos de evaluación de las propuestas.
 - Minuta del contrato.
 - Garantías y cauciones que deben de presentarse con la oferta, señalando las bases y los porcentajes de las mismas.
 - Inhabilidades e incompatibilidades a que se refieren la Ley 80 de 1993 y la Ley 142 de 1994.
 - Fecha límite para compra de los términos de referencia, y todas las demás circunstancias de tiempo, modo y lugar que se consideren indispensables para que el Ministerio de Minas y Energía realice la selección objetiva del contratista.

La condición de verificar la existencia de motivos para incluir las ASE en los contratos, a cargo de la CREG, proviene del artículo 40 de la Ley 142 de 1994, el cual además indica que se debe "...precisar el espacio geográfico en el cual se prestará el servicio, los niveles de calidad que debe asegurar el contratista y las obligaciones del mismo respecto del servicio".

Para efectos de incorporar las disposiciones en materia de declaración y asignación de Áreas de Servicio Exclusivo dentro de los procedimientos para desarrollar proyectos de prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI bajo el mecanismo de una APP, se recomienda por lo tanto adoptar las siguientes modificaciones al Decreto 2220 de 2008:

- Señalar que el procedimiento de licitación pública para la selección del inversionista en una ASE en las ZNI se podrá desarrollar bien sea con los procedimientos del Decreto 1359 de 1996, o bien mediante las normas previstas para los proyectos desarrollados como APP de iniciativa pública, contenidas en la sección 4 del Decreto 1082 de 2015.
- Establecer que, en el caso de desarrollar el proyecto bajo APP, el proceso de verificación de existencia de motivos para la declaración del ASE por parte de la CREG se llevará a cabo de manera simultánea con la fase de prefactibilidad que conduce a la aprobación de la viabilidad de desarrollo del proyecto bajo el mecanismo de APP, de acuerdo con los procedimientos establecidos en la Resolución 3656 de 2012 del DNP.
- Indicar que la CREG podrá utilizar los documentos, estudios y evaluaciones del proceso de aprobación de la fase de prefactibilidad, elaborados por el Ministerio de Minas y Energía, para el procedimiento de verificación de la existencia de motivos para la declaración de la ASE.
- Precisar que, para efectos del desarrollo del proyecto bajo APP de iniciativa pública, el Ministerio de Minas y Energía preparará la documentación mínima señalada en la Resolución 3656 de 2012 y el Decreto 1082 de 2015⁷⁰, para su presentación al DNP, que incluye⁷¹:
 - La solicitud de aprobación del Ministerio de Hacienda y Crédito Público de la valoración de las obligaciones contingentes a cargo del Ministerio de Minas y Energía.
 - Los documentos para el análisis del Comparador Público Privado.
 - Análisis multicriterio para la decisión sobre el mecanismo de contratación, en caso de considerarse procedente.
 - Matriz de riesgos con la tipificación, asignación y estimación cualitativa de los mismos.
 - Matriz de análisis del comparador público privado (anexo de la Res. 3656 de 2012), que fundamenta la justificación del mecanismo de contratación mediante APP.
 - Modelo financiero que fundamente las fases, duración y el valor del proyecto.
 - Proyecto de minuta de contrato.

⁷⁰ DNP (2016 b) Guías APP, Nota Técnica I. Descripción de los productos a entregar por parte de los estructuradores en la etapa de prefactibilidad del proyecto para la realización de las justificaciones del proyecto. Disponible en:

<https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Participacion%20privada%20en%20proyectos%20de%20infraestructura/Nota%20Técnica%20I%202016.pdf>. El Ministerio de Minas y Energía como entidad sectorial responsable estará a cargo del desarrollo de estos documentos y procedimientos, que hacen parte de los denominados “productos mínimos de la estructuración en prefactibilidad” para proyectos bajo APP. El artículo 2.2.2.1.5.5 del Decreto 1082 de 2015 incluye el listado de los estudios e información que debe preparar y presentar la entidad estatal, para la apertura del proceso de selección del inversionista en una APP de iniciativa pública.

⁷¹ Para la fase de prefactibilidad se trata de un avance, no se requiere el análisis detallado y final de todos.

- Establecer que, con base en los procedimientos de la fase de prefactibilidad se procederá a la obtención del concepto favorable por parte del DNP para desarrollar los proyectos de ASE como APP. Una vez obtenido este concepto en sentido positivo, y el concepto de la CREG sobre la verificación de la existencia de motivos para la declaración de la ASE, se pasará a la fase de factibilidad para el desarrollo como APP de iniciativa pública, en los términos del Título II del Decreto 1082 de 2015.
- Señalar que el proyecto de minuta del contrato deberá incluir, además de otros que considere el Ministerio de Minas y Energía, los aspectos señalados en el Decreto 1359 de 1996 en relación con las Áreas de Servicio Exclusivo, entre otros, el término de duración de la exclusividad, el compromiso de precio y sus reajustes, la cobertura geográfica y de usuarios del proyecto, el manejo de subsidios, los mecanismos de restablecimiento del equilibrio contractual, y las cláusulas excepcionales de acuerdo con la Ley 80 de 1993.

Una vez obtenido el concepto favorable por parte del DNP, y el concepto de la CREG sobre la verificación de la existencia de motivos para la declaración de la ASE, se pasaría a la fase de factibilidad del proyecto.

De acuerdo con el artículo 2.2.2.1.5.5 del Decreto 1082, en la etapa de factibilidad se profundizan los análisis y la información básica con la que se contaba en etapa de prefactibilidad, mediante investigaciones de campo y levantamiento de información primaria, buscando reducir la incertidumbre asociada al proyecto, mejorando y profundizando los estudios y ampliando la información de los aspectos técnicos, financieros, económicos, ambientales y legales del proyecto. Los estudios correspondientes deben incluir:

- Ubicación geográfica y descripción detallada del proyecto y sus fases.
- Diagnóstico definitivo que describa la forma mediante la cual se satisface la necesidad mediante la provisión del bien o servicio público.
- Identificación de la población afectada y la necesidad de efectuar consultas previas.
- Evaluación costo-beneficio del proyecto analizando el impacto social, económico y ambiental del proyecto sobre la población directamente afectada, evaluando los beneficios socioeconómicos esperados.
- Descripción del servicio que se prestaría bajo el esquema de APP.
- Tipificación, estimación y asignación de los riesgos del proyecto de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley 80 de 1993, la Ley 448 de 1998, la Ley 1150 de 2007, los documentos CONPES y las normas que regulen la materia.
- Análisis de amenazas y vulnerabilidad para identificar condiciones de riesgo de desastre, de acuerdo con la naturaleza del proyecto.
- Análisis financiero:
 - Modelo financiero en hoja de cálculo, detallado y formulado que fundamente el valor y el plazo del proyecto que contenga como mínimo:
 - Estimación de inversión y de costos de operación y

- mantenimiento y sus proyecciones discriminando el rubro de administración, imprevistos y utilidad.
 - Estimación de los ingresos del proyecto y sus proyecciones.
 - Estimación de solicitud de vigencias futuras, en caso que se requieran.
 - Supuestos financieros y estructura de financiamiento.
 - Construcción de los estados financieros.
 - Valoración del proyecto.
 - Manual de operación para el usuario del modelo financiero.
 - Diseño definitivo de la estructura de la transacción propuesta identificando actores financieros, operativos y administrativos involucrados.
- Estudios actualizados:
 - Estudios de factibilidad técnica, económica, ambiental, predial, financiera y jurídica del proyecto y diseño arquitectónico, cuando se requiera.
 - Cuantificación del valor de los estudios detallando sus costos.
- Minuta del contrato y anexos:
 - Minuta del contrato a celebrar y los demás anexos que se requieran.

Por tanto, para incorporar las disposiciones del Decreto 1082 de 2015 en el proceso de declaración y conformación de una ASE, el contenido del Decreto 2220 de 2008 se debe ajustar en cuanto a:

- La definición de los factores objetivos de selección de proponentes y ofertas dentro del proceso de licitación pública (art. 2.2.2.1.4.2, Decreto 1082 de 2015, y art. 12 de la Ley 1508 de 2012).
- Los estudios que deberán estar disponibles para la apertura del proceso de licitación pública de una APP de iniciativa pública (art. 2.2.2.1.4.4).
- La posibilidad de realizar un procedimiento de preselección de potenciales interesados, y de contratar directamente con estos los estudios adicionales o complementarios que requiera el proyecto, a costo y riesgo de los precalificados (art. 2.2.2.1.4.5), cuando el costo estimado de la APP sea superior a setenta mil salarios mínimos mensuales legales vigentes (70.000 SMMLV).

Con respecto a las condiciones de remuneración de la infraestructura y la operación y de las fórmulas tarifarias aplicables, tanto en los documentos de prefactibilidad como de factibilidad del proyecto bajo el mecanismo de APP se debe precisar que las mismas corresponden a las definidas por la CREG por medio de la Resolución 076 de 2016, o aquella que la modifique o sustituya. Esta disposición sería aplicable tanto en las convocatorias adjudicadas bajo las normas vigentes para las ASE (decretos 1369 de 1996 y 2220 de 2008) como para los proyectos adjudicados en licitación pública bajo el mecanismo de las APP.

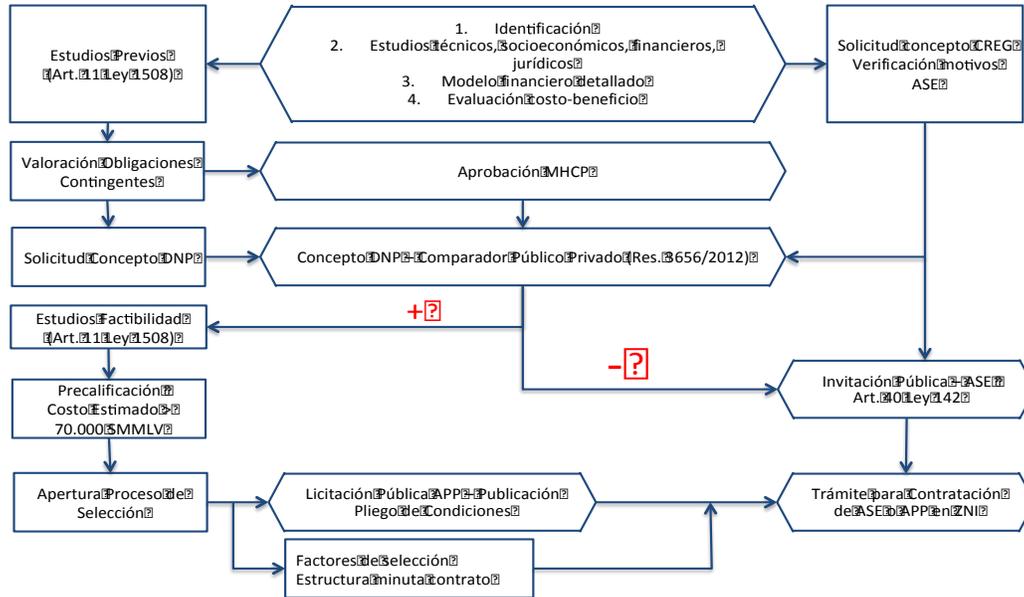
El proceso avanzaría de la misma forma que en cualquier proyecto que se estructure bajo el mecanismo de una APP de iniciativa pública. Un posible resultado en este caso es que los estudios de costo-beneficio, análisis de riesgos y valoraciones (utilizando el comparador público privado) podrían indicar que es de mayor conveniencia para el Estado desarrollar el proyecto bajo el mecanismo de invitación pública contemplado en el artículo 40 de la Ley 142 de 1994.

Los procedimientos de licitación y adjudicación de contratos de ASE establecidos en la Resolución MME 181072 de 2008 deben igualmente ser modificados para ajustarlos al proceso antes señalado en caso de ser desarrollado como APP, teniendo en cuenta:

- La justificación, motivación y aprobación para desarrollar tanto el proyecto bajo el criterio de exclusividad, como para considerar su desarrollo como APP, incluyendo el concepto aprobatorio del DNP (art. 1º, Procedencia de la Contratación).
- La definición del procedimiento de selección para los proyectos de APP de iniciativa pública, de acuerdo con el artículo 30 de la Ley 80 de 1993 y sus normas reglamentarias, salvo lo previsto en la Ley 1508 de 2012 y en el título II del Decreto 1082 de 2015, o las normas que lo sustituyan, modifiquen o adicione (art. 4º, parágrafo).
- La disponibilidad de estudios suficientes para proceder a adelantar el proceso de invitación, preselección o selección de inversionistas, a partir de los cuales se podrá pasar a elaborar las Propuestas de Pliegos y los Pliegos de Condiciones (art. 4º Términos del Proceso).
- La posibilidad de realizar un procedimiento de preselección de potenciales interesados, de acuerdo con el artículo 2.2.2.1.4.5 del decreto 1082 de 2015 (art. 4º, Términos del Proceso).
- Los criterios de evaluación (art. 12o, Factores de Evaluación), ajustados a los criterios de selección objetiva de acuerdo con disposiciones de la Ley 1508 y el decreto 1082 de 2015. Como ya se señaló, los criterios de selección deberán estar basados en el menor requerimiento de aportes públicos, o el menor valor del proyecto a desarrollar, junto con los niveles de servicio ofertados, entre otros, y no en el menor valor de la tarifa a cobrar a los usuarios.
- La duración del contrato (art. 20), que no podrá exceder de 30 años incluyendo prórrogas.

La siguiente gráfica ilustra el proceso de identificación y desarrollo de un proyecto de ASE en una ZNI, bajo el mecanismo de una APP de iniciativa pública.

Ilustración 24. Desarrollo de ASE bajo APP de iniciativa pública



5.4.2. Proyectos en ZNI mediante APP sin inclusión de cláusula de exclusividad en los contratos

Como ya se ha señalado, la ley 143 de 1994 permite que la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI se haga integrando las distintas actividades de la cadena en un mismo agente, es decir, permite la integración vertical entre generación, distribución y comercialización. De esta forma resulta viable que se desarrollen proyectos mediante el mecanismo de una APP de iniciativa pública con las normas existentes contenidas en la Ley 1508 de 2012 y sus decretos reglamentarios, con el fin de desarrollar proyectos de prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI en forma integrada, sin que se requiera incluir la condición de exclusividad en los contratos.

El esquema general es el mismo planteado en el numeral anterior, sin considerar la exclusividad (solicitud de verificación de existencia de motivos para conformar la ASE, invitación pública para contratar bajo el art. 40 de la Ley 142). Por esta razón, no se considera necesario modificar o adaptar procedimientos particulares de vinculación de inversión privada.

En este caso la remuneración tarifaria se definiría mediante el procedimiento propuesto antes en el numeral 5.2.

Al igual que en una ASE desarrollada bajo APP se presentaría el riesgo de terminación anticipada por interconexión al SIN, si el sistema que se interconecta se integra o fusiona

con otro prestador en el SIN, dado que, en el caso de que el inversionista perdiera su condición de operador no sólo no se cumpliría con las condiciones para continuar el contrato bajo el mecanismo de APP, sino que además sería exigible la desintegración vertical de actividades.

5.5. Recomendaciones de adecuaciones regulatorias para la aplicación de los esquemas de APP

5.5.1. Calidad del servicio y disponibilidad de la infraestructura

En los contratos desarrollados por APP se deben sujetar los pagos por inversión y operación a indicadores de disponibilidad de la infraestructura y de calidad por el servicio. De acuerdo con el artículo 5° de la Ley 1508 de 2012:

“El derecho al recaudo de recursos por la explotación económica del proyecto, a recibir desembolsos de recursos públicos o a cualquier otra retribución, en proyectos de asociación público privada, estará condicionado a la disponibilidad de la infraestructura, al cumplimiento de niveles de servicio, y estándares de calidad en las distintas etapas del proyecto, y los demás requisitos que determine el reglamento.”

En el caso de la prestación del servicio de energía eléctrica la regulación define indicadores de calidad de suministro (índices de discontinuidad, indicadores DES, FES de calidad media, indicadores DIU, FIU de calidad individual) a nivel de transformador o de circuito; de calidad de la potencia; y de disponibilidad de generación en el SIN (índices de indisponibilidad histórica forzada de unidades de generación en el sistema interconectado para efectos de pagos por disponibilidad comercial en el cargo por confiabilidad) y en las ZNI (horas de servicio al día para generación de acuerdo con el tipo de localidad).

Debe ser por tanto directamente aplicable a los contratos de APP en el sector de energía que la calidad y disponibilidad que deben cumplir las infraestructuras incorporen en todos los casos la calidad establecida en la regulación del sector eléctrico como un nivel mínimo, en generación, distribución y comercialización, y que se utilicen estos mismos indicadores para efectos de validar el pago de los recursos del Estado para cubrir el cierre financiero.

El seguimiento al cumplimiento de las obligaciones del prestador en los contratos de APP se haría en los mismos términos definidos en la actualidad por el artículo 19° de la resolución CREG 091 de 2007, de acuerdo con el cual “...la entidad contratante establecerá los mecanismos para verificar el cumplimiento de los compromisos del prestador, para lo cual podrá apoyarse en la información resultante de la Actividad de Monitoreo”, la cual constituye por definición una actividad complementaria del servicio público de energía en las ZNI.

Los principios generales de aplicación de las normas sobre cumplimiento de calidad en los contratos de APP en las ZNI serían los siguientes:

1. Periodicidad para la verificación de los índices de disponibilidad. La periodicidad podría ser semestral o anual, dependiendo de la capacidad de verificación por parte de la entidad contratante y del interventor, y de los sistemas de información de que se disponga. Para los desembolsos de recursos asociados a subsidios de combustibles la periodicidad debe ser mensual.
2. Indicadores de disponibilidad de la infraestructura de generación. Medida a través de la energía horaria entregada, de acuerdo con la continuidad horaria del servicio en cada tipo de localidad en las ZNI. Para el efecto se debe exigir que el prestador cumpla con las siguientes condiciones⁷²:
 - Disponer de medios de registro de la producción horaria de energía con acumuladores mensuales.
 - Disponer de medios de registro de los niveles de tensión y frecuencia.
 - Disponer de capacidad de envío satelital, telefónico o por cualquier otro medio de la información generada. El sistema debe permitir la conexión a un sistema de interrogación remoto, para ser gestionado por la entidad encargada de la actividad de monitoreo.
3. Nivel de cobertura del servicio: en términos del número de viviendas conectadas sobre el total de viviendas estimadas inicialmente.
4. Nivel de participación de generación con energías renovables no convencionales: se pactarían en el contrato como un porcentaje global sobre la totalidad del mercado, con metas en el tiempo a cumplir para cabeceras municipales y resto de localidades, de manera diferenciada.
5. Indicadores mínimos de nivel de calidad de servicio para distribución y comercialización, de acuerdo con la regulación vigente:
 - **Calidad de la Potencia:**
 - Frecuencia dentro de un rango de + ó – el 1% del valor nominal de la frecuencia, en los bornes de generación.
 - Tensión del voltaje dentro de un rango de + ó – el 10% del valor nominal del voltaje.
 - Los registros horarios de frecuencia y voltaje se deben mantener almacenados por periodos de tres meses.
 - **Calidad del Servicio Técnico:**
 - Niveles de continuidad de suministro medidos por los índices DES y FES a nivel de circuito establecidos para cabeceras municipales y

⁷² En esta parte se consideran algunas de las propuestas regulatorias actualmente en discusión con respecto a la prestación del servicio de energía en las ZNI.

localidades menores con servicio las 24 horas.

- En localidades con servicio inferior a las 24 horas se podrán establecer indicadores de continuidad y frecuencia proporcionales.
- Definir un régimen de interrupciones excluidas (fuerza mayor, mantenimientos programados con una duración máxima anual, interrupciones de duración inferior a 1 minuto).

– **Calidad del Servicio Comercial:**

- Número mínimo de oficinas o puestos móviles de atención de PQR.
- Nivel máximo de reclamos pertinentes de facturación por cada 1000 facturas emitidas.

5.5.2. Seguimiento y fiscalización de obligaciones

Un aspecto importante recogido en la experiencia internacional es el del seguimiento y la fiscalización de las obligaciones que adquiere el inversionista en desarrollo de proyectos de interés público, como los que se podrían promover mediante las APP.

En el caso del sector eléctrico el seguimiento y fiscalización del cumplimiento de las obligaciones de nivel de servicio para el prestador se podrían contratar en los términos de las auditorías de gestión y resultados contemplados en la Ley 142 de 1994, y reglamentados por medio de la Resolución SSPD 12295 de 2006. Esta sería una auditoría de carácter especial cuyo resultado estaría ligado al pago de los recursos por parte de la fiducia al inversionista en los proyectos de APP, y su costo correría por cuenta de la fiducia.

La modificación sería incorporada dentro de las disposiciones de la resolución CREG 076 de 2016, artículo 16 (Verificación del cumplimiento de obligaciones de prestación del servicio). Como lo advierte el mismo artículo, esta disposición se establecería sin perjuicio de las obligaciones y funciones de la Superintendencia de Servicios Públicos.

5.5.3. Cambio técnico y condiciones de reversión de infraestructura

Una limitación de los mecanismos de ejecución de proyectos mediante contrato o licitación con plazos definidos tiene que ver con los desincentivos a invertir cuando se acerca el plazo final del contrato. Estos desincentivos se presentan debido al riesgo de que el inversionista no alcance a recuperar la totalidad de las inversiones antes del plazo de terminación del contrato, cuando los activos deben revertir nuevamente al Estado.

En la medida en que las inversiones se definan desde el inicio del contrato y sus costos sean verificables, este problema podría resolverse estableciendo en el contrato las condiciones de reversión de la infraestructura no completamente remunerada. No obstante, teniendo en cuenta los desarrollos tecnológicos actuales en energías renovables

no convencionales, microrredes y redes inteligentes en general, no resulta fácil prever las distintas posibilidades de cambio técnico que puedan presentarse durante la ejecución de los contratos.

