

INFORME PRELIMINAR

PRESUPUESTO EVALUADO: ELECTRIFICACION RURAL

MINISTERIO: MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

PANELISTAS:

Fernando Valenzuela Sumarriva (Coordinador)

Carlos Caro Bautista

Pedro Flores Tenorio

Noviembre 2009

Tabla de Contenidos

| | |
|--|-----------|
| 1. INFORMACIÓN SOBRE EL PRESUPUESTO EVALUADO (PEV). | 6 |
| 1.1 Matriz de Marco lógico del PEV: formulación de objetivos (propósito / fin), componentes y actividades. | 6 |
| 1.1.1 Objetivos del PEV a nivel de fin y propósito..... | 6 |
| 1.1.2 Descripción de los componentes (bienes y/o servicios) que entrega el PEV..... | 14 |
| 1.1.3 Descripción de las Actividades para alcanzar los componentes del PEV | 16 |
| 1.2 Matriz del marco lógico del PEV: Formulación de los indicadores y sus metas (valores esperados) en el horizonte temporal para los Objetivos (Propósito / Fin), Componentes y Actividades. | 17 |
| 1.3 Justificación del PEV. | 20 |
| 1.4 Información presupuestaria..... | 22 |
| 1.5 Información de los costos unitarios de los servicios. | 33 |
| 1.6 Procesos de producción de los componentes. | 33 |
| 1.7 Caracterización y cuantificación de población (atendida y que se tiene previsto atender) y los servicios que se le provee..... | 35 |
| 1.7.1 Caracterización y cuantificación de población potencial y objetivo (atendida y que se tiene previsto atender). | 35 |
| 1.7.2 Caracterización y cuantificación de los servicios provistos a la población (atendida y que se tiene previsto atender). | 38 |
| 1.8 Estructura organizacional y mecanismos de coordinación. | 39 |
| 1.9 Funciones y actividades de monitoreo y evaluación que realiza la unidad responsable..... | 44 |
| 2. TEMAS DE EVALUACIÓN. | 47 |
| 2.1 Diseño del PEV..... | 47 |
| 2.1.1 Diagnóstico de la situación actual. Contenido 20..... | 47 |
| 2.1.2 Contenido de focalización y selección de beneficiarios. | 50 |
| 2.1.3 Lógica vertical de la matriz de marco lógico. | 51 |
| 2.1.4 Lógica horizontal de la matriz de marco lógico. | 55 |
| 2.2 Ejecución del PEV. | 67 |
| 2.2.1 Organización del PEV..... | 67 |
| 2.2.2 Eficacia del PEV..... | 73 |
| 2.2.3 Ejecución presupuestaria. | 79 |
| 2.2.4 Eficiencia del PEV..... | 83 |
| 2.2.5 Justificación de la continuidad. | 86 |
| 3. CONCLUSIONES..... | 87 |
| 4. RECOMENDACIONES. | 88 |
| 5. BIBLIOGRAFÍA..... | 89 |

| | |
|-----------------------|-----------|
| 6. ANEXOS..... | 90 |
|-----------------------|-----------|

RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento presenta un diagnóstico de la ejecución de los proyectos de electrificación rural desarrollados por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), a través de su Dirección General de Electrificación Rural (DGER). El propósito de este documento de diagnóstico es la de presentar el análisis y conclusiones de la revisión de documentos, trabajo de campo y revisión bibliográfica especializada, que permita desarrollar estrategias e indicadores para mejorar la ejecución de proyectos de electrificación rural.

La falta de electricidad en los ámbitos rurales afecta a más de 5.6 millones de personas en el Perú, lo que implica alrededor de US\$ 1.3 miles de millones. Como se puede apreciar, se trata de una cantidad muy importante de recursos, por lo que es sumamente necesario evaluar la capacidad de ejecución de estos proyectos por parte del Estado y la adecuación de los productos con los cuales se busca asegurar electricidad a la población rural.

Como en toda oferta de servicios básicos, la parte más importante de estos proyectos es la capacidad de generar el uso del bien o servicio ofrecido, de otro modo carece de sentido construir infraestructuras que no serán utilizadas. La electricidad a nivel rural ofrece los beneficios básicos de iluminación, comunicación y refrigeración. Si no se utiliza la electricidad, no se estará en el camino de generar impactos mediante los proyectos de electrificación rural.

Diseño del PEV

En el marco de estas ideas generales se requirió el marco lógico que guía las acciones de la DGER, sin encontrarse dicha herramienta. Por esta razón hubo que construir un marco lógico que refleje las actividades que actualmente desarrolla la DGER. Esta Dirección General está integrada por dos direcciones; la Dirección de Proyectos (DPR) y la Dirección de Fondos Concursables (DFC).

Teóricamente la DFC debe buscar los proyectos de electrificación rural que ofrezca algunas condiciones mínimas de rentabilidad para un inversionista privado o que se comporte como tal. Además DFC busca que las empresas desarrollen y ejecuten los proyectos de electrificación rural. Asimismo, DFC busca mejorar la adecuación de las especificaciones técnicas para el desarrollo de la electrificación rural de manera de hacerla más realista y económica con el ámbito rural en el Perú. Finalmente, DFC busca fomentar el uso productivo de la electricidad mediante la solución de las principales fallas de mercado que afectan a los productores rurales. De esta manera también se busca generar sostenibilidad en los proyectos de electrificación rural.

La DPR tiene por finalidad abastecer de electricidad a las poblaciones rurales más pobres del país, en una visión desde el punto de vista del rol subsidiario del Estado. Su principal objetivo es brindar la infraestructura de electrificación rural, para luego transferirla a un operador cercano a las poblaciones que electrifica. Adicionalmente la DPR puede ejecutar proyectos directamente o mediante convenios con los gobiernos subnacionales.

Esta división de tareas debería ser suficiente para generar una acción coordinada y eficiente entre ambas Direcciones, sin embargo, la experiencia reciente indica de duplicidades entre estas dos direcciones. Además, los gobiernos subnacionales también pueden desarrollar proyectos de electrificación rural, por lo que las ocasiones de duplicidad de intervenciones se hicieron frecuentes.

Ejecución del PEV

En esta estructura de actores, que es reflejo de una estructura orgánica, lo que se evidencia es que la capacidad de ejecución total de la DGER (con sus dos direcciones) no ha superado el 68% en los últimos 3 años, siendo que en el 2008 el nivel de ejecución de proyectos de electrificación rural estuvo en el orden del 42%.

La DGER también debe interactuar con otras entidades en el proceso de planificación, ejecución y operación de los proyectos de electrificación rural. Estos actores tienen todos cuotas de poder y responsabilidades importantes respecto a la electrificación rural, por lo que existe el potencial de acciones duplicadas y confrontadas que generan nuevos costos de transacción en términos de coordinaciones, gestiones, aprobaciones, etc. Estos actores son los Gobiernos Regionales, Gobiernos Locales, Distribuidoras, gestores de proyectos de la sociedad civil y población en general, además existen otras entidades que no participan en la ejecución de proyectos de electrificación rural, pero que sí tienen intereses con respecto a ellos.

Además de esta característica de haber varios actores con distintos intereses, también son actores con diferente grado de fortaleza institucional-profesional, lo que eleva los costos de transacción para la gestión de los proyectos. Sobre todo si se tiene en cuenta que DGER debe asumir la responsabilidad de planificar y coordinar el financiamiento y de esa manera la ejecución de gran cantidad de proyectos.

Este es un indicador de la necesidad de optimizar el proceso de ejecución de los proyectos de electrificación rural. Para este propósito se deberán investigar las causas que motivan los bajos niveles de ejecución que se han registrado. Con esta finalidad se propone desarrollar un trabajo de campo que consistirá principalmente en el levantamiento de información detallada de una muestra de proyectos ejecutados tanto por la DFC como por la DPR, tanto directamente como mediante convenios con gobiernos subnacionales. El objetivo será tratar de tipificar los principales problemas que afectan la ejecución de los proyectos de electrificación rural y en función a ello proponer indicadores que ayuden a tener alertas tempranas respecto a la capacidad de los proyectos de electrificación rural de generar ventajas a la población.

1. Información sobre el Presupuesto Evaluado (PEV).

1.1 Matriz implícita de Marco lógico del PEV: formulación de objetivos (propósito / fin), componentes y actividades.

1.1.1 Objetivos del PEV a nivel de fin y propósito.

La Dirección General de Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas, de acuerdo a la Ley N° 28749 “Ley General de Electrificación Rural”, tiene competencia en la ampliación de la frontera eléctrica en el ámbito nacional como medio para contribuir al desarrollo económico y social, mitigar la pobreza y mejorar la calidad de vida. Este objetivo es logrado por medio de la implementación de proyectos de electrificación rural con tecnologías y programas de acción, en coordinación con gobiernos regionales y locales, y demás entidades públicas y privadas dedicadas a estos fines.

Los inicios de la electrificación rural en Perú datan de 1955, cuando se crea la Ley de la Industria Eléctrica con la finalidad de otorgar incentivos para la inversión privada, la cual es complementada en 1962, con la Ley de Creación de los Servicios Eléctricos Nacionales (SEN). Regulando el abastecimiento de electricidad en aquellos lugares en donde la acción del capital privado no fuera efectiva. Esta lógica subsidiaria se transforma partir de 1972, con la Ley Normativa de Electricidad, en donde la actividad empresarial del estado en electricidad será ejercida por ELECTROPERÚ SA, tanto en sus ámbitos urbanos como rurales.

En 1982, por medio de la Ley General de Electricidad se dispuso que ELECTROPERÚ SA transfiera a las recién creadas empresas regionales la actividad de distribución de energía, estableciéndose un marco jurídico que permitía el desarrollo descentralizado del sector eléctrico. Esta división del trabajo, se explicita más aún en 1992 con la Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, que determina la división de las actividades del sector eléctrico en generación, transmisión y distribución, y en la cual el estado participa únicamente como regulador. En este primer esquema, aunque no se promueve explícitamente el desarrollo de la electrificación rural, se crea la Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP) en 1993, como encargada de la ejecución de proyectos energéticos con fondos especiales de diversas fuentes.

Hacia mediados de 2005, se crea el Proyecto de Mejoramiento de la Electrificación Rural mediante la Aplicación de Fondos Concursables (Proyecto FONER), con el apoyo del Banco Mundial y del Global Environmental Facility, con el objetivo de incrementar la cobertura eléctrica en el ámbito rural. Esta iniciativa coexistía con las acciones de la DEP en el ámbito rural, que si bien no eran explícitas en sus criterios de intervención, focalización, y ejecución (dado el modelo de estado regulador) sí resultan implícitas. De manera que en algún periodo existió formalmente dos diferentes intervenciones públicas para solucionar el mismo problema de la electrificación rural, que si bien es cierto no estaban dirigidos al mismo mercado (uno buscaba rentabilidad a precios de mercado mínima, y el otro no necesariamente), tampoco existía una adecuada separación de ámbitos de acción. Evidentemente entre estas dos diferentes formas de intervención de electrificación, hubo un proceso de acomodación sobre la marcha, que inicialmente tuvo diversos eventos de descoordinación.

Debido a la política gubernamental de fusión de intervenciones públicas similares, iniciada en 2006, se tuvo como resultado un proceso de fusión entre la DEP y FONER, creándose en 2007 la Dirección General de Electrificación Rural (DGER), encargada de articular las dos intervenciones anteriormente descritas.

De esta manera, en junio de 2007, mediante DS N° 031-2007-EM, se encarga a la DGER la ejecución del Plan Nacional de Electrificación Rural, bajo la misión de ampliar la frontera eléctrica nacional por medio de la ejecución de planes y proyectos de electrificación de zonas rurales y localidades aisladas y de frontera en coordinación con los gobiernos regionales, locales y entidades públicas y privadas involucradas en el proceso de electrificación.

Los objetivos que se deben lograr con la electrificación rural, mediante el esquema institucional mencionado anteriormente, son:

- i) Ampliar la frontera eléctrica mediante la ejecución de obras de los sistemas eléctricos rurales, que utilicen tecnologías adecuadas que optimicen sus costos.
- ii) Proponer la ejecución de sistemas eléctricos rurales de operación sostenible
- iii) Impulsar mediante la electrificación rural, el desarrollo socio económico sostenible de las zonas rurales.
- iv) Fomentar el aprovechamiento de fuentes de energía renovable en sistemas de generación distribuida embebidos en las redes de distribución eléctrica.
- v) Efectuar coordinaciones de financiamiento con entidades públicas y privadas con el fin de lograr recursos económicos y eventualmente créditos favorables para el financiamiento de la ejecución de proyectos.
- vi) Mejorar la formulación de los proyectos por parte de los gobiernos regionales y locales.
- vii) Optimizar la gestión administrativa y consolidar el fortalecimiento institucional, mediante una adecuada dotación de recursos.

Si bien los objetivos tanto de la DEP (ahora DPR) y el FONER (ahora DFC) son los mismos, no lo son las intervenciones, pues cada una de ellas mantiene sus lógicas diferentes. Por ello se hace relevante la utilización de la metodología de Marco Lógico, como una herramienta que permita identificar claramente la relación entre objetivos y actividades de un proyecto o programa; y finalmente sus logros, de manera que permita un eficiente ejercicio de evaluación. En tal sentido, para analizar adecuadamente y bajo una perspectiva de Marco Lógico, la gestión de Electrificación Rural de la Dirección General de Electrificación Rural, será necesario analizar también el marco lógico de cada una de las intervenciones anteriores, es decir el de la DEP (ahora DPR) y el del FONER (ahora DFC).

De manera preliminar se puede mencionar que ambas estrategias no se deberían superponer, puesto que debido a su lógica de intervención, DFC es un distribuidor de fondos que asigna recursos a proyectos financieramente autosostenibles y rentables para la inversión con carácter privado, presentados por entidades de carácter empresarial privado, para electrificar fuera de los

ámbitos de concesión. Para propósitos de este documento, a este tipo de proyectos se denominará “Proyectos rentables para la inversión con carácter privado”.

La DPR por otro lado, es un ejecutor de proyectos de electrificación (generados por la misma DPR o presentados por gobiernos regionales o locales) que posteriormente entregará, para su operación y mantenimiento, a las empresas distribuidoras. Es importante indicar que los proyectos que ejecuta DPR no tienen requerimientos de cumplir con las condiciones de rentabilidad que sí tiene DFC y sus proyectos tampoco deben ser necesariamente, autosostenibles desde un punto de vista de precios de mercado. El hecho que los proyectos que ejecuta DPR no necesariamente deben ser rentables para la inversión con carácter privado, encuentra importante discrepancia con los objetivos de las empresas distribuidoras eléctricas del Estado, a las cuales sí se les requiere una rentabilidad de tipo empresarial privado. Esta discrepancia conceptual se acentúa más debido a que los proyectos de electrificación rural actuales, tienen la característica de ser poco rentables desde el punto de vista empresarial privado, como se verá más adelante.

Entonces, claramente se puede resumir que la estrategia de electrificación rural en Perú tiene dos componentes:

Primer Componente: Rol Promotor de la intervención empresarial - Mercados de proyectos rentables para la inversión de carácter privado.

Este es el ámbito de acción de DFC, con sus diferentes unidades de Infraestructura, Usos productivos y Asistencia técnica (normativo).

Segundo Componente: Rol Subsidiario del Estado - Mercados de proyectos sin requerimiento de rentabilidad para la inversión de carácter privado.

Este es el ámbito de acción de DPR, con sus diferentes unidades de Infraestructura, Asistencia técnica (normativo) y Capacitación.

a) Análisis de Involucrados

En los siguientes cuadros se presentarán todos los actores involucrados en la provisión de la electrificación rural, con sus respectivos problemas percibidos así como con sus respectivos intereses. Entre ambas estrategias (DFC y DPR) se puede notar que existen algunos actores comunes (como la Población Beneficiaria, Gobiernos Regionales y Locales, Ministerio de Energía y Minas, y Empresas Distribuidoras), pero también actores propios que distinguen una de otra alternativa, como por ejemplo el Banco Mundial y las empresas privadas de actividades productivas.

Primer Componente: Rol Promotor de la intervención empresarial - Mercados de proyectos rentables para la inversión de carácter privado.

| Involucrados | Problemas Percibidos | Interés |
|---------------------------|--|--|
| Población o Beneficiarios | Escaso desarrollo de las actividades productivas (agroindustriales, turísticas, comerciales) | Mejorar la productividad en las actividades que se llevan actualmente, y desarrollar otras nuevas asociadas a la utilización de energía eléctrica. |

| | | |
|--|--|---|
| | Baja calidad de vida en las comunidades (salud pública, educación pública, seguridad ciudadana) | Mejorar el nivel de vida de los pobladores al hacer uso de medios de comunicación como radio, televisión y otros artefactos eléctricos. |
| Gobiernos regionales y Local | Limitada capacidad técnica para ejecutar proyectos de electrificación rural, a pesar de identificar claramente las necesidades de la población. | Mejorar el nivel de vida de los pobladores al hacer uso de electricidad para usos productivos y para consumo doméstico. |
| Ministerio de Energía y Minas | Limitado acceso de la población rural al servicio de electricidad, desaprovechamiento de los sistemas eléctricos de la zona. | Cumplir con el Plan Nacional del Electrificación Rural. Planificar y ejecutar proyectos de electrificación rural para mejorar la calidad de vida y el uso productivo de la energía eléctrica en el marco del desarrollo rural integral. |
| Empresas de Distribución | No se tiene financiamiento para satisfacer sostenidamente las demandas de las áreas rurales. | Mantener una estrecha relación con los involucrados en el proyecto para que se concrete el estudio y la ejecución del mismo en los plazos y costos establecidos. |
| Banco Mundial | Baja calidad de vida en las comunidades (salud pública, educación pública, seguridad ciudadana) y Escaso desarrollo de las actividades productivas (agroindustriales, turísticas, comerciales) | Mejorar el nivel de vida de los pobladores al hacer uso de electricidad para usos productivos y para consumo doméstico |
| Entidades privadas del ámbito rural que realizan actividades productivas | Escasez de los servicios básicos, como son: agua, desagüe, energía eléctrica, telecomunicaciones. | Aumentar el servicio básico de electricidad que ayude al fomento de las actividades productivas de la zona. |

Segundo Componente: Segundo Componente: Mercados de proyectos sin requerimiento de rentabilidad para la inversión de carácter privado.

| Involucrados | Problemas Percibidos | Interés |
|--------------------------------|---|---|
| Población o Beneficiarios | Escaso desarrollo de las actividades productivas (agroindustriales, turísticas, comerciales) | Mejorar la productividad en las actividades que se llevan actualmente, y desarrollar otras nuevas asociadas a la utilización de energía eléctrica |
| | Baja calidad de vida en las comunidades (salud pública, educación pública, seguridad ciudadana) | Mejorar el nivel de vida de los pobladores al hacer uso de medios de comunicación como radio, televisión y otros artefactos eléctricos |
| Gobiernos Regionales y Locales | Limitada capacidad técnica de ejecutar proyectos de electrificación rural, a pesar de identificar | Mejorar el nivel de vida de los pobladores al hacer uso de electricidad para usos productivos y |

| | | |
|-------------------------------|--|--|
| | claramente las necesidades de la población. | para consumo doméstico |
| Ministerio de Energía y Minas | Limitado acceso de la población al servicio de electricidad, desaprovechamiento de los sistemas eléctricos de la zona. | Cumplir con el Plan Nacional del Electrificación Rural. Planificar y ejecutar proyectos de EERR para mejorar la calidad de vida. |
| | Duplicidad de intervenciones con los gobiernos regionales y locales. | |
| Empresas de Distribución | La sostenibilidad de los proyectos no está asegurada. | Operar sistemas eléctricos rentables y sostenibles a precios de mercado. |
| | Las especificaciones técnicas de los proyectos son distintas de los estándares que las distribuidoras deben mantener en las áreas de la concesión. | Operar sistemas eléctricos sin observaciones por parte del Osinergmin. |

b) Análisis del Problema

Luego de analizar diversos documentos que revisan las estrategias de electrificación rural en Perú, y principalmente el PNER, se determina como problema central el bajo acceso a servicios eficientes y sostenibles de energía eléctrica en las áreas rurales de Perú.

Es importante hacer énfasis en que se trata de servicios eficientes y sostenibles, porque existen diversas intervenciones públicas y privadas también para proveer energización, pero estas no tienen en cuenta los costos asociados al mantenimiento de la tecnología provista, de manera que en muchos casos cae en desuso por lo difícil que significa mantener el servicio. Típico caso de este comentario es la energización por paneles solares que como veremos mas adelante ha presentado problemas de eficiencia y sostenibilidad.

Las causas que explican el bajo acceso a servicios eficientes y sostenibles de energía eléctrica en las áreas rurales de Perú tienen que ver con dos situaciones que se plantean seguidamente a manera de Causas Directas y que justificarían la estrategia actual de electrificación rural de la DGER:

- **Falla del mercado en detectar oportunidades de inversión privada rentable en la electrificación rural.**
Existen áreas por electrificar, como las áreas periurbanas (que no son tan rurales) que representan mercados rentables para la inversión con carácter privado. Estos mercados podrían ser aprovechados por las empresas distribuidoras.
- **Necesidad del Rol Subsidiario del Estado (mercados no rentables para la inversión con carácter privado).**
Existen otras áreas por electrificar, como las áreas rurales muy pobres, las cuales no tienen ninguna capacidad de financiar (mediante sus consumos) los costos de llevar la energía eléctrica convencional hasta sus localidades (escasamente pobladas). Estas áreas representan claramente mercados no rentables para la inversión con carácter privado y en los que

necesariamente el Estado deberá tener un decidido rol subsidiario para proveer del servicio eléctrico.

Las causas indirectas que se pueden asociar a las dos fallas de mercado antes mencionadas son las siguientes:

i) En el caso de la Falla del mercado en detectar oportunidades de inversión privada rentable en la electrificación rural:

a. Ausencia de Infraestructura de electrificación rural autosostenible a precios de mercado.

Las características de las áreas por electrificar no permiten oportunidades para proveer infraestructura autosostenible a precios de mercado, es decir aquella infraestructura que puede sostener su operatividad y mantenimiento y además generar algún nivel de rentabilidad a precios de mercado. En estos casos algunos costos iniciales pueden ser cofinanciados entre el Estado y el sector privado, para incentivar la inversión de este último sector.

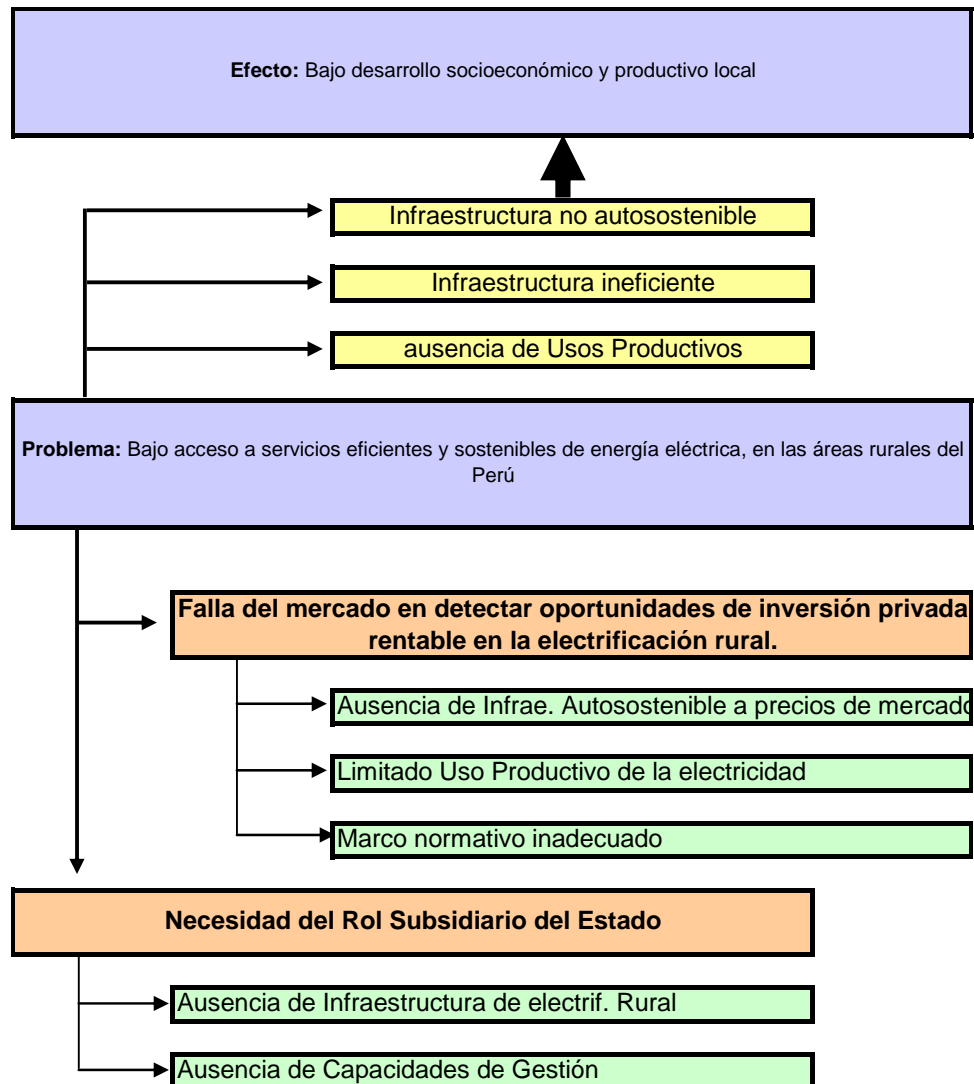
b. Ausencia de promoción de Usos Productivos de la electricidad.

Existe limitado estímulo para promover el desarrollo de actividades productivas intensivas en uso de la electricidad que mejoren los rendimientos de la producción en el ámbito rural. Esta utilización intensiva de energía puede incrementar la demanda en KWh y mejorar la sostenibilidad y rentabilidad de los proyectos de electrificación rural.

c. Marco normativo insuficiente.

En las áreas rurales en las cuales pueden existir oportunidades de inversión privada rentable en electrificación rural, no existe un marco normativo suficiente para promover la inversión empresarial en aquellas zonas rurales.

Gráfico 1-01



ii) En el caso de la Necesidad del Rol Subsidiario del Estado (mercados no rentables a precios de mercado)

a. Ausencia de Infraestructura (no rentable a precios de mercado)

En aquellos lugares en donde los niveles de pobreza rural son extremos, no se presentarán oportunidades de proyectos que puedan ser autosostenibles a precios de mercado. En estos casos el Estado debe asumir su rol subsidiario para proveer de energía a estas poblaciones.

b. Ausencia de Capacidades de Gestión.

En los ámbitos rurales, se presenta limitada capacidad de gestión (inversión, operación y mantenimiento) de proyectos de electrificación rural, haciendo que el Estado no pueda proveer el servicio de manera satisfactoria.

Los efectos que ocasionan estas causas son básicamente tres:

- i) Infraestructura de electrificación rural no autosostenible a precios de mercado.

Las causas descritas anteriormente hacen que la infraestructura de electrificación rural que se provee por medio de las intervenciones públicas, no sea autosostenible a precios de mercado, generando que los costos de operación y mantenimiento no puedan ser cubiertos por los ingresos del proyecto y que deba darse algún tipo de subsidio permanentemente para no quebrar el sistema.

- ii) Infraestructura de electrificación rural Ineficiente

Las causas antes descritas (como la ausencia de capacidades de gestión y la ausencia de un marco normativo adecuado) hacen que la infraestructura que se provee por medio de las intervenciones públicas, además de no ser autosostenible a precios de mercado, pueda ser ineficiente porque las dimensiones y características no se corresponden con los tipos de consumo que se encuentran en los ámbitos rurales. Adicionalmente, la limitación en capacidad de gestión, hace que los proyectos se construyan con más recursos y tiempo del planificado y con una una visión de instalación de infraestructura pero no una visión de operación y mantenimiento.

- iii) Ausencia de usos productivos

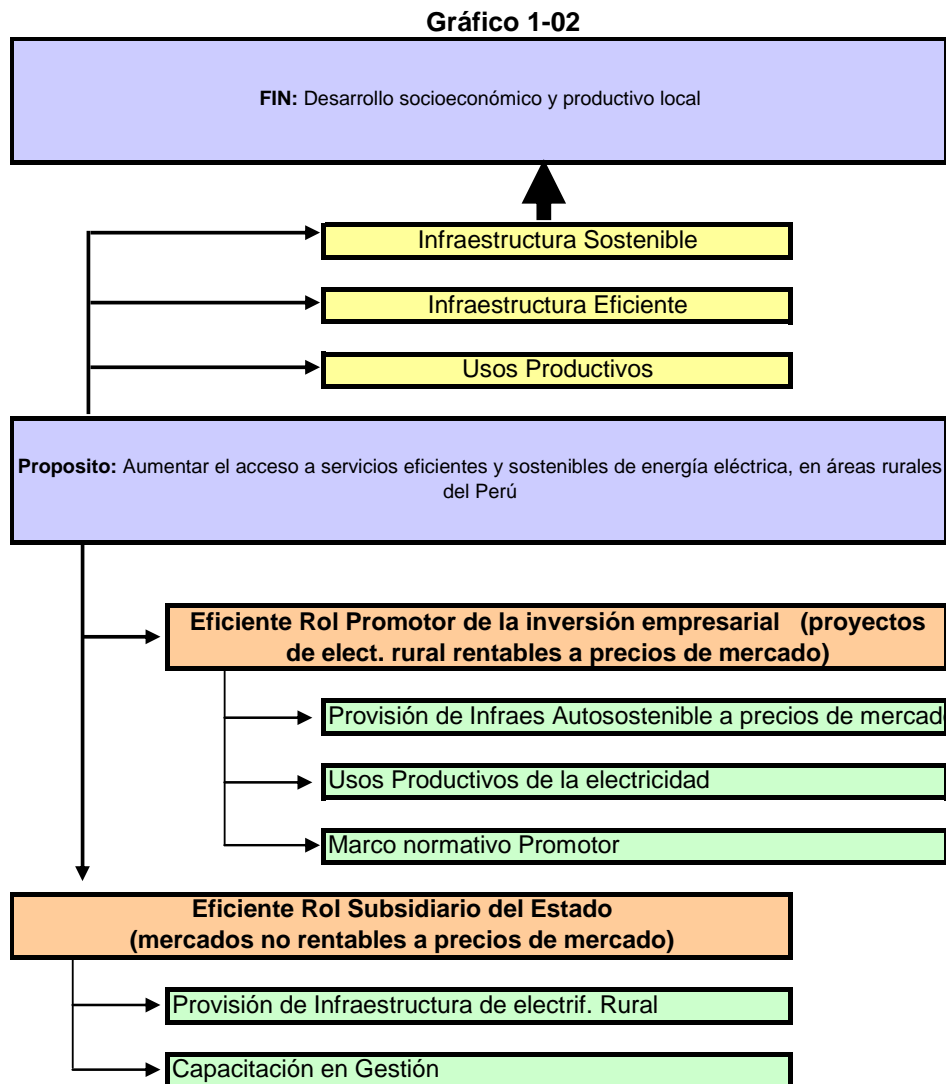
Las causas descritas anteriormente hacen que no se desarrollen decididamente los usos productivos de la electrificación rural, y que por lo tanto no se colabore con la mejora de los niveles de ingresos de las unidades familiares rurales.

c) Análisis de Objetivos

El análisis del Fin y Propósito del PEV se puede realizar luego del análisis del problema efectuado en la sección anterior.

El Fin representa un objetivo de desarrollo que generalmente obedece a un nivel estratégico, es decir, describe el impacto a largo plazo al cual el proyecto espera contribuir. En el caso del PEV Electrificación Rural, éste no es suficiente para lograr el Fin y la entrada en funcionamiento de sus proyectos no garantiza el logro del fin inmediatamente. El Fin del PEV es alcanzar un desarrollo socioeconómico y productivo local en el ámbito rural, objetivo bastante más ambicioso que el que se ha fijado al PEV en sus dispositivos legales.

El Propósito describe el efecto directo o el resultado esperado al final del periodo de ejecución del proyecto. Es el cambio que fomentará en este caso, el PEV. Como se ve en las siguientes líneas, el propósito del PEV es incrementar el acceso a servicios eficientes y sostenibles de energía eléctrica, en áreas rurales del Perú.



1.1.2 Descripción de los componentes (bienes y/o servicios) que entrega el PEV.

- i) **Medio de Primer Nivel: Rol Promotor de la inversión empresarial (áreas rurales con oportunidades de inversión privada rentable en electrificación rural)**

Medio Fundamental 1 (Componente 1): Provisión de Infraestructura Autosostenible a precios de mercado.

A través de este componente, se otorga subsidios directos al costo de inversión de determinados proyectos de electrificación rural, que son presentados por empresas privadas. Las empresas aportarán por lo menos el 10% del costo de inversión para solicitar fondos a FONER. La rentabilidad de la inversión de las empresas privadas debe ser positiva a precios de mercado, lo que determina una importante diferencia con respecto a los proyectos de la DGER. Debido a las características de esta industria, las empresas distribuidoras de servicio eléctrico son las que mejor pueden aprovechar esta oportunidad. En términos del proyecto,

este componente es conocido como Inversión en Proyectos de Electrificación Rural.

Por medio de este componente, se busca incrementar el acceso al servicio eléctrico en las áreas rurales del Perú. La meta prevista es proveer de servicios de electricidad a 160,000 nuevas conexiones, mayoritariamente en viviendas rurales o instituciones públicas, de las cuales 20,000 nuevas conexiones se lograrán a través de proyectos con energía renovable.

Medio Fundamental 2 (Componente 2): Usos Productivos de la electricidad

El propósito es incrementar el nivel de ingresos de la población por medio del mayor uso de electricidad en usos productivos en los Centros Poblados de las áreas seleccionadas por la DFC, que ya cuentan con servicios de energía eléctrica. Este componente es conocido como Programa Piloto de Usos Productivos.

Medio Fundamental 3 (Componente 3): Marco Normativo Adecuado

Este componente está diseñado para proveer de soporte técnico para la construcción de capacidades de normar adecuadamente los proyectos rurales para incrementar la cobertura de manera eficiente. Se trata básicamente del ámbito de Normatividad y Regulación para la promoción de la participación del sector privado, y la promoción del uso de energía renovable. Para el programa este componente se llama Asistencia Técnica para implementar un nuevo esquema de EERR.

ii) Medio de Segundo Nivel: Eficiente Rol Subsidiario del Estado (proyectos de electrificación rural no rentables a precios de mercado)

Medio Fundamental 4 (Componente 4): Provisión de Infraestructura de electrificación rural no rentable a precios de mercado.

A través de este componente, se financiará el costo de inversión de determinados proyectos de electrificación rural, generados por el Gobierno Central o presentados por los gobiernos subnacionales que tienen que atender a sus pobladores rurales. La ejecución de los proyectos puede estar a cargo de la DPR o de los gobiernos subnacionales que se encargan de la contratación del contratista de obra. Al finalizar esta parte del proyecto, la DPR entrega la obra terminada, a una empresa de distribución para que la incorpore dentro de su patrimonio y a su vez opere el servicio. En términos del proyecto se conoce como Inversión en Proyectos de Electrificación Rural (EERR).

Medio Fundamental 5 (Componente 5): Capacitación en Gestión

Este componente está diseñado para proveer de soporte técnico, así como para la construcción de capacidades al nivel de los gobiernos subnacionales que permitan lograr el éxito en la ejecución del Proyecto. Abarca el ámbito de desarrollo de capacidades de los agentes involucrados básicamente. Este medio fundamental viene a ser la Asistencia Técnica para mejorar las capacidades de ejecución de proyectos de electrificación, de los Gobiernos Subnacionales.

1.1.3 Descripción de las Actividades para alcanzar los componentes del PEV

➤ **Actividades del Componente 1: Provisión de Infraestructura Autosostenible a precios de mercado**

Actividad 1 Priorización y aprobación de Proyectos por Comité Directivo FONER:

- Proceso de selección y priorización de proyectos correspondientes en concordancia con las condiciones de elegibilidad exigidas por FONER.
- Obtención de viabilidad SNIP (DGPM/MEF) de los Proyectos seleccionados.

Actividad 2: Proceso de Licitación y Suscripción de Contratos

- Se programa licitar y firmar los respectivos contratos de subsidio con los Proyectos de electrificación seleccionados.

Actividad 3: Supervisión de proyectos en ejecución

- Seguimiento y supervisión técnica de los proyectos en ejecución. La meta para 2009 es ejecutar 4 proyectos correspondientes a la primera ronda, 26 de la segunda ronda y 4 de la tercera ronda.

➤ **Actividad del Componente 2: Usos Productivos de la electricidad**

Actividad 4: Asignar recursos de asistencia técnica para usos productivos

- Asignación de recursos para el desarrollo de las siguientes consultorías que permitirá una estrategia de promotores regionales en la promoción de usos productivos en las siguientes regiones bajo área de concesión de las empresas distribuidoras:
 - Región Cusco, en áreas de concesión de Electro Sur Este
 - Región Lima, en áreas de concesión de ADINELSA, en el PSE Santa Leonor – Huaral
 - Áreas de concesión de SEAL
 - Áreas de concesión de ELECTROCENTRO SA
 - Áreas de concesión de ELECTROORIENTE SA

➤ **Actividad del Componente 3: Marco Normativo Adecuado**

Actividad 5: Normatividad y Regulación

- Las actividades asociadas a este componente se concluyeron en 2008, que son estudios de Normatividad y Regulación para promover las inversiones en electrificación rural. Los estudios fueron los siguientes:
 - Guía de Diseño y Construcción de proyectos de electrificación rural con extensión de redes para las regiones de Sierra y Selva.
 - Guía de Diseño y Construcción de Proyectos de electrificación rural con Fuentes de Energía Renovable.
 - Norma de Calidad de Producto y Servicio en los Sistemas Eléctricos de las Zonas Rurales.
 - Sistema Tarifario para Proyectos de electrificación rural.

➤ **Actividad del Componente 4: Provisión de Infraestructura de electrificación rural no rentable a precios de mercado**

Actividad 6: Priorización y aprobación de Proyectos

- Proceso de Evaluación y Aprobación de proyectos en concordancia con las condiciones de elegibilidad planteadas por DPR.
- Obtención de viabilidad SNIP de los proyectos nuevos.

Actividad 7: Supervisión de proyectos en ejecución

- Seguimiento y supervisión técnica de los proyectos en ejecución.

➤ **Actividad del Componente 5: Capacitación en Gestión**

Actividad 8: Desarrollo de capacidades de los agentes involucrados

- La actividad asociada a este componente es el desarrollo de Capacidades y Entrenamiento de Gobiernos Subnacionales, para el Desarrollo de la ejecución de proyectos de electrificación rural.

1.2 Matriz del marco lógico del PEV: Formulación de los indicadores y sus metas (valores esperados) en el horizonte temporal para los Objetivos (Propósito / Fin), Componentes y Actividades.

La matriz del marco lógico del PEV Electrificación Rural debió ser construida por los consultores, en vista que en la DGER no se cuenta con una matriz de marco lógico completa para este programa. Unicamente la DFC cuenta con una matriz de marco lógico, debido a que era parte del expediente de aprobación de la operación de endeudamiento externo con la que se financia en parte este programa. La DPR no cuenta con una matriz de marco lógico. La matriz de marco lógico se construyó tomando en cuenta el razonamiento expuesto en el numeral anterior.

MATRIZ DE MARCO LOGICO PARA LA ALTERNATIVA DIRECCION GENERAL DE ELECTRIFICACION RURAL

| | RESUMEN DE OBJETIVOS | INDICADORES | MEDIOS DE VERIFICACION | SUPUESTOS |
|---|--|--|---|--|
| FIN | Desarrollo socioeconómico y productivo local | Aumento del consumo unitario de energía | Registro de consumo de energía de las empresas de electricidad subsidiadas | |
| PROPOSITO | Aumentar el acceso a servicios eficientes y sostenibles de energía eléctrica, en áreas rurales del Perú | Aumento del número de usuarios de electricidad | Estadísticas de usuarios de las empresas de electricidad subsidiadas | |
| MEDIO DE PRIMER NIVEL: Eficiente Rol Promotor de la inversión empresarial (mercados rentables) | | | | |
| Componente 1: Provisión de Infraestructura Autosostenible | Proveer conexiones nuevas en zonas rurales sin servicio, en viviendas, negocios, escuelas, postas médicas. | - 160,000 nuevas conexiones, y 800,000 personas beneficiarias - 72 propuestas viables para financiar | Registro de entrega de obras Registro de Rondas | Que otras instancias de gobierno re proyectos propuestos por FONER Costos de principales suministros e |
| Componente 2: Usos Productivos de la electricidad | Implementación de un Proyecto Piloto de usos productivos de electricidad (incremento de ingresos en áreas rurales) | - 10,800 MWh/año en usos productivos - 9,000 MyPE que adoptan la electricidad - MyPE: Invierte US\$ 1,81 MM en equipos | Registro de consumo de energía Registro de convenios firmados con MyPE Facturas de adquisición de equipos productivos | |
| Componente 3: Marco Normativo Promotor | Implementar un nuevo marco promotor para la provisión de energía eléctrica en áreas rurales | - Emisión de 4 normas (reglamentos y lineamientos) adoptados por MINEM | Presentacion de propuestas de normas ante DGE | Estabilidad de políticas de EERR te Competitividad y Necesidades Básic |
| MEDIO DE SEGUNDO NIVEL: Eficiente Rol Subsidiario del Estado (mercados no rentables) | | | | |
| Componente 4: Provisión de infraestructura (no rentable) | Proveer conexiones nuevas en zonas rurales sin servicio, en viviendas, negocios, escuelas, postas médicas. | - x nuevas conexiones, z personas beneficiarias - x propuestas viables para financiar | DPR todavía no ha entregado informacion DPR todavía no ha entregado informacion | otras instancias de gobierno respet del PNER costos de principales suministros e |
| Componente 5: Capacitación en gestión de proyectos de electrificación rural | Fortalecer las capacidades institucionales de GRs y GLs para gestionar la electrificación rural (inversión) | - x trabajadores de GR y GL | DPR todavía no ha entregado informacion | Baja rotacion de las personas capa |

| ACTIVIDADES | | | | |
|---|--|---|--|---|
| Actividad 1: Priorización y aprobación de Proyectos por Comité Directivo | Selección y priorización de proyectos Obtención de viabilidad SNIP de Proyectos | US\$ 30.3 MM para ejecución de 32 Proyectos Ejecutar 34 Proyectos (falta determinar monto) Culminar 26 Proyectos (falta determinar monto) | Registro contable de la Ejecutora del proyecto Registro contable de la Ejecutora del proyecto Registro contable de la Ejecutora del proyecto | Que los costos de los principales suministros Que otras instancias de gobierno respeten los proyectos propuestos por FONER |
| Actividad 2: Proceso de Licitación y Suscripción de Contratos | Licitación y firmar contratos de subsidio con Proyectos seleccionados. | 15 proyectos de 2ronda y 2 proyectos de 3ronda | Registro contable de la Ejecutora del proyecto | Que otras instancias de gobierno respeten los proyectos propuestos por FONER |
| Actividad 3: Supervisión de proyectos en ejecución | Seguimiento y supervisión técnica proyectos en ejecución. | Ejecutar: 4 proyectos 1ronda, 26 de 2ronda y 4 de 3ronda | Registro contable de la Ejecutora del proyecto | Estabilidad de políticas de EERR teniendo en cuenta Competitividad y Necesidades Básicas |
| Actividad 4: Asignar recursos de asistencia técnica para usos productivos | consultorías para elaborar estrategia de usos productivos | x consultorías en Región Cusco y consultorías en Región Lima | No existen datos aún No existen datos aún | Estabilidad de políticas de EERR teniendo en cuenta Competitividad y Necesidades Básicas |
| Actividad 5: Normatividad y Regulación | Estudios de Normatividad y Regulación para promover las inversiones en electrificación rural | Guía extensión de redes EERR Sierra y Selva Guía EERR con Fuentes de Energía Renovable Calidad Sistemas Eléctricos de Zonas Rurales Sistema Tarifario para Proyectos de EERR | Documento Documento Documento Documento | Estabilidad de políticas de EERR teniendo en cuenta Competitividad y Necesidades Básicas |
| Actividad 6: Priorización y aprobación de Proyecto | Evaluación y Aprobación de proyectos DEP. Obtención de viabilidad SNIP (DGPM/MEF) | x proyectos (falta determinar monto) y proyectos (falta determinar monto) | Registro contable de la Ejecutora del proyecto Registro contable de la Ejecutora del proyecto | Que otras instancias de gobierno respeten los proyectos propuestos por DEP |
| Actividad 7: Supervisión de proyectos en ejecución | Seguimiento y supervisión técnica de los proyectos en ejecución. | x proyectos (falta determinar monto) y proyectos (falta determinar monto) | Registro contable de la Ejecutora del proyecto Registro contable de la Ejecutora del proyecto | Estabilidad de políticas de EERR teniendo en cuenta Competitividad y Necesidades Básicas |
| Actividad 8: Desarrollo de capacidades de los agentes involucrados | Desarrollo de Capacidades Energía Renovable | y proyectos (falta determinar monto) | Registro contable de la Ejecutora del proyecto | Estabilidad de políticas de EERR teniendo en cuenta Competitividad y Necesidades Básicas |

1.3 Justificación del PEV.

Problemas y necesidades que se espera resolver con la ejecución del PEV.

El Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) del período 2008-2017 elaborado por la Dirección General de Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas plantea como metas para la electrificación rural, las siguientes:

- a. Alcanzar un coeficiente de electrificación rural del orden de 57,9% a mediano plazo (año 2011) y de 70% a largo plazo (año 2017).
- b. El Ministerio de Energía y Minas (a través de la Dirección General de Electrificación Rural), las empresas concesionarias de distribución del Estado y los Gobiernos Regionales y Locales, alcanzan a gestionar recursos económicos por S/ 3.000 millones en los próximos cuatro años. (Período 2008-2011), destinados a electrificación rural.
- c. Contar con un sistema integrado de gestión que proporcione un adecuado soporte y control en la información de los proyectos ejecutados y proyectados en el PNER

El problema identificado por el Programa de Electrificación Rural es claro: los territorios rurales peruanos tienen una cobertura de electrificación rural muy baja en comparación con los otros países latinoamericanos. Por ello, se plantea una estrategia desde la Dirección General de Electrificación Rural (DGER)¹, por ejecutar a través de la Dirección de Ejecución de Proyectos(DPR) y la Dirección de Fondos Concursables (DFC).

La identificación del problema parecería muy precisa, sin embargo, es necesario considerar que las dimensiones de incrementar la electrificación rural exigen evaluar cómo se entiende este incremento: i) sólo como construcción de la infraestructura, es decir, tener acceso a ella desde la población rural considerada como beneficiaria; y, ii) uso efectivo de la electricidad por parte de la población para mejorar su nivel de vida. Más aún, se debe considerar que el indicador del coeficiente de electrificación rural ha sido cuestionado recientemente por diferentes actores del sector. Por esta razón se espera que próximamente se lleve a cabo una consultoría que valide indicadores confiables para la construcción de políticas y la definición de estrategias, objetivos y metas de electrificación rural.

En el Cuadro 1-03 se presentan los resultados del Censo Nacional 2007 sobre las viviendas rurales y suministro eléctrico. Se observa que sólo el 30% tiene acceso a electrificación rural. Los que regiones con menor cobertura de electrificación que el promedio nacional son Ucayali, Huánuco, San Martín, Cajamarca, Amazonas, Madre de Dios, Loreto, La Libertad, Ayacucho, Lambayeque y Piura. Por otro lado, en términos absolutos, del millón ciento treinta y cinco mil trescientos dieciocho (1.135.318) viviendas del ámbito rural sin acceso al suministro eléctrico, las regiones con más viviendas sin energía eléctrica son Puno, Cajamarca y Cusco.

¹ Creada el 05.05.07 mediante Decreto Supremo N° 026-2007-EM, donde se estableció también, que sus direcciones de línea fueran la DEP y el FONER.

