

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ

ESCUELA DE POSGRADO



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA
DEL PERÚ

“PROBLEMÁTICA DE LAS INVERSIONES DE LOS GOBIERNOS
LOCALES Y REGIONALES EN ELECTRIFICACIÓN RURAL -
SISTEMAS NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA”

Tesis para optar el grado de Magíster en Regulación de los
Servicios Públicos

AUTOR

Manuel Fernando Starke Rojas
Nayedith Dayhan Alania Malpartida

ASESOR

Alfredo Juan Carlos Dammert Lira

JURADO

Raúl García
Fiorella Molinelli

LIMA - PERÚ

2014

ÍNDICE DE CONTENIDO

GLOSARIO DE TERMINOS	7
CAPITULO 1. INTRODUCCION	8
CAPITULO 2. DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL	11
2.1 INICIOS DE LA ELECTRIFICACIÓN RURAL.....	11
2.2 CARACTERÍSTICAS DE LA ELECTRIFICACIÓN RURAL.....	15
2.3 DESARROLLO DE UN MARCO REGULATORIO RURAL.....	18
2.3.1 OBJETO DE LA REGULACION.....	18
2.3.2 AVANCES EN EL MARCO REGULATORIO RURAL.....	22
2.4 EXPERIENCIAS RELACIONADAS AL DESPLIEGUE DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMICILIARIOS.....	32
2.4.1 ÁMBITO INTERNACIONAL.....	32
2.4.2 ÁMBITO NACIONAL.....	35
2.5 RELACION DE LOS GOBIERNOS LOCALES Y REGIONALES CON LAS INVERSIONES.....	36
2.5.1 EVALUACION SOCIAL DE PROYECTOS DE INVERSIÓN PÚBLICA.....	36
2.5.2 ELECTRIFICACION RURAL EN EL MARCO DEL SISTEMA NACIONAL DE INVERSION PUBLICA (SNIP).....	40
2.5.3 COMPETENCIAS DE LOS GL Y GR.....	45
2.5.4 OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y LAS TRANSFERENCIA DE OBRAS.....	47
2.5.5 PLANIFICACIÓN DE LAS INVERSIONES.....	48
2.5.6 SUMINISTROS PROVISIONALES DE VENTA DE ENERGIA EN BLOQUE.....	49
2.5.7 CONCESIONES ELÉCTRICAS RURALES.....	51
CAPITULO 3. OBJETIVO	52
CAPITULO 4. IMPORTANCIA DE LOS EFECTOS DE LA ELECTRIFICACIÓN RURAL AISLADA	54
4.1 BENEFICIOS SOCIALES DE LA ELECTRIFICACIÓN RURAL EN ZONAS RURALES.....	54
4.1.1 BENEFICIOS DIRECTOS.....	57
4.1.2 BENEFICIOS INDIRECTOS.....	58
4.1.3 USOS PRODUCTIVOS.....	60
4.2 CUANTIFICACIÓN DE BENEFICIOS SOCIALES DE ELECTRIFICACIÓN RURAL.....	62
4.2.1 METODOLOGÍA NRECA.....	62
4.2.2 METODOLOGÍA FONER.....	65
4.2.3 METODOLOGÍA UP.....	70
	1

CAPITULO 5. PROBLEMÁTICA EN ELECTRIFICACIÓN RURAL PARA LA SOSTENIBILIDAD DE LAS INVERSIONES.....	74
5.1 INDICADORES DE INVERSION DE ELECTRIFICACION RURAL.....	74
5.1.1 DESCRIPCION DE LAS INVERSIONES	74
5.1.2 DATOS DE LAS INVERSIONES EN EL SNIP	77
5.2 PUNTOS CRÍTICOS EN LAS INVERSIONES EN ELECTRIFICACIÓN RURAL – SISTEMAS NO CONVENCIONALES SERF.....	81
5.2.1 GESTION ACTUAL DE LOS SERF	81
5.2.2 BARRERAS QUE PRESENTAN LA IMPLEMENTACION DE LOS SERF.	84
5.2.3 INVERSIÓN PUBLICA MEDIANTE SERF QUE NO REDUCE LA BRECHA DEL COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN RURAL	86
5.3 DEFICIENCIAS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO PRESTADO POR LOS MUNICIPIOS EN LAS LOCALIDADES AISLADAS ,.....	89
CAPITULO 6. MODELOS DE DISEÑO ORGANIZACIONAL EN SERF	94
6.1 ANTECEDENTES DE LA GESTION DE SERF	94
6.2 MODELOS DE GESTION SERF A NIVEL NACIONAL.....	96
6.2.1 MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS	96
6.2.2 DISEÑO ORGANIZACIONAL OSINERGMIN – GART	98
6.2.3 DISEÑO ORGANIZACIONAL ADINELSA	107
6.2.4 DISEÑO ORGANIZACIONAL CASE – FONER	110
6.2.5 DISEÑO ORGANIZACIONAL MICROENERGIA	116
6.2.6 DISEÑO ORGANIZACIONAL PROGRAMA MASIVO DE 500 MIL PFV	119
CAPITULO 7. PROPUESTA DE DISEÑO ORGANIZACIONAL	130
7.1 DISEÑO ORGANIZACIONAL PROPUESTO.....	130
7.2 VENTAJAS DE UNA EPF.....	133
7.3 REQUISITOS PARA LA APLICACIÓN DEL SUBSIDIO DE LAS EPF	133
7.4 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL	134
CAPITULO 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	142
BIBLIOGRAFÍA	146
ANEXO	149

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: AMBITO DE ACCIÓN	19
Figura 2.2: ÁMBITOS DE INTERVENCIÓN EN ELECTRIFICACIÓN	20
Figura 2.3: NIVELES DE EJECUCIÓN EN ELECTRIFICACIÓN.....	21
Figura 2.4: FIJACIÓN DE TARIFA ELÉCTRICA RURAL 2013	26
Figura 2.5: ESTRUCTURA DE COSTOS DE INSTALACION	30
Figura 2.6: PROYECTOS DE INVERSION PÚBLICA (PIP)	40
Figura 2.7: MARCO ACCIÓN EN ELECTRIFICACIÓN RURAL	42
Figura 2.8: CICLO DEL PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL.....	44
Figura 4.1: BENEFICIOS DE LA ELECTRIFICACION RURAL	56
Figura 4.2: BENEFICIOS DE LA ELECTRIFICACION RURAL	57
Figura 4.3: DEMANDA POR ILUMINACIÓN TEÓRICA	67
Figura 5.1: ESTRUCTURA DE LAS ACTIVIDADES DE ENERGIA.....	75
Figura 5.2: ESTRUCTURA SISTEMA RURAL CONVENCIONAL.....	76
Figura 5.3: FUNCIONAMIENTO DEL PANEL SOLAR.....	76
Figura 5.4: TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	77
Figura 5.5: DISTRIBUCION PIP SFV CORRESPONDIENTE A LOS GOBIERNOS LOCALES.....	79
Figura 5.6: SISTEMAS IDENTIFICADOS CON SERVICIO A CARGO DE GOBIERNOS LOCALES	90
Figura 5.7: ESTADO DE OPERACIÓN DE LOS SERVICIOS SUPERVISADOS.....	92
Figura 5.8: DEFICIENCIAS: SEA MAYPUCO - URARINAS - LORETO	92
Figura 5.9: DEFICIENCIAS: SEA ISLANDIA - YAVARI - LORETO.....	93
Figura 6.1: DEFICIENCIAS: ESQUEMA DE DISTRIBUCION DE LOCALIDADES	99
Figura 6.2: ORGANIGRAMA GENERAL DE LA ADMINISTRACIÓN DE LOS SFV ..	105
Figura 6.3: DISTRIBUCION A NIVEL NACIONAL DE LOS SISTEMAS DE ADINELSA	108
Figura 6.4: ROL DE LOS ACTORES EN EL MODELO.....	109
Figura 6.5: MODELO DE GESTION ADINELSA	110

Figura 6.6: MODELO DE GESTION FONER	112
Figura 6.7: ORGANIGRAMA CASE	114
Figura 6.8: MODELO MICROENERGIA.....	116
Figura 6.9: MODELO DE GESTION MICROENERGIA.....	117
Figura 6.10: ROL DE LOS ACTORES MICROENERGIA.....	118
Figura 6.11: ACCESO UNIVERSAL DE ENERGIA.....	121
Figura 6.12: PLAN DE ACCESO UNIVERSAL DE ENERGIA.....	122
Figura 6.13: BRECHA DE ACCESO UNIVERSAL DE ENERGIA	125
Figura 6.14: CARACTERÍSTICAS CONTRATO DE INVERSIÓN	127
Figura 6.15: MODELO DE NEGOCIO.....	128
Figura 7.1: MODELO DE GESTION PROPUESTO	131
Figura 7.2: ORGANIGRAMA FUNCIONAL	135
Figura 7.3: ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL.....	137

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: INVERSIONES EN ELECTRIFICACION RURAL	16
Tabla 2.2: SECTORES DE DISTRIBUCIÓN TÍPICOS – PROCESO REGULATORIO 2013	25
Tabla 2.3: VALORES AGREGADOS DE DISTRIBUCION (S/. kW mes).....	26
Tabla 2.4: FACTORES DE REDUCCION – FOSE.....	27
Tabla 2.5: VALORES AGREGADOS DE DISTRIBUCION EN LA AMAZONIA (S/. kW mes)	28
Tabla 2.6: TIPOS DE MODULOS FOTOVOLTAICOS	29
Tabla 2.7: INVERSIONES 100% EMPRESA	31
Tabla 2.8: INVERSIONES 100% ESTADO	31
Tabla 2.9: CARGOS DE CORTE Y RECONEXION – (S/.).....	32
Tabla 2.10: CANTIDAD DE SUMINISTROS PROVISIONALES COLECTIVOS POR EMPRESA	50
Tabla 4.1: BENEFICIOS DE LA ELECTRIFICACION RURAL NRECA	64
Tabla 4.2: BENEFICIOS ACTUALIZADOS DE LA ELECTRIFICACION RURAL	65
Tabla 4.3: VOLUNTAD DE PAGO POR kWh Y BENEFICIOS MENSUALES	68
Tabla 4.4: CALCULO VOLUNTAD DE PAGO.....	70
Tabla 4.5: CALCULO BENEFICIOS SOCIALES POR ILUMINACION	72
Tabla 4.6: CALCULO BENEFICIOS SOCIALES POR RADIO Y TELEVISION	72
Tabla 5.1: TOTAL PIP DE ELECTRIFICACION RURAL REGISTRADOS EN EL BANCO DE PROYECTOS.....	77
Tabla 5.2: TOTAL PIP REGISTRADOS EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	78
Tabla 5.3: TOTAL PIP SFV CORRESPONDIENTE A LOS GOBIERNOS LOCALES .	78
Tabla 5.4: DISTRIBUCION PIP SFV DE GOBIERNOS LOCALES POR DEPARTAMENTO.....	80
Tabla 5.5: MONTO DE INVERSION DE LOS PIP REGISTRADOS SFV	81
Tabla 5.6: CARACTERISTICAS DE LOS SISTEMAS SUPERVISADOS	90
Tabla 6.1: POTENCIA INSTALADA DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	105
Tabla 6.2: APLICACIÓN DEL FOSE- REDUCCIÓN TARIFARIA.....	106

Tabla 6.3: COBERTURA DE HOGARES Y DISPONIBILIDAD DE ENERGIA EN AMERICA DEL SUR - 2012..... 120



GLOSARIO DE TERMINOS

ADINELSA	Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A.
DGE	Dirección General de Electricidad
DGER	Dirección General de Electrificación Rural
DFC	Dirección de Fondos Concursables
EPF	Empresa Prestadora Formalizada
FONAFE	Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado
FONER	Proyecto de Mejoramiento de la Electrificación Rural Mediante la Aplicación de Fondos Concursables
FOSE	Fondo de Compensación Social Eléctrica
GR	Gobiernos Regionales
GL	Gobiernos Locales
LCE	Ley de Concesiones Eléctricas
LGER	Ley General de Electrificación Rural
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
NRECA	National Rural Electric Cooperative Association
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
PIP	Proyecto de Inversión Pública
PNER	Plan Nacional de Electrificación Rural
RLCE	Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas
RLGER	Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural
SDT	Sector de Distribución Típico
SEA	Sistema Eléctrico Aislado
SER	Sistema Eléctrico Rural
SERF	Sistema Eléctrico Rural Fotovoltaico
SNIP	Sistema Nacional de Inversión Pública
VAD	Valor Agregado de Distribución
VNR	Valor Nuevo de Reemplazo

CAPITULO 1. INTRODUCCION

Se observa que las obras de electrificación rural ejecutadas por los Gobiernos Locales y Regionales actualmente operadas por ellos mismos, buscan desarrollar mecanismos para suplir la ausencia de un operador, debido a que las enormes inversiones necesarias para su despliegue y el reducido poder adquisitivo de las familias rurales, hacen estas inversiones no rentables económicamente para una empresa de distribución de energía eléctrica, por lo que no tienen incentivos para asumir nueva infraestructura.

En el caso de la energía no convencional abordada en el presente documento, como los paneles fotovoltaicos, la tarifa se establecía mediante un monto fijo y si dicho monto no era suficiente, se buscaba recolectar de manera adicional mayores montos de la población. Aunque dicho pago solo se orientaba a los costos de operación y mantenimiento del servicio, sin considerar el periodo de vida útil de las instalaciones, lo que lleva a que en los años donde son necesarias las reposiciones, éstas no se adquirirían por falta de recursos.

Es así que se evidencia, que no se ha buscado la forma de regular a un Gobierno Local o Regional y solo se han desarrollado mecanismos de regulación para las empresas. Si se amplía la definición y se busca la posibilidad de que las herramientas regulatorias existentes se extiendan a la infraestructura que generan los Gobiernos Locales y Regionales, se podría conseguir una mejora en la operatividad y continuidad del servicio.

Asimismo, la experiencia en esta alternativa técnica, si bien puede resultar ser menos costosa en zonas aisladas, ha evidenciado fracasos en la medida de que no han sido sostenibles en su funcionamiento, quedando los usuarios sin servicio y las instalaciones abandonadas.

Ante esto, es notorio que muchos distritos, provincias y regiones han comenzado a tener iniciativas de implementación de proyectos de electrificación rural con sistemas fotovoltaicos, esto se observa también del Banco de Proyectos de Inversión Pública, pero lamentablemente, no se realizó una transferencia de conocimiento de las experiencias vividas, así como un conocimiento más cercano sobre el diseño, especificación, operación y mantenimiento de los mismos, lo cual una

vez implementados podrá llevar a que muchas de estas experiencias locales, recorran el mismo camino de abandono que las primeras intervenciones desarrolladas.

De esta manera es posible identificar una serie de obstáculos institucionales, financiero-económicos, tecnológicos y a nivel de recursos humanos que impiden el desarrollo de un mercado de sistemas fotovoltaicos óptimo en el Perú.

En este sentido, que el presente trabajo plantea abordar esta problemática en electrificación rural, vinculada a sistemas no convencionales. Para esto, a través del Segundo capítulo se desarrollará el diagnóstico actual de la electrificación rural, abordando los inicios en el ámbito rural, las características particulares del servicio rural; así como, una descripción del marco regulatorio existente precisándose aquellos mecanismos que son de aplicación actual para las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica en el ámbito rural y aquellas que aplican los Gobiernos Locales y Regionales. Asimismo, parte del diagnóstico actual es la descripción de la relación de los Gobiernos Locales y Regionales con las inversiones en electrificación rural, como mecanismo de expansión del servicio en el ámbito rural.

En el Tercer capítulo, luego de haber identificado las características y el marco en el que se viene desarrollando actualmente la electrificación rural, plantea el objetivo del trabajo, orientándolo principalmente a la necesidad de establecer mecanismos que sean aplicables a la electrificación rural mediante sistemas no convencionales, como los sistemas fotovoltaicos.

Luego de identificar el objetivo, en el Cuarto capítulo, se desarrolla la importancia de la electrificación rural que sustenta la necesidad de intervenir y establecer propuestas de modificación. Se identifican los beneficios sociales de la electrificación rural y la cuantificación de los mismos, según las metodologías actualmente utilizadas para las intervenciones rurales.

En el Quinto capítulo, se presentan los problemas identificados en las iniciativas de inversión en electrificación rural, principalmente en aquellas intervenciones vinculadas a los sistemas fotovoltaicos. Para ello se hace una descripción de los puntos críticos en dichos sistemas.

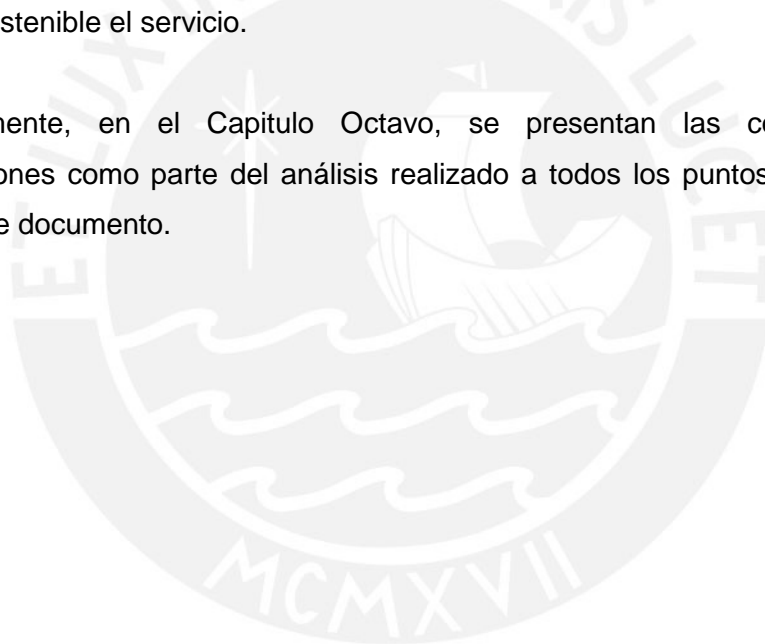
En el Sexto capítulo, se presenta un conjunto de modelos de diseño organizacional que han sido implementados en los últimos años para el desarrollo de

los paneles solares. Estos modelos presentan características particulares, las cuales han sido detalladas, a fin de rescatar en conjunto, los aciertos y desaciertos que plantean y que ayudan a generar una propuesta.

Como parte del Séptimo Capítulo se desarrolla la propuesta que tiene como objetivo concebir una Empresa de Energía de sistemas fotovoltaicos, capaz de ser responsable de brindar el servicio eléctrico a un grupo disperso de consumidores rurales alejados de las redes eléctricas de las empresas de distribución convencionales.

Para esto, se requiere introducir un diseño institucional para el desarrollo de empresas de energía rural para sistemas fotovoltaicos que asuman a su vez la responsabilidad de proveer el servicio a través de una tarifa regulada, haciendo de este modo sostenible el servicio.

Finalmente, en el Capítulo Octavo, se presentan las conclusiones y recomendaciones como parte del análisis realizado a todos los puntos desarrollados en el presente documento.



CAPITULO 2. DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL

2.1 INICIOS DE LA ELECTRIFICACIÓN RURAL

El Marco normativo vigente para el Sector de Energía se estableció en el año 1992 mediante el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), aprobado mediante el Decreto Supremo N° 009-93-EM.

A nivel de distribución, la LCE y su Reglamento, establecieron la normativa en el sector eléctrico en el marco de las concesiones otorgadas a las diferentes empresas en el sector de distribución. Sin embargo, aquellas áreas fuera de zona de concesión de alguna empresa de distribución, que generalmente constituye un área rural, no se encontrarían bajo el ámbito de esta norma. Así mismo, para intervenciones en dichas zonas, no existía hasta ese momento, un marco normativo que especifique las responsabilidades de la prestación del servicio, por lo que no se tenía un claro accionar al respecto.

Por otro lado, dado que las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica no tenían obligaciones fuera de su área de concesión¹, no se generaba incentivos para incrementar la frontera eléctrica donde no fuera rentable la intervención generada por los recursos de la empresa. Como resultado, no había un esquema claro de ampliación de cobertura, sobre todo en aquellas áreas más alejadas y dispersas, que no presentaban características atractivas para la empresa concesionaria de distribución.

Teniendo como base este panorama, se promulga en el año 2006, la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural (LGER), mediante la cual se declara de necesidad nacional y utilidad pública la electrificación de zonas rurales y localidades aisladas y de frontera del país. Así mismo, mediante el Decreto Supremo N° 025-2007-EM, se emite el Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural (RLGER), estableciéndose un marco normativo de acción para las intervenciones rurales.

En tal sentido, la electrificación rural en el país, se constituye como una actividad de largo plazo dentro de la Política de Estado de ampliar la frontera eléctrica

¹ Révolo (2014). Pág. 2.

de la nación, con el objetivo de beneficiar a la población rural, mejorar su calidad de vida y propiciar el uso productivo de la energía eléctrica. En este sentido, la velocidad con la que se atiende al área rural, dependerá principalmente de la capacidad del Estado para financiar los sistemas rurales².

En este marco normativo, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), a través de la Dirección General de Electrificación Rural (DGER), tiene la competencia en materia de electrificación rural de acuerdo a lo otorgado por la LGER, en coordinación con los Gobiernos Regionales (GR) y Gobiernos Locales (GL), y entidades públicas y privadas dedicadas a estos fines. Así, el estado asume un rol subsidiario a través de la ejecución de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER), así como, en la promoción de la participación privada.

En este sentido, el Estado Peruano a través de la DGER es la responsable de la ampliación de la frontera eléctrica en el ámbito nacional permitiendo el acceso de esta fuente de energía a los centros poblados del interior del país, como un medio para contribuir al desarrollo socio económico, mitigar la pobreza, mejorar su calidad de vida y desincentivar la migración del campo a la ciudad, mediante la implementación de proyectos de electrificación rural³.

La DGER tiene como una de sus responsabilidades, la formulación y actualización anual del Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), en coordinación con los GR, GL y demás entidades públicas y privadas, documento que constituye una herramienta fundamental para el diseño de la política energética del Estado. El PNER, se emplea con un horizonte de 10 años y consolida los planes regionales y locales, así como, las iniciativas de otros entes, proyectos e inversionistas privados que contribuyan a la electrificación rural.

En este marco, se cuenta con el PNER 2013 – 2022, el cual tiene como propósito concentrar la igualdad de los derechos ciudadanos, en particular el de acceso al servicio básico de electricidad a la vivienda, resolviendo así las enormes brechas existentes en infraestructura entre las zonas urbanas y las áreas rurales y de frontera del país, incorporando a sus beneficiarios al mercado, al consumo y al desarrollo, logrando así su inclusión social con la finalidad de reducir la pobreza. Este

² Révolo (2014). Pág. 3.

³ Ley General de Electrificación Rural. Ley N° 28749; Artículo 2°.- Necesidad y utilidad pública de la electrificación rural

documento constituye la herramienta principal en la planificación de las intervenciones para la ampliación de la frontera eléctrica a nivel nacional, así mismo, constituye referente para el desarrollo de las iniciativas a llevarse a cabo por los GR y GL.

Cabe señalar, que la ampliación de la cobertura en el servicio va de la mano con la promoción del uso productivo de la energía. Así mismo, el uso de la energía está relacionado con una necesidad de capacitación en el uso de energía eficiente. Con esto se busca generar desarrollo y crecimiento en dichas zonas.

Así mismo, dentro del rol subsidiario del Estado, los recursos para el financiamiento de estas intervenciones, serán provistos por el Ministerio de Energía y Minas, designados a la DGER y también provistos de los presupuestos de los GR y GL, los cuales se orientaran a subsidiar la inversión de las intervenciones. Dichos recursos constituyen recursos públicos orientados a la ejecución de Proyectos de Inversión Pública (PIP).

En este sentido, las intervenciones requeridas para la electrificación rural (PIP de electrificación rural) son sujetas de la normativa del Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP), en tanto a través de los mismos se provee un servicio público. Estas intervenciones no son rentables de manera privada, por lo que, el Estado subsidia los costos de inversión requeridos sobre la base de los beneficios sociales que genera la intervención. Los PIP están sujetos a una evaluación técnico-económica a fin de identificar que se enmarquen en los lineamientos de política del sector, su rentabilidad social y su sostenibilidad administrativa, operativa y financiera a largo plazo.

En el desarrollo de los PIP, la DGER administra los recursos, elabora estudios, ejecuta las obras a su cargo y realiza la transferencia de los SER que haya ejecutado o ejecute, preferentemente a las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica de propiedad estatal y en su defecto a la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (ADINELSA); para su operación y mantenimiento, por ser la empresa especializada en la administración de sistemas eléctricos rurales.

En el caso de las intervenciones de los GR y GL se realizan las actividades de formular los estudios y ejecutar al igual que en el caso de la DGER; sin embargo, no realizan transferencias de los SER a las empresas concesionarias. Para el caso particular, la norma establece que dichas infraestructuras son sujetas de contratos de operación y mantenimiento, por cuanto no tienen implícita la transferencia de activos,

por lo que no existe en la práctica una responsabilidad por parte de la empresa concesionaria a aceptar y administrar dicha infraestructura. Incluso podría existir la posibilidad de que la empresa concesionaria de distribución de energía eléctrica no esté dispuesta a firmar dichos contratos.

Al respecto, cabe precisar que la LCE explícitamente establece que la empresa de distribución eléctrica está obligada a expandir sus redes dentro de su área de concesión, la cual alcanza hasta los 100 metros desde las redes existentes de la empresa⁴. Bajo ese criterio, las empresas de distribución de energía eléctrica no tendrán ningún incentivo para expandir las redes a usuarios más allá de lo que establece la norma.

Se establece también que la DGER y las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica podrán suscribir convenios de cooperación a fin de que estas últimas puedan ejecutar obras de electrificación rural. Las empresas concesionarias están obligadas a permitir el libre acceso a sus instalaciones para la ejecución de los SER.

Para su ejecución los SER deben contar con normas específicas de diseño y construcción adecuadas a las zonas rurales. Así mismo, deberán contar con normas técnicas de calidad aplicadas al ámbito rural. Para el desarrollo de los PIP de electrificación rural, el ente rector propone tecnologías convencionales y no convencionales para satisfacer la brecha del servicio. Siendo el responsable de establecer los criterios específicos para las diversas tecnologías de intervención.

Cabe precisar, que la condición de SER, la establece el MINEM a través de una Concesión Eléctrica Rural, la cual debe ser solicitada a la Dirección General de Electricidad (DGE) bajo las condiciones que se establecen en el RLGER. Así mismo, la DGE establece el Procedimiento para la Clasificación de SER⁵, para la evaluación de las instalaciones de las empresas de distribución eléctrica.

En cuanto a la estructura del sector de distribución, la mayoría de las empresas a nivel nacional, corresponden a empresas públicas en el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE), las cuales, están sujetas a un efecto regulatorio y vienen buscando una gestión eficiente como empresa,

⁴ Ley de Concesiones Eléctricas, Cuarta Disposición Transitoria

⁵ Resolución Directoral 090-2011-EM-DGE

buscando competir con las empresas privatizadas del sector. Cabe precisar, que en algunos casos, existen problemas de financiamiento a nivel de empresa que no permiten ampliar el alcance de sus intervenciones dentro de su misma zona de concesión.

Ante esta situación, en diciembre de 2009, se aprobó el Decreto de Urgencia N° 116-2009, mediante el cual se promueve el servicio público de electricidad, en zonas urbano marginales del país, autorizándose al MINEM a asumir el costo de conexión, y a financiar los proyectos de electrificación dentro del área de concesión de las empresas de distribución eléctrica.

Esta transferencia de recursos hacia las empresas concesionarias, tiene como fin de que éstas puedan ejecutar obras, ampliaciones de capacidad, reforzamientos y electrificación hacia los abonados urbano marginales, las cuales deberán ser reembolsables a 10 años. Esto permitirá a las empresas contar con recursos e incrementar la frontera eléctrica.

2.2 CARACTERÍSTICAS DE LA ELECTRIFICACIÓN RURAL

Los coeficientes de electrificación de acuerdo con los resultados del censo del año 1993 fueron: Nacional 54.9%, Urbano 77% y Rural 7.7%. De acuerdo con los resultados del censo del año 2007 se tienen los siguientes valores: Nacional 74.1%, Urbano 89.1% y Rural 29.5%. Al finalizar el año 2012, se han estimado las siguientes coberturas: Nacional 87,2% y Rural 63%⁶.

Con fines de electrificación rural, la DGER ha realizado inversiones por un monto aproximado de S/.2 800 millones, permitiendo atender a 3.9 millones de habitantes en los últimos años, que comprenden la instalación de Líneas de Transmisión, Sistemas Eléctricos Rurales, Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, Grupos Térmicos y Programas de Paneles Solares⁷.

⁶ PNER 2013-2022. pág.7

⁷ PNER 2013-2022. pág.8

Tabla 2.1: INVERSIONES EN ELECTRIFICACION RURAL

AÑOS	TOTAL PIM	EJECUCIÓN	% EJECUCIÓN
2006	232,402,168	116,460,316	50%
2007	396,980,418	262,809,456	66%
2008	682,263,409	290,933,960	43%
2009	538,318,028	528,365,620	98%
2010	637,821,475	628,828,120	99%
2011	627,944,053	504,333,292	80%
2012 (*)	415,458,491	375,886,110	90%

Fuente: PNER 2013-2022.

A corto plazo, el presupuesto asignado solo de la DGER⁸ para el año 2013 es de S/. 426,9 millones para los 289 proyectos, la mayor incorporación adicional prevista para dicho año es de S/. 194,3 millones para los 102 proyectos, lo que haría un presupuesto total para el año 2013 de S/. 621,3 millones.

Considerando las intervenciones de la DGER, gobiernos locales y empresas concesionarias, se tiene un total de 442 proyectos de electrificación por un monto de inversión total ascendente a S/. 1 310 millones que permitirán beneficiar a una población de 920 mil habitantes. Del total de proyectos, 125 correspondientes a la DGER/MEM, gobiernos regionales y empresas concesionarias, se concluirán en el año 2013. Se estima una cobertura eléctrica nacional de 90% y de 71% en el ámbito rural⁹.

La principal meta del Sector es lograr que en los próximos 10 años 6,2 millones de habitantes cuenten con acceso a los servicios públicos de electricidad¹⁰.

Características Principales:

La electrificación rural en el Perú presenta características especiales como la lejanía y poca accesibilidad de sus localidades en las áreas montañosas y selváticas, el consumo unitario reducido, poblaciones y viviendas dispersas, así como, el bajo poder adquisitivo de los habitantes.

⁸ PNER Corto Plazo 2013. Pág. 4.

⁹ PNER Corto Plazo 2013. pág. 5.

¹⁰ PNER 2013-2022. pág. 29.

Asimismo, existe poca infraestructura vial, social básica en salud, educación, saneamiento, vivienda, obras agrícolas, etc. Esta situación determina una baja rentabilidad económica para los PIP de electrificación rural, lo que motiva que no sean atractivos a la inversión privada y requieran de la participación activa del Estado.

Cabe precisar, que este tipo de abonado rural, es principalmente un usuario doméstico, que no cuenta con grandes cargas, ni tiene grandes usos, por cuanto consume poca energía, la cual se orienta netamente a las necesidades de iluminación y requerimiento de comunicaciones y distracción, como el uso radio y televisión.

Estos proyectos tienen una alta rentabilidad social, ya que integra a los pueblos a la modernidad, educación, comunicación con el mundo, mejoras en salud, amplía el horizonte de vida, facilita las labores domésticas a las amas de casa, y además sirve para promocionar proyectos de uso productivo, como bombeo de agua potable y regadío, panaderías, pequeñas soldadoras, aserraderos, entre otras pequeñas industrias.

En este sentido, el Ente Sectorial, establece un orden prelativo de intervención según las tecnologías factibles en ámbitos rurales¹¹. La imposibilidad o inconveniencia técnica y/o económica de conectarse a los grandes sistemas eléctricos, determina priorizar el uso de fuentes de energía hidráulica a través de la construcción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) y sus sistemas eléctricos asociados, principalmente en las zonas ubicadas desde los andes hacia las vertientes occidentales y orientales donde existen recursos hidráulicos y caídas de agua; y en menor grado a la instalación de pequeños grupos electrógenos (de uso temporal y/o en casos de emergencia).

La inexistencia de recursos hídricos determina a la fuente de energía solar como la tercera alternativa tecnológica para la solución de las necesidades de electrificación rural vía la implementación de los Sistemas Fotovoltaicos (SERF) de uso doméstico o comunal, preferentemente en áreas geográficas con potenciales solares como en la zona de selva.

Finalmente, la fuente de energía eólica es la cuarta alternativa cuya aplicación por ser relativamente nueva se viene estudiando su uso para fines de electrificación

¹¹ PNER 2013-2022. p.7

rural, cuyas zonas preferentemente se ubican en los valles intermedios y en las cercanías del litoral de la costa.

Por otro lado, la electrificación rural también considera el tema de la promoción de usos productivos como parte del alcance del servicio eléctrico en las áreas rurales. Al respecto, el desarrollo de usos productivos de la electricidad contribuye a la viabilidad y sostenibilidad financiera de la infraestructura en área rural, la promoción de los usos productivos de la electricidad, antes de la implementación de los programas de electrificación rural o conjuntamente con ellos, hace más atractivas las inversiones en el sistema de distribución de electricidad en áreas rurales y reduce el monto de los subsidios requeridos¹².

Al respecto, el desarrollar demanda adicional por energía mediante los usos de la electricidad, se contribuye a la sostenibilidad financiera del proyecto, incrementando los efectos brindados de dar el acceso al servicio de electrificación rural.

2.3 DESARROLLO DE UN MARCO REGULATORIO RURAL

2.3.1 OBJETO DE LA REGULACION

El marco regulatorio - legal no se dirigió específicamente a la electrificación rural. La electrificación rural en el Perú presenta condiciones y características especiales, las cuales difieren de las áreas extensas, cercanas y más concentradas que generalmente eran reguladas.

El marco normativo a través de la LCE desarrolló un marco regulatorio orientado a las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica, considerando el ámbito de las áreas de concesión en las cuales tenían la obligación de brindar el servicio público de electricidad de manera eficiente, beneficiando en su mayoría a las zonas urbanas y/o urbano marginales.

Con el desarrollo del concepto rural y con las disposiciones de la LGER se impulsaron esquemas regulatorios que pudieran adaptarse a las características rurales, es decir, dirigidas a todo aquello que se encuentre fuera de la zona de concesión de alguna empresa de distribución de energía eléctrica.

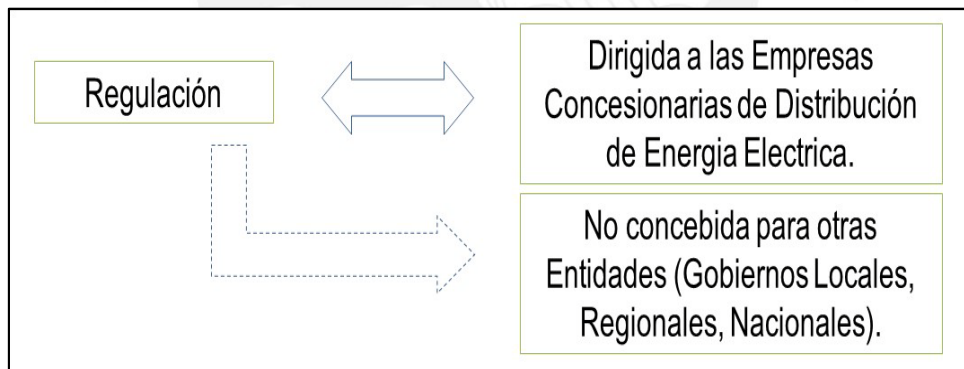
¹² Finucane, Bogach y Garcia (2012). pág. vii.

Si bien, ha sido difícil poder cubrir todas las diversidades de intervenciones en el ámbito rural, se ha podido desarrollar principalmente lo que corresponde a la tarifa rural para sistemas convencionales de energía eléctrica, temas relacionados a normas de calidad en sistemas rurales y el desarrollo de la tarifa rural para sistemas no convencionales – sistemas fotovoltaicos.

Estos esquemas consideran la participación de las empresas concesionarias; sin embargo, todavía no han podido ser orientadas a aquellas áreas rurales donde las empresas no tienen algún grado de presencia, ni existen incentivos de inversión para nueva infraestructura.

En este sentido, es importante definir que el Ámbito de acción de la Regulación en los servicios públicos de electricidad, se orientan solamente a las “empresas de distribución de energía eléctrica”, como proveedores del servicio, buscando el establecimiento de una tarifa que logre generar una rentabilidad suficiente a la empresa proveedora de servicios y que a su vez cubra los costos de operación y mantenimiento requeridos para su óptima operatividad.

Figura 2.1: AMBITO DE ACCIÓN



Fuente: Propia.

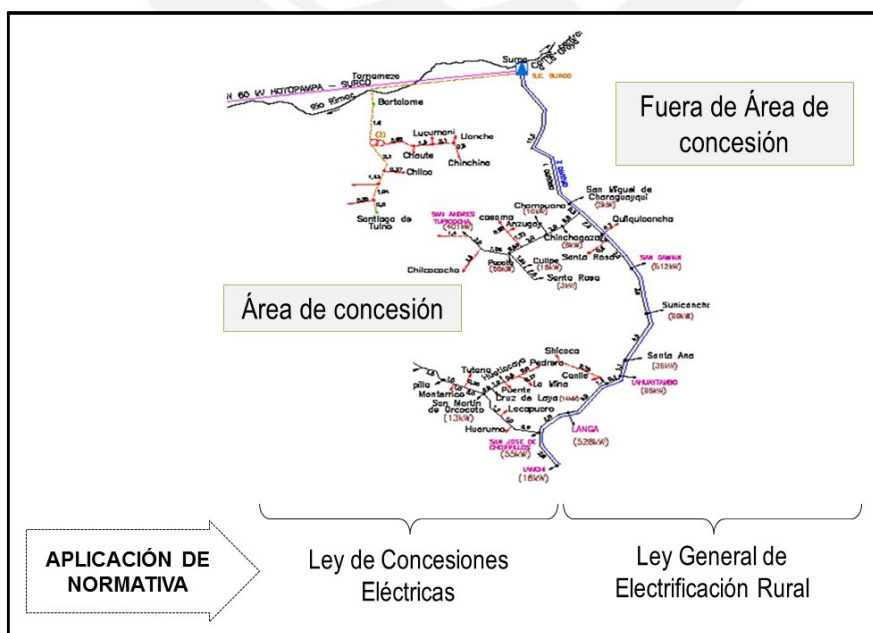
Si la operación del servicio no se encuentra vinculada a una empresa de distribución de energía eléctrica, no es factible aplicarle ningún mecanismo regulatorio, siendo el caso de los gobiernos locales y regionales, quienes en el caso de no contar con una empresa distribuidora que se haga cargo de brindar el servicio de energía eléctrica, independientemente del tipo de infraestructura ejecutada, tienen que encargarse de la operación y mantenimiento de las mismas.

En estos casos, al no ser factible aplicar mecanismos de regulación, el organismo regulador (OSINERGMIN) no tiene competencia en zonas de fronteras o zonas rurales, en tanto no exista una empresa de distribución de energía eléctrica a la cual regular. La infraestructura generada por los GL y GR y que está a cargo de una entidad diferente a una empresa de distribución, no se encuentra bajo el ámbito de OSINERGMIN, ni le aplican las herramientas regulatorias desarrolladas a nivel de tarifa y calidad.

La LGER no está hecha para considerar las iniciativas desarrolladas por los GR y GL, desde un punto de vista regulatorio. Lo indicado en tanto, los mecanismos regulatorios que se norman a través de la LGER, no les aplica (considerando que no son empresas de distribución sujetas a regulación). En este escenario, los establecimientos de tarifa para las distintas tecnologías, o cualquier regulación que sea desarrollada, no puede ser usada por los GR y GL, que proveen servicios de electrificación rural, pese a que el servicio brindado constituya un servicio público.

En cuanto a la aplicación de los marcos normativos, tal como se observa en la Figura N° 2.2, la LCE rige dentro del área de concesión de la empresa de distribución de energía eléctrica, y constituye normativa aplicable para dicha empresa que tiene a su cargo la concesión, siendo su responsabilidad que toda la prestación del servicio se enmarque lo que establezca dicha normativa.

Figura 2.2: ÁMBITOS DE INTERVENCIÓN EN ELECTRIFICACIÓN

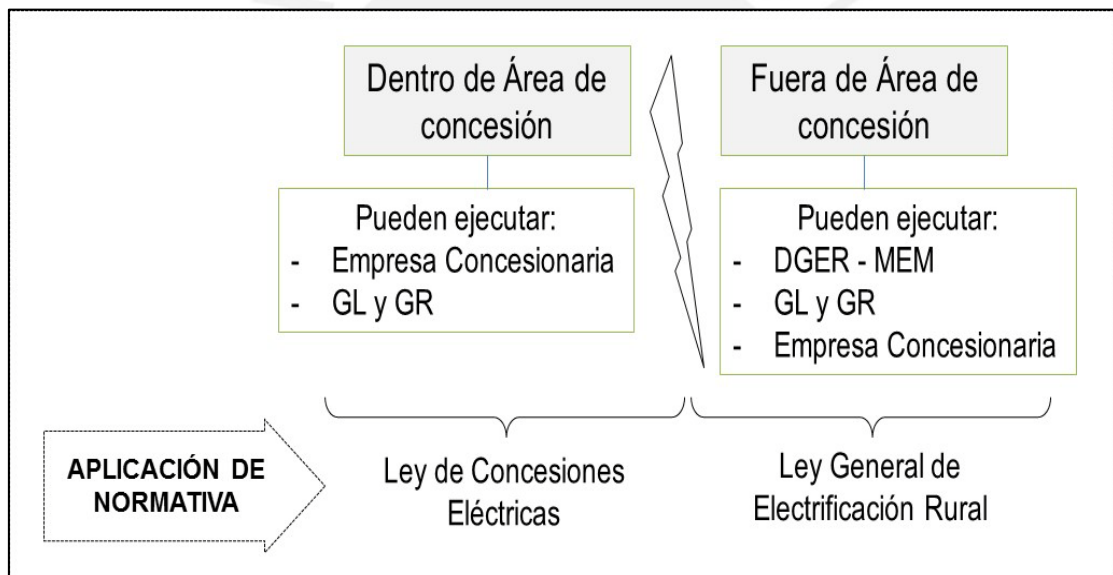


Fuente: Propia.

Por otro lado, todo servicio prestado que se encuentre fuera del área de concesión se enmarcará en la LGER y aplica para todas las empresas que en el marco de la norma constituyan “Concesiones Eléctricas Rurales”, siendo el fin aplicarle los mecanismos regulatorios “rurales” que se establezcan en amparo a la norma.

En el marco de la LGER, fuera de áreas de concesión, el regulador no puede fiscalizar ni supervisar dado que no tiene competencia, siempre que sean los GR y GL los que realicen la infraestructura en electrificación rural. Sin regulador, no hay estándares de calidad para la prestación del servicio, ni el establecimiento de una tarifa para la prestación del servicio público. En la práctica, si no hay regulador, los niveles de calidad son bajos y la prestación del servicio es deficiente.

Figura 2.3: NIVELES DE EJECUCIÓN EN ELECTRIFICACIÓN



Fuente: Propia.

La LGER, viene a apoyar a las zonas más cercanas a las áreas urbanas, en tanto se dirige a las empresas concesionarias interesadas en ampliar una concesión rural (fuera de área de concesión), que generalmente se encuentra más cercana al área de concesión. En este sentido, dependiendo del interés de la empresa concesionaria de asumir mayores responsabilidades a las que tiene dentro de su concesión, optará por aplicar la regulación en zonas rurales dada por la LGER.