Dado que el mecanismo de las APP de iniciativa pública limita las adiciones de recursos públicos al proyecto al 20% del valor del contrato originalmente pactado, cualquier inversión adicional en que incurra el inversionista y que no haya sido contemplada en el valor inicial del contrato iría en contra de la rentabilidad del proyecto. Como ya se ha señalado, en los proyectos que se desarrollen en el sector eléctrico en las ZNI se pueden presentar dos modalidades: cargos determinados por competencia a la entrada mediante procesos competitivos por una ASE; y cargos regulados determinados por costos medios

⁷³

Por su parte, para efectos de los factores objetivos de selección que se utilizan en los procesos que se estructuran para la ejecución de proyectos de asociación público privada de iniciativa pública o que requieran desembolsos de recursos públicos, no se deben incluir las “contraprestaciones reguladas o tarifas a ser cobradas a los usuarios”. De esta forma, en el caso de proyectos en las ZNI que se desarrollen mediante el mecanismo de una APP, las inversiones adicionales durante la vida del proyecto no consideradas en el valor inicial del contrato se podrían remunerar mediante las revisiones tarifarias periódicas que determina la ley y la regulación.

Si los proyectos se ejecutan mediante proceso de competencia a la entrada como en las áreas de servicio exclusivo, se podrían plantear desde el inicio del contrato las condiciones para la reversión de la infraestructura y la remuneración remanente de la infraestructura desarrollada con recursos privados, siempre que esta pueda ser determinada con precisión y sus costos puedan ser verificados ⁷⁴.

Estas condiciones incluyen:

- La determinación de las inversiones contempladas en el contrato inicial.
- Los modelos financieros para evaluar la remuneración remanente de inversiones no contempladas en el contrato inicial (tasas de descuento, vidas útiles, remuneración previamente obtenida en tarifas, etc...).

En el caso de las ASE el regulador ha planteado la posibilidad de definir esquemas de remuneración tarifaria por ingreso máximo regulado con perfil de ingresos variables en el tiempo, lo que reduciría los riesgos de demanda para el inversionista ⁷⁵. Este mecanismo supone fijar dicho perfil de ingresos desde el inicio del contrato y por tanto se trataría, en

⁷³ Resolución CREG 091 de 2007, art. 4°.

⁷⁴ Ley 1508 de 2012, artículo 31. “Entrega de bienes. En los contratos para la ejecución de Proyectos de Asociación Público Privada se deberán especificar los bienes muebles e inmuebles del Estado o de los particulares, afectos a la prestación del servicio o a la ejecución del proyecto, que revertirán al Estado a la terminación del contrato y las condiciones en que lo harán.”

⁷⁵ CREG (2008).

caso de aplicarse, de una práctica distinta a la renegociación del precio del contrato mediante otrosíes, que podrían distorsionar el mecanismo de asignación inicial. Debe tenerse en cuenta de nuevo que para la asignación de recursos públicos en el caso de una APP se tienen en cuenta únicamente las inversiones que se definen en el valor inicial del contrato, con el máximo del 20% por adiciones como ya se ha señalado.

Por último, vale la pena tener en cuenta que el incentivo al cambio técnico establecido en el Decreto 1623 de 2015, que permite reconocer en la tarifa el costo de cualquier tecnología de generación en las ZNI con el mismo costo de la generación con diésel, permite anticipar la recuperación de inversiones en tecnologías de generación con energías renovables. Sin embargo desde el punto de vista de los usuarios y del efecto fiscal en subsidios, sería recomendable que este incentivo se ajuste para cada caso particular de manera que se extienda sólo hasta el punto que permita amortizar las inversiones y luego se reduzca de manera gradual, por ejemplo, durante un periodo tarifario adicional.

Este cálculo, y su efecto en los requerimientos de recursos públicos, se podría incluir durante la fase de estructuración de los proyectos desarrollados por APP.

5.5.4. Remuneración de una APP en proyectos que se interconecten al SIN

Como se señaló antes, en los proyectos de infraestructura eléctrica desarrollados mediante APP en las ZNI existe el riesgo de que terminen vinculándose físicamente a la red del Sistema Interconectado Nacional.

Esto implica una limitación a la validez y la posibilidad de continuidad del contrato de APP, dado que la interconexión implica que la red de la ZNI se integre a un operador de red existente en el SIN y que este asuma la operación de todo el sistema. Como la operación es una condición que va aparejada con la inversión en los proyectos bajo APP, es decir, que el agente al cual se asigna la APP debe realizar también la administración, operación y mantenimiento de las infraestructuras y la prestación del servicio asociado, la interconexión podría derivar en un incumplimiento de las condiciones del contrato de la APP.

Por otra parte, la interconexión e integración a la red de un operador de red del SIN modificaría los ingresos esperados por tarifas que recibe el inversionista en la APP como complemento de los aportes de recursos públicos para cubrir la inversión o la operación, con lo que se podría alegar por parte del inversionista un desequilibrio en las condiciones del contrato y un hundimiento de sus costos.

Frente a esta situación caben varias alternativas, aplicables desde el marco de la regulación, y del diseño y la estructuración de los contratos APP:

- I. La primera opción es la planteada en la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 004 de 2014, artículo 35, numeral 2, es decir, constituir un operador de red en un mercado de comercialización que comprenda como mínimo el área geográfica de un municipio. En este caso la CREG aprobaría los cargos de

distribución y comercialización, en tanto que el componente de generación pasa a ser el resultado de las compras de energía en el mercado mayorista.

2. En caso de que el no sea posible declarar un mercado de comercialización, o que el inversionista no decida tomar esta opción, se proponen los siguientes procedimientos, que se incluirían en el contrato de APP.
 - Continuar remunerando al inversionista de la APP las inversiones en distribución y comercialización realizadas con recursos propios con los valores implícitos en las tarifas reguladas vigentes al momento de la interconexión, en calidad de tercero propietario de los activos en distribución y comercialización. Bajo esta alternativa se aplicarían los siguientes mecanismos:
 - El costo de la remuneración de los activos remanentes de distribución y comercialización se incorporaría como parte del cálculo de las tarifas del operador de red al cual se interconecte el sistema como remuneración de activos de propiedad de terceros. Este cálculo se mantendrá durante la vida útil remanente de los activos, y bajo el esquema de cálculo tarifario que se venía utilizando para valorarlos.
 - Dado que el operador de los activos pasaría a ser el Operador de Red del sistema al que se interconecta, esto implica que los gastos de administración, operación y mantenimiento a remunerar son los del Operador de Red, y no los del inversionista inicial, los cuales se dejan de remunerar en la medida en que no se continúa incurriendo en ellos.
 - Los activos de generación podrían ser adquiridos por el comercializador asociado al OR, a través de una empresa comercializadora constituida para este efecto, para su uso como generación distribuida, o podrían ser mantenidos por el inversionista, conformando igualmente una empresa de generación y comercialización. En el primer caso se podría calcular el valor remanente de los activos de generación como el mayor valor entre a) el costo de adquisición depreciado, y b) el flujo descontado de ingresos durante la vida útil remanente, obtenido con la energía generada con el factor de planta medio histórico, multiplicada por el precio medio horario del mercado de bolsa durante el año anterior. Esta alternativa podría desarrollarse como parte de la regulación sobre generación distribuida en las ZNI, en el caso de proyectos que se estructuren y ejecuten bajo el mecanismo de las APP.

Dado que los aportes de recursos públicos bajo APP se realizan con base en vigencias futuras para amortizar la inversión realizada inicialmente por el inversionista, se podría adicionalmente, condicionado a la valoración de contingencias por parte del MHCP, incluir en el contrato una cláusula de terminación anticipada, con la posibilidad de un pago final asociado a la contingencia de interconexión, que cubriría los periodos contemplados originalmente hasta el vencimiento del contrato de APP, manteniendo las condiciones financieras pactadas inicialmente. El valor a pagar cubriría el valor de la inversión inicial, incluyendo adiciones hasta el límite legal del 20%. Debe tenerse en cuenta que para los contratos de APP la Ley 1508 de 2012 contempla la posibilidad de incluir una cláusula de acuerdo de terminación anticipada en la que se establezca “la fórmula matemática para

determinar las eventuales prestaciones recíprocas entre las partes a las que haya lugar para efectos de terminarlos anticipadamente por mutuo acuerdo o en forma unilateral”⁷⁶.

En resumen, las condiciones para la gestión de proyectos desarrollados bajo APP que en el futuro se interconecten al SIN podrían desarrollarse como parte de la regulación de la prestación del servicio en las ZNI, y se incorporarían a los contratos con los inversionistas en el desarrollo de los procesos de adjudicación de los mismos bajo las mismas reglas de la ley 1508 de 2012, mediante cláusulas de terminación anticipada.

5.5.5. Gestión del Riesgo de Demanda

El riesgo de demanda puede afectar la asignación eficiente de recursos públicos en proyectos bajo APP, bien sea por sobre o subestimación de la demanda. Esto en principio obliga a una estructuración más cuidadosa de los proyectos, a disponer de mejor información sobre demanda existente y estimaciones de demanda potencial.

La incertidumbre sobre el comportamiento de la demanda futura pueda conducir a que las ofertas de los inversionistas se hagan con valores bajos y que luego se deba recurrir a la renegociación del valor del contrato. Frente a este riesgo, los potenciales inversionistas de un proceso bajo APP podrían exigir mayores garantías o incrementar la tasa de descuento para incorporar los mayores riesgos.

Por otra parte, aunque la limitación al aumento de los aportes públicos desde el punto de vista de un proyecto asignado mediante APP impide que se asignen mayores recursos del presupuesto público con respecto al valor inicial del contrato, en las condiciones de estimación del costo inicial se podrían considerar mecanismos adicionales de gestión del riesgo de demanda.

El riesgo de demanda puede presentarse aún en el caso de un esquema de ingreso máximo regulado, en el que en principio los usuarios asumen este riesgo (a diferencia de un esquema de precio máximo, en el que el riesgo de demanda lo asume el prestador). Un aumento significativo en el número de usuarios, o en el área geográfica a atender, puede implicar que el nivel de ingreso máximo regulado sea insuficiente para atender los nuevos niveles de demanda. Debe tenerse en cuenta que los mecanismos de regulación por incentivos se aplican para periodos cortos, de cinco años, al cabo de los cuales se revisa el nivel de ingreso o precio máximo requerido, al contrario de lo que podría ocurrir en una ASE en donde el IAOM queda fijo por un periodo de 20 o 30 años.

La definición de la tarifa en un proyecto diseñado como ASE por competencia a la entrada, tal como viene aplicándose hasta ahora en la resolución CREG 161 de 2008, o con la resolución CREG 076 de 2016, podría ser ajustada mediante un mecanismo de ingreso máximo regulado con perfil de ingresos variable en el tiempo en función de las expectativas de crecimiento del mercado.

⁷⁶ Ley 1508 de 2012, artículo 32. En el artículo 12 del Decreto 1359 de 1996 se contempla también la posibilidad de incluir en el contrato de una ASE causales de terminación anticipada.

En el caso de un proyecto para ZNI desarrollado como APP se podría aplicar un mecanismo similar, teniendo en cuenta que no sea incompatible con la limitación legal en materia de aportes máximos de recursos públicos para el cierre financiero con respecto a la inversión inicial mas adiciones, establecida en la Ley 1508 de 2012 para las APP.

Con el fin de que a lo largo de la ejecución del proyecto no se desvirtúen los objetivos de garantizar unas condiciones adecuadas de rentabilidad privada en proyectos que tienen alto interés público, con una asignación razonable de costos a la demanda, se propone un mecanismo que sea aplicable tanto en la definición del valor inicial del contrato de APP, como en el proceso de revisión periódica de la remuneración regulatoria. El mecanismo que se propone para gestionar el riesgo de demanda en el caso de un proyecto de APP en las ZNI es el siguiente.

- Mecanismo de adjudicación y definición del valor inicial del contrato APP:
 - Los proponentes ofrecerían ejecutar y operar los proyectos por un valor igual al valor anual requerido de recursos públicos para cubrir el costo total de inversión, administración, operación y mantenimiento del proyecto, después de descontar el nivel máximo de ingreso tarifario definido (sin incluir costos de combustibles para generación).
 - Este valor tendría un perfil variable en el tiempo que incluya un límite de variación máxima interanual, de manera que permita hacer comparables los flujos de ingresos entre distintos proponentes.
 - Los proyectos se adjudicarían al menor valor presente de los flujos de desembolsos propuestos, descontados a la tasa definida por la entidad sectorial competente.
 - El valor inicial del contrato podría incrementarse hasta en un 20% de acuerdo con la Ley de APP, por variaciones de costos o por incrementos en la demanda del proyecto.

- Remuneración tarifaria de los proyectos bajo APP:
 - El valor del ingreso máximo regulado anual a recuperar en tarifas a los usuarios se define previamente a la adjudicación de la APP, como parte de los pliegos de condiciones definidos por la entidad contratante (MME – UPME), teniendo en cuenta que no hace parte de los criterios de selección de propuestas.
 - El valor del ingreso máximo anual se calcula con un perfil variable, con variación quinquenal, en función del número de usuarios y/o de la estimación de la demanda de energía.
 - El valor del ingreso máximo anual por IAOM (de las actividades que se contraten) se revisaría en cada quinquenio en función del cumplimiento de las metas del contrato, siempre que se demuestre que se han superado las metas iniciales de usuarios y demanda.
 - Las modificaciones en el IAOM no darían lugar a revisiones en los flujos de

desembolsos de recursos públicos.

- La revisión del IAOM a recuperar en tarifas no afectaría las condiciones iniciales de licitación, ni la competencia entre proponentes, en la medida en que las metas de usuarios y las proyecciones de las mismas las fija la entidad contratante durante el proceso de estructuración del proyecto.

5.5.6. Gestión de pérdidas y cartera

5.5.6.1. Reconocimiento de pérdidas

La regulación vigente para las ZNI no incluye ninguna regla especial en materia de reconocimiento de pérdidas. Las pérdidas de energía se definen como la “energía perdida en un Sistema de Distribución y reconocida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.”

El porcentaje de pérdidas reconocidas por la CREG se utiliza para ajustar el costo de generación regulado, dividiendo por un factor $1-p$.

Cuando existe la aplicación del mecanismo de medición colectiva, la regulación permite que se prorratee entre los usuarios sin micromedición la diferencia entre la energía entregada al Sistema de Distribución y las pérdidas reconocidas, con base en aforos individuales de carga y después de restar el consumo de los usuarios con micromedición.

En el caso de las Áreas de Servicio Exclusivo el nivel de pérdidas reconocido es el que haya ofertado el inversionista que resulta adjudicatario en el proceso competitivo por la “Obligación de Prestación del Servicio” para la ZNI.

Sin perjuicio de las normas anteriores, sería recomendable que para el caso de proyectos bajo APP que se dirijan a adecuar sistemas de generación y distribución existentes, se incluya el reconocimiento de un plan de reducción de pérdidas en el que se incorporen las inversiones en infraestructura de redes que permitan controlar el fraude tales como las acometidas antifraude. Una propuesta recientemente presentada a la consideración de la CREG para revisar la prestación del servicio en las ZNI incluye la posibilidad de remunerar un valor fijo mensual adicional en las tarifas del prestador por cada acometida antifraude instalada, como máximo durante un periodo tarifario.

En el caso de un proyecto de energización en ZNI bajo APP, los valores adicionales correspondientes a un plan de reducción, control y mantenimiento de pérdidas se incluirían como parte del costo inicial del proyecto, como inversión obligatoria a desarrollar en los primeros años de vigencia del proyecto.

5.5.6.2. Gestión del riesgo de cartera

El marco regulatorio vigente para las ZNI no incorpora mecanismos especiales en materia de gestión del riesgo de cartera. De la misma forma que en el caso de la gestión de

pérdidas, la recomendación es que se incluyan mecanismos para evitar el riesgo de cartera a futuro en proyectos que en general están sujetos a factores como la variabilidad en el precio de los combustibles, y a la disponibilidad y giro de subsidios (que a diferencia de las vigencias futuras para las APP dependen de la apropiación anual de recursos en el Presupuesto General de la Nación).

La instalación de medidores prepago en un proyecto a desarrollar en una ZNI no debería estar sujeta a aprobación previa por parte del regulador. La única condición es que éste tipo de medida pueda ser instalada por el operador en los términos que permite la ley 142 de 1994, es decir, que se preserve el derecho de los usuarios a adquirir los equipos de medida que a bien tengan, y que se remunere su costo de manera expresa como parte de la infraestructura general en caso de que sean instalados por el operador.

Una opción que podría considerarse en este caso es que la instalación de medidores prepago se haga como parte de la aplicación de esquemas diferenciales de prestación del servicio en distribución y comercialización. Los esquemas diferenciales de prestación del servicio fueron definidos en la Ley 812 de 2003, y recogidos en leyes posteriores para su aplicación en zonas rurales de menor desarrollo. Estos esquemas incluyen la medición y facturación comunitaria, la facturación con base en proyecciones de consumo, y los pagos anticipados o prepagos.

5.6. Tratamiento de los pagos por subsidios tarifarios para el cálculo del límite de aportes públicos en APP por iniciativa privada

Como se mencionó en el capítulo I, los subsidios tarifarios en servicios públicos domiciliarios como la distribución de energía eléctrica y sus actividades complementarias fueron establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994 como un mecanismo para permitir el acceso a los servicios de los usuarios de menores recursos, en disposiciones que desarrollan y se originan de manera directa en la Constitución Política (art. 368). De acuerdo con los fallos de la Corte Constitucional, los subsidios constituyen una norma objetiva de intervención del Estado en la economía, no meramente posible, sino “...un mandato constitucional cuyo cumplimiento puede ser judicialmente controlado”, que se refuerza aún más en materia de servicios públicos “...con el deber de asegurar su prestación eficiente, no a algunos sino a todos los habitantes del territorio nacional (art. 365 de la C.P.)”⁷⁷. Y su pago se dirige expresamente a los estratos pobres, involucrando recursos de la Nación y de las entidades territoriales⁷⁸.

Desde el punto de vista de la ley de servicios públicos los recursos de subsidios están dirigidos a cubrir la diferencia entre el costo del servicio y la tarifa que paga el usuario.

⁷⁷ Corte Constitucional (2003).

⁷⁸ Corte Constitucional (2013). “El pago de subsidios a estratos pobres involucra recursos de la Nación y de las entidades territoriales.”

La ley 142 señala que las Comisiones de Regulación deben definir los factores de contribución y subsidio que se apliquen para calcular las tarifas de los usuarios.

El Decreto 847 de 2001 del Ministerio de Minas y Energía, reglamentario del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, señala que el subsidio es “... la diferencia entre lo que se paga por un bien o servicio, y el costo de éste, cuando tal costo es mayor al pago que se recibe, y se refleja como el descuento en el valor de la factura a los usuarios de menores ingresos.”

De hecho, las reglas de contabilidad de los subsidios y contribuciones no consideran los recursos de subsidios como un ingreso de las empresas prestadoras, y por tanto estos no se reflejan en los estados de resultados, sino como una cuenta por cobrar al Fondo cuando los descuentos que han otorgado las empresas a los usuarios de menores ingresos en sus facturas no alcanzan a ser cubiertos en un periodo determinado por los pagos que hace el Fondo de Solidaridad.

En esta medida el prestador recibe siempre el costo del servicio, en tanto que el usuario es quien recibe el beneficio del subsidio, con el fin de poder acceder al servicio.

No se trataría por tanto de un ingreso adicional distinto al determinado por el costo del servicio, sino de un recurso dirigido a que los usuarios puedan acceder al servicio.

Sin embargo la disposición contenida en la Ley 1508 en cuanto a que en el caso de las iniciativas privadas que requieren desembolsos de recursos públicos, “...los recursos del Presupuesto General de la Nación, de las entidades territoriales o de otros fondos públicos, no podrán ser superiores al 30% del presupuesto estimado de inversión del proyecto”, requiere que se precise si estos recursos en realidad están destinados a beneficiar directamente al prestador, o si los recursos de subsidio benefician al usuario final como receptor del servicio, permitiéndole acceder a su consumo. En este caso, los recursos girados por la Nación o por las entidades territoriales a las compañías no deberían compararse con el presupuesto estimado de inversión para efectos del cálculo del 30% en el caso de los proyectos de APP por iniciativa privada que requieren desembolsos públicos, pues no se trata de que estos recursos reduzcan el costo de la inversión inicial para garantizar la TIR adecuada del proyecto.

Los subsidios en el caso de las ZNI serán indispensables para garantizar el acceso de la población al servicio, en especial si se utilizan combustibles fósiles para generación que representan la mayor parte de los costos.

Por otra parte, es probable que todas las iniciativas de APP requieran ser de origen público pues en principio se requiere que en las ZNI los aportes de recursos para inversión superen ampliamente el límite del 30%. Aún más si se busca que la inversión se realice con tecnologías renovables cuyos costos de inversión aún son relativamente altos con respecto a la generación convencional.

No obstante lo anterior, y lo señalado antes en el numeral 1.4, es conveniente reiterar la necesidad de un análisis jurídico adicional, y posiblemente la expedición de una norma aclaratoria en el sentido de que los recursos de subsidios no sean considerados como

parte de los desembolsos de recursos públicos para efectos del cálculo de los límites de aportes de recursos del estado en proyectos desarrollados bajo APP, de manera que se elimine esta que de otra forma, se constituye en una imposibilidad para desarrollar APP de iniciativa privada.

5.7. Propuestas de estructura institucional para las APP en las ZNI

En el presente aparte se identifican las entidades que poseen competencias o responsabilidades en el trámite y aprobación de proyectos de APP, así como la descripción de las funciones que sobre el particular desarrollan.

5.7.1. Entidad que estructura la APP: UPME

En el caso del sector transporte, la Agencia Nacional de Infraestructura -ANI- es quien identifica, prioriza y estructura los proyectos de APP en el caso de las iniciativas públicas, y en el caso de las iniciativas privadas, es la entidad que recibe, analiza y viabiliza las propuestas de APP de iniciativa privada.

