

EXPANSIÓN EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO EN LAS ZNI DE PANAMÁ



INFORME FINAL

## Análisis del marco regulatorio vigente para identificar los ajustes necesarios y proponer incentivos eficientes a la participación privada en la prestación del servicio a las ZNI



Contenido

1. [Introducción 2](#_TOC_250023)
2. [Análisis del marco normativo vigente e identificación de barreras para la expansión 3](#_TOC_250022)
   1. [Generalidades del marco regulatorio vigente 3](#_TOC_250021)

[2.1.1 Marco normativo de la componente de Distribución 7](#_TOC_250020)

* 1. [. Análisis del marco regulatorio vigente e identificación de ajustes 8](#_TOC_250019)
     1. [Efectos del marco regulatorio vigente 9](#_TOC_250018)
        1. [Enfoque diferenciado por tipo de región 9](#_TOC_250017)
        2. [Remuneración a los distribuidores 16](#_TOC_250016)
        3. [Incentivos para la expansión con fuentes renovables no convencionales 21](#_TOC_250015)
        4. [Análisis del esquema de subsidios en Panamá 23](#_TOC_250014)

2.2.2 Efectos de las entidades gubernamentales................................................................... 26 1

* + 1. [Efectos de las comunidades 30](#_TOC_250013)
    2. [Efectos de los distribuidores 34](#_TOC_250012)

1. [Propuestas regulatorias definitivas para incentivar la expansión 36](#_TOC_250011)
   1. [Indicadores de calidad 37](#_TOC_250010)
   2. [Incentivos económicos 45](#_TOC_250009)
      1. [Remuneración de la inversión y costos de AOM 45](#_TOC_250008)
      2. [Definición de metas de expansión 46](#_TOC_250007)
      3. [Tarifa 54](#_TOC_250006)
      4. [Mecanismo alternativo de prima 57](#_TOC_250005)
   3. [Integración vertical y otras particularidades 58](#_TOC_250004)
   4. [Esquema de subsidios diferenciado 62](#_TOC_250003)
   5. [Participación de la comunidad 65](#_TOC_250002)
2. [Conclusiones 69](#_TOC_250001)
3. [Referencias 72](#_TOC_250000)

# Introducción

Este documento propone un análisis general del marco regulatorio vigente para la actividad de distribución de energía en las áreas rurales de Panamá, tiene como fin identificar las principales barreras que limitan la meta del gobierno de cobertura del 100% en la prestación del servicio de energía, y propone potenciales ajustes para incentivar eficientemente la expansión del servicio.

Se evalúan los aspectos más importantes definidos en la normatividad actual relacionados con: el marco regulatorio, las entidades responsables, los agentes del mercado, los contratos, las tarifas y los subsidios entre otros elementos. Se exponen propuestas que tienen en cuenta no solo elementos técnicos regulatorios, sino también las condiciones reales del mercado panameño, donde son primordiales las características geográficas, socioculturales y técnicas específicas de las zonas rurales no interconectadas de Panamá

Las propuestas que se exponen buscan garantizar una mayor eficiencia de la normatividad panameña y promover la expansión en la prestación del servicio, para esto, se analiza la experiencia obtenida en anteriores proyectos de interconexión eléctrica en comunidades rurales apartadas, y se evalúa la participación del gobierno, los agentes y los usuarios, con el fin de establecer eficientemente las obligaciones y responsabilidades dentro de un mercado que debe ser óptimo para todas las partes.

2

Adicionalmente, se revisa de forma conjunta con el gobierno, los distribuidores y el BID, las barreras

percibidas por estos agentes y que no han permitido alcanzar la meta de cobertura esperada. Aquí se especifican aspectos técnicos relacionados con las dificultades geográficas y socioeconómicas, la complejidad técnica de las instalaciones en las diferentes zonas, los costos específicos de estas instalaciones, y se plantean alternativas de interconexión de energía diferentes al SIN.

Se trata de forma general la necesidad de diseñar de manera adecuada los subsidios como factor determinante en el desarrollo de las zonas más apartadas del país, no solo para interconexión, sino también para garantizar que las soluciones propuestas sean adecuadas y duraderas en el tiempo.

Este documento presenta dentro de los antecedentes la situación normativa actual del país, y plantea oportunidades de mejora al marco normativo panameño desde una óptica de eficiencia para la expansión en la prestación del servicio de energía en las zonas rurales no interconectas, donde se centra la discusión de este análisis.

# Análisis del marco normativo vigente e identificación de barreras para la expansión

En este capítulo se analiza el marco normativo y regulatorio vigente para la distribución de energía eléctrica en Panamá y se identifican las principales barreras que limitan la expansión en la prestación del servicio en las zonas rurales del país.

# Generalidades del marco regulatorio vigente

El marco regulatorio de Panamá ha tenido grandes cambios desde 1961, antes de este año el servicio eléctrico nacional pertenecía al sector privado, sin embargo, con la Ley 37 de 31 de enero de 1961 se inició el proceso de estatización del sector eléctrico, mediante la creación del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE).

Este proceso se modificó con el Decreto de Gabinete 235 de 30 de julio de 1969 que convirtió al IRHE en un organismo autónomo con patrimonio propio y capacidad de promover el desarrollo de la energía eléctrica en Panamá. Como principal objetivo se promovió nuevamente la participación

parcial de las empresas privadas en los mercados de generación, transmisión y distribución de 3

energía, con la intención de lograr procesos más competitivos para el desarrollo del país. Esta

participación se llevó a cabo a través de concesiones y contratos que no se encontraban definidos de forma abierta y específica en la normatividad vigente.

Por lo anterior, con el Decreto Ejecutivo No. 22 “Por el cual se reglamenta la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad”, Ley reformada por la Ley 43 de 9 de agosto de 2012, y la Ley 26 de 1996 que crea el Ente Regulador de los Servicios Públicos de Agua, Electricidad y Telecomunicaciones (ERSP), se abrieron nuevamente las puertas a la participación de empresas privadas en el sector eléctrico. La nueva normatividad incluyó los siguientes aspectos principales:

 Se crea el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) encargado del manejo de la información (recopilación, clasificación y publicación) correspondiente al sector eléctrico panameño.

 Se define al marco regulatorio para la prestación del servicio público eléctrico.

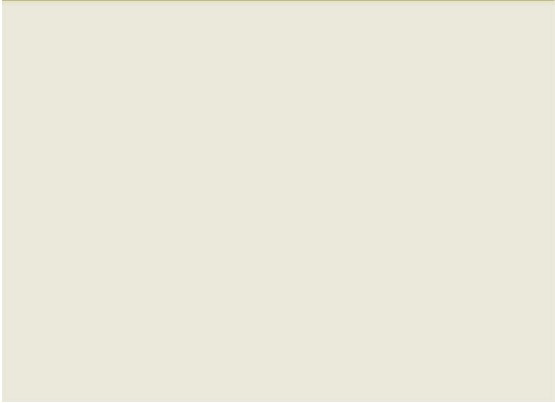
 Se define el marco regulatorio específico para “Electrificación rural”.

 Se definen las instituciones que participan en la prestación del servicio público eléctrico.  Se reestructura el IRHE como organismos autónomo.

 Se definen las reglas para la compra de potencia y/o energía a empresas nacionales o extranjeras.

 Se definen los criterios de compra específicos para adjudicar contratos de suministro para el abastecimiento de la demanda, con base en tecnología de generación (existente o futura) de acuerdo con los requerimientos de la política energética.

Esta nueva normatividad modificó también la participación de los agentes del mercado y quedó estructurado de la siguiente forma:



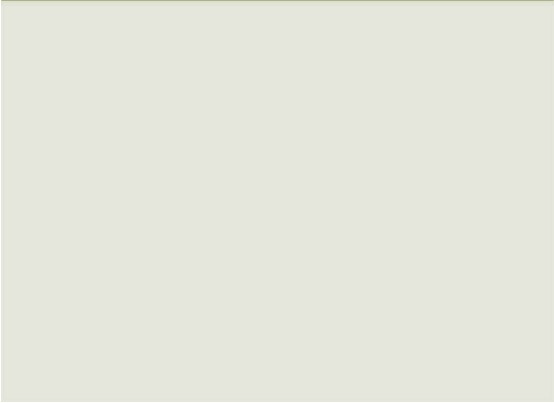
GENERACIÓN (51% DEL ESTADO)

•BAHIA LAS MINAS S.A.

•BAYANO S.A.

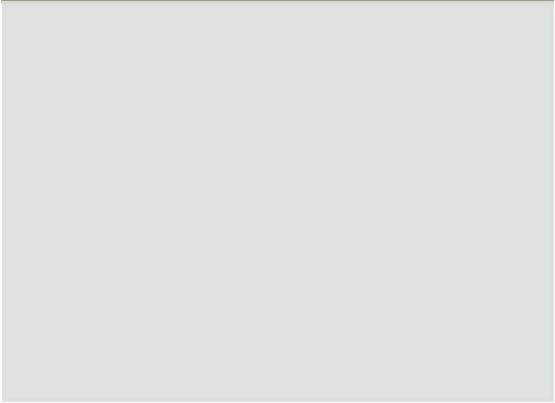
•CHIRIQUI S.A.

•FORTUNA S. A.



TRANSMISIÓN (100% DEL ESTADO)

•Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. - ETESA



DISTRIBUCIÓN (51% DEL ESTADO)

•Elektra Noreste S.A.

•Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A.

•EDEMET

•Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. – EDECHI

A partir de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, la mejora en la cobertura de la prestación del servicio eléctrico en el territorio nacional ha sido una prioridad del gobierno, como instrumento para la mejora de la calidad de vida de la población. Con la creación de organismos como la Comisión de Política Energética y la Oficina de Electrificación Rural – OER (Decreto Ejecutivo No. 29 del 27 de agosto de 1998) el gobierno afianzó su compromiso en este sentido. Adicionalmente definió reglas de subsidio básico para la población en la Ley 15 de 7 de febrero de 2001.

Con el crecimiento de la población y el avance de la interconexión de servicios públicos a la población panameña, en 2006 el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP), pasa a ser la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) y se definen sus funciones como regulador y ente de control en la prestación de los servicios públicos de agua potable, alcantarillado, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, y transmisión y distribución de gas natural.

Por otra parte, la OER se creó con el fin de atender las áreas rurales no servidas y no concesionadas. Sin embargo, esta entidad pasó a depender del Ministerio de la Presidencia, lo que cambió el enfoque netamente técnico concebido inicialmente, a un enfoque más político.

Dentro de la normatividad vigente se resaltan también los siguientes documentos complementarios a la Ley 6, y que crean incentivos para la inclusión de energías renovables dentro de los planes de expansión de la generación de energía en el país. Se citan, y aunque el presente documento no trata la componente de generación, si debe identificar la voluntad del gobierno panameño de priorizar sistemas de generación con energías renovables que representan alternativas fundamentales para el desarrollo de las zonas más apartadas del país (capítulo 2 y 3):

4

“Ley No. 45 de 4 de agosto de 2004: Que establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias, y dicta otras disposiciones.”

“Decreto Ejecutivo No. 45 de 10 de junio de 2009: Por el cual se reglamenta el Régimen de los Incentivos para el Fomento de Sistemas de Generación Hidroeléctrica y otras Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, contemplados en la Ley No. 45 de 4 de agosto de 2004.”

“Ley No. 42 de 20 de abril de 2011: Donde se establecen los lineamientos para la política nacional sobre biocombustibles y energía eléctrica a partir de biomasa en el territorio nacional.”

“Ley No. 44 de 25 de abril de 2011 (modificada por la Ley 18 de 26 de marzo de 2013): Establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad.”

“Ley 41 de 2 de agosto de 2012: Establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales de generación a base de gas natural destinadas a la prestación del servicio público de electricidad.”

Esta regulación enfatiza en la prioridad establecida por el gobierno nacional para desarrollar el sistema eléctrico panameño con fuentes tradicionales de generación, pero también con fuentes renovables de energía y sistemas alternativos que protegen el medio ambiente y representan 5

opciones importantes para diversificar la matriz energética, entre otros beneficios.

Así mismo, se identifica la necesidad de tener un plan de expansión energética de largo plazo, aspecto que regula la Ley No. 43 de 25 de abril de 2011 que da funciones a la Secretaría Nacional de Energía (SNE), para definir un Plan Energético Nacional (PEN) que garantiza no sólo un crecimiento sostenido de la prestación del servicio, sino también un acceso que corresponda en calidad, necesidades y condiciones, a los requerimientos de la población panameña.

En este sentido, el Decreto Ejecutivo No. 22 de 1998 define las condiciones de acceso así, extraído directamente del texto, CONSIDERANDO (Subrayado no original):

“Que es política del Estado en materia del servicio público de electricidad promover que todos los prestadores de este servicio operen conforme a los principios de tratamiento igual entre usuarios, en circunstancias similares y de libre acceso, asegurando la continuidad, calidad, eficiencia en todo el territorio de la República, en condiciones de competencia;”

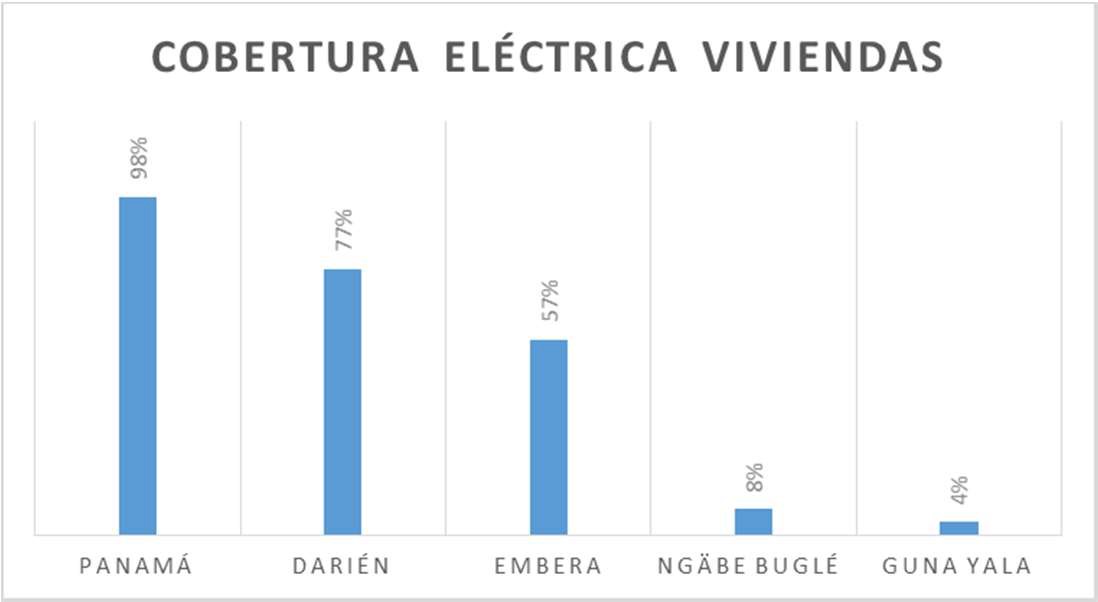
Estos son los lineamientos principales que llevan al gobierno a considerar la necesidad de nuevos mecanismos, o ajustes a los mecanismos existentes para promover la expansión de la electrificación rural que es donde se presenta un lento avance desde 2013 (Ver la gráfica 2).



Ilustración 1

Aunque la participación del sector privado busca dar mayor dinamismo al mercado y mejorar la cobertura y el servicio de energía eléctrica en Panamá, y si bien en los últimos diez años dicha cobertura ha llegado a un nivel promedio del 92%, la misma se ha desarrollado de manera desigual. Lo anterior se confirma con la información del INEC de marzo de 2017 donde se muestra que el acceso a instalaciones eléctricas dentro de las viviendas es desigual entre provincias y comarcas indígenas del país. Panamá tiene una cobertura de 98.5% y Darién del 77.1%, mientras que en el caso de las comarcas indígenas cae la cobertura así: Emberá 56.6%, Ngäbe Buglé 7.5% y Guna Yala

3.6%. 6



Gráfica 1. Desigualdad entre comarcas de Panamá en la prestación del servicio eléctrico por vivienda. Fuente: INEC de marzo de 2017

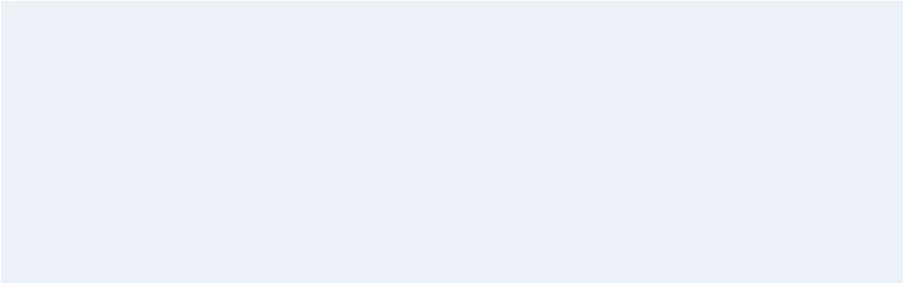
Dicha desigualdad representa un alto costo para el país retrasando el desarrollo económico y social nacional, por esta razón se siguen concentrando esfuerzos para lograr la igualdad en el acceso a la energía. En este sentido el análisis del marco normativo actual define un punto de partida prioritario para entender la eficacia de los incentivos actuales.

# 2.1.1 Marco normativo de la componente de Distribución

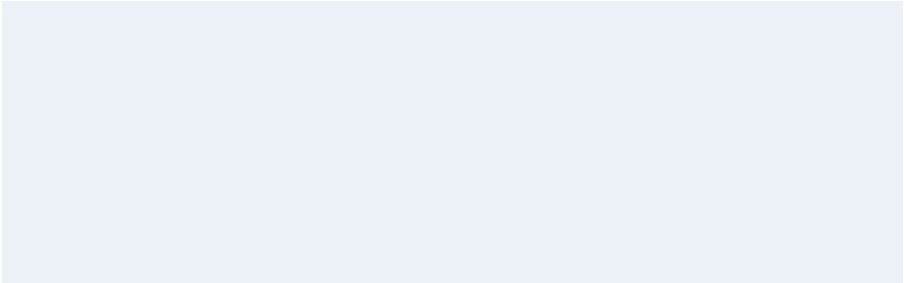
Este documento se centra en la discusión y análisis de los mecanismos dispuestos por el gobierno de Panamá para incentivar la expansión del servicio eléctrico en el territorio por parte de los distribuidores. En este numeral se establecen las características y los mecanismos definidos específicamente para estos agentes del mercado.

Se entiende que la actividad de distribución implica el transporte de la energía por sus redes hasta la entrega final incluyendo los costos de comercialización y en Panamá es una actividad regulada y prestada actualmente por tres empresas (ver diagrama). Adicional a estas concesiones, existen auto generadores, que de acuerdo con la Ley pueden vender excedentes sin tener zonas o concesiones asignadas y es el caso de Bocas Fruit Company.

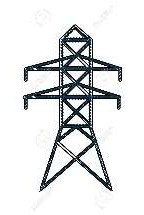
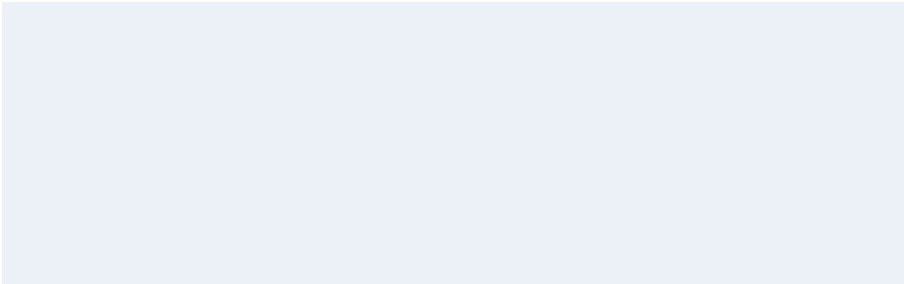
7



Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET), zona de concesión en la parte occidental de la ciudad de Panamá, el oeste de la provincia de Panamá y las provincias de Coclé, Herrera, Los Santos y Veraguas con el 43.9%.



Elektra Noreste, S.A., (ENSA), zona de concesión es el sector este de la ciudad y provincia de Panamá, el Golfo de Panamá, la provincia de Colón y los sistemas aislados, Darién y Kuna Yala con el 42%.



Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A: (EDECHI), zona de concesión en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro con el

14.1%.

La regulación para la actividad de distribución de energía se encuentra definida en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, donde se establecen las condiciones principales de la prestación del servicio y los requerimientos y responsabilidades de los agentes y los clientes. Algunos de los aspectos principales identificados son:

 Las condiciones de obligatoriedad de conexión de usuarios.  El contenido de los Contratos de Concesión.

 Las metas de expansión y de calidad.  Las reglas de integración vertical.

 La elaboración de normas técnicas específicas para las zonas rurales.  Las reglas para la creación de sistemas aislados y rurales.

 Los criterios para la selección del prestador del servicio en el área rural.

Así mismo, para la actividad de distribución se encuentran definidas las normas de calidad de la prestación del servicio en las “Normas de Calidad del Servició Técnico, Anexo A, Resolución JD-764 de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)”.

Se revisan las normas específicas de electrificación rural en el TUTULO XIV de la Ley 6 de 1997 y el Decreto Ejecutivo No. 29 de 1998 donde se desarrolla el Artículo 95 con todas las facultades de la OER.

Por otra parte, la Ley No. 15 de 2001 establece las reglas para los subsidios en la prestación del servicio de energía.