2.3.2 AVANCES EN EL MARCO REGULATORIO RURAL

a. ESCENARIO SIN TARIFA ELECTRICA RURAL – CASO GL Y GR

En estas condiciones, lo que se observa en la práctica a nivel de prestaciones de servicios de una obra ejecutada por un GL o GR, y que se encuentra operada por ellos mismos, es que se buscan mecanismos para suplir la responsabilidad de un operador. En este sentido, se constituyen “comités de electrificación rural”, muchas veces formados por los mismos pobladores beneficiarios del proyecto que crean mecanismos para administrarlo.

Es así, que buscan establecer un cobro de manera arbitraria, o consensuada por un grupo de pobladores, pues no cuentan con tarifa regulada, en tanto los GL y GR, no constituyen una “empresa” que pueda ser sujeta de regulación. Esta situación, en el caso de la energía convencional a través de redes, lo que se promueve es la venta de energía en bloque, pues la empresa concesionaria cercana a la cual se interconecta la nueva infraestructura, no niega el suministro, el cual lo brinda en un punto de alimentación de la fuente de energía, más si niega la posibilidad de administrar y operar la nueva infraestructura que se desprende del punto de venta.

Cabe precisar, que los incentivos de las empresas de distribución de energía eléctrica, será no asumir nueva infraestructura que no le genere un negocio rentable. Por lo tanto, tenderá a no asumir, ni comprometerse a administrar u operar las nuevas ampliaciones rurales.

En dicho caso, el comité de electrificación lo que hace es repartir el costo sin ningún criterio técnico entre todos los que puedan beneficiarse del servicio. Como no hay una tarifa regulada se ponen de acuerdo en el monto que requieren para la operación y mantenimiento, monto que es repartido, todos los meses según el número de viviendas a las cuales se les abastece el servicio de energía eléctrica. Así mismo, se generan problemas de facturación, pues a criterio de la población se determinaba quien pagaba más o menos según la cantidad de focos o artefactos que posea la población.

En el caso de la energía no convencional, como los paneles fotovoltaicos, se realizaba el mismo mecanismo, estableciendo un monto fijo y si dicho monto no era suficiente, se buscaba recolectar de manera adicional mayores montos de la

población. Aunque dicho pago solo se orientaba a los costos de operación y mantenimiento del servicio, sin considerar el periodo de vida útil de las instalaciones, lo que lleva a requerir en años determinados las reposiciones, que no se adquirirían por falta de recursos.

En este sentido, la tarificación del servicio, independientemente de la tecnología, se establece sin conocimiento técnico y no se asegura el cuidado y mantenimiento de la infraestructura durante el periodo de prestación de servicio.

Lo que se evidencia es que no se ha buscado la forma de regular a un GL y GR, solo se regula a la empresa. Si se amplía la definición y se busca la posibilidad de que las herramientas regulatorias existentes se extiendan a la infraestructura que generan los GL y GR, se podría conseguir una mejora en la operatividad y continuidad del servicio.

Adicionalmente, para el caso de las propuestas totalmente aisladas, que incluyen energía convencional, como la generación distribuida mediante grupos térmicos (menores de 500kW), no tienen ningún marco regulatorio. La LGER por lo menos puede ayudar en casos más cercanos a las empresas concesionarias. Pero en casos muy aislados no se tiene un marco estable.

b. TARIFA ELECTRICA RURAL CONVENCIONAL – CASO EMPRESAS DE DISTRIBUCION

En un esfuerzo para el desarrollo de la electrificación rural, se promovió el desarrollo de una tarifa rural que aplique a todo aquello que se encuentre fuera del área de concesión de la empresa de distribución eléctrica, pero que se constituya en una concesión eléctrica rural, a cargo de alguna empresa de distribución. En ningún caso, se considera aplicable a lo que se encuentre a cargo del GL y GR.

Para ello, la Cuarta Disposición Transitoria del RLGER, otorgó al OSINERGMIN facultades para que a partir de la Tarifa del Sector de Distribución Típico¹³ (SDT) 5 y los costos de conexión regulados, apruebe la tarifa eléctrica rural a nivel de cada empresa aplicando los factores de proporción señalados en el Artículo

¹³ Según el Anexo de la LCE, se define un Sector de Distribución Típico (SDT), como son instalaciones de distribución con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, características técnicas, así como los costos de inversión, operación y mantenimiento. Una concesión puede estar conformada por uno o más SDT.

25° de la RLG, para que sea aplicable en hasta el 31 de octubre de 2009. La tarifa eléctrica rural toma en cuenta el Valor Agregado de Distribución (VAD) del SDT 5, e incorpora los costos de conexión eléctrica, tomando como base la cantidad de usuarios por opción tarifaria de la empresa modelo del sector.

Así mismo, se establecen los criterios esenciales para fijar la Tarifa Eléctrica Rural, según la fuente de inversión, debiendo OSINERGMIN fijar los factores de proporción aplicables a las inversiones efectuadas por el Estado, las empresas de distribución u otras entidades, habiéndose previsto que el OSINERGMIN determinará los medios, formatos y plazos para que las empresas distribuidoras reporten la información necesaria para fijar los factores de proporción.

A través de la Resolución OSINERGMIN N° 670-2007-OS/CD, se aprobó el Procedimiento Especial para la Fijación de la Tarifa Eléctrica Rural Aplicable hasta el 31 de Octubre de 2009¹⁴.

Tal como lo señala la norma, el proceso se inició con la presentación de las propuestas por parte de las empresas administradoras de los SER; así como, aquellos proyectos ejecutados por la DGER en el periodo. Para esto, se siguieron los criterios para determinar la tarifa eléctrica rural que se establecen en los Artículos 23°, 24° y 25° del RLG.

El cálculo determina un VAD que considera 100% de inversiones efectuadas por las empresas u otras entidades y un VAD que considera 100% de inversiones efectuadas por el Estado. Así mismo, ambos incorporan los costos de conexión eléctrica (presupuestos de conexión eléctrica y costos de mantenimiento), considerando el número de usuarios por opción tarifaria de la empresa modelo.

Además, para el caso especial de la empresa concesionaria Electro Oriente que opera en zonas de la selva con exoneraciones del IGV, se ha determinado los VAD considerando un costo adicional en el rubro de costos de los materiales del VNR, igual al 100% del IGV¹⁵.

¹⁴ Requerido de conformidad con lo dispuesto por la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas y Procedimientos de Fijación de Precios Regulados.

¹⁵ El IGV establecido al momento del proceso de fijación es de 19%.

Cabe señalar, que luego de la primera fijación, las posteriores regulaciones de la Tarifa Eléctrica Rural, se regirán por el procedimiento establecido en la Norma de Procedimientos para Fijación de Precios Regulados, aprobado mediante Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD. La actualización de la tarifa eléctrica rural a nivel de cada empresa se realizará en la misma oportunidad que la actualización del VAD.

Bajo este esquema, la presencia de los nuevos SER, en el proceso regulatorio, producto de la LGER, formó parte del proceso de Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica del periodo noviembre 2009 – octubre 2013 y actualmente como parte del proceso de Fijación de las Tarifas del periodo noviembre 2013 – octubre 2017. Para esto, el OSINERGMIN remitió su propuesta de sectores de distribución típicos a la Dirección General de Electricidad (DGE)¹⁶, estableciéndose los siguientes SDT para la fijación mencionada.

**Tabla 2.2: SECTORES DE DISTRIBUCIÓN TÍPICOS – PROCESO REGULATORIO
2013**

Sector de Distribución Típico (SDT)	Descripción
1	Urbano de alta densidad
2	Urbano de media densidad
3	Urbano de baja densidad
4	Urbano-rural
5	Rural de media densidad
6	Rural de baja densidad
Sistemas Eléctricos Rurales (SER)	SER calificados por el MINEM según la Ley General de Electrificación Rural (LGER)
Especial	Sistema de Distribución Eléctrica de Villacurí

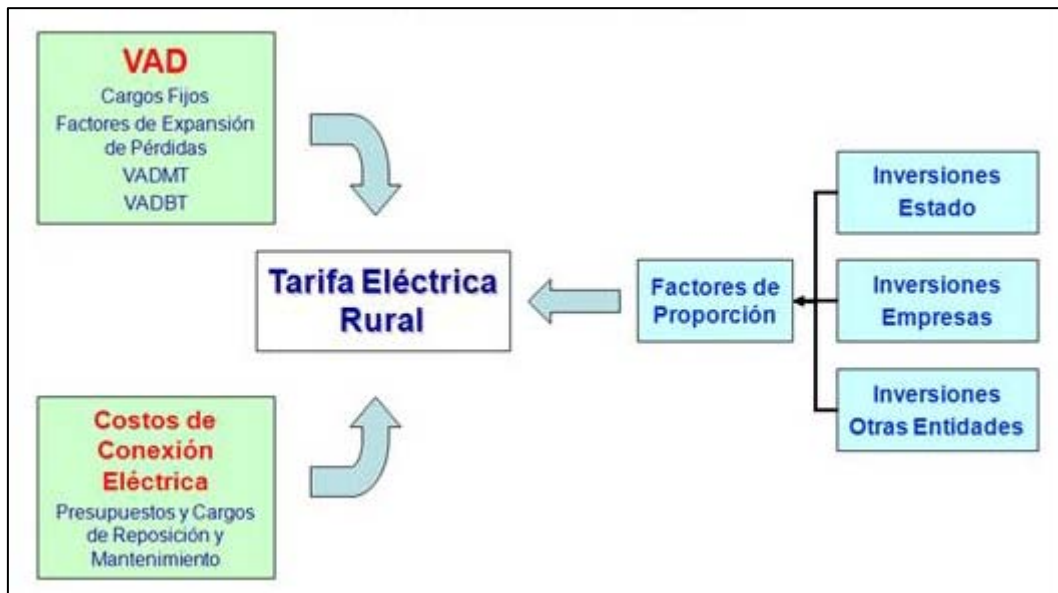
Fuente: OSINERGMIN

En este marco regulatorio, nuevamente se considera a los SER, calificados como tales por el MINEM de acuerdo a la LGER y se establece la fijación del VAD en función a los criterios establecidos LGER. Según lo dispone el Artículo 24° del Reglamento de la LGER, la Tarifa Eléctrica Rural se fija conforme a lo establecido por la LCE.

¹⁶ Resolución Directoral N° 154-2012 EM/DGE

Para dicho proceso, El VAD incluye los costos de conexión eléctrica, considerando el número de usuarios de la empresa modelo, los costos de conexión eléctrica regulados, la vida útil de las conexiones eléctricas establecida por el Artículo 163° del Reglamento de la LCE y la tasa de actualización establecida por la LCE. Así mismo, la tarifa eléctrica rural, es decir, el VAD, considerará factores de proporción que reflejen las inversiones efectuadas por el Estado, las empresas de distribución eléctrica u otras entidades.

Figura 2.4: FIJACIÓN DE TARIFA ELÉCTRICA RURAL 2013



Fuente: OSINERGMIN

Como resultado del último proceso regulatorio, se establecen los VAD para cada uno de los sectores típicos, los cuales se observan en el siguiente cuadro.

Tabla 2.3: VALORES AGREGADOS DE DISTRIBUCION
(S/. kW mes)

PARÁMETRO	SECTOR 1	SECTOR 2	SECTOR 3	SECTOR 4	SECTOR 5	SECTOR 6	Sector Sistemas Eléctricos Rurales (SER)				Sector Especial
							Inversiones 100% Estado		Inversiones 100% Empresa		
							Prepago	Postpago	Prepago	Postpago	
VADMT	11,862	10,898	20,599	25,041	48,671	36,561	75,084	79,879	168,062	172,858	19,403
VADBT	42,813	44,607	59,022	90,099	95,267	109,532	141,652	147,945	322,773	318,342	32,885
VADSED	5,806	9,089	16,036	15,064	21,000	20,464	38,127	40,987	63,510	66,369	21,120

Fuente: OSINERGMIN N° 203-2013-OS/CD

Así mismo, otro mecanismo interesante, que contribuye en la mejora de las condiciones a las zonas rurales es el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) – Ley N° 27510. Debido a las características de su consumo, las zonas rurales se ven principalmente beneficiadas del FOSE¹⁷, cuyo fin es permitir el acceso y permanencia del servicio eléctrico, mediante factores de reducción tarifaria, de los usuarios residenciales con consumos menores o iguales a los 100 kWh/mes.

Tabla 2.4: FACTORES DE REDUCCION – FOSE

Usuarios	Sector*	Reducción Tarifaria para consumos menores o iguales a 30 kw.h/mes	Reducción Tarifaria para consumos mayores a 30 kw.h/mes hasta 100 kw.h/mes
Sistema Interconectado	urbano	25% del cargo de energía	7.5 kW.h/mes por cargo de energía
	urbano-rural y rural	50% del cargo de energía	15 kW.h/mes por cargo de energía
Sistemas Aislados	urbano	50% del cargo de energía	15 kW.h/mes por cargo de energía
	urbano-rural y rural	62.5% del cargo de energía	18.75 kW.h/mes por cargo de energía

Fuente: Ley N° 27510

Para el caso de estos abonados rurales, la tarifa les permite un subsidio en el pago correspondiente a su consumo, debido a que se financia mediante un recargo a los usuarios del sistema interconectado que realizan un mayor consumo, permitiendo a la empresa igual obtener las ganancias respectivas por el total de su venta de energía.

Además de los VAD para cada sector típico, se obtienen los VAD aplicables a las Zonas de la Amazonía, bajo el ámbito de la Ley N° 27037, Ley de Promoción de la Inversión en la Amazonía.

¹⁷ La administración del FOSE se realiza tomando en cuenta la Norma de Procedimientos de Aplicación del FOSE, para lo cual se utiliza información las ventas de energía por usuario, el número de usuarios, las tarifas eléctricas vigentes y los saldos del FOSE, que es reportada cada mes por la empresas de distribución.

Tabla 2.5: VALORES AGREGADOS DE DISTRIBUCION EN LA AMAZONIA
(S/. kW mes)

PARÁMETRO	SECTOR 2	SECTOR 3	SECTOR 4	SECTOR 5	SECTOR 6	Sector Sistemas Eléctricos Rurales (SER)			
						Inversiones 100% Estado		Inversiones 100% Empresa	
						Prepago	Postpago	Prepago	Postpago
VADMT	11,552	21,835	26,543	51,591	38,755	79,589	84,672	178,146	183,229
VADBT	47,283	62,563	95,505	100,983	116,104	150,151	156,822	342,139	337,443
VADSED	9,816	17,319	16,269	22,680	22,101	41,177	44,266	68,591	71,679

Fuente: OSINERGMIN N° 203-2013-OS/CD

c. TARIFA ELECTRICA RURAL FOTOVOLTAICA – CASO EMPRESA DE DISTRIBUCION

En el marco del RLGEM, aprobado por Decreto Supremo N° 025-2007-EM, se plantearon diversos artículos relacionados con la tarifa eléctrica rural de suministros no convencionales, considerando los suministros no convencionales como aquellos suministros de energía eléctrica, pertenecientes a un sistema eléctrico rural aislado que es atendido exclusivamente por fuentes energéticas renovables no convencionales, tales como, sistemas fotovoltaicos, sistemas eólicos, biomasa y mini centrales hidroeléctricas.

En este sentido, resulta prioritario establecer la tarifa eléctrica rural para suministros no convencionales, estableciendo por parte de OSINERGMIN, un mecanismo de fijación para la energía fotovoltaica, “Procedimiento de Fijación de la Tarifa Eléctrica Rural para Suministros No Convencionales (Sistemas Fotovoltaicos)”, en tanto, no se ha desarrollado en el país alternativas mediante las otras tecnologías que den información suficiente para una regulación.

En este marco, se establece que los valores de la tarifa eléctrica rural para suministros no convencionales (sistemas fotovoltaicos) tengan un periodo de vigencia de 4 años, periodo similar al utilizado en la fijación del VAD, Costos de Conexión Eléctrica e Importes Máximos de Corte y Reconexión de la Conexión Eléctrica. Lo indicado, en vista de que no están por lo general sujetos a variaciones relevantes, por lo que se deberá establecer una nueva fijación antes del vencimiento de dicho periodo.

El procedimiento de la tarifa rural para sistemas fotovoltaicos, se establece considerando los costos de instalación y explotación. Lo indicado sobre la base de un

modelo de gestión que atiende a una cantidad determinada de suministros potenciales.

Para su cálculo se estableció diferentes tipos de módulos de sistemas fotovoltaicos a utilizar; además, se estableció la energía promedio mensual disponible de cada tipo de módulo en función a la irradiación solar, lo indicado según la zona geográfica de instalación. A continuación, se muestran los tipos de módulos definidos.

Tabla 2.6: TIPOS DE MODULOS FOTOVOLTAICOS

Tipo de Módulo	Potencia Instalada (Wp)	Tensión de Servicio	Energía Promedio Mensual Disponible (kW.h/mes)		
			Costa	Sierra	Selva y Amazonía
BT8-050	50	12 V DC	7.32	7.24	6.07
BT8-080	80	12 V DC	11.75	11.54	9.66
BT8-160	160	220 V AC	16.73	16.51	13.11
BT8-240	240	220 V AC	24.92	24.51	21.19
BT8-320	320	220 V AC	33.14	32.81	29.65

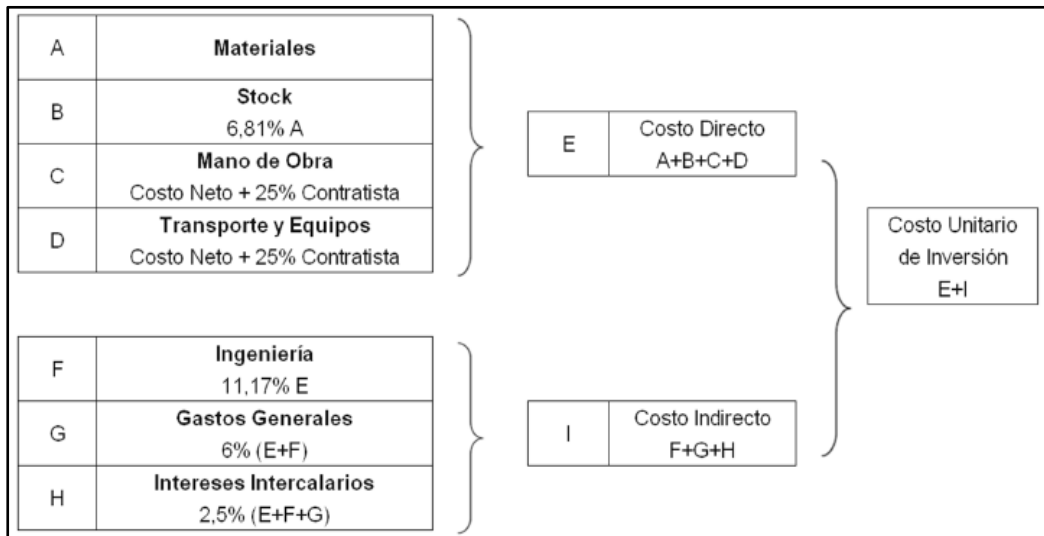
Fuente: Informe N° 270-2010-GART

El procedimiento, considera como costos de instalación de los sistemas fotovoltaicos, a los materiales y recursos requeridos para su instalación. Estos representan el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), es decir son los costos de renovar las obras y los bienes físicos destinados a brindar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes.

Para su análisis se desarrolló la siguiente estructura para los costos de instalación de los módulos fotovoltaicos (costos de inversión), estableciendo una separación entre los costos directos e indirectos, y considerando proporciones referenciales en relación al costo.

A continuación se presenta la siguiente estructura:

Figura 2.5: ESTRUCTURA DE COSTOS DE INSTALACION



Fuente: Informe N° 270-2010-GART

En cuanto a los costos de explotación, considera los costos para la gestión de las actividades de explotación técnica y comercial. La explotación técnica, involucra actividades de mantenimiento preventivo y correctivo, además, de los costos correspondientes al cambio de elementos (reposiciones) con vida útil menor de 20 años. La explotación comercial considera actividades de facturación y cobranza.

Como resultado del proceso, el 16 de agosto de 2010 se publicó la Tarifa Eléctrica Rural para Sistemas Fotovoltaicos, a cargo de OSINERGMIN, mediante la Resolución N° 206-2010-OS/CD, que considera tarifas diferenciadas para costa, sierra y selva, así como, para diferentes tamaños de sistemas fotovoltaicos, entre domésticos y comunales.

Así mismo, considera en su estructura el origen de las inversiones efectuadas, pudiendo provenir 100% por parte de la Empresa u otras Entidades o 100% por parte del Estado. Siendo el caso 100% por parte de la Empresa u otras Entidades, se considera una tasa de actualización de 12% anual para un periodo de 20 años para la recuperación de las inversiones.

En el caso de empresas prestadoras del servicio eléctrico con inversión mixta (Estado y Empresa), la tarifa máxima aplicable corresponderá a una ponderación de las tarifas máximas 100% Estado y 100% Empresa, en función de factores de proporción que reflejen la inversión del Estado y la inversión de la Empresa.

De acuerdo a la normativa peruana dicha tarifa será vigente por 4 años sujeta a los reajuste tarifarios en función a una fórmula de actualización de precios que recoge índices macroeconómicos como el índice de precio al por mayor, tipo de cambio, tasa arancelaria y el precio del cobre.

Los resultados de la tarifa también consideran a aquellas localidades en la Amazonía que se ven imposibilitadas de transferir el IGV de aquellos materiales y equipos que venden los proveedores fuera de la amazonia. Lo indicado bajo el ámbito de la Ley N° 27037, Ley de Promoción de la Inversión en la Amazonía.

Tabla 2.7: INVERSIONES 100% EMPRESA
(Cargo Fijo Equivalente por Energía Promedio – ctm. S./kWh)

Región	Tipo Módulo				
	BT8-050	BT8-080	BT8-160	BT8-240	BT8-320
Costa	621.86	474.3	493.31	467.5	451.9
Sierra	640.47	490.64	505.27	479.97	460.16
Selva	841.35	653.21	702.06	616.38	564.96
Amazonía (1)	934.1	730.95	792.52	698.68	642.29

(1) Aplicable a las zonas de la Amazonía bajo el ámbito de la Ley N° 27037, Ley de Promoción de la Inversión en la Amazonía.

Fuente: Osinergmin N° 206-2010-OS/CD

Tabla 2.8: INVERSIONES 100% ESTADO
(Cargo Fijo Equivalente por Energía Promedio – ctm. S./kWh)

Región	Tipo Módulo				
	BT8-050	BT8-080	BT8-160	BT8-240	BT8-320
Costa	409.97	308.68	291.81	268.06	255.04
Sierra	424.72	320.71	300.18	276.13	260.47
Selva	579.24	446.79	440.5	377.25	341.32
Amazonía (1)	638.39	497.72	494.81	426.57	387.45

(1) Aplicable a las zonas de la Amazonía bajo el ámbito de la Ley N° 27037, Ley de Promoción de la Inversión en la Amazonía

Fuente: Osinergmin N° 206-2010-OS/CD

Además de la tarifa eléctrica rural para sistemas fotovoltaicos el regulador ha fijado los cargos de corte y reconexión, así como los costos de retiros, estos últimos como parte de los costos de explotación, de acuerdo a una tasa de incidencia de los mismos. Las actividades de corte, reconexión y retiros se efectuarán según las condiciones de aplicación de la tarifa eléctrica rural para sistemas fotovoltaicos.

Tabla 2.9: CARGOS DE CORTE Y RECONEXION – (S/.)

Cargo	Costa	Sierra	Selva	Amazonía (1)
Corte	1.85	2.28	2.62	2.62
Reconexión	2.76	3.78	3.93	3.93

(1) Aplicable a las zonas de la Amazonía bajo el ámbito de la Ley N° 27037, Ley de Promoción de la Inversión en la Amazonía

Fuente: Osinergmin N° 206-2010-OS/CD

A las tarifas obtenidas, se le aplicara también, las disposiciones previstas por la normativa del FOSE y sus modificatorias.

2.4 EXPERIENCIAS RELACIONADAS AL DESPLIEGUE DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMICILIARIOS

2.4.1 ÁMBITO INTERNACIONAL

La energía fotovoltaica ha demostrado, desde hace unos años, ser una solución para el sector rural disperso y distante, debido a que se ajusta en muchos casos a las necesidades de los pobladores y los costos de generación eléctrica son más competitivos en relación a otros tipos de tecnologías usadas en la ampliación de la frontera eléctrica, como la extensión de la red eléctrica convencional y más aún a los grupos electrógenos a diesel.

La introducción de sistemas de energía solar se ha iniciado con una serie de proyectos en la década de 1980, financiados con recursos de los gobiernos y por donantes multilaterales¹⁸. Los proyectos siguen prevaleciendo en la mayoría de los países, llevando a desarrollar un mercado. Así mismo, se requirió de una nueva tecnología necesaria que demostrara superar barreras clave de la ampliación de la electrificación, como se observa en algunos los gobiernos que tienen un interés en la ejecución de programas de electrificación rural.

Debido a las iniciativas de organismos multilaterales, algunos de los primeros proyectos se desarrollaron bajo el método de entrega de "donación", lo que implica que el donante ofrece el sistema de forma gratuita o casi gratuita. Los objetivos

¹⁸ Nieuwenhout et al. (2000). Pág. 5.

sociales son el centro de la política y proporcionan la motivación para las donaciones de los sistemas solares domésticos. Los usuarios iniciales por lo general, son menos activos en el proceso de implementación de los mismos, siendo netamente receptores de activos y sin sentir responsabilidad alguna sobre los sistemas entregados, en comparación al caso en el cual los usuarios contribuyen con una parte considerable de los costos.

La mayoría de las donaciones se limitaron a dar el sistema (el paquete fotovoltaico), a menudo resulta en el descuido de la operación y mantenimiento del servicio. En un programa del gobierno de Túnez¹⁹, donde el hardware es 100% subvencionado, y se le pidió un solo pago de tarifa operacional de \$ 5.20 por las personas. Para el caso, se negaron para pagar el mantenimiento, debido a la idea de «obsequio» de los sistemas. Esto no fue causado por una incapacidad de pago, ya que poco tiempo después, la gente podía acceder a pagar 208 dólares para una conexión a la red, el simple concepto de gratuidad del servicio por parte del beneficiario distorsiona este tipo de servicio eléctrico.

Las ventajas de las donaciones han sido los bajos costos iniciales para el usuario (en algunos casos cero), así como, la potencial reducción de costos a través de economías de escala (que considera los costos de adquisición, costos de transacción, costos de instalación), y una rápida difusión. Sin embargo, pese a la ventaja provista a través de la reducción de costos, las experiencias pasadas con los proyectos en los que se donaron sistemas fotovoltaicos, han hecho que este tipo de mecanismos sean menos populares, debido a que fracasaron por la falta de compromiso de los usuarios, y porque no se dieron cuenta de que los sistemas necesitan mantenimiento para un funcionamiento sostenible. En los proyectos más recientes, todavía se utiliza este enfoque, teniendo en cuenta lecciones aprendidas de intervenciones previas.

Las primeras experiencias internacionales en sistemas fotovoltaicos comenzaron en 1968 con la instalación de un sistema de 48 Wp en Nigeria para suministrar electricidad a una escuela local, para luego continuar con algunos pilotos hasta los años 90's, en los cuales se implementaron proyectos de electrificación rural en cantidades más importantes, de lo cual el Perú no fue ajeno.

¹⁹ Nieuwenhout et al. (2000). Pág. 6.

En el 2000, una evaluación²⁰ realizada a las experiencias en proyectos de electrificación rural evidenciaban resultados muy dispares, algunos de ellos a los pocos meses de instalados dejaron de funcionar y en algunos otros casos funcionaron sin problemas durante 10 años.

Para 2010, se analizó un contexto global, en el que se estimó que 1.400 millones de pobladores del mundo no tenían acceso al servicio eléctrico²¹. Dicha población se identificó en su gran mayoría en los países en desarrollo y especialmente en las zonas rurales aisladas. Instituciones como el Consejo Mundial de la Energía, el Banco Mundial y Naciones Unidas consideraron que el acceso de los pobres a los servicios básicos de energía es uno de los factores más importantes para contribuir a la reducción de la pobreza, entre otras razones porque la energía contribuye también al acceso y/o a la mejora de otros servicios básicos, como agua potable, salud, educación, comunicaciones y otros.

Así mismo, las políticas de servicio eléctrico han estado vinculadas a la reducción de la pobreza y al desarrollo sostenible, las cuales siguen siendo una prioridad fundamental en el plano internacional. En el año 2000 los dirigentes del mundo, en el marco de Naciones Unidas, acordaron una alianza mundial para reducir los niveles de extrema pobreza estableciendo una serie de objetivos para el año 2015.

En el año 2010²² se calcula que 1400 millones de personas - más de la quinta parte de la población mundial - carecen todavía de acceso a la electricidad. Aproximadamente el 85% de esas personas vive en zonas rurales, principalmente en el África subsahariana y en Sudafrica. Esto significa que estas personas no disponen de iluminación eléctrica, telecomunicaciones o potencia mecánica, dependiendo completamente de combustibles tradicionales como leña, carbón vegetal, residuos agrícolas y ganaderos para satisfacer sus necesidades energéticas. Extender el acceso a la energía moderna es una condición necesaria para el desarrollo humano. Con las debidas políticas, el acceso universal a la electricidad podría alcanzarse con una inversión mundial adicional de 35.000 millones anuales de USD (en USD de 2008) hasta 2030. El consiguiente incremento de la demanda de energía primaria y de emisiones de CO₂ sería muy modesto. Sin embargo, las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía, en un escenario optimista, estiman que en el año 2030

²⁰ Nieuwenhout et al. (2000). Pág. 6.

²¹ Del Valle Gasanz, (2011) pág. 19.

²² Del Valle Gasanz, (2011) pág. 21.

aún habrá 1200 millones de personas sin acceso al servicio eléctrico, siendo el 87% de habitantes de zonas rurales.

Entre las diversas alternativas tecnológicas existentes para la electrificación rural, la fotovoltaica se considera como una tecnología apropiada para sistemas de generación descentralizada. Puede ser aplicada fundamentalmente en servicios comunitarios (bombeo de agua, electrificación de centros de salud, escuelas o centros comunitarios, etc.) y servicios domésticos.

2.4.2 ÁMBITO NACIONAL

En nuestro país, aun cuando se tiene más de 10 años de experiencias en electrificación rural con sistemas fotovoltaicos, se considera que la experiencia de intervenciones ha tenido una experiencia similar a la internacional. En el Perú²³, en años recientes, se han desarrollado proyectos basándose en la energía solar fotovoltaica, impulsada prioritariamente para atender las necesidades básicas de energía en zonas aisladas, rurales y de frontera, habiéndose instalado a nivel nacional, paneles solares domésticos y comunales para dotar de suministro eléctrico a viviendas, locales comunales e instituciones públicas, según sea el caso.

Así en nuestro ámbito, cuanto más remota es la localidad, más alto va a ser el costo por usuario de extender la red o poner mini redes con generador a diesel. A principios de los 90s, se dio más énfasis en la energía renovable para proveer servicios de electricidad en áreas aisladas, tales como mini redes con pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) en áreas donde existen recursos hidráulicos, la energía eólica (en ciertos valles y zonas cercanas al litoral de la costa) y sistemas fotovoltaicos (SFV) individuales²⁴.

Es sabido que en muchos casos la manera más económica de electrificar poblaciones rurales aisladas es a través de sistemas fotovoltaicos domiciliarios. En el periodo 1995-2000, la DGER instaló alrededor de 1 500 SERF en diferentes regiones, mayormente en comunidades de la selva. Aunque, el MINEM planteó atraer a la empresa privada, no se logró este objetivo (los sistemas están ahora en propiedad de la empresa estatal ADINELSA. Además, según se informó, muchos sistemas tienen problemas de funcionamiento. En realidad, al momento de formular el Documento de

²³ PNER 2013-2022. pág. 8.

²⁴ Johannes (Jan) H.A. van den Akker. (1198). Pág. 5.

Proyecto existía una serie de obstáculos que impiden el desarrollo de un mercado de SERF en el Perú.

En la práctica, lo que se ha podido evidenciar es que no existe un número suficiente de profesionales especialistas en sistemas fotovoltaicos debido a que los proyectos fotovoltaicos se han venido ejecutando esporádicamente, fuera de una planificación ordenada, lo cual no permite la presencia de cuadros técnicos y una cantidad adecuada de empresas dedicadas permanentemente en este negocio.

Muchos de los proyectos son implementados por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), más que por los GR y GL, que tiene como función el promover estas tecnologías, así como incrementar la tasa de electrificación en el país, lo cual hace que muchos de los técnicos y las empresas se encuentren principalmente en Lima y no al interior del país.

Asimismo, dentro de las experiencias se tienen aquellas llevadas a cabo por universidades, ONG, entre otros, las cuales han sido muy puntuales y tuvieron como finalidad demostrar la aplicación de la tecnología y el modelo de gestión, los mismos que sirvieron como referencia, pero al ser experiencias en condiciones específicas, no se ha podido escalar estas experiencias a proyectos mayores.

De otro lado, es notorio que muchos distritos, provincias y regiones han comenzado a tener iniciativas de implementación de proyectos de electrificación rural con sistemas fotovoltaicos, esto se observa también del Banco de Proyectos de inversión Pública, pero cabe indicar que no se realizó una transferencia de conocimiento de las experiencias vividas, así como un conocimiento más cercano sobre el diseño, especificación, operación y mantenimiento de los mismos, lo cual provocará que muchas de estas experiencias locales recorran el mismo camino que el MINEM cuando comenzó a implementar estos sistemas.

2.5 RELACION DE LOS GOBIERNOS LOCALES Y REGIONALES CON LAS INVERSIONES

2.5.1 EVALUACION SOCIAL DE PROYECTOS DE INVERSIÓN PÚBLICA

A nivel nacional la importancia de la inversión pública radica en el papel complementario que tiene con la inversión privada, buscando promover el máximo

bienestar posible a la población nacional. Para ello, se invierte en infraestructura económica (energía eléctrica, caminos rurales, agua y saneamiento, etc.) y en infraestructura social (nutrición, salud, educación, etc.)²⁵.

Esto implica que se requiere generar un Programa de Inversión Pública para ambas infraestructuras, correspondiendo hacer una evaluación de los mismos, en vista de que se cuentan con recursos de inversión limitados, además de que existen inversiones que podrían considerarse más factibles de ser desarrolladas por el sector privado, sin la necesidad de que el Estado, a través de la inversión pública, intervenga en el marco de su rol subsidiario.

En este sentido, el objetivo de la evaluación de proyectos de inversión pública (PIP), es recomendar a los niveles de decisión pertinentes, la aprobación y puesta en marcha de los proyectos de inversión pública cuyo aporte al bienestar de los residentes del país sea el máximo²⁶. Esta información debe ser tomada en cuenta por los tomadores de decisiones a fin de programar las inversiones para que tengan un mayor impacto en el producto nacional²⁷.

Las metodologías de evaluación social persiguen medir la contribución de un proyecto al crecimiento económico del país²⁸, al estimar sus beneficios para la sociedad y sus costos probables. Para esto se aplica estrictamente criterios de eficiencia económica para analizar el efecto de posibles distorsiones e imperfecciones en los mercados relacionados con el proyecto.

Parte de la evaluación recae en determinar si los beneficios generados por un PIP son suficientes y justifican la ejecución de la intervención. Es decir que los beneficios netos de la intervención sean mayores a los costos de la misma²⁹.

La diferencia sustancial entre la evaluación social y la privada es que para la primera los precios de mercado, determinantes de ingresos y de costos, no necesariamente miden en forma adecuada los beneficios y los costos sociales³⁰.

²⁵ Morales (1999). Pág. 2.

²⁶ Morales (1999). Pág. 3.

²⁷ Fontaine (2008). Pág. 364.

²⁸ Morales (1999). Pág. 59.

²⁹ Fontaine (2008). Pág. 109.

³⁰ Ministerio de Planificación y Cooperación (2009). Pág. 37

Para la evaluación social entonces interesa el flujo de recursos reales utilizados y producidos por el proyecto³¹; así mismo, para la determinación de los costos y beneficios pertinentes, la evaluación social, definirá la situación del país “con” versus “sin” la ejecución del proyecto en cuestión.

En este sentido, existen distorsiones entre los precios de mercado y los precios sociales como impuestos, aranceles aduaneros, subsidios, monopolios, precios máximos, monopsonios, cuotas. Las distorsiones que se incorporan a los valores de mercado son absorbidas y percibidas por las unidades económicas y, por tanto, son consideradas en sus cálculos de ingresos y costos³².

En cuanto a los sectores de servicios públicos, como en el caso de la electrificación rural, se dan las características de bien público. Estos son generalmente provistos por el Estado, en tanto presenta características de “no rivales” y “no exclusivos”³³.

Ambas características de bien público tienen repercusiones económicas, en tanto sea no rival, la demanda del mercado se determinara por la sumatoria de la demanda de los individuos de manera vertical, a diferencia de los bienes privados. El consumo de una unidad por un individuo igual la deja disponible para el consumo de otro sin mayores costos de producción³⁴. Ello implica que para determinar la demanda del mercado se tenga que recurrir a valoraciones y disposiciones a pagar que tengan los individuos por disponer del bien público.

La no exclusión³⁵ llevara a los individuos a no manifestar su verdadera valoración o disposición a pagar por el bien público, en vista de que indistintamente de que pague por el bien, igual podrá disponer de él. Este es el problema conocido en la literatura como “Free Rider”, llevando a una su provisión del bien público respecto al óptimo social.

³¹ Fontaine (2008). Pág. 40.

³² Ministerio de Planificación y Cooperación (2009). Pág. 38.

³³ Dammert, Molinelli y Carbajal (2013). Pág. 45

³⁴ Dammert, Molinelli y Carbajal (2013). Pág. 47

³⁵ Dammert, Molinelli y Carbajal (2013). Pág. 48

Existen grupos de proyectos orientados a bienes públicos, donde el precio privado de los bienes o servicios que producen son significativamente distintos de sus precios sociales³⁶.

En tanto, es difícil imponer un precio a los consumidores por la provisión de estos servicios, de manera que los beneficios privados para el proveedor por prestar estos servicios, serían demasiados bajos para incentivar su producción, por más que los beneficios sociales de proveerlos puedan justificar los costos³⁷. Es esta medida, que se justifica que el Estado a través del sector nacional, regional y/o local se debe asumir la responsabilidad de proveer estos servicios, interviniendo cada vez más en diferentes actividades, ampliando su alcance e influencia.

En la Evaluación Social, en tanto los beneficios sociales, exceden los beneficios privados, el proyecto en debiera estar subsidiado por la sociedad, al igual que cuando los costos privados sean mayores a los costos sociales³⁸. Sin embargo, se precisa que esto no significa que al promoverlo el Estado, tenga que ser el mismo, el que se encargue de administrarlo y proveerlo directamente.

Cabe señalar, que en vista de que la evaluación social, no podrá medir todos los costos y beneficios de los proyectos, la decisión final dependerá también de otras consideraciones económicas, políticas y sociales³⁹; puesto que existan beneficios que no son posibles de medir, costos intangibles y beneficios intangibles.

La comparación del valor actual de los beneficios sociales atribuibles al proyecto y de sus respectivos costos sociales determina la rentabilidad social de un proyecto. Este cálculo es la base de la metodología costo – beneficio⁴⁰, la cual es la aplicable para el caso de la electrificación rural.

Finalmente, la evaluación social de proyectos contribuye en el análisis de las toma de decisiones dentro de un presupuesto nacional, permitiendo analizar ante una rentabilidad privada negativa, la necesidad de subsidios para la operación. Así como,

³⁶ Fontaine (2008). Pág. 351.

³⁷ Fontaine (2008). Pág. 296.

³⁸ Fontaine (2008). Pág. 297.

³⁹ Fontaine (2008). Pág. 364.

⁴⁰ Beltrán y Cueva (2007). Pág. 111.

contribuye al diseño de políticas económicas que incentiven o desincentiven la inversión privada⁴¹.

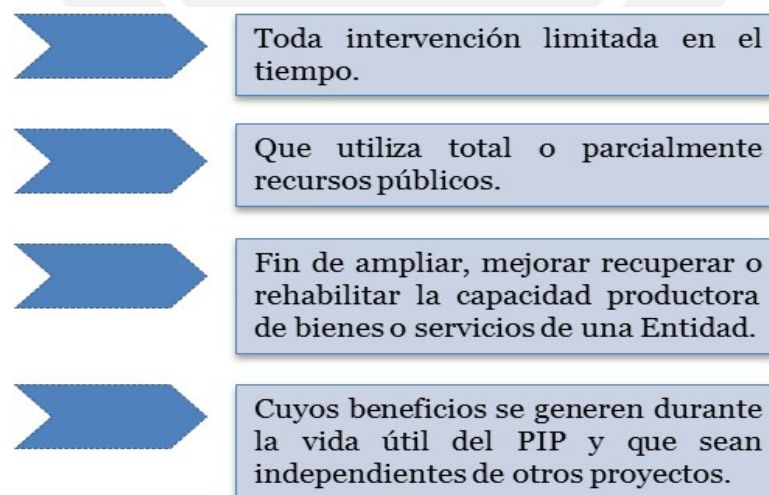
2.5.2 ELECTRIFICACION RURAL EN EL MARCO DEL SISTEMA NACIONAL DE INVERSION PÚBLICA (SNIP)

El Sistema Nacional de Inversión Pública, se crea con la finalidad de optimizar el uso de los Recursos Públicos destinados a la inversión, mediante el establecimiento de principios, procesos, metodologías y normas técnicas relacionados con las diversas fases de los proyectos de inversión⁴².

Los recursos que administran las entidades del Sector Público, constituyen recursos públicos. Los GR y GL al hacer uso de recursos públicos para el financiamiento de PIP, se encuentra dentro del ámbito de aplicación del SNIP.

El SNIP es un sistema administrativo descentralizado en donde las decisiones sobre un PIP, se adoptan en las entidades del nivel nacional, regional o local, de acuerdo con las competencias de cada uno. En este sentido, el SNIP fue creado con el objeto de impulsar el uso eficiente de los recursos públicos destinados a la inversión y que los PIP produzcan los servicios que generen beneficios a la población.

Figura 2.6: PROYECTOS DE INVERSION PÚBLICA (PIP)



Fuente: Resolución Directoral N° 003-2011-EF/68.01

⁴¹ Fontaine (2008). Pág. 365.

⁴² Ley N° 27293. Art. 1

Todas las Entidades sujetas a las disposiciones del SNIP están en obligación de aplicar las normas contenidas en la, Ley del Sistema Nacional de Inversión Pública – Ley N° 27293 y sus modificatorias; el Reglamento del Sistema Nacional de Inversión Pública – Decreto Supremo N° 102-2007-EF y la Directiva General del SNIP – Resolución Directoral N° 003-2011-EF/68.01 provistas por el Ministerio de Economía y Finanzas y la Dirección General de Política de Inversiones del Ministerio de Economía y Finanzas (DGPI).