Cuadro 1-03
Viviendas rurales y suministro eléctrico por red pública. Resultados Censo 2007.
Por regiones y porcentaje de cobertura

| Regiones | Viviendas particulares | DISPONE DE ALUMBRADO ELÉCTRICO POR RED PÚBLICA | | Cobertura |
|--------------------|------------------------|--|------------------|------------|
| | | SI | NO | |
| AMAZONAS | 47,656 | 8,730 | 38,926 | 18% |
| ANCASH | 91,260 | 44,898 | 46,362 | 49% |
| APURÍMAC | 56,991 | 20,593 | 36,398 | 36% |
| AREQUIPA | 31,342 | 12,393 | 18,949 | 40% |
| AYACUCHO | 71,048 | 16,004 | 55,044 | 23% |
| CAJAMARCA | 219,527 | 38,864 | 180,663 | 18% |
| CUSCO | 134,233 | 47,122 | 87,111 | 35% |
| HUANCAVELICA | 75,531 | 33,356 | 42,175 | 44% |
| HUÁNUCO | 101,221 | 14,384 | 86,837 | 14% |
| ICA | 19,844 | 10,971 | 8,873 | 55% |
| JUNIN | 96,610 | 40,545 | 56,065 | 42% |
| LA LIBERTAD | 90,523 | 20,241 | 70,282 | 22% |
| LAMBAYEQUE | 47,899 | 11,239 | 36,660 | 23% |
| LIMA | 44,261 | 19,125 | 25,136 | 43% |
| LORETO | 58,218 | 10,941 | 47,277 | 19% |
| MADRE DE DIOS | 7,010 | 1,310 | 5,700 | 19% |
| MOQUEGUA | 7,950 | 3,240 | 4,710 | 41% |
| PASCO | 24,451 | 9,486 | 14,965 | 39% |
| PIURA | 96,370 | 23,285 | 73,085 | 24% |
| PUNO | 191,738 | 69,797 | 121,941 | 36% |
| SAN MARTIN | 59,380 | 8,750 | 50,630 | 15% |
| TACNA | 8,346 | 4,205 | 4,141 | 50% |
| TUMBES | 4,789 | 2,975 | 1,814 | 62% |
| UCAYALI | 24,345 | 2,771 | 21,574 | 11% |
| TOTAL RURAL | 1,610,543 | 475,225 | 1,135,318 | 30% |

FUENTE: INEI, 2007.

Esta situación había sido advertida en un documento del Banco Mundial del 2006², sobre “la gran preocupación de la cobertura extremadamente baja de la electrificación en las zonas rurales del país”. En dicho documento también se proponía políticas para un mayor uso de energías renovables y que se establezca un nuevo régimen legal, normativo e institucional con el fin de incrementar la eficiencia y atraer el financiamiento.

En las justificaciones de los proyectos ejecutados por la DGER, el enfoque enfatiza la carencia de la electricidad, incluso se podría decir, en la carencia de infraestructura de electricidad, pero no se acentúa el servicio de electricidad. No se toma en cuenta las tres dimensiones: disponibilidad, acceso y aceptación, tal como se esperaría que fuese abordado el problema de electrificación rural.³

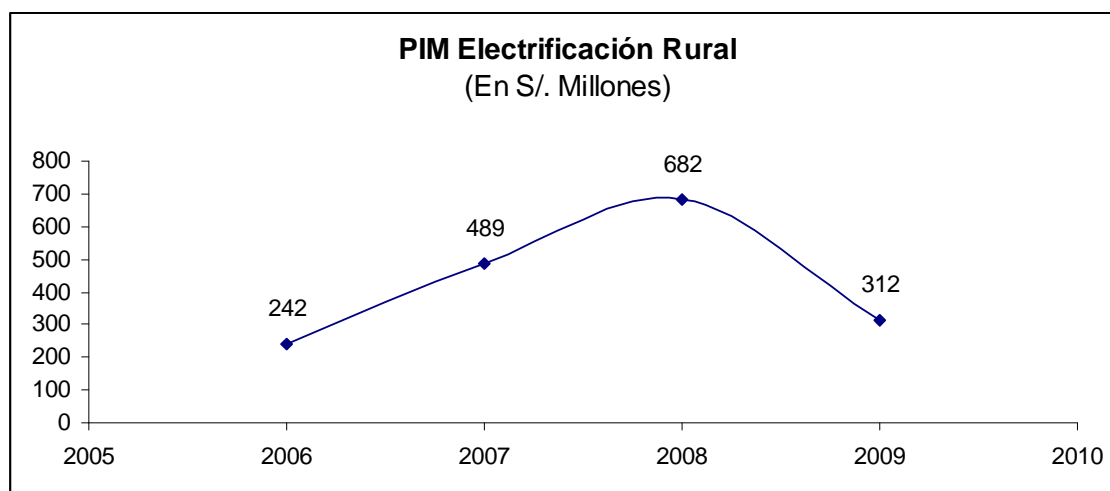
² Banco Mundial. Perú: La oportunidad de un país diferente. Próspero, equitativo y gobernable. M. Gingale, V. Freitas, L. Newman (Eds.). Cap.13. S.Bogach, D. Papatharasiun, E.Zoleezzi. Octubre 2006.

³ Banco Mundial. Informe de consultoría par el asesoramiento y desarrollo de programas estratégicos referidos al sector de energización rural, preparado por José Carlos Machicao. Julio 2008.

1.4 Información presupuestaria.

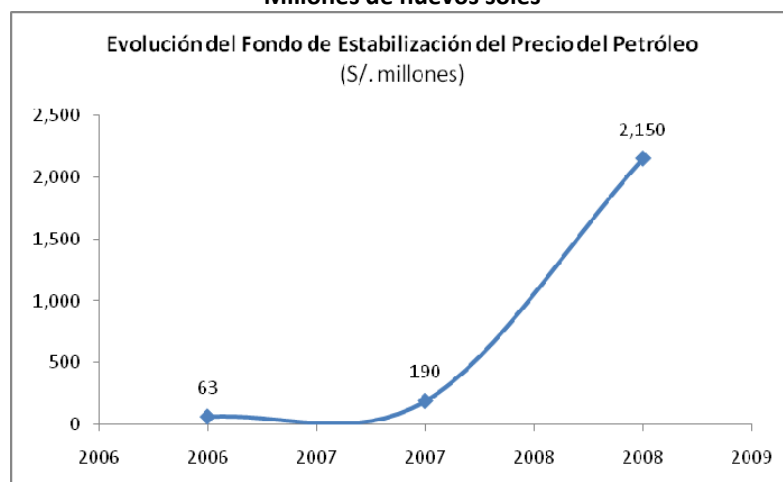
El Programa de Electrificación Rural, ha estado adscrito entre 2006-2009 al Ministerio de Energía y Minas, específicamente al Programa y Subprograma Presupuestario Energía - Electrificación Rural, funcionando por medio de tres Unidades Ejecutoras: la Dirección Ejecutiva de Proyectos-DEP, el Proyecto FONER, y a partir de 2008 por la Dirección General de Electrificación Rural, que ha unificado las dos Unidades Ejecutoras anteriormente mencionadas. Estas unidades ejecutoras han contado con recursos crecientes entre 2006 y 2008, tal como se aprecia en el Gráfico 1-04.

Gráfico 1-04
PIM de Electrificación Rural – Ministerio de Energía y Minas
Millones de nuevos soles



Vale comentar que en el periodo 2006 - 2009 fue incluido dentro del Programa Energía los recursos correspondientes al Fondo de Estabilización del Precio del Petróleo. Este fondo registró una tendencia exponencialmente creciente durante 2008, producto de la escalada internacional de los precios del petróleo, llevándolo desde S/. 63 millones en 2006 hasta el pico de S/. 2,150 millones en 2008. Esta tendencia hubiera sido impredecible en el actual contexto de volatilidad de la cotización internacional del petróleo, y dado el impacto fiscal que ocasionaba fue eliminado para 2009.

Gráfico 1-05
Fondo de Estabilización del precio del petróleo
Millones de nuevos soles



Dada esta alta volatilidad, hemos considerado apropiado retirar el Fondo de estabilización del precio del petróleo para poder comparar el presupuesto del pliego entre los diversos años. Eliminando esta serie logramos corregir el problema y nos permite analizar de mejor manera el comportamiento presupuestal del ministerio. De este modo hemos cuantificado que el PIA del Pliego ha mantenido una tasa de crecimiento promedio bastante elevada entre 2006 y 2009, a razón de 20% promedio, desde S/. 337 millones en 2006 hasta S/. 419 millones en 2009, tal como lo podemos apreciar del Cuadro 1-06.

Cuadro 1-06
PIM Ministerio de Energía y Minas
Millones de nuevos soles

| PROGRAMA | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
|------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| .003. ADMINISTRACION | 17,145 | 17,699 | 16,676 | 16,721 |
| 006. PLANEAMIENTO GUBERNAMENTAL | 21,138 | 18,411 | 34,518 | 28,201 |
| 015. PREVISION | 6,854 | 6,745 | 6,506 | 6,872 |
| 035. ENERGIA | 250,881 | 507,126 | 704,260 | 337,505 |
| 037. RECURSOS MINERALES | 24,024 | 18,205 | 9,494 | 4,445 |
| 048. PROTECCION DEL MEDIO AMBIENTE | 17,246 | 16,633 | 30,428 | 25,357 |
| Total general | 337,288 | 584,819 | 801,882 | 419,100 |

Fuente: SIAF – MEF

Elaboración Propia

El Programa de Electrificación Rural pertenece al programa presupuestario Energía, que es el programa presupuestario de mayores recursos de los seis programas adscritos al Pliego Energía y Minas. Como lo podemos apreciar en el Cuadro 1, el Presupuesto Inicial Modificado del Programa Energía representa el 82% del total del PIM del Pliego. Los otros programas del PIM del pliego, asociados al manejo administrativo del pliego (Administración, Planeamiento Gubernamental, Previsión) representan, en el período de análisis, un promedio del 10% del presupuesto. Los programas asociados al sector Minería (Recursos Naturales y Protección al Medio Ambiente) representan un promedio de 7%. De manera que podemos dimensionar la relevancia del Programa Energía dentro del Pliego presupuestario.

Presupuesto Inicial de Apertura

Se aprecia en el Cuadro 1-07 que el Presupuesto Inicial Modificado del Programa de Electrificación Rural en 2006 ascendió a S/. 241,7 millones (más del 96% del presupuesto total del Programa Energía, como lo vimos en el Cuadro 1). Este presupuesto ha ido incrementándose significativamente durante los dos años siguientes a S/ 489,3 millones en 2007, hasta S/. 682,2 millones en 2008, que significó el pico del periodo analizado. Siempre representando más del 96% del presupuesto total del Programa Energía. A pesar que en 2009, el presupuesto del programa se redujo significativamente en más de la mitad, hasta S/. 311 millones, se mantuvo la alta proporción del 90% respecto del presupuesto total del programa Energía.

Cuadro 1-07
PIM Electrificación Rural
Millones de nuevos soles

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|
| 002. DIRECCION EJECUTIVA DE PROYECTOS-DEP | 232,402 | 396,980 | | |
| 003. UNIDAD DE GERENCIA - PROYECTO FONER | 9,342 | 92,401 | | |
| 005. DIRECCION GENERAL DE ELECTRIFICACION RURAL | | | 682,263 | 311,960 |
| Total general | 241,745 | 489,382 | 682,263 | 311,960 |
| PROGRAMA 035. ENERGIA | 250,881 | 507,126 | 704,260 | 337,505 |

Fuente: SIAF – MEF (Elaboración propia)

Entre 2006 y 2007 es la Dirección Ejecutiva de Proyectos la que cuenta con casi la totalidad de los recursos, alrededor del 90% del presupuesto de Electrificación rural. Mientras que FONER tuvo un incremento importante en 2007, año en la que administró hasta S/. 92,4 millones.

A partir de 2008, ambas unidades ejecutoras conforman la unidad ejecutora Dirección General de Electrificación Rural, que inició administrando S/. 682,2 millones en 2008, para luego reducir fuertemente su presupuesto hasta S/. 311,9 millones en 2009.

a. Presupuesto Inicial de Apertura por Actividad y Componentes

En el Cuadro 1-08 se muestra aquellas Actividades / Proyectos que representan casi el 70% del total de sus respectivos PIM anuales del Sub Programa Electrificación Rural, a pesar que estas nominalmente no representan ni el 5% de la cantidad total de Actividades Proyectos. Claramente son los proyectos que mayores recursos y mayor relevancia tienen para esta etapa del análisis. Los proyectos restantes van desde S/. 600 hasta S/. 2.3 millones y tienen una alta varianza entre sí.

Por ejemplo en 2006 los proyectos de electrificación rural con mayores recursos son: Fondo Contravalor Perú –Japón (S/. 50 millones), Transferencias Ley 28880 (S/. 36.1 millones), y la Línea de Transmisión 138 KV Carhuaquero - Jaén (S/. 19.9 millones). Pero para 2007, el Fondo Contravalor Perú –Japón deja de ser el proyecto con mayores recursos para dar paso a Transferencias Ley 28880 (S/. 146.5 millones) que se incrementa en más de S/ 100 millones. El FONER pasa a ser el segundo proyecto más relevante (S/. 74.2 millones) a pesar que el año anterior tenía apenas S/. 9.3 millones (la conformación de su cartera de proyectos en este nivel es desconocido). Y el tercer proyecto más relevante pasa a ser Línea de Transmisión 138 KV Carhuaquero - Jaén (S/. 33.1 millones) que se incrementa en S/. 14 millones. Para 2008, vuelve a cambiar la distribución de los recursos y sobre todo a desconocerse la conformación de la cartera de proyectos en este nivel del funcional programático, porque los dos proyectos más importantes serán Transferencia a otros Organismos Públicos (S/. 100 millones) y FONER (S/. 88.7 millones). El tercer proyecto más importante será el Transferencias Ley 28880 (S/. 68 millones), del cual también se desconoce la composición de su cartera de proyectos a este nivel del funcional programático.

Aunque esta asignación de recursos tiene explicación más detallada, el hecho es que esta es la presentación que se tiene para el público usuario, por lo que ayudaría mucho

si se pudiera hacer más transparente esta información y evitar posibles errores de interpretación.

Cuadro 1-08
Principales proyectos de Electrificación Rural - MINEM
Millones de nuevos soles

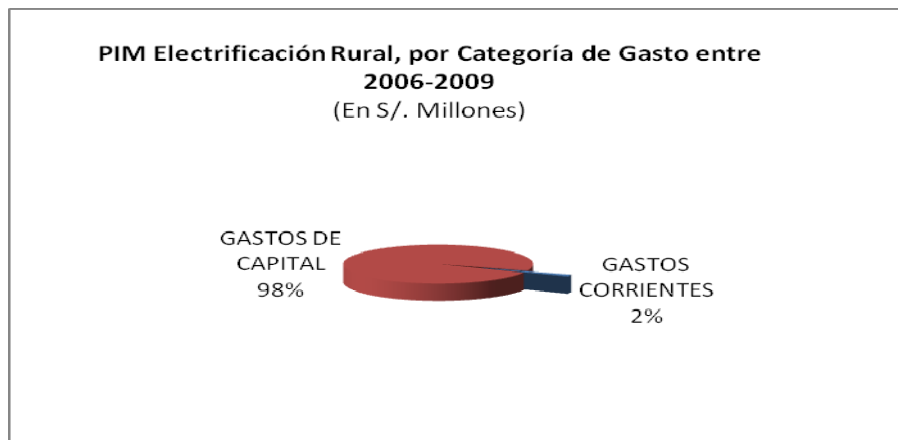
| Actividad Proyecto | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|
| 000267. Gestión Administrativa | 8,145 | 6,887 | 6,688 | 6,666 |
| 000788. Línea De Transmisión 138 Kv Carhuaquero - Jaén y Sub Estación | 19,975 | 33,169 | 12,894 | |
| 000815. Pequeño Sistema Eléctrico Huari IV Etapa | 7,659 | | | |
| 000824. Pequeño Sistema Eléctrico Ayacucho Circuito II y III Etapa | 4,997 | | | |
| 000847. Pequeño Sistema Eléctrico Espinar II Etapa | 4,474 | | | |
| 001621. Estudios De Pre-Inversión | 2,680 | | 18,875 | |
| 002459. Pequeño Sistema Eléctrico Ayabaca III Etapa - II Fase | 3,512 | | 9,687 | |
| 018083. Mejoramiento de la Electrificación Rural Mediante la Aplicación de Fondos Concursables – FONER | 9,342 | 74,227 | 63,411 | |
| 018279. Línea De Transmisión 66 Kv Ayacucho San Francisco y Subestación | 3,523 | 8,634 | 7,288 | |
| 018381. Transferencia A Otros Organismos Públicos | | | 100,000 | |
| 026017. Pequeño Sistema Eléctrico San Ignacio I Etapa III Fase | 4,149 | | | |
| 026704. Electrificación de Puerto Bermúdez | 2,653 | | | |
| 026737. Pequeño Sistema Eléctrico Cangallo IV Etapa | 2,539 | 9,358 | | |
| 027682. Transferencias Del Gobierno Nacional | | 37,462 | 40,144 | |
| 030189. Pequeño Sistema Eléctrico San Francisco II Etapa | 2,795 | 9,382 | | |
| 030190. Pequeño Sistema Eléctrico San Francisco III Etapa | 3,645 | 12,229 | | |
| 030335. Fondo Contravalor Perú –Japón | 50,000 | 8,752 | | |
| 038920. Transferencia Para Proyectos De Inversión Ley N° 28880 | 36,154 | 146,461 | 68,010 | |
| 045793. Construcción Electrificación Rural De Los C.P. Nuevo México, Chacarilla, Aviación, Curva, Guayaquil, Sauce, Cojal, Nueva Esperanza, Cafetal, Campiña, Cerro León y Sta Rosa Baja y Alta del Distrito de Cayalti, Chiclayo – Lambayeque | | | 5,705 | |
| 055181. Sistema Eléctrico Rural Santa Cruz-Chota-Bambamarca II y III Etapa | | 10,323 | 31,206 | |
| 057049. Transferencia para el Mejoramiento de la Electrificación Rural – FONER | | 18,174 | 88,691 | |
| 078276. Incremento de Acceso a la Energía en Zonas Rurales | | | | 299,657 |
| 078544. Promoción y Desarrollo de los Usos Productivos de la Electricidad | | | | 1,470 |
| Total general | 166,243 | 375,057 | 452,598 | 307,793 |
| PIM | 241,745 | 489,382 | 682,263 | 307,793 |

Fuente: SIAF – MEF
Elaboración propia

b. Presupuesto Inicial de Apertura por Categoría y Genérica de gasto

En el promedio del periodo analizado, la composición del gasto es notoriamente destinado al gasto de inversión, llegando al 98%; mientras que el gasto corriente asciende apenas al 2% del total. Esto contrasta con otros Pliegos, que son claramente a la inversa, en los que prima el gasto corriente. Como notamos del Cuadro 3, el presupuesto de la actividad Gestión Administrativa asciende a S/. 6.6 millones, en promedio durante todo el periodo analizado lo que muestra que se ha mantenido el tamaño del gasto corriente.

Gráfico 1-09
PIM Electrificación Rural del MINEM por categoría de gasto
Millones de nuevos soles



Esta misma composición promedio se mantiene para todo el periodo analizado debido a que el programa de electrificación rural ha sido manejado por un equipo bastante reducido, y que básicamente ha tercerizado la ejecución de tareas como las de construcción de infraestructura, evaluación, etc., mediante convenios con Gobiernos Regionales, Locales y distribuidoras de electricidad. Más adelante se verá también que el esquema de intervención del programa de electrificación rural condiciona a que la composición del gasto sea básicamente para inversiones.

Como podemos apreciar con mayor detalle en el Cuadro 1-10, el gasto asociado a remuneraciones y pensiones está alrededor de los S/ 6 millones durante el periodo analizado. Y los bienes y servicios alrededor de los S/. 800 mil. Ambas cifras bastantes mínimas, en comparación de otros pliegos. Por su parte, los Gastos de Capital representa más del 95% en promedio del total del presupuesto del pliego en cada uno de los años analizados.

Cuadro 1-10
PIM Electrificación Rural del MINEM por genérica de gasto
Millones de nuevos soles

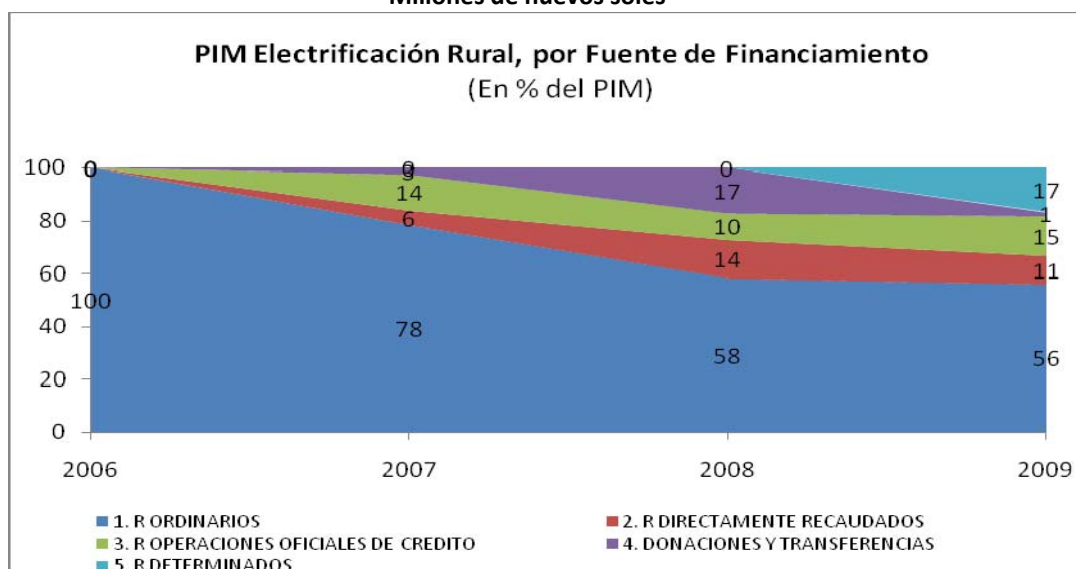
| CATEGORÍA | GENÉRICA | AÑO | | | |
|----------------------------|-------------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| | | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
| 5. GASTOS CORRIENTES | | | | | |
| | 1. PERSONAL Y OBLIGACIONES SOCIALES | 5,972 | 5,938 | 5,806 | 5,784 |
| | 3. BIENES Y SERVICIOS | 868 | 794 | 717 | 882 |
| | 4. OTROS GASTOS CORRIENTES | 30 | 144 | 159 | |
| Total 5. GASTOS CORRIENTES | | 6,870 | 6,876 | 6,681 | 6,666 |
| 6. GASTOS DE CAPITAL | | | | | |
| | 5. INVERSIONES | 147,445 | 271,646 | 378,731 | 305,294 |
| | 7. OTROS GASTOS DE CAPITAL | 87,429 | 210,860 | 296,851 | |
| Total 6. GASTOS DE CAPITAL | | 234,874 | 482,506 | 675,582 | 305,294 |
| Total general | | 241,745 | 489,382 | 682,263 | 311,960 |

Fuente: SIAF – MEF
Elaboración propia

c. Presupuesto Inicial de Apertura por Fuente de Financiamiento

Una característica notoria en este periodo analizado es que la composición del financiamiento de los proyectos de electrificación rural han cambiando considerablemente. Si en 2006, el financiamiento era básicamente por Recursos Ordinarios, este porcentaje va disminuyendo hasta el 56% en 2009, y como vemos es una caída sostenida en todo el periodo analizado. Siendo dos fuentes de financiamiento las que van teniendo mayor presencia: las operaciones oficiales de crédito y los recursos directamente recaudados.

Gráfico 1-11
PIM Electrificación Rural del MINEM por fuente de financiamiento
Millones de nuevos soles



En el Cuadro 1-12 se aprecia que los gastos corrientes se financian básicamente con recursos ordinarios, mientras que los gastos de capital se financian básicamente con un 50% de recursos ordinarios y el otro 50% con recursos directamente recaudados y de operaciones oficiales de crédito.

Cuadro 1-12
Financiamiento de Electrificación Rural del MINEM por categoría de gasto
Millones de nuevos soles

| FUENTE | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|
| 5. GASTOS CORRIENTES | | | | |
| 1. RECURSOS ORDINARIOS | 6,870 | 6,808 | 6,681 | 6,666 |
| 2. RECURSOS DIRECTAMENTE RECAUDADOS | | 68 | | |
| Total 5. GASTOS CORRIENTES | 6,870 | 6,876 | 6,681 | 6,666 |
| 6. GASTOS DE CAPITAL | | | | |
| 1. RECURSOS ORDINARIOS | 234,874 | 377,746 | 393,190 | 170,880 |
| 2. RECURSOS DIRECTAMENTE RECAUDADOS | | 26,646 | 97,941 | 32,740 |
| 3. RECURSOS POR OPERACIONES OFICIALES DE CREDITO | | 65,373 | 68,497 | 45,899 |
| 4. DONACIONES Y TRANSFERENCIAS | | 12,741 | 115,954 | 4,430 |
| 5. RECURSOS DETERMINADOS | | | | 51,345 |
| Total 6. GASTOS DE CAPITAL | 234,874 | 482,506 | 675,582 | 305,294 |
| Total general | 241,745 | 489,382 | 682,263 | 311,960 |

Fuente: SIAF – MEF
Elaboración propia

d. Presupuesto Inicial de Apertura por Región

De los S/. 1.698,3 millones que se han presupuestado por el Programa de Electrificación rural entre 2006 y 2009, podemos observar del cuadro siguiente que hay un conjunto de departamentos que han recibido importantes recursos financieros, en comparación de otros. Es el caso de Lima, Cajamarca, Huánuco, Puno, Lambayeque, Ayacucho, La Libertad y Piura que suman el 71% del presupuesto, con un monto promedio de S/. 152,7 millones, mientras que las ocho últimas regiones del presente cuadro suman el 7% del presupuesto, con un monto promedio de S/. 14,9 millones. Diez veces menos.

Lima está representada básicamente por los proyectos FONER - Mejoramiento de la electrificación rural mediante la aplicación de fondos concursables, y Gestión del programa (S/. 83.6 millones y S/. 63.4 millones, respectivamente) y el Fondo Contravalor Perú –Japón (S/. 58.7 millones). Los recursos asignados a FONER (ahora DFC) se destinan a proyectos de electrificación rural en regiones que no son Lima, de acuerdo a las propuestas que efectúen las distribuidoras eléctricas, pero en la información para dominio público no se conoce la asignación que tendrán los recursos.

Cajamarca está representada por los proyectos Línea de transmisión 138 KV Carhuaquero - Jaen y Sub Estación (S/. 66 millones), seguido por Incremento de acceso a la Energía en Zonas Rurales (S/. 56.7 millones) y Sistema eléctrico rural Santa Cruz-Chota-Bambamarca II y III Etapa (S/. 41.5 millones).

Cuadro 1-13
Electrificación rural por regiones
Millones de nuevos soles

| | PIM 2006-2009 (En S/. miles) | Porcentaje |
|---------------|---------------------------------|------------|
| LIMA | 230,725 | 13.6 |
| CAJAMARCA | 228,413 | 13.4 |
| HUANUCO | 175,205 | 10.3 |
| PUNO | 144,285 | 8.5 |
| LAMBAYEQUE | 139,280 | 8.2 |
| AYACUCHO | 131,846 | 7.8 |
| LA LIBERTAD | 88,688 | 5.2 |
| PIURA | 83,094 | 4.9 |
| ANCASH | 76,952 | 4.5 |
| JUNIN | 69,766 | 4.1 |
| SAN MARTIN | 63,284 | 3.7 |
| HUANCAVELICA | 51,494 | 3.0 |
| LORETO | 48,407 | 2.9 |
| CUSCO | 46,921 | 2.8 |
| AMAZONAS | 41,182 | 2.4 |
| PASCO | 21,132 | 1.2 |
| APURIMAC | 17,274 | 1.0 |
| MADRE DE DIOS | 12,817 | 0.8 |
| AREQUIPA | 11,944 | 0.7 |
| UCAYALI | 6,070 | 0.4 |
| ICA | 4,851 | 0.3 |
| TUMBES | 4,626 | 0.3 |
| TOTAL | 1,698,256 | 100.0 |

En el caso de Huánuco se tienen proyectos que no pueden ser identificados a este nivel de información del funcional programático, que son los proyectos Transferencia a otros organismos públicos (S/. 100 millones) y Transferencia para proyectos de inversión Ley N° 28880 (S/. 19.9 millones). A partir de la información presupuestal pública no se conocen los proyectos que se financian con dichos recursos; debería reflejarse la composición de cartera para identificar claramente qué zonas beneficiaron.

En el caso de Puno se tienen pocos proyectos de grandes dimensiones, y la moda del presupuesto baja bastante. Sin embargo ha recibido recursos importantes por Transferencia para proyectos de inversión Ley N° 28880 (S/. 65.8 millones), seguido por Electrificación rural del pequeño sistema eléctrico Azángaro IV Etapa (S/. 9.7 millones). Los Proyectos de FONER ocupan un tercer lugar con una cartera de proyectos de S/. 6.8 millones.

En Lambayeque la moda del presupuesto de los proyectos baja bastante y ya no se nota proyectos de gran envergadura.

En el caso de Ayacucho, existen cinco proyectos de gran envergadura, que están por encima de los S/. 15 millones. Dos de ellos que podrían pertenecer a una obra de mayor envergadura (Pequeño sistema eléctrico San Francisco II Etapa y Pequeño sistema eléctrico San Francisco III etapa), y que asciende a la suma de S/. 35.3 millones entre ambas. Los siguientes dos proyectos grandes no tienen mayor detalle de las localidades a beneficiar (se enmarcan dentro de las Transferencias para proyectos de inversión Ley N° 28880 e Incremento de acceso a la energía en zonas rurales) y ascienden a los montos de S/. 25.3 millones y S/. 18.5 millones, respectivamente.

Similar es el caso de La Libertad y Piura. En el primer caso, el 75% del presupuesto total corresponde a Transferencias para proyectos (S/. 65.6 millones de S/. 88.7 millones) en los cuales no se tiene mayor información de donde van a implementarse. Los proyectos de inversión pública son numerosos pero de montos menores. Por su parte Piura mantiene la misma estructura: el 65% de S/. 88 millones corresponden a transferencias a grandes bolsas de proyectos.

Es importante notar que al nivel del funcional programático, en 2009 se han creado dos actividades que tienen que ver con los resultados del Programa Estratégico por medio del cual el Programa Electrificación Rural fue evaluado desde esta perspectiva. Sus recomendaciones ha reordenado al nivel de la programación presupuestaria el gasto de este proyecto.

Presupuesto Ejecutado

Para efectos de evaluar el nivel de ejecución de los presupuestos de inversión en electrificación rural, se ha tomado como referencia la información que se registra en la página web “Transparencia” del Ministerio de Economía y Finanzas.

Para el año 2008, la ejecución global alcanzada por la Unidad Ejecutora Dirección General de Electrificación Rural es del 50%. En lo que se refiere a Inversiones, la ejecución alcanza el 50%.

Cuadro 1-14
Ejecución Presupuestal de Electrificación Rural por MINEM - 2008
Millones de nuevos soles

Año de Ejecución: 2008
Incluye: Actividades y Proyectos

| TOTAL | 70,795,190,711 | 90,786,553,144 | 71,656,650,033 | 71,568,221,266 | 71,194,333,423 | 78.8 |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------|
| Función 10: ENERGIA Y RECURSOS MINERALES | 944,686,019 | 3,720,846,730 | 2,920,683,646 | 2,919,581,496 | 2,915,485,965 | 78.5 |
| Programa 035: ENERGIA | 835,994,727 | 3,544,047,753 | 2,836,219,314 | 2,835,117,327 | 2,831,399,623 | 80.0 |
| Sub-Programa 0100: ELECTRIFICACION RURAL | 807,191,664 | 1,288,182,634 | 602,127,920 | 601,025,933 | 598,315,630 | 46.7 |
| Nivel de Gobierno E: GOBIERNO NACIONAL | 559,765,444 | 682,263,409 | 286,839,489 | 286,839,489 | 285,583,673 | 42.0 |
| Sector 16: ENERGIA Y MINAS | 559,765,444 | 682,263,409 | 286,839,489 | 286,839,489 | 285,583,673 | 42.0 |
| Pliego 016: M. DE ENERGIA Y MINAS | 559,765,444 | 682,263,409 | 286,839,489 | 286,839,489 | 285,583,673 | 42.0 |
| Unidad Ejecutora 005-1280: MEM - DIRECCION GENERAL DE ELECTRIFICACION RURAL | 559,765,444 | 682,263,409 | 286,839,489 | 286,839,489 | 285,583,673 | 42.0 |
| Genérica de Gasto | PIA | PIM | Ejecución | | | Avance % |
| | | | Compromiso | Devengado | Girado | |
| 5-1: PERSONAL Y OBLIGACIONES SOCIALES | 5,790,116 | 5,805,716 | 5,259,681 | 5,259,681 | 5,259,681 | 90.6 |
| 5-3: BIENES Y SERVICIOS | 882,000 | 716,500 | 443,594 | 443,594 | 443,594 | 61.9 |
| 5-4: OTROS GASTOS CORRIENTES | 0 | 159,000 | 151,686 | 151,686 | 151,686 | 95.4 |
| 6-5: INVERSIONES | 552,959,690 | 378,731,305 | 191,560,772 | 191,560,772 | 191,555,001 | 50.6 |
| 6-7: OTROS GASTOS DE CAPITAL | 133,638 | 296,850,888 | 89,423,756 | 89,423,756 | 88,173,711 | 30.1 |

Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas

Las principales actividades del presupuesto 2008 fueron la Transferencia para el Mejoramiento de la Electrificación Rural - Foner y la Transferencia Para Proyectos de Inversión Ley N° 28880; por un valor ejecutado de S/ 44,413,233 y S/ 29,613,540, respectivamente. En cuanto a las actividades de Transferencia para Proyectos de Inversión Ley N° 28880 ejecutadas por la DEP, se tiene que los S/. 29,613,540 que se ejecutaron en 125 actividades.

Para el 2007, la principal unidad ejecutora fue la entonces Dirección Ejecutiva de Proyectos, mientras que el FONER aún registraba muy bajos niveles de ejecución. El PIA en 2007 fue de S/ 242,080,304 y el PIM fue de S/ 197,419,092. El porcentaje de avance en la ejecución fue de 68%. Del total de 278 proyectos, a los que se giró más dinero fue a 7 proyectos, que representan el 48,2% del total, con diferentes porcentajes de avance de lo ejecutado. El MINEM en términos totales, ejecutó su presupuesto de electrificación rural en un 57%, es decir, tuvo un nivel más bajo que el alcanzado por la DEP. La explicación posiblemente esté en el bajo nivel de ejecución que registró el FONER en ese año, como consecuencia de estar recién iniciando operaciones.

Cuadro 1-15
Ejecución Presupuestal de Electrificación Rural por MINEM - 2007
Millones de nuevos soles

Año de Ejecución: 2007

Incluye: Actividades y Proyectos

| TOTAL | 57,955,949,043 | 71,317,595,794 | 58,209,477,354 | 58,079,188,860 | 57,252,385,976 | 81.4 |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------|
| Función 10: ENERGIA Y RECURSOS MINERALES | 729,850,508 | 1,419,753,275 | 861,118,487 | 858,400,093 | 851,841,650 | 60.5 |
| Programa 035: ENERGIA | 618,791,723 | 1,265,353,341 | 773,637,503 | 770,919,809 | 764,879,296 | 60.9 |
| Sub-Programa 0100: ELECTRIFICACION RURAL | 549,127,345 | 966,011,100 | 524,409,431 | 521,729,253 | 515,861,515 | 54.0 |
| Nivel de Gobierno E: GOBIERNO NACIONAL | 349,516,166 | 490,431,629 | 283,668,602 | 283,668,602 | 283,453,745 | 57.8 |
| Sector 16: ENERGIA Y MINAS | 348,466,166 | 489,381,629 | 283,118,612 | 283,118,612 | 282,903,755 | 57.9 |
| Pliego 016: M. DE ENERGIA Y MINAS | 348,466,166 | 489,381,629 | 283,118,612 | 283,118,612 | 282,903,755 | 57.9 |
| DIRECCION EJECUTIVA DE PROYECTOS-DEP | 257,718,805 | 396,980,418 | 262,809,456 | 262,809,456 | 262,606,947 | 66.2 |
| Genérica de Gasto | PIA | PIM | Ejecución | | | Avance % |
| | | | Compromiso | Devengado | Girado | |
| 5-1: PERSONAL Y OBLIGACIONES SOCIALES | 5,937,845 | 5,937,845 | 5,832,816 | 5,832,816 | 5,832,816 | 98.2 |
| 5-3: BIENES Y SERVICIOS | 949,101 | 793,801 | 665,613 | 665,613 | 662,638 | 83.9 |
| 5-4: OTROS GASTOS CORRIENTES | 0 | 144,000 | 137,963 | 137,963 | 137,963 | 95.8 |
| 6-5: INVERSIONES | 242,080,304 | 197,419,092 | 134,261,306 | 134,261,306 | 134,061,772 | 68.0 |
| 6-7: OTROS GASTOS DE CAPITAL | 8,751,555 | 192,685,680 | 121,911,758 | 121,911,758 | 121,911,758 | 63.3 |

Fuente: Ministerio de Economía y Finanzas

En el año 2006 la ejecución presupuestal del Subprograma Electrificación Rural, por parte del MINEM, fue del 49.9%. La DEP en particular alcanzó un nivel de ejecución de Inversiones del 41.2%.

Cuadro 1-16
Ejecución Presupuestal de Electrificación Rural por MINEM - 2006
Millones de nuevos soles

Año de Ejecución: 2006

Incluye: Actividades y Proyectos

| TOTAL | 45,578,687,682 | 55,176,716,760 | 50,034,199,307 | 49,900,227,388 | 49,658,801,078 | 90.4 |
|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------|
| Función 10: ENERGIA Y RECURSOS MINERALES | 416,456,904 | 661,185,811 | 337,745,306 | 337,118,042 | 335,736,141 | 51.0 |
| Programa 035: ENERGIA | 309,369,788 | 511,668,598 | 234,898,110 | 234,272,796 | 232,940,703 | 45.8 |
| Sub-Programa 0100: ELECTRIFICACION RURAL | 199,080,978 | 344,052,752 | 181,393,507 | 180,823,292 | 179,509,696 | 52.6 |
| Nivel de Gobierno E: GOBIERNO NACIONAL | 126,654,058 | 243,543,083 | 122,520,109 | 122,520,109 | 121,789,781 | 50.3 |
| Sector 16: ENERGIA Y MINAS | 125,804,058 | 241,744,606 | 120,724,887 | 120,724,887 | 119,994,559 | 49.9 |
| Pliego 016: M. DE ENERGIA Y MINAS | 125,804,058 | 241,744,606 | 120,724,887 | 120,724,887 | 119,994,559 | 49.9 |
| DIRECCION EJECUTIVA DE PROYECTOS-DEP | 121,680,658 | 232,402,168 | 116,460,316 | 116,460,316 | 116,259,516 | 50.1 |
| Genérica de Gasto | PIA | PIM | Ejecución | | | Avance % |
| | | | Compromiso | Devengado | Girado | |
| 5-1: PERSONAL Y OBLIGACIONES SOCIALES | 5,975,622 | 5,972,102 | 5,967,725 | 5,967,725 | 5,967,725 | 99.9 |
| 5-3: BIENES Y SERVICIOS | 881,101 | 868,324 | 798,923 | 798,923 | 798,915 | 92.0 |
| 5-4: OTROS GASTOS CORRIENTES | 0 | 30,000 | 22,767 | 22,767 | 22,767 | 75.9 |
| 6-5: INVERSIONES | 114,823,935 | 138,102,736 | 56,905,833 | 56,905,833 | 56,705,042 | 41.2 |
| 6-7: OTROS GASTOS DE CAPITAL | 0 | 87,429,006 | 52,765,068 | 52,765,068 | 52,765,068 | 60.4 |

En conclusión se puede indicar que el nivel de ejecución de inversiones, en el Subprograma Electrificación Rural, por parte de las unidades ejecutoras del MINEM está en un nivel alrededor del 50% del presupuesto.

Por Fuente de Financiamiento

La ejecución por fuente de financiamiento muestra que en 2006 todos los recursos ejecutados correspondieron a recursos del tesoro público, algo que empieza a cambiar desde 2007 cuando se empieza a ejecutar fondos provenientes de operaciones oficiales de crédito y Donaciones y Transferencias. Una fuente de financiamiento que permanentemente tiene bastante retraso en su ejecución es la proveniente de Recursos Directamente Recaudados.

Por Destino Geográfico del gasto

En el Cuadro 1-17 se observa que el patrón de ejecución del gasto no necesariamente esta correlacionado con la magnitud del fondo a ejecutar. Como vimos en el cuadro anterior había una serie de departamentos que tenían un porcentaje importante del total presupuestado entre 2006 y 2009 para electrificación rural. Entre ellos estaban Lima, Cajamarca, Huánuco, Puno, Lambayeque, Ayacucho, La Libertad y Piura.

Cuadro 1-17
Ejecución Presupuestal por Región 2006 - 2008
Millones de nuevos soles

| | 2006-2008 | |
|----------------------|----------------|-------------|
| | EJEC | EJEC/ PIM% |
| 15. LIMA | 112,966 | 44.5 |
| 06. CAJAMARCA | 169,745 | 74.3 |
| 10. HUANUCO | 47,726 | 27.2 |
| 21. PUNO | 98,253 | 68.1 |
| 14. LAMBAYEQUE | 80,140 | 57.5 |
| 05. AYACUCHO | 80,873 | 61.3 |
| 13. LA LIBERTAD | 43,741 | 49.3 |
| 20. PIURA | 38,668 | 46.5 |
| 02. ANCASH | 64,084 | 83.3 |
| 12. JUNIN | 56,344 | 80.8 |
| 22. SAN MARTIN | 25,428 | 40.2 |
| 09. HUANCABELICA | 25,780 | 50.1 |
| 16. LORETO | 44,206 | 91.3 |
| 08. CUSCO | 24,796 | 52.8 |
| 01. AMAZONAS | 25,648 | 62.3 |
| 19. PASCO | 15,697 | 74.3 |
| 03. APURIMAC | 6,453 | 37.4 |
| 17. MADRE DE DIOS | 5,007 | 39.1 |
| 04. AREQUIPA | 5,116 | 42.8 |
| 25. UCAYALI | 0 | |
| 11. ICA | 4,774 | 98.4 |
| 24. TUMBES | 2,078 | 44.9 |
| Total general | 977,522 | 56.8 |

Fuente: SIAF - MEF

Elaboración Propia

Cuando se revisa los niveles de ejecución del presupuesto asignado a dichos departamentos se aprecia que no mantienen un patrón establecido. Dentro de los departamentos con mayor asignación presupuestal se nota que todos salvo Huánuco y Lima mantienen niveles de gasto por encima del promedio nacional para el periodo analizado. El presupuesto de Huánuco llega a ejecutarse en tan solo un 27%, mientras que el presupuesto de Lima en un 44.5% (posiblemente por la asignación nominal de los recursos del FONER a Lima, siendo que FONER ha tenido baja ejecución).

También se debe mencionar que de acuerdo al documento Evaluación Presupuestaria Institucional Año Fiscal 2008, preparado por la Oficina de Presupuesto del Ministerio de Energía y Minas, se registraron para ese año, 118 proyectos de inversión pública de electrificación rural, con un monto de inversión, para el ejercicio en cuestión, mayor a S/. 500 millones (Quinientos millones de nuevos soles) que debían ser ejecutados por el Ministerio de Energía y Minas. De dichos 118 proyectos, 32 reportaron algún tipo de problema en su ejecución durante el ejercicio 2008 (es decir el 27%). De la información que ofrece este documento no se puede dar más alcances sobre la magnitud de los problemas en términos de montos ejecutados, demoras en la ejecución y posibles incumplimientos de objetivos.

1.5 Información de los costos unitarios de los servicios.

En las entrevistas realizadas se solicitaron indicadores de control de la ejecución de proyectos, entre los que estaban los costos unitarios de las inversiones efectuadas. No se pudo recoger información sobre este aspecto. A manera de referencia, se puede señalar que los costos unitarios más conocidos son los de costo por conexión. Este costo unitario fluctúa entre actualmente entre los US\$ 900 y US\$ 1,400 por conexión.

Adicionalmente existen otros costos relacionados como el costo por km de línea primaria, el costo por km de red secundaria, el indicador costo de línea primaria entre número de conexiones y el costo de red secundaria entre número de conexiones.

En cuanto a los costos unitarios de los suministros, es de esperar que la DGER, a través de la DPR y la DFC, tengan costos unitarios actualizados, pues la práctica cotidiana de adquisiciones de equipos, les permite acceder a este tipo de información.

1.6 Procesos de producción de los componentes.

En esta sección se describirán los procesos que siguen los componentes de electrificación rural para generar sus productos.

Dirección de Proyectos, DPR.

La DPR tiene dos modalidades de ejecución de proyectos. En la primera modalidad ejecuta directamente sus proyectos. En estos casos, de acuerdo a las entrevistas sostenidas con funcionarios de DPR, el proceso es el siguiente:

- Se priorizan proyectos que se encuentran registrados en el PNER, de acuerdo a los criterios señalados en dicho documento. Los mencionados criterios fueron alcanzados extraoficialmente hacia el final de la presente consultoría. La revisión de dichos criterios permite inferir que se deberían actualizar (algunos costos unitarios se muestran no acordes con los costos actuales) y revisar y modificar (por ejemplo se asigna puntaje positivo a proyectos con rentabilidad social negativa). Además, no se ha conocido un manual que guíe en la aplicación de los criterios.
- Se desarrollan los estudios de preinversión del proyecto y se someten a la aprobación del SNIP. La preparación de los estudios de preinversión es tercerizada mediante consultores.
- Obtenida la viabilidad del proyecto, se preparan las bases para el concurso de obra. Usualmente la metodología que emplea la DPR es la de contratar expediente y obra, con el sistema de precios unitarios.
- Una vez adjudicada el contrato de obra y el de supervisión, se inicia la ejecución de la obra, con la supervigilancia de los profesionales de la DPR.
- A la conclusión de la obra, se constituye un comité de recepción de obra, en el que también se incluye a un representante de la distribuidora que se hará cargo del sistema y se procede a la transferencia de la obra a la distribuidora.

La otra modalidad de ejecución de la DPR es mediante convenios con los Gobiernos Regionales y Locales. Esta modalidad de ejecución es a demanda, de acuerdo a las solicitudes de Gobiernos Regionales y Locales. El proceso usual es el siguiente:

- Se recibe la solicitud de un Gobierno Regional o Local para la ejecución de una obra de electrificación rural. La condición inicial es que el gobierno subnacional prepare sus estudios de preinversión y expediente técnico, los cuales son sometidos a la revisión de los profesionales de la DPR.
- Aprobado el estudio de preinversión por la DPR, se firma el convenio con el gobierno subnacional. El gobierno subnacional se hará cargo de la ejecución operativa de la obra, desde la licitación de obra hasta la transferencia de la obra a una distribuidora. La DPR proveerá los recursos para la construcción de la obra.
- Una vez licitada la obra, se inicia su ejecución. El gobierno subnacional debe revisar los avances de obra, proceder a su valorización y con la aprobación de dicha valorización solicitar los recursos a la DPR, la cual también puede revisar dichas valorizaciones.
- La DPR transfiere los recursos a los gobiernos subnacionales hasta la conclusión de la obra.

Como se puede apreciar, en este proceso el producto principal es la provisión de la infraestructura de distribución eléctrica. Adicionalmente la DPR proporciona capacitación en gestión de proyectos a los gobiernos subnacionales. De acuerdo a la experiencia manifestada por DPR, la ejecución por convenio con los gobiernos subnacionales suele presentar demoras e ineficiencia en la administración de los procesos de ejecución, debido a la debilidad institucional y profesional de los gobiernos subnacionales. No se manifestó la necesidad de mejorar el producto con el que se aborda la electrificación, mejorar los procesos de ejecución de obra o modificar la estructura organizacional (DPR, Gobiernos Subnacionales, Distribuidoras) de la ejecución de los proyectos.

Dirección de Fondos Concursables, DFC.