Le corresponde a la ANI, contar con los proyectos lo suficientemente maduros para ser puestos a consideración del Ministerio de Transporte, quien decidirá si el proyecto es financiable de acuerdo a los resultados de su estructuración.

En el caso del sector minero-energético, es la UPME quien diseña los términos de referencia para la contratación de las estructuraciones de proyectos de concesión que se vayan a licitar, en común acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía.

Si la decisión del sector sería la desarrollar un piloto de APP en una ZNI, se podría pensar en dos posibilidades:

- a. firmar un Convenio entre la UPME y la ANI, con el fin de que la UPME pudiera recibir una transferencia de conocimiento en materia de estructuración, validación, licitación y contratación en proyectos de APP, siendo la UPME quien cumpliría con su función de definir técnicamente qué contendría dicho proyecto.
- b. firmar un Convenio entre la UPME y DNP con el mismo objetivo, pues DNP cuenta con recursos para estructuración de proyectos bajo el mecanismo de APP.

Pensando en el mediano plazo, la ANI debería salir del ámbito exclusivo del sector transporte y ser una entidad de función transversal a todos los sectores, adscrita ya sea al Departamento Nacional de Planeación o al Ministerio de Hacienda, con el fin de ser la estructuradora de proyectos de infraestructura con participación de inversionistas privados.

5.7.2. Ministerio de Minas y Energía

Corresponde al respectivo Ministerio Sectorial emitir concepto previo favorable sobre el proyecto APP. El Ministerio Sectorial debe pronunciarse sobre el proyecto que se presentará luego a las instancias rectoras y de aprobación.

Adicionalmente, corresponde al Ministerio Sectorial emitir concepto previo de disponibilidad en el cupo, para que se verifique si la iniciativa puede estar contenida en el monto límite sectorial definido por el CONPES.

Cuando un proyecto se requiera ejecutar por unidades funcionales, se debe contar con el concepto favorable del Ministerio u órgano cabeza del sector, el cual cuando sea el caso, debe incluir la evaluación técnica favorable sobre el derecho a retribución por unidades funcionales de infraestructura.

5.7.3. Ministerio de Hacienda y Crédito Público –MHCP–

Productos del esquema de responsabilidades y competencias contenido en la Ley 1508 de 2012, y en conexidad con la Ley 448 de 1998, las siguientes son funciones del MHCP.

Aprobación de la valoración de Obligaciones Contingentes

Corresponde a la Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional del MHCP, la aprobación de la valoración de obligaciones contingentes del respectivo proyecto. Para efecto de lo anterior, la entidad solicitante debe anexar los documentos necesarios de conformidad con la Ley 448 de 1998 y su Decreto reglamentario, conforme a listado publicado por dicho Ministerio en su página de internet.

La Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional del MHCP se pronunciará sobre la aprobación de la valoración de obligaciones contingentes dentro de los treinta (30) días hábiles siguiente de la radicación de la respectiva solicitud.

De no ser aprobada la valoración de obligaciones contingentes, la entidad estatal competente procederá a efectuar los ajustes correspondientes dentro de los ocho (8) días hábiles siguientes a la notificación respectiva, si ello fuere posible, de conformidad con los lineamientos efectuados por el MHCP. Una vez sea nuevamente radicada la solicitud para la aprobación de la valoración de obligaciones contingentes con los ajustes solicitados, la Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional del MHCP se pronunciará dentro del término establecido en el inciso anterior.

Es importante precisar que no se requerirá una nueva aprobación de la valoración de obligaciones contingentes cuando la variación, positiva o negativa, en el esquema de estimación al plan de aportes de obligaciones contingentes sea inferior a 4.000 SMMLV. No obstante, lo anterior, de cualquier cambio en el esquema de asignación y/o tipificación

de riesgos que implique un cambio en el plan aportes, obligará a entidad estatal competente a iniciar nuevamente el proceso valoración obligaciones contingentes.

Concepto previo de condiciones financieras y las cláusulas contractuales

En forma previa a la presentación del proyecto ante el Consejo Superior de Política Fiscal –CONFIS– para solicitud de vigencias futuras, la entidad competente deberá presentar a consideración del MHCP las condiciones financieras del contrato y las cláusulas que soportan las mismas, El anterior requisito constituye un condicionalmente previsto en la Ley 1508 de 2012 para acceder a recursos provenientes de vigencias futuras.

5.7.4. Departamento Nacional de Planeación –DNP–

Productos del esquema de responsabilidades y competencias contenido en la Ley 1508 de 2012, las siguientes son funciones del DNP.

Análisis de la modalidad de ejecución del proyecto

De acuerdo con el artículo 11.3 de la Ley 1508 de 2012, corresponde al DNP cuando se trate de proyectos con financiación de la Nación, emitir concepto previo favorable sobre la justificación de utilizar el mecanismo de APP como una modalidad para la ejecución del proyecto, de conformidad con los parámetros definidos por dicho Departamento Administrativo.

Para los anteriores efectos, el DNP adoptó mediante la Resolución 3656 de 2012 como uno de los parámetros para justificar la utilización del mecanismo de APP, previsto en la Ley 1508 de 2012, la Metodología del Comparador Público Privado –CPP–⁷⁹, contenida en el anexo de dicha resolución.

Administración del Registro Único de Asociaciones Público Privadas –RUAPP–

De acuerdo con lo establecido en la Ley 1508 de 2012, el DNP administra la operación del RUAPP, en el que se incorporarán los proyectos que el Gobierno Nacional o las entidades territoriales considera prioritarios, los proyectos de APP en trámite tanto a nivel nacional y territorial, su estado de desarrollo, así como, los proyectos de APP que han sido rechazados.

Asistencia técnica en el desarrollo de proyectos de APP

Corresponde al DNP promover, coordinar y apoyar técnicamente el desarrollo de esquemas de asociación entre el sector privado y público en temas y proyectos de interés del Gobierno Nacional. En tal sentido, a través del Programa de Apoyo a la Participación Privada -PAPP- ha promovido la expedición de marcos regulatorios, en materia de

⁷⁹ El Comparador Público Privado –CPP– es una metodología cuyo objetivo es comparar los costos para el sector público, ajustados por nivel de riesgos, de ejecutar un proyecto bajo la modalidad de Proyecto Público contra los costos para el sector público, ajustados por nivel de riesgos, de ejecutar este mismo proyecto bajo la modalidad APP. El proyecto seguirá la modalidad de ejecución que demuestre mayor Valor por Dinero -VPD-.

participación privada en infraestructura y realizado la estructuración de proyectos pilotos en diversos sectores con el propósito de promover la utilización del mecanismo de APP para el desarrollo de infraestructura pública.

5.7.5. Entidades de Planeación Territorial

A continuación, se describe la función asignada en la Ley 1508 de 2012 a las entidades de planeación a nivel territorial. Lo anterior, sin perjuicio de las funciones generales de este tipo de entidades en materia presupuestal y de planeación.

Análisis de la modalidad de ejecución del proyecto

De acuerdo con el artículo 11.3 de la Ley 1508 de 2012, corresponde a la entidad de planeación de la respectiva entidad territorial cuando según se trate de proyectos exclusivamente financiados con recursos territoriales, emitir concepto previo favorable sobre la justificación de utilizar el mecanismo de APP como una modalidad para la ejecución del proyecto.

5.7.6. Entidad Financiera de Segundo Piso o Estructurador Público

En el caso de proyectos a nivel territorial, antes de presentar el proyecto al MHCP para la aprobación de la valoración de obligaciones contingentes, se debe contar con la validación financiera de alguna entidad que cumpla con la condición de ser estructurador público o Banco de segundo piso. Estas entidades pueden ser: la Financiera del Desarrollo Territorial S.A. –FINDETER–, el Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo –FONADE– o la Financiera de Desarrollo Nacional –FDN–.

5.7.7. Recomendaciones

- Utilizar como marco de referencia el estudio realizado en el sector transporte para la creación de la ANI, entidad que hoy está dirigiendo el desarrollo de las concesiones bajo el modelo de APP.
- Realizar un diagnóstico sobre el marco institucional en el sector energético frente a la posibilidad de desarrollar proyectos de APP en las ZNI, revisando las funciones y las capacidades del IPSE, de la UPME y del Ministerio de Minas y Energía.
- Definir los roles y las funciones de cada entidad del sector energético: dictar política sectorial, definir presupuestos, priorizar proyectos, estructurar proyectos integrales en lo técnico, legal y financiero, gestionar los contratos en el largo plazo.
- Utilizar el conocimiento adquirido por la ANI y/o por el DNP para el desarrollo de un proyecto piloto de APP en una ZNI, para lo cual se presentan dos posibilidades:
 - Firmar un Convenio entre la UPME y la ANI, con el fin de que la UPME pudiera recibir una transferencia de conocimiento en materia de estructuración,

validación, licitación y contratación en proyectos de APP, siendo la UPME quien cumpliría con su función de definir técnicamente qué contendría dicho proyecto.

- Firmar un Convenio entre la UPME y DNP con el mismo objetivo, pues el DNP cuenta con recursos para estructuración de proyectos bajo el mecanismo de APP.

6. Financiación de APP de iniciativa pública

6.1. Fuente de recursos para Proyectos de APP en ZNI

Tanto en el caso de las iniciativas públicas como privadas, las fuentes de financiamiento señaladas en la Ley de APP podrían ser, en el caso del sector eléctrico, las siguientes:

- Recursos del Presupuesto General de la Nación
- Recursos del presupuesto de las entidades territoriales
- Recursos de otros fondos públicos (FAER, FAZNI, SGR)
- Aportes en especie de entidades territoriales (no se contabilizan en los límites para aportes públicos, o para prórrogas y adiciones)
- Aportes de recursos de plusvalía de entidades territoriales

Desde el punto de vista del sector eléctrico y de las potenciales fuentes y mecanismos de financiamiento para el desarrollo de proyectos de APP no habría grandes diferencias con la estructura general de financiamiento definida en la ley 1508 de 2012.

La ley de APP incluyó la posibilidad de que a través del CONFIS, previo concepto favorable del Ministerio del ramo, del Departamento Nacional de Planeación y del registro en el Banco de Proyectos de Inversión Nacional, BPIN, se autorice la asunción de compromisos de vigencias futuras, hasta por el tiempo de duración del proyecto. Este mecanismo permitiría por tanto disponer de recursos hasta por el tiempo de duración de un proyecto, para apalancar los recursos de inversión privada con los compromisos de pagos de vigencias futuras.

El mecanismo establecido en la ley es que cada año al momento de aprobarse la meta de superávit primario para el sector público no financiero consistente con el programa macroeconómico, el CONPES, previo concepto del CONFIS, define el límite anual de autorizaciones para comprometer vigencias futuras para Proyectos de Asociación Público Privada. Para este efecto es necesario contar con la información de los proyectos a registrar en el BPIN, para que se pueda evaluar la cuantía de los aportes presupuestales y la disposición de recursos públicos

En este sentido, entre los posibles recursos a considerar para la financiación de proyectos de APP en el sector eléctrico en las ZNI y sobre las que se podrían comprometer vigencias futuras del PGN serían los siguientes:

- Recursos del FAER (Fondo de Apoyo a la Electrificación Rural), hasta donde la ley mantenga la vigencia del mismo (diciembre de 2018, de acuerdo con la ley 1376 de 2010).
- Recursos del FAZNI, los cuales de acuerdo con el artículo 40 de la Ley 1715 de 2014 están vigentes hasta diciembre de 2021.
- Recursos del FENOGE, creado por la Ley 1715 de 2014.
- Recursos para subsidios tarifarios para usuarios de menores ingresos.

- Recursos de Regalías.

Dado que todos estos recursos hacen parte del PGN de la Nación, la discriminación podría resultar innecesaria pues finalmente lo que se busca es que el proyecto sea viable considerando sus costos y las tarifas que podrían pagar los usuarios. Se trata de recursos públicos que podrían estar disponibles para vigencias futuras, con la restricción de que estén dentro del límite anual de autorizaciones del CONPES para comprometer vigencias futuras para Proyectos de Asociación Público Privada.

Como antes se mencionó, los recursos del PGN de la Nación para subsidios tarifarios para usuarios de menores ingresos, o los recursos del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos para el sector eléctrico, creado por la Ley 689 de 2001, constituirían desembolsos de recursos públicos en un proyecto desarrollado por APP.

Sin perjuicio de que puedan llegar a definirse pagos de subsidios tarifarios como vigencias futuras, la alternativa mas simple es que en la estructuración y licitación de la APP se fije la tarifa o el Costo Unitario del servicio (CU) como la porción del costo inicial del proyecto a ser remunerada por los usuarios y por los subsidios tarifarios. La diferencia del Costo Total con el CU es la parte del costo del proyecto a ser cubierta con el pago de recursos públicos bajo un esquema de APP.

El objetivo de una APP en el caso de las Zonas No Interconectadas es reconocer al inversionista potencial una parte o incluso la totalidad del costo del proyecto (tanto Capex como Opex), con recursos públicos para hacer viable el proyecto, bajo el supuesto de que la demanda no es capaz de pagarlo al costo pleno del inversionista privado. En un proyecto desarrollado como una APP se podría cubrir hasta el 100% de los recursos necesarios para el cierre del proyecto, decisión que se toma a partir de los análisis financieros en la etapa de evaluación de factibilidad, justificación de la ejecución por APP, de la justificación para la expansión del servicio hacia zonas con baja capacidad de pago, y de la estimación de los requerimientos de recursos públicos.

El Estado (Nación, entidades territoriales) aporta recursos para la APP como un subsidio al costo de inversión y de operación de los proyectos, recursos que al final provienen del PGN, independientemente de la fuente o de la finalidad de que se asigne al recurso. El efecto en el caso de un proyecto de prestación del servicio público de energía eléctrica en las ZNI será reducir los requerimientos de pagos adicionales por parte de los usuarios.

Este es el esquema típico de una APP. Como ya se ha mencionado, en el caso de proyectos de prestación del servicio de energía, éste podría desarrollarse bajo un esquema de competencia por el mercado en cuyo caso el inversionista ofrece ejecutar la totalidad de las inversiones y gastos, a un costo determinado. En este caso se fijan las tarifas del servicio que calcularía la CREG (exceptuando los costos de los combustibles para generación, los cuales se calculan mediante fórmulas que trasladan el costo de compra y transporte mensual del combustible a la tarifa del usuario), y la diferencia con el costo total ofertado sería cubierta por los pagos de recursos públicos.

La otra opción es que el proyecto no se ejecute bajo la modalidad de competencia por el mercado, sino de competencia en el mercado (es decir, sin la asignación del derecho a prestar el servicio con exclusividad), en cuyo caso la CREG también fijaría las tarifas sin incluir los aportes de recursos públicos (la parte que se haya pactado en el contrato de APP). También en este caso la regulación tarifaria trasladaría los costos mensuales de compra y transporte de combustible a la tarifa del usuario.

Sobre estas tarifas el modelo de prestación del servicio de energía eléctrica asigna los subsidios tarifarios, que pueden ser del PGN o del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (aunque ambos al final hacen parte del PGN).

En ambos casos se presenta la dificultad de estimar, para toda la duración del proyecto, los posibles costos de compra y transporte de combustibles. Teniendo en cuenta la dificultad que representa estimar el costo de combustibles como parte del costo inicial de un proyecto por APP, éste se continuaría gestionando a través del esquema de subsidios tarifarios para las ZNI, y no como parte del costo inicial del proyecto para efectos de la definición de pagos por vigencia futuras bajo el mecanismo de APP.

En resumen, lo que se busca es que a partir de las distintas disposiciones legales de fondos del sector eléctrico, se puedan asumir compromisos de vigencias futuras para proyectos bajo APP, dentro del espacio fiscal y presupuestal correspondiente.

Otros recursos, como los del Fondo de Compensación Regional y el Fondo de Desarrollo Regional del Sistema General de Regalías, también podrían ser utilizados para financiar el desarrollo de proyectos por APP en las distintas regiones, orientando los recursos hacia las ZNI, o hacia las zonas con VSS no interconectadas en los municipios y departamentos con menores niveles de cobertura del servicio de energía en el SIN. En este caso, se requeriría contar con la aprobación de los OCAD regionales o departamentales, como promotores de las iniciativas, en los cuales el gobierno nacional tiene asiento.

La gestión de recursos de los Fondos de Compensación y de Desarrollo Regional del SGR hacia proyectos en energía eléctrica en las ZNI bajo el esquema de las APP permite estructurar proyectos de impacto regional, y evita que las regalías se usen en microproyectos.

6.2. Comparación del desempeño de las ASE bajo el mecanismo de APP

Como parte del análisis de esta consultoría, se realizó la proyección de los flujos de la ASE contratadas actualmente, basados en el comportamiento de su operación a la fecha. Estas proyecciones contemplan el completamiento de las inversiones y el ingreso adicional que se genera por la asignación en un 100% de los beneficios en costo por sustitución y ahorro de combustible.

Bajo la misma estructura del contrato se definen los parámetros principales con los que la ASE se comportaría, en términos generales, como una APP. El plazo de las inversiones se

extiende a 20 años y los ingresos relacionados con los recursos provenientes del FAZNI (o desembolso de recursos públicos en general) se proyectan una vez se completen y entren en operación las inversiones. Estos recursos son incorporados como anualidades hasta el final del plazo de la concesión, optimizando el uso de los recursos del FAZNI para múltiples proyectos.

A continuación se presenta la tabla con el resumen de las principales variables de la ASE y la APP para San Andrés y Providencia.

Tabla 20. Posibles resultados SAI bajo APP

	ASE SAI	APP SAI
Duración	20 Años	25 Años
Contribución FAZNI	\$51,818	\$50,300
Desembolso FAZNI	Deposito en Fiducia al Inicio del contrato	Pago anual (\$6.333 Mill.) al completamiento de las inversiones
Incentivo	50% Ahorro Combustible	100% Ahorro Combustible
TIR a 20 Años	7.4%	10.2%
Sobrecosto	\$69,494	\$45,003 (máximo bajo APP)

Fuente: elaboración propia

La duración se extiende a 25 años para las APP, dados los requerimientos de las inversiones en FFERNC. Los recursos del FAZNI se evaluaron en valor presente de 2009 y como se puede observar en los resultados, es menor el requerimiento en el modelo con APP. Otro aspecto importante es el incremento que existe para la TIR en el modelo de APP, donde se incrementan casi 3% durante el mismo periodo de 20 Años y en 25 Años llega a 11.6%, lo cual representa un ingreso más atractivo para un inversionista y el cual incluye el costo financiero que se debe asumir para la ejecución de las inversiones.

Cabe destacar el límite de sobrecostos fijados por la Ley APP en 20% del Total del contrato, cifra mucho menor que la calculada en sobrecostos a la fecha dentro de la operación del ASE.

El comparativo de Amazonas se presenta en la tabla siguiente.

Tabla 21. Posibles resultados Amazonas bajo APP

	ASE AMAZONAS	APP AMAZONAS
Duración	20 Años	25 Años
Contribución FAZNI	\$21,971	\$22,934
Desembolso FAZNI	Deposito en Fiducia al Inicio del contrato	Pago Anual al completamiento de las inversiones \$3,000
Incentivo	50% Ahorro Combustible	100% Ahorro Combustible
TIR a 20 Años	1.6%	5.2%
Sobrecosto	\$83,363	\$24,000 (máximo bajo APP)

Fuente: elaboración propia

La estructuración en el marco de APP modificando los mismos parámetros principales. En cuanto a los recursos del FAZNI se aprecia un costo levemente superior en el caso de la APP, en casi \$1,000 millones. Se conserva el beneficio de apalancamiento para otros proyectos dado que se comprometen solo \$3,000 millones anuales.

La mayor diferencia se observa en la línea de sobrecostos, en donde el límite fijado por la ley de APP, es sustancialmente menor a los ocasionados durante la operación de la APP hasta el momento.

6.3. Estructura Financiera General de Proyectos APP para ZNI

La estructuración de proyectos APP para la prestación del servicio de energía eléctrica en ZNI debe tener en cuenta los aspectos relevantes a las condiciones operativas de la zona donde se va a desarrollar el proyecto. La densidad y dispersión de la población, los patrones de consumo, la disponibilidad de recursos energéticos, las dificultades logísticas, entre otros, definen en gran medida la fuente ideal de generación para la zona.

La mayoría de los proyectos de generación para ZNI se han desarrollado con generadores con combustible diésel suministrados por el gobierno, donde el suministro del combustible es parte del programa de subsidio a las tarifas.

Con el fin de analizar la estructura en forma de APP de una de estas zonas no interconectadas, se realizaron análisis para una zona hipotética con 10,000 usuarios con un consumo promedio similar al que se presenta en la zona del Amazonas en el orden de 300 kWh por mes por usuario. Este consumo promedio tiene en cuenta los diferentes estratos y actividades de los usuarios.

El inversionista (concesionario) tiene como responsabilidad acometer las inversiones en activos de generación y redes para la entrega del servicio de energía a los usuarios del área concesionada. El monto de inversión depende directamente de la tecnología a ser utilizada, la cual puede ser con fuentes tradicionales (combustibles fósiles) o con fuentes no convencionales de carácter renovable. Esta última, es una opción que debe evaluarse y promoverse en caso de ser viable, dada la necesidad de garantizar la sostenibilidad de largo plazo por sus características de bajo costo operativo.

Adicionalmente, el inversionista se compromete a realizar a su costo todas las actividades de administración, operación y mantenimiento, que garanticen la calidad en la prestación del servicio, incluido el cobro de la facturación realizada.

Los gastos de inversión y de AOM expuestos anteriormente, junto con los requisitos contractuales de garantías, seguros e impuestos, son proyectados a 25 años para calcular los ingresos operacionales y la tarifa de energía que correspondan a una tasa de retorno de 12%.