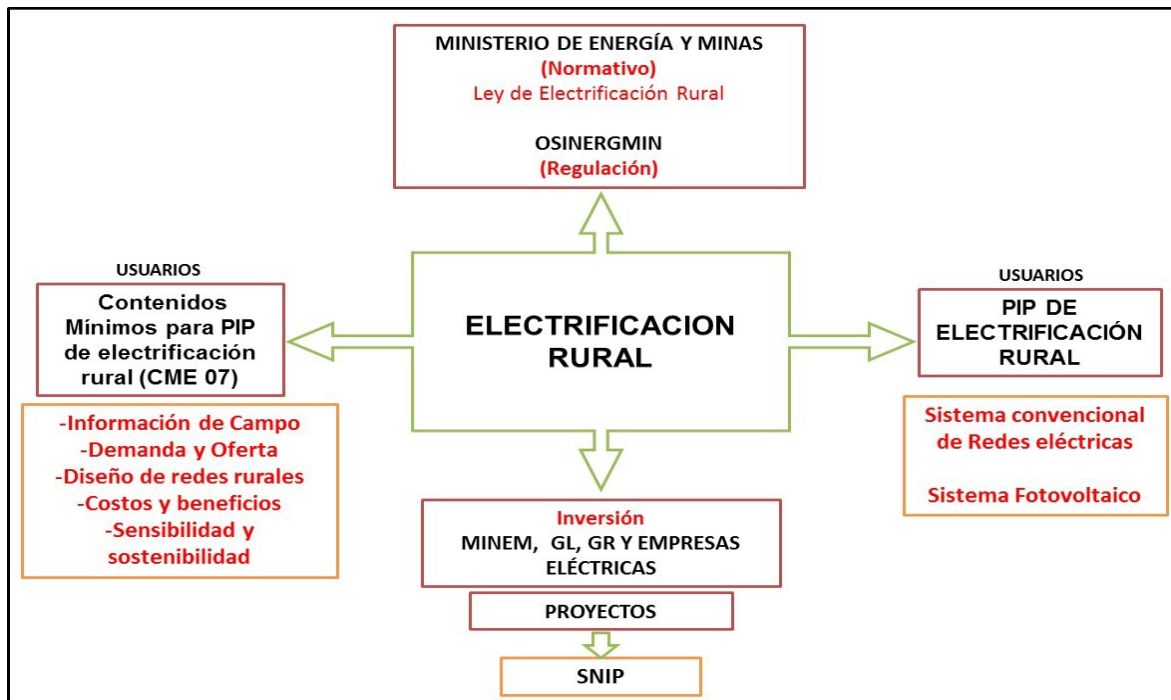
Formulados los PIP por los GL y GR, las Oficinas de Programación e Inversiones (OPI) de cada GR o GL, aprueba los proyectos en función a que las propuestas cumplan con enmarcarse dentro de los lineamientos de política del sector, sean socialmente rentables y sostenibles a lo largo de su horizonte de evaluación.

En cuanto a las atribuciones de las propuestas, los PIP de electrificación rural deben basarse en contenidos mínimos específicos para un nivel de estudio de preinversión. Así mismo, se desarrollan instrumentos metodológicos como lineamientos, guías o pautas, que son desarrollados por el SNIP, a fin de que constituyan una herramienta que permita una buena formulación, velando por la calidad del PIP.

En el SNIP, se toma conocimiento de las propuestas desde el momento en que son registradas, pues cada propuesta es registrada en el Banco de Proyectos del SNIP, de manera que las intervenciones sean conocidas antes de ser aprobadas por las Oficinas de Programación e Inversiones (OPI) respectivas. Mediante estas fichas, el SNIP puede hacer seguimiento a los procesos respectivos y vela por las bondades de los proyectos.

En el caso de electrificación rural el objeto del proyecto es proveer el servicio de electricidad a las localidades identificadas, el tipo de intervención a evaluar puede considerar la ampliación de redes al sistema ya existente o alguna otra modalidad de manera aislada. Dadas las características del área rural dependerá de una factibilidad técnica y de los costos y beneficios que se consideren. Mientras más distante y asilado, se deberá considerar alternativas diferentes al tendido de líneas y que involucre no solo distribución de electricidad sino también una generación distribuida, considerando sus costos de operación y mantenimiento correspondientes.

Figura 2.7: MARCO ACCIÓN EN ELECTRIFICACIÓN RURAL



Fuente: Capacitación SNIP

En cuanto a electrificación rural, debido a la brecha en los niveles de cobertura y una reducida calidad de servicio eléctrico que se brinda en las áreas rurales, se requiere la ejecución de PIP basados en estudios previos. Dichas intervenciones, deben cumplir con la normatividad que establezca el Ente Sectorial.

Generalmente, el PIP de electrificación rural, evalúa dos tipos de alternativas, Puede considerar un sistema convencional, tomando un punto de suministro para la interconexión y ampliar las redes eléctricas, incluyendo las acometidas domiciliarias. Como otra alternativa generalmente evaluada se promueve utilizar energías renovables como el uso de paneles fotovoltaicos por abonado, el cual depende de las condiciones que se determinen mediante un atlas solar.

En el marco del SNIP, la formulación mediante ampliación de redes convencionales exige contar con la Factibilidad de Suministro y Punto de Alimentación, documento mediante el cual la empresa concesionaria, dada la alternativa planteada de ampliar redes convencionales, determina las especificaciones técnicas del punto de suministro. Así mismo, en tanto se considera que será la encargada de la operación y mantenimiento, debe emitir opinión favorable al estudio formulado.

Como parte de la formulación del estudio, corresponde identificar los beneficiarios del proyecto, constituidos en tipos de abonados (domésticos, comerciales, generales y productivos) La identificación de estas cargas permite estimar el consumo promedio y la demanda por energía que requiere el proyecto. En el análisis de los beneficiarios, para el caso del uso de paneles fotovoltaicos, se determinará que el dimensionamiento de los paneles a suministrar, cubran el consumo según el tipo de abonados.

Entre los beneficios que se obtienen con el PIP de electrificación rural se consideran: reemplazo de energías menos eficientes por energía eléctrica, uso de energía menos costosa, nuevos usos de energía (usos productivos).

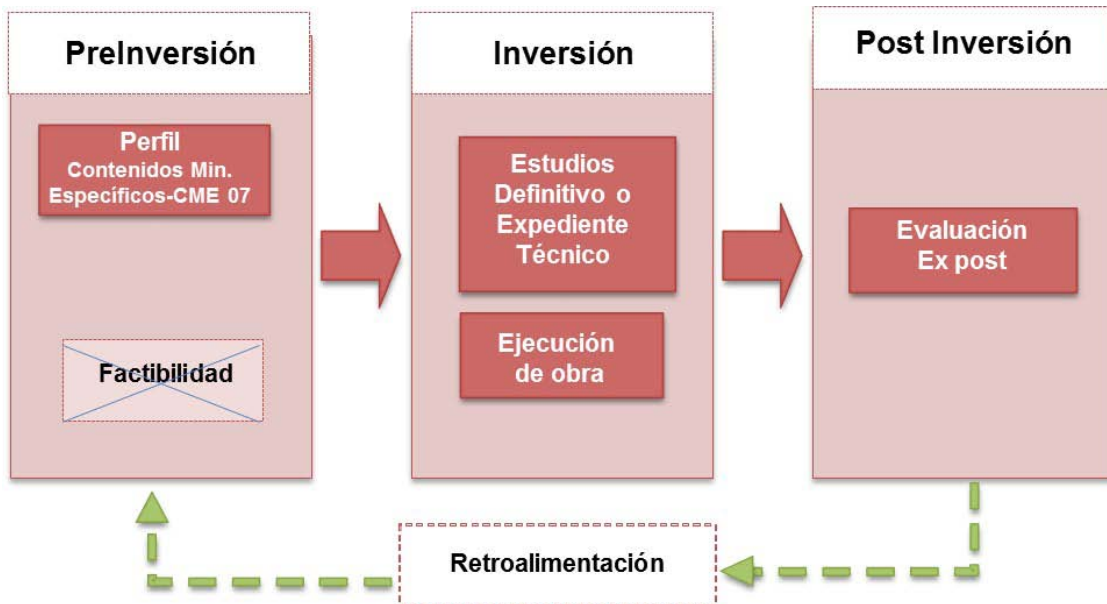
La viabilidad del PIP se sustenta sobre la alternativa y las condiciones que generen mayores beneficios a la sociedad. Cabe señalar, que ambas alternativas permiten suplantar las fuentes alternas usadas por la población (fuentes ineficientes); sin embargo, corresponden a alternativas que son percibidas de manera diferente por la sociedad. Es decir, la electrificación convencional implica energía continua debido a la interconexión al sistema existente; a diferencia de la alternativa renovable, puesto que esta no es continua y dependerá de las condiciones de energía solar que se determine. Así mismo, el análisis recae sobre los costos adicionales en los que se incurre para la operación y mantenimiento. En el caso de redes convencionales recae sobre la empresa concesionaria.

Para el caso de la implementación de paneles fotovoltaicos, se ha de considerar temas como, que dicha tecnología no requiere de establecer grandes áreas de diseño (como en la extensión de redes), en cuanto al mantenimiento se incurre en promedio en menores costos en comparación a redes convencionales; pero implica considerar reposiciones de baterías y luminarias para los paneles. Cabe considerar, al evaluar cargas mayores, el cubrir la demanda de los abonados implica el uso de más de un panel, por lo que se podría encarecer el costo de inversión. La formulación de estos PIP también requiere un fuerte componente de gestión de los paneles fotovoltaicos, en tanto se requiere tener acuerdos previos y definir la administración y mantenimiento de los mismos.

En tal sentido, la evaluación final al PIP de electrificación considerara si dada la cercanía a las redes existentes es factible que el costo por tendido de redes sea menor y que por tanto, los beneficios obtenidos de los abonados cubran los costos de

la compra de energía y los de operación y mantenimiento propuesto, generando beneficios sociales positivos; por lo que la propuesta sería técnicamente eficiente y sostenible. Generalmente, la alternativa no convencional sería la más propicia para zonas aisladas y de menores consumos. La selección de la alternativa de solución, implica que el PIP se enmarque en los lineamientos de política del sector, sea socialmente rentable y sea sostenible en el horizonte de evaluación.

Figura 2.8: CICLO DEL PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN RURAL



Fuente: Capacitación SNIP

El desarrollo de las inversiones a través de SNIP por los GL y GR, se enfrenta directamente con las actividades y funciones que tiene la DGER como brazo ejecutor del Estado, responsable de ampliar la frontera eléctrica, pues se pierde la presencia del sector. Para los GR y GL, la ampliación de las redes es tan simple como extender redes desde un punto de alimentación. De igual modo para el caso de alternativas fotovoltaicas.

Por lo menos mediante el SNIP se vela por que la infraestructura a ejecutar en electrificación rural cumpla con las características y parámetros técnicos que establece el sector, sin embargo, esto no asegura su completo funcionamiento durante la prestación del servicio, pues se requiere de un marco regulatorio y un esquema de gestión que asegure la prestación del servicio, marcos que no se encuentran dentro del alcance del SNIP y por tanto no es a través de dicho sistema que se pueden desarrollar herramientas para asegurar.

El SNIP solo podría generar herramientas y velar por la ejecución de la infraestructura. Es decir, vela por la calidad, desde el punto de vista del cumplimiento a las especificaciones técnicas para su ejecución, Sin embargo, al constituir servicio público, requiere de una regulación no para la etapa de inversión en sí misma, sino para la etapa de post-inversión, que es la operación y mantenimiento del servicio. En este sentido, es a través de un esquema regulatorio que se aseguraría la calidad de la prestación del servicio y la tarifa del servicio público.

2.5.3 COMPETENCIAS DE LOS GL Y GR

A nivel de competencias, los GR y GL en el marco de la Ley Orgánica de Gobiernos Regionales – Ley N° 27867 y la Ley Orgánica de Municipalidades – Ley N° 27972 velan por los servicios públicos dentro de su ámbito de competencia, lo que involucra a la distribución de energía eléctrica.

Si bien los GL y GR tienen competencia de formular/ejecutar dentro de su ámbito jurisdiccional, un principal problema es que dentro de dicha jurisdicción pueden existir áreas geográficas de concesión otorgadas a empresas de distribución de energía eléctrica, áreas bajo las cuales en el marco de la LCE, son las empresas concesionarias de distribución las responsables de brindar el servicio dentro de su concesión. Generándose los primeros conflictos sobre las competencias para la formulación y ejecución.

Al respecto, cabe señalar que las empresas de distribución a nivel nacional cuentan con áreas de concesiones para brindar el servicio público de energía eléctrica que no responden a jurisdicciones geopolíticas y pueden tener como parte de su amplio concepto, un conjunto de regiones dentro de su ámbito; así como, en su modo reducido, a solo una parte de un distrito.

Así mismo, las áreas de concesión no fueron creadas bajo un sustento de diferenciación entre lo urbano y rural. Actualmente, es factible observar que, tanto dentro como fuera de área de concesión, es posible identificar “localidades rurales” (bajo el concepto establecido por el INEI) y que por su condición rural, no forma parte del conjunto de inversiones que es de interés de la empresa concesionaria. Incluso si la localidad se encontrase dentro de su concesión, siendo responsabilidad de la empresa el brindar el servicio, no se ejecuta la intervención porque no le genera rentabilidad privada a la empresa.

En este sentido, existen contradicciones al momento de intervenir. En principio, la primera responsabilidad de los GR y GL es toda jurisdicción que se encuentre fuera del área de concesión, enmarcándose en lo que establece la LGER, en vista de que en dicha área no existe un tercero que sea responsable del servicio (a diferencia del área dentro de zona de concesión); así mismo, en dicha área no existe incentivos para que la intervención directa de un privado, asumiendo, el GL y GR dentro del rol subsidiario del Estado, la atención a dichas localidades,

Por otro lado, en tanto el GR o GL intervenga dentro del área de concesión, se enmarcará en lo que establece la LCE, En dichos casos, las empresas de distribución eléctricas que han permitido que los GR y GL en su concesión, han recurrido a la Contribución Reembolsable establecida en la LCE, mediante la cual la empresa concesionaria realiza la devolución a VNR de la inversión realizada, Devolución que en monto es menor a la inversión realizada. Según el marco normativo, existen diversas formas de realizar este reembolso al GR o GL, así como, un periodo en el que puede ser devuelto; sin embargo, no es una práctica generalizada y todavía requiere de acuerdos a fin de que los recursos sean eficientemente usados y que no se generen incentivos negativos.

Esta práctica no ha sido utilizada por todos los GR y GL, puesto que no todas las empresas permiten que se ejecute dentro de sus áreas concesionadas, sin embargo, a falta de recursos para las ampliaciones y en vista de las solicitudes de las localidades más alejadas de la concesión, las empresas encontraron un incentivo para no gastar sus recursos de inversión y que los GR y GL sean los que inviertan.

Cabe precisar, que no se considera dentro de las competencias de los GR y GL, las actividades de Generación o Transmisión que se desarrollen sin incluir el sistema de distribución al abonado final y que no estén orientadas a la electrificación rural; por lo tanto, no constituiría un PIP de electrificación rural. En este sentido, las actividades de generación y transmisión pueden considerarse en la formulación de los GL y GR, en la medida que correspondan a sistemas de configuración aislada que impliquen la actividad de distribución (generación distribuida), como en los casos de instalación de minicentrales hidroeléctricas o térmicas.

Finalmente, cabe precisa, que el MINEM sólo puede ejecutar / formular PIP en localidades ubicadas fuera del área de concesión otorgada a las empresas

concesionarias. Este aspecto debe ser considerado por los GL en caso consideren solicitar que el PIP sea co-ejecutado o financiado por el MINEM.

2.5.4 OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y LAS TRANSFERENCIA DE OBRAS

Los criterios aplicables para la operación y mantenimiento de las obras financiadas y ejecutadas por los GR y GL se indican en el RLGGER Artículo 56°.

Este artículo indica que los SER financiados y ejecutados por los GR y GL, serán materia de contratos de operación y mantenimiento a título gratuito, suscritos con las empresas concesionarias de distribución eléctrica de propiedad estatal o ADINELSA, según corresponda.

Para tal efecto, durante la ejecución de la obra las referidas empresas deberán encargarse, a costo del GR o GL según corresponda, de verificar la correcta ejecución de la obra de acuerdo a las normas técnicas de electrificación rural.

Los contratos antes mencionados tendrán una duración mínima de treinta (30) años y deben contener cláusulas que estipulen que la responsabilidad de la administración, comercialización, mantenimiento y operación del SER, serán de cargo de la empresa concesionaria de distribución eléctrica de propiedad estatal o de ADINELSA, según corresponda.

Las empresas de distribución eléctrica de propiedad del Estado o ADINELSA, con contratos de operación y mantenimiento suscritos, deberán tramitar la solicitud de concesión eléctrica rural y la calificación de dichas instalaciones como Sistema Eléctrico Rural.

Como se puede apreciar la LGER y el RLGGER prevé la formulación, ejecución, operación y mantenimiento, así como la transferencia de los activos a una empresa distribuidora o ADINELSA, quedando estas localidades electrificadas en el marco de la regulación de la LGER y el RLGGER. En el caso de las obras de electrificación ejecutadas por el GR y GL en zonas fuera de concesión o donde no existe infraestructura de ADINELSA, el servicio público de electricidad que dan a sus usuarios de muy deficiente, tienen mayores costos por el servicio, por no contar con un sistema de comercialización, no tienen personal técnico capacitado para realizar la operación y mantenimiento oportuno.

Dado que las autoridades de los GR y GL no cuentan con la capacidad realizar la explotación comercial de las obras de electrificación, al no tener acuerdos previos con la distribuidora del servicio eléctrico más cercano o ADINELSA, optan por la compra de energía en bloque aun cuando esté prohibido.

2.5.5 PLANIFICACIÓN DE LAS INVERSIONES.

En el supuesto óptimo, las inversiones en electrificación rural deben responder a un plan de ampliación de las redes eléctricas el cual debe ser elaborado por los GR y GL sobre la base de la visión del Ente Sectorial, que se refleja en el PNER. Por lo que debería haber una coordinación estrecha entre los planes de los GR y GL que respondan a una expansión de manera sostenible y eficiente. En la actualidad, si bien la DGER elabora el PNER como marco de acción para un periodo de 10 años, no hay en la práctica un acompañamiento con los GR y GL, pues ellos contratan y ejecutan los proyectos independientemente de una programación de ampliación.

El PNER permite determinar metas de crecimiento y ubicar aquellas áreas que tienen un menor nivel de electrificación. Como parte de su planificación, establece la brecha a ser cubierta por el servicio y determina además aquellas zonas en las que el sistema convencional de redes no es técnicamente factible, correspondiendo otro tipo de intervención para brindar el acceso al servicio.

En este sentido, los proyectos propuestos deberían buscar reducir las brechas conocidas y enmarcarse en el Plan, lo que no siempre se da. Como ejemplo, se tienen GR y GL que proponen ampliaciones de redes de energía eléctrica en zonas sumamente aisladas, las cuales pueden estar constituidas por la DGER como áreas donde no es factible técnica y económicamente la interconexión por redes y por lo tanto, la alternativa más eficiente, la constituye el brindar energía mediante paneles fotovoltaicos. Sin embargo, el GR o GL, independientemente del análisis, desarrolla su proyecto de ampliación de redes convencionales. Este es un ejemplo claro de la falta de interrelación entre los diferentes niveles de gobiernos para las intervenciones en un sector.

De lo indicado se desprende que uno de los puntos importantes es el tema de la priorización por los GR y GL. Los proyectos son formulados sin responder a un orden prioritario establecido, considerándose solamente que cumplan con los

contenidos mínimos de formulación establecidos para electrificación rural. La priorización debería responder al conocimiento que cada GR o GL tiene de sus necesidades y que debería estar plasmado en sus planes respectivos. Sin embargo, lo que se observa son PIP de electrificación rural formulados de manera desordenada, que no van avanzando en función a un crecimiento de redes, sino que responden a las peticiones de localidades puntuales de manera discrecional por el GR o GL, encontrándose localidades intermedias sin servicio, en la misma ruta, con localidades cercanas con servicio.

2.5.6 SUMINISTROS PROVISIONALES DE VENTA DE ENERGIA EN BLOQUE

Debido a que los GL han realizado inversión en electrificación rural, sin tener en cuenta la normatividad técnica económica del Sector de Energía y Minas, surgieron los suministros provisionales colectivos de venta en bloque de las empresas distribuidoras de electricidad, con finalidad de aliviar la problemática de las empresas concesionarias que por causas externas, facilitaron el acceso al servicio público de electricidad.

- Deficiencias de las instalaciones de obras ejecutadas por GR y GL encontradas en los suministros provisionales inspeccionados por el organismo regulador:

Para el alimentador principal:

- Distancia vertical (DV), Distancia horizontal (DH), menor a lo indicado en la tabla 234-1 del Código Nacional de Suministro Electricidad - Suministro (CNE-S): 100 deficiencias.
- Presentan empalmes (entorchado) no permitidos.
- Conductor no adecuados para instalación a la intemperie, se cruzan las fase, distancia entre fases menor a 0,20m.

Para el sub - alimentador principal:

- Conductor no adecuado para instalación a la intemperie, sin entubar: 109 deficiencias.
- Distancia vertical, DH, menores a lo indicado en la tabla 234-1 del CNE-S: 99 deficiencias.

Para las estructuras de Soporte:

- Estructuras de soporte con riesgo de caerse.

- Base y/o superficie corroída.
- Inclinado mayo a 5°.

Al estar constituidas como Empresa con Concesión de SER, va permitir que los usuarios de los sistemas rurales se beneficien de los subsidios que se tiene en los sistemas de distribución en zonas de concesión y a la vez estas empresas sean supervisadas por el organismo regulador respecto a la calidad del servicio. Cabe señalar, que existe una gran desorganización y deficiencia institucional esta lleva a deterioro y bajo nivel de cobranzas.

Tabla 2.10: CANTIDAD DE SUMINISTROS PROVISIONALES COLECTIVOS POR EMPRESA

Empresas	Suministros provisionales dentro de la zona de concesión		Suministros provisionales fuera de la zona de concesión		Total Suministros provisionales	
	Cantidad	%	Cantidad	%	Cantidad	%
ADINELSA	0	0.00%	28	0.6%	28	0.3%
ELECTRO PUNO (/1)	2,336	34.3%	2,336	47.9%	2,336	28.4%
HIDRANDINA (/1)	1,134	16.7%	1,134	23.2%	1,134	13.8%
EDELNOR	1,034	15.2%	0	0.0%	1,034	12.6%
SEAL	453	6.7%	18	0.4%	471	5.7%
ELECTROCENTRO (/2)	-	-	552	11.3%	552	6.7%
ELECTRONORTE	113	1.7%	489	10.0%	602	7.3%
ELECTRO ORIENTE	326	4.8%	104	2.1%	430	5.2%
ELECTROSUR	506	7.4%	22	0.5%	528	6.4%
ELECTRONOROESTE	132	1.9%	181	3.7%	313	3.8%
ELECTRODUNAS	404	5.9%	16	0.3%	420	5.1%
LUZ DEL SUR	84	1.2%	0	0.0%	84	1.0%
ELECTRO UCAYALI(/3)	61	0.9%	-	-	61	0.7%
ELECTRO SUR ESTE (/3)	196	2.9%	-	-	196	2.4%
EDECAÑETE	20	0.3%	0	0.0%	20	0.2%
EGEPSA	4	0.1%	0	0.0%	4	0.0%
TOTA	6,803	100.00%	4,880	100%	8,213	100%

Fuente: OSINERGMIN – GFE

(1) Las empresas de Electro Puno e Hidrandina han informado la misma cantidad de suministros provisionales para Tablas 1 y 3. Por lo que, en la suma total se ha considerado solo uno de ellos.

(2) Electrocentro ha informado que no tiene suministros provisionales dentro de su zona de concesión.

(3) Electro Ucayali y Electro Sur Este han informado que no tienen suministros provisionales fuera de su zona de concesión.

Se muestra que, a diciembre de 2011 se tenía a nivel nacional 8 213 suministros provisionales colectivos de venta en bloque. Siendo las empresas Electro Puno, Hidrandina S.A. y Edelnor S.A. las que tienen las mayores cantidades de suministros provisionales colectivos, con participaciones de 28.4%, 13.8% y 12.6% respectivamente.

2.5.7 CONCESIONES ELÉCTRICAS RURALES

En la LGER se define la creación del Régimen Especial de Concesiones Eléctricas Rurales, con el fin de incorporar incentivos para el desarrollo de la inversión privada en electrificación rural. Bajo el mencionado Régimen, las concesiones eléctricas rurales serán otorgadas por el MINEM, a través de la DGE.

La creación del Régimen Especial de Concesiones Eléctricas Rurales, tiene el fin de incorporar incentivos para el desarrollo de la inversión privada en electrificación rural. Bajo el mencionado Régimen, las concesiones eléctricas rurales serán otorgadas por la DGE. Este Régimen Especial de Concesiones Eléctricas Rurales estará basado en un procedimiento administrativo que privilegia la aplicación de los principios de simplicidad, eficacia y celeridad.

Asimismo, indica que los titulares de la concesión eléctrica rural se verán beneficiados del régimen a que se refieren los Decretos Legislativos N° 662 y N° 757, se aplicarán los plazos, requisitos y montos de inversión contemplados en los respectivos Contratos de Concesión, así como a sus normas reglamentarias, modificatorias y complementarias.

En este sentido, facilita que los gobiernos Regionales o Locales puedan acogerse al presente régimen, los sistemas eléctricos, ejecutados o por ejecutarse, que califiquen como Sistemas Eléctricos Rurales⁴³.

⁴³ Ley General de Electrificación Rural. Ley N° 28749; Artículo 20°.- Régimen Especial de Concesiones Eléctricas Rurales

CAPITULO 3. OBJETIVO

Miles de personas no tienen acceso al servicio eléctrico, siendo aquellas personas que viven en entornos rurales del país las que mayor dificultad tienen para acceder al mismo. Las enormes inversiones necesarias para su despliegue y el reducido poder adquisitivo de las familias rurales no son rentables económicamente para una empresa eléctrica nacional o privada. Ante este problema son muchas las iniciativas que persiguen ofrecer un servicio eléctrico sostenible mediante la dotación de sistemas solares fotovoltaicos, que revisten notables ventajas como la alta disponibilidad de funcionamiento, la sencillez en el mantenimiento. Sin embargo, los proyectos ejecutados hasta el momento han presentado un alto porcentaje de fracasos, resultando en muchas ocasiones en la pérdida del servicio por falta de mantenimiento, por la no participación de los beneficiarios en la gestión de los sistemas o bien por una equivocada formulación desde el principio del proyecto.

Aunque, el MEM planteó incentivar a las empresas distribuidoras de electricidad, no se logró este objetivo. En realidad, existe una serie de obstáculos institucionales, financiero-económicos, tecnológicos y a nivel de recursos humanos que impiden el desarrollo de un mercado de SFV en el Perú.

En este sentido, es necesario concebir una Empresa de Energía de sistemas fotovoltaicos, capaz de ser responsable de brindar el servicio eléctrico a un grupo disperso de consumidores rurales alejados de las redes eléctricas de las empresas de distribución convencionales.

En tanto, el Estado ha realizado esfuerzos previamente en la instalación de paneles fotovoltaicos, los cuales a la fecha se encuentran inoperativos, tal como se ha referenciado en el punto 2.4.2., se evidencia la necesidad de introducir un diseño institucional para el desarrollo de empresas de energía rural para sistema fotovoltaicos que asuman a su vez la responsabilidad de proveer el servicio a través de una tarifa regulada, haciendo de este modo sostenible el servicio⁴⁴.

La política del estado a través de las empresas de energía rural fotovoltaica, garantizará una serie de ventajas⁴⁵ para los consumidores, como:

⁴⁴ Révolo (2014). Pág. 5.

⁴⁵ Révolo (2014). Pág. 5.

- Sostenibilidad: El regulador será responsable de establecer los costos económicos que garanticen un negocio sostenible para estas empresas.
- Calidad: Dicha empresa garantizaría la provisión del servicio en los niveles de calidad de servicio establecidos en el contrato de concesión por el Estado.
- Economías de escala: La compra masiva de equipos estandarizados, generaría ahorros en las actividades de operación y mantenimiento de la infraestructura.
- Estandarización tecnológica: Se generarían ahorros en las actividades de operación y mantenimiento de la infraestructura.
- Activos de reemplazo y mantenimiento: Esta empresa sería la responsable por la reposición de unidades fotovoltaicas al culminar su periodo de vida. Así mismo, la empresa garantizaría el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico a través de las acciones de mantenimiento preventivo y correctivo.
- Subsidio al consumo: Esta empresa podrá utilizar las herramientas provistas por el estado para gozar de los mecanismos de subsidios a la tarifa de consumo como el FOSE.
- Subsidio a la inversión: Esta empresa podrá utilizar los mecanismos de subsidios a la inversión a través de la instalación de sistemas fotovoltaicos en las zonas donde el Estado considere conveniente social y políticamente.

Es en este sentido, que se constituye como necesario el establecer lineamiento y políticas para la gestión de los sistemas fotovoltaicos a nivel nacional, considerando las ventajas que esto traería en la búsqueda de expansión de la frontera eléctrica rural, como alternativa única a las zonas más aislada y de preferente interés social.

CAPITULO 4. IMPORTANCIA DE LOS EFECTOS DE LA ELECTRIFICACIÓN RURAL AISLADA

El mayor uso de la electricidad en zonas rurales es la iluminación, la que llega a las viviendas o lugares públicos, ya que este medio de dar el servicio de mediante el uso de electricidad resulta más económico que usar otros medios cuando este no existe, ya sea con el uso de velas, leña, petróleo u otros, cuando este servicio no existe.

El alumbrado público que se desarrolla en la etapa de ejecución de un proyecto de electrificación permite que la iluminación de las vías públicas genere la seguridad de los ciudadanos y permita la convivencia social en horarios de la noche.

La radio y televisión es otro uso común de la electricidad por la gran importancia hoy en día que tienen los medios de comunicación y porque el acceso para adquirir un equipo de radio y/o televisión a color o blanco y negro se ha abaratado. En el caso de la radio su uso es en menor proporción debido a que la radio puede funcionar con pilas convencionales. Estos dos equipos que permiten que la brecha de comunicación de cada una de las localidades con el mundo exterior se acorte, y se integren respecto a la información local y nacional, dejando atrás el concepto de aisladas en lo que respecta a la información, que pueden traer consigo una función educativa.

4.1 BENEFICIOS SOCIALES DE LA ELECTRIFICACIÓN RURAL EN ZONAS RURALES.

La metodología costo – beneficio, aplicable a los proyectos de electrificación rural, presenta dificultades al valorar los beneficios de proyectos sociales cuando son de difícil cuantificación⁴⁶. Si bien han aparecido diferentes técnicas de valorización estas han buscado aproximar el valor monetario de estos servicios.

El beneficio social se refiere al valor que representa para la población usuaria el incremento o mejora de la disponibilidad del bien o servicio que ofrece el PIP. Asimismo, es posible que los beneficios del PIP se proyecten a agentes distintos a la

⁴⁶ Beltrán y Cueva (2007). Pág. 112.

población a la cual está dirigido el PIP⁴⁷. No se debe confundir con el ingreso financiero que podría generar el PIP.

El acceso a una nueva fuente de energía permite que se acrediten las potencialidades de desarrollo en la localidad por medio de varios canales: la mayor integración de los sectores rurales con el desarrollo económico nacional, el aumento en la productividad de los trabajadores al tener la posibilidad de acceder a factores de producción más tecnificados que requieran de energía eléctrica, el ahorro de tiempo en las tareas del hogar y el aumento de la capacidad de aprendizaje por la mejora del ambiente de estudio en el hogar y la escuela, entre otros⁴⁸.

Por lo general, los proyectos de electrificación rural brindan acceso al servicio de energía eléctrica donde antes no estaba disponible, generando dos efectos⁴⁹:

- a. La sustitución de fuentes de energía, con una mejora significativa en el producto final (cambio de usos alternativos de menor calidad por energía eléctrica).
- b. Nuevos usos de energía eléctrica no disponibles previamente (nuevos artefactos que antes no era posible usar).

En este sentido, los beneficios sociales están vinculados a la mayor cantidad de energía disponible y/o su menor costo de adquisición para las personas, las cuales ven incrementado su bienestar⁵⁰. Así como, a la liberación de recursos usados por las personas. La ejecución de proyectos de electrificación rural permite a la población disminuir el consumo o uso de velas, pilas y baterías, y al mismo tiempo reduce el tiempo asociado a su compra. Esto constituye un beneficio, toda vez que el país no necesita destinar recursos a su fabricación.

En ambos casos se deben considerar beneficios que afecten a todos los sectores donde el proyecto tenga influencia, es decir, sector residencial, público, comercial, etc.

Para su análisis, corresponde determinar que la demanda por las formas alternativas utilizadas de energía (antes del proyecto) es una demanda diferente a la

⁴⁷ Ministerio de Economía y Finanzas. 2011. Pág. 89.

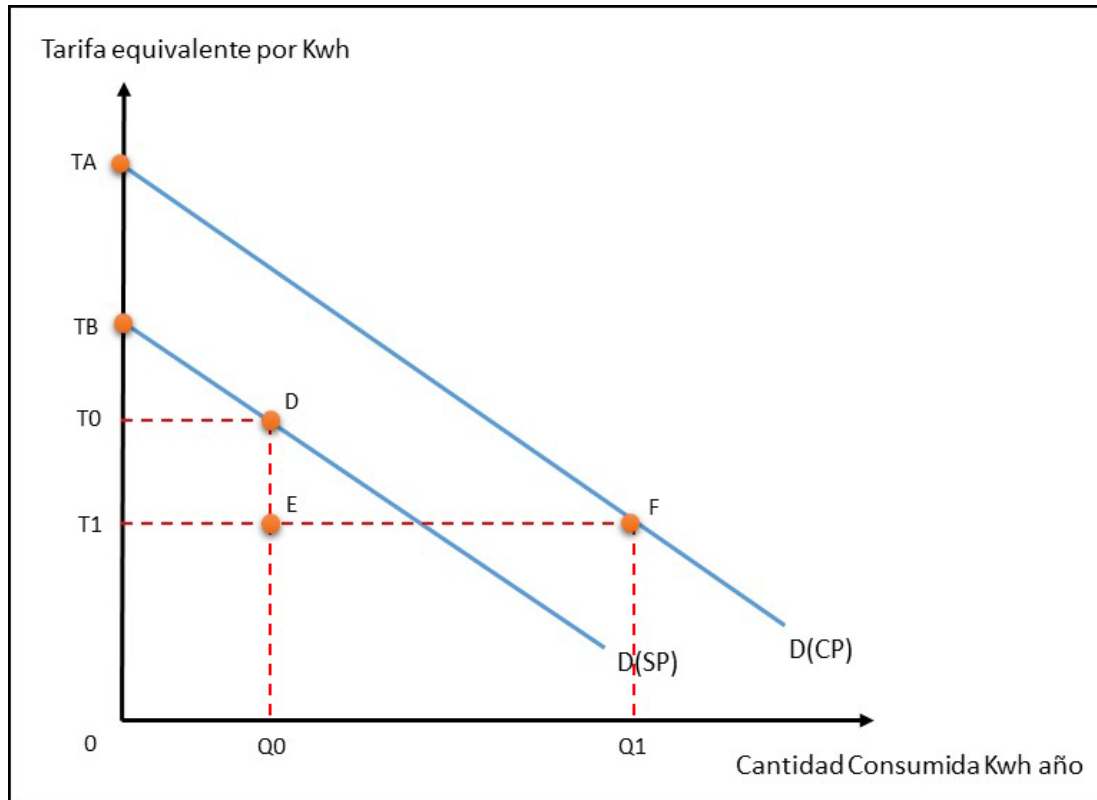
⁴⁸ Beltrán y Cueva (2007) Pág. 118.

⁴⁹ Beltrán y Cueva (2007) Pág. 118

⁵⁰ Ministerio de Desarrollo Social. 2013. Pág. 8

demanda de energía eléctrica (demanda con el proyecto) y esta se analiza por la unidad de consumo que corresponde a los kWh año.

Figura 4.1: BENEFICIOS DE LA ELECTRIFICACION RURAL



Fuente: Beltrán y Cueva (2007).

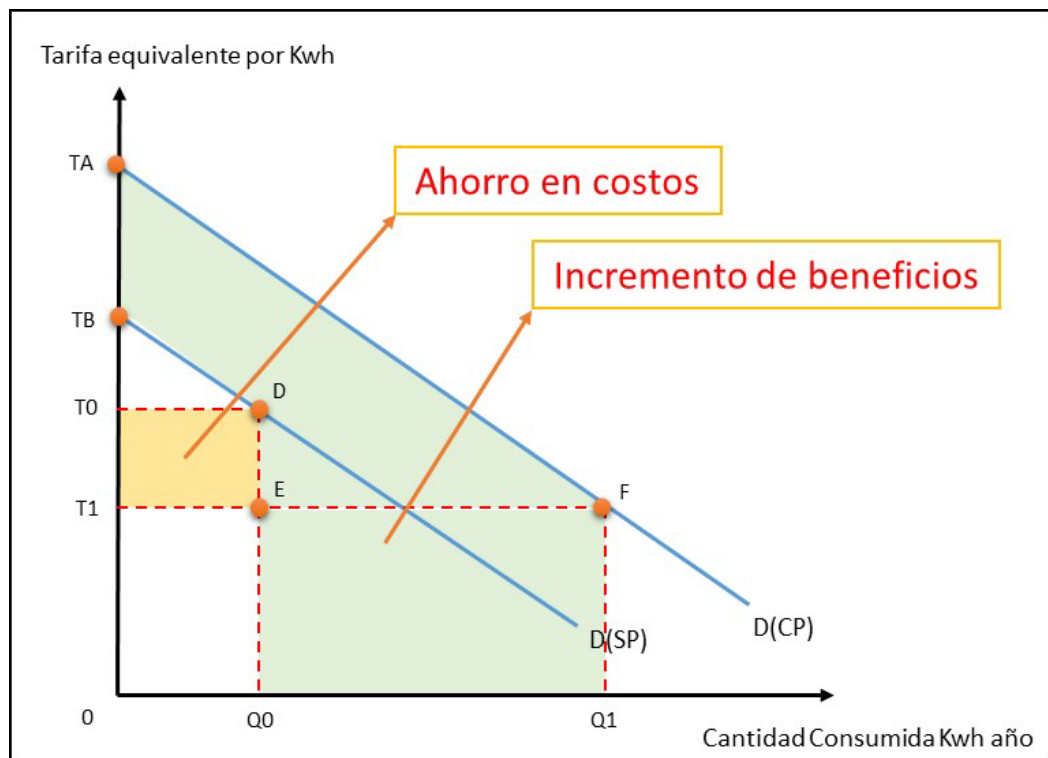
Los beneficios sociales se representan ubicados debajo de la curva de demanda del servicio de energía eléctrica⁵¹. Se observa el “incremento de beneficios” comparando los beneficios de consumir una cantidad (Q_0) antes del proyecto con diferentes fuentes alternativas de energía y los beneficios ahora con la energía eléctrica. Considerando una mayor demanda gracias a la energía eléctrica.

Por otro lado, se observa un “ahorro de costos” reflejado en una reducción de los costos de disponer de energía eléctrica, es así que consumir una cantidad Q_0 con las otras fuentes alternativas de energía a un costo de T_0 , es más costoso que consumir la misma cantidad (además de mayores consumos) a un costo de T_1 .

El beneficio total estaría dado por la suma de ambos beneficios. Ambas áreas pueden ser observadas en el siguiente gráfico:

⁵¹ Beltrán y Cueva (2007) Pág. 121

Figura 4.2: BENEFICIOS DE LA ELECTRIFICACION RURAL



Fuente: Beltrán y Cueva (2007).

4.1.1 BENEFICIOS DIRECTOS

Los Beneficios Directos⁵² tienen que ver con el efecto inmediato que ejerce la mayor dotación del bien o servicio provisto por el proyecto. Estos beneficios provienen de dos fuentes: el ahorro de recursos, consecuencia de su mayor disposición a menor precio y el mayor consumo del bien o servicio.

Sin servicio de energía eléctrica, la población recurre al uso de fuentes alternativas de energía (en muchos casos alternativas costosas y dañinas) para iluminación, comunicaciones y mantención de alimentos, siendo los principales beneficios directos de la electrificación. En tal sentido, los beneficios directos son los que corresponden al reemplazo de aquellas fuentes de usos directos como las indicadas previamente, siendo su cuantificación más factible.

En este sentido, los beneficios de la electrificación en zonas rurales en lo general es la iluminación en horas de la noche y que permite a la población tener

⁵² Ministerio de Economía y Finanzas (2011). Pág. 90.

mayor número de horas para realizar sus actividades, con la utilización de equipos que funcionan con alimentación eléctrica como es el caso de televisor, radio, otros.

Así mismo, la electricidad permite que las instituciones públicas cuenten con equipos electrónicos que facilitan el desarrollo de la localidad, como por ejemplo hospitales, postas o centros de salud, que gracias a la energía eléctrica la población puede contar en estas instituciones de salud con vacunas porque cuentan con equipos de refrigeración.

4.1.2 BENEFICIOS INDIRECTOS

Los Beneficios Indirectos⁵³ son aquellos que se producen en otros mercados relacionados con el bien o servicio que se provee. En este sentido, en la ejecución u operación de un proyecto de inversión, se producen efectos indirectos al ocasionar cambios en la producción y consumo de los bienes relacionados con él, por lo que se debe tener en cuenta cómo podría cambiar el consumo de los bienes relacionados con el producto o servicio que ofrezca el proyecto.⁵⁴

Si bien el brindar energía genera beneficios relacionados a la mejora de condiciones en general (salud, educación, seguridad, etc.) estos se consideran beneficios indirectos que requiere complementarse con otros tipos de intervenciones para generar beneficios finales a la sociedad, por lo tanto, aislar el efecto de los beneficios en educación, salud, o en otro sector solamente por los beneficios de la electrificación no es factible.

- Beneficios en la Salud

Los efectos negativos en la salud asociados a este nivel de uso de querosén son significativamente mayores a los efectos en la salud asociados a la generación eléctrica de la red⁵⁵.

El beneficio en sector de salud, es de suma importancia para las localidades que resultan beneficiadas con el acceso al servicio de electricidad por las siguientes razones:

⁵³ Ministerio de Economía y Finanzas (2011). Pág. 90.

⁵⁴ Ministerio de Planificación y Cooperación (2009). Pág. 42.

⁵⁵ Meier (2010). Pág. 66.

- Mejora en las instalaciones sanitarias.
 - Mejora en la salud de los hogares debido a la calidad de aire en el interior del predio, derivado por el no uso de velas, leña u otros combustibles que contaminan el ambiente dentro de los hogares, con alto riesgo para la salud para los niños y amas de casa, porque ellas son las que más horas están expuestas a un ambiente posiblemente contaminado.
 - Mayor conocimiento respecto a la salud gracias a la información disponible en los medios de comunicación como es el caso de radio y televisión.
 - Mejoras en la nutrición derivado del mayor acceso de información de cómo refrigerar los alimentos.
- Beneficios en Educación

El beneficio más importante para la educación que se genera del resultado del acceso a la electricidad; en este sentido, mejora de la calidad de las instalaciones escolares mediante el uso de equipos que funcionan con alimentación eléctrica, como son los equipos de informática conocidos como ordenadores o PC`s.

En la actualidad las zonas rurales aisladas las escuelas carecen de todo tipo de equipamiento básico necesario, incluido mobiliario adecuado, por lo que la llegada del servicio de electricidad no podría hacer mucho si no se toman las medidas necesarias en política de educación. Sin embargo, puede ayudar a que los profesores que viene a laborar y que son de otras localidades estén dispuestos a aceptar el puesto de trabajo en una zona rural si esta cuenta con el servicio eléctrico. Esto conllevaría a que el nivel educativo en las zonas rurales que cuentan con el servicio de energía eléctrica mejore respecto a las que no tienen este tipo de servicio. Asimismo, la energía eléctrica permite que los escolares tengan mayor tiempo de estudio en horas de la noche.

Está claro que la electricidad extiende las horas de iluminación nocturna lo que facilita que los niños estudien, hagan sus tareas y lean⁵⁶. Al respecto, encuestas como la del Banco Mundial, pudieron acercar dicho efecto con el tiempo que se invierte en estudiar en hogares sin servicio de energía eléctrica en comparación con los que cuentan con el servicio. Existe una fuerte probabilidad de que estos beneficios

⁵⁶ Meier (2010). Pág. 65.

educativos ya estén cuantificados como parte del excedente del consumidor respecto a la iluminación del hogar.

- Beneficios en Telecomunicación

El servicio de electricidad permite cumplir con uno de los requisitos básicos para acortar la brecha de comunicación que es la energía eléctrica y poder instalar equipos de radio, telefonía y el acceso a internet, facilitando la comunicación con otras comunidades, nivel nacional e inclusive a otros países.

Esta posibilidad de comunicarse con el exterior es altamente apreciado por las personas que viven en zonas rurales aisladas que a la fecha están incomunicadas.