La DFC basa su proceso de producción en los resultados de las rondas concursables en las cuales las empresas manifiestan su intención de desarrollar un proyecto de electrificación rural. El proceso tiene los siguientes pasos:

- Se reciben los proyectos presentados en las rondas de concurso, por las empresas (generalmente son empresas distribuidoras) y se evalúan antes de proceder a presentarlos para su viabilidad en el SNIP.
- Una vez obtenida la viabilidad SNIP, se firma un contrato entre DFC, la empresa y el Banco Mundial. La empresa queda como responsable de la ejecución del proyecto desde la gestión de la licitación del proyecto. DFC supervigila la ejecución y revisa las valorizaciones de obra presentadas por las empresas.
- La empresa presenta sus valorizaciones de obra a DFC para su aprobación, si está conforme, DFC solicita al Fideicomiso que administra los fondos, que se desembolse el monto que corresponda al contratista de obra (no a la empresa). Este proceso continúa hasta la culminación de la obra.

- DFC también desarrolla el componente de Usos Productivos. Consiste en convocar a consultores para que desarrollen intervenciones que permitan superar fallas de mercado que impiden a los productores rurales acceder a los beneficios de la electricidad en sus procesos productivos. Usualmente estas fallas son las de acceso a tecnología, financiamiento y capacidad de asociarse.
- DFC asimismo desarrolla consultorías para adecuar las especificaciones técnicas de la electrificación rural hacia estándares más económicos y acordes con la realidad rural.

Como se puede apreciar, el enfoque de DFC es distinto al de la DPR. El producto que presente es más completo en la medida que incorpora en la ejecución de proyectos al principal actor que es la distribuidora, busca el apalancamiento de fondos, el mejoramiento de las normas técnicas para electrificación rural y el desarrollo de usos productivos que mejoren la sostenibilidad de estos proyectos. No obstante la gestión ha tenido severas dificultades que se reflejan en bajos índices de ejecución.

1.7 Caracterización y cuantificación de población (atendida y que se tiene previsto atender) y los servicios que se le provee.

1.7.1 Caracterización y cuantificación de población potencial y objetivo (atendida y que se tiene previsto atender).

En el Cuadro Nº 1 se observó que existe un desafío grande en cuanto a la electrificación rural en el país. La estrategia de electrificación rural de la DGER se basa en la caracterización y cuantificación de la población potencial y objetivo (atendida y que se tiene previsto atender), que está señalado en el PNER. En este instrumento de planificación se observan algunas diferencias con respecto a lo encontrado en el Censo del 2007 de Población y Vivienda. De acuerdo al PNER, el diagnóstico de las localidades y poblaciones rurales señala las siguientes características para estas poblaciones:

- Lejanía y poca accesibilidad de sus localidades.
- Consumo unitario doméstico de electricidad reducido
- Poblaciones y viviendas dispersas.
- Bajo poder adquisitivo de los habitantes.
- No existe infraestructura vial.
- No cuentan con infraestructura social básica en salud, educación, saneamiento, vivienda, obras agrícolas, etc.

De acuerdo al PNER, se han planteado metas para un horizonte de 10 años que llegan al año 2017. Estas metas constituyen proyectos de inversión pública en electrificación rural para el Gobierno Central, Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales. Se ha estimado que en ese periodo se necesitará una inversión de US\$ 1332 millones, que permitirán beneficiar a 5,6 millones de habitantes.

Cuadro 1-18

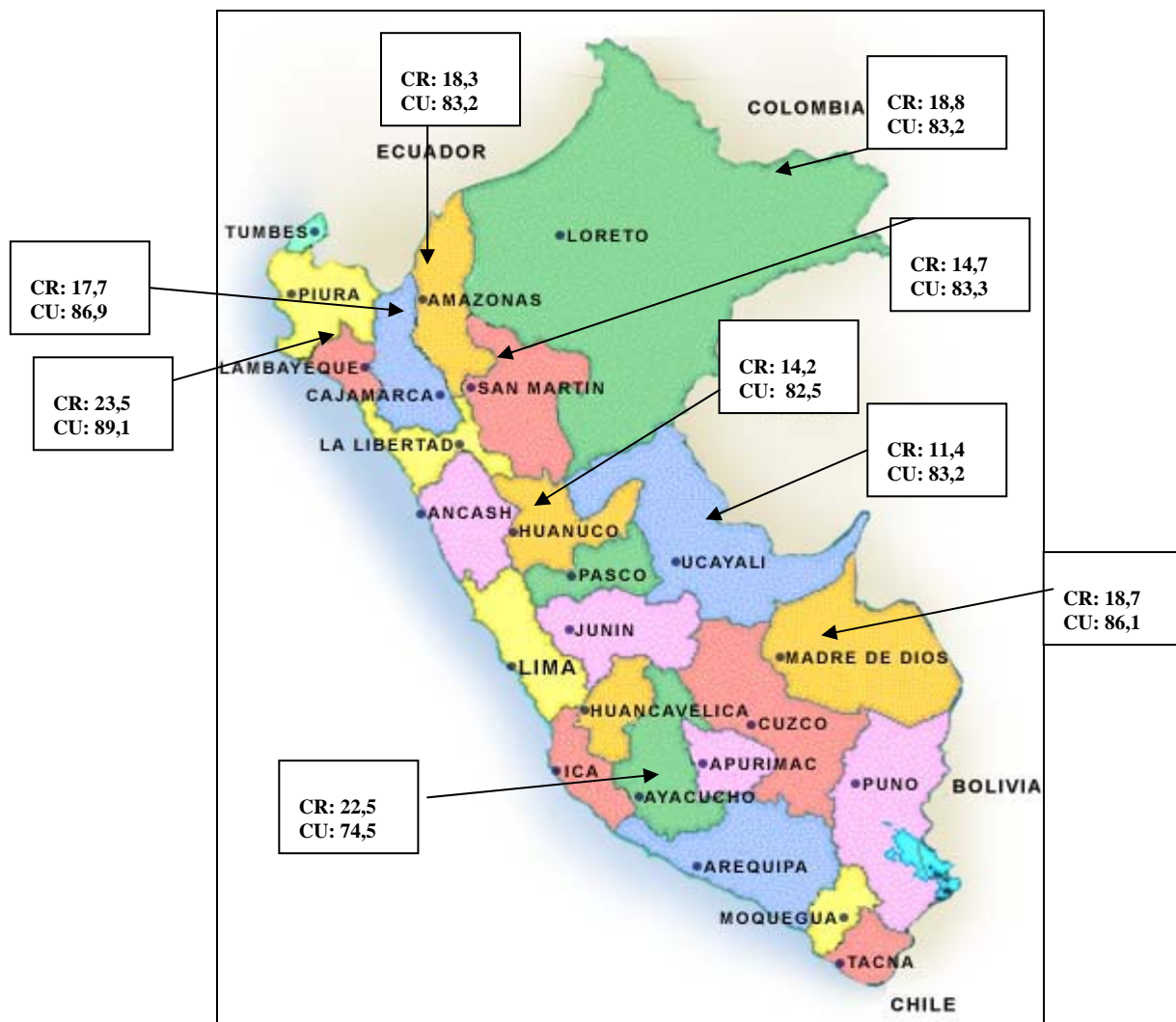
| N° | PROYECTO | PERIODO 2008-2017 |
|-----|--|-------------------------|
| I. | INVERSIONES | Miles de dólares |
| 1 | ESTUDIOS DE PREINVERSIÓN E INVERSIÓN | 22,27 |
| | OBRAS GOBIERNO NACIONAL | 975,08 |
| 2 | LINEAS DE TRANSMISIÓN | 62,22 |
| 3 | SISTEMAS ELÉCTRICOS RURALES | 716,17 |
| 4 | CENTRALES HIDROELÉCTRICAS | 45,18 |
| 5 | MODULOS FOTOVOLTAICOS | 137,89 |
| 6 | CENTRALES EOLICAS | 13,61 |
| 7 | OBRAS GOB. NAC. Y EMPRESAS ELECTRICAS | 113,38 |
| 8 | OBRAS GOBIERNOS REGIONALES | 129,93 |
| 9 | OBRAS GOBIERNOS LOCALES | 46,90 |
| 10 | OBRAS FONIPREL, GOB. REG. Y GOB. LOC. | 44,25 |
| | TOTAL INVERSIONES | 1 331,80 |
| II. | METAS | |
| | POBLACIÓN BENEFICIADA (Habitantes) | 5 659 906 |

Fuente y elaboración: DGER

En el Gráfico N° 1-19 se muestra la electrificación a nivel urbano y rural para las regiones donde la cobertura de alumbrado eléctrico en los territorios rurales por red pública es menor o igual al promedio nacional y donde además la cobertura en los territorios urbanos es menor al promedio nacional. Cabe indicar que se ha incluido la cifra de la cobertura urbana, porque se encuentra que en los territorios donde la cobertura de servicio eléctrico urbano es bajo, el coeficiente de electrificación rural también lo es. Por ello, se debe destacar el caso de las regiones Ucayali, Amazonas y Madre de Dios que tienen una situación grave en los dos ámbitos; sin embargo, son los que menos presupuesto para electrificación han sido asignados a la fecha. Si bien existen otros criterios como el costo por conexión, desarrollos de estudios, entre otros, sí habría una contradicción con el criterio que se explicita en el PNER, que las regiones de menor coeficiente rural son los que tienen la prioridad en la asignación de gasto de inversión.

Gráfico N° 1-19

Coeficientes de electrificación rural en el PNER (en porcentajes) en los diez departamentos con cobertura rural menor al promedio nacional



Fuente: PNER 2008-2017
Elaboración propia.

En lo que se refiere a la ejecución presupuestal de los últimos años, se tiene que de los S/. 1.698,3 millones presupuestados por el Programa de Electrificación rural entre 2006 y 2009, hay un conjunto de departamentos que han recibido importantes recursos financieros, en comparación a otros. Es el caso de Lima, Cajamarca, Huánuco, Puno, Lambayeque, Ayacucho, La Libertad y Piura que suman el 71% del presupuesto, con un monto promedio de S/. 152,7 millones, mientras que las ocho regiones que reciben menos fondos suman el 7% del presupuesto, con un monto promedio de S/. 14,9 millones. Es decir, diez veces menos. Ucayali, Amazonas y Madre de Dios, que están en el 1er, 5to y 6to lugar de los que tienen menor cobertura en el área rural según el PNER, son ejemplo claros de esta situación.

De acuerdo al PNER, la DGER considera los siguientes criterios de análisis para la priorización de proyectos:

Criterios Técnicos:

- Nivel del estudio del proyecto.
- Infraestructura eléctrica.
- Grado de cobertura provincial.

Criterios Económicos:

- Indicadores de evaluación económica y social.
- Inversión per-cápita.

Criterios Sociales:

- Índices de pobreza.
- Ubicación geográfica.

En las entrevistas sostenidas con funcionarios de la DGER, no se pudieron recabar razones claras por las que a las regiones Ucayali y Madre de Dios no les fueron asignados más inversiones en electrificación rural, a pesar de su bajo coeficiente de electrificación rural. En este sentido, es importante que los mecanismos de programación de inversiones que utiliza la DGER sean conocidos con total transparencia.

En el Cuadro Nº 2 se muestran las características socio económicas de las regiones Amazonas, Madre de Dios y Ucayali, lo que contrasta con la poca asignación presupuestaria recibida por estas regiones.

Cuadro 1-20
Estadísticas de población, pobreza y necesidades básicas insatisfechas en Perú,
Amazonas, Ucayali y Madre de Dios. Resultados Censo 2007

| Variables/ ámbito | PERÚ | UCAYALI | AMAZONAS | M. DE DIOS |
|--|-----------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Población Censada | 27,412,157 | 432,159 (1,57%) | 375,993 (1,37%) | 109,555 (0,39%) |
| Incidencia de pobreza total | 10,770,967 (39.3%) | 199,095 (45.0%) | 211,555 (55.0%) | 17,503 (15.6%) |
| Incidencia de pobreza extrema | 3,764,688 (13.7%) | 71,414 (15.8%) | 76,956 (19.6%) | 2,065 (1.8%) |
| Coeficiente de Gini | 0.42 | 0.38 | 0.37 | 0.32 |
| HOGAR | | | | |
| Total de hogares en viviendas particulares con ocupantes presentes | 6,754,074 | 97,191 (1,4%) | 90,645 (1,3%) | 27,494 (0,4%) |
| Sin agua, ni desagüe, ni alumbrado eléctrico | 611,862 (9.1%) | 12,542 (12.9%) | 10,195 (11.2%) | 2,812 (10.2%) |
| Sin agua, ni desagüe de red | 977,650 (14.5%) | 18,971 (19.5%) | 12,749 (14.1%) | 4,262 (15.5%) |
| Sin agua de red o pozo | 1,844,284 (27.3%) | 31,900 (32.8%) | 44,001 (48.5%) | 6,666 (24.2%) |
| Sin agua de red | 2,121,976 (31.4%) | 55,913 (57.5%) | 51,911 (57.3%) | 9,142 (33.3%) |
| Sin alumbrado eléctrico | 1,674,556 (24.8 %) | 33,553 (34.5 %) | 46,186 (51.0%) | 8,513 (31.0%) |
| Sin artefactos electrodomésticos | 995,743 (14.7%) | 24,109 (24.8%) | 23,555 (26.0%) | 4,863 (17.7%) |
| Sin servicio de información ni comunicación | 3,151,343 (46.7%) | 55,803 (57.4%) | 72,421 (79.9%) | 15,163 (55.2%) |
| Que cocinan con kerosene, carbón, leña, bosta/estiércol y otros | 2,702,481 (40.0%) | 46,779 (48.1%) | 66,372 (73.2%) | 12,468 (45.3%) |

FUENTE: INEI. Censo 2007

1.7.2 Caracterización y cuantificación de los servicios provistos a la población (atendida y que se tiene previsto atender).

En el PNER se consideran los siguientes proyectos para proveer el suministro de energía eléctrica a las poblaciones rurales:

- Líneas de Transmisión 138 kV, 60 kV, 33 kV y Subestaciones asociadas.

- Sistemas Eléctricos Rurales (SER) con líneas primarias 22,9/13,2 kV, redes primarias y redes secundarias.
- Centrales Hidroeléctricas < 5 MW y SER asociados.
- Paneles Solares.
- Aerogeneradores

De acuerdo al PNER, se tiene previsto que el Gobierno Central desarrolle Sistemas Eléctricos Rurales, beneficiando a 3,36 millones de habitantes. Es decir, la inversión en SER para los próximos diez años sería US\$ 213, 3 por habitante rural beneficiado. En el caso de pequeñas centrales hidroeléctricas, se tiene previsto beneficiar a 103,7 mil habitantes. Es decir, US\$ 435,6 por habitante rural beneficiado. Por otra parte, entre otros costos resaltados, se tiene que para instalar 9.020 aerogeneradores de 0,15kW se requiere US\$ 13,6 millones.

Cuadro 1-21

Inversiones y Metas sobre electrificación rural establecidas en el PNER 2008-2017

| Nº | Proyecto | Periodo 2008-2017 | % |
|------------|---|-------------------------|------|
| I. | INVERSIONES | Miles de dólares | |
| 1 | Estudios de preinversión e inversión | 22,27 | 1,6 |
| | Obras Gobierno Nacional (2 al 6) | 975,08 | |
| 2 | Líneas de Transmisión | 62,22 | 4,6 |
| 3 | Sistemas Eléctricos Rurales | 716,17 | 53,7 |
| 4 | Centrales Hidroeléctricas | 45,18 | 3,3 |
| 5 | Módulos fotovoltaicos | 137,89 | 10,3 |
| 6 | Centrales eólicas | 13,61 | 1,0 |
| 7 | Obras del gobierno nacional y Empresas Eléctricas | 113,38 | 8,5 |
| 8 | Obras Gobiernos Regionales | 129,93 | 9,7 |
| 9 | Obras Gobiernos Locales | 46,90 | 3,5 |
| 10 | Obras FONIPREL Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales | 44,25 | 3,3 |
| | Total Inversiones | 1.331,80 | |
| II. | METAS | | |
| | Población beneficiada (Habitantes) | 5.659.906 | |

FUENTE: MINEM

1.8 Estructura organizacional y mecanismos de coordinación.

Situación actual.

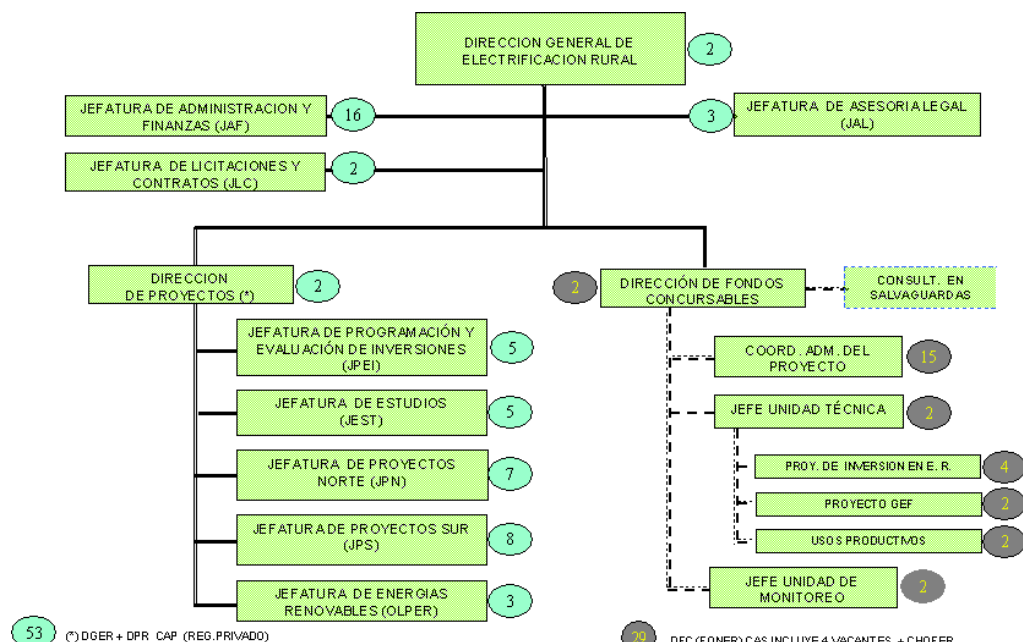
La situación actual de la estructura organizacional de la DGER se muestra en los siguientes organigramas.

Organigrama de la DGER.

La Dirección General de Electrificación Rural (DGER) se crea mediante DS N° 026-2007-EM. La DGER se crea por la fusión de la Dirección Ejecutiva de Proyectos – DEP, que ahora se llama Dirección de Proyectos y el Proyecto para el Mejoramiento de la Electrificación Rural mediante Fondos Concursables – FONER, denominado actualmente Dirección de Fondos Concursables. Estas dos intervenciones, que antes eran direcciones y unidades ejecutoras independientes una de otra, se han constituido como Direcciones de Línea en la nueva organización, encabezadas por la DGER.

Las principales funciones que debe cumplir la DGER son las siguientes:

- Ejercer el rol subsidiario del Estado en electrificación rural, a través de la ejecución de los Servicios de Electrificación Rural (SER).
- Gestionar financiamiento destinado a electrificación rural.
- Administrar los recursos destinados a la ejecución de proyectos, obras y subsidios.
- Formular y proponer el Plan de corto plazo y el PNER.
- Proponer la transferencia a título gratuito de los SER que haya ejecutado o ejecute.
- Dirigir y supervisar los asuntos técnicos, normativos, económicos y financieros.
- Dirigir los procesos técnicos relacionados a los recursos humanos, económicos, financieros, informáticos, materiales y de servicios.
- Dirigir el proceso de elaboración de las liquidaciones de los proyectos.
- Proponer normas en aspectos normativos referentes a la electrificación rural.
- Expedir Resoluciones Directorales en el ámbito de su competencia.



Fuente: DGER – MINEM / Elaboración: DGER – MINEM

La DGER cuenta con en total con 82 personas, cuya distribución se puede apreciar en el siguiente organigrama:

La distribución de carga laboral, en lo que se refiere a número de proyectos, es mayor en la DPR que en la DFC. Uno de los objetivos de la fusión de la ex DEP y el ex FONER, era la racionalización de los gastos en los que incurrían ambas Direcciones, por lo que aún se podría prever que la estructura orgánica actual experimente algunas modificaciones. Sin embargo, se debe tener en cuenta que cada intervención sigue modalidades de intervención y administración diferentes.

Organigrama de la DPR.

La Dirección de Proyectos (ex Dirección Ejecutiva de Proyectos – DEP) es una Dirección con cerca de 15 años de antigüedad, durante los cuales se ha dedicado a desarrollar proyectos de electrificación rural. Su principal modalidad de ejecución ha sido mediante la ejecución directa de proyectos de electrificación rural. Desde hace pocos

años (cuando se profundizan las políticas de descentralización), está desarrollando otra modalidad de ejecución, que es la coejecución de proyectos mediante convenios suscritos con Gobiernos Regionales y Locales. Una vez que desarrolla sus proyectos, estos son transferidos a una distribuidora o eventualmente a ADINELSA, lo que en el pasado generó diversas discrepancias entre la entonces DEP y las distribuidoras, debido a diferencias en especificaciones técnicas, principalmente.

Son sus principales funciones:

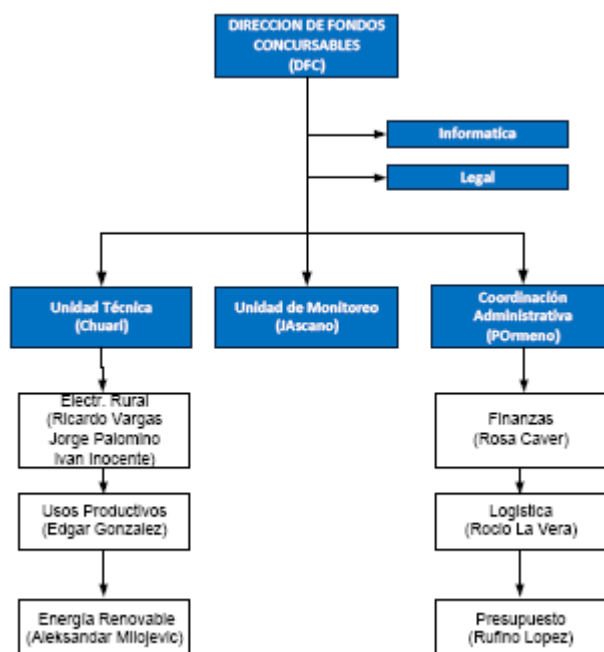
- Ejecutar, administrar, operar o mantener obras de electrificación rural.
- Coordinar y gestionar financiamiento.
- Administrar los recursos destinados a la ejecución de proyectos.
- Elaborar el Plan Nacional de Electrificación Rural.
- Elaborar, coordinar y supervisar la elaboración de perfiles.
- Participar en la determinación de sectores típicos
- Proponer la transferencia de los SER.
- Proponer resoluciones directorales.

Del gráfico anterior, se puede apreciar que la DPR tiene 53 empleados que se distribuyen en 5 Jefaturas. La Jefatura de Programación y Evaluación de Inversiones, tiene a su cargo la planificación de las inversiones de corto y mediano plazo en electrificación rural. La Jefatura de Estudios lleva a cabo la formulación y/o revisión de los estudios de preinversión de electrificación rural. La Jefatura de Proyectos Norte y la Jefatura de Proyectos Sur deben realizar la gestión y el control de los proyectos de electrificación rural por sistema convencionales, en los ámbitos Norte y Sur del Perú, de acuerdo a delimitación fijada por la Dirección de Proyectos – DPR. Finalmente, la Jefatura de Energías Renovables, tiene a su cargo la gestión y el control de los proyectos de electrificación rural mediante sistemas no convencionales, tales como paneles solares.

Organigrama de la DFC.

La DFC se constituye sobre la base del Programa de Mejoramiento de la Electrificación Rural mediante Fondos Concursables (FONER). Esta Dirección busca impulsar mediante subsidios, proyectos de electrificación desarrollados por las distribuidoras eléctricas, para los ámbitos rurales. Parte importante de la lógica de esta intervención es que los proyectos sean ejecutados por las distribuidoras, participando la DFC como seleccionadora de los proyectos y administradora de los subsidios,

El organigrama específico de la DFC es el siguiente:

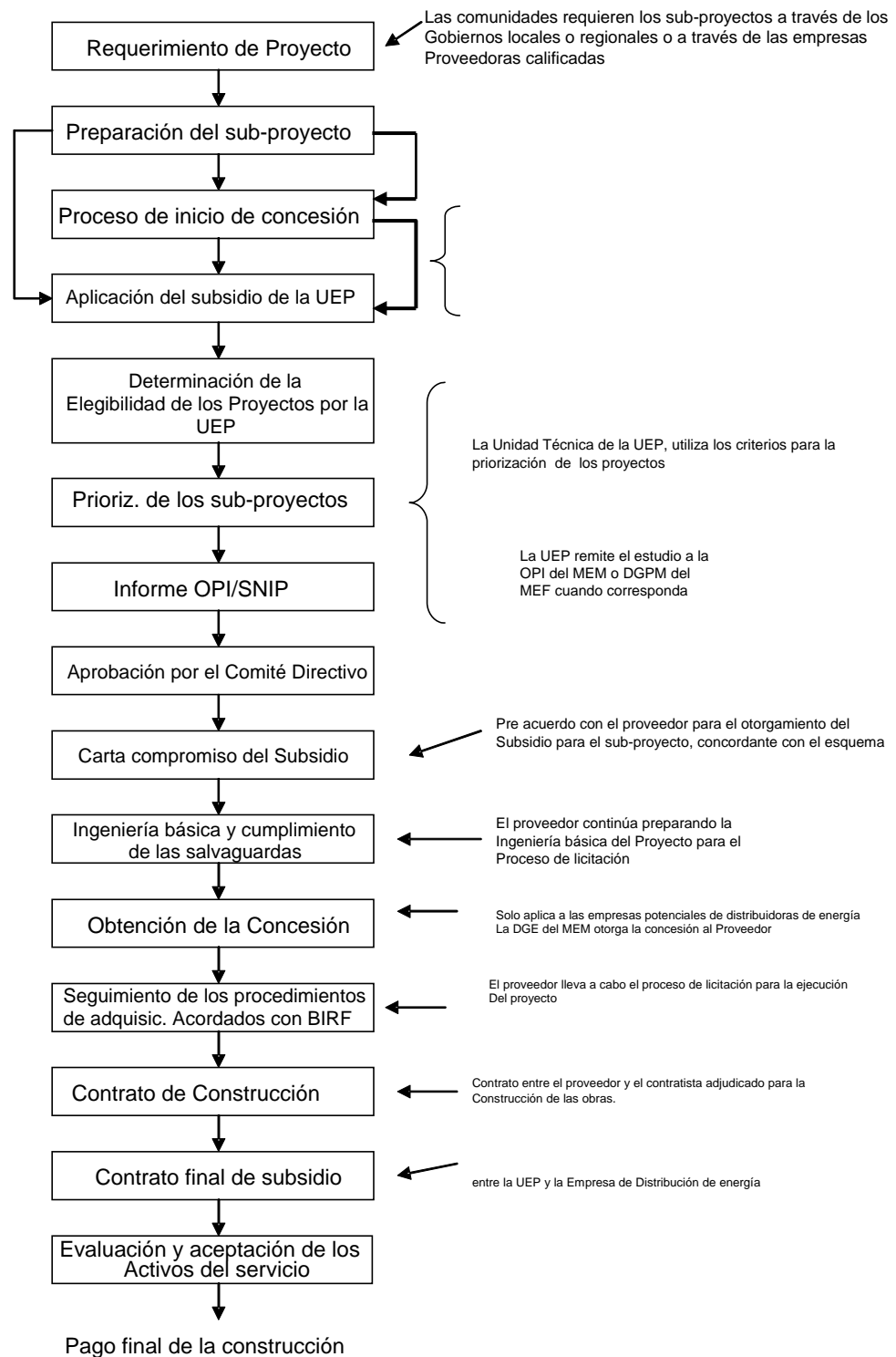


Fuente: DFC – MINEM
Elaboración: DFC - MINEM

La DFC tiene tres unidades de línea y dos de apoyo. La Unidad Técnica es una unidad de línea que se compone de tres áreas asociadas a los tres de los componentes del programa que fue declarado viable y que se cofinancia con fondos del Banco Mundial. Otra unidad de línea es la Monitoreo que se encarga de controlar el avance de las obras y del cumplimiento de las metas estratégicas del programa. La tercera unidad es la de Coordinación Administrativa que tiene por principal objetivo administrar los recursos para la realización de los componentes del programa, de acuerdo a las condiciones con las que fue aprobado el mismo. Las unidades de apoyo son las de informática y legal.

La DFC cuenta en su organización con un manual de funciones de las entidades involucradas en la intervención, indicándose las funciones que les compete a cada uno. En este documento también se enuncian las características que deberán cumplir los principales profesionales de DFC. Para la DFC también resultan claros los parámetros que fijan las condiciones que deben cumplir los proyectos. El componente principal de este programa es la infraestructura de los proyectos, los cuales para su realización, tienen el siguiente flujograma que se muestra en el Gráfico 1-22. El hecho que el proyecto sea financiado por una entidad multilateral (el Banco Mundial), también generó que se sea más exhaustivo en los temas referidos a procesos y designación de funciones.

Gráfico 1-22



Mecanismos de coordinación.

En las entrevistas realizadas a funcionarios de la DGER, se les preguntó respecto de la existencia de mecanismos de coordinación entre la DPR y la DFC, con la finalidad de optimizar acciones entre ambas direcciones. Se refirió de la existencia de reuniones periódicas en las que participan representantes de la DFC y de la DPR. Sin embargo no existe una directiva específica que instruya mecanismos de coordinación. Tampoco se evidenció un documento en el cual se coordinen estrategias entre ambas Direcciones, excepto el que se manifiesta en el PNER, el cual se desarrolla una vez al año. Cabe señalar que cuando recién inició operaciones DFC (como FONER), sucedieron varios casos de duplicidad de esfuerzos para electrificar algunas localidades.

1.9 Funciones y actividades de monitoreo y evaluación que realiza la unidad responsable.

Las actividades de monitoreo que realiza la DGER dependen de las modalidades de ejecución que desarrollan sus direcciones de línea.

Dirección de Proyectos – DPR.

Los proyectos que ejecuta la DPR son de dos tipos. Existe un grupo de proyectos en los que DPR es el formulador y ejecutor directo de los proyectos de electrificación rural. Una segunda modalidad de ejecución es aquella en la que los proyectos se ejecutan mediante convenio con los Gobiernos Regionales y Locales. Para estos convenios, la DPR cuenta con una Jefatura Norte y otra Sur, para realizar el monitoreo y evaluación de los convenios. Además, es importante destacar que cada proyecto tiene su fecha de inicio y de culminación, establecida en cada contrato.

De acuerdo a entrevistas sostenidas con funcionarios de la DPR, el sistema de control organizado por la DPR tiene una periodicidad mensual, tanto en el avance económico como en el físico. Se realiza una valorización mensual de cada obra, que tiene un conjunto de indicadores que es estándar para todos los proyectos. Se revisa el avance y el retraso de las obras en comparación con lo programado. Luego, se prepara un reporte donde se destaca el control de la ejecución tanto en montos como plazos. Cabe indicar, que el sistema de control sigue las regulaciones establecidas en la ley de contrataciones del Estado sobre las valorizaciones, donde se señala que no exceda el 80% de retraso del plazo programado; en caso contrario, se realiza una reprogramación acelerada obligatoria para subsanar el retraso. Esta reprogramación se puede dar máximo dos veces, de otra manera, se produce la rescisión de contrato.

Por su parte, el control de costos se realiza cuando se solicitan montos adicionales a los trabajos establecidos en el contrato. No se entra en mucho detalle con respecto a los costos, puesto que el contratista que ganó la adjudicación del contrato debe mantener vigentes los precios unitarios, salvo las variaciones que puedan establecerse por las fórmulas polinómicas. Cabe indicar que es común que se soliciten partidas adicionales, generalmente hasta el 10% de la obra; esto está dentro de los márgenes establecidos por la ley. Asimismo, los contratos, donde se definen los costos según la normativa vigente, son pasibles de revisión por la Contraloría General de la República. El control presupuestal oficial es trimestral. Un mes antes que concluya el proyecto, se reprograma la parte económica de todos los proyectos, de acuerdo a los sucesos que se hayan dado como solicitudes de ampliaciones o adicionales.

La ejecución de los proyectos es supervisada por profesionales (“coordinadores de proyecto”) de la DPR. Para este efecto la DPR se organiza en dos áreas: Jefatura de Proyectos Norte y Jefatura de Proyectos Sur, cada uno encargado de la supervisión de los proyectos en determinadas regiones y cada uno con profesionales para estas funciones. El control de la ejecución que ejercen estas Jefaturas es sobre la base de los reportes mensuales que envían los consultores supervisores de obra. Estas Jefaturas también realizan visitas de campo, pero con carácter muestral, debido a la cantidad de proyectos que existen en ejecución. La aprobación por parte de las Jefaturas de Proyectos, de los reportes mensuales de los consultores supervisores de obra, permite el pago correspondiente a los contratistas.

En el caso de los proyectos ejecutados bajo convenio con los gobiernos regionales, estos últimos tienen que efectuar sus propias valorizaciones para solicitar a la DPR el desembolso para pagar a los contratistas de obra. La DPR revisa dichas valorizaciones de obra y una vez aprobados efectúa el desembolso correspondiente. De acuerdo a los funcionarios de la DGER, los Gobiernos Regionales y Locales no cuentan con personal idóneo para realizar adecuadamente las valorizaciones de obra. La causa está en la alta rotación del personal de los Gobiernos Regionales y Locales a los que la propia DPR capacita en temas relativos a licitaciones y administración de contratos de obra. La consecuencia es que las valorizaciones que no pueden ser aprobadas (debido a correcciones necesarias que se deben efectuar) retrasa considerablemente la ejecución de los proyectos ejecutados mediante convenios con los Gobiernos Regionales y Locales. Por otro lado, los contratistas de obra deben mantener un año de garantía para subsanar los defectos de diseño que puedan tener las obras.

Los funcionarios de la DPR entrevistados señalaron que existen formatos para la supervisión del avance de obra de los proyectos y las respectivas metodologías. Sin embargo, a la fecha del presente informe aún no se había entregado los ejemplares de estos documentos.

Dirección de Fondos Concursables – DFC.

En el caso de la DFC (ex FONER), este programa define unos indicadores y metas para cada uno de sus cuatro componentes durante su vida útil (5 años). Las condiciones impuestas por el Banco Mundial, cofinanciador del proyecto, implican la presentación de informes semestrales y anuales. DFC tiene un marco de resultados que han sido contractualmente establecidos entre el Banco Mundial y el Gobierno Peruano.

De acuerdo a funcionarios de la DFC, las empresas distribuidoras que ejecutan el proyecto ejercen control sobre las obras que ejecutan y de cuya operación y mantenimiento deberán hacerse cargo. Adicionalmente DFC supervisa el cumplimiento de las metas del proyecto mediante verificaciones muestrales de campo.

Cuando se llega a la conclusión del proyecto, hay dos niveles de verificación para validar el monitoreo. Uno con un documento oficial entregado por las empresas de distribución con respecto a la liquidación de la obra, que incluye los objetivos, metas y resultados. Posteriormente, a nivel muestral se realiza la verificación de la infraestructura establecida y se recoge las opiniones de los usuarios y beneficiarios de los servicios que se están proporcionando. Cabe indicar que el muestreo se realiza sobre la base del criterio de localidades más pobladas, no hay criterios prefijados y una de las variables importantes es el tiempo del que se pueda disponer para esta tarea. Si se observa que la obra no satisface los estándares técnicos, se envía una comunicación

oficial a la distribuidora. A la fecha, esta situación no se ha dado. Desde Lima, según los funcionarios de FONER, se anticipan a los problemas, intervienen de oficio y se reúnen con los contratistas y distribuidores para definir estrategias para que se cumpla con el cronograma de desembolsos y de ejecución de la obra.

2. Temas de evaluación.

2.1 Diseño del PEV.

2.1.1 Diagnóstico de la situación actual.

El diseño del PEV debe corresponderse con la identificación del problema que se va resolver. La determinación del problema fija los objetivos de política del sector y del PEV Electrificación Rural. Se pueden citar dos formas de caracterizar los objetivos: el Acceso Universal y el Acceso Universal a los servicios.

El clasificador funcional programático vigente, aprobado mediante D.S. 068-2008-EF, considera la Función Energía, el Programa Energía Eléctrica y el Subprograma Distribución de Energía Eléctrica. Este Subprograma es definido como “Comprende las necesarias acciones orientadas a asegurar el adecuado servicio de distribución eléctrica”⁴. Este subprograma a su vez considera el Programa Ppto. Acceso a Energía en Localidades Rurales, cuyo objetivo o definición no se especifica.

Al respecto, el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) establece como misión del MINEM en lo que se refiere a electrificación rural:

*“Ampliar la frontera eléctrica nacional mediante la ejecución de planes y proyectos de electrificación de zonas rurales y localidades aisladas y de frontera en coordinación con los gobiernos regionales, gobiernos locales y entidades públicas y privadas involucradas en el proceso de electrificación y ser el elemento dinamizador del desarrollo rural integral”.*⁵

Asimismo, la visión que se establece en ese mismo documento es:

*“Conseguir que todas las localidades a nivel nacional cuenten con el servicio de energía eléctrica con una infraestructura adecuada a su demanda, y que como resultado de la interacción con otros sectores, mejoren sus condiciones de vida”.*⁶

De estos conceptos se puede deducir que el objetivo del PEV no guarda una relación directa con asegurar un consumo mínimo de electricidad por parte de los pobladores rurales. Podría ejemplificarse esta problemática utilizando los conceptos de Acceso Universal y Servicio Universal, empleados en las políticas de cobertura en telecomunicaciones. Es decir, se enfatiza la provisión de una “infraestructura adecuada”, asociada al primer concepto, pero no se toma mucho en cuenta ni la amplitud de la prestación ni tampoco su intensidad, que está más asociada al concepto de servicio. Menciona también la “interacción con otros sectores” para mejorar las condiciones de vida. Desde este punto de vista, se podría inferir que el objetivo principal del PEV es el de abastecer de una infraestructura adecuada a un nivel de consumo y no necesariamente de los servicios a los que accedería desde la provisión de la electricidad. Sin embargo, a pesar que en la visión de la política de electrificación rural se plantea que el incremento de la cobertura del servicio de electricidad sea logrado con

⁴ D.S. 068-2008-EF Aprueba el Clasificador Funcional del Sector Público

⁵ Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) Periodo 2008 - 2017

⁶ Id.

características de servicio adecuado, en los objetivos que el PEV pone en práctica, no se aprecia que se hagan operativo este objetivo.

En la identificación del problema no se considera la utilidad que la electricidad brindará a la población beneficiada y tampoco se hace mención del tema de la preservación medioambiental. De esta manera, el indicador casi excluyente es tan solo el número de lotes conectados o incluso la población beneficiada.

Esta visión que enfatiza en la infraestructura se contrasta con la realidad de ver sistemas eléctricos rurales con muy bajo consumo de electricidad. En el documento “Estrategia Integral de Electrificación” de NRECA, se establece que los beneficios esperables de la electrificación rural son los ahorros que obtiene la población por incurrir en menores costos para obtener iluminación, comunicación y refrigeración. Estos son beneficios sociales para el PEV y su justificación principal. Si los consumos de la población son muy bajos, lo más probable es que no se estén produciendo los beneficios antes citados. Este hecho genera la gran interrogante de por qué haber efectuado una inversión costosa, cuando la población, por diversas razones no está en capacidad de aprovecharla.

Se ha observado en los trabajos de campo en los departamentos de Junín y Piura, que la utilización de usos productivos mejora las cargas especiales de dichas redes, y mejora el interés de las distribuidoras de energía en llegar a zonas que les permita también mejorar su negocio particular, dejando de lado la sola mirada subsidiaria. Esto genera un círculo virtuoso en el que se transita de pequeñas empresas demandantes de energía monofásica y energía trifásica, a la dinamización de la economía local. Ejemplos tangibles de este tipo de experiencias se dan en extracción de agua y riego tecnificado para la agricultura (en San Lorenzo, Piura), producción de derivados de caña de azúcar como Panela Granulada (en Ayabaca, Piura), y en Procesamiento de Café (en Satipo, Junín).

En este sentido, la electrificación rural puede articularse, en la medida de lo posible, a políticas de desarrollo productivo rural de mucho éxito que se desarrolla no solamente desde el sector público sino también desde el sector privado e internacional. Las cámaras de comercio regionales, la cooperación técnica internacional, las empresas mineras, son algunas de las entidades de la sociedad civil de mayor representatividad dentro del grupo interesado en políticas de promoción de desarrollo productivo que pueden ser involucrados también.

Se puede decir entonces que de acuerdo a las normas y políticas vigentes, el PEV está orientado a los objetivos que se han determinado. Sin embargo, estos objetivos son revisables porque vale la reflexión: ¿El Estado debe cumplir con hacer entrega de infraestructura eléctrica solamente? O ¿El Estado debe asegurar y/o promover que la población aproveche dicha infraestructura? ¿Simple Acceso Universal o Servicio Universal? De acuerdo a la segunda pregunta, la identificación del problema es más compleja y por lo tanto la acción del Estado debe integrar aspectos que con mayor efectividad, eficiencia y sostenibilidad permitan alcanzar el objetivo del aprovechamiento de la electricidad por parte de la población rural.

Definición de a población potencial y objetivo -según corresponda- en función del problema/necesidad que dio origen al PEV.

Aunque, a partir de los instrumentos normativos del MEM, como el PNER, la operacionalización de los criterios identificados para focalizar no está completamente clara, sí tienen identificada a su población potencial y objetivo. La población potencial está ubicada e identificada, entendiéndose como tal a la población que aún no tiene acceso a la infraestructura de electrificación rural. Los modernos sistemas de georeferenciación permiten conocer las poblaciones que aún no disponen de la infraestructura y existen conocimientos técnicos para determinar las mejores alternativas técnicas de servicio.

En el marco lógico propuesto se ha plasmado una focalización a partir de los dos segmentos que se presentan en este mercado. Uno es el segmento de los sistemas autosostenibles a precios de mercado, que son los que financia la DFC, que son aquellas poblaciones que por sus condiciones de desarrollo humano tienen condiciones de pago. El otro segmento es el de los mercados no rentables a precios de mercado, que son financiados por la DPR, y que en comparación de las anteriores, pertenecen a segmentos de pobreza y pobreza extrema. Por medio de esta estratificación de la población objetivo se busca afinar las herramientas con las que se impulsará la electrificación rural para cada uno de estos segmentos.

El tema que aún debe desarrollarse es la caracterización de los diferentes segmentos que existen en la población objetivo, con la finalidad de llegar a ellos con la alternativa óptima. Existen familias de la población objetivo que tienen necesidades de energía vinculadas a un potencial de desarrollo productivo, con determinadas facilidades de infraestructura y servicios. Por otro lado, existen otros segmentos de población cuyas necesidades de energía pueden ser menores y con diferente situación de acceso y facilidades. Sin embargo este nivel de caracterización no se estudia en el MEM, por lo que difícilmente podría entonces saberse de las necesidades distintas de estos segmentos de población.

Cuando se tengan los adecuados indicadores, producto de una investigación económica, técnica y social, de perfil de consumidor eléctrico y costos de alternativas adecuadas para cada uno, podrán evitarse casos que generan justificada controversia como:

- Existencia de infraestructura sobredimensionada, costos de inversión y de operación y mantenimiento muy altos para consumos muy bajos.
- Considerable discrecionalidad en las decisiones de los varios actores que tienen que ver con la electrificación rural: MINEM, Gobiernos Regionales, Gobiernos Locales, distribuidoras eléctricas, población.
- Elevados costos de transacción para la formulación, evaluación y luego gestión de los proyectos.
- Ausencia de un plan priorizado de proyectos aceptados por los actores que intervienen en la electrificación rural.

Se debe mencionar también que ante la ausencia de una estrategia clara del Estado en torno al desarrollo rural en cada territorio, surgen actores intermediarios e informales que hacen sus particulares esfuerzos en organizar Comités de Electrificación en los territorios rurales. Estos actores organizan a la población para solicitar los servicios, pero al estar regidos por otros intereses

particulares y no de una lógica de desarrollo rural, no necesariamente consideran a todos los que deberían estar en los proyectos.

2.1.2 Criterios de focalización y selección de beneficiarios.

Los criterios establecidos en el PNER 2008-2017 se presentan dentro de una descripción de metodología de priorización. En ésta, se señala que el PNER incluye los proyectos calificados como Sistema Eléctrico Rural (SER)⁷. Para la calificación de un SER se debe evaluar que un proyecto cumpla con los siguientes criterios:

- a) **Criterios técnicos:** Cumplir con las normas técnicas y de calidad aplicables a la electrificación rural, para satisfacer la demanda en un horizonte de veinte años.
- b) **Criterios sociales:** Considerando los precios sombra y que el proyecto cuente con un Valor Actual Neto Social (VANS) positivo para un horizonte de veinte años.
- c) **Criterios económicos:** Considerando los precios de mercado para todos sus componentes de costo, los ingresos vía tarifa incluyendo la recaudación directa de los usuarios y la parte correspondiente de la contribución del FOSE.

También, se señala que la DGER-MEM, complementariamente, ha establecido siete criterios de priorización, que como se comentó anteriormente, su operacionalización no es de difusión pública, de manera que la primacía de un criterio sobre otro, es un tema no conocido por todos los involucrados. En el Cuadro 2-01 se presentan estos indicadores y sus posibles limitaciones.

Cuadro N° 2 -01

| Criterios | Indicadores | Limitaciones |
|--|--|---|
| Menor coeficiente de electrificación provincial. | Ámbito regional | No es accesible una metodología para su construcción. (Además el coeficiente de electrificación está cuestionado y no se muestra a nivel provincial). |
| Mayor índice de pobreza. | Fuente: Mapa de Pobreza 2007 elaborado por FONCODES. | No se tiene en consideración este indicador cuando no se ha estudiado la limitada capacidad de pago de los pobladores por el servicio. |
| Mayor estado de avance de los estudios de los proyectos. | Estudio definitivo completo | Las poblaciones rurales que están en la jurisdicción de Regiones o Gobiernos Locales menos proactivos, se verán perjudicados. |
| Mayor infraestructura eléctrica. | Cercanía a líneas de transmisión, subestaciones de potencia y/o plantas de generación. | |
| Mayor Valor Actual Neto Social (VANS) | VANS/ Inversión | No se ha investigado sobre evaluación de impacto social de la electrificación rural. No se ha actualizado los parámetros de |

⁷ Es aquel sistema eléctrico de distribución desarrollado en zona rural, local aislada, de frontera del país y de preferente interés social, que se califica como tal por el Ministerio de Energía y Minas.

| | | |
|--|--|--|
| | | evaluación social. |
| Menor inversión per-cápita requerida por el proyecto | US\$ / habitante | Existen marcadas diferencias entre lo que se presenta al SNIP y lo que se termina definiendo en los contratos o lo que se ejecuta. |
| Mejor ubicación geográfica | Mayor puntaje en zonas de frontera y rurales en las zonas rurales de la costa, sierra y selva. | No se muestran con claridad los criterios para priorizar la ubicación geográfica. |

Si en el PNER se definieran cuáles son la operacionalización o la metodología para estimar los indicadores, las fuentes de información, la jerarquización de los mismos y su línea de base, quizás permitiría un mejor esfuerzo por focalizar.

Al no ser conocida y legitimada la metodología para la priorización de los proyectos, se deja que los formuladores de proyectos -los consultores o las Municipalidades- apliquen su juicio discrecionalmente para la priorización de proyectos. No se ha logrado aún un proceso de evaluación y planificación estándar para el MINEM y los Gobiernos Subnacionales y su accionar tiende a ser la de compartimentos estancos. En este sentido, tiende a haber un riesgo de que la focalización de los beneficiarios sea el resultado del dinamismo de las actividades de los demandantes de electricidad, antes que por criterios técnicos. Cabe agregar también que no existe evidencia del proceso de retroalimentación de estos criterios a partir de evaluaciones ex post.