En resumen, para el presente análisis del marco normativo de la actividad de distribución eléctrica

1. en Panamá, se revisan las siguientes normas:
   * Decreto Ejecutivo No. 22 de 1998
   * Ley 6 de 3 de febrero de 1997
   * Decreto Ejecutivo No. 29 de 1998
   * Ley 15 de 7 de febrero de 2001
   * Ley No. 43 de 25 de abril de 2011
   * Resolución JD-764 de 1998

Su efecto es determinante, ya que en la información del compendio estadístico energético de la 8

Secretaría Nacional de Panamá, se define un cubrimiento del servicio eléctrico aproximado del 92% en 2017 y se identifica la necesidad de llegar a territorios muy aislados para lograr la meta de cubrimiento del 100%. Para conseguir este objetivo se revisan:

 Los efectos del marco regulatorio eléctrico vigente.

 Los efectos del rol de las diferentes entidades gubernamentales.  Los efectos de las características propias de las comunidades.

 Los efectos de la participación de los agentes del mercado (distribuidores, generadores, industria, etc.).

A continuación se analiza cada uno de estos puntos de forma detallada.

# . Análisis del marco regulatorio vigente e identificación de ajustes

En este capítulo se busca identificar las causas para la lenta expansión de la interconexión eléctrica en Panamá, este tema se enfoca principalmente en las zonas más aisladas del territorio ya que es ahí donde se debe actuar para cumplir con las metas establecidas por el gobierno.

El análisis se hace en torno a la participación de cuatro actores o entidades del mercado eléctrico en las zonas rurales aisladas:

Marco regulatorio vigente

Entidades gubernamentales

Comunidades

Agentes del mercado

A continuación se revisa cada actor.

# Efectos del marco regulatorio vigente

El marco regulatorio definido por un país es parte fundamental para determinar su desarrollo, establece las metas, los medios potenciales para conseguirlas, las reglas de juego y los factores económicos. En el caso del sector eléctrico de Panamá, se reconoce su importancia ya que en 2016 aportó al PIB un 4%.

A través de la regulación, el estado juega un papel fundamental en la creación de políticas que 9

contribuyen a encaminar los diferentes participantes del mercado hacia la construcción de sistemas

eficientes que consideren aspectos técnicos, sociales y económicos prioritarios para el país.

En este numeral se analizan las principales características de la regulación vigente relacionadas con la expansión del servicio eléctrico en zonas aisladas de Panamá, con el fin de establecer las barreras potenciales en este sentido.

# Enfoque diferenciado por tipo de región

Para entender la dificultad en el avance de la cobertura de energía en todo el territorio se debe conocer el estado actual de electrificación que llega a cerca del 92%, y considerar que aquellos territorios no interconectados tienen características únicas de ubicación geográfica y condiciones socioeconómicas que requieren un tratamiento diferente al de los territorios interconectados del país.

En el siguiente mapa (figura 1), se establece el estado actual de la cobertura de electricidad de las provincias de Panamá:



Figura 1. Cobertura de luz eléctrica en la República, por provincia a Marzo 2017

Fuente: Dirección de Análisis Económico y Social con información de la Encuesta de Propósitos Múltiples de marzo 2017 del INEC.

Es interesante establecer la relación que existe entre, la figura 2 que muestra en el mapa los siete pueblos indígenas de Panamá y la figura 1, donde es evidente que existe una relación directa entre las dos variables. Lo anterior muestra la importancia de los factores culturales y socioeconómicos de las comunidades en el avance de la interconexión del servicio de energía.

10



Figura 2. Los siete pueblos indígenas de Panamá.

Fuente: Análisis del mercado eléctrico Panameño, Dirección de Análisis Económico y Social, Ministerio de Economía y finanzas, Panamá, diciembre de 2017.

Con mayor atraso se encuentran los territorios Ngöbe Bugle y Kuna Yala, donde los Ngöbe representan el 60% de la población indígena, y los Kuna el 21%, es decir que entre estos dos grupos

componen el 81% del total de la población indígena. Estas comunidades representan un poco más del 10% del total de la población de Panamá siendo muy importantes en la meta de expansión de energía (cifras del Plan Energético Nacional 2015 – 2050).

Basados en el análisis anterior, aunque el marco regulatorio vigente de energía establece algunas diferencias entre las zonas interconectadas y las aisladas, dicha diferenciación no es suficiente para garantizar un crecimiento equilibrado entre los dos tipos de territorio (urbano y rural), hecho que se confirma por la lenta expansión de los últimos años (Ver gráfica 2) y el bajo cubrimiento de las comarcas indígenas (Figura 1).

56,5%

57,6%

58,7%

59,8%

61,0%

62,2%

63,4%

64,6%

65,9%

67,3%

67,9%

68,2%

68,5%

68,8%

69,2%

69,5%

69,9%

70,2%

70,7%

71,1%

72,8%

75,4%

76,0%

76,6%

77,2%

77,8%

78,5%

79,2%

79,9%

80,6%

83,7%

84,2%

84,7%

85,3%

85,8%

86,4%

86,9%

87,4%

88,0%

88,5%

89,9%

90,3%

90,7%

91,1%

91,5%

92,0%

92,4%

92,9%

11

POBLACIÓN SERVIDA DE ELECTRICIDAD

1970

1972

1974

1976

1978

1980

1982

1984

1986

1988

1990

1992

1994

1996

1998

2000

2002

2004

2006

2008

2010

2012

2014

2016

Gráfica 2. Población con servicio de electricidad en Panamá. Fuente: Secretaria Nacional de Energía.

En el análisis general del marco regulatorio se observa que el enfoque definido establece normas para todo el territorio panameño, con algunas diferenciaciones menores entre áreas urbanas y rurales, pero se centra más en aspectos relacionados con diferenciación por tecnología y capacidad, sin establecer mayores distinciones en cuanto a la ubicación geográfico de la prestación del servicio.

Esta diferenciación es prioritaria y su importancia se ratifica con el lento desarrollo en las comunidades indígenas más alejadas y no interconectadas al SIN. Dentro de la investigación, las empresas distribuidoras consideran que por las características técnicas y socio económicas se debe ajustar el marco regulatorio actual, de forma que no afecte sus indicadores de desempeño en áreas actualmente conectadas, y que por otro lado, se incentive la expansión con eficiencia económica (ver 2.2.4.). Pero en todo caso se deben establecer compromisos que garanticen una expansión equitativa entre las zonas urbanas y rurales, tema que se desarrolla en el capítulo 3.

En cuanto a la diferenciación actual por ubicación geográfica resaltamos tres aspectos considerados por la Ley:

## Las normas de calidad en la prestación del servicio:

Las normas de calidad de la prestación del servicio en Panamá se establecen en las “Normas de Calidad del Servició Técnico, Anexo A, Resolución JD-764 de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)”, estas fijan los parámetros que definen el nivel estándar de la prestación del servicio.

En la norma se establece que, en caso de requerir parámetros específicos de calidad más exigentes, se deben acordar dichas características directamente con el prestador del servicio a través de contratos que serán verificados por la ASEP. Lo anterior es una puerta a la consideración de requerimientos de niveles de prestación del servicio diferentes para usos específicos.

Sin embargo, la línea base de condiciones de calidad establecida en la normatividad para zonas rurales, de acuerdo con los Indicadores de Confiabilidad Individuales de las zonas Rurales (Tabla 4 de la Resolución JD-764) se considera muy elevada para algunas regiones aún no interconectadas y muy distantes dentro del territorio panameño. Para estas comunidades debe considerarse un tratamiento especial que incentive su interconexión de manera independiente, que garantice una eficiencia financiera para los prestadores del servicio y una solución óptima y adaptada a dichas comunidades.

12

Técnicamente se define confiabilidad en términos de frecuencia y duración de las interrupciones, las cuales solo se consideran cuando son superiores a tres minutos. Esta confiabilidad se mide con cuatro indicadores comúnmente usados en el mundo, diferenciados para el área urbana y el área rural (Tabla 3 y 4 de la Resolución JD-764):

* SAIFI - frecuencia media de las interrupciones por cliente, por año.
* SAIDI - tiempo total promedio de interrupción, por cliente, por año.
* CAIDI – duración promedio de las interrupciones.
* ASAI - disponibilidad promedio del sistema.

Se resalta el interés de generar diferentes niveles dentro de la normatividad, que consideren la complejidad de interconexión en las zonas rurales, sin embargo, se estima que las especificaciones dadas en este tema particular no son suficientes y representan aún indicadores elevados para llevar la energía a lugares que tienen accesos muy remotos y condiciones socioeconómicas particulares. Por otro lado, se desestima en esta Resolución la posibilidad de desarrollar sistemas de calidad con condiciones de intermitencia, tema que se tratará en detalle en el siguiente capítulo.

## La obligatoriedad de interconexión de los usuarios a las redes del SIN

En la regulación actual, la Ley 6 establece con claridad la exigencia de conectar a aquellos usuarios que se encuentra a 100 m y las consideraciones para aquellos más distantes, se extrae textualmente de la Ley No.6:

“Artículo 50. Nuevos Suministros dentro de la Zona mínima de concesión. La obligatoriedad de conectar a todo el que así lo solicite si está ubicado a no más de 100 metros de una línea de distribución no exime al cliente del pago en concepto de conexión que el pliego tarifario contenga. No obstante, si el servicio requerido no reúne las condiciones y características del servicio correspondientes al área en que se encuentra ubicado el solicitante, la empresa podrá requerir una contribución para la inversión necesaria para la conexión.

Más allá de los 100 metros referidos, el distribuidor también estará obligado a conectar a todo el que lo solicite pero podrá exigir, además del pago en concepto de conexión que el pliego tarifario contenga, una contribución para la inversión necesaria para la conexión.

El Distribuidor presentará anualmente a consideración del Ente Regulador una tabla con costos unitarios por metro lineal para la contribución exigida, por categoría de cliente. Esta tabla contendrá, además, la forma de calcular la parte reembolsable de la contribución y el período de reembolso. El Distribuidor podrá ofrecer facilidades de pago para la contribución. Una vez aprobada por el Ente Regulador, dicha tabla permanecerá

vigente hasta que sea reemplazada por una nueva.” 13

Aquí se establece la obligatoriedad de los distribuidores para interconectar a los usuarios en cualquier lugar, y se fija una remuneración asociada a los costos de inversión a través de una contribución. Establece además, que dicha contribución la define el distribuidor como un valor por metro lineal en sus áreas de concesión por categoría de cliente. Lo anterior no toma en consideración factores principales como:

1. Dentro de un área de concesión pueden existir varios niveles de complejidad técnica, y no es suficiente hacer una diferenciación por categoría de cliente, es necesario incluir otros factores de clasificación como el acceso, la densidad poblacional y la proximidad a zonas urbanas interconectadas al SIN.
2. La normatividad define las categorías de cliente por: nivel de tensión, horario y consumo, lo que sugiere que dentro de una misma categoría de cliente se pueden encontrar condiciones completamente diferentes para la interconexión, es entonces necesario desligar el “costos unitarios por metro lineal para la contribución exigida” de la categoría del cliente y hacerlo en función a variables reales de complejidad técnica y socio cultural.

Trataremos más adelante en el capítulo 3 las alternativas de ajustes consideradas para definir incentivos eficientes para los distribuidores y ampliar las posibilidades de los usuarios para recibir la prestación del servicio eléctrico de acuerdo con sus necesidades específicas.

## 3. La definición de áreas de concesión

Como se estableció anteriormente, más del 90% de la electricidad producida es distribuida por las tres empresas principales EDEMET (44%), ENSA (42%) y EDECHI (14%) y durante los últimos 5 años estas empresas han mantenido sus concesiones dentro del territorio.

Aproximadamente, el 90% de los clientes están distribuidos en cinco provincias (Gráfica 2) aun cuando el gobierno determinó condiciones especiales para las provincias rurales para prevenir esta concentración.

14



Clientes por provincia

Panamá

Chiriquí Colón Coclé Veraguas

59,10%

12,30%

6,50%

6%

5,50%

0% 10% 20% 30% 40% 50% 60% 70%

Gráfica 3. Clientes de energía por provincia de Panamá. Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC) 2017

La Ley 6 establece en el TÍTULO XIV ELECTRIFICACIÓN RURAL, las condiciones para llevar el servicio eléctrico a zonas rurales. La OER debe conformar las áreas a concesionar de acuerdo con los criterios de priorización del artículo 73, es decir no estar atendidas, ni concesionadas, y aunque permite la libre concurrencia y procesos competitivos en estas zonas (artículo 74), no fija ningún incentivo para llegar hasta los lugares más distantes, este aspecto se profundiza en el numeral 3.3.

Es de mencionar la importancia de la participación de las OER en la supervisión de todos los procesos de expansión rural, participación que no ha sido especialmente activa de acuerdo con la investigación realizada y los organismos entrevistados (Ver 2.2.2). En este sentido, el artículo 73 también establece la responsabilidad de la OER en el cálculo de los subsidios para ser incluidos en el presupuesto nacional, sin una participación activa de este organismo difícilmente se pueden lograr avances a estos lugares donde el subsidio es indispensable para cerrar financieramente los proyectos, tema que se especifica en el capítulo de subsidios.

En cuanto a los términos de participación de los agentes, cada uno de los distribuidores opera dentro del área definida en sus contratos de concesión, que son de carácter público y cumplen mínimo con las condiciones estándar del Artículo 12 de la Ley 6.

Este artículo obliga en términos de definición de áreas a:  Definir el área geográfica de la concesión.

 Definir la modalidad de prestación de la actividad objeto de la concesión, cuando proceda.

 Definir los activos que se transfieren al concesionario, si fuere el caso.  Definir las metas de expansión y de calidad, cuando procedan.

Estos puntos se citan de forma general en la Ley y no establecen una metodología específica para priorizar áreas, metas mínimas de avance o condiciones que obliguen a definir un contrato que contribuya al avance de la prestación del servicio eléctrico con respecto a metas globales del gobierno y al Plan Nacional de Expansión.

Del lado de los usuarios, la prestación se hace con un contrato público de suministro entre la distribuidora y el cliente, y el modelo es previamente aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). Con esto, los lineamientos de expansión se definen para cada zona indicando cuál es la expansión de red esperada y las condiciones, que es básicamente una distancia adicional que avanzar desde la red inicial.

15

Con lo anterior se identifica que la expansión es impulsada solo por la solicitud de los clientes y la voluntad de las distribuidoras establecida en los contratos de concesión, y aun cuando se remuneran a pleno costos la inversión, los AOM’s y los costos de comercialización, y se definen metas específicas por parte del Estado en el Plan de Expansión, no se consigue motivar una expansión dinámica por iniciativa del distribuidor.

Así, los dos aspectos principales que se identifican son:

1. Que, a pesar del esfuerzo presupuestal que hace el estado a través de subsidios e incentivos en estas zonas (descritos en el numeral 2.2.1.4), el crecimiento sigue siendo muy lento, y los distribuidores avanzan principalmente donde los retornos de la inversión y el rendimiento es mayor.
2. Que, en los contratos de concesión, con las empresas distribuidoras, no se obliga suficientemente el avance específico requerido en las zonas rurales apartadas que no cuentan con el servicio de energía (ver también análisis y propuestas en 3.2.2.).

De lo anterior, identificamos falencias en la definición de las metas de expansión en áreas rurales específicas, en la creación de compromisos por parte de los diferentes agentes del mercado y por último, en la necesidad de diseñar mecanismos adecuados para mejorar la rentabilidad de los

proyectos, que no sean percibidos como mayores costos para el Estado, sino como una mejor distribución del presupuesto actual.

En el capítulo siguiente se propone un mecanismo concreto que supone:

 Definición específica de las áreas de concesión y metas de interconexión.

 Opciones de participación de otros agentes dentro de concesiones no servidas.  Remuneración diferenciada por cumplimiento de metas en las zonas aisladas.  Mejores tasas de retorno por atención a las zonas aisladas.

Con lo anterior se espera incentivar de manera voluntaria a los distribuidores para llevar a cabo una expansión que no solo cumpla las metas establecidas, sino que supere dichos compromisos.

Se propone un mecanismo para que la distribuidora extienda su red a zonas más distantes de su área límite de concesión, no solo con el beneficio actual que cubre los costos, sino que aporta un ingreso adicional por tener redes a distancias mayores y con densidades poblacionales menores que antes no suponían rentabilidades interesantes. En este caso no se trata solamente de una iniciativa del habitante que ya sea por desconocimiento, idiosincrasia o posición socio cultural no toma iniciativas para solicitar y tramitar la conexión del servicio de energía eléctrica, sino de un interés común de los agentes del mercado.

Los contratos de concesión deben ser más precisos en la definición de áreas geográficas específicas 16

y metas de interconexión, y no solo como se hace actualmente en función a programas de inversión que no definen metas concretas, dejando la cobertura a criterio de los distribuidores y no de las prioridades identificadas de acuerdo con las necesidades de la población. El mecanismo propuesto se explica en detalle más adelante en el capítulo 3 de este documento.

# Remuneración a los distribuidores

La lenta expansión a las áreas rurales se debe principalmente a la necesidad de hacer inversiones de mayor complejidad en estas instalaciones, estas inversiones se encuentran a cargo del distribuidor y representan un menor interés ya que por las características de lugar y la baja densidad poblacional la rentabilidad es baja. Estas áreas cuentan con bajos consumos de energía y menores capacidades de pago, elementos que no atraen las nuevas inversiones.

Lo anterior se confirma con el mapa de la figura 3 donde se observa un patrón de bajo desarrollo de la electrificación en las áreas de menor densidad poblacional de Panamá, de acuerdo con el último censo realizado por el INEC en 2010. Esta afirmación está además de acuerdo con lo observado en los mapas de las figuras 1 y 2 del numeral 2.2.1.1.

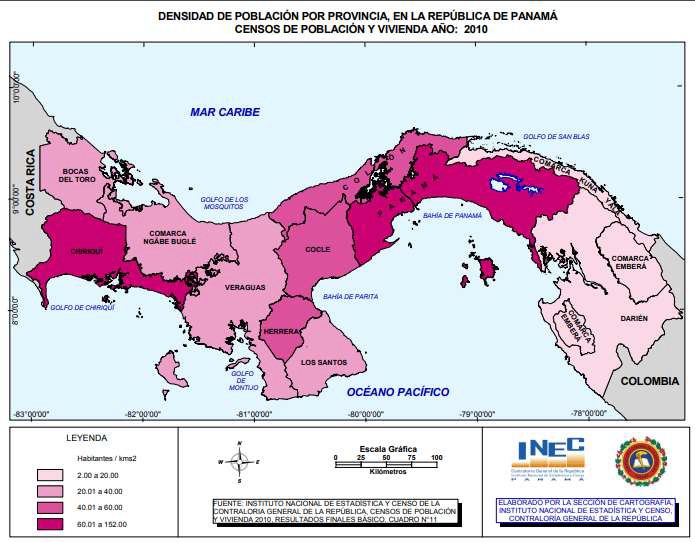


Figura 3. Densidad de población por provincia en la República de Panamá. Censo 2010 Fuente: INEC, Censo 2010.

A continuación se hace un análisis de los aspectos principales que definen la remuneración: 17

## Estructura de la tarifa:

En la tarifa base establecida se cubren los costos en que incurre cada empresa de distribución para prestar el servicio a cada categoría de cliente, dicha remuneración se hace de acuerdo con las características del consumo de energía (nivel de tensión, horario y cantidad).

La tarifa usuario final se compone de: 𝐺 + 𝑇 + 𝐷

Donde:

G – Es el costo de generación que corresponde al de las compras de energía al por mayor que se negocia con las empresas distribuidoras.

T - Es el cargo de la red de transmisión y operación integrada. D – Es el costo de distribución y comercialización.

Esta última componente es la que nos compete y está conformado por los costos de administración, operación y mantenimiento del sistema de distribución (AOM), una tasa de rentabilidad que remunera sus inversiones y sus activos, y la depreciación sobre los activos de la distribuidora. Para la comercialización está compuesto por los costos de administración, medición, facturación y cobro a los clientes entre otros.

Cabe anotar que las tarifas de distribución se ajustan cada seis meses con base al índice de precios al consumidor. Las pérdidas eléctricas, alumbrado público, y el componente de generación y transmisión son traspasados directamente al usuario. Sin embargo, dentro de la normatividad vigente, el cargo no se encuentra diseñado para considerar los requerimientos específicos de la

interconexión en las diferentes áreas del país.

 18

Ilustración 2. Pueblo Guna-Dule Fuente: Verdadabierta.com

Para las zonas interconectadas al SIN se identifica que la tarifa de distribución es adecuada y cubre los costos de la inversión, no así para las zonas aisladas, por esta razón se evalúa en este numeral la componente definida como “tasas razonables de rentabilidad” y en el capítulo 3 se exponen propuestas a este respecto. Esta tasa es uno de los principales factores de la estructura tarifaria y la define la ASEP basada en la eficiencia, la calidad del servicio, el programa de inversiones para el período de vigencia de las fórmulas y cualquier otro factor que considere relevante.

La tasa no puede desviarse en más de dos puntos de la tasa resultante de sumar la tasa de interés anual efectiva, promedio de los doce meses anteriores a la fecha en que se fija la fórmula tarifaria, de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de ocho puntos por concepto del riesgo del negocio de distribución eléctrica en el país. Para determinar la tasa de retorno se estima una tasa de referencia mediante el análisis de mercado con el método de cálculo WACC.

Como es de esperar el valor de la “tasa razonable de rentabilidad” es una variable esencial en la eficiencia de los mecanismos de expansión propuestos, siempre que esta tasa no represente un valor rentable en proporción a la inversión y costos de operación, será un obstáculo para garantizar el avance de la electrificación.

En este sentido, se sugiere definir una tasa razonable y diferenciada para las zonas aisladas o una prima independiente por el cumplimiento de metas de expansión. Estas dos aproximaciones se definen en el capítulo 3 de propuestas de este documento. En todo caso, establecer una suficiencia financiera en zonas no interconectadas es determinante para incentivar la expansión y no puede considerarse una uniformidad entre la operación en el SIN y en las zonas no interconectadas.

En cuanto al Ingreso Máximo Permitido (IMP), que cuenta con una metodología plenamente definida, de acuerdo con la Ley 6 del 3 de febrero de 1997 y al Régimen Tarifario establecido, se recomienda incluir dentro del nivel de desagregación de las empresas de distribución en áreas representativas, la desagregación en áreas zonas no interconectadas. El IMP debe incrementar de forma específica con la inclusión de zonas no interconectadas, en concordancia con las tasas de retorno.