- Beneficios medio ambientales

La electrificación rural aislada mediante forma de energía no contaminante como es el caso de las energías renovables. Por lo cual es uno de los beneficios de los más importantes ya que se constituye como forma sustituta del otros elementos que son contaminantes como son las velas, pilas o generadores con uso del petróleo Diesel-2, que producen emisión de CO₂ y por tanto causantes de contaminante el medio ambiente.

- Beneficios en suministro de agua potable

En localidades donde el recurso del agua es de difícil acceso por no contar con fuentes naturales cercanas y que es necesario el suministro eléctrico para el bombeo y depuración del agua para su consumo.

4.1.3 USOS PRODUCTIVOS

Por otro lado, se han realizado proyectos pilotos vinculados a un tema que resulta muy interesante en el uso de la electricidad para fines productivos en pequeñas empresas, incluyendo negocios familiares que pueden ser muy beneficioso al tener acceso a la electricidad para este tipo de pequeños negocios ya que hay disposición y recursos para aumentar las horas de utilización y con ello generar mayor productividad.

En el contexto de las áreas rurales implica el uso productivo de la energía para la provisión de calor en los procesos productivos o energía motriz para el uso de actividades agrícolas, industria de pequeña escala o actividades comerciales⁵⁷. Ejemplos de usos productivos incluyen la utilización de motores eléctricos para moler granos, operar herramientas eléctricas, uso de bombas para irrigar, procesamiento con equipo eléctrico.

El alcance de los beneficios para cada comunidad dependerá de la disponibilidad de servicios y acceso al mercado, capacidad técnica y de negocios, servicios financieros y posibilidad de obtener recursos y materias primas

Al respecto los principales alcances a nivel nacional se han desarrollado a través del programa de electrificación rural implementado en el Perú, en conjunto con el Banco Mundial, en el Proyecto de Mejoramiento de la Electrificación Rural Mediante la Aplicación de Fondos Concursables – FONER.

A través del FONER se plantea un programa piloto para incrementar los usos productivos de la electricidad en las áreas rurales, los cuales se trabajan en conjunto con las empresas distribuidoras de electricidad. Como dato principal, al culminar de la primera etapa del programa alcanzara en forma directa a más de 16 mil familias.⁵⁸

El esquema de los proyectos se lleva a cabo a través de una serie de actividades en un área geográfica específica, que se selecciona en base a un potencial para mayores usos de electricidad en las actividades productivas.

Como resultado de estas intervenciones, es posible determinar que los programas de electrificación rural pueden ser más eficaces para incentivar el crecimiento económico y el desarrollo social cuando se incluyen actividades de promoción de los usos productivos de la electricidad⁵⁹. Genera mayores beneficios en vista de que además de los que se proveen directamente por la electrificación, la adopción de equipos eléctricos de los productores contribuyen a mayores ingresos tanto a las empresas como a las comunidades rurales, generando un mayor bienestar.

⁵⁷ Finucane (2012). Pág. 4.

⁵⁸ Finucane (2012). Pág. 17.

⁵⁹ Finucane (2012). Pág. 52.

Además de mejorar la productividad de los negocios locales, el uso de la electricidad para la producción beneficia a las empresas distribuidoras de electricidad por el aumento de los ingresos y mejor utilización de la infraestructura eléctrica.

Los programas de electrificación rural tendrían mayor impacto en el aumento de la actividad económica y en el desarrollo de las zonas rurales, si sus objetivos incluyeran el acceso y servicio confiable para los usuarios productores y no sólo para los usuarios domiciliarios.

4.2 CUANTIFICACIÓN DE BENEFICIOS SOCIALES DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

El acceso a un suministro eléctrico disminuye el costo de la energía para el usuario (alternativa que usualmente utiliza para abastecerse de energía), resultando esta disminución del costo en un incremento del beneficio del consumidor, que no es sino la diferencia entre lo que los consumidores están dispuestos a pagar y lo que realmente pagan.

El cálculo del precio que los consumidores están dispuestos a pagar comúnmente denominado capacidad de pago, es algo complicado y depende de variables que no son fáciles de cuantificar.

Al respecto, para las propuestas a nivel nacional se han desarrollado algunas iniciativas metodológicas que han sido utilizadas para las propuestas en el marco del SNIP. A continuación, se presentarán algunas generalidades de las mismas.

4.2.1 METODOLOGÍA NRECA

Como producto de la licitación internacional entre la Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP – Ex DGER) del Ministerio de Energía y Minas y el Consorcio NRECA Internacional, se desarrolló el documento “Estrategia integral de Electrificación Rural”. Dicha trabajo pretendía desarrollar una estrategia que permita desarrollar el sector a través de la mejora de los proyectos en su programa y que a su vez involucre al sector privado.

La propuesta desarrolla un análisis institucional, un análisis técnico-tecnológico, un análisis impacto ambiental y un análisis económico-financiero, con objetivos y

lineamientos para el sector. Es como parte de este último que se analizan los costos y beneficios económicos de las alternativas de electrificación rural.

Para el cálculo de los beneficios económicos, se divide en cuatro categorías: iluminación, radio y televisión, refrigeración y todos los demás usos. Al respecto, se señala que todos los habitantes rurales que obtienen servicio de energía eléctrica la usan para “eliminación”, que una gran mayoría la utiliza para comunicaciones con el mundo externo mediante “radio y televisión”. Así mismo, que entre un 15% y 50% la utilizan para “refrigeración” y que pueden existir “otros usos”. Por otro lado, los “usos productivos” suelen aprovechar la energía en cada una de estas cuatro categorías principalmente en refrigeración y otros usos⁶⁰.

En el caso de otras tecnologías, entre las que se encuentra la energía fotovoltaica, señala que proporcionan diferentes “paquetes” de servicio eléctrico. La división de beneficios en cuatro categorías permite asignarle a cada tecnología, aquellos beneficios que efectivamente le corresponden. Lo que para el caso de los sistemas fotovoltaicos individuales es iluminación y comunicaciones.

- Beneficios por iluminación

En cuanto al tema de iluminación parten de una metodología desarrollada para el Banco Mundial, en la que se en una sola demanda representada por una función que incluye todas las funciones posibles de energía. Para su desarrollo realizó una encuesta a 21 comunidades rurales del Perú.

Como resultado, estima un consumo promedio de 7.19 kWh mes a nivel nacional, obteniendo un beneficio económico por iluminación residencial de US\$ 10.05 por usuario mes, dándose una estimación para las tres regiones respectivamente.

- Beneficios por comunicaciones

En cuanto a las comunicaciones, radio y televisión, fueron estimados sobre la base de la “voluntad de pago” de los usuarios cuando utilizan alguna fuente alternativa como compra de baterías para radio y carga de baterías para televisión. El valor promedio a nivel nacional obtenido fue de US\$ 5.40 por usuario al mes.

⁶⁰ NRECA (1999). Pág. 73.

- Beneficios por refrigeración

El tema de la refrigeración, fue estimado con base en la “voluntad de pago” de los usuarios rurales cuando utilizan kerosene como fuente alternativa. El valor promedio a nivel nacional obtenido fue de US\$ 9.17 por usuario al mes. Solo se encontró gasto para refrigeración en el 50% de las viviendas ubicadas en la región costa y selva.

- Beneficios por usos adicionales

En el caso de los otros usos adicionales de la energía, se evaluaron los kWh adicionales por encima de la iluminación, radio y televisión y refrigeración. Para esto se tomaron como referencia las tarifas de Electro Oriente. Luego de restar del consumo promedio total, los consumos de iluminación, radio y televisión y refrigeración, se valorizan los kWh restantes al valor de la tarifa de US\$ 0.15109, que constituye tarifa para los sistemas aislados.

Los indicadores desarrollados en el documento⁶¹ se encuentran expresados en US\$ anuales, valorados a un tipo de cambio de US\$ 3.25 correspondiendo en resumen a los indicados en el cuadro siguiente:

Tabla 4.1: BENEFICIOS DE LA ELECTRIFICACION RURAL NRECA

Beneficios Económicos de la electricidad (US\$ anuales)				
Región	Iluminación	Radio y Televisión	Refrigeración	Usos adicionales
Sierra	158.4	60.48	0	0.15109
Selva	102.24	57.96	138.84	0.15109
Costa	123.96	89.4	231.12	0.15109
País	120.6	64.8	110.04	0.15109

Fuente: NRECA (1999).

⁶¹ NRECA (1999). Pág. 77.

Sobre la base del cálculo de los parámetros aplicados para la obtención de los beneficios sociales, en el trabajo de campo de NRECA, se actualizaron dichos valores a precios de 2010, para su utilización en el marco del SNIP⁶².

Para esto, se toman los valores del cuadro anterior, como base de la actualización, obteniendo los siguientes parámetros:

Tabla 4.2: BENEFICIOS ACTUALIZADOS DE LA ELECTRIFICACION RURAL

Nombre del parámetro	S/. por Abonado por año
Beneficios por iluminación en Sierra	710.88
Beneficios por Radio y T.V en Sierra	271.43
Beneficios por Refrigeración en Sierra	0
Beneficios por iluminación en Costa	556.32
Beneficios por Radio y T.V en Costa	401.22
Beneficios por Refrigeración en Costa	1037.24
Beneficios por iluminación en Selva	458.84
Beneficios por Radio y T.V en Selva	260.12
Beneficios por Refrigeración en Selva	623.1

Fuente: Anexo SNIP 10 – Parámetros de Evaluación SNIP.

4.2.2 METODOLOGÍA FONER

La propuesta se inició durante la preparación del Proyecto de Electrificación Rural del Perú apoyado por el Banco Mundial y el GEF, sobre la base de la encuesta nacional de consumo de energía a hogares en ámbito rural desarrollado en siete regiones del país: regiones costeras norte, central y sur; regiones andinas norte, central y sur; y la región amazónica. Estos datos corresponden a la situación de la electrificación rural en el periodo 2005 – 2006 y fueron diseñados con el fin de apoyar en la mejora de las políticas de electrificación rural a través de los proyectos a diseñarse.

⁶² MEF (2011). Pág. 70.

El análisis desglosa los beneficios del consumo eléctrico en dos categorías: los directos que incluyen mejoras en la iluminación y en ver televisión; y los indirectos que incluyen rendimientos educativos mejorados en niños de hogares con electricidad. El documento desarrolla la estimación para los beneficios directos.

Para esto, analiza dos tipos de enfoques⁶³ para estimar los beneficios. Primero, establece beneficios equivalentes a los costos evitados de varios aparatos que son reemplazados por la electricidad, lo que implica generación a diesel, kerosene, baterías y velas, el cual podría ser fácilmente aplicado pues solo requiere información de gastos. Sin embargo, este método, subestima los beneficios reales debido a que solo infiere los costos por sustitución, no considera que la calidad del servicio de electrificación es muy superior a los otros medios alternativos de energía y no incorpora el hecho de que las personas están dispuestas a pagar precios muy altos por los primeros kWh de electricidad y mucho menos por las siguientes unidades consumidas.

Sobre la base de las deficiencias del enfoque de costos evitados, analiza otro enfoque que consiste en estimar una curva de demanda y la formalización de la voluntad de pago como medida más realista de los beneficios de la electrificación.

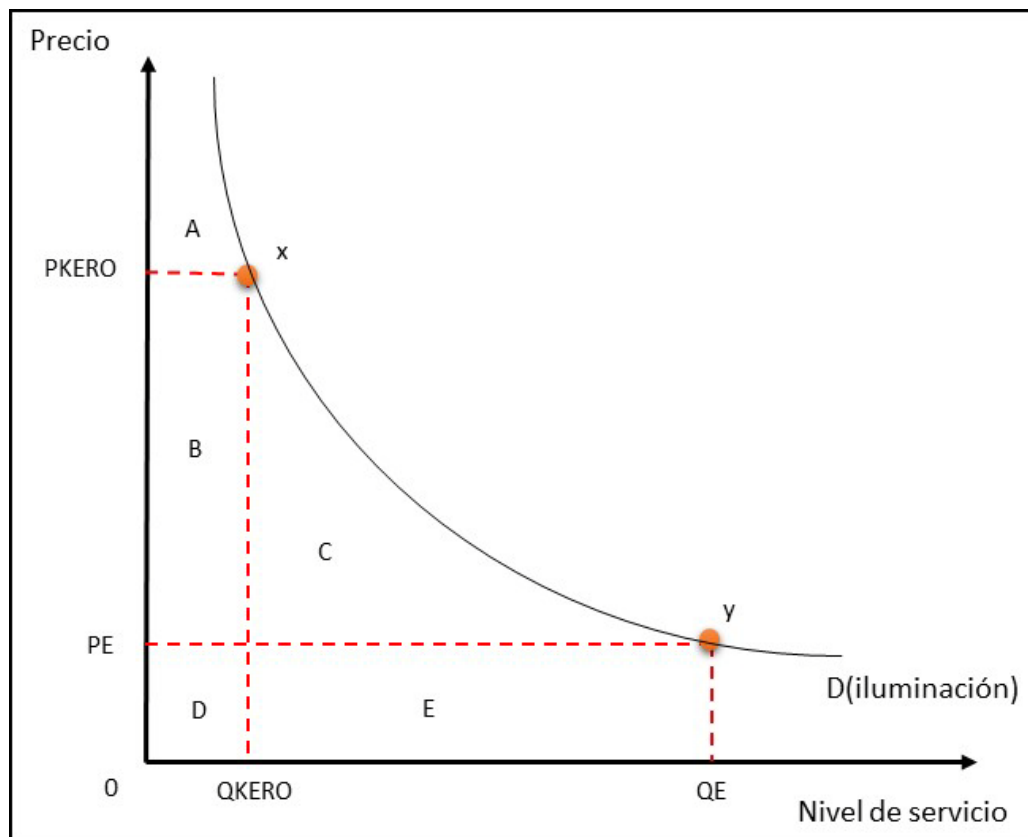
- Beneficios por iluminación

En el caso de la demanda por iluminación, se considera una curva teórica entre el nivel de servicio (número de lúmenes hora) y el precio del mismo. Esta curva para su simplicidad asume que la iluminación en los hogares sin electricidad es provista solamente por lámparas a kerosene, distinguiendo una cantidad sin electricidad (QKERO) y una cantidad con electricidad (QE).

En este sentido, el excedente del consumidor (beneficio neto) del consumo sin electricidad es el área A. Después de la electrificación, el excedente del consumidor aumenta y corresponde a las áreas A+B+C. Por lo tanto el beneficio económico neto de la electrificación está dado por el incremento en el excedente del consumidor correspondiente al área B+C. Lo indicado se observa en el siguiente gráfico:

⁶³ Meier (2010). Pág. 48.

Figura 4.3: DEMANDA POR ILUMINACIÓN TEÓRICA



Fuente: Meier (2010).

Para este análisis se parte de que una vez que se conectan a la red, los hogares la usaran de manera análoga a los que actualmente la tienen. Así mismo, para la cantidad de luz, se asume que las lámparas tienen eficiencias variables en la conversión de energía en luz, medida en lúmenes.

En vista de que según los datos recopilados de la encuesta se tienen otras alternativas de iluminación además de lámparas, se clasifica a los hogares según su método de iluminación principal; y son categorizados en 3 grupos de ingresos.

La conclusión a la que llega el documento es que los hogares que cambian de velas, kerosene o baterías automotrices a electricidad de la red para iluminación, disfrutan de beneficios económicos grandes⁶⁴. En este caso los hogares muestran una voluntad de pago entre S/. 24 a S/. 38 al mes dependiendo del quintil de gasto, el beneficio neto luego de restar los beneficios de las lámparas de kerosene, es de S/. 17 a S/. 30 por mes, observándose una voluntad de pago promedio por kWh al mes varía entre S/. 3.9 y s/. 5.0 soles. Estos se muestran en el cuadro siguiente:

⁶⁴ Meier (2010). Pág. 60.

Tabla 4.3: VOLUNTAD DE PAGO POR kWh Y BENEFICIOS MENSUALES

	Unidad	1 (más pobre)	2	3	4	5 (más rico)
Supuestos						
Q_{kero} (lámpara de mecha)	kLmh	0.8	1.1	1.1	1.2	1.7
Q_E	kLmh	111.9	129.5	141	205.6	323.5
P_{kero} (lámpara de mecha)	S./ kLmh	3.0	2.9	2.8	2.8	2.7
P_E	S./ kLmh	0.061	0.053	0.048	0.034	0.026
Resultados						
Elasticidad	[]	-1.3	-1.2	-1.2	-1.2	-1.1
Áreas: B	S/	2.5	3.1	3.2	3.3	4.7
C	S/	14.5	16.2	16.4	18.6	25
D	S/	0.1	0.1	0.1	0	0
E	S/	6.8	6.9	6.8	7.1	8.3
Total voluntad de pago	S/	23.9	26.2	26.4	29	38
Beneficio neto	S/	17.1	19.3	19.6	21.9	29.7
Promedio de kWh	kWh	4.8	5.6	6.5	7.4	9.6
Promedio de VDP/kWh	S./kWh	5	4.7	4.1	3.9	4
	US\$/kWh	1.54	1.46	1.26	1.21	1.23

Fuente: Meier (2010).

- Beneficios por comunicaciones

La radio y la televisión son los electrodomésticos más comunes en los hogares con electricidad, sin electricidad, el costo de este servicio es extremadamente alto y sus horas de uso muy bajas⁶⁵. Al respecto se plantea estimar el excedente del consumidor de ver televisión, de manera similar al de la iluminación.

Al respecto, el beneficio total de ver televisión (en todas sus alternativas) se estima en S/. 24.2 por mes. En cuanto a la tenencia de televisor a color enchufable, al considerarse un bien normal, el costo por mes asociado es de S/. 9.53. El beneficio neto, es decir, el excedente del consumidor, es de S/. 14,7 al mes.

En cuanto a uso de radio, este constituye el aparato más usado, luego de la iluminación en los hogares rurales. Podría decirse que escuchar la radio es un bien inferior, en vista de que el consumo disminuye a medida que los ingresos aumentan, ya que los hogares generalmente prefieren ver más televisión. Por lo tanto, los beneficios de la transición de baterías automotrices (usadas para radios) a radios a electricidad se estiman mejor como el ahorro financiero por hora de radio al cambiar a la electricidad.

⁶⁵ Meier (2010). Pág. 61.

El beneficio por hora de radio es sencillamente la diferencia en el costo entre una batería automotriz (S/. 0,059 hora de escuchar radio) y la radio a electricidad de red (S/. 0,011 hora de escuchar radio), a saber, S/. 0,048 hora de escuchar radio.

- Beneficios por refrigeración

La encuesta reporta una proporción muy baja de hogares no electrificados que cuentan con refrigeradores. Para el documento los gastos de hogares no electrificados en refrigeradores pueden ser ignorados en la estimación del beneficio general de los proyectos de electrificación rural potenciales.

- Beneficios por electricidad en las empresas

La electricidad en aplicaciones no domésticas puede estimarse de los resultados de la encuesta de empresas, que realizó un muestreo de 192 empresas rurales. La evidencia señala que la voluntad de pago por electricidad es mucho mayor que la de los hogares familiares.

El documento estima que la electrificación reduce el gasto en energía de S/. 155 por mes a S/. 56,5 por mes. El beneficio neto resultante es de S/. 98,7 por mes, que al dividirse entre el consumo promedio de kWh (de 31,2 kWh/mes si el ingreso se mantiene constante), es de S/. 3,2 por kWh.

Finalmente, como resultado de la estimación hecha por el Banco Mundial, el programa FONER utiliza para la formulación de los proyectos un conjunto de parámetros, considerando para los primeros 15 kWh mes utilizados por usuario doméstico para iluminación y radio televisión un valor equivalente a S/. 4.27 al mes. Para el caso de usuarios no domésticos por debajo de los 90 kWh mes se asume una voluntad de pago de S/. 3.50 al mes.

Lo indicado se resume en el cuadro siguiente:

Tabla 4.4: CALCULO VOLUNTAD DE PAGO

domésticos, <=15kWh/mes	(soles/kWh)	4.27
domésticos, 15-30kWh/mes	(soles/kWh)	1.57
domésticos, >30kWh/mes	(soles/kWh)	0.66
non - domésticos, <=90kWh/mes	(soles/kWh)	3.50
non - domésticos, > 90kWh/mes	(soles/kWh)	0.66
Alumbrado Pub.	(soles/kWh)	1.31

Fuente: Proyectos formulados FONER (2014).

4.2.3 METODOLOGÍA UP

En el Marco y la Visión del Ministerio de Energía y Minas establecidos en el PNER y como parte de la “Matriz de Mejora de Desempeño del Programa de Electrificación Rural”, la DGER asumió el compromiso de desarrollar un estudio independiente para actualizar el cálculo de los beneficios sociales de la electrificación rural. Dicho producto fue desarrollado por la Universidad del Pacífico, culminando en marzo de 2013.

A continuación, se presentará algunas aproximaciones del trabajo realizado como parte de la consultoría, sobre la base del documento compilatorio de los 6 entregables que conformaron todo el trabajo final.

Como base de la información socio-económica se tomó la Encuesta de Hogares Rurales sobre Usos de Energía 2013, aplicada en diversas áreas rurales de algunos departamentos de la costa, sierra y selva peruana, seleccionados por la DGER.

El estudio se centra en la instalación y ampliación del servicio de energía eléctrica, como tipología de intervención, estima tres magnitudes de beneficios directos: iluminación, refrigeración radio y televisión e intenta aproximar los beneficios indirectos: ingresos, salud, educación.

El documento precisa que en vista de que la muestra fue determinada por la DGER, desconoce si el origen de la muestra fue determinado de manera aleatoria por tanto no puede determinar con certeza la inferencia a nivel nacional.

Para el cálculo de los beneficios directos de la iluminación por la electricidad, utiliza el enfoque del excedente del consumidor⁶⁶, suponiendo una función de demanda y reemplazando las fuentes de energía tradicionales, por fuente de energía eléctrica.

En cuanto a los beneficios de radio, televisión y refrigeración gracias a la electrificación son calculados bajo el enfoque de sustitución de costos o de costos evitados⁶⁷, considerando los gastos que el hogar rural evita o deja de asumir al emplear fuentes alternativas al reemplazarlas por la electricidad.

Para el cálculo de los beneficios indirectos⁶⁸ como ingreso, salud y educación, se propone una metodología de “evaluación de impacto cuasi experimental ex ante”, que en términos generales consiste en una comparación de diferentes grupos de observaciones para un mismo periodo de tiempo (datos de corte transversal) de hogares con y sin conexión eléctrica antes de una futura intervención de electrificación rural. Lo que se calcula son los beneficios sociales esperados en determinado momento del tiempo antes de la implementación de un proyecto de electrificación rural.

- Beneficios por iluminación⁶⁹

El cálculo del excedente del consumidor tomo en cuenta la demanda por iluminación de los hogares no electrificados que utilizan principalmente velas para su iluminación, en vista de que es la forma alternativa de más representación en la encuesta. Se utilizó el sistema nacional de medidas para medir los flujos luminosos: lúmenes. Así mismo, los precios de los focos fueron obtenidos mediante el precio del kWh y convertido a precio por kilo lumen, mediante factores de conversión. Los precios de las velas fueron calculados como precio por kilo lumen.

Se realizó la caracterización de acuerdo a la región y al nivel socioeconómico, los resultados muestran que el excedente es mayor en sierra que en costa y selva, obteniendo los siguientes resultados:

⁶⁶ Punto 4.2.6.1.1. del Documento de trabajo CIUP

⁶⁷ Punto 4.2.6.1.2. del Documento de trabajo CIUP

⁶⁸ Punto 4.2.6.2. del Documento de trabajo CIUP

⁶⁹ Punto 5.3.1. del Documento de trabajo CIUP

Tabla 4.5: CALCULO BENEFICIOS SOCIALES POR ILUMINACION

		Costa	Sierra	Selva
Supuestos	Qv (velas)	1.5735	1.1328	1.3549
	Qe	305.6688	202.5437	258.9823
	Pv (velas)	7.9694	11.1391	8.6947
	Pe	0.0108	0.0358	0.0123
Resultados	Elasticidad	-0.7975	-0.9035	-0.8009
	Áreas: B	12.5232	12.5779	11.7638
	C	33.153	43.0394	31.377
	D	0.0169	0.0406	0.0167
	E	3.2729	7.2125	3.1759
Disposición a pagar		48.9661	62.8704	46.3334
Beneficio económico (o excedente del consumidor)		45.6762	55.6174	43.1408

Fuente: CIUP (2013).

- Beneficios por comunicaciones⁷⁰

De acuerdo a la encuesta, los hogares no conectados utilizan mayormente pilas para linterna, radio y relojes; el uso de baterías se da en la costa para uso de televisores y el uso de generadores eléctricos en la selva.

Realizando el cálculo del gasto promedio mensual por fuente alternativa de energía y el gasto promedio mensual en consumo de electricidad para el uso de radio y televisión, se tienen los siguientes beneficios según región geográfica.

Tabla 4.6: CALCULO BENEFICIOS SOCIALES POR RADIO Y TELEVISION

Región		
Costa	Sierra	Selva
9.525	5.303	10.842

Nota: tipo de cambio S/. 2.58 por 1 dólar

Fuente: CIUP (2013).

⁷⁰ Punto 5.3.2.1. del Documento de trabajo CIUP

- Beneficios por refrigeración

Según la encuesta no se ha encontrado observación representativa que pueda permitir una estimación en cuanto a refrigeración. Por cuanto, la reportan como 0%.

- Beneficios indirectos⁷¹

Mediante la aplicación de modelos Propensity Score Matching y estimaciones en dos etapas de la metodología de variables instrumentales, analiza el efecto sobre el incremento en horas de estudio y el ingreso disponibles de los hogares con conexión eléctrica, según región geográfica.

La metodología aplicada reporta que los impactos en la educación, medidos indirectamente a través de horas de estudio de los hijos en edad escolar, son positivos, siendo significativo para las tres regiones. Sin embargo, el ingreso disponible no resulta significativo, por tanto, no se incorporan los impactos en cuanto a los ingresos para el cálculo de beneficios.

En resumen, los beneficios de la electricidad en educación reportados para la Costa, Sierra y Selva son de 2.70, 1.04 y 1.26 horas adicionales de estudio, respectivamente. Así mismo, asume que 1 hora adicional de estudio por niño en etapa escolar evita al estado la pérdida de S/. 25.60; por lo tanto, el impacto de la electrificación en un hogar es de S/. 69.12, S/. 26.62 y S/. 32.26, para cada región respectivamente.

⁷¹ Punto 5.3.3. del Documento de trabajo CIUP

CAPITULO 5. PROBLEMÁTICA EN ELECTRIFICACIÓN RURAL PARA LA SOSTENIBILIDAD DE LAS INVERSIONES.

5.1 INDICADORES DE INVERSION DE ELECTRIFICACION RURAL

5.1.1 DESCRIPCION DE LAS INVERSIONES

En la formulación de los PIP, se ha precisado que se requiere hacer un análisis de las alternativas técnicas que sea más eficiente y acorde a las características de las localidades atendidas.

La alternativa mediante ampliación de redes puede ser la más eficiente cuando se está cerca de un punto de suministro, mientras más distante y asilado se encuentre el centro de producción el costo correspondiente al tendido de líneas será más caro.

Otra alternativa para obtener energía es mediante grupos términos. En este caso, se considera que las localidades se encuentren en zonas aisladas y no hay posibilidad de expansión de redes, ni cercanía a ellas. En la evaluación resulta mucho más costoso hacer el tendido en un nivel requerido, incluso se podría encarecer más si consideramos el llevar los materiales a zonas donde no hay vías accesibles para transportar.

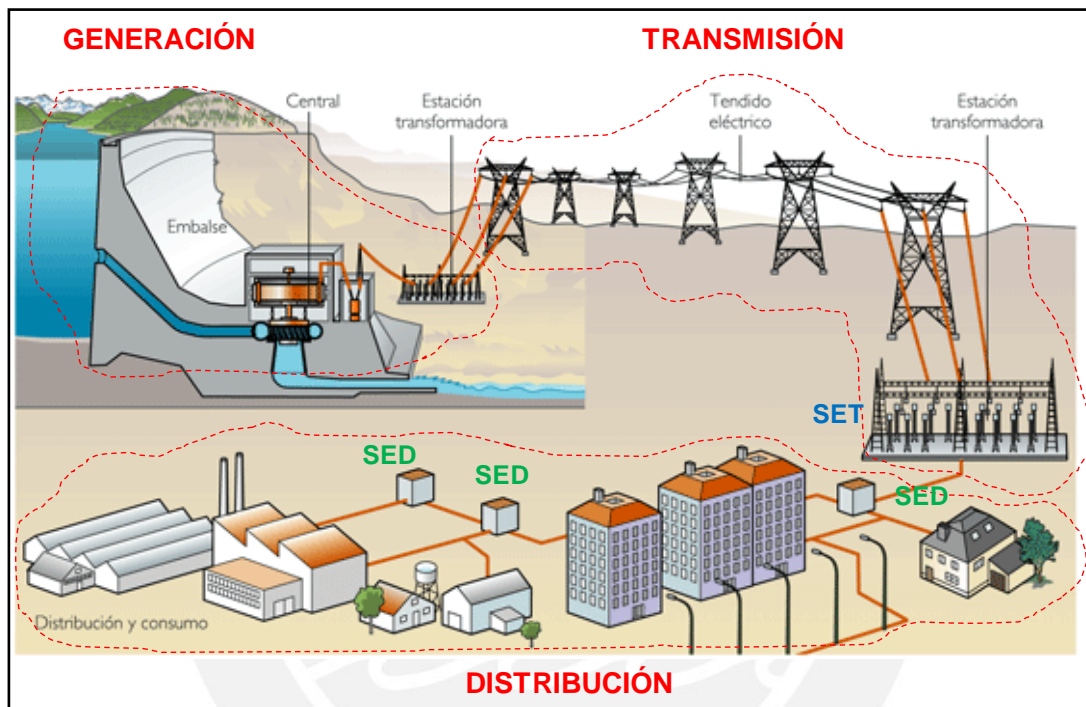
La evaluación también considera los costos de la operación y mantenimiento de estos grupos, se incurre principalmente en un gasto para el uso de combustible. Estos costos son diferentes a los incurridos en las redes que tienen energía continua, donde los costos de operación y mantenimiento incluyen la compra de energía. Sin embargo, bajo el supuesto de zona aislada, los costos de operación y mantenimiento de extender redes también pueden encarecerse, si se considera zonas de paso y servidumbres donde haya que realizar un mayor mantenimiento.

Una alternativa más es considerar la utilización de energías renovables como los paneles fotovoltaicos. Bajo el supuesto de zonas aisladas. Esta alternativa dependerá de las condiciones que se determinen mediante un atlas solar, las cuales de ser óptimas permitiría que se instalen módulos de mayor capacidad para procesos. Pueden tener ventajas en su instalación, puesto que no requiere de establecer grandes áreas de diseño (como en la extensión de redes). En cuanto a la operación y mantenimiento, se incurre en menores costos en comparación a redes, pero implica,

una energía no continua, lo que en el caso de procesos productivos es importante de considerar. Así mismo, se ha de considerar reposiciones de baterías y luminarias para los paneles. La alternativa a seleccionar dependerá de las características y tamaño de la demanda.

- Inversiones en Intervenciones Convencional

Figura 5.1: ESTRUCTURA DE LAS ACTIVIDADES DE ENERGIA



Fuente: Capacitación SNIP

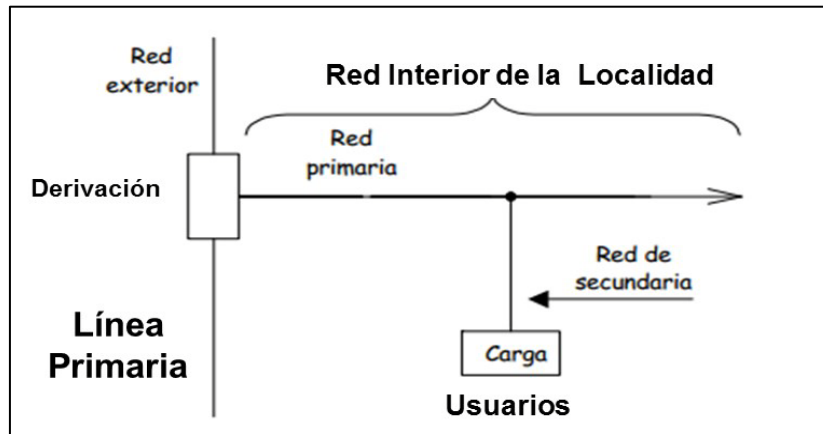
El sistema Convencional debe contar con los siguientes componentes:

- **Línea Primaria:** Transporta la energía generada en una pequeña central o desde el punto de diseño de un sistemas eléctrico existente.
- **Red Primaria:** Transporta la energía desde la subestación en media tensión en el interior de la localidad.
- **Red Secundaria:** Se derivan de las Redes Primarias a las sub estaciones y se extienden hacia las instalaciones de los usuarios.

Solo se generan beneficios de la infraestructura y ejecución de todos los componentes, no generan beneficios sociales la ejecución de obras de infraestructura de manera separada (sólo líneas primarias, sólo redes primarias, etc.) pues no llegan a brindar el servicio al usuario final.

Así mismo, en tanto el sistema eléctrico diseñado, puede alterar al existente, debe incluir los reforzamientos y adecuaciones que aseguren la capacidad y buen funcionamiento del sistema eléctrico en su conjunto.

Figura 5.2: ESTRUCTURA SISTEMA RURAL CONVENCIONAL

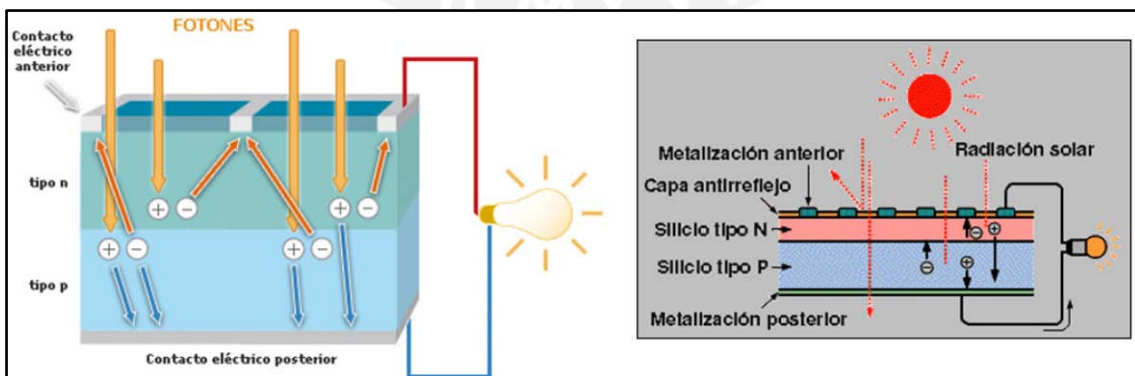


Fuente: Capacitación SNIP

- Inversiones en Intervenciones No Convencionales

La tecnología mediante paneles solares se basa en un Efecto fotovoltaico, consiste en convertir la luz solar en energía eléctrica. Entre los paneles más usados tenemos los monocristalinos y policristalinos, ambos cumplen la misma función, con una vida útil mayor a 20 años.

Figura 5.3: FUNCIONAMIENTO DEL PANEL SOLAR

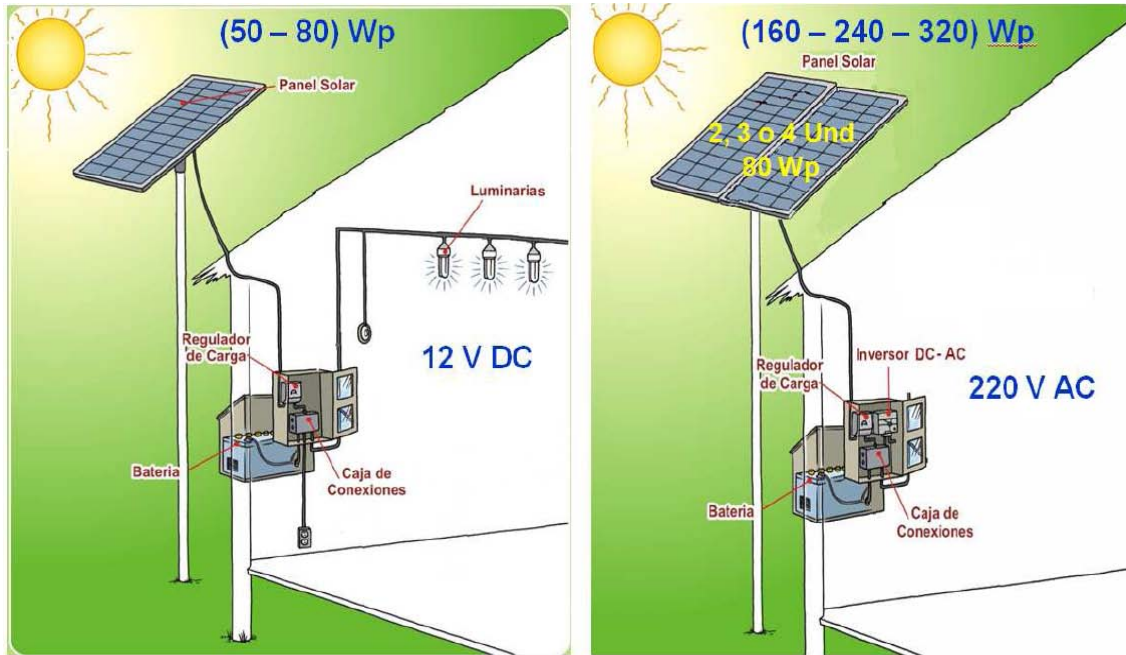


Fuente: DFC - MINEM

Así mismo, los tipos de Paneles Fotovoltaicos reconocidos por el regulador para el establecimiento de las tarifas en los SERF, consideran los siguientes

componentes como equipamiento principal: el Panel Solar, Batería, Controlador de Carga, Inversor (cuando corresponda). Como equipamiento complementario se considera: el soporte del módulo, tablero de distribución y los materiales y accesorios de instalación.

Figura 5.4: TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS



Fuente: DFC - MINEM

5.1.2 DATOS DE LAS INVERSIONES EN EL SNIP

Sobre la base de datos de Banco del Proyectos del SNIP, obteniéndose una muestra de PIP enmarcados en la cadena de “ENERGIA / DISTRIBUCION DE ENERGIA”, según la clasificación funcional establecida en el SNIP, se han obtenido 4 436 PIP de electrificación rural registrados. Esta muestra, se ha obtenido de los PIP registrados desde el 2009 a la fecha. Así mismo, se precisa que estos corresponden a los registrados por el Gobierno Nacional, Gobierno Regional, Gobierno Local y FONAFE.

Tabla 5.1: TOTAL PIP DE ELECTRIFICACION RURAL REGISTRADOS EN EL BANCO DE PROYECTOS

	Numero de PIP	%
Total Registrados	4436	100%

Fuente: Banco de Proyectos SNIP febrero 2014

Así mismo, es posible observar que del total de propuestas registradas mediante SFV, la mayor parte son ingresadas por los Gobiernos Locales (78%), lo cual implica la necesidad de aquellas zonas más aisladas dentro de las mismas provincias y distritos.

En este marco, solo son formuladas por los GR y GL, sin embargo, no cuentan con un apoyo por parte de las empresas concesionarias, en tanto, no es de su interés desarrollar esa tecnología. Finalmente esta infraestructura, quedaría a cargo de las GR o GL y en el mejor de los casos con Adinelsa.

Tabla 5.2: TOTAL PIP REGISTRADOS EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

	%
Gobierno Local	78%
Gobierno Regional	8%
Energía y Minas	13%
FONAFE	1%
Total	100%

Fuente: Banco de Proyectos febrero 2014

El total de PIP formulados por el GL corresponde a 237 proyectos, de los cuales 165 se encuentran en estado viable en el Banco de Proyectos, teniendo pendiente 72 proyectos en etapa de formulación y evaluación. Esto significa que dichos PIP, se encuentran en etapa de Preinversión y estarían próximos a ser declarados viables, en tanto cumplan con las condiciones del SNIP.

Cabe precisar, que un PIP viable se encuentra en etapa de inversión, por lo que podría iniciar sus procesos de contrataciones y ejecución en tanto cuente con el financiamiento para su implementación.

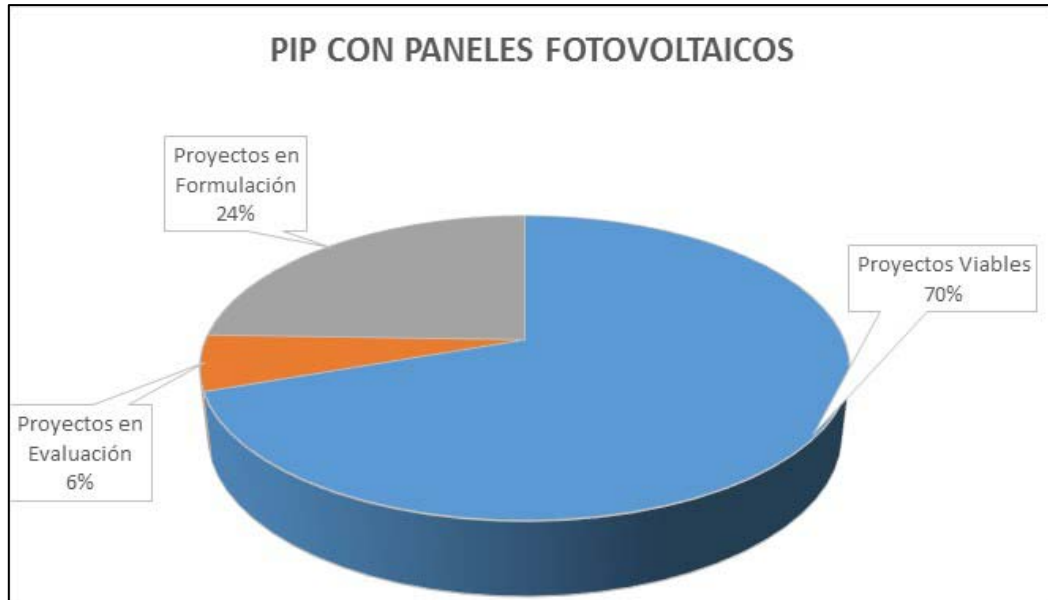
Tabla 5.3: TOTAL PIP SFV CORRESPONDIENTE A LOS GOBIERNOS LOCALES

Estado del PIP	Cantidad (Und)	Inversión Estimada (S/.)
Proyectos Viables	165	223,606,629.00
Proyectos en Evaluación	14	35,433,465.00
Proyectos en Formulación	58	72,653,568.00
Total en Nuevos Soles	237	331,693,662.00

Fuente: Banco de Proyectos febrero 2014

Gráficamente se puede observar la siguiente distribución:

Figura 5.5: DISTRIBUCION PIP SFV CORRESPONDIENTE A LOS GOBIERNOS LOCALES



Fuente: Banco de Proyectos febrero 2014

A nivel nacional, los principales departamentos que tienen comprometido un mayor gasto vinculado a los proyectos de sistemas fotovoltaicos son los departamentos de Cusco, Huánuco y Loreto, con montos superiores a los S/. 40 millones.

Departamentos como Puno, Arequipa, Apurímac, se encuentran alrededor de los S/. 20 millones destinados al desarrollo de sistemas fotovoltaicos. Los departamentos más comprometidos poseen de las características solares necesarias según el atlas solar.