Aunque los criterios conceptuales puedan ser los pertinentes, posiblemente las limitaciones en su operatividad determinan una primera debilidad que es la falta de aceptación de dichos criterios por parte de los actores que existen en la electrificación rural. La evidencia concreta es que en la electrificación rural existen intervenciones que no se enmarcan en la planificación establecida en el PNER. La causa principal es que el PNER no ha alcanzado a legitimarse como instrumento de planificación para los Gobiernos Regionales, Locales, distribuidoras, población y otros interesados.

El mecanismo mediante el cual se articulan los criterios de focalización debe ser en lo posible, mostrados de manera transparente. De esta manera se reducirán casos conflictivos con los interesados (principalmente población) que distorsionan la planificación y elevan los costos de ejecución de los proyectos en términos de tiempo, coordinaciones, nuevos alcances, etc.

Los criterios de focalización deben ser mejorados para llegar a cada población con la alternativa más adecuada a sus necesidades. Esto implica, como se dijo anteriormente, que se tiene que hacer una caracterización más fina de los perfiles de consumidor eléctrico que se pueden encontrar dentro de la población objetivo general.

2.1.3 Lógica vertical de la matriz de marco lógico.

El propósito del PEV se ha conceptualizado como “Aumentar el acceso a servicios eficientes y sostenibles de energía eléctrica en áreas rurales del Perú”. Siguiendo la línea de razonamiento desarrollada previamente, se puede entender acceso a servicios eficientes como la dotación de infraestructura; o se le puede considerar como la dotación de infraestructura y generación o promoción de capacidades para utilizar los servicios de dicha infraestructura.

La interpretación que impera en el MINEM, como ya se comentó anteriormente, sobre todo en lo que se refiere a la Dirección de Proyectos (DPR), es la dotación de infraestructura. Desde esta perspectiva, los componentes son los necesarios, pero se debe puntualizar que las acciones entre los actores generan costos de transacción superiores a los esperados.

El PEV considera los siguientes componentes:

| Componentes del PEV |
|--|
| Componente 1: Provisión de infraestructura Autosostenible a precios de mercado |
| Componente 2: Usos productivos de la electricidad |
| Componente 3: Marco normativo promotor |
| Componente 4: Provisión de infraestructura no rentable a precios de mercado |
| Componente 5: Capacitación en gestión de proyectos de electrificación rural |

Luego del análisis efectuado, se estima que se deben considerar el mejoramiento del PEV mediante la incorporación de los siguientes componentes:

| Nuevos componentes recomendados al PEV | |
|---|---|
| Componente actividad / | Comentario. |
| Componente 6 Articulación y Planificación | Articulación de la planificación del MINEM, a través del (PNER) con los gobiernos regionales, locales, distribuidoras, otros sectores del poder ejecutivo y otros involucrados. |
| Actividad 6.1 Identificación y empoderamiento de actores relevantes. | Permitirá mejorar la articulación y planificación entre actores relevantes y claves a la problemática de la electrificación rural, dando cabida a interlocutores de la administración pública, sociales, técnicos, y empresariales. Esto permitirá reducir la Asimetría de la Información en un tema de alta especificidad tecnológica. |
| Actividad 6.2 Mejorar el proceso de focalización. | Se debe mejorar la difusión y operacionalización de los criterios de priorización identificados en el PNER, fomentando la participación de las empresas distribuidoras, puesto que son las que mejor saben de los costos que enfrenta el servicio de la electrificación. |
| Actividad 6.3 Construcción de perfiles de consumidores rurales | Establecer perfiles de consumidor a nivel rural, puesto que las necesidades de todos no son las mismas, sino diferenciadas. Además, se debe investigar las barreras (fallas de mercado) que impiden a los usuarios acceder al servicio de electricidad, incluso cuando la infraestructura ya está instalada. (Por ejemplo ahora ya se considera como parte del costo de la tarifa, los medidores y su instalación en las viviendas rurales). También se debe considerar el uso de líneas de corte para los principales componentes de los proyectos de electrificación rural. |

Así mismo, se recomienda fortalecer los componentes que ya existen, asociados a potenciar el efecto beneficioso de la electricidad.

| Nuevas actividades recomendadas a componentes existentes | |
|--|------------------------|
| Componente actividad / | Objetivo y comentario. |
| Componente 2 | |

| | |
|--|--|
| Usos productivos de la electricidad | |
| Actividad 2.2 Articulación con otras intervenciones del Estado. | Esta articulación debe realizarse para asegurar que el objetivo sea la promoción del desarrollo y no sólo la cobertura de infraestructura. Para repotenciar el efecto beneficioso –en muchos casos potencial, hasta ahora- de la electricidad en las poblaciones rurales, desde el punto de vista de usos productivos y de la generación de competitividad en la población. Se debe buscar la articulación con otras intervenciones que promuevan usos productivos de la electricidad. También tendrá la finalidad de identificar las potencialidades de desarrollo económico rural sostenible en las que la infraestructura de servicio eléctrico contribuya con mayor efectividad. |
| Componente 3 Marco normativo y promotor | |
| Actividad 3.2 Diseño de normas y alternativas tecnológicas de acuerdo a perfil de consumidor rural. | Establecer normas y diseños técnicos de electrificación a partir del perfil del consumidor identificado previamente, puesto que las necesidades de todos no son las mismas, sino diferenciadas. |

Análisis de la suficiencia de las actividades para producir los componentes.

En lo que se refiere al Componentes 1 Provisión de Infraestructura Autosostenible a precios de mercado y al Componente 4 Provisión de Infraestructura no rentable a precios de mercado, se ha encontrado que existen diferencias de costos, plazos y metas entre las que se proponen en la preinversión y los que finalmente se alcanzan en la ejecución de proyectos. Ello implica que las actividades 1 y 6 referidas a la priorización y aprobación de proyectos no se están cumpliendo con rigurosidad. La evidencia se encuentra en los proyectos ejecutados en Satipo por DFC. Además se deben citar que cuando se requirió los estudios de preinversión con los que se declararon viables proyectos a la municipalidad de Santiago de Pupuja, Achaya y el Gobierno Regional de Puno, manifestaron que no contaban con dichos documentos. Estos proyectos fueron ejecutados en el marco del Shock de Inversiones que lideró DPR. Se evidencia la necesidad de dar más rigurosidad los estudios de preinversión y de reforzar los controles a los proyectos de electrificación.

En lo que se refiere al Componente 2 Usos Productivos de la Electricidad, la actividad de asignar recursos para solucionar fallas de mercado que permitan superar las barreras para el uso productivo de la electricidad, debe ser complementado con la actividad de acción concertada con otros sectores para la repotenciar los beneficios de la electrificación rural.

Finalmente, respecto al Componente 5 Capacitación en Gestión de Proyectos de Electrificación Rural, se debe indicar que no se están alcanzando los objetivos deseados de fortalecimiento de la capacidad de gestión de la ejecución de proyectos por parte de los Gobiernos Regionales y Locales. La evidencia está en las múltiples dificultades y lentitud de procesos por parte de Gobiernos Regionales y Locales. Se indica que la alta rotación de los funcionarios capacitados en los gobiernos subnacionales es la principal causa de que no se consolide la

capacitación brindada por la DGER. Si bien esta alta rotación podría buscarse corregir mediante generación de compromisos por parte de los Gobiernos Subnacionales, cabe reflexionar sobre los costos de una estrategia que incorpora muchos actores que están en proceso de desarrollo y fortalecimiento institucional para su adecuada gestión. Es de reflexionar la posibilidad de explorar nuevos arreglos institucionales que permita actuar con menor número de actores, pero más especializados, de manera de reducir los costos de la electrificación en términos de costos financieros, en tiempo, en horas hombre y en beneficios no percibidos por parte de la población.

Se debe mencionar que entre las actividades del Componente 3 Marco Normativo para la Electrificación Rural, una de ellas, referida al apoyo con equipos y software a los Gobiernos regionales y locales para el desarrollo de la electrificación rural, se desestimó en su implementación, debido a la falta de interés de esas instituciones. Las actividades consideradas son todas necesarias y, declinar su realización, sería un indicador de diseño no adecuado de la actividad o de inadecuada ejecución de la misma.

En cuanto a actividades nuevas que podrían desarrollarse, como se menciona anteriormente, son las siguientes:

| Actividades de nuevo componente recomendado al PEV | |
|---|--|
| Componente / actividad | Objetivo |
| Componente 6 Mejoramiento de la Articulación y Planificación | Articulación de la planificación (PNER) con los gobiernos regionales, locales, distribuidoras y MINEM. |
| Actividad 6.1 Identificación y empoderamiento de actores relevantes. | Mejorar la articulación y planificación entre actores relevantes y claves a la problemática de la electrificación rural. |
| Actividad 6.2 Mejorar el proceso de focalización. | Consolidar la participación de las empresas distribuidoras en la determinación de programación de las localidades que se deben electrificar. |
| Actividad 6.3 Identificación de perfiles de consumidores rurales | Construir perfiles de consumidor a nivel rural |

Además, como se indicó antes, también se requiere incluir nuevas actividades en algunos de los componentes existentes:

| Nuevas actividades recomendadas a componentes existentes | |
|---|---|
| Componente / actividad | Objetivo y comentario. |
| Componente 2 Usos productivos de la electricidad | |
| Actividad 2.2 | Consolidar la articulación con otras intervenciones que promuevan |

| | |
|---|---|
| Articulación con otras intervenciones del Estado. | el desarrollo productivo del sector rural. |
| Componente 3 Marco normativo y promotor | |
| Actividad 3.2 Diseño de alternativas tecnológicas de acuerdo a perfil de consumidor rural. | Establecer diseños técnicos de electrificación a partir del perfil del consumidor identificado previamente. |

Evaluación de la lógica vertical de la matriz del marco lógico.

Sí existe lógica vertical en cuanto a los componentes del marco lógico, en tanto se tenga como función objetivo solamente al acceso universal, y no se tenga ninguna mirada asociada a servicio. Dicho de otro modo, con los componentes que se han planteado se coadyuva a reforzar el concepto del propósito del PEV.

Pero en cambio si se avanza a considerar temas de servicio y aprovechamiento de la infraestructura, y no solamente de acceso, entonces notamos que dicho marco lógico debería reajustarse, creando un nuevo Componente de Articulación y Planificación que permita justamente articular de mejor manera las diversas iniciativas de electrificar áreas rurales en Perú.

Por medio de este componente nuevo se podría identificar aquel servicio necesario adecuado al perfil del consumidor eléctrico rural. Se podría identificar niveles de consumo eléctrico, medido en KWh, que deberían ser atendidos por un servicio fotovoltaico (o de otra fuente renovable), monofásico o trifásico. Se podría plantear mejor la estrategia de promoción del uso de la electricidad: usos productivos (cargas especiales asociadas a sectores productivos) o usos de bienestar (asociados a mejoras en salubridad, educación, e información).

Por los resultados recogidos de la ejecución de los proyectos, no se puede decir que la lógica vertical de la matriz de marco lógico se valida en su totalidad. Los componentes y las actividades sí son necesarios, pero, de acuerdo al análisis previo, existen otras actividades que deben ser consideradas para concretar los objetivos de los componentes. Asimismo, se debe evaluar la posibilidad de introducir nuevos componentes para asegurar que se alcanzará el propósito del PEV.

2.1.4 Lógica horizontal de la matriz de marco lógico.

Para tener una idea cabal de la medida en que se está logrando alcanzar el propósito, no basta con medir la cantidad de nuevos usuarios de electricidad, que para el PEV equivale a nuevos usuarios potenciales de electricidad. La medición que mejor se aproxima a medir el grado en que el PEV se acerca al objetivo de mejorar el nivel de vida de la población, es la del consumo de energía.

Se hace necesario entonces que, además de la medición del número de nuevos usuarios, se mida el consumo que tiene los nuevos usuarios. Esta información se puede obtener de parte de las empresas distribuidoras.

Indicadores de propósito del PEV

Los valores de las metas para 2006 y 2007 sí son factibles de calcular, aunque perdiendo grados de exactitud, debido a que no se han registrado explícitamente los valores propuestos (número de nuevas conexiones –nuevos usuarios- y consumo esperado). La razón de la considerable inexactitud es que las unidades formuladoras de los proyectos no cuentan con la disponibilidad de los estudios de preinversión que dan base a las metas del PEV.

Otra razón que incrementa la complejidad para estimar las metas, es la ausencia de un sistema que permita calcular la gestión de un proyecto en metas de obras físicas. Es muy usual que la ejecución de un proyecto se extienda más allá de un año, con lo que las metas del primer año de ejecución sólo serían partes parciales del proyecto. Sin la información exacta de cuántos proyectos se esperan culminar en un determinado año, es bastante difícil comparar el número de metas alcanzadas con el número de metas proyectado.

Las metas que utiliza la DGER es el de cantidad de población beneficiada; sin embargo este indicador no recoge la meta buscada de manera más precisa.

| | Población (en miles de habitantes) | | | | |
|---|---|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Proyectos ejecutados por DFC | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Población beneficiada por proyectos concluidos (en miles) | 138, | 339, | 367, | 637, | |
| | Estimación de número de conexiones | | | | |
| Conexiones alcanzadas por proyectos concluidos (planeado) | 30.7 | 75.4 | 81.6 | 141.6 | |

Número de personas por hogar 4.5

Indicadores para medir la obtención de metas de los componentes.

Seguidamente se hace un análisis de los indicadores existentes y de los que se proponen como nuevos indicadores:

Componente 1: Provisión de Infraestructura Autosostenible a precios de mercado.

| Análisis de los Indicadores de los componentes | | |
|---|--|--|
| Componente 1 | | |
| Provisión de Infraestructura Autosostenible a Precios de Mercado | | |
| Indicadores existentes | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Población beneficiada mediante proyectos concluidos | No precisa la meta efectivamente alcanzada respecto a la meta planificada y tampoco explica las diferencias. | Es un indicador que se puede medir de manera exacta a partir de las liquidaciones de proyecto. |
| Número de nuevas | No distingue las conexiones que | Es un indicador que se puede |

| | | |
|---|--|---|
| conexiones de los proyectos concluidos | consumen 0 (Cero) kwh y que por lo tanto no representan un beneficio social. | medir de manera exacta a partir de las liquidaciones de proyecto y que se debe medir en varios periodos de tiempo. |
| Número de proyectos viables | No es preciso, se pueden hacer más o menos proyectos y tener el mismo número de metas. | Se puede medir de manera exacta. |
| Indicadores nuevos | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Consumo de electricidad por abonado doméstico | Brinda indicio de los beneficios que el poblador percibe de la electricidad. Brinda indicio de la sostenibilidad y rentabilidad del proyecto. | No se mide durante la ejecución, pero se puede medir a los pocos meses de concluido el proyecto y luego en el mediano plazo para conocer la sostenibilidad de los resultados. |
| Nro. proyectos financiados / Nro. Proyectos viables | Ratio para medir el grado de competencia en el concurso de proyectos | Se puede medir directamente del portafolio de proyectos. |

En la siguiente tabla se muestra la cuantificación de los indicadores antes citados.

| Componente 1 | | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Provisión de Infraestructura Autosostenible - Cuantificación | | | | | |
| Indicadores existentes | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Población beneficiada mediante proyectos concluidos | 0 | 0 | 54 625 | | |
| Número de nuevas conexiones de los proyectos concluidos | 0 | 0 | 11 143 | | |
| Número de proyectos viables | 0 | 0 | 5 | | |
| Nuevos indicadores | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Consumo de electricidad por abonado doméstico (en kwh/mes) | 0 | 0 | 14 | | |
| Nro. proyectos financiados / Nro. Proyectos viables | 0/0 | n.d. | n.d. | | |

Componente 2: Usos productivos de la electricidad

| Análisis de los Indicadores de los componentes | | |
|---|---|---|
| Componente 2 | | |
| Usos Productivos de la electricidad | | |
| Indicadores existentes | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Mwh de consumo en usos productivos | Indicador adecuado | Se deberá medir después de la ejecución |
| Nro de MYPEs rurales que adoptan la electricidad | Indicador adecuado pero que debe analizarse la metodología de medición. | Se deberá medir después de la ejecución |
| Inversión de MYPEs en aparatos de producción eléctricos | Indicador adecuado, debe analizarse la metodología de medición. | Se deberá medir después de la ejecución |

La cuantificación de los indicadores nuevos y propuestos para el Componente 2: Usos Productivos de la electricidad, se muestra en el siguiente cuadro:

| Componente 2 Usos productivos de la electricidad - Cuantificación | | | | | |
|--|------|------|------|------|------|
| Indicadores existentes | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Mwh de consumo en usos productivos | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| Nro de MYPEs rurales que adoptan la electricidad | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| Inversión de MYPEs en aparatos de producción eléctricos | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| No se han considerado nuevos indicadores | | | | | |

Componente 3: Marco normativo promotor

| Análisis de los Indicadores de los componentes | | |
|--|---------------------|------------------------------|
| Componente 3 Marco normativo promotor | | |
| Indicadores existentes | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Nº de normas adoptadas por Minem | Indicador adecuado. | Se puede medir directamente. |

La cuantificación de estos indicadores es la siguiente (no se han considerado indicadores nuevos):

| Componente 3 Marco normativo promotor - Cuantificación | | | | | |
|---|------|------|------|------|------|
| Indicadores existentes | | | | | |
| Indicadores existentes | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Nro de normas presentados al MINEM | n.d. | n.d. | 4 | | |
| No se han considerado nuevos indicadores | | | | | |

Componente 4: Provisión de infraestructura no rentable a precios de mercado.

| Análisis de los Indicadores de los componentes | | |
|---|--|--|
| Componente 4 Provisión de Infraestructura no rentable a precios de mercado | | |
| Indicadores existentes | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Población beneficiada mediante proyectos concluidos | No precisa la meta efectivamente alcanzada, si es que se calcula a partir de indicadores referenciales de población. No se compara metas alcanzadas con metas programadas. | Es un indicador que se puede medir de manera exacta a partir de las liquidaciones de proyecto. |
| Número de proyectos viables | No es preciso, se pueden hacer más o menos proyectos y tener el mismo número de metas. | Se puede medir de manera directa |
| Indicadores nuevos | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Número de nuevas conexiones de los proyectos concluidos | Asocia mejor meta física con beneficiarios. No distingue las conexiones que consumen 0 (Cero) kwh y que por | Es un indicador que se puede medir de manera exacta a partir de las liquidaciones de proyecto. |

| | | |
|---|--|--|
| | lo tanto no representan un beneficio social. | |
| Consumo de electricidad por abonado doméstico | Brinda indicio de los beneficios que el poblador percibe de la electricidad. Brinda indicio de la sostenibilidad y rentabilidad del proyecto. | No se mide durante la ejecución, pero se puede medir a los pocos meses de concluido el proyecto. |

La cuantificación de estos indicadores es la siguiente:

| Componente 4 Provisión de Infraestructura para población en situación de pobreza - Cuantificación | | | | | |
|--|------|------|------|------|------|
| Indicadores existentes | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Población beneficiada mediante proyectos concluidos | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| Número de proyectos viables | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| Nuevos indicadores | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Número de nuevas conexiones de los proyectos concluidos | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| Consumo de electricidad por abonado | n.d. | n.d. | n.d. | | |

Componente 5: Capacitación en gestión de proyectos de electrificación rural.

Como se mencionó previamente, este componente presenta la complejidad de incluir muchos actores que están en proceso de fortalecimiento institucional. Esta característica hace que el costo de este componente sea elevado en términos de la capacitación y también en términos de los resultados de la gestión de los proyectos de electrificación rural.

Una alternativa es que se busque la participación de los agentes con mayor especialización y ventajas de economías de escala para gestionar la ejecución y la gestión de los proyectos de electrificación rural. Dichos agentes probablemente debieran ser las distribuidoras. Se debe tener en cuenta que una reconfiguración de este tipo debería estar acompañada de reasignación de responsabilidades, de roles y también de recursos. Esta es una tarea que se recomienda haga el sector, con el propósito de mejorar la consecución de sus objetivos.

Los indicadores actualmente existentes son los siguientes:

| Análisis de los Indicadores de los componentes | | |
|---|--|--------------------------|
| Componente 5 Capacitación en gestión de proyectos de electrificación rural | | |
| Indicadores existentes | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Nro de profesionales de los Gobiernos Regionales y Locales capacitados | Indicador que no mide el fortalecimiento institucional de un Gobierno Subnacional cuando existe alta rotación. | Es medible directamente. |
| Indicadores nuevos | | |

| | | |
|--|--|------------------------------|
| Nro de proyectos con ejecución retrasada por concursos desiertos, litigios con contratistas y otros. | El objetivo es que este indicador sea cero. | Se puede medir directamente. |
| Nº de proyectos donde se mide: Metas ejecutadas / metas planificadas | El objetivo es que este indicador sea el número de todos los proyectos ejecutados y debería estar incluido en un sistema de control. | Se puede medir directamente. |

La cuantificación de este componente es la siguiente:

| Componente 5 Capacitación en gestión de proyectos de electrificación rural - Cuantificación | | | | | |
|--|------|------|------|------|------|
| Indicadores existentes | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Nro de profesionales de los Gobiernos Regionales y Locales capacitados | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | |
| Indicadores nuevos | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Nro de proyectos retrasados por concursos desiertos y litigios con contratistas. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | |
| Nº de proyectos ejecutadas / Nº de proyectos cuya ejecución estaba planificada | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | |

Componente 6: Articulación y planificación.

Este es un nuevo componente que se está proponiendo con la finalidad de consolidar la planificación de la electrificación rural a nivel de todos los gobiernos subnacionales. Asimismo, tiene la finalidad de articular mejor la gestión de los proyectos de electrificación rural con los todos los actores involucrados.

| Análisis de los Indicadores de los componentes | | |
|--|--|----------------------------------|
| Componente 6 Mejoramiento de la articulación y planificación | | |
| Indicadores existentes | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Nro de proyectos que se deben redimensionar por duplicidad con intervenciones de Gobiernos Subnacionales | El objetivo es que este indicador sea cero, cuanto mayor sea, mayor será la gravedad del problema. | Se puede medir de manera directa |
| Nro de proyectos que no son recibidos por objeciones técnicas o administrativas del distribuidor. | El objetivo es que este indicador sea cero. | Se puede medir de manera directa |

La cuantificación de los indicadores de este nuevo componente no se puede realizar por ahora, pero la DGER cuenta con la información necesaria para hacerlo.

| Componente 6 Mejoramiento de la articulación y planificación - Cuantificación | | | | | |
|--|------|------|------|------|------|
| Los Indicadores son nuevos | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Nro de proyectos que se deben redimensionar por duplicidad con intervenciones de Gobiernos Subnacionales | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| Nro de proyectos que no son recibidos por objeciones técnicas o administrativas del distribuidor. | n.d. | n.d. | n.d. | | |

Indicadores para medir la obtención de metas de las actividades del PEV.

Al nivel de actividades por componente, se presente el siguiente análisis:

Actividades del Componente 1: Provisión de infraestructura autosostenible a Precios de Mercado

| Análisis de los indicadores de los actividades | | |
|--|--|-----------------------------------|
| Componente 1 Provisión de Infraestructura Autosostenible a Precios de Mercado | | |
| 1.1 Aprobación y priorización de proyectos por Comité Directivo | | |
| Indicadores existentes | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Nro de proyectos aprobados | Es un indicador que no mide el número de beneficiarios. | Se puede medir de manera directa. |
| Nuevos indicadores | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Nro de conexiones de todos los proyectos aprobados | Aproxima mejor el número de beneficiarios esperados. | Se puede medir de manera directa. |
| 1.2 Licitaciones de obra de proyectos y firma de contratos | | |
| Indicadores existentes (no se proponen indicadores nuevos) | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Nro de proyectos licitados y contratados | Indicador de avance. | Se puede medir directamente. |
| 1.3 Ejecución y supervisión de proyectos | | |
| Indicadores existentes | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Número de proyectos concluidos | Indicador de eficiencia en la consecución de metas. Se debe tener en cuenta que los proyectos pueden tardar más de un año, para los casos de grandes saltos en la disponibilidad de recursos de inversión. | Se puede medir directamente. |
| Número de conexiones de los | Indicador de metas alcanzadas. | Se puede medir directamente. |

| | | |
|---|---|------------------------------|
| proyectos concluidos | | |
| Actividad Nueva | | |
| 1.4 Control de consumos domésticos en proyectos concluidos | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Consumos domésticos por cuartiles registrados en los proyectos concluidos | Permite indicio del impacto del proyecto. | Se puede medir directamente. |

La cuantificación de los indicadores de estas actividades se muestra a continuación:

| Componente 1 | | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Provisión de Infraestructura Autosostenible a Precios de Mercado | | | | | |
| Cuantificación de Actividades | | | | | |
| 1.1 Aprobación y priorización de proyectos por Comité Directivo | | | | | |
| Indicadores existentes | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Nro de proyectos aprobados y priorizados | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| Indicadores nuevos | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Nro de conexiones de todos los proyectos aprobados | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| 1.2 Licitaciones de obra de proyectos y firma de contratos | | | | | |
| Indicadores existentes | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Nro de proyectos licitados y contratados | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| 1.3 Ejecución y supervisión de proyectos | | | | | |
| Indicadores existentes | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Número de proyectos concluidos | 0 | 0 | 5 | | |
| Número de conexiones de los proyectos concluidos | n.d. | n.d. | 7 798 | | |
| Actividad Nueva | | | | | |
| 1.4 Control de consumos domésticos en proyectos concluidos | | | | | |
| Indicadores existentes | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Consumos domésticos por cuartiles registrados en los proyectos concluidos | n.d. | n.d. | n.d. | | |

Actividades del Componente 2: Usos productivos de la electricidad.

| Análisis de los indicadores de los actividades | | |
|--|--|----------------------------------|
| Componente 2 | | |
| Usos productivos de la electricidad | | |
| 2.1 Licitación y firmar contratos de consultoría de promoción de usos productivos | | |
| Indicadores existentes | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Nro de consultorías licitadas y firmadas | Indicador efectividad de gestión de la actividad. | Se puede medir de manera directa |
| 2.2 Capacitación a empresas distribuidoras en promoción de usos productivos de la electricidad en el ámbito rural | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Nro de funcionarios de distribuidoras | Indicador indirecto de avance en la sostenibilidad de esta | Se puede medir de manera directa |

| | | |
|---|--|----------------------------------|
| capacitados | intervención. | |
| Actividad Nueva 2.3 Consolidación y difusión de lecciones aprendidas sobre el uso productivo de la electricidad en el ámbito rural | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Informe de lecciones aprendidas sobre usos productivos de la electrificación rural | Permite maximizar la utilidad del proyecto piloto. | Se puede medir de manera directa |

La cuantificación de estos indicadores se muestra a continuación.

| Componente 2 Usos productivos de la electricidad Cuantificación de Actividades | | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 2.1 Licitación y firmar contratos de consultoría de promoción de usos productivos | | | | | |
| Indicadores existentes | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Nro de consultorías licitadas y firmadas | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| 2.2 Capacitación a empresas distribuidoras en promoción de usos productivos de la electricidad en el ámbito rural | | | | | |
| Indicadores existentes | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Nro de funcionarios de distribuidoras capacitados | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| Actividad Nueva 2.3 Consolidación y difusión de lecciones aprendidas sobre el uso productivo de la electricidad en el ámbito rural | | | | | |
| Indicadores | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Informe de lecciones aprendidas sobre usos productivos de la electrificación rural | n.d. | n.d. | n.d. | | |

Actividades del Componente 3: Marco normativo promotor.

| Análisis de los indicadores de los actividades | | |
|--|--|----------------------------------|
| Componente 3 Marco normativo promotor | | |
| 3.1 Estudios sobre normatividad y especificaciones técnicas para promover las inversiones en electrificación rural | | |
| Indicadores existentes | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Desarrollo de especificaciones técnicas aplicadas en electrificación rural. | Indicador adecuado. | Se puede medir de manera directa |
| Actividad Nueva 3.2 Diseño de nuevas alternativas técnicas de electrificación rural adecuados a los perfiles de abonado doméstico del ámbito rural. | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Nro de alternativas tecnológicas diseñadas de | Permite maximizar la utilidad del proyecto piloto. | Se puede medir de manera directa |

| | | |
|---------------------------------------|--|--|
| acuerdo a perfil de consumidor rural. | | |
|---------------------------------------|--|--|

La cuantificación de estos indicadores se presente a continuación:

| Componente 3 Marco normativo promotor Cuantificación de Actividades | | | | | |
|--|------|------|------|------|------|
| 3.1 Estudios sobre normatividad y especificaciones técnicas para promover las inversiones en electrificación rural | | | | | |
| Indicadores existentes | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Desarrollo de especificaciones técnicas aplicadas en electrificación rural. | 0 | 0 | 4 | | |
| Actividad Nueva 3.2 Diseño de nuevas alternativas técnicas de electrificación rural adecuados a los perfiles de abonado doméstico del ámbito rural. | | | | | |
| Indicadores | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Nro de de alternativas tecnológicas diseñadas de acuerdo a perfil de consumidor rural. | 0 | 0 | 0 | | |

Actividades del Componente 4: Provisión de infraestructura no rentable a precios de mercado.

| Análisis de los indicadores de los actividades | | |
|---|---|----------------------------------|
| Componente 4 Provisión de Infraestructura no rentable a precios de mercado | | |
| 4.1 Aprobación y priorización de proyectos por Comité Directivo | | |
| Indicadores existentes | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Nro de proyectos aprobados | Es un indicador que no mide el número de beneficiarios. | Se puede medir de manera directa |
| Nuevos indicadores | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Nro de conexiones de todos los proyectos aprobados | Aproxima mejor el número de beneficiarios esperados. | Se puede medir de manera directa |
| 4.2 Licitaciones de obra de proyectos y firma de contratos | | |
| Indicadores existentes (no se proponen indicadores nuevos) | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Nro de proyectos licitados y contratados | Indicador de avance. | Se puede medir directamente. |
| 4.3 Ejecución y supervisión de proyectos | | |
| Indicadores existentes | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Número de proyectos concluidos | Indicador de eficiencia en la consecución de metas. Se debe tener en cuenta que los proyectos pueden tardar más de un año, para los casos de grandes saltos en la disponibilidad de recursos de | Se puede medir directamente. |

| | | |
|---|---|------------------------------|
| | inversión. | |
| Número de conexiones de los proyectos concluidos | Indicador de metas alcanzadas. | Se puede medir directamente. |
| Indicadores nuevos | | |
| Plazo de ejecución según contrato / Plazo de ejecución real | Permite medir la eficiencia de la gestión de la ejecución de los proyectos. | Se puede medir directamente. |
| Actividad Nueva | | |
| 1.4 Control de consumos domésticos en proyectos concluidos | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Consumos domésticos por cuartiles registrados en los proyectos concluidos | Permite tener indicio del impacto del proyecto en el bienestar de la población. | Se puede medir directamente. |

La cuantificación de los indicadores de estas actividades se muestra a continuación:

| Componente 4 Provisión de Infraestructura para población en situación de pobreza Cuantificación de Actividades | | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 4.1 Aprobación y priorización de proyectos por Comité Directivo | | | | | |
| Indicadores existentes | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Nro de proyectos aprobados | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| Indicadores nuevos | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Nro de conexiones de todos los proyectos aprobados | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| 4.2 Licitaciones de obra de proyectos y firma de contratos | | | | | |
| Indicadores existentes | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Nro de proyectos licitados y contratados | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| 4.3 Ejecución y supervisión de proyectos | | | | | |
| Indicadores existentes | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Número de proyectos concluidos | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| Número de conexiones de los proyectos concluidos | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| Indicador nuevo | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Plazo de ejecución según contrato / Plazo de ejecución real | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| Actividad Nueva | | | | | |
| 4.4 Control de consumos domésticos en proyectos concluidos | | | | | |
| Indicadores nuevos | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Consumos domésticos por cuartiles registrados en los proyectos concluidos | n.d. | n.d. | n.d. | | |

Actividades del Componente 5: Capacitación en gestión de proyectos de electrificación rural.

| Análisis de los indicadores de los actividades | | |
|---|--|----------------------------------|
| Componente 5 Capacitación en gestión de proyectos de electrificación rural | | |
| 5.1 Capacitación a funcionarios de Gobiernos Regionales y Locales | | |
| Indicadores existentes | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Nro de funcionarios de gobiernos subnacionales capacitados | Indicador que tiene limitaciones por la alta rotación de los funcionarios de Gobiernos Subnacionales. La actividad debería ser revisada en función a un nuevo esquema de articulación de las demandas con la oferta de la DGER. | Se puede medir de manera directa |

La cuantificación de los indicadores de estas actividades se muestra a continuación:

| Componente 5 Capacitación en gestión de proyectos de electrificación rural Cuantificación de Actividades | | | | | |
|--|------|------|------|------|------|
| 5.1 Capacitación a funcionarios de Gobiernos Regionales y Locales | | | | | |
| Indicadores existentes | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Nro de funcionarios de gobiernos subnacionales capacitados | n.d. | n.d. | n.d. | | |

Actividades del Componente 6: Articulación y planificación.

Las actividades que se consideran necesarias para este nuevo componente son las siguientes:

| Análisis de los indicadores de los actividades | | |
|--|---|----------------------------------|
| Componente 6 Mejoramiento de la articulación y planificación | | |
| 6.1 Identificación y empoderamiento de actores relevantes. | | |
| Indicadores existentes | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Estudio sobre funciones y procesos de los involucrados en los proyectos de electrificación rural | Se debe revisar el actual proceso de construcción y entrega de proyectos de electrificación rural. | Se puede medir de manera directa |
| 6.2 Mejorar el proceso de focalización. | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |
| Estudio y puesta en práctica de mejoramiento de proceso de focalización. | Se debe desconcentrar el proceso de focalización con actores más especializados y dotados de mejores instrumentos para optimizar el servicio al poblador rural. | Se puede medir de manera directa |
| 6.3 Construcción de perfiles de consumidores rurales | | |
| Indicador | Comentario | Mensurabilidad |

| | | |
|--|--|----------------------------------|
| Informe bianual de perfiles de consumidores rurales para utilizarse en la planificación de proyectos de electrificación rural. | Estos perfiles permitirán mejores instrumentos para proponer proyectos de electrificación rural adecuados a cada tipo de consumidor. | Se puede medir de manera directa |
|--|--|----------------------------------|

En vista que se trata de un componente nuevo, con nuevas actividades, aún no se tiene información para cuantificar estos indicadores.

Evaluación de la lógica horizontal de la matriz de marco lógico del PEV .

Habiéndose revisado la matriz de marco lógico implícito del PEV, la conclusión es que no se valida en su totalidad por las siguientes razones:

- ⇒ Los indicadores no llegan a reflejar los objetivos que se deben buscar con el PEV y todas sus actividades, por esta razón se han recomendado ingresar nuevos indicadores.
- ⇒ Se encontró la necesidad de incluir un nuevo componente en vista de los problemas reportados en la ejecución de los proyectos. Este componente a su vez implica nuevos indicadores, por lo que tampoco es posible validar la Matriz de Marco Lógico.

2.2 Ejecución del PEV.

2.2.1 Organización del PEV.

2.2.1.1 Estructura organizacional.

La estructura organizacional del PEV se ha analizado no sólo desde el punto de vista interno, sino también desde el punto de vista de todos los involucrados en los proyectos de electrificación rural, con sus funciones implícitas, poderes e intereses. El siguiente cuadro muestra de manera resumida estas características.

| Involucrados | Función implícita | Interés |
|------------------------------------|--|--|
| Población o Beneficiarios | Plantear demandas de electrificación rural | Mejorar la productividad en las actividades que se llevan actualmente, y desarrollar otras nuevas asociadas a la utilización de energía eléctrica. |
| | Brindar las características de la necesidad: número de pobladores, número de viviendas, actividades productivas, cargas de uso general, etc. | Incrementar la vida de los pobladores al hacer uso de medios de comunicación como radio, televisión y otros artefactos eléctricos. |
| | Efectuar aportes en términos de trabajo o monetarios. | Acelerar la culminación de las obras de electrificación rural. |
| Gestores sociales de los proyectos | Estructurar la demanda por electrificación rural en términos de un estudio de preinversión. | Asegurar la priorización del proyecto de electrificación rural. Maximizar la cobertura del proyecto |
| | Gestionar fuentes de financiamiento ante el Minem y otras instituciones | Asegurar el financiamiento del proyecto |
| | Gestionar ante distribuidoras factibilidad de suministro y otros | Asegurar el abastecimiento de energía para el proyecto |
| Gobiernos regionales y | Identificar, planear y ejecutar | Mantener satisfechas las |

| | | |
|---|--|---|
| Local | proyectos de electrificación rural. | expectativas de la población. Incrementar la vida de los pobladores al hacer uso de electricidad para usos productivos y para consumo doméstico. |
| | Buscar financiamiento para proyectos de electrificación rural | Asegurar la ejecución de los proyectos de electrificación rural. |
| | Presentar los estudios de preinversión de los proyectos. | Acelerar todos los procesos administrativos y de evaluación de los proyectos de electrificación rural |
| Ministerio de Energía y Minas | Evaluar y planificar los proyectos de electrificación rural propios y los que le presenten los Gobiernos Subnacionales | Cumplir con el Plan Nacional del Electrificación Rural. |
| | Administrar recursos financieros para ejecución directa o por delegación, de proyectos de electrificación rural | Acelerar el cumplimiento de metas del PNER y de los proyectos programados para la ejecución anual |
| Distribuidoras de electricidad | Brindar servicios de distribución eléctrica en su área de concesión. | Mantener un servicio adecuado dentro de los parámetros que la legislación le impone, manteniendo el control sobre sus acciones. |
| | Maximizar la rentabilidad de la empresa. | Evitar mayores costos por proyectos que no están en su área de concesión. |
| | Mantener la operatividad técnica de la empresa. | Revisar todos la factibilidad técnica de todos los proyectos de electrificación rural que les compete |
| Entidades privadas de actividades productivas | Cumplir con las obligaciones que les compete | Velar porque los proyectos de electrificación rural no afecte sus intereses. |

De este cuadro y de las evidencias recogidas en las visitas de campo, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Existen varios actores involucrados, que tienen las mismas funciones, o muy parecidas, pero con distintos intereses, a veces pueden estar contrapuestos.
- Existen varios involucrados que tienen las mismas funciones, o muy parecidas, pero con distinto nivel de conocimiento del problema de la electrificación rural.
- Existen varios involucrados que tienen las mismas funciones, o muy parecidas, con distintas cuotas de poder.
- Gran parte de las decisiones de financiamiento, que significa gran poder de decisión, se concentra en el MINEM.

El resultado de esta estructura tal como está se refleja en los siguientes hechos:

- No se respeta la planificación que se desarrolla en el PNER, con bastante frecuencia cada instancia de gobierno realiza sus propios planes de electrificación.

- ii) Los proyectos de electrificación rural se presentan con formatos, supuestos y metodologías que no son estandarizados.
- iii) Existen cambios, a veces importantes, en las metas de los proyectos, así como en los costos.
- iv) Se concentran los trámites de gestión de financiamiento y aprobación de expedientes técnicos en la DGER, que hasta ahora ha cumplido con satisfacer dicha demanda. Sin embargo, sus interlocutores no son técnicos necesariamente, lo que eleva los costos de transacción.
- v) No se asume una función de planificación y focalización fina de los proyectos de electrificación rural. En consecuencia se tienen diseños de proyectos que no responden a las necesidades de los consumidores.
- vi) Los proyectos de electrificación no tienen un proceso fluido de ejecución y transferencia para su ejecución y mantenimiento.
- vii) En algunas ocasiones se llega a situaciones extremas de tener el proyecto culminado y no se brinda el servicio.

Esta situación se produce, en gran parte, debido a la estructura organizacional de todo los involucrados en la electrificación rural. Debe tenerse en cuenta que la DGER cuenta con reconocidos profesionales con amplia experiencia en electrificación rural. Igualmente las distribuidoras cuentan con profesionales cuyas obligaciones diarias tienen que ver con el abastecimiento de electricidad en ámbitos que también incluyen zonas rurales. Por esta razón es que se concluye que no es la necesidad de fortalecimiento de recursos humanos el principal problema por resolver.

En esta coyuntura se sugiere que la organización de la demanda de proyectos de electrificación rural sea realizada de manera descentralizada. Esto implica generar capacidades de organizar (planificar y programar) la demanda y revisar los expedientes técnicos propuestos por Gobiernos Subnacionales. A su vez esto implica generar procesos de articulación de la demanda con estos organizadores y revisores de demandas de electrificación rural. También implica generar estándares de evaluación para hacer más rápida y homogénea la programación de proyectos. Se considera que esta descentralización técnica (no necesariamente financiera) debe estar a cargo de las distribuidoras de electricidad, porque son los interlocutores más capacitados a nivel descentralizado. Los resultados que se podrían esperar son.

- i) Mejorar la capacidad de planificación de la DGER, al tener que recibir menos interlocutores, pues las distribuidoras se deberán encargar de evaluar y programar las demandas de electrificación rural.
- ii) Los costos de transacción se reducirán para la DGER al establecer un intermediario con mayor cercanía a los demandantes de proyectos de electrificación rural y que tiene estándares profesionales para hacer el diálogo técnico más fluido.

- iii) La proximidad de las distribuidoras a las zonas rurales debe permitir reducir tiempo de atención a los demandantes de electrificación rural.
- iv) Se ahorrarán los tiempos y costos en procesos de supervisión de proyectos, pues las que se van a hacer cargo de los proyectos, las distribuidoras, participan desde la generación del proyecto.
- v) Debe evaluarse la posibilidad de que la ejecución de proyectos sea delegada a las distribuidoras, en principio están más capacitadas en la gestión de proyectos de electrificación rural, que los Gobiernos Regionales y Locales. Se sugiere analizar el caso de DFC.

2.2.1.2 Criterios de focalización y selección de beneficiarios de los componentes.

En el transcurso de la consultoría no se pudo apreciar una metodología con indicadores, fuentes de información, análisis de alternativas verificable y línea de base. Estas circunstancias restan transparencia a la programación de inversiones que muestra el PNER. Asimismo, se ha encontrado una proporción importante de consumos domésticos de 0 kwh-mes en los proyectos visitados. Esto reflejaría el hecho de inadecuada participación pública (objetivos no correctamente focalizados), y de que no se ha organizado adecuadamente la actuación de los involucrados en la electrificación rural. Sobre este último tema se debe decir que existen grupos de Comités de Electrificación que son manejados por intermediarios informales; mientras que por otro lado, las distribuidoras no desarrollan mercados de servicios eléctricos para familias y empresas. Las distribuidoras por su parte indican tienen ya bastantes dificultades para realizar las tareas de lectura de medidores y cobranza, en zonas alejadas de los proyectos de electrificación rural.

2.2.1.3 Criterios de asignación de recursos. Mecanismos de transferencia de recursos y modalidad de pago.

Respecto a los criterios de evaluación y asignación de recursos, se presenta a continuación un análisis de acuerdo a diferentes perspectivas.

a) Entre regiones.

Los resultados de la asignación de recursos por regiones, muestran que regiones con menor Cobertura eléctrica rural no son las más beneficiadas en la asignación de recursos. Esto podría significar que se deban revisar los criterios de asignación de recursos o la metodología con que se utilizan.

Cuadro 2-01
Electrificación rural por regiones
Millones de nuevos soles

| | PIM 2006-2009 (En S/. miles) | Porcentaje |
|-------------|---------------------------------|------------|
| LIMA | 230,725 | 13.6 |
| CAJAMARCA | 228,413 | 13.4 |
| HUANUCO | 175,205 | 10.3 |
| PUNO | 144,285 | 8.5 |
| LAMBAYEQUE | 139,280 | 8.2 |
| AYACUCHO | 131,846 | 7.8 |
| LA LIBERTAD | 88,688 | 5.2 |

| | | |
|---------------|------------------|--------------|
| PIURA | 83,094 | 4.9 |
| ANCASH | 76,952 | 4.5 |
| JUNIN | 69,766 | 4.1 |
| SAN MARTIN | 63,284 | 3.7 |
| HUANCAVELICA | 51,494 | 3.0 |
| LORETO | 48,407 | 2.9 |
| CUSCO | 46,921 | 2.8 |
| AMAZONAS | 41,182 | 2.4 |
| PASCO | 21,132 | 1.2 |
| APURIMAC | 17,274 | 1.0 |
| MADRE DE DIOS | 12,817 | 0.8 |
| AREQUIPA | 11,944 | 0.7 |
| UCAYALI | 6,070 | 0.4 |
| ICA | 4,851 | 0.3 |
| TUMBES | 4,626 | 0.3 |
| TOTAL | 1,698,256 | 100.0 |

Se puede apreciar que regiones con bajo coeficiente de electrificación rural, como Madre de Dios, Ucayali y Amazonas, han recibido muy baja proporción de recursos de electrificación rural. En el desconocimiento de la metodología aplicada para determinar esta programación, cabe reflexionar sobre el grado de dinamismo que ha tenido cada región para hacer priorizar sus proyectos.

b) Entre componentes.

La asignación de recursos entre componentes se puede apreciar desde el punto de vista de los principales problemas que enfrenta el PEV. Uno de los aspectos más importantes es el reducido consumo de los pobladores de las zonas rurales. El componente de Usos Productivos de la Electricidad puede ayudar a elevar este consumo y de esa manera consolidar los beneficios del poblador y la sostenibilidad del proyecto. No obstante, se observa que los recursos destinados a este propósito son reducidos. Algo similar sucede con la articulación y planificación. Si bien no son componentes que actualmente existan en el PEV, son frecuentes los casos en los que se traslapan los proyectos de los varios gobiernos subnacionales y en los cuales los involucrados no coordinan sus acciones. También se podría destinar más recursos a estas actividades y mejorar así la efectividad y eficiencia del PEV.

c) Al interior de los componentes.

Al interior de los componentes se aprecia que en el Marco Normativo se ha dejado de realizar consultorías en DFC (Apoyo con Equipos y Software a Gobiernos Regionales y Locales, como asistencia técnica para la promoción de un nuevo esquema de electrificación rural), señalándose que ninguna de las 24 regiones que tienen territorios rurales muestra interés en la actividad. Este hecho podría implicar que existe un problema comunicación de sus objetivos e inclusión de la participación activa de otros involucrados importantes

Por la problemática existente, se deduce que se necesita reforzar las actividades orientadas a la priorización y programación, en vista que la planificación es muy débil al no reflejarse en los resultados de la ejecución de proyectos.

Adicionalmente, la actividad de capacitación de Gobiernos Regionales y Locales en ejecución de proyectos, tiene resultados limitados, por las razones que fuere, que

al final se reflejan en ejecución de proyectos lenta y costosa. Cabe mencionar que la actual estrategia implica que el MINEM interactúe con muchos actores (GRs y GLs) que se caracterizan por estar en proceso de fortalecimiento institucional.

Mecanismos de transferencia de recursos e incidencia de la modalidad de pago en la obtención oportuna y de calidad del bien o servicio entregado y el logro de los resultados esperados.

El PEV efectivamente delega funciones en terceros involucrados.

En el caso de la DFC, su principal componente que es infraestructura, se ejecuta mediante la delegación de las obras a las distribuidoras. Este mecanismo sigue los lineamientos de una de las entidades financiadoras que es el Banco Mundial; además debe seguirse un procedimiento ad hoc que garantiza el cumplimiento de las valorizaciones de obra, antes de efectuar el pago.

Una vez revisadas las valorizaciones de obra, el desembolso es bastante rápido, pues generalmente los recursos ya están depositados en una cuenta que tiene un régimen similar al de un fideicomiso. Por esta razón, si las condiciones se cumplen, la transferencia de recurso es muy rápido. Sí se debe indicar que la ejecución de parte de la DFC, ejecución presupuestal administrativa, antes que la ejecución “operativa” de las distribuidoras, ha sido lenta.

En el caso de DPR, también existe delegación de ejecución de proyectos. Las dos formas más utilizadas fueron las de transferencia financiera y la ejecución por convenio. La transferencia financiera fue utilizada durante el llamado “Shock de inversiones”; mientras que la ejecución por convenio corresponde a la celebración de un convenio entre la DPR y los Gobiernos Locales, para que el primero financie parte de las obras de los proyectos de los Gobiernos Locales. En el caso de los proyectos del Shock de Inversiones, la gran cantidad de recursos financieros implicada y los plazos muy cortos para preparar y revisar adecuadamente los proyectos, significó que existan retrasos por correcciones en los expedientes técnicos de los proyectos. Si bien en el caso de las transferencias de la DPR existen más procedimientos administrativos y legales que cumplir, no se recogieron señales que ello hubiese significado afectar la adquisición de bienes en calidad o cantidad.