Si:

IMP = IMPD + 𝐼𝑀𝑃𝐶𝑂 + 𝐴𝐿𝑈𝑀𝑃𝑈

19

Donde:

IMPD - es el valor presente de los ingresos máximos permitidos por la actividad de Distribución en el Período Tarifario.

IMPCO - es el valor presente de los ingresos máximos permitidos por la actividad de Comercialización en el Período Tarifario.

ALUMPU - es el valor presente de los ingresos máximos permitidos a la empresa distribuidora por el servicio de alumbrado público en el Período Tarifario.

Se sugiere que la inclusión de zonas no interconectadas incremente el IMP reconocido con una evaluación de cada una de las componentes de la fórmula, para generar la oportunidad de tener un mayor ingreso que incentive la expansión en áreas alejadas. Estas propuestas se describen en detalle en el numeral 3.2.4., y su objetivo es garantizar mecanismos equilibrados y eficientes para todos los participantes del mercado que coincidan con los objetivos y presupuestos del gobierno.

## Determinación de la remuneración

Actualmente La ASEP calcula el valor del cargo de distribución para cada área basándose en los mercados representativos atendidos por cada concesión y supuestos de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución que tienen en cuenta:

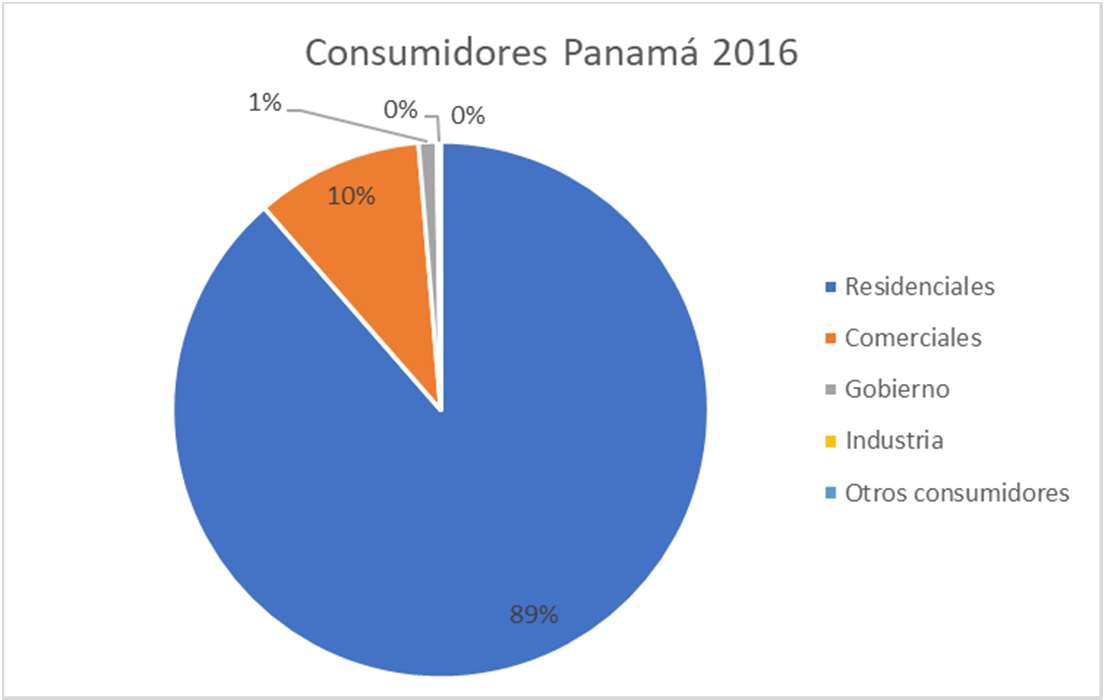
 El número total de clientes.

 La carga máxima total a nivel de puntos de inyección al sistema de la empresa distribuidora.  La energía vendida.

Las anteriores variables no están adaptadas a las zonas aisladas considerando aspectos técnicos como dificultad de acceso, distancia, densidad de la población, etc. en este sentido las zonas rurales no representan ningún incentivo de expansión.

Con la estructura actual es evidente que el distribuidor tenga mayor interés en prestar el servicio en zonas de alta densidad, en 2017 los datos de población conectada muestran que aún si el 88.6% de los clientes son residenciales, el 10.1% comerciales, el 1.1% de Gobierno y menos del 1.0% entre industria (0.2%) y otros consumidores (0.02%), ver la gráfica 4. El 90% de estos clientes se concentran en las provincias de mayor densidad poblacional siendo la principal Panamá con el 59%, seguida por las provincias de Chiriquí, Colón y Coclé.

20



Gráfica 4. Distribución de consumidores de energía eléctrica en Panamá 2016.

Fuente: ASEP

Lo anterior demuestra que los incentivos establecidos en las tarifas y la regulación no han llevado a los distribuidores a las zonas rurales a pesar de estar cerca de las redes del SIN. En este sentido, se debe reconocer la importancia de mejorar los mecanismos actuales de remuneración, e incluir en

el diseño beneficios eficientes a través de la diferenciación de tarifas por el cumplimiento de las metas de expansión establecidas en los contratos de concesión.

Estos dos mecanismos, la tarifa y los contratos de concesión, deben reconocer las dificultades de acceso, tecnología, densidad y comercialización, con una definición de tasas de rentabilidad diferencial. Por último, se deben considerar indicadores independientes para las zonas de mayor complejidad, de manera que no afecten o penalicen a los agentes (pérdidas calidad, cortes, etc.) en todo su mercado.

Este documento expone en el capítulo 3 las sugerencias y recomendaciones consideradas para establecer mecanismos eficientes, que estimulen la expansión del servicio eléctrico a todo el territorio panameño de acuerdo con las observaciones de este numeral.

# Incentivos para la expansión con fuentes renovables no convencionales

El mercado eléctrico es primordial para el desarrollo de cualquier país y Panamá no es la excepción, desde 2014 el PIB de electricidad ha tenido un crecimiento mayor al PIB nacional, llegando a ser casi

del doble en 2016. Este crecimiento está ligada a factores como el menor precio del petróleo y la 21

mayor producción de electricidad con fuentes renovables de energía, que actualmente representa

un 67.2% del total generado.

Se debe resaltar el rápido aumento de las Energías Renovables no Convencionales (ERNC), que en cinco años crecieron 29.2%, centrado principalmente con inversiones en plantas de generación eólicas y fotovoltaicas. Estas cifras responden a factores geográficos determinantes que definen que el desarrollo del servicio de electrificación no puede plantearse siempre a partir de sistemas de generación y distribución tradicionales.

Adicionalmente, el gobierno de Panamá incluyó el acceso a la energía como uno de los temas principales del Plan Energético Nacional 2015-2050, esta exigencia influye en el uso acelerado de energías alternativas que ayudan al progreso de las comunidades aisladas e impulsan el desarrollo educativo y socio cultural de la población.

Sin embargo, a pesar de los incentivos planteados en la regulación actual para ERNC, la posibilidad de desarrollar redes de distribución aisladas en poblaciones de densidad media y baja pero distantes, es aún poco atractiva. Está opción ha sido apoyada por el gobierno a través de diferentes iniciativas regulatorias que buscan avanzar principalmente en proyectos de energía con plazos menores de construcción y que contribuyen a la diversificación de la matriz energética del país con los beneficios ambientales conexos.

En este sentido se proponen ajustes regulatorios en el numeral 3.2., que se apoyan en la regulación vigente donde se estable lo siguiente:

La Ley No. 45 de 4 de agosto de 2004 “Que establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias, y dicta otras disposiciones”. Adicionalmente se han aprobado leyes para tecnologías específicas.

El marco regulatorio establece un amplio número de beneficios para incentivar el desarrollo de proyectos a partir de fuentes renovables de energía, separándolos para plantas de hasta 10 MW, de 10 a 20 MW y de más de 20 MW, incluye entre otros beneficios:

El no pago de la tarifa de transmisión ni de distribución para las menores de 10 MW (cambia la regla por encima de 10 MW), no pago impuesto de importación de los activos de las plantas, incentivos fiscales, contratación directa con cualquier empresa de distribución independientemente de donde esté ubicada la planta (hasta 10 MW) por encima no se puede contratar de forma directa, hasta el 15% de la demanda máxima de las distribuidoras, venta de energía en el mercado ocasional, venta de su potencia firme a la distribuidora, a otro generador o distribuidor, o en el mercado

Centroamericano.

 22

Ilustración 3. Parque eólico, en Coclé, generó 85 megavatios Fuente: La Estrella de Panamá

Estos beneficios están definidos principalmente para la actividad de generación (G) y no consideran la necesidad de construir sistemas aislados que requieren integrar eficientemente la generación, la distribución y la comercialización en zonas remotas. Para estas áreas específicas se recomienda dejar los beneficios establecidos por la ley para plantas de generación con energías renovables, pero establecer una regulación con beneficios específicos aplicable a redes aisladas o mini redes de distribución (y comercialización), ya que implican costos más altos de generación, distribución (inversión, AOM y otros) y comercialización por las condiciones particulares de las regiones. En estos casos, los incentivos económicos deben garantizar ingresos suficientes también para los AOM de dichos sistemas.

Para estas zonas debe establecerse un sistema de remuneración tarifaria independiente, con beneficios que garanticen no solo el interés de construir un sistema aislado, sino también su sostenimiento en el tiempo. En el capítulo 3 se proponen mecanismos para adaptar la regulación y fijar remuneraciones más rentables en las zonas no interconectadas, donde se deben considerar las variables de tecnología, distancia, dificultad de acceso, AOM’s etc.

Por otra parte, deben separarse los indicadores de calidad exigidos a los distribuidores en zonas interconectadas al SIN de las zonas no interconectadas para evitar que este factor desincentive la inversión en áreas con características complejas de prestación del servicio. Este tema ya se abordó anteriormente en este numeral.

Otra recomendación es considerar la integración vertical para proyectos de generación de energía en áreas remotas, con el fin de establecer una suficiencia financiera en estos proyectos, la integración vertical puede ser un factor determinante:

1. Para los generadores en el artículo 3 del Decreto de Ley No. 10 de 1998 se limitan las posibilidades de que un agente generador desarrolle soluciones individuales con mini redes o sistemas aislados del SIN en áreas rurales aisladas. Este aspecto se trata en detalle en el capítulo de recomendaciones.
2. Para los distribuidores en el artículo 6 del Decreto de Ley No. 10 de 1998 no se permite la

integración vertical de las empresas del sector eléctrico, excepto para las empresas 23

distribuidoras si estas no representan más de 15% de la demanda atendida en su zona de

concesión. Este artículo es óptimo para los grandes distribuidores, sin embargo, cierra las puertas a potenciales agentes de menor tamaño que no cuentan con un mercado representativo, pero si tienen experiencia e interés en proyectos aislados (Ver numeral 3.3.).

La regulación será analizada en detalle para definir los ajustes considerados con el fin de conseguir mayor eficiencia y estímulo hacia los proyectos de expansión en la electrificación,

Por otra parte, estos aspectos deben ser revisados desde el punto de vista legal, ya que fueron modificados en la legislación panameña con el fin de limitar el monopolio, para esto, se deben estipular de forma específica reglas que limiten el abuso de la posición dominante en áreas rurales, pero que permitan optimizar los aspectos financieros de un proyecto de electrificación rural.

# Análisis del esquema de subsidios en Panamá

El grado de desarrollo de un país se encuentra frecuentemente ligado a la demanda de energía eléctrica, pero además, el nivel de electrificación garantiza un mayor y mejor desarrollo socioeconómico de su gente. El compromiso del gobierno de Panamá con el bienestar de su

población se ve reflejado en la creación de mecanismos de subsidio que tienen como objetivo acelerar la electrificación en todo el territorio.

Los subsidios buscan en buena medida incentivar a las empresas a invertir en las zonas alejadas y de difícil acceso, es la Oficina de Electrificación Rural (OER) quien se encarga de gestionar estos beneficios de acuerdo con la regulación establecida (Decreto Ejecutivo No. 29 de 1998). Estos subsidios son de la mayor importancia ya que en muchas de estas zonas los niveles de pobreza son muy elevados.

Las inversiones requeridas son de alto costo, y adicionalmente su bajo consumo en muchas ocasiones no las justifica. Sin embargo, este infra consumo se debe llevar a niveles normales de uso eficiente, que representen un beneficio real para la comunidad a través del uso de electrodomésticos o proyectos productivos que justifiquen este servicio.

Aunque la OER reporta el éxito de algunos proyectos de redes aisladas en comunidades, la tasa de fracaso es alta debido a las fallas en mantenimiento y administración de las instalaciones, redes y equipos. Es claro que para el éxito de los sistemas aislados no basta con proporcionar subsidios, sino que se deben crear compromisos por parte de los agentes y la comunidad, además de diseñar soluciones que correspondan a la población que se atiende y sus necesidades.

Para abordar este tema se presentan las generalidades del esquema de subsidios en Panamá:

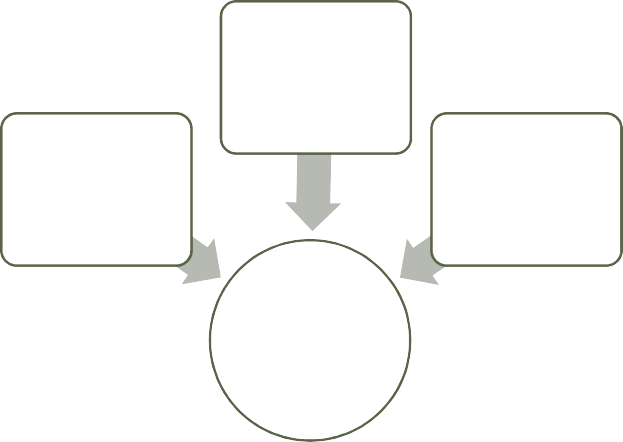
Este se encuentra definido en función al consumo de energía, el subsidio para el servicio eléctrico se entrega a aquellos usuarios que se mantienen dentro de la tarifa BTS1, es decir con un consumo inferior a los 300kWh al mes y varían según el consumo del cliente en intervalos de 50kWh entre 0 y 300 kWh, este tema se profundiza en el capítulo 3.2.3.

La Ley 15 de 2001 establece las normas para subsidiar el consumo básico o de subsistencia de los clientes del Servicio Público de Electricidad y dicta otras disposiciones. Los subsidios se hacen a través del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) y el Fondo Tarifario de Occidente (FTO), estos subsidios se entregan hasta consumos de 1000 kWh variando en intervalos de 50 kWh y son aplicables a todos los panameños incluyendo el sector comercial e industrial.

El FET corresponde a un descuento porcentual sobre el cargo por energía de la factura, la ASEP define este valor mes a mes y se aplica a todos los usuarios del país sin importar el área de concesión, sin embargo, el porcentaje de descuento no es idéntico en todas las áreas. Para este subsidio se recomienda definir que el mayor valor de descuento porcentual aplicado en el país se aplique a todas las interconexiones que se realice en áreas rurales aisladas, según el Plan de Expansión definido por el distribuidor o agente responsable de la interconexión.

El FTO que actualmente es un porcentaje de descuento que se aplica adicional al FET únicamente a los clientes de la concesión de EDECHI, deberá también ser aplicado para todos aquellos usuarios de zonas rurales aisladas sin diferenciación alguna. El FTO no se aplica a tarifas de media tensión horaria y alta tensión horaria, aspecto que puede mantenerse incluso en las zonas rurales.

24



FTO

FET

Ley

No. 15

SUBSIDIOS

Se aplica también el subsidio definido en la Ley No. 15 de 2001 solo a usuarios con consumos menores a 100 kWh que será muy importante en las nuevas zonas de interconexión rurales. En estas áreas se proyecta que todos los usuarios tendrán consumos menores a este valor.

Por último, vale la pena mencionar el subsidio adicional a los usuarios jubilados y de la tercera edad que corresponde a un descuento del 25% en la factura siempre y cuando el consumo se mantenga por debajo de los 600 kWh.

Los objetivos de este esquema son incentivar el bajo consumo por usuario en concordancia con la eficiencia energética, y también beneficiar a las poblaciones menos favorecidas que implícitamente son aquellas con menores consumos. Pero los subsidios se consideran iguales para cualquier zona rural y poco tienen que ver con las condiciones específicas de la población.

El diseño actual no incluye:

* Subsidios específicos ligados a la condición social
* Subsidios específicos para instituciones del Estado

Este último es un tema prioritario que se debe considerar dentro del esquema de subsidios, con esto se da prioridad a escuelas, instituciones de salud y entidades del estado, que actualmente no se encuentra priorizadas en la regulación. Cabe resaltar que hoy se habla de más de 500 escuelas en todo el territorio que requieren este servicio.

Adaptar los subsidios y condicionarlos por zona o tipo de proyecto garantiza metodologías exitosas que pueden acotarlos de forma más eficiente y controlada para conseguir los objetivos específicos del gobierno. Ver propuestas en el numeral 3.4.

25

* + 1. Efectos de las entidades gubernamentales

Para abordar este tema, en la figura 4 se muestra la estructura del sector eléctrico de Panamá, que incluye todos los agentes participantes del mercado desde la generación hasta la distribución y comercialización.

En este documento se revisa la participación de los agentes que afectan directamente la distribución de energía y son:

* La Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP)
* El Ministerio de la Presidencia
* La Oficina de Electrificación Rural (OER)

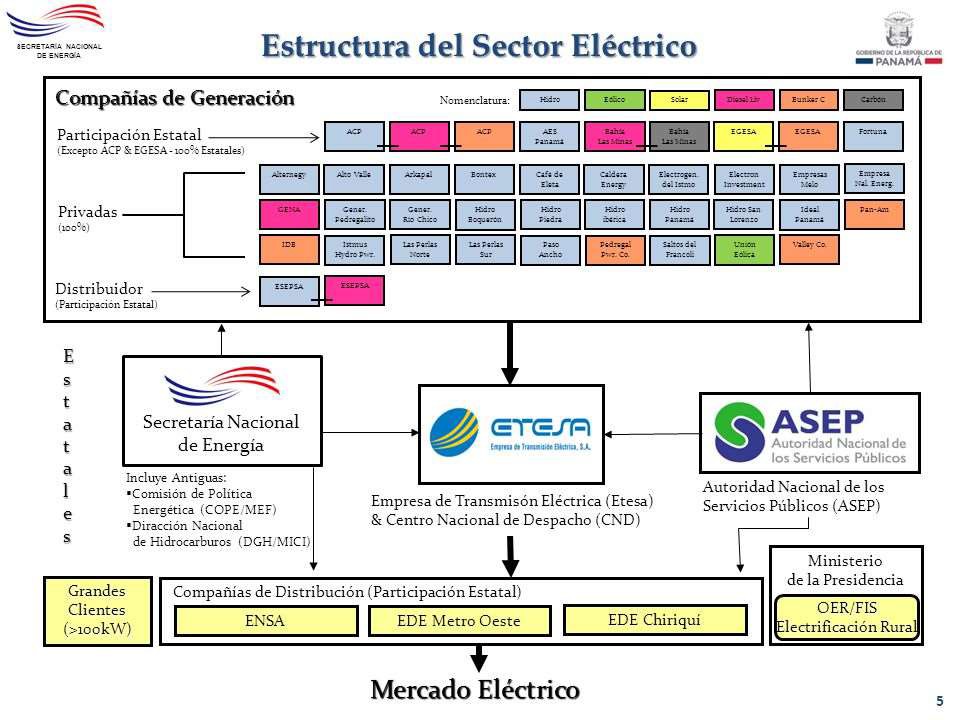
 26

Figura 4. Estructura del sector eléctrico de Panamá. Fuente: Secretaría Nacional de Energía, Panamá.

## Autoridad Nacional de Servicios Públicos - ASEP:

La Autoridad Nacional de Servicios Públicos - ASEP es un ente prioritario para el desarrollo de todos los mecanismos regulatorios del sistema eléctrico panameño. En el tema de la distribución su contribución es prioritaria para la definición de planes de expansión, evaluación de recursos, definición de tarifas y subsidios entre otros.

De acuerdo con su propia definición:

“ASEP, Somos un organismo autónomo, con personería jurídica y patrimonio propio, que controla, regula, ordena y fiscaliza la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural. Establece normas, dicta reglas, actos ejecutorios, controla su cumplimiento, sanciona, soluciona conflictos, concilia, media y fiscaliza, conforme a los principios de celeridad, economía, sencillez, eficacia, equidad, no discriminación y neutralidad de tratamiento. Vela por el interés público y el bienestar social representado en los clientes y usuarios de los servicios públicos para que reciban un servicio continuo, de calidad y eficiente, a precios justos y razonables, promoviendo mercados competitivos”.

Su participación en el desarrollo normativo del sector eléctrico es prioritaria y a partir de sus competencias debe hacer parte de cualquier modificación que se considere necesaria en la regulación de la prestación del servicio eléctrico en Panamá.

27

La ASEP es un actor definitivo para el éxito de la regulación de los servicios públicos, y ya que dentro de sus facultades debe considerar el bienestar social, se alinea con el objeto de este documento.

## Ministerio de la Presidencia:

El carácter de este órgano es principalmente político por tratarse de un Ministerio, en este sentido la concepción de proyectos va más ligado a las políticas trazados por el gobierno de turno, que no necesariamente se alinean con políticas anteriores o de largo plazo. Este aspecto es determinante en la definición de los objetivos y las metas que se diseñan, y en este caso limitarían su ejecución a un periodo legislativo determinado y a unas consideraciones particulares.

Para el tema que nos compete, la importancia de este ministerio se da, ya que en virtud del Decreto 29 de 1998, la Oficina de Electrificación Rural (OER) pasó a depender del Ministerio de la Presidencia y el presupuesto de esta entidad hace parte del presupuesto general del ministerio, quitándole independencia y restándole posibilidades de operación como una entidad técnica independiente.