Tabla 5.4: DISTRIBUCION PIP SFV DE GOBIERNOS LOCALES POR DEPARTAMENTO

Departamento	Evaluación	Formulación	Viable	Total en Nuevos Soles
Amazonas	6,609,269.00		1,134,610.00	7,743,879.00
Ancash		1,877,419.00		1,877,419.00
Apurímac	1,197,065.00	5,923,011.00	12,277,501.00	19,397,577.00
Arequipa		10,302,853.00	13,595,542.00	23,898,395.00
Ayacucho			5,955,841.00	5,955,841.00
Cajamarca			3,417,307.00	3,417,307.00
Cusco		7,687,229.00	57,105,301.00	64,792,530.00
Huancavelica	391,051.00	3,060,720.00	10,394,429.00	13,846,200.00
Huánuco		26,281,797.00	22,048,574.00	48,330,371.00
Ica			1,491,879.00	1,491,879.00
Junín		188,326.00	15,291,125.00	15,479,451.00
La Libertad		2,204,215.00	1,927,407.00	4,131,622.00
Lambayeque			4,281,072.00	4,281,072.00
Lima			1,605,713.00	1,605,713.00
Loreto	18,675,768.00	8,681,765.00	17,771,144.00	45,128,677.00
Madre de Dios	885,937.00		7,297,207.00	8,183,144.00
Moquegua			7,354,143.00	7,354,143.00
Pasco		99,004.00	7,942,756.00	8,041,760.00
Piura			3,576,757.00	3,576,757.00
Puno	7,674,375.00	5,915,890.00	14,988,779.00	28,579,044.00
San Martín			10,949,255.00	10,949,255.00
Tacna		431,339.00	1,426,112.00	1,857,451.00
Tumbes			632,918.00	632,918.00
Ucayali			1,141,257.00	1,141,257.00
Total general	35,433,465.00	72,653,568.00	223,606,629.00	331,693,662.00

Fuente: Banco de Proyectos febrero 2014

La proporción de proyectos desarrollados por Energía y Minas, constituye un 13% del total. Estos corresponden principalmente a proyectos mayores realizados por la DGER, incluso a través de su Programa FONER, que trabaja en conjunto con las empresas distribuidoras.

La ventaja de estas intervenciones es que al trabajar con las propias empresas de distribución, considerando algunos criterios de elegibilidad:

- El PIP debe proporcionar servicios a nuevos clientes en las áreas rurales fuera de las áreas de concesión existentes;
- Incluir: (a) una confirmación que no hay ningún proyecto en el PNER de extensión de redes que beneficie a las mismas comunidades incluidas en el PIP; y (b) una evaluación económica y financiera mostrando que no es viable la extensión de redes aún con un subsidio de 100 por ciento;
- El PIP deberá conectar por lo menos a 400 usuarios nuevos;

- El costo de conexión con sistema fotovoltaica de 65 Wp deberá ser menor que US\$ 1,150 en la sierra y US\$ 1,350 en la selva; de 80 Wp deberá ser menor que US\$ 1,270 en la sierra y US\$ 1,460 en la selva;
- La empresa de distribución deberá hacer una inversión de 10% del total del costo de inversión;
- La parte de la inversión que provea la empresa de distribución debe obtener una tasa interna de retorno meta permitida por la normatividad sectorial sobre la inversión.
- El PIP deberá arrojar una tasa económica de retorno social por encima de la exigida en el marco del SNIP (TIR mayor o igual a 11%).
- El PIP debe ser localizado fuera de áreas medioambientalmente sensibles, como son reservas naturales, áreas protegidas o áreas naturales forestales.

Tabla 5.5: MONTO DE INVERSION DE LOS PIP REGISTRADOS SFV

	GL	GR	MEM
Monto de Inversión Promedio	1,855,654	1,240,029	1,796,723
Monto Mínimo de Inversión	66,111	177,495	22,887
Monto Máximo de Inversión	11,560,893	4,010,705	8,392,363

Fuente: Banco de Proyectos SNIP febrero 2014

En cuanto a los montos de inversión, estos varían considerablemente según la propuesta de la entidad, por lo que no presentan un dimensionamiento uniforme.

5.2 PUNTOS CRÍTICOS EN LAS INVERSIONES EN ELECTRIFICACIÓN RURAL – SISTEMAS NO CONVENCIONALES SERF

5.2.1 GESTION ACTUAL DE LOS SERF

La expansión de los sistemas eléctricos en zonas rurales, aisladas o de frontera es un esfuerzo que está ligado a los factores económicos, tecnológicos y disposición de pago de los potenciales usuarios. El análisis técnico económico para la ejecución de los proyectos rurales impone límites de inversión en función de la lejanía de los centros poblados, dispersión de los usuarios y consumo. Cada vez que se ha ido expandiendo las redes eléctricas convencionales hacia territorios más alejados la inversión por cliente se ha incrementado hasta alcanzar montos de inversión por usuario iguales o superiores a los que se conseguirían con el uso de sistemas

fotovoltaicos. Con la finalidad de resolver esta situación el estado ha dotado de un marco normativo que ha considerado como elemento clave la regulación de la tarifa fotovoltaica, con la finalidad de garantizar el desarrollo eficiente y sostenible del servicio público de electricidad en zonas rurales a través de paneles solares.

Los Sistemas Eléctricos Rurales Fotovoltaicos (SERF), surgen como una alternativa económica a la tecnología convencional de distribución de energía eléctrica. Desde el punto de vista tecnológico, se llama a estos sistemas eléctricos como “no convencionales”, porque son sistemas que no utilizan la infraestructura eléctrica convencional de generación-transmisión-distribución. Desde el punto de vista de regulación de tarifas, aquí surge la primera diferencia relevante entre los sistemas convencionales por redes y los sistemas fotovoltaicos.

La distribución de energía eléctrica a través de redes eléctricas y la tarifa de distribución se definen como un valor agregado que se añade a los respectivos costos de generación y transmisión de energía eléctrica. Mientras que los SERF, la empresa concesionaria no “distribuye” la energía eléctrica a través de las redes eléctricas de distribución sino lo efectúa a través de módulos fotovoltaicos que son instalados directamente en las casas de los usuarios.

Por tanto, los SERF tienen un esquema de regulación de tarifas en el que se determina el costo total de suministro de energía de cada usuario; de hecho la tarifa del usuario en estos casos debe expresarse como un costo fijo. A medida que se amplía el suministro eléctrico hacia zonas rurales más alejadas, nos encontramos con usuarios cuya capacidad de pago es muy reducida. Esto implica, que el regulador haya diseñado un esquema de subsidio de forma que los usuarios paguen el servicio según su disposición de pago.

El hecho de que los SERF no encajen dentro del marco regulatorio de los sistemas eléctricos convencionales, no sólo genera una fuerte barrera para su promoción y desarrollo, sino que principalmente genera una tendencia hacia el diseño de modelos de gestión operativa y comercial basados en la entrega de los equipos a los propios usuarios o asociaciones de los mismos. Sin embargo, la experiencia nacional a este respecto no ha sido exitosa, por lo que una alternativa podría ser la constitución de concesionarias (Concesión Eléctrica Rural Fotovoltaica). Esto podría mejorar la eficiencia en la prestación del servicio a través de la reducción de costos y mejora de su sostenibilidad.

- Condiciones de Aplicación Tarifaria:

La tarifa eléctrica rural aplicable a suministros de energía eléctrica atendidos a través de sistemas fotovoltaicos comprende costos de instalación y explotación. Esta tarifa se estructura sobre la base de un modelo de gestión que atiende una cantidad determinada de suministros potenciales.

La tarifa eléctrica rural para suministros de energía eléctrica atendidos exclusivamente con sistemas fotovoltaicos en sistemas eléctricos rurales aislados, considera la diferenciación por zonas geográficas de influencia (costa, sierra, selva y Amazonía⁷² y tipos de módulo de sistemas fotovoltaicos. Asimismo, consideran tarifas diferenciadas en función de la fuente de financiamiento de la inversión que puede ser privada o estatal.

Las condiciones de aplicación de los criterios de aplicación de la tarifa rural fotovoltaica, está de acuerdo a LGER y su Reglamento tienen el carácter de tarifa máxima. Asimismo, el regulador precisa que en el caso que dentro de una misma concesión se encuentren instalaciones con inversiones privadas y públicas, entonces se debe proceder a la aplicación de un factor de proporción de forma tal que la tarifa aplicable dentro de la concesión sea la misma para todos los usuarios.

La facturación y el reparto pueden efectuarse en forma mensual, semestral o anual, mientras que la cobranza se debe efectuar en forma mensual. Asimismo, se señaló, que la aplicación del FOSE debe realizarse según los criterios y procedimientos establecidos en la por la Resolución OSINERGMIN N° 689-2007-OS/CD, que aprobó la Norma Procedimiento de Aplicación del Fondo de Compensación Social Eléctrica, o aquella que la reemplace.

Asimismo, se han fijado las responsabilidades y obligaciones de los concesionarios, entre sea tipificado los casos en la que se proceden con los cortes y reconexiones, retiro del sistema fotovoltaico y cambio del módulo.

⁷² Ley 27037, Ley de Promoción de la Inversión en la Amazonía

5.2.2 BARRERAS QUE PRESENTAN LA IMPLEMENTACION DE LOS SERF.

Las barreras claves para el acceso a energía no son de carácter tecnológico, sino que incluyen: ausencia de instituciones que identifiquen, desarrollen, operen y mantengan proyectos y programas energéticos, en particular a nivel rural. También incluyen el acceso al financiamiento accesible; conciencia de los costos y beneficios de la gama de opciones tecnológicas (incluyendo las energías renovables, la eficiencia energética y la biomasa moderna), modelos de provisión efectivos; y marcos reglamentarios y políticos para fomentar el uso de opciones energéticas más limpias⁷³.

A pesar de que el uso de energías renovables en la electrificación rural presenta claras ventajas, actualmente existen algunas barreras a la hora de implementar este tipo de soluciones.

Si bien es cierto a la fecha ya se cuenta con un marco regulatorio que favorece la implantación de este tipo de proyectos, que aplica mecanismos de remuneración que permite la recuperación de los costos, aun se presentan dificultades que las conocemos como barreras:

- Barreras de Información
- Barreras Financieras
- Barreras Tecnológicas
- Barreras de Mercado de Suministros

- Barreras de Información

En el sector de energía no se cuenta por el momento con información respecto a las ventajas de realizar proyectos de electrificación mediante paneles solares ya que no se ha implementado mecanismos legales que permita gestionar a los GR o GL adecuada gestión en el proceso de comercialización. Esto hace que las empresas o los promotores tengan una visión conservadora y vean en este tipo de proyectos un alto riesgo en su inversión. Para evitar esta situación, a la fecha son los organismos del estado (Gobierno central, GR y GL) quienes han tomado partido divulgando los beneficios de estos proyectos y promoviendo su implantación a través de proyecto de inversión pública.

⁷³ Energy Sector Management Assistance Programme; Bolivia Household Rural Energy Strategy [Report N° 199/91]

- Barreras Financieras

Se hace necesario que el gobierno instituya mecanismos de financiamiento para el impulso y desarrollo de este tipo de proyectos (PFV), debido a que la inversión inicial en infraestructura presenta altos costos iniciales, en comparación con otras tecnologías utilizadas para reducir las brechas de acceso a la energía eléctrica como es el caso de pequeños grupos de generación térmica, aunque a largo plazo los proyectos renovables presenten costos menores.

- Barreras Tecnológicas

Con la información revisada en el estudio, se percibe que los proyectos con instalación de los paneles solares no se han realizado de modo adecuado, siendo el mayor problema encontrado, la falta de operación y mantenimiento a los componentes de los módulos fotovoltaicos, que al ser formulados muchas veces se adicionan equipamiento o factores tecnológicos que no siempre se cubren.

En la revisión del estudio realizado por el MEF – DGPI se ha detectado que en las zonas rurales donde se ha intervenido con electrificación mediante paneles solares, no se ha capacitado adecuadamente a la población, pues en la etapa de operación de estos pequeños sistemas no hay personas capacitadas para las tareas de operación y mantenimiento, siendo necesario implementar un plan de formación en estos aspectos.

- Barreras de Mercado de Suministros

Los impuestos de importación de los equipos utilizados para la implantación de sistemas basados en energías renovables (paneles fotovoltaicos, turbinas eólicas e hidráulicas, etc.) son muy elevados, lo que encarece estas tecnologías desfavoreciendo la competitividad de las fuentes renovables en la implementación de sistemas de electrificación rural y en muchos casos hasta ponen en riesgo la realización de estos proyectos.

5.2.3 INVERSIÓN PÚBLICA MEDIANTE SERF QUE NO REDUCE LA BRECHA DEL COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

El Ministerio de Economía y Finanzas, mediante financiamiento de GIZ, desarrolló en noviembre del 2012, el estudio de evaluación de los sistemas fotovoltaicos utilizados en electrificación rural a nivel nacional⁷⁴, con el objeto de establecer en cada zona geográfica, un diagnóstico relacionado con la utilización de los sistemas fotovoltaicos como alternativa de electrificación en áreas rurales.

El alcance del estudio se basó en los siguientes puntos:

Evaluar técnicamente y económicamente los estudios de pre-inversión de PIP declarados viables. Se tomó la muestra de 16 proyectos localizados en la región sierra y selva, viabilizados en el 2012, seleccionados por la DGPI, sobre el cual el consultor estructuró los aspectos más relevantes de los estudio de pre inversión, a evaluar, como son los aspectos geográficos, socioeconómicos, técnicos y económicos.

Evaluar Técnicamente y Económicamente los PIP Ejecutados: Se consideró un amuestra de 12 proyectos localizados en la región sierra y selva, con un periodo de operación de 3 a 4 años, seleccionados por la DGPI. En cada proyecto se revisó la información disponible en el SNIP sobre el estudio de pre inversión viable, la licitación con el cual se ejecutó la obra y la operación actual mediante visita técnica a fin de evaluar el estado de los sistemas fotovoltaicos.

Evaluación de la administración y gestión de los SFD administrados por ADINELSA en Ucayali: Identificación de las Principales deficiencias en la operación y ejecución de los proyectos con sistemas fotovoltaicos.

Evaluación de los aspectos legales, institucionales, normativos y de regulación, respecto a la electrificación rural mediante sistemas fotovoltaicos relacionados con el aseguramiento de la sostenibilidad de los PIP.

⁷⁴ Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH – cooperación alemana, Especialista Ivo Salazar Taute, quien realizó el Estudio de Evaluación de los Sistemas Fotovoltaicos Utilizados en Electrificación Rural a Nivel Nacional.

- Problemática mediante SERF

Se halló proyectos con reducido número de beneficiados que no superaban las 200 familias, por lo que es difícil que una empresa administre estos sistemas fotovoltaicos por sus costos asociados, a menos, que sea una empresa eléctrica de carácter público que por una decisión política se le encargue dicha tarea.

La información socioeconómica, era escasa, no se podía cuantificar los gastos que los usuarios incurren en el consumo de fuentes tradicionales empleadas para iluminación, entretenimiento e información, no se disponía de información sobre la disposición de pago de los usuarios, existencia de algún compromiso por pagar algún monto, no se cuenta con una relación de usuarios.

Las especificaciones técnicas de los sistemas fotovoltaicos hallados son deficientes, en muchos de los casos no se indica las capacidades de los principales componentes y características básicas de los mismos.

Un aspecto importante, pero que normalmente no es valorado, es la capacitación a todos los actores involucrados en el proyecto, especialmente aquellos que quedarán a cargo de la administración del SFD.

Se prevé que la administración de los sistemas fotovoltaicos estará a cargo de una organización local. Al respecto, esta solución no es la mejor, toda vez que esta organización no sería capaz de asumir las actividades de mantenimiento correctivo y la adquisición de equipos fotovoltaicos para su reposición.

Las deficiencias en las licitaciones para la implantación de estos proyectos ocurren principalmente por las especificaciones técnicas deficientes de los equipos del sistema fotovoltaico, principalmente en la batería. En la licitación no se señala las capacidades mínimas de los componentes.

En términos generales, los estudios evaluados se caracterizan porque la OyM está a “cargo” de la misma población, en ningún caso la población realiza algún tipo de pago, no existe ninguna organización alrededor de los SFD y ninguna de las localidades se ha acogido a los subsidios que pudieran obtenerse a través de la tarifa del OSINERGMIN.

El monto asignado a la supervisión es insuficiente, con lo cual lo más probable es que no se realice, se realice parcialmente o lo realice personal propio de la Entidad encargada de implementar los SFD, el mismo que probablemente no es especialista en SFD.

En las localidades no se llegó a capacitar ni técnicamente ni administrativamente a los representantes del comité de electrificación o a los usuarios que ellos pudieran haber designado, para que los más hábiles de las localidades pudieran dar respuesta a problemas sencillos que pudieran producirse en la operación de los SFD, como por ejemplo, el reconocer si existe un ajuste adecuado del conector al borne de la batería.

En los casos analizados, las actividades de mantenimiento no se realizan, solo cuando se presenta algún problema y se cuenta con los recursos económicos para pagar a un técnico para que realice una inspección del sistema y realice el mantenimiento correspondiente, que por lo general es preventivo.

- Propuestas para realizar proyectos de electrificación rural mediante SERF

Es necesario que en el perfil se indique la ubicación GPS de la localidad, el grado de dispersión de las viviendas (mostrar a través de una muestra de ubicaciones GPS de algunas viviendas) y se detalle en un plano la distancia más próxima de interconexión a la red eléctrica y los accidentes geográficos que existentes que desechen la posibilidad de extender la red eléctrica.

No se contempla la posibilidad de acceder a los subsidios que ofrece OSINERGMIN para la etapa de operación y mantenimiento de los SFD.

Una alternativa de operación sería que la Municipalidad Distrital o Provincial, según como corresponda, sea quien asuma la administración a través de una microempresa, Universidad, ONG perteneciente al gobierno local o no, con conocimientos en SFD para que realice las labores de mantenimiento preventivo y correctivo.

En este sentido, las capacitaciones deberían ir dirigidas a los usuarios, a los técnicos locales (mantenimiento preventivo), a los técnicos encargados del mantenimiento correctivo y a los futuros administradores del sistema fotovoltaico.

Lo ideal sería que cada una de las entidades implementará algún procedimiento de evaluación de los componentes fotovoltaicos, lo cual es muy difícil que se produzca en el mediano plazo. Una alternativa sería que el Ministerio de Energía y Minas defina un procedimiento por el cual los componentes fotovoltaicos sean certificados, tal como sucede en otros países con las refrigeradoras por ejemplo, a fin de que los gobiernos locales puedan incluir en sus compras este requerimiento, además de las garantías de los componentes fotovoltaicos.

Incorporar, en la administración de los SFD, la actividad de facilitar la adaptación de las radios y TV conversando con técnicos que se encuentren lo más cercano posible a las instalaciones para que promocionen el servicio de adaptación con los usuarios.

En el caso del cargador de celular, lo más apropiado sería incluir un juego de adaptadores para diferentes tipos de celulares.

Ante las pocas entidades que han solicitado acceder a la tarifa rural fotovoltaica, el OSINERGMIN no tiene aún establecido requisitos específicos y el procedimiento correspondiente. En todo caso, el OSINERGMIN típicamente solicita la lista de usuarios por localidad, la ubicación de las localidades, las características de los componentes fotovoltaicos y los datos generales de la entidad que tiene a cargo la administración de los SFD.

5.3 DEFICIENCIAS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO PRESTADO POR LOS MUNICIPIOS EN LAS LOCALIDADES AISLADAS ⁷⁵,

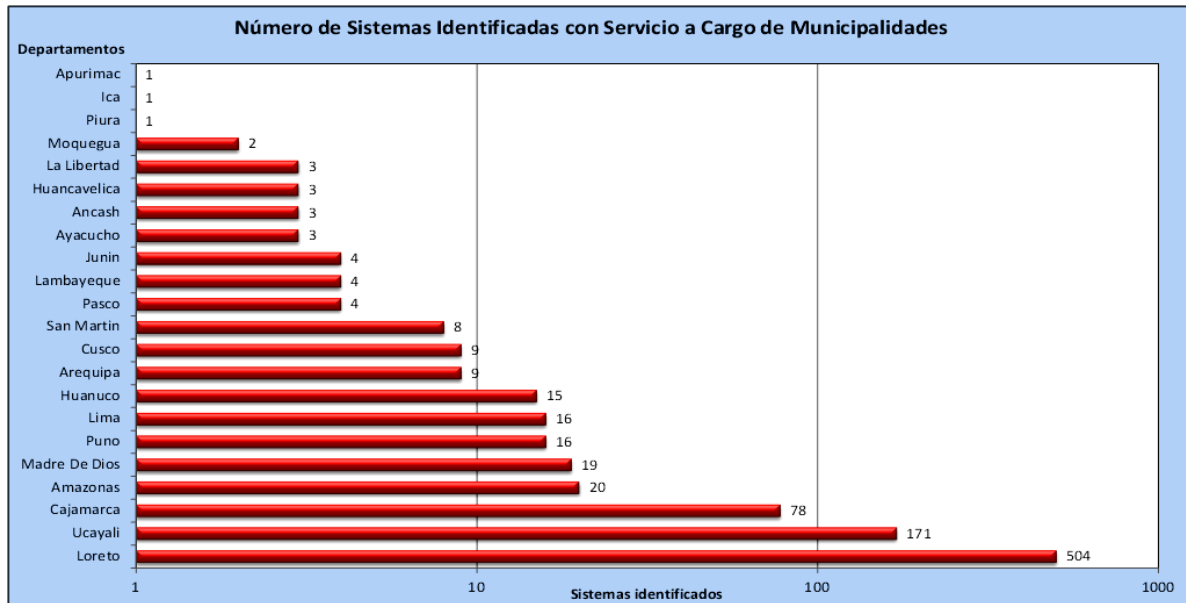
A nivel nacional no existe ningún registro oficial del número de localidades aisladas y de frontera que poseen servicio eléctrico a cargo de los municipios y entidades locales, los datos presentados por la Oficina Nacional de Gobierno Electrónico (ONGEI) de la PCM, y otras entidades del Estado han permitido identificar 894 sistemas eléctricos, cuya ubicación a nivel departamental es la siguiente:

- Supervisión realizada por el OSINERGMIN:

De los 894 sistemas eléctricos identificados, se han supervisado hasta diciembre de 2013 433 sistemas, que representa el 48% de los identificados.

⁷⁵ Informe de la Unidad de Generación Aislada de Fiscalización de OSINERGMIN.

Figura 5.6: SISTEMAS IDENTIFICADOS CON SERVICIO A CARGO DE GOBIERNOS LOCALES



Fuente: Informe de Unidad de Generación Aislada Fiscalización- OSINERGMIN

- Características principales de los sistemas supervisados

Tabla 5.6: CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS SUPERVISADOS

Entidad Prestadora	Condición de intervención de las entidades supervisadas		Fuentes generadoras				Potencia Instalada (kW)	N° de usuarios	N° de localidades supervisadas
	Propiedad	Administración	H	T	FV	Total			
Comités de electrificación	86	248	15	67	4	86	4558.55	6692	97
Municipalidades	281	153	54	224	3	281	27634.09	56757	573
Empresas	52	32	20	2	30	52	6653.01	19818	267
Gob. Regionales	8	0	1	7	0	8	758	1304	17
DGER	6	0	2	4	0	6	331	975	20
TOTAL	433	433	92	304	37	433	39 934,65	85546	974

* H: hidráulica, T: térmica, FV: solar fotovoltaica

Fuente: Informe de Unidad de Generación Aislada Fiscalización- OSINERGMIN

Como se observa en el cuadro las electrificaciones rurales son gestionadas (57%) por los comités de electrificación, 153 (35%) por municipalidades y 32 (8%) por empresas.

Asimismo:

- Los rangos de potencia instalada por tipo de generación de dichas electrificaciones van de un rango de 5 kW hasta 500kW. Siendo un 58% los que están por debajo de los 100 kW.
- Número de horas de prestación del servicio eléctrico 10% de los sistemas tiene servicio durante 2 horas diarias.
- El 61% entre 2 a 4 horas diarias mayoritariamente con generación térmica que también incluye sistemas fotovoltaicos.
- El 6% entre 4 a 8 con generación térmica.
- El 2% entre 8 a 12 horas diarias con fuentes térmicas e hidráulicas.

Es preciso mencionar que el número de horas de prestación del servicio en los sistemas aislados disminuye drásticamente como consecuencia del incremento constante del costo del combustible para la generación térmica en la mayoría de las localidades (de S/.15.00 a 18.00 por galón de combustible).

Deficiencias más saltantes en la prestación del servicio público de electricidad a cargo de los municipios y entidades locales, es informal, incumple las normas técnicas y exenta de responsabilidades, donde la carencia de recursos financieros, falta de capacidad técnica como administrativa, el precio que se cobra por el servicio es arbitrario, a cuya consecuencia las condiciones en que se brinda el servicio de electricidad es crónicamente deficiente e insostenible, que poco o en nada contribuyen con el bienestar y desarrollo de la población más alejada y pobre del país.

El Estado de operación de los sistemas Del total de los 433 sistemas supervisados, el 19% se encuentra fuera de servicio, generalmente a causa de desperfecto de las unidades generadoras.

Figura 5.7: ESTADO DE OPERACIÓN DE LOS SERVICIOS SUPERVISADOS



Fuente: Informe de Unidad de Generación Aislada Fiscalización- OSINERGMIN

A continuación, se muestra algunas de las deficiencias de estos sistemas:

Figura 5.8: DEFICIENCIAS: SEA MAYPUCO - URARINAS - LORETO



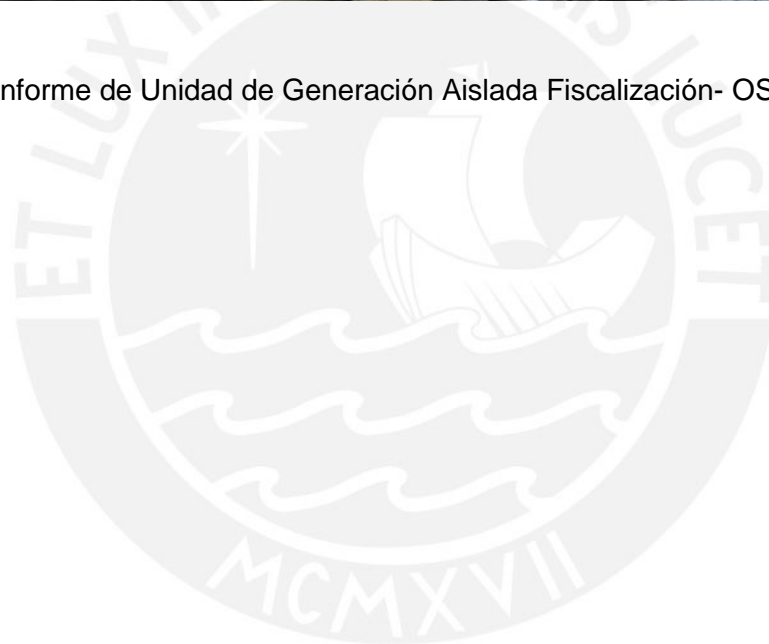
* Equipos energizados o partes vivas (más de 150 V) sin guardas, barreras ni señalización de peligro.

Fuente: Informe de Unidad de Generación Aislada Fiscalización- OSINERGMIN

Figura 5.9: DEFICIENCIAS: SEA ISLANDIA - YAVARI - LORETO



Fuente: Informe de Unidad de Generación Aislada Fiscalización- OSINERGMIN



CAPITULO 6. MODELOS DE DISEÑO ORGANIZACIONAL EN SERF

6.1 ANTECEDENTES DE LA GESTION DE SERF

A continuación se señalan algunos puntos que fueron los Inicios de la Gestión para brindar el servicio eléctrico con paneles solares⁷⁶

El uso de la energía solar en nuestro país se inició en la década de los ochenta, su utilización se limitaba al campo de las telecomunicaciones, defensa nacional, el mercado solar no tuvo un gran apoyo por parte del Estado. Su desarrollo se debió sobre todo a un esfuerzo de entidades públicas y ONGs que, a pesar de carecer de un marco legal e institucional, aplicaron las energías renovables en los lugares rurales y aislados del Perú. Muchos de los proyectos en este periodo fueron subvencionados por fuentes de cooperación internacional, sobre todo provenientes de Europa, a continuación se presentan los más importantes:

- La empresa alemana P&T Solar fue la primera en instalar SFV en el Perú (1982-1986) con módulos de marca Telefunken, instalados en las zonas de Jaén (Cajamarca) y Majes (Arequipa).
- El Proyecto GTZ-CORPUNO instaló 250 sistemas fotovoltaicos en el periodo 1986-1987 en diversas provincias de Puno. En el marco de un segundo convenio (1991-1996), se instaló 250 sistemas más.
- La Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas – DEP/MEM instaló unos 250 SFV en 1995, principalmente en la región Selva (San Francisco de Yarinacocha), en el altiplano andino (Islas de los Uros, Huancho, Huancané).
- La DEP /MEM adquirió 1200 SFV adicionales en 1997, en 1999 encargó a la UNI la instalación de 781 SFV en siete departamentos de la sierra y selva (Cerro de Pasco, Ayacucho, Apurímac, Junín, Loreto, Madre de Dios, Ucayali).
- El proyecto de ahorro de Energía PAE/MEM encargó al CER-UNI la instalación de 100 SFV en la isla de Taquile del Lago Titicaca (1996), y de otros 72 sistemas en 1998 en Taquile, Uros y Soto. El CER-UNI comenzó en 1999 la segunda etapa del proyecto instalando 250 SFV en Taquile, Uros, Amantani, Soto y Huancho.
- En 1999, el Proyecto de Instalación, Organización y Capacitación para Electrificación de Localidades Aisladas, en base a 781 SFV, contrato firmado

⁷⁶ Informe N° 270 –GART – 2010, *Estudio de determinación de la tarifa eléctrica rural para sistemas fotovoltaicos de la empresa Priconsa*, pág. 12

- entre la DEP y la UNI, para el transporte, instalación, organización y capacitación para la electrificación de 24 localidades en siete departamentos de la sierra y selva (Cerro de Pasco, Ayacucho, Apurímac, Junín, Loreto, Madre de Dios, Ucayali).
- Desde diciembre del 2007, viene operando un Sistema Fotovoltaico Productivo de 2kWp, instalado en la comunidad de Vilcallamas Arriba, distrito de Pizacoma, provincia de Chuchito, región Puno. El objetivo es promover el uso de las energías renovables en la implementación de sistemas productivos en zonas rurales y aisladas.
 - El MEM suscribió con el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) un convenio de asistencia preparatoria denominada PER/98/G31 “Electrificación Rural a base de Energía Fotovoltaica en el Perú”, financiado por el Fondo del Medio Ambiente Mundial (GEF); encargando a la DEP /MEM, la ejecución del Proyecto; para lo cual se contrató los servicios de una empresa que se encargue del estudio de campo, provisión, instalación y administración de diversos bienes destinados a su gestión.
 - El Plan de Electrificación Rural-PNER establece entre sus principales metas el incremento de la cobertura del servicio eléctrico a la población no atendida.

La irradiación solar diario se calculó, considerando las fuentes siguientes:

- Fuente 1: “Radiación Solar en el Perú”, Tesis realizada por Cesar Augusto Kadono Nakamura para optar el título de Ingeniero Mecánico Electricista en el PAIME.
- Fuente 2: “Estimación de la Energía Solar en el Perú” por el Ing. J.W. Vasquez publicado en la Revista Energética (OLADE) en 1987, muestra la valuación de la irradiación diaria media anual en 64 estaciones meteorológicas a nivel nacional.
- Fuente 3: “Atlas de la Energía Solar del Perú” publicación del Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI) en convenio con la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas (DEP-MEM) en 2003.
- Fuente 4: Promedio Anual de Irradiación Solar diario en el Perú, Ministerio de Agricultura.
- Fuente 5: “Atlas de la Energía Solar del Perú” publicación del Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI) en convenio con la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas (DEP-MEM) en 2003.

- Fuente 6: Radiación Solar diaria promedio anual para diferentes lugares del Perú, MEM.

6.2 MODELOS DE GESTION SERF A NIVEL NACIONAL

6.2.1 MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

Las experiencias de electrificación rural en nuestro país han sido desarrolladas desde el año 1996 por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP), en las Comunidades de San Francisco de Yarínacocha de Ucayali, al igual que en los departamentos de Huánuco, Pasco, Ayacucho, Madre de Dios y Loreto. La modalidad que utilizó el MEM-DEP fue el modelo de Cesión de uso, por la cual los usuarios pagaban el servicio eléctrico sin ser propietario de los equipos. Asimismo, también la Universidad de Ingeniería mediante su centro de Estudios CER-UNI sostuvo el modelo alternativo Venta a Plazo, en la cual el beneficiario paga por los equipos y de la electricidad que le provean.

La implementación de cada uno de estos modelos a nivel de estudio experimental en su momento fue:

- Garantizar la autosostenibilidad técnica y económica de la implementación de proyecto de paneles solares en zonas rurales de en el tiempo.
 - Garantizar el crecimiento vegetativo que tiene todo servicio público como un efecto multiplicativo de la misma población y localidades cercanas.
- a. Antecedente del modelo utilizado en 1996 por el MEM “Cesión en uso”

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) adquirió en 1995/6 250 SFD (panel fotovoltaico de 50 Wp, batería sellada de 100 Ah, regulador de carga, 3 lámparas fluorescentes de 9 W) vía licitación internacional. Estos SFD fueron instalados por personal del mismo MEM en diferentes comunidades del país, mayormente en la selva (San Francisco, Yarínacocha), en el altiplano (islas de los Uros, y en Huancho, Huancané). En cada comunidad se han instalado 10 a 30 SFD.

Cabe indicar que los objetivos de este proyecto no estuvieron bien claros y menos la forma como sería organizado. Inicialmente el MEM planteó que el proyecto debía incentivar a empresarios privados para invertir en proyectos fotovoltaicos bajo

un esquema de mercado. Finalmente se optó por dar al proyecto un objetivo social, mejorando las condiciones de vida de campesinos y nativos de la selva, pidiendo al beneficiario solamente una contribución para los costos de mantenimiento del SFD a su disposición. El MEM optó por mantener la propiedad de todos los SFD e involucrar a los gobiernos regionales en la organización en cada localidad beneficiada de una "Asociación de electrificación solar", integrada por todos los usuarios de los SFD y responsable del control y mantenimiento de los SFD. Los interesados en obtener un SFD debían inscribirse en la asociación y pagar una cuota inicial determinada por el MEM en base a su apreciación del nivel económico de la población (en la práctica varió entre 10 y 100 Soles; 1996: 1US\$ = 2,7 Soles) y después era previsto un pago mensual (5 - 10 Soles). La directiva de la asociación, con supervisión del gobierno regional, administraría estos fondos, que deberían ser usados exclusivamente para dar mantenimiento a los SFD. No hay mayor información si estos pagos se han realizados con regularidad hasta la fecha.

b. Antecedente del Modelo de CER-UNI

"Proyecto de instalación, organización y capacitación para electrificación de localidades aisladas en base a 781 Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios (SFD)"

En 1999, la DEP-MEM, firmó dos contratos con la UNI para el transporte, la instalación, la organización y la capacitación para la electrificación de 24 localidades en siete Departamentos de la sierra y selva peruana (Cerro de Pasco, Ayacucho, Apurímac, Junín, Loreto, Madre de Dios, Ucayali).

CER -UNI y DEP-MEM acordaron seguir con el esquema de gestión y organización que consistía en:

- Los SFD, adquiridos por el gobierno exonerados de impuestos y aranceles, debían ser de propiedad de la empresa estatal ADINELSA (Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A., entidad responsable de la administrará toda la infraestructura eléctrica del Estado que no sea transferida a empresas privadas, debido, entre otros, a que no existe una empresa privada interesada en una infraestructura eléctrica que no sea rentable.
- Cada usuario recibió un SFD en "cesión en uso" y debió pagar una cuota inicial de US\$ 35 - 45 y una cuota mensual de US\$ 5 - 8, según la capacidad económica, determinada por el CER-UNI y coordinada con la DEP-MEM y el Gobierno Regional (en una misma comunidad se aplicará las mismas tarifas

para todos usuarios). Cada usuario firmó con ADINELSA un "contrato de suministro de energía eléctrica con módulo fotovoltaico". En este contrato estaba estipulado que ADINELSA cortarían su servicio si el usuario está con más de dos meses de atraso en sus pagos mensuales.

- Los usuarios en una comunidad debían estar organizados en un "Comité de Electrificación", incluyendo a un grupo de soporte operativo (presidente, secretario, tesorero y vocal), que será responsable de la recaudación de las cuotas, y a un grupo de soporte técnico. El dinero recaudado por cuota inicial y cuotas mensuales debió ser depositado en una cuenta bancaria del Comité y debe servir para los gastos de mantenimiento y reposición de los SFD.

En algunas comunidades, como fue el caso en Yurimaguas, las municipalidades asumieron el costo de la cuota de instalación. En general, las cuotas mensuales a la fecha fueron pagadas.

Cabe indicar que en hasta el 2010 no estaba claro en qué forma ADINELSA supervisarían los pagos mensuales, y como realizaría "el corte inmediato del servicio", ni cómo se reemplazarán equipos averiados. Considerando que el compromiso contractual del CER-UNI termina con la instalación de los SFD, con la organización de los Comités de Electrificación y con la capacitación de los usuarios.

6.2.2 DISEÑO ORGANIZACIONAL OSINERGMIN – GART⁷⁷

La Empresa de referencia se define como la empresa responsable de las actividades de explotación técnica y comercial en el área de influencia de los sistemas fotovoltaicos, cumpliendo con cierta calidad del servicio y con costos eficientes. Esto significa estar basado en el principio comercial de satisfacción al cliente.

El diseño de la empresa modelo consideró cuatro aspectos básicos:

- Las actividades y procesos de operación y mantenimiento.
- Las actividades del área comercial.
- La asignación de los costos indirectos generados por la estructura.
- Costos adicionales de explotación.

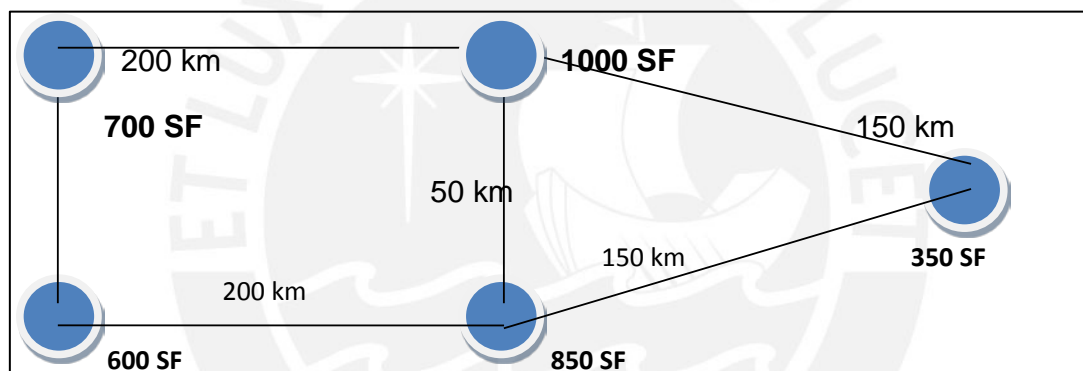
⁷⁷ <http://www2.osinerg.gob.pe/>

a. Definición y descripción de la organización

En base a la infraestructura instalada que está operativa, de las empresas ADINELSA y Perú Micro Energía, en el caso de la primera con intervención en la costa, sierra y selva, en total 4 395 paneles a nivel nacional hasta agosto del 2010. En el caso de la segunda empresa viene operando en Cajamarca con aproximadamente 3500 paneles.

En base a la experiencia de la explotación comercial y gestión empresarial de estas dos empresas define que la Empresa Modelo contará con una cantidad de 3500 Sistemas Fotovoltaicos-SFV, distribuidos en cinco sectores de 1000, 850, 700, 600 y 350 SFV, los que se ubican distantes como se muestra a continuación:

Figura 6.1: DEFICIENCIAS: ESQUEMA DE DISTRIBUCION DE LOCALIDADES



Fuente: Osinergmin - GART

Las distancias definidas son utilizadas para cuantificar el transporte requerido en la empresa modelo, para los costos de las instalaciones de los SFV y para los costos de explotación.

En resumen para la Empresa Modelo se definió 3500 SFV distribuidos en 5 sectores de atención con técnicos locales, dirigidos desde una sede administrativa, para ello se modela las empresas de la siguiente manera:

b. Organización para Costa, Sierra y Selva

El modelo cuenta con 3500 usuarios distribuidos en cinco sectores de 1000, 850, 700, 600 y 350, los que se ubican a una distancia definido en el gráfico anterior, de los cuales los cuatros primeros sectores se ubican en zonas de acceso moderado

(3150 usuarios) y el quinto sector se ubica en zona de difícil acceso (para el caso de Selva solo se puede ingresar por vía fluvial).

c. Estructura de Personal Permanente

Para las actividades propias de los SFV, la Empresa Modelo debe contar con una estructura de personal calificado de forma permanente, los mismos que deben desarrollar aquellas funciones que no resulta conveniente encargarlo a terceros, o porque debido a su naturaleza, no varían en forma directa con la cantidad de instalaciones.

Las funciones del personal propio de la Empresa básicamente consisten en lo siguiente:

- Dirección de la explotación técnica.
- Normalización de las actividades de construcción y explotación.
- Supervisión de las actividades de comercialización, mantenimiento preventivo, correctivo y reposición.
- Supervisión de la seguridad en el desarrollo de las actividades.
- Apoyo Técnico-Administrativo.
- Centro de Atención telefónica.

Por tanto, para el desarrollo de las funciones mencionadas, se considera el siguiente personal permanente para la Empresa Modelo:

- Gerente del Servicio Eléctrico.
- Apoyo Administrativo.
- Apoyo Técnico.
- 02 Técnico de Explotación (para supervisar al Soporte Técnico y Administrativo).

d. Funciones y Actividades

- Gerente del Servicio Eléctrico:

Su función es dirigir la gestión integral de la Empresa Modelo, en armonía con la normatividad pertinente, mediante la utilización racional y eficiente de los recursos propios y opcionales, orientados hacia el logro de los fines y objetivos empresariales.

Planea, organiza, dirige y controla el desarrollo de todas las actividades de la empresa directamente o a través de otros funcionarios, de acuerdo a la normatividad legal e interna vigente. Autoriza los movimientos de personal en lo referente a nombramientos, contrataciones, promociones, traslados, sanciones y ceses del personal de la empresa, en todos los niveles, actuando de acuerdo con las disposiciones y reglamentos vigentes.

Supervisa las labores del apoyo Administrativo y apoyo técnico.

- Apoyo Administrativo:

Administrar el potencial humano y los recursos materiales de la empresa, asegurando su utilización eficiente, económica, efectiva y en las mejores condiciones de costo, oportunidad y calidad, en plena concordancia con los objetivos empresariales.

Supervisa y controla las acciones de personal, logística, contabilidad y valores, en armonía con las políticas, directivas, procedimientos, normas y programas.

Recopila, elabora y mantiene actualizados los análisis económicos que permitan evaluar las variaciones del entorno económico del país en cuanto puedan tener relación con la empresa. Promueve la aplicación de la política de administración de personal, con criterios de justicia, disciplina y equidad, así como el logro de una efectiva atención de los problemas sociales de los trabajadores.

Administra los recursos humanos y establece mecanismos de control que garanticen el correcto cumplimiento de funciones y responsabilidades.

Propicia y controla la política de desarrollo de personal tendiendo a lograr su constante superación mediante una efectiva capacitación.

Supervisa las actividades de control de los bienes que forman el patrimonio empresarial, velando por su correcta ubicación, conservación, así como del oportuno control y registro de las obras destinadas a incorporarse al patrimonio empresarial.

Dirige y controla la administración contable de la empresa, a través de la formulación de los estados financieros y verificando su oportuna presentación a los

organismos superiores internos y a las instituciones externas indicadas por dispositivos legales vigentes, con eficiencia, eficacia y transparencia.

Dirige las actividades financieras, velando por la correcta administración de los recursos económicos y financieros controlando todas las transacciones, decidiendo o proponiendo el uso de las distintas fuentes de financiamiento disponibles, buscando permanentemente la mayor rentabilidad para la empresa.