Transferencias de recursos a beneficiarios finales / intermedios.

En el PEV no se reportan transferencias de recursos a beneficiarios finales o intermedios.

2.2.1.4 Funciones y actividades de seguimiento que realiza la Unidad Responsable.

Del trabajo que se ha venido desarrollando, se puede afirmar que no existe un sistema de seguimiento continuo que genere información pertinente, de calidad, periódica y oportuna. Tampoco existe evidencia de que la información generada por un sistema así, retroalimente la toma de decisiones. Sería muy oportuno implementarlo.

Si bien es cierto existen indicadores de metas para 2006 y 2007, no se han registrado explícitamente los valores propuestos (número de nuevas conexiones – nuevos usuarios- y consumo esperado), en parte porque las unidades

formuladoras de los proyectos no cuentan con la disponibilidad de los estudios de preinversión que dan base a las metas del PEV. Más aún, no existe un sistema que permita calcular la gestión de un proyecto en metas de obras físicas.

Es muy usual que la ejecución de un proyecto se extienda más allá de un año, con lo que las metas del primer año de ejecución sólo serían partes parciales del proyecto, y sin la información exacta de cuántos proyectos se esperan culminar en un determinado año, es bastante difícil comparar el número de metas alcanzadas con el número de metas proyectado.

En virtud de lo anterior, es claro que las dos intervenciones que existen en el ámbito de la electrificación rural, DPR y FDC, podrían mejorar la provisión del servicio eléctrico mediante un sistema que recoja experiencias y las aplique en nuevas electrificaciones. Ayudaría además a articular mecanismos eficientes de coordinación, entre el MEM con las Empresas Distribuidoras y Gobiernos Regionales y Locales.

Por otro lado, el sistema de seguimiento siempre estará alineado con el objetivo y las metas a lograr, declaradas por el programa, pero como hemos revisado anteriormente, dicho objetivo ha estado más direccionado a proveer de la infraestructura de energía, antes que a proveer un servicio eléctrico apropiado. De manera tal que sus indicadores planteados, como lo hemos analizado anteriormente, dicen más bien de metas físicas de obras, antes que de beneficiarios, o de calidad en la provisión del servicio. No basta con medir la cantidad de nuevos usuarios de electricidad, sino de medir el grado en que el PEV se acerca al objetivo de mejorar el nivel de vida de la población, visto desde el consumo de energía. Un sistema de seguimiento anclado al objetivo actual poco puede ayudar a generar información pertinente y que retroalimente.

Si es que se quisiera incorporar una mayor consideración por los temas de servicio, y no solamente de acceso, entonces se deberá reajustar el Marco Lógico creando un nuevo Componente de Articulación y Planificación que permita justamente articular de mejor manera las diversas iniciativas de electrificar áreas rurales en Perú. Este nuevo componente deberá tener una batería de indicadores que permita generar información pertinente, de calidad, periódica, oportuna y que retroalimente la toma de decisiones, en función de mejorar la calidad del servicio.

2.2.2 Eficacia del PEV.

2.2.2.1 Desempeño del PEV en cuanto a actividades.

La cuantificación no se ha podido realizar de manera directa, por lo que se ha debido asumir ciertos supuestos y con ellos y las asignaciones presupuestales anuales, se buscaron simular metas razonables para cada año.

Actividades del Componente 1: Provisión de Infraestructura Autosostenible

| Componente 1 | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|
| Provisión de Infraestructura Autosostenible a Precios de Mercado | | | |
| Cuantificación de Actividades | | | |
| 1.1 Aprobación y priorización de proyectos por Comité Directivo | | | |
| Indicadores existentes | 2006 | 2007 | 2008 |
| Nro de proyectos priorizados y aprobados | n.d. | n.d. | n.d. |
| Indicadores nuevos | 2006 | 2007 | 2008 |

| | | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Nro de conexiones de todos los proyectos aprobados | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| 1.2 Licitaciones de obra de proyectos y firma de contratos | | | | | |
| Indicadores existentes | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Nro de proyectos licitados y contratados | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| 1.3 Ejecución y supervisión de proyectos | | | | | |
| Indicadores existentes | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Número de proyectos concluidos | | | | | |
| Proyectado | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| Real | 0 | 0 | 5 | | |
| Número de conexiones de los proyectos concluidos | | | | | |
| Proyectado | | 2 377 | 24 608 | | |
| Real | 0 | 0 | 7 798 | | |

En el cuadro precedente, el indicador principal es el de número de conexiones de proyectos concluidos. Se ha asumido que los proyectos se inician en un año y se culminan al año siguiente. Asimismo, se han asumido metas potenciales, en función a la disponibilidad presupuestal asumiendo un costo estándar por conexión (US\$ 1 200). Se aprecia un rezago importante en la ejecución de proyectos. DFC atribuye estos hechos, entre otros, a la demora en la declaratoria de viabilidad de sus proyectos. Cabe indicar que la gestión de la declaratoria de viabilidad sólo responde a la calidad de los estudios de preinversión que se someten a aprobación. Además, las diferencias entre los indicadores de la preinversión y la ejecución (costos y metas, en algunos proyectos) hacen pensar que parte de la demora se habría debido a una revisión de los datos de preinversión.

Actividades del Componente 2: Usos productivos de la electricidad

| Componente 2 Usos productivos de la electricidad Cuantificación de Actividades | | | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 2.1 Licitar y firmar contratos de consultoría de promoción de usos productivos | | | | | |
| Nro de consultorías licitadas y firmadas | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Proyectado | 0 | 0 | n.d. | | |
| Real | 0 | 0 | n.d. | | |
| 2.2 Capacitación a empresas distribuidoras en promoción de usos productivos de la electricidad en el ámbito rural | | | | | |
| Nro de funcionarios de distribuidoras capacitados | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Proyectado | 0 | 0 | n.d. | | |
| Real | 0 | 0 | n.d. | | |

Actividades del Componente 3: Marco normativo promotor.

| Componente 3 Marco normativo promotor Cuantificación de Actividades | | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 3.1 Estudios sobre normatividad y especificaciones técnicas para promover las inversiones en electrificación rural | | | | | |
| Desarrollo de especificaciones técnicas aplicadas en electrificación rural | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |

| | | | | | |
|------------|------|------|------|--|--|
| Proyectado | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| Real | 0 | 0 | 4 | | |

Actividades del Componente 4: Provisión de Infraestructura para población en situación de pobreza.

| Componente 4 Provisión de Infraestructura no rentable a precios de mercado Cuantificación de Actividades | | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 4.1 Aprobación y priorización de proyectos | | | | | |
| Nro de proyectos aprobados | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Proyectado | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| Real | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| 4.2 Licitaciones de obra de proyectos y firma de contratos | | | | | |
| Nro de proyectos licitados y contratados | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Proyectado | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| Real | 40 | 40 | 36 | | |
| 4.3 Ejecución y supervisión de proyectos | | | | | |
| Número de proyectos concluidos | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Proyectado | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| Real | 20 | 25 | 32 | | |
| Población de los proyectos concluidos | | | | | |
| Proyectado (miles) | 266 | 475 | 517 | | |
| Real (miles) | 166 | 220 | 479 | | |

En lo que se refiere al indicador principal, que es la población beneficiada, se puede apreciar que existe un rezago entre las metas reales y las potenciales. En este caso no se ha rezagado los objetivos de un año para el año siguiente como en el caso de DFC. Pero se debe indicar que en el 2006 y 2007 hubieron shocks de inversiones que implicaron un gran crecimiento repentino en el presupuesto asignado. Esto tiene como consecuencia que el impacto de estos shocks se aprecie con posterioridad, tal como se refleja en las elevadas metas alcanzadas el 2008. Cabe indicar también que la mejor manera de medir este componente es contabilizando conexiones efectivamente realizadas y más aún, conexiones con consumos de electricidad que reflejen un beneficio para el consumidor.

Actividades del Componente 5:

| Componente 5 Capacitación en gestión de proyectos de electrificación rural Cuantificación de Actividades | | | | | |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| 5.1 Capacitación a funcionarios de Gobiernos Regionales y Locales | | | | | |
| Nro de funcionarios de gobiernos subnacionales capacitados * | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Proyectado | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. |
| Real | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. | n.d. |

Opinión sobre la eficiencia del PEV.

Las variables proyectadas en su mayoría se han debido reconstruir a partir de las cifras de presupuesto y algunos coeficientes técnicos propios de la

electrificación rural. Lo que se puede deducir es que en comparación a las metas deducidas del presupuesto asignado, tanto con el PIA como con el PIM, las metas alcanzadas son una proporción bastante menor. Desde este punto de vista el desempeño del PEV no ha sido satisfactorio. No obstante es importante tener en cuenta lo siguiente.

- Los años 2006 y 2007 se caracterizaron por 2 shocks de desarrollo de inversiones (“shock de inversiones”), las cuales tuvieron plazos muy cortos para la preparación de su ejecución.
- Se contaba con estudios que no estaban actualizados o que adolecían de deficiencias técnicas.
- Se tuvo que ejecutar las inversiones mediante entidades (Gobiernos Regionales y Locales) que aún están en proceso de consolidación de su madurez institucional.
- Por el lado de DFC se trataba de un programa que recién empezaba a ejecutarse. Pero se debe subrayar que cuando un proyecto es financiado con endeudamiento externo, como es el caso de FONER (ahora DFC), el proyecto debe estar listo para ejecutarse desde el primer día de desembolso de recursos de endeudamiento.

Aunque las razones enunciadas podrían servir de atenuante para el desempeño del sector, no deja de ser cierto que el sector tiene aún un amplio espacio para mejorar su desempeño.

2.2.2.2 Desempeño del PEV en cuanto a la producción de componentes.

Al igual que en el caso de las actividades, para calcular los indicadores de los componentes se tuvo que asumir supuestos y estimar los indicadores proyectados a partir de las cifras de presupuesto en su PIM. Los resultados son los siguientes.

Componente 1: Provisión de Infraestructura Autosostenible

| Componente 1 | | | | |
|---|-------------------|-------|--------|---------------------|
| Provisión de Infraestructura Autosostenible a Precios de Mercado - Cuantificación | | | | |
| Indicadores existentes | | 2006 | 2007 | 2008 |
| Población beneficiada mediante proyectos concluidos | Proy | 5 013 | 25 741 | 64 762 |
| | Real | 0 | 0 | 54 625 |
| Número de nuevas conexiones de los proyectos concluidos | Proy | 1 114 | 5 660 | 14 391 |
| | Real | 0 | 0 | 11 143 |
| Número de proyectos concluidos | Proy ⁸ | n.d. | n.d. | n.d. |
| | Real | 0 | 0 | 5 |
| Consumo de electricidad por abonado doméstico | Proy | n.d. | n.d. | 28 kwh |
| | Real | | | 14 kwh ⁹ |
| Nro. proyectos financiados / Nro. Proyectos viables | Proy | n.d. | n.d. | n.d. |
| | Real | n.d. | n.d. | n.d. |

⁸ Hasta el 31/12/2008 en las tres Rondas de Concursos realizadas por el FONER, se tienen 60 proyectos en cartera. De éstos, se han culminado 5. Es decir, el 8%: PSE Laredo I Etapa, PSE Yurinaki I Etapa Ramal 1, PSE Yurinaki I Etapa Ramal 2, PSE Yurinaki I Etapa Ramal 3, PSE Huancabamba-Paucartambo. Por otro lado, 19 están en Ejecución (31%); 5 en Licitación (8%); 9 con viabilidad reciente (15%) y 22, en Evaluación (36%)

⁹ Promedio del Consumo Total de los siguientes proyectos ejecutados por el FONER: PSE Yurinaki Ramal I (Chanchamayo), PSE Yurinaki Ramal III (Chanchamayo), PSE Yurinaki Ramal I (Pichanaki), PSE Yurinaki Ramal II (Pichanaki), PSE Yurinaki Ramal III (Pichanaki), Satipo - Pangoa R1.

- Respecto al indicador “Población beneficiada mediante proyectos concluidos” se debe indicar que por tratarse de un proyecto que recién estaba iniciando, los proyectos recién se concluyeron hacia el año 2007 y especialmente el 2008. Sin embargo el desempeño en el 2008 está distorsionado porque está afectado por los proyectos que no llegaron a concluir en los años previos. Lo más razonable sería tomar la población beneficiada en el 2008 y dividirla por la suma de las poblaciones que se estimaba beneficiar en los 3 años, lo que da un ratio de desempeño de 0.57 para estos tres primeros años. Cabe precisar que esta comparación es contra cifras de presupuesto y no contra las cifras de los estudios de preinversión que darían un mejor indicador pues tomarían en cuenta lo que se planificó y justificó el proyecto.
- Lo mismo que para el indicador anterior sucede para “Número de nuevas conexiones de los proyectos concluidos”.
- Otro indicador es el “Consumo de electricidad por abonado doméstico”, se aprecia una diferencia clara que muy probablemente afectará la rentabilidad a precios de mercado y sostenibilidad de estos proyectos.

Componente 2: Usos productivos de la electricidad

| Componente 2 Usos productivos de la electricidad - Cuantificación | | | | | |
|--|------|------|------|------|------|
| Indicadores existentes | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Mwh de consumo en usos productivos | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| Nro de MYPEs rurales que adoptan la electricidad | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| Inversión de MYPEs en aparatos de producción eléctricos | n.d. | n.d. | n.d. | | |

- Con respecto a este componente todavía no se dispone de información pues recién se obtendrán los resultados, en vista del inicio tardío del componente.

Componente 3: Marco normativo promotor

| Componente 3 Marco normativo promotor - Cuantificación | | | | |
|---|------|------|------|------|
| Indicadores existentes | | 2006 | 2007 | 2008 |
| Nro de normas adoptados por el MINEM | Proy | n.d. | n.d. | 4 |
| | Real | 0 | 0 | 4 |

Con respecto a este componente se debe indicar que las 4 iniciativas legales que se indican en el cuadro, fueron presentadas a la DGER; no obstante aún no se han convertido en normas de uso práctico en la electrificación rural.

Componente 4: Provisión de Infraestructura no rentable a precios de mercado.

| Componente 4 Provisión de Infraestructura para población en situación de pobreza - Cuantificación | | | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Indicadores existentes | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Población beneficiada mediante proyectos concluidos – Proyectado (miles) | 266 | 475 | 517 | | |
| Población beneficiada mediante proyectos concluidos – Real (miles) | 166 | 220 | 479 | | |
| Número de proyectos viables | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| Nuevos indicadores | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Número de nuevas conexiones de los proyectos concluidos Proyectado (miles) | 59 | 105 | 115 | | |
| Número de nuevas conexiones de los proyectos concluidos Real (miles) | 36 | 48 | 106 | | |
| Consumo de electricidad por abonado doméstico | | | | | |

Con respecto a este componente, como ya se dijo, existe un rezago entre los presupuestos disponibles y las metas alcanzadas con la ejecución. Se debe reiterar que las metas se han estimado a partir de costo por conexión de US\$ 1 200 y un ratio de 4.5 personas por familia. La mejor forma de aproximar este desempeño es mediante información recogida de cada proyecto, generando una base de datos de la cual se pueda extraer indicadores agregados.

Componente 5: Capacitación en gestión de proyectos de electrificación rural.

| Componente 5 Capacitación en gestión de proyectos de electrificación rural - Cuantificación | | | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Indicadores existentes | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Nro de profesionales de los Gobiernos Regionales y Locales capacitados | n.d. | n.d. | n.d. | | |
| Indicadores nuevos | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Nro de proyectos retrasados por concursos desiertos y litigios con contratistas. | n.d. | n.d. | n.d. | | |

Componente 6: Mejoramiento de la articulación y planificación – Cuantificación.

| Componente 6 Mejoramiento de la articulación y planificación - Cuantificación | | | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Los Indicadores son nuevos | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
| Nro de proyectos que se deben redimensionar por duplicidad con intervenciones de Gobiernos Subnacionales | n.d. | n.d. | | | |
| Nro de proyectos que no son recibidos por objeciones técnicas o administrativas del distribuidor. | n.d. | n.d. | | | |

La información necesaria para estimar los indicadores de este componente sí existe, pero por razones de tiempo no se pudo consignar en el presente estudio.

En cuanto al desempeño de los componentes, en términos de metas potenciales y metas alcanzadas, existe un déficit para todos los componentes, aunque en algunos casos la falta de información no permite corroborar esta información. Pero sí se puede decir que los componentes más importantes en montos, que son los componentes de infraestructura de DPR y DFC, son los que más interrogantes suscitan por sus diferencias respecto a lo planeado o lo que potencialmente pudieron haber realizado. Desde este punto de vista, aún existen varios temas que el PEV debe mejorar con respecto a la ejecución de sus componentes.

2.2.2.3 Desempeño del PEV a nivel de propósito.

Como se ha discutido previamente, el propósito del PEV, de acuerdo a la política sectorial del MINEM, es dotar de acceso a infraestructura de electricidad a las áreas rurales. Desde este punto de vista, se está logrando incrementar la población rural que tiene un acceso potencial a servicio de electricidad. No obstante se deben hacer algunos comentarios respecto a este logro de incrementar la población con acceso a infraestructura de electricidad:

- La eficiencia con la que se han logrado estos objetivos puede ser mejorada, en vista que el ratio de utilización de los recursos ha sido en general bajo.
- La relación entre planificación y ejecución es débil, porque las herramientas de planificación no son instrumentos de gestión de la ejecución de proyectos, como se ha constatado al requerir los estudios de preinversión y ver las diferencias entre la justificación de los proyectos y los resultados de su ejecución.
- Los incrementos de población con acceso a infraestructura de electricidad en las áreas rurales no aseguran que dicha población realmente se beneficie de este servicio, debido a sus bajos consumos de electricidad y a los esfuerzos poco claros para revertir dicha situación.

2.2.3 Ejecución presupuestaria.

La ejecución de la Electrificación Rural ha venido siendo realizada por dos Unidades Ejecutoras del Pliego Energía y Minas, la Dirección Ejecutiva de Proyectos – DEP, y la Unidad de Gerencia – FONER, hasta 2008 cuando ambas Unidades Ejecutoras fueron fusionadas en una sola Dirección General de Electrificación Rural.

Este hecho de compartir tareas, marcó la ejecución presupuestal histórica de los programas de electrificación rural en Perú, no solamente porque se tenía dos unidades ejecutoras diferentes, de diferentes magnitudes presupuestarias y de recursos humanos, sino hasta porque tenían diferentes modelos de intervención, que no siempre se complementaron. Por un lado se tenía a la DEP (con más de 15 años de experiencia y responsable de toda la estrategia de electrificación rural en el país durante muchos años), y por otro lado al FONER (fundado en 2005, como parte de un préstamo del Banco Mundial para dinamizar el desarrollo de la electrificación rural).

Ambas Unidades Ejecutoras partían de Marcos Lógicos diferentes (la DEP con un marco lógico implícito), y por supuesto brindaban diferentes soluciones para solucionar su propio problema definido, que en principio no debería significar

mayor problema, si existiera una lógica de complementariedad entre ambas intervenciones. Sin embargo, se ha constatado que en la realidad esto no ha ocurrido siempre así, puesto que se brindaron servicios diferenciados y muchas veces para las mismas localidades, y no en la magnitud que se planteó (PIMs y ejecución de presupuestos).

Algunas cifras pueden constatar nuestras anteriores afirmaciones. Grosso modo se puede afirmar que entre 2006 y 2008, el programa de electrificación rural ha ejecutado sólo el 48,9% de su PIM que como vemos fue de S/. 1,413 millones para el periodo de los 3 años. Es decir gastó sólo S/ 690.7 millones, menos de la mitad de lo que tenía por gastar.

Esta afirmación se matiza según los años, puesto que en 2007 se registró un pico de ejecución para el periodo estudiado, sin embargo entre 2006 (49,9%) y 2008 (42%) la ejecución no ha mejorado. Más aún, al 4SET2009, según datos del SIAF-MEF, el porcentaje de ejecución ha sido de 39,9%, porque a un trimestre de cerrar el año, lo devengado en electrificación rural ha sido de S/. 198,6 millones sobre un PIM de S/. 497,9 millones.

Cuadro 2-02
Presupuesto y Ejecución presupuestaria, por Unidad Ejecutora
(En Nuevos Soles)

| AÑO | UNIDADES EJECUTORAS | PIM | EJEC | EJEC/ PIM |
|----------------------|---|----------------------|--------------------|-------------|
| 2006 | | 241,744,606 | 120,724,887 | 49.9 |
| | DIRECCION EJECUTIVA DE PROYECTOS-DEP | 232,402,168 | 116,460,316 | 50.1 |
| | UNIDAD DE GERENCIA - PROYECTO FONER | 9,342,438 | 4,264,571 | 45.6 |
| 2007 | | 489,381,629 | 283,118,612 | 57.9 |
| | DIRECCION EJECUTIVA DE PROYECTOS-DEP | 396,980,418 | 262,809,456 | 66.2 |
| | UNIDAD DE GERENCIA - PROYECTO FONER | 92,401,211 | 20,309,156 | 22.0 |
| 2008 | | 682,263,409 | 286,839,489 | 42.0 |
| | DIRECCION GENERAL DE ELECTRIFICACION RURAL – DGER | 682,263,409 | 286,839,489 | 42.0 |
| Total general | | 1,413,389,644 | 690,682,988 | 48.9 |

FUENTE: SIAF-MEF

Elaboración Propia

A pesar de los supuestos que fundamentaron las fusiones de programas gubernamentales (reducir gastos administrativos e incrementar la eficiencia del gasto público), notamos que la fusión del programa de electrificación rural en 2008 no tuvo mayor efecto, porque alcanzó solamente un 42% de la ejecución prevista.

Una hipótesis que respondería esta situación puede provenir desde el ámbito organizacional. La fusión entre DEP y FONER no llegó a ser orgánica, y en la práctica representó una fusión bajo un solo mando, pero sin coordinar sus intervenciones. Hecha la fusión, FONER debía articular sus 5 Componentes, separadamente con la jefatura de DGER, heredera natural de la DEP, lo que, al menos en principio, dificultaba la coordinación porque aparecían más actores, con objetivos propios.

Si a los matices temporales comentados anteriormente les damos una mirada desde sus respectivas Unidades Ejecutoras notamos que las diferencias tienden a

ampliarse. Si sumamos los recursos financieros (PIM) entre 2006 y 2007 con los que contó DEP y FONER, respectivamente, hallamos una brecha de 6 veces. Es decir DEP tuvo una dotación de recursos hasta 6 veces superior a la de FONER. Al respecto, no se evidencia una justificación orgánica de esta distribución en función a la tipología de proyectos de electrificación rural.

Por otro lado, al mirar las cifras de ejecución presupuestaria podemos afirmar que la relación anteriormente comentada se amplía puesto que mientras DEP ejecutó S/. 379,3 millones, FONER ejecutó solamente S/. 24,6 millones, es decir más de 15 veces. Esto es una paradoja relevante en el trabajo que hemos desarrollado puesto que se esperaría que un mecanismo de Fondos Concursables, que ha tenido mucho éxito en otras realidades cercanas, como Chile, replique para en el caso peruano, sin embargo los números de la ejecución no sustentan esto, sino lo contrario.

Si bien la ejecución de DEP entre 2006 y 2007 siempre ha estado encima del 50%, este no ha sido el caso del FONER, puesto que en promedio ha ejecutado el 34% de su PIM. Esto a pesar que, como lo dijimos anteriormente, FONER presenta un diseño que en principio permitiría una mayor agilidad, por ser un fondo para financiar los propios proyectos de electrificación de las empresas distribuidoras, lo que minimiza la falla de mercado de la asimetría de la información, que suelen tener las intervenciones hechas de el Estado, o del Gobierno Central. Considérese también que los procesos de adquisición de los proyectos del Foner siguen los procedimientos del Banco Mundial y no de las compras públicas (OSCE), que suele ser muy criticado.

El siguiente cuadro nos muestra la ejecución presupuestaria entre 2006 y 2008 desde las diferentes modalidades de ejecución que permite la normatividad. Notamos que los S/. 1,413 millones el 58% se ha ejecutado por medio de Aplicaciones Directas, seguidas por el 19% de Transferencias a los Gobiernos Regionales. El siguiente grupo de modalidades están en el orden del 8%, que son las modalidades de Transferencias a otros organismos del sector público y Transferencias a empresas. Las modalidades menos representativas están en el orden del 4%, siendo Transferencias a municipios y Transferencias a fondos y fundaciones. Lo que nos hace afirmar que más de la mitad de la ejecución se hace directamente, y no bajo otras modalidades que implican transferencias.

Cuadro 2-03
Presupuesto y Ejecución presupuestaria 2006 – 2008, por modalidad de ejecución
(En Nuevos Soles)

| MODALIDAD | PIM | EJEC |
|---|------------------|----------------|
| APLICACIONES DIRECTAS cuando Minem directamente licita y contrata | 819,543 | 413,164 |
| TRANSFERENCIAS A MUNICIPIOS | 57,721 | 21,454 |
| TRANSFERENCIAS A LOS GOBIERNOS REGIONALES | 270,509 | 136,963 |
| TRANSFERENCIAS A OTROS ORGANISMOS DEL SECTOR PUBLICO Foner ver fuente de financiamiento | 106,865 | 60,351 |
| TRANSFERENCIAS A EMPRESAS a Fonafe | 100,000 | 0 |
| TRANSFERENCIAS A FONDOS Y FUNDACIONES pago a Perú - Japón | 58,752 | 58,752 |
| Total general | 1,413,390 | 690,683 |

FUENTE: SIAF-MEF - Elaboración Propia

Se observa que la mitad de dichas modalidades ejecutan porcentajes alrededor del 50% de su PIM, siendo estas: Aplicaciones Directas, Transferencias a gobiernos regionales y Transferencias a otros organismos del sector público. Aquí están las transferencias hechas a los gobiernos regionales y a otros organismos públicos con la finalidad de cofinanciar proyectos de electrificación rural.

Cuadro 2-04
Presupuesto y Ejecución presupuestaria 2006 – 2008, por modalidad y Unidad Ejecutora
(En Nuevos Soles)

| MODALIDAD | UNIDAD EJECUTORA | PIM | EJEC | EJEC/PIM |
|---|--|------------------|----------------|--------------|
| APLICACIONES DIRECTAS | | 819,543 | 413,164 | 50.4 |
| | DIRECCION EJECUTIVA DE PROYECTOS-DEP (2006 y 2007) | 350,554 | 205,862 | 58.7 |
| | UNIDAD DE GERENCIA - PROYECTO FONER (2006 y 2007) | 83,569 | 9,886 | 11.8 |
| | DIRECCION GENERAL DE ELECTRIFICACION RURAL (2008) | 385,419 | 197,416 | 51.2 |
| TRANSFERENCIAS A MUNICIPIOS | | 57,721 | 21,454 | 37.2 |
| | DIRECCION EJECUTIVA DE PROYECTOS-DEP (2006 y 2007) | 32,191 | 12,078 | 37.5 |
| | DIRECCION GENERAL DE ELECTRIFICACION RURAL (2008) | 25,530 | 9,376 | 36.7 |
| TRANSFERENCIAS A LOS GOBIERNOS REGIONALES | | 270,509 | 136,963 | 50.6 |
| | DIRECCION EJECUTIVA DE PROYECTOS-DEP (2006 y 2007) | 187,886 | 102,578 | 54.6 |
| | DIRECCION GENERAL DE ELECTRIFICACION RURAL (2008) | 82,624 | 34,385 | 41.6 |
| TRANSFERENCIAS A OTROS ORGANISMOS DEL SECTOR PUBLICO | | 106,865 | 60,351 | 56.5 |
| | UNIDAD DE GERENCIA - PROYECTO FONER (2006 y 2007) | 18,174 | 14,687 | 80.8 |
| | DIRECCION GENERAL DE ELECTRIFICACION RURAL (2008) Foner | 88,691 | 45,663 | 51.5 |
| TRANSFERENCIAS A EMPRESAS | | 100,000 | 0 | 0.0 |
| | DIRECCION GENERAL DE ELECTRIFICACION RURAL | 100,000 | 0 | 0.0 |
| TRANSFERENCIAS A FONDOS Y FUNDACIONES | | 58,752 | 58,752 | 100.0 |
| | DIRECCION EJECUTIVA DE PROYECTOS-DEP | 58,752 | 58,752 | 100.0 |
| Total general | | 1,413,390 | 690,683 | 48.9 |

FUENTE: SIAF-MEF

Elaboración Propia

Es notorio que las Transferencias a Municipios no son una modalidad de ejecución eficiente, puesto que registra una ejecución menor al 40% del presupuesto. Esta modalidad básicamente ha sido utilizada por la DEP/DGER. Mientras que también resulta notoria el éxito de ejecución del modelo FONER a partir de las transferencias a otros organismos del sector público (empresas distribuidoras), puesto que la ejecución es del 80% de su PIM. Como podemos ver, FONER ha ejecutado S/. 14,7 millones, de los S/. 18,2 millones transferidos bajo la modalidad de Transferencias a Otros Organismos del Sector Público.

Esto dice que la modalidad planteada bajo el esquema de FONER sí puede tener éxito, porque llega a tener niveles de ejecución pocas veces observadas en el sector público. Es decir, una vez que se transfirió el dinero a la empresa distribuidora ganadora del proyecto, no se tienen mayores inconvenientes en ejecutar dicha transferencia (dependiendo de la calidad de la administración de las distintas distribuidoras de electricidad). Cosa que no ocurre con las otras modalidades de gasto, puesto que si razonamos de similar manera frente a las modalidades de Aplicaciones Directas o Transferencias a Gobiernos Regionales, la ejecución no llega al 50%.

Es interesante esta parte del análisis porque permite pensar que el esquema de ejecución mediante distribuidoras sí puede ser exitoso. Cabe reflexionar en la posibilidad de mejorar aspectos de la administración del Foner, tales como la convocatoria a los fondos concursables y la mejor gestión de la preinversión de los proyectos. También puede analizarse la posibilidad de cambiar el régimen de incentivos de las distribuidoras de electricidad, las cuales con el régimen de concesiones actual y el régimen de propiedad del Estado, no tienen incentivos para electrificar las áreas rurales o para mejorar la administración de la empresa distribuidora en general.

2.2.4 Eficiencia del PEV.

2.2.4.1 Análisis de eficiencia actividades y/o componentes.

La información que se tuvo disponible permite evaluar el Gasto Promedio del Componente por Beneficiario, haciendo las siguientes salvedades.

- Los proyectos de electrificación rural suelen tomar más de un ejercicio para entrar en servicio, desde el inicio de su ejecución hasta su culminación. Esta situación dificulta mediciones de este tipo en proyectos que recién se inician como es el caso de DFC. Para este caso, lo más aconsejable es tomar una muestra de proyectos y calcular sus costos y el número de beneficiarios.
- En el caso de la DPR es distinto, debido a que los inicios y culminaciones de sus proyectos tienden a traslaparse de un año a otro, creando un continuo que debería permitir aproximar de manera gruesa el ratio de costo total del componente y número de beneficiarios. Sin embargo, se debe tener en cuenta que en 2006 y 2007 hubieron shocks de inversiones que significó importantes aportes de recursos cuyos frutos no se verán en el mismo año, sino en el siguiente y aún en el subsiguiente, por lo que no extrañaría que en el 2008 y 2009 se presenten cifras de muy buena evolución de eficiencia, cuando en realidad no es así.
- No es aconsejable hacer un solo promedio de los gastos por beneficiario de la DFC y de la DPR, por tratarse de segmentos de población distintos.
- Otros componentes del PEV no pueden asociarse directamente con beneficiarios. Componentes como Marco Normativo Promotor y Capacitación en Gestión de Ejecución de Proyectos de Electrificación Rural, reportarán beneficios no sólo durante un periodo, por lo que el cálculo de beneficiarios es impreciso. En el caso del componente de Usos Productivos de la Electricidad, todavía no se pueden apreciar resultados que permitan hacer una estimación.

- A la fecha aún no se ha podido disponer de los gastos administrativos, por lo que el análisis todavía se ha hecho sin discriminar este rubro.

Hechas estas advertencias se puede indicar lo siguiente:

- ❖ Para el caso de la DPR se ha estimado el ratio Gasto Total de Inversión / Número Estimado de Beneficiarios, para los años 2006, 2007 y 2008, con los siguientes resultados:

DIRECCION DE PROYECTOS-DPR - EJECUCION DE PROYECTOS

| | 2006 | 2007 | 2008 |
|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|
| PIM (S/.) | 116,460,316 | 262,809,456 | 235,200,000 |
| Tipo de Cambio (BCRP) | 3.28 | 3.13 | 2.93 |
| PIM (US\$) | 35,560,402 | 83,991,517 | 80,355,313 |
| Población Beneficiaria Real | 166,000 | 220,000 | 479,000 |
| Número estimado de lotes | 36,889 | 48,889 | 106,444 |
| Costo estimado por lote | 964 | 1,718 | 755 |

Personas por hogar

4.50

El costo estimado por lote presenta una evolución extraña. Para el 2006 es alrededor de US\$ 964, para el 2007 aumenta a US\$ 1 718, para descender luego a, en la actualidad increíbles, niveles de US\$ 755. Esto no es verosímil por cuando los materiales han subido de precio y las electrificaciones son cada vez más alejadas y más costosas. Como se dijo párrafos antes, el efecto retardado de los shocks de inversiones pueden estar generando esta impresión de gran performance en el 2008. Además, cabe también pensar que en algunos proyectos la DPR cofinancia proyectos y, en el caso que se contabilicen todos los beneficiarios de dichos proyectos, se estará sobrestimando el efecto de la gestión de la DPR. La mejor manera de tener una verdadera medida de eficiencia es tener control sobre el número de lotes y el costo de cada proyecto.

- ❖ Para el caso de la DFC, se ha tomado una muestra de proyectos ejecutados en Satipo, por ElectroCentro, con los siguientes resultados, todos los costos están US\$.

| Proyecto | Monto Preinversión | Nº Lotes Preinversión | Costo/Lote Preinversión | Costo real | Nº lotes real | Costo real / lote |
|---|-----------------------|--------------------------|----------------------------|---------------|------------------|----------------------|
| PSE YURINAKI – I ETAPA RAMAL 2 | 3,241,826 | 2,794 | 1,160 | 3,405,716 | 2,083 | 1,635 |
| PSE YURINAKI – I ETAPA RAMAL 3 | 3,021,921 | 2,505 | 1,206 | | | |
| PSE YURINAKI I ETAPA RAMAL 1 | 2,523,459 | 1,805 | 1,398 | | | |
| SATIPO IV ETAPA RAMAL 2 OTRAS CUENCAS | 2,583,263 | 2,119 | 1,219 | 2,584,325 | 1,424 | 1,815 |

Hay dos proyectos de los que se tiene data completa, son PSE YURINAKI – I ETAPA RAMAL 2 (Yurinaki I) y SATIPO IV ETAPA RAMAL 2 OTRAS CUENCAS (Satipo IV). Como se dijo el indicador más conocido en electrificación rural es el

de costo / lote, es decir cuánto cuesta llevar la electricidad a una vivienda rural y así, a una familia. Se observa que en la preinversión se estimó un costo por lote de US\$ 1 160 para Yurinaki I y US\$ 1 219 para Satipo IV. Estos costos están dentro de los rangos actuales de costo por conexión para el Perú, dadas las características de las poblaciones que aún faltan electrificar.

Los costos por lote después de la ejecución de los proyectos, muestran US\$ 1 635 para Yurinaki I y US\$ 1 815 para Satipo IV. Estos costos son bastante más altos que los que se habían presentado para la aprobación de estos proyectos. Además también están casi fuera de rango de costo por lote para el Perú. La primera razón para esto es que mientras que el costo no se ha modificado sustancialmente, el número de lotes sí se ha reducido significativamente, en ambos proyectos. De esta manera el programa pierde eficiencia.

Se pueden extraer algunas conclusiones:

- Existe notorias diferencias respecto a las metas proyectadas, con lo que el proyecto pierde la justificación que tuvo cuando fue aprobado, reduciendo el significado de la planificación a una mínima expresión.
- Se deben efectuar los análisis necesarios para averiguar por qué estos proyectos son más caros. Una razón podría estar en la naturaleza empresarial del gestor que es ElectroCentro S.A. Otra razón podría ser que estos costos sí reflejan con sinceridad costos que las ejecutoras del MINEM o de los gobiernos subnacionales no llegan a reflejar.

2.2.4.2 Gastos de Administración

DPR. De la información presupuestal se tienen los siguientes indicadores de Gastos Administrativos para la DPR, que anteriormente fue unidad ejecutora y ahora es parte de la DGER. Se debe hacer la salvedad que desde el 2008 se fusionan DPR y DFC. Por lo tanto para el 2008 se trata de los administrativos de DGER, del cual, cabe precisar, DPR es la mayor proporción en términos presupuestales.

Se aprecia reducción del ratio de Gastos Administrativos sobre Gasto Total de la Unidad Ejecutora. Nótese también que el nivel absoluto de gastos es relativamente estable, por lo que la mejorar en este ratio de eficiencia se debe a que con el mismo gasto administrativo, se manejó un presupuesto de inversiones más grande.

También se debe mencionar que este es un indicador global del PEV, pero que no mide su eficiencia en cada proyecto. Cada proyecto tiene su propia estructura de costos y sería interesante, si se tiene la información, conocer cuánto es el gasto administrativo en los costos de ejecución de proyectos. Ese gasto administrativo en este cuadro se muestra como gasto en inversiones.

| Gastos Administrativos | Sólo DEP | | DGER |
|--------------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| | 2008 | 2007 | 2006 |
| Gastos Administrativos | 6,789,415 | 6,636,392 | 5,854,961 |
| Gasto total en inversión | 116,460,316 | 262,809,456 | 286,839,489 |
| Gastos administrativos / Gasto total | 5.83% | 2.53% | 2.04% |

DFC. En el caso del DFC, la ejecución acumulada al 2008 en el Componente de Administración del Proyecto representó el 16,7% del total ejecutado, que son US\$ 3.072.005. La norma que trata de seguir DPR es no excederse del 8% del costo total. Probablemente este exceso de parte de DFC se deba a los primeros años, 2005 y 2006, en los cuales prácticamente no ejecutó proyectos pero si acumuló gastos administrativos.

2.2.5 Justificación de la continuidad.

Se justifica la continuidad del PEV debido principalmente a la existencia de una necesidad por atender. No cabe duda que la electricidad y la energía en general es un elemento clave para la competitividad del ciudadano.

La continuidad del PEV sin embargo debería estar acompañada de una revisión de su visión y de su manera de conducir la electrificación rural en el Perú. Se han evidenciado problemas que son conocidos por el propio PEV, que son causas de altos costos de transacción con los involucrados y de insatisfacción de expectativas de parte de la población.

Los temas que se recomienda revisar son:

- a) Analizar la función de la DGER y tratar de optimizar su rol planificador, normativo y hasta financiero, lo que significará ir dejando funciones técnico – operativas.
- b) Desconcentrar la tarea de coordinar y atender las demandas, las cuales deberían ser revisadas y organizadas por entidades descentralizadas que lleven propuestas técnicas confiables y estandarizadas a la DGER.
- c) Fortalecer las herramientas de planificación tales como transparentar la metodología de programación de las inversiones en electrificación rural, preparación de perfiles de consumidor rural, especificaciones técnicas recomendadas para electrificación rural, indicadores de formulación de proyectos, líneas de base y mecanismos de articulación entre los involucrados en electrificación rural.

Analizar los esquemas actuales de incentivos hacia la electrificación rural de parte de los interesados, lo que entre otros, podría originar una propuesta de modificación de la Ley General de Concesiones Eléctricas, en lo que se refiere a la electrificación rural.

3. Conclusiones.

Las principales conclusiones del estudio realizado son las siguientes.

Ejecución del PEV.

- Existe un rezago entre las metas potenciales que se pueden alcanzar con las asignaciones presupuestales anuales y las metas efectivamente alcanzadas. Las causas de este rezago son varias algunas explicables por las circunstancias de los shocks del 2006 y 2007.

Propósito del PEV.

- El propósito del PEV está referido al acceso a infraestructura, sin embargo existen poblaciones de consumos muy bajos, cercanos a cero, para los cuales el aprovechamiento de la electricidad es claramente por debajo de los beneficios de iluminación, refrigeración y comunicación.

Organización del PEV

- Los resultados de la ejecución de proyectos muestran costos de transacción en términos financieros y tiempo que se pueden evitar. Estos costos están asociados a los intereses de los involucrados en electrificación rural y a las funciones que les corresponde.

Medición de la eficiencia del PEV

- Los indicadores pueden ser objeto de revisión para mejorar su capacidad aportar información sobre los logros que el PEV está alcanzando para mejorar la electrificación rural.

Mejoramiento de herramientas de gestión.

- Se deben tratar de reforzar la planificación y la gestión de los proyectos de electrificación rural. Para ello es necesario mejorar la distribución de funciones entre los involucrados, de acuerdo a sus capacidades y mejorar las herramientas de análisis y programación. Así mismo, se debe mejorar los mecanismos de articulación en la gestión de proyectos, mediante la definición y aclaración de procesos. Se debe indicar que el Plan Nacional de Electrificación Rural 2008-2017 es un instrumento trabajado en gabinete, por lo que su utilidad para la planificación es referencial y si bien es puesto en conocimiento de los actores involucrados en la electrificación rural, no es utilizado por éstos como una herramienta efectiva para la programación de proyectos.
- Se deben buscar soluciones más adecuadas a los perfiles de poblador rural, para mejorar la eficiencia de los proyectos de electrificación y así ampliar la cobertura en menores plazos.

4. Recomendaciones.

Las principales recomendaciones que se pueden establecer, surgen de los temas que se han deducido se pueden mejorar en el funcionamiento del PEV.

Propósito del PEV.

- Se recomienda revisar el propósito del PEV, con la finalidad de que su objetivo busque asegurar que los pobladores rurales tengan un aprovechamiento efectivo de la electricidad. De esa manera también se buscarán medidas alternativas, como la acentuación de la promoción de usos productivos y la articulación con otras intervenciones del Estado.

Organización del PEV

- Es recomendable revisar las funciones, intereses y cuotas de poder que tienen los involucrados en la electrificación rural, con el fin de mejorar la priorización de los proyectos, la gestión de su ejecución y la operación y mantenimiento de los mismos. De esa manera se evitarán costos mayores en términos de dinero y tiempo.

Medición de la eficiencia del PEV

- Se deben mejorar los indicadores de gestión del PEV, con la finalidad que pueda tener mejor control de las variables de impacto y resultado y de las variables de gestión. De esa manera afianzará la consecución de sus objetivos y reforzará su confiabilidad por la transparencia.

Mejoramiento de herramientas de gestión.

- Revisar y mejorar algunas herramientas de planificación y de gestión de los proyectos. Por un lado generar indicadores, línea de base, perfiles de consumidor, entre otros, para hacer más transparente y ágil la planificación de los proyectos. De otro lado también revisar y mejorar los mecanismos de articulación entre los involucrados para la planificación y gestión de ejecución de los proyectos.

Diseñar un Plan Nacional de Electrificación Rural 2010-2013, que efectivamente comprometa la participación de los actores involucrados en la programación de proyectos de electrificación rural y que sirva como instrumento para la toma de decisiones de los diversos actores involucrados como Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales.

5. Bibliografía.

Alfonso Carrasco, Michel del Buono y Teodoro Sánchez: “Aspectos de la Electrificación Rural en el Perú”.

Comisión Nacional de Energía, Chile: “Manual Usos de la Electricidad. Consejos para un Mejor Uso”. Abril 2008.

Comisión Nacional de Energía, Chile: “Informe Final Programa de Electrificación Rural”. Junio 2005.

Eduardo Zolezzi (Presentación efectuada ante la Asociación Electrotécnica Peruana): “Una nueva propuesta sobre electrificación rural”. Marzo 2005.

José Carlos Machicao (Banco Mundial): “Informe de consultoría par el asesoramiento y desarrollo de programas estratégicos referidos al sector de energización rural”, por Julio 2008.

Mijail Carrasco Gamarra: “Evaluación de Medio Término del Programa de Ampliación de la Frontera Eléctrica Etapa I (PAFE I)”, Setiembre 2007.

Ministerio de Energía y Minas, Perú: “Plan Estratégico Institucional 2007 – 2011”.

NRECA International Ltd.- SETA: “Estrategia Integral de Electrificación Rural”, 1999.

S.Bogach, D. Papatharasiu, E.Zolezzi (Banco Mundial): “Perú: La oportunidad de un país diferente. Próspero, equitativo y gobernable”. Octubre 2006.

6. Anexos.

Revisión bibliográfica

1. Evaluación de medio término del programa de ampliación de la frontera eléctrica etapa I (PAFE I)

Se señala que el PAFE I cuenta con 24 obras ejecutadas hasta el momento que se realiza la evaluación, en la cual se buscaba medir el cumplimiento de las metas propuestas (distinguiéndolas de las metas ejecutadas), así como la eficiencia en ejecución.

Para ello la eficiencia de este programa se evalúa mediante los plazos, si respetaron o no, impuestos en el cronograma de implementación, tanto para la adquisición de suministros (equipos y materiales tanto nacionales como importados) como para la ejecución de obras. Por su parte, al considerar el criterio de efectividad, se identifican las metas programadas previstas en los contratos de obra y sus diferencias con las metas realmente alcanzadas o ejecutadas.

También, se observa la evolución del número de usuarios para cada proyecto. Cabe mencionar que esta evolución dependerá de factores como nivel de gestión de la empresa concesionaria, disponibilidad de medidores y situación económica de los pobladores para poder correr con los gastos de instalaciones interiores. En el Cuadro Nº1 se presenta un recuento de algunos de los proyectos del PAFE I.

Cuadro Nº 1

| Nº | Proyectos | Inicio de operación comercial (2002) | Número de usuarios iniciales | En Dic-2002 | En Abril-2007 | En Mayo-2007 | Evolución |
|----|------------------------------------|--------------------------------------|------------------------------|-------------|---------------|--------------|------------------|
| 1 | PSE Chulucanas I Etapa | Mayo | 1008 | 0.50% | - | 3613 | Positiva (1.3%) |
| 2 | PSE Ayabaca II Etapa | Junio | 451 | 1197 | - | 1625 | Positiva (36%) |
| 3 | PSE Bagua I Etapa | Junio | 373 | 3401 | 3943 | - | Positiva (15.9%) |
| 4 | PSE Illimo II Etapa | Febrero | 364 | 3693 | 4077 | - | Positiva (10%) |
| 5 | PSE Carhuaquero I Etapa | Febrero | 1080 | 2895 | 3851 | - | Positiva (33%) |
| 6 | PSE Chachapoyas I Etapa | Junio | 212 | 3644 | 5145 | - | Positiva (42%) |
| 7 | PSE Chilate II Etapa | Mayo | 922 | 2050 | 2622 | - | Positiva (28%) |
| 8 | PSE Yauyos II Etapa | Julio | 1057 | 2060 | - | 2239 | Positiva (8.6%) |
| 9 | PSE Lunahuaná II Etapa | Julio | 256 | 502 | - | 588 | Positiva (19%) |
| 10 | PSE Huánuco – Dos de Mayo II Etapa | Junio | 5 | 3797 | - | 6322 | Positiva (66%) |
| 11 | PSE Tarma III Etapa | Abril | 1118 | 2055 | - | 1990 | Negativa (-3.1%) |

Vemos que si bien el proceso de incorporación de usuarios ha sido diferente para cada proyecto la evolución de ésta en la mayoría de los casos es positiva, con lo cual, por este lado, no habría daño económico para la empresa (es decir, percibiría ingresos por instalaciones operativas) y se estaría cumpliendo los objetivos del proyecto adecuadamente.

Así mismo, este proceso de incorporación ha demorado varios meses en la mayoría de los PSE, debido principalmente como bien mencionamos al nivel de gestión de la empresa concesionaria y la situación económica de los pobladores. “Esto implica que las empresas han dejado de percibir ingresos por instalaciones operativas durante el tiempo de retraso, los

usuarios se perjudican porque no tienen el beneficio de la electricidad y los objetivos del proyecto no se logran adecuadamente.”