Actualmente el Ministerio de la Presidencia juega un rol primordial para guiar convenientemente las políticas que impulsan la normatividad vigente. Pero es necesario establecer una obligación que

vaya más allá de las intenciones políticas, se ajuste a las metas de largo plazo requeridas para la electrificación total del país y se comprometa con lo establecido en los contratos de concesión y los Planes de Expansión Nacionales.

## Oficina de Electrificación Rural - OER:

De acuerdo con la definición, “este órgano ejecutivo, es el encargado de promover la electrificación rural en las áreas rurales no rentables y no concesionadas bajo un presupuesto anual pre-asignado cuya meta es al menos aumentar la cobertura de electrificación un 2% cada año.”

La Oficina de Electrificación Rural fue creada con el propósito de incentivar todo lo relacionado con cobertura del servicio eléctrico en áreas rurales, pero como se estableció anteriormente, con el Decreto 29 de 1998, pasó a depender del Ministerio de la Presidencia, donde su principal objetivo fue atender eficientemente la interconexión eléctrica de zonas rurales a través del Plan de Electrificación Rural (PLANER). Hasta 2013 se logró una cobertura del 90% del territorio, sin embargo, actualmente no hay un plan definido de proyectos para seguir avanzando en la cobertura nacional.

Como se mencionó en el numeral 2.2.1.1., una de las principales falencias en el desarrollo de la electrificación en estas áreas es que su avance depende de las solicitudes de los clientes y la voluntad de los distribuidores. Actualmente el Estado no cuenta con un plan obligatorio de metas específicas de expansión a ser cumplida por los agentes del mercado, metas que además deben ser identificadas por la OER de acuerdo con los artículos 73 y 74 de la Ley 6. Sin embargo, esta entidad no ha planteado desde 2013 zonas diferentes a las que se encuentran actualmente incluidas en los contratos de concesión.

Por otra parte, la ejecución de proyectos rurales se hace por solicitud de entidades nacionales, regionales o usuarios, y en el TITULO XIV ELECTRIFICACIÓN RURAL en los artículos 75 y 76 se fijan de forma muy general los términos y condiciones de ejecución de las obras. Aquí la regulación establece que los proyectos deben ser presentados por los interesados, y la OER es responsable de la supervisión del proyecto, esto implica una participación definitiva de este ente en aspectos relacionados con:

* Ejecución de obras,
* Definición de tecnologías,
* Conocimiento de temas financieros
* Conocimiento de temas legales, entre otros,

28

Esto exige amplios conocimientos y facultades de control y verificación, y en este sentido el gobierno debe garantizar las capacidades de este organismo.

Otro de los grandes inconvenientes es la falta de información sobre las zonas rurales, aunque la ASEP debe recibir un informe anual por parte de la OER, actualmente esta no tiene información sobre el desarrollo de proyectos y el estado de la prestación del servicio en zonas rurales. Peor aún, la misma OER no cuenta con información de los proyectos ejecutados en las zonas rurales ni hace un seguimiento certero de su desarrollo y operación. Estos últimos aspectos son de primera importancia para identificar las zonas que aún no cuentan con electrificación, tener información sobre proyectos en ejecución o ejecutados, y con lo anterior diseñar sistemas óptimos y adaptados de electrificación para las áreas aisladas del territorio nacional.

La entidad principal encargada de las zonas rurales no cuenta con información suficiente y esta es la base para garantizar un desarrollo óptimo, debe conocer como mínimo la geografía, la población, las condiciones culturales y económicas y los niveles de avance en la interconexión para establecer eficientemente metas que consideren las prioridades, las necesidades y las características de los sistemas en estas áreas. Sólo estas variables permiten identificar programas ajustados y sostenibles en el tiempo.

Adicionalmente, en términos de asignación de proyectos, la Ley 6 en el TITULO XIV ELECTRIFICACIÓN RURAL en el artículo 78 establece que la OER debe conocer temas relacionados con tecnologías para

abastecimiento a sistemas aislados y electrificación rural, lo que deja también en manos de este 29

órgano la definición de alternativas de diseño tecnológico, aspecto que además de ser muy técnico sugiere la necesidad de conocimientos amplios de los desarrollos mundiales. Debe evaluarse si la OER cuenta realmente con estas competencias y que tan eficiente es en el logro de estos objetivos, pero actualmente no se identifica un participación activa de la entidad para proponer alternativas tecnológicas de última generación.

Como si fuera poco, en el artículo 79, dentro de sus competencias, está la creación de normas técnicas especiales para proyectos rurales, aspecto que también genera inquietud porque es un elemento clave en el éxito de nuevas tecnologías y la base para desarrollar proyectos técnicamente óptimos y duraderos.

Con lo anterior, se recomienda que las funciones de la OER sean evaluadas para darle las condiciones (personal, calificación y recursos) necesarias para cumplir cabalmente sus obligaciones como entidad técnica con:

* Conocimiento en nuevas tecnologías para desarrollo energético,
* Conocimiento en diseño de proyectos con enfoque técnico y financiero,
* Conocimiento en regulación técnica,
* Conocimiento en recopilación y manejo de información territorial (geográfica y de población),
* Conocimiento en temas legales ligados a desarrollo de proyectos de energía.

Que adicionalmente deben tener objetivos y metas definidas de largo plazo (10 años), alineadas con el Plan de Expansión Nacional, con cortes semestrales de obligatorio cumplimiento con reporte a la ASEP.

En caso alternativo, si se determina inviable por parte del gobierno dar estas condiciones a la OER, se pueden distribuir sus funciones en otras entidades técnicas que ya cuentan con esta experiencia, por ejemplo, la ASEP.

# Efectos de las comunidades

El mercado eléctrico suple comunidades con necesidades los 365 días del año, pero existen grandes diferencias entre los requerimientos de las áreas urbanas y las áreas rurales, estas diferencias deben ser consideradas para lograr un avance eficiente de la cobertura del servicio. La energía posee características únicas, su almacenamiento es limitado y debe ser adaptado a los recursos disponibles en las áreas de la prestación, pero adicionalmente cuando se trata de comunidades, también es necesario que se adapte a los requerimientos y potencial económico de los usuarios.

Como se mencionó anteriormente, en Panamás, el mayor porcentaje de la población que no se encuentra interconectada pertenece a uno de siete pueblos indígenas nacionales, estas comunidades representan más del 10% de la población total y seguramente componen el mayor porcentaje del 8% no interconectado del país. Concentrarse en este grupo de la población, sus necesidades y sus limitaciones definirá el éxito de cualquier proyecto en estas zonas.

Por otra parte, no solo se trata de conectar una vivienda, sino de garantizar la duración de la solución en el tiempo, si la población no entiende los beneficios de la energía, no va a potencializar su uso. No solo se trata de prestar un servicio público, sino también de asegurar que los usuarios perciben un beneficio y hacen un pago que corresponde a su capacidad económica. Basados en experiencias anteriores en el país, se ha identificado una tasa alta de fallas en el mantenimiento de los sistemas y las redes en zonas aisladas. Se debe realizar un serio y continuo trabajo con las comunidades para entender los beneficios y obligaciones de la prestación del servicio eléctrico.

Con el lento avance de la interconexión eléctrica en los últimos años, se identifica que posiblemente además de los aspectos culturales, una de las mayores barreras es la dificultad de ejecutar proyectos de extensión de redes tradicionales, estas comunidades se encuentran en zonas apartadas y llevar a cabo un proyecto puede ser técnicamente complejo y costoso. Las soluciones individuales ya sea de mini redes o por vivienda se presentan como una alternativa esencial.

30

## Soluciones individuales para zonas de muy baja densidad

La Ley 6 en el artículo 53 contempla la creación de sistemas aislados integrales, e incluso permite la integración vertical para sistemas con una demanda máxima hasta 50 MW, y en el artículo 51 establece las restricciones para quienes exceden este consumo. Por otra parte, existe la figura de auto generador, que de acuerdo con la Ley pueden vender excedentes sin tener zonas asignadas, esto puede ser en menor escala un medio potencial para incentivar el desarrollo de la electrificación en zonas que cuentan con actividades agrícolas intensivas o actividades con potencial de autogeneración.

Se identifican entonces tres sistemas potenciales de interconexión en lugares aislados:



Miniredes

Autogeneración

Soluciones individuales

31

En las zonas rurales remotas se deben analizar las diferentes opciones de soluciones individuales

para lograr una cobertura de electricidad en áreas de muy baja densidad y muy distantes, las soluciones individuales son posiblemente la única opción en estas condiciones.

Históricamente estas soluciones representan un gran desafío, especialmente en el mantenimiento de los sistemas ya que se encuentran en áreas distantes y de condiciones socioculturales que limitan su cuidado y uso. En el capítulo siguiente sugerimos potenciales alternativas para dar continuidad a estos sistemas, y se mencionan aspectos técnicos que deben ser resueltos como son los requerimientos de trámites de conexión, demostración de títulos de propiedad, medición, etc.

Se considera también que el desarrollo de estas soluciones está muy ligado al diseño de los subsidios, que sin duda son un mecanismo que puede reducir los riegos de cartera, además de dar mayores opciones a la población de acceder a este servicio a un costo razonable de acuerdo con sus ingresos. Se sugiere una mayor flexibilidad regulatoria, que estimule la interconexión de hogares muy distantes, pero también de escuelas y centros de salud que lo requieren con urgencia.

En concordancia con lo anterior, la iniciativa gubernamental establece:

“La Estrategia de Intervención del Plan Estratégico abarca los territorios de las Comarcas Indígenas con el criterio de garantizar el acceso a servicios básicos, salud y educación, respetando sus valores culturales. Entre los resultados esperados del Plan Estratégico están la implementación de 6000 soluciones en el medio rural indígena para aumentar la cobertura eléctrica y la mejora del transporte urbano del área metropolitana del Pacífico. Otra estrategia de intervención nacional está relacionada con “mantener el impulso de energías limpias”. “

El interés del gobierno panameño, la ASEP, la Oficina de Electrificación Rural (OER) y la Secretaría de Energía de Panamá es trabajar para identificar las diferentes barreras a la entrada de la inversión privada en las ZNI y en adelantar acciones para fomentar la expansión de la prestación del servicio.

Las principales barreras identificadas se centran en aspectos ligados a la posición geográfica de las áreas que actualmente no cuentan con conexión. Las dificultades están relacionadas con la complejidad de realizar instalaciones en estos lugares, y por otra parte con las limitaciones en aspectos como son la medición, administración y mantenimiento de los equipos, en este caso no solo por la posición geográfica sino también por las condiciones económicas y sociales de algunas de estas comunidades.

32

Los datos del compendio estadístico energético de la Secretaría Nacional de Panamá establecen que para cubrir el 8% aprox. de población sin electricidad, se requiere avanzar en puntos específicos relacionados con comunidades muy apartadas, que exigen estrategias específicas para resolver los aspectos logísticos de la prestación del servicio, y una planificación adaptada a estas áreas que en ocasiones ni siquiera cuentan con vías de acceso.

8%No interconectado

Como se ha mencionado anteriormente, la electrificación significa un poderoso impulso a la educación y al progreso social, sin embargo, no siempre las comunidades lo ven de esta manera y por lo mismo, los proyectos deben ser adecuadamente expuestos a la comunidad y se debe garantizar una responsabilidad de ésta sobre los sistemas. Esto, ya sea a través de cobros de menor cuantía o de compromisos formales adquiridos con las comunidades y sus líderes.

De la normatividad vigente se identifican las siguientes limitaciones para facilitar la interconexión de la comunidad en áreas aisladas:

 No entender que la energía no es un beneficio por sí mismo, se debe educar a la comunidad para que los perciba y la transforme en mejores condiciones de vida y desarrollo.

 Definir requerimientos y trámites complejos de documentación para obtener la prestación del servicio en áreas muy alejadas.

 No definir un mecanismo para interconectar zonas donde no existen títulos de propiedad, pero si hay comunidades ancestrales establecidas.

 No establecer mecanismos independientes para interconectar entidades gubernamentales prioritarias para el desarrollo del país como escuelas, hospitales, entidades públicas, entre otros.

 No definir subsidios diferenciados que incentiven adecuadamente a los agentes del mercado para desarrollar proyectos, y a los usuarios para considerar el servicio de energía como una alternativa viable.

 No establecer una diferenciación técnica clara (condiciones de calidad, servicio prepago, cobros de cartera semestrales, etc.) dentro de la regulación para la atención de áreas urbanas, rurales y rurales de difícil acceso que incentiven el desarrollo de proyectos en estos lugares.

Del último punto se deben considerar las pérdidas, que actualmente en Panamá llegan a niveles que están alrededor del 14% y el gobierno se ha fijado una meta de reducción para 2050 del 10%. Esta reducción beneficia con certeza el rendimiento de las compañías distribuidoras, sin embargo, la regulación actual no es suficientemente estricta como para incentivar su disminución, en parte debidas a factores de calidad de las redes, pero en gran medida afectadas por el hurto de energía y

el derroche de esta. 33

En zonas alejadas este control de pérdidas es aún más complejo e implica costos adicionales por las

dificultades de acceso y los aspectos culturales de las zonas. En este sentido, el desarrollo de estas áreas requiere un compromiso con la educación en cuanto al uso racional de la energía, y una suficiencia financiera para las compañías distribuidoras, de lo contrario no se perciben mayores beneficios para las partes que incentiven el impulso de estas instalaciones.



Ilustración 4. Electrificación rural.

Más adelante se proponen alternativas para ajustar la normatividad actual a las condiciones reales de las comunidades no interconectada de Panamá, estos ajustes se refieren a aspectos de acceso, educación, trámites, suficiencia económica y otros que son determinantes para el logro de las metas trazadas por el gobierno.

# Efectos de los distribuidores

En este documento se ha analizado ampliamente las características de la normatividad vigente, la participación de los entes gubernamentales más representativos y las condiciones de la comunidad que requiere la prestación del servicio del mercado eléctrico en la actividad de distribución de energía, solo resta mencionar las barreras percibidas en la participación de los distribuidores y las razones para no avanzar eficientemente en la electrificación de las áreas rurales.

Se identifica una importante concentración de la prestación del servicio en dos distribuidoras que cubren la mayor parte del territorio panameño, con esto se entiende que su análisis en la discusión de incentivos para la expansión es prioritaria. Para el desarrollo de este documento se realizaron entrevista durante las cuales los distribuidores coincidieron en las siguientes barreras percibidas que limitan su acción en el avance de la cobertura eléctrica:

1. Generalización de la regulación actual establecida para las zonas interconectadas al SIN y no contar con una regulación diferenciada para las zonas no interconectadas.

BARRERAS

1. La no suficiencia financiera para incentivar la interconexión de las zonas aisladas.

34

1. La no promoción de las energías renovables no convencionales que pueden representar alternativas de electrificación óptimas.

Estos puntos concuerdan con el análisis desarrollado en este documento, y lo cierto es que el avance de la electrificación desde 2013 ha sido muy lento (gráfica 2). Pero también es necesario incluir temas como la falta de exigencia del cumplimiento de metas y la poca información de la OER que dificulta la evaluación del desempeño de los agentes.

Para reducir las barreras identificadas por los distribuidores se propone analizar los siguientes temas:

1. La necesidad de establecer una diferenciación clara y adaptada para las zonas no interconectadas.
2. Establecer mecanismos adicionales con incentivos económicos por cumplimiento de metas, así como una mejor remuneración que considere el esfuerzo adicional de interconectar áreas de alta complejidad técnica.
3. La necesidad de considerar sistemas asilados haciendo uso de energías renovables adaptadas a áreas de baja densidad y de difícil acceso, pero con disponibilidad de recursos.

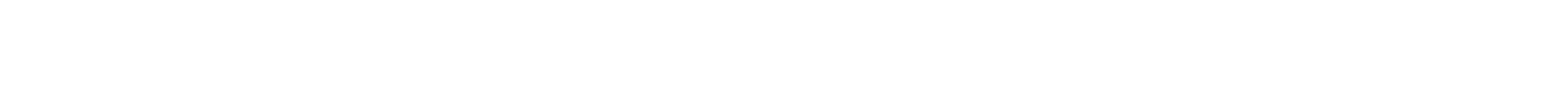
Estos temas suponen que en el SIN las reglas de juego serán similares a las actuales, aunque se requiere una actualización de la regulación, y en las zonas aisladas aledañas y las rurales alejadas, plantea como indispensable la creación de reglas de juego adaptadas a condiciones técnicas y financieras específicas. Estos puntos se abordan en detalle en el numeral 3 con el propósito de avanzar en el cubrimiento del servicio de energía en el 100% del territorio panameño.

35

# Propuestas regulatorias definitivas para incentivar la expansión

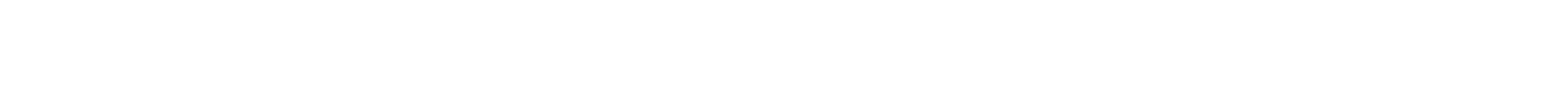
El análisis precedente identifica los principales aspectos que deben ser considerados dentro de la regulación actual para fijar incentivos eficientes, que lleven al cumplimiento de los objetivos de expansión del servicio eléctrico dentro del territorio panameño.

En este numeral se establecen las principales recomendaciones de ajustes de la normatividad vigente y centra la discusión en cinco temas principales, así mismo se define el plazo estimado para su ejecución, plazo que debe ser revisado con las diferentes entidades y agentes participantes del mercado:

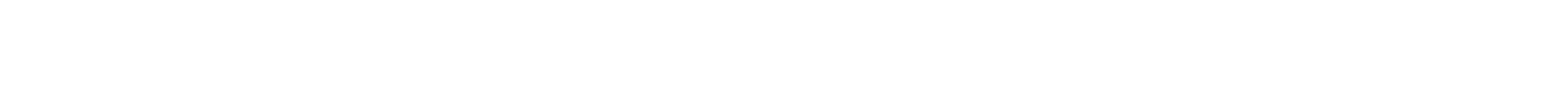


PARÁMETROS DE CALIDAD - Ejecución estimada en el mediano y largo plazo

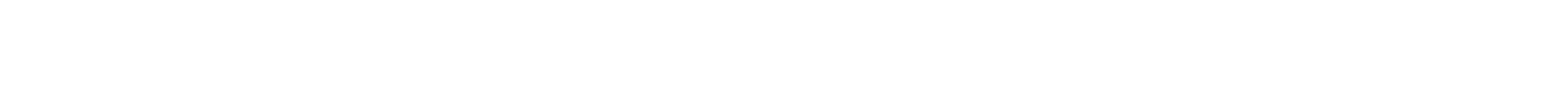
36



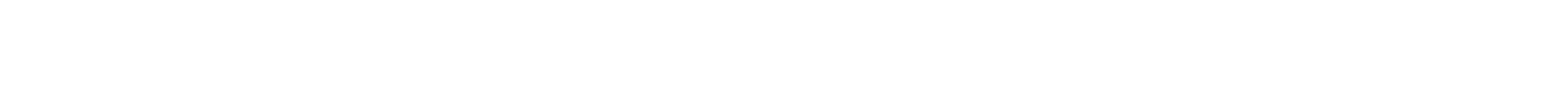
INCENTIVOS ECONÓMICOS - Ejecución estimado en el mediano y largo plazo



INCENTIVOS REGULATORIOS - Ejecución estimado en el corto y mediano plazo



ESQUEMA DE SUBSIDIOS - Ejecución estimado en el mediano plazo



PARTICIPACIÓN DE LA COMUNIDAD - Ejecución estimado en el corto al largo plazo

Estos puntos se analizan a continuación.

Por otra parte, la discusión incluye tres alternativas técnicas diferentes (ver diagrama) para llevar el servicio de energía a las zonas aisladas, dejando de lado la opción principal regulada en la normatividad, que corresponde a la extensión de redes de distribución existentes. Se hace esta aclaración ya que es un aspecto prioritario en el desarrollo de la cobertura en áreas rurales y en el desarrollo de las propuestas de este documento.

I. Extensión de redes de distribución en zonas

aledañas

II. Desarrollo de mini-redes aisladas en zonas rurales

distantes

III. Desarrollo de soluciones individuales en zonas remotas y de difícil acceso con poblaciones

muy dispersas

37

# Indicadores de calidad

Como se estableció anteriormente, los agentes participantes del mercado de distribución eléctrica perciben la definición actual de los parámetros de calidad como una barrera para llegar a aquellas zonas no interconectadas, aisladas y de difícil acceso.

Los indicadores de calidad para la distribución de energía eléctrica en Panamá, entendidos como frecuencia y duración de las interrupciones, son evaluados en dos niveles que corresponden a zonas urbanas y zonas rurales. Esta clasificación puede resultar muy amplia para interconexiones que no se configuran dentro de las características de las dos zonas anteriores, y por lo tanto la medición de los indicadores puede convertirse en una exigencia poco realista.

Si por zona rural se entiende aquella que no es urbana, el rango de complejidad en la prestación del servicio puede ser muy amplio, y con certeza no serán aplicables requerimientos idénticos en una zona rural próxima a una red de distribución con acceso por carretera, a una zona rural aislada por ejemplo de comunidades indígenas o islas.