Los ingresos operacionales para el inversionista en esta estructura de negocio provienen de 3 fuentes principales:

- La porción de tarifa pagada por el usuario final. En la estructuración de proyectos bajo APP, como se ha indicado antes, la tarifa sería calculada de acuerdo con la capacidad de pago y análisis social de los usuarios de la zona correspondiente, como complemento de los aportes de recursos públicos.
- La porción de tarifa subsidiada. Corresponde a la porción de la tarifa que puede ser subsidiada de acuerdo con las reglas vigentes para las ZNI, definidas por la ley y por el regulador. Estos recursos tienen como fuente el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, dirigido a los usuarios con menores recursos.
- Los aportes de recursos públicos bajo el contrato de APP. Este monto corresponde al aporte de capital por parte del estado una vez completadas las inversiones y estas se encuentren operativas. Estos recursos pueden provenir del FAZNI, u otras fuentes del Presupuesto General de la Nación, sobre las cuales se puedan establecer compromisos sobre las vigencias futuras.

Con la estructura anterior se proyectaron dos modelos de proyecto APP cada uno con tecnología de generación diferente. Para efectos de calcular los aportes del Estado bajo APP se estima que la tarifa que deberían pagar los usuarios debería ser similar a la tarifa promedio para la actual ASE Amazonas. En estos ejercicios se fija el valor del aporte de recursos públicos y por diferencia se obtiene el valor del costo unitario a cobrar a los usuarios. La diferencia con la tarifa la cubrirían los subsidios tarifarios.

Proyecto APP con soluciones SFV con Baterías

Dada las características de las ZNI, este tipo de soluciones podría aplicarse en áreas con una densidad poblacional baja, en la que el costo de inversión en redes locales y su mantenimiento incrementan el monto de inversión sustancialmente. En este caso se plantea una inversión inicial en el total de la infraestructura, así como una reposición de algunos de los componentes electrónicos y de baterías a la mitad de la vida del proyecto.

Para los 10,000 usuarios del caso de referencia se considera una inversión del orden de los COP 200 mil millones en activos y costos de AOM cercanos a los COP 3 mil millones anuales.

La tarifa resultante es de 2730 COP\$/kWh de los cuales el 83% debería retribuirse con aportes del Estado. La anualidad de pago de aportes públicos se fijaría en COP 10 mil millones.

Proyecto APP con solución SFV con respaldo Diésel

Estas soluciones tienen mayor viabilidad técnica en centros con una mayor densidad poblacional en donde el tendido de redes y la centralización de la generación tenga un sentido técnico y económico.

Se dimensiona un arreglo solar que cubra la demanda diurna de manera eficiente y se complementa con moto-generadores diésel para las horas sin luminosidad.

La inversión para el mismo nivel de usuarios es del orden de los COP 70 mil millones y los costos de AOM son aproximadamente de COP 30 mil millones al año.

La tarifa resultante sería de 2000 COP\$/kWh de los cuales el 80% debe retribuirse como subsidio. La anualidad de pago de aportes públicos se fijaría en COP 10 mil millones.

De acuerdo con lo anterior, la remuneración para el inversionista debe estar garantizada por recursos que cubran los subsidios a la tarifa y las anualidades correspondientes al aporte de capital de inversión en la estructuración inicial. Esta condición requiere que las fuentes garanticen la cobertura durante la duración del contrato.

6.4. Desarrollo de APP por Unidades Funcionales

Los proyectos de infraestructura bajo el mecanismo de APP otorgan el derecho a retribución del inversionista solo cuando la infraestructura está disponible y prestando el servicio pactado con el Estado. Es decir, que solo en el momento en que la infraestructura termina la etapa de construcción y entra en la etapa de operación, el inversionista recibirá los recursos pactados de Vigencias Futuras que haya dispuesto el Estado y el cobro por tarifas a los usuarios.

En general, la inversión en un proyecto de APP puede ser cuantiosa y mientras dura la etapa de construcción del proyecto, el inversionista está a cargo de su financiamiento, en una mezcla de aportes de los accionistas y de deuda adquirida en los mercados financieros, sin percibir recursos del Estado o de tarifas.

Teniendo en cuenta que la infraestructura de un proyecto de APP podría ir entrando en servicio para una parte de la totalidad de los usuarios del proyecto contratado, se estableció un mecanismo que permite dividir el proyecto por etapas o por fases.

En el artículo 2.2.2.1.1.2 del Decreto 1082 de 2015, se establecen algunas definiciones relacionadas con la ley de APP (Ley 1508 de 2012):

“Unidad funcional de infraestructura: Conjunto de estructuras de ingeniería e instalaciones indispensables para la prestación de servicios con independencia funcional, la cual le permitirá funcionar y operar de forma individual cumpliendo estándares de calidad y niveles de servicio para tal unidad, relacionados con la satisfacción de la necesidad que sustenta la ejecución del Proyecto de Asociación Público Privada”.

En el Artículo 2.2.2.1.2.2. se establece el derecho a retribuciones en proyectos de APP:

“En los proyectos de Asociación Público Privada el derecho del asociado privado a recibir retribuciones está condicionado a la disponibilidad de la infraestructura, al cumplimiento de Niveles de Servicio, y Estándares de Calidad.

En los contratos para ejecutar dichos proyectos podrá pactarse el derecho a retribución por etapas, previa aprobación del ministerio u órgano cabeza del sector o quien haga sus veces a nivel territorial, siempre y cuando el proyecto se encuentre totalmente estructurado y cumpla con las siguientes condiciones:

1. El proyecto haya sido estructurado en etapas contemplando unidades funcionales de infraestructura, cuya ejecución podría haberse realizado y contratado en forma independiente y autónoma, y la unidad que se va a remunerar esté disponible y cumpla con los niveles de servicio y estándares de calidad previstos para la misma.

2. El monto del presupuesto estimado de inversión de cada unidad funcional de infraestructura sea igual a superior a cien mil salarios mínimos mensuales legales vigentes (100.000 SMMLV)”.

En este caso quedan autorizadas retribuciones al inversionista privado por etapas de proyecto que en pesos de 2017 superen el valor de \$73.711,7 millones.

Adicionalmente, el Decreto establece en su Artículo 2.2.2.1.11.6. los requisitos de la solicitud de Aval Fiscal y Autorización de vigencias futuras para proyectos de APP:

“Para solicitar aval fiscal y la aprobación de autorizaciones de vigencias futuras de los proyectos bajo el esquema de asociación público privada ante el Consejo Superior de Política Fiscal (Confis), la entidad competente deberá acompañar la petición con los siguientes documentos:

1. El registro en el Banco de Proyectos de Inversión Nacional (BPIN);
2. El concepto favorable del ministerio u órgano cabeza del sector establecido en el primer inciso del artículo 26 de la Ley 1508 de 2012, el cual deberá incluir el concepto favorable de disponibilidad en el cupo sectorial de que trata el artículo 2.2.2.1.11.5 del presente decreto. Dicho concepto deberá haber sido refrendado por el ministerio u órgano cabeza del sector dentro de los tres meses anteriores a la solicitud de aval fiscal y autorización de vigencias futuras, y cuando sea el caso, deberá incluir la evaluación técnica favorable sobre el derecho a retribución por unidades funcionales de infraestructura, de tal forma que el proyecto cumpla con lo establecido en el artículo 2.2.2.1.2.2 del presente decreto;” (el subrayado es nuestro)

Es decir que el Ministerio Sectorial revisará la estructuración del proyecto en la cual se propone una APP desarrollada por Unidades Funcionales.

6.5. Actividades a cargo del inversionista en las APP del sector eléctrico

En el caso del sector eléctrico como ya se ha mencionado, podría darse el caso de proyectos desarrollados por APP que impliquen competencia a la entrada, con o sin

exclusividad, o proyectos por competencia en el mercado, que otorgan el derecho a explotar una infraestructura, con el compromiso de la operación y mantenimiento de la misma, y de la prestación de los servicios públicos asociados.

En cualquiera de los casos señalados los prestadores deben constituirse como ESP, y asumir el compromiso de la prestación del servicio por el periodo de duración del contrato. Por tanto, las actividades a cargo del inversionista deben incluir todas las que corresponden al desarrollo de las actividades que conforman la cadena del servicio de energía eléctrica.

En las ASE, como ya se ha visto, es posible pactar compromisos de inversión adicional, los cuales están sujetos a que: a) sean requeridos por la entidad estatal competente (MME, UPME, IPSE); y b) se acuerde una revisión del precio inicial del servicio. En los proyectos desarrollado por APP los compromisos de inversión, operación y mantenimiento, derecho a la explotación económica y a recibir desembolsos de recursos públicos, están circunscritos a la estructuración inicial, mas el porcentaje máximo permitido de adiciones o prórrogas, de hasta un 20%.

De esta forma, a menos que se diseñe el proyecto para que desde un inicio se pacten compromisos de crecimiento, el inversionista no está obligado a realizar inversiones en expansión de los sistemas, y las mismas podrían quedar por fuera de la remuneración pactada, incluso en un proyecto desarrollado como ASE. Esta es una restricción inherente al esquema de las APP que busca limitar las adiciones a los contratos.

Finalmente, con respecto a la reposición de los activos, esta es una actividad que le corresponde desarrollar al inversionista dada la obligación de revertir al Estado las infraestructuras al término del contrato, y que por tanto debe estar contemplada en la elaboración del modelo de evaluación financiera.

Por tanto, las actividades de servicio que desarrollaría un inversionista en el sector eléctrico en proyectos de APP pueden incluir aquellas actividades de la cadena que pueden ser prestadas en las Zonas No Interconectadas, es decir, generación, distribución y comercialización. En la medida en que la transmisión implique la interconexión con el Sistema Interconectado Nacional, por definición esta no haría parte de las actividades a desarrollar en las ZNI.

El inversionista está obligado, en los términos del contrato, a realizar la construcción, operación, mantenimiento y reposición de la infraestructura requerida para la prestación del servicio.

Es importante señalar que podrían desarrollarse actividades complementarias, siempre dentro del marco de las Leyes 142 y 143 de 1994, asociadas a la explotación de la infraestructura del servicio.

Un caso particular es el de la prestación del alumbrado público, por parte del inversionista en un contrato de APP que incluya la distribución de energía eléctrica, o la prestación del servicio de facturación y recaudo conjunto del alumbrado público, por parte del

inversionista que desarrolle la actividad de comercialización de energía en el contrato de APP.

La prestación del servicio de alumbrado público por parte de un inversionista del servicio de energía eléctrica en un contrato de APP tendría que ser desarrollada en un contrato diferente, cuya iniciativa corresponde a los municipios y distritos. El alcance de la prestación en este caso estaría circunscrito al ámbito de cada municipio o distrito.

7. Ventajas y objetivos de la aplicación de APP en las ZNI

Los análisis del Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura en distribución de electricidad indican que aun existe un estimado de 431.137 de viviendas sin acceso a un servicio moderno de energía. El actual gobierno se ha propuesto la meta de conectar 173.469 viviendas sin servicio (VSS) entre 2016 y 2020. Es probable que las necesidades sean superiores, dadas las deficiencias en la información disponible, y que la cifra de VSS sólo incluye el sector residencial, y no otros tipos de instalaciones, institucionales y productivas. Los recursos de los fondos públicos de ampliación de cobertura (FAER, FAZNI, SGR) resultan en este sentido insuficientes para alcanzar la universalización en un plazo de diez años, si se tienen en cuenta además nuevos requerimientos provenientes del crecimiento de la población y de la actual etapa de posconflicto.

Ante este escenario se ha analizado la posibilidad de utilizar el mecanismo de las APP como un instrumento para apalancar recursos privados en la tarea de alcanzar la universalidad del servicio en un plazo razonable. La comparación con experiencias similares en países de la región permite por otra parte comparar los objetivos, modelos, estructura institucional y los mecanismos de gestión utilizados, con el fin de incorporar mejoras en el modelo de ampliación de la cobertura en el país.

Se ha revisado con este fin el marco legal y reglamentario y los instrumentos existentes para vincular inversión privada en el sector de energía eléctrica. Un primer elemento que salta a la vista en este sentido es que el modelo de expansión de la infraestructura del servicio eléctrico en Colombia está basado en la competencia y la eficiencia económica como regla general, con bajas barreras a la entrada. El Estado se reserva y limita, por expresa disposición constitucional y legal, a las funciones generales de regulación, control y vigilancia. No obstante, en aquellas zonas en las cuales no existe suficiente interés de la inversión privada por atender mercados potenciales, se han previsto mecanismos adicionales tales como las áreas de servicio exclusivo, los contratos de concesión, e incluso las convocatorias públicas para infraestructura de transmisión. Este es el caso de las denominadas Zonas No Interconectadas en energía eléctrica en las que la dispersión geográfica y los bajos niveles de consumo hacen que la prestación del servicio por los medios convencionales no sea viable.

Debe dejarse en claro que el objetivo de desarrollar mecanismos de APP para apalancar recursos privados con recursos públicos, y dirigirlos a la ampliación de la cobertura en las ZNI, no busca por tanto competir o desplazar otros mecanismos e instrumentos de vinculación de inversión privada en el sector, sino incorporar instrumentos adicionales a la política de universalización del servicio en aquellas regiones en donde no es posible desarrollar un mercado y proveer bienes considerados como meritorios, a partir de la libre iniciativa privada.

Se han analizado para el anterior propósito las experiencias en el desarrollo de Áreas de Servicio Exclusivo en energía eléctrica, en las islas de San Andrés, Providencia y Santa

Catalina, y en el departamento del Amazonas. Las principales deficiencias en estos proyectos han residido en una débil estructuración, y en el hecho de que no se condiciona el pago de recursos públicos a la puesta en operación de la infraestructura, y a unos niveles de calidad de servicio. El desarrollo de las APP se ha basado precisamente en evitar estos problemas, que son comunes al esquema de desarrollo de infraestructura por obra pública. Así, no se paga si el servicio recibido no es de buena calidad, no se construyen “elefantes blancos” ni se pagan anticipos; no se invierte en proyectos inmaduros; y no se permiten ofertas subvaloradas en los procesos de adjudicación.

En el presente informe se ha abordado el análisis de las limitaciones reglamentarias y regulatorias, que podrían afectar el desarrollo de las APP como mecanismo de expansión de la cobertura eléctrica en las ZNI, y se han hecho recomendaciones para adecuar la normatividad relacionada con los procesos de asignación de áreas de servicio exclusivo a un esquema de APP. Los cambios reglamentarios y regulatorios son relativamente simples, y no requerían modificaciones profundas a los esquemas existentes, que podrían continuar aplicándose de manera similar, en líneas generales, a como viene haciéndose, con la incorporación de las ventajas de las APP en estructuración, pagos asociados a obras en operación, niveles de servicio, y limite a renegociaciones y adiciones.

Tres aspectos resultan significativos en el análisis de las APP para las ZNI.

1. El sector eléctrico cuenta con una regulación específica en materia de tarifas y subsidios a partir de las leyes 142 y 143 de 1994. En el caso de las ZNI el monto de subsidios es sustancialmente mayor que en el SIN debido a la necesidad de cubrir los costos de los combustibles y en general los altos costos de suministro asociados a la mayor dispersión y los bajos consumos por usuario. Las soluciones tradicionales en ZNI se componen de una porción grande de combustible diésel y esto compromete la sostenibilidad de los modelos, aunque permite, en algunos casos, darle continuidad al servicio. Adicionalmente el costo de combustible puede presentar alta volatilidad en el largo plazo. Por tanto el desarrollo de proyectos bajo APP de iniciativa privada en ZNI está fuertemente restringido por la limitación legal de aportes públicos en estos casos, tanto por el carácter de recurso público que tienen los desembolsos de subsidios tarifarios, como por la necesidad de comprometer recursos públicos para garantizar la sostenibilidad, viabilidad y accesibilidad de los proyectos.

2. La exclusividad que se garantiza con las ASE conformadas de acuerdo con el artículo 40 de la Ley 142 de 1994 está orientada a proteger al inversionista de cualquier riesgo de pérdida de mercado ante la entrada de terceros generadores o comercializadores a competir por los mismos usuarios. Sin embargo, la condición de exclusividad puede representar dificultades para el diseño y la ejecución de los compromisos pactados en los contratos. Decretar la exclusividad en zonas en donde existen previamente algunos prestadores locales, privados, o comunitarios, implica realizar acuerdos con los prestadores existentes, para adquirir sus activos o para incorporarlos dentro de la nueva empresa, una tarea que puede encontrar múltiples resistencias y demorar el proceso de vinculación de inversionistas. Por otra parte, la generación con energías renovables de manera autónoma por parte de los mismos usuarios representa un riesgo para la exclusividad que sería muy difícil de restringir tanto a viviendas aisladas, como a

comunidades. En este sentido se ha analizado en el estudio la posibilidad de realizar procesos de APP en ZNI que no impliquen la asignación de la concesión de servicio con exclusividad, sino la asignación del derecho de explotar la infraestructura construida. El esquema de gestión bajo APP en este caso puede ser similar al que se viene empleando en Perú o en Chile, con inversionistas a cargo de instalar un determinado número de soluciones autónomas, en viviendas aisladas o soluciones comunitarias, distribuidas por grandes áreas en las ZNI, sin asignación de concesión.

3. Por último, es conveniente precisar las ventajas que tendrían las APP en ZNI frente a otros posibles esquemas de contratación, como los que ha diseñado y aplicado el sector eléctrico a través de las Áreas de Servicio Exclusivo o las convocatorias públicas para asignación de obras en el STN y los STR. A continuación se señalan las ventajas que se han identificado en el mecanismo de las APP.

- La ventaja más relevante tiene que ver con la posibilidad de utilizar recursos de vigencias futuras aprobadas por el CONFIS para la vigencia del proyecto, es decir, hasta por 30 años. De otra forma, como ya se ha señalado, se requeriría utilizar recursos del presupuesto general de la Nación, o del SGR, o de los fondos FAER y FAZNI cuya vigencia legal está limitada hasta 2018 y 2021, respectivamente. La incertidumbre sobre la disponibilidad de estos recursos agregaría riesgos a los proyectos, que los podrían inviabilizar desde el punto de vista de los potenciales inversionistas.
- Los flujos de pagos de los proyectos en un esquema de APP pueden ajustarse en función del cumplimiento de hitos o unidades funcionales, y adelantarse en el tiempo (sujetos a la disponibilidad de vigencias futuras) para mejorar el perfil de ingresos, y por tanto la rentabilidad de los proyectos. En el caso de una ASE que comprometa recursos del FSSRI o de los fondos públicos, es probable que no se pueda contar con la misma flexibilidad.
- Por otra parte, con el esquema de las APP se podría contar con una estructura institucional más sólida en la estructuración y aprobación de proyectos y recursos, con la participación de varios ministerios y agencias (MME, MHCP, DNP, ANI).
- El mecanismo de las APP incluye además la utilización de instrumentos de aprobación y gestión de riesgos, como la valoración de contingencias y el comparador público privado de valor por dinero, que permiten hacer más explícitas las razones para acometer un proyecto por esta vía y no mediante la contratación normal de obra pública.
- En la estructuración de los proyectos se podrían incluir componentes de costo que no son recuperables por medio de las tarifas del servicio de energía, como las instalaciones internas o los equipos de medida, los cuales resultan indispensables si se quiere adelantar un proceso de ampliación de cobertura acompañado de equipos de consumo como luminarias y cargadores, y/o de sistemas de medición y corte inteligente.
- Los procesos de licitación bajo APP implican a una competencia entre potenciales inversionistas por desarrollar un proyecto al menor costo posible, dada una

disponibilidad de recursos públicos y un nivel de tarifas a recuperar de los usuarios, y no una competencia por minimizar el costo a recuperar de los usuarios.

En cualquier caso, la decisión de aplicar un esquema de tipo APP de iniciativa pública para las ZNI debe provenir del Ministerio de Minas y Energía, como entidad sectorial que lidera esta tipo de iniciativas, después de evaluar las ventajas del mecanismo, considerando siempre el objetivo de dirigir recursos públicos hacia aquellas regiones y mercados en las que no existen suficientes incentivos para el desarrollo autónomo de la inversión privada, como en el caso de las ZNI.

8. Resumen, conclusiones y recomendaciones

8.1. Estructura institucional

Una conclusión general obtenida a partir de las experiencias en proyectos bajo APP es que, en comparación con proyectos desarrollados por Obra Pública, el tiempo de estructuración de los proyectos es mayor por APP, sin embargo, el tiempo de construcción es menor en las APP, incurriendo en menores sobrecostos.

El sector eléctrico ha adquirido una experiencia importante en la estructuración y desarrollo de licitaciones de proyectos, por ejemplo, en el caso de las convocatorias públicas en proyectos del STN y STR. No obstante, la experiencia en el desarrollo de infraestructura con las APP podría contribuir a mejorar los procesos de vinculación de capital privado en las Zonas No Interconectadas en el sector eléctrico, que hasta ahora no ha sido todo lo exitosa que se podría haber esperado.

Por otra parte, la experiencia internacional en procesos de universalización del servicio, asociados a objetivos como las metas de desarrollo del milenio o el proyecto SE4ALL de las Naciones Unidas, se basa en estructuras institucionales de carácter transversal que involucran al Ministerio de Minas y Energía, y a otros ministerios y agencias. Es importante evaluar la conveniencia de este tipo de estructuras transversales o interinstitucionales en procesos de expansión de la cobertura en zonas rurales y en las ZNI, para el apoyo de procesos como las consultas previas con comunidades, o la formulación de proyectos sociales y productivos asociados, o en actividades asociadas al catastro y georeferenciación de viviendas y comunidades en estas zonas.

Otros elementos comunes a los procesos de energización rural a nivel internacional en ZNI, y que pueden ser desarrollados mediante el mecanismo de las APP de iniciativa pública, son los siguientes:

- La necesidad de garantizar la sostenibilidad a largo plazo de las inversiones, por medio de la vinculación de operadores privados especializados.
- Un esquema de seguimiento y fiscalización adecuada de los compromisos y de los niveles de servicio, asociado al pago de recursos públicos una vez en operación la infraestructura.