Con respecto a los plazos de ejecución de los Contratos de Adquisición de Equipos y Materiales, y de plazos de ejecución de la obra. Se tiene en el primer caso que, si bien se ampliaron los plazos para algunos de éstos en los resultados se encuentran que de los 14 contratos de suministros 10 fueron ejecutados cumpliendo el plazo de entrega.

Con respecto al Plazo de ejecución de obra, éste se inicia con la orden de proceder, la entrega de terreno y un pago del adelanto en efectivo. Este pago del adelanto es el que determina el inicio del plazo. Se mostró que para algunos casos los cronogramas de ejecución de obra fueron modificados. Las razones dadas para cada proyecto están en el siguiente cuadro.

Cuadro Nº 2

| Nº | Obra | Ampliación de plazo |
|----|---|---------------------|
| 1 | PSE y SE Chulucanas I Etapa | 60 d.c. |
| 2 | PSE Ayabaca II Etapa | 33 días |
| 3 | PSE Bagua I Etapa | 60 días |
| 4 | PSE Illimo II Etapa | 42 días |
| 5 | PSE Carhuaquero I Etapa y S.E. | 45 días |
| 6 | PSE Chachapoyas II Etapa | 60 días |
| 7 | PSE Chilete II Etapa | 37 días |
| 8 | PSE Lunahuaná III Etapa | 60 días |
| 9 | PSE Huanuco-Dos de Mayo II Etapa | 30 días |
| 10 | Pse Yauyos II Etapa | 63 días |
| 11 | PSE Tarma III Etapa | 27 días |
| 12 | LT 60 kV. Marcona-Bella Unión y SS.EE | - |
| 13 | PSE Acari-Chala II Etapa | 35 días |
| 14 | LT 60 kV. Cachimayo-Pisac- Paucartambo y SS.EE. | 32 días |
| 15 | Ampliación de la Subestación Cachimayo | |
| 16 | PSE Anta-Limatambo II Etapa | 26 días |
| 17 | PSE Pisac-Huancarani-Paucartambo I Etapa | - |
| 18 | PSE Langui I Etapa | - |
| 19 | PSE Lares | - |
| 20 | PSE Tambobamba III Etapa | 11 días |
| 21 | PSE Espinar I Etapa | 57 días |
| 22 | PSE Paruro II Etapa | - |
| 23 | PSE Yanatile II Etapa | 10 días |
| 24 | PSE Juliaca II Etapa | - |

Las razones expuestas por las cuales se dieron las ampliaciones de los plazos van desde Ejecución de un número dado de nuevas localidades no consideradas originalmente en el Expediente Técnico, hasta demoras en el suministro, cambio de conductor de electricidad, ampliaciones de instalaciones, etc.

Por otro lado, el documento menciona que los consumos unitarios de energía (kwh/mes por usuario), en la gran mayoría de los proyectos, son bastante reducidos. En promedio este consumo se encuentra entre 12 y 24 kwh/mes, sin embargo en algunos PSE se han registrado consumos unitarios menores (entre 7 y 12 kwh/mes). Además, los factores de carga y así como las cargas no domesticas son bien reducidas. Cabe recordar, que el reducido consumo de los usuarios se debe a su baja capacidad de pago, falta de conocimiento del beneficio de contar con Electricidad (valor económico) y del costo de la electricidad. Así mismo, consideran que la tarifa de la electricidad es muy alta. Este problema, que la mayoría de los usuarios (72.96%) tienen una percepción de que el costo de la electricidad es elevado, orienta a que restrinja sus consumos a niveles en los cuales el impacto de beneficio de la electricidad se reduce a un nivel mínimo.

Debido a que la tarifa eléctrica calculada para las localidades rurales es más alta que en las ciudades, se hace necesario utilizar un mecanismo para reducir las tarifas eléctricas de las zonas rurales (para consumos menores de 100 kwh por mes) con la aplicación del Fondo de Compensación Social Eléctrico – FOSE, lográndose reducir estas tarifas en muchos casos en porcentajes mayores al 50%. Sin embargo, no ha existido una difusión apropiada de los beneficios del FOSE entre los pobladores,

Cabe mencionar que al momento de ejecución de las obras del PAFE I no se contaba aún con normas específicas para el diseño y ejecución de proyectos de electrificación rural. Fue en el 2003 que se aprueban diversas normas para la electrificación rural por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas.

Si bien la ejecución de las obras del PAFE se remonta a los años 2001-2002 estas de todos modos contemplaban implícitamente algunos lineamientos básicos de estas normas. A pesar de que las obras de PAFE I no aplicaron totalmente estas Normas para Proyectos de Electrificación Rural, éstas son utilizadas en las labores de fiscalización de OSINERGMIN. Con estas, se ha podido notar incumplimiento de las distancias mínimas de seguridad, deficiencias en alumbrado público y altos niveles de resistencias de puesta a tierra.

Así mismo se buscó evaluar la capacidad del proyecto ejecutado observando su sostenibilidad (capacidad de sostenerse en el tiempo con sus propios recursos).

Dado que la DEP es sólo una entidad ejecutora de obras. Esta no efectúa la operación comercial de las instalaciones que ejecuta por lo cual procede a transferir las obras concluidas a empresas concesionarias que se encarga de la prestación del servicio así como de los costos de operación y mantenimiento.

De este modo, las obras ejecutadas en el proyecto PAFE I han sido “transferidas en propiedad, en calidad de aporte de capital del Estado” a las siguientes empresas:

Adinelsa, ELECTRO SUR ESTE S.A., ELECTRO PUNO S.A., SEAL y EGEMSA.

La capacidad económica de los proyectos para sostenerse en el tiempo con sus propios ingresos. Este puede ser observado mediante los estados financieros de Ganancias y Pérdidas y de Flujo de Caja de los PSE. Los resultados muestran que los proyectos son deficitarios económicamente debido a que sus propios ingresos son insuficientes para cubrir los gastos y costos de explotación, es decir los costos de operación y mantenimiento, compra de energía, depreciación y la parte proporcional de los gastos de personal, seguros y gastos administrativos. El monto correspondiente a la depreciación y el costo de compra de energía tienen una participación importante en los resultados.

2. Supervisión de los sistemas Eléctricos Rurales en el Perú

Se analiza la problemática de la Electrificación Rural relacionada con la supervisión y Fiscalización. Este se encuentra en la normativa de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), en el cual se establece que Empresas Concesionarias de distribución tienen una delimitación de la zona de concesión más una franja con un ancho de 100 metros. De este modo, las empresas de servicio público de electricidad no tenían la responsabilidad ampliar las fronteras para alcance de territorios rurales dado que ya no tenían la obligación de “atender los requerimientos de electrificación en áreas fuera de sus zonas de concesión” En conclusión, la LCE no plantea normas y criterios para regular la electrificación rural como una expansión de la frontera eléctrica

El problema está en la falta de similitud o uniformidad en los diseños, es decir, cada Empresa Concesionaria tiene normas propias que son distintas. Por tanto se pide que el Código

Nacional de Electricidad (CNE) Suministro 2001 debe adaptarse para Sistemas Eléctricos Rurales (SER), consecuentemente se requieren de Normas Técnicas de Diseño en función de un CNE adaptado a los SER.

Al ser las instalaciones rurales construidas con criterios de diseño diferentes se presentan problemas de riesgo eléctrico. Estos riesgos eléctricos son causados por deficiencias en las instalaciones rurales de distribución, entre éstas están:

- Líneas de MT instaladas sobre viviendas.
- Incumplimientos de Distancias Mínimas de Seguridad (DMS) entre los conductores desnudos de Líneas en MT y las edificaciones.
- Incumplimientos de Distancias Mínimas de Seguridad (DMS) al piso.
- Soportes Metálicos de los aisladores tipo Pin inclinados en las estructuras de ángulo de las redes eléctricas.
- Acometidas domiciliarias ejecutadas inadecuadamente.
- Utilización de materiales muy precarios en caso de obras provisionales.
- Algunas localidades tienen un reducido número de unidades de AP, menores a lo estipulado en la norma RD 017 2003 EM/DGE “Alumbrado de vías públicas en áreas rurales”, lo que origina reclamos de la población.
- Puesta a tierra de subestaciones, de estructuras en MT o de redes en BT con resistencias mayores a las especificadas en el Código Nacional de Electricidad Suministro, o normas de electrificación rural.
- Algunos sistemas eléctricos rurales no han tenido estudios de impacto ambiental o equivalente.
- En su mayoría las instalaciones no cuentan con planos de replanteo de obras y/o actas de conformidad técnica.

Con respecto a los problemas operativos y de mantenimiento, se señala como principales deficiencias que se encuentran en las instalaciones eléctricas de distribución de las electrificaciones rurales a las siguientes:

- Incumplimiento de las distancias mínimas de seguridad entre los conductores desnudos de las instalaciones de media tensión y las nuevas edificaciones construidas después de la puesta en servicio de los PSE.
- Conductores desnudos de las instalaciones de media tensión muy cercanos o en contacto con ramas de árboles, por falta de mantenimiento de las fajas de servidumbre.
- Invasión de las fajas de servidumbre.
- Aisladores rotos.
- Subestaciones con tablero en baja tensión sin puerta o con puerta abierta.
- Pararrayos sin conexión a tierra por robo del cable de bajada a tierra.
- Pozos de puesta a tierra desconectados por robo del cable de bajada a tierra.
- Puesta a tierra de subestaciones, de estructuras de media tensión o de redes de baja tensión con resistencias mayores a las especificadas en la norma de electrificación rural, por falta de mantenimiento.
- Postes inclinados más de 5°.
- Retenidas destempladas.
- Retenidas no conectadas a tierra o sin aislador de tracción según corresponda.
- Postes con la base deteriorada, podrida o corroída.
- Unidades de alumbrado público con lámparas apagadas, por falta de mantenimiento o porque la concesionaria unilateralmente las deja fuera de servicio.
- Falta de personal técnico convenientemente capacitado para la operación y mantenimiento de las instalaciones.

- Falta de recurso de los operadores de las instalaciones para atender las labores de mantenimiento.

Los problemas en la electrificación rural que se encuentran se deben a la diversidad de funciones y roles que tienen las entidades que participan en la electrificación rural, hay una indefinición de las responsabilidades entre actividades. Debido a esta situación, OSINERGMIN verdaderamente no puede ejercer su labor de fiscalizador y supervisor porque no se define de que entidad requerir información. Fuera de esto, debido a los diferentes criterios de diseño mencionados se crea también un problema en la supervisión de las instalaciones dada por la OSINERGMIN. Se enumeran los problemas en la Electrificación Rural en 7 puntos:

1. Deficiencias en la Construcción de los PSE. Esto se refleja en los problemas constructivos mencionados anteriormente. La DEP y los gobiernos regionales no coordinan con las empresas concesionarias “los aspectos técnicos sobre la disponibilidad de energía y sistemas de protección adecuados a los nuevos requerimientos”, esto conlleva a que al entrar en operación las nuevas instalaciones la calidad del servicio se reduzca.

2. Deficiencias por falta de Mantenimiento

3. Falta de programas de Mantenimiento

4. Localidades electrificadas después de la puesta en servicio de los PSE.

Cuando la demanda electrificación se da en una zona cerca de los PSE en servicio, las concesionarias las atienden desde la PSE pero con medición en bloque con suministro colectivo. Es así como las instalaciones funcionan como instalaciones particulares.

5. Localidades electrificadas por los Gobiernos Regionales o las Municipalidades.

Es muy difícil para los gobiernos regionales, municipalidades y comités de electrificación gestionar la electrificación en sus localidades rurales ante las concesionarias.

6. Facturación de los consumos de los usuarios sin la utilización de los medidores existentes.

7. Falta de devolución de las Contribuciones Reembolsables.

3.- Diagnostico y Propuesta de Agenda y Políticas para la Promoción del Acceso a Energía en Zonas Rurales del Perú

En este documento, se analizan los siguientes Proyectos de Electrificación Rural en el Perú:

- Periodo 1900-1950:

El servicio de la electricidad en las principales ciudades era desarrollado por la inversión privada a través de concesiones; sin embargo, para pequeñas ciudades y localidades el servicio era prestado por municipalidades, lo cual era un servicio deficiente y restringido. La energía eléctrica elaborada en el medio rural fue resultado de la acción individual de autoproductores o de gestión estatal

- Periodo 1950-1970:

Gracias a ley N° 12378 se consolida el desarrollo de la inversión privada en grandes ciudades, siendo el estado el fiscalizador del servicio eléctrico. Por otro lado el gobierno creo los Servicios Eléctricos Nacionales (SEN) para administrar los servicios municipales mal suministrados en las pequeñas localidades

En la década de los 60, el estado tomo mas presencia en los servicios públicos y desarrollo la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas.

La electrificación rural se la vinculo a unidades agropecuarias y luego se entendió esta como la expansión de la frontera eléctrica hacia las capitales provinciales y distritales con un servicio principalmente nocturno.

- Período 1970- 1980:

“Con la Ley normativa de electricidad 19521, se realizo un proceso de estatización de todas las actividades eléctricas con la idea de que la empresa estatal podría suministrar dichos servicios

hacia regiones alejadas a pesar de que no sea rentable dicha acción, por este motivo se creó ElectroPerú.

Los resultados fueron que solo se ejecutaron algunos proyectos de electrificación a pequeñas localidades provinciales y distritales, así mismo se dio preferencia en un inicio al sistema interconectado nacional. Sin embargo, la mayoría se hizo en base a pequeñas plantas térmicas. Así mismo en este periodo, el MEM definió que su política era electrificar pequeñas localidades aisladas mediante pequeñas centrales hidroeléctricas.”

- Periodo 1980- 1990:

En este periodo se dio un avance en temas de electrificación rural al centralizarse en la Gerencia de Electrificación Provincial, Distrital y Rural de ELECTROPERÚ todos los proyectos. Estos proyectos, luego de ejecutados pasaban a empresas regionales y su sostenibilidad se garantizaba con una tarifa empresarial. Así mismo, se desarrollaron los Pequeños Sistemas Eléctricos (PSE) y se firmaron convenios con organismos de cooperación internacional para desarrollar programas de minicentrales hidroeléctricas.

En el período 1980-1985 se amplió de forma significativa la cobertura de los proyectos.

En el periodo 1985-1990 se focalizó hacia proyectos en las regiones económicamente y socialmente deprimidas. El proceso de regionalización de ELECTROPERÚ fue el primer intento de transferir los proyectos a empresas eléctricas regionales, pero la crisis económica y la violencia existente llevó a una parálisis del desarrollo de los proyectos.”

- Periodo 1990-1995:

Se establece un nuevo marco legal, en el cual, se deben dividir el sector electricidad en sus distintas actividades. Se da un proceso de privatización, con lo cual ElectroPerú deja los proyectos de electrificación rural y esto pasan a manos del MEM. Luego, en 1993, estos proyectos son trasladados a la Dirección Ejecutiva de proyectos (DEP)

- Periodo 1995-2000:

En 1996, se ve la necesidad de generar nuevos proyectos de electrificación para atender la demanda de pequeñas localidades, debido a esto se plantea el desarrollo de la planificación de la Electrificación Rural que permita priorizar proyectos a nivel nacional para su ejecución.

En este periodo se dio preferencia a la uso del sistema interconectado nacional para el suministro de electricidad. Por otro lado, se enfrentaron problemas al momento de querer transferir los proyectos una vez finalizados por la DEP debido a que no eran sostenibles. Fue así que se crea ADINELSA

- Período 2000-2005:

Se da la ley de electrificación Rural y de Zonas aisladas y de Frontera (la cual no tuvo vigencia plena debido a contradicción con el proceso de regionalización), así mismo, se define las funciones de la DEP, la existencia del Fondo de Electrificación Rural (FER) y la modalidad de transferencias de proyectos a ADINELSA.

En este periodo se inicia el proceso de regionalización, además, el gobierno cuenta con mayores recursos para destinar a los Proyectos de Electrificación Rural.

- Período 2006-a la actualidad:

Se da una mejor definición en lo referido al desarrollo de la electrificación Rural debido a la promulgación de la Ley General de Electrificación Rural y al inicio del Proyecto del Mejoramiento de la Electrificación Rural – FONER,

“Con la fusión del Proyecto FONER y la DEP, establecida el 5 de mayo de 2007, la Dirección General de Electrificación Rural será la unidad ejecutora única del Ministerio de Energía y Minas en materia de Electrificación Rural”

- Shock 1, shock 2 y plan anticrisis

Luego, se realiza un Diagnóstico General del Sector de Electrificación Rural, donde se destaca que de acuerdo al *Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER)*, ésta contiene 1.529 proyectos. Según los datos, este conjunto de proyectos beneficiará a 4,8 millones de habitantes, con una

inversión total de US\$928,9 millones. Se dice que esto contribuiría a aumentar el coeficiente de electrificación nacional a 93.1% en el 2015.

Se señala como barreras que dificultan el acceso de los pobladores rurales a servicios de energía que si bien para todos los departamentos el coeficiente de electrificación ha mejorado, la inequidad aun persiste entre los departamentos. Por ejemplo, el departamento de Cajamarca que era el que se ubicaba entre los que tenían menores coeficientes de Electrificación Rural, para el 2005 permanece aún en esa situación.

Los departamentos de Amazonas, Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Puno y Cajamarca tenían coeficientes de electrificación rural por debajo del 32%, sin embargo, para el 2005 dichos coeficientes están por encima del 55%. (A excepción de Cajamarca)

Se buscó entre estos periodos disminuir la inequidad entre departamentos (en especial entre los años 1995-200), sin embargo los departamentos mencionados se sitúan por debajo de la media del coeficiente en el 2004, aún.

Por el lado de las provincias, son 82 de estas con coeficiente de electrificación por debajo del 50%, esto indica que la dispersión de los coeficientes a nivel provincial es mayor que la dispersión a nivel departamental.

Analizando otro aspecto, si bien la Electrificación Rural debería ser asignada a aquellos departamentos con bajos coeficientes de electrificación rural y altos índices de pobreza, en la práctica no se ha tomado esta pauta al asignar los recursos. Se observa que la DEP también asignó importantes fondos a departamentos con un elevado coeficiente eléctrico y con menor grado de pobreza. Esta actitud muestra cierto grado de discrecionalidad en la asignación del gasto público, que se explicaría por el grado de influencia política de las poblaciones, y/o cercanía al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Se concluye que la inversión rural en infraestructura eléctrica crece en aquellas zonas que están cercanas al SIN, lo cual guarda poca relación con los criterios que se proponen en el LGRR y el PNER.

Como bien mencionamos, las iniciativas de los Gobiernos Regionales, Municipalidades y pobladores necesariamente deben ser canalizadas a través de la DEP, ésta es la que toma la decisión final sobre la priorización y ejecución de los proyectos. Es decir, las decisiones finales están condicionadas a las visiones e intereses del Gobierno Central y de sus lineamientos políticos: la decisión esta Centralizada, tiene un rumbo completamente contrario con la política de descentralización regional y municipal del país.

La consolidación de este modelo centralista del DEP se encuentra en el Reglamento de la Ley de Electrificación Rural, por ejemplo, ahí se define a la DEP como el organismo competente en electrificación rural sin establecer ninguna competencia exclusiva de los gobiernos regionales y locales, no se establece que los gobiernos regionales y locales son instancias de calificación de sistemas eléctricos rurales, no se precisa que los gobiernos regionales y locales pueden desarrollar directamente los concursos para la elaboración de estudios, ejecución de obras y explotación de la infraestructura, etc.

Esto se refleja, por ejemplo, en que sólo el 20% de los municipios tiene programas de electrificación rural. Este indicador es muy inferior al porcentaje de municipios que tiene programas de caminos rurales (más de 30%) o programas de agua y saneamiento (Mas de 50%).

Se propone la meta de incrementar sustancialmente la cobertura de infraestructura rural para el periodo 2006 – 2015. Esta meta implicaría, cumplir con otra serie de objetivos como

conseguir que las regiones con niveles críticos de densidad tengan un coeficiente de electrificación de por lo menos 75% en 5 años, uso predominante en los proyectos de sistemas aislados, **mayores** acuerdos entre el gobierno nacional y los gobiernos regionales en relación a los coeficientes de cobertura, asignación de recursos en los territorios lejos del SEIN, etc., diseño de proyectos que se concentren en los segmentos con poblaciones con consumos inferiores a 12 KWH-mes, etc.

Así mismo se establecen los siguientes lineamientos de política:

Políticas Financieras:

- Ampliar los recursos para electrificar el país involucrando a los gobiernos regionales y locales
- Asegurar la sostenibilidad de las instalaciones eléctricas rurales (sincerando las tarifas eléctricas en las zonas rurales, ampliando la cobertura del FOSE, elevando la rentabilidad de los proyectos desde la etapa de formulación, formentar la participación de los usuarios futuros financiando y creando asociaciones entre estos para que en el futuro administren el proyecto, formentando la ejecución de programas de capacitación y asistencia técnica a los usuarios.

Políticas Institucionales:

- Modificar el modelo centralizado de la DEP, promover la participación de las concesionarias regionales y empresas privadas en la frontera de sostenibilidad y promover la participación de los gobiernos regionales y locales en áreas no concesionarias más allá de la frontera de sostenibilidad.
- Mejorar el marco legal, normativo y reglamentario (para mejorar el diseño, la construcción de las instalaciones eléctricas rurales y mejorar el sistema tarifario)

Políticas Empresariales:

- Mayor transparencia y disponibilidad de información estadística para el sector rural
- Mejoras en la calidad del servicio en los sistemas rurales (buscar aplicar una norma técnica que la garantice)
- Intensificar la supervisión y monitoreo de las instalaciones administradas por las empresas concesionarias y las municipalidades (estas tareas deben ser pasadas gradualmente a los Institutos de Infraestructura Económica Regional y Municipal)
- Eliminar gradualmente la ejecución de obras de infraestructura rural por administración directa (de tal modo que el 50% de los subsidios que están más allá de la frontera de sostenibilidad deberían ser financiados por el gobierno nacional con un compromiso de que el subsidio de operación sea financiado íntegramente por los recursos del gobierno regional y/o municipal)

4.-Informe de consultoría sobre la reestructuración de ADINELSA

ADINELSA es la administradora de las obras de electrificación rural. Su concepto inicial era que administraría el subsidio que brindaba el Estado a ese tipo de obras por su poca rentabilidad mas no el de encargarse de la operación y mantenimiento por no querer más actores burocráticos. De este modo, ADINELSA contrata (mediante Contratos de Administración) a empresas distribuidoras para que éstas se encarguen de la operación y mantenimiento de las obras de electrificación rural.

Las obras de electrificación rural para el caso peruano son ejecutadas, y subsidiadas, por el estado debido a que no hay incentivos para la inversión de entidades privadas. Las características causantes son: mucha dispersión de usuarios, bajo nivel de ingreso de los mismo, altos costo de operación y mantenimiento, zonas lejanas de centros urbanos. Estas características no incentivan las inversiones privadas, además debido a que estas implican consecuencias como bajo consumo de energía (para el caso peruano, 15kw en promedio en administración de municipalidades), deterioro y abandono de las instalaciones, sub utilización

de las instalaciones y utilización solo para iluminación. Los datos afirman que el factor de planta de los generadores eléctricos es menor al 60%, el factor de utilización de las instalaciones de transmisión y sub estaciones de potencia es menor al 30% y el factor de utilización de las instalaciones de distribución, redes primarias, secundarias y transformadores de distribución es menor al 25%

Se identifica como errores en Electrificación Rural:

- Mucha atención en el coeficiente de electrificación rural y no en buscar la sostenibilidad de ésta mediante la disposición de otros servicios, como educación.
- Poca o nula participación de las comunidades. Esto hace que no entiendan los beneficios en su mejora de calidad de vida.
- Poca o nula capacitación en las comunidades sobre la electrificación y sus beneficios “directos y colaterales”. Directos sería como el ahorro de recursos y colaterales como los obtenidos por otros servicios, como salud, información, educación, etc.
- No introdujeron el concepto del desarrollo rural, se creyó que primero se tenía que prever la disponibilidad de energía y que de allí se darían los pasos para explotarla y conseguir con ella una mejor calidad de vida (es decir, que la electrificación sería un factor del Proyecto de Desarrollo Rural). Sin embargo, mediante programas de educación y los usos productivos de la electricidad (que es lo que llevaría a la mejor calidad de vida) en sí misma aseguraría la sostenibilidad de los proyectos. Es decir, “una planificación previa sobre la viabilidad de los usos productivos permiten contribuir a la sostenibilidad de las inversiones en electrificación rural”

En este contexto, el estado tiene la mayoría de las empresas de distribución eléctrica, así mismo, en algunos de los sectores de generación, transmisión. En el caso de la electrificación rural, el Estado es el que continúa promoviendo la inversión en áreas que están fuera de las áreas de concesión, incluso en el caso contrario, dentro del área de concesión (cumple aquí el rol subsidiario)

Se cuenta con el COES, éste asegura el abastecimiento de energía y además la eficiencia en el SEIN. Así mismo ya desde el 2008 se cuenta con la Dirección General de Electrificación Rural (DGER) que es la fusión de la DEP y el FONER, estando a cargo de todo el proceso de electrificación (planeamiento, elaboración, ejecución y la transferencia de los proyectos) en zonas rurales, localidades aisladas y de frontera.

Por otra parte, los Gobiernos Regionales y los Gobiernos Locales pueden también realizar las obras de electrificación

El estado creó una serie de instituciones en pro del desarrollo sostenible de la electrificación rural, por ejemplo incentivando usos productivos de ésta o promoviendo el uso de energías renovables.

El rol de ADINELSA es el de administrar los SER que se le transfieren, con esto su rol es de asegurar su autosostenibilidad con lo cual ADINELSA debe buscar los mecanismos para “aumentar los ingresos de los SER, aumentar el consumo de los usuarios de estos sistemas, atraer a nuevos usuarios para aprovechar la capacidad instalada, diseñar mecanismos para reducir la morosidad, hacer más eficiente la operación y el mantenimiento de los SER y asegurar la reposición de sus activos”

De acuerdo a estos lineamientos, se ha venido realizando “la implementación de Sistemas Prepagos, del sistema informático ComWeb, el apoyo para la gestión comercial, el diseño de mecanismos de gestión tanto en municipalidades como en el Comité Pro Electrificación para la gestión de los Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios, proyectos de uso productivo y composición de un fondo de reposición para los SER”

A pesar de estas acciones no hay todavía resultados importantes en la mejor utilización de los SER.

Un problema estructural encontrado en ADINELSA es que desde sus inicios se enfocó en cumplir un rol “social” más no un rol “empresarial”, siendo esta última la que debió seguir y la que luego por sí misma cumpliría el rol “social”. Así mismo, como comenta el informe, ADINELSA solo ha actuado como el “intermediario que canaliza los subsidios” y que al no haber distribuidoras a las cuales transferir el SER son ellas mismas las que lo ponen en operación. Es obvio que esta no es su función, su función es “resolver el problema de la falta de planificación”, es decir, buscar quien se encargaría de los sistemas. El no haber un marco legal definido hizo que ADINELSA no capte su función y no busque el desarrollo de “operadores rurales” o de mecanismo algunos que incentive a instituciones privadas a gestionar el SER.

Actualmente, ADINELSA ha tomado su verdadero rol y ha venido desarrollando Comités Pro Electrificación, operadores rurales de los SER con energía solar.

Además de ello, ahora los lineamientos sobre E.R. están más definidos y están referidos al “fomento de la participación privada desde la etapa de planeamiento, y también en una etapa de operación y mantenimiento en propiedad de ADINELSA, fomento de usos productivos para garantizar la sostenibilidad de los SER, inclusión de la energía como un componente de desarrollo rural, desarrollo de SER de modo que sean auto sostenibles, fomento del desarrollo de SER utilizando fuentes de energías renovables”.

Un problema que afecta a ADINELSA es que algunas instituciones, inclusive algunos funcionarios del mismo ADINELSA, no conocen las verdaderas funciones de esta claramente, y esto se daría, como menciona el informe, por dos razones: No conocimiento sobre el funcionamiento del sistema o imperfecciones del funcionamiento del sistema mismo (problema de información).

Definiendo las funciones de ADINELSA podemos decir que “administra los activos de electrificación rural, investiga nuevas soluciones para la electrificación rural, es consultor en materia de evaluación de proyectos de electrificación rural, es operador de los SER con el fin de garantizar la operación y mantenimiento de los activos, fomento de uso productivo para mejorar el bienestar social, generador de impacto social al hacerse cargo de instalaciones que tienen baja rentabilidad, concesionaria que realice directamente la operación, solicitar más recursos al Estado para tener una presencia nacional, asesor para los gobiernos regionales y locales en el desarrollo de sus planes, gestor de los sistemas fotovoltaicos”

El proceso de Electrificación Rural consta de 4 fases pero también debe de haber un proceso que se encargue de darle soporte a la sostenibilidad en las fases, este último proceso mencionado hace referencia a la promoción de usos productivos, educación o conocimiento de las ventajas de la electricidad, desarrollo rural, fomento de uso de energías renovables, promoción de la participación privada, definición de tarifas adecuadas.

Básicamente se plantea que en la fase de planificación debe incorporarse la participación privada y la definición de las tarifas adecuadamente como mecanismos de soporte de sostenibilidad. Sin embargo se ha notado que el Estado no ha introducido estos procesos sostenibles, la consecuencia se encuentra en el siguiente:

“La falta de un Plan Estratégico de Electrificación Rural que no incorpore las variables de sostenibilidad, aunado a la exigencia de ampliar el coeficiente de electrificación nacional impulsado por el Estado; está generando la ejecución de un proceso de electrificación rural con riesgos de insostenibilidad en el futuro”.

Se concluye que para el 2008 el coeficiente de electrificación rural es de 35%, y dado que éste está asociado al índice de desarrollo humano, y que tiene como fin el desarrollo rural, es necesario aumentar más la cobertura en dichas zonas.

Los poco resultados mencionados son causados por que no se ha incluido a las comunidades dentro del proceso de planificación lo que genera cierto desconocimiento de los usos productivos y no asegurando “una adecuada administración y la sostenibilidad de los sistemas eléctricos”.

Sin embargo “el principal problema esta referida referido a la gestión eficiente de los SER para garantizar su sostenibilidad”.

Se recomienda que ADINELSA esta cumpliendo un rol complementador que busca integrar los procesos de sostenibilidad, de modo de cubrir las debilidades. Esto sin embargo no está relacionado con el rol empresarial, que como dijimos, debe de cumplir al estar bajo el ámbito de FONAFE. Siendo este un problema se pueden llegar a dos situaciones:

La primera situación es que se ponga fin a las funciones de ADINELSA, debido a que no ha venido mostrando resultados y se comporta como un intermediador del subsidio. Además, dado que el 80% de los SER son administradas por las distribuidoras mismas sería mejor que el FONAFE transfiera directamente el subsidio de cada SER a las distribuidoras mismas.

De este modo, FONAFE debe de asegurarse que las distribuidoras reciban los SER, que tramiten tarifas especiales, FOSE, a OSINERGMIN, que desarrollen convenios ya sea con entidades privadas o públicas con el fin de considerar al SER como un factor de producción. Sin embargo, esta acción genera riesgos que pondrían en duda la imagen de FONAFE, para solución de éstos los riesgos deberían ser manejados conjuntamente con la DGER.

Los riesgos mencionados son, primero, que las comunidades no sentirían la presencia del estado en la electrificación rural, para esto el Estado debe de encargarse de informar a las comunidades que “las Distribuidoras Estatales o a las Direcciones Regionales de Energía y Minas son los canales disponibles para realizar sus demandas de E.R.”. Segundo, el riesgo de que “las Distribuidoras Estatales no atiendan las necesidades de los SER, dado que no configuran su core de negocio”, para este problema el Estado deberá de aplicar un Programa de Responsabilidad Social además de considerar que las cuentas contables deberán estar separadas y la configuración de un instrumento que mida la eficiencias e impactos de los SER en variables sociales.

La segunda situación es el de redefinir las funciones de ADINELSA en función de los objetivos de la DGER. Para esto, las SER deben ser transferidas a distribuidoras eléctricas garantizando la recepción adecuada de los bienes, aumentando el ingreso de los SER, diseñando mecanismos de supervisión del cumplimiento del nivel de servicio, reduciendo los niveles de morosidad en el proceso de cobranza, obteniendo mayores eficiencias en los costos de operación y mantenimiento, promocionando la inversión privada, protegiendo los activos del SER y asegurando su reposición

5.- Electricidad en el Perú de Alfonso Carrasco

Se muestra que las razones por la cual la expansión de la cobertura es muy lenta no solo se deben a los fondos necesarios, sino también a las instituciones y sobre la concepción técnica.

Basta con entender el problema de financiamiento para entender que es difícil que se logre culminar los proyectos pactados. Analizando se encuentra que no se llegaron a concluir los proyectos pactados para la época de ELECTROPERÜ, esto debido a que el proceso burocrático para ejecutar un proyecto es muy tedioso, hay factores institucionales que dificultan el proceso.

Los tres análisis concluyen que el Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica de que es poco posible con que se cumpla las metas
(Es necesario ver como fueron los resultados al final del periodo 1991)

Costos de los proyectos:

*Costos de instalaciones por parte del estado:

No se puede determinar los costes debido a que ELECTROPERU no presenta documento alguno. Y si se cuenta con información ésta es deficiente. Además, debido a la constante inflación en ese periodo es muy difícil contar con información de costos confiable.

*Costos de instalaciones por parte de entidades privadas:

Si bien es más fácil obtener los costos por entidades que no están ligadas al estado, prevalece el problema de actualizar los costos por el motivo de la inflación.

De acuerdo con los costos recolectados para los dos tipos de proyectos se encuentra que el costo de minicentrales de los PSE aislados está entre \$ 2383/kw. y \$ 3355/kw. Cabe mencionar que los costos se reducen cuando se trabajan con convenios de otros países que cuando la ELP decide ejecutarla sola. Sin embargo, el costo de las instalaciones por entidades privadas resulta ser menor, aproximadamente \$ 1690/kw.

Beneficios de los proyectos:

De un análisis costo- beneficio, siendo el costo de incorporación igual a \$1200, los beneficios se encontrarían en tres puntos:

1. Ingresos de la venta de energía

Dado el costo de instalación de las minicentrales y las tarifas que se imponen al usuario, podemos determinar el beneficio del ELP. Dado que los costos son altos, esto hace que el ELP tuviera pérdidas. Para el caso de empresas mayores interviene el Fondo de Compensación de Generación transfiriéndole recursos ELECTROPERU, a pesar de contar con el fondo mencionado, fue “la empresa con la peor relación utilidad/ventas y la tercera en termino del valor absoluto de pérdidas” en 1986.

Para poder corregir dicha crisis las tarifas deben de elevarse de tal forma (de 3 a 15 centavos por dólar) que no sería factible porque la población es de bajos ingresos. Si buscamos corregir por el lado de los costos, debemos saber que su monto es alto por el bajo factor de carga causado por la concepción de la electricidad como un servicio y no como un insumo productivo.

2. Valor de los recursos desplazados, es decir que los insumos antes necesarios para generar energía podrán ser usados en otras actividades.

Los recursos referidos son el kerosene, la gasolina, pilas, velas y biomasa. Estudios muestran que “solo parte de la energía podría ser sustituido por la electricidad”; de este modo, para cocinar, es muy difícil que la electricidad sustituya, al menos en corto plazo, a la leña o el kerosene. Por el lado de los resultados, no hay nada preciso.

3. Excedente de consumidor

El excedente del consumidor estaría referido al consumo de energía de la región a menor precio. Si bien sería un punto muy interesante de ver los beneficios obtenidos, no existe información cuantitativa.

Organización de las comunidades para el servicio de electricidad:

Antes de empezar se debe de establecer a dos tipos de poblaciones, unas que están asentadas cerca de centros poblados ya electrificados y con mayores posibilidades de contar con el servicio, y otras que están lejos de centros poblados, es decir, están aisladas y pocas posibilidades de contar con el servicio.

Dada estas situaciones, se plantean dos formas de iniciar la electrificación: con ayuda de ELP o por cuenta propia.

Electrificación por ELECTROPERÚ, el proceso empieza convenciendo a la población de la necesidad de contar con electricidad. Así mismo en este proceso se cuenta con el comité de pro-calificación del ELP, se logra con financiamientos de la Oficina de Proyecto de Electrificación de EPL (quien acude al Banco de la Vivienda), de Corporaciones de Desarrollo, de Oficinas Regionales de Electricidad y de los usuarios.

Electrificación por cuenta propia, en su proceso no cuenta con los mismos actores que se encuentra al trabajar con ELECTROPERÚ, en este caso se trabaja con la Organización Comunal, el Gobierno Local, las Cooperativas, donaciones o instalaciones a cargo de individuos.

Si comparamos los resultados obtenidos para ambos casos, encontramos que se da un uso más productivo y la base productiva esta más diversificada cuando las instalaciones se dieron por la propia comunidad. Así mismo, para este tipo de instalaciones el cuidado es mayor.

Una de las razones por la cual surgen estas diferencias en resultados es debido a factores como “ubicación a mercados, densidad población, acceso a recursos, nivel educativo, etc.”

De modo que si se quiere saber que proceso de electrificación resulta mejor es necesario evaluarlas con dos comunidades que tengan la misma ubicación de mercados, la misma densidad, el mismo acceso a recursos y el mismo nivel educativo diferenciándolas solo el proceso de electrificación.

Problema de la Política de Electrificación Rural en el Perú:

El Estado tiene un marco fuertemente centralista que hizo que los avances en Electrificación Rural fueran pobres. Con la llegada de ELECTROPERU se puso en evidencia que las políticas anteriores para la electrificación no funcionaron en pro de zonas rurales, sin embargo no hubo mejoras ni el bajo nivel de electrificación rural ni en el déficit del Estado. En general ELECTROPERÚ no ha podido solucionar estos problemas debido a tres causas:

1. Esquema institucional vigente (de ese entonces)

Un problema que se encuentra es que ELECTROPERU, fuera de los PSE, los sistemas de Autoprodutores y Empresas de Interés Local no se ponen en práctica o no reciben apoyo. Solo los PSE canalizan gran parte de las transferencias, a pesar de que los otros dos sistemas, eventualmente, no requieren más nivel de transferencia que el de los PSE. (Por otro lado hay que tener cuenta que es más sencillo el mantenimiento de la electrificación mediante PSE) Así mismo la aparición de tecnología como el micro hidroenergético, ya no necesitando el uso de los PSE.

Entonces se requiere que también se apoye los sistemas Autoprodutores y Empresas de Interés Local como una forma de hacer “más flexible y descentralizada” la estructura de ELECTROPERÚ. De este modo se daría más poder de decisión a las empresas regionales y a los usuarios.

Finalmente, debemos resaltar que no está demostrado que los PSE hagan mayor uso de la electricidad y que por tanto tengan un mayor factor de carga, así mismo, este tipo de sistema puede que sea mejor en un mediano o largo plazo.

2. Definición de Eficiencia Económica de electrificación rural

Una inversión es eficiente cuando se puede dotar electricidad a una población al menor costo, y con un servicio duradero y confiable. Aquí no debería prevalecer la idea de mayor rentabilidad. Sin embargo a la definición dada de eficiente también debe de incluirse la idea de electricidad efectivamente consumida o empleada

El problema en este aspecto se encuentra en que los usuarios consumen electricidad esporádicamente y el nivel consumido es bajo. Generando así un factor de carga bajo, lo cual no permite recuperar las inversiones. Para este caso, es necesario determinar las mejores condiciones para un uso productivo de la electricidad que eleve el consumo y el factor de carga.

3. Falta de criterios de priorización por áreas y por poblaciones.

ELECTROPERÚ utiliza criterios de selección de pequeños sistemas, estos están divididos en criterios técnicos, económicos y socio políticos. Generalizando, encontramos dos tipos de criterios, los básicos y los complementarios. Los primeros están referidos al número de beneficiarios, clasificación política de la localidad, inversiones comprometidas, situación actual de proyecto, costo de generación, desarrollo relativo actual y prioridad en programas de desarrollo regional, por otro lado, los criterios del segundo tipo están referidos al financiamiento comprometido, a la situación de hidrocarburos por fuentes renovables, aporte comunal de dinero bienes de capital y posibilidad de recuperar lo invertido.

Cabe mencionar de los criterios que el criterio social casi siempre son priorizados ya que generan clientelismo político, y en el criterio económico la evaluación de los costos se da por proyectos individuales y no de manera conjunta.

Se propone definir los aspectos relacionados a la selección y priorización de proyectos en tres puntos, primero, qué tipos de usuarios se quiere beneficiar, segundo, que zonas se busca privilegiar, y, tercero, que hacer con los recursos alternativos de la electricidad. Al buscar si estos puntos están incluidos en los criterios que ELECTROPERÚ utiliza no encontramos evidencia de su aplicación.

Respecto a los dos primeros puntos mencionados, estos pueden seguir un enfoque de justa distribución y beneficios para los más pobres o un enfoque de electrificación rural como una oportunidad de crecimiento con proyectos seguros en rentabilidad. Como mencionamos ELECTROPERÚ no sigue estos puntos con sus criterios establecidos.

El Estado entiende que toda actividad económica necesita su aumento de oferta de energía, sin embargo este aumento de oferta de energía debe ser para aquellos quienes necesitan, pero si el objetivo es el aumento de la productividad rural entonces esto supone poder distribuir la energía de tal forma que los más capacitados de factores y de capital puedan utilizarlo, olvidándonos de aspectos igualitarios. (Previamente se parte de la idea de que el desarrollo rural no es un proceso homogéneo, sino que solo unos cuantos se beneficiaran y que luego se vayan creando las condiciones para que los menos favorecidos puedan accediendo a nuevos beneficios).

Desafortunadamente estos consumidores productivos están dispersos en diversas ubicaciones generándose un problema de extensión de la red eléctrica, siendo un tema muy importante la dimensión espacial. Es por ello que se debe de evitar que pequeños asentamiento rurales se sigan expandiendo; y en vez de ello promover la creación de centros productivos rurales creándose la formándose una jerarquía urbano- rural. Esto último sería beneficioso ya que se podrían brindar otros servicios y se evitaría la migración.

El objetivo de brindar electricidad a aquellos que podrían utilizarla productivamente es mucho más difícil de ejecutar y es por ello que los criterios usados por ELECTROPERU son un punto de partida que necesitan ser complementados con otras alternativas que identifiquen cual es la posibilidad de crecimiento de las localidades. Y especialmente se debe de identificar los usos productivos de la electricidad sin dejar de lado pequeñas actividades rurales.

De igual manera el rol de los centros comerciales brinda información de cuán desarrollado esta la localidad. Entonces las localidades rurales que cuentan con servicio eléctrico, pueden brindar información que tiene que ser evaluada, para determinar el uso de forma general y desagregada (por actividad productiva) de la energía. Esto es beneficioso no solo para la localidad en si misma sino que también para otras al momento de crear nuevos proyectos y afinar los criterios de priorización.

Finalmente queda la interrogante de cómo es que se adaptaría un criterio de productivista que se ha planteado en un contexto de desarrollo centralizado como en el Perú. Tal vez si la electrificación fuera de forma descentralizada, entonces sería más fácil poder identificar proyectos y ejecutarlos.

6.- Propuesta para un Nuevo Marco General para la Electrificación Rural en Perú:

Si bien con la reforma se dio mejoras en las actividades del sector eléctrico por las mayores inversiones, este no se reflejó en zonas rurales alejadas. Se considera que el problema fue la falta de estrategia.

En cualquier país, la electrificación rural presenta problemas como dispersión de la población, bajo consumo de energía, ambas que llevan a altos costos de los sistemas eléctricos, y bajo niveles de ingreso. Estas características son las causantes de baja inversión por no ser rentables, por eso, los sistemas eléctricos rurales necesitan de subidos tanto para bajar la inversión como para recuperar los costos.

La razón por la cual electrificar es que ya no habría límites para que las comunidades puedan desarrollar actividades económicas y mejorar su calidad de vida. El documento menciona que un estudio demostró que al contar con el servicio de electricidad la comunidad tiene más beneficios económicos, dados por la mayor productividad. Estas razones justifican buscar expandir el acceso al servicio de electricidad en áreas marginales, rurales y alejadas “donde no es posible ofrecer servicio eléctrico sin la intervención financiera del Estado” mediante mayores inversiones.

El documento menciona que luego de que los proyectos son ejecutados por la DEP, estos se transfieren a empresas eléctricas distribuidoras; anteriormente los proyectos eran transferidos a ADINELSA.

Un problema que se menciona es que la DEP no es sostenible porque cuenta con pérdidas financieras elevadas y, además, porque el gobierno central no cuenta con fondos a nivel de poder satisfacer la demanda de electrificación rural.

Otro problema es la falta de experiencia en el sector privado y en las localidades en los que se buscan satisfacer la demanda de electricidad. A la falta de experiencia, para casos de cooperativas por ejemplo, se suma el no cumplir con las capacidades técnicas, administrativas y comerciales.

Se encuentra necesario diseñar un esquema de desarrollo referido a electrificación rural nuevo que de soluciones sostenibles para el proceso de electrificación. El documento describe ese nuevo marco para “identificar, evaluar, financiar, monitorear, operar y mantener los proyectos eléctricos rurales”.

Sobre el Nuevo Marco General de la Electrificación Rural:

Como diversos documentos lo mencionan, la LCE y la Ley de Promoción de Inversión Privada, no permitían que los proyectos de electrificación rural recibieran los subsidios necesarios. Esto fue la causa por la cual luego los proyectos de electrificación rural son eran solo resueltos por el sector público.

El Nuevo Marco General de la Electrificación Rural busca un mayor nivel participativo de los prestadores del servicio eléctrico, los gob. Regionales y las localidades, de modo que estén a cargo de la prestación de propuesta de proyectos para obtener los subsidios.

Así mismo, las mismas prestadoras del servicio estarían a cargo desde “el diseño de los sistemas, hasta la adquisición de los materiales, la construcción de las obras, y la puesta en marcha y operación de los mismos. “

El rol del estado se encargaría de generar fondos, definir el sistema tarifario adecuadamente, definir metodologías para el análisis de los proyectos, seleccionar inversiones con mayor impacto económico, informar sobre el mercado rural,

Habría un cambio en el sistema tarifario, en las normas de calidad y en el otorgamiento de las concesiones, además de una mayor promoción del uso de tecnologías renovables y participación privada.

Se busca que aumenten la inclusión de las comunidades, empresa eléctricas distribuidoras, inversores privados y usuarios en el proceso de desarrollo de los nuevos sistemas eléctricos rurales, así mismo que mantengan su participación en la operación.

El Estado debe incentivar las inversiones

Si bien se plantea que cada entidad debe tener claro el rol que ejercerá y que será lo que la diferencia de otra entidad, entre todas siempre se presenta un interés común que es el dar solución a problemas en las ejecuciones de inversión. Esos roles son las funciones generales del sector público para el sector de electricidad:

1. Subsidiar el valor de inversión de los proyectos. Esto incluye que la captación de fondos debe ser algo permanente, además que deben de provenir de varias fuentes, desde los gobiernos regionales, los que proveerán el servicio, hasta los usuarios.
2. Fijar las tarifas de suministrar la electricidad en zonas rurales en base al costo y no en ambiciones. Esto elevará la confianza de poder recuperar los costos.
3. Establecer una entidad de dirección técnica normativa, con base técnica, administrativa y comercial. Así mismo debe de ser flexible para los usuarios.
4. Realizar estudios para caracterizar al mercado, es decir, definir cuales son los proyectos potenciales y tecnologías a menos costo. Así mismo, que muestre las áreas que deben ser desarrollados con sistemas aislados y, muestre “la frontera de cobertura actual y los límites geográficos de cobertura con extensiones financieramente viables desde la red nacional”
5. Identificar y elaborar propuestas de proyectos, se menciona que para identificar proyectos se debe de encontrar una demanda del servicio que valide el costo de inversión. Así, al identificar un proyecto se debe de tener en claro cual es su demanda, en que zonas geográficas se sitúan y si cuenta con mercados viable económicamente.
6. Revisar y aprobar proyectos solo por la FER, cuando los fondos provienen de ésta
7. Precalificar a las suministradoras de electricidad
8. Monitorear las inversiones, de este modo se compruebará “el desempeño técnico, financiero, y administrativo de las inversiones”, así se asegura el valor de las inversiones.
9. Educar a los usuarios para un mejor aprovechamiento del suministro y para que tengan conocimiento de las obligaciones comerciales. Además se debe de complementar este proceso con el de otras obras de desarrollo.