Lo anterior representa además de riesgos regulatorios para los prestadores del servicio, riesgos potenciales en términos de costos, credibilidad y conflictos legales entre otros. Por otra parte, también puede representar inconvenientes para los clientes, ya que estos esperan condiciones de

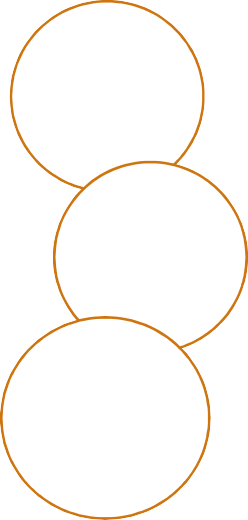
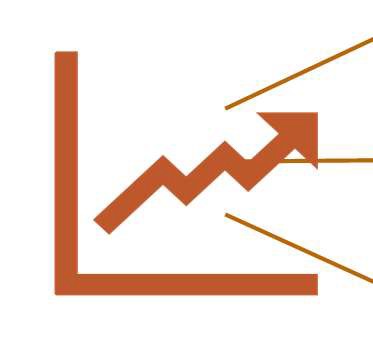
prestación del servicio que posiblemente no son alcanzables a costos razonables y estas expectativas dificultan el uso óptimo del servicio en las circunstancias reales de la prestación.

Con el fin de generar la satisfacción y desarrollo económico y socio cultural esperado, se deben establecer condiciones realistas en términos de calidad, eficiencia económica y necesidades de los usuarios, solo así se logra un beneficio eficiente y una apropiación del sistema eléctrico por parte de la comunidad.

Por lo anterior, es esencial analizar los indicadores de calidad actuales y su potencial adaptación a condiciones reales geográficas, técnicas y socioculturales.

El Estado exige calidad y continuidad en la prestación del servicio, estos son aspectos que pueden ser logrados en gran medida con la tecnología existente, sin embargo, su costo es muy alto y no en todos los casos y todas las zonas debe ser visto como una necesidad. Por otra parte, conseguir niveles de continuidad absoluta de la prestación del servicio es imposible, y frecuentemente se refleja también en un altísimo costo que limita a los prestadores, a los gobiernos y por supuesto a los potenciales usuarios.

Valdría la pena entonces analizar los requerimientos reales de calidad de algunas comunidades específicas, los costos 38



DISTANCIA

DENSIDAD

TECNOLOGÍA

correspondientes a estos requerimientos y las soluciones técnicas disponibles. Estos conceptos son primordiales en el caso de las zonas más aisladas de Panamá.

La propuesta es no considerar la calidad como un concepto nacional, sino como un concepto local de acuerdo con ciertos parámetros de distancia, densidad de población, tipo de cliente, tecnología, entre otros.

En el capítulo 2 se mencionaron las normas de calidad de la prestación del servicio en Panamá que se establecen en las “Normas de Calidad del Servició Técnico, Anexo A, Resolución JD-764 de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)”, que fijan los parámetros que definen el nivel estándar de la prestación del servicio.

Estos parámetros tienen tres clasificaciones: rurales, urbanas y condiciones específicas más elevadas acordadas con la ASEP. Las dos últimas no hacen parte de la discusión de este documento, sin embargo, las rurales consideran requerimientos de calidad que pueden ser muy elevados para zonas distantes y sobre todo no menciona reglas de juego para mini redes o soluciones individuales.

Como se especificó, la confiabilidad se define en términos de frecuencia y duración de las interrupciones a través de cuatro indicadores SAIFI, SAIDI, CAIDI y ASAI (Tabla 3 y 4 de la Resolución JD-764):

La primera sugerencia se refiere a la estructura de las áreas de prestación del servicio, actualmente divididas en urbana y rural, para esto se propone:

1. Establecer tres áreas de prestación del servicio de distribución de energía, donde se separan las rurales en dos grupos.
2. Hacer tablas aparte de los indicadores de calidad que sean más flexibles y acordes con las condiciones reales de la prestación del servicio en las diferentes áreas.

A continuación, se explica en detalle la propuesta:

Se integrará un tercer tipo de área llamada “rural aislada”, estas serán definidas en función de diferentes parámetros medibles de caracterización, dejando así tres niveles de indicadores de calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica:

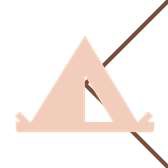
39



Área urbana



Área rural próxima



Área rural aislada

Para diferenciar los dos últimos grupos se sugiere evaluar las zonas de acuerdo con la siguiente caracterización:

Área rural próxima:

* A 20 km o menos del SIN.
* Con acceso terrestre por carretera pavimentada.
* Densidad: Población/superficie, se debe determinar en función a las características de la población rural de Panamá para fijar un parámetro adecuado de medición.

Para pertenecer a este grupo, el área debe cumplir con las tres condiciones.

Área rural aislada:

* A más de 20 km del SIN.
* Sin acceso terrestre por carretera pavimentada.
* Densidad: Población/superficie, se debe determinar en función a las características de la población rural de Panamá para fijar un parámetro adecuado de medición.

Para pertenecer a este grupo, debe cumplir una o más de estas condiciones.

Esta caracterización debe ser incluida dentro de la regulación vigente: la Ley 6, los reglamentos técnicos y las resoluciones que definen condiciones de calidad de la prestación del servicio eléctrico en la componente de distribución.

Luego de esta caracterización, se recomienda establecer niveles de calidad adecuados para las “áreas rurales aisladas”, esta diferenciación corresponde a las condiciones reales de la prestación del servicio y a las necesidades de la comunidad. A continuación, se define la propuesta que considera dos límites de los indicadores de calidad diferentes, uno para los sistemas interconectados al SIN y otro para los sistemas no interconectados al SIN.

## Área rural aislada interconectada al SIN

40

Para este nuevo nivel de caracterización y cuando se va a extender una red del SIN se definen los límites de los indicadores de calidad en los siguientes cuadros:

Cuadro 1. Límites de los Indicadores de Confiabilidad Globales para las Empresas de Distribución en las AREAS RURALES AISLADAS.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Límites de los Indicadores de Confiabilidad Globales  para las Empresas de Distribución en las AREAS RURALES AISLADAS | | | |
|  | Fechas de implementación | | |
| Indicador | 1 de julio  2019 | 1 de enero  2021 | 1 de enero  de 2022 |
| SAIFI | 18 /año | 16 /año | 14 /año |
| SAIDI | 133,2  horas/año | 102,4  horas/año | 78,84  horas/año |
| CAIDI | 6,78 horas | 5,89 horas | 5,63 horas |
| ASAI | 80% | 85% | 90% |

Estos indicadores se fijan dejando como meta de 2022 el menor nivel de calidad definido en la regulación actual para las zonas rurales. En los años 2019 y 2021 se consideran calidades menores de forma proporcional a lo establecido en los cuadros de la regulación vigente en Panamá.

Cuadro 2. Límites de los Indicadores de Confiabilidad Globales para las Empresas de Distribución en las AREAS RURALES AISLADAS

41

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Límites de los Indicadores de Confiabilidad individuales para las Empresas de Distribución en las AREAS RURALES AISLADAS | | | | |
| TIPO DE CLIENTE | Indice | Fechas de implementación | | |
| 1 de julio  2019 | 1 de enero  2021 | 1 de enero  de 2022 |
| Cliente en media tensión | SAIFIcl | 18 /año | 16 /año | 14 /año |
| SAIDIcl | 133,2  horas/año | 102,4  horas/año | 78,84  horas/año |
| Cliente en baja tensión | SAIFIcl | 18 /año | 16 /año | 14 /año |
| SAIDIcl | 133,2  horas/año | 102,4  horas/año | 78,84  horas/año |

Estos indicadores se fijan usando la misma metodología definida para el cuadro 1.

Estos niveles se aplicarán para la extensión de redes a zonas rurales aisladas. Se busca beneficiar a un número mayor de comunidades, sin desincentivar a los distribuidores de llevar a cabo dichas interconexiones que en las condiciones regulatorias actuales afectan sus indicadores globales de calidad y tienen que asumir los riesgos regulatorios y financieros correspondientes.

Estos niveles de calidad han sido establecidos manteniendo las proporciones utilizadas en la regulación vigente, sin embargo, deben ser sometidos a análisis y estudio por los diferentes agentes del mercado y los afectados con el fin de optimizar su valor. En todo caso, por ejemplo, SAIFI en su peor nivel en el Cuadro 2 representa pérdidas anuales equivalentes apenas del 2%. Se reitera la importancia de poner a consideración los límites aquí establecidos para que correspondan a la realidad del territorio panameño.

Por otra parte, se debe preparar a las comunidades para usar el servicio de energía eléctrica en las condiciones reales esperadas y se debe enseñar a proteger los equipos como parte de la responsabilidad del usuario, esto puede permitir sistemas de menor costo y fácil instalación en

zonas rurales. En una larga cadena de generación, transmisión y distribución, esta es la manera más efectiva de salvaguardar los equipos y sistemas de un predio. Con lo anterior se busca plantear una solución real de prestación del servicio en zonas de condiciones, características y necesidades específicas, así se podrá llegar a un equilibrio técnico y financiero más realista.

## Área rural aislada no interconectada al SIN

En el caso de mini redes aisladas, se deben definir parámetros independientes a los establecidos en las redes interconectadas al SIN, uno de los conceptos más importantes es entender que la prestación del servicio en ciertas áreas, aunque no se percibe como una necesidad de servicio continuo, si representa un aporte a la mejora de condiciones de vida de las personas. En redes aisladas las soluciones pueden corresponder a una prestación del servicio fraccionada y utilizada solo en ciertas horas donde la comunidad considera indispensable el servicio. Es actualmente el caso de muchos sistemas prepago y de soluciones individuales simples solares utilizadas en países de África e India.

Infortunadamente, la regulación actual no considera dentro de sus parámetros la prestación del servicio de forma fraccionada. No existe una regulación para incentivar la prestación de un servicio por ejemplo de solo 4 horas al día, se sugiere entender que estas soluciones pueden ser óptimas en lugares muy aislados y para ciertas comunidades. Si esta opción se considera dentro de la regulación, el gobierno puede incentivar un avance controlado, seguro y óptimo de la electrificación rural hasta los últimos rincones del territorio panameño.

Para responder a lo anterior, se propone definir condiciones específicas de prestación del servicio para mini redes o soluciones individuales en zonas rurales aisladas donde se recomienda utilizar la siguiente metodología:

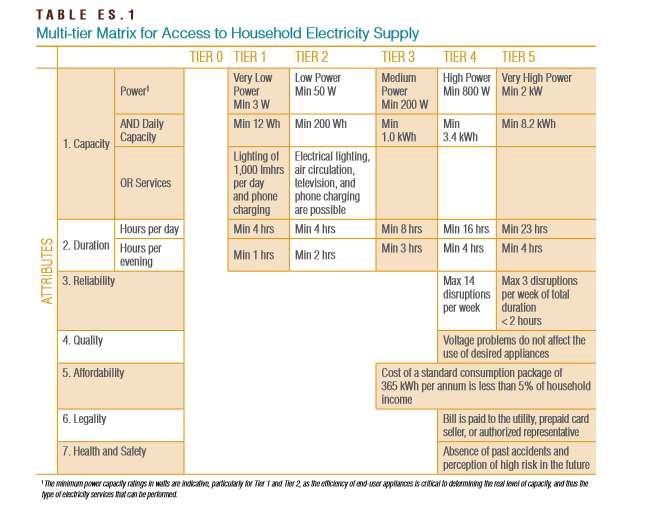
En el estudio realizado por el Banco Mundial “Beyond connections: Energy Access redefined”, se hace una interesante definición de los niveles de prestación del servicio de energía eléctrica en condiciones no consideradas por la regulación panameña actual.

En el cuadro 3, extraído directamente del estudio, se definen desde el nivel 0, sin acceso a energía hasta el nivel 5, con centrales pequeñas de generación y hasta 23 horas/día de disponibilidad de prestación del servicio. Para cada nivel se especifican las variables de capacidad, duración (día y noche), confiabilidad, calidad, asequibilidad, formas de pago y seguridad para la salud, que establecen parámetros y características para diseñar la solución óptima para cada “Tier” o nivel.

Adicionalmente, se resalta el carácter de la definición de la energía por disponibilidad del sistema y no por horas de suministro, de esta manera se pueden plantear soluciones con servicio de solo 4 horas en el día y 1 en la noche y con sistemas prepago para comunidades muy apartadas del territorio nacional.

42

El reconocimiento de estos niveles realistas y adaptados a comunidades aisladas permite concebir una regulación óptima, que brinda garantías reales y beneficia a los usuarios, pero además incentiva a los diferentes agentes del mercado con indicadores de calidad independientes por área geográfica y tipo de solución.

 43

Cuadro 3. Matriz multinivel de acceso a la energía eléctrica en hogares. Fuente: Banco Mundial “Beyond connections: Energy Access redefined”

Del estudio del Banco Mundial se simplifica el cuadro 4 que determina indicadores específicos solo de disponibilidad (duración) en función de la potencia de la instalación. Este cuadro puede ser el punto de partida para evaluar la operación de las instalaciones en áreas rurales aisladas no interconectadas al SIN.

Cuadro 4. Indicadores sugeridos para áreas rurales aisladas según la potencia Instalada.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | | NIVEL 0 | NIVEL 1 | NIVEL 2 | NIVEL 3 | NIVEL 4 | NIVEL 5 |
| POTENCIA | |  | Min 3 W | Min 50 W | Min 200 W | Min 800 W | Min 2kW |
| DURACIÓN | HORAS DIA |  | Min 4 hr | Min 4 hr | Min 8 hr | Min 16 hr | Min 23 hr |
| HORAS NOCHE |  | Min 1 hr | Min 1 hr | Min 3 hr | Min 4 hr | Min 4 hr |
| CALIDAD | |  |  |  |  | SE CONTROLA | |

Para la definición de cuadro 4 se recomienda la participación activa de los diferentes entes del mercado, y debe considerarse con especial atención la situación actual de las comunidades y sus necesidades para lograr que las expectativas y los resultados coincidan en un mayor desarrollo de la población y una duración en el tiempo de las soluciones de interconexión.

En definitiva, se considera importante aumentar la exigencia de los indicadores actuales para las redes interconectadas al SIN en áreas urbanas y aisladas próximas, sin nunca perder de vista las condiciones reales de los sistemas y su imposibilidad de ser infalibles por estar sujetos a un sin número de factores que no pueden ser mitigados. Por otra parte, es necesario evaluar, que hacer los sistemas más confiables puede traer mayores costos y no necesariamente mayores beneficios.

Una vez más, se reitera la importancia de considerar dos áreas rurales independientes, con indicadores de calidad que en el primer caso corresponden a la extensión de las redes de distribución con complejidad técnica baja o media, y otra donde la extensión de las redes de distribución implica alta complejidad técnica y donde se priorizan las soluciones aisladas independientes del SIN o soluciones individuales particulares.

Un elemento primordial para el buen funcionamiento de la propuesta multinivel de indicadores de calidad, es actualizar los contratos de concesión y analizar los requerimientos de documentación para interconexión y hacer más simple su formalización, especialmente para las mini redes y las zonas muy aisladas. Debe haber concordancia entre los requerimientos y el tipo de población que

se atiende. 44

En este sentido, la propuesta no solo tiene que ver con la definición de la simplificación y estandarización de los contratos (que deben ser debidamente evaluados por la OER), sino también con los requerimientos y exigencias para solicitar una interconexión. Con la intención de llegar a la población más vulnerable y distante, la documentación solicitada en términos de propiedad, sobrevivencia, identidad, etc. deben ser reducidos, más aun teniendo en cuenta que el riesgo de cartera es mínimo en estas zonas con el modelo propuesto. Estas soluciones se conciben como sistemas con un alto porcentaje de subsidio y un pequeño porcentaje que se recomienda desarrollar con sistemas prepago, estos últimos han sido probados como la mejor opción en zonas remotas.

Por lo anterior, el desarrollo de sistemas simplificados de contratos de concesión y prestación del servicio en zonas rurales aisladas es prioritario para tener éxito en la expansión de la prestación del servicio eléctrico en Panamá. Estos trámites deben ser ejecutados ante la OER y de acuerdo con lo establecido en el TITULO XIV ELECTRIFICACIÓN RURAL.

En cuanto al plazo de ejecución de esta modificación a la regulación, se considera necesario un periodo de entre 6 meses y un año que considere la integración de las nuevas reglas a la regulación vigente, la consulta previa indispensable y la aprobación de las modificaciones. Es también recomendable, para este tipo de ajustes, hacer estudios técnicos que determinen indicadores alcanzables y eficientes, el tiempo de este estudio no debe superar los 3 meses previos a las modificaciones regulatorias.

Es indispensable incluir procesos de divulgación que lleguen hasta las regiones más alejadas para que la población conozca las modificaciones, plantee sus dudas y entienda las características del servicio que va a recibir y el objetivo trazado por el gobierno a través de esta iniciativa.

# Incentivos económicos

En el análisis realizado al marco regulatorio vigente de Panamá, se identificó como una barrera principal la suficiencia económica de los proyectos en las zonas más alejadas. En este numeral se determinan de forma específica los ajustes principales recomendados en este sentido. Estos se refieren a remuneración de la inversión y gastos AOM, mecanismos de incentivos adicionales por cumplimiento de metas y reconocimiento de tarifas justas y adaptadas.

# Remuneración de la inversión y costos de AOM

De acuerdo con el análisis del artículo 50 de la Ley 6, se establece la obligatoriedad de los distribuidores de conectar a los usuarios, sin embargo, la regulación considera principalmente las 45

zonas aledañas a las redes de distribución de SIN. En este sentido y como se analizó anteriormente, la normatividad tiene grandes vacíos para estimular la interconexión de nuevos usuarios en las diferentes áreas rurales del país:

 Define la imposición de la conexión a partir de la proximidad a las redes del SIN (100 m), dejando de lados otros factores técnicos determinantes en la caracterización de la interconexión como son acceso, distancia y condiciones del lugar de instalación.

 Define la categoría de cliente por nivel de tensión, horario y consumo, no tiene en cuenta aspectos prioritarios como condición económica, características culturales, tipo de cliente (persona natural, escuela, hospital, etc.).

 Define los “costos unitarios por metro lineal para la contribución exigida” por categoría de cliente, sin tener en cuenta por ejemplo densidad poblacional y variables técnicas que limitan la eficiencia económica.

Como primera medida para incentivar la expansión a zonas remotas y no solo a aquellas cercanas al SIN se propone permitir un estimado real de los costos de interconexión por parte del distribuidor en proyectos específicos, y no con tablas de valores unitarios que posiblemente nada tienen que ver

con la realidad del territorio panameño, especialmente en las áreas aisladas. Estos costos deben ser evaluados y verificados por la OER y la ASEP para cada proyecto.

Actual

Conexión priorizada por proximidad al SIN.

Categoría de cliente definida por nivel de tensión, horario y consumo.

“Costos unitarios por metro lineal para la contribución exigida” por categoría de cliente.

Recomendado

Conexión priorizada por factores técnicos como acceso, distancia y condiciones del lugar de instalación.

Categoría de cliente definida por consumo, condición económica, características culturales, tipo de cliente (persona natural, escuela, hospital, etc.).

“Costos unitarios por metro lineal para la contribución exigida” por nueva categoría de cliente variables técnicas que limitan la eficiencia económica.

También se deben tener en cuenta las condiciones especiales de la prestación del servicio que puede reflejarse en mayores costos AOM, estos deben ser abordados de manera diferenciada dentro de la regulación, de lo contrario la duración en el tiempo de los sistemas se encontrará en entredicho.

46

Para hacer este ajuste se requiere diseñar metodologías de costos específicas para los tres niveles,

urbano, rural y rural aislado. Los dos primeros niveles pueden regirse por la normatividad vigente. Sin embargo, el tercer nivel exige una metodología que integre las variables técnicas y sociales recomendadas en este documento para la determinación de costos unitarios. En este caso la participación de la OER es determinante y debe proporcionar información suficiente para garantizar una propuesta que incentive el desarrollo de proyectos en lugares estratégicos a costos razonables para el Estado y rentabilidades suficientes (de acuerdo con estándares mundiales) para los prestadores del servicio.

Esta iniciativa requiere de al menos seis meses para la recopilación de información y seis meses más para su diseño y consulta previa.

# Definición de metas de expansión

La ASEP define el cargo a través de mercados representativos de cada concesión y supuestos de eficiencia en la gestión de las empresas. Sin embargo, estos supuestos poco tienen que ver con el comportamiento del mercado en áreas rurales, ya que se cuenta con una baja densidad poblacional, un bajo número de puntos de inyección y bajas cantidades de energía vendida.

El diseño de esta definición limita el interés de los distribuidores para avanzar en la cobertura de las zonas rurales distantes, de difícil acceso, con bajo consumos e ingresos limitados. Por esta razón se propone un mecanismo que reconozca la complejidad de estas interconexiones a través de remuneraciones adicionales por el cumplimiento de metas.

Para abordar este tema se revisa el artículo 85, del Capítulo VII de la Ley de Electricidad, donde se establecen los criterios para la selección del prestador del servicio en el área rural en dos casos:

1. Extensión de una línea de distribución: En este caso la OER evalúa de las ofertas el menor costo de inversión y subsidio y con esta información define el concesionario de distribución al que se le atribuye la operación de la red definida. Esta línea se incorpora a su área de concesión.
2. Sistema aislado: Se abre un acto competitivo de concurrencia para identificar el prestador del servicio con el menor costo de subsidio a la inversión inicial. En este caso la OER puede elegir una organización diferente a la de los concesionarios de distribución. En este acto no participan solo empresas, sino también cooperativas municipales, juntas comunales u otros entes competentes. Una vez determinado el valor del proyecto, la OER provee los fondos y el operador seleccionado asume la prestación del servicio.

El artículo 85 se aborda una interesante discusión, ya que considera explícitamente una diferenciación entre la extensión de redes y los sistemas aislados, sin embargo, limita la 47

participación de agentes independientes en zonas aledañas al SIN, donde se ha identificado también una lenta expansión de las redes por la percepción de bajo rendimiento de la inversión y operación de los sistemas. En este sentido el nuevo mecanismo abre las puertas a todos los agentes de cualquier actividad, o agentes independientes, para participar en proyectos de interconexiones rurales aledañas o aisladas.