Asume la responsabilidad de analizar el potencial de clientes en el área de influencia de la empresa, promover ampliaciones y aumentar las ventas. Responsable de la administración de los clientes y aplicación tarifaria, asimismo es el que organiza la facturación, cortes, retiro del servicio y atención al cliente.

Jefe inmediato: Gerente. Coordina las labores comerciales con los Técnicos de Explotación y/o Comerciales Locales.

- Apoyo Técnico:

Gestionar la concesión eléctrica y lograr los objetivos empresariales dentro de los marcos de calidad, eficiencia, eficacia, costo y rentabilidad.

Dentro de sus principales funciones, analiza y evalúa las necesidades de expansión del servicio, en el marco de la perspectiva de crecimiento y de desarrollo energético en el área de influencia. Coordina a su nivel, con los organismos de planificación general del desarrollo eléctrico. Planea, organiza, dirige y evalúa todos los aspectos relacionados con la operación y mantenimiento del servicio.

Planea, organiza, dirige y evalúa todos los aspectos relacionados a la atención de los sistemas fotovoltaicos en su ámbito.

Administra los recursos humanos, materiales y financieros asignados, garantizando su utilización eficiente y eficaz.

Evalúa periódicamente el avance en la consecución de los objetivos empresariales, disponiendo las correcciones y ajustes más convenientes.

Propicia la capacitación de los trabajadores de acuerdo a las necesidades de la Empresa y potencial de los trabajadores.

Cumple y hace cumplir las normas, directivas y procedimientos que rigen la actividad de servicio eléctrico con paneles fotovoltaicos. Cumpliendo y hace cumplir el Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Sub-Sector Electricidad.

Promueve de modo permanente la optimización de los procesos y racionalización de costos.

Jefe Inmediato: Gerente. Supervisa a las labores los Técnicos de Explotación y Técnicos Comerciales Locales.

- Técnicos de Explotación:

Cuya función principal es de Supervisar al servicio de “Soporte Técnico y Administrativo”, encargada de mantenimientos preventivos y correctivos, y las labores de comercialización. Asimismo, informar y coordinar permanentemente con el Apoyo Técnico y el Apoyo Administrativo. También controlar la ejecución de los trabajos y corrige inmediatamente cualquier práctica insegura o cualquier retraso.

Analizar las averías y proponer mejoras en los procedimientos de operación y mantenimiento, o en los materiales, para evitar su repetición.

Velar para que se disponga del material y las herramientas necesarias para los trabajos.

Jefe Inmediato: Ing. De Apoyo Técnico y Administrador. Supervisa el servicio de “Soporte Técnico y Administrativo”, conformado por los Técnicos Comerciales Locales.

- Servicio de Terceros:

Para atender los servicios de operación y mantenimiento, es necesaria la contratación de servicio de terceros, para la actividad de “Impresión de Recibos en blanco” y “Soporte Técnico y Administrativo”, de manera de reducir los costos de operación y mantenimiento, y mejorar la proximidad de las localidades.

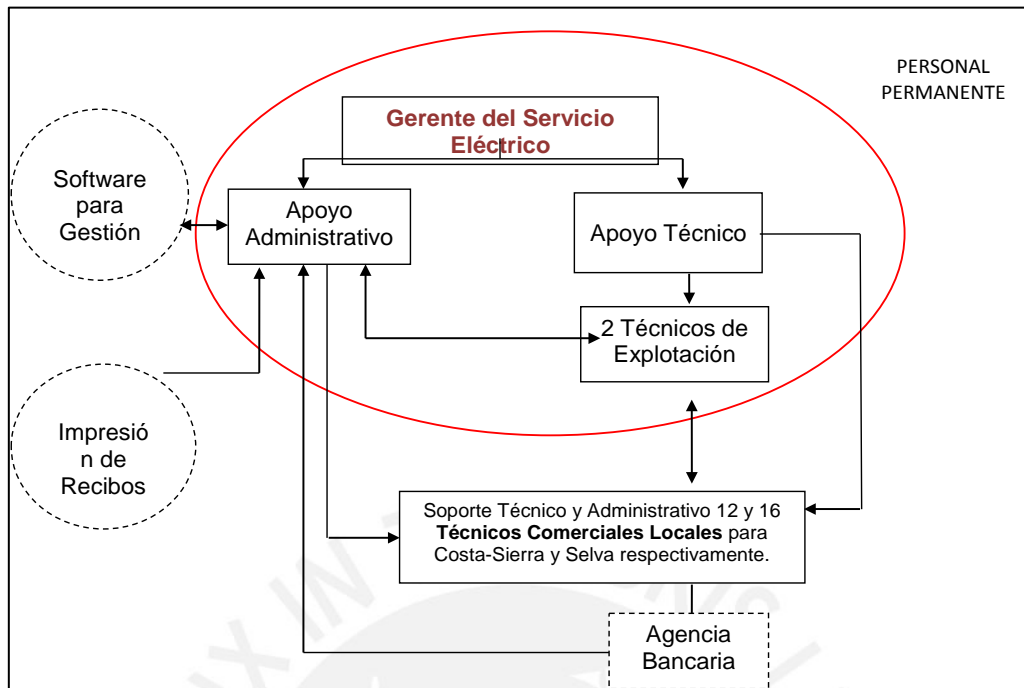
El “Soporte Técnico y Administrativo” está conformado por los “Técnicos Comerciales Locales”, que son personas seleccionadas de la zona donde se

encuentran los SFV, los cuales reciben permanentemente capacitación y coordinación con los dos (2) “Técnicos de Explotación”, para desarrollar las siguientes actividades:

- Inspección, mantenimiento, reemplazo de accesorios dañados, retiro de SFV por falta de pago y reubicación de los mismos.
- Entrega y cobranzas mensuales de los recibos por el servicio eléctrico, los cuales deben llegar de acuerdo al calendario de cobranzas.
- Soporte administrativo para la cobranza a los usuarios, manejo de almacén y atención a los usuarios y otros.
- Recaudación mensual del servicio de energía y hacer efectivo el pago respectivo por medio de la entidad bancaria del centro poblado más cercano a cuenta corriente de la Empresa Modelo, los costos de movilidad serán asumidos por el prestador del servicio.
- El Técnico Comercial Local reporta mensualmente las deficiencias y fallas, las mismas que serán programadas su atención, para mantener los sistemas operativos y sin fallas.
- Otros encargos que se encuentren dentro de las labores de administrador de los SFV.
- Presentar un informe mensual y contar con los instrumentos y herramientas para brindar el soporte técnico. Asimismo, contar con seguros contra accidentes.
- Permanente capacitación a los técnicos comerciales locales y a los usuarios, sobre el mejor uso de los SFV, con la finalidad de evitar dañar los componentes por el uso inapropiado. A los técnicos se les capacita en labores de operación, mantenimiento, comercialización y adecuada atención a los usuarios.

A continuación de muestra la estructura de organización para la empresa modelo, para la administración de los SFV.

Figura 6.2: ORGANIGRAMA GENERAL DE LA ADMINISTRACIÓN DE LOS SFV



Fuente: Osinergmin – GART

e. Determinación de la Tarifa Eléctrica para los Sistemas Fotovoltaicos

La tarifa para los sistemas fotovoltaicos es por cargo fijo mensual, debido a que el sistema fotovoltaico pone en disposición del usuario una determinada cantidad de energía mensual en KW.H-mes, en ese sentido, los tipos de tarifas han sido definidas para las zonas de costa, sierra y selva, por presentar diferentes niveles de radiación. Entonces, para una determinada potencia instalada (Wp) para los sistemas individuales establecidos, y nivel de tensión de servicio son:

Tabla 6.1: POTENCIA INSTALADA DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Tensión de Servicio	Tipo de Tarifa	Potencia Instalada (Wp)	Energía Promedio Estimada Disponible (kW.h-mes)		
			Costa	Sierra	Selva
12V DC	BT8-050	50	7.32	7.24	6.07
	BT8-080	80	11.75	11.54	9.66
220V AC	BT8-160	160	16.73	16.51	13.11
	BT8-240	240	24.92	24.51	21.19
	BT8-320	320	33.4	32.81	29.65

Fuente: Osinergmin – GART

- Potencia instalada 50 y 80 Wp, con tensión de servicio en 12V DC.
- Potencia instalada 80, 160, 240 y 320 Wp, con tensión de servicio en 220V AC.

Como la energía promedio estimada disponible se encuentra por debajo de 100 kWh mes, entonces los usuarios con los sistemas fotovoltaicos se encuentran dentro del ámbito de aplicación del FOSE (Ley 27510), obteniendo los siguientes niveles de reducción tarifaria.

Tabla 6.2: APLICACIÓN DEL FOSE- REDUCCIÓN TARIFARIA

Usuario	Sector	Reducción Tarifaria para consumos menores o iguales a 30 kWh mes	Reducción Tarifaria para consumos mayores a 30 kWh mes hasta 100 kWh mes
Sistema Aislado (Sistema Fotovoltaico Individual)	Urbano Rural y Rural	62.5% del cargo de energía	18.75 kW.h-mes por cargo de energía

Fuente: Osinergmin – GART

Para la aplicación de la tarifa, se deberá tener en cuenta que el cargo por energía (ctm S./kWh) obtenido del cálculo tarifario, deberá de multiplicarse por la energía promedio estimada disponible definida según la zona y la opción tarifaria; entonces como dicha energía está dentro del ámbito de aplicación del FOSE, se deberá aplicar las reducciones tarifarias correspondientes para determinar la facturación mensual que deberá pagar el usuario.

Para el cálculo de las tarifas para las zonas de la Amazonía bajo el ámbito de la Ley N° 27037, Ley de Promoción de la Inversión de la Amazonía, aplicable a las empresas operadoras de SFV que operan en zonas de la Amazonía y se ven imposibilitadas de transferir el IGV, gravado a los bienes adquiridos fuera de dichas zonas, se considera lo siguiente:

- Valor Nuevo de Reemplazo (VNR):

Un costo adicional en el rubro de costos de los materiales, igual al 19% de los costos de los materiales.

Un costo adicional en el rubro de los costos de transporte y equipos, igual al 2% de los costos de transporte y equipos. Dicho porcentaje toma en cuenta la

incidencia del IGV en los costos de transporte y equipos por la adquisición de vehículos y equipos.

- Operación y Mantenimiento:

Un costo adicional en el rubro de costos de los materiales, igual al 19% de los costos de los materiales.

Un costo adicional en el rubro de costos de transporte y equipos de servicios de terceros (directos e indirectos), igual al 2% de los costos de transporte y equipos. Dicho porcentaje toma en cuenta la incidencia del IGV en los costos de transporte y equipos por la adquisición de vehículos y equipos.

6.2.3 DISEÑO ORGANIZACIONAL ADINELSA⁷⁸

La empresa de Administración de la Infraestructura Eléctrica (ADINELSA), es una de las pocas instituciones del sector energía, que presta el servicio eléctrico mediante paneles solares a localidades aisladas en nuestro país, cuyos usuarios son beneficiados por los subsidios del FOSE. Las viviendas atendidas se caracterizan por su alta dispersión, baja densidad demográfica y población de pocos recursos económicos de las poblaciones rurales, que obligan a descartar, por antieconómicas, soluciones convencionales como el tendido de redes eléctricas.

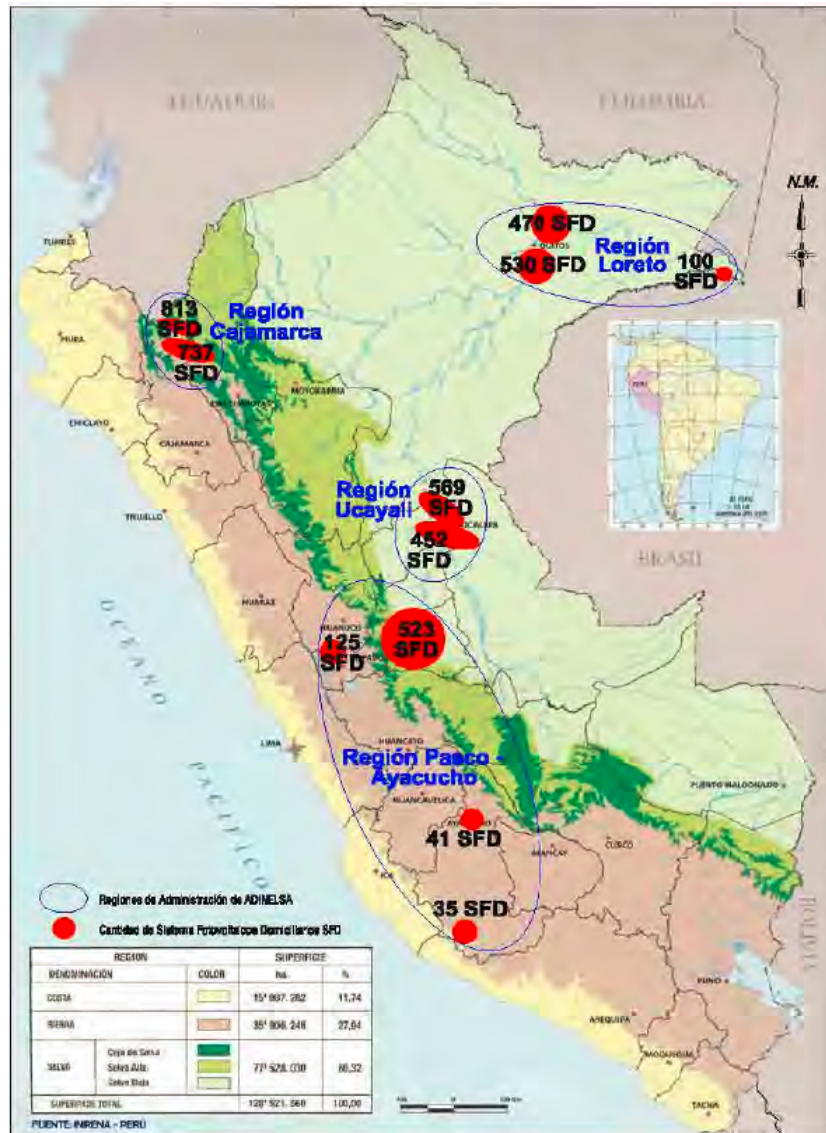
Tras examinar diferentes alternativas tales como la energía eólica, grupos electrógenos, biogás, se ha elegido la energía eléctrica no convencional, proveniente de la energía solar, vía una tecnología fotovoltaica. Aun siendo el costo de instalación más alto, los costos de operación y mantenimiento son relativamente más bajos que los de las otras opciones mencionadas y los requerimientos de reposición de los componentes mucho más espaciados, lo que reduce las intermitencias en el servicio.

ADINELSA actualmente cuenta con 4395 SFV (100%), distribuidos:

- En Costa existen 35 SFV (0.8%).
- En Sierra existen 1716 SFV (39.04%).
- En Selva 2644 SFV (60.16%).

⁷⁸ <http://www.adinelsa.com.pe/sistemaselectricos.aspx>

Figura 6.3: DISTRIBUCION A NIVEL NACIONAL DE LOS SISTEMAS DE ADINELSA



Fuente: ADINELSA

Debido a la dispersión de los SFV, ADINELSA los administra en las siguientes cuatro (4) regiones:

- Región Loreto, con 1100 SFV.
- Región Cajamarca, con 1550 SFV.
- Región Ucayali, con 1021 SFV.
- Región Pasco y Ayacucho, con 724 SFV.

En cada una de estas regiones la sede de Lima realiza el proceso de capacitación técnica y administrativa del Comité Pro Electrificación-CPE constituido por: un Presidente, un Secretario, un Tesorero y Soporte Técnico. La capacitación

comprende el manejo de cada uno de los componentes que conforman el Sistema Fotovoltaico Domiciliario-SFD, en la instalación del mismo y en su mantenimiento preventivo y correctivo. Complementariamente se diseñaron los recibos para la cobranza y los formatos para reportes del estado situacional de los componentes, y las actas del servicio de mantenimiento.

Asimismo, el sistema administrativo relacionado con las cobranzas y los depósitos en la cuenta bancaria de ADINELSA por el uso de los SFD, deduciéndose los gastos por mantenimiento preventivo y correctivo en los que se incurra. A la fecha el mantenimiento lo realiza el Soporte Técnico del CPE, a través de visitas mensuales que se efectúan a las viviendas, para observar el funcionamiento de cada componente del SFD y presentar el Informe a la Dirección Regional de Energía y Minas cada Gobierno Regional.

Figura 6.4: ROL DE LOS ACTORES EN EL MODELO

ADINELSA	OPERADORES REGIONALES	USUARIOS	OSINERGMIN
Gestor de los sistemas, por transferencia de la DGER/MEM	Facturación y de supervisión a técnicos locales	Responsable de la seguridad de los SFVD	Fiscalizar el servicio de electricidad
Contrata a los operadores regionales y supervisa acciones	Organización de las actividades de los técnicos locales	Realizan funciones básicas: limpieza del panel, revisión de conexiones	Canaliza los recursos del FOSE a ADINELSA.
Responsable de procesar información mediante programa comercial COMWEB	Responsable de la entrega de recibos/notificaciones	Cumplir con pago de cargo fijo; verificar en COMWEB su pago	
Programación de inversiones para reposición de equipos al final de vida útil	Cobranza mensual del cargo fijo, actividades de mantenimiento		
Gestiona el FOSE: facilita información a OSINERGMIN	Depósito del dinero en agencia del BN; reporte en COMWEB de código de usuarios		

Fuente: ADINELSA

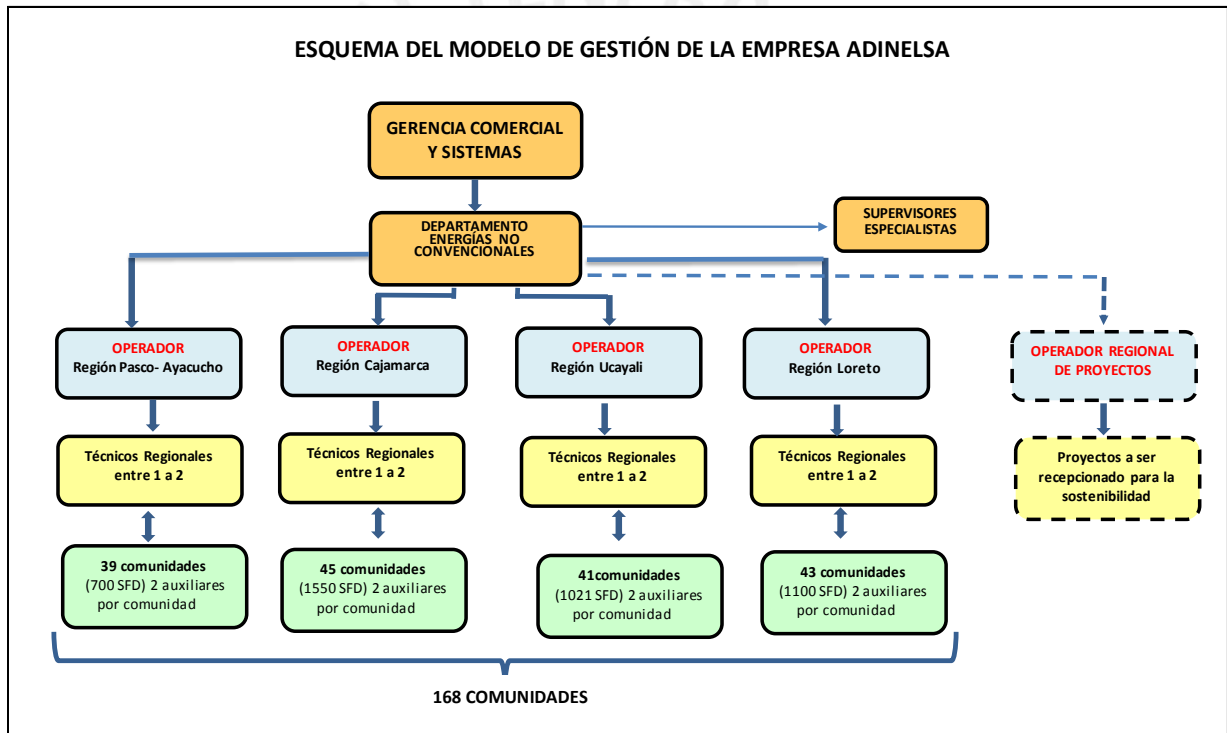
Convenio para la administración del modelo:

El rasgo fundamental del modelo administrativo es la participación de los usuarios. En las Comunidades en las que se ha instalado el SFD, se ha seguido, en

forma estandarizada, un Convenio entre ADINELSA y el CPE que especifica lo siguiente:

- Pago único por derecho de conexión de S/. 150,00 por usuario.
- Pago mensual de S/. 20,00 por usuario por el uso del SFD
- El compromiso de los usuarios de custodiar el SFD, no trasladarlo, ni modificar sus instalaciones.
- La obligación de devolver a ADINELSA los equipos que conforman el SFD, en el caso de que la red pública resulte, en el futuro, accesible a la comunidad.

Figura 6.5: MODELO DE GESTION ADINELSA



Fuente: Taller de Difusión de los resultados de del diagnóstico, experiencias en SFV y prácticas de las empresas de Distribución, realizado el 19 de julio de 2012 dictado por el Ing. Gonzalo Urday Salomón.

6.2.4 DISEÑO ORGANIZACIONAL CASE – FONER

Se diseña un plan de gestión persigue la sostenibilidad de las instalaciones, que en el caso de los SFVD, contempla tanto asegurar un servicio continuo de energía eléctrica como maximizar el tiempo de vida de los componentes, teniendo en cuenta las limitaciones.

Un punto importante se basa en el establecimiento de una estructura local capacitada adecuadamente y continuamente. Con instrumento, herramientas y accesibilidad a partes de reemplazo. Fácilmente referible y ubicable por el usuario y que permita una respuesta rápida a los fallos que originan discontinuidad del servicio eléctrico.

Otra base de la sostenibilidad es la motivación del usuario, que sólo puede afianzarse sobre la confianza en su sistema, el conocimiento de sus limitaciones y con la facilidad de acceso a la asistencia técnica.

a. Personal calificado de forma permanente

En este sentido, en el marco del Programa FONER se planteó una propuesta de gestión en coordinación con las empresas concesionarias. Así, la empresa debe contar con una estructura de personal calificado de forma permanente, los mismos que desarrollarán aquellas funciones que no resulta conveniente encargarlo a terceros, o porque debido a su naturaleza, no varían en forma directa con la cantidad de instalaciones.

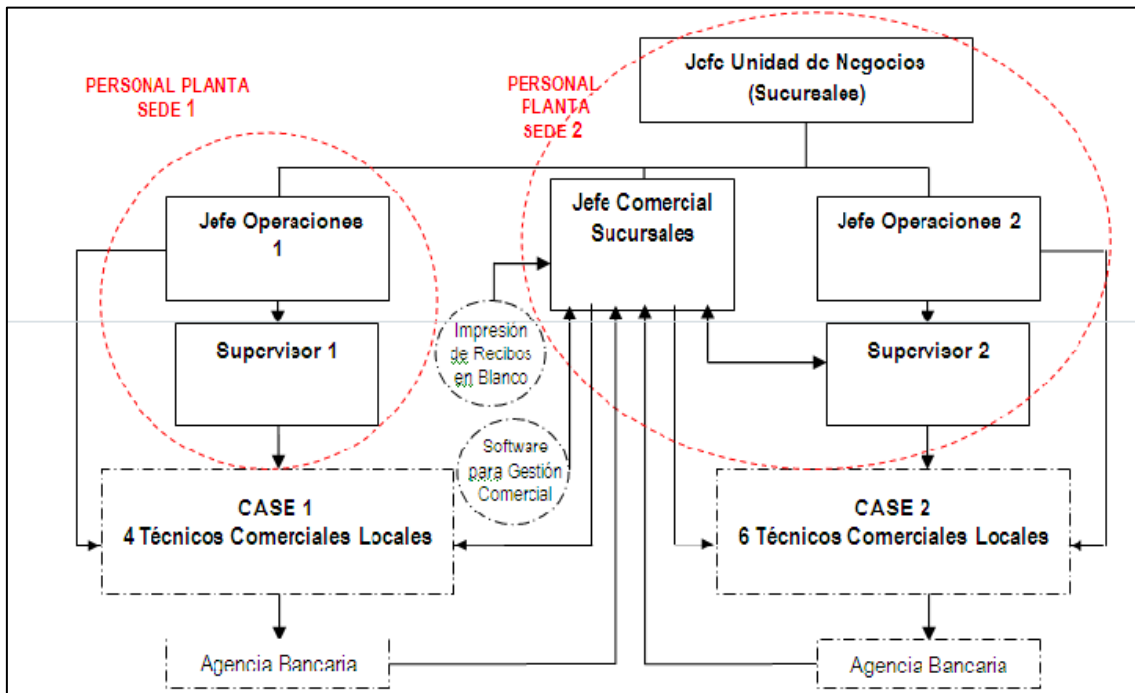
Entre sus principales funciones:

- Normalización de las actividades de construcción y explotación.
- Supervisión de las actividades de comercialización, mantenimiento preventivo, correctivo y reposición.
- Supervisión de la Seguridad en el desarrollo de las actividades.
- Apoyo Técnico – Administrativo.
- Centro de atención telefónica.

b. Jefe Unidad Negocios (Gerente del Proyecto)

- Planea, organiza, dirige y controla el desarrollo de todas las actividades de la empresa directamente o a través de otros funcionarios, de acuerdo a la normatividad legal e interna vigente.
- Autoriza los movimientos de personal en lo referente a nombramientos, contrataciones, promociones, traslados, sanciones y ceses del personal de la empresa, en todos los niveles, actuando de acuerdo con las disposiciones y reglamentos vigentes.
- Supervisa las labores del apoyo Administrativo y apoyo Técnico.

Figura 6.6: MODELO DE GESTION FONER



Fuente: FONER

c. Jefe comercial Unidad de Negocios

- Administrar los recursos humanos y materiales, asegurando su utilización eficiente y en las mejores condiciones de costo.
- Supervisa y controla las acciones de personal, logística y contabilidad, de acuerdo con las directivas, y normas.
- Valoriza las inversiones (repuestos, herramientas), los servicios de terceros, seguimiento a contratos de adquisiciones y de locación.
- Elabora y propone los procesos de adquisición de bienes y servicios actuales y futuros según requerimientos.
- Dirige y controla la administración contable, a través de la formulación de los estados financieros y su presentación a superiores.
- Seguimiento a los indicadores comerciales: planilla, costos y N° de intervenciones, costos logísticos, desgaste de herramientas, etc.
- Responsabilidad de analizar el potencial de clientes en el área de influencia, promover ampliaciones y aumentar las ventas.

d. Jefe de Operaciones (técnico operativo)

- Gestionar la concesión eléctrica y lograr los objetivos empresariales.

- Evaluar las necesidades de expansión del servicio, en el marco de la perspectiva de crecimiento y de desarrollo energético en el área de influencia.
- Controlar los indicadores de calidad de servicio / interrupciones frecuencia de mantenimiento, fallas no previstas, reposiciones, etc.
- Organizar y dirigir todos los aspectos relacionados con la operación y mantenimiento del servicio con sistemas fotovoltaicos.
- Cumple y hace cumplir las normas, directivas y procedimientos que rigen la actividad de servicio eléctrico con paneles fotovoltaicos. Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Sub - Sector Electricidad.
- Seguimiento de las actividades de los supervisores y técnicos comerciales locales (servicio de terceros).

e. Supervisor

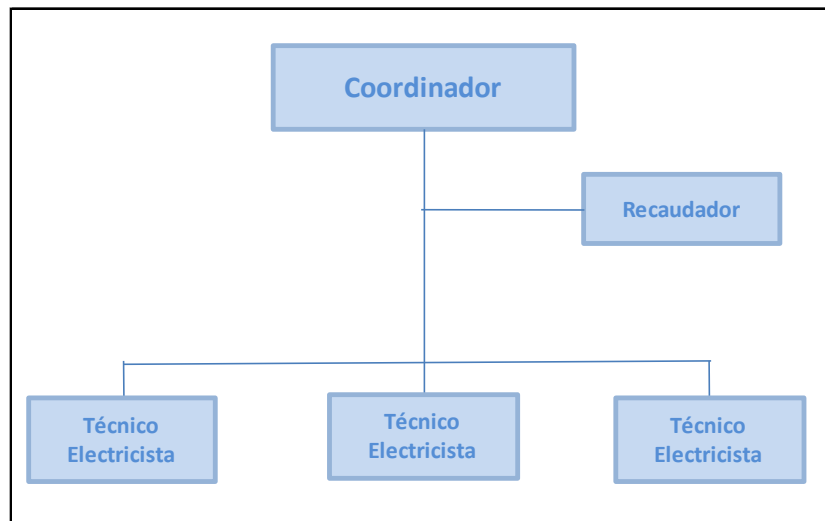
- Revisar reportes mensuales de los técnicos comerciales.
- Analizar las averías y proponer mejoras en los procedimientos de operación y mantenimiento, o en las especificaciones de los materiales.
- Controlar la disponibilidad de material y herramientas necesarias para los trabajos.
- Reportar a sus Jefes Inmediato (Ing. de Operaciones y Comercial) información útil para elaborar indicadores de gestión y de valorización de servicios.

f. Servicio de Terceros

Para atender los servicios de operación y mantenimiento, es necesaria la contratación de servicios de terceros, para la actividad de “Impresión de Recibos en blanco” (coordinado con Jefatura de tarifas, Jefatura de facturación, Soporte Informático, etc.) y “Soporte Técnico y Comercial locales”, de manera de reducir los costos de operación y mantenimiento, y mejorar la proximidad de las localidades. Igualmente, contacto con las entidades bancarias.

g. CASE

Figura 6.7: ORGANIGRAMA CASE



Fuente: FONER

Coordinador: Encargado de la coordinación de actividades con la EEDD, representante legal (en muchos casos es el dueño). Programa las actividades de los técnicos, según contrato y órdenes de trabajo. Mínima formación administrativa y/o técnica.

Recaudador: Encargado de la cobranza y de la organización del reparto de recibos. Se podrá mover en campo para cobranza y reparto de recibos. Formación mínima en contabilidad.

Técnico Electricista: Técnico encargado de la ejecución de las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo. Mínima formación técnica rango Oficial.

- Funciones de Soporte Técnico:
 - Reporte periódico del estado e los SFVD, incidencias, frecuencia de intervenciones, fallas reportadas, a la supervisión de la EEDD.
 - Formación continua de técnicos con los conocimientos necesarios para que sean capaces de prevenir, diagnosticar, corregir y/o derivar cualquier desperfecto presentado en las instalaciones.
 - Informar a los usuarios sobre el correcto uso de sus equipos y el mantenimiento básico que debe realizar.

- Posesión de herramientas e instrumentación completas para adecuadas para su uso por parte de los técnicos formados.
- Asegurar la madurez de los canales de comunicación usuario–Empresa, ya iniciados en la etapa de instalación, en el proceso de capacitación Técnico – Usuario

h. Procedimiento de ejecución de mantenimiento

- Inspección visual
- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo
- Procedimientos de verificación de falla

i. Repuestos

En cuanto al stock de equipos de repuesto, debe incluir equipos consumibles tales como lámparas o luminarias, fusibles y reguladores, y cuando corresponda, equipos que se encuentran en periodo de garantía (dejados por el proveedor).

Cada EEDD deberá hacer los adecuados cálculos para determinar la magnitud de stock de reemplazo, que será ajustado de acuerdo a la experiencia que se vaya adquiriendo, y que servirá de base, una vez superado el tiempo de garantía, para stock de mantenimiento correctivo.

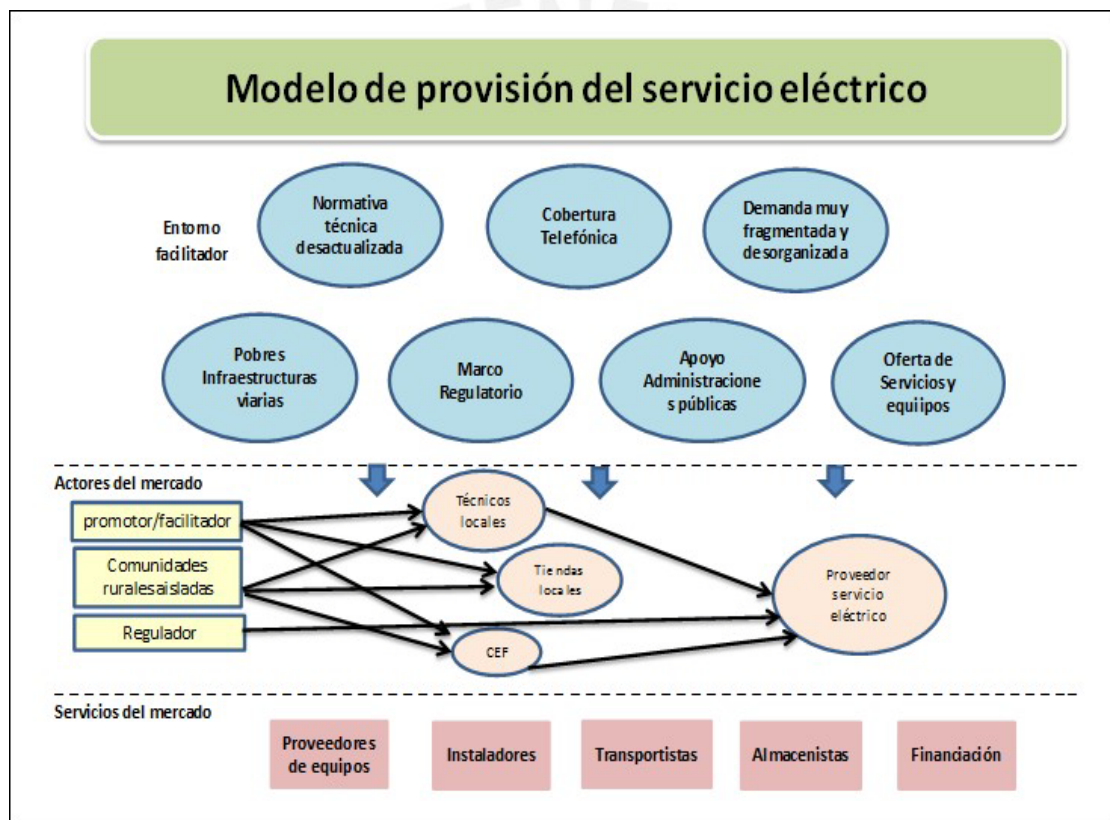
La constitución de una estructura de mantenimiento a largo plazo es la clave de la sostenibilidad de los SFVD. Esta estructura persigue los siguientes objetivos:

- Mantener el Interés por parte del usuario: continuidad del servicio eléctrico.
- Establecer la estrategia técnica de aseguramiento del servicio eléctrico: disponibilidad de personal, herramientas, repuestos.
- Disponer de capacidad financiera para costear la explotación técnica y comercial.

6.2.5 DISEÑO ORGANIZACIONAL MICROENERGÍA⁷⁹

La Fundación Española, Acciona Micro Energía, ante la necesidad de brindar el servicio eléctrico en la localidades aisladas y de difícil acceso en el norte de nuestro país, ha innovado la posibilidad de negocio y vencer a la pobreza, en base a su modelo Base de la Pirámide (BdP) Negocios Inclusivos. Oportunidades para la mayoría: Que hace que los mercados trabajen para los pobres brindando Gestión responsable de la cadena de suministro- Empresa social- Responsabilidad Social Corporativa.

Figura 6.8: MODELO MICROENERGIA



Fuente: Internacional Economía de la Energía USMP (2014–Ing. J. Eisman)

El modelo de Perú Micro Energía, es un modelo práctico, que se base en los siguientes criterios:

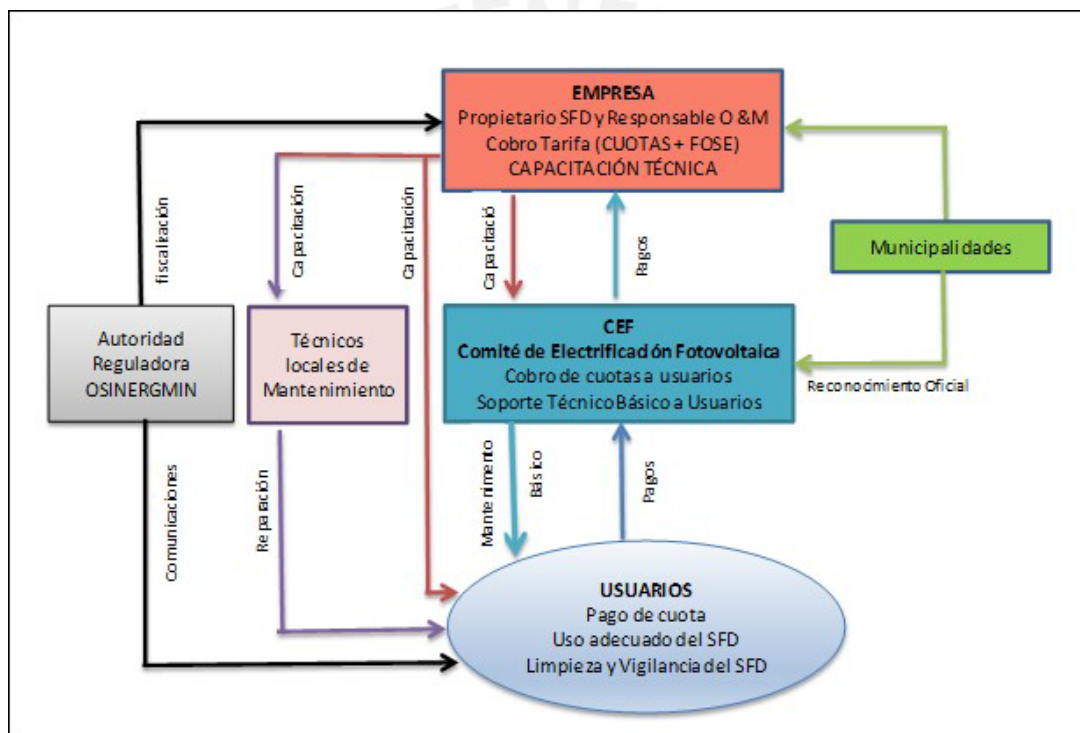
- Ajustes del modelo: Debido al tamaño de la empresa cualquier ajuste técnico administrativo, se realiza en busca de un punto de equilibrio.

⁷⁹ Seminario Internacional de Economía Energética- Ing. Julio Eisman

- El personal de la localidad que se ha seleccionado para la OyM, tiene una fortaleza en Capacitación y más capacitación, de parte de los promotores.

El modelo implementado por MICROENERGIA radica principalmente en el trabajo de los Comités de Electrificación Fotovoltaica (CEF) y en el acceso a una tarifa regulada fotovoltaica y al subsidio proveniente del FOSE. Al respecto, podemos comentar que la constitución de cada CEF es una tarea complicada y que demanda un extenso trabajo a PEME.

Figura 6.9: MODELO DE GESTION MICROENERGIA



Fuente: Internacional Economía de la Energía USMP (2014–Ing. J. Eisman)

Los sistemas tienen poco tiempo de funcionamiento, por lo que no se han realizado cambios por cumplimiento de la vida útil, por tanto no se puede aún evaluar si la recaudación y gestión de los recursos financieros es eficiente.

a. Rol de los actores:

El Programa LUZ EN CASA, que desarrolla ACCIONA Microenergía Perú desde el 2009 en Cajamarca, está demostrando que una iniciativa de electrificación

rural con Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios (SFD) puede ser sostenible económicamente y asequible a los más marginados.

AMP provee un servicio básico de electricidad a 3.000 hogares en pobreza y pobreza extrema, mediante sistemas fotovoltaicos domiciliarios, y con un sistema de cuota por servicio.

Con los 1.700 SFD instalados en 2013, cofinanciados mediante un préstamo a largo plazo de BID- FOMIN, se ha llegado a la sostenibilidad económica de la iniciativa.

Las familias, a través del Comité de Electrificación Fotovoltaica de su comunidad, abonan S/.10 al mes. La tasa de morosidad es inferior al 1%. Prácticamente todos pagan.

Las familias usuarias manifiestan su satisfacción con la solución implementada

Figura 6.10: ROL DE LOS ACTORES MICROENERGIA

PEME	CEF	USUARIOS	OSINERGMIN
Propietario de los sistemas, participa en todo el ciclo del proyecto.	Canal de comunicación de PEME con los usuarios	Asisten a capacitaciones periódicas	Fiscalizar el servicio de electricidad
Es proveedor del servicio eléctrico como concesionario	Responsable de la entrega de recibos/notificaciones	Realizan funciones básicas: limpieza del panel, luminarias...	Canaliza los recursos del FOSE a PEME.
Gestiona el FOSE; facilita información a OSINERGMIN	Cobra mensualmente la cuota de cada usuario	Informan al CEF de incidencias	
Capacita a usuarios y al CEF			
Responsable de facturación, mantenimiento, etc. y reposición de equipos al final de vida útil			

Fuente: Internacional Economía de la Energía USMP (2014–Ing. J. Eisman)

b. Modelo de financiamiento

INVERSIÓN:

-1,300 SFD Donación FUNDAME

-1,700 SFD Crédito FOMIN-BID

6.2.6 DISEÑO ORGANIZACIONAL PROGRAMA MASIVO DE 500 MIL PFV80

El gobierno peruano a través del Ministerio de Energía, condecora que el sector energético peruano es considerado por el World Economic Forum como uno de los líderes a nivel global en lo que respecta a la contribución que éste ofrece al crecimiento y sostenimiento del desarrollo económico de su país⁸¹. Aspecto clave para desarrollo de un país, debe generar señales económicas que los inversionistas requieren para evaluar sus proyectos de inversión y financiarlos en la banca nacional e internacional.

El Perú cuenta con vastos recursos energéticos renovables, un marco normativo que hace viable el incentivo a la incorporación de tecnologías basadas en fuentes renovables en la matriz energética⁸².

Este incentivo ha hecho posible que nuestro país actualmente haya incorporado cerca de 100 MW fotovoltaicos conectados a la red, mediante proyectos financiados íntegramente con capital privado tanto en el patrimonio (equity) como en la deuda (debt). Este marco normativo creó una plataforma de subasta de los incentivos a otorgar, que involucra un PPA (Power Purchase Agreement) que garantiza la compra de la energía generada por el proyecto que se adjudica el incentivo.

El marco normativo de los recursos energéticos renovables (RER) ha sido complementado con el D.S. 020-2013-EM⁸³, el cual permite incentivar la generación de energía eléctrica proveniente de sistemas fotovoltaicos autónomos (off-grid solar home systems). Mediante este complemento normativo es posible utilizar el mismo mecanismo de subasta de incentivos que hizo viable la incorporación de 100 MW fotovoltaicos a la red, pero esta vez para incorporar aproximadamente 50 MW de sistemas fotovoltaicos autónomos (500 mil sistemas fotovoltaicos). Con esto se prevé dar un salto en la reducción de la brecha de cobertura eléctrica de nuestro país, que actualmente se encuentra en el último lugar en el ranking latinoamericano⁸⁴.

⁸⁰ Lineamientos de la Política Pública de Inclusión Eléctrica con Sistemas Fotovoltaicos Autónomos, preparado por el Ing. David Orosco Zumarán el 08.20.2014

⁸¹ The Global Energy Architecture Performance Index Report 2014, World Economic Forum.

⁸² D.L. 1002 "Decreto Legislativo de promoción a la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables".

⁸³ Publicado el 27 de junio de 2013.

⁸⁴ Cifras de último reporte del CIER (Comisión de Integración Energética Regional) en su "Síntesis Informativa Energética, 2012 (Datos al 2010)", el Perú se encuentra con una cobertura eléctrica de

- a. La política pública de inclusión eléctrica en el plan de acceso universal a la energía

El esfuerzo que ha realizado el estado para brindar cobertura eléctrica en el Perú han sido significativos, pero el resultado es aún insuficiente. La Ley General de Electrificación Rural (LGER) en junio del 2006 creó un aporte del mercado eléctrico para un fondo de electrificación rural a ser gestionado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM). Esto posibilitó el incremento de la inversión en la expansión de redes de energía eléctrica, llegándose a montos de inversión anual del orden de los US\$200 millones.