La estructura institucional propuesta para el desarrollo del mecanismo de APP en ZNI incluye las siguientes entidades y funciones:

8.1.1. Entidad que estructura la APP

En el caso del sector minero-energético, es la UPME quien diseña los términos de referencia para la contratación de las estructuraciones de proyectos de concesión que se vayan a licitar, en común acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía. Si la decisión del

sector de Minas y Energía es la de desarrollar un piloto de APP en una ZNI, se podría pensar en dos posibilidades:

- 1) Firmar un Convenio entre la UPME y la ANI, con el fin de que la UPME pudiera recibir una transferencia de conocimiento en materia de estructuración, validación, licitación y contratación en proyectos de APP, siendo la UPME quien cumpliría con su función de definir técnicamente qué contendría dicho proyecto;
- 2) Firmar un Convenio entre la UPME y DNP con el mismo objetivo, pues DNP cuenta con recursos para estructuración de proyectos bajo el mecanismo de APP.

8.1.2. Ministerio de Minas y Energía

Corresponde al Ministerio de Minas y Energía como Ministerio Sectorial emitir concepto previo favorable sobre el proyecto de APP. El Ministerio de Minas y Energía debe pronunciarse sobre el proyecto que se presentará luego a las instancias rectoras y de aprobación.

Adicionalmente, le correspondería al Ministerio de Minas y Energía emitir concepto previo de disponibilidad en el cupo, para que se verifique si la iniciativa puede estar contenida en el monto límite sectorial definido por el CONPES.

Cuando un proyecto se requiera ejecutar por unidades funcionales, se debe contar con el concepto favorable del Ministerio como órgano cabeza del sector, el cual cuando sea el caso, debe incluir la evaluación técnica favorable sobre el derecho a retribución por unidades funcionales de infraestructura.

El IPSE como entidad a cargo de desarrollar soluciones energéticas para las ZNI continuará ejerciendo la misma función, así como la identificación de posibles proyectos de APP en coordinación con el Ministerio. Sus funciones se desarrollarán en las ZNI no cubiertas por APP o ASE. La infraestructura construida por el IPSE se aportaría a las nuevas empresas, dentro de los procesos de conformación de esquemas empresariales bajo algunos de estos mecanismos.

8.1.3. Ministerio de Hacienda y Crédito Público –MHCP

Productos del esquema de responsabilidades y competencias contenido en la Ley 1508 de 2012, y en conexidad con la Ley 448 de 1998, las siguientes son funciones del MHCP.

Aprobación de la Valoración de Obligaciones Contingentes

Corresponde a la Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional del MHCP, la aprobación de la valoración de obligaciones contingentes del respectivo proyecto, esta Dirección se pronunciará sobre la aprobación de la valoración de obligaciones

contingentes dentro de los treinta (30) días hábiles siguiente de la radicación de la respectiva solicitud.

Concepto previo de condiciones financieras y las cláusulas contractuales

En forma previa a la presentación del proyecto ante el Consejo Superior de Política Fiscal –CONFIS– para solicitud de vigencias futuras, la entidad competente deberá presentar a consideración del MHCP las condiciones financieras del contrato y las cláusulas que soportan las mismas.

8.1.4. Departamento Nacional de Planeación –DNP

Las siguientes son funciones del DNP en el esquema de responsabilidades y competencias contenido en la Ley 1508 de 2012.

Análisis de la modalidad de ejecución del proyecto

Cuando se trate de proyectos con financiación de la Nación, corresponde al DNP emitir concepto previo favorable sobre la justificación de utilizar el mecanismo de APP como una modalidad para la ejecución del proyecto, con base en los parámetros de la Resolución 3656 de 2012.

Administración del Registro Único de Asociaciones Público Privadas –RUAPP

El DNP administra la operación del RUAPP, en el que se incorporarán los proyectos que el Gobierno Nacional o las entidades territoriales considera prioritarios, los proyectos de APP en trámite tanto a nivel nacional y territorial, su estado de desarrollo, así como, los proyectos de APP que han sido rechazados.

Asistencia técnica en el desarrollo de proyectos de APP

Corresponde al DNP promover, coordinar y apoyar técnicamente el desarrollo de esquemas de asociación entre el sector privado y público en temas y proyectos de interés del Gobierno Nacional, a través del Programa de Apoyo a la Participación Privada –PAPP.

8.1.5. Entidades de Planeación Territorial

Análisis de la modalidad de ejecución del proyecto

De acuerdo con el artículo 11.3 de la Ley 1508 de 2012, corresponde a la entidad de planeación de la respectiva entidad territorial cuando según se trate de proyectos exclusivamente financiados con recursos territoriales, emitir concepto previo favorable sobre la justificación de utilizar el mecanismo de APP como una modalidad para la ejecución del proyecto.

8.1.6. Entidad Financiera de Segundo Piso o Estructurador Público

En el caso de proyectos a nivel territorial, antes de presentar el proyecto al MHCP para la aprobación de la valoración de obligaciones contingentes, se debe contar con la validación financiera de alguna entidad que cumpla con la condición de ser estructurador público o Banco de segundo piso. Estas entidades pueden ser: la Financiera del Desarrollo Territorial S.A. –FINDETER–, el Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo –FONADE– o la Financiera de Desarrollo Nacional –FDN–.

8.2. Ventajas y desventajas de la exclusividad

Un proyecto de prestación de energía eléctrica en ZNI puede ser desarrollado mediante un proceso de APP, con o sin la declaración de área de servicio exclusiva. La exclusividad es una garantía al inversionista de que no existe un riesgo en la recuperación de las inversiones por la entrada de posibles competidores. No obstante, la exclusividad tiene implicaciones que pueden dificultar el desarrollo de los proyectos de energización, entre los cuales se debe destacar:

- Se requiere negociar tanto la entrega de activos, como la participación en el nuevo proyecto de los prestadores existentes en una zona que va a ser declarada como ASE.
- Se debe contar con la aprobación de todas y cada una de las comunidades en la zona, lo que puede representar una tarea compleja.
- Puede tener implicaciones legales y regulatorias con respecto a la condición de autogeneradores y productores independientes o marginales⁸⁰ que pueden adquirir los usuarios de energía con la utilización de instalaciones autónomas con base en fuentes renovables no convencionales.
- Obliga a atender todas las demandas potenciales que surjan a futuro en una ASE. En efecto, la exclusividad no puede entenderse únicamente como el derecho a ser el único prestador en una zona, sino, de manera complementaria, como la obligación de atender las nuevas demandas dentro del área de exclusividad.

Un proyecto de energización en ZNI sin asignar exclusividad puede ser desarrollado como una APP, en la que se fijen metas para atender un número de usuarios potenciales o viviendas sin servicio, en un periodo de tiempo, lo que incluye la posibilidad de definir unidades funcionales.

La decisión sobre la vinculación al proyecto de inversionistas existentes, en centros poblados de mayor tamaño (tipo 1 y 2) se podría sujetar a aspectos como la propiedad de

⁸⁰ El artículo 16 de la Ley 142 de 1994 introdujo la categoría de los productores de servicios marginales, independiente o para uso particular, como posibles prestadores de los servicios públicos.

los activos (p.e. en el caso de activos del IPSE), o la negociación de acuerdos de participación de las ESP existentes como operadores dentro del nuevo proyecto.

La definición del tipo de usuarios potenciales, o de soluciones técnicas puede hacerse con base en condiciones mínimas que debe cumplir el inversionista, sin perjuicio de que pueda desarrollar soluciones técnicas adicionales. En este caso, al no existir un compromiso de exclusividad geográfica, o sobre poblaciones determinadas, las metas pueden cumplirse con una mayor flexibilidad por parte del inversionista, en particular si se trata de viviendas o comunidades aisladas y con características de movilidad o poliresidencia.

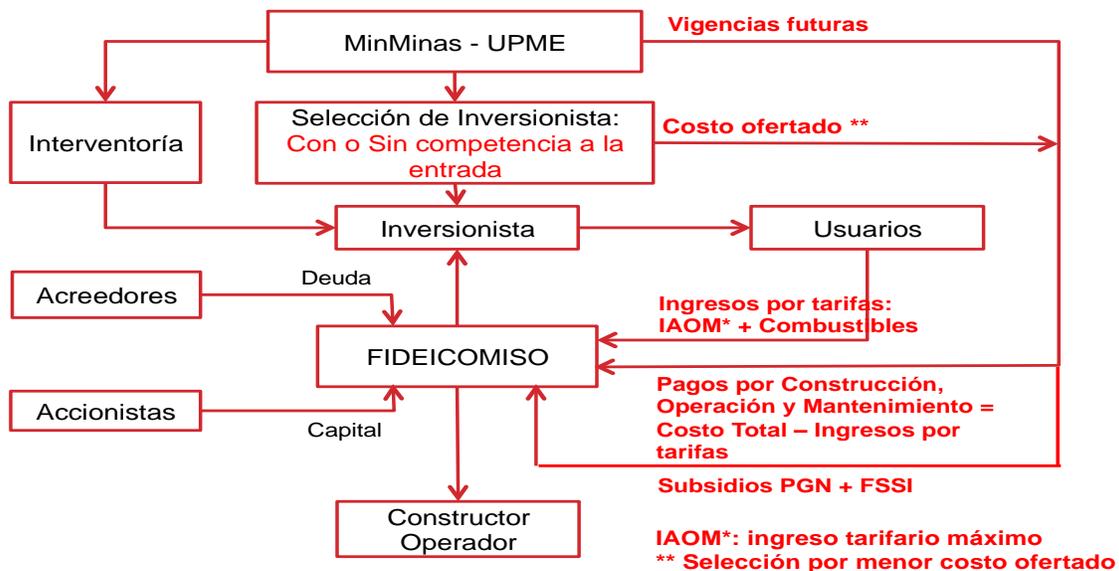
Un aspecto que se podría implantar en el caso de ampliación de cobertura que implique atender tanto viviendas aisladas como grupos de viviendas, es la definición de un CU específico para cada caso, asociado a la solución técnica particular⁸¹, para diferenciarlos entre sí, y con el CU de sistemas que implican el uso de redes de distribución convencional. Esto puede facilitar los procesos de ampliación de la cobertura, precisar los costos de cada solución y reducir los riesgos de posible pérdida de mercado.

Estos aspectos se podrían evaluar durante el proceso de estructuración, con el fin de identificar alternativas en el proceso de definición del modelo de gestión, que se reflejen en los pliegos de condiciones.

8.3. Balance de tarifas, subsidios tarifarios y aportes de recursos públicos

La gráfica siguiente muestra las alternativas de desarrollo de proyectos de energización en ZNI bajo APP, con o sin asignación de exclusividad.

Ilustración 25. Remuneración de Proyectos en ZNI bajo APP



⁸¹ Este mecanismo se aplica, por ejemplo, en el PNER en Perú.

La diferencia esencial con respecto al mecanismo actual de las ASE tiene que ver con el mecanismo de remuneración de las inversiones mediante tarifas reguladas. En el caso de las ASE en las ZNI los inversionistas ofertan un valor por IAOM con base en el cual se realiza la asignación del proceso. Este valor se debe mantener durante todo el horizonte de remuneración.

En un proyecto bajo APP, la asignación debe hacerse con base en criterios distintos a las tarifas reguladas, por expresa disposición de la Ley 1508 de 2012. En este caso, para el proceso de selección del inversionista debe tenerse en cuenta el menor aporte requerido de recursos públicos, o el menor valor total del proyecto a ejecutar, junto con los niveles de servicio y el cumplimiento de los requisitos técnicos y económicos.

Sería necesario por tanto modificar los criterios de elegibilidad de los proponentes que, de acuerdo con el artículo 12 del Decreto 1359 de 1996, se basará en los elementos objetivos que se definan en los términos de referencia de los procesos de invitación pública de una ASE. Desde el punto de vista de los criterios objetivos de selección del inversionista para un proyecto desarrollado como APP para ZNI de iniciativa pública con o sin competencia a la entrada, estos podrían incluir otros criterios adicionales, que impliquen menores aportes de recursos para el Estado, o en todo caso una mejor relación costo-beneficio.

Así mismo, se tendría que modificar la Resolución CREG 076 de 2016, la cual define las reglas para la fijación de tarifas para la prestación del servicio de energía en las ZNI tanto para el caso en que se presten las actividades de manera integrada como desintegrada, en el caso de una licitación de Área de Servicio Exclusivo⁸², de forma que, en caso de que el proyecto se desarrolle bajo una APP, se aclara que el IAOM que se lleva a las fórmulas tarifarias no es el ofertado por el inversionista, sino el que se defina por la autoridad sectorial en el proceso de estructuración.

Así, dado que las tarifas que pagan los usuarios remunerarán los recursos de inversión privada que el inversionista se compromete a aportar para complementar los aportes de recursos públicos en un proyecto de prestación del servicio en una ZNI, los criterios de selección para un proyecto bajo APP para zonas no interconectadas, con o sin exclusividad, deben combinar los siguientes elementos:

- El costo total al que el inversionista se compromete a ejecutar el proyecto, estimado por el MME.
- El nivel de aportes de recursos públicos requerido para el desarrollo del proyecto.

⁸² Las Resoluciones CREG 091 de 2007 y 161 de 2008 por su parte establecen las reglas de remuneración del servicio en las distintas actividades, cuando no se incluyen cláusulas de exclusividad. Actualmente la CREG está discutiendo una nueva resolución general para la remuneración del servicio de energía en las ZNI, en sustitución de la actual Resolución 091 de 2007.

Por diferencia con los anteriores, se obtendría el nivel de IAOM a cobrar a los usuarios, y que remunerara una parte del IAOM del proyecto, sin incluir el costo de combustibles para generación.

En este caso, dado un valor estimado del proyecto, se requeriría establecer un procedimiento mediante el cual se fije el valor máximo de IAOM que se estima podrían pagar los usuarios, y por diferencia, el monto de los aportes estatales. Así, la asignación podría estar basada en el cumplimiento de los criterios técnicos y económicos de selección, en los niveles de calidad ofertados, y en el menor valor de los aportes estatales requeridos o en el menor valor por el cual se podría desarrollar el proyecto, o una combinación de estos.

Para este efecto, se requeriría modificar el artículo 12 del Decreto 1359 de 1996, lo cual se podría hacer dentro de los cambios al Decreto 2220 de 2008, de manera que para la elegibilidad de los proponentes en caso de un proyecto de energización de ZNI bajo APP, se incluyan los elementos anteriores, o en todo caso se tenga en cuenta lo dispuesto en el artículo 12 de la Ley 1508 de 2012. Así mismo, se tendría que modificar la Resolución CREG 076 de 2016, de forma que, en caso de que un proyecto se desarrolle bajo una APP, se aclare que el valor del IAOM de cada actividad que se lleva a las fórmulas tarifarias no es el costo asignado que resulta del proceso de licitación, sino el que se defina por la autoridad sectorial en el proceso de estructuración, o por el regulador de acuerdo con las normas aplicables en el caso de las ASE.

8.4. Recomendaciones de ajuste normativo

En el segundo informe se han desarrollado los objetivos de la consultoría en el sentido de elaborar recomendaciones de adecuación del marco normativo, regulatorio e institucional para facilitar la aplicación de las APP en energía en las ZNI, identificar mecanismos de financiación con recursos públicos, e identificar las actividades a cargo del inversionista privado en las APP.

8.4.1. Normas de selección de proyectos e inversionistas

En el caso de la declaración y constitución de una ASE, de acuerdo con el Decreto 2220 de 2008, para efectuar el proceso de selección del inversionista se debe aplicar el procedimiento establecido en el Decreto 1359 de 1996. Por su parte, el Decreto 1359 de 1996, en desarrollo del artículo 40 de la Ley 142 de 1994, establece los procedimientos para la contratación de las ASE cuando el Ministerio de Minas y Energía lo considere procedente.

Para efectos de incorporar las disposiciones en materia de declaración y asignación de una ASE, dentro de los procedimientos para desarrollar proyectos de prestación del servicio de energía eléctrica bajo el mecanismo de una APP en las ZNI, se recomienda adoptar las siguientes modificaciones al Decreto 2220 de 2008:

- Señalar que el procedimiento de licitación pública para la selección del inversionista en una ASE en las ZNI se podrá desarrollar bien sea con los procedimientos del Decreto 1359 de 1996, o bien mediante las normas previstas para los proyectos desarrollados como APP de iniciativa pública, contenidas en la sección 4 del Decreto 1082 de 2015.
- Establecer que en el caso de desarrollar el proyecto bajo APP, el proceso de verificación de existencia de motivos para la declaración del ASE por parte de la CREG se llevará a cabo de manera simultánea con la fase de prefactibilidad que conduce a la aprobación de la viabilidad de desarrollo del proyecto bajo el mecanismo de APP, de acuerdo con los procedimientos establecidos en la Resolución 3656 de 2012 del DNP.
- Indicar que la CREG podrá utilizar los documentos, estudios y evaluaciones del proceso de aprobación de la fase de prefactibilidad, elaborados por el Ministerio de Minas y Energía, para el procedimiento de verificación de la existencia de motivos para la declaración de la ASE.
- Precisar que, para efectos del desarrollo del proyecto bajo APP de iniciativa pública, el Ministerio de Minas y Energía preparará la documentación mínima señalada en la Resolución 3656 de 2012 y el Decreto 1082 de 2015, para su presentación al DNP.
- Establecer que, con base en los procedimientos de la fase de prefactibilidad se procederá a la obtención del concepto favorable por parte del DNP para desarrollar los proyectos de ASE como APP. Una vez obtenido este concepto en sentido positivo, y el concepto de la CREG sobre la verificación de la existencia de motivos para la declaración de la ASE, se pasará a la fase de factibilidad para el desarrollo como APP de iniciativa pública, en los términos del Título II del Decreto 1082 de 2015.
- Señalar que el proyecto de minuta del contrato deberá incluir, además de otros que considere el Ministerio de Minas y Energía, los aspectos señalados en el Decreto 1359 de 1996 en relación con las Áreas de Servicio Exclusivo, entre otros, el término de duración de la exclusividad, el compromiso de precio y sus reajustes (en relación con el costo total del proyecto y el monto de los aportes requeridos), la cobertura geográfica y de usuarios del proyecto, el manejo de subsidios, los mecanismos de restablecimiento del equilibrio contractual, y las cláusulas excepcionales de acuerdo con la Ley 80 de 1993.

Una vez obtenido el concepto favorable por parte del DNP, y el concepto de la CREG sobre la verificación de la existencia de motivos para la declaración de la ASE, se pasaría a la fase de estructuración o de factibilidad del proyecto.

Para incorporar las disposiciones del artículo 2.2.2.1.5.5 del Decreto 1082 de 2015, en cuanto a la información y procedimientos a desarrollar en la etapa de factibilidad en el proceso de declaración y conformación de una ASE como una APP, el contenido del Decreto 2220 de 2008 se debe ajustar para incluir los siguientes aspectos:

- La definición de los factores objetivos de selección de proponentes y ofertas dentro del proceso de licitación pública (art. 2.2.2.1.4.2, Decreto 1082 de 2015, y art. 12 de la Ley 1508 de 2012).

- Los estudios que deberán estar disponibles para la apertura del proceso de licitación pública de una APP de iniciativa pública (art. 2.2.2.1.4.4 y art. 2.2.2.1.5.5 del Decreto 1082).
- La posibilidad de realizar un procedimiento de preselección de potenciales interesados, y de contratar directamente con estos los estudios adicionales o complementarios que requiera el proyecto, a costo y riesgo de los precalificados (art. 2.2.2.1.4.5), cuando el costo estimado de la APP sea superior a setenta mil salarios mínimos mensuales legales vigentes (70.000 SMMLV).

Con respecto a las condiciones de remuneración de la infraestructura y la operación y de las fórmulas tarifarias aplicables, tanto en los documentos de prefactibilidad como de factibilidad del proyecto bajo el mecanismo de APP se debe precisar que las mismas corresponden a las definidas por la CREG por medio de la Resolución 076 de 2016, o aquella que la modifique o sustituya. Esta disposición sería aplicable tanto en las convocatorias adjudicadas bajo las normas vigentes para las ASE (decretos 1369 de 1996 y 2220 de 2008) como para los proyectos adjudicados en licitación pública bajo el mecanismo de las APP.

El proceso avanzaría de la misma forma que en cualquier proyecto que se estructure bajo el mecanismo de una APP de iniciativa pública. Un posible resultado en este caso es que los estudios de costo-beneficio, análisis de riesgos y valoraciones (utilizando el comparador público privado) podrían indicar que es de mayor conveniencia para el Estado desarrollar el proyecto bajo el mecanismo de invitación pública contemplado en el artículo 40 de la Ley 142 de 1994.

Los procedimientos de licitación y adjudicación de contratos de ASE establecidos en la Resolución MME 181072 de 2008 deben igualmente ser modificados para ajustarlos al proceso antes señalado en caso de ser desarrollado como APP, teniendo en cuenta:

- La justificación y aprobación para desarrollar tanto el proyecto bajo el criterio de exclusividad, como para considerar su desarrollo como APP incluyendo el concepto aprobatorio del DNP (art. 4°).
- Los criterios de evaluación (art. 12), ajustados a los criterios de selección objetiva de acuerdo con disposiciones de la Ley 1508 y el decreto 1082.
- La disponibilidad de estudios suficientes para adelantar el proceso de invitación de inversionistas, a partir de los cuales se deberán elaborar los Pliegos de Condiciones (art. 6°), teniendo en cuenta los artículos 2.2.2.1.4.4 y artículo 2.2.2.1.5.5 del decreto 1082.
- La duración del contrato (art. 20), que no podrá exceder de 30 años incluyendo prórrogas.

8.4.2. Proyectos en ZNI mediante APP sin exclusividad

La ley 143 de 1994 permite que la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI se haga integrando las distintas actividades de la cadena en un mismo agente, es decir, permite la integración vertical entre generación y distribución, sin requerir la exclusividad

⁸³.

Por tanto para desarrollar proyectos de prestación del servicio de energía eléctrica como APP en las ZNI en forma integrada, sin que se requiera incluir la condición de exclusividad en los contratos, el esquema general es el mismo planteado en el numeral anterior, sin considerar la exclusividad. No sería necesario modificar o adaptar procedimientos particulares de vinculación de inversión privada, aunque se podría adoptar el mismo procedimiento descrito antes, en las modificaciones al Decreto 2220 de 2008, incluyendo esta posibilidad.