Un tema esencial en esta discusión es el rol determinante de la OER, sin su participación y sin la información necesaria y exhaustiva de los sistemas rurales, el avance puede darse de forma lenta y desordenada. Es indispensable que recupere su carácter técnico como se discutió ampliamente en el numeral 2.2.2., que ejerza su función como ente de vigilancia eficiente y dinámico, y que adicionalmente trabaje de forma conjunta con las empresas prestadoras del servicio y la comunidad para definir metas específicas, cumplimiento de dichas metas, evaluar recursos y alternativas para ejecutar programas adaptados y sostenibles en el tiempo.

Es necesario generar interés en los distribuidores para conectar áreas rurales distantes en términos de costos y rentabilidad, pero también es indispensable crear compromisos concretos de expansión en dichas zonas por parte de las empresas. Estos compromisos se definen en los Planes de Expansión y en los contratos de concesión de los distribuidores, y deben considerarse como documentos determinantes para fijar metas específicas de interconexión definidas por la OER como prioritarias y de obligatorio cumplimiento.

Con el fin de extender la prestación del servicio y evaluar de manera apropiada dicha expansión, la OER debe contar con información precisa y confiable, para esto, los contratos de concesión y Planes de Expansión deben convertirse en un mecanismo de planeación y control eficaz. La Ley 6 especifica en el “Artículo 12. Contenido de los Contratos de Concesión.” los requerimientos mínimos de este documento en donde se sugiere hacer una aclaración al numeral “6. Las metas de expansión y de calidad, cuando procedan.” de la siguiente forma:

1. Establecer de forma separada y detallada las nuevas áreas rurales próximas y áreas rurales aisladas que se incluyen en las metas de expansión.
2. Establecer las condiciones de calidad con niveles diferenciados.
3. Las metas de cumplimiento de la expansión serán calculadas con el número de usuarios conectados de forma independiente en cada una de las tres zonas establecidas.
4. Aquellas áreas que no sean especificadas por el concesionario en el plan de expansión del periodo serán consideradas como libres y pueden ser atendidas por cualquier otro agente del mercado, ya sea un distribuidor o un agente independiente.
5. Este nuevo agente podrá incluir estas áreas dentro de su contrato de concesión con los beneficios del mecanismo de Remuneración Porcentual del Cargo de distribución (RPC) descrito más adelante para áreas rurales aisladas. Podrá también, hacer uso de las redes de 48

transmisión cercanas a esa zona, aun cuando sean de propiedad de otro concesionario, o podrá atender la población con mini redes aisladas.

Las normas establecidas en el Reglamento de Distribución vigente deberán ser atendidas por los agentes, aunque se deben revisar los indicadores de calidad para las zonas rurales de acuerdo con este documento.

Los planes de expansión propuestos por cada uno de los agentes deberán ser revisador por la OER y la ASEP para garantizar que cumplen con lo establecido por la ley y están de acuerdo con las metas del gobierno, pero adicionalmente determinarán con precisión aquellas áreas que no serán atendidas por ningún agente, estas áreas las llamaremos “zonas verdes”.

Bajo la supervisión de la OER, las zonas verdes podrán ser atendidas por otros agentes e integradas a su plan de expansión. Se reitera la importancia de integrar niveles de calidad (frecuencia y duración de interrupciones) diferenciados, simplificación de la documentación relativa a la prestación del servicio e integración del mecanismo de cálculo de metas de cumplimiento de la expansión en áreas rurales aisladas.

Para estas zonas vedes, las empresas interesadas deben enviar propuestas de soluciones ya sea extendiendo las redes de distribución existentes o con soluciones independientes del SIN. Estas propuestas y sus costos serán revisados y analizados por la OER para determinar la mejor opción en

un proceso libre y competitivo. Se sugiere que en estas áreas la ASEP autorice un subsidio que llegue al 80% o al mayor nivel de subsidios BTS1 nacional (Numeral 3.4.), y que la porción restante de la tarifa se haga a través de un sistema prepago que elimina los riesgos de cartera en esas zonas aisladas y reduce los costos de gestión administrativa.

En estas áreas el riesgo se reflejará solo en términos de inversión, pero el mismo debe ser analizado y asumido por el agente prestador del servicio, que debe evaluarlo y realizar un proyecto al menor costo, y mejor adaptado al lugar y condiciones de la prestación del servicio.

Este documento identifica que la expansión en la prestación del servicio de energía está definida actualmente por la regulación considerando las áreas a 100 m de las redes de distribución y zonas aledañas que se interconectan fácilmente con obras de extensión de la red. Pero se busca incentivar la expansión a zonas aisladas más distantes con una alternativa que represente un interés económico para los prestadores del servicio y una solución adaptada a las necesidades reales de la comunidad.

En este sentido, uno de los obstáculos principales es que el costo de expansión por usuario rural es mucho mayor que el costo de expansión por usuario urbano:

## 𝐶𝑜𝑠𝑡𝑜 𝑖𝑛𝑡𝑒𝑟𝑐𝑜𝑛𝑒𝑥𝑖ó𝑛 𝑢𝑛𝑖𝑡𝑎𝑟𝑖𝑎 =

## 𝐼𝑛𝑣𝑒𝑟𝑠𝑖ó𝑛 + 𝐴𝑂𝑀 49

## 𝐷𝑒𝑚𝑎𝑛𝑑𝑎

De la fórmula anterior se identifica que para un usuario rural se requieren mayores inversiones y costos de AOM por la alta complejidad técnica y, de otra parte, la baja densidad de la población en lugares remotos hace aún mayor el costo de la inversión por usuario. Sin embargo, llegar a toda la población es una prioridad del estado, y para conseguir esta meta se debe generar una eficiencia económica para todos los actores del mercado, y se entiende por esto, la satisfacción de los usuarios con el mejor uso de los recursos.

En consecuencia, este estudio plantea agregar las áreas rurales aisladas de forma totalmente independiente a las rurales y las urbanas, esta consideración garantiza una evaluación más equitativa de los costos para los agentes prestadores y una mejor respuesta a los requerimientos de las comunidades más alejadas de Panamá.

Para definir incentivos sobre las metas de expansión y que esta expansión se centre también en las zonas aisladas, se solicita a los distribuidores especificar en el plan de expansión a cinco (5) años sus metas de interconexión con cortes semestrales y definir claramente el tipo de área a la que corresponde así:



AREA

URBANA

Meta de acuerdo con la regulación vigente

Vigencia definida en la regulación actual - 5 años



AREA

RURAL PRÓXIMA

Meta de acuerdo con la regulación vigente

Vigencia definida en la regulación actual - 5 años



AREA

RURAL AISLADA

Meta definida por la OER

Evaluación semestral

Las dos primeras áreas se encuentran plenamente identificadas dentro de la regulación actual, sin embargo, la última es un área que debe ser definida de acuerdo con las observaciones de este documento, donde se reconocerán los cargos actualmente definidos para áreas rurales y adicionalmente serán las únicas objeto del siguiente mecanismo definido como RPC (Remuneración Porcentual del Cargo de distribución), de remuneración adicional para zonas no atendidas.

Aunque actualmente se cuenta con algunos incentivos económicos y con un diseño de subsidios que busca motivar la cobertura en todo el territorio, estos se perciben como limitados al momento de desarrollar proyectos en las comunidades más apartadas del país. El RPC busca hacer avanzar de forma más efectiva la cobertura de la prestación del servicio incluso en zonas de difícil acceso. Para esto se precisan las características principales del mecanismo así:

1. Para este incentivo se considera modificar el pago del cargo de distribución establecido en la regulación actual para todo el mercado del operador ( 𝑂𝑃n), reconociendo un mayor o menor valor en función del cumplimiento de las metas establecidas en el plan de expansión.
2. El incentivo se evaluará y reconocerá sobre el cumplimiento de las metas planteadas en el plan de expansión de cinco (5) años con cortes semestrales. Bajo la supervisión de la OER y un auditor.
3. Los riesgos de permisos, autorizaciones, comunidades y otros aspectos logísticos y legales serán asumidos por el operador.
4. Nunca se reconocerá menos del 99% del cargo total, con el cálculo del cargo base establecido por la regulación vigente.
5. Nunca se reconocerá más del 101% del cargo total, con el cálculo del cargo base establecido por la regulación vigente.

50

1. La OER y la ASEP deben definir auditores calificados para evaluar el cumplimiento de las metas semestrales y definir el porcentaje de reconocimiento del cargo mayor o menor de acuerdo con la gráfica 4.

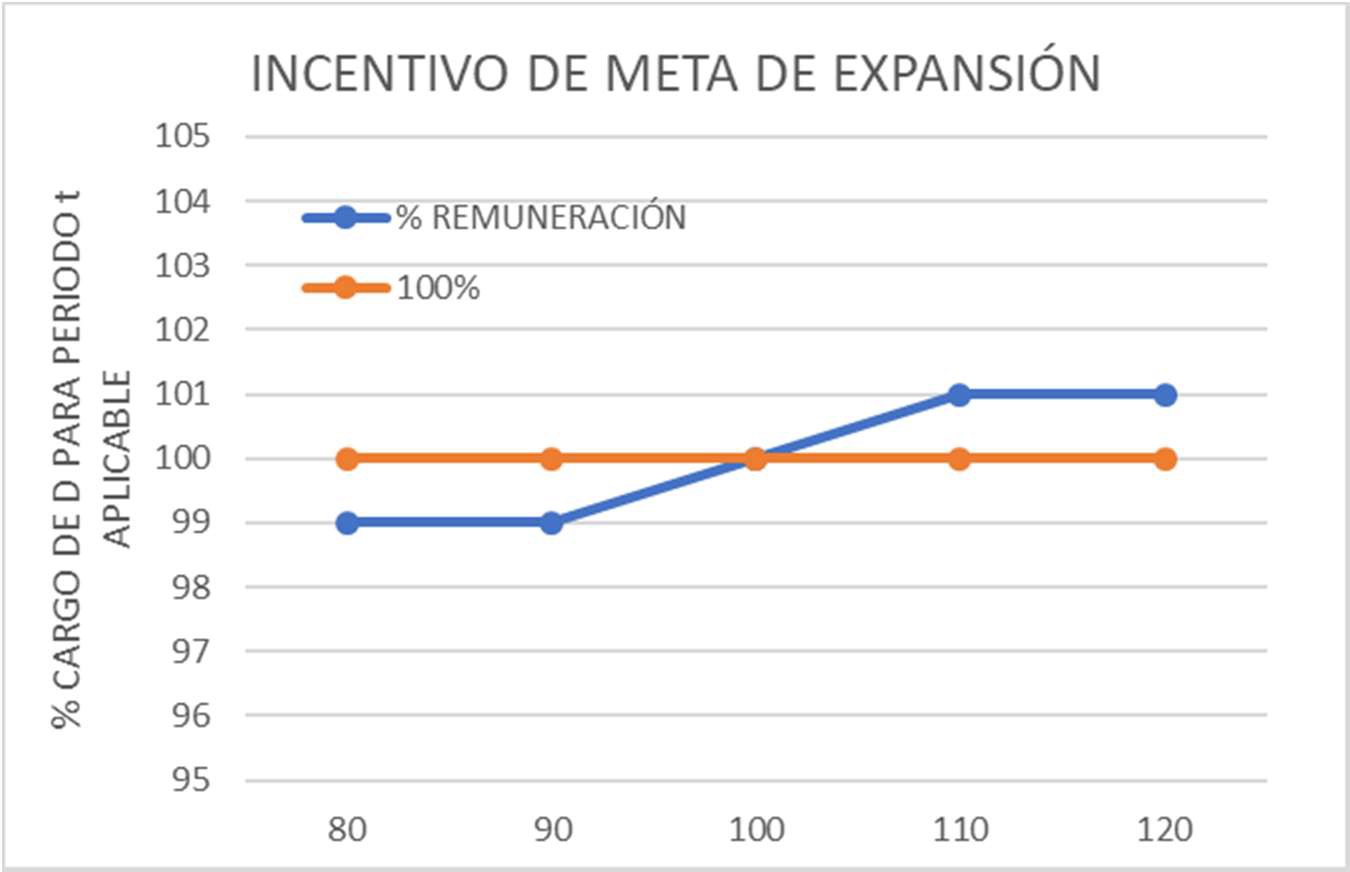
El porcentaje de reconocimiento del cargo de distribución adicional por expansión en zonas rurales aisladas se define así:

1. Identificar la meta de expansión (ME) de la cobertura, donde ME se expresa en porcentaje.

ME = Número total de usuarios identificados en las áreas rurales aisladas incluidas en el plan de expansión del 𝑂𝑃n. Este valor será el 100% de usuarios a interconectar en periodo de tiempo (t) de 6 meses y establecido en el plan de expansión del 𝑂𝑃n.

Gráfica 5. Propuesta ajustada de remuneración del mecanismo de reconocimiento de cargo adicional por cumplimiento de metas de expansión en las áreas rurales aisladas

51



1. Identificar la expansión real (E) de la cobertura, donde E se expresa en porcentaje. Este valor es reportado por el operador y verificado por el auditor seleccionado por la OER y la ASEP.

E = Número total de usuarios atendidos en las áreas rurales aisladas reportadas por el 𝑂𝑃n. Este valor será porcentual en proporción al 100% de usuarios definidos para interconectar en periodo de tiempo (t) de 6 meses y establecido en el plan de expansión del 𝑂𝑃n.

1. Evaluar el cumplimiento de metas, de acuerdo con la gráfica 5:
   1. Si E < ME

Donde:

RPC, es la remuneración porcentual del cargo de distribución establecido en la regulación actual, para todo del mercado de un 𝑂𝑃n , evaluado en un periodo de seis (6) meses.

1. Se remunerará mínimo un RPC del 99% del cargo de distribución, esté será el valor mínimo de remuneración en todos los casos.
2. Si E es mayor o igual al 90%, entonces se reconocerá un RPC menor así :

## 𝑅𝑃𝐶 = 0,1𝐸 + 90

En el cuadro 5, se muestra el resultado del RCP para cada cumplimiento de meta E.

|  |  |
| --- | --- |
| E | RPC |
| 90 | 99 |
| 91 | 99,1 |
| 92 | 99,2 |
| 93 | 99,3 |
| 94 | 99,4 |
| 95 | 99,5 |
| 96 | 99,6 |
| 97 | 99,7 |
| 98 | 99,8 |
| 99 | 99,9 |

Este estudio plantea estos valores, pero los mismos deben ser evaluados con los datos reales de remuneración del mercado para cada distribuidor y es necesario verificar que las magnitudes de los valores corresponden a los incentivos esperados por este mecanismo.

Cuadro 5. Resultado de RPC con E menor a 100.

* 1. Si E = ME

Se remunerará el 100% del cargo de distribución establecido en la regulación para todo el mercado del operador (𝑂𝑃n).

* 1. Si E > ME

1. Se remunerará máximo un RPC del 101% del cargo de distribución para todo cumplimiento de E por encima de110%, esté será el valor máximo de remuneración en todos los casos.

52

1. Si E es mayor al 100% y hasta 110%, entonces se reconocerá un RPC mayor así:

## 𝑅𝑃𝐶 = 0,1𝐸 + 90

En el cuadro 6, se muestra el resultado del RCP para cada cumplimiento de meta E.

|  |  |
| --- | --- |
| E | RPC |
| 101 | 100,1 |
| 102 | 100,2 |
| 102 | 100,2 |
| 104 | 100,4 |
| 105 | 100,5 |
| 106 | 100,6 |
| 107 | 100,7 |
| 108 | 100,8 |
| 109 | 100,9 |
| 110 | 101 |

Este estudio plantea estos valores, pero los mismos deben ser evaluados con los datos reales de remuneración del mercado para cada distribuidor y es necesario verificar que las magnitudes de los valores corresponden a los incentivos esperados por este mecanismo. Así mismo se debe evaluar si estos incentivos son suficientes para que los distribuidores lleguen a los lugares más remotos.

Cuadro 6. Resultado de RPC con E mayor a 100.

El mecanismo de remuneración porcentual del cargo de distribución (RPC) planteado en este 53

numeral espera incentivar a los distribuidores a incluir las zonas de más difícil acceso en sus metas de expansión, y adicionalmente hacer que el cumplimiento de dichas metas sea alcanzado en periodos de tiempo más cortos y garantizando una presencia activa del distribuidor.

Por otra parte, al incluir las zonas verdes como áreas libres de concesión, con indicadores de calidad adaptados, mecanismos de remuneración adicional y tratamiento especial en subsidios (3.4), se busca la participación activa de diferentes agentes del mercado que puedan presentar alternativas innovadoras para zonas aisladas con energías renovables, soluciones individuales, sistemas prepago, etc.

La regulación debe actualizarse y abrir paso a nuevas soluciones ya probadas y usadas en lugares del mundo como Perú, Colombia, Ecuador, India y África con condiciones similares a las de Panamá. Y en todo caso debe ser concebida para regular e incentivar proyectos realizables y económicamente viables.

Reiteramos la importancia de realizar un estudio para definir el orden porcentual de la remuneración RPC, se debe equilibrar para garantizar que tanto el cumplimiento como el no cumplimiento de la expansión representen para el distribuidor un incentivo real. Así mismo, se debe evaluar que los beneficios de las zonas verdes sean equitativos y lleven a los agentes a integrar soluciones eficientes y durables en el tiempo.

En conclusión, se busca incentivar que de manera voluntaria los distribuidores lleven a cabo una expansión que no solo cumpla las metas establecidas, sino que supere dichos compromisos. En Este sentido, si la distribuidora extiende su red a zonas más distantes de su límite actual de concesión obtendrá no solo el beneficio vigente, sino también un ingreso adicional significativo. Por otra parte, también permite el ingreso de nuevos agentes a zonas que no son de interés para los distribuidores principales, acelerando así la cobertura de la electrificación.

Para reglamentar este mecanismo se requiere un estudio previo del valor de los cargos de distribución de los agentes, así como evaluaciones de retornos rentables esperados a nivel mundial sobre este tipo de proyectos. Adicionalmente se debe establecer la rentabilidad esperada de agentes independientes también sobre la base de retornos estimados en proyectos de electrificación rural a nivel mundial.

Es necesario estudiar los aspectos jurídicos y las partidas presupuestales del gobierno para facilitar el avance de este mecanismo. Por incluir requerimientos presupuestales, este puede ser un mecanismo que tome un periodo mayor a un año definido entre el estudio, las modificaciones a la regulación y la puesta en marcha.

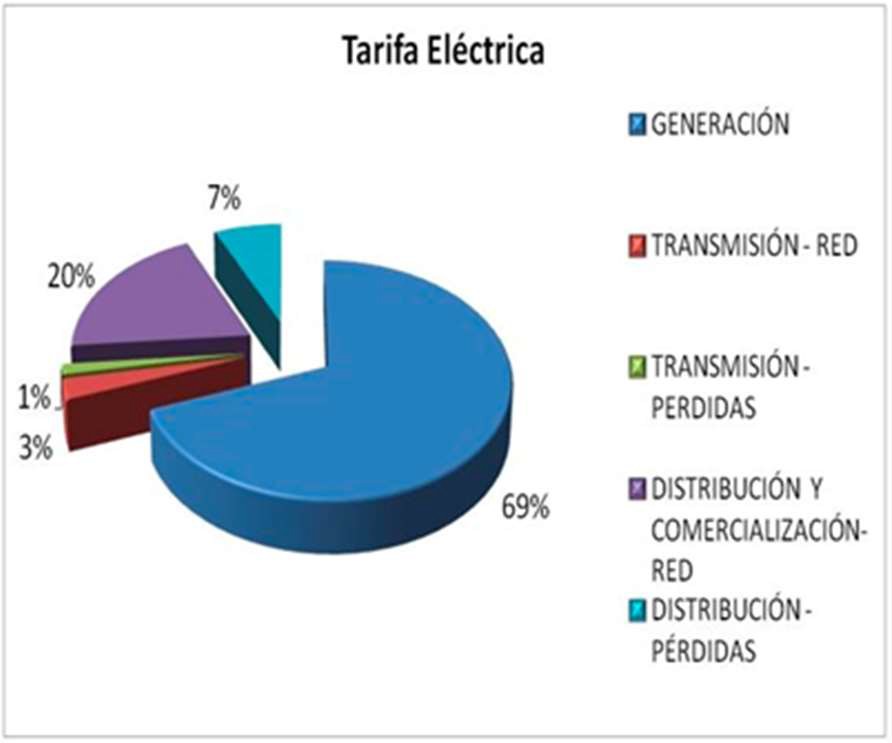
# Tarifa

54

La tarifa en Panamá está compuesta principalmente por un cargo fijo que corresponde a los costos fijos de interconexión, el cargo por energía que depende del consumo mensual por usuario (tarifas: BTS1 - 300 kWh o menos, BTS2 - mayor de 300 kWh y menor o igual a 750 kWh y BTS3 - mayor a 750 kWh) y la variación por combustible (CVC) establecida por la ASEP mensualmente.

En Panamá el gobierno subsidia a los usuarios BTS1 con escalas por cada 50 kWh, esto es consistente con la concepción de incentivar un menor consumo y subsidiar a las personas de menores recursos que implícitamente tienen menores consumos de energía.

La tarifa descrita en el numeral 2.2.1.2 se encuentra estructurada por las diferentes componentes de acuerdo con la gráfica 6:



Gráfica 6. Estructura de la tarifa en Panamá 2017.

Fuente: ASEP 2017

En la gráfica anterior observamos como la componente de generación representa el mayor valor en la tarifa con un 69%, seguida por el cargo de distribución, que nos compete en este estudio y representa un 20% del valor total de la tarifa. En este sentido, el cargo de distribución es una de las componentes más importantes y pesa en la definición del desarrollo de la electrificación en Panamá.

La ASEP es la encargada de establecer las tarifas y para la distribución debe garantizar que cubre los costos de inversión y ejecución de los proyectos, los costos de operación, mantenimiento y administración (AOM), y adicionalmente debe prever los costos de expansión de la red. Por otra parte, la tarifa debe garantizar utilidades rentables a las compañías para asegurar su continuidad.