Tabla 6.3: COBERTURA DE HOGARES Y DISPONIBILIDAD DE ENERGIA EN AMERICA DEL SUR - 2012

PAÍS	Población Total (miles)	Clientes Servidos (miles)	% Hogares con disponibilidad de electricidad
Argentina	40 370	13 836	95.0%
Bolivia	9 995	1 976	86.8%
Brasil	195 153	67 906	99.3%
Chile	17 149	4 975	98.9%
Colombia	46 448	10 441	96.7%
Ecuador	14 490	3 952	95.5%
Paraguay	6 458	1 272	97.4%
Perù	29 272	5 171	85.1%
Uruguay	3 373	1 307	98.8%
Venezuela	29 039	5 669	99.5%

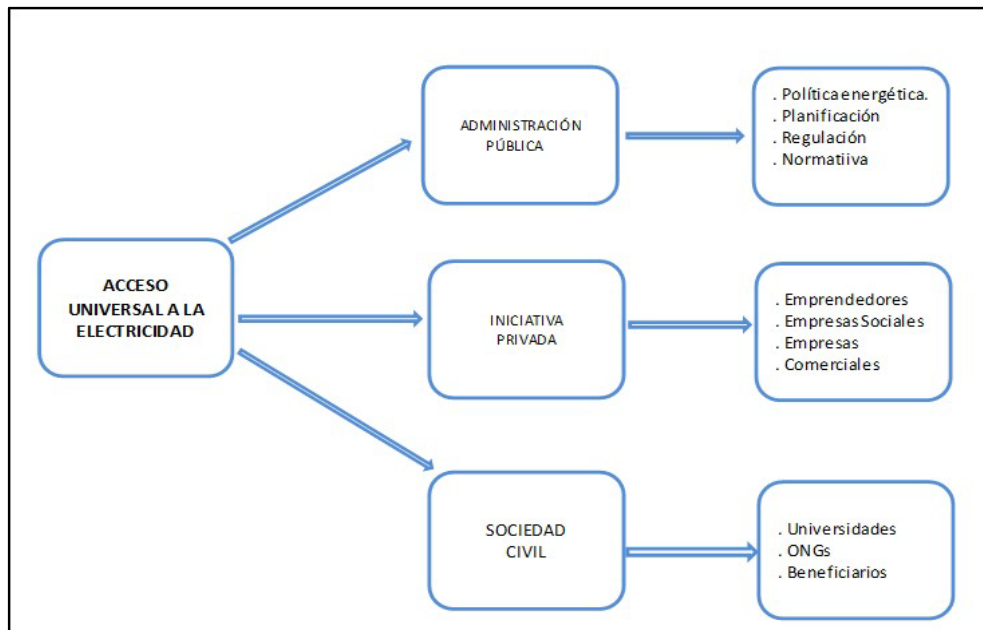
Fuente: CIER (2012) Síntesis informativa energética – datos al 2010.

No obstante haberse incrementado el monto de inversión en la expansión de redes eléctricas, según consta en el último reporte (2012) de la “Síntesis Informativa Energética” del Comité de Integración Energética Regional (CIER), el Perú ocupa el último lugar en América del Sur en lo que respecta a la cobertura de hogares con disponibilidad de electricidad.

85,1%, quedando en último lugar en Latinoamérica, por debajo de Bolivia que ha alcanzado una cobertura de 86,8%.

El planteamiento de Acceso Universal requerirá de varios participantes:

Figura 6.11: ACCESO UNIVERSAL DE ENERGIA



Fuente: Internacional Economía de la Energía USMP (2014 – Ing. Julio Eisman)

La baja cobertura eléctrica que tiene nuestro país, ha llevado al MINEM a replantear la estrategia al problema, de tener miles de ciudadanos viviendo excluidos del servicio eléctrico. Dado que los estudios realizados en el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), se identifica que buena parte de las zonas que quedan por electrificar, y que tienen como característica su alta dispersión en la ubicación de viviendas con dificultad en el acceso. La alternativa tecnológica de electrificación con mayor racionalidad económica para la realidad de estas zonas, resultan ser los sistemas fotovoltaicos autónomos.

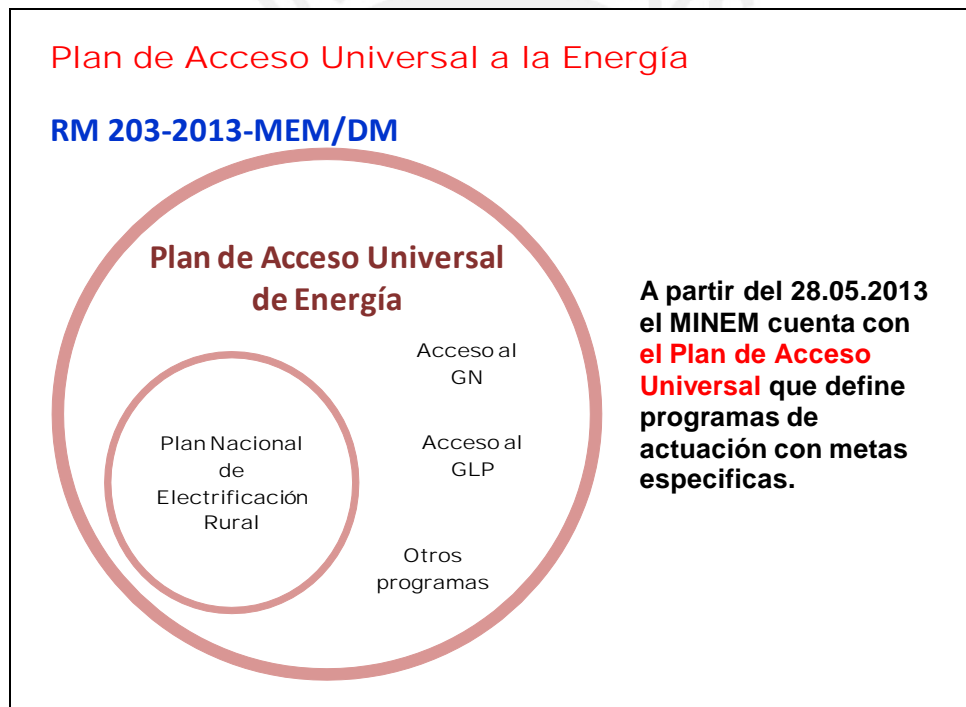
La estrategia para enfrentar el problema de la inclusión eléctrica ha sido la Asociación Público Privada (APP) que involucre a operadores privados. El objetivo de tener estos agentes privados es conseguir mayor velocidad en la ejecución de las obras, así como también garantizar la sostenibilidad en la gestión de los sistemas fotovoltaicos autónomos. Para tal fin, se previó apalancar esta nueva estrategia de inclusión eléctrica, en las experiencias exitosas ya existentes y probadas para involucrar a agentes privados en el mercado eléctrico. Estas experiencias exitosas estas referidas a los contratos del tipo BOOT (Build, Own, Operate and Transfer) que han permitido contar con agentes privados en la construcción de redes de transmisión

eléctrica, y de manera específica en la construcción de centrales solares fotovoltaicas conectadas a la red.

El cambio de estrategia fue oficializado en un nuevo instrumento de política pública denominado Plan de Acceso Universal a la Energía, el mismo que incluye dentro de sí al Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) y modifica la meta que éste último tenía respecto a los sistemas fotovoltaicos autónomos.

El PNER planteaba construir 285 mil sistemas fotovoltaicos autónomos al 2022. El Plan de Acceso Universal a la Energía modifica esta meta y establece un valor de 500 mil sistemas a realizarse al 2016.

Figura 6.12: PLAN DE ACCESO UNIVERSAL DE ENERGIA



Fuente: CIER (2012) Síntesis informativa energética – datos al 2010.

- b. Criterios Generales de la Política Pública de Inclusión Eléctrica con Sistemas Fotovoltaicos Autónomos

La política pública de inclusión eléctrica con sistemas fotovoltaicos autónomos que está en proceso de implementación, tiene tres criterios generales que merecen ser mencionados:

Focalización: Este programa de sistemas fotovoltaicos está focalizado en viviendas ubicadas en centros poblados alejados y dispersos, en los que resulta más económico electrificar con sistemas fotovoltaicos que hacerlo con expansión de redes eléctricas. Cabe mencionar que se ha incluido como beneficiarios de este programa a las escuelas, postas médicas y otros locales comunales.

Conglomerados de Zonas: El programa se ha diseñado de modo que un operador privado se haga cargo de la instalación, operación y mantenimiento de un conglomerado de sistemas fotovoltaicos autónomos. Las Bases de la subasta RER definen de manera precisa el tamaño de los conglomerados a subastar.

Dinámica de Zonas Fotovoltaicas y las Redes Eléctricas: Este programa de electrificación con sistemas fotovoltaicos autónomos convive con el de electrificación con conexión a redes.

Las zonas de atención con sistemas fotovoltaicos serán alcanzadas en el tiempo por la expansión de las redes convencionales. La coordinación de ambos programas se es gestionado por el MINEM para evitar conflictos entre ambos programas. Sin embargo, ante la llegada de la red eléctrica a una zona fotovoltaica, el MINEM reconocerá el costo de traslado de los sistemas hacia otras zonas, o el valor de la inversión del operador privado en los sistemas alcanzados por las redes.

c. Aspectos Regulatorios y Tarifarios - La Subasta RER FVA

El marco normativo sobre el cual se ha implementado el programa de los sistemas fotovoltaicos es el correspondiente al Decreto Legislativo 1002 (D.L. 1002) que lleva por título “Decreto Legislativo de promoción a la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables”. La norma específica aplicable al caso es el Decreto Supremo 020-2013-EM, que reglamenta la aplicación del D.L. 1002, definiendo el concepto de sistema fotovoltaico autónomo y estableciendo la aplicación del esquema de subastas de recursos energéticos renovables para adjudicar la inversión, operación y mantenimiento de un conglomerado de estos sistemas autónomos a un operador privado.

El mismo marco normativo que ha hecho posible que el Perú cuente a la fecha con aproximadamente 100 MW fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, ahora es utilizado para incorporar al mercado eléctrico aproximadamente 50 MW fotovoltaicos

pero en este caso del tipo autónomos, que son generados de manera distribuida en las zonas rurales y dispersas.

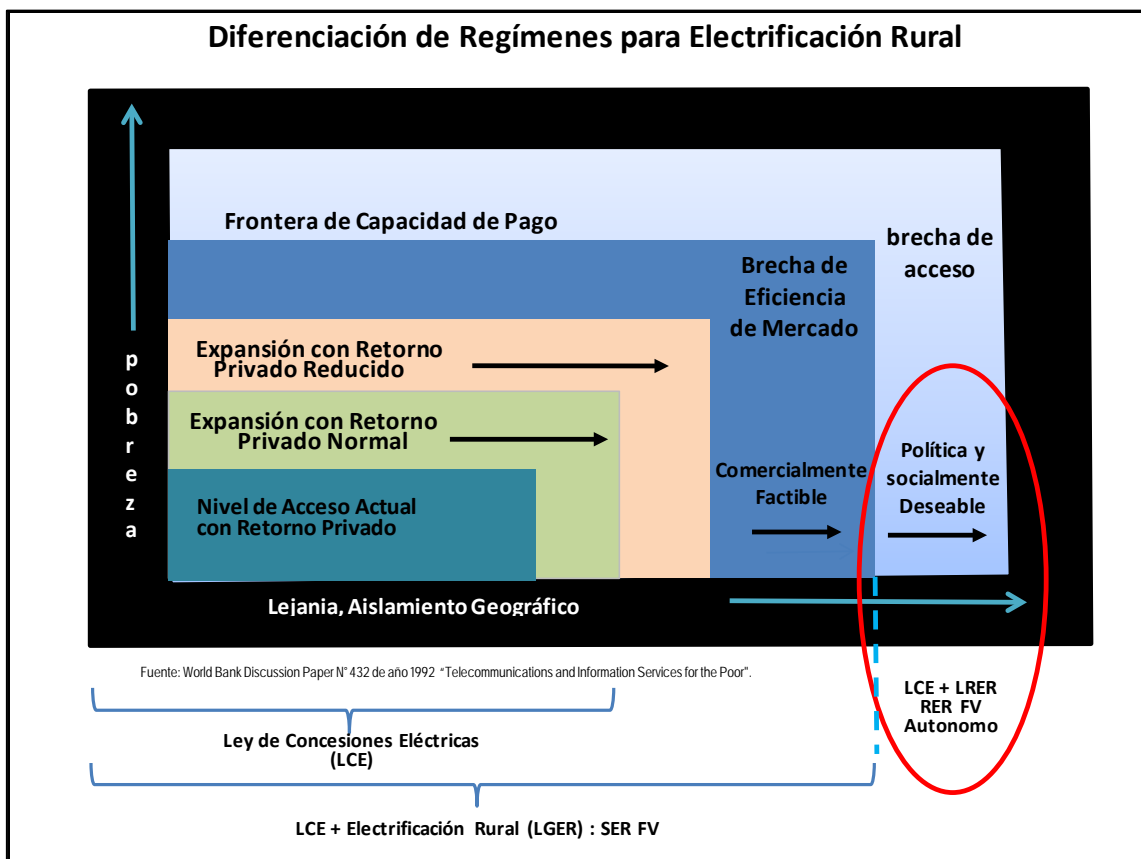
El régimen tarifario de estos sistemas fotovoltaicos autónomos es similar al existente para los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica en lo que respecta a la garantía de reconocer el valor con el cual el inversionista se adjudica el conglomerado de sistemas fotovoltaicos autónomos en la subasta. El sistema eléctrico en su conjunto garantiza la remuneración registrada en la subasta, para lo cual existe un esquema de compensaciones sociales que son cargadas en la tarifa de los consumidores del mercado en su conjunto. El inversionista recibirá la remuneración garantizada, que será la suma de: i) el monto cobrado a los usuarios de los sistemas fotovoltaicos; y ii) las compensaciones sociales previstas para cubrir la diferencia.

Cabe mencionar por otro lado que el régimen tarifario de esta subasta RER de fotovoltaicos autónomos se diferencia marcadamente del utilizado para la tarifa fotovoltaica “BT8”. Esta última es una tarifa administrativa que resulta de un proceso de fijación de tarifas de distribución, realizado cada cuatro años, sobre la base de una empresa modelo y unas características típicas de la demanda que asume el Regulador. En contraposición, la tarifa de los sistemas RER fotovoltaicos autónomos es una tarifa de subasta en el que se descubre el precio de mercado que los agentes en competencia establecen como el apropiado para brindar un determinado servicio.

A continuación se presenta esquemáticamente la diferenciación de los regímenes tarifarios mencionados.

La tarifa BT8 corresponde al régimen de la Ley General de Electrificación Rural (LGER) y se refiere a los sistemas eléctricos rurales fotovoltaicos (SER FV). Mientras que la tarifa RER fotovoltaica autónoma corresponde al régimen de la Ley de Recursos Energéticos Renovables (LRER).

Figura 6.13: BRECHA DE ACCESO UNIVERSAL DE ENERGIA



d. Modelo de Negocio de la Asociación Público Privada

El modelo de negocio previsto en la implementación de la política pública de inclusión eléctrica con sistemas fotovoltaicos involucra la participación de las empresas públicas de distribución de energía eléctrica, las que participarán como comercializadoras frente a los usuarios, de la energía puesta a disposición por el operador privado. Para tal fin se utilizará la figura legal del Encargo Especial prevista en la normativa existente de gestión de empresas públicas⁸⁵. En concordancia con el decreto las empresas distribuidoras reciben el encargo del MINEM de implementar una política pública de acceso a la energía eléctrica fotovoltaica en determinadas áreas comprendidas en el programa. Sin embargo, este encargo dado por el MINEM forma parte de un modelo de negocio que involucra a un operador privado para el suministro de la energía fotovoltaica.

En este modelo de negocio, el operador privado se encarga no sólo de la instalación de los sistemas fotovoltaicos, sino también de la operación y

⁸⁵ D.L. 1031 y su Reglamento.

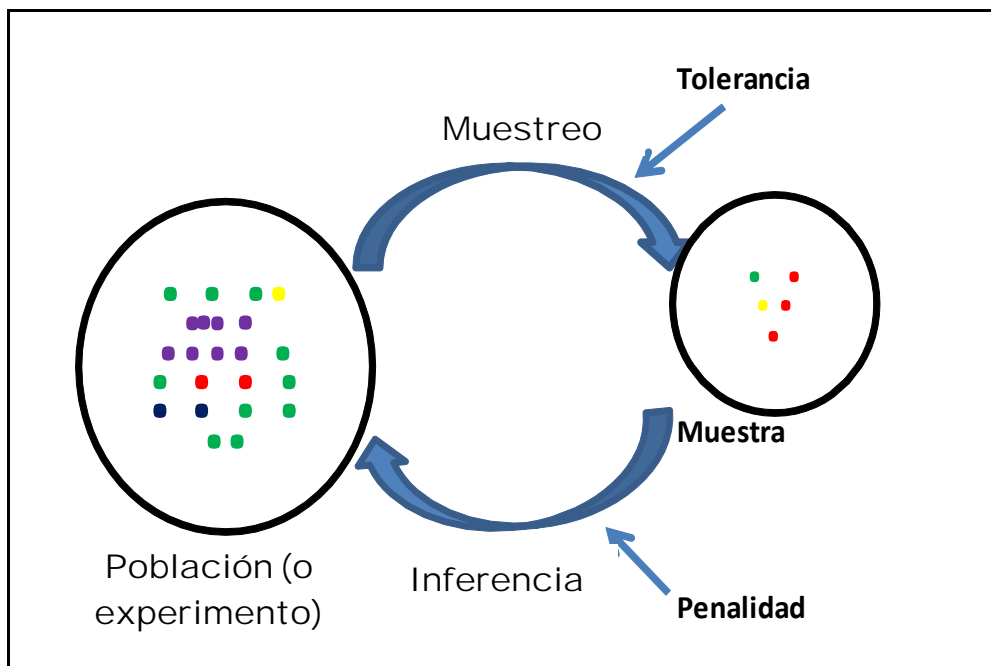
mantenimiento de estos sistemas por un tiempo de 15 años. Dentro del modelo de negocio, el operador privado se comporta como un suministrador de energía de la empresa pública de distribución de energía eléctrica, con la particularidad de que este suministro de energía es atomizado en cada vivienda beneficiaria del programa. Esto es equivalente a decir que la empresa pública de distribución de energía eléctrica recibe el servicio de suministro de energía de parte del operador privado encargado de la operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos.

e. El Contrato de Inversión

El operador privado tendrá un Contrato de Inversión firmado con el MINEM, y que es equivalente a un contrato de suministro de energía en el sentido de representar un Power Purchase Agreement (PPA) sólo que en este caso se trata de una generación distribuida en viviendas dispersas. El Estado peruano se compromete a comprar la energía que será suministrada mediante los sistemas fotovoltaicos. Sin embargo, la remuneración del operador privado estará determinada por la cantidad de sistemas instalados y operando, y no dependerá del nivel de radiación solar de la zona.

No obstante, dadas las características de atomización de la energía generada, este mismo contrato de inversión tiene previsto incluir indicadores de desempeño que garanticen que el suministro por el cual se está pagando sea el que realmente se está generando en el campo. Uno de los indicadores de desempeño principales será el referente a la operatividad de los sistemas fotovoltaicos, el cual verificará la operatividad del total de los sistemas, considerando una tolerancia de indisponibilidad de los mismos. La verificación será realizada de manera inopinada, mediante pruebas de funcionamiento a una muestra aleatoria representativa del total de sistemas. Se especificará un valor de tolerancia de indisponibilidad del total de sistemas, si los resultados de verificación en la muestra indican que se excede este valor de tolerancia, se inferirá que el indicador de indisponibilidad excede la tolerancia en el total de sistemas, y por lo tanto, el monto total de remuneración del operador será afectado de acuerdo con una escala por establecer.

Figura 6.14: CARACTERÍSTICAS CONTRATO DE INVERSIÓN



Fuente: OSINERGMIN

f. El Contrato de Servicio

Es el contrato suscrito entre el operador privado y la empresa de Distribución de la zona, en cumplimiento del Contrato de Inversión. En este contrato se establecen las obligaciones del operador privado para con la empresa de distribución, en los aspectos relacionados a la coordinación entre ambas empresas para la atención de los requerimientos de los usuarios que guardan relación con los aspectos técnicos del suministro del servicio. Cabe anotar que la empresa de distribución es para todos los efectos, la suministradora del servicio eléctrico a los usuarios, y por esta razón, en este Contrato de Servicio se establecen las responsabilidades que el operador privado tiene respecto al funcionamiento de los sistemas de cara al usuario.

Asimismo, cabe anotar que de acuerdo con lo establecido en el Decreto Supremo 020-2013-EM, el operador privado debe responder ante ella empresa de distribución por las sanciones que OSINERGMIN le imponga a éste en relación al servicio que este operador privado le brinda a los usuarios de la empresa de distribución.

g. Fideicomiso para Garantía de Flujos

El modelo de negocio incluye la utilización de un Fideicomiso para eliminar el riesgo de caja que podría tener la parte de los flujos provenientes de las compensaciones, ya que estos flujos son asociados a los usuarios del servicio eléctrico, los cuales serán usuarios de la empresa pública de distribución.

Cabe mencionar que el modelo de negocio previsto con la participación de la empresa pública de distribución, aísla al operador privado del riesgo de cobro a los usuarios. La remuneración del operador privado no se vería afectada por el nivel de morosidad de los usuarios del servicio. En este modelo de negocio es la empresa pública de distribución la que se encarga del cobro a los usuarios, mediante un modelo de gestión de cobro que es de responsabilidad de esta empresa pública, y cuyos costos serán cubiertos por el Encargo Especial que realizará el MINEM.

Figura 6.15: MODELO DE NEGOCIO



Fuente: OSINERGMIN

h. Diseño de la subasta

La subasta tiene por objetivo adjudicar a tres inversionistas (uno por cada zona) para que puedan brindar el servicio de electricidad con sistemas fotovoltaicos en una primera etapa a 150 mil viviendas y en una etapa posterior ampliar el servicio hasta 500 mil viviendas.

Se adjudicará a aquel postor que oferte el monto más bajo para la Remuneración Anual. Esta remuneración es la que recibirá el ganador de la subasta durante 15 años por la prestación del servicio de electricidad con las instalaciones fotovoltaicas instaladas en la zona donde fue adjudicado.

Las ofertas se presentarán en sobre cerrado en un acto privado. La adjudicación de las ofertas será en un acto público y por cada área no conectada a red, en ambos casos se contará con la participación de un notario público. Posteriormente, los ganadores de la subasta firmarán los contratos respectivos con el Ministerio de energía y minas.

El diseño de la subasta contempla dos tipos de garantía. Una garantía de seriedad de oferta que debe ser presentado conjuntamente con la oferta, y otra garantía de fiel cumplimiento que deberá ser presentado a la firma del contrato, en caso resulte adjudicatario en la subasta.

CAPITULO 7. PROPUESTA DE DISEÑO ORGANIZACIONAL

Por otro lado, en el marco de los planteamientos desarrollados a nivel nacional, que implica el desarrollo de propuestas y modelos, los cuales han sido detallados en el capítulo anterior, es posible identificar medidas que contribuyan a la implementación de un diseño organizacional que complemente los modelos existentes, principalmente destinado a aquellas zonas más alejadas y fuera del alcance de las medidas anteriores, más aún cuando al no encontrarse dentro del área de concesión de ninguna empresa de distribución, los principales beneficiarios, los usuarios del servicio, recurrirán a los Gobiernos Locales y Regionales para la implementación del servicio eléctrico mediante paneles fotovoltaicos.

En este sentido, la presente propuesta constituye una estrategia complementaria a las existentes a la fecha, pero dirigida a las zonas al alcance de las intervenciones que desarrollaran los GR y GL. Asimismo, si bien existe una propuesta de mayor magnitud a desarrollarse a iniciativa del sector, como el diseño propuesto para la implementación de los 500 mil paneles fotovoltaicos, diseño que constituye una estrategia a largo plazo; la propuesta presentada mediante este trabajo, también complementaria la misma, en la que esta medida no soluciona el problema de: a) las instalaciones de paneles solares ejecutadas a la fecha en localidades que no cuentan con capacidades de asegurar la sostenibilidad del servicio y b) las localidades sin servicio y que no sean identificadas dentro de los 500 mil paneles.

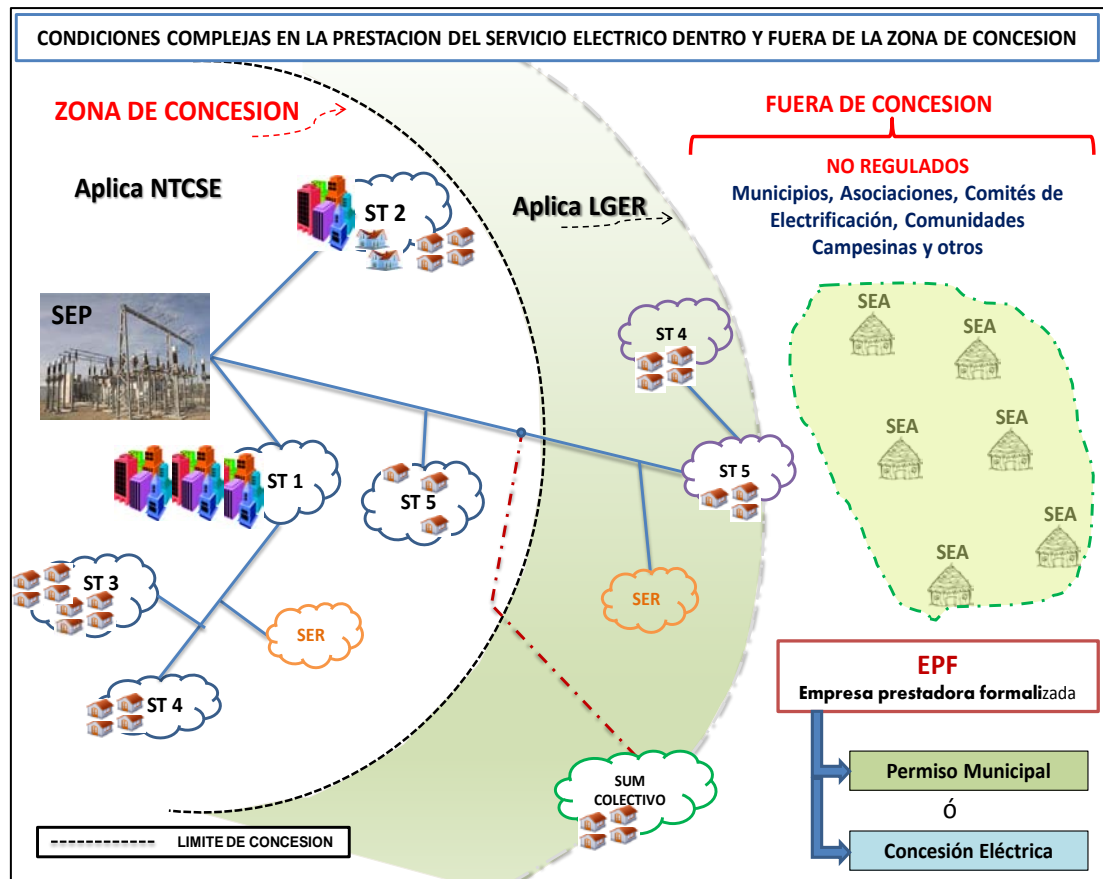
En este sentido, el diseño organizacional para los GR y GL es un mecanismo que podrá a corto plazo, abordar el tema de la sostenibilidad económica, técnica y financiera que se requiere para la instalación de sistemas fotovoltaicos y la continuidad del servicio.

7.1 DISEÑO ORGANIZACIONAL PROPUESTO

El objetivo del modelo de gestión propuesto, es que las condiciones de prestación del servicio público de electricidad en los sistemas aislados en zonas rurales que son financiados por los GR y GL sean realizadas cumpliendo las normas que regulan esta actividad en el sector sub sector de electricidad.

Asimismo, que los sistemas eléctricos rurales se formalicen de modo que posean concesión o permiso municipal, debido a que estas no constituyen o forman parte de las empresas concesionarias.

Figura 7.1: MODELO DE GESTION PROPUESTO



Fuente: Propia

Lo que se busca es que el modelo de negocio considere a una empresa independiente la cual sea responsable de la inversión de capital y de la operación y mantenimiento a fin de proveer el servicio a los consumidores locales dentro de su ámbito de concesión otorgado.

Las deficiencias críticas de un Sistema Eléctrico Aislado (SEA), que han sido detectadas en reiteradas ocasiones, pone en riesgo la seguridad pública, o cuando la empresa formalizada del Sistema Eléctrico Rural carezca de permiso municipal o concesión para prestar el servicio público de electricidad.

Las deficiencias críticas detectadas en los últimos años un SEA se detallan a continuación⁸⁶:

- No contar con permiso municipal o concesión para prestar el Servicio Público de Electricidad
- Obras civiles que pongan en peligro la seguridad pública.
- No contar con elementos de protección en las redes eléctricas: Interruptor, Puesta a tierra, etc.
- Incumplimientos de las distancias mínimas de seguridad del conductor al terreno o/a viviendas.
- Caja de medición sin tapas y/o abiertas.
- Equipos energizados o partes vivas (más de 150 V) sin guardas, barreras ó señalización de peligro.
- Fuga considerable del aceite dieléctrico de los transformadores.
- Postes o estructuras de soporte a punto de caerse
- Conductores de las redes eléctricas desprendidos.

La Empresa Prestadora Formalizada EPF debe ser una empresa que administra el servicio eléctrico, teniendo en cuenta la normatividad:

- Ley de Sociedades Mercantiles (S.A.; S.A.C; S.R.L.; E.I.R.L; etc.)
- Ley Orgánica de Municipalidades: Las empresas municipales son creadas con el voto de más de la mitad del numero legal de regidores, cuyo “objeto es la prestación de servicios públicos” (Artículo 35º).

Esta empresa formalizada debe contar con permiso municipal ó concesión rural, dicho permiso municipal debe ser emitida por la municipalidad indicando las condiciones de prestación del servicio público de electricidad, de modo que los prestadores del servicio eléctrico en las localidades aisladas de los GR, GL y otros organismos asuman la administración con la debida formalidad, a fin de evitar el riesgo eléctrico existente en sus instalaciones, brindar el servicio eléctrico con calidad y que la población atendida se beneficie con los subsidios cruzados que se tiene en el sector y reducir las brechas de pobreza que azota a las localidades rurales aisladas. Para ello, el GR o GL que formula un PIP de esta característica debe preocuparse, la sostenibilidad del proyecto.

⁸⁶ OSINERGMIN, supervisiones realizadas en zonas rurales fuera de Concesión.

La concesión rural debe ser emitida por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas.

7.2 VENTAJAS DE UNA EPF

Acceder a los subsidios que brinda el estado como:

- Fondo de Compensación por Generación⁸⁷, permite que las EPF reciban aporte económico por el consumo de combustible. Esta ley permite Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y podría dar parte de la sostenibilidad a la EPF.
- El FOSE (Fondo de Compensación Social Eléctrico⁸⁸), permite que los usuarios que consumen menos, reciban un descuento especial en su recibo del servicio eléctrico y la EPF reciba un aporte económico.
- El FISE (Fondo de Inclusión Social Energético⁸⁹), permite que el usuario obtenga un bono de descuento mensual por S/. 16,00 para la compra del balón de gas.

El acceso a los subsidios que se ha indicado va permitir que la EPF del Gobierno Local correspondiente no tenga la administración del servicio eléctrico y los gastos que estaba asumiendo lo dediquen para obras propias de dicho gobierno local.

Los subsidios permitirán que la población en el área de concesión rural de una EFSEER cuente con un servicio eléctrico continuo y sostenible en el tiempo.

7.3 REQUISITOS PARA LA APLICACIÓN DEL SUBSIDIO DE LAS EPF

- Contar con equipos de medición individual en el caso de usuarios con sistemas de redes.
- Utilizar un sistema de facturación comercial, que permita tener un padrón de usuarios.
- Contar con un control periódico del consumo de energía.
- Contar con un control de pagos del servicio.

⁸⁷ Ley N° 28832 (Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica).

⁸⁸ Ley N° 28307, que Modifica y Amplia los factores reducción tarifaria de la Ley 27510 Fondo de Compensación Social Eléctrico, promulgada el 29 de julio de 2004.

⁸⁹ Reglamento de la Ley N° 29852, que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, promulgada mediante D.S. N° 021-2012-EM el 09/06/2012.

- Solicitar a la GART - OSINERGMIN acogerse al programa de transferencias trimestral.
- Los subsidios indicados como el Fondo de Compensación por Generación, FOSE, FISE y sólo son aplicables a usuarios formales, mediante tarifas reguladas, por lo tanto es necesario que las electrificaciones rurales ya sean mediante redes eléctricas, paneles solares, pequeñas centrales hidroeléctricas y otros se constituyan como empresas formales.

7.4 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

El modelo de gestión municipal que se proponemos está orientado hacia el manejo eficiente del servicio eléctrico tanto en sostenibilidad basado en el aspecto financiero y técnico, teniendo un marco de una comunidad o localidad que está ubicada fuera de la zona de concesión de una empresa eléctrica y la ejecución del proyecto fue a cargo de un gobierno local, razón se hace necesario la creación de una empresa municipal.

El concepto de gestión que la realice una microempresa municipal que administrara o será la responsable del sistema eléctrico rural, en base a la tarifa rural fotovoltaica, para ello será necesario que el modelo que apliquemos tenga las herramientas básicas para la gestión que son:

- Esquema tarifario
- Reglamento, en las que se detalle o evidencie el uso y pago del servicio eléctrico.
- Contrato entre la empresa municipal que opera el servicio eléctrico y los usuarios de cada instalación con paneles solares.

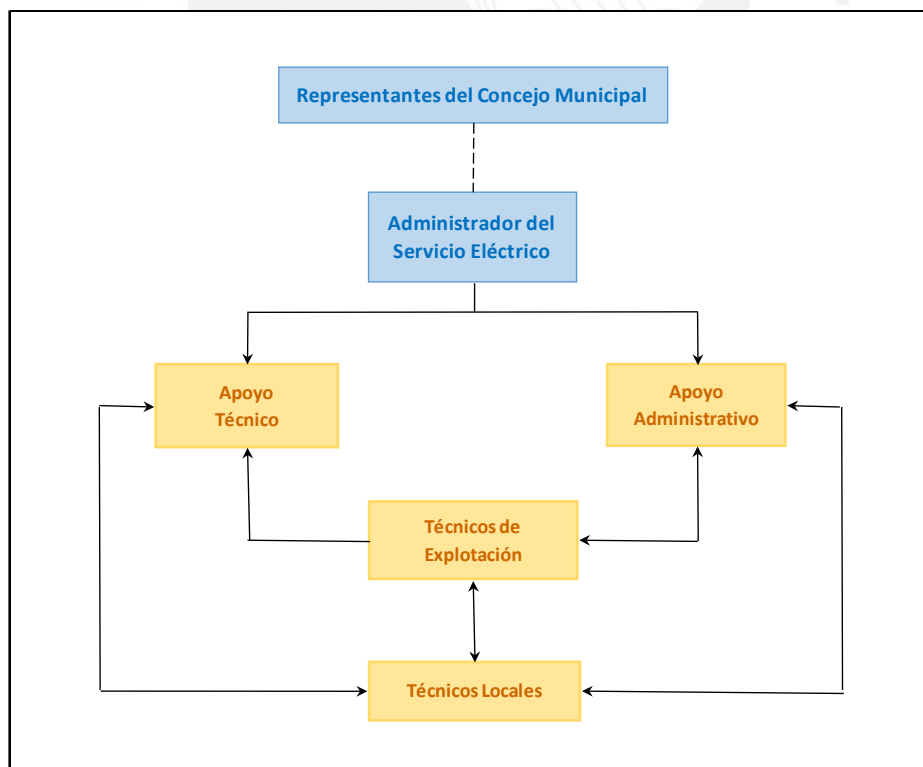
La estructura organizacional del modelo de gestión se basa en una empresa municipal que se encargara del desarrollo de las actividades propias de una pequeña empresa eléctrica como son la explotación técnica – comercial, en su área de influencia, para ello es necesario tener una determinada cantidad de suministros, dado su alta dispersión y altos costos que podría darse en la fase de operación, es necesario que cuente como mínimo 2000 usuarios.

La estructura organizacional, se ha tomado la mejor propuesta que se tiene de los modelos o pilotos de este tipo de proyectos que actualmente operan. El personal

permanente para las actividades de apoyo administrativo y técnico deben ser pobladores que previamente hayan sido entrenados en las funciones básicas que conlleva la administración de un servicio abastecido por paneles solares u sistemas eléctricos aislados que utilizan pequeños generadores asociados a red de baja tensión y conexiones domiciliarias. De acuerdo a la investigación realizada la estructura debe estar conformada por un Gerente del Servicio Eléctrico, un técnico administrativo y dos técnicos para las actividades de la explotación comercial y técnica, dado la alta dispersión entre cada una de estas localidades que conformaran la EPF.

Cabe indicar que el personal técnico es imprescindible aun cuando el sistema sea con paneles solares por cada usuario, ya que la experiencia nos indica que ellos serán quienes controlen el buen uso de la infraestructura eléctrica que ha brindado el estado. Asimismo, estos técnicos realizan el montaje y mantenimiento, mediante el stock que deben tener para efectuar cambios de batería, controlador, inversor, cables, focos ahorradores y otros elementos, que se debe tener en almacén, a fin de evitar el sobre costo en este tipo de servicio.

Figura 7.2: ORGANIGRAMA FUNCIONAL



Fuente: Propia

a. Características del Modelo

En el modelo de gestión que proponemos es similar a la de cualquier empresa comercial, y que su aplicación será en zonas rurales, en la actualidad se tiene empresas cooperativas como y muy pocos manejados por una empresa municipal.

En la gestión se basa en el criterio de eficiencia, costos, rentabilidad y otros que permitirá que este tipo de administración de empresa eléctrica de energía sea sostenible en el tiempo.

Se promueve el desarrollo y manejo de empresa a un determinado número de pobladores que serán capacitados para las tareas de operación, mantenimiento y administración, lo que repercute en el adecuado desempeño financiero del sistema, sea este visto como negocio o como servicio.

Se involucra a la población la cultura de pago por el servicio recibido, tratando de que se haga de la manera más justa posible: se paga lo que se consume de acuerdo a la tarifa fotovoltaica establecida.

Los ingresos deben cubrir mínimamente los costos esenciales, como los de operación, mantenimiento y sistema de gestión (ver diseño de modelo tarifario).

La implementación adecuada de este modelo requiere la participación de la población en la planificación y monitoreo de la gestión del sistema y en la toma de decisiones sobre la operación, mantenimiento y administración del mismo. Ello es esencial para la toma de responsabilidad sobre el sistema y en el reconocimiento de derechos y obligaciones de los diferentes actores.

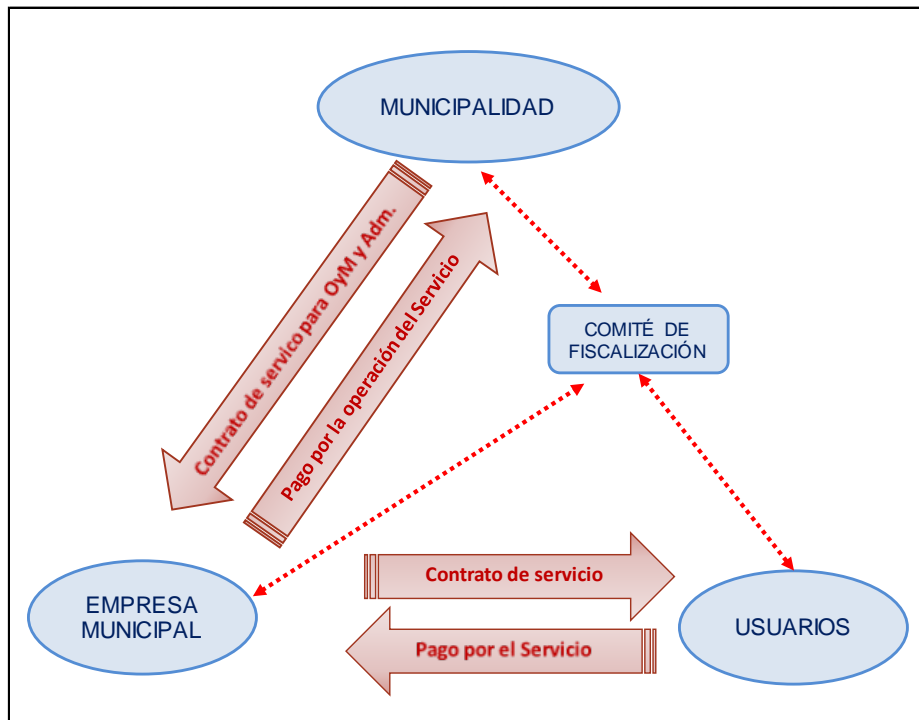
b. Esquema del Modelo

El modelo de gestión de la empresa municipal se considera los siguientes elementos principales:

- Gobierno Local (Municipalidad distrital o provincial)
- La empresa municipal de la operadora del servicio de energía.
- Los usuarios (familias que reciben el servicio).
- El Comité de Fiscalización.

Cada elemento debe tener un rol claro y delimitado. Con asignación de responsabilidades y con el reconocimiento pleno de los derechos que les corresponde, como consecuencia del ejercicio de sus roles.

Figura 7.3: ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL



Fuente: Modelo de organización de servicios eléctricos en poblaciones rurales de ITDG

Para el cumplimiento de estas responsabilidades se propone un conjunto de instrumentos administrativos que permite asignar funciones a cada uno de los actores. Estos instrumentos contienen las normas y "reglas de juego". Deben ser elaborados respetando el marco legal vigente y, para darle validez y vigencia a cada uno de los compromisos, se debe hacer uso de los medios y las herramientas legales existentes.

La fase de implementación del modelo se realiza mediante el proceso de discusión que se da desde la formalización de la empresa eléctrica municipal. Lo mismo debe suceder con los ajustes específicos a los instrumentos para cada caso, donde se debe asignar responsabilidades una vez establecidos los procesos.

Se realiza charlas de sensibilización y capacita a la población sobre los diferentes temas inherentes a los problemas de manejo, de operación y mantenimiento, sobre los costos de los servicios y la vida útil de los sistemas

utilizados, además de otros temas relevantes al buen manejo del sistema y su sostenibilidad. Una vez tomados los acuerdos, se formalizan y se procede a la asignación de responsabilidades a los actores, lo que le da fuerza de ley. Este proceso se hace de tal modo que no se pierda el sentido comunal de pertenencia, pero manteniendo el sentido de responsabilidad y cumplimiento de deberes y derechos.

En resumen, el modelo de gestión considera cuatro actores relacionados entre sí a través de instrumentos que permiten ejercer sus roles, asumir responsabilidades y tener derechos. La empresa municipal se responsabiliza de la operación, mantenimiento y administración de los servicios eléctricos; Los usuarios, por su parte, gozan del derecho de acceder a los servicios en una forma ordenada y formal – mediante solicitudes y pagos regulares y tienen participación, tanto en el proceso de implementación del modelo organizativo, como en la fiscalización de la calidad del servicio. Asimismo, el modelo y los instrumentos fijan los límites de acción de cada actor y las faltas y sanciones para asegurar el buen uso del servicio.

c. La municipalidad

Con el método de gestión del servicio de energía eléctrica, se define la propiedad de los bienes del sistema de servicios eléctricos esté definida claramente.

Al conformar la empresa municipal de distribución de energía, se crea el derecho fundamental de crear valor del derecho de propiedad de los bienes instalados en cada una de las propiedades de los abonados, quienes deberán cumplir con sus responsabilidades por el servicio recibido.