En ambos casos existe el riesgo de terminación anticipada del contrato de APP por efecto de la interconexión con el SIN, por lo menos en cuanto a la actividad de distribución.

8.5. Recomendaciones sobre cambios en la regulación del servicio

8.5.1. Calidad del servicio y disponibilidad de la infraestructura

Para efectos de posibilitar la supervisión de los niveles de servicio, y en consecuencia la aprobación de los desembolsos de recursos públicos en el contrato de APP, se recomienda adoptar un régimen de calidad de servicio en las ZNI que incluya los siguientes elementos:

- Seguimiento al cumplimiento de las obligaciones del prestador en los contratos de APP en los términos definidos por el artículo 19° de la resolución CREG 091 de 2007. Esta disposición es aplicable a contratos con o sin exclusividad en la prestación.
- Definición de la periodicidad para la verificación de los índices de disponibilidad.
- Disponibilidad de la infraestructura de generación medida a través de la energía horaria entregada, de acuerdo con la continuidad horaria del servicio en cada tipo de localidad en las ZNI. En el caso de instalaciones de generación autónoma con fuentes renovables, la disponibilidad se podría medir en términos mas simples, como la disponibilidad de la capacidad en días al mes o días al año.
- Nivel de cobertura del servicio en términos del número de viviendas o instalaciones

⁸³ La Resolución CREG 076 de 2016 señala en sus considerandos que, de conformidad con el artículo 74 de la Ley 143 de 1994 "...las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica localizadas en las zonas no interconectadas podrán desarrollar en forma integrada las actividades de generación, distribución y comercialización."

conectadas sobre el total de viviendas o instalaciones pactadas.

- Nivel de participación de generación con energías renovables no convencionales como un porcentaje global sobre la demanda total del mercado, o sobre el total de viviendas o instalaciones pactadas.
- Indicadores mínimos de nivel de calidad de servicio para distribución y comercialización por red, de acuerdo con la regulación vigente, para calidad de la potencia; calidad del servicio técnico (diferenciado entre cabeceras municipales y localidades menores con servicio las 24 horas y otras localidades, régimen de interrupciones excluidas); y calidad del servicio comercial (oficinas o puestos móviles de atención de PQR; nivel máximo de reclamos pertinentes de facturación por cada 1000 facturas emitidas).
- Definición de disponibilidad, calidad y nivel de servicio para viviendas aisladas, o grupos de viviendas aisladas.

8.5.2. Seguimiento y fiscalización de obligaciones

Un aspecto importante recogido en la experiencia internacional es el del seguimiento y la fiscalización de las obligaciones que adquiere el inversionista en desarrollo de proyectos de interés público, como los que se podrían promover mediante las APP.

En el caso del sector eléctrico el seguimiento y fiscalización del cumplimiento de las obligaciones de nivel de servicio para el prestador se podrían contratar por medio de los Auditores Externos de Gestión y Resultados contemplados en la Ley 142 de 1994, y reglamentados por medio de la Resolución SSPD 12295 de 2006.

8.5.3. Cambio técnico y condiciones de reversión de infraestructura

Una limitación de los mecanismos de ejecución de proyectos mediante contrato o licitación con plazos definidos tiene que ver con los desincentivos a invertir cuando se acerca el plazo final del contrato. Estos desincentivos se presentan debido al riesgo de que el inversionista no alcance a recuperar la totalidad de las inversiones antes del plazo de terminación del contrato, cuando los activos deben revertir nuevamente al Estado.

En la medida en que las inversiones que hacen parte del costo inicial del proyecto se definan desde el inicio del contrato y sus costos sean verificables, este problema podría resolverse estableciendo en el contrato las condiciones de reversión de la infraestructura adicional no completamente remunerada.

Si los proyectos se ejecutan mediante proceso de competencia a la entrada como en las áreas de servicio exclusivo, se podrían plantear desde el inicio del contrato las condiciones para la reversión de la infraestructura y la remuneración remanente de la infraestructura desarrollada con recursos privados no contempladas en el valor inicial del contrato, siempre que esta pueda ser determinada con precisión y sus costos puedan ser verificados.

Estas condiciones incluyen:

- La determinación de las inversiones contempladas en el contrato inicial.
- Los modelos financieros para evaluar la remuneración remanente de inversiones no contempladas en el contrato inicial (tasas de descuento, vidas útiles, remuneración previamente obtenida en tarifas, etc...).

8.5.4. Riesgo de interconexión al SIN

Si bien el objetivo de los proyectos a desarrollar bajo APP es que los recursos se dirijan a zonas con baja posibilidad de interconexión, en los proyectos de infraestructura eléctrica desarrollados mediante APP en las ZNI existirá el riesgo de que en algún momento del tiempo terminen vinculándose físicamente al Sistema Interconectado Nacional, en el proceso normal de crecimiento de las redes de transmisión y distribución, y de la demanda de energía. Esto implicaría la invalidez del contrato de APP, dado que la interconexión implica que la red de la ZNI se integre a un operador de red existente en el SIN y que este último asuma la operación de todo el sistema. Como la operación es una condición que va aparejada con la inversión en los proyectos bajo APP, es decir, que el agente al cual se asigna la APP debe realizar también la administración, operación y mantenimiento de las infraestructuras y la prestación del servicio asociado, la interconexión podría derivar en un incumplimiento de las condiciones del contrato de la APP.

Se proponen las siguientes alternativas, que serían desarrolladas por la regulación:

1. La primera opción es la planteada en la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 004 de 2014, artículo 35, numeral 2, es decir, constituir un operador de red en un mercado de comercialización que comprenda como mínimo el área geográfica de un municipio. En este caso la CREG aprobaría los cargos de distribución y comercialización, en tanto que el componente de generación pasa a ser el resultado de las compras de energía en el mercado.

2. En caso de que el no sea posible declarar un mercado de comercialización, o que el inversionista no decida tomar esta opción, se proponen los siguientes procedimientos, que se incluirían en el contrato de APP.

- Continuar remunerando al inversionista de la APP las inversiones en distribución y comercialización realizadas con recursos propios con los valores implícitos en las tarifas reguladas vigentes al momento de la interconexión, en calidad de tercero propietario de los activos en distribución y comercialización.
- Los activos de generación podrían ser adquiridos por el comercializador asociado al OR, a través de una empresa comercializadora constituida para este efecto, para su uso como generación distribuida. Para este efecto se podría calcular el valor

remanente de los activos de generación como el mayor valor entre a) el costo de adquisición depreciado, y b) el flujo descontado de ingresos durante la vida útil remanente, obtenido con la energía generada con el factor de planta medio histórico, multiplicada por el precio medio horario del mercado de bolsa durante el año anterior. Esta alternativa podría desarrollarse como parte de la regulación sobre generación distribuida en las ZNI, en el caso de proyectos que se estructuren y ejecuten bajo el mecanismo de las APP.

Condicionado a la valoración de contingencias por parte del MHCP, se podría incluir en el contrato de APP una cláusula de terminación anticipada, con la posibilidad de un pago final asociado a la contingencia de interconexión, que cubriría los periodos contemplados originalmente hasta el vencimiento del contrato de APP, manteniendo las condiciones financieras pactadas inicialmente, como una alternativa adicional que el inversionista podría ejercer. El valor a pagar cubriría el valor de la inversión inicial, incluyendo adiciones hasta el límite legal del 20%.

8.5.5. Riesgo de Demanda

En un proyecto desarrollado mediante APP el límite de aumento de desembolso de recursos públicos con respecto al valor inicial del contrato, impone una restricción fuerte frente a ajustes derivados de riesgos de demanda que impliquen mayores costos de inversión y operación futuros para el inversionista. A continuación se resumen las propuestas de mecanismos contractuales y regulatorios para evitar la inviabilidad de los proyectos, o un aumento de las tasas de descuento para incorporar estos riesgos en el costo inicial del proyecto.

Es importante señalar que el riesgo de demanda puede presentarse aún en el caso de un esquema de ingreso máximo regulado, en el que en principio los usuarios asumen este riesgo (a diferencia de un esquema de precio máximo, en el que el riesgo de demanda lo asume el prestador). Un aumento significativo en el número de usuarios, o en el área geográfica a atender, puede implicar que el nivel de ingreso máximo regulado sea insuficiente para atender los nuevos niveles de demanda.

La definición de la tarifa en un proyecto diseñado como ASE por competencia a la entrada, tal como viene aplicándose hasta ahora en la resolución CREG 161 de 2008, y a partir del 2016 con la resolución CREG 076 de 2016, podría ser ajustada mediante un mecanismo de ingreso máximo regulado con perfil de ingresos variable en el tiempo en función de las expectativas de crecimiento del mercado.

En el caso de un proyecto para ZNI desarrollado como APP se podría aplicar un mecanismo similar, teniendo en cuenta que no sea incompatible con la limitación legal en materia de aportes máximos de recursos públicos para el cierre financiero con respecto a la inversión inicial mas adiciones, establecida en la Ley 1508 de 2012 para las APP. Con el fin de que a lo largo de la ejecución del proyecto no se desvirtúen los objetivos de garantizar unas condiciones adecuadas de rentabilidad privada en proyectos que tienen alto interés público, con una asignación razonable de costos a la demanda, se propone un

mecanismo que sea aplicable tanto en la definición del valor inicial del contrato de APP, como en el proceso de revisión periódica de la remuneración regulatoria. El mecanismo que se propone para gestionar el riesgo de demanda en el caso de un proyecto de APP en las ZNI es el siguiente.

- Mecanismo de adjudicación y definición del valor inicial del contrato APP:
 - Los proponentes ofrecerían ejecutar y operar los proyectos por un valor igual al valor anual requerido de recursos públicos para cubrir el costo total de inversión, administración, operación y mantenimiento del proyecto, después de descontar el nivel máximo de ingreso tarifario definido (sin incluir costos de combustibles para generación).
 - Este valor tendría un perfil variable en el tiempo que incluya un límite de variación máxima interanual, de manera que permita hacer comparables los flujos de ingresos entre distintos proponentes.
 - Los proyectos se adjudicarían al menor valor presente de los flujos de desembolsos propuestos, descontados a la tasa definida por la entidad sectorial competente.
 - El valor inicial del contrato podría incrementarse hasta en un 20% de acuerdo con la Ley de APP, por variaciones de costos o por incrementos en la demanda del proyecto.
- Remuneración tarifaria de los proyectos bajo APP:
 - El valor del ingreso máximo regulado anual a recuperar en tarifas a los usuarios se define previamente a la adjudicación de la APP, como parte de los pliegos de condiciones definidos por la entidad contratante (MME – UPME), teniendo en cuenta que no hace parte de los criterios de selección de propuestas.
 - El valor del ingreso máximo anual se calcula con un perfil variable, con variación quinquenal, en función del número de usuarios y/o de la estimación de la demanda de energía.
 - El valor del ingreso máximo anual por IAOM (de las actividades que se contraten) se revisaría en cada quinquenio en función del cumplimiento de las metas del contrato, siempre que se demuestre que se han superado las metas iniciales de usuarios y demanda.
 - Las modificaciones en el IAOM no darían lugar a revisiones en los flujos de desembolsos de recursos públicos.
 - La revisión del IAOM a recuperar en tarifas no afectaría las condiciones iniciales de licitación, ni la competencia entre proponentes, en la medida en que las metas de usuarios y las proyecciones de las mismas las fija la entidad contratante durante el proceso de estructuración del proyecto.

En el caso de proyectos de ampliación de la cobertura en ZNI que involucren la prestación del servicio hacia viviendas aisladas, puede ser conveniente definir niveles de costo de servicio (CU) específicos para este segmento del mercado, así como para otros

segmentos que involucren comunidades o viviendas agrupadas, de forma que se identifiquen los costos de llevar el servicio de manera precisa en cada caso, se reduzca el nivel de subsidio cruzado, y se reduzcan los riesgos de descreme de mercado.

8.5.6. Reconocimiento de pérdidas

La regulación vigente para las ZNI no incluye ninguna regla especial en materia de reconocimiento de pérdidas. El porcentaje de pérdidas reconocidas por la CREG se utiliza para ajustar el costo de generación regulado, dividiendo por un factor I-p.

En el caso de las Áreas de Servicio Exclusivo el nivel de pérdidas reconocido es el que haya ofertado el inversionista que resulta adjudicatario en el proceso competitivo por la obligación de prestación del servicio para la ZNI.

Sin perjuicio de las normas anteriores, sería recomendable que para el caso de proyectos bajo APP que se dirijan a adecuar sistemas de generación y distribución existentes, se incluya el reconocimiento de un plan de reducción de pérdidas en el que se incorporen las inversiones en infraestructura de redes que permitan controlar el fraude tales como las acometidas antifraude. Una propuesta recientemente presentada a la consideración de la CREG para revisar la prestación del servicio en las ZNI incluye la posibilidad de remunerar un valor fijo mensual adicional en las tarifas del prestador por cada acometida antifraude instalada, como máximo durante un periodo tarifario.

En el caso de un proyecto de energización en ZNI bajo APP, los valores adicionales correspondientes a un plan de reducción, control y mantenimiento de pérdidas se incluirían como parte del costo inicial del proyecto, como inversión obligatoria a desarrollar en los primeros años de vigencia del proyecto.

8.5.7. Gestión del riesgo de cartera

El marco regulatorio vigente para las ZNI no incorpora mecanismos especiales en materia de gestión del riesgo de cartera. De la misma forma que en el caso de la gestión de pérdidas, la recomendación es que se incluyan mecanismos para evitar el riesgo de cartera a futuro en proyectos que en general están sujetos a factores como la variabilidad en el precio de los combustibles, y a la disponibilidad y giro de subsidios (que a diferencia de las vigencias futuras para las APP dependen de la apropiación anual de recursos en el Presupuesto General de la Nación).

La instalación de medidores prepago en un proyecto a desarrollar en una ZNI no debería estar sujeta a aprobación previa por parte del regulador. La única condición es que éste tipo de medida pueda ser instalada por el operador en los términos que permite la ley 142 de 1994, es decir, que se preserve el derecho de los usuarios a adquirir los equipos de medida que a bien tengan, y que se remunere su costo de manera expresa como parte de la infraestructura general en caso de que sean instalados por el operador.

Una opción que podría considerarse en este caso es que la instalación de medidores prepago se haga como parte de la aplicación de esquemas diferenciales de prestación del servicio en distribución y comercialización. Los esquemas diferenciales de prestación del servicio fueron definidos en la Ley 812 de 2003, y recogidos en leyes posteriores para su aplicación en zonas rurales de menor desarrollo. Estos esquemas incluyen la medición y facturación comunitaria, la facturación con base en proyecciones de consumo, y los pagos anticipados o prepagos.

No obstante lo anterior, en proyectos de energización de viviendas aisladas sin servicio con bajos niveles de consumo, una solución mas adecuada sería diseñar soluciones técnicas de generación con energías renovables, y diseñar niveles de cobro a los usuarios en función de la disponibilidad de la energía.

9. Plan de acción y ruta de implantación

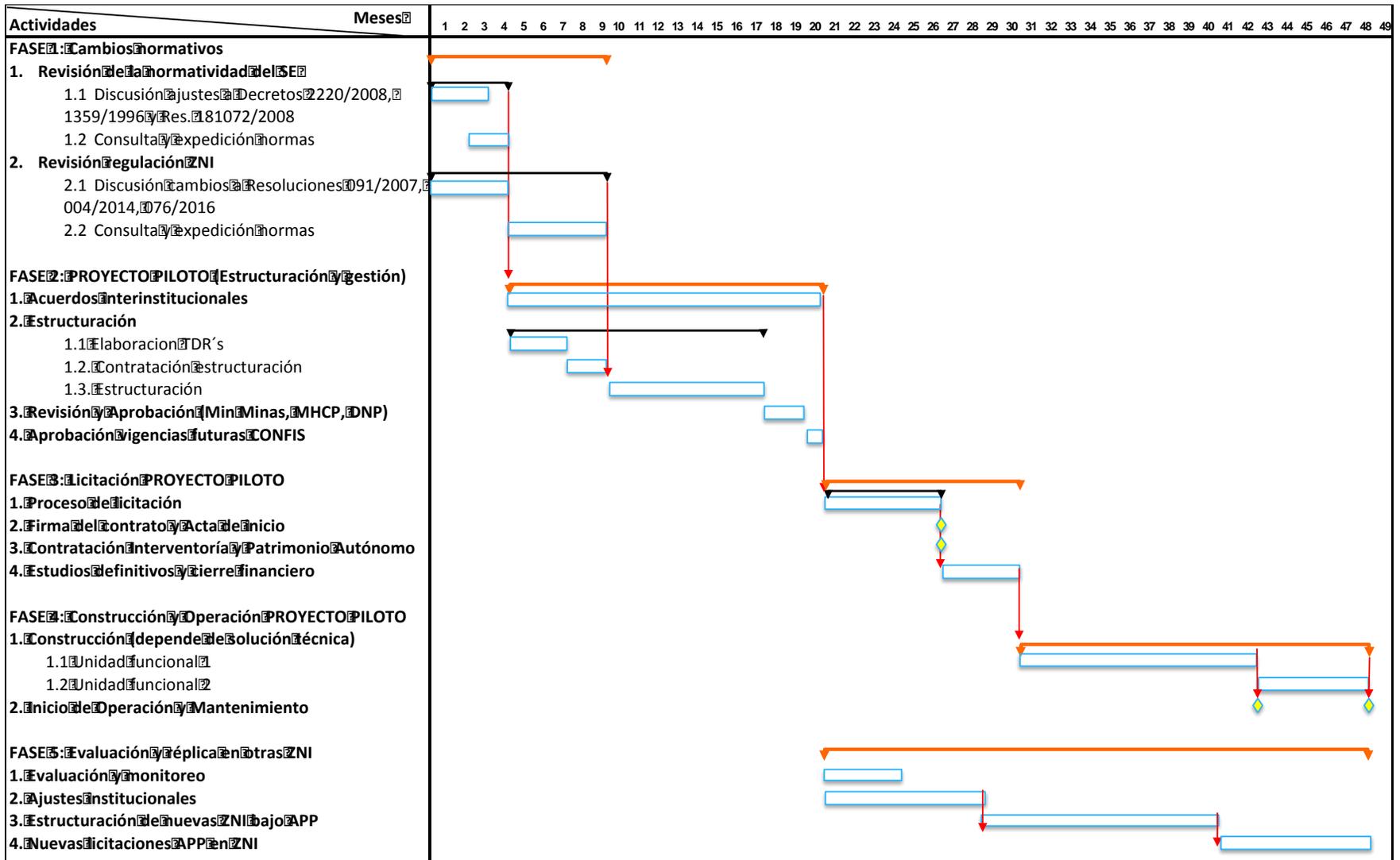
Con base en los análisis de los posibles tiempos que se tomaría desarrollar los ajustes normativos y estructurar una APP en ZNI, se ha estimado un cronograma de implantación y los pasos que se deberían desarrollar, así como las entidades responsables.

La tabla siguiente presenta las etapas de un cronograma de implantación para el desarrollo de proyectos bajo APP en las Zonas No Interconectadas del sector eléctrico.

Las fases y actividades incluyen:

- Fase 1. Discusión, revisión y consulta de ajustes a la normatividad sobre vinculación de inversionistas privados en las ZNI del sector eléctrico.
Responsable: DNP, con la participación del Ministerio de Minas y Energía, y apoyo de la UPME y el IPSE.
- Discusión, revisión y consulta de ajustes a la regulación de las actividades del servicio de energía eléctrica en las ZNI. La consulta debe cumplir los plazos mínimos establecidos en el artículo 2.2.13.3.2 del Decreto 1078 de 2015.
Responsable: Comisión de Regulación de Energía y Gas, con apoyo de DNP, MME, UPME e IPSE.
- Definición de aspectos normativos y regulatorios relacionados con la calidad, continuidad y estándares mínimos técnicos de suministro por usuario en ZNI.
Responsable: DNP, con apoyo de MME y CREG.
- Fase 2. Elaboración de TDR y contratación de la estructuración de un Proyecto Piloto por APP en ZNI.
Responsable: UPME, con apoyo del PAPP del DNP.
- Estructuración. Se estima un plazo mínimo de 6 meses, sin embargo es necesario contemplar la posibilidad de realizar consultas previas con comunidades, lo que puede implicar un plazo mayor.
Responsable: UPME, con apoyo del PAPP del DNP.
- Revisión y aprobación por MHCP y DNP, concepto sobre valoración de riesgos contingentes, concepto sobre factibilidad de desarrollo del proyecto como APP. Revisión previa a la presentación del proyecto ante el CONFIS para solicitud de vigencias futuras, por parte del MHCP, evaluación de las condiciones financieras del contrato y las cláusulas que soportan las mismas.
Responsable: UPME.
- Aprobación vigencias futuras (CONFIS).
Responsable: MME.

Tabla 22. Ruta de Implantación de APP en ZNI



- Fase 3. Apertura y desarrollo del proceso de licitación, firma del contrato y acta de inicio.
Responsable: UPME (apoyo de ANI, previo acuerdo interinstitucional).
- Estudios finales y cierre financiero.
Responsable: Inversionista privado.
- Fase 4. Construcción e inicio de operaciones y actividades de mantenimiento, las cuales deberán estar asociadas con la prestación del servicio de energía eléctrica y con la constitución previa por parte del inversionista de la ESP encargada de la prestación del servicio en generación, distribución y comercialización.
Responsable: Inversionista privado.
- Fase 5. Evaluación del proceso de estructuración y licitación del Proyecto Piloto y ampliación a otras ZNI. El objeto de esta fase es hacer un seguimiento a los procesos normativos, regulatorios, institucionales, técnicos y contractuales, con el fin de incorporar mejoras en los mismos, y replicar el Proyecto Piloto en otras ZNI.
Responsable: MME, UPME, con apoyo del DNP.
- Se avanzará en la estructuración de nuevas APP en ZNI, definiendo aspectos de información socioeconómica, necesidades de suministro en ZNI, y revisión de los aspectos de calidad y continuidad desde el punto de vista legal y regulatorio.
Responsable: MME, UPME, con apoyo del DNP.