Este último factor es de gran importancia para asegurar incentivos de expansión eficientes, si la rentabilidad es alta para los distribuidores con las redes actuales, se logra su permanencia y mantenimiento, pero no asegura un interés de las empresas para extender sus límites, por esta razón se considera el incentivo RPC del numeral 3.2.2.

Adicionalmente, en el cálculo de cargos de distribución se debe integrar el reconocimiento de las tres áreas independientes para la prestación del servicio (numeral 3.1.), con indicadores de calidad diferenciados que deben ser integrados y considerados por la ASEP para el definir el cargo a pagar. Así mismo, se debe diferenciar la tarifa en áreas rurales aisladas interconectadas al SIN y no interconectadas al SIN así:

55

 Para un área rural interconectada al SIN:

## 𝑇𝑎𝑟𝑖𝑓𝑎 = 𝐺 + 𝑇 + (𝐷 ∗ 𝑅𝑃𝐶)

 Para un área rural no interconectada al SIN:

## 𝑇𝑎𝑟𝑖𝑓𝑎 = 𝐺 + (𝐷 ∗ 𝑅𝑃𝐶)

Donde D incluye los costos de distribución y administración.

En el segundo caso los costos de distribución van a ser mucho mayores y deben ser reconocidos en su totalidad al agente prestador del servicio, aspecto que debe tomar en consideración el gobierno, ya que la densidad de población es muy baja. La tarifa definida se va a regir como en el resto del país con subsidios diferenciados, donde es posible que la totalidad de estas comunidades entren en el nivel de requerimientos de mayor subsidio debido a su bajo consumo.

Por otra parte, también se deben abrir las puestas a tecnologías de bajo costo y eficientes, que permiten interconectar ciertas zonas a costos razonables y con niveles técnicos de complejidad menores (soluciones solares individuales, biogás, eólicas individuales, etc.). La OER debe revisar los costos en función de la tecnología seleccionada por los agentes y la tarifa la define la ASEP de acuerdo con la regulación actual y las recomendaciones de este documento.

Con las nuevas alternativas tecnológicas disponibles en el mercado la OER debe revisar el costo de

los proyectos para las áreas rurales aisladas y generar mejores opciones de proyectos que alcancen 56

satisfactoriamente la rentabilidad esperada por las empresas de acuerdo con índices mundiales. Debe sopesar los costos frente a las oportunidades que se brindan a la comunidad, siempre teniendo en cuenta sus necesidades, y la importancia de educar en el uso de la energía en las condiciones seleccionadas para la prestación del servicio en un área específica. Adicionalmente, se deben considerar sistemas prepago simplificados, es importante que la población de estas áreas perciba un costo de uso de la solución y por supuesto unos beneficios que los lleven a apropiarse de estos sistemas, este tema se revisa con mayor detalle en el capítulo 3.4.

Para la evaluación de la calidad de los sistemas y en concordancia con lo revisado anteriormente, en este caso no se estimarán horas de servicio, sino disponibilidad de los sistemas en función de las necesidades de la población y de la capacidad de pago (de la parte no subsidiada). En todo caso, se entiende que la tarifa es mucho más alta en estos lugares, por lo que, de ser necesario se debe ampliar el rango de los subsidios para garantizar que se llega al menos al nivel de los de mayor valor nacional de la tarifa SIN BTS1.

La tarifa debe tener en cuenta también los costos de AOM que son con certeza más altos en las zonas remotas, pero garantizan el buen uso y la duración en el tiempo de los nuevos sistemas de interconexión instalados. Por otra parte, en las soluciones independientes a las redes del SIN, se recomienda hacer pruebas aleatorias de disponibilidad de los servicios teniendo en cuenta los indicadores sugeridos en el cuadro 4 de este estudio.

Se debe revisar con las auditorías al final de cada semestre del cumplimiento de las metas de expansión establecidas en los Planes de Expansión y contratos de concesión de cada agente. Al final del periodo de 5 años se debe evaluar la validez de los incentivos fijados y los potenciales ajustes regulatorias para lograr los objetivos planteados de cobertura del servicio de energía propuestos por el gobierno panameño.

# Mecanismo alternativo de prima

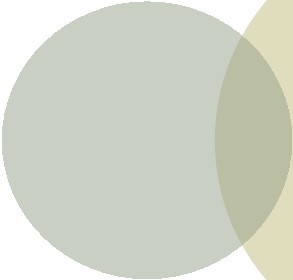
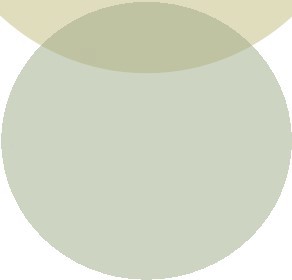
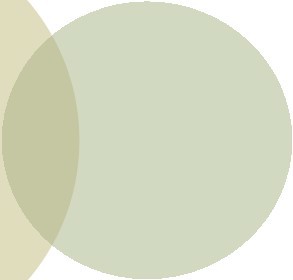
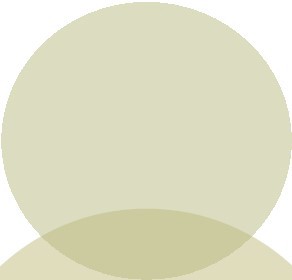
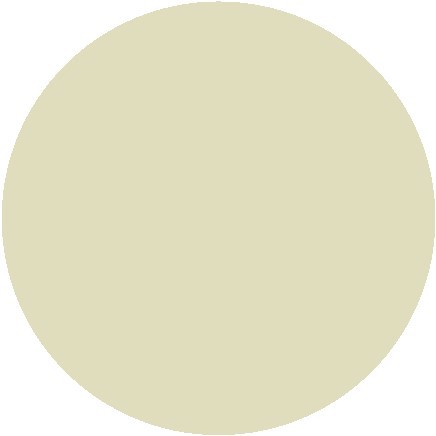
Alternativo al mecanismo RPC del numeral 3.2.2. y de acuerdo con los requerimientos definidos por los distribuidores de “tasa de retorno razonable”, se propone un mecanismo más directo de remuneración con una prima adicional para las instalaciones que se encuentran en las áreas rurales aisladas. Este mecanismo se configura en caso de determinar que el costo de remunerar un porcentaje adicional del cargo total del mercado de un distribuidor es poco atractivo ya sea para el distribuidor o para el estado.

Para incentivar la inclusión de zonas aisladas en el programa de inversión de los contratos de concesión, se sugiere incluir en la fórmula de definición de la tasa, una prima adicional donde se reconoce un mayor valor para las propuestas de inversión que incluyen interconexión de zonas rurales aisladas. Adicionalmente se recomienda mantener el tratamiento de “zonas verdes” definido

en el numeral 3.2. 57

La prima (P) solo se aplica para las zonas rurales aisladas que corresponden a los parámetros técnicos definidos en el numeral 3.1. Esto enfoca los esfuerzos de los distribuidores a la inclusión de zonas de difícil acceso dentro de los programas de inversión, los planes de expansión y los contratos de concesión, así como a la participación de otros agentes en este segmento.

P se aplica a los activos fijos netos en operación para el período de vigencia de las fórmulas tarifarias. Esta estimación se hace a partir del valor, a costo original, asentando en los libros de contabilidad del agente distribuidor, al inicio del período, bajo el supuesto de eficiencia económica en las inversiones que el mismo haga durante el período.



ACCESO

DENSIDAD DE POBLACIÓN

PRIMA

DISTANCIA

TECNOLOGÍA

Esta prima se define de acuerdo con el plan de inversión de los distribuidores, o de los agentes independientes. Y se recomienda un valor P del 5% sobre la rentabilidad actual establecida por la regulación vigente. Esta prima P se reducirá por

el retraso en el cumplimiento de las condiciones de plazo de entrega y especificaciones técnicas a un 2%.

Este valor se define basado en tasas de retorno esperadas y definidas por la CEPAL en proyectos aislados de energía renovables a nivel mundial, la TIR total esperada se ubica entre el 12 y el 15%, en este caso con el 5% se garantiza que los proyectos se ubican en el rango más alto esperado. Lo anterior teniendo en cuenta que la tasa de retorno media calculada según lo establece la Ley 6 da valores cercanos al 10.90%. Esta tasa debe ser evaluada semestralmente al tiempo con la tarifa de distribución para mantener un nivel eficiente de remuneración.

En asocio con este incremento, se sugiere ajustar la prima P para los costos de operación y mantenimiento de los sistemas (operación del sistema, mantenimiento de la red, planificación y equipos en depósito), los costos de la gestión administrativa de la empresa y otros costos imprevistos.

Con esto se incrementa la rentabilidad de los proyectos para establecer una suficiencia financiera en zonas no interconectadas, que es determinante para incentivar la expansión, además no puede considerarse una uniformidad entre la operación en el SIN y en las zonas no interconectadas.

En línea con la anterior propuesta, se debe ajustar el Ingreso Máximo Permitido (IMP) definido por la Ley 6 del 3 de febrero de 1997, con un incremento equitativo con el valor definido para la prima

P. Pero adicionalmente, como esta componente está compuesta por el valor presente de: los 58

ingresos máximos por la actividad de distribución, los ingresos máximos por la actividad de comercialización y los ingresos máximos por el servicio de alumbrado público para un periodo tarifario, se deben evaluar los resultados históricos del IMP para garantizar que mejoran las condiciones económicas de los proyectos en las zonas rurales. Estas propuestas deben asegurar mecanismos equilibrados para todos los participantes del mercado y un desarrollo uniforme en las diferentes zonas del país.

Este mecanismo alternativo requiere un menor tiempo de adaptación y ejecución que el propuesto en el numeral 3.2., se estima un plazo de 6 meses para su implantación dentro de la normatividad vigente.

# Integración vertical y otras particularidades

Para el desarrollo de sistemas aislados independientes a la red de distribución del SIN se deben considerar reglas diferenciadas de integración vertical. Dentro de la regulación panameña actual este aspecto se menciona en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y en el Decreto de Ley No. 10 del 26 de febrero de 1998.

En cuanto a la generación, el Decreto de Ley No. 10 establece, extraído directamente del texto original (subrayado no del original):

“ARTICULO 3. El artículo 69 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 quedará así:

"Artículo 69. Restricciones. Las empresas de generación que presten el servicio público de electricidad y sus propietarios, estarán sometidos a las siguientes restricciones:

1. Participar, directa o indirectamente, en el control de las empresas de distribución; y
2. Solicitar nuevas concesiones si, al hacerlo, atienden, directa o indirectamente, a través de otras empresas de generación u otros medios, más del veinticinco por ciento (25%) del consumo de electricidad del mercado nacional.

El Órgano Ejecutivo, previa opinión del Ente Regulador, podrá aumentar el porcentaje señalado en el numeral 2 de este artículo cuando considere que las condiciones de competencia en el mercado así lo justifiquen."”

La condición definida en el artículo 3 del Decreto de Ley No. 10 limita las posibilidades de un agente generador para plantear proyectos de soluciones con mini redes o sistemas aislados del SIN en áreas rurales aisladas. Estos proyectos deben incluir la componente de generación, la de distribución y la de comercialización del sistema de forma integrada.

Con el fin de hacer rentables y competitivas las propuestas aisladas, es indispensable abrir la puerta a nuevos agentes y no solo a los actuales distribuidores, así se contribuye a incentivar propuestas variadas en tecnología y estructuración. También es indispensable permitir la integración vertical de todas las actividades para potencializar la rentabilidad de los proyectos, más aún en los casos específicos de áreas remotas de muy baja densidad poblacional.

Así mismo, la Ley 6 establece en su TÍTULO XIV ELECTRIFICACIÓN RURAL, algunas condiciones para llevar el servicio eléctrico a zonas rurales, donde se sugiere hacer las siguientes modificaciones:

* 1. Las zonas rurales deben ser clasificadas en rurales próximas y rurales aisladas para diferenciar los aspectos mencionados en este estudio.
  2. Se debe incluir la obligatoriedad de definir las áreas de expansión específicas de la electrificación por los distribuidores en sus planes de expansión y contratos de concesión a 5 años con cortes semestrales.
  3. Se debe incluir el procedimiento de definición de las “zonas verdes” (numeral 3.2.) de acuerdo con los requerimientos de expansión determinados previamente por la OER y teniendo en cuenta lo definido en la Ley 6 así, extraído directamente del texto (subrayado no del original):

“Artículo 74. Concesión del Área. Una vez identificadas las zonas prioritarias que requieran suministro eléctrico, la Oficina de Electrificación Rural conformará las áreas a concesionar, y seguirá el proceso previsto en La Ley y preparará el proceso de libre concurrencia.”

59

Se debe resaltar la importancia de realizar procesos de libre concurrencia en todas las concesiones y específicamente para las zonas verdes, donde se establecen nuevas reglas para la integración vertical y pueden participar nuevos agentes y no solo los distribuidores que cuentan con concesiones dentro del territorio panameño.

Luego de la asignación de proyectos, la OER debe hacer todas las supervisiones previstas por la ley para garantizar el cumplimiento de los contratos y compromisos de expansión.

Por último, en términos de asignación de proyecto, la Ley 6 establece lo siguiente, extraído directamente del texto original (subrayado no del original):

“Artículo 78. Estudios que debe Realizar la Oficina de Electrificación Rural. Será responsabilidad de la Oficina de Electrificación Rural mantener actualizada una base de datos con la información disponible en el ámbito internacional sobre tecnologías para abastecimiento a sistemas aislados y electrificación rural.

La Oficina de Electrificación Rural deberá evaluar la aplicación de las nuevas tecnologías a los sistemas rurales de Panamá, en cuanto resulte conveniente incorporarlas a los nuevos proyectos.

Deberá asimismo, siguiendo los lineamientos de la Comisión de Política Energética, realizar estudios regionales sobre posibilidades de uso de energías renovables a pequeña escala: mini y micro centrales hidroeléctricas, eólica, solar y biomasa. En cada proyecto analizado en zonas no aptas para ser abastecidas desde instalaciones

de distribución existentes, deberá evaluarse prioritariamente el uso de estas fuentes de energía. 60

Artículo 79. Normas Técnicas para Electrificación Rural. La Oficina de Electrificación Rural deberá elaborar normas técnicas especiales para proyectos de electrificación rural, las cuales deberán ser aprobadas por el Ente Regulador, tendientes a reducir el costo del suministro, balanceándolo adecuadamente con los niveles de calidad del servicio aceptables en zonas rurales. “

El primer aspecto para resaltar es la necesidad de considerar nuevos sistemas de electrificación rural adaptados y específicos para cada comunidad donde se lleva la prestación del servicio. Como se estableció anteriormente, la entrada de nuevos agentes puede traer otras alternativas de tecnología, modelos de negocio y tipos de estructuración, estas las debe estudiar la OER. En el análisis también se deben considerar soluciones individuales simples y de menor costo como respuesta a necesidades que ya han sido identificadas y resueltas en otros países de similares características mencionados en este numeral.

Por otra parte, se debe plantear que la proximidad a las redes de distribución actuales no es la única condición que determina si una solución de mini red aislada es apta, deben existir otras consideraciones como:

 Disponibilidad de recursos para generación con energías renovables no convencionales a mejores costos y en mejores condiciones.

 Condiciones socioeconómicas específicas de las comunidades  Proyecciones de eficiencia financiera.

En este sentido el análisis de “zonas no aptas” no está exclusivamente ligado a una ubicación geográfica y así debe ser entendido por los diferentes organismos y los agentes. Esto debe incluirse en la regulación para diversificar las soluciones potenciales en las áreas rurales.

Por último, en el Artículo 79 de la Ley 6 se establece la gran responsabilidad de la OER en la elaboración de normas técnicas específicas para las zonas rurales, actividad esencial para el éxito de los proyectos. Muchos de los lineamientos revisados en este estudio exigen la definición de condiciones técnicas específicas para cada clasificación de área y tipo de instalación (aislada o interconectada), con exigencias de calidad particulares y definición de especificaciones técnicas ajustadas a las características de las comunidades. También es necesaria la capacitación de los usuarios para que conozcan de forma anticipada las características de la prestación del servicio y aprendan a dar el mejor uso de esta.

Otro aspecto de la regulación vigente se define en el Decreto de Ley No. 10 que establece, extraído 61

directamente del texto original (subrayado no del original):

“ARTICULO 6.- El artículo 94 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 quedará así:

Artículo 94. Restricciones. Las empresas de distribución y sus propietarios estarán sometidos a las siguientes restricciones en la prestación del servicio:

1. Participar, directa o indirectamente, en el control de plantas de generación, cuando la capacidad agregada equivalente exceda el quince por ciento (15%) de la demanda atendida en su zona de concesión…”

En el caso de los distribuidores que cuentan con importantes áreas de concesión, probablemente el numeral 1 del Artículo 94, no representa ningún obstáculo para la expansión y participación en proyectos que integran la actividad de generación en zonas aisladas. Con la restricción establecida, los agentes principales no tienen inconveniente en concebir proyectos integrales de mini redes aisladas ya que su demanda atendida es tan basta, que con seguridad los proyectos de expansión rural no representan valores cercanos al 15% de su demanda total atendida, de esta manera podrán integrarse verticalmente.

Por lo contrario, para nuevas empresas que estén interesadas en desarrollar proyectos aislados, esta restricción representa un claro obstáculo a la integración vertical. Por esto se debe incluir un artículo específico en la Ley 6 que permita esta integración sin restricción alguna para proyectos de

soluciones con mini redes en zonas rurales, ya sean próximas o aisladas, siempre y cuando se pruebe la viabilidad financiera y técnica. Estas soluciones deben ser revisadas por la OER y las tarifas estudiadas y validadas por la OER y la ASEP. La modificación debe incluirse específicamente en el TITULO XIV de ELECTRIFICACIÓN RURAL.

La integración vertical en las zonas apartadas debe ser flexibilizada para garantizar la rentabilidad de los proyectos, pero acotada para limitar las posibilidades de abuso de posición dominante. En este sentido se debe hacer una revisión legal de los contratos de concesión en áreas rurales, que defina la viabilidad de los proyectos, limite los riesgos de abuso de posición dominante, defina la legalidad de los contratos y plantee acuerdos que no pongan en peligro los intereses de los agentes y sobre todo de los usuarios.

Vale la pena resaltar que las soluciones de mini redes o soluciones aisladas del SIN deben ser tratados en la normatividad como soluciones definitivas y no transitorias, por lo mismo la regulación debe considerar:

 Reglas de integración vertical específicas (3.3.).

 Indicadores de calidad de la prestación del servicio diferenciados (3.1.).

 Remuneración de la inversión y los AOM en las condiciones reales de dichas instalaciones y teniendo en cuenta mayores costos por usuario (3.2.).

 Definición de normas técnicas específicas (3.3).

 De ser necesario, determinar un nivel de subsidios específico para estas soluciones ligado a 62

una simplificación en los trámites de interconexión requeridos (3.4.).

Con su desarrollo se pretende incentivar el uso de fuentes renovables no convencionales, siendo la disponibilidad de recursos uno de los factores principales para determinar la viabilidad técnica incluso en áreas próximas a las redes de transmisión. El uso de estas energías es esencial para diversificar la matriz energética del país, para garantizar sistemas sostenibles en el tiempo y dar soluciones con beneficios ambientales.

En conclusión, la modificación a las reglas de integración vertical es prioritaria y debe ser precedida por una revisión legal para establecer los límites del monopolio y abuso de la posición dominante. Pero por otra parte es un ajuste necesario y de fácil implementación, esta es una modificación que se puede ejecutar en el corto plazo.

# Esquema de subsidios diferenciado

Con el objetivo de acelerar la electrificación del territorio el gobierno tiene definido un importante esquema de subsidios que incentiva principalmente el bajo consumo de energía. Esta definición busca crear dinámicas de consumo eficiente por parte de los usuarios, así como beneficiar

implícitamente a la población con menores recursos, que frecuentemente corresponde a la de menores consumos. Este mecanismo está diseñado para que cualquier cambio en el comportamiento del consumidor se vea reflejado en un importante aumento en el precio de la facturación y se aplica a todos los sectores por igual (residencial, comercial e industrial), lo anterior supone un autocontrol permanente de los usuarios.

Como se describió en el capítulo anterior, los subsidios son mayores entre menor sea el consumo, y solo hasta 300 kWh. Los mayores beneficios se entregan a los usuarios con consumos inferiores a los 100 kWh, así como a jubilados y personas de la tercera edad. En Panamá estos esquemas representan un gran impulso a la electrificación ya que en las zonas aisladas se unen diferentes factores como: bajos ingresos de la población, altos costos de interconexión y baja densidad poblacional, y todos desincentivan la expansión de la cobertura.

El esquema de subsidios actual (Ver numeral 2.2.1.4.) es un factor prioritario para financiar la expansión de la prestación del servicio de energía, estos recursos definen una reducción en los riesgos del prestador del servicio y por otra parte permiten que la población acceda a un servicio con un valor razonable y ajustado a sus características económicas.

La población debe conocer y entender la aplicación de estos subsidios, y percibirla como una presencia del estado que por un lado garantiza la disponibilidad de un servicio y su duración en el tiempo, pero que exige su uso óptimo. El gobierno a través de la OER debe capacitar a los usuarios

para que asuman su responsabilidad con el estado en cuanto a consumo, cuidado y 63

aprovechamiento eficiente del recurso.

Este aspecto hace parte de la educación que debe recibir la población que será beneficiada con el servicio eléctrico, aun cuando se encuentran lejos de los límites de consumos superiores, deben entender la importancia de utilizar eficientemente la energía y las consecuencias económicas en caso de abusar de su consumo sin una verdadera necesidad. Pero también deben identificar el potencial de mejora en calidad de vida, condiciones de educación y posibilidades de mayores ingresos.

Así mismo se sugiere que en los subsidios se establezca una diferenciación entre zonas urbanas, rurales y rurales aisladas. Las normas definidas deben tener en cuenta que en cada uno de estos niveles se deben considerar inversiones muy diferentes, que adicionalmente requieren de conceptos de transporte, logística y tecnología únicos.