Sobre fuentes de inversión:

El FER es un ente financiero que se encarga de distribuir los fondos de inversión para sistemas eléctricos no rentables financieramente. Sin embargo los fondos no solo provienen del FER, también de los gobiernos regionales y locales, de los usuarios y del proveedor mismo.

Sobre los subsidios

Subsidios se dan hacia al costo de inversión y no hacia el costo operativo, para generar subsidios se pueden tomar algunas alternativas como la de aplicar un cargo a todos los consumidores del sector eléctrico, o aplica ese mismo cargo pero a los consumidores no regulados (los consumidores regulados trabajan con el FOSE), o mediante una contribución del

presupuesto anual con fondos fiscales (esta alternativa no es muy óptima porque la contribución sería anual y este debe de ser permanente)

Se debe de entender el subsidio como una forma de atraer inversiones de otras fuentes financieras.

Como mencionamos, la fuente principal de los subsidios será el mismo sector eléctrico, de modo que estos montos se destinaran al FER para luego ser dada a proyectos ya aprobados de subsidios. Se destinarán los subsidios a proyectos que tengan su impacto económico mayor al monto de subsidio; a sí mismo, se dará mayor subsidio a proyecto con más beneficio económico.

Por otro lado, el documento menciona que si bien otorgar subsidios es aconsejable, mejor aún sería ofrecer préstamos a los proveedores del nuevo proyecto debido a que no siempre estas cuentan con el capital necesario para invertir, además de que pierden sostenibilidad.

Sobre los gobiernos regionales y locales.

Los gobiernos regionales y locales en algunos casos cuentan con fondos para poder invertirlos en la mejora de cualquier servicio, estos son invertidos en las comunidades mismas para que así atraiga a más proveedores del servicio eléctrico, y así más inversión. Pero si se da el caso en que no se presenta un proveedor del servicio eléctrico se debe de formar una “empresa eléctrica municipal” como unión de gobiernos regionales y locales.

Evaluar proyectos debe de ser un análisis económico-financiero de los proyectos.

Sobre los usuarios:

La evidencia empírica internacional sobre infraestructura pública resalta que los usuarios se sienten más involucrados en las obras cuando de algún modo han participado en la financiación de la misma. Son como co-financiadores, pues, como se mencionan, la mayoría de las comunidades tiene esa capacidad financiera y de deben de participar dado su nivel de capacidad financiera. El mecanismo sería pagar cuotas mensuales mínimas por cierto periodo de tiempo (5 años) y con una cuota mínima aceptable.

Sobre Fijación de tarifas:

Este proceso es mas complejo para el caso de las zonas rurales y no puede ser uniforme para todas las zonas debido a la diversidad geográfica, densidad de población y productividad de la región.

Se debe tomar en cuenta un posible cambio en las tarifas rurales pues estas no son lo suficientemente atractivas para que haya nuevas empresas distribuidoras.

Se puede modificar tarifas de varias formas, estableciendo mas categorías geográficas, fijando tarifas para cada proyecto (la cual no es muy recomendable porque habría quejas por parte de las comunidades al tener diferentes tarifas) o diseñando tarifas para cada tipo de sistemas construido (una tarifa para sistemas aislados, otro para sistemas solares, otros para sistemas de expansión de una red eléctrica, etc.). Más que nada la solución va por poner tarifas diferenciadas por servicios eléctricos convencionales y no convencionales) de acuerdo a diversas áreas, por ejemplo si la localidad es remota o no

Sobre la regulación de los sistemas eléctricos rurales:

Sobre el tema de regulación el documento menciona que regular a los que proveen el servicio puede ser útil pues puede reducir el costo del servicio mediante la aplicación de medidores pre-pago si es necesaria.

Sobre las concesiones:

Para conseguir una concesión eléctrica se debe realizar antes “estudios técnicos, legales, financieros, presupuestarios y legales”. Sin embargo, este proceso resulta difícil para nuevos participantes que son de menor escala, y que no cuentan con los recursos económicos requeridos. De esto modo se limita la posibilidad de traer a proveedores del servicio. Se debe

de crear concesiones específicas para cada proveedor, debido a que algunos son de menor escala. También podría darse el caso de subconcesiones, para el caso de pequeñas empresas que buscan introducirse en áreas que ya están con participación de empresas distribuidoras de mayor escala.

Se debe de coordinar los planes de expansión de los sistemas eléctricos con el plan nacional indicativo, pues no puede haber problemas “de carácter geográfico”, es decir, que dos sistemas no pueden luchar por la expansión del servicio eléctrico.

Buscando el uso de tecnología con energía renovable.

Se debe de considerar el uso de éstas en zonas remotas, pues al buscar que éstas estén instaladas por redes eléctricas su costo se eleva. Para el caso peruano, se trabaja con micro y mini centrales hidroeléctricas.

Sin embargo, hay que tener en consideración que estos sistemas cuentan con problemas, por ejemplo, se debe de contar “con provisiones específicas para proteger estos mercados”, esto es, que debe de haber una coordinación entre empresas de servicio renovable con las empresas distribuidoras.

Cabe mencionar que para el caso de energías renovables, las tarifas y subsidios no contenidos por el FOSE. Esto sería un punto en contra en su utilización, además que refleja que el Estado no tiene el mismo tratamiento para todo tipo de tecnologías de generación de energía.

En el plan nacional indicativo se debe mostrar los estudios técnicos correspondientes a esta tecnología como parte de la caracterización del mercado, además debe de incluir las posibles zonas a trabajar con este tipo de tecnologías no solo analizando su costo sino también los usos productivos que se la darían (si se espera un uso productivo alto entonces sería mas conveniente usar tecnología convencional)

Se debe de promover aun más este tipo de tecnologías, por ejemplo un mecanismo sería dando la existencia de un monto especial en el presupuesto para cada año como “proyectos remotos”, otro ejemplo es identificando otros fondos como del fondo de Medio Ambiente Mundial.

Aumentar la participación privada:

Debe estar a cargo del MEM y del FER. Si bien se busca aumentar la inversión por parte de entidades privadas se debe de asegurar que estos tengan el nivel de capacidad adecuado para manejar las inversiones y la operación de los sistemas eléctricos en el largo plazo. De este modo, deberán pasar por una evaluación técnica, financiera y administrativa.

Para aumentar la inversión privada también se propone formar “mercados sostenibles”, la idea es que en zonas donde ya existe al menos un proyecto y se planea ampliar la cobertura se propondrá la creación de mercados sostenibles que combine las obras ya dada con los proyectos.

Sobre empresas de provisión del servicio eléctrico:

Las empresas eléctricas que distribuyen el servicio eléctrico cuentan con dos limitaciones, una en la capacidad en invertir en nuevos proyectos y en otra en los procesos de adquisiciones, debido a que tiene naturaleza de empresas estatales.

Por otro lado se deben de considerar a las empresas distribuidoras municipales como futuros reemplazantes de las empresas distribuidoras en zonas alejadas donde estas últimas no tenían ningún interés.

Sobre los usos productivos:

Debe de haber programas sobre el uso productivo de la electricidad. Esto es bueno porque haría aumentar la productividad económica como la evidencia lo muestra; pero no solo se debe de establecer dicho programa sino que además este debe de complementarse con

programas de financiamiento de menor escala para que así el usuario pueda “trabajar lo aprendido”.

Sin embargo, las empresas eléctricas de distribución peruana no la consideran como parte de sus actividades, debido quizás a que no se encuentra escrito en sus reglamentos.

El documento menciona tres alternativas para la implementación de programas productivos, la primera es implementar los sistemas eléctricos con otros proyectos que mejoren económicamente la zona, la segunda sería promocionar actividades que utilicen electricidad, y la tercera es la de contar con socios estratégicos que permita promocionar actividades productivas a base de electricidad y financiar la compra de los equipos necesarios para las actividades.

Se recomienda que las políticas de electrificación rural se amolden adecuadamente, de modo que se pueda promover actividades productivas para la localidad.

7.- Electricidad, de Eduardo Zolezzi

Si bien el sector electricidad muestra un buen desempeño técnico y financiero, se debe de tener cuenta que contiene algunos problemas que deben de solucionarse antes de que se compliquen aun más en el futuro. Los problemas a los que se refiere tienen su origen en:

1. El diseño estructural del sector
2. Consecuencia del proceso de reforma. Esto es, un proceso de privatización y concesiones, pasando el estado a regulador de los servicios. En este periodo de la reforma se dio una reducción del déficit eléctrico y de la pérdida de energía, además, se crea el OSINERG.
3. Situación energética mundial (como el aumento del precio del petróleo)

Dado los problemas, y además de que se debe de reconocer que el grado de electrificación rural es bajo, se debería de tomar en consideración las siguientes “recomendaciones de política”

1. Establecer un nuevo régimen “legal, normativo e institucional” que si apoye a la electrificación rural. De este modo se obtendrían cuatro cosas, primero, se lograría mayor eficiencia, segundo, habría mayor nivel de financiamiento, tercero, generaría mayores proyectos viables “desde el punto de vista financiero”, y, cuarto, se aplicaría más tecnología renovable.
2. Perfeccionar la Ley de Concesiones Eléctricas para aumentar las inversiones al garantizar los precios en zonas rurales. La LCE eléctricas actualmente no apoyan la electrificación rural debido a que han sido diseñadas para la distribución de la electricidad en zonas urbanas. Para el caso de electrificación rural se necesita leyes más flexibles “para las concesiones, las tarifas, la construcción, los estándares de diseño y de calidad del servicio”.
3. FONAFE deberá de permitir a las compañías públicas operar como entidades privadas, debido a que en la actualidad FONAFE restringe mucho sus inversiones. Debido a que en todas las zonas, a excepción de Lima, son las entidades estatales las que distribuyen la electricidad. El FONAFE tiene esa característica de restringir inversiones públicas por encontrarse su administración en situación transitoria,
4. Garantizar el mercado nacional del gas antes de pensar exportarlo. Esto no quiere decir que se deje de exportar el gas, solo que se debe de exportar la diferencia, es decir, lo que no se consume a nivel nacional. Además, sabiendo que el 70% de la demanda estimada del gas para un periodo de 15 años será destinado a la generación de la electricidad y que al menos se proyecta que el suministro del gas durará menos de 20 años.

Otras recomendaciones:

- Financiar adecuadamente los subsidios a los costos de inversión. Prácticamente los subsidios debe correr con todo el costo de inversión. Dichos subsidios provienen de fondos públicos, del tesoro, del Gob. regionales, del canon, así mismo de un impuesto a los usuarios de electricidad.
- Incentivar a las empresas privadas y públicas a que enseñen en las localidades un uso productivo de la electricidad y que su servicio sea eficiente y de calidad. Esto se puede lograr, corrigiendo la LCE.
- Tarifas deben de incentivar el uso productivo de la electricidad.

“Los impactos en la equidad de las elevadas tarifas residenciales se ven mitigados por a existencia del subsidios cruzado del FOSE” Como sabemos, el subsidio del FOSE se reduce conforme aumenta el consumo de energía (100kW al mes), esto no incentiva a un mayor uso de la electricidad. Si bien el FOSE considera lograr mayor equidad, en realidad no incentiva a darle mayor productividad al uso de energía.

- Promocionar el uso de energías renovables. Aun no existe políticas que incentiven el uso de este tipo de generación de energía. El MEM debe de promover este tipo de energías en los casos donde resulte conveniente (por ejemplo cuando la aplicación de energías no renovables es más costosa)

Así mismo, no hay incentivo financiero para su uso.

- Garantizar inversiones en generación de energía para asegurar un nivel de suministro acorde con las necesidades de electricidad, para que no se llegue a casos como “la emergencia hidroeléctrica” y se asegure renovación de contratos en suministro.

Se tiene que invertir en generación pues la demanda de electricidad continua creciendo.

- “Planificar y expandir la transmisión”. Se propone cambios de ley para que se modifique el proceso regulatorio de la transmisión de electricidad y que se establezcan tarifas mas estables.

Se busca cumplir con su meta de aumentar el nivel de cobertura eléctrica de 30 % a 75% para el año 2013, para ello se necesitaran 864 millones de dólares.

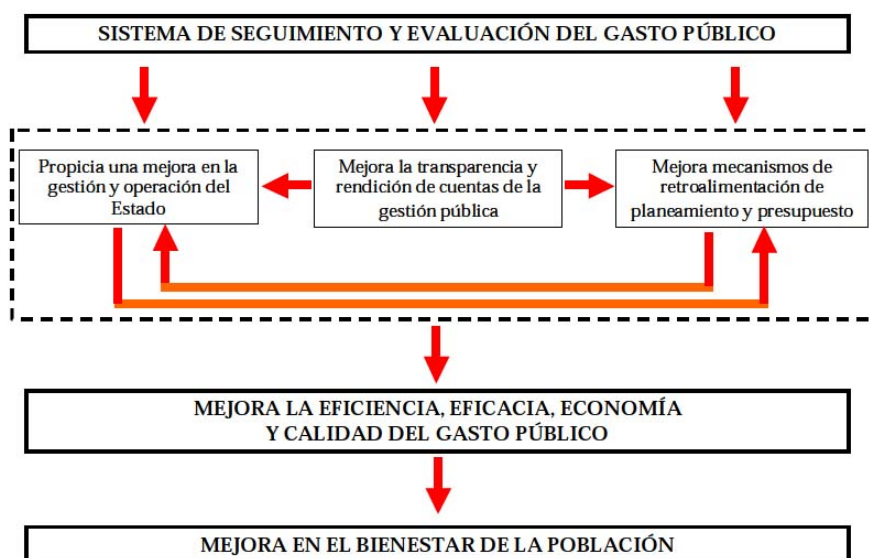
Cadena Funcional Programática en Electrificación Rural

1. Objetivo de la Cadena funcional Programático

En un nuevo paradigma de Gestión por Resultados se enfatiza las ventajas de cambiar el foco de atención de los insumos y procesos a los resultados. En tal sentido, los sistemas de información suponen entender a las intervenciones públicas en términos de bienes y servicios que son provistas desde el Estado, y por su puesto de su impacto sobre el bienestar de la población.

Dentro de este marco, el objetivo de una Cadena Funcional Programática debería ser proveer información oportuna, confiable y pertinente que ayude a acompañar, evaluar y tomar decisiones acerca de la provisión de los bienes y servicios públicos sea con eficiencia, eficacia y equidad.

El siguiente diagrama¹ muestra los procesos de retroalimentación en la consecución de mejorar la eficiencia, eficacia, economía y calidad del gasto público, algo que debería ser incluido dentro de una Cadena Funcional Programática paradigmática.



En tal sentido, una Cadena Funcional Programática, entendido como un sistema de información articulado a una Gestión por Resultados, debería contribuir a:

i) Propiciar una mejora en la gestión y operación del Programa

Debe contribuir a generar procesos de retroalimentación al interior del programa público que viabilice la mejora en la gestión y operatividad del mismo a través de la implementación de ajustes a sus intervenciones.

¹ RAVINA, Renato: Pautas para el diseño del sistema de seguimiento y evaluación del gasto público en el Perú. Dirección Nacional del Presupuesto Público del Ministerio de Economía y Finanzas. Lima, Marzo de 2005.

ii) Mejorar la transparencia y rendición de cuentas de la gestión pública

Debe contribuir a fortalecer la institucionalidad de la intervención del programa, de su diseño mismo, dando cuenta de sus acciones y de los resultados de las mismas.

iii) **Mejorar los mecanismos de retroalimentación del proceso de planeamiento y presupuesto**

Debe contribuir a la articulación de los procesos de Presupuestación y de Planificación Estratégica y a la consecuente mejora en la asignación del presupuesto y en la definición de los planes sectoriales e institucionales.

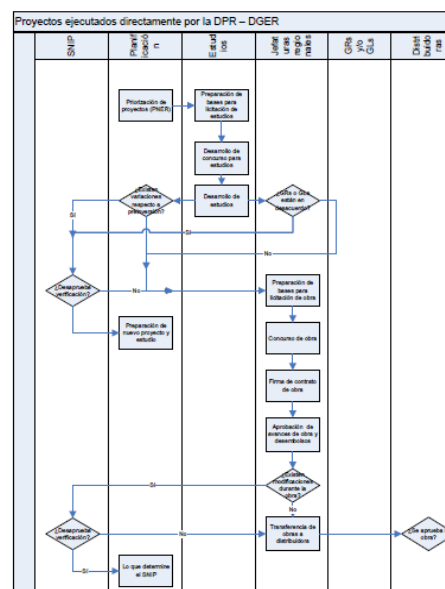
2. Qué debe reflejar la Cadena funcional Programático

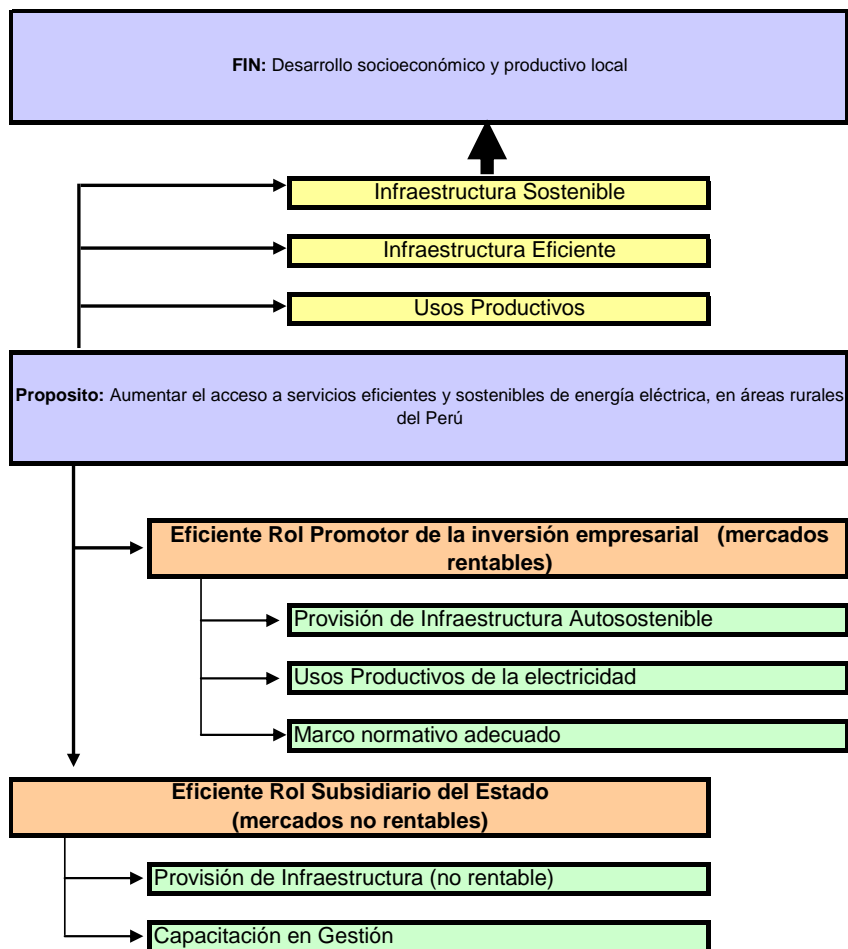
Como comentábamos anteriormente, si queremos propiciar una mejora en la gestión y operación del Programa, la Cadena Funcional Programática debe constituirse en un sistema de información que de cuentas de las intervenciones públicas en términos de bienes y servicios que provee, e inclusive a nivel de impacto sobre el bienestar de la población.

Esta Cadena Funcional Programática debe considerar dos procesos fundamentales en el ejercicio de planificación estratégica y Presupuestación: La Función de producción de la provisión del bien (Flujograma Operativo) y el Marco Lógico de la provisión del bien.

2.1. Función de producción de la provisión del bien. Flujograma Operativo

Deberá dar cuenta de por lo menos los pasos relevantes o Puntos Críticos del siguiente flujograma de la implementación de un pequeño sistema eléctrico:





Tomando en cuenta el actual ordenamiento lógico, y en consideración de lo anteriormente expuesto, entonces sugerimos que la cadena funcional programática debe mostrar la siguiente característica:

| Programa Estratégico | Función | Programa | Subprograma | Actividad / Proyecto | Componente | Finalidad |
|-------------------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|---|--|
| Propuesto por Ejecutivo (MEF) | Propuesto por Ejecutivo (MEF) | Propuesto por pliego (MINEM) | Componentes del MARCO LÓGICO | Actividades del MARCO LÓGICO | Puntos Críticos del FLUJOGRAMA OPERATIVO | Proyecto del PNER (Pertenencia a PSE) |
| | | " | " | " | " | " |
| | | " | " | " | " | " |

| | |
|--|---|
| | Información proveniente del Marco Lógico |
| | Información proveniente del Flujograma Operativo (Puntos Críticos) |
| | Información proveniente del PNER (Pertenencia a Ramales de PSE) |

La propuesta general es que se debería desarrollar una estructura Funcional Programática que refleje el Marco Lógico del programa, los Flujogramas Operativos y el Plan Nacional de Electrificación Rural o sus respectivos Planes Estratégicos porque dicha información, a estos niveles de desagregación, nos permitirá hacer un seguimiento mucho mas acotado del gasto.

3. Qué refleja actualmente la Cadena funcional Programático

Notamos que actualmente en los programas de electrificación rural solamente existe el programa Energía y el Sub programa Electrificación rural

| PROGRAMA | SUBPROGRAMA | 2006 | 2007 | 2008 |
|----------------------|-----------------------------|----------------|----------------|----------------|
| 035. ENERGIA | | 120,725 | 283,119 | 286,839 |
| | 0100. ELECTRIFICACION RURAL | 120,725 | 283,119 | 286,839 |
| Total general | | 120,725 | 283,119 | 286,839 |

Sin embargo en los siguientes pasos de desagregación de la cadena funcional programática, podemos observar que se tiene la siguiente información para los presupuestos 2006-2009, que implicaría la imposibilidad de desarrollar todas las posibilidades de indicadores que surgen de los recursos señalados. $829 \times 757 \times 65 \times 1202 = 49$ mil millones diferentes de posibilidades.

| | Actividades Proyecto | Componentes | Finalidad | Meta |
|----------|----------------------|-------------|-----------|------|
| Cantidad | 829 | 757 | 65 | 1202 |
| | | | | |

Este problema de superabundancia de números de Componentes, Actividades, Finalidad y Meta surge por una mala administración de la Cadena Funcional Programática, pues claramente es completada de información que no toma en cuenta los marcos estratégicos referenciales. La consecuencia es que se genera tanta dispersión que termina siendo inútil tanta información, más aún cuando notamos que entre muchos de ellos definen lo mismo, pero con alguna diferencia a nivel de nomenclatura. Mostraremos tres ejemplos, Elaboración de Estudios, Construcción u Obras Físicas y Transferencias Financieras.

Por ejemplo si analizamos la categoría Componente de la Cadena Funcional Programática, coincidimos que esta debería ser una instancia de aglomeración de una serie de indicadores similares, que permitan identificar claramente algunos Componentes claves del Marco Lógico. Por ejemplo, en el caso de **Elaboración de Estudios**, que claramente define la fase de pre inversión, notamos la diversidad de posibilidades subsistente en la cadena funcional, de ver este tema.

000561. ELABORACION DE ESTUDIOS
000612. ESTUDIO DE INFRAESTRUCTURA ELECTRICA
002214. ESTUDIOS DE PRE - INVERSION
002718. ESTUDIO PSE NUEVO SEASME II
009310. ESTUDIOS DEFINITIVOS
039488. DESARROLLO DE ESTUDIOS E INVESTIGACION
055072. ESTUDIOS DEFINITIVOS Y EIA DEL PSE VILLA RICA II
123663. ESTUDIO DEFINITIVO DE ELECTRIFICACION RURAL DISTRITO DE CONDURIRI EL COLLAO - PUNO
162140. ESTUDIO DEFINITIVO DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO MUYO KUSU II ETAPA
163628. ESTUDIO DEFINITIVO DEL PROYECTO ELECTRIFICACION DEL CP. LA VIÑA DEL DISTRITO DE NUEVA ARICA

Notamos hasta 10 diferentes registros, para definir la fase de elaboración de estudios de pre inversión. Como vemos, al nivel de la cadena funcional no permite dar un solo vistazo de este nivel de gasto, sino que antes bien, lo dispersa, algo que no debería ocurrir.

Otro ejemplo lo podemos constatar en el caso de **Construcción u Obras Físicas**, del cual se extrae una pequeña muestra que alcanza varios cientos de categorías.

000353. CONSTRUCCION DE CENTRALES HIDROELECTRICAS
000366. CONSTRUCCION DE PEQUEÑOS SISTEMAS ELECTRICOS
075276. CONSTRUCCION ELECTRIFICACION RURAL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO NINANTAYA PROVINCIA DE MOHO
083845. CONSTRUCCION LINEA Y RED DE DISTRIBUCION PRIMARIA 22.9 KV TRIFASICO C. P LA PARED - FALA FALITA LA PARED - FALA FALITA, DISTRITO DE MANUEL ANTONIO MESONES MURO - FERRENAFE - LAMBAYEQUE
120963. TRANSFERENCIA FINANCIERA PARA LA CONSTRUCCION DE UN SISTEMA ELECTRICO RURAL EN CIENEGUILLO CENTRO, ZONA LA CONCORDIA, DISTRITO DE SULLANA, PROVINCIA DE SULLANA - PIURA

Como vemos, se va desde la Construcción misma y termina inclusive en las Transferencias Financieras. Esta categoría debería observarse claramente las diversas modalidades de Construcción. Pero no se debería incluir información al nivel de localidad, que pertenece a otro nivel de indicador (DEPARTAMENTO/ PROVINCIAS/ DISTRITO).

Finalmente, lo mismo ocurre en el caso de las **Transferencias Financieras**, que van desde su mismo nombre genérico hasta niveles de Localidad/anexo/Comunidad Campesina/etc.

009509. TRANSFERENCIA FINANCIERA A GOBIERNOS REGIONALES
084327. TRANSFERENCIA FINANCIERA PARA ELECTRIFICACION DE LOCALIDADES DEL DISTRITO DE LUYA
084328. TRANSFERENCIA FINANCIERA PARA ELECTRIFICACION DEL ANEXO DE CHOCTA - DISTRITO DE LUYA
084330. TRANSFERENCIA FINANCIERA PARA AMPLIACION DEL SISTEMA DE ELECTRIFICACION RURAL DEL CENTRO POBLADO DE TOCLLA

084332. TRANSFERENCIA FINANCIERA PARA AMPLIACION Y MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE ELECTRIFICACION RURAL DEL CASERIO DE MIRAMAR DE LA COMUNIDAD CAMPESINA CRUZ DE MAYO - CARAZ, PROVINCIA DE HUAYLAS - ANCASH

084361. TRANSFERENCIA FINANCIERA PARA ELECTRIFICACION COMUNIDAD CAMPESINA QUINUARA GRANDE

163498. TRANSFERENCIA FINANCIERA PARA LA EJECUCION DE LA OBRA PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO BAJO AGUAYTIA

De igual manera, cuando notamos el proceso de Finalidad, verificamos que existen hasta 804 Finalidades en el periodo analizado.

En la actualidad la Cadena Funcional, obedece a la siguiente estructura:

PROGRAMA ESTRATEGICO "ACCESO A ENERGIA EN LOCALIDADES RURALES"

ESTRUCTURA FUNCIONAL

| PROGRAMA ESTRATEGICO | FUNCION | PROGRAMA | SUBPROGRAMA | ACTIVIDAD / PROYECTO | COMPONENTE | FINALIDADES (META PRESUPUESTARIA) | UNIDADES DE MEDIDA |
|--|-------------|------------------------|----------------------------|--|--|--|------------------------|
| 8. ACCESO A ENERGIA EN LOCALIDADES RURALES | 12. ENERGIA | 028. ENERGIA ELECTRICA | 55. GENERACIÓN ELÉCTRICA | AUMENTO DE LA DISPONIBILIDAD ENERGÉTICA EN POBLACIONES RURALES POR FUENTES RENOVABLES | INCREMENTO DE LA OFERTA ENERGÉTICA POR FUENTES RENOVABLES EN LOCALIDADES RURALES | COMPETENCIAS PARA LA TOMA DE DECISIONES SOBRE CONSUMO EFICAZ Y EFICIENTE A OPERADORES EN ZONAS RURALES | 088 PERSONA CAPACITADA |
| | | | | | | INFORMACIÓN PARA POTENCIALES INVERSIONISTAS EN ALTERNATIVAS DE DIVERSIFICACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA RURAL | PERSONA INFORMADA |
| | | | 57. DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA | INCREMENTO DE ACCESO A LA ENERGÍA EN ZONAS RURALES | AUMENTO DE LA COBERTURA ELÉCTRICA DE RED EN HOGARES RURALES | INFRAESTRUCTURA PARA LA AMPLIACIÓN DE LA RED EN ÁREAS RURALES CON FUENTES CONVENCIONALES | HOGAR CON CONEXIÓN |
| | | | | | AUMENTO DE SUMINISTRO ELÉCTRICO CON GENERACIÓN LOCAL EN HOGARES RURALES | INFRAESTRUCTURA DE FUENTES RENOVABLES CON GENERACIÓN LOCAL EN POBLACIONES RURALES | HOGAR CON CONEXIÓN |
| | | | | AUMENTO DE LA ACEPTACIÓN DE ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO ENERGÉTICO EN POBLACIONES RURALES | AUMENTO DE HOGARES RURALES CON CONTRATO DE SUMINISTRO | DIFUSIÓN Y CAPACITACIÓN SOBRE EL ACCESO Y USO DE FUENTES DE ENERGÍA A POBLACIONES RURALES | 088 PERSONA CAPACITADA |
| | | | | | | DIFUSIÓN Y CAPACITACIÓN EN CONSUMO EFICIENTE DE FUENTES DIVERSAS DE ENERGÍA EN ESCUELAS RURALES | 003 ALUMNO |

4. Propuesta de Cadena funcional Programático

Como comentábamos anteriormente, si queremos propiciar una mejora en la gestión y operación del Programa, de manera que se construya un sistema de información que de cuentas de las intervenciones públicas en términos de bienes y servicios que provee, y del impacto sobre el bienestar de la población.

En tal sentido nuestra propuesta general es que se debería desarrollar una estructura Funcional Programática que refleje el Marco Lógico del programa, los Flujogramas Operativos y el Plan Nacional de Electrificación Rural o sus respectivos Planes Estratégicos porque dicha información, a estos niveles de desagregación, nos permitirá hacer un seguimiento mucho mas acotado del gasto.

Es decir tener en cuenta información de nivel operativo (Flujogramas), de nivel estratégico (PNER) y finalmente de nivel de gestión (Marco Lógico), con el objetivo de implementar un nuevo paradigma de Gestión por Resultados, que vea las intervenciones públicas en términos de bienes y servicios que se proveen, y por su puesto de su impacto sobre el bienestar de la población.

| Programa Estratégico | Función | Programa | Subprograma (Componentes del Marco Lógico) | Actividad / Proyecto (Actividades del Marco Lógico) | Componente (Puntos Críticos del FLUJOGRAMA OPERATIVO) | Finalidad (Proyecto o del PNER) |
|---|---------|-------------------|--|---|---|---|
| Acceso a energía en Localidades Rurales | Energía | Energía Eléctrica | Provisión de Infraestructura Autosostenible | Provisión de Infraestructura Autosostenible | - Acción | Proyecto del PNER (PSE – ubicación – Ramal) |
| | | | | Usos productivos de la electricidad | - Convenio | |
| | | | | Marco normativo promotor | - Estudio de pre inversión | |
| | | | Provisión de Infraestructura no autosostenible | Provisión de Infraestructura para población en situación de pobreza | - Estudio definitivo | |
| | | | | Capacitación en gestión de proyectos de electrificación rural | - Expediente | |
| | | | | Mejoramiento de la articulación y planificación - Cuantificación | - Informe | |
| | | | | | - Módulo de promoción usos productivos | |
| | | | | | - Norma | |
| | | | | | - Obra | |
| | | | | | - Supervisión | |
| | | | | | - Liquidación de obra | |
| | | | | | - Transferencias Financieras | |

Visita de campo a Puno
Justificación del ámbito visitado.

1. Alcances.

La visita de campo estuvo dirigida a obtener información respecto de los siguientes proyectos:

| Proyecto | Código SNIP | Situación | Monto (viabilidad) S/. |
|---|-------------|--|------------------------|
| a) Pequeño Sistema Eléctrico Achaya II Etapa (PSE Achaya II) | 21789 | Obras concluidas, en liquidación | 2 016 289 |
| b) Electrificación Rural del Pequeño Sistema Eléctrico Huancané I Etapa (PSE Huancané I) | 3827 | Obras concluidas, en liquidación | 18 869 502 |
| c) Pequeño Sistema Eléctrico Nicasio II Etapa (PSE Nicasio II) | 9832 | En liquidación (verificar si las obras están concluidas) | 1 214 864 |
| d) Electrificación Rural con redes de distribución primaria y secundaria del distrito Santiago de Pupuja (PSE Pupuja) | 29335 | Obras concluidas, en liquidación | 745 783 |
| e) Electrificación Rural del Pequeño Sistema Eléctrico Azángaro IV Etapa (PSE Azángaro IV) | 3824 | Obras por concluir | 15 373 390 |

El objetivo de la visita fue recolectar información sobre:

1.1 Metas alcanzadas y costos de los proyectos.

Se debe indicar que en la recolección de esta información se encontraron varias limitaciones que por ahora determinan el alcance de las conclusiones de la visita de campo. 3 de los proyectos (PSE Nicasio II, PSE Achaya II y PSE Pupuja) ya tenían liquidación de obra, mientras que PSE Huancané I y PSE Azángaro IV aún están en proceso de liquidación. En consecuencia, aún no se conocen las metas finales alcanzadas en dos de los proyectos (PSE Huancané I y PSE Azángaro IV) ni sus costos, estos son los proyectos más grandes. En el caso de los otros PSEs sólo cuenta con la liquidación de la parte de las obras ejecutadas por el Gobierno Regional Puno, aún falta recoger la información de las obras ejecutadas por otras entidades, como Gobiernos Locales y el Fondo Italo Peruano.

Asimismo, aún falta la recepción de obras por parte de ElectroPuno. Los funcionarios de esta entidad aducen que no pueden hacer esta recepción en tanto no revisen los expedientes de liquidación, los cuales deben ser remitidos por el Gobierno Regional. Esta recepción de obra permitirá conocer el valor de las obras que se asentaría en los libros contables de ElectroPuno y que podría reflejar el valor económico/eficiente de las mismas. Hay que indicar también que, pese a estas circunstancias, los 3 proyectos y el del PSE Huancané II Etapa, ya se encuentran en operación comercial.

1.2 Consumos reportados en los proyectos.

En vista que los proyectos ya se encuentran en operación comercial, la información respecto a los consumos de los suministros de los proyectos ya está en manos de ElectroPuno. Sin embargo, a la fecha no se cuenta con esta información. Sólo se tiene información de los consumos del PSE Pupuja; si bien puede servir de referencia importante, por la similitud de este distrito con la mayoría de las que existen en Puno, mayor cantidad de data ofrecería mayor

confianza, en especial la del PSE Huancané I Etapa que tiene más de un año de consolidación comercial.

1.3 Estudios de preinversión de los proyectos.

Se solicitaron los estudios de preinversión de todos los proyectos. Los funcionarios del Gobierno Regional Puno, manifestaron no contar con los estudios del PSE Huancané I Etapa ni PSE Nicasio II Etapa, cuya formulación, de acuerdo a la ficha SNIP estuvo a su cargo. Igualmente los encargados las OPIs de las municipalidades de Achaya y Santiago de Pupuja, manifestaron no contar con los estudios con los que se declararon la viabilidad de los proyectos PSE Achaya II Etapa y PSE Pupuja. La posibilidad de comparar metas y costos con que los proyectos fueron declarados viables y las metas y costos efectivamente alcanzados, se ve severamente limitada por esta falta de información que claramente es obligación de las respectivas autoridades regional y locales.

1.4 Entrevistas con funcionarios regionales y locales y de la distribuidora eléctrica ElectroPuno S.A. (ElectroPuno).

Se sostuvieron entrevistas con los siguientes funcionarios:

ElectroPuno

- Ing. Artemio Loayza, de la Gerencia de Operaciones.
- Ing. Percy Arriaga, de la Gerencia de Marketing.
- Ing. Edgar Vega, de la Oficina de Azángaro.
- Ing. Hércules Castro, de la Gerencia de Operaciones.

Gobierno Regional de Puno

- Sra. Delia Velásquez, Gerente Regional de Desarrollo Económico.
- Sra. Elsa Bernedo, de la Gerencia Regional de Desarrollo Económico.
- Sr. Emilio Cáceres, funcionario de la Oficina de Programación de Inversiones.

Municipalidad de Achaya

- Sr. Vidal Collanqui, Jefe de la OPI.
- Ing. Javier Cahua, funcionario de la Municipalidad.

Municipalidad de Santiago de Pupuja

- Sr. Eusebio Illáñez, Jefe de la OPI.

2. Hallazgos encontrados.

Dentro de los 4 rubros que fueron los objetivos principales de la visita de campo, los principales hallazgos fueron los siguientes.

2.1 Metas alcanzadas y costos de los proyectos.

La información obtenida muestra los siguientes resultados:

| Proyecto | Preinversión | | | Liquidación | | |
|-----------------------|--------------|-----------|-------------|-------------|----------|-------------|
| | Costo total | Nº lotes. | Costo /lote | Costo total | Nº lotes | Costo /lote |
| PSE Nicasio II Etapa | 1 214 864 | 344 | 3 531 | 556 535 | 61 | 9 123 |
| PSE Achaya II Etapa | 2 016 289 | 712 | 2 832 | 798 809 | 193 | 4 139 |
| PSE Pupuja | 745 783 | 297 | 2 514 | 1 103 108 | 240 | 4 596 |
| PSE Huancané I Etapa | 18 869 502 | 7 985 | 2 082 | | | |
| PSE Azángaro IV Etapa | 15 373 590 | 4 993 | 3 079 | | | |

Hasta el nivel de información con que se cuenta, se aprecia que los proyectos son menores en metas, pero no así en el ratio de costo por lote, que es un importante indicador de eficiencia. Parte de este efecto podría deberse a la escalada de precios en los materiales; no obstante, se aprecian incrementos del 158%, 46% y 83%, que son bastante altos.

Se puede apreciar que existe diferencia importante entre las cifras e indicadores de los estudios de preinversión y los que realmente se ejecutan. Esta es una situación que se tiene que corregir pues de otro modo la preinversión perderá su utilidad como herramienta para optimizar las decisiones de inversión. Se puede señalar además también que los tres primeros proyectos fueron desarrollados por el Gobierno Regional Puno, en el marco del shock de inversiones del año 2006, el cual estuvo marcado por la necesidad de fortalecimiento institucional de los gobiernos subnacionales para ejecutar proyectos y la prontitud con que se debieron poner en marcha proyectos que estaban registrados en el Banco de Proyectos SNIP pero que habían perdido vigencia por la acción de los Gobiernos Regional y Locales.

Un caso demostrativo es el del PSE Nicasio II Etapa, cuya viabilidad fue declarada el 20/05/2004. Inició ejecución del proyecto el 23 de Julio de 2004, pero sólo por un monto de S/. 200 mil (el costo total era de S/. 1 214 864). Cuando se ejecuta el proyecto en el marco del shock de inversiones de 2006, ya se había empezado y en consecuencia se tuvo que reducir metas y costos absolutos. Eventos como éste restan capacidad de planificación y programación.

En el caso del PSE Huancané I Etapa, se cuenta con la liquidación de la parte ejecutada por la DPR del Minem, pero esto sólo representa el 9.3% del costo del proyecto según la ficha SNIP. Resta por conocer el costo de liquidación de la parte que ejecutó el Gobierno Regional Puno (el 90% restante), la cual todavía no ha concluido. No obstante, se pueden mostrar las cifras parciales de liquidación de lo efectuado por la DPR:

| Proyecto | Preinversión | Liquidación de obras ejecutadas por DPR | | |
|----------------------|--------------|---|-----------|------------|
| | Costo/lote | Costo total | Nº lotes* | Costo/lote |
| PSE Huancané I Etapa | 2 082 | 2 086 132 | 991 | 2 105 |

Se puede apreciar que el costo por lote de la preinversión es bastante similar al de la liquidación total del proyecto que correspondió ejecutar a la DPR; lo que implica muy razonable coherencia entre las metas y costos globales planteados en la preinversión y lo obtenido en la ejecución. Sin embargo, si se tuviera la información del estudio de preinversión se podría constatar si también se da la misma coherencia entre el número de conexiones proyectado y ejecutado para cada localidad del proyecto. Esta limitación y su consecuencia en el análisis se hacen extensivas a todos los proyectos considerados en la visita. También se debe considerar que no se están tomando en cuenta los eventuales sobre costos a los que las distribuidoras eléctricas aducen en algunos casos, debido al no cumplimiento de especificaciones técnicas en el diseño de los proyectos.

Plazos.

Se han obtenido datos del PSE Azángaro IV Etapa. El contrato de obra de este proyecto se firmó el 28 de mayo de 2008 y la obra se debió concluir el 17 de marzo de 2009; a la fecha aún faltan colocar los medidores, con lo que hay un atraso de 6 meses. Además, como ya se dijo, no se cuenta con energía para parte de este proyecto, por lo que la demora podría ampliarse mucho más.

Cabe mencionar que la viabilidad del proyecto se dio el 08 de Febrero de 2006 y tiene una verificación de viabilidad de 19 de Diciembre de 2007; es decir han transcurrido casi 3.5 años y aún no se cuenta con el servicio del proyecto.

2.2 Consumos reportados en los proyectos.

Por el momento sólo se tiene data de los consumos reportados en el proyecto PSE Pupuja. Este PSE entró en operación comercial, de acuerdo a ElectroPuno, en enero de 2009. La información de la lectura de los medidores para el mes de Julio, muestra consumos sumamente bajos para el mes de Julio, con un promedio ponderado de 2.26 kwh, sobre un total de 151 conexiones (todos menos de 10 Kwh, algunos de 0 kwh). En algunas lecturas de medidores, se tiene que el consumo de Julio ha sido muy bajo, pero el consumo acumulado global es bastante alto, esto podría deberse a dos razones: a) Que hay un error en el medidor o en la lectura, que es poco probable, o; b) Que el abonado consumió mucha electricidad en los primeros meses de su contrato y luego disminuyó drásticamente su consumo, posiblemente por falta de conocimiento del costo de la energía.

Lo más probable es que haya ocurrido el segundo caso. Puede suceder debido a falta de orientación al abonado, que le hace incurrir en este error. Lo que sí queda claro es que el consumo en general es sumamente bajo en estas áreas rurales. Consumos menores a 10 Kwh y de 4 kwh en general, indican que la infraestructura existe, pero que no hace uso de ella. En un enfoque de servicio, en el cual lo más importante es el consumo del servicio, claramente se aprecia que el modelo no estaría alcanzando sus metas y posiblemente tampoco sus resultados.

Otro aspecto a tomar en cuenta es que los proyectos difícilmente serán sostenibles con ese nivel de consumos. Al no disponerse de los estudios de preinversión, tampoco es posible comparar la magnitud de la distorsión entre lo proyectado y lo que realmente sucede en el mercado. En todo caso, es claro que se deben ajustar rigurosamente las proyecciones que se utilizan en los proyectos de electrificación rural.

2.3 Estudios de preinversión.

La imposibilidad de contar con los estudios de preinversión por parte de las municipalidades y del Gobierno Regional Puno, implica pobreza en la gestión de planificación y control que debe ser ejercida a partir de un instrumento como la preinversión. Bajo estas circunstancias:

- Se desnaturaliza el objeto de la optimización de la inversión pública mediante la preinversión realizado en el ámbito del SNIP.
- No se asegura el cumplimiento de las metas indicadas en la preinversión y por lo tanto de la rentabilidad social de la inversión.
- No existen parámetros de evaluación ex post de la inversión.

2.4 Entrevistas con funcionarios regionales y locales y de la distribuidora eléctrica ElectroPuno S.A. (ElectroPuno).

2.4.1 Funcionarios de ElectroPuno.

- a) **De la organización del proyecto.** Se indicó que el PSE Azángaro IV Etapa aún no ha entrado en operaciones. Existe un sector de este proyecto (noroeste) que estaría en condiciones de iniciar operaciones una vez que se instalen los medidores (a la fecha ningún lote tiene medidores). Lo más saltante es que la parte este del proyecto, que tiene 31 de las 80 localidades electrificadas, no podrá ser abastecida de energía mientras no

se refuerce la Línea de Transmisión Huancané – Putina – Ananea (declarada viable el 24 de Julio de 2006), puesto que no se cuenta con la potencia necesaria para abastecer a estas localidades del PSE Azángaro IV Etapa. Esta Línea de Transmisión está recién iniciando obra, por lo que probablemente la disponibilidad de potencia se tendrá dentro de 12 meses por lo menos, pudiendo ser más tiempo. Cabe indicar que el costo del PSE Azángaro IV Etapa es de S/. 15.3 MM, del cual parte importante no estará siendo utilizado eficientemente. Este hecho indica la necesidad de mejorar la coordinación entre la Unidad Ejecutora y la distribuidora, para que una infraestructura costosa cumpla su función de brindar un servicio básico a la población.

Asimismo, se indicó que el PSE Ananea Sina Quiaca (Código SNIP 17674), ya terminado en obras, a la fecha aún no cuenta con energía, por el mismo problema de falta de potencia para abastecer a este sistema. Este proyecto tuvo un costo según la ficha de proyectos del SNIP de S/. 3.34 millones.

Se señaló asimismo que en varias ocasiones no se ha resuelto el pago por la servidumbre de paso durante la ejecución del proyecto. Luego, cuando el proyecto entra en operación, este costo es trasladado a la distribuidora.

De igual modo se indicó que en varias de las electrificaciones desarrolladas en el Sector 2 de Puno (correspondiente al norte del departamento), el Gobierno Regional, coejecutor de los proyectos, no envía los expedientes técnicos de liquidación, documentos que ElectroPuno necesita revisar.

También se señaló que las distribuidoras tienen muy poca participación en la ejecución de los proyectos y que sería recomendable que la supervisión de los proyectos sea designada por las distribuidoras de electricidad.

- b) **De las especificaciones técnicas.** En las entrevistas se indicó que existe dos problemas principales con el cumplimiento de las especificaciones técnicas en los proyectos de electrificación rural. Las puestas a tierra por parte de los contratistas no cumplen con las especificaciones que se exigen a estos proyectos. El caso más llamativo es el del PSE Azángaro IV Etapa en el cual las puestas a tierra señalan un nivel de resistencia excesivamente mayor a los rangos permitidos.

Otro tema importante que se mencionó fue el de los medidores. Se indicó que los medidores que se utilizan en los proyectos no son lo suficientemente sensibles para captar los bajos consumos registrados. Se recomendó que se utilicen medidores con mejor capacidad de registrar consumos bajos y de preferencia que sea prepago para reducir los gastos de operación y mantenimiento.

Se indica también que cuando se desarrolla un proyecto de electrificación, el gestor del proyecto no toma en cuenta los costos de repotenciación de las líneas. Este costo se traslada al distribuidor. Por otro lado también se debe mencionar que existe una contradicción en los casos de falta de potencia para abastecer algunos sistemas rurales, pues una de los requisitos principales para estos proyectos es haber conseguido la factibilidad de punto de alimentación para los proyectos rurales. Esta factibilidad sólo la puede dar la distribuidora, por lo que es paradójico que luego no se disponga de potencia. Este es un tema cuya coordinación debe mejorar la unidad ejecutora.

También se indicó que en varios de los proyectos (principalmente los ejecutados por el Gobierno Regional) se ha detectado que los tableros de distribución son de mala calidad, las cajas no tienen pintura anticorrosiva y que algunos transformadores se han llegado a quemar.