En el caso peruano, cuando se trata de servicios eléctricos para pequeños centros poblados rurales, la propiedad suele atribuírsele en primera instancia al gestor del financiamiento, en nuestro caso es de una municipalidad, quien deberá atribuirse el derecho de propiedad, en términos prácticos, decir que la propiedad es municipal significa que es del pueblo.

El Concejo municipal ejercerá su derecho de propiedad a través de sus representantes.

Cuando la instalación la hace el MEM (Ministerio de Energía y Minas), generalmente incorpora los bienes dentro de la infraestructura de electrificación rural

del Estado como es una empresa de distribución eléctrica que tiene su zona de concesión, o transferida a ADINELSA quienes se responsabilizan de la operación y mantenimiento.

En la actualidad al culminar un proyecto de electrificación rural mediante paneles solares o grupos generadores en los sistemas aislados, la administración se transfiere a la comunidad, representada por un comité de electrificación y elegido por una asamblea. La entrega se hace sin ningún tipo de capacitación o, en el mejor de los casos, con una capacitación elemental que apenas permite realizar acciones básicas de operación del sistema. Cuando las instituciones no gubernamentales instalan equipos para generación de electricidad suelen hacer cierto trabajo de capacitación y organización; sin embargo, difícilmente va más allá de proporcionar conocimientos técnicos básicos para la operación y mantenimiento o formar comités de electrificación para la gestión del servicio. Es muy raro encontrar casos donde haya existido un proceso de elaboración de tarifas, reglamentos, capacitación sobre calidad de la energía; entre otros.

Con el modelo que se propone se debe corregir la deficiencia antes señalada con respecto a la propiedad de los activos del proyecto, sino también pone énfasis en su rol y el cumplimiento de este, a fin de contribuir a la buena gestión del sistema.

d. La empresa municipal

Como tal debe responsabilizarse de la gestión del sistema eléctrico rural, esta debe ser creada de acuerdo Artículo 35° de la Ley Orgánica de Municipalidades, que indica que estas son creadas con el voto de más de la mitad del número legal de regidores, cuyo “objeto es la prestación de servicios públicos”.

Si bien la administración de una pequeña empresa privada rural es complejo debido a que no se cuenta con el recurso humano e infraestructura mínima, no obstante la cantidad de usuarios determina el tamaño de esta empresa.

Por lo tanto, se hace necesario utilizar una estrategia diseñada para este proceso que ya ha sido probada con éxito con un proyecto y empresa piloto.

Una vez que ha sido creada la empresa municipal, e inscrita en registro públicos para realizar las gestiones correspondientes y asumir el trabajo de gestión de los servicios eléctricos rurales del distrito.

Un tema importante que debe subrayarse es que el modelo no solamente permite reducir los costos de los servicios eléctricos y hacer una gestión eficiente y sostenible del sistema, si no que contribuye claramente a la creación o reforzamiento de la capacidad local y promueve el concepto de empresa (en algunos casos puede que sea la primera empresa que se forma en la localidad).

e. Los usuarios

Es la población que se ubica en la localidad rural y que hace uso del servicio de energía eléctrica del sistema instalado, y que conviene mediante un contrato en pagar por éste.

En los instrumentos correspondientes de aplicación del modelo, como serán el Reglamento de Operación y Funcionamiento del Servicio; y los propios contratos; se detalla las responsabilidades, deberes y derechos del usuario, los cuales se deben diseñar.

Debido a que el servicio eléctrico se realizara mediante paneles solares y se debe tener un padrón de todos los futuros clientes en la base de datos, cabe indicar que este tipo de conexión eléctrica no es factible su uso para usos productivos o institucionales. Cada uno de los usuarios se considera un cliente, recibe los reglamentos de uso de la energía y se compromete a cumplirlos mediante un contrato con la empresa municipal. Cada usuario es tratado con la misma prioridad que todos los demás.

Responsabilidades de los usuarios:

- Pagar oportunamente por el consumo de energía.
- Hacer un uso responsable y eficiente de la energía.
- Velar por la preservación del sistema de paneles solares.
- Asistir a reuniones convocadas por los otros actores.
- Informar a la empresa sobre cualquier tipo de fallas o limitaciones que observe en las instalaciones eléctricas domiciliarias y/o públicas.

f. El Comité de Fiscalización

Es la organización vecinal o comunitaria conformada por los representantes de todos los actores involucrados: propietario, empresa municipal y usuarios. Los usuarios son representados por personas electas en la Asamblea de Usuarios (la población), constituida para tal fin.

En algunos casos no será necesario formar la Asamblea de Usuarios, si se tiene una empresa municipal que tenga todas las facilidades de gestión administrativa. Sin embargo, esto será siempre decisión de los usuarios.

Responsabilidades del Comité de Fiscalización:

- Ejerce las labores de control y vigilancia necesarias para el cumplimiento de las responsabilidades y obligaciones de cada uno de los otros tres actores señalados en el Modelo de Gestión.
- Tiene como rol fundamental la fiscalización de los servicios. Actúa en forma imparcial y su labor de control debe estar completamente alejada de los asuntos políticos.
- Ejerce su labor de fiscalización por iniciativa propia o por reclamos de los usuarios, de la empresa municipal o del mismo municipio; debido al mal servicio, al mal trato u otros. Los comités generalmente no sancionan, pero en los casos necesarios, sí llevan la voz del pueblo y la exponen en las asambleas que se realizan periódicamente. Cualquier queja o reclamo será resuelto en asamblea y los acuerdos deberán cumplirse a cabalidad.

CAPITULO 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para hacer frente a la problemática de cobertura de la electrificación rural se requiere de un conjunto de estrategias que permitan atender a todos los tipos de usuarios existentes en ámbito rural.

Es por ello, que luego del análisis desarrollado en el presente trabajo, se puede apreciar que para la expansión de la electrificación rural, las intervenciones en **zonas rurales**, es decir fuera de las áreas de concesión de las empresas de distribución eléctrica, requieren para su atención, de las siguientes estrategias:

1. Se puede apreciar que las zonas más cercanas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN, que serían aquellas que por sus características en el ámbito rural, son las áreas con un mayor nivel de concentración y con un densidad relativamente alta; podrían ser mejor cubiertas por la extensión de redes convencionales de energía eléctrica, en tanto se justifica su ampliación en términos técnico-económicos, capacidad de sostenibilidad y con un diseño organizacional vinculados a la implementación de redes.
2. En tanto las redes convencionales no constituyan una alternativa suficiente, se requiere utilizar mecanismos alternos de energía no convencional, como la instalación de paneles fotovoltaicos, a fin de suplir la cobertura del servicio de energía eléctrica.

Entre estas propuestas, en el caso de las donaciones de entidades intergubernamentales u órganos multilaterales, ONG, etc.; corresponde aplicarlas siempre que como resultado de la evaluación generen beneficios positivos, puedan demostrar una sostenibilidad a lo largo de su vida útil y cuenten con un diseño organizacional que asegure su continuidad, operación y administración. Sin embargo, dichas alternativas, generalmente se encuentran localizadas en un ámbito específico y de interés particular (esquema de proyectos pilotos); por cuanto, a nivel de estrategia, no resolverían las necesidades totales de cobertura universal.

3. Asimismo, existe un mecanismo de inversiones a través del Ente Rector (MINEM), el cual a través de mandato, delega la operación y mantenimiento de

las intervenciones a las empresas concesionarias, dependiendo de la más cercana a infraestructura generada o en su defecto a Adinelsa. Este mecanismo seguiría siendo aplicable incluso para la instalación de paneles solares, con la precisión de que sería principalmente transferidos a Adinelsa para su gestión en tanto es la que mayor experiencia tiene con dicha tecnología.

Esta estrategia, es cada vez más difícil de aplicar, en tanto, las empresas son cada vez más renuentes de aceptar infraestructura que genera mayores costos a la empresa para su operación y mantenimiento, y no generan ingresos significativos a nivel de empresa.

4. Por otro lado, en tanto existe un mandato de inversiones confinado a las empresas en el ámbito de FONAFE y Adinelsa para desarrollar inversiones en electrificación rural, es factible seguir este mecanismo en tanto, exista suficientes recursos para poder asegurar la prestación de los servicios a su cargo.
5. Considerando que las estrategias anteriores, solo podrán resolver parcialmente la cobertura universal, es de considerarse la complementación a través de la utilidad de las alternativas no convencionales y principalmente de los paneles fotovoltaicos, por contar con características técnico-económicas en las áreas mas aisladas y menos densas poblacionalmente. En este sentido, se podría ampliar de los niveles de cobertura desde los usuarios mas rurales, otorgándoles una alternativa que por lo menos les permite el acceso al servicio de energía eléctrica.

En tanto no se encuentran dentro del área de concesión de ninguna empresa de distribución, los principales beneficiarios, los usuarios del servicio, recurrirán a los Gobiernos Locales y Regionales para la implementación de estas alternativas, generándose problemas a nivel de sostenibilidad y de diseño organizacional, a no contar con un mecanismo para abordar estas instalaciones.

Respecto a este punto se tiene las siguientes consideraciones:

- Los paneles solares en comparación a otra alternativa no convencional, resultan ser los más aplicables para las zonas aisladas, en la medida que se puede obtener rentabilidades sociales de su implementación. Mecanismos de generación distribuida de manera aislada, térmica o hidráulica, no evidencian beneficios sociales metodológicamente cuantificables que justifiquen la rentabilidad social de las implementaciones.
 - En tanto los paneles pueden ser una alternativa más viable que otras, para que esta alternativa funcione requiere ser sostenible. Modelos de diseño organizacional actuales como los proyectos a través de FONER, han contribuido en generar esquemas de organización para los sistemas fotovoltaicos, ayudando a identificar las unidades requeridas en el ámbito rural para mantener la operatividad del servicio, incorporando la participación de empresas distribuidoras para su administración. Asegurando por un lado el tema de la gestión operativa y continuidad del servicio de los paneles fotovoltaicos.
 - Dichos mecanismos pueden ser replicados con los Gobiernos Locales y Regionales que son los que actualmente tienen bajo su ámbito jurisdiccional las zonas rurales sin servicio de energía eléctrica. En este sentido, el desarrollo de un diseño organizacional a través de empresas de gestión municipal, facilitarían la aplicación de mecanismos regulatorios, y con los mismos asegurarían la sostenibilidad de las instalaciones fotovoltaicas.
6. Por otro lado, en el marco de los planteamientos actualmente desarrollados por el MINEM, considerando el desarrollo de propuestas y modelos actuales, es posible identificar medidas que contribuyan a la implementación de un diseño organizacional a corto / mediano plazo y a largo plazo.

En este sentido, el diseño propuesto para la implementación de los 500 mil paneles fotovoltaicos como propuesta del sector para atender las zonas aisladas, con el esquema propuesto de promoción hacia el privado, constituye una estrategia válida, a ser desarrollada e implementada a largo plazo. Esto en la medida de que se concrete de manera formal. Sin embargo, la misma requiere de una identificación precisa de los usuarios a atender y que dicha selección sea respetada por los gobiernos locales y regionales, esto a fin de no duplicar gastos de atención en dichas localidades. De implementarse la

propuesta, se asegura la rentabilidad de las inversiones y la sostenibilidad de las mismas, en vista de que se determina un responsable de su implementación y su operación y mantenimiento.

Cabe precisar, que esta medida no soluciona el problema de: a) las instalaciones de paneles solares realizadas a la fecha en localidades que no cuentan con capacidades de asegurar la sostenibilidad del servicio y b) las localidades sin servicio y que no sean identificadas dentro de los 500 mil paneles.

En este sentido, la propuesta a corto plazo, que implica el desarrollo de un diseño organizacional para los gobiernos locales y regionales, es un mecanismo que podrá actualmente, abordar el tema de la sostenibilidad económica, técnica y financiera que se requiere para la instalación de sistemas fotovoltaicos y la continuidad de los servicios.

7. En la investigación de la tesis se propone un modelo de gestión para administrar los servicios eléctricos en zonas aisladas, que tienen como principales características: son muy alejadas de las ciudades, altamente dispersas, de bajo recursos económicos y con muy bajo consumo de energía eléctrica.

Este enfoque pretende crear valor de la infraestructura que desarrolla el estado a fin de dar la sostenibilidad y beneficio del subsidio cruzado que existe en el sector. Para ello se ha propuesto una serie de acciones que deben ejecutar los GR, GL y otros organismos, de modo que el modelo propuesto facilite y haga exigible la administración eficiente bajo un marco institucional para la satisfacción de la población rural.

BIBLIOGRAFÍA

- ✓ Beltrán Barco, Arlette y Hanny Cueva Beteta. Evaluación Social de Proyectos para Países en Desarrollo. Centro de Investigación de la Universidad del Pacífico. Primera Edición. Abril 2007.
- ✓ Centro de Investigación de la Universidad del Pacífico – CIUP. Versión Académica del Informe completo del Cálculo de Beneficios Sociales para Electrificación Rural. 2013.
- ✓ Comisión de Integración Energética Regional – CIER. Síntesis Informativa Energética, 2012 (Datos al 2010)
- ✓ Dammert Lira, Alfredo; Fiorella Molinelli y Max Arturo Carbajal. Teoría de la Regulación Económica. Universidad San Martín de Porres. Fondo Editorial. Primera Edición. 2013.
- ✓ Dammert Lira, Alfredo; Raul Garcia Carpio y Fiorella Molinelli. Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico. Pontificia Universidad Católica del Perú. Fondo Editorial. Primera reimpresión. 2010.
- ✓ Decreto Supremo N° 009-93-EM. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- ✓ Del Valle Gasanz, Juan José. Guía metodológico para el desarrollo de proyectos de electrificación rural mediante sistemas fotovoltaicos aislados. Universidad Carlos III de Madrid Escuela Politécnica Superior. Departamento de Ingeniería Eléctrica. 2011.
- ✓ Finucane, James; Susan Bogach y Luis E. Garcia. Promoción de los Usos Productivos de la Electricidad en Áreas Rurales de Perú. Experiencia y lecciones Aprendidas. Banco Mundial. 2012
- ✓ Fontaine, Ernesto R. Evaluación Social de Proyectos. Pearson Educación de México S.A. de C.V. Décimo Tercera Edición. 2008

- ✓ Johannes (Jan) H.A. van den Akker. Electrificación Rural a base de Energía Fotovoltaica en el Perú – proyecto PER/98/G31. Ministerio de Energía y Minas, Perú Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo Fondo Mundial para el Medio Ambiente. 1998.
- ✓ Ley N° 25844. Ley de Concesiones Eléctricas.
- ✓ Ley N° 27510. Ley que crea el Fondo de la Compensación Social Eléctrica.
- ✓ Meier, Peter; Voravate Tuntivate, Douglas F. Barnes, Susan V. Bogach y Daniel Farchy. PERU Encuesta Nacional de Consumo de Energía a Hogares en el Ámbito Rural. Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento – Banco Mundial. Abril 2010.
- ✓ Ministerio de Desarrollo Social. Metodología de Formulación y Evaluación de Proyectos de Electrificación Rural. División de Evaluación Social de Inversiones. Gobierno de Chile. 2013
- ✓ Ministerio de Economía y Finanzas. Dirección General de Política de Inversiones. Guía Simplificada para la Identificación, Formulación y Evaluación Social de Proyectos de Electrificación Rural, a Nivel de Perfil. Primera Edición. Junio 2011.
- ✓ Ministerio de Economía y Finanzas. Dirección General de Programación Multianual. Pautas para la Identificación, Formulación y Evaluación Social de Proyectos de Inversion Publica a Nivel de Perfil. Primera Edición. 2011.
- ✓ Ministerio de Energía y Minas. Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) 2013 – 2022.
- ✓ Ministerio de Energía y Minas. Plan a Corto Plazo Año 2013. Diciembre 2012
- ✓ Ministerio de Planificación y Cooperación. División de Planificación, Estudios e Inversiones. Preparación y Presentación de Proyectos de Inversión Pública. Gobierno de Chile. 2009

- ✓ Morales Bayro, Luis. Documento Conceptual sobre Evaluación de Proyectos de Inversión Pública. Oficina de Inversiones del Ministerio de economía y Finanzas (ODI-MEF). Marzo 1999.
- ✓ Morante, Federico; Roberto Zilles, Rafael Espinoza y Manfred Horn. Análisis del Consumo de Energía Eléctrica en Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios Instalados en Cuatro Comunidades Altiplánicas De La Región Puno, Perú. Revista E&D. 2005.
- ✓ Nieuwenhout, F.D. J; et al. Monitoring and Evaluation of Solar Home Systems. Experience with applications of solar PV for households in developing countries. ECN. Setiembre 2000.
- ✓ Nieuwenhout, F.D. J; et al. Rural Lighting Services: A Comparison of Lamps for Domestic Lighting in Development Countries. 2nd World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, 3086 – 3089. 1998.
- ✓ NRECA International Ltd. SETA. Estrategia Integral de Electrificación Rural. Informe Final. Lima, Perú. Setiembre 1999.
- ✓ Resolución Directoral 090-2011-EM-DGE. Aprueban Procedimiento para la Calificación de los Sistemas Eléctricos Rurales.
- ✓ Resolución Directoral N° 154-2012 EM/DGE. Establecen Sectores de Distribución Típicos para el periodo noviembre 2013 – octubre 2017 y otras disposiciones para la regulación de tarifas de distribución eléctrica.
- ✓ Révolo, Miguel. The Photovoltaic Tariff for the Peruvian Electric Rural Expansion. 2014.
- ✓ World Economic Forum. The Global Energy Architecture Performance Index Report 2014.

ANEXO

BASE DE DATOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN PÚBLICA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL MEDIANTE PANELES FOTOVOLTAICOS

(Fuente Banco de Proyectos del Sistema Nacional de Inversión Pública - SNIP del MEF, datos de agosto 2002 hasta febrero 2014)

SITUACIÓN	FECHA VIABILIDAD	FECHA REGISTRO	CÓDIGO SNIP	DEPARTAMENTO	NIVEL	PLIEGO	SUMA DE MÁX DE MONTO (\$/.)	CANTIDAD (UNID)
EN EVALUACION	(en blanco)	31/03/2009	114602	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE AJOYANI	2,592,490	1
		05/04/2010	149542	AMAZONAS	GR	GOBIERNO REGIONAL AMAZONAS	612,752	1
		19/10/2010	166337	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE PUNO	4,976,888	1
		07/09/2012	231187	MADRE DE DIOS	GR	GOBIERNO REGIONAL MADRE DE DIOS	313,026	1
		07/11/2012	238663	AMAZONAS	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CONDORCANQUI	5,996,517	1
		14/11/2012	238944	MADRE DE DIOS	GR	GOBIERNO REGIONAL MADRE DE DIOS	572,911	1
		15/01/2013	248270	APURIMAC	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SAN JUAN DE CHACÁ'A	1,197,065	1
		02/05/2013	258595	LORETO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SAN JUAN BAUTISTA	254,195	1
		16/05/2013	260155	HUANCAVELICA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CASTROVIRREYNA	391,051	1
		07/08/2013	270073	ANCASH	GR	GOBIERNO REGIONAL ANCASH	1,877,419	1
		06/02/2014	286331	LORETO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SAN JUAN BAUTISTA	357,721	1
	07/02/2014	286711	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CHUCUITO - JULI	225,048	1	
	10/02/2014	286707	LORETO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SAN JUAN BAUTISTA	484,238	1	
Total EN EVALUACION							19,851,321	13
EN FORMULACION	(en blanco)	18/05/2009	118506	TACNA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CANDARAVE	379,073	1
		19/05/2009	118755	TACNA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CANDARAVE	52,266	1
		18/12/2009	140863	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			140887	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			140926	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			140932	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			140946	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
		20/12/2009	141075	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			141078	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			141080	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			141082	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			141084	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			141086	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			141087	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			141088	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			141089	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			141114	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			141119	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			141131	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			141132	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			141133	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
		21/12/2009	140951	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			141072	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
		141098	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1	
		141099	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1	
EN FORMULACION			141110	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			141116	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1

BASE DE DATOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN PÚBLICA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL MEDIANTE PANELES FOTOVOLTAICOS

(Fuente Banco de Proyectos del Sistema Nacional de Inversión Pública - SNIP del MEF, datos de agosto 2002 hasta febrero 2014)

SITUACIÓN	FECHA VIABILIDAD	FECHA REGISTRO	CÓDIGO SNIP	DEPARTAMENTO	NIVEL	PLIEGO	SUMA DE MÁX DE MONTO (\$/.)	CANTIDAD (UNID)
EN FORMULACION			141121	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			141124	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			141125	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			141173	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
			141184	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	142,901	1
		03/04/2010	149407	AMAZONAS	GR	GOBIERNO REGIONAL AMAZONAS	612,752	1
		22/05/2010	154397	LIMA	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CHORRILLOS	265,500	1
		11/08/2010	160366	HUANCAVELICA	GR	GOBIERNO REGIONAL HUANCAVELICA	690,790	1
		12/08/2010	161275	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CANCHIS	171,545	1
		17/09/2010	164392	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE SAN ANTONIO DE PUTINA	2,596,583	1
		21/09/2010	164607	HUANCAVELICA	GR	GOBIERNO REGIONAL HUANCAVELICA	1,200,163	1
		11/03/2011	175098	JUNIN	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE JUNIN	188,326	1
		14/10/2011	191496	PASCO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE DANIEL CARRION	99,004	1
		20/02/2012	204648	HUANCAVELICA	GR	GOBIERNO REGIONAL HUANCAVELICA	1,169,767	1
		07/03/2012	206940	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE PALLPATA	953,848	1
		15/03/2012	208005	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CAPASO	75,000	1
		17/08/2012	229197	HUANUCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE YUYAPICHIS	11,401,452	1
		29/08/2012	230702	HUANUCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CODO DEL POZUZO	11,560,893	1
		06/09/2012	226820	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE QUELLOUNO	1,244,419	1
		25/09/2012	233620	CUSCO	GR	GOBIERNO REGIONAL CUSCO	3,532,337	1
		18/01/2013	245884	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE VILCABAMBA	1,785,080	1
		18/03/2013	253061	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE MELGAR	920,408	1
		19/05/2013	259059	HUANUCO	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	3,319,452	1
		28/05/2013	261859	APURIMAC	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE AYMARAES	5,923,011	1
		31/05/2013	261542	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SANTA ROSA - MELGAR	779,670	1
	12/06/2013	263593	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE UCHUMAYO	5,403,071	1	
	04/11/2013	278707	LA LIBERTAD	GR	GOBIERNO REGIONAL LA LIBERTAD	2,204,215	1	
	02/12/2013	280468	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE SAN ANTONIO DE PUTINA	1,544,229	1	
Total EN FORMULACION							62,359,884	55
VIABLE	27/02/2007	29/01/2007	46371	MOQUEGUA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE MARISCAL NIETO	256,719	1
	04/09/2007	03/09/2007	60901	AMAZONAS	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE RODRIGUEZ DE MENDOZA	184,421	1
	20/11/2007	16/07/2007	55656	TACNA	GR	GOBIERNO REGIONAL TACNA	57,807	1
	18/01/2008	02/08/2007	57707	MOQUEGUA	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CARUMAS	1,167,660	1
	19/05/2008	19/05/2008	85051	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE HUACULLANI	627,056	1
	24/10/2008	09/09/2008	96894	HUANCAVELICA	GR	GOBIERNO REGIONAL HUANCAVELICA	5,943,438	1
	11/11/2008	05/11/2008	103933	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE EL COLLAO	223,661	1
	14/11/2008	14/11/2008	104950	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CONDURIRI	627,056	1
	09/12/2008	03/12/2008	106529	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CAPASO	270,000	1
	28/04/2009	18/11/2008	105077	MADRE DE DIOS	GR	GOBIERNO REGIONAL MADRE DE DIOS	137,654	1
	28/05/2009	28/04/2009	116886	MADRE DE DIOS	GR	GOBIERNO REGIONAL MADRE DE DIOS	85,608	1
	10/06/2009	05/05/2009	117543	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE ANTAUTA	1,930,965	1

BASE DE DATOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN PÚBLICA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL MEDIANTE PANELES FOTOVOLTAICOS

(Fuente Banco de Proyectos del Sistema Nacional de Inversión Pública - SNIP del MEF, datos de agosto 2002 hasta febrero 2014)

SITUACIÓN	FECHA VIABILIDAD	FECHA REGISTRO	CÓDIGO SNIP	DEPARTAMENTO	NIVEL	PLIEGO	SUMA DE MÁX DE MONTO (S/.)	CANTIDAD (UNID)
VIABLE	30/06/2009	30/06/2009	122655	AYACUCHO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE LA MAR	107,550	1
			122703	AYACUCHO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE LA MAR	107,550	1
	31/07/2009	23/07/2009	124990	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE LAMPA	2,960,460	1
	05/08/2009	20/04/2009	116164	LAMBAYEQUE	GR	GOBIERNO REGIONAL LAMBAYEQUE	3,819,578	1
	17/08/2009	07/08/2009	126432	AYACUCHO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CHUNGUI	105,000	1
	23/09/2009	21/09/2009	131233	LORETO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SAN JUAN BAUTISTA	213,751	1
			131247	LORETO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SAN JUAN BAUTISTA	180,792	1
	28/09/2009	26/08/2009	128523	MADRE DE DIOS	GR	GOBIERNO REGIONAL MADRE DE DIOS	232,192	1
	30/09/2009	24/07/2009	125096	MADRE DE DIOS	GR	GOBIERNO REGIONAL MADRE DE DIOS	269,390	1
	02/10/2009	11/08/2009	126675	MADRE DE DIOS	GR	GOBIERNO REGIONAL MADRE DE DIOS	177,495	1
	05/10/2009	25/09/2009	131723	LORETO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SAN JUAN BAUTISTA	163,942	1
	06/10/2009	05/10/2009	132877	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SANTA ROSA - MELGAR	127,040	1
	21/10/2009	01/06/2009	120009	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE EL COLLAO	233,164	1
	23/10/2009	10/09/2009	130044	CAJAMARCA	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE NAMORA	262,651	1
	09/11/2009	29/09/2009	131959	LORETO	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	1,023,258	1
	13/11/2009	30/09/2009	132064	LORETO	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	714,114	1
			132258	LORETO	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	949,092	1
	02/12/2009	13/08/2009	126580	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE COPORAQUE	2,201,806	1
	15/12/2009	12/06/2009	121306	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CAPASO	155,979	1
	16/12/2009	23/06/2009	122113	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CAPASO	91,747	1
	29/12/2009	29/12/2009	141748	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SAN ANTONIO	1,833,183	1
	22/03/2010	18/12/2009	140893	MADRE DE DIOS	GR	GOBIERNO REGIONAL MADRE DE DIOS	146,558	1
	09/04/2010	15/12/2009	140407	HUANCAVELICA	GR	GOBIERNO REGIONAL HUANCAVELICA	224,427	1
	06/05/2010	05/03/2010	146955	CAJAMARCA	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE TUMBADEN	34,887	1
	12/05/2010	23/03/2010	148709	CUSCO	GN	FONAFE	5,799,750	1
	04/06/2010	31/05/2006	33970	MOQUEGUA	GR	GOBIERNO REGIONAL MOQUEGUA	4,386,288	1
	12/08/2010	20/05/2010	154051	TACNA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CANDARAVE	268,688	1
	14/09/2010	22/06/2010	157120	TACNA	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE INCLAN	115,407	1
	04/11/2010	31/10/2010	167697	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE ANANEA	80,049	1
	19/11/2010	18/08/2010	161735	HUANCAVELICA	GR	GOBIERNO REGIONAL HUANCAVELICA	1,050,235	1
	10/12/2010	24/10/2010	166877	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE ANANEA	180,097	1
	12/04/2011	12/04/2011	176791	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE NUÑ'OA	3,167,698	1
	14/06/2011	03/06/2011	180647	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CAPASO	84,000	1
	12/08/2011	12/02/2010	145032	PIURA	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	2,656,945	1
		03/06/2010	155687	LORETO	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	2,305,616	1
	07/09/2011	26/05/2010	154553	PIURA	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	153,302	1
			154569	PIURA	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	153,302	1
			154571	PIURA	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	153,302	1
		06/09/2011	186413	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SANTA LUCIA	397,596	1
	08/09/2011	25/05/2010	154671	AYACUCHO	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	151,310	1
	09/09/2011	25/05/2010	154627	AYACUCHO	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	151,310	1

BASE DE DATOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN PÚBLICA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL MEDIANTE PANELES FOTOVOLTAICOS

(Fuente Banco de Proyectos del Sistema Nacional de Inversión Pública - SNIP del MEF, datos de agosto 2002 hasta febrero 2014)

SITUACIÓN	FECHA VIABILIDAD	FECHA REGISTRO	CÓDIGO SNIP	DEPARTAMENTO	NIVEL	PLIEGO	SUMA DE MÁX DE MONTO (S/.)	CANTIDAD (UNID)	
VIABLE			154675	AYACUCHO	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	151,310	1	
		26/05/2010	154572	PIURA	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	153,302	1	
			154603	PIURA	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	153,302	1	
			154703	PIURA	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	153,302	1	
		12/09/2011	08/09/2011	187582	LORETO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE EMILIO SAN MARTIN	175,680	1
		16/09/2011	25/05/2010	154678	AYACUCHO	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	151,310	1
				154699	ICA	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	147,884	1
				154700	ICA	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	147,884	1
				154708	ICA	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	147,884	1
			26/05/2010	154628	PUNO	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	154,415	1
				154643	PUNO	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	154,415	1
				154669	PUNO	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	154,415	1
			17/03/2011	175403	SAN MARTIN	GR	GOBIERNO REGIONAL SAN MARTIN	279,601	1
		19/09/2011	25/05/2010	154687	HUANCAVELICA	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	150,549	1
		22/09/2011	26/05/2010	154637	PUNO	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	154,415	1
			16/09/2011	189061	LORETO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE LORETO	4,235,557	1
		23/09/2011	26/05/2010	154496	ICA	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	147,884	1
				154612	PUNO	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	154,415	1
				154617	PUNO	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	154,415	1
				154676	PUNO	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	154,415	1
				154683	PUNO	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	154,415	1
		27/09/2011	25/05/2010	154516	AMAZONAS	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	156,699	1
				154525	AMAZONAS	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	156,699	1
				154546	AMAZONAS	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	156,699	1
				154621	AMAZONAS	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	156,699	1
			26/05/2010	154530	LAMBAYEQUE	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	152,072	1
				154738	LAMBAYEQUE	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	152,072	1
		12/10/2011	01/06/2010	149173	CUSCO	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	1,511,234	1
			02/06/2010	148574	CUSCO	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	2,168,950	1
		14/10/2011	01/06/2010	148663	CUSCO	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	2,968,611	1
		27/10/2011	28/09/2011	190083	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SANTA ROSA - MAZOCRUZ	243,173	1
		03/11/2011	26/10/2011	192561	HUANUCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE HONORIA	3,898,536	1
		24/11/2011	08/09/2011	186797	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE AJOYANI	1,842,470	1
				187711	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE QUELLOUNO	445,208	1
		22/12/2011	24/10/2011	190915	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CUYOCUYO	1,004,932	1
		29/12/2011	25/05/2011	174794	CUSCO	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	1,949,299	1
		14/01/2012	14/01/2012	201854	UCAYALI	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE MASISEA	141,631	1
		07/02/2012	16/12/2010	171256	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE QUELLOUNO	5,300,172	1
		29/02/2012	26/02/2012	205625	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE YUNGUYO	2,449,318	1
		07/03/2012	28/02/2012	205839	JUNIN	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE MAZAMARI	2,078,988	1
	22/03/2012	15/02/2012	204266	HUANUCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE HONORIA	994,552	1	

BASE DE DATOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN PÚBLICA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL MEDIANTE PANELES FOTOVOLTAICOS

(Fuente Banco de Proyectos del Sistema Nacional de Inversión Pública - SNIP del MEF, datos de agosto 2002 hasta febrero 2014)

SITUACIÓN	FECHA VIABILIDAD	FECHA REGISTRO	CÓDIGO SNIP	DEPARTAMENTO	NIVEL	PLIEGO	SUMA DE MÁX DE MONTO (\$/.)	CANTIDAD (UNID)
VIABLE		16/02/2012	204457	HUANUCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE HONORIA	914,619	1
	01/04/2012	22/04/2009	116487	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SAN JOSE - AZANGARO	4,830,364	1
	02/04/2012	02/04/2012	210740	AMAZONAS	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE MOLINOPAMPA	189,194	1
	17/04/2012	01/03/2012	206203	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SANTA ROSA - MAZOCRUZ	658,362	1
	25/04/2012	29/02/2012	203865	LORETO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE FERNANDO LORES	802,295	1
		01/03/2012	206130	LORETO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE FERNANDO LORES	329,134	1
	02/05/2012	22/03/2012	209246	LORETO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE MAYNAS	299,366	1
	06/05/2012	10/04/2012	211364	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE QUELLOUNO	864,778	1
	07/05/2012	31/05/2011	178902	JUNIN	GR	GOBIERNO REGIONAL JUNIN	4,010,705	1
	24/05/2012	17/11/2010	165853	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE QUELLOUNO	578,780	1
	27/06/2012	25/06/2012	221098	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE PHARA	3,279,664	1
	02/07/2012	11/03/2012	207560	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE QUELLOUNO	618,508	1
	03/07/2012	14/05/2012	214770	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE AJOYANI	956,713	1
	06/07/2012	06/07/2012	220490	HUANUCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SAN RAFAEL	2,873,701	1
	23/07/2012	19/07/2012	225646	LORETO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE PASTAZA	226,400	1
	24/07/2012	24/07/2012	226321	HUANUCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE HONORIA	1,165,953	1
			226369	HUANUCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE HONORIA	546,972	1
	14/08/2012	17/04/2012	212123	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE QUELLOUNO	1,285,785	1
	29/08/2012	28/02/2012	205996	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE QUELLOUNO	1,506,568	1
	05/09/2012	22/05/2012	216356	JUNIN	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE SATIPO	900,883	1
	06/09/2012	09/08/2012	228403	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE VELILLE	2,135,490	1
	25/09/2012	02/04/2012	205140	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE OCONGATE	2,788,149	1
	01/10/2012	02/08/2012	227432	PIURA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE SECHURA	437,124	1
	03/10/2012	14/09/2011	188741	SAN MARTIN	GR	GOBIERNO REGIONAL SAN MARTIN	2,200,289	1
	12/10/2012	12/10/2012	236058	APURIMAC	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SAN JUAN DE CHACĀ'A	251,093	1
	31/10/2012	30/10/2012	238188	TUMBES	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CANOAS DE PUNTA SAL	152,050	1
	12/11/2012	28/08/2012	230725	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE LA CONVENCION	100,665	1
	17/11/2012	30/11/2011	195079	JUNIN	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE PANGOA	3,790,047	1
	22/11/2012	20/07/2012	225942	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE VELILLE	5,826,067	1
	28/11/2012	21/11/2012	233192	LORETO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE PAMPA HERMOSA	325,326	1
	30/11/2012	28/11/2012	242145	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SANTA ROSA - MAZOCRUZ	107,637	1
	03/12/2012	31/10/2012	238260	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CHAMACA	5,604,619	1
	08/12/2012	12/10/2012	236055	SAN MARTIN	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE MOYOBAMBA	715,568	1
	09/12/2012	27/06/2012	221411	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE QUELLOUNO	293,500	1
	11/12/2012	06/12/2012	239193	HUANUCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SAN FRANCISCO DE ASIS	1,281,019	1
	18/12/2012	30/10/2012	238045	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CAYARANI	1,178,581	1
	06/01/2013	04/01/2013	246315	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE VILQUE	126,631	1
	08/01/2013	15/11/2012	236585	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE NUĀ'OA	461,012	1
	09/01/2013	29/08/2012	230930	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CANCHIS	2,935,738	1
	15/01/2013	15/01/2013	248391	ICA	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CHINCHA BAJA	641,420	1
16/01/2013	16/01/2013	248398	APURIMAC	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SAN JUAN DE CHACĀ'A	1,197,065	1	

BASE DE DATOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN PÚBLICA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL MEDIANTE PANELES FOTOVOLTAICOS

(Fuente Banco de Proyectos del Sistema Nacional de Inversión Pública - SNIP del MEF, datos de agosto 2002 hasta febrero 2014)

SITUACIÓN	FECHA VIABILIDAD	FECHA REGISTRO	CÓDIGO SNIP	DEPARTAMENTO	NIVEL	PLIEGO	SUMA DE MÁX DE MONTO (\$./.)	CANTIDAD (UNID)
VIABLE	19/01/2013	19/01/2013	248697	HUANCAVELICA	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE ACOBAMBILLA	748,456	1
	22/01/2013	03/01/2013	246237	APURIMAC	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SAN JUAN DE CHACĀ'A	599,810	1
	28/01/2013	22/01/2013	248838	AMAZONAS	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CHISQUILLA	165,913	1
	05/02/2013	10/09/2012	231183	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE NUĀ'OA	342,148	1
	06/02/2013	03/10/2012	233022	HUANUCO	GR	GOBIERNO REGIONAL HUANUCO	185,993	1
	15/02/2013	28/12/2012	246264	APURIMAC	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE AYMARAES	6,974,952	1
		08/02/2013	250079	JUNIN	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE TRES DE DICIEMBRE	709,995	1
	19/02/2013	11/09/2012	226898	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE QUELLOUNO	3,716,152	1
	28/02/2013	27/02/2013	252119	PIURA	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE VICE	858,118	1
	01/03/2013	28/11/2012	242124	SAN MARTIN	GR	GOBIERNO REGIONAL SAN MARTIN	801,550	1
		28/02/2013	248881	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE PATAMBUCO	730,259	1
	11/03/2013	03/10/2012	234808	MADRE DE DIOS	GR	GOBIERNO REGIONAL MADRE DE DIOS	975,811	1
	21/03/2013	18/01/2013	247449	JUNIN	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE SATIPO	2,761,367	1
		12/03/2013	253084	HUANUCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE MOLINO	130,551	1
	22/03/2013	13/03/2013	249554	LORETO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE PAMPA HERMOSA	1,889,978	1
	24/03/2013	19/02/2013	251268	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE NUĀ'OA	100,000	1
	02/04/2013	05/02/2013	250082	PASCO	GR	GOBIERNO REGIONAL PASCO	7,942,756	1
	12/04/2013	09/04/2013	256166	SAN MARTIN	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE UCHIZA	6,923,161	1
	18/04/2013	26/03/2013	254620	UCAYALI	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE TAHUANIA	599,011	1
	26/04/2013	18/06/2012	217448	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE QUISPICANCHI	167,190	1
	03/05/2013	02/05/2013	257541	JUNIN	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE ANDAMARCA	939,140	1
	06/05/2013	29/04/2013	258234	PIURA	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE VICE	1,386,041	1
	29/05/2013	08/02/2013	250084	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE QUELLOUNO	1,796,471	1
	03/06/2013	20/05/2013	260803	APURIMAC	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE ANDAHUAYLAS	1,791,067	1
	11/06/2013	19/12/2012	245270	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE ECHARATI	4,595,545	1
	17/06/2013	29/04/2013	257883	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE OLLANTAYTAMBO	570,778	1
	18/06/2013	10/05/2013	259531	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CARABAYA	123,200	1
		16/06/2013	264272	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE PISACOMA	104,707	1
	26/06/2013	28/09/2012	233666	AYACUCHO	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	2,448,338	1
	28/06/2013	08/04/2013	255775	HUANUCO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE PUERTO INCA	9,933,791	1
		25/06/2013	264781	HUANUCO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE PUERTO INCA	7,774,070	1
	01/07/2013	03/10/2012	234423	UMA	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	1,605,713	1
	04/07/2013	13/06/2013	263606	AMAZONAS	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CUISPES	341,901	1
	05/07/2013	27/05/2013	261239	AREQUIPA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CAYLLOMA	9,513,901	1
	12/07/2013	24/04/2013	257811	CUSCO	GR	GOBIERNO REGIONAL CUSCO	5,915,771	1
	02/08/2013	18/06/2013	264502	LA LIBERTAD	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE BAMBAMARCA	232,846	1
	08/08/2013	07/08/2013	270069	LA LIBERTAD	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE BOLIVAR	1,694,561	1
	14/08/2013	12/06/2013	263768	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE SAN ROMAN	6,847,457	1
	15/08/2013	26/10/2012	237715	ICA	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE LA TINGUIĀ'A	2,885,699	1
	20/08/2013	19/05/2013	259078	AREQUIPA	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	2,903,060	1
	21/08/2013	18/07/2013	267448	CAJAMARCA	GN	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS	3,103,426	1

BASE DE DATOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN PÚBLICA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL MEDIANTE PANELES FOTOVOLTAICOS

(Fuente Banco de Proyectos del Sistema Nacional de Inversión Pública - SNIP del MEF, datos de agosto 2002 hasta febrero 2014)

SITUACIÓN	FECHA VIABILIDAD	FECHA REGISTRO	CÓDIGO SNIP	DEPARTAMENTO	NIVEL	PLIEGO	SUMA DE MÁX DE MONTO (S/.)	CANTIDAD (UNID)
VIABLE	03/09/2013	06/08/2013	269802	AMAZONAS	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CONDORCANQUI	3,647,374	1
	13/09/2013	04/09/2013	272512	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE AZANGARO	421,102	1
	14/09/2013	12/09/2013	273590	HUANCAVELICA	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE HUACHOCOLPA - TAYACAJA	1,296,085	1
	16/09/2013	19/08/2013	271129	CUSCO	GR	GOBIERNO REGIONAL CUSCO	4,756,524	1
	23/09/2013	06/08/2013	269785	MOQUEGUA	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SAN CRISTOBAL CALACOA	210,998	1
	26/09/2013	20/09/2013	274027	TACNA	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CAMILACA	1,011,595	1
	10/10/2013	29/09/2013	271753	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SANTA ROSA - MELGAR	3,583,980	1
	28/10/2013	28/10/2013	278198	JUNIN	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SANTO DOMINGO DE ACOBAMBA	100,000	1
	04/11/2013	22/04/2013	255194	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE YANATILE	495,315	1
	12/11/2013	29/05/2013	260521	PIURA	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE EL ALTO	971,885	1
	20/11/2013	28/12/2012	246216	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE LA CONVENCION	739,808	1
	21/11/2013	20/02/2013	251123	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE QUELLOUNO	2,137,808	1
	28/11/2013	27/11/2012	241999	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CHECACUPE	1,288,782	1
	06/12/2013	06/12/2013	281864	UCAYALI	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE MASISEA	233,085	1
	09/12/2013	09/12/2013	281925	HUANCAVELICA	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE TINTAY PUNCU	999,191	1
	10/12/2013	10/10/2013	276184	MOQUEGUA	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE MARISCAL NIETO	983,266	1
	24/12/2013	17/12/2013	283076	ICA	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE EL CARMEN - ICA	258,923	1
	28/12/2013	11/12/2013	282481	APURIMAC	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SAN JUAN DE CHACĀ'A	370,406	1
	17/01/2014	17/01/2014	285227	APURIMAC	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SAN JUAN DE CHACĀ'A	1,093,108	1
	23/01/2014	31/10/2013	278578	MADRE DE DIOS	GR	GOBIERNO REGIONAL MADRE DE DIOS	6,085,072	1
29/01/2014	21/10/2013	277291	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CHUMBIVILCAS	6,963,753	1	
		13/12/2013	282680	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE MARANGANI	509,708	1
			282697	CUSCO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE MARANGANI	580,056	1
	06/02/2014	09/01/2014	283704	AYACUCHO	GL	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE AYAHUANCO	2,453,807	1
	13/02/2014	10/02/2014	286564	PUNO	GL	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE LAMPA	2,128,684	1
Total VIABLE (En Nuevos Soles y Cantidad)							291,000,132	201
Total FORMUALACIÓN (En Nuevos Soles y Cantidad)							83,234,463	68
INVERSIÓN ESTIMADA (En Nuevos Soles y Cantidad)							374,234,595	269

Elaboración Propia.