Por otra parte, es crítico tratar el tema de la garantía de mantener en operación los sistemas a lo largo del tiempo. En este caso se debe crear un compromiso de vigilancia por parte de la OER y de sostenimiento por parte de los distribuidores y usuario, y la continuidad en los subsidios debe depender de los reportes entregados por la OER, vigilando así su correcta destinación y uso.

En cuanto al ajuste de los subsidios de acuerdo con la zona de operación, se considera dejar los subsidios actuales de las áreas urbanas, y para las áreas rurales y rurales aisladas se deben definir

los subsidios para proyectos que no incluyen la extensión de redes del SIN, sino que proponen sistemas aislados comunitarios o individuales. Esto permitirá que las mini redes subsistan en el tiempo y se amplíen bajo esta misma naturaleza, esta aclaración se hace ya que la regulación se enfoca principalmente en la extensión de redes del SIN.

Es de la mayor importancia definir regulatoriamente los subsidios específicos para las instituciones de gobierno que aportan en el desarrollo educativo, social, cultural y económico del país, como son las escuelas, los centros de salud, los centros culturales y las entidades del gobierno que a hoy no cuentan con el servicio básico de energía.

Además de los temas discutidos anteriormente en este numeral, a continuación se describen en detalle dos aspectos que se recomienda considerar en la regulación de subsidios en el corto plazo.

Altos subsidios y bajo riesgo de cartera

Se deben establecer en lo posible sistemas prepagos de prestación del servicio en zonas rurales aisladas, con esto se busca que la población entienda que los sistemas son un beneficio, pero que tienen un costo y por lo mismo se apropien de ellos. La porción que deben pagar debe ser similar a

los costos actuales de iluminación, calefacción, refrigeración, etc., es decir que se deben estimar con 64

base al costo de velas, combustibles alternativos, leña, etc.

En este caso se entiende que el riesgo de cartera del prestador es prácticamente cero, con un alto porcentaje subsidiado por el estado y una pequeña porción que solo se reconocerá con sistemas prepago. Además, el gobierno a través de la OER debe educar a los usuarios para que reconozcan los grandes beneficios de la electrificación y se consiga un cambio de hábitos en las comunidades que se refleje en mejores condiciones de vida en términos educativos, de productividad y desarrollo.

Para estas zonas se recomienda que el subsidio sea igual en cualquier área rural del país, y que corresponda al mayor descuento porcentual aplicado a nivel nacional.

Recuperación de sistemas antiguos

Se debe considerar dentro de las alternativas la opción de recibir viejos sistemas que no se encuentran en operación actualmente, pero que tiene posibilidades de repotenciamiento a un valor moderado. Muchos sistemas aislados en Panamá tienen equipos que ya no están en servicio, se recomienda evaluar aquellos que se encuentren en mejor estado y estudiar propuestas de puesta a punto para hacerlos operativos.

Cuando las causas de la falla están relacionadas con desconocimiento y falta de gestión, pero se identifica una comunidad cercana que puede beneficiarse, se propone que bajo la supervisión de la OER, los distribuidores, propietarios de la inversión o agentes interesados revisen su estado e identifiquen los costos de puesta en servicio.

En este caso la OER evalúa la viabilidad técnica y económica del proyecto para autorizar su aprovechamiento. Para estas soluciones se reconocerá el valor de la inversión sobre los costos de repotenciamiento, dando alternativas menos costosas y demoradas para zonas aisladas. Esta propuesta debe tener una garantía mínima de los equipos que asegure una solución óptima y duradera para la comunidad.

Si con inversiones razonables se pueden recuperar estos sistemas, se sugiere incluir en la regulación esta posibilidad con incentivos que no reconocen los costos de la inversión de los equipos, pero si los costos de la inversión para mejora y adaptación, en este caso también se deben incluir los AOM con el esquema de remuneración de la normatividad vigente.

Para concluir, en las áreas rurales el subsidio es prioritario y aún si el costo de la prestación del servicio es mucho más alto que en las zonas urbanas (3.2.3.), se debe garantizar una cobertura de la tarifa que deja a los usuarios un cobro que corresponde con su capacidad de pago como se especificó en este numeral. Estos aspectos deben definirse específicamente en la regulación para

las zonas rurales y reiteramos que este subsidio debe garantizar mínimo el mayor valor de subsidio 65

reconocido a nivel nacional.

Para hacer el ajuste del esquema de subsidios se supone un tiempo no mayor a 6 meses, sin embargo, el aspecto crítico de este ajuste es la necesidad de destinar mayores recursos presupuestales a los previstos en la normatividad vigente. En este sentido el gobierno debe evaluar sus prioridades.

# Participación de la comunidad

La energía es simplemente un servicio que poco beneficia a la gente por sí misma, en realidad lo que se requiere es que sea ligada a la iluminación, la comodidad en las viviendas, la seguridad y el incremento en los ingresos entre otros. Para lograr esto, se necesitan programas que la transformen de la red en energía útil para la sociedad con programas que deben incluir equipamiento adecuado a las necesidades de la población afectada. De esta manera la electricidad puede ser un medio que incluso incrementa los ingresos de las familias y en este sentido la OER requiere de importantes avances.

Se debe asegurar la participación de la comunidad en la definición de proyectos que deben responder mínimo a las siguientes expectativas:

 La capacidad de pago es equivalente al pago actual de velas, leña, GLP, etc.  El uso básico de la energía es para iluminación, refrigeración y ventilación.

 Hay beneficios adicionales no percibidos directamente como la disminución de riegos de accidentes, el incremento en la productividad, la mejora en la educación de los niños, y la mejor prestación de servicios en entidades como escuelas, hospitales y entes públicos.

Si la población participa y entiende que la electrificación trae beneficios, pero también exige deberes, habrá una mayor posibilidad de éxito y cuidado de los sistemas por parte de la misma comunidad.

En este capítulo se tratan tres aspectos principales ligados a la participación de la población:

1. Trámites requeridos para la solicitud de la conexión del servicio de energía.
2. Control de pérdidas de energía por intervención de la comunidad.
3. Alternativas para viabilizar la comercialización en zonas aisladas.

66

## Trámites requeridos para la solicitud de la conexión del servicio de energía.

En este sentido se sugiere establecer dentro de la regulación actual la posibilidad de realizar la interconexión eléctrica de un predio demostrando el uso del suelo, aunque este sea de propiedad de estado, quien adicionalmente en estos casos asumirá las responsabilidades de pago de las tarifas de energía establecidas de acuerdo con el esquema de subsidios. Sin esta flexibilidad es probable que las zonas más alejadas sigan sin alternativas de conexión, y más aún, un gran número de escuelas que a hoy reportan esta limitante.

Otro aspecto básico que limita el acceso son las “CONDICIONES GENERALES DE SUMINISTRO” establecidas en los contratos de prestación del servicio, uno de los obstáculos es la documentación requerida para demostrar la ocupación del bien o la propiedad del terreno. En muchos casos, en las comarcas indígenas o zonas rurales aisladas la población no cuenta con estos requerimientos, limitando así sus posibilidades de solicitar la conexión.

Deben establecerse trámites simplificados para estas poblaciones aisladas, ya sea fijando la propiedad de los terrenos al estado, lo que dejaría sin responsabilidad al cliente y puede resultar en el no cuidado de las inversiones. O desarrollando un mecanismo que permita ligar los terrenos a los clientes como persona natural de manera sencilla en las áreas rurales. Se sugiere definir un nexo

entre el cliente y la solución de electrificación a través de documentos de identidad simples y accesibles a las comunidades rurales e indígenas.

De manera independiente se deben tratar las entidades del estado como escuelas y centros de salud, que al no contar con propiedad sobre la edificación o certificados de ocupación no tienen los medios para solicitar la interconexión eléctrica. El estado a través de la OER debe identificar aquellas propiedades que benefician a la comunidad y desarrollar programas específicos de electrificación que prioricen dichas instituciones.

## Control de pérdidas de energía por intervención de la comunidad.

Las pérdidas son un tema muy importante en los sistemas eléctrico y Panamá no es la excepción, en el país estas pérdidas llegan actualmente a un 14% y se han fijado metas de reducción para el 2050 del 10%. El interés del gobierno consiste en garantizar una mejor prestación del servicio y adicionalmente se benefician los distribuidores que obtendrían mayores ingresos.

En Panamá se ha identificado que un porcentaje de estas pérdidas se debe a los factores de calidad de las redes, sin embargo, hay un alto porcentaje que se atribuye al hurto de energía y al mal uso de esta. Estos últimos factores deben ser minimizados a través de un trabajo continuo con la comunidad y con el desarrollo de programas de gestión comunitaria que apropien a la población e informen sobre la importancia del uso eficiente de la energía.

Se sugiere que el Estado a través de la OER desarrolle programas de educación para las comunidades, y por otra parte evalúe periódicamente que los costos de la prestación del servicio corresponden a la capacidad de pago de la población y a los ingresos esperados por las distribuidoras, solo con estas dos variables se garantiza un avance y duración óptimo de la electrificación rural.

En definitiva, las pérdidas son un obstáculo adicional al desarrollo de la interconexión de redes y de sistemas aislados en áreas rurales, donde el control resulta aún más complejo e incrementa los costos por las características propias del terreno y de las instalaciones, por esta razón es indispensable controlarlas y reducirlas.

## Alternativas para viabilizar la comercialización en zonas aisladas.

Como se mencionó anteriormente, volver útil el servicio de energía eléctrica es esencial para hacer de ésta un medio que mejora la comodidad, los ingresos y las condiciones de vida, pero por otra parte, los sistemas requieren de servicios de administración y mantenimiento que garantizan su operación confiable y duración en el tiempo.

67

En este sentido los distribuidores deben establecer mecanismos claros dentro de las comunidades o con los propietarios de las soluciones individuales para desarrollar actividades de mantenimiento, que además pueden resultar en ingresos adicionales para los usuarios. Garantizar la sostenibilidad de sistemas aislados requiere de programas y contratos de operación y mantenimiento con una amplia participación comunitaria.

En cuanto a los aspectos administrativos y de facturación, se deben plantear mecanismos adaptados a las zonas rurales para realizar eficientemente la toma de mediciones y los cobros.

En la medición se han definido barreras que van desde aspectos de construcción relacionados con las “paredillas” para los medidores, con costos y requerimientos técnicos no adaptados a todas las instalaciones, hasta aspectos propios de la logística de la medición donde se requiere el desplazamiento de personal directamente a cada uno de los puntos.

Para lo anterior se propone eliminar la “paredilla” como un requerimiento indispensable en áreas rurales y será requerida en los términos de la regulación únicamente en las áreas urbanas.

Para la medición, en este documento se proponen tres alternativas:

 Prepago: Para zonas rurales aisladas remotas y de muy baja densidad poblacional, este sistema es óptimo para una prestación discontinua del servicio (3.1.). Esta

alternativa reduce los costos de operación, los riesgos de cartera y elimina la 68

necesidad de una “paredilla”.

 Medición remota: Para zonas rurales aisladas con buena señal de celular, este sistema es óptimo para una prestación continua del servicio (3.1.). Esta alternativa reduce los costos de operación y elimina la necesidad de una “paredilla”.

 Mediciones semestrales: Se facturan consumos promedio, para zonas rurales aisladas remotas y de muy baja densidad poblacional, este sistema es óptimo para una prestación continua del servicio (3.1.). Esta alternativa reduce los costos de operación, incrementa los riesgos de cartera y elimina la necesidad de una “paredilla”.

La inclusión de alternativas de medición dentro de la regulación vigente permite a los agentes evaluar diferentes panoramas de costos operativos que pueden reducir los riesgos de cartera, facilitar los requerimientos de interconexión y disminuir los gastos administrativos para incentivar la conexión eléctrica en las zonas rurales aisladas.

Estos ajustes a la regulación se definen en muy corto plazo, pero la OER debe comprometerse con planes de capacitación permanentes y diseñados especialmente para las comunidades de las zonas rurales aisladas.

# 4. Conclusiones

En la regulación de la actividad de distribución de mercado de energía de Panamá no se encuentran suficientes estímulos para que los agentes cumplan con las metas del gobierno de llevar la cobertura del servicio al 100% del territorio nacional, con el fin de lograr este objetivo, se recomienda hacer ajustes al marco regulatorio que incentiven una participación más activa de las empresas de este mercado.

El primer elemento que se sugiere integrar en toda la normatividad del mercado es la definición de un área adicional a las dos existentes en la regulación vigente, con esto, las condiciones de la actividad de distribución y comercialización del servicio se pueden especificar en tres niveles diferentes: urbano, rural próximo y rural aislado. Esta modificación permite adaptar apropiadamente los incentivos propuestos a escenarios de prestación del servicio con variables de complejidad únicas, que deben responderse de forma precisa y eficiente para garantizas la satisfacción de los usuarios y la rentabilidad de los agentes.

La recomendación anterior atiende el hecho de que la prestación del servicio se amplía por el territorio no solo a través de la extensión de redes, sino también con proyectos de mini redes y conexiones individuales que representan soluciones óptimas para condiciones de acceso de alta complejidad. Estas alternativas deben ser entendidas por la regulación como proyectos de condiciones particulares con aspectos técnicos, económicos y de sostenibilidad en el tiempo (AOM) críticos por las características de ubicación y población atendida.

En este documento se proponen los siguientes incentivos para incrementar la participación privada en la prestación del servicio de energía a las ZNI de Panamá:

1. Se debe incluir una zona independiente a las áreas rurales establecidas en la regulación vigente, donde las condiciones geográficas, poblacionales y socioeconómicas determinen la necesidad de desarrollar proyectos de alto valor, pero esenciales por su impacto social. Esta zona se define como “área rural aislada” en el documento y se sugieren reglas específicas de electrificación. (Numeral 3)
2. Con el fin de incentivar la expansión del servicio eléctrico en Panamá, se propone un mecanismo de reconocimiento porcentual mayor o menor del cargo total de distribución para todo el mercado de un agente específico (RPC). Este mecanismo busca incentivar a los distribuidores actuales a definir específicamente sus áreas de concesión y a establecer metas de cobertura de obligatorio cumplimiento a través de la extensión de redes o el desarrollo de proyectos de conexión aislados. Sin embargo, en caso de que estos agentes no deciden hacer la expansión, otros actores del mercado podrán actuar en las zonas no atendidas “zonas verdes” y desarrollar proyectos eficientes y óptimos para las comunidades. (Numeral 3.2.)

69

1. Como mecanismo alternativo al RPC se propone aplicar en las zonas rurales aisladas una tarifa que incluye una prima (P) que incrementa la tasa de retorno de la componente de distribución en un 5% en los términos definidos en este documento. Esta prima se reconoce a nivel nacional y sugiere también un mayor ingreso máximo permitido (IMP) ligado a aspectos de dificultado técnica, baja densidad poblacional y características socioculturales entre otros. Los aspectos de la tarifa son ampliamente discutidos y advierten también la necesidad de reconocer un mayor valor en los costos de inversión y AOM para estas zonas distantes del país. (Numeral 3.2.)
2. En cuanto a los aspectos de calidad en la prestación del servicio eléctrico nacional, se recomienda definir indicadores específicos para cada una de las 3 áreas definidas. Adicionalmente, se sugiere establecer para las áreas rurales aisladas indicadores de calidad tradicionales en proyectos de extensión de redes, e indicadores por disponibilidad para proyectos de mini redes y soluciones individuales. En este documento se plantean indicadores de calidad más flexibles de acuerdo con las características de la solución propuesta. Lo mismo debe plantearse para los reglamentos técnicos, ya que deben adaptarse a las soluciones que surjan en lugares de difícil acceso. Adicionalmente, estas soluciones no deben regirse por los costos unitarios generales de las redes interconectadas actualmente al SIN, sino que deben calcularse por proyecto. (Numeral 3.1.)

70

1. Para que los incentivos en zonas aisladas sean eficientes, deben hacerse modificaciones a las reglas de integración vertical que garanticen la participación equitativa de todos los agentes, desde generadores hasta distribuidores y empresas independientes que cuenten con experiencia en soluciones de electrificación rural, esto puede dar nuevas alternativas a las comunidades de obtener un servicio adaptado a sus verdaderas necesidades. (Numeral 3.3.)
2. En cuanto a la definición de proyectos y reglas de participación, debe entenderse que la extensión de redes no es la única solución óptima y pueden definirse proyectos aislados exitosos en zonas no remotas, que, por ejemplo, cuenten con disponibilidad de recursos para la generación con energías renovables. Estos proyectos deben estar regulados con reglas adaptadas a las condiciones reales del mercado como se sugiere anteriormente y en el capítulo 3.
3. De los subsidios, se entiende que el costo por usuario en zonas aisladas puede ser mucho mayor que en otros lugares del país, sin embargo, debe reconocerse como mínimo el máximo subsidio entregado a nivel nacional y debe darse en las mismas condiciones en todas las áreas rurales aisladas del país. La porción que debe pagar la población tiene que ser adaptada a su disponibilidad de recursos y a las características de la prestación del servicio (disponibilidad de horas o de servicio). (Numeral 3.4.)
4. Es importante que la población entienda los beneficios de la prestación del servicio eléctrico, y así mismo que asuma el pago de una porción. Este pago debe adaptarse a las condiciones geográficas ya sea con sistemas prepagos que reducen el riesgo de cartera, sistemas remotos donde se cuenta con señal óptima, o facturaciones semestrales por promedio con correcciones, para reducir los costos de comercialización y simplificar la operación. (Numeral 3.5.)
5. En todos los casos el subsidio a escuelas y hospitales debe ser del 100% y debe reconocerse tanto la interconexión como el subsidio con un requerimiento mínimo de documentación. Esto último también es el caso para las comunidades que se encuentran en las zonas rurales y no cuentan con títulos de propiedad o entidades que emitan documentos legales a proximidad. En este punto la participación de la OER en la identificación de predios y usuarios es prioritaria. (Numeral 3.4.)
6. La participación de la comunidad y la comprensión de las ventajas que significa la interconexión eléctrica son definitivos para garantizar el éxito y duración de cualquier sistema que se utilice. Se deben diseñar proyectos adaptados a las necesidades de la población y que financieramente sean rentables para todas las partes. (Capítulo 3)
7. La participación de la OER es indispensable para alcanzar cualquier objetivo que se trace

dentro de las ZNI de Panamá, debe asumir su rol como entidad técnica, de control, vigilancia 71

y aporte para el desarrollo. Sin esto difícilmente se obtendrá algún resultado de los ajustes mencionados. (Capítulo 2)

Consideramos que, con los ajustes propuestos en este estudio, Panamá podrá avanzar eficientemente hacia su objetivo de 100% de electrificación rural. Contar con todos los agentes del mercado en el buen desarrollo de los proyectos es esencial para tener éxito en la ejecución de soluciones óptimas para las comunidades y rentables para el país y los agentes del mercado.

# 5. Referencias

1. La Continuidad y Calidad del Servicio Eléctrico, Alcibíades Mayta T, Universidad Tecnológica de Panamá, [alcibiades.mayta@utp.ac.pa.](mailto:alcibiades.mayta@utp.ac.pa) 2017.
2. H. Beaty, M. McGranaghan, R. Dugan, S. Santoso, Electrical Power Systems Quality, McGraw-Hill, U.S.A.
3. Decreto Ejecutivo No. 29 de 1998 “POR EL CUAL SE CREA LA OFICINA DE ELECTRIFICACION RURAL Y SE REGLAMENTA EL ARTICULO 95 DE LA LEY 6 DEL 3 DE FEBRERO DE 1997”.
4. Ley 15 de 7 de febrero de 2001 “QUE ESTABLECE LAS NORMAS PARA SUBSIDIAR EL CONSUMO BASICO O DE SUBSISTENCIA DE LOS CLIENTES DEL SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD Y DICTA OTRAS DISPOSICIONES”.
5. DECRETO EJECUTIVO No 22 (De 19 de junio de 1998), “Por el cual se reglamenta la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad”.
6. DECRETO LEY No. 10 (De 26 de febrero de 1998) "Por la cual se Modifican algunos Artículos de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, mediante la cual se dicta el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad." Gaceta Oficial No. 23,490-A de 28 de febrero de 1998.
7. Resolución JD-764, Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, AnexoA, Panamá, 1998DICTAR LA NORMA DEL SERVICIO TECNICO, PARA LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DEL SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD Y PARA LOS CLIENTES CONECTADOS A LA MISMA LA CUAL SE DETALLA EN EL ANEXO-A DE ESTA RESOLUCION.
8. REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. TITULO V: RÉGIMEN DE SUMINISTRO. ASEP, Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.
9. Beyond Connections: Energy Access Redefined (ESMAP Technical Report 008/15) full report and associated materials are forthcoming. Copyright © June 2015 The International Bank for Reconstruction And Development / THE WORLD BANK GROUP 1818 H Street, NW | Washington DC 20433 | USA.
10. Propuesta para un Proyecto Piloto en Gestión de Sistemas Aislados en Panamá, NRECA International 4301 Wilson Blvd. Arlington, Virginia 22203, para: El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), diciembre 15, 2017.

72

1. PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 2015-2050: “PANAMÁ, EL FUTURO QUE QUEREMOS” Plan Energético Nacional 2015-2050, Primera edición: marzo 2017, Edición de textos: Iralís Fragiel.
2. CONTRATO No.\_70-13

CONTRATO DE CONCESIÓN PARA LA DISTRIBUCIÓN Y

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO-OESTE, S.A.

1. ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO PANAMEÑO, Dirección de Análisis Económico y Social, Ministerio de Economía y finanzas, Panamá, diciembre de 2017, Dulcidio De La Guardia – Ministro, Iván Zarak Arias - Viceministro de Economía, Eyda Varela de Chinchilla - Viceministra de Finanzas, Por: Omar Araúz, Eudemia Pérez.
2. EL MERCADO ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ, 30 de junio de 2017, Gobierno de la República de Panamá, Secretaría Nacional de Energía.
3. Página web: INEC
4. Página web: SNE

73