- c) **De la operación y mantenimiento.** Uno de los temas importantes es el de ver la forma de reducir los costos para que se pueda ofrecer un servicio más acorde con las economías de la zona. Así, se comentó una iniciativa implementada en algunas de las poblaciones (por ejemplo en el Distrito de Santiago de Pupuja). Se establecieron comités de electrificación conformados por abonados que eran abastecidos por el mismo SAM (Subestación Aérea Monofásica). Se emite un solo recibo por el consumo registrado en la subestación aérea. Este recibo es entregado al representante del Comité, quien realiza la cobranza en su comunidad para obtener el pago necesario del consumo de los abonados del SAM. Para efectos de la cobranza, cada abonado tiene un medidor individual y se le provee de una metodología para hacer el cálculo de la parte proporcional que corresponde a cada abonado. Se logra de esta manera un importante ahorro en costos de transacción pues realizar estas tareas administrativas es mucho más oneroso para la distribuidora. Se comentó también que el sistema sería cancelado de acuerdo a la normatividad existente, que hace exigible que a cada abonado se le brinde un recibo de parte de la distribuidora y que todos los servicios administrativos le sean brindados por esta última directamente. La experiencia relatada constituye una evidencia de la necesidad y la rentabilidad de buscar soluciones nuevas que abaraten los costos del servicio para abonados de significativa pobreza.

2.4.2 Funcionarios del Gobierno Regional de Puno.

- a) **Transferencia de fondos.** Se indicó que a la fecha no se ha podido cancelar al contratista que desarrolló el proyecto PSE Huancané I Etapa. El problema aún no se ha podido resolver, a pesar que la liquidación del proyecto se efectuó el 27 de Febrero de este año.
- b) **Organización del proyecto.** Señalan que en 4 proyectos: PSE Ananea – Sina – Quiaca; PSE Tiapata; PSE San Juan de Salinas y PSE Nicasio II Etapa, no están resueltos los problemas de servidumbre y que los costos los tendría que asumir, impensadamente, el Gobierno Regional.

También se indicó que en el shock de inversiones, se llevaron a cabo proyectos que no estaban actualizados o que no estaban debidamente formulados. El resultado fue que el GR Puno se encontró con que algunos proyectos ya tenían localidades electrificadas o que se exigían la incorporación de nuevas localidades no previstas (más de una vez se apreció que para llevar la electricidad a una casa o muy pocas casas, se ha tenido que utilizar varios postes). Ejemplos de estos problemas están en Cabanillas, llave y Mañazo. Estas fueron causas de ajustes en el camino y distorsiones y sobrecostos de los proyectos.

3. Conclusiones preliminares.

3.1 Metas alcanzadas y costos de los proyectos.

- Existen diferencias importantes entre las metas y costos planificados y los ejecutados, lo que implica muy pobre planificación (preinversión) o articulación entre lo planificado y lo ejecutado (control).

3.2 Gestión de la ejecución de proyectos.

- Los proyectos han mostrado dificultades particularmente en la recepción de obras, lo que incluso a ocasionado que obras ya terminadas aún no hayan entrado en operación.
- Se han presentado discrepancias importantes entre la Unidades Ejecutoras, DPR y Gobiernos Regional y Locales, en temas de servidumbres y especificaciones técnicas de las obras.
- Los proyectos en la práctica han tenido más de una unidad ejecutora. Esto ha ocasionado que no exista una sola entidad que pueda responder por los resultados de los proyectos, puesto que cada una sólo responde por la parte que le tocó ejecutar.
- Se han encontrado indicios de muy poca predisposición hacia el control de metas, por lo menos en el Gobierno Regional, Municipalidad de Pupuja y Municipalidad de Achaya, las tres entidades a las que se le solicitó los estudios de preinversión de los proyectos.

3.3 Indicadores de resultado de los proyectos.

- Más allá de los indicadores de costo y metas, las estadísticas de consumo de los proyectos muestran niveles bastante bajos. Esto implica que los pobladores rurales no están percibiendo los beneficios esperados por la electrificación. Además implica que las empresas distribuidoras están brindando un servicio que les genera pérdidas.

3.4 Apreciaciones visuales.

- Se han encontrado diseños que implican altos costos construcción en los proyectos, en relación a los tipos de consumidores existentes. Así se apreciaron que se han plantado cerca de 10 postes para llegar a una vivienda o 4 viviendas de consumos muy bajos. Claramente se en estos casos se puede analizar mejores alternativas de servicio, para el consumidor y para la distribuidora.

Informe sobre el Trabajo de campo del consultor Pedro Flores Tenorio

1.- Cronograma

Miércoles 5 de agosto

Se llegó a La Merced

Se visitó los siguientes proyectos:

PSE YURINAKI – I ETAPA RAMAL 1 (Código SNIP N°

PSE YURINAKI – I ETAPA RAMAL 3 (Código SNIP N° 43611)

Se entrevistó a los siguientes funcionarios de la empresa distribuidora ELCO:

En la Oficina de San Ramón

En la Oficina de Pichanaki

Jueves 6 de agosto

Se llegó a Santa Ana

Se visitó los siguientes proyectos:

PSE YURINAKI – I ETAPA RAMAL 2

Se entrevistó a funcionarios del gobierno local:

En la Municipalidad de Pichanaki

Viernes 7 de agosto

Se llegó a Satipo

Se visitó los siguientes proyectos:

SATIPO IV ETAPA RAMAL 2 OTRAS CUENCAS (Código SNIP N° 43564)

Se entrevistó a los siguientes funcionarios de la empresa distribuidora ELCO:

En la Oficina de Satipo

En la Oficina de Mazamari

Se visitó a la consumidora identificada por ELCO como la principal causante de la demora en la ejecución del proyecto por problema de servidumbre.

2.- Ubicación geográfica de los proyectos visitados:

a) En el ámbito de nivel provincial

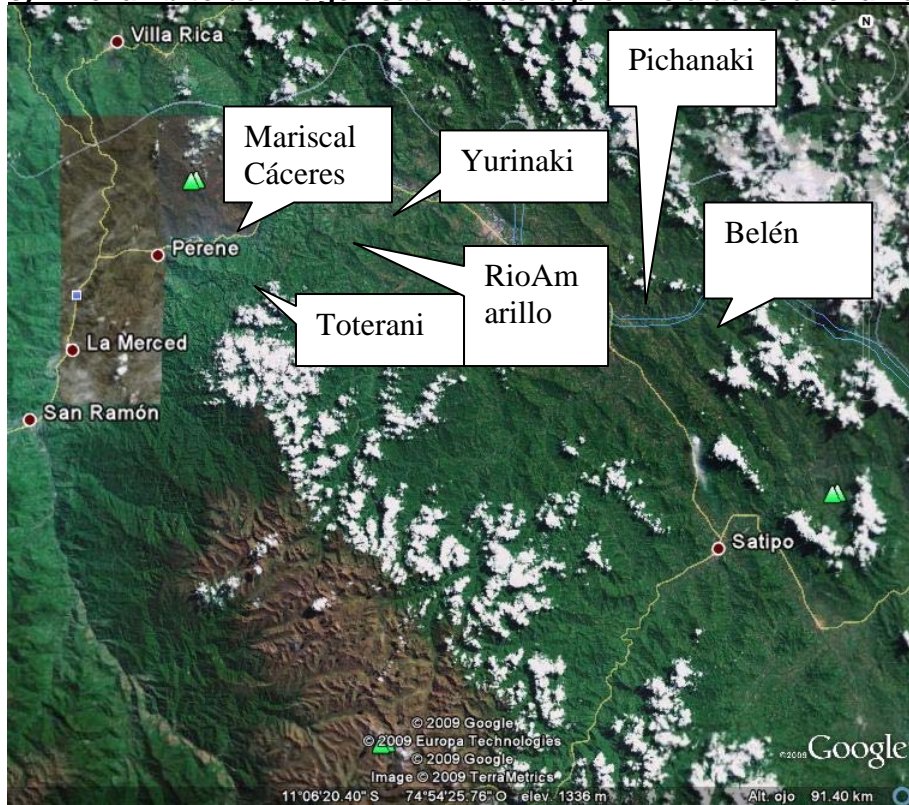
Provincias de Chanchamayo y Satipo



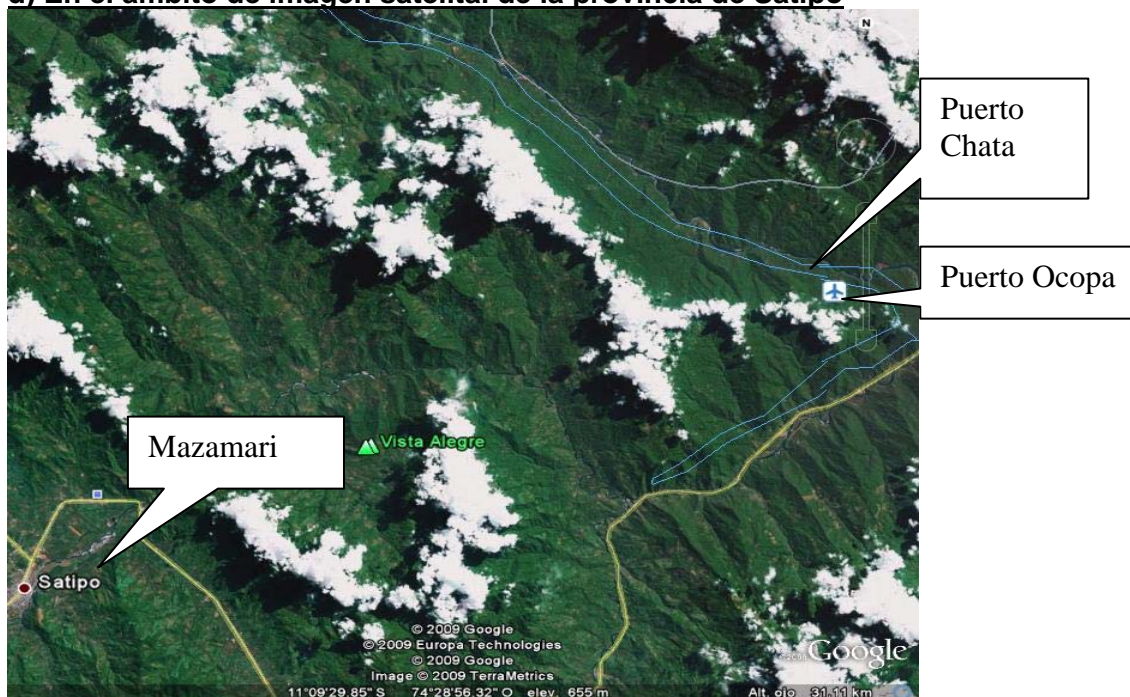
b) En el ámbito de nivel distrital

Distritos de Perené y Pichanaki (Chanchamayo). Satipo y Río Tambo (Satipo)

c) En el ámbito de imagen satelital de la provincia de Chanchamayo



d) En el ámbito de imagen satelital de la provincia de Satipo



3.- Información cuantitativa recolectada

La región Junín figura en el quinto lugar en cuanto a las regiones con el mayor número de viviendas rurales (96.610) en el país. De éstas, 50.065 viviendas no cuentan con suministro eléctrico por red pública, según el censo del 2007. Esto es, ocupa el séptimo lugar entre las regiones del país con esta carencia. En términos porcentuales, representa el 4,9% del total de viviendas rurales que no cuentan con ese servicio.

Por el lado de la ejecución presupuestal, el subprograma de Electrificación Rural del MINEM en la región Junín durante el período 2006-2008 ha gastado 56 millones 344 mil nuevos soles. Ello, representa el 5,7% de los 977 millones 522 mil nuevos soles ejecutados en todas las regiones.

En la cartera de Nuevos Proyectos de la DGER del MINEM en la región Junín. PNER: 2008-2017 figuran 31 proyectos. De éstos, 20 figuran con financiamiento y 11 no lo tienen todavía. Asimismo, en vista que según la empresa de distribución eléctrica que realiza sus operaciones en esta región, la selva central es la de peor coeficiente de electrificación con 63, 2% para el 2008. En esta zona es donde se realizó el trabajo de campo, visitando 4 proyectos financiados con recursos del FONER, que resultaron ser los que se espera beneficien al mayor número de localidades indicadas en electrificación rural en la región, tal como se indica a continuación

1. Obra Electrificación Rural PSE Yurinaki I Etapa Ramal 1 – (59 localidades)
2. Obra Electrificación Rural PSE Yurinaki I Etapa Ramal 2 – (67 localidades)
3. Obra Electrificación Rural PSE Yurinaki I Etapa Ramal 3 - (57 localidades)
4. PSE Satipo IV Etapa Ramal 2 Otras Cuencas – (57 localidades)

Además, durante el recorrido del viaje de campo, surgió la oportunidad de visitar un quinto proyecto, ejecutado por la DEP, el cual tenía la característica de provisión del servicio trifásico, que no se encontró en lo ejecutado a partir de los fondos del FONER.

5. Subsistema de Distribución Primaria y Secundaria de los Anexos de la cuenca Pucharini - Rio Amarillo – (13 localidades)

A continuación, se revisará la información cuantitativa, a partir de lo señalado en cuatro cuadros que se han presentado en el Informe anterior. Las fuentes de los mismos, son los Informes preparados por Electrocentro, las fichas SNIP de los proyectos y los apuntes tomados durante los viajes de trabajo de campo en la región.

1. Seguimiento a los consumos unitarios domésticos (CUD)
2. Seguimiento a las metas alcanzadas
3. Seguimiento a los montos de inversión
4. Seguimiento a los plazos de ejecución

En el Cuadro N° 1 se observa el seguimiento a los consumos unitarios domésticos proporcionados por ELECTROCENTRO. Cabe indicar, que inicialmente se tenía previsto recopilar información que permita comparar también consumo de cargas especiales proyectadas con Consumo cargas especiales reales; sin embargo, como se puede ver también en los Cuadros N° 2 y N° 3, que se construyeron sobre la base de información recogida de los lugares visitados durante el trabajo de campo, estos consumos fueron mínimos y lo que encontramos más con respecto a cargas especiales, son promesas de inversión antes que inversiones efectivamente realizadas para ser consideradas como cargas especiales.

Cuadro N° 1
Seguimiento a los consumos unitarios domésticos (CUD)

| Códigos SNIP | Nombres de los proyectos | CUD proyectado en la preinversión | CUD real en la operación del proyecto |
|--------------|---------------------------------------|------------------------------------|---|
| 43607 | PSE YURINAKI – I ETAPA RAMAL 2 | Consumo doméstico de 30 Kwh/mes | Consumo promedio BT5 13.27kWh / mes Consumo promedio BT5R 19.45kWh / mes |
| 43611 | PSE YURINAKI – I ETAPA RAMAL 3 | Consumo doméstico de 30 Kwh/mes | Consumo promedio BT5 30kWh / mes Consumo promedio BT5R 13.14kWh / mes |
| 43566 | PSE YURINAKI I ETAPA RAMAL 1 | Consumo doméstico de 34 Kwh/mes | |
| 43564 | SATIPO IV ETAPA RAMAL 2 OTRAS CUENCAS | Consumo doméstico de 30,78 Kwh/mes | 25 KVA(Trafos) |

FUENTE: ELECTROCENTRO

La información proporcionada para PSE YURINAKI – I ETAPA RAMAL 2 para el mes de junio nos muestra que actualmente sólo existen suministros en la tarifa BT5, de los cuales son residenciales en su mayoría (88%) y aproximadamente un 12% pequeños negocios. Cabe indicar que entre los 2045 clientes facturados a junio de 2009, se tiene que el 79,8% consume menos que 25 kwh, Con respecto a los consumos que pueden considerarse algo significativos¹ y que se asocia sobre todo a negocios comerciales o restaurantes, mayores a 45 kwh, se tiene, menos del 5%, como se puede ver en el Cuadro N° 2, donde se indican las frecuencias absolutas y porcentajes de cuatro proyectos visitados, de los que se recibió información de ELECTROCENTRO.

Si se ve en el mismo Cuadro N° 2, la columna referente al Ramal 3 del mismo proyecto, se observa que las principales diferencias los suministros que consumen cero son un poco menos. Cabe destacar que ya sea por estar en lotes vacíos o que han sido dejados solos por el período de trabajo en campo de los agricultores, según lo que hemos podido encontrar en las visitas de campo, y destacado en la primera fila, en promedio 30% de los proyectos visitados no registra consumo en sus suministros.

Cuadro N° 2
Consumos unitarios en la Selva Central por categorías

| Consumos/ Proyectos | Yuri.Ramal 1 | % | Yuri.Ramal 2 | % | Yuri.Ramal 3 | % | Rio Amarillo | % |
|---------------------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|
| 0 kvh | 259 | 33.5% | 596 | 29.0% | 360 | 27.0% | 263 | 33.8% |
| 1 a 3 kvh | 192 | 24.8% | 474 | 23.1% | 293 | 21.9% | 169 | 21.8% |
| 4 a 7 kvh | 91 | 11.8% | 255 | 12.4% | 168 | 12.6% | 95 | 12.2% |
| 8 a 10 kvh | 36 | 4.7% | 148 | 7.2% | 79 | 5.9% | 49 | 6.3% |
| 11 a 15 kvh | 56 | 7.2% | 146 | 7.1% | 103 | 7.7% | 63 | 8.1% |
| 16 a 20 kvh | 46 | 6.0% | 98 | 4.8% | 78 | 5.8% | 31 | 4.0% |
| 21 a 25 kvh | 26 | 3.4% | 64 | 3.1% | 71 | 5.3% | 20 | 2.6% |
| 26 a 30 kvh | 15 | 1.9% | 47 | 2.3% | 46 | 3.4% | 22 | 2.8% |
| 31 a 45 kvh | 26 | 3.4% | 99 | 4.8% | 56 | 4.2% | 33 | 4.2% |
| 46 a 60 kvh | 18 | 2.3% | 43 | 2.1% | 25 | 1.9% | 12 | 1.5% |
| 61 a 75 kvh | 3 | 0.4% | 29 | 1.4% | 18 | 1.3% | 7 | 0.9% |
| 76 a 100 kvh | 4 | 0.5% | 30 | 1.5% | 22 | 1.6% | 6 | 0.8% |
| 101 a 390 kvh | 1 | 0.1% | 24 | 1.2% | 16 | 1.2% | 7 | 0.9% |
| Total | 773 | | 2053 | | 1335 | | 777 | |

FUENTE: ELECTROCENTRO

¹ De acuerdo a las visitas realizadas, se trata del consumo de negocios pequeños y medianos como bodegas, hospedajes, pequeños grifos o negocios diversos.

Asimismo, en el Cuadro N° 2 se ha destacado la segunda y la tercera fila como aquellos consumos, que podrían ser abastecidos con paneles fotovoltaicos; en zonas con mediana capacidad de captación de energía solar (1 a 3 kwh) o de alta capacidad de captación (4 a 7 kwh). Es muy importante observar que en el primer caso está más del 20% de los proyectos visitados y en el segundo caso, el 12%. Estos valores son lo suficientemente altos, como para evaluar adecuadamente la alternativa de paneles fotovoltaicos cuando se analiza los incentivos que se dan para su consumo por parte de la población rural, y cómo se les presenta a ellos.

Por otro lado, en cuanto a lo presentado en las filas cuarta y quinta, se observan los consumos acumulados hasta los umbrales usualmente manejados para poblaciones pobres de los territorios rurales en diferentes estudios, que son de 10 kwh y 15 kwh. Se observa que para todos los casos, más del 70% de los consumos está comprendido dentro de este último umbral. Según, una entrevista realizada con un funcionario de OSINERGMIN, se tiene que a partir de un consumo de 30 kwh de consumo por suministro se podría considerar que el aprovechamiento de la provisión de energía eléctrica en los territorios rurales es significativo. Se observa que en los casos visitados este porcentaje representa del 6% al 9% del total de consumos. Finalmente, es destacable el reducido nivel de consumos especiales, donde por ejemplo en la selva central visitada, con la línea monofásica no se podían poner a trabajar los motores para realizar el despulpado y beneficiado del café.

Dentro del ámbito de las localidades visitadas en el PSE YURINAKI – I Etapa, se tiene que en el Sector 7 considerado por la oficina de ELECTROCENTRO Pichanaki, se identifican los siguientes Centros Poblados: BUENOS AIRES DE UBIRIKI, SANTOS ATAHUALPA, EXPANSIÓN YURINAKI, JOSÉ GALVEZ, BUENOS AIRES, TUPAC AMARU, las Comunidades Nativas SANTOS ATAHUALPA ALTO, SAN JERONIMO, CANAAN y SHCORMES, los Fundos LAS HACIENDAS ESPERANZA y FUNDO MIRANDA y el Cas. BOCA TUNEL – CATARATA. En estos lugares, se emitieron 310 recibos para el mes de Junio de 2009, donde el promedio de los montos por pagar era S/ 8,21. El monto máximo de un recibo era S/ 45,70 y el monto mínimo era de S/ 4,50. Del total de recibos emitidos, 89% tienen un mes para pagar y 11% están con atraso, tienen que pagar por dos meses.

Asimismo, en el ámbito de las localidades visitadas, se tiene que en el Sector 6 considerado por la oficina de ELECTROCENTRO Pichanaki, se identifican los siguientes Anexos: AGUAS VERDES, ALTO PUCHARINI, LOS OLIVOS, CENTRO UNION PUCHARINI, SAN MIGUEL, PORVENIR, CENTRO PUMPURIANI, ALTO PUMPURIANI, ALTO SAN JUAN, SAN JUAN DE KIMARINI SAN PEDRO y VISTA ALEGRE, y el CPM. SANTA ROSA DE RIO AMARILLO. Se tiene que se emitieron 465 recibos para el mes de Junio de 2009, donde el promedio de los montos por pagar era S/ 11,92. El monto máximo de un recibo fue S/ 161,80 y el monto mínimo fue de S/ 3,50. Del total de recibos emitidos, 352 de ellos, es decir el 76% están al día para pagar en un mes. Los que ya están con retraso, con dos meses acumulados es el 20% y con 3 o más, se tiene el 4%.

En el Cuadro N° 3 se presenta el seguimiento de las metas alcanzadas, especificándose el número de conexiones y de personas beneficiadas indicadas para cada uno de los proyectos visitados. La explicación principal por la que se han dado las diferencias entre el número de conexiones en la preinversión y las que se dan al culminar la obra, sería el de la ausencia de un adecuado diagnóstico socio económico y de una participación pública de la población en la planificación de los proyectos.

Es importante destacar que el PEV es uno de los que proporciona productos más tangibles y valorados por la mayoría de la población, en comparación, por otros que

son generados por ejemplo, por Programas del Ministerio de Agricultura, con Estudios de caracterización socioeconómica sobre las zonas cafetaleras del país y, otros cultivos y crianzas que requieren de fuentes de energía confiables para disminuir costos de producción y ser más competitivos. Si la planificación y ejecución de los proyectos del PEV es realizada sin ignorar estas necesidades identificadas en los más recientes estudios, entonces, se observará que la población podrá identificar que la actuación del Estado es coherente en búsqueda de la mejora del bienestar de la población rural y de un incremento de la competitividad en sus actividades productivas. La pertinencia de la planificación y ejecución del PEV se da no sólo cuando se atiende el problema de falta de infraestructura, sino cuando está se proporciona atendiendo requerimientos de las necesidades para uso productivo y la población está empoderada en las formas en que el servicio puede mejorar su calidad de vida. Además, se justifica adecuadamente por qué se le ofrece un servicio y no otro alternativo; esto es, se justifica la ejecución de los PEV de otros sectores que no son tan tangibles o visibles por la mayoría de la población.

Cuadro N^o 3
Seguimiento a las metas alcanzadas

| Códigos SNIP | Nombres de los proyectos | Número de personas por beneficiar indicadas en la viabilidad del proyecto | Número de conexiones en la preinversión (lotes beneficiados) | Número de conexiones al inicio del contrato de obra (lotes beneficiados) | Número de conexiones al culminar la obra (usuarios - lotes beneficiados) |
|---------------------|---------------------------------------|--|--|---|---|
| 43607 | PSE YURINAKI – I ETAPA RAMAL 2 | 9025 | 2794 | 1850 | 2083 |
| 43611 | PSE YURINAKI – I ETAPA RAMAL 3 | 12525 | 2505 | | |
| 43566 | PSE YURINAKI I ETAPA RAMAL 1 | 9025 | 1805 | | |
| 43564 | SATIPO IV ETAPA RAMAL 2 OTRAS CUENCAS | 10595 | 2119 | 1493 | 1424 |

FUENTE: ELECTROCENTRO

Así, como existe esta necesidad de recoger adecuadamente los productos de los otros sectores, el proceso de planificación del PEV debe considerar que los usuarios de su información son los gobiernos regionales y locales y, los otros sectores; de modo, que puedan realizar sus inversiones a favor del desarrollo sostenible, con un conocimiento preciso sobre la dotación y las capacidades instaladas y, la justificación adecuada de por qué se cuenta con la calidad determinada del producto ofrecido.

Por otro lado, en el Cuadro N^o 4 se presenta el seguimiento a los montos de inversión. Ahí se incluyen los montos de formulación en nuevos soles, con su consideración como viable en dólares americanos, los montos viables per-cápita y los montos de contratación/ expediente técnico con el monto ejecutado en dólares.

Cuadro N° 4
Seguimiento a los montos de inversión

| Códigos SNIP | Monto de Formulaci ón (S/) | Monto viable (US\$) ² | Monto por suministrar o declarado viable en la preinversión | Monto contratación / expediente técnico (US\$ inc. IGV) | Monto ejecutado (US\$ inc. IGV) | Monto por suministro al final de la ejecución |
|--------------|-------------------------------|----------------------------------|---|---|---------------------------------|---|
| 43607 | 10.276.588 | 3.243.872,47 | 1161,01 | 3.323.478,08 | 3.405.716,81 | 1635,00 |
| 43611 | 9.573.446 | 3.021.921,08 | 1206,35 | | | |
| 43566 | 8.004.415 | 2.523.459,96 | 1398,03 | | | |
| 43564 | 8.230.279 | 2.583.263,96 | 1219,09 | 2.558.481,74 | 2.584.325,13 | 1730,96 |

FUENTE: ELECTROCENTRO

El costo de los proyectos ejecutados por FONER en la selva central mostrados en el Cuadro N° 4, nos muestra que se gastó más de un 40% de lo previsto en los 4 proyectos indicados, proveyéndose también el servicio a menos conexiones de las que inicialmente estaban previstas en la preinversión.

Así, en el PSE YURINAKI – I ETAPA RAMAL 2, se tiene que el monto gastado por suministro al final de la ejecución del proyecto es 473,99 US\$ más por cada suministro o un 40,8% más, en comparación a lo que se declaró viable en la preinversión.

En SATIPO IV ETAPA RAMAL 2 OTRAS CUENCAS, por su parte, se gastó en la ejecución hasta la fecha 511,87 US\$ más por cada suministro, en comparación a lo que se estableció en la preinversión. En términos porcentuales, se trata de 41,9% más. Cabe indicar que la varianza entre los montos de inversión de los proyectos es un indicador de dificultades encontradas en la ejecución de proyectos y de la bondad de los instrumentos de planificación, gestión y control de la unidad ejecutora.

En OSINERGMIN, se nos ha señalado que en Chile, cuya cobertura en el ámbito rural es casi universal, se puede pagar hasta US\$ 4500 por una conexión nueva. Ello, explicado por el rol subsidiario del Estado y se explica también, por que existe la posibilidad de que éste se pague. Se podrá esperar que los proyectos siguientes en cartera cuesten más, puesto que están más lejos de las líneas de transmisión principales. Los proyectos del FONER son mejor acabados que los similares entregados por otras entidades del sector público como FONCODES o los Gobiernos Regionales, tal como se observó en el Informe de la visita de campo.

Es interesante destacar que en el PSE Yurinaki I Etapa Ramal 2, el monto ejecutado fue superior al monto declarado viable en 4,9% o US\$ 161.844,34 dólares americanos más. En el caso del PSE Satipo IV Etapa Ramal 2 Otras Cuencas, el monto ejecutado fue superior al monto declarado viable en 0,4% o US\$ 1.064,17 dólares americanos. Cabe indicar que este último proyecto todavía no ha terminado de ser ejecutado, faltando más del 70% en la instalación de los suministros eléctricos.

Por su parte, en el Cuadro N° 6, se observan los plazos de ejecución de los proyectos, tanto la fecha de viabilidad, como la de contratación y la de culminación de la obra

Entre las causas del incumplimiento de la fecha de culminación de la obra de PSE Satipo IV Etapa Ramal 2 Otras Cuencas, se encuentra la falta de manejo con los Problemas de servidumbre, puesto que el contratista se encontró con que una

² Tipo de cambio oficial del día de declaración de viabilidad

propietaria de un predio rural muy extenso pedía mucho dinero por los árboles de café o frutal que tendría que cortar para que se realizara el proyecto. Este proyecto se ha concentrado entonces en la zona de Puerto Chata, que no puede considerarse como urbana, puesto que todos los beneficiados son comerciantes

Cuadro N° 6
Seguimiento a los plazos de ejecución

| Códigos SNIP | Nombres de los proyectos | Fecha de viabilidad | Fecha de contratación | Fecha de culminación de obra | Situación del proyecto |
|--------------|--|---------------------|-----------------------|------------------------------|--|
| 43607 | PSE YURINAKI – I ETAPA RAMAL 2 | 15/05/07 | 15/11/07 | 17/12/08 | En liquidación, cuenta con Acta de Recepción Provisional |
| 43611 | PSE YURINAKI – I ETAPA RAMAL 3 | 15/05/07 | | | |
| 43566 | PSE YURINAKI I ETAPA RAMAL 1 | 02/05/2007 | | | |
| 21823 | SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA Y SECUNDARIA DE LOS ANEXOS DE LA CUENCA PUCHARINI-RIO AMARILLO | 16/09/2005 | | | |
| 43564 | SATIPO IV ETAPA RAMAL 2 OTRAS CUENCAS | 21/03/07 | 12/12/07 | 18/03/09 | En proceso de Recepción - verificación de levantamiento de observaciones |

FUENTE: ELECTROCENTRO

4.- Resultados de las entrevistas realizadas y observaciones de campo tomadas

PSE YURINAKI – I ETAPA RAMAL 1 (Código SNIP N°

El recorrido del primer día de visita de campo, en el ámbito del proyecto Yurinaki Ramal 1, visitamos las localidades de Mariscal Cáceres y Dos de Mayo, ubicadas en el distrito de Perené.

Se eligió la localidad de Mariscal Cáceres, puesto que se nos dijo que había el interés de la comunidad (mitad de raíces indígenas asháninka la otra mitad comuneros), en instalar una cabina de Internet. Al llegar, observamos que ello no se había realizado puesto que la señal de la Empresa de Teléfonos no estaba funcionando adecuadamente. Les habían llevado un panel solar cuando no había electricidad. Pero, nunca lo llegaron a usar. Ahora, lo van a devolver y esperar aprovechar más la inversión en una sala con computadoras y acceso a internet, con lo cual se verían beneficiadas también las comunidades vecinas que no están electrificadas todavía.

Los beneficios más importantes, asociados a mayores consumos, habían sido que la energía eléctrica permitiría usar las computadoras que tenían por el Programa Huascarán para el Colegio de la Comunidad y que estaban guardadas sin usar. La electricidad trajo beneficios muy apreciados por todos. Cuando estuvimos, también, se le pidió al ingeniero de Electrocentro, que el alumbrado público había quedado lejos de la cancha donde realizan deportes y se reúnen por las noches. Querían saber cómo hacer para corregir ello.

En el Centro de Salud, por su parte, se nos dijo que ellos ahora podrían solicitar presupuesto para que les asignen una refrigeradora y conserven muestras biológicas. La disponibilidad de electricidad, les permitía acceder a ello.

En el recorrido, pudimos entrevistar a diferentes residentes y constatamos que en todos ellos, el cambio en el bienestar era significativo. Habían decidido comprar sus televisores, refrigeradoras y acceder al servicio del cable, puesto que la señal directa, no llegaba por allí. En el caso de las comerciantes también, habían visto que la reducción de sus consumos de combustible para proveer energía a sus refrigeradoras se había reducido y, tenían ahora una reducción de gasto de hasta 50% y con un servicio más continuo, de 24 horas. Ya no se tenían que comprar velas en las casas y, el ahorro era significativamente mayor. Eso sí, las conexiones no habían sido realizadas por técnicos electricistas. En los casos, que se ha reemplazado las velas por focos eléctricos, el ahorro mensual ha sido hasta de un 75%.

PSE YURINAKI – I ETAPA RAMAL 3 (Código SNIP N° 43611)

En el caso de la localidad de Dos de Mayo, con dos meses de energía eléctrica. Se encontró que había una mala imagen de un sociólogo que había ido a organizarlos en Comités de Electricidad, y que los hizo terminar con monofásico y no a todos los que habían ofrecido la electricidad. Entonces, nos preguntaron si éramos parte del equipo de ese señor. Cuando dijimos claramente que estábamos viniendo desde la Empresa Electro Centro, empezaron a contar que estaba fallando el alumbrado público por unos días. También, si para un aserradero pequeño podían usar un motor monofásico. El ingeniero Ames, les dijo que eso iba a ser suficiente. Donde si había un desánimo era en un cafetalero con infraestructura productiva para el beneficiado de café en la localidad de Buenos Aires, quien decía que con la energía monofásica, no podrían dejar de usar motores de combustibles para hacer su beneficiado de café.

PSE YURINAKI – I ETAPA RAMAL 2

En el caso de Belén, pasando Pichanaki, se encontró nuevamente que los consumos cero eran señalados por agricultores que hacían su faena fuera y que regresarían a ocupar los predios. La enfermera del centro de salud señaló que el cobro había sido muy alto, lo mismo que los vecinos. Pero, el ingeniero Ames les explicó que ello se debía principalmente a que se habían sumado facturas en los primeros meses que no habían ido a verificar los medidores y, que ahora se estaban actualizando.

SUBSISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA Y SECUNDARIA DE LOS ANEXOS DE LA CUENCA PUCHARINI - RIO AMARILLO

Encontramos una comunidad nativa con provisión de energía trifásica. Estaba con la capacidad para realizar mayores inversiones desde su territorio. Se tiene una dotación mayor a la pedida, que fue lo solicitado por los cafetaleros. Pero, ello podría redundar en un procesamiento de las frutas que abundan por allí, especialmente piña, al igual que la yuca. También, se escucharon reclamos, nuevamente era lo referente a que les habían facturado dos meses juntos. También, se encontró que se había puesto medidor para viviendas vacías donde el consumo es cero. Se dice que para alguien que ha viajado fuera de la región, pero que regresará pronto.

SATIPO IV ETAPA RAMAL 2 OTRAS CUENCAS (Código SNIP Nº 43564)

La localidad de Puerto Chata, es la menos rural de todas las comunidades que serían beneficiadas con este proyecto. Se empezó con ellos, puesto que es una zona comercial con restaurantes, hospedajes, grifos y llaneros. Es un cruce de caminos desde territorios donde se extrae madera hacia Satipo.

Los beneficiarios entrevistados: restaurantes, grifos llaneros y hospedajes, están muy contentos con el ahorro que tienen ahora que reciben la energía eléctrica. Pueden usar sus refrigeradoras, televisores, cables, fotocopadoras, escáners, motores monofásicos y focos, de una manera más fluida.

Las dificultades en el proyecto, según nos dijeron en ELCO Mazamari, se deben principalmente a una propietaria muy influyente entre los agricultores, quien exigió más dinero por cada árbol frutal o cafetalero que se vería afectado. La negociación fue muy mala con ella, e influyó a otros agricultores. Esta señora, que tiene un poder económico importante en Satipo, fue entrevistada por el consultor, señalando que ella era una persona de edad y que los que realizan las conversaciones con el personal de la empresa son sus hijos. Se mostró sorprendida de saber que había averiguado sobre sus predios. Muy crítica a todo el sector público en general.

5.- Principales hallazgos en las visitas de campo y entrevistas sostenidas

Sobre los beneficios para los consumidores residenciales

La adopción de las decisiones de compras de nuevos productos electrodomésticos es inmediata. Apenas tienen energía eléctrica, se tiene la llegada de televisores, radios, refrigeradoras y el cable.

Sobre los beneficios para los consumidores de las cargas especiales

La toma de decisiones es gradual, llega el servicio de energía eléctrica, incluso trifásica. Pero las inversiones para las plantas de beneficiado para sustituir el motor con combustible por la energía eléctrica tarda hasta la próxima temporada. El FONER y la empresa no han identificado la infraestructura productiva existente de cafetaleros de algún tiempo atrás, que necesitan motores trifásicos.

Sobre el servicio monofásico vs. trifásico.

FONER ha financiado proyectos en monofásico en la región. DEP por su parte ha orientado su accionar en trifásico. No ha habido una identificación precisa sobre donde generaría más beneficios uno u otro. Por ejemplo, comunidades nativas con trifásico cuando tienen consumo reducido y cafetaleros con monofásico cuando tienen demanda de varios años por cambiar sus motores con combustible por energía eléctrica.

Anexos Fotos

1. Proyecto Yurinaki Ramal 3 beneficia a pobladores que viven cerca de la Carretera Marginal en zonas categorizadas como urbanas



2.- Comparación de postes de madera por cemento con la ejecución de proyecto Yurinaki



3.-Conexión en vivienda no acabada de construir en la Comunidad Nativa Mariscal Cáceres



4.-Conexión en inmueble de consumo 0 en la Comunidad Nativa Mariscal Cáceres



5.- Infraestructura de beneficiado de café, que no puede aprovechar la energía eléctrica que ha llegado a la localidad de Buenos Aires, por necesitar motores trifásicos y recibir servicio monofásico.



6.- Vivienda típica de poblador nativo asháninka que tiene un consumo mínimo de energía eléctrica.



7.-Comunidad nativa en proyecto de la cuenca Pucharini Rio Amarillo ejecutado por la DEP, que cuenta con conexión trifásica



8.-Nativo asháninka con nueva conexión del Proyecto Cuenca Pucharini Rio Amarillo, reclamando porque la cuenta le llegó acumulada después de 2 meses



Perfil del Consumidor Eléctrico Rural

Es necesario tener en cuenta una identificación del perfil del consumo y del consumidor eléctrico rural, porque como hemos comentado anteriormente, las necesidades de energización son diferenciadas entre cada uno de los segmentos. Para mejorar su competitividad y consolidar su crecimiento, las incipientes dinámicas económicas regionales, necesitan energía eléctrica como sustitución a la energización por petróleo y derivados. En estos segmentos, proveer servicio eléctrico monofásico, puede significar una restricción a la mejora de su productividad. Sin embargo, para otras zonas de menos necesidades productivas, residenciales rurales, puede significar un costo de oportunidad demasiado alto, proveer un servicio eléctrico trifásico. Por lo tanto resulta necesario para mejorar la provisión del servicio, conocer el perfil del consumo y del consumidor rural.

Podemos ver en el siguiente cuadro que ENOSA – Piura maneja 2,148 acometidas, o clientes, pertenecientes a pequeños sistemas eléctricos en un total de 5 Proyectos en las provincias de Ayabaca, Las lomas, Tambogrande, Sullana y Suyo. En el mes de agosto de 2009, su consumo total ascendió a 32,1 mil Kwh en todo este sector, entre las 2.1 mil acometidas.

CUADRO
Pequeños Sistemas Eléctricos – Piura

| Proyecto | Acometidas | Consumo Kwh |
|--|--------------|---------------|
| Pse Ayabaca III Etapa, II Fase | 1,381 | 18,646 |
| Electrificación de los Caseríos Huachuma Baja y Puerta Pulache - Las Lomas | 259 | 2,800 |
| Electrificación del Asentamiento Humano Sagrado Corazón de Jesús, Distrito Tambogrande, Provincia Piura | 261 | 4,660 |
| Construcción de un Sistema Eléctrico Rural en Cieneguillo Centro, Zona La Concordia, Distrito de Sullana, Provincia de Sullana - Piura | 97 | 2,727 |
| Electrificación Rural de los Caseríos de La Copa, Santa Cruz, Corte Hondo, El Torno, Cruce Sajinos y El Guineo Distrito de Suyo | 150 | 3,568 |
| Total general | 2,148 | 32,401 |

Fuente: ENOSA

Elaboración Propia

Dichas acometidas se distribuyen mayoritariamente en Ayabaca (1381 acometidas), y luego minoritariamente entre Tambogrande (261 acometidas) y Las Lomas (259 acometidas), seguidas por Suyo (150 acometidas) y Sullana (97 acometidas). Esta distribución del número de acometidas, es bastante similar para el ámbito del consumo, puesto que Ayabaca representa el 58% del consumo total, seguido por un 14% de Tambogrande, mientras que el resto de provincias representa alrededor de 11% del consumo.

El consumo en estos sistemas analizados van desde los 0 Kwh hasta 524 Kwh, y el promedio está en 15.4 Kwh, con una desviación estándar de 23.2 Kwh. Pero si este rango se muestra en Cuartiles, se obtiene los siguientes Cuartiles: Cuartil 1º (0 – 2 Kwh), Cuartil 2º (3 – 8 Kwh), Cuartil 3º (9 – 20 Kwh), Cuartil 4º (21 – 524 Kwh).

CUADRO
Pequeños Sistemas Eléctricos – Piura, por Cuartiles de Consumo

| Proyecto | 1º | 2º | 3º | 4º | Acometidas |
|---|------------|------------|------------|------------|--------------|
| 1. Pse Ayabaca III Etapa, II Fase | 417 | 335 | 348 | 281 | 1,381 |
| 2. Electrificación de los Caseríos Huachuma Baja y Puerta Pulache - Las Lomas | 77 | 66 | 79 | 37 | 259 |
| 4. Electrificación del Asentamiento Humano Sagrado Corazón de Jesús, Distrito Tambogrande, Provincia Piura | 73 | 31 | 61 | 96 | 261 |
| 5. Construcción de un Sistema Eléctrico Rural en Cieneguillo Centro, Zona La Concordia, Distrito de Sullana, Provincia de Sullana - Piura | 11 | 12 | 25 | 49 | 97 |
| 6. Electrificación Rural de los Caseríos de La Copa, Santa Cruz, Corte Hondo, El Torno, Cruce Sajinos y El Guineo Distrito de Suyo | 29 | 43 | 36 | 42 | 150 |
| Total general | 607 | 487 | 549 | 505 | 2,148 |

Fuente: ENOSA

Elaboración Propia

Claramente el Cuartil 1º significa un consumo bastante básico, que para las empresas distribuidoras no representan mayores ingresos, pero que en términos operativos puede significar cuantiosos costos de mantenimiento, sobre todo cuando las redes se averían por problemas de deterioro de las instalaciones o de la inclemencia de la naturaleza, y más aún teniendo en cuenta que estas redes están bastante alejadas de los centros urbanos, y que carecen de buena infraestructura de transportes. Mientras que el Cuartil 4º está representado más bien por Cargas Especiales, y que se han localizado en zonas peri urbanas, en donde también se empiezan a gestar importantes agronegocios, que por su misma dinámica económica requieren este tipo de cargas.

Es a partir de la información anterior que podemos comentar algunos perfiles de consumo según la caracterización de las localidades. Por ejemplo, es claro que en Sullana y Tambogrande, provincias peri urbanas y bastante cercanas a Piura, los consumos se distribuyen hacia el 3º y 4º Cuartil de consumo, y en donde los Cuartiles de menores consumos son minoritarios. Mientras que esta situación es inversa en provincias más alejadas de la capital provincial y en donde los niveles de ruralidad son mayores, como por ejemplo en Ayabaca, y Las Lomas.

En estos casos de mayor ruralidad, podemos observar que en por lo menos dos proyectos (PSE Ayabaca III Etapa, II Fase y Electrificación de los Caseríos Huachuma Baja y Puerta Pulache - Las Lomas) cerca del 30% de los consumidores tienen consumos por debajo de 2Kwh, y alrededor del 25% tienen consumos entre 3 – 8Kwh. Es decir, más de la mitad del consumo (55% del total de acometidas) es bastante pequeño, por debajo de los 8Kwh.

CUADRO
Pequeños Sistemas Eléctricos – Piura, por Cuartiles en %

| Proyecto | 1º | 2º | 3º | 4º | Acometidas |
|---|----|----|----|----|------------|
| 1. Pse Ayabaca III Etapa, II Fase | 30 | 24 | 25 | 20 | 1,381 |
| 2. Electrificación de los Caseríos Huachuma Baja y Puerta Pulache - Las Lomas | 30 | 25 | 31 | 14 | 259 |
| 4. Electrificación del Asentamiento Humano Sagrado Corazón de Jesús, Distrito Tambogrande, Provincia Piura | 28 | 12 | 23 | 37 | 261 |
| 5. Construcción de un Sistema Eléctrico Rural en Cieneguillo Centro, Zona La Concordia, Distrito de Sullana, Provincia de Sullana - Piura | 11 | 12 | 26 | 51 | 97 |
| 6. Electrificación Rural de los Caseríos de La Copa, Santa Cruz, Corte Hondo, El Torno, Cruce Sajinos y El Guineo Distrito de Suyo | 19 | 29 | 24 | 28 | 150 |

| | | | | | |
|----------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------------|
| Total general | 28 | 23 | 26 | 24 | 2,148 |
| Fuente: ENOSA | | | | | |
| Elaboración Propia | | | | | |

Existe un siguiente tramo de proyectos (Electrificación del Asentamiento Humano Sagrado Corazón de Jesús, Distrito Tambogrande, Provincia Piura y Construcción de un Sistema Eléctrico Rural en Cieneguillo Centro, Zona La Concordia, Distrito de Sullana, Provincia de Sullana – Piura) en donde más del 60% representan consumos del 3º y 4º Cuartil. Por su puesto, se observa un mayor consumo eléctrico, y en donde empiezan a mostrarse Cargas Especiales, que están muy asociadas a actividades productivas, y con mucho potencial económico.

A partir de esta caracterización del consumo en estos proyectos rurales, de estos segmentos de consumo identificados, podríamos hacer una caracterización socioeconómica de aquellas localidades que pertenecen a dichos segmentos de consumo, de manera tal que podría identificarse un Perfil Socioeconómico de las localidades solicitantes de energía, y conocer de antemano, cual podría ser su perfil de consumo en los siguientes dos años, su consumo potencial, de manera que se provea un determinado servicio eléctrico en función de sus necesidades. Esto permitiría una mejor programación de inversiones, sobre todo en cuanto al avance de la implementación de la red eléctrica nacional. Así mismo agilizaría la elaboración de perfiles de electrificación rural, al estandarizarse la información de demanda rural potencial, y evitar la discrecionalidad excesiva en este ámbito, y pasar más bien a una lógica de Conglomerado de Proyectos, antes que a perfiles individuales, que ahorrarían tiempos en pre inversión para reasignarse en la ejecución.

El siguiente cuadro nos puede permitir afinar un poco más el conocimiento que podría tener del perfil del consumidor eléctrico. Si el consumo en Kwh lo dividimos por el número correspondiente de consumidores, obtenemos el consumo por acometida, por Cuartil.

CUADRO
Pequeños Sistemas Eléctricos – Piura, por Consumo Kwh por Acometida, por Cuartiles

| Proyecto | 1º |
|---|-----------|
| 1. Pse Ayabaca III Etapa, II Fase | |
| 2. Electrificación de los Caseríos Huachuma Baja y Puerta Pulache - Las Lomas | |
| 4. Electrificación del Asentamiento Humano Sagrado Corazón de Jesús, Distrito Tambogrande, Provincia Piura | |
| 5. Construcción de un Sistema Eléctrico Rural en Cieneguillo Centro, Zona La Concordia, Distrito de Sullana, Provincia de Sullana - Piura | |
| 6. Electrificación Rural de los Caseríos de La Copa, Santa Cruz, Corte Hondo, El Torno, Cruce Sajinos y El Guineo Distrito de Suyo | |
| Total general | |

Fuente: ENOSA
Elaboración Propia

Entonces, a partir del cuadro anterior, notamos que el Cuartil 1º puede tener un consumo de 0.64Kwh, y que a pesar de tratarse de cargas residenciales es un consumo sumamente bajo. El Cuartil 2º puede tener un consumo de 5.36 Kwh. El Cuartil 3º de 13.91 Kwh. Y finalmente el Cuartil 4º, que ya corresponde a las Cargas Especiales puede llegar a tener un consumo de 43.11 Kwh. Esto definitivamente nos ayuda a conocer la composición del consumo eléctrico de los Pequeños Sistemas Eléctricos rurales, y permitiría inclusive la caracterización socioeconómica de las localidades que las componen, de manera que nos permitiría una mejor provisión del servicio eléctrico para localidades tipo.