10. Propuesta de aplicación a un proyecto piloto

10.1. Estudio UPME – UT IncoBank – Pravné

En diciembre de 2015 se dio inicio al contrato de consultoría entre la UPME y la Unión Temporal IncoBank – Pravné para la identificación, estructuración, promoción y selección de inversionistas, a través de esquemas de vinculación de capital privado para la prestación de servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, este último en donde se encontrara conveniente, en las Zonas No Interconectadas de la Península de La Guajira (Zona 1) y Norte del Chocó, Urabá Antioqueño y Tierralta – Córdoba (Zona 2). Participó además como aliado técnico la firma Hart Energy & Control Consulting S.A.S.⁸⁴

Las actividades desarrolladas por la consultoría, cuyo producto final fue entregado en diciembre de 2016, incluyeron:

- Recopilación de información pertinente del proyecto de carácter técnico, jurídico y financiero.
- Reuniones permanentes con las entidades que coordinan el proyecto, a saber, Ministerio de Minas y Energía, UPME, IPSE, y reuniones semanales de seguimiento con MinMinas y UPME.
- Reuniones con actores de importancia en el sector de energía (operadores y proveedores de bienes y servicios), como potenciales inversionistas en el proyecto.
- Análisis jurídico de normas que regulan el objeto del contrato de consultoría.
- Análisis de experiencias nacionales e internacionales sobre la prestación del servicio de energía en Zonas No Interconectadas.
- Estudios técnicos de diferentes tecnologías no convencionales, incluyendo costos de inversión y de operación y mantenimiento.
- Visitas de campo a las Zonas de cobertura del proyecto.
- Construcción de modelo financiero.
- Desarrollos jurídicos que incluyen elaboración de textos de contratos y términos de referencia para las convocatorias del proyecto y propuestas de cambios normativos.

El objetivo de la consultoría adelantada por la UPME fue el de llegar hasta la licitación de Áreas de Servicio Exclusivo, en los términos de la Ley 1151 de 2007, y del artículo 40 de la Ley 142 de 1994, como el esquema empresarial seleccionado para promover la universalización del servicio tanto en la Zona 1 como en la Zona 2.

⁸⁴ Esquemas empresariales en zonas no interconectadas y selección de inversionistas Guajira y Norte del Chocó.

Por intermedio de la UPME, esta consultoría ha tenido acceso a los documentos entregables finales de la consultoría adelantada con la UT IncoBank-Pravné, con el objetivo de evaluar la posibilidad de adelantar un proyecto piloto de una APP orientada a la construcción y operación de infraestructura del servicio de energía eléctrica en una Zona No Interconectada. El propósito de este aparte es el de establecer los lineamientos de un posible proyecto piloto de una APP de iniciativa pública, que parta de los resultados obtenidos en el estudio de la UPME y utilice las ventajas de una estructuración bajo el mecanismo de una APP.

10.2. Características del proyecto en la Zona I (La Guajira)

En este caso se considera que podría haber una mayor factibilidad de desarrollar un piloto de APP en la Zona I (La Guajira), teniendo en cuenta que sólo existe un prestador privado (Electricaribe S.A. E.S.P en las cabeceras municipales de los municipios de la denominada Zona I que incluye a Riohacha, Maicao, Dibulla, Manaure y Uribia), lo que facilitaría en principio adelantar las tareas de definición de la población objetivo y el área de prestación del servicio.

Para el efecto, la consultoría definió una zona de 250 metros a cada lado de las redes de distribución del operador de red existente, como área de posible expansión del operador, de manera que el resto de viviendas sin servicio y otros usuarios potenciales serían el objeto del esquema empresarial seleccionado. Existen activos de generación y distribución del IPSE en el municipio de Uribia, que se podrían integrar al esquema empresarial.

No obstante lo anterior, en el caso de la Zona I, como en otras Zonas No Interconectadas, una condición esencial a contemplar para el desarrollo de esquemas empresariales asociados a la prestación del servicio de energía eléctrica es la existencia de comunidades indígenas. Esto obliga a incluir en la fase de estructuración procesos de consultas y acuerdos con las distintas comunidades sobre la forma de desarrollar la prestación del servicio de manera que se adecúe a sus necesidades y a su idiosincrasia. El estudio desarrollado por la UT IncoBank-Pravné incluye en este sentido información valiosa para adelantar los procesos necesarios, los cuales sin embargo requerirán probablemente de un tiempo adicional. Este es un costo que podría ser asumido en el proceso estructuración, con el fin de reducir los costos y tiempos en el proceso.

Los elementos básicos del proyecto piloto que se propone para ser desarrollado en La Guajira se presentan a continuación.

10.2.1. Población y demanda objetivo

A partir de un proceso de fotointerpretación de techos, sobre una muestra de 470 cuadrantes o cuadrículas (áreas de 1.85x1.85 km) de información de las encuestas del programa PERS para La Guajira, y de información secundaria sobre viviendas abandonadas o de uso temporal (debido al fenómeno de poliresidencialidad o nomadismo), el estudio

de la UPME identificó un número de usuarios potenciales en función de la agrupación de viviendas.

Se identificaron 5 distintos tipos de agrupación, desde la vivienda aislada, hasta grupos de 50 o mas viviendas agrupadas. La consultoría consideró que, dadas las características de las comunidades wayuu de la región, por cada agrupación de 5 viviendas se tendría un usuario, incluyendo cuatro familias y una enramada y/o cocina.

Tabla 23. Estimación de Usuarios Potenciales Zona I

Municipio	Uribia	Riohacha	Maicao	Manaure	Dibulla	Total
Tipo de Usuario	40.018	6.014	4.767	7.184	1.839	59.823
<i>1 usuario</i>	24.170	4.714	3.441	2.739	1.628	36.692
<i>5 usuarios</i>	12.794	1.300	1.326	2.969	63	18.452
<i>25 usuarios</i>	851	-	-	1.084	149	2.084
<i>50 usuarios</i>	2.202	-	-	392	-	2.594

La propuesta y los análisis financieros posteriores se basan sin embargo en un total de 30.000 usuarios potenciales iniciales a conectar en el primer año del proyecto. No existe una distribución geográfica específica, aunque se mantiene la distribución en términos del tipo de usuarios.

Tabla 24. Usuarios potenciales iniciales Zona I

Tipo de Usuario	Usuarios Potenciales	Soluciones Potenciales
Total	30.000	15.521
<i>1 usuario</i>	12.652	12.652
<i>5 usuarios</i>	13.839	2.768
<i>25 usuario</i>	1.563	63
<i>50 usuario</i>	1.946	39

Las soluciones técnicas se evaluaron en términos de cada tipo de usuario, y de la estimación de los consumos básicos por vivienda, los cuales a su vez se calcularon con base en las encuestas del PERS, y en estimaciones de la curva de carga diaria por tipo de usuario. La tabla siguiente resume los consumos básicos por vivienda, que comprenden:

Tipo 1: Consumo básico

Tipo 2: Consumos básico mas refrigeración

Tipo 3: Consumo básico mas refrigeración mas entretenimiento

Tipo 4: Consumo básico mas refrigeración mas entretenimiento mas ventilación

Tabla 25. Tipologías de consumo en La Guajira

	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 4
<i>Iluminación</i>	18,00	18,00	18,00	18,00
<i>TV y/o Minicomponentes</i>	17,55		31,20	37,65
<i>Refrigerador</i>		38,64	37,68	38,64
<i>Cargador celular</i>	1,35	2,25	2,25	1,35
<i>Licuadaora</i>	1,20	1,20	1,2	1,2
<i>Ventilador</i>				21,6
Consumo total (kWh-mes)	38,10	60,09	90,33	118,44
Potencia (Vatios)	425	455	585	735

La propuesta de los consultores es que para las viviendas sin servicio no agrupadas (una sola vivienda) se instale una solución solar autónoma con batería, que pueda abastecer el consumo de 38 kWh-mes.

Para el resto de posibles usuarios, la propuesta del estudio UPME-UT es instalar soluciones híbridas solar-diésel, que puedan suministrar los requerimientos del consumo Tipo 3, ajustado a 90 kWh-mes⁸⁵.

Los consumos totales del proyecto se estiman con los consumos básicos por usuarios y el número de usuarios potenciales.

10.2.2. Estructura de costos y cálculos de tarifas y subsidios

Con base en el costeo del Capex de generación (inversión en paneles, baterías, inversores, generadores diésel, en equipos, transporte, montaje y reposición), distribución (redes, acometidas, medidores y redes internas) y comercialización, y de los Opex (operación sin incluir combustibles), y los consumos por solución y totales, se construye un indicador del costo medio unitario del proyecto y de la tarifa plena. Por comparación con la tarifa del mercado del SIN mas cercano para usuarios residenciales (Electricaribe, febrero de 2016 para usuarios de estratos 1, 2 y 3), se calcula el monto de subsidios requeridos.

Los cálculos no incluyen usuarios diferentes a usuarios residenciales, debido a que la consultoría no pudo obtener información sobre instalaciones educativas, de salud, hoteles y comercios en la zona. En un proceso de estructuración adicional se podría incluir una caracterización de capacidad y consumo mínimas para escuelas y puestos de salud en las comunidades en donde existan.

El resultado es un costo unitario (CU) de \$4.150/kWh, de los cuales \$2.209/kWh corresponden al Capex de generación (53%), \$858/kWh al Capex de distribución (20%), y \$1.121/kWh a Opex general (27%), sin incluir costo de combustibles.

⁸⁵ En concepto de la consultoría, el uso de la energía para ventilación en La Guajira no hace parte de los consumos esenciales.

Dada la estructura regulatoria general del sector eléctrico y las reglas sobre tarifas y subsidios en el segmento residencial en las ZNI, la aplicación del CU resultante implicaría un nivel de subsidios del 95% del CU, con aportes del FSSRI que iniciarían en \$95.829 millones en el año 2, y alcanzarían los \$230.107 millones en el año 25, en precios corrientes, para un promedio anual de \$155.901 millones. Con las coberturas, costos, ingresos y gastos del proyecto se estiman rentabilidades del 20,7% para el proyecto, y del 28,8% para el inversionista.

Como alternativa, si el proyecto se ejecuta mediante una APP, en las mismas condiciones de cobertura, costos de inversión y operación, y con las mismas tarifas a los usuarios finales, se podría tener un nivel de aportes distribuido entre subsidios del FSSRI y pagos de aportes públicos con el esquema de APP iniciando en \$102.859 millones a partir del año 2, y terminando en \$205.344 millones en el año 25. Las rentabilidades para el proyecto y para el inversionista serían de 22,9% y 33,3% respectivamente.

10.2.3. Nivel de aportes públicos

Si se comparan los resultados de los proyectos en valor presente⁸⁶, las diferencias en ingresos totales y aportes públicos son levemente superiores en el caso de la estructuración como APP (alrededor de 0,6%), manteniendo los pagos de los usuarios al nivel de las tarifas del SIN en ambos casos.

No obstante, en términos de rentabilidad del proyecto y rentabilidad para el inversionista, en el caso de la estructuración bajo APP se obtendrían tasas y VPN de los flujos de caja operativo y apalancado del accionista superiores a los calculados en el estudio UPME-UT en el caso de la estructuración como ASE con las reglas actuales.

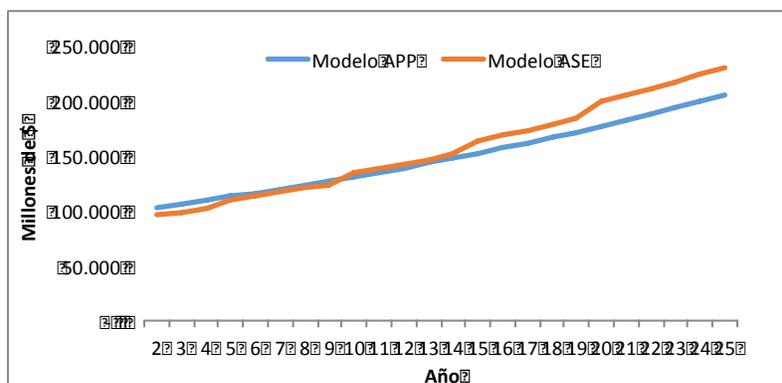
Tabla 26. Comparación de resultados en valor presente

	ASE	APP	VAR. %
Ingresos	961.993	967.713	0,59%
Recaudo de usuarios	49.763	49.763	0,00%
Subsidios FSSRI	912.230	919.950	0,09%
Pagos APP	n.a.	858.057	
Total aportes públicos	912.230	917.950	0,63%
TIR Proyecto	20,7%	22,9%	10,25%
VPN FLO	50.929	62.881	23,47%
TIR Inversionista	28,8%	33,2%	15,60%
VPN FCA	11.552	12.224	92,39%

⁸⁶ Los flujos se descuentan a la tasa del 15% estimado por la consultoría de la UPME como costo de oportunidad del proyecto.

En el caso de un proyecto estructurado como APP los aportes públicos serían superiores en los primeros años, pero se reducirían en cerca de un 11% al final del horizonte. Una ventaja de la estructuración como APP es que los aportes públicos se definen en el contrato y no estarían sujetos a variaciones en el número de usuarios, o en los niveles de consumo, o a la aprobación anual de los recursos de subsidios en el presupuesto general de la Nación, como sucede con los pagos de subsidios del FSSRI.

Ilustración 26. Perfil de aportes públicos



Con el mecanismo de APP es posible además definir un perfil de pagos distinto al que podría provenir de la asignación de subsidios del FSSRI, lo que podría mejorar de manera significativa la rentabilidad del proyecto.

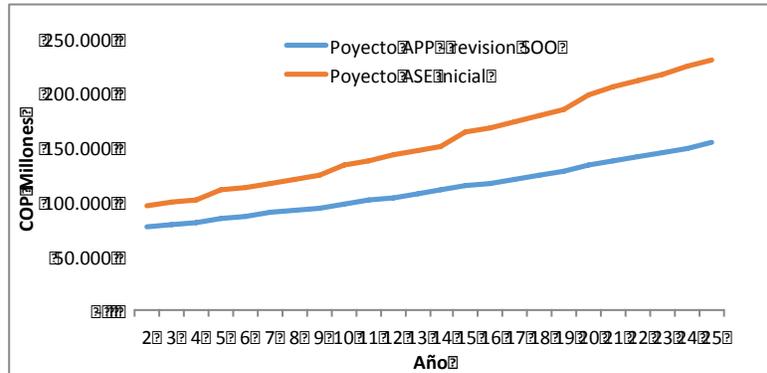
Por otra parte, se podría discutir y revisar con mayor detalle la estrategia de cobertura de las instalaciones de viviendas aisladas (SOO) y agrupación de 5 viviendas con soluciones híbridas. Si se elige para ambos casos una solución SOO con batería, con capacidad de 50 Wp que permita instalar una solución básica de iluminación y conexión para carga de celulares, se reducirían de manera significativa los costos del proyecto, y se podrían concentrar las inversiones en las agrupaciones de 25 y 50 viviendas para prestar servicios comunitarios, como se muestra en la tabla y gráfica siguientes.

Tabla 27. Comparación de resultados – APP revisada

	ASE	APP	VAR. %
INGRESOS	961.993	741.108	-22,96%
Recaudo de usuarios	49.763	56.898	14,34%
Subsidios FSSRI	912.230	68.480	
Pagos APP	n.a.	615.730	
Total aportes públicos	912.230	684.210	-25,00%
TIR Proyecto	20,7%	30,3%	46,09%
VPN FLO	50.929	56.477	10,89%
TIR inversionista	28,8%	42,1%	46,53%
VPN FCA	1.552	1.451	85,69%

* Soluciones SOO para viviendas aisladas y grupos de 5 viviendas, sin medidor.

Ilustración 27. Perfil de aportes públicos – APP revisada



Es conveniente tener en cuenta que las necesidades de estas comunidades tienen que ver más con agua potable, y las soluciones comunitarias de energía podrían tener la capacidad requerida para sistemas de bombeo o desalinización para comunidades de este tamaño. Por otra parte, en el modelo financiero actual con atención de grupos de 5 viviendas con solución híbrida solar y diésel, el costo del consumo de combustible de este grupo representaría el 87% del consumo total de combustibles del proyecto.

10.3. Recomendaciones para un proyecto piloto

Teniendo en cuenta los análisis y propuestas de carácter normativo y regulatorio antes expuestas, y la posibilidad de aplicar el mecanismo de una APP en el caso de la ZNI de La Guajira (de acuerdo con la propuesta de alcance geográfico contenida en la consultoría de la UPME), se presentan a continuación los lineamientos para el diseño de un proyecto piloto de una APP de iniciativa pública para el desarrollo de infraestructura y la prestación del servicio de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en dicha zona.

10.3.1. Cobertura y alcance geográfico

El proyecto concebido por el estudio UT-UPME propone llegar a 30.000 instalaciones, soluciones o usuarios, distribuidos en las cuatro posibles soluciones técnicas, en los cinco municipios de la Zona I en La Guajira, excluyendo las zonas de posible expansión del operador existente.

Dado que la solución solar autónoma para viviendas individuales (SOO) tiene un costo de inversión del doble de una solución híbrida solar-diesel, una primera recomendación es la

de evaluar iniciar el proyecto con la instalación del 100% de los potenciales usuarios agrupados en 5, 25 o 50 viviendas, y establecer una meta residual para el primer año de viviendas no agrupadas hasta alcanzar los 30.000 usuarios en el primer año. Esto implicaría fijar una meta de 6.869 viviendas no agrupadas en el primer año.

Como se señaló antes, durante el proceso de estructuración como APP, que utilizaría la información y resultados de los estudios desarrollados por la UPME en 2016, se propone identificar usuarios especiales de los sectores de educación y salud, las especificaciones mínimas técnicas que deberían cumplirse para este tipo de instalaciones, y los costos correspondientes.

El proyecto de APP puede estructurarse con un valor total, y pagos sujetos a la culminación de unidades funcionales. Una primera unidad funcional sería la definida para el primer año.

Es posible evaluar distintos escenarios de soluciones tecnológicas, niveles de pago de usuario final, y aportes de recursos públicos, y sus combinaciones. La tabla siguiente muestra algunos ejercicios en los que se fijan las variables principales como el costo total por usuario y la tarifa a usuario final, así como la tasa de retorno al inversionista. En cada uno de los casos se analiza el nivel de aporte de recursos públicos requeridos una vez completadas las inversiones y el nivel tarifa, con el fin de analizar el retorno en Valor Presente Neto (VPN) y en Tasa Interna de Retorno (TIR).

Tabla 28. Escenarios en función de alternativas tecnológicas

Escenario	Unidad	1	2	3	4
Consumo/Usuario	kWh/mes	90	64	5.6	800
Cantidad Usuarios		10000	10000	10000	100
Tecnología		Solar	Solar	Solar	Solar
Respaldo		Baterías	Baterías	Baterías	Diesel
Tipo Solución		Individual	Individual	Individual	Comunitaria
Plazo	Años	25	25	25	25
Tarifa Plena	COP/kWh	\$2,50	\$2,50	\$500	\$2,50
Tarifa UF	COP/kWh	\$250	\$250	\$250	\$250
TIR	%	20%	20.0%	7.9%	20.0%
Tarifa Equivalente	COP/kWh	\$1,07	\$1,49	\$2,02	\$2,18
Anualidad FAZNI	Millones	\$39,13	\$45,64	\$7,48	\$8,60
VPN Combustible	Millones	\$70,39	\$50,06	\$4,38	\$2,90

10.3.2. Medición, costos de comercialización y asignación de subsidios

En el caso de las viviendas individuales se recomienda evaluar un sistema de cobro no asociado a la medición, dado el bajo nivel de consumo esperado. Una alternativa es establecer cobros asociados a la capacidad disponible, que se afectarían en función de los indicadores de calidad y disponibilidad. Los costos de comercialización, así como los de inversión en “acometidas, redes internas y medidor”, estimados en \$1.706.813 podrían eliminarse del Capex de distribución, incluso para las agrupaciones de 5 viviendas.

En soluciones con viviendas agrupadas se podrían instalar mecanismos de medición inteligente, que permitan reducir a un mínimo los costos de comercialización, en especial en las actividades de lectura, expedición de factura, recaudo y actividades de cobranza.

Dependiendo de la disponibilidad de red celular se podría desarrollar programas de medición prepago con recargas a través de la red celular. Para este efecto, el prepago mensual daría lugar al derecho a consumir la cantidad de kWh-mes estimados para cada solución técnica, en función de la capacidad de la solución.

Para la asignación de subsidios en la factura, en instalaciones sin medición, también se tendría en cuenta el nivel de consumo estimado para cada solución.

10.3.3. Especificaciones técnicas

Las especificaciones mínimas técnicas de las instalaciones deben ser incluidas de manera detallada en el contrato de APP, para que se pueda controlar el cumplimiento de las mismas, y no existan dudas sobre la obligación a cargo del inversionista en términos del tipo de equipos y su funcionalidad.

En el caso de las soluciones solares híbridas o autónomas con baterías, dentro de las inversiones se recomienda incluir controladores de carga, para evitar posibles daños o pérdida de vida útil por sobrecarga de las baterías.

Las soluciones estándar y las especificaciones mínimas se deben definir en la estructuración, no en la fase de licitación y ofertas de los proponentes.

Por el tipo de vivienda que se presenta en la zona, es posible que no sea posible instalar redes internas convencionales, dependiendo del diseño técnico de las soluciones este es un problema a resolver, estas deben incluir las redes necesarias para conectar los equipos de uso final en DC o AC.

