

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ
ESCUELA DE POSGRADO



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA
DEL PERÚ

**ACCESO UNIVERSAL Y SOSTENIBILIDAD EN EL SECTOR
ELÉCTRICO RURAL DEL PERÚ**

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

AUTOR

Juan José Rojas Baltazar

ASESOR

Mg. Raúl García Carpio

JURADOS

Dr. Alfredo Dammert

Dra. Fiorella Molinelli

LIMA – PERÚ

2013



Dedicatoria

A mi esposa Mélida, por su persistente apoyo
a mis Hijas Katherine y Karen, por ser las
inspiraciones de mis emprendimientos.

Resumen Ejecutivo

El Acceso Universal tiene como objetivo garantizar que los ciudadanos tengan acceso a la energía aunque sea de forma limitada y con un calidad inferior. En cambio el Servicio Universal es entendido como una situación bajo la cual los usuarios poseen el servicio de manera personalizada en condiciones de calidad y precio de acuerdo a sus preferencias y está asociada a una etapa de desarrollo maduro de la industria.

El Acceso Universal es el derecho al suministro de electricidad que los ciudadanos tienen, el cual puede verse limitada por la falta de recursos disponibles que garanticen su adecuada Sostenibilidad. La eficiencia de este último aspecto permitirá condiciones de calidad, precios acorde a sus preferencias, claramente comparables y transparentes con lo cual se estará en condiciones de brindar un deseado Servicio Universal. El Servicio Público (SP) está destinado a satisfacer una misión específica de interés general. El Estado puede prestar este SP a través de la iniciativa privada, reservándose el retorno del mismo, si no se cumple a satisfacción la misión específica encomendada.

Existe una estrecha relación entre pobreza e infraestructura. Los hogares más pobres son los menos dotados con este tipo de activos y en consecuencia tienen menos acceso al SP, sus altos costos que impone tiende a dejarlos sin posibilidad de crecimiento. La energía eléctrica es un insumo de vital importancia para revertir las limitaciones del poblador rural, pues le otorga iluminación, salud, educación, comunicación y confort, sin embargo será necesario añadirle una cuota de participación estatal, mediante subsidios que permitan un Servicio Universal.

En el mundo existen 1,300 millones de personas sin acceso a la electricidad, de los cuales el 84% se encuentran en zonas rurales. Es un reto, ampliar sus oportunidades de desarrollo, permitiéndoles el acceso a servicios modernos de energía, para lo cual deberán interrelacionar órganos normativos, reguladores y empresas operadoras, bajo un mismo planeamiento tendientes a optimizar los recursos disponibles.

El incremento en el acceso debe ir acompañado de una eficiente planificación y correcta selección de la tecnología, acorde a las condiciones del mercado que se desea intervenir. Para el efecto, el presente estudio ha determinado un grado de prelación entre las tecnologías disponibles a aplicar: 1) ampliación de red, 2) construcción de una mini central hidroeléctrica, 3) construcción de una mini central

térmica ó 4) instalación de paneles fotovoltaicos. Se ha tomando como premisa condiciones de número de clientes, consumo promedio y grado de dispersión.

Se han desarrollado reformas estructurales en el sector eléctrico, desintegración de las actividades de generación, transmisión y distribución, privatización de empresas y Ley de Electrificación Rural. La corriente actual propone plantear un Libro Blanco para la Electrificación Rural, el cual busca sean incorporadas bajo el alcance regional de las empresas de distribución.



Executive Summary

Universal access aims to ensure that citizens have access to energy limited albeit with a lower quality. Instead the Universal Service is understood as a situation under which the users have a personalized service in conditions of quality and price according to your preferences and is associated with a mature stage of development of the industry.

Universal Access is the right to supply electricity that citizens have, which may be limited by the lack of resources available to ensure their adequate Sustainability, the efficiency of this vital aspect will allow conditions of high quality, prices according to your preferences, clearly comparable and transparent thus will be able to provide desired Universal Service. The Public Service (PS) is designed to satisfied a specific mission of general interest. The State can provide this PS through private initiative, reserving the return of the same, if not met to your satisfaction the specific tasks assigned.

There is a close relationship between poverty and infrastructure, poorest households so, are less endowed with these assets and in consequence they have less access to the PS, its high costs tend to leave them no chance of increase. Electrical energy is a vital input to reverse the limitations of the rural population; it gives light, health, education, communication and comfort, but nevertheless be necessary to add a share of state participation through grants that enable Universal Service.

All around the world, there are 1,300 million people without access to electricity, of which 84 % are in rural areas, It is a challenge expand their opportunities for development, allowing them access to modern energy services, for which they must interrelate organs legislative, regulatory and operating companies, under one planning designed to optimize available resources.

Increasing access must be accompanied by an efficient planning and proper selection of technology, according to the market conditions to be involved. To this end, the present study had found a degree of priority among the technologies available to apply: 1) network expansion, 2) building a small hydroelectric plant, 3) construction of a small thermal center, or 4) installation of photovoltaic panels, is taking the premise condition number of customers, average fuel consumption and degree of dispersion.

We have developed structural reforms in the electricity sector, disintegration of generation, transmission and distribution, privatization of companies and Rural Electrification Law. The current mainstream intends to raise a White Paper for Rural Electrification, which seeks to be incorporated under the regional distribution companies.

Contenido

	Pg.
I Motivación y Objetivo	09
II Planteamiento del Problema	
II.1 Importancia del acceso a energía	10
II.2 Situación mundial del acceso a energía eléctrica	11
II.3 Relación entre pobreza e infraestructura	13
II.4 Efectos de la infraestructura	13
II.5 La relación entre infraestructura y crecimiento	14
II.6 Experiencias latinoamericanas	15
II.7 Otras experiencias internacionales relevantes	21
II.8 Evolución de indicadores	28
II.8.1 Coeficiente de Electrificación	28
II.8.2 Indicadores de Sostenibilidad	34
II.8.3 Indicadores de Calidad	35
II.9 Evaluación del Acceso y Sostenibilidad a la Electricidad	37
II.9.1 Evaluación general	37
II.9.2 Evaluaciones específica de la Electrificación Rural	42
II.9.3 Diseño Institucional y Normativo Peruano	46
II.9.4 Plan Nacional de Electrificación Rural del Perú 2013-2022	53
II.9.5 Programa Luz para Todos	57
III Marco Teórico	
III.1 Acceso a Energía y Desarrollo	58
III.2 El Acceso a la Electricidad	59
III.2.1 Importancia del acceso de energía eléctrica	59
III.2.2 Importancia de la sostenibilidad	62
III.3 Bases Teóricas	64
III.3.1 Tarifa Rural	64
III.3.2 Venta Post pago	64
III.3.3 Venta Prepago	65
III.3.4 Opciones Tarifarias	67
III.3.5 Regulación de Precios de Monopolios Naturales	67
III.3.6 Alternativas a los Subsidios	68
III.3.7 Subsidios al Acceso a Energía	70
III.4 Mecanismos para fomentar el acceso y sostenibilidad	72

III.4.1	Mecanismos utilizados en el Perú	72
III.4.2	Subsidios Cruzados	72
	Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados (MCSA)	72
	Fondo de Compensación Eléctrica (FOSE)	76
	Fondo de Inclusión Social Energética (FISE)	81
	Mecanismo de Compensación de Sistemas Interconectados(PNG)	83
III.4.3	Usos Productivos	85
III.4.4	Metas y Objetivos	86
IV Metodología		
IV.1	Elaboración de la matriz tecnológica para la electrificación rural	87
IV.2	Diseño metodológico para selección de tecnologías	87
	Extensión de Red para interconectar al SEIN	87
	Instalación de una Mini Central Hidroeléctrica	89
	Instalación de una Mini Central Termoeléctrica	90
	Instalación de Paneles Fotovoltaicos	91
IV.3	Acondicionamiento del FOSE	92
V Resultados y Propuestas de Mejora		
V.1	Para el Acceso a la Energía	93
V.1.1	Resultados Económicos - Alternativas de la Matriz Tecnológica	93
V.1.2	Factor de acondicionamiento del FOSE	101
V.1.2	Financiamiento de infraestructura futura con fondos presentes	103
V.1.3	Obras por impuestos	103
V.1.4	Asociación Público Privado (APP)	104
V.1.5	Fondos de empresas públicas - problemática de financiamiento	105
V.2	Para la Sostenibilidad	106
V.2.1	Nuevas Modalidades de Facturación	106
V.2.2	Coordinación multisectorial – Mejora del prog.de usos productivos	107
V.2.3	El Canon como una alternativa a la sostenibilidad	111
V.2.4	Responsabilidad Social Empresarial	111
VI Conclusiones, Recomendaciones, Acciones y Medidas de Política		113
Referencias Bibliográficas		118

Índice de Gráficos

Gráfico N° 1	Planeamiento del Sector Eléctrico	12
Gráfico N° 2	Empresa Pública de Medellín (epm)	19
Gráfico N° 3	Responsabilidad Social Empresarial de epm	20
Gráfico N° 4	Central Hidroeléctrica en canal de riego agrícola – Italia	22
Gráfico N° 5	Sistemas Fotovoltaicos Instalados en los Predios de – Italia	23
Gráfico N° 6	Conglomerado de Paneles Solares en Vicenza – Italia	24
Gráfico N° 7	Consumo de energía eléctrica en el mundo	25
Gráfico N° 8	Crecimiento Económico	26
Gráfico N° 9	Acceso a la Electricidad en América Latina	26
Gráfico N° 10	Porcentaje de Electrificación Rural	27
Gráfico N° 11	Programas Latinoamericanos	27
Gráfico N° 12	Coficiente de Electrificación Nacional	28
Gráfico N° 13	Evaluación del coeficiente de Electrificación Rural	30
Gráfico N° 14	Evaluación del coeficiente de Electrificación por Regiones	31
Gráfico N° 15	Coficiente de Electrificación Rural por Departamentos	31
Gráfico N° 16	Evolución de Electrificación Rural por Departamentos	32
Gráfico N° 17	Consumo de energía por Regiones	34
Gráfico N° 18	Número y Duración de Interrupciones	35
Gráfico N° 19	Compensación por Calidad de Suministro	35
Gráfico N° 20	Multas 2004-2010	36
Gráfico N° 21	SAIFI por Sectores Típicos	36
Gráfico N° 22	SAIDI por Sectores Típicos	37
Gráfico N° 23	Recibo de venta de energía informal y conexión precaria	43
Gráfico N° 24	Componentes de un Desarrollo Sostenible	63
Gráfico N° 25	Curva Económica de Costos Tarifa Marginal	68
Gráfico N° 26	Recibo por venta de energía - cargo de aporte Ley	74
Gráfico N° 27	Mecanismo de Transferencias MCSA	75
Gráfico N° 28	Monto de Compensación Anual Requerido MCAR	75
Gráfico N° 29	Precio en Barra Efectivo	76
Gráfico N° 30	Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE)	77
Gráfico N° 31	Proyección de factor de recargo FOSE	78
Gráfico N° 32	Programa de liquidación y transferencias FOSE	79
Gráfico N° 33	Flujograma del FISE	81
Gráfico N° 34	Precio a Nivel de Generación - PNG	84
Gráfico N° 35	Factores Nodales de Pérdidas	85
Gráfico N° 36	Vista de Mini Central Hidroeléctrica	90

Gráfico N° 37	Vista de Mini Central Termoeléctrica	90
Gráfico N° 38	Típica Instalación de SFD rural	91
Gráfico N° 39	Evaluación según distancia de un sistema electrificado	94
Gráfico N° 40	Costo del Servicio de Energía Eléctrica para 1,000 clientes	95
Gráfico N° 41	Costo del Servicio de Energía Eléctrica para 2,000 clientes	97
Gráfico N° 42	Descarte de Alternativa de Red	98
Gráfico N° 43	Costo del Servicio de Energía Eléctrica – clientes variables	99
Gráfico N° 44	Alternativas Tecnológicas con diferente nivel de dispersión	100
Gráfico N° 45	Costo según grado de dispersión	101
Gráfico N° 46	Facturación por Sector Típico – FONAFE	103
Gráfico N° 47	Participación Multisectorial	109
Gráfico N° 48	Planificación de usos Productivos de la Electricidad	110
Gráfico N° 49	Plan de Ejecución – Usos Productivos de la Electricidad	110

Índice de Tablas

Tabla N° 1	Evolución de Acceso de Energía por área y región natural	33
Tabla N° 2	Evolución de Acceso de Energía por quintiles de ingreso	33
Tabla N° 3	Consumo de Energía Eléctrica por Cliente - 2013	34
Tabla N° 4	Proyectos a ser ejecutados entre 2013-2014	54
Tabla N° 5	Tipos de combustibles utilizados en zonas rurales	61
Tabla N° 6	Sectores Típicos de Distribución	72
Tabla N° 7	Porcentaje de Reducción Tarifaria FOSE	76
Tabla N° 8	Alcance del Fondo de Comp. Social de Energía - FOSE	80
Tabla N° 9	Costo de Electrificar una vivienda en el Perú	88
Tabla N° 10	Costo del Servicio de Energía Eléctrica para 1,000 clientes	95
Tabla N° 11	Costo del Servicio de Energía Eléctrica para 2,000 clientes	96
Tabla N° 12	Costo del Servicio de Energía Eléctrica – N° clientes	99
Tabla N° 13	Costo del Servicio de Energía Eléctrica – grado dispersión	100
Tabla N° 14	Facturación bajo las condiciones regulatorias actuales	106
Tabla N° 15	Facturación con Tarifa en dos Partes	107
Tabla N° 16	Resultados proyectos UPE – FONER I	108

Índice de Anexos

Anexo N° 1	Cálculos de evaluación de alternativas para 1,000 clientes	120
Anexo N° 2	Cálculos de evaluación de alternativas para 2,000 clientes	124
Anexo N° 3	Cálculos de evaluación de alternativas–dispersión variable	128
Anexo N° 4	Pliegos Tarifarios	131

I MOTIVACION Y OBJETIVO

La presente investigación surge como una preocupación por la importante tarea pendiente de otorgarle al poblador rural una mejor calidad de vida, en particular con un suministro eléctrico que le sea alcanzable desde el punto de vista económico, pero a la vez le permita desarrollarse de manera productiva. El objetivo del estudio es otorgarle las alternativas tecnológicas para el acceso y mecanismos de sostenibilidad puestos a disposición para la implementación que viene impulsando el Estado y las instituciones regionales y locales, así como corregir el FOSE para garantizar su sostenibilidad con tarifas reducidas sin perjuicio de los ingresos de las empresas de distribución.

El capítulo II hace un planteamiento del problema y revisa la importancia del acceso a la energía, la situación mundial del acceso a la energía eléctrica, el impacto que genera la falta de infraestructura con la pobreza, sus efectos en relación a su crecimiento y el costo de oportunidad que significa no contar con acceso a la electricidad y su relación con sus productos sustitutos, con una visión mundial estadística que revela el avance y esfuerzos desplegados por países latinoamericanos con características similares a las nuestras y de experiencias internacionales de otros continentes. Así mismo hace una evaluación del accionar del estado en el sector eléctrico, el diseño institucional con participación de los diferentes actores: normativos, reguladores y operadores, como Ministerio de Energía y Minas, Osinergmin y Empresas Distribuidoras de energía eléctrica y muestra los indicadores de electrificación, sostenibilidad y calidad.

El capítulo III está referido al marco teórico del acceso a energía, las bases teóricas de las tarifas con sus formas reguladas de aplicación en un mercado monopólico. Se describe las formas de comercialización de energía eléctrica, así como los mecanismos de compensación, se hace una revisión de los fundamentos de la sostenibilidad, alternativas de subsidios y otros mecanismos que fomenten el acceso.

El capítulo IV refiere la metodología que se utiliza para la evaluación de las alternativas de mejora y el acondicionamiento del FOSE.

EL Capítulo V muestra los resultados de la evaluación de las alternativas, y presenta propuestas con una evaluación de cada una de las alternativas tecnológicas, corrección del factor FOSE y otras acciones que propicien un servicio universal.

II PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

II.1 Importancia del acceso a energía¹

Para que exista un desarrollo sostenible, es vital la participación de la energía como insumo básico y perdurable, por ello la Asamblea General de las Naciones Unidas proclamó al año 2012 como el “Año Internacional de la Energía Sostenible para Todos”.

El “Año Internacional de la Energía Sostenible para Todos” nos ha otorgado la oportunidad de tomar conciencia respecto a la importancia de otorgarle al hombre, energía como insumo valioso en pos de su desarrollo, para ello es necesario incrementar el acceso sostenible de dicho insumo de manera eficiente y renovable de manera local, nacional e internacional.

La energía suministrada permitirá profundos efectos productivos en la salud, educación, seguridad, servicios de comunicación, etc. La falta de acceso a la energía, asequible y fiable postergará el desarrollo social y económico, lo cual no permitirá que se cumplan los Objetivos de Desarrollo del Milenio.

Todavía existen 1,400 millones de personas en el mundo que no cuentan con acceso a la energía moderna, se estima que 3.000 millones de personas hacen uso de la biomasa tradicional (leña) para cocinar y tener fuente de calefacción; y como se indicó en la primera parte de este estudio 1,300 millones de personas carecen de electricidad, a ello se suma una gran parte que teniendo acceso a electricidad no pueden asumir el precio de estos servicios energéticos.

Se puede percibir que el suministro de energía tiene una incidencia directa con el desarrollo sostenible, por tal razón es preciso propiciarlo de manera moderna y eficiente a fin de erradicar la pobreza. El acceso a servicios energéticos modernos en los países en vías de desarrollo es esencial, pues permite lograr objetivos de desarrollo sostenible, este hecho ayudara a reducir la pobreza y mejorar las condiciones de vida de la población mundial en general.

Así mismo invertir en mejores opciones de acceso a energía moderna resulta prioritario, dichas opciones deberán estar acorde a la tecnología energética moderna de tal modo que sean fiables, de costo razonable para ser socialmente aceptables y en línea con el cuidado ambiental. Es necesario entonces incrementar la capacidad de la infraestructura para satisfacer la creciente demanda de energía, para lo cual se puede optar por el apoyo de la cooperación internacional en el marco del desarrollo y la difusión de tecnologías energéticas

¹ <http://www.un.org/es/events/sustainableenergyforall/>

adecuadas y sostenibles, así como la transferencia de experiencias y tecnologías entre los países en la búsqueda de beneficios mutuos.

La decisión de cambiar el uso de combustibles como la biomasa por el GLP en las zonas rurales, es una alternativa que puede ser impulsada solo si de por medio participa el estado como ente promotor y subsidiario, de hecho la reciente dación de la Ley de Inclusión Social Energética FISE, en el Perú busca la masificación del gas en sus diferentes formas (natural y licuado). Este mecanismo debe ser entendido como medio para llegar a reducir los problemas de salud generados por los gases contaminantes de la leña que afectan los pulmones y vista de los pobladores rurales.

II.2 Situación mundial del acceso a energía eléctrica

En el mundo aún viven aproximadamente 1,300 millones de personas sin acceso a la electricidad, de los cuales un 84% se encuentran zonas rurales². En el Perú se puede proyectar que 4.5 millones no gozan de tal acceso (15.2% de la población peruana y 0.28% de la población mundial).

En la mayoría de los países la cobertura de electricidad supera el 90%, contraria es la situación del Asia meridional que alcanza un 40% de sus hogares con electricidad, mientras que en África los hogares con servicio eléctrico apenas superan el 20%. Según el Organismo Internacional de Energía, en el año 2030 aún 1,036 millones de personas no contarán con electricidad, de las cuales 584 millones están ubicados en África al sur del Sahara³.

En Latinoamérica los países que destacan con mejores índice de acceso son: Costa Rica, Venezuela, Chile, Uruguay, Brasil, Argentina y Paraguay, como se puede apreciar en el Gráfico N°9.

La energía es fundamental para el desarrollo sostenible, con dicho insumo más personas podrán mantener niveles de vida más altos, lo cual permitirá a su vez cumplir con objetivos de reducción de la pobreza internacionalmente esperadas. En la medida que se incrementen los niveles de vida, aumentará también la demanda de energía, por ello es importante ampliar la capacidad de la infraestructura eléctrica que permita satisfacer dicho requerimiento, siendo a la vez un reto priorizar las oportunidades de desarrollo con la utilización de energía renovable y no contaminante.

² Twenergy / Flickr - IEA WEO 2011

³ EIA, <http://www.cubadebate.cu/noticias/2010/09/24/una-de-cada-cinco-personas-viven-sin-electricidad-en-el-mundo-otros-la-derrochan/> - IEA WEO 2011

Para los casos que no exista posibilidad de generación de energía eléctrica en el lugar de la demanda, se utilizan redes de transmisión los cuales permiten transportar la energía desde los puntos de generación hasta los puntos de utilización, bajo este criterio no toda la electricidad se tiene que producir en el país de consumo, dicha energía puede ser abastecido desde otros países con mejores fuentes disponibles, mediante conexiones transfronterizas, este caso se presenta especialmente en América Latina y África.

El mayor acceso no siempre está asociado a mera ampliación de redes, también es importante tomar en cuenta otras tecnologías disponibles, pues serán más eficientes dependiendo de su alejamiento, nivel de demanda y grado de dispersión entre los beneficiarios del mercado objetivo.

La Organización de Naciones Unidas (ONU) ha previsto garantizar el acceso a la energía eléctrica en el mundo, priorizando su producción mediante fuentes limpias, para ello ha definido las siguientes metas:

- Garantizar el acceso universal a servicios modernos de energía.
- Doblar la tasa de mejora de la eficacia energética.
- Doblar la participación de la energía renovable en el mundo.

Gráfico N° 1: Planificación del Sector Eléctrico



Fuente: OLADE 2013-XI Congreso Internacional de Energía – Perú – 2013.

II.3 Relación entre pobreza e infraestructura⁴

Si bien el suministro de energía tienen una incidencia directa con el desarrollo, dicho suministro será posible solamente si se cuenta con infraestructura que permita su cabal distribución, en consecuencia se puede afirmar también que existe una estrecha relación entre pobreza e infraestructura. Los hogares más pobres son los que menos disponen de este tipo de activos; por lo que consecuentemente tienen pocas posibilidades de acceder a los servicios básicos como agua potable, saneamiento y electricidad; dicha limitación minimiza sus posibilidades de desarrollo y está propenso a permanecer en pobreza. Según lo analizado por Carbajal y Ruiz en el estudio Impacto de la Electrificación Rural sobre el bienestar de los hogares en el Perú, en la zona rural los empleos son informales y el trabajo predominante es agrícola, esta característica se ha visto favorecida con la inyección de energía.

Debido al desarrollo del sector eléctrico entre el 2001-2004, 17 regiones disminuyeron su tasa de pobreza. Por el lado de la telefonía, los departamentos con mayor penetración son los menos pobres. Este hecho demuestra que el acceso a los servicios públicos, reduce significativamente la posibilidad de caer en pobreza permanente, pues está asociado a ahorros de tiempo y dinero capitalizados como mayores excedentes del consumidor.

II.4 Efectos de la infraestructura

La limitada existencia de infraestructura para servicios públicos, incide negativamente en los hogares, pues los altos costos que asume para sustituirlos se reflejan en pérdida de eficiencia social. En el caso específico de la electricidad se generan sobrecostos porque el poblador opta por el uso de alternativas más caras y menos eficientes. En el caso de las telecomunicaciones los sobrecostos se reflejan en la pérdida de tiempo para comunicarse. En saneamiento, los sobrecostos se muestran en la compra de agua de mala calidad en bidones, lo cual se traduce en problemas de morbilidad y propagación de enfermedades infectocontagiosas.

La provisión de infraestructura de servicios públicos, permite el acceso a una mejor educación, es decir migrar a niveles superiores. Las zonas urbanas tienen un 43% de pobres mientras que las zonas rurales un 72%. El efecto de la infraestructura es mayor en los que no son pobres, pues tienen mayor capacidad de hacer uso de él, lo contrario ocurre en el caso de los pobres pues aún teniendo

⁴ Esta sección se basa en la información referida a la infraestructura, ha sido tomada del estudio del Instituto Peruano de Economía (IPE), el cual fue realizado por encargo de la Asociación de Empresas Privadas de Servicios Públicos (ADEPSEP) y la Cámara Peruana de la Construcción (CAPECO).

infraestructura no tienen capacidad de pagar los costos de los servicios, por lo que el factor de utilización es bajo. Una alternativa es diversificar los servicios de tal manera que las diferencias de los efectos entre los pobres y no pobres se reducen.

De allí que es importante la complementariedad de las intervenciones, la energía permitirá tener ingresos no agrícolas, se trata entonces de diversificar las fuentes de ingreso en no agrícolas como lo sugiere el estudio de Carbajal y Ruiz. En particular el acceso a la infraestructura pública permite ampliar la oferta de trabajo disponible, recomponer la asignación del tiempo disponible a otras actividades no agrícolas e incrementar su rentabilidad. Por ejemplo el uso del agua no puede contribuir directamente en la producción, pero si en la salud lo cual incide directamente en su productividad.

De la revisión efectuada la provisión de infraestructura eléctrica traerá como consecuencia efectos positivos en los hogares, permitiéndoles lograr ingresos no agrícolas, tener a disposición una mejor iluminación evitando fuentes alternativas como las velas, poseer mejor salud por el uso de equipos médicos, mejor educación al tener disponibilidad de internet, etc. Las ventajas no se generan solo para los hogares, sino también las empresas reciben efectos positivos por la reducción de costos, que a vez incide en la captura de mayores beneficios.

II.5 La relación entre infraestructura y crecimiento

La provisión de infraestructura tiene efecto redundante en el crecimiento, primeramente permite otorgar mayores ganancias de productividad, este hecho a su vez genera que un país tienda a consumir más e induce a una mayor provisión. Un país que cuente con mayor disponibilidad de infraestructura tendrá ventajas competitivas frente a otros, por lo que significa un elemento vertebral de la economía, abre las puertas de los mercados e incrementa la cobertura y calidad de los servicios, por ende el bienestar de la población.

En estudio realizado por Arturo Vásquez⁵, resulta evidente una fuerte asociación entre la disponibilidad de cierta infraestructura eléctrica y el PBI per cápita en los países en desarrollo. Según los datos de 1990, si el capital social de infraestructura aumenta en 1%, el acceso de las familias y empresas a la energía eléctrica aumentan en 1.5% (Banco Mundial 1994). Esta evidencia sugiere que la infraestructura de servicios públicos, tiene en potencia beneficios importantes que ofrecer en términos de crecimiento económico.

⁵ Los vínculos entre el crecimiento económico y la infraestructura eléctrica en el Perú 1940-2000

La infraestructura para los servicios públicos genera externalidades positivas para el desarrollo de las actividades privadas. Así una mayor disponibilidad de infraestructura permitirá el incremento de la capacidad productiva de una economía, dicha productividad para un inversionista privado hará que reduzca sus costos al constituirse como costos marginales; esta situación le permite hacer uso de la infraestructura existente sin necesidad de construirlo por su cuenta, esta situación incentiva a dicho sector para realizar inversiones lo cual le llevarán a un crecimiento mayor.

De otra parte la reducción de los costos de transacción permitirá ofrecer al mercado mejores condiciones de precios.

Se plantea la interrogante si la mayor dotación de infraestructura eléctrica permite el desarrollo económico o es dicho desarrollo trae consigo las inversiones en el sector eléctrico. Los estudios comparativos realizados por Alexander y Estuche el año 2000, no han explicado de manera satisfactoria los mecanismos por medio de los cuales la infraestructura pueda influir en el crecimiento, lo que si resulta evidente es que existe una fuerte asociación entre la disponibilidad de infraestructura y el PBI per cápita en los países en vías de desarrollo.

II.6 Experiencias latinoamericanas

Chile⁶: La cobertura total de electricidad alcanzó un máximo del 97% en 2003. En las zonas rurales su nivel de acceso a la electricidad es del 90% lo cual se ha logrado en los 10 últimos años, luego del lanzamiento del Programa de Electrificación Rural (PER) administrado por el Fondo Nacional de Desarrollo Regional. Este Fondo administra la financiación tripartita de los costos de capital de las conexiones rurales: los usuarios pagan el 10%, las compañías el 20% y el estado provee el 70% restante; los usuarios deben pagar los costos de operación. En Chile los sectores eléctricos son atendidos por las cooperativas eléctricas las mismas que fueron creadas en 1963. La importancia de las cooperativas radica en que resolvieron un problema de suministro eléctrico a sectores predominantemente rurales, aislados y de bajos recursos, donde no había interés de atención por parte de las empresas grandes distribuidoras. Por ello, los mismos beneficiarios se unieron creando estas cooperativas para comprar electricidad y distribuirla en un área de interés. La electricidad ha significado un cambio de vida para sus familias, en general ha facilitado el trabajo de los pequeños agricultores, elevando su calidad de vida, ahorrándoles tiempo y esfuerzo así como elevándoles sus niveles de producción.

El no contar con el suministro de energía eléctrica brindado por parte de las cooperativas eléctricas, les hubiera significado un impacto social y económico

⁶ Electricidad: la Revista Energética de Chile

catastrófico, pues estarían limitados a desarrollar sólo actividades de subsistencia. En suma se han generado nuevos polos de desarrollo, lo que les significó a sus beneficiarios el incremento de sus ingresos en sus actividades agro industriales como procesadoras de frutas, carpinterías, transformación de la leche, bombeos de agua, camales y otras.

Existen 20 cooperativas de distribución eléctrica de las cuales 7 son concesionarias del servicio público de distribución de electricidad, por lo que tienen tarifas reguladas y están sujetas a la misma regulación y fiscalización que el resto de las distribuidoras eléctricas urbanas. Las 13 cooperativas eléctricas restantes no son concesionarias de distribución, pues atienden pueblitos o zonas muy pequeñas, como, por ejemplo, islas en la zona de Chiloé, a través de sistemas de autogeneración, que permiten darles suministro eléctrico a zonas donde no llega la red eléctrica convencional.

No obstante a que las cooperativas eléctricas poseen más dificultades estructurales que las empresas distribuidoras urbanas (economías de escala, ruralidad, lejanía de zonas de atención, baja densidad, estacionalidad de los consumos, etc.) han podido desarrollarse exitosamente brindando un servicio más personalizado, ya que muchos de sus clientes son los mismos socios, por tanto otorgan un servicio de calidad y se encuentran dentro de los ranking anuales de calidad de servicio eléctrico.

Por otro lado a pesar de ser pequeñas, dichas cooperativas eléctricas continúan creciendo y desarrollándose de modo que enfrentan con éxito los nuevos desafíos que presenta el dinámico negocio eléctrico, así pueden estar en condiciones de competir con las grandes distribuidoras en las zonas donde existe competencia. Por lo indicado es importante destacar que las cooperativas eléctricas en muchos casos comparten áreas o zonas de concesión con grandes distribuidoras, permitiendo generar competencia en beneficio del cliente, no obstante a la característica del suministro eléctrico que es un mercado monopólico natural. Esto se traduce muy beneficios para los usuarios, pues pueden optar por la empresa que presente para ellos las mejores condiciones de precio, calidad, atención y servicio en la entrega del suministro de energía eléctrica.

Argentina⁷: La cobertura de electricidad en Argentina alcanzó un máximo del 95% en 2003. Cerca del 30% de la población rural carece de acceso a la electricidad, por ello se ha diseñado el Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) con la finalidad de disminuir dicha carencia, dicho programa permitirá incrementar la cobertura eléctrica en áreas rurales con fuentes limpias.

⁷ Infraestructuras Rurales en Argentina Diagnóstico de Situación y Opciones para su Desarrollo

La población rural representa el 10% de la población nacional, y se encuentran concentradas en pequeñas localidades de baja densidad y naturalmente disperso, actualmente alcanza 3.8 millones de habitantes.

En general la mayor cantidad de la población que no cuenta con acceso a la electricidad pertenece al sector rural, los mismos que tienen bajos ingresos, alejada de las redes existentes y que utilizan poca energía para iluminación.

Son las provincias las que han asumido la principal responsabilidad de su promoción y desarrollo de la electrificación rural, ya sea mediante Direcciones Provinciales o concesiones de servicio público. A nivel local el transporte y la distribución minorista de la electricidad está a cargo en muchas ocasiones de Cooperativas de Servicios Públicos o del Distribuidor de Energía Eléctrica privado.

No obstante el alto nivel de desarrollo que ha tenido la electrificación en las áreas rurales de la Argentina y el creciente éxito del PERMER (Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales), el sector presenta varios problemas que es preciso señalar: (a) las inversiones iniciales de la electrificación rural son muy elevadas (entre 6.000 y 12.000 dólares de conexión a los servicios de electrificación rural); (b) inexistencia de fuentes de financiamiento adecuadas para la electrificación rural; (c) el costo fijo de la electricidad rural es un 856% más elevado en las áreas rurales que en la ciudad debido a la gran infraestructura para poca demanda; (d) normativamente son incorporados con las mismas reglas a los del servicio urbano lo cual no distingue la realidad particular de las zonas rurales.

La energía eléctrica en las zonas rurales satisface necesidades domésticas de las viviendas tales como alumbrado, funcionamiento de artefactos domésticos, eventualmente bombeo de agua para uso doméstico, uso de equipos de comunicaciones, etc. Por supuesto que la electricidad posee muchas otras bondades y permite el desarrollo de múltiples actividades productivas tales como tambo mecánico, pequeñas máquinas de talleres de metal mecánicos, sistemas de refrigeración para fines de almacenaje de alimenticios e insumos médicos, criadero de animales y agroindustria.

Por su importancia en economías regionales, es importante resaltar la aplicación para fines agrícolas mediante riego por bombeo, dichas bombas eléctricas reemplazan el accionamiento de los motores a explosión, evitan la compra de combustibles y permiten ahorros en reparaciones complejas y costosas, contribuyendo al desarrollo productivo en general. Por otro lado la disponibilidad de energía permite incrementar las horas de trabajo, lo cual permite aumentar la producción y la productividad en las áreas rurales.

Existen muchos estudios y mucha evidencia empírica a nivel internacional que muestran la relación directa entre electrificación rural, desarrollo y reducción de la pobreza. En consecuencia la carencia de energía eléctrica en muchas

comunidades rurales vulnerables limita la posibilidad de desarrollo, restringiendo las actividades productivas tecnificadas y por ende pierden la oportunidad de generar mayores ingresos y mejorar su calidad de vida.

En consecuencia, la presencia o ausencia de energía eléctrica en las zonas rurales marca la diferencia entre tener o no tener posibilidades de desarrollo y crecimiento. La energía eléctrica es un disparador de nuevas posibilidades que permite que las comunidades inicien un ciclo productivo.

Brasil, junto con Chile, es el país con la mayor tasa de acceso en América Latina. El sector eléctrico en Brasil atiende a más de 50 millones de clientes, lo que corresponde a aproximadamente un 97% de los hogares del país, que tienen acceso a electricidad confiable.

Una de las empresas de distribución eléctrica es COELCE del grupo ENDESA y cuenta con más de 3 millones de clientes, de los cuales el 13% corresponde al mercado rural. Atiende el Estado de Ceará, Sobral y Juazeiro do Norte, la región central de estos últimos estados presentan bajos índices de desarrollo económico y social como consecuencia de climas adversos, terrenos áridos o secos.

Uruguay, El acceso a la electricidad es muy alto, por encima de 98,7% (solo 7,000 personas no cuentan con acceso a la electricidad). Esta cobertura está por encima del promedio para los países con servicios públicos de electricidad. La calidad del servicio que se percibe como buena, tanto por las empresas y usuarios residenciales.

Paraguay, El año 2013 cerca del 96% de la población de Paraguay cuenta con acceso a la electricidad, sin embargo el 87% de los hogares sin electricidad se encuentra en las zonas rurales. En las zonas rurales del Paraguay la cobertura varía considerablemente de una región a otra. Es más baja en la región del Chaco o Región Occidental.

La empresa distribuidora de energía eléctrica es estatal y se denomina ANDE (Administración Nacional de Electricidad), atiende a 1.381.481 clientes activos. Se realizan trabajos de incorporación de clientes a la Tarifa Social, dichos trabajos son desarrollados por la Oficina de Territorios Sociales y las diferentes Agencias Regionales Comerciales y consisten en lo siguiente:

- Visitas a Territorios Sociales, Bañados y zonas de escasos recursos brindando explicaciones referentes a los requisitos para acceder a esta tarifa y los beneficios que representa.
- Contacto directo con los líderes de los Territorios Sociales.
- Catastro de Territorios Sociales.

- Los clientes beneficiarios de la Tarifa Social totalizan 339.760 lo que hace el 24,6% del total de clientes y el 28,6% de los clientes domiciliarios o residenciales de la ANDE.

Colombia, La comercialización de energía eléctrica en Medellín, está a cargo de la Empresa Pública de Medellín (**epm**), siendo su accionista principal la Municipalidad de Antioquia. También desarrollan la distribución del agua, gas natural y efectúan en menor escala la actividad de telecomunicaciones.

En el sector eléctrico a diferencia de lo permitido en el Perú, desarrollan las actividades de generación, transmisión y distribución. Atiende a 3.6 millones de habitantes.

Gráfico N° 2: Empresa Pública de Medellín (epm)



Generación

- 7 (4 Menores 3 Mayores) Plantas hidricas
- 1 Planta térmica
- 240,9 MW (Efectiva) Capacidad de generación
- 5.300 hectáreas de Reservas forestales

Comercialización

- 439.139 Clientes
- 40 Municipios
- 52 Corregimientos
- 14 Resguardos indígenas

Distribución

- 60 Subestaciones Automatizadas
- 18.217 Transformadores
- 22.272 Kilómetros de redes

Generación de empleo

- 904 empleados
- 2.400 Contratistas

Fuente SICESD CIER 2013

En la facturación efectuada a los clientes finales, no se considera cargo fijo y alumbrado público, sin embargo la ciudad se encuentra completamente iluminada con diseños Led y portadas de edificios inteligentes. El costo de dicho alumbrado público es asumido por la Municipalidad de Antioquia, pues al ser el accionista mayoritario de **epm**, puede efectuar transferencias internas que le permitan su sostenibilidad.

Cuentan con 140,000 clientes en la modalidad prepago, orientado a los usuarios con pocas posibilidades de pago ubicadas principalmente en las zonas marginales de la urbe, los medidores son entregados a los clientes en comodato y para la venta hacen uso de agencias de cobranza colectivamente con los servicios de agua, gas y telefonía. No se han instalado medidores prepago en las zonas rurales por su inaplicabilidad, debido principalmente por los niveles de dispersión y escasez de centros de atención⁸.

Los estratos sociales han sido divididos en seis: en el estrato 1 están comprendidos los clientes vulnerables y en el estrato 6 los clientes con altas economías. Para el estrato 1 se otorgan tarifas preferenciales y en casos especiales hay una cuota de energía mensual gratuita (subsidio directo), para los estratos 2 y 3, se otorgan descuentos hasta un nivel de consumo de energía. Cabe indicar que la categorización de los estratos no depende del nivel de consumo eléctrico sino de otras condiciones socioeconómicas que previamente la Municipalidad de Antioquia establece.

En **epm**, se mantiene permanentemente activa la Responsabilidad Social Empresarial (RSE), como los “compromisos de origen obligatorio o voluntario que asume en su relación con los grupos de interés conservando como objetivo central la sostenibilidad.

Gráfico N°3: Responsabilidad Social Empresarial de emp



Fuente: portal web de **epm** - 2013

⁸ Entrevista personal a funcionarios de **epm** en visita set13 – Medellín - Colombia

El acceso total de electrificación en Colombia es 93% y en las zonas rurales alcanza el 90%.

El Salvador, Del Sur es la distribuidora de energía eléctrica y forma parte del grupo de Empresas Públicas de Medellín (epm), atiende a 341,316 clientes distribuidos en 78 municipios, cubriendo el 25.3% de los usuarios de energía eléctrica.

Se ha propuesto ejecutar proyectos integrales de Electrificación Rural como:

- Construcción de la red bajo la modalidad de coinversión con alcaldías.
- Instalación y financiamiento de las instalaciones eléctricas internas.
- Instalación y financiamiento del medidor.
- Tasas de Conexión Preferencial.

II.7 Otras experiencias internacionales relevantes

China representa gran parte del éxito mundial en la extensión de las redes de suministro eléctrico desde 1990. El enfoque diversificado del país respecto del problema incluye a las pequeñas centrales hidroeléctricas. Estos sistemas que tienen una capacidad de menos de 50 megavatios suministran actualmente la tercera parte del total de energía hidroeléctrica de China y con el tiempo han llegado a prestar servicios a más de 500 millones de personas, muchas de las cuales están ahora conectadas a la red principal. Además de las hidroeléctricas, cerca de 250 000 hogares de China utilizan energía eólica, fotovoltaica solar y sistemas híbridos de energía renovable.

México: La cobertura total de electricidad es del 97% (2006), siendo casi el 100% en zonas urbanas y alrededor del 95% en las rurales.

Las actividades de Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica están a cargo de la empresa nacional de propiedad del Estado, no existiendo políticas de desintegración vertical ni políticas de liberalización del mercado que permita el ingreso de empresas competitivas de recursos privados.

Italia: En las zonas rurales cuenta con centrales hidroeléctricas sumergibles de pequeña potencia (200kw), se conectan en paralelo hasta 3 de dichas centrales logrando producir 600 kw, son instalados en los canales de riego existentes, siendo precisamente la junta de regantes los administradores. Dicha junta efectúa la operación priorizando la agricultura, en horas donde es preciso regar los terrenos de cultivo, las centrales se paran desde un centro de control de manera remota (eficiencia en costos) y despachan en horas que no es prioritario para la agricultura.

La regulación les permite entrar y salir sin penalidad, en el marco de una política de promoción de energías renovables. Las referidas centrales no impactan en el

medio ambiente pues utilizan los canales de riego existentes y la tecnología que utilizan es de turbinas kaplan que requieren poca caída (2 m.), los espacios utilizados son muy reducidos, prácticamente solo hacen uso de la parte superior del canal de riego.

En la región se depende mucho de la importación de energía y el recurso hidrológico es escasa, razón por la cual se promociona las energías renovables en el marco de eficiencia productiva, es decir sacar el máximo aprovechamiento a los recursos que sirven de fuentes para la generación energía eléctrica, máxime si no se cuenta con una geografía que permite grandes caídas de agua.

Gráfico N° 4: Central Hidroeléctrica Instalado en Canal de Riego Agrícola - Italia



Fuente: Visita a la CH Fara Vicentino – Italia - 2012

El gobierno Italiano ha mostrado una gran preocupación en temas de energías renovables. Por ejemplo en el año 1988, el Plan Energético Nacional daba a la Energía Fotovoltaica un papel relevante entre todas las fuentes renovables. Por ello, se puso como objetivo tener en el año 1995, 25MWp instalados de energía fotovoltaica; dicho objetivo no se alcanzó.

Posteriormente, en el año 1991 se declaró una ley que permitió a los inversores privados la producción de energía eléctrica e introducir en la red nacional la electricidad a una tarifa fija establecida por un Comité de Precios. En el año 2001, se establecieron las primas generales para las producciones fotovoltaicas conectadas a la red, lo cual fue conocido como el “programa de techo fotovoltaico”. Es así como la potencia instalada fotovoltaica se incremento a partir del 2000, llegando a los 37,5Mwp en el año 2005 (Photovoltaic Energy Promotion in Europe, 2008)⁹.

⁹ <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno09/fotovolt/italia.htm>

En Italia se promueve la generación mediante fuentes de energía renovable, entre las cuales la energía solar se ha convertido en una oportunidad de negocio para inversores y productores. La normativa solar en Italia se basa sobre un sistema de primas a la producción, otro de sistemas de certificados, desgravaciones fiscales, facilidades para la financiación y subvenciones europeas, estatales y locales. Este sistema de primas o tarifas es conocido en Italia como el “Conto Energía” (Gestore Servizi Elettrici, 2008).

El mecanismo para promover el uso de recursos renovables entró en vigor el 19 de Septiembre del 2005 (Conto Energía), con la finalidad de dar incentivos para la construcción de sistemas fotovoltaicos. Para las instalaciones solares, según el Decreto Ministerial Italiano (Ministero dell'Economia e delle Finanze, 2007) se define tres tipos de integración para determinar la tarifa de incentivo, de tal manera de poder reconocer cada sistema fotovoltaico¹⁰, donde tenemos: (1) techos de estacionamientos, (2) paredes de edificios y (3) techos de edificios.

Planta no Integrada, donde el sistema es conectado en el suelo o se colocan elementos de mobiliario urbano, carreteras o en las caras externas de las cubiertas de los edificios.

Gráfico N° 5: Sistemas Fotovoltaicos Instalados en los predios de Italia- 2012



Fuente: <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno09/fotovolt/italia.htm>

Los titulares de las plantas solares tienen la ventaja de utilizar la energía de la red de abastecimiento, su propia producción (parcial o total) y también el intercambio sobre el terreno con la red (solo para aquellas plantas de energía de hasta 20 kW), donde esta última corresponde a una alternativa de vender la energía producida. Lo anterior logra un equilibrio entre la electricidad anual colocada en la red y la electricidad tomada de la red.

Debido a los incentivos que otorga el Gobierno Italiano, muchos de los agricultores prefieren alquilar sus terrenos para la instalación de paneles solares, lo cual si perjudica la agricultura.

¹⁰ Experiencias de viaje de trabajo a Italia por Juan José Rojas Baltazar, información tomada del distribuidor local de Vicenza-Italia

Gráfico N° 6: Conglomerado de Paneles Solares en Vicenza - Italia



Fuente: Visita efectuada personalmente - 2012.

En Marruecos, un fabricante de tecnología fotovoltaica solar, constituyendo una sociedad mixta con la Oficina Nacional de Electricidad del Gobierno, Electricité de France, Total y Tenesol, está tratando de llevar a las aldeas apartadas del país el acceso a la electricidad mediante la instalación de centrales de energía solar.

Dicho programa está equipando los hogares con sistemas de energía solar, por intermedio de las empresas de administración local que prestan servicios rurales, entre ellos electricidad, abastecimiento de agua, gas y servicio telefónico. Los equipos utilizados son adaptados a las principales necesidades de los hogares rurales, como alumbrado, ventiladores y equipos audiovisuales.

En África Occidental Uno de los principales problemas que se ha detectado en los distintos proyectos de electrificación rural realizados hasta el momento, es que las instalaciones micro renovables (paneles solares) desarrolladas en pueblos y aldeas son muy pequeñas. De hecho son tan micro que realmente no generan desarrollo, ni permiten un correcto mantenimiento.

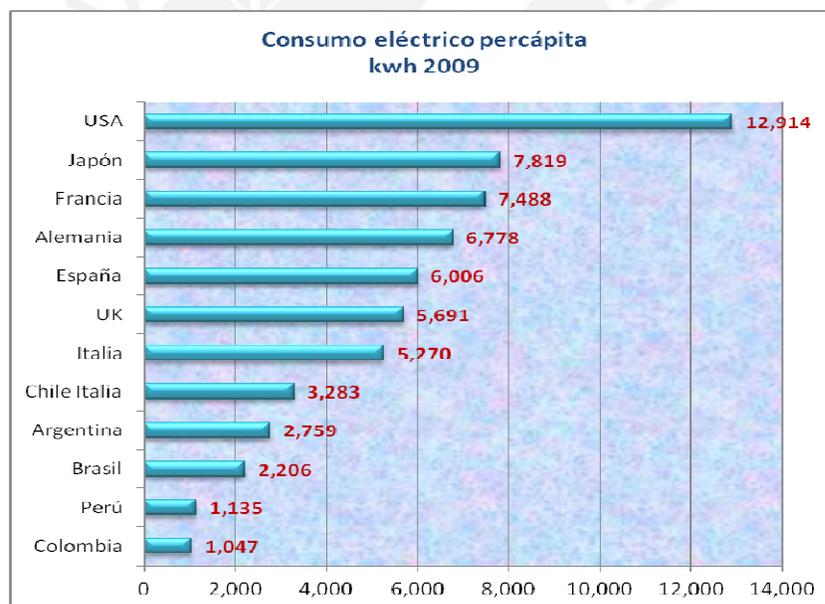
Cuando la instalación sufre cualquier tipo de avería deja de funcionar sin que nadie sepa cómo solventar el problema. Además, estas instalaciones suelen estar muy separadas las unas de las otras con lo que su control y mantenimiento se ve dificultado aún más si cabe.

Si tenemos en cuenta que el precio de la energía en algunas zonas del planeta (como es el caso del África Occidental por el uso de generadores diesel) es muy elevado, tecnologías como la fotovoltaica serían el día de hoy rentables en costos técnicos sin necesidad de *feed-in-tariff*, quizá su debilidad está asociado a la poca potencia que ofrece, por lo que su utilización resulta limitada a servicios muy básicos como iluminación y a lo sumo comunicación. En este caso los usos productivos quedan prácticamente descartados.

Por lo tanto, para cambiar de modelo energético se está apostando por las energías renovables y un cambio de las fuentes de producción, mediante las siguientes acciones:

- Acercando las fuentes de generación de energía a los sitios de consumo (redes de energía distribuida), aliviando las redes de baja tensión y permitiendo a los consumidores ser productores energéticos.
- Optimizando los recursos naturales de las distintas regiones (aprovechando por ejemplo los residuos para el biogás).
- Utilizando todas las herramientas que existen actualmente para gestionar la demanda de electricidad. (smart grids o redes inteligentes y gestión a la oferta)¹¹.

Gráfico N° 7: Consumo de energía eléctrica en el mundo

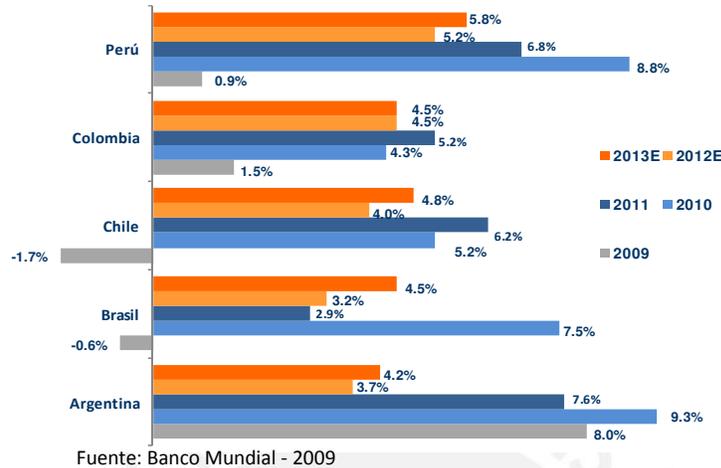


Fuente: Banco Mundial - 2009

El Perú es uno de los países con consumo per cápita de energía eléctrica más bajos del mundo, en el 2009 llegó a 1,135 kwh por año, lo que significa un consumo mensual promedio menor a 100 kwh, apenas superando ligeramente a Colombia. No obstante al importante crecimiento económico registrado en los últimos años y que se muestra el Gráfico 8.

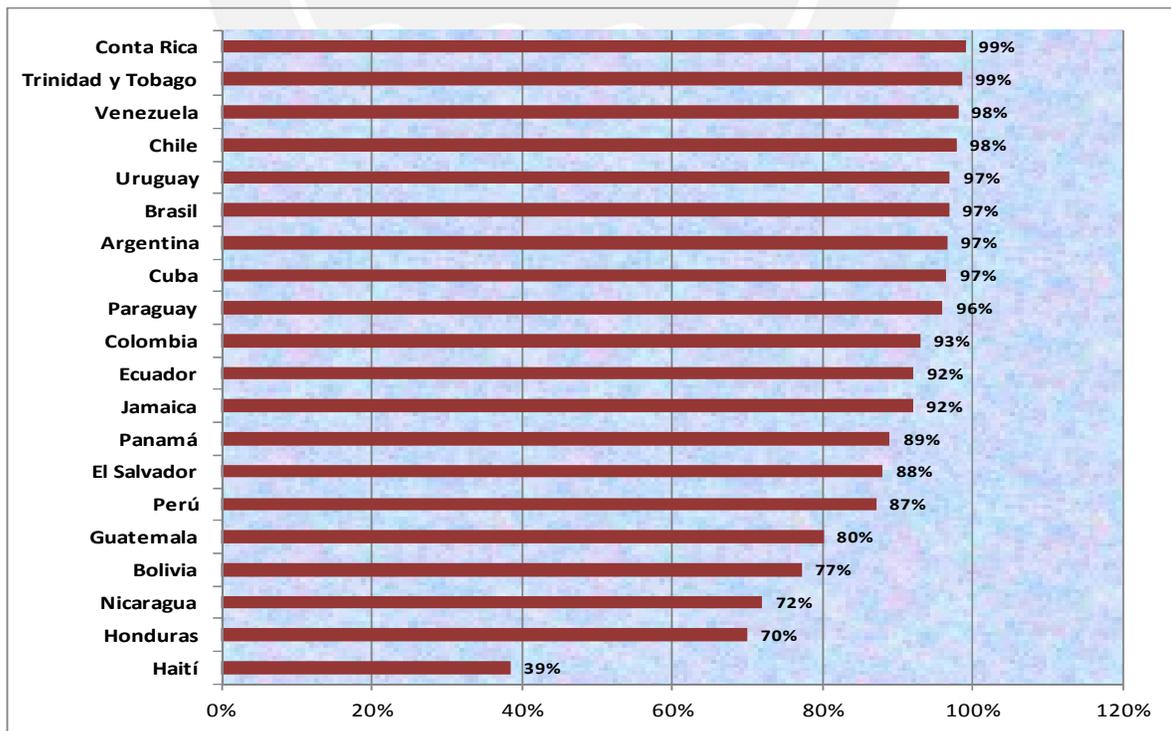
¹¹ Congreso Internacional de Energía 2013

Gráfico N° 8: Crecimiento Económico



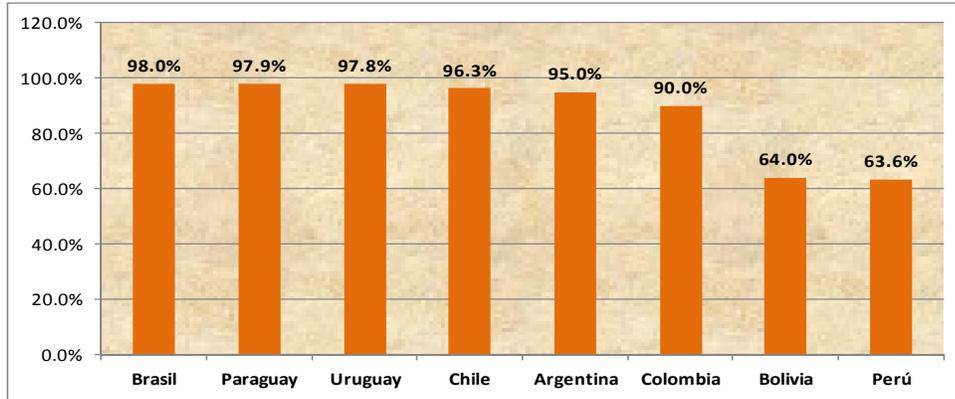
Dicha información revela la falta de madurez de los proyectos de electrificación emprendidos por el Estado Peruano, los cuales luego de su construcción no han merecido una promoción de uso eficiente y sobre todo de uso productivo, siendo éste último una agenda pendiente prioritaria para garantizar su sostenibilidad.

Gráfico N° 9: Acceso a la Electricidad en América Latina (2013)



Fuente: World Energy Outlook del Organismo Internacional de Energía - 2013

Gráfico N° 10: Porcentaje de Electrificación Rural



Fuente: Banco Mundial - 2013

En el Gráfico 9 se puede apreciar que aunque gran parte del continente cuenta con índices elevados de electrificación, hay países que tienen margen para mejorar, sobre todo en la electrificación rural. El Gráfico 10 muestra el porcentaje de electrificación rural en la que muy a nuestro pesar debemos indicar que el Perú se ubica en el último lugar.

Programas emprendidos en Latinoamérica en la búsqueda de una mayor cobertura.

Gráfico N° 11: Programas Latinoamericanos



Fuente: Cayo (2013)

Entre tanto “Alianza del Pacífico, tratado Perú, México, Colombia y Chile, propuesta de integración profunda y extensa entre cuyos objetivo está el derrotar la pobreza y alcanzar el desarrollo”.

II.8 Evolución de indicadores

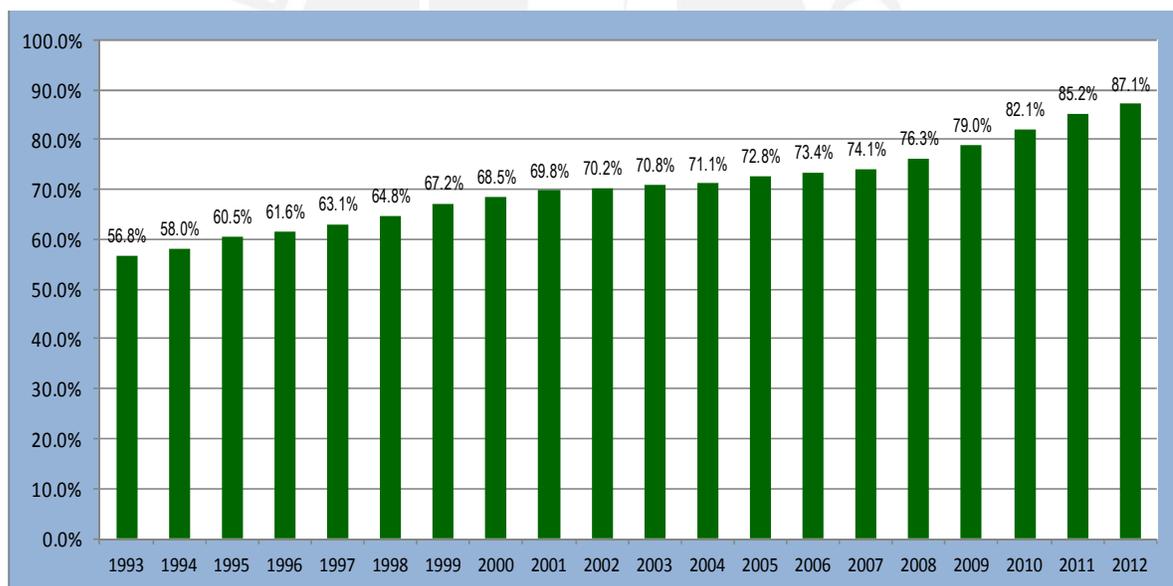
II.8.1 Coeficiente de Electrificación

Los coeficientes de electrificación de acuerdo con los resultados del censo del año 1993 fueron: Nacional 56.8%, 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%.

A octubre del año 2012, se tiene las siguientes coberturas: Nacional 87.1% y Rural 63.6%.

Gráfico N° 12: Coeficiente de Electrificación Nacional - 2012



Fuente: MINEM - 2012

Con la finalidad de revertir esta situación, el Estado Peruano a través del Ministerio de Energía y Minas ha venido ejecutando el programa de electrificación rural, utilizando para ellos diversas tecnologías aplicable a esa realidad, sobre la base de una selección de fuentes de energía, las mismas que consideran en primer término la extensión de redes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y/o la de los Sistemas Aislados (SSAA), a partir de las cuales se desarrollan los Sistemas Eléctricos Rurales (SER's).

Las limitaciones de orden técnico y/o económico para conectarse a los grandes sistemas eléctricos, conlleva a priorizar el uso de fuentes de energía local ya sean hidráulicos a través de la construcción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH's) cuando las condiciones geográficas así lo permiten es decir existen recursos hidráulicos y caídas de agua; cuando dicha alternativa no es viable se optará por la instalación de pequeños grupos electrógenos de uso intermitente (6 horas diarias de funcionamiento).

Así mismo es preciso considerar la alternativa tecnológica de fuentes de energía solar para la solución de las necesidades de electrificación rural en zonas muy dispersas vía la implementación de los Sistemas Fotovoltaicos Domésticos (SFD) estos podrán ser de uso domestico o comunal, para este caso se deberá considerar las áreas geográficas con potenciales solares como la zona de selva.

La fuente de energía eólica es también una alternativa tecnológica cuya aplicación por ser relativamente nueva aún está en estudio si es o no aplicable en las zonas rurales, para el caso deberán estar ubicadas preferentemente en las cercanías del litoral de la costa. Como es natural esta fuente depende de la presencia de vientos constantes por lo menos en la mayor cantidad del tiempo, con este tipo de tecnología no es posible garantizar continuidad de servicio eléctrico, en suma requerirá de reserva térmica que asuma la demanda temporalmente.

En el actual contexto mundial de la conservación del medio ambiente, se viene consolidando la utilización de las energías renovables y adecuando su aplicación como alternativa de solución a la problemática, en términos económicos, de la electrificación de zonas aisladas.

En el Perú, 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 fue el caso.

De acuerdo a la necesidad y en casos puntuales, se evaluarán nuevas tecnologías como micro turbinas, que utilizan la energía cinética de los ríos, y los que pico solares con paneles solares para servicios básicos de iluminación y comunicaciones.

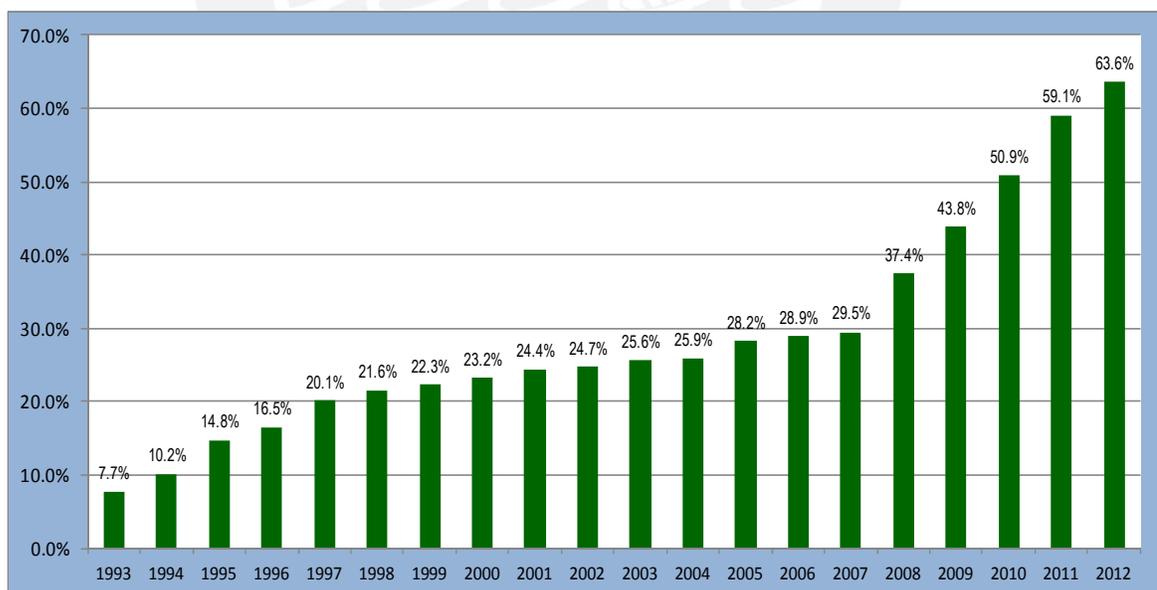
A nivel de Usos Productivos, se tiene avances en la promoción y capacitación, desarrolladas en mayor medida por la empresa ADINELSA; las actividades desarrolladas principalmente en la sierra de Lima (provincias de Huarochiri, Cajatambo, Santa Leonor, Yauyos) y en menor escala en Ayacucho (provincia de

Parinacochas y Paucar del Sara Sara), están orientadas al bombeo de agua para fines agrícolas, sistemas de hornos para artesanías, procesamiento de curtiembre, implementación de camales, calefactores para crianza de animales menores, procesamiento de fruticultura, teleféricos para transporte de productos agrícolas, etc.

Así mismo se desarrollaron varias cadenas productivas en café, cacao, té, procesamiento de granos, panadería, ganadería y lácteos.

La Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento, prevén recursos económicos que permitirán una base de financiamiento, la que además requerirá de aportes del Tesoro Público, Recursos Directamente Recaudados, Recursos Determinados, Operaciones Oficiales de endeudamiento externo y de Entidades públicas y privadas, nacionales y extranjeras. No obstante la empresa ADINELSA ha emprendido proyectos propios con financiamiento directo asociado con los agricultores de cuyo balance se han registrado beneficios para ambos, los agricultores han ampliado sus áreas de cultivo y ADINELSA ha incrementado su mercado eléctrico mejorando además el factor de carga de las instalaciones existentes.

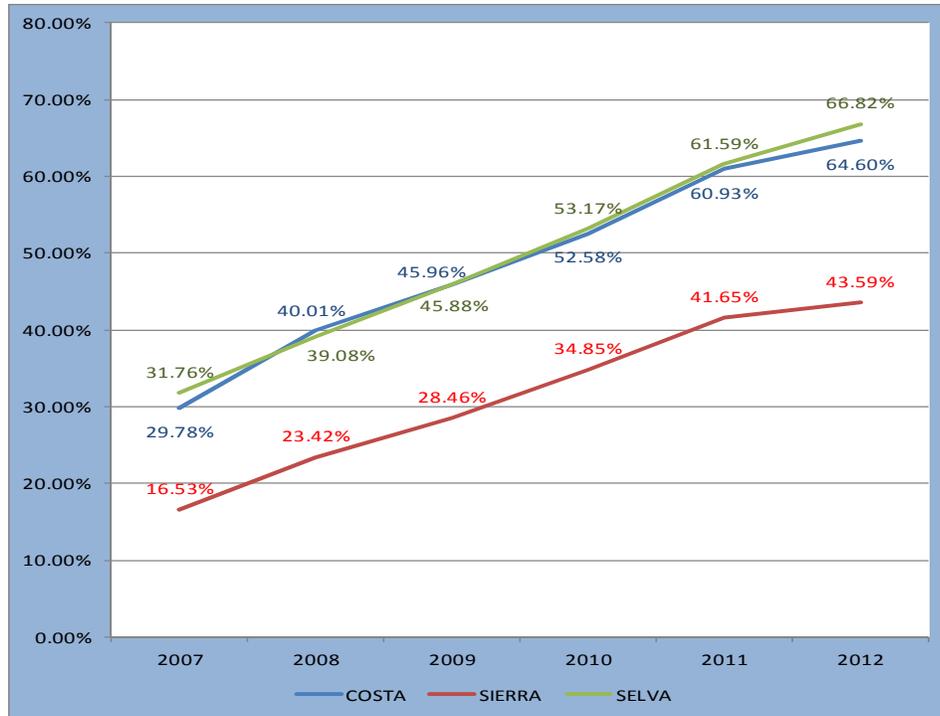
Gráfico N° 13: Evolución del Coeficiente de Electrificación Rural (1993-2012)



Fuente: MINEM - 2012

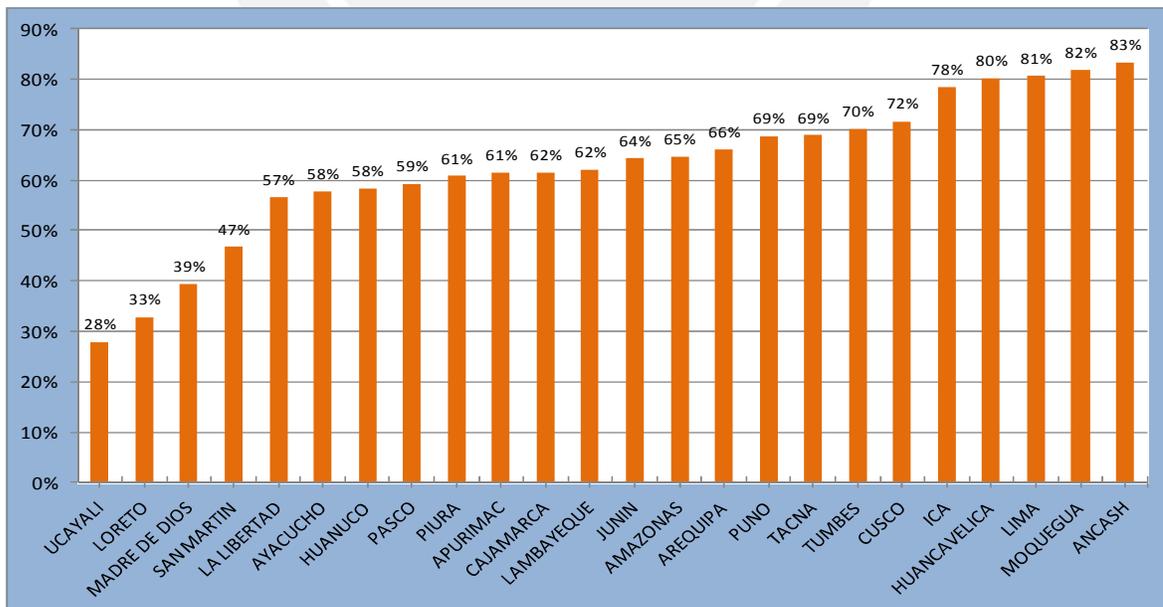
Según el Ministerio de Energía y Minas, se han invertido alrededor de S/710 millones entre agosto del 2006 y setiembre del 2009, además en términos de la población beneficiada, ésta asciende a 1.33 millones de habitantes.

Gráfico N° 14: Evolución del Coeficiente de Electrificación Rural por Regiones



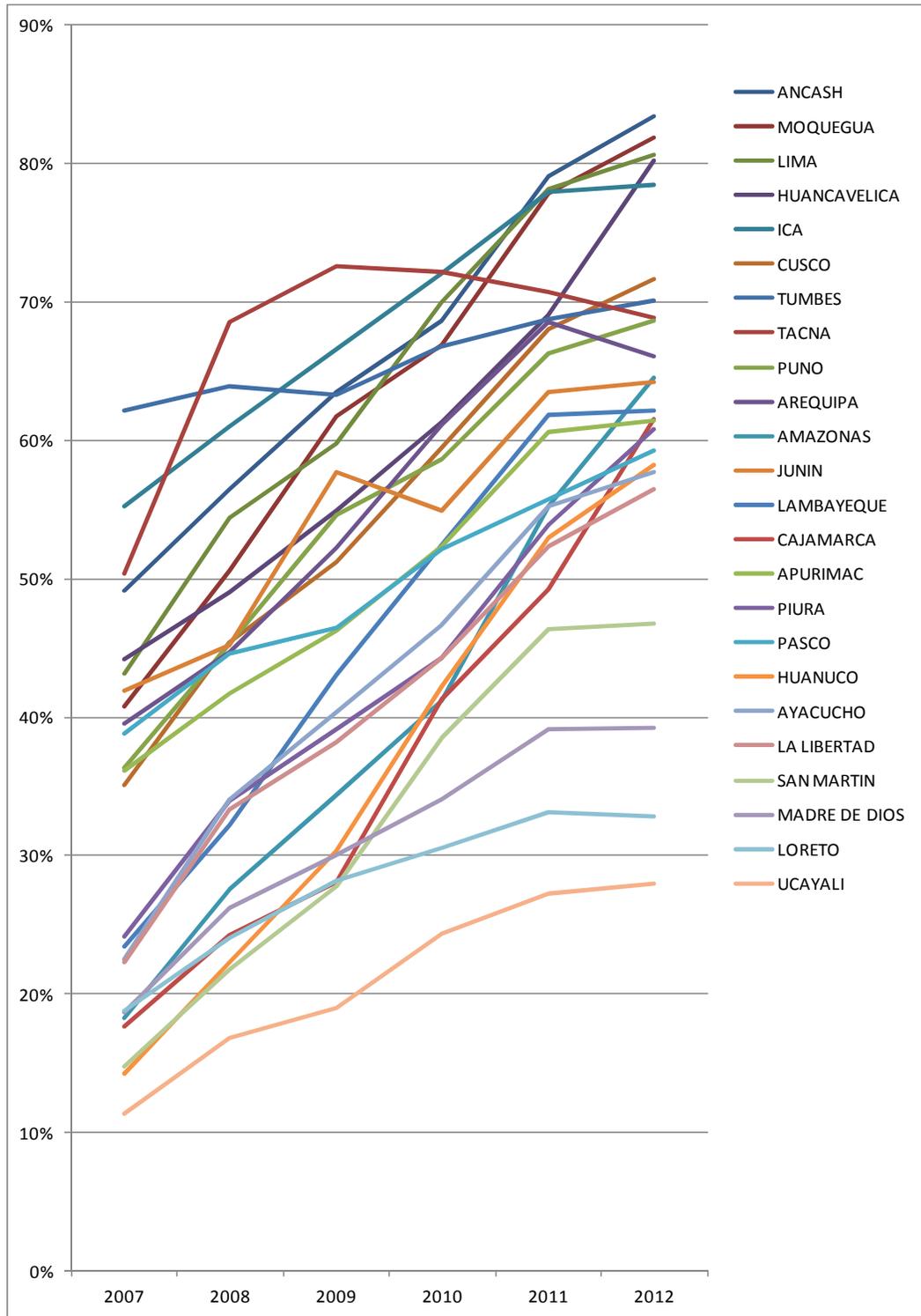
Fuente: MINEM - 2012

Gráfico N° 15: Coeficiente De Electrificación Rural por Departamentos 2012



Fuente: MINEM - 2012

Gráfico N° 16: Evolución del Coeficiente de Electrificación Rural por Departamentos



Fuente: MINEM - 2012

Tabla N° 1: Evolución del Acceso a Energía Eléctrica por área de residencia y región natural

Área de residencia / región natural	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Área de residencia										
Urbana	88,1%	90,1%	90,9%	91,6%	91,7%	94,2%	93,9%	95,5%	96,1%	97,3%
Rural	27,3%	29,9%	29,7%	32,1%	34,6%	39,6%	45,4%	50,1%	55,1%	58,6%
Región Natural										
Costa	89,1%	91,7%	91,1%	92,0%	92,2%	93,7%	94,3%	95,7%	96,4%	97,1%
Selva	50,8%	52,7%	53,5%	56,9%	59,4%	62,3%	61,5%	66,1%	69,5%	71,5%
Sierra	54,4%	55,6%	56,7%	57,9%	60,6%	65,3%	69,7%	73,5%	75,9%	79,3%

Fuente: Dammert y García (2011)

A nivel de quintiles de mayor ingreso (IV y V) los pobladores presentan un mayor acceso a la energía eléctrica, y como era de esperarse, llegan a niveles cercanos al 100%. También en los quintiles de menor ingreso, el aumento de acceso al servicio eléctrico ha sido también importante pasando de un 28.1% en el 2001 a más del 60.9% en el 2010.

Tabla N° 2: Evolución del Acceso a Energía Eléctrica por quintiles de ingreso

Años	De menor ingreso (I)	De menor ingreso (II)	Intermedio (III)	De mayor ingreso (IV)	De mayor ingreso (V)
2001	28,1%	58,4%	80,3%	90,5%	96,3%
2002	31,4%	61,9%	82,9%	92,3%	97,5%
2003	32,9%	63,6%	82,1%	91,3%	97,2%
2004	35,3%	64,1%	84,7%	91,9%	97,1%
2005	37,6%	67,1%	85,9%	92,3%	97,4%
2006	42,9%	71,3%	87,9%	94,8%	97,9%
2007	48,1%	72,8%	88,6%	95,5%	98,4%
2008	54,0%	77,8%	91,2%	95,9%	98,4%
2009	55,5%	82,3%	92,4%	96,6%	98,9%
2010	60,9%	84,1%	93,5%	97,3%	99,1%

Fuente: Dammert y García (2011)

II.8.2 Indicadores de Sostenibilidad

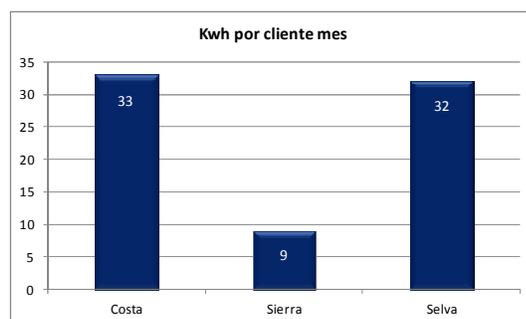
Evaluación de consumo por cliente de Sistemas Eléctricos Rurales de ADINELSA operados por Municipalidades.

Tabla N° 3: Consumo de Energía Eléctrica por Cliente – 2013

CONSUMO POR CLIENTE	TARIFA	PROMEDIO kwh-mes	N° CLIENTES	Kwh-mes/ Cliente
PSE Gracias a Dios	BT5B	2,016	219	9.21
PSE Asquipata	BT5B	1,241	143	8.68
PSE Santa Leonor	BT5B	46,455	3,003	15.47
PSE Hongos	BT5B	27,493	1,755	15.67
PSE Quinchés	BT5B	33,469	2,269	14.75
PSE Canta	BT5B	6,381	1,131	5.64
PSE Cajatambo	BT5B	76,993	3,767	20.44
PSE Huarochiri	BT5B	86,684	8,327	10.41
PSE Quicacha	BT5B	7,543	239	31.56
PSE Marcabamba	BT5B	19,496	845	23.07
PSE Huamay Pampano	BT5B	366	38	9.63
PSE Pasco Rural (Huachon)	BT5B	22,668	937	24.19
PSE Yauyos	BT5B	8,150	489	16.67
PSE Lunahuana	BT5B	67,300	2,709	24.84
PSE Charape	BT5B	11,369	351	32.39
PSE Coracora	BT5B	57,986	4,117	14.08
PSE Chuquibamba	BT5B	5,254	286	18.37
PSE Nuevo Seasme	BT5B	69,337	824	84.15
PSE Purmacana - Barranca	BT5B	25,520	1,269	20.11
PSE Tambo Quemado	BT5B	16,788	885	18.97
PSE Coracora	BT5B	1,947	470	4.14
PSE Ayacucho Sur	BT5B	4,159	877	4.74
PSE Huaura Sayán II Etapa	BT5B	48,653	1,468	33.14
PSE Yauca del Rosario	BT5B	6,170	405	15.23
Total		653,438	36,823	17.75

Fuente: Adinelsa - 2013

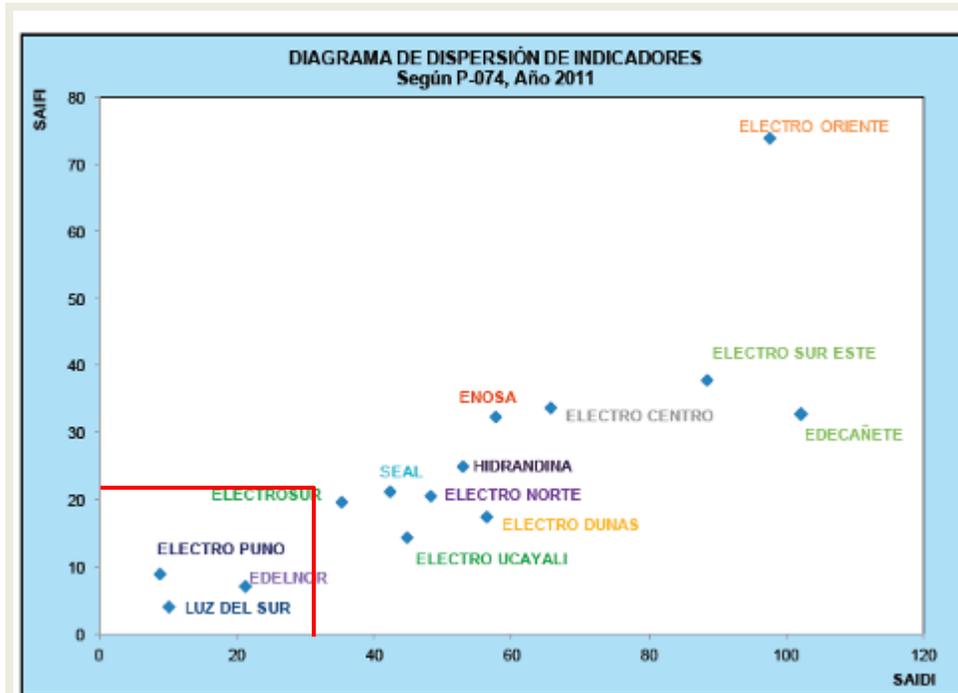
Gráfico N° 17: Consumos de Energía por Regiones



Fuente: ADINELSA - 2013

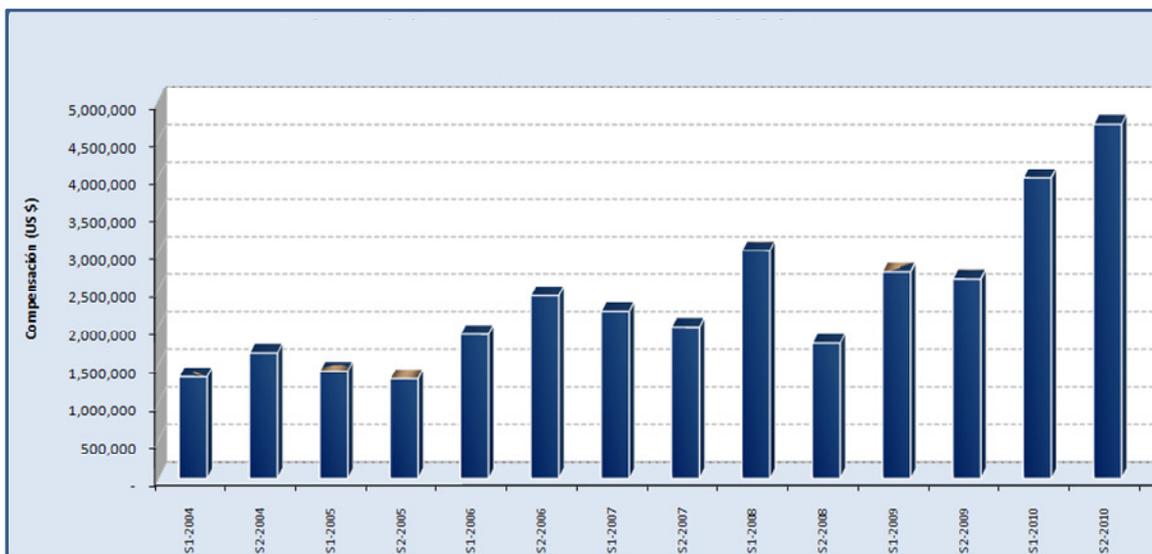
II.8.3 Indicadores de Calidad

Gráfico N° 18: Número y Duración de Interrupciones



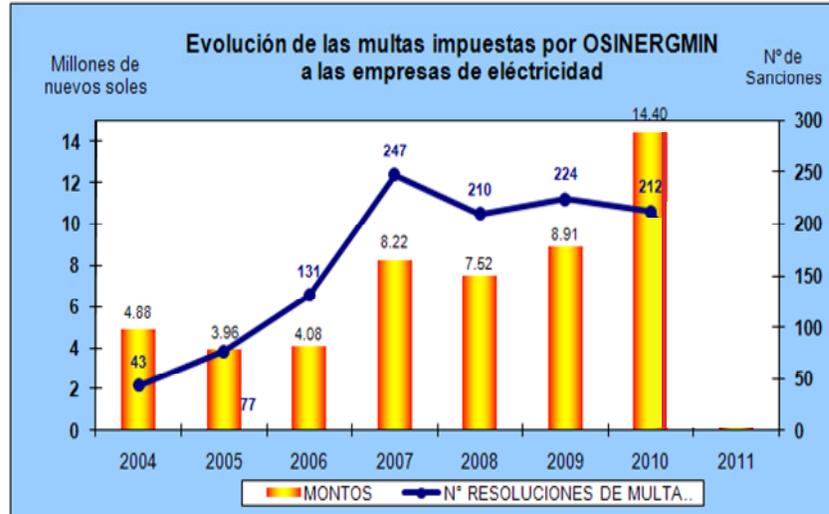
Fuente: C.Aguilar-Osinermin - 2013

Gráfico N° 19: Compensaciones por Calidad de Suministro



Fuente: Osinermin - 2010

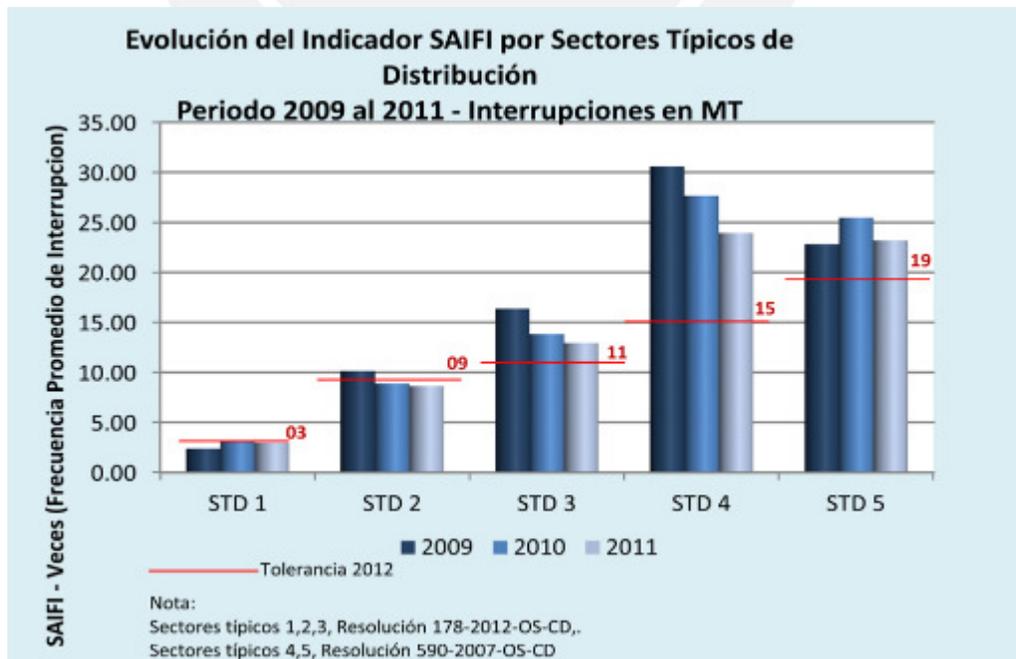
Gráfico N° 20: Multas 2004 - 2010



Fuente: Osinergmin - 2010

Los indicadores de media tensión del periodo 2011 (excluidas las interrupciones de generación, Transmisión y Fuerza Mayor), muestran para todos los sectores típicos, disminución de la frecuencia y duración de los indicadores SAIFI y SAIDI, no obstante que en el SAIFI, para los ST 3, 4 y 5 exceden las tolerancias.

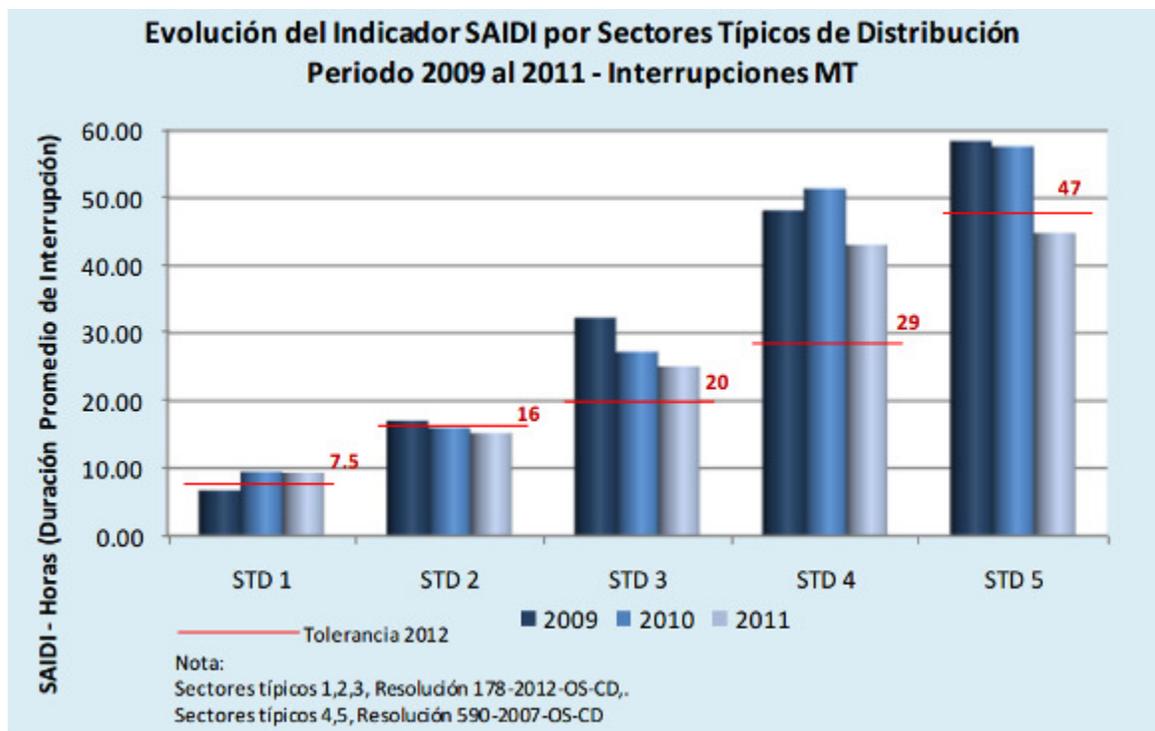
Gráfico N° 21: SAIFI por Sectores Típicos



Fuente: Osinergmin - 2011

Considerando el total de interrupciones, para el periodo 2011, se aprecia en el Sector Típico N° 3 un incremento en los indicadores de frecuencia y duración (SAIFI y SAIDI), en los demás sectores típicos (1, 2, 4 y 5), han disminuido los indicadores.

Gráfico N° 22: SAIDI por Sectores Típicos



Fuente: Osinergmin - 2011

II.9 Evaluación del Acceso y Sostenibilidad a la electricidad

II.9.1 Evaluación general

El Perú, ha pasado a ser el país con menor electrificación en Latinoamérica, con un 87.1% (2012)¹², de la población rural que carece del servicio eléctrico, ello lo coloca en desventaja con los demás países vecinos. Dicha situación se refleja principalmente en las zonas rurales de la sierra y la selva, donde el reducido acceso al servicio eléctrico, incide indirectamente en el bajo nivel de desarrollo socioeconómico de la población local.

¹² Exposición de Vice Ministro de Energía (16/05/13) en ocasión del vale digital del FISE.

Actualmente según el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), se viene promoviendo la implementación de proyectos de electrificación en los ámbitos más apartados y empobrecidos del país, el Estado ha logrado incrementar la cobertura nacional de 57%(1993) a 87.1% (2013), teniendo como meta llegar a 98% en el 2021.

Entre las tantas formas de generar electricidad en las zonas rurales, las más comunes son las pequeñas centrales hidroeléctricas las mismas que operan de manera aislada al sistema interconectado nacional (SEIN) y últimamente los sistemas fotovoltaicos.

La situación de la electrificación de las zonas rurales, presenta serias limitaciones generada principalmente por aspectos económicos. Debido a la compleja geografía que presenta el país, muchos centros poblados se encuentran aislados y dispersos, teniendo como medios de acceso trochas difíciles o solo caminos peatonales, lo cual hace que el suministro de electricidad tenga un alcance limitado¹³.

El acceso universal a los servicios públicos es un aspecto de vital importancia para enfrentar la pobreza y la desigualdad teniendo en cuenta que contribuye considerablemente al desarrollo de los pueblos reflejados en: servicio de agua potable y alcantarillado, telefonía, salud, educación y energía. Sobre este último servicio fundamentalmente en forma de electricidad.

Precisamente nos ocuparemos de analizar el acceso universal visto desde el punto de vista del suministro eléctrico, a fin de abordar la situación actual, su problemática, los impactos de su ausencia y mecanismos de su otorgamiento eficiente en el marco de su contribución al desarrollo.

Antes de la década de los 90 la provisión de estos servicios era responsabilidad de empresas públicas mayoritariamente, de tal forma que los problemas de acceso estaban restringidos a dos actores: el Gobierno y la sociedad civil. La constitución de 1993, conjuntamente con el principio del pluralismo económico, precisa que solo autorizado por Ley expresa el Estado puede realizar actividad empresarial. La intervención del Estado se orienta a corregir deficiencias de la competencia, la presunción debe jugar siempre a favor de la iniciativa privada y la actuación del Estado deberá ser excepcional ante la falta, inexistencia o fracaso de aquella.

¹³ Marco de Evaluación de impactos ambientales para el proyecto de electrificación rural en el Perú - Ing° Enrique Millones Olano 2012.

En agosto de 1990 el Perú se embarcó en un drástico programa de estabilización y reforma estructural que incluyó un vasto programa de privatización de empresas públicas entre las que se consideró a las empresas eléctricas según lo referido por Torero y Pascó Font (2009)¹⁴.

La prestación de los servicios públicos conlleva tres perspectivas: cobertura, regulación y supervisión.

El caso de la cobertura está relacionado con la incorporación de nuevas zonas geográficas o localidades que no cuentan con el servicio eléctrico. La regulación en cambio está orientada a la provisión del servicio a tarifas eficientes y equitativas socialmente, mientras que la supervisión incorpora la garantía de calidad en cautela de los beneficiarios finales.

Al respecto, en gran parte de los países se han implementado políticas para lograr los objetivos de cobertura y calidad a fin de brindar acceso y servicio adecuado a sus ciudadanos, para ello han utilizado instrumentos regulatorio como mecanismo para incentivar a que las empresas cumplan también con objetivos de acceso universal en la prestación de los servicios públicos. Está claro que en mayor o menor medida y según las características de cada país, hay una agenda pendiente que requiere de mayores esfuerzos de los agentes involucrados en busca de un mayor acceso al preciado servicio eléctrico.

El acceso a la energía eléctrica es clave para la igualdad en el mundo, opinión recogida del foro mundial de energía. Para el año 2030 la energía consumida en el mundo deberá ser en un 30% de origen renovable, según la meta que se ha puesto el secretario general de las Naciones Unidas (ONU), Ban Ki-moon¹⁵.

Millones de personas en el mundo no tienen acceso a la electricidad, lo que conlleva entre otras cosas a una falta de recursos que generen desarrollo. A pesar de las inversiones que han hecho los países, será necesario reforzar la colaboración entre los gobiernos, los inversores y la sociedad civil. Para el efecto se deberá, establecer alianzas estratégicas, tratados de compartimiento de infraestructura con el sector privado, establecer mecanismos de seguridad jurídica, etc.

En el año 2009 cerca de 1,300 millones de personas, equivalente al 20% de la población mundial, no tenían acceso a la electricidad¹⁶, en los años recientes se

¹⁴ Documento: Impacto Social de la Privatización y de la Regulación de Servicios Públicos en el Perú.

¹⁵ <http://mexico.cnn.com/planetacnn/2012/01/16/el-acceso-a-la-energia-electrica-clave-para-la-igualdad-en-el-mundo-onu>

¹⁶ Documento de Trabajo N° 29 Osinermin: Acceso a la Energía en el Perú- Algunas Opciones de Política

ha llegado a cierto consenso sobre la necesidad de garantizar el acceso a la energía a toda la población como un derecho universal, pero que además sea sostenible.

El acceso a la energía eléctrica se torna imposible en las zonas marginales debido a que los costos de llevarlos resultan prohibitivos a sus pobladores, siendo la única manera de acceder a dicho servicio con la intervención del estado y a la aplicación de mecanismos de subsidios motivados por la existencia de externalidades positivas asociadas al aprovechamiento de oportunidades con el consiguiente efecto sobre el desarrollo; no obstante a que según la teoría económica la intervención pública puede romper el equilibrio de mercado y generar ineficiencias en la asignación de recursos que pueden acarrear perjuicios sociales.

Una consideración adicional en relación a mejorar el acceso al consumo de recursos energéticos es que la energía consumida provenga de fuentes limpias. Paradójicamente los sectores más vulnerables hacen uso de fuentes de energía más contaminantes (leña), por lo que la política del estado deberá estar orientada a la sustitución por energías más eficientes y menos contaminantes.

Recientemente se ha promulgado la Ley del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), que busca masificar el consumo del gas GLP a las localidades más vulnerables siendo la meta 650,000 beneficiarios; según el reporte de las empresas a Marzo 2013 se están otorgando 350,000 vales de descuento de S/. 16.00 habiéndose incrementado la venta de GLP por parte de los Agentes Autorizados de distribución de GLP en un 30% (Fuente: Reporte del FISE – Fuente Osinergmin).

Cuando abordamos el tema de acceso universal es preciso resaltar el rol de las facilidades que se pone a disposición de los beneficiarios, entre los cuales la infraestructura es una contribución de gran importancia; el concepto de “infraestructura”, según el Banco Interamericano de Desarrollo, se define como el conjunto de estructuras de ingeniería e instalaciones de larga vida útil que constituyen la base sobre la cual se produce la prestación de servicios considerados necesarios para el desarrollo de fines productivos, políticos, sociales y personales.

Existen distintos tipos de infraestructura que se pueden clasificar de acuerdo al objetivo fundamental al cual sirven, es así que se tiene la infraestructura orientada al desarrollo económico, infraestructura destinada al desarrollo social, a la protección del medio ambiente, al acceso a la información, entre otros.

Junto con el concepto de infraestructura, es importante distinguir entre la infraestructura en sí y los servicios que esta provee. Por lo general se asume que la provisión del servicio de infraestructura no existe sin ésta y, a la vez, que la

infraestructura no cumple una función, sino únicamente provee un servicio específico.

Que no exista infraestructura, no significa que no exista el servicio, así por ejemplo, si los pobladores de una región no cuentan con la provisión de energía eléctrica para el bombeo de agua, utilizarán motobombas: no existe la infraestructura (redes eléctricas), pero sí se cuenta con el servicio (bombeo de agua), aunque quizá de manera ineficiente. Lo importante por resaltar, es que la provisión del servicio requiere un adecuado desarrollo de la infraestructura que lo sustenta y que permite su prestación concreta.

A partir de la década de los noventa se implementaron políticas como parte del programa de estabilización y de reformas, las cuales dieron un giro completo al rol que jugaba el Estado. Uno de los principales objetivos del programa económico fue establecer un marco legal e institucional basado en la inversión privada y la apertura externa, en el cual los inversionistas locales y extranjeros recibieran el mismo trato y en donde el Estado tuviera un rol subsidiario en la economía.

El último quinquenio se ha caracterizado por presentar el menor nivel de inversión pública. Durante los años 2002, 2003 y 2004, la inversión pública alcanzó un 2.8% del PBI. Este magro nivel resulta sorprendente, sobre todo si se considera que la inversión pública fue de 3.2% en 1990, donde a diferencia de los últimos años, se vivía un proceso hiperinflacionario y una aguda crisis de la economía¹⁷.

El acceso al servicio puede verse limitado por tres razones: (1) la exclusión por la lejanía del bien, (2) la Exclusión por el valor de la tarifa, (3) la exclusión por motivos sociopolíticos. Las localidades muy alejadas, requieren prioritariamente vías de acceso, esta limitante afecta su cabal desarrollo, pues obliga al poblador rural a incurrir en mayores costos de traslado de productos de primera necesidad. Esta situación, restringe los excedentes disponibles para asumir el pago por el consumo de energía, máxime si el valor de la tarifa es elevada. Adicionalmente existen otros motivos asociados a la poca concentración poblacional, baja habitabilidad, etc. que definen la inviabilidad de los proyectos de infraestructura (en el Perú muchas poblaciones rurales tienen menos de 100 habitantes).

La provisión de infraestructura eléctrica trae como consecuencia efectos positivos en los hogares. Dicho bienestar se puede traducir en, ahorro de tiempo, lograr ingresos no agrícolas, mayor tiempo útil del día al contar con iluminación proveniente de la energía eléctrica, ahorros de fuentes alternativas que sustituyan

¹⁷ “En particular, los organismos multilaterales y los gobiernos de economías en desarrollo recién empiezan a tomar conciencia de la relevancia de la infraestructura para el desarrollo de los países hacia finales de la década de los ochenta e inicios de la década de los noventa. Anteriormente, era práctica usual sugerir la aplicación de ajustes fiscales a través del recorte del gasto de capital, y particularmente, la reducción de la inversión pública en infraestructura”

las velas, mejor salud, mejor educación por el uso de tecnologías de comunicación mediante el cual acceden a las fuentes de información (Internet).

Por otro lado, en las empresas también generan efectos positivos, tales como la reducción de costos y mayor producción así como la mayor generación de empleo y acceso a mercados externos por el uso creciente del comercio electrónico.

II.9.2 Evaluaciones específicas de la Electrificación Rural

Acceso

La electrificación rural en el Perú tiene que hacer frente a los siguientes factores: lejanía y poca accesibilidad de sus localidades, consumo unitario reducido, poblaciones y viviendas dispersas, bajo poder adquisitivo de los habitantes.

Asimismo, no existe suficiente infraestructura vial, encontrándose aislados. Tampoco cuentan con infraestructura social básica en salud, educación, saneamiento, vivienda, obras agrícolas, etc.

La infraestructura eléctrica ubicada fuera de la zona de concesión de las empresas, está a cargo de la empresa ADINELSA, también integrante del holding FONAFE, con un alcance a nivel nacional.

Estos proyectos en cambio 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.

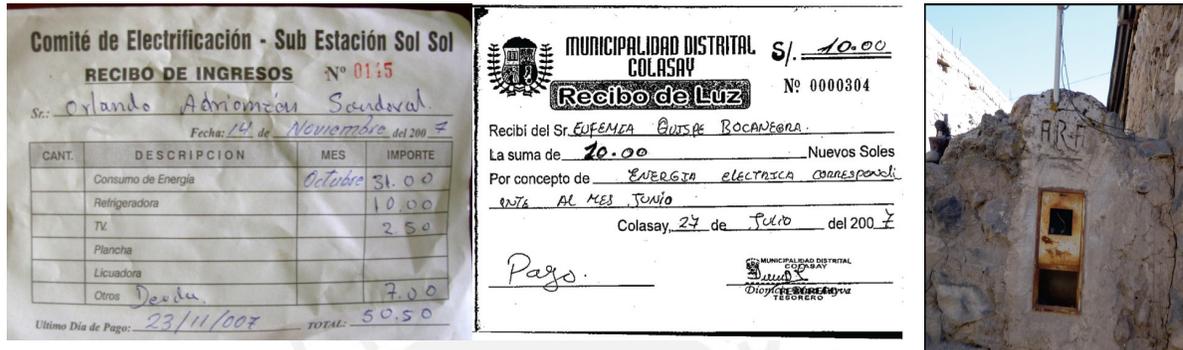
ADINELSA, consecuente con los fines de la electrificación rural asume el rol subsidiario del Estado, buscando minimizar los impactos económicos negativos y asegurando su reposición en el tiempo; sin embargo requiere de políticas y estrategias que le permitan una labor eficiente y permanente mejora con el objeto de lograr una mayor cobertura y sostenimiento económico.

Las zonas que se encuentran fuera de la zona de concesión de las empresas y no están siendo atendidas por ADINELSA, son atendidas por los comités de electrificación, asumiendo las problemática en la facturación al cliente final. Por ejemplo en la Municipalidad Distrital de Colasay en Jaén, Cajamarca, se hace el cobro de un monto fijo sin importar el consumo, pues los usuarios no poseen medidores de energía.

Otro de los criterios para la cobranza de energía, es mediante la cantidad y tipo de

artefactos electrodomésticos que posee el cliente, como ocurre con el Comité de Electrificación Sol Sol, del Distrito de Chulucanas, Provincia de Morropón, Piura.

Gráfico N° 23: Recibos de venta de energía informal y conexión precaria



Fuente: Fiscalización de Osinergmin - 2007

Si bien hay una evaluación favorable como consecuencia del importante impulso de la electrificación rural, no se ha eliminado el problema del bajo nivel de penetración de los servicios en zonas rurales. Dentro de los factores podemos mencionar:

- Bajos niveles de ingresos y el alto grado de desigualdad que caracteriza a nuestro país, no permite pagar las tarifas. Altos costos de inversión asociados a la expansión del servicio, así como inestabilidad macroeconómico derivado de la crisis financiera internacional, no siendo ajeno el país.
- A nivel de Área de residencia el acceso es mucho mayor en el área urbana que en el área rural. A nivel regional se observa un mayor acceso en la selva (66.82%), seguid de la costa (64.60%) y luego en la sierra (43.59%).
- El impacto del acceso a la electricidad, es posible de ser evaluado mediante los resultados obtenidos y que demuestran la relevancia de la electrificación rural en los sectores de salud, educación, desarrollo económico (uso productivo), bienestar, confort (uso de artefactos eléctricos). Como es de verse en el cuadro siguiente, el consumo promedio de energía por cliente es aún muy bajo.

La muestra permite evaluar los sistemas eléctricos bajo la administración de ADINELSA y que se encuentran ubicados en las zonas rurales del Perú, es de precisar que la referida empresa tiene alcance en 22 departamentos del Perú. En el Gráfico 17, se muestra los consumos promedios por regiones: costa, sierra y selva.

En dicho Gráfico se puede verificar que en la sierra los consumos son muy inferiores a las otras regiones, revisado el caso se ha podido verificar que la

utilización es preponderantemente con fines de iluminación, muchas de las viviendas cuentan además con un solo ambiente y varios de ellos son utilizados solo en las mañanas y las tardes.

Durante el día el poblador labora en sus chacras; por otro lado se ha verificado que muchos de los pobladores se trasladan a las ciudades cercanas, por lo que no registran consumo durante meses, pero pagan los cargos fijos de la facturación, la razón es que no tienen oportunidad de desarrollo en su tierra natal y se ven obligados a migrar a la ciudad en donde desarrollan trabajos informales y empíricos dado a su escasa educación.

En la costa el consumo es superior, debido a la mayor influencia de la ciudad, los pobladores cuentan con mayor desarrollo económico y por consiguiente cuentan con artefactos eléctricos que les facilitan sus actividades domésticas; además se ha comprobado que la habitabilidad es en mayor cantidad de horas que la sierra, así como mucho más frecuente. En la medida que las oportunidades de desarrollo se ubican más cercanas a los grandes centros de consumo, los periodos de abandono son reducidos. En la selva, el requerimiento propio del clima (la refrigeración es una necesidad), hace que su demanda sea alta, no obstante a contar con menos artefactos eléctricos que los de la costa.

Adecuación de Mecanismos de Subsidios

Los esquemas regulatorios están basados en incentivos para la reducción de los costos de las empresas, los cuales no son necesariamente adecuados para un objetivo de incremento de la penetración.

Esta situación determina una baja rentabilidad económica para los proyectos de electrificación rural, lo que motiva que no sean atractivos a la inversión privada y requieran de la participación activa del Estado, mediante la aplicación de mecanismos de compensación o subsidios ya sean estos de manera directa, subsidios cruzados o subsidios intersectoriales (ejm. FISE).

El subsidio cruzado FOSE, estaría logrando la sostenibilidad al acceso y operatividad, este hecho permite seguir apostando por una mayor cobertura pues no sería responsable seguir creciendo si no se puede sostener su operatividad. El efecto mostrado en el Gráfico 13 permite apreciar que el sector eléctrico peruano, ha evolucionado mostrando un crecimiento rural de 24.4% el año 2001 al 63.6% el año 2012, siendo los departamentos con mayor acceso: Ancash, Moquegua, Lima, Huancavelica, Ica, Cusco y Tumbes. Sin embargo los que menor acceso han registrado son: Ucayali, Loreto, Madre de Dios y San Martín.

Aspectos Institucionales

La operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica en el Perú, está a cargo de las empresas concesionarias del Estado que operan bajo el holding de

FONAFE, dichas empresas atienden la infraestructura rural que se encuentra dentro de su zona de concesión; su construcción preponderantemente es realizado por el Ministerio de Energía y Minas, Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales, ello genera serias objeciones en el momento de su transferencia ocasionado por su baja rentabilidad o pérdida económica.

Dicha situación tiene efectos negativos en la operación y mantenimiento siendo estas escasas, orientados básicamente a una atención superficial, limitada a correcciones técnicas y no a labores preventivas; por lo que a futuro se estaría poniendo en riesgo la garantía y continuidad del servicio eléctrico, requiriendo inserción de fondos frescos para su reposición al termino de la vida útil de la infraestructura.

En ocasión del estudio, se efectuó visitas de inspección a las instalaciones de redes primarias, secundarias y acometidas domiciliarias, y se ha podido comprobar que presentan un prematuro envejecimiento, por la falta de atención. Esta situación es consecuencia de la falta de fondos para la realización de los mantenimientos adecuados, lo que en el futuro desenlazará en la pérdida del activo, y un mayor requerimiento para financiar su reposición que afectará el tesoro público.

Por lo anterior, existe la propuesta del Libro Blanco orientada a implementar la responsabilidad de las empresas concesionarias bajo un criterio de alcance geográfico, con lo cual no se restringe su accionar a la poligonal de su área de concesión sino a todo el departamento¹⁸.

Los proyectos propiciados por el FONER, tienen la característica de ser participativas, involucrando a los futuros operadores desde la concepción del proyecto, ejecución del mismo para luego hacerse cargo de la operación y mantenimiento. Para tener acceso a este fondo concursable, debe existir un compromiso por parte del futuro operador en financiar el 10% del valor del proyecto, este requisito probablemente es la mayor dificultad que se tiene para la implementación de los proyectos vía este mecanismo.

¹⁸ Libro Blanco: El Libro Blanco está organizado en tres capítulos. En el primero se lleva a cabo un análisis crítico del marco normativo actual, haciendo hincapié en los aspectos que serán objeto de mejoras, teniendo en cuenta tanto la situación actual como la evolución que ha seguido la actividad de distribución en los últimos años. El segundo capítulo está dedicado a las propuestas concretas de mejoras al marco normativo. Al realizar estas propuestas se ha tenido en cuenta el análisis crítico del marco regulatorio, la situación actual de la actividad de distribución en Perú, así como la percepción que tienen tanto el regulador como las empresas de distribución. Finalmente, el tercer capítulo del Libro Blanco contiene el Proyecto de Ley con su correspondiente exposición de motivos.

En el caso de la DGER, los proyectos son planificados según información censal de los requerimiento a nivel nacional, con un patrón básico del proyecto que muchas veces no se ajustan a los requerimiento específicos de las empresa concesionarias, en este caso las obras son entregadas sin antes haber participado en su elaboración y deben ser tomadas tal cual, pudiendo efectuar en adelante los ajustes correspondientes a su costo.

Lo que viene ocurriendo a la fecha, es que las empresas distribuidoras prefieren tomar los proyectos de la DGER y no la del FONER, en tanto que se ven limitados en la participación del financiamiento (10%), razón por la cual es muy poca la incidencia que ha generado la iniciativa del FONER.

II.9.3 Diseño Institucional y Normativo Peruano

Antes de la privatización y de la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas en 1992, la provisión de servicios eléctricos estaba en manos del gobierno a través de la empresa estatal Electro Perú y de varias empresas regionales de distribución incluyendo Electro Lima, mientras que la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas era responsable de dirigir, promover, controlar y supervisar la prestación del servicio público de electricidad.

Las tarifas eléctricas fijadas de acuerdo a criterios políticos, estaba por debajo de los costos operativos y generaban grandes pérdidas. En 1989 la tarifa solo cubría el 39% de los costos operativos promedio, lo que motivó que las empresas eléctricas no cuenten con los recursos económicos para expandir la frontera eléctrica o mejorar la calidad del servicio existente.

Los principales elementos de la Ley de Concesiones Eléctricas incluyeron:

- Eliminación del monopolio estatal en el sector eléctrico.
- La separación de las actividades de Generación, Transmisión y Distribución de electricidad, restringiendo que la misma empresa brindara más de una actividad.
- Promueve la competencia en la generación eléctrica a través de una estructura tarifaria basada en costos marginales.
- Regulación de las tarifas en transmisión y distribución.
- Promueve la eficiencia premiando a aquellos con costos variables más bajos.

Según el análisis de Torero y Pascó Font (2009)¹⁹, los resultados de la privatización en el Perú fueron impresionantes, pues han permitido generar grandes ingresos al país a través de la venta de acciones, y ha permitido efectuar grandes inversiones lo cual permitió incrementar la capacidad de generación del

¹⁹ Documento: Impacto Social de la privatización y de la regulación de los servicios públicos en el Perú

país en más del 25% en 5 años de naturaleza térmica. Por otro lado la privatización también ha tenido un efecto importante en la calidad de vida de la población a través de un mayor acceso a la electricidad.

A partir de la década de los noventa se dieron una serie de reformas para garantizar una provisión suficiente y adecuada de servicios públicos a la población, dando prioridad a la inversión privada y restringiendo la participación del estado en un papel “subsidiario” es decir cuando el privado no puede o no quiere (constitución económica del 2003). En ese contexto el Estado se orientó más a brindar salud, educación y seguridad nacional.

No obstante, la prestación de servicios públicos requiere de la intervención del Estado a través de la “regulación” en busca del bienestar de los usuarios (eficiencias productivas, asignativas y distributivas), enfrentando fallas de mercado como: monopolio natural, asimetría de información, abuso de posición de dominio, precios predatorios, etc.

Según la evaluación efectuada por Carbajal y Ruiz respecto al “Impacto de la Electrificación Rural sobre el bienestar de los hogares en el Perú”²⁰ concluyen que ha generado un efecto de sustitución en las fuentes de ingreso, incrementando sus ingresos no agropecuarios de manera más proporcional que su disminución, de tal manera que sus ingresos anuales se incrementaron en aproximadamente US\$ 975. A su vez el impacto sobre el gasto es significativo, incrementándose el gasto del hogar en US\$ 690 anuales.

Por otro lado se ha podido evidenciar que la electrificación rural disminuye la deserción escolar e incrementa la cantidad de jóvenes que postulan a una educación superior. Los resultados sugieren que se siga con el proceso de proveer electricidad en zonas rurales, debido a la evidencia encontrada con respecto a la reducción de la pobreza, no obstante dicho tratamiento debe acompañarse con otros servicios a fin de generar crecimiento sostenible de largo plazo.

El año 1996 se creó OSINERGMIN mediante Ley N° 26734, cuya función es regular las tarifas de energía y fiscalizar la seguridad y servicio (eléctrico e hidrocarburos).

La normativa que regula las actividades del sector eléctrico, se describen a continuación:

- Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844.

²⁰ V International Symposium on Energy – 7,8 Feb2013 – Puerto Rico.

- Ley de Electrificación Rural Ley N° 28749.
- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica N° 28832.
- Decreto de Urgencia N° 056-2009.
- Decreto Supremo N° 042-2011-EM.
- Decreto Legislativo N° 1001.
- Decreto Supremo N° 029-2008-EM.
- Decreto de Urgencia N° 106-2011.
- Resolución Directoral N° 090-2011-MEM/DGE.

En 1992, se expidió la Ley de Concesiones Eléctricas, Ley N° 25844 (LCE), que determina la división de las actividades del sector eléctrico en generación, transmisión y distribución, otorgándose concesiones y autorizaciones para dichas actividades, en este caso el Estado ha actuado como ente regulador. De esta manera se buscaba evitar la integración vertical como problemática de estructura, así como de fusiones con fines perversos; este hecho si bien permite una mayor eficiencia en el sector eléctrico con la participación privada, no se tomo en cuenta a la electrificación rural. En ese entonces el coeficiente de electrificación nacional llegaba al valor de 54,8%.

El año 2000, se creó el Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP) mediante Ley N° 27293, con el objeto 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 inversión.

En el 2001, se creó el Fondo de Compensación Social Eléctrica – FOSE, mediante Ley N° 27510 con una vigencia temporal de 30 meses, luego de la cual mediante Ley N° 28213 se amplía el plazo hasta el 31 de diciembre del 2006 y posteriormente mediante Ley 28307 se dispone su vigencia de manera indefinida.

En 2006, se expidió la Ley de Electrificación Rural N° 28749 con el objeto de establecer el marco normativo para la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país, declarando de necesidad nacional y utilidad pública la electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país, con el objeto de contribuir al desarrollo socioeconómico sostenible, mejorar la calidad de vida de la población, combatir la pobreza y desincentivar la migración del campo a la ciudad. En 2007 se expide su Reglamento mediante Decreto Supremo N° 025-2007-EM (RLCE).

En Julio del 2006, se expidió la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica N° 28832, que otorga los recursos económicos necesarios

para el desarrollo de proyectos de electrificación rural, establecidos por la Ley N° 28749.

Las normas precedentes establece que el Estado asumirá un rol subsidiario, a través de la ejecución de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER), así como promocionará la participación privada, incluso desde las etapas de planeamiento y diseño de los proyectos, acciones que son materia de análisis en el presente estudio a fin de evaluar su viabilidad y/o perfeccionamiento.

Mediante decreto Supremo N° 042-2011-EM de fecha 19 de julio del 2011 se efectuaron modificaciones al Reglamento de la Ley, estableciéndose que la Dirección General de Electricidad (DGE) será la que califique los proyectos de electrificación como Sistemas Eléctricos Rurales (SER). Con Resolución Directoral N° 090-2011-MEM/DGE se aprobó el procedimiento para la calificación de SER.

Según lo establecido en el Art° 23 del Reglamento de Electrificación Rural se incluye todos los costos de conexión en el Valor Agregado de Distribución (VAD), independientemente del sistema de medición utilizado, entre los que se encuentran los siguientes: armados de cable de acometida, caja, sistemas de protección y de medición, mástil y murete cuando corresponda. El OSINERGMIN incorporará en los costos eficientes de la empresa modelo del sector típico correspondiente, la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) y el costo de mantenimiento anual de las conexiones eléctricas, considerando:

- El número de usuarios de la empresa modelo.
- Los costos de conexión (presupuestos y costos de mantenimiento de las conexiones) fijados por el OSINERGMIN.
- La vida útil de las conexiones establecida en el artículo 163° del RLCE.
- La tasa de actualización establecida por la LCE.

Los costos totales se expresarán por unidad de potencia tomando la demanda máxima establecida para la empresa modelo. La conexión es propiedad de la empresa concesionaria de distribución eléctrica, siendo dicha empresa la responsable de las inversiones requeridas para conexión de nuevos suministros dentro de la concesión eléctrica rural. Dicha acción tiene por finalidad eliminar la barrera de acceso que existía por el costo de la conexión en el inicio de la prestación del servicio público de electricidad (muchas obras de electrificación se quedaban sin uso – sub utilización – mayores pérdidas técnicas).

DGER

La Dirección General de Electrificación Rural (DGER), se creó mediante el DS 026-2007 EM, como órgano dependiente del Viceministerio de Energía del Ministerio de Energía y Minas y es la encargada de coordinar con los Gobiernos

Regionales, Gobiernos Locales y las empresas concesionarias de distribución eléctrica, la ejecución de obras de electrificación rural, su administración, operación y mantenimiento, la infraestructura que construye es entregada prioritariamente a las empresas de distribución y en segunda opción a ADINELSA.

Dicha coordinación permite el acceso del suministro de electricidad a los pueblos del interior del país, como un medio para contribuir a su desarrollo económico-social, mitigar la pobreza, mejorar su calidad de vida y desincentivar la migración del campo a la ciudad. Su accionar la desarrolla en el marco de una labor conjunta del Estado para el desarrollo rural integral, mediante la implementación de proyectos de electrificación rural con tecnologías y programas de acción que permitan el incremento del poder adquisitivo de la población rural.

Los objetivos previstos, se logran mediante la promoción de la electricidad en actividades productivas, asimismo se identifican los impactos culturales, sociales y ambientales, que estos puedan ocasionar.

FONER

Es un proyecto de Fondos Concursables, constituido como órgano dependiente del despacho del Viceministro de Energía del Ministerio de Energía y Minas, su función se orienta a propiciar la ampliación de la frontera eléctrica así como generar proyectos de uso productivo mediante el concurso de fondos al cual deberán tener acceso las empresas distribuidoras de energía eléctrica con una participación del 10% del financiamiento.

En los proyectos de electrificación propiciados por el FONER, las empresas distribuidoras participan desde la elaboración de los estudios, según sus requerimientos de demanda y acorde a sus proyecciones de crecimiento, haciendo uso de la tecnología más adecuada a sus fines particulares (ejm. Líneas en media tensión monofásicas con 2 conductores, líneas trifásicas, etc.).

GOBIERNOS REGIONALES

Los Gobiernos Regionales como instituciones encargadas de velar por el bienestar de sus regiones mediante la provisión de los servicios básicos, también contribuyen en la ejecución de proyectos de electrificación. Para dicho efecto deben tener en cuenta el Plan Nacional de Electrificación Rural, elaborado por el Ministerio de Energía y Minas a fin de no duplicar esfuerzos, así como seleccionar la tecnología más adecuada.

En este caso la visión es más localizada, pues su alcance se circunscribe solo a una región, sin embargo puede resultar más dinámico en la medida que se destinen fondos directos y prioritarios sin la necesidad de esperar la priorización nacional.

GOBIERNOS LOCALES

Las Municipalidades Provinciales y/o Distritales, también participan activamente en la ampliación de la frontera eléctrica permitiendo un mayor acceso a energía moderna a las localidades de su jurisdicción, estando considerado dentro de su responsabilidad social. Su participación no se limita a la elaboración de proyectos y su construcción, sino va más allá, es decir se encargan también de la operación y mantenimiento, ya sea por iniciativa propia o por encargo de ADINELSA (Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica).

ADINELSA

Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica del Estado, creada en el marco de la Ley del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – FONAFE (Ley N° 27170), para administrar, operar y mantener la infraestructura eléctrica construida por el Ministerio de Energía y Minas, Gobiernos Regionales y Municipalidades.

Su participación es de carácter temporal, hasta que dichas instalaciones logren una maduración suficiente que les permita en adelante su auto sostenimiento, luego del cual deberán transferir las instalaciones a las empresas concesionarias de distribución eléctrica.

EMPRESA DISTRIBUIDORAS

Las Empresas Concesionarias de Distribución Eléctrica, se dedican al suministro de energía eléctrica a los clientes de baja tensión, media tensión y a clientes libres. Además de operar las instalaciones eléctricas de su zona de concesión, tienen el encargo de ampliar su cobertura en aquellas zonas que aún no cuentan con acceso a la energía eléctrica, dicha escasez de cobertura se ubica generalmente en las zonas marginales con características de consumos reducidos y poblaciones de escasos recursos económicos.

Siendo dicho segmento en general poco rentable, no es de interés de las empresas distribuidoras por lo que poco o nada hacen para propiciar su cobertura, menos aún en su zona de influencia es decir a 100 metros del límite de su concesión, la corriente actual propone plantear el Libro Blanco²¹ para la electrificación rural. Es preciso en este caso un mayor compromiso por parte de las empresas distribuidoras para cuyo fin buscaremos proponer en el presente estudio, mecanismos que viabilicen su participación.

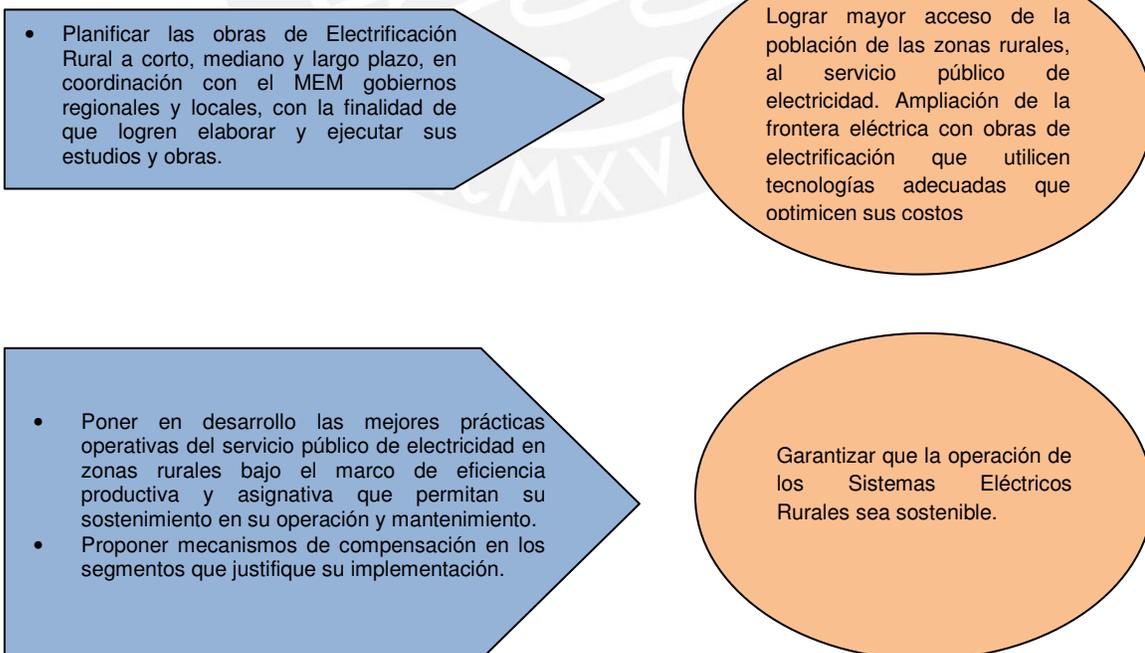
²¹ Libro Blanco: Nuevo Marco Regulatorio de la distribución eléctrica en el Perú, que enmarca la responsabilidad de las empresas de distribución en un alcance geográfico y no de polígonos de áreas de concesión.

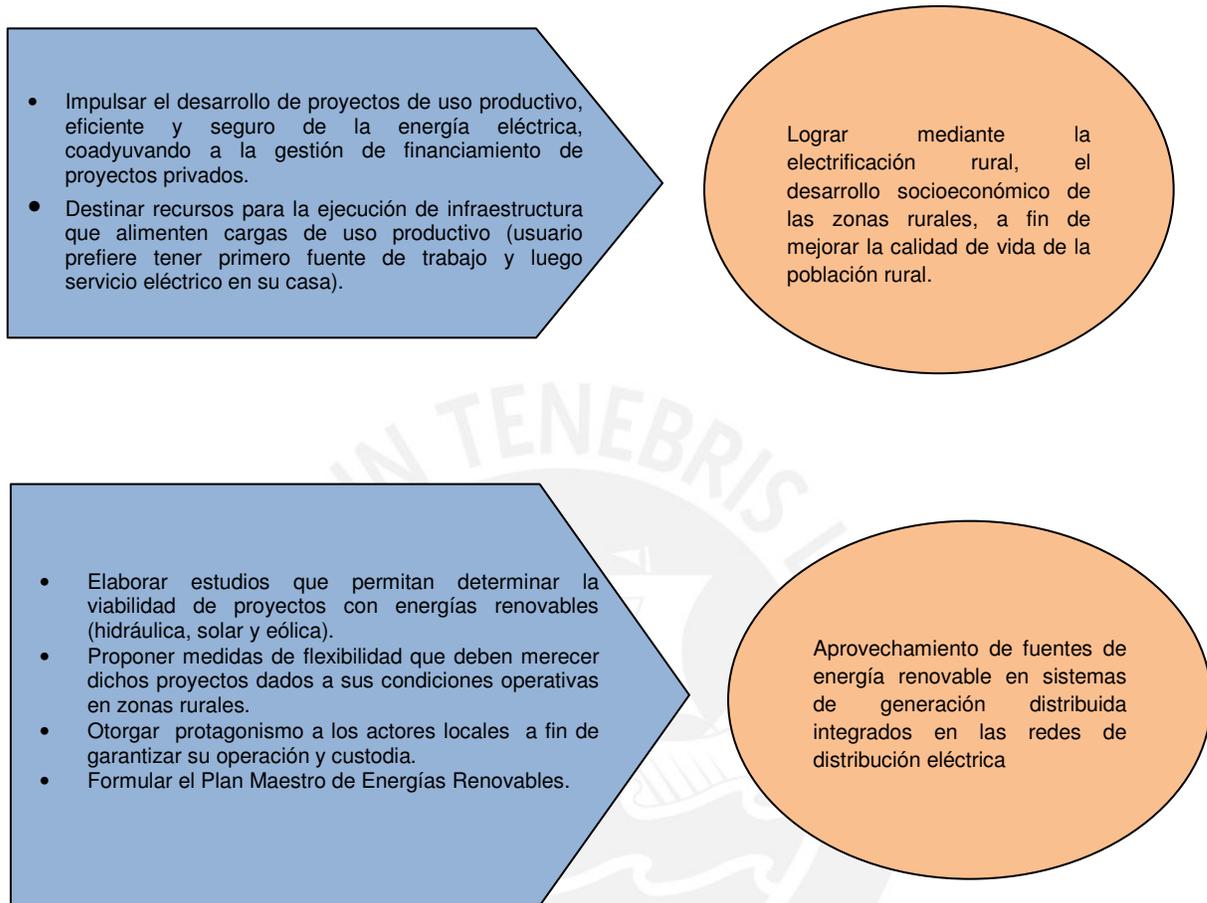
POLITICAS

Las políticas en las cuales se enmarca la electrificación rural están señaladas en la Ley N° 28749, y son las siguientes:

- Enmarcar la electrificación rural dentro de la acción conjunta del estado como instrumento del desarrollo rural integral, impulsando el incremento de la demanda eléctrica rural y promoviendo el uso productivo de la energía eléctrica mediante la capacitación de los usuarios rurales.
- Orientar las inversiones hacia las zonas con menor cobertura eléctrica y las de mayor índice de pobreza, con el fin de acelerar su desarrollo.
- Fortalecer el proceso de descentralización, mediante planes y proyectos de electrificación rural concertados con los Gobiernos Regionales y Locales que permita la transferencia tecnológica, de diseño y construcción de sistemas eléctricos rurales.
- Mejoramiento permanentemente de la tecnología aplicada a los proyectos de electrificación rural, promoviendo el uso de energías renovables.
- Fortalecimiento de la entidad como organismo nacional competente.
- Transparencia en la priorización e información de los proyectos de electrificación rural, convirtiéndola en una institución transparente, moderna y eficiente.

Las Estrategias y Objetivos son:





Fuente: Plan Nacional de Electrificación Rural – PNER

A partir de la promulgación de la Ley de Electrificación Rural N° 28749, se incorporó a la tarifa el costo de la acometida domiciliaria, considerada anteriormente como una barrera a la entrada, debido a la imposibilidad de ser asumido por el usuario rural, pese a las facilidades de pago consideradas. Si bien la tarifa se ha visto incrementado en aproximadamente Ctv S/. 12.00 por kwh, ha permitido incorporar a la totalidad de lotes considerados en el proyecto (antes solo se incorporaban aproximadamente el 60%).

II.9.4 Plan Nacional de Electrificación Rural del Perú 2013-2022

El Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) 2013 – 2022 ha sido elaborado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) a través de la Dirección General de Electrificación Rural (DGER/MEM), quien tiene la competencia en materia de electrificación rural de acuerdo a la Ley 28749, “Ley General de Electrificación Rural”.

El PNER consolida los Planes de Desarrollo Regional y Local concertados, los programas de expansión de las empresas concesionarias de distribución eléctrica, las iniciativas privadas y los programas o proyectos a desarrollarse por el Gobierno Nacional; por lo tanto no es sólo un listado de proyectos sino que contiene una priorización, valuación y organicidad que responde a criterios técnicos de evaluación de proyectos sociales, y de políticas nacionales, regionales y locales.

La elaboración de dicho Plan se ha realizado en concordancia con la gran transformación que impulsa el gobierno actual, y que se guía en los objetivos del Milenio de las Naciones Unidas cuya meta a mediano plazo es el incremento del acceso de los hogares rurales al valor del 86%. Se aspira alcanzar el acceso universal a la electricidad de todos los peruanos a fines del bicentenario de nuestra independencia.

Tabla N° 4: Proyectos a ser ejecutados entre el 2013 y 2014

N°	EMPRESA	DPTO.	N° DE PROYECTOS	N° LOCALIDADES	N° CONEXIONES	POBLACION BENEFICIADA
1	ADINELSA	ICA/LIMA	9	521	4,279	17,116
2	ELECTRO CENTRO	JUNIN/HUANUCO	11	474	9,088	36,014
3	ELECTRO PUNO	PUNO	3	186	4,622	17,495
4	ELECTRO SUR ESTE	APURIMAC/CUSCO	6	361	5,017	21,333
5	ELECTRO ORIENTE	IQUITOS/SAN MARTIN	7	372	5,473	22,439
6	HIDRANDINA	ANCASH	5	119	2,655	10,589
7	SEAL	AREQUIPA	6	270	3,257	13,142
8	ELECTRO TOCACHE	SAN MARTIN	1	39	668	2,739
TOTAL			48	2,342	35,059	140,867

Fuente: DGER/MEM - 2013

La electrificación rural, 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.

Instalación de 500,000 Sistemas Fotovoltaicos Domésticos (SFD).

El Ministerio de Energía y Minas, viene promoviendo la instalación de 500,000 SFD, dirigido a las zonas de difícil acceso y condiciones especiales en donde no son factibles otras alternativas tecnológicas. Con ello se podrá alcanzar niveles de acceso superiores al 90%. Su instalación está prevista hasta el año 2016.

Como fuente alternativa los sistemas solares de generación de energía, representan menos del cinco por ciento del universo energético actual; no obstante, es de vital importancia para el sector rural.

Con soluciones innovadoras y económicas se puede avanzar en dar acceso a servicios de electricidad a peruanos que están más alejados, prioritariamente en las zonas andinas y de la selva, que no cuentan con este vital servicio.

Los paneles o módulos fotovoltaicos, están formados por un conjunto de celdas (células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos (energía solar fotovoltaica), la capacidad prevista de cada sistema será de hasta 100 vatios.

La particularidad en este proyecto, es que se busca una alianza con un agente privado que efectúe la inversión, así como la operación y mantenimiento; para las actividades comerciales se proyecta una participación activa de las empresas de distribución eléctrica del estado integrantes del holding FONAFE, las mismas que tienen ventajas competitivas, como: estar operando en las cercanías de los mercados objetivos y contar con las herramientas exigibles por la regulación del sector eléctrico.

La idea es que, en la medida que se recaude los fondos por los servicios prestados, se constituya un fidecomiso que garantice la amortización de la inversión a favor del agente privado.

Según los criterios teóricos, resulta viable económicamente dicha modalidad; sin embargo en operación práctica, se espera que los recursos humanos y de equipamiento, así como los agentes de atención al cliente, sean unificados en base a su eficiencia operativa.

Surge entonces la disyuntiva de establecer, quién debería ser el encargado de realizar ambas actividades, o la empresa privada inversionista o las empresas distribuidoras del estado, según las coordinaciones que viene efectuando el Ministerio de Energía y Minas con las empresas distribuidoras, se desliza la posibilidad que esta actividad sea asumida por las empresas del holding FONAFE.

Proyectos con fondos concursables

Desde el año 2006 se viene implementando el “Proyecto de Mejoramiento de Electrificación Rural mediante Fondos Concursables – FONER”; basado en el otorgamiento de Fondos Concursables, para subsidiar parcialmente, por parte del Estado, la inversión en proyectos de Electrificación Rural. Bajo este modelo, los promotores de Electrificación Rural (EEDD públicas y privadas) concursan por fondos, presentando proyectos socialmente rentables dentro de sus respectivos ámbitos, los mismos que son sometidos a evaluación económico – financiera y

determinación del porcentaje de subsidio que necesitan cada uno de estos proyectos para desarrollar el nuevo marco de proyectos, orientado a:

- Incrementar la eficiencia económica en el sector y atraer la participación y el financiamiento por parte de los gobiernos y de las empresas de distribución regionales.
- Descentralizar la planificación y la implementación de proyectos. Introducir concesiones rurales de la electricidad con regulaciones específicas para asegurar la viabilidad económica y financiera de proyectos.
- Crear mecanismos de estímulo para inversiones rurales de electrificación.
- Ampliar el uso de tecnologías nuevas para atender a poblaciones remotas, especialmente con energía renovable.
- Financiar Proyectos para suministrar electricidad a 110 000 nuevas conexiones (beneficiando, aproximadamente, a 473 000 personas), mayoritariamente en viviendas e instituciones públicas, tales como escuelas y centros de salud, utilizando como instrumento tanto la extensión de la red convencional, como el uso de fuentes de energía renovable para atender a poblaciones remotas.
- Implementar un programa piloto para desarrollar el uso productivo de la electricidad que permita incrementar las oportunidades para la generación de ingresos en áreas rurales.

Asistencia técnica para la implementación de un nuevo esquema de electrificación rural

Con el objeto de rediseñar la estrategia que brinde el soporte técnico necesario así como propiciar las capacidades de los interesados en el Proyecto, se ha previsto abarcar cuatro segmentos:

- Normatividad y Regulación.
- Desarrollo de capacidades de los agentes involucrados.
- Promoción de la participación del sector privado.
- Promoción del uso de energía renovable.

A la fecha, se han desarrollado estudios que han contribuido para la elaboración de normas técnicas, tales como guías de diseño y construcción de proyectos, normas técnicas de calidad de los sistemas eléctricos rurales, propuestas de sistema tarifario para proyectos de electrificación rural, propuesta de mecanismo para la participación privada en proyectos de electrificación rural.

Así mismo, se han elaborado las Atlas, Eólicos y de Potencial Hidroeléctrico del Perú (Hidro GIS) con la finalidad de promover la generación de energía eléctrica con fuentes renovables, se ha formado capacidades en la elaboración de

proyectos de electrificación rural con extensión de redes a las concesionarias existentes, es decir que las inversiones no solo se orientan a áreas no concesionadas sino que contribuyen con las empresas para la cogestión de la inversión con fines de lograr mayor cobertura, con ello contribuirán a que las empresas destinen mayores fondos a sus actividades operativas.

Dichos documentos permitirán direccionar los proyectos ubicándolos adecuadamente conforme la disponibilidad del recurso energético primario.

II.9.5 Programa Luz para Todos

El Programa Luz para Todos fue creado por el gobierno brasileño en noviembre de 2003 con el objetivo de llevar energía eléctrica a dos millones de hogares que, en la época, permanecían sin acceso a una fuente confiable y permanente de electricidad. En setiembre de 2011, Luz para Todos ya había llegado a 2,8 millones de familias, lo que representa un universo estimado en 14,2 millones de personas.

El importante rol fue desempeñado por los agentes de Luz para Todos. Son ellos los que actuaron junto a las comunidades beneficiadas y que lograron identificar las demandas específicas de cada localidad. La inversión fue compartida por el Gobierno Federal y las empresas distribuidoras de energía; las obras fueron realizadas por las distribuidoras de energía o por las cooperativas de electrificación rural.

Una investigación realizada por el Ministerio de Minas y Energía realizada en 2009 mostró que la renta familiar de las familias beneficiadas creció en 35,6% después de la llegada de la electricidad a sus viviendas. Más del 90% de los entrevistados relataron mejoras en la condición de vida.

En el Perú se pretende replicar esta exitosa experiencia, lograr la cobertura de electricidad a nivel nacional, trabajando coordinadamente con las empresas distribuidoras regionales que están preparando los perfiles de los proyectos, identificando cada uno de los centros poblados que han de ser cubiertos. La premisa es:

- Electricidad servicio esencial y universal para el desarrollo humano, es un valor ético de la gestión y de vivir en sociedad.
- Requiere construir un estilo propio de gestión, es un proceso de crecimiento institucional y humano que demanda tiempo y esfuerzo.
- No pueden coexistir empresas ricas en comunidades pobres.
- No hay gestión con Responsabilidad Social sin Sustentabilidad.
- No habrá Sustentabilidad empresaria sin una gestión socialmente responsable.

III MARCO TEORICO

III.1 Acceso a Energía y Desarrollo

El acceso universal a los servicios públicos es un aspecto de vital importancia para enfrentar la pobreza y la desigualdad teniendo en cuenta que contribuye considerablemente al desarrollo de los pueblos reflejados en: servicio de agua potable y alcantarillado, telefonía, salud, educación y energía.

En los años recientes se ha llegado a cierto consenso sobre la necesidad de garantizar el acceso a la energía a toda la población como un derecho universal (OECD- IEA 2010, 2011). La cumbre mundial de desarrollo sostenible reconoció como objetivo prioritario el acceso a la energía, la ONU (2010) ha propuesto que para el año 2030 se garantice el acceso a la energía limpia a toda la población mundial.

El rol de los Estados es identificar los instrumentos más adecuados para lograr este objetivo, el cual se sustenta principalmente en los efectos que tiene el acceso a la energía en términos de reducir la desigualdad e incrementar el desarrollo de las capacidades humanas de los ciudadanos²².

El sector energético desempeña un papel de importancia fundamental en el desarrollo económico. Las medidas en el campo de la energía deben ser compatibles con los tres principios fundamentales: competitividad, seguridad de abastecimiento y protección medioambiental, buscando un crecimiento sostenible²³.

Se hace necesario analizar la necesidad de brindar un paquete integral de opciones de acceso a energía adaptado a las necesidades de la población y que tenga en cuenta la sostenibilidad y un impacto real sobre el desarrollo²⁴.

Entre los distintos sectores que proveen servicios públicos, es el sector eléctrico el que presenta características muy particulares, lo que determina una mayor necesidad de tenerlos en cuenta para una adecuada comprensión de su organización y funcionamiento:

²² Oficina de Estudios Económicos – Osinermin DT 29

²³ <http://www.minetur.gob.es/energia/development/Paginas/Index.aspx>

²⁴ Bhattacharyya (2012) en su análisis sobre el acceso a energía y desarrollo sostenible.

- En primer lugar, la electricidad no se puede almacenar en grandes cantidades a costos razonables por lo que la demanda de electricidad debe ser satisfecha en tiempo real, es decir, en cada momento.
- En segundo lugar la demanda es variable en el tiempo lo que hace tener servicios complementarios de seguridad para garantizar su confiabilidad.
- En tercer lugar la medición de la demanda de los usos residenciales no son discriminados en horas punta y fuera de punta por lo que no se pueden aplicar tarifas diferenciadas.
- En cuarto lugar luego de inyectado la energía al sistema nacional no es posible distinguir su procedencia o destino.
- En quinto lugar es posible que se presenten problemas de congestión en el sistema de transmisión.
- En sexto lugar la oferta presenta una diversidad de tecnologías, por lo que en el diseño del mercado eléctrico se deben tomar en cuenta todas estas características y necesidades, estableciendo las funciones de los diferentes agentes, las transacciones factibles, los mecanismos de operación del sistema y los mecanismos de formación de precios²⁵.

III.2 El Acceso a la electricidad

III.2.1 Acceso a energía eléctrica

La energía eléctrica es el pilar del desarrollo de la población dado que esta brinda una serie de facilidades, constituyéndose también como parte importante del desarrollo social, y elemento esencial para el desarrollo tecnológico.

Sin duda la electricidad juega un papel muy importante en la vida del ser humano, con la electricidad se establece una serie de comodidades que con el transcurso de los años se van haciendo indispensables para el hombre. Desde que la electricidad fue descubierta, siempre estuvo al servicio de la medicina a través de los distintos instrumentos y máquinas usadas en esta área (equipos para radiaciones de cobalto, equipos de rayos X, equipos para tomografías, equipos para electrocardiogramas, etc.), y ha contribuido a numerosos avances en la ciencia e investigación.

La electricidad es una de las principales formas de energía usadas en el mundo actual. Sin ella no sería posible contar con iluminación conveniente, ni

²⁵ Reformas estructurales en el sector eléctrico peruano - Doc Trab 5-OEE

comunicaciones de radio y televisión, ni servicios telefónicos, y las personas tendrían que prescindir de aparatos eléctricos que ya llegaron a constituir parte integral del hogar.

La electricidad en la comunidad se manifiesta, entre otros, a través de: alumbrado público en plazas, parques, autopistas, túneles, carreteras, etc., con el fin de proporcionar seguridad y visibilidad a los peatones y mejor desenvolvimiento del tráfico automotor en horas nocturnas; los semáforos en la vía pública permiten regular y controlar el flujo de vehículos.

Por otro lado, la electricidad también se usa para el transporte, el cual se está masificando con la utilización reciente del tren eléctrico. Esta nueva tendencia contribuye a la red vial de Lima Metropolitana de manera superficial y se espera en el futuro contar también con un servicio subterráneo, tal como existe en las grandes ciudades de Colombia (metro de Medellín) o Roma y París en Europa.

El suministro eléctrico es un bien esencial en las sociedades modernas. Y aunque su costo es una parte muy pequeña del gasto total de consumidores domésticos y empresas, su valor es varias veces superior a su costo. Por lo tanto, la protección de los intereses de los consumidores, de la industria y de la sociedad en general pasa por una buena regulación que minimice el riesgo de decisiones regulatorias arbitrarias o caprichosas enfocadas en obtener réditos políticos en el corto plazo²⁶.

Entre las tantas formas y alternativas de generar electricidad en las zonas rurales, las más comunes son las pequeñas centrales hidroeléctricas las mismas que operan de manera aislada al Sistema Interconectado Nacional (SEIN), dichas centrales son reforzadas por mini centrales térmicas en los caos de indisponibilidad por la falta de recurso hídrico y últimamente se viene optando también por los sistemas fotovoltaicos domésticos.

En general, la energía eléctrica puede ser sustituida por otras fuentes como: velas para iluminación, petróleo para motobombas de agua, gas para calentar agua de aseo o calefacción de ambientes, etc. pero que sin embargo dichos sustitutos resultan siendo más caros.

La valoración de los sustitutos no es meramente económico, sino que además se debe tener en cuenta los efectos en la salud (velas emiten poca luz y dañan la vista, el petróleo emite CO₂). En las comunicaciones la electricidad no tiene sustituto, así como en el uso de computadoras, pues es la única fuente que hace posible su funcionamiento.

²⁶ http://www.energiaysociedad.es/detalle_material_didactico.asp?id=5&secc=1

Tabla N° 5: Tipos de combustibles utilizados en zonas rurales

	Nacional	Urbano	Rural
Combustibles que se utilizan			
Electricidad			
GLP	5.03	28.86	0.68
Gas Natural			
Kerosene	0.12	0.82	
Carbón	0.94	4.21	0.33
Leña	63.43	48.27	66.2
Otros	30.48	17.84	32.79
Fuentes para Iluminación			
Electricidad	52.92	81.71	44.19
Kerosene	6.11	0.31	7.18
Petroleo/Gas	0.18	3.05	6.34
Vela	32.01	14.02	32.11
Generador	0.64		0.75
Otros	4.09		4.82
No Utiliza Alumbrado	4.05	0.91	4.61

Fuente: ENAHO 2011

En particular en la zona rural la energía eléctrica es una de las herramientas fundamentales para su desarrollo, esta sirve no solamente para encender un equipo de iluminación, radio ó televisor, sino sobre todo para impulsar su desarrollo a través de un uso productivo. La necesidad de aumentar la producción de bienes a un mínimo costo obligó a reemplazar la mano de obra por maquinarias eficientes, ello fue posible desarrollarse en forma masiva a raíz del desarrollo de los motores eléctricos.

Las empresas productivas tienen dificultades para acceder a la electricidad y cuando estas acceden los niveles de calidad no son los deseados. Esta situación, limita al productor pues no tiene las condiciones para poder crecer; en este punto es preciso distinguir que el *acceso universal* implica tener electricidad y el *servicio universal* es brindar electricidad de buena calidad.

El Acceso Universal tiene como objetivo garantizar que los ciudadanos tengan acceso a la energía aunque sea de forma limitada y con un calidad inferior. En cambio el Servicio Universal es entendido como una situación bajo la cual los usuarios poseen el servicio de manera personalizada en condiciones de calidad y precio de acuerdo a sus preferencias y está asociada a una etapa de desarrollo maduro de la industria.

Las instalaciones eléctricas rurales son generalmente del tipo monofásico, por lo que es limitado el uso de maquinas trifásicas, indispensables para lograr un buen bombeo de agua e instalación de pequeñas industrias. Así, al pequeño productor se le dan condiciones de suministro eléctrico para uso residencial y no para uso productivo; evidentemente esta situación debe cambiar, al respecto nos ocuparemos en el presente estudio de proponer alternativas que buscan disminuir los impactos negativos que dicha situación genera.

La prestación de los servicios públicos debe darse bajo tres perspectivas: cobertura, regulación y supervisión. La primera relacionada con la incorporación de nuevas zonas geográficas o grupos poblacionales que no cuentan con el servicio eléctrico. La segunda orientada a la provisión del servicio a tarifas eficientes y equitativas socialmente, mientras que la última perspectiva incorpora la garantía de calidad en cautela de los beneficiarios finales²⁷. Es decir que, debe tener condiciones mínimas de calidad, como: tener una caída de tensión aceptable, garantizar la seguridad de las personas, que evite frecuentes cortes y el consiguiente deterioro de artefactos eléctricos y pérdida de insumos de producción, etc. así como de recibir un buen trato por parte de quienes realizan la distribución de la energía eléctrica²⁸.

III.2.2 Sostenibilidad

La sostenibilidad es satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las del futuro para atender sus propias necesidades, es decir no consumirse los activos del presente y garantizar que estén siempre disponibles al servicio de sus actuales usuarios.

Para que un servicio siempre exista, la infraestructura que lo provee debe estar siempre en condiciones de brindarlo bajo niveles de calidad y para que ello ocurra las circunstancias actuales deben permitir su permanente operación, mantenimiento y reposición al término de vida útil. El objetivo del desarrollo sostenible es definir proyectos viables y reconciliar los aspectos económicos, sociales y ambientales de las actividades humanas.

Prioritariamente la sostenibilidad debe ser implementada por las prestadoras del servicio, en base a los recursos que proveen la actividad y a la regulación que permita su equilibrio económico, social y ambiental; dichos recursos serán provenientes de los consumidores así como de los mecanismos de compensación en el caso que no sea posible la generación de los fondos suficientes para garantizar su continuidad.

Para lograr lo indicado anteriormente se debe diseñar una estrategia de sostenibilidad consiste prioritariamente en formular e implementar iniciativas mediante las cuales las empresas y las diferentes partes condicionadas identifican, estudian y corrigen los impactos que se generan sobre mecanismos integrales de uso interno y externo como el medio ambiente, la seguridad y la salud.

²⁷ Congreso Internacional sobre el acceso universal a los servicios públicos de energía

²⁸ Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER) – RD-016-2008-EM-DGE

Así mismo se deben establecer sistemas de gestión medioambiental dentro de los consumidores que promuevan un bienestar entre el desarrollo de su actividad con el medio ambiente y la sociedad, como generar residuos, generar emisiones de carbono y consumir energía ineficientemente son de principal interés ya que implican un impacto directo sobre el medio ambiente y la sociedad. El objetivo principal del un plan estratégico de sostenibilidad consiste entonces en desarrollar herramientas que minimicen estos impactos para el bienestar de las generaciones futuras y en cumplimiento con las legislaciones correspondientes.

Los consumidores y legisladores constantemente hacen responsables a las empresas por los efectos secundarios sobre el medio ambiente y la sociedad durante el ciclo de vida de un producto. Estudios realizados durante las fases previas a la producción deben asegurar el cumplimiento legal y sanitario de los productos al igual que los envases (ej. fomentar el uso de envases biodegradables, etc.). Para favorecer al desarrollo sostenible durante esta fase es elemental una investigación previa respecto al efecto sobre el medio ambiente y la sociedad de los productos fabricados.

Gráfico N° 24: Componentes de un Desarrollo Sostenible



Fuente: ENDESA (2013)

La Sostenibilidad debe trascender el interés propio de las empresas para poder involucrar e impactar a todo su entorno.

III.3 Bases Teóricas

III.3.1 Tarifa Rural

Mediante la Ley General de Electrificación Rural N° 28749, se ha establecido una estructura tarifaria específica para los Sistemas Eléctricos Rurales (SER). La determinación de la tarifa para el servicio eléctrico rural debe permitir la sostenibilidad económica de la electrificación rural y la permanencia en el servicio por parte del usuario.

El Precio a Nivel de Generación, el Precio en Barra de los Sistemas Aislados y el Valor Agregado de Distribución (VAD) para electrificación rural se fijan conforme a lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctrica N° 25884.

El OSINERGMIN incluye en el VAD el cargo por el concepto de conexión y considerará un fondo de reposición de las instalaciones del SER, el cual es equivalente a 0,16 de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) correspondiente a la inversión por parte del Estado. La finalidad de esta política tarifaria es eliminar las barreras de acceso al servicio eléctrico de los usuarios.

La tarifa considera la utilización de medidores de energía eléctrica convencionales, registro acumulativo de consumos y medidores con el sistema pre-pago.

En el Valor Agregado de Distribución (VAD), independiente del sistema de medición utilizado, se encuentran los siguientes: armados de cable de acometida, caja, sistemas de protección y de medición, mástil y murete cuando corresponda.

Para los casos en que la inversión es efectuada por una empresa privada, la tarifa reconoce el valor de inversión de manera íntegra, en caso se trate de una entidad del Estado, se reconoce un fondo de reposición determinado a través de un factor de reposición aplicable a la anualidad del VNR.

III.3.2 Venta post pago

La venta se realiza durante el mes y la facturación se hace luego de concluido dicho mes, según lo establece la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844, luego de la emisión del recibo se debe otorgar al cliente un plazo de 15 días como mínimo, en la práctica en las zonas rurales dicho plazo se puede extender hasta 30 días.

Los medidores son convencionales y se toma lectura cada fin de mes. Debido a la lejanía de algunas localidades, la legislación vigente ha considerado la posibilidad de tomar lectura cada 6 meses en dicho caso el cargo fijo aplicado al cliente será menor.

III.3.3 Venta Pre-pago

La venta se realiza previa al consumo, en centros de venta convenientemente ubicados, otorgándole al cliente un crédito de energía por medio de códigos o tarjeta que ellos mismos cargarán en sus medidores.

La Problemática encontrada es la gran dispersidad de las viviendas y localidades en el sector rural, hecho que complica la operación y dimensionamiento de los puntos de venta, haciendo poco eficiente el servicio de venta de energía, por lo que es recomendable utilizar el medidor en el modo “Administrador”, en el que no requiere puntos de venta.

Asimismo, ante esta situación resulta más conveniente disponer como medio de transferencia de energía el “Teclado”, puesto que permite tener otras opciones para efectuar compras sin necesidad de desplazarse a los alejados puntos de venta a través de teléfonos, celulares, radio o internet.

Considerando que la tecnología actual permite que un mismo medidor electrónico pueda operar en los tres modos conocidos hasta ahora: administrador, prepago y post pago, la estandarización debe contemplar esta característica de manera que permita a la empresa distribuidora y al cliente elegir el modo de operación del medidor en las distintas fases que atraviesa un cliente al incorporarse al servicio eléctrico, sin cambiar el medidor.

Para los clientes de extrema pobreza les interesa tener acceso al servicio y uso eficiente por medio del medidor administrador. Para los clientes en el segmento pobreza y le es posible un uso racional mediante el medidor prepago, así mismo cuando salen de la pobreza pueden migrar al uso productivo de la electricidad y optar con seguridad al sistema post pago, pues tendrá capacidad de pago.

Con esta evolución se mantendría vigente el medidor post pago, pero previamente debe haber dado a oportunidad de libre competencia a los medidores prepago, con lo cual tampoco se busca monopolizar al medidor prepago sino desenvolverse en un mercado competitivo.

En cuanto al tipo de medidor prepago por su forma de instalación y el sistema de transferencia, deben ser evaluados por cada empresa distribuidora en función a las zonas que se van atender, el grado de dispersión de los clientes y los accesos a medios de comunicación. La concepción del sistema prepago fue su aplicación en mercados con restricciones de pago, alta posibilidad de morosidad y control de conexiones directas (hurto).

Barreras legales.- Actualmente la Tarifa BT7 prepago tiene la misma estructura de la tarifa BT5 post pago, razón por la cual de manera contraria a su característica genera una morosidad debido al cargo fijo aplicado, este hecho no

resulta claro para el cliente, pues teniendo crédito de energía se constituye como moroso en los meses que no acude a efectuar compra, este hecho se hace más notorio cuando las compras se hacen en periodos prolongados (ejm. cada 6 meses) pues para adquirir el siguiente paquete de energía deberá cancelar primero los cargos fijos de los meses en los que no efectuó compra, resultando en el caso más desfavorable insuficiente la disponibilidad económica del poblador rural.

Por ello es necesario modificar la regulación vigente. La propuesta es aplicar una tarifa con cargo único (similar a las tarjetas telefónicas), ello otorgará mayor facilidad y transparencia a las operaciones de compra de energía prepago y que además será más amigable al cliente, pues eliminará los conceptos de cargos fijos comerciales. Todos los otros cargos que considera la regulación vigente como alumbrado público, aporte a la electrificación rural, etc. serían internalizados dentro del cargo único por energía activa, en base a un cálculo ponderado que considere la participación de cada componente.

Barreras Naturales.- Distancias a los puntos de venta de energía.- El criterio de 300 clientes por punto de venta no es suficiente. Existen localidades con muy pocas familias separadas unas de otras por distancias considerables y sin vías de acceso en algunos casos. No es posible atender satisfactoriamente.

Otro aspecto es el costo de implementar puntos de venta, que muchas veces no justifica por la cantidad de transacciones diarias que son mínimas.

Otra limitante presente es la insuficiente disponibilidad de los medios de comunicación (Carreteras, teléfonos, internet).

Barreras Tecnológicas.- (Monopolio Natural) La distribución de energía eléctrica en el Perú es un monopolio natural cuyas zonas de atención están concesionadas a empresas privadas y públicas, por lo que son estas las que finalmente toman las decisiones de incorporar o no, el tipo de medidor dado a la evaluación desde el punto de vista de beneficio empresarial.

Barreras Estratégicas.- Las empresas de distribución de energía eléctrica, sean públicas o privadas, antes de la implementación de una nueva tecnología optan por ejecutar proyectos piloto, dichos proyectos son íntegramente financiados por el proveedor, lo cual representa para ellos una inversión en publicidad, muchas veces los pilotos no se llegan a concretar constituyendo pérdidas al entrante.

El consumo promedio en el Sistema Eléctrico Rural (SER) Coracora (ámbito de ADINELSA) en la tarifa prepago BT7 es 10kwh-mes, mientras que en la tarifa post pago BT5R es 17.75 kwh-mes. Dicha diferencia sería explicada por las barreras naturales comentadas y a las restricciones que exige una administración eficiente del consumo.

III.3.4 Opciones Tarifarias

Los clientes del servicio de energía eléctrica tienen a su disposición varias opciones tarifarias, siendo su elección de su potestad siempre en cuando se cumplan con los requerimientos técnicos necesarios.

En el Anexo 2 se describen cada una de las opciones tarifarias y los rubros que lo componen. Existen opciones para el suministro de energía eléctrica en media tensión generalmente para fines industriales o uso productivo y en baja tensión para usos domiciliarios.

Teniendo en cuenta el Peak Load, la correcta selección de la opción tarifaria depende en gran medida de la característica de la demanda, es decir el diagrama de carga diario, pues hay clientes que pueden demandar solo en horas fuera de punta como el caso de los industriales, en estos casos la tarifa más conveniente es la MT2 ó BT2 y en el otro extremo como el caso de las demandas domiciliarias no pueden tener esta elección pues inevitablemente hacen uso de la energía en horas punta, por lo que más se ajustan a las opciones MT4 ó BT5.

Para hacer que su uso sea más eficiente, es preciso que los alcances de las opciones tarifarias sean convenientemente difundidos por las empresas distribuidoras, otorgando la posibilidad de efectuar cambios periódicos como consecuencia de un mayor conocimiento y resultados adversos que puedan haberse presentado por una mala selección.

III.3.5 Regulación de Precios de Monopolios Naturales

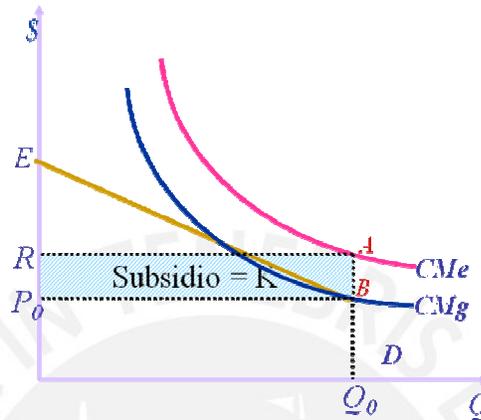
Si bien los mecanismos de compensación que se describen en el capítulo III, logran la aplicación de menores tarifas a los clientes finales, estos son a costa de otros usuarios quienes han visto incrementadas sus facturas. Los incrementos son individualmente menores y no son percibidos de manera considerable, sin embargo generan distorsiones económicas pues varían artificialmente la verdadera tarifa.

Se debe tener en cuenta que para aplicación de los recargos no media previamente consultas a los clientes aportantes, en el entendido que dichos fondos son derivados a intereses ajenos, por ello es preciso evaluar la legitimidad de la referida aplicación.

Por ello la pérdida de eficiencia puede ir en incremento si seguimos utilizando este tipo de mecanismos, por lo que también se deberán plantear paralelamente regulaciones mucho más eficientes desde el punto de vista económico con

incidencia directa sobre el precio y en base a las características del mercado objetivo.

Gráfico N° 25: Curva Económica de Costos – Tarifa Marginal



Fuente: Viscusi

El precio fijado con base en el CMg sería P_0 con una cantidad producida de Q_0 . Se cumple la condición de eficiencia $P = CMg$, sin embargo se produce una pérdida mostrada por el área $RABP_0$ y las empresas distribuidoras necesitarían de un **Subsidio** para continuar operando debido a que el precio es menor que el CMe.

III.3.6 Alternativas a los Subsidios

Tarifas en dos partes

El sistema tarifario de dos partes es no lineal y se fija con el propósito de realizar descuentos según la cantidad comprada, obliga a los consumidores a comprar una cantidad mínima, implanta una “cuota de acceso” o fuerza a un consumidor a comprar un producto cuando adquiere otro.

En las zonas rurales los consumos tienen diferencias marcadas, pues existen pobladores que residen permanentemente y otros que son usuarios ocasionales. Estos últimos por estar la mayor parte del mes en las ciudades cercanas más pobladas desarrollando actividades comerciales o en sus actividades agrícolas, alejadas de su vivienda; para estos casos es posible ofrecer distintos paquetes de tarifas para que los demandantes se separen, por propia iniciativa, dependiendo de cuánto desean comprar.

Esta tarifa se compone por un monto o pago fijo por el derecho a consumir el bien (independiente de la cantidad consumida) y un precio uniforme por cada unidad consumida. La representación matemática de este tipo de tarifa es la siguiente:

$$T(Q) = A + PQ$$

donde: A es la cuota fija y P es el precio marginal que debe pagarse.

Si consideramos que $P = CMg$, entonces es posible una fijación de precios eficientes. Si la pérdida del CMg Lineal es K, el pago fijo de la tarifa podría establecerse de tal modo que la suma sobre todos los consumidores sea igual a K (p.ej., un pago fijo de K/N , donde N es el número de consumidores).

El problema que surge es que los consumidores varían constantemente en sus demandas, entonces es posible que algunos consumidores salgan del mercado si K/N es mayor que sus excedentes para un precio igual al CMg, por lo que debe cumplirse siempre que el excedente del consumidor definida por el área EBP_0 sea mayor que K ($EC > K$).

La situación que algunos consumidores salgan, generaría que los que se quedan tendrían que pagar un mayor cargo fijo y tendrían incentivos para otro más de los que salgan, empeorando el sistema.

Los consumidores más perjudicados son los que consumen una pequeña cantidad del bien porque pagan un mayor precio medio, a diferencia de los consumidores de grandes cantidades del bien. Para evitar la exclusión de los consumidores se deben imponer diferentes pagos fijos a diferentes consumidores.

Si todos los consumidores son cargados con el mismo pago fijo, la tarifa sería más eficiente que la fijación de precios lineal. La razón es que al usar un pago fijo para hacer una contribución a los ingresos, el precio por unidad puede ser reducido hasta su CMg, con lo cual disminuye las pérdidas de peso muerto.

Las tarifas de dos partes permiten a la empresa adaptar las tarifas para que se acomoden a las diferencias entre los consumidores deseosos de pagar. La solución eficiente se logra si los consumidores no son excluidos del mercado y todos pagan el costo marginal por unidad.

Se puede concluir que la tarifa óptima de dos partes generalmente estará compuesta de un precio por unidad superior al costo marginal y una tarifa fija capaz de excluir a algunos consumidores del mercado.

La utilización de este tipo de aplicación tarifaria, hace más independiente al accionar del mercado, pues evita los subsidios.

Precios Ramsey – Boiteux (autofinanciamiento)

La regla de Ramsey sugiere que la diferencia entre el precio óptimo y el costo marginal debe tener una relación inversa con el valor de la elasticidad demanda. Matemáticamente:

$$\frac{P_i - CM_i}{P_i} = \frac{\lambda}{\varepsilon_i}$$

Donde la demanda sea más elástica se determinaría una pérdida importante de eficiencia social. Si la demanda es inelástica, la generación de ineficiencias es relativamente menor porque la cantidad demandada no será muy distinta a la cantidad que se observaría en el caso de que el precio sea igual al costo marginal. La mayor diferencia entre precios y costos marginales en mercados cuyas demandas son inelásticas permitirán obtener mayores ingresos a la empresa distribuidora y colocar menores precios en los mercados en los cuales las demandas sean más elásticas.

En las zonas rurales, estos precios pueden ser aplicados perfectamente en los casos que existan compañías mineras, compañías de telefonía y en adelante a las microempresas que desarrollen usos productivos, luego de haberse consolidado de manera sólida y rentable; dichas empresas tienen una mayor valoración a la energía en relación a los consumidores residenciales, por lo que su comportamiento es inelástico ante un incremento del precio.

III.3.7 Subsidios al Acceso a Energía

Los Gobiernos poseen una serie de instrumentos, a través de diferentes mecanismos que subsidian los costos de provisión del servicio.

Se debe tener en cuenta que los subsidios son prestaciones o contribuciones públicas asistenciales de carácter económico y de duración determinada, por la cual el gobierno confiere un beneficio a cierto grupo de la población, es decir que el gobierno debe evaluar cada cierto tiempo la necesidad de mantenerlos o no.

En cualquier caso, de acuerdo a diferentes autores como Foster (2004) un buen esquema de subsidios debe considerar aspectos tales como: (1) adecuada selección de beneficiarios y nivel de focalización: hogares pobres y no pobres, (2) identificar adecuadamente las fuentes de financiamiento, éstas en lo posible no deben afectar la carga del fisco, (3) bajo costo administrativo, (4) generación de incentivos adecuados para el uso y conservación de la energía.

Se puede utilizar como medio el sistema tarifario, algunos de los cuales pueden entrar en potencial conflicto con el objetivo considerado en la teoría de la

regulación estándar que refiere a la “eficiencia económica” (que cada usuario pague los costos unitarios que requiere la provisión del servicio). Sin embargo también es deseable el diseño tarifario teniendo en cuenta la “equidad” (que se considere el acceso igualitario de los consumidores para el uso del servicio) y el autofinanciamiento. Adicionalmente se puede considerar un esquema de pago en tarifas en dos partes y descuentos por volumen.

Por otro lado, el uso de Fondos de financiamiento de infraestructura y desarrollo técnico permite el desarrollo de la infraestructura eléctrica mediante el consumo de energía eléctrica, en este caso también hay antecedentes similares para el gas natural. En la actualidad existen fondos orientados a la sostenibilidad de los servicios públicos con una incidencia en la infraestructura, así como en la operación y mantenimiento, desde garantizar las tarifas que permitan una rentabilidad razonable hasta garantizar la demanda (en caso no ocurre luego de la instalación de la infraestructura el estado cubre los déficit) lo cual permite reducir los riesgos en favor de los inversionistas.

Financiamiento de los subsidios

Los subsidios pueden tener dos fuentes de financiamiento: (1) recurso proveniente del tesoro público y (2) fondos cruzados entre usuarios del servicio de energía eléctrica.

En el Perú los subsidios utilizados en el sector eléctrico son subsidios cruzados, es decir que los usuarios de un segmento son recargados para beneficiar a usuarios de otros segmentos con características de vulnerabilidad. Si bien el recargo porcentual al usuario le representa menos del 1.5% es capaz de beneficiar con descuentos de hasta 62.5% para el caso de clientes convencionales y el 80% para casos de clientes de sistemas fotovoltaicos domésticos; esto debido a que el número de usuarios aportantes es muy superior al número de usuarios receptores (ejm. mecanismo de compensación de sistemas aislados, FOSE, FISE, etc.).

Por el lado de las empresas, también existe una transferencia de fondos de quienes han obtenido un menor precio en la licitación para la compra de energía, hacia quienes han obtenido un mayor precio, en este caso las afectaciones porcentuales son mayores a las comentadas en el párrafo anterior (ejm. mecanismos de compensación PNG).

También los subsidios pueden financiarse con aportes directos provenientes de los fondos de los recursos fiscales del gobierno, en el Perú en particular para el sector eléctrico no se aplican este tipo de mecanismos.

Cuando se evalúan los proyectos de electrificación sujetos al SNIP, los cálculos económicos no consideran los mecanismos de subsidios, en el entendido que los ingresos que genera el proyecto finalmente serán iguales a lo efectivamente

facturado al cliente más los aportes de los subsidios, de manera que será igual a la aplicación íntegra de los precios antes de su afectación por el subsidio.

III.4 Mecanismos para fomentar el acceso y sostenibilidad

III.4.1 Mecanismos utilizados en el Perú

El Artículo 66° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) establece que el Valor Agregado de Distribución (VAD) se calculará para cada empresa de distribución eléctrica considerando determinados sectores de distribución típicos establecidos por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta del OSINERGMIN.

Los sectores de distribución típicos son instalaciones de distribución eléctrica con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, características técnicas, así como en los costos de inversión, operación y mantenimiento (Definición 13 de la LCE). Las empresas de distribución eléctrica pueden contar con instalaciones de distribución eléctrica de distintos sectores de distribución típicos.

Es así que la Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica del periodo noviembre 2009 – octubre 2013, incorpora el sector típico SER establecido por la Resolución Directoral N° 028-2008 EM/DGE, los mismos que deben ser calificados por la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), estando vigentes los siguientes sectores de distribución típicos:

Tabla N° 6: Sectores Típicos de Distribución

Sector de Distribución Típico	Descripción
1	Urbano de alta densidad
2	Urbano de media densidad
3	Urbano de baja densidad
4	Urbano-rural
5	Rural
6	Rural Extremo
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 - 2012

III.4.2 Subsidios Cruzados

Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados (MCSA)

Mediante el Artículo 30° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el

23 de julio de 2006, se creó el Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, destinado a favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los Usuarios Regulados atendidos por Sistemas Aislados. Dicho mecanismo tiene como finalidad compensar una parte del diferencial entre los Precios en Barra de Sistemas Aislados y los Precios en Barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

El referido Artículo 30°, establece que los recursos necesarios para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados se obtendrán de hasta el cincuenta por ciento (50%) del aporte de los usuarios de electricidad, a que se refiere el literal h) del Artículo 7° de la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural.

Asimismo, se señala que el monto específico será determinado por el Ministerio de Energía y Minas cada año, de acuerdo con las premisas, condiciones y criterios que establezca el Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, que fue aprobado por el Decreto Supremo N° 069-2006-EM.

Las Disposiciones Finales del Decreto Supremo N° 069-2006-EM establecen que OSINERGMIN deberá aprobar los procedimientos que se requieran para su efectiva aplicación a partir de la fijación de Tarifas, es así que se aprobó el "Procedimiento de Aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados", mediante la Resolución OSINERGMIN N° 167-2007-OS/CD, publicada el 11 de abril de 2007 y que fue modificado por la Resolución OSINERGMIN N° 483-2007-OS/CD, publicada el 14 de agosto de 2007 y por la Resolución OSINERGMIN N° 556-2007-OS/CD, publicada el 12 de setiembre de 2007.

Este procedimiento tiene como objetivo normar el procedimiento para la aplicación y administración del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados establecido mediante Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, y el Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado mediante Decreto Supremo N° 069-2006-EM.

Están comprendidos dentro de su alcance los Generadores, Distribuidores, Usuarios y entidades públicas y privadas indicadas en el referido Reglamento.

Los clientes suministrados a partir del SEIN tienen tarifas más bajas en relación a los clientes suministrados desde los sistemas aislados, en razón a factores de economía de escala por el volumen comercializado y menores componentes de cargos fijos imputados a cada kwh; por lo que a dichos clientes se les aplica un cargo del 2/1000 de una UIT por cada Mwh consumido, independientemente del consumo registrado, es decir desde el primer kwh que consumo, tal como es de verse en el recibo que se muestra a continuación:

Gráfico N° 26: Recibo por Venta de Energía – Cargo de Aporte Ley de Electrificación Rural

adinelsa
Es electrificación rural

Av. Prof. Pedro Miotta N° 421-S.J.M.-Lima
(01) - 217-2017 / Fax 466-6666
RUC: N° 20423109802
www.adinelsa.com.pe

Recibo N°:	Para consultas su Número de Cliente es:
001020078024	009090100002
	MES FACTURACIÓN : OCTUBRE - 2013

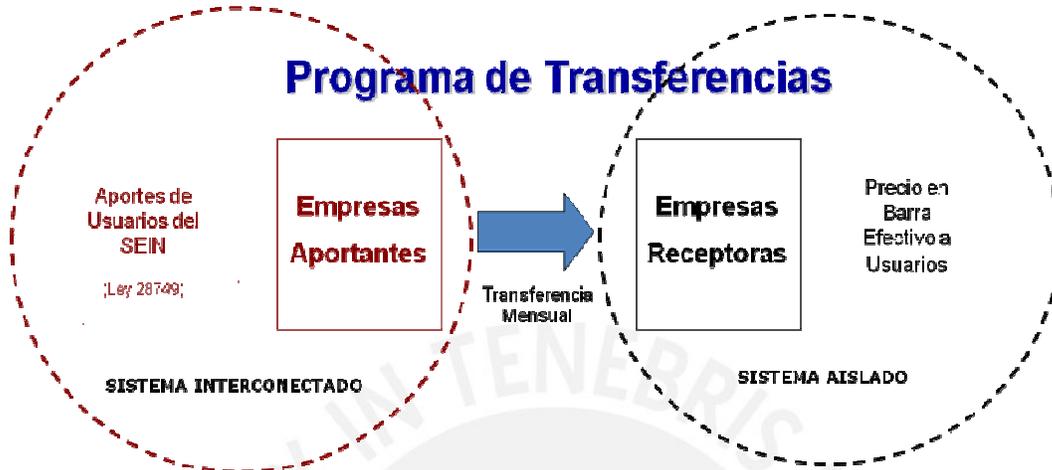
Datos del Cliente:	Detalle de Facturación:										
<p>Nombre : OSORIO BLAS, LUIS Nro.Doc : 15656073 Dirección : CALDERA UC. : Huaura-Sayan Localidad: CALDERA Ubicación: Dpto:LIMA Prov: HUAURA Dist: HUAURA</p>	<p>LECTURA ACTUAL : 704.00 31-Oct-2013 LECTURA ANTERIOR : 677.00 30-Sep-2013 CONSUMO DEL MES : 27.00 kwh</p> <p>Cargo Fijo 3.57 ENERGIA ACTIVA 19.27 Alumbrado Publico 0.36 Descuento FOSE -9.64</p> <p>SUB TOTAL 13.57</p>										
Datos Técnicos:											
<p>TARIFA: BT5B P. U. \$/kw.h: 0.7138 POTENCIA CONTRATADA : kw CONEXION : AEREA MEDIDOR Nro : 0311-061629 FACTOR DE MEDIDOR : 1.00</p>											
Detalle de consumo:	Otros:										
	<p>OTROS NO AFECTOS A IGV</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>IGV</td> <td style="text-align: right;">2.44</td> </tr> <tr> <td>Aporte Ley 28749</td> <td style="text-align: right;">0.20</td> </tr> <tr> <td>Redondeo Anterior</td> <td style="text-align: right;">-0.05</td> </tr> <tr> <td>REDONDEO</td> <td style="text-align: right;">0.04</td> </tr> <tr> <td>DEUDA MES ANTERIOR</td> <td style="text-align: right;">0.00</td> </tr> </table>	IGV	2.44	Aporte Ley 28749	0.20	Redondeo Anterior	-0.05	REDONDEO	0.04	DEUDA MES ANTERIOR	0.00
IGV	2.44										
Aporte Ley 28749	0.20										
Redondeo Anterior	-0.05										
REDONDEO	0.04										
DEUDA MES ANTERIOR	0.00										
Fecha Emisión: 01-Nov-2013	Fecha Vencimiento: 16-Nov-2013	Total a pagar \$/: S/. 16.20									
SON :DieciSeis CON 20/100 Nuevo soles											
Mensaje al Cliente:											
<p>A partir del mes de noviembre del 2013, usted recibirá en su recibo de luz un TICKET DESGLOSABLE, el cual es el Vale FISE que contiene el código de Vale Digital FISE (es un número de 13 dígitos). Solo cuando desee comprar su balón de gas, deberá hacer entrega del ticket desglosable al agente que realizará el canje y presentar su DNI. Debe verificar que cuando le entreguen su recibo, también este el TICKET DESGLOSABLE del vale digital del FISE, de lo contrario realizar su reclamo al número 01-2172000, anexo 208, así mismo tener cuidado de no entregar el TICKET DESGLOSABLE a otras personas no autorizadas de realizar los canjes. Usted podrá realizar el canje en los locales de venta de su provincia que tienen la publicidad del FISE.</p>											
PAGUE EN LUGARES AUTORIZADOS NO AL MENSAJERO											

Para un consumo de 24 kwh-mes, se aporta \$/.0.20. Como es de verse el impacto para el que aporta es mínimo sin embargo con dicho aporte es posible hacer una bolsa considerable que permite cubrir la compensación necesaria

Fuente: Adinelsa - 2013

El recargo aplicado a los clientes del SEIN, se constituyen en una bolsa que se traslada a favor de los clientes de sistemas aislados reflejados como un descuento en la tarifa aplicada.

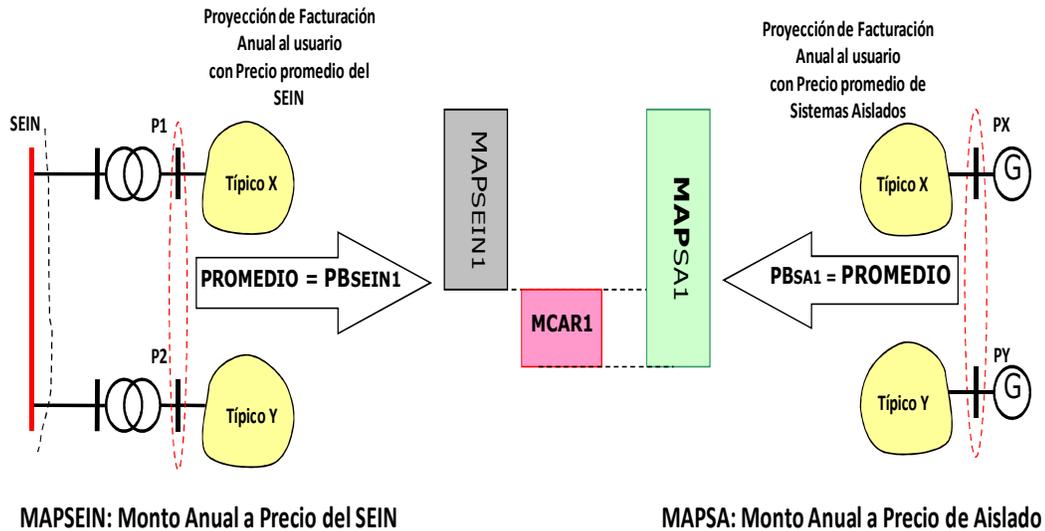
Gráfico N° 27: Mecanismo de Transferencias MCSA



Fuente: Osinergmin - 2012

Visto en términos anuales la diferencia de los precios promedio del SEIN y sistemas aislados será entonces equivalente al monto de compensación anual necesario para poner en equilibrio económico a ambos tipos de clientes. El procedimiento de cálculo que efectúa el órgano regulador Osinergmin se muestra a continuación:

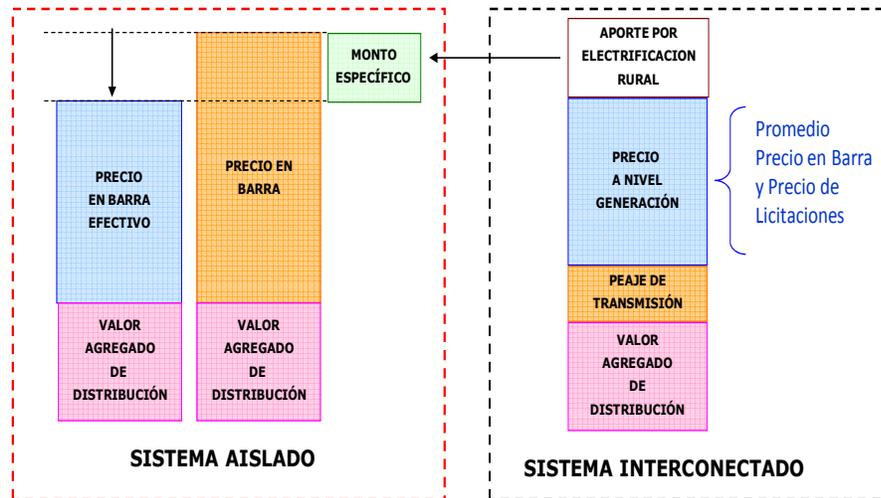
Gráfico N° 28: Monto de Compensación Anual Requerido (MCAR)



$$MCAR = MCAR1 + MCAR2 + \dots + MCARn$$

Fuente: Osinergmin - 2012

Gráfico N° 29: Precio en Barra Efectivo



Fuente: Osinergmin - 2012

Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE)

En el Perú se aplicó el subsidio cruzado a partir del 1 de noviembre del 2001, creado mediante Ley N° 27510 y se denominó Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) dirigido a favorecer el acceso y permanencia del servicio eléctrico a todos los usuarios residenciales del servicio público de electricidad cuyos consumos mensuales sean menores a 100 kilovatios hora por mes comprendidos dentro de la opción tarifaria BT5 o residencial, independientemente si se trata de usuarios de sistemas interconectados o aislados según la siguiente tabla:

Tabla 7: Porcentaje de Reducción del FOSE

Usuarios	Sector Típico	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 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 y sus modificatorias – 2001 - 2006

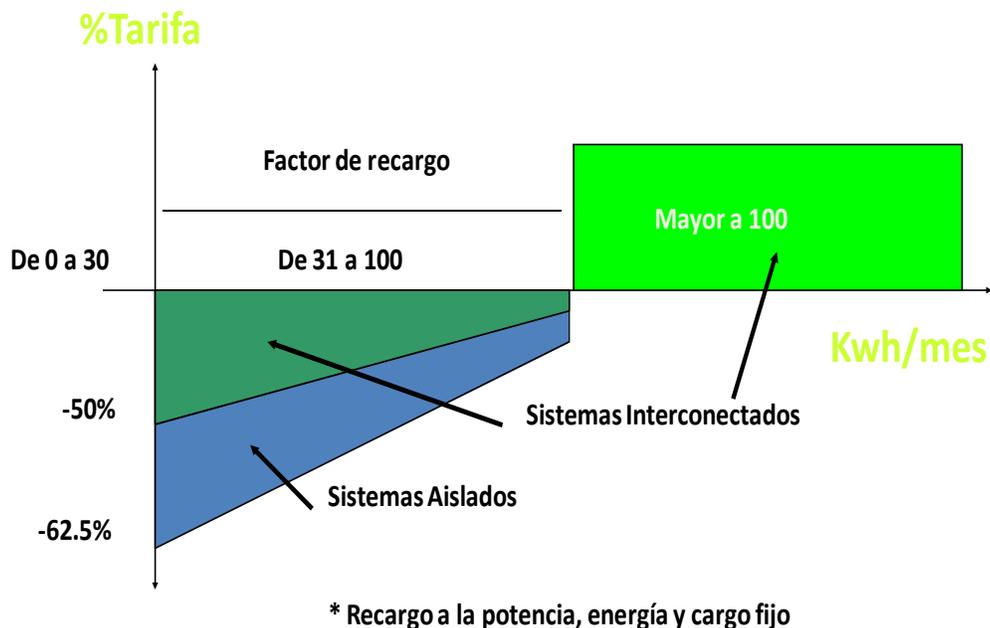
El FOSE se financia mediante un recargo en la facturación en los cargos tarifarios de potencia, energía y cargo fijo mensual de los usuarios de servicio público de

electricidad de los sistemas interconectados. El cobro del aporte se incorpora a la facturación del usuario.

Dicho recargo se establece en función a un porcentaje que es determinado por el Organismo Supervisor de Inversión en Energía OSINERG de manera trimestral²⁹ en función a la proyección de ventas del período siguiente. De allí que es un subsidio cruzado pues no requiere sacrificar fondos del tesoro público para su financiamiento.

Como todo subsidio cruzado entre consumidores basado en el consumo, el FOSE presenta problemas de focalización. El estudio de Gallardo y Bendezu (2005), describe importante errores de inclusión, es decir subsidiar hogares que no lo requieren, no obstante que este error se estaría reduciendo por el incremento del consumo per cápita de electricidad en el país. La transferencia entre usuarios bordea los US\$ 40 millones al año, siendo el mayor aporte de los usuarios de Lima a través de las empresas Luz del Sur y Edelnor, orientada a los usuarios de provincias que pertenecen en su mayoría a empresa del Estado e incluidas en el holding de FONAFE.

Gráfico N° 30: Fondo de Compensación Social Eléctricas (FOSE)



Fuente: Elaboración propia - 2013

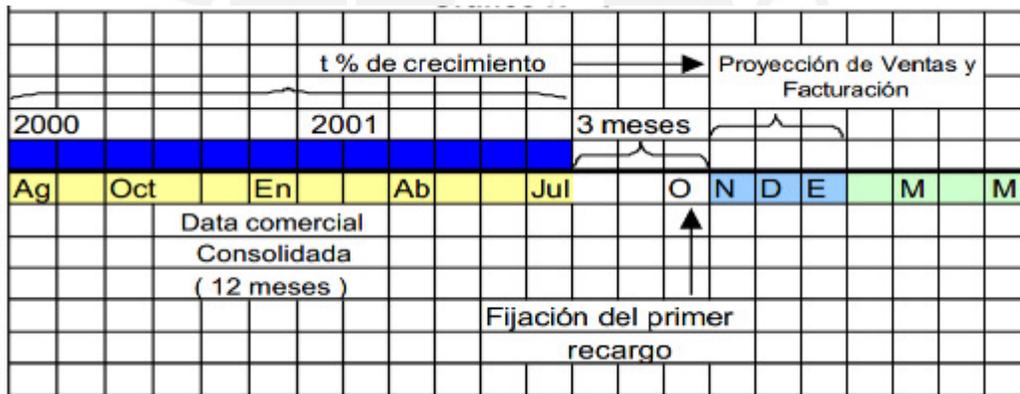
²⁹ El factor de recargo en el segundo trimestre del 2013 es 1.024 (es decir 2.4% de recargo)

Las transferencias son establecidas trimestralmente, en base a la información alcanzada por las empresas.

La proyección de Ventas para el recargo del FOSE se efectuará a partir de la data histórica de las ventas de un año con lo cual se determinará la tasa de crecimiento media mensual. Asimismo la proyección de la facturación deberá calcularse considerando la tarifa vigente. OSINERG, podrá incorporar al momento de realizar sus cálculos posibles reajustes tarifarios.

Las proyecciones de las ventas (consumos) se efectuarán con la información consolidada de un periodo anual a los 3 meses antes de la vigencia del recargo a determinar, la información desde el inicio del programa tomo en cuenta el intervalo que se muestra a continuación cuyo criterio se mantiene hasta la fecha.

Gráfico N° 31: Proyección del Factor de Recargo FOSE



Fuente: Osinergmin 2001

Así, para fijar el recargo del mes i , mes $i+1$ y mes $i+2$, el cálculo se hará el mes $i-1$ proyectando las ventas de los siguientes tres meses pero con información consolidada al mes $i-4$, siendo i el primer mes del trimestre para el cual se realiza la proyección de ventas y facturación.

En esa misma oportunidad se efectuará el cálculo de las transferencias proyectadas para los meses i , $i+1$ e $i+2$, estableciéndose los montos de transferencia entre las empresas, cuyo desembolso deberá efectuarse dentro de los primeros quince (15) días de los meses $i+1$, $i+2$ e $i+3$ respectivamente.

El FOSE tiene algunas ventajas respecto a esquemas de subsidios usados con anterioridad, como la reducción indiscriminada de tarifas para todos los usuarios, ya que considera la focalización del subsidio por nivel de consumo como una

millones al año, siendo el mayor aporte de los usuarios de Lima orientada a los usuarios de provincias.

En el caso de ADINELSA, atiende al sector rural con cobertura a nivel nacional, en este caso de los 42,125 clientes que posee 41,704 (99%) gozan del FOSE.

Tabla N° 8: Alcance del Fondo de Compensación Social Eléctrico (FOSE) - 2013

Empresa Distribuidora	Ambito Geográfico	Número de Clientes Regulados	Clientes con FOSE (<100 Kwh al mes)	Porcentaje de clientes con FOSE
Adinelsa	Todo el Perú	42,125	41,704	99%
Chavimochic	La Libertad	5,549	4,725	85%
Coelvisac	Ica Lambayeque Lima	1,966	1,303	66%
Edecañete	Lima	30,231	19,156	63%
Edelnor	Lima	1,097,440	429,701	39%
Electro Oriente	Loreto San Martín	186,677	127,289	68%
Electro Pangoa	Junin	1,334	880	66%
Electro Puno	Puno	185,874	154,658	83%
Electro Sur Este	Apurimac Ayacucho Cusco Madre de Dios	326,773	251,334	77%
Electro Dunas	Ayacucho Huancavelica Ica	177,863	105,876	60%
Electro Tocache	San Martín	12,751	12,128	95%
Electro Ucayali	Ucayali	57,667	30,075	52%
Electrocentro	Ayacucho Huancavelica Huanuco Junin Pasco	532,163	420,978	79%
Electronoroeste	Piura Tumbes	335,030	245,980	73%
Electronorte	Amazonas Cajamarca Lambayeque	319,876	136,810	43%
Electrosur	Moquegua Tacna	125,050	75,778	61%
Emsemsa	Lima	7,368	5,122	70%
Emseusa	Amazonas	7,397	5,600	76%
Hidrandina	Ancash Cajamarca La Libertad	577,551	375,507	65%
Luz del Sur	Lima	860,280	154,254	18%
Seal	Arequipa	311,199	185,306	60%
Sersa	San Martín	5,349	4,410	82%
Total		5,207,513	2,788,574	54%

Fuente Osinergmin – Adinelsa - 2013

Fondo de Inclusión Social Energético (FISE)

El Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) fue creado como un Sistema de compensación energética, que permite brindar seguridad al sistema, así como de un esquema de compensación social y de servicio universal para los sectores más vulnerables de la población.

Este programa está orientado a los usuarios de energía eléctrica considerados como vulnerables, para cuyo fin se hace una categorización eléctrica.

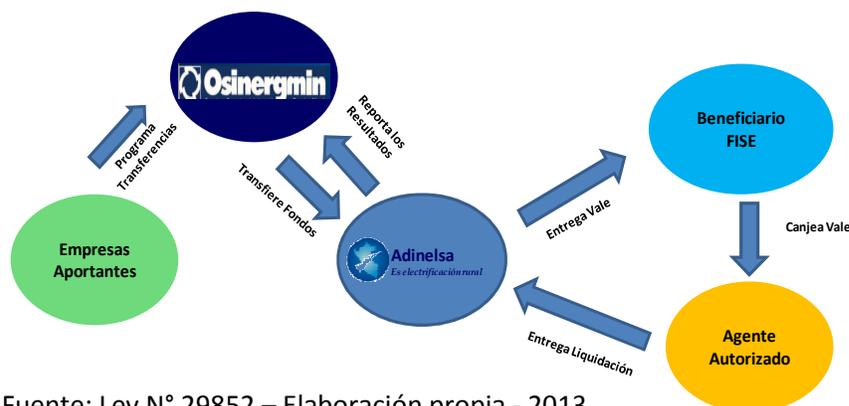
En la aplicación de la compensación social y promoción para el acceso al GLP, de acuerdo al literal d) del numeral 12.3 del artículo 12 del Reglamento de la Ley 29852, las empresas de distribución eléctrica son las encargadas de entregar los Vales de Descuento FISE a los Usuarios FISE que cuenten con suministro eléctrico y cocina a GLP, previo empadronamiento de los beneficiarios potenciales del FISE, ubicados dentro de su área de concesión.

FUNCIONAMIENTO DEL FISE

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica, entregan el vale de descuento por el monto de S/.16 a las personas que se encuentren dentro de los Sectores Vulnerables de la población cuya identificación se haya realizado aplicando los criterios de categorización establecidos en la Ley. Dichas personas se dirigen a los Agentes Autorizados de distribución de GLP a fin de adquirir un balón de GLP portando el vale obtenido y cancelando solo la diferencia del precio de mercado.

El Agente Autorizado, traslada dichos vales a la empresa distribuidora quien hace la redención mediante transferencias bancarias, a su vez la indicada empresa solicita a Osinergmin (administrador) la devolución con cargo a los fondos obtenidos previamente de las empresas aportantes (clientes libres, distribuidores de gas, etc.).

Gráfico N° 33: Flujograma del FISE - 2013



Fuente: Ley N° 29852 – Elaboración propia - 2013

BENEFICIARIOS DEL FISE

Ser usuario residencial de electricidad con consumo promedio mensual calculado sobre la base de los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura, menor o igual a 30 Kwh, que cuenten con una cocina a GLP y se encuentren en situación vulnerable.

LABOR DEL OSINERGMIN

El Osinergmin es el encargado de la administración por dos años, luego del cual transferirán las funciones al Ministerio de Energía y Minas.

Como administrador elabora los procedimientos, efectúa los ajustes a las normatividad y cumple el rol de gestor de registro de hidrocarburos y formalización de los agentes autorizados para la distribución de GLP.

Por otro lado, cumple con su rol de supervisor y fiscalizador, cautelando la calidad del padrón de beneficiarios, cumplimiento de la cobertura, liquidación de los vales de descuento y atención de denuncias.

EFFECTO EN LA ELECTRIFICACION

Siendo el GLP un sustituto energético de la energía eléctrica es de predecir su afectación. En las zonas rurales el GLP tiene una incidencia directa sobre el consumo de la leña, permitiendo disminuir considerablemente efectos de talas de arboles, contaminación, mejoras en la salud, higiene, etc. Sin embargo aún en menor escala afecta el consumo de energía eléctrica al verse sustituida en los usos de calefacción, sobre todo para fines artesanales.

Pero la afectación más importante es la disminución del consumo de energía eléctrica por parte de los clientes, quienes en su afán de ser beneficiarios del FISE tratan de acondicionar su consumo dentro del rango menor a 30 kwh; si bien esta alternativa podría hacerse haciendo más eficiente el consumo (ejm. uso de lámparas ahorradoras), en muchos de los casos es simplemente la restricción por el consumo eléctrico en desmedro del aprovechamiento de sus bondades y en perjuicio de los objetivos de desarrollo del Plan de Electrificación Rural del Perú. Este hecho es considerado sobre todo como una sustitución económica, pues el pago mensual promedio de un cliente rural por el consumo de energía eléctrica es aproximadamente S/.12.8 y el beneficio del FISE es S/.16.00, por lo que tiene incentivos a sacrificar un tanto el consumo de energía eléctrica lo cual le permitirá obtener un beneficio superior a su costo total mensual.

Por otro lado, se ha notado el fraccionamiento del consumo de energía eléctrica de un predio en dos suministros, siempre con el objeto de ser beneficiario del FISE

(consumo menor a 30 kwh), es decir un suministro con consumo mensual entre 30 kwh y 60 kwh es dividido en 2 suministros lográndose el objetivo. Este hecho no disminuye el consumo del predio original, pero a la empresa distribuidora le irroga efectuar una instalación adicional que no generará valor en términos de incrementos de consumo, es decir obtendrá incremento de clientes pero no del consumo total lo cual afecta a su indicador “consumo unitario” que tiende a la baja.

Así mismo, el FISE ha propiciado el incremento de suministros eléctricos en predios parcialmente construidos, dotados de cocina con GLP pero inhabitados, teniendo una lámpara ahorradora encendida permanentemente para justificar el registro del consumo. Con dicha acción el ficticio cliente logra un beneficio mensual de S/16.00 es decir al año S/.192.00 con lo cual fácilmente financia la compra de la cocina y gastos de acondicionamiento del predio antes abandonado. De lo indicado, el FISE genera incentivos perversos en desmedro del uso eficiente de la energía eléctrica, lo cual debe corregirse con medidas restrictivas que complementen y/o corrijan la norma o en suma la aplicación de una supervisión minuciosa que permita detectar estos casos, no obstante dispuesto a asumir los costos necesarios.

Mecanismo de Compensación entre Sistemas Interconectados por el precio único a nivel de Generación (PNG)

Inicialmente los precios regulados para las actividades de generación, transmisión y distribución, se realizaban bajo los criterios de precio marginal y precios en barra, a partir del cual dependiendo de la topología de la red se efectuaban cálculos de extensión de línea hasta los puntos de transacciones de energía y potencia.

Luego de que se desregulara la actividad de generación, los precios en este segmento se han regido por la oferta y demanda, es decir los precios aplicados eran resultados de las licitaciones convocadas por los distribuidores. Este mecanismo variable de por sí debería trasladarse al distribuidor y en consecuencia a los clientes finales, lo cual socialmente generaría una heterogeneidad de precios en sistemas eléctricamente semejantes.

Con la finalidad de estabilizar el efecto rebote de la variabilidad de los precios en los clientes finales como consecuencia de los precios de generación, ha sido preciso implementar un mecanismo de precio único que satisfaga el equilibrio social, pero además no afecte a los resultados económicos de los agentes. Para el efecto se creó el precio único a nivel de generación PNG cuyas características se describen a continuación.

El Precio a Nivel Generación, PNG, es uno de los tres componentes principales de la tarifa que se aplica los consumidores finales de electricidad conectados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, SEIN, y que son sujetos a regulación

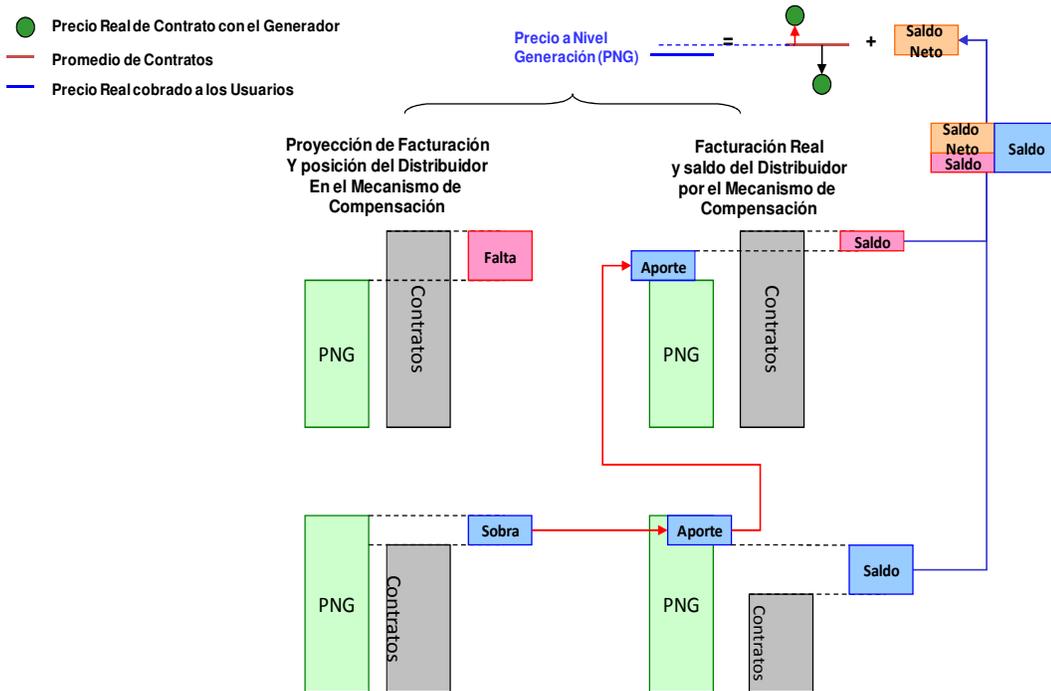
de precios por la energía o potencia que consumen. El PNG es calculado como el promedio ponderado de los precios de los Contratos sin Licitación y los de Contratos resultantes de las Licitaciones de suministro eléctrico.

La idea principal es evitar que el impacto de la variabilidad de precios originada en la actividad de Generación como consecuencia de la competencia, no se refleje hacia los clientes finales conectados al sistema de distribución; dicho en otros términos estos últimos clientes simulan tener la tarifa en barra artificialmente. Para lograrlo el Artículo 29º de la Ley N° 28832, que creó el PNG, dispone el establecimiento de un mecanismo de compensación entre Usuarios Regulados del SEIN, con la finalidad que el PNG sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión.

Según lo indicado por el lado de las empresas, las que lograron un menor precio trasladan los excedentes a las empresas que obtuvieron precios más altos en el momento de la licitación. Este mecanismo sin bien permite estabilizar el precio en el lado de la distribución, no es muy atractivo para las empresas pues no gozan de la eficacia de su negociación.

Los procedimientos para el cálculo del PNG y los programas de transferencias del mecanismo de compensación son presentados trimestralmente por el órgano regulador Osinergmin.

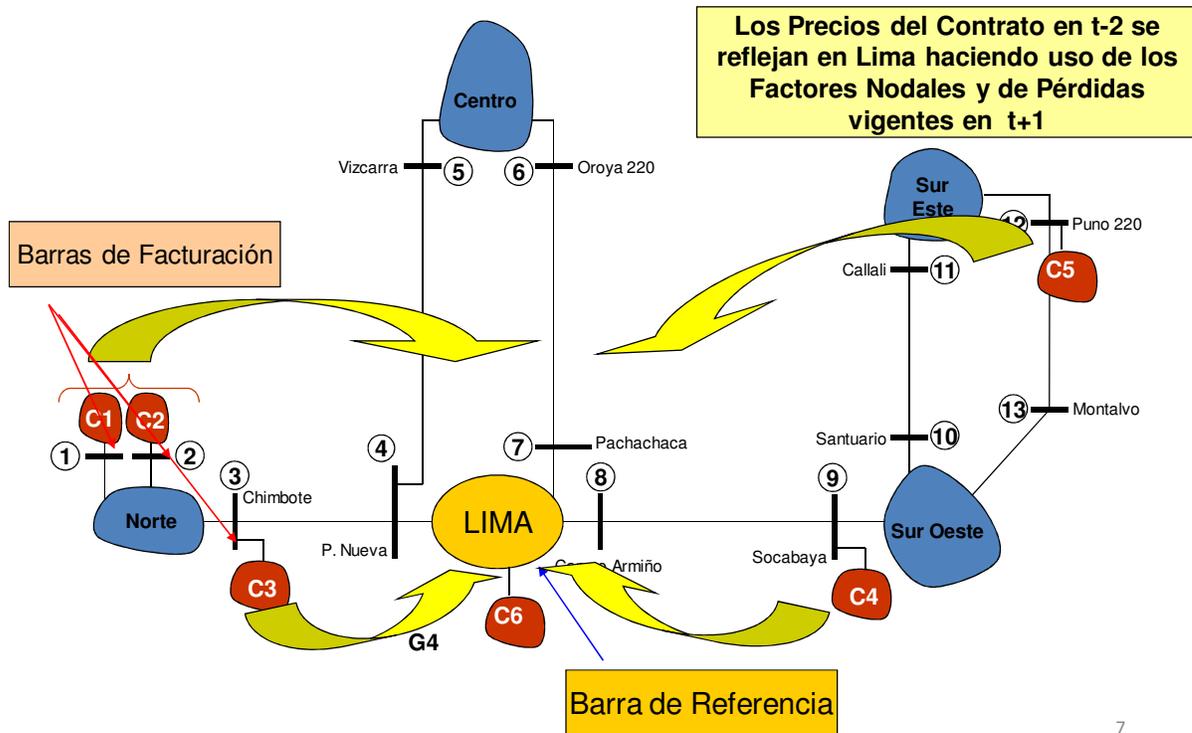
Gráfico N° 34: Precio a Nivel de Generación (PNG)



Fuente: Osinergmin - 2012

Los precios de las distintas barras de facturación se reflejan a la Barra de Referencia de Lima utilizando los factores nodales de pérdidas, Así:

Gráfico N° 35: Factores Nodales de Pérdidas



Fuente: Osinergmin - 2012

III.4.3 Usos Productivos

Por su lado los usos productivos de la electricidad, han permitido reducir costos y contribuir al incremento de la productividad en zonas rurales, dando valor agregado a la producción mediante la aplicación productiva de energía.

En el Perú a la fecha se han desarrollado tres (3) Pilotos en el ámbito de la empresa Electro Sureste (Cusco), se trabajaron 11 proyectos productivos, incorporando 1508 Unidades Productivas Familiares (UPF).

En la zona de concesión de la empresa Electro Centro (Junín) se trabajaron nueve proyectos productivos con 912 UPF; y en el Área Rural Electrificada de ADINELSA

en la Región Lima se trabajaron 7 proyectos productivos incorporando otras 904 UPF. El 46% de UPF es liderada por mujeres.

Así mismo, se encuentran en desarrollo cinco consultorías para la promoción de los usos productivos en las áreas electrificadas de las empresas Electro Sureste, SEAL, Electro Centro, Electro Oriente y Electro Puno; adicionalmente, 5 consultorías se encuentran en proceso de concurso, cuyo inicio sería en los primeros meses del 2012. Con estas consultorías se proyecta incorporar 15,000 UPF al uso productivo de electricidad.

La incorporación de la electricidad en los procesos productivos mejora la rentabilidad y rendimiento, incrementa la calidad de los productos y los precios finales. Por su parte, las distribuidoras se benefician con mayores demandas de energía y mejor distribución de carga.

Los objetivos definidos son:

- Incrementar las oportunidades para la generación de ingresos y una mejor calidad de vida de la población de las comunidades rurales electrificadas como una herramienta importante en la lucha contra la pobreza.
- Incentivar el mayor aprovechamiento de la infraestructura eléctrica existente a través de la promoción de los usos productivos de este servicio.
- Diseñar y validar una metodología eficaz y replicable para la promoción del uso productivo de la electricidad en zonas rurales electrificadas.

III.4.4 Metas y Objetivos

Para atender las necesidades de desarrollo energético en las zonas rurales del Perú, y cumplir con los objetivos previstos, debemos:

- Lograr que en los próximos 10 años cerca de 6.2 millones de familias cuenten con acceso a los servicios públicos de electricidad.
- Impulsar el desarrollo rural de las zonas más alejadas, con mayor predominancia de proyectos a base de infraestructura que utiliza energías renovables.
- Ubicar al país en el ámbito latinoamericano en el primer tercio de países con el más alto índice de cobertura eléctrica.
- Realizar intervenciones articuladas con otros programas sociales orientadas al cierre de brechas de infraestructura básica.

Desde mediados del año 2006 y hasta noviembre del año 2011, la ejecución de obras de electrificación rural, ha permitido que casi 3 millones de habitantes hayan sido beneficiados con la dotación del servicio eléctrico.

Para lograrlo, se ha invertido un monto de US\$ 2 000 millones, que comprenden la instalación de Líneas de Transmisión, Sistemas Eléctricos Rurales, Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, Grupos Térmicos y Programas de Paneles Solares.

En estos últimos años, se ha dado un gran impulso a la electrificación rural, con presupuestos asignados a la DGER/MEM que se han incrementado año a año.

IV METODOLOGIA

Para efectuar la evaluación de propuestas que permita el Acceso Universal y Sostenibilidad del Servicio Universal, evaluaremos la viabilidad mediante el uso de herramientas económicas que garanticen una eficiente inversión, acompañado de mecanismos que posibiliten su sostenimiento. Dichos mecanismos deberán tener en cuenta la disponibilidad de pago del poblador rural, cautelando la mínima generación de distorsión económica.

Se considerará los aspectos técnicos y sus limitaciones, que eviten proponer alternativas económicamente viables pero que por aspectos técnicos no sean aplicables.

IV.1 Elaboración de la matriz tecnológica para la electrificación rural

Para poder comparar las alternativas de mejora y que coadyuven a tomar una mejor decisión respecto a la tecnología que debe implementarse en la electrificación rural, efectuaré el análisis de cada una de ellas, así:

- Extensión de red para interconectarse al SEIN (Sistema Interconectado Nacional).
- Instalación de una Mini Central Hidroeléctrica.
- Instalación de una Mini Central Térmica.
- Instalación de un Sistema Fotovoltaico (panel solar).

No se considera los efectos de los subsidios y compensaciones.

IV.2 Diseño Metodológico de alternativas de infraestructura

Extensión de red para interconectarse al SEIN (Sistema Interconectado Nacional)

Los sistemas de distribución eléctrica rural están compuestos de líneas de sub transmisión (22.9KV), redes primarias de media tensión (22.9KV), sub estaciones de distribución (22.9/0.38-0.22KV) y redes secundarias de baja tensión (0.38/0.22

KV). El transporte de energía en el nivel 22.9 KV es técnica y económicamente viable hasta una longitud de 100 km. y la distribución de baja tensión no puede extenderse más de 0.5 km, desde la sub estación de distribución.

Si existen localidades fuera del alcance de las redes existentes, se deberá tomar en cuenta los parámetros antes indicados; de sobrepasar las distancias estimadas se deberá proyectar una Línea de Transmisión en 60 KV, con los consecuentes incrementos de costos.

La potencia de la demanda considerada es de 0.2 kw por usuario, lo cual le permite hacer uso de: tv, radio, refrigerador, iluminación adecuada, licuadora, etc., para poder adecuarse a requerimientos de uso productivo como electrobombas para extraer agua con fines agrícolas, molinos de granos, curtiembre de cueros, tejidos, sistemas de calefacción, etc. será necesario considerar potencias de hasta 5 kw por usuario.

Tabla N° 9: Costo de Electrificar una Vivienda en el Perú

N°	PROYECTOS	INVERSION TOTAL (S/.)	LOCALIDADES	POBLACION BENEFICIADA	S./Vivienda
1	AMAZONAS	2,813,104	54	2,023	1,391
2	ANCASH	2,552,534	41	2,020	1,264
3	APURIMAC	2,456,922	27	2,187	1,123
4	AREQUIPA	3,459,094	31	3,504	987
5	AYACUCHO	9,082,605	120	6,625	1,371
6	CAJAMARCA	18,900,640	140	14,392	1,313
7	CUZCO	10,414,617	86	8,003	1,301
8	HUANCAVELICA	5,286,636	79	3,772	1,402
9	HUANUCO	18,206,837	162	21,331	854
10	JUNIN	23,704,964	192	19,004	1,247
11	LAMBAYEQUE	3,234,403	42	3,315	976
12	LIMA	6,538,366	86	6,184	1,057
13	LORETO	3,311,165	32	4,835	685
14	MADRE DE DIOS	4,947,698	36	3,710	1,334
15	PASCO	13,141,047	144	9,779	1,344
16	PIURA	3,340,457	37	2,968	1,125
17	PUNO	29,235,632	270	18,876	1,549
18	SAN MARTIN	2,642,663	20	2,495	1,059
19	TACNA	366,426	5	225	1,629
20	TUMBES	358,438	9	248	1,445
21	UCAYALI	308,618	5	390	791
	TOTAL	164,302,866	1,618	135,886	1,209

Fuente: PNER-MEM-2011

El costo de electrificar una vivienda con redes en el Perú es entre S/. 791 y S/. 1,629 como se muestra en el cuadro siguiente.

La diferencia de los costos se debe al grado de dispersidad de las poblaciones, a razón de ser más alta cuanto más dispersas son.

Esta alternativa permite además ser potenciada mediante los refuerzos técnicos para ampliar su capacidad y ser rápidamente adecuada para usos productivos.

El precio de la energía es regulada, siendo un Sistema Eléctrico Rural (SER), oscilan entre 0.67-0.71 S/. por cada kwh³⁰, más un cargo fijo de S/. 3.57 que cubre los gastos administrativos de: toma de lectura, reparto de recibos y gestión de cobranza. El consumo promedio per cápita rural se encuentra en 12.5 kwh-mes, con lo cual la facturación promedio por cliente es de S/.9.86 mes, incluido IGV.

Instalación de una Mini Central Hidroeléctrica

La mini central hidroeléctrica se construye para abastecer de energía eléctrica a un sistema aislado siendo su producción dependiente de la demanda de dicho sistema eléctrico; la construcción de este tipo de centrales eléctricas, está supeditado a la disponibilidad de las fuentes hidráulicas y geografía, que permita una caída adecuada para el aprovechamiento de la energía mecánica necesaria para el movimiento de las turbinas.

Las potencias en estos casos varían desde 50 kw hasta 680 kw, para casos de potencias mayores es imperativo estar incorporado al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), pues su retorno de inversión no es sostenible en caso sea dependiente de la demanda de un sistema aislado.

Para potencias menores, es posible su sostenimiento económico, en función solo a la demanda distribuida; en caso de no serlo, se hace uso de los mecanismos de subsidios cruzados provenientes de usuarios conectados a los sistemas interconectados. A este tipo de generación se denomina generación distribuida y gestionada de manera adecuada permite obtener beneficios como:

- Aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) del Perú.
- Reducir la generación con fuentes térmicas.
- Reducción de la contaminación.
- Utilización del agua residual de la agricultura.

³⁰ Fuente: Pliegos tarifarios de Osinergmin – octubre 2013.

- Promoción de la energía limpia.
- Evitar déficit de energía en el Perú.

Gráfico N° 36: Vista de Mini Central Hidroeléctrica



Fuente: CH Gorgor – Lima - Adinelsa

Instalación de una Mini Central Térmica

La central térmica, es una alternativa de rápida instalación con costos reducidos de inversión, pero que sin embargo irroga altos costos operativos, sumados a ello altos costos sociales de contaminación ambiental.

Se constituye en una alternativa inmediata y que puede manifestar su operación a corto plazo teniendo la posibilidad de ser reubicado en cuanto se disponga de otra fuente más sostenible, de esta manera se facilita la aplicación de la matriz tecnológica en el tiempo.

Gráfico N° 37: Vista de una Mini Central Termoeléctrica



Fuente: CT Santa María de Nieva – Cordorcanqui - Amazonas

Según los estudios económicos que sustentan la tarifa eléctrica fijada por el Osinergmin, el costo desde una fuente alternativa a la red es de S/. 1.93 por cada kwh, conocida también como costo de racionamiento³¹, en el entendido que es la alternativa térmica es la fuente inmediata al cual acude el cliente ante una interrupción del servicio eléctrico.

El combustible que usa es el diesel 2, cuyos costos se ven incrementados aún más según la lejanía de su transporte.

Instalación de un Panel Fotovoltaico

Los paneles fotovoltaicos son equipos que transforman la luz solar en electricidad, son fácilmente adaptables a cualquier tipo de vivienda, no dependen de redes eléctricas en media o baja tensión. Además no producen gases contaminantes, ruidos, o residuos y sin embargo la energía que producen es gratuita.

Es una fuente de muy reducido costo de inversión, es localizado a nivel de domicilio (no requiere de redes de baja tensión), pero con mucha limitación en la potencia que suministra, pues los estándares domiciliarios utilizados actualmente son de 50 w y 80w. Con dicha potencia es posible utilizar. Un tv (blanco y negro o colores LCD), radio grabador, cargador de celular y 2 lámparas de 7w, sin posibilidad de promocionar usos productivos.

Gráfico N° 38: Típica Instalación de SFD Rural



Fuente: San Juan de Pacoyán – Cerro de Pasco - 2013

³¹ Resolución Osinergmin 053-2013 OS/CD

Como los paneles solares transforman directamente la luz del sol en electricidad, la potencia generada será directamente proporcional con la cantidad de luz que le llega y el ángulo de incidencia sobre el panel.

Por lo indicado, es preferente su instalación en aquellas zonas geográficas que registran una buena radiación solar, en el Perú el Ministerio de Energía y Minas ha elaborado un mapa solar, en la que se ha identificado las zonas con mayor incidencia.

El costo operativo y de sostenimiento todavía resulta alto, comparado con otras tecnologías alcanzando un costo aproximado de S/38.00 por cliente al mes.

Su costo de instalación es de US\$ 1,120.00 por predio y la tarifa regulada por Osinergmin (BT8), es de S/. 36.00 mes bajo un criterio de consumo fijo mensual.

La fuente de energía primaria proviene del sol, considerada fuente renovable, por lo que está en línea con los criterios ambientales que rigen las políticas energéticas mundiales y los objetivos del milenio.

IV.3 Acondicionamiento del FOSE

Con la finalidad de garantizar la sostenibilidad de la infraestructura, es necesario que las empresas obtengan ingresos suficientes para cubrir los costos de inversión, operación y mantenimiento. Este ingreso será el reflejo de las tarifas provenientes de un eficiente reconocimiento del Valor Agregado de Distribución (VAD).

Si bien las tarifas altas otorgan una garantía a la sostenibilidad, se debe tener en cuenta la capacidad de respuesta por parte del poblador rural, allí es donde se presenta el problema de la insuficiente disponibilidad de pago por parte del consumidor. De manera que ocurriría un nodo energético no utilizado, en desmedro del objetivo de brindarle al poblador rural oportunidades de desarrollo.

Por lo indicado resulta imprescindible entonces generar mecanismos que propicien mayores ingresos a las empresa y a la vez no impacten sobre el cliente. Ello es posible lograrlo a corto plazo mediante el acondicionamiento del FOSE, previsto en la Ley de Electrificación Rural N° 28749 que en su Art° 14 establece “El Ministerio de Energía y Minas podrá adecuar los parámetros de aplicación del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) de acuerdo a las necesidades de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER), respetando lo establecido en la Ley N° 28307, y sus normas modificatorias.

Mediante Resolución Osinergmin 203-OS/CD, recientemente se ha establecido los nuevos valores del VAD para los SER, habiéndose incrementado aproximadamente en un 300% respecto al VAD de la regulación anterior (2009-2013), este hecho debe merecer un ajuste del FOSE que permita atenuar el impacto al cliente final, siendo concordante con las facultades otorgadas al Ministerio de Energía y Minas para dicho fin.

La Ley N° 28307, ha establecido los porcentajes de descuento, las mismas que deben ser afectadas por unos factores de corrección a favor de los SER, para el efecto se hará las simulaciones correspondientes a fin de determinar su valor, las mismas que se muestran en el capítulo V.

V RESULTADOS Y PROPUESTAS DE MEJORA

V.1 Para el Acceso a la Energía

V.1.1 Resultados Económicos de las Alternativas de la Matriz Tecnológica

Es de vital importancia que un eficiente planificador tenga los criterios necesarios que le permitan emplear la tecnología más conveniente en base a las características del mercado objetivo. De manera análoga a la utilización eficiente de una matriz energética, es importante también hacer uso de la tecnología más conveniente, traducida en lo que debería ser una **Matriz tecnológica**.

Con la finalidad de evaluar cada una de las alternativas anteriormente comentadas, se ha establecido algunas premisas:

- a) Evaluación en base a la distancia de una zona electrificada.
- b) Nivel de dispersión entre clientes 30 m.
- c) Consumo promedio por cliente 12.5 kwh-mes³².
- d) N° de clientes: 1,000 y 2,000.

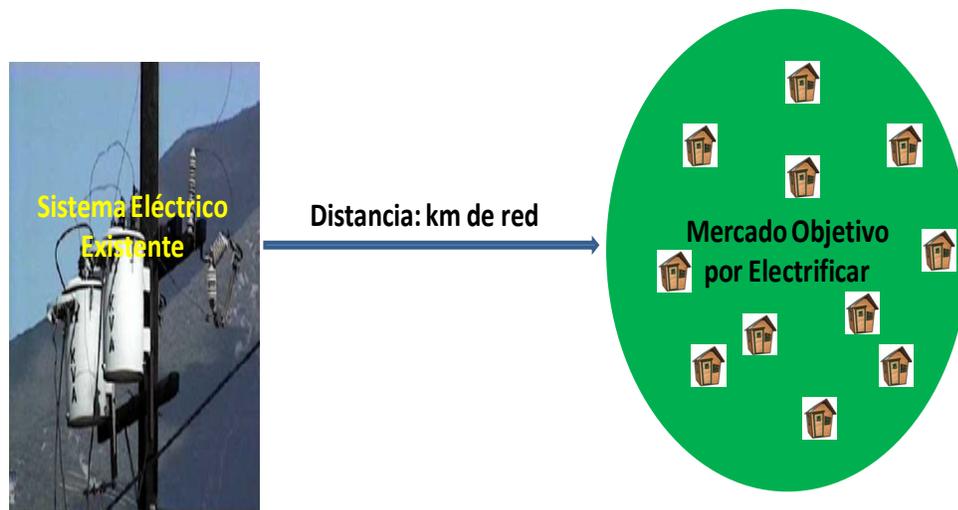
Con esta información base se han calculado los costos de la infraestructura anualizados a 30 años, con una tasa de retorno del 12%³³, y los costos de operación y mantenimiento (O&M) con una tasa de crecimiento del 2%, en consecuencia de las variaciones tarifarias de compra de energía y actividades de O&M.

³² Consumo promedio en zonas rurales del Perú – Fuente ADINELSA

³³ Según Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844

Para el cálculo del costo anual se ha utilizado la función pago o VAUE, el mismo que integra los costos de inversión y costos operativos.

Gráfico N° 39: Evaluación según distancia de un Sistema Electrificado



Fuente: Elaboración propia - 2013

La idea es mostrar, cual será la tecnología más conveniente que el estado debe ofrecer al cliente solicitante, en base al mínimo costo. No se ha considerado los ingresos, pues esto será consecuencia de las políticas tarifarias que aplique el órgano regulador y dependiendo si están por encima o debajo de los costos, se podrá utilizar mecanismos de compensación que asimilen las distorsiones, a las empresas y clientes finales.

Según la evaluación de sostenibilidad que efectúe el SNIP, y en caso los proyectos no reflejen resultados positivos, las inversiones podrán ser apalancados con fondos públicos (inversión hundida), de tal manera que se cumpla con los objetivos y fines de llegar al poblador rural con electricidad.

De manera que la evaluación, responde al análisis estricto de costos, pues inciden directamente en la disponibilidad presupuestal del ente encargado de su construcción (Ministerio de Energía y Minas, Empresas Distribuidoras, Gobiernos Regionales o Gobiernos Locales).

Bajo las premisas antes señaladas, se ha efectuado los cálculos para el escenario de 1,000 clientes:

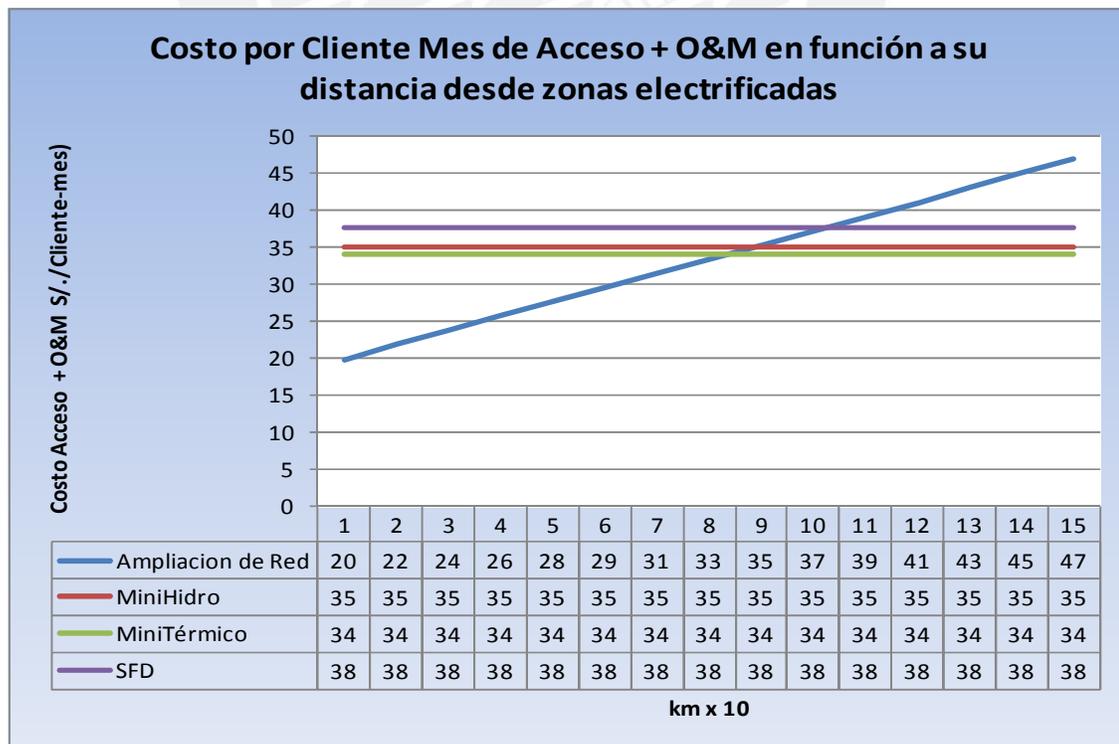
Tabla N°10: Costo del servicio de energía eléctrica para 1,000 clientes

Distancia desde Zona Electrificada (km)	Costo Infraestructura + O&M por Cliente-Mes (S./)			
	Ampliacion de Red	MiniHidro	MiniTérmico	SFD
10	20	35	34	38
20	22	35	34	38
30	24	35	34	38
40	26	35	34	38
50	28	35	34	38
60	29	35	34	38
70	31	35	34	38
80	33	35	34	38
90	35	35	34	38
100	37	35	34	38
110	39	35	34	38
120	41	35	34	38
130	43	35	34	38
140	45	35	34	38
150	47	35	34	38

Fuente: Elaboración propia - 2013

Los cálculos mostrados en la tabla, se muestran en los anexos 1, 2 y 3.

Gráfico N° 40: Costo del servicio de energía eléctrica para 1,000 clientes



Fuente: Elaboración propia - 2013

Los valores, corresponden a los costos que representa otorgarle el servicio de energía eléctrica a cada cliente en un mes, dicho valor incluye la infraestructura, operación & mantenimiento y la energía eléctrica propiamente.

Como se puede apreciar, la alternativa de ampliación de red, tendrá una variación en función a la distancia desde una zona electrificada, mientras que las alternativas de MiniHidro, MiniTérmico y SFD se mantienen constantes pues sus costos no dependen de dicha componente.

Del Gráfico, se puede deducir que para atender requerimiento de localidades con 1,000 usuarios y un consumo proyectado de 12.5 kwh-mes, hasta 60 km es eficiente efectuar ampliaciones de red desde las zonas actualmente electrificadas.

Para distancias superiores a 60 km, será mejor la instalación de una central térmica, no obstante a sus altos costos operativos resulta más eficiente para la demanda prevista. Luego algo más alejado se ubica la alternativa de la MiniHidro y al final como última alternativa la instalación de paneles solares.

Para verificar las variaciones que se puede generar cuando se incrementan los clientes, se efectuó los cálculos para 2,000 clientes. Se determinó los valores que se muestran a continuación:

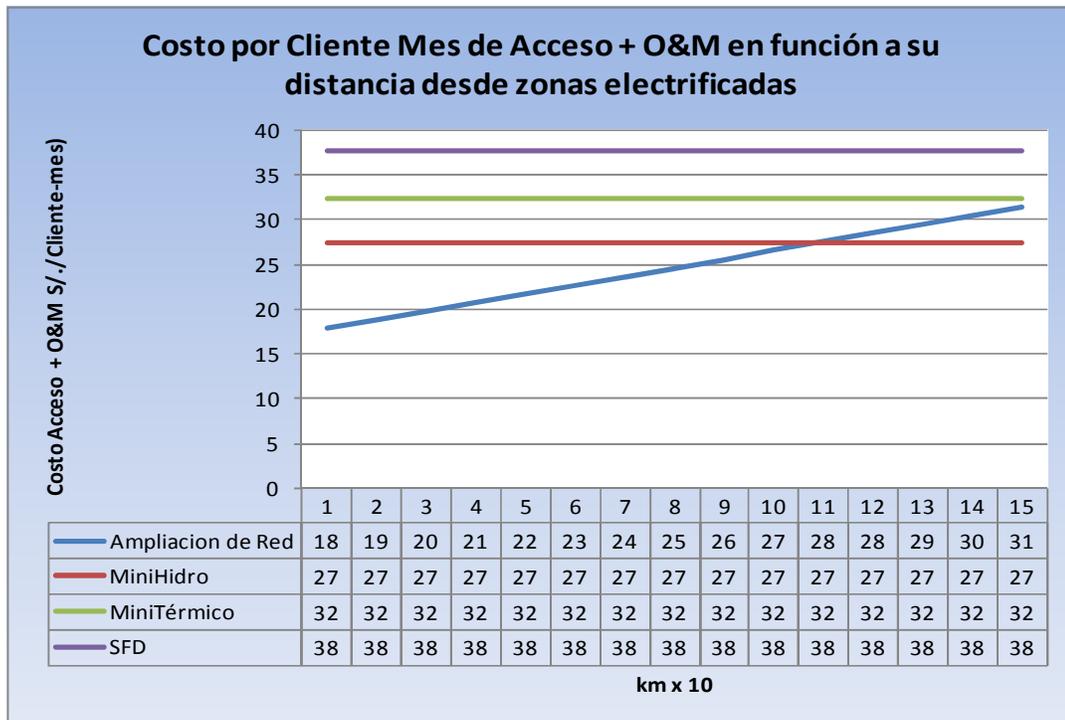
Tabla N°11: Costo del servicio de energía eléctrica para 2,000 clientes

Distancia desde Zona Electrificada (km)	Costo Infraestructura + O&M por Cliente-Mes (S/.)			
	Ampliacion de Red	MiniHidro	MiniTérmico	SFD
10	18	27	32	38
20	19	27	32	38
30	20	27	32	38
40	21	27	32	38
50	22	27	32	38
60	23	27	32	38
70	24	27	32	38
80	25	27	32	38
90	26	27	32	38
100	27	27	32	38
110	28	27	32	38
120	28	27	32	38
130	29	27	32	38
140	30	27	32	38
150	31	27	32	38

Fuente: Elaboración propia - 2013

Los costos unitarios por cliente, en todos los casos excepto SFD, disminuyen. En el caso de SFD por ser una instalación independiente y domiciliaria no tiene impacto con el incremento de clientes, es decir los costos unitarios serán los mismos, por lo que con 1,000 ó 2,000 clientes sus valores unitarios son los mismos.

Gráfico N° 41: Costo del servicio de energía eléctrica para 2,000 clientes



Fuente: Elaboración propia - 2013

Con 2,000 clientes, la ampliación de red eléctrica resulta eficiente hasta 100 km, a partir del cual se deberá priorizar la construcción de una Mini Central Hidroeléctrica.

En el caso anterior resultaba en prelación más conveniente la Central Térmica, sin embargo podemos apreciar que en la medida que se incremente la demanda como consecuencia del incremento de clientes ya no resulta eficiente, entonces cede su lugar a la MiniHidro.

Sin embargo la alternativa MiniTérmico, no está muy alejado, pudiendo ser la alternativa contingente, en caso que por razones de escases de recurso hidrológico o geografía la MiniHidro no sea viable.

La alternativa de la instalación de paneles solares, de momento se sigue manteniendo en última prioridad, cabe indicar que este nivel de análisis se sigue manteniendo los niveles de dispersión bajo las premisas iniciales.

Es importante señalar que una red de 22.9 kV, materia de la evaluación, tiene una limitación técnica, y es que puede operar eficientemente hasta los 100 km., posteriores a dicha distancia presentará problemas de estabilidad, encarecimiento de limpieza de vías, máxime si están ubicados en zonas tropicales con alta vegetación, traduciéndose en permanentes interrupciones del servicio de energía eléctrica.

Un ejemplo de este tipo de ineficiencia se presenta en la Línea de Sub Transmisión 22.9 kV Muyo - Nuevo Seasmé, en la Provincia de Condorcanqui, con una longitud de 140 km, construido por el Ministerio de Energía y Minas. Los registros de interrupciones de esta línea son a razón de una interrupción semanal, debido a que atraviesa zonas de alta incidencia vegetativa. Además presenta problemas de estabilidad, pese a tener reactores de compensación reactiva a media línea, dicha inestabilidad genera variaciones de los niveles de tensión en perjuicio de los artefactos domésticos.

Por las razones expuestas, a partir de 100 km, no se evaluará la alternativa de ampliación de red, quedando solo las alternativas de MiniHidro, MiniTérmico y SFD para posteriores incrementos de demanda.

Gráfico N° 42: Descarte de Alternativa de Red



Fuente: Elaboración propia - 2013