10.3.4. Calidad y disponibilidad del servicio en viviendas aisladas

Un aspecto pendiente de desarrollo regulatorio es el de la calidad de servicio en viviendas aisladas. La definición de los niveles de servicio para efectos del contrato de APP puede definirse, independientemente de la regulación específica, en términos de:

- a) el cumplimiento de los niveles de cobertura y las metas de instalación inicial de soluciones
- b) la disponibilidad de la capacidad de generación, y en general de la capacidad de las instalaciones, en términos de días al mes o días al año
- c) el cumplimiento de las actividades de reposición de equipos a lo largo de la vida del proyecto

El incumplimiento de los indicadores de disponibilidad darían lugar tanto a disminuciones en el pago de los aportes como a reducciones proporcionales en el valor de la factura mensual, o en el valor de la tarifa del servicio prepago en una siguiente recarga.

10.3.5. Riesgo de cartera

Es importante considerar dentro de los equipos a instalar, mecanismos de limitación de carga, que sirvan tanto para el control de sobrecargas, como para inhabilitar el uso de los equipos en caso de falta de pago.

En el caso de impagos reiterados, o de uso indebido de las instalaciones, el operador estaría autorizado para retirar los equipos e instalarlos en otro usuario potencial. La reinstalación se podría hacer sujeta al pago de la deuda pendiente, o a los acuerdos de pago que realice el operador con los usuarios.

10.3.6. Exclusividad y diseño de tarifas

Como ya se señaló, la exclusividad es una garantía al inversionista de que no existe un riesgo en la recuperación de las inversiones por la entrada de posibles competidores. Pero al mismo tiempo implica asumir los riesgos y dificultades que pueden presentarse al establecer la exclusividad en una ZNI, en especial las derivadas de definir no sólo el área geográfica, sino la población potencial a atender mediante el contrato de exclusividad, el valor mismo del contrato, y los conflictos que podrían surgir a futuro con comunidades o usuarios que gestionen con terceros sus propias soluciones.

Por estas razones se sugiere evaluar la alternativa de desarrollar un proyecto de ampliación de cobertura mediante una APP, sin involucrar la condición de la exclusividad en la prestación del servicio. El compromiso del inversionista es el de adquirir, transportar, instalar y operar, bajo la figura de una ESP, el servicio a un número determinado de viviendas o comunidades aisladas, en viviendas individuales o agrupadas de uso residencial, más un determinado número de instalaciones especiales.

La definición del tipo de usuarios potenciales, o de soluciones técnicas puede hacerse con base en condiciones y características mínimas que debe cumplir el inversionista, sin perjuicio de que pueda desarrollar soluciones técnicas adicionales.

En este caso, al no existir un compromiso de exclusividad geográfica, o sobre poblaciones determinadas, las metas pueden cumplirse con una mayor flexibilidad por parte del inversionista, en particular si se trata de viviendas o comunidades aisladas y con características de movilidad o poliresidencia.

Estos aspectos se podrían evaluar durante el proceso de estructuración, con el fin de identificar alternativas en el proceso de definición del modelo de gestión, que se reflejen en los pliegos de condiciones.

Un aspecto que es necesario señalar es que al definirse en el contrato un número de soluciones estándar de aplicación obligatoria por parte del inversionista, con un diseño técnico y costo estandarizado, se podría minimizar el riesgo de desceme que se derivaría del cálculo de un Costo Medio, en el Costo Unitario (CU) de prestación del servicio. Sin embargo, dado que el modelo de tarificación en las ZNI está basado en un costo medio por kWh, para un periodo tarifario, o para la duración completa del contrato (en el caso de una ASE) es evidente que existirá el riesgo de desceme de mercado en donde un tercero podría entrar a prestar el servicio a los usuarios de menor costo, reduciendo el precio a pagar para esos usuarios.

En el caso específico de la ZNI de La Guajira (Zona I) el costo de inversión para la atención de viviendas aisladas con soluciones solares autónomas (panel mas batería) es el doble con respecto a la atención de viviendas agrupadas con soluciones híbridas (solar mas diésel).

Esta condición no sólo incrementa el costo del proyecto sino que implica por definición un subsidio cruzado entre los usuarios agrupados y los usuarios individuales, cuando se calcula un CU único para todo el mercado, y por tanto la existencia de un riesgo de desceme de mercado.

10.3.7. Actividades a cargo del inversionista

El inversionista estaría vinculado a largo plazo con el proyecto a través de la obligación de mantener y reponer la infraestructura, además de realizar el corte, reconexión y reinstalación de la infraestructura, y realizar la gestión comercial.

Los incentivos para el usuario y para el inversionista debe ir enfocados a garantizar la disponibilidad permanente del servicio. En caso de falta de pago el inversionista debe contar con los mecanismos para la suspensión y el corte del servicio, incluyendo el retiro de los equipos, y la posibilidad de reinstalarlos en otro usuario potencial. Desde el punto de vista del usuario, se debe garantizar que los equipos tengan una disponibilidad permanente, y que se cumpla con los indicadores de calidad y nivel de servicio. Para el estado como contratante de la APP se debe garantizar el cumplimiento de las metas de cobertura y calidad, como condición para realizar los pagos adicionales por operación y mantenimiento.

El inversionista podría tener la opción de suscribir un contrato con una ESP con experiencia en servicio al cliente, facturación, recaudo y gestión de cartera, o constituir una ESP para desarrollar estas actividades.

Los activos reierten al Estado al final de su vida útil en el estado en que se encuentren, el inversionista está obligado a reponer solamente los activos que fallen antes de cumplir su vida útil, para lo cual debe incluir en los costos la reposición estimada.

II. Anexo. Resumen de normas básicas y procedimientos en las APP

II.1. Ley de APP: Generalidades

- **Transversalidad:** El ámbito de aplicación de la Ley no se enfoca solo en Transporte aplica a sectores de infraestructura social y productiva y sus servicios relacionados.
- **Capacidad y compromiso:** Se busca atraer inversionistas de largo plazo con suficiente capacidad financiera que no sólo construyan la infraestructura, sino que la operen y la mantengan.
- **Pago por servicio:** Se introduce el concepto de pago por disponibilidad y nivel de servicio.
- **Incentiva iniciativas privadas:** Incluye un régimen normativo aplicable a las Iniciativas Privadas, involucrando premios e incentivos correctos para su desarrollo.
- **Adecuada estructuración:** Refuerza la adecuada estructuración de proyectos en cuanto a estudios, análisis de riesgos y adicionalmente incluye el concepto de Valor por Dinero
- **Aspectos presupuestales:** Contiene cambios en el tratamiento presupuestal respecto a: Vigencias futuras de los proyectos APP nacionales y territoriales.
- **Diseño institucional:** Aclara los roles y funciones de las entidades que participan en el ciclo de proyectos APP.

II.2. Ley APP: principales disposiciones

Disposiciones Generales

- a) La ley de APP es de carácter transversal, es decir que se puede aplicar en cualquier sector de infraestructura, para proyectos mínimo de 6.000 SMMLV, es decir de \$4.136 millones para 2016.
- b) El plazo máximo de un contrato de APP, incluidas prórrogas, es de 30 años, y se permite un Plazo superior solo cuando se cuente con concepto previo favorable del CONPES.
- c) El límite a adiciones con recursos públicos y a prórrogas es del 20%.
- d) Los aportes públicos los recibe el inversionista según disponibilidad de servicio.

APP de iniciativa pública

- a) Es un proyecto que proviene de una idea pública y la estructura el Estado.
- b) Su estructuración permite la mezcla de recursos privados y públicos.
- c) El proceso de selección del inversionista se hace por licitación pública.

APP de iniciativa privada

- a) Es un proyecto que proviene de una idea del sector privado y la estructura un originador del sector privado.
- b) Si solicitan recursos públicos para su cierre financiero, pueden contar hasta con un 30% de desembolsos de recursos públicos (20% para proyectos de infraestructura vial de carreteras) y lo demás proviene de recursos privados que se remuneran con tarifas a los usuarios y otros ingresos por explotación comercial. El proceso de selección es por licitación pública, y el incentivo que recibe el originador de una APP de iniciativa privada que requiere desembolsos de recursos públicos, es que se gana unos puntos adicionales en el proceso de licitación, regulado en el Decreto 1082 de 2015.
- c) Si no solicitan recursos públicos, la remuneración del inversionista provendrá de tarifas a los usuarios y de otros ingresos por explotación comercial. El proceso de selección es mediante el mecanismo de Selección abreviada (menor cuantía), y el incentivo que recibe el originador de una APP de iniciativa privada que no requiere de desembolsos de recursos públicos, es que, si se presenta otro interesado mejorando la propuesta del originador, éste tiene derecho a mejorarla, y obtiene así la adjudicación del contrato.

Disposiciones comunes de los proyectos de APP

- b) Se ordena la administración de los recursos de los proyectos de APP a través de patrimonios autónomos.
- c) Se crea un registro de proyectos de APP en el DNP.
- d) Se crea una nueva tipología de vigencias futuras para asumir compromisos presupuestales en proyectos APP.
- e) Se incluye la reversión de la infraestructura al Estado al final del plazo de los contratos.

11.3. APP de iniciativa pública y de iniciativa privada

En Colombia, las iniciativas para desarrollar una APP pueden venir de dos fuentes: i) Iniciativa Pública: Proyectos de APP que corresponden a una necesidad identificada por entidades públicas y donde el peso de la estructuración del proyecto recae en la entidad pública. ii) Iniciativa Privada: en las cuales la conceptualización de la propuesta, así como los estudios de prefactibilidad y factibilidad recaen sobre el sector privado.

En ambos casos el objeto del contrato es proveer infraestructura pública, razón por la cual el interés general debe primar sobre el interés particular. Generalmente, la iniciativa privada tendrá una baja o nula demanda de recursos públicos por lo que el proyecto debe generar sus propios recursos para ser viable. Un ejemplo de una iniciativa privada puede

ser la construcción, operación y mantenimiento de vías, en donde la totalidad de los costos de inversión y operación recae en el privado y los ingresos del proyecto provienen del cobro de tarifas a los usuarios de las carreteras construidas. La mayoría de proyectos de infraestructura social (cárceles, colegios, hospitales, etc.), justamente por atender primordialmente a necesidades sociales, son de iniciativa pública ya que difícilmente generan ingresos suficientes para cubrir los costos del proyecto y las utilidades esperadas del privado⁸⁷.

El trámite de una iniciativa pública en las APP

El trámite de una iniciativa pública corresponde a proyectos estructurados por el sector público, que requieren parcial o totalmente desembolsos de recursos públicos.

A continuación, se describen en detalle los pasos que debe realizar la entidad ejecutora y las aprobaciones requeridas para la licitación y contratación del proyecto.

Para el caso de entidades del orden territorial se debe verificar que el proyecto se encuentre dentro de los planes de desarrollo territoriales y que la entidad cumpla con las condiciones establecidas en el artículo 27 de la Ley 1508 de 2012, es decir los límites de gasto y deuda establecidos en la Ley 358 de 1997, 617 de 2000 y 819 de 2009.

En el caso de la Nación, antes de iniciar un proyecto, la entidad ejecutora debe solicitar concepto previo de disponibilidad en el cupo sectorial ante el Ministerio u órgano cabeza del sector, para que se verifique si la iniciativa puede estar contenida dentro del monto límite sectorial definido por el CONPES.

Dentro de las primeras etapas de identificación del proyecto, la entidad estatal deberá priorizarlos conforme a sus respectivos instrumentos de planeación, asimismo efectuar una evaluación socioeconómica del proyecto⁸⁸.

Paso seguido la entidad debe proceder a la estructuración técnica, legal y financiera del proyecto y proceder a la elaboración de los productos exigidos en el artículo 11 de la Ley 1508 de 2012 y el Decreto 1082 de 2015.

En términos generales, la entidad debe proceder a la elaboración, en etapa de factibilidad, de los estudios técnicos, socioeconómicos, ambientales, prediales, financieros y jurídicos acordes con el proyecto, la descripción completa del proyecto incluyendo diseño, construcción, operación, mantenimiento, organización o explotación del mismo, el modelo financiero detallado y formulado que fundamente el valor del proyecto, la descripción detallada de las fases y duración del proyecto y justificación del plazo del contrato, advirtiendo que el modelo financiero estatal tendrá reserva legal.

⁸⁷ DNP (2016): Guía de Asociaciones Público Privadas, Capítulo 1, pág. 14.

⁸⁸ Consiste en la evaluación costo-beneficio del proyecto, analizando su impacto social económico y ambiental sobre la población directamente afectada, evaluando los beneficios socioeconómicos esperados, el cual debe ser acorde con la información registrada en la ficha BPIN.

Una vez estructurado el proyecto, la entidad ejecutora debe solicitar ante la Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional del MHCP, la aprobación de la valoración de obligaciones contingentes, anexando los documentos necesarios a la solicitud de aprobación, de conformidad con la Ley 448 de 1998 y su Decreto reglamentario.

Surtido el anterior procedimiento, el DNP verificará de acuerdo con la normatividad expedida para el efecto, que el proyecto genere valor por dinero bajo la modalidad de contratación de APP versus la obra pública tradicional, para lo cual actualmente utiliza la metodología del Comparador Público Privado -CPP-.

Conforme a la justificación efectuada se determina la línea de contratación a seguir, es decir APP u obra pública. Adicionalmente, se debe precisar que, tratándose de proyectos remunerados exclusivamente con recursos de las entidades territoriales, corresponderá a la entidad de planeación de la entidad territorial emitir el concepto.

Contando con las aprobaciones y conceptos favorables mencionados anteriormente, el MHCP en forma previa a la presentación del proyecto ante el CONFIS para solicitud de vigencias futuras, deberá evaluar las condiciones financieras del contrato y las cláusulas que soportan las mismas⁸⁹.

Una vez la entidad cuente con los estudios mencionados y los conceptos de las entidades rectoras, se solicitará a la Dirección General de Presupuesto General de la Nación su presentación ante el CONFIS para que esta instancia evalúe el otorgamiento del aval fiscal y la autorización de vigencias futuras del proyecto.

En el capítulo I, numeral 1.6.1, se incluye el diagrama general de los trámites a ser adelantados.

El trámite de una iniciativa privada en las APP

La ley de APP colombiana incluye una novedad en nuestra legislación y es la de permitir que grupos privados puedan presentarle al Estado iniciativas de APP para el desarrollo de la infraestructura pública. Estas iniciativas deben ser analizadas en etapa de *prefactibilidad* y de *factibilidad*, por la entidad pública del Estado quien tiene a cargo las funciones relacionadas con dicha infraestructura y definir si acepta la propuesta.

La ley otorga incentivos para que el sector privado presente proyectos al sector público:

- En la etapa de *Arreglo de Condiciones* de la Ley APP, se acuerda, entre el originador del proyecto y la entidad estatal, el valor de los estudios del proyecto realizados hasta el momento en *prefactibilidad* y *factibilidad*.

⁸⁹ En el caso de proyectos a nivel territorial, antes de presentar el proyecto al MHCP para la aprobación de la valoración de obligaciones contingentes, se debe contar con la validación financiera de alguna entidad que cumpla con la condición de ser estructurador público o Banco de segundo piso. Estas entidades pueden ser: FINDETER, FONADE o FDN.

- Si el proyecto requiere desembolsos de recursos públicos, éstos no podrán ser superiores al 20% del total del valor del proyecto (en el caso de infraestructura vial de carreteras) y 30% en el caso de otros sectores, el proceso de contratación se dará por licitación pública y el privado obtendrá, como incentivo por presentar el proyecto, unos puntos adicionales en la calificación final que obtenga.
- Si el proyecto no requiere desembolsos de recursos públicos, se publicará el acuerdo entre el privado originador de la propuesta y la entidad estatal con el fin de verificar si un tercero (otro privado) quisiera presentar una mejor oferta. En caso de no existir un tercero interesado en el proyecto, la entidad estatal contratará de manera directa con el originador de la propuesta. En caso de presentarse un tercero interesado, se realizará un proceso de selección abreviada, si en ese proceso gana el tercero, el originador de la propuesta tiene como incentivo, el derecho a mejorar la oferta y firmar el contrato.

En cualquiera de estas dos posibilidades, si el contrato lo firma un tercero distinto al originador de la propuesta, deberá pagarle el valor de los estudios al originador de la propuesta.

12. Referencias

- Bancoldex (2015). Informe final. Análisis sobre condiciones para la promoción de concesiones y alianzas público privadas en las zonas no interconectadas de Colombia. Bogotá, noviembre de 2015.
- CONPES 3538 (2008): Programa de Apoyo al Proceso de Participación Privada y Concesión en Infraestructura (PPCI III).
- CONPES 3615 (2009): Iniciativa para la Modernización y Gestión de Activos Fijos Públicos.
- Corte Constitucional (2003), Sentencia C-150 de 2003, expediente D-4194.
- Corte Constitucional (2013), Sentencia C-263 de 2013, expediente D-9329.
- CREG (2008). Documento CREG-095, Modificación de la Resolución CREG 091 de 2007. Diciembre de 2008.
- DNP (2016 a): Asociaciones Público Privadas en Infraestructura en Colombia. (Diciembre 2016).
- DNP (2016 b). Asociaciones Público Privadas en Infraestructura en Colombia, octubre de 2016. Disponible en: <https://www.dnp.gov.co/programas/participación-privada-%20y-en-proyectos-de-infraestructura/asociaciones-publico-privadas/Paginas/presentaciones.aspx>.
- DNP (2016 c): Guía de Asociaciones Público Privadas, Capítulo I.
- DNP (2016 d): Presentación APP en Infraestructura en Colombia (Agosto 2016).
- DNP (2016 e): RUAPP Informe 3er Trimestre 2016. Disponible en: <https://www.dnp.gov.co/programas/participación-privada-%20y-en-proyectos-de-infraestructura/asociaciones-publico-privadas/Paginas/documentos-app.aspx>
- DNP (2014). Todos por un Nuevo País. Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018.
- DNP-MHCP (2011): Guía de Buenas Prácticas para la ejecución de Proyectos de Asociaciones Público Privadas, diciembre 2011. Departamento Nacional de Planeación y Ministerio de Hacienda y Crédito Público.
- DNP (2011): Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 “Prosperidad para Todos” - Resumen Ejecutivo.
- DNP (2011) Plan Nacional de Desarrollo –PND- 2010-2014 “Prosperidad para Todos”, expedido por la Ley 1450 de junio de 2011.
- DNP-MHCP (2011): Guía de Buenas Prácticas para la ejecución de Proyectos de Asociaciones Público Privadas, diciembre 2011. Departamento Nacional de Planeación y Ministerio de Hacienda y Crédito Público.
- Estay S., Carlos (2014). Electrificación Rural: Objetivos e Instrumentos para su Desarrollo (Chile). Septiembre 2014, Ministerio de Energía, Chile. IV Seminario Latinoamericano y del Caribe de Electricidad.
- IICA (2014). Universalização de Acesso e Uso da Energia Elétrica no Meio Rural

Brasileiro: Lições do Programa Luz para Todos.

- INFRASCOPE (2012 y 2014). Evaluando el entorno para las asociaciones público-privadas en América Latina y el Caribe. Guía del Índice y Metodología. Economist Intelligence Unit - Fondo Multilateral de Inversiones -FOMIN- del Banco Interamericano de Desarrollo -BID.
- IPSE (2015). Bases del Plan de Energización de Zonas No Interconectadas USAID-CCEP, marzo de 2015.
- Marco Normativo de las Asociaciones Público Privadas. Ley 1508 del 2012 y Decreto 1082 de 2015.
- Ministerio de Hacienda y Crédito Público: Manual de Procesos y Procedimientos para la ejecución de proyectos de APP. Disponible en: <http://www.minhacienda.gov.co/portal/page/portal/HomeMinhacienda/APPs/DocumentosTecnicos/manualprocesos/ManualProcesosAPP.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas del Perú (2014). Presentación Plan Nacional de Electrificación Rural -PNER- 2014-2023.
- Ministerio de Minas y Energía (2016). Plan de Energización para las Zonas No Interconectadas – PEZNI, preparado por USAID-CCEP y KDM Consultores. Abril de 2016.
- Ministerio de Minas y Energía (2009). Contrato de Concesión con Exclusividad para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en el Área Geográfica de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, No. 67 de 2009.
- Ministerio de Minas y Energía (2010). Contrato de Concesión con Exclusividad para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en el Área de Amazonas, No. 52 de 2010.
- NIVALU SAS (2015) Informe de Consultoría a la Fundación FES para MINTIC: “Análisis y diagnóstico de la figura jurídica de las Asociaciones Público Privadas -APP- e identificación de tipos de proyectos y de contratos bajo APP en el sector TIC”.
- OSINERGMIN (2014) Perú. Bases definitivas para la subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables en áreas no conectadas a red.
- OSINERGMIN-GART (2015) Perú. Informe N° 063-2015-GART. Fijación del Cargo RER Autónomo para el Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables en Áreas No Conectadas a Red, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, División de Distribución Eléctrica, Febrero 2015.
- Pening, J. P., (2013): “Ley de Asociaciones Público-Privadas”, en Reflexiones Académicas en Derecho Disciplinario y Contratación Estatal”, Instituto de Estudios del Ministerio Público, Procuraduría General de la Nación, Volumen IV, Bogotá, D.C., octubre de 2013, pp. 70-84, ISSN: 978-958-734-132-4.
- PriceWaterHouseCoopers (2005). Informe APP.
- UNESCO (1997). Microcentrales hidroeléctricas. Disponible en: <http://www.unesco.org/uy/phi/biblioteca/files/original/b47e25ddc746493f71944c44cb116698.pdf>.
- UPME (2006). Programa “Luz para Todos” del Gobierno Brasileiro. Convenio MME Brasil – UPME Colombia.

- UPME (2013). Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura de Energía Eléctrica 2013 – 2017. Septiembre de 2013.
- UPME (2015). Guía para la Elaboración de un Plan de Energización Rural Sostenible. UPME, USAID, junio de 2015.
- UPME (2016). Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica. PIEC 2016-2020. UPME, 10-11-2016.
- World Economic Forum -WEF- (2008-2015). The Global Competitiveness Report 2008-2009, 2009-2010, 2010-2011, 2011-2012, 2012-2013, 2013-2014, 2014-2015, 2015-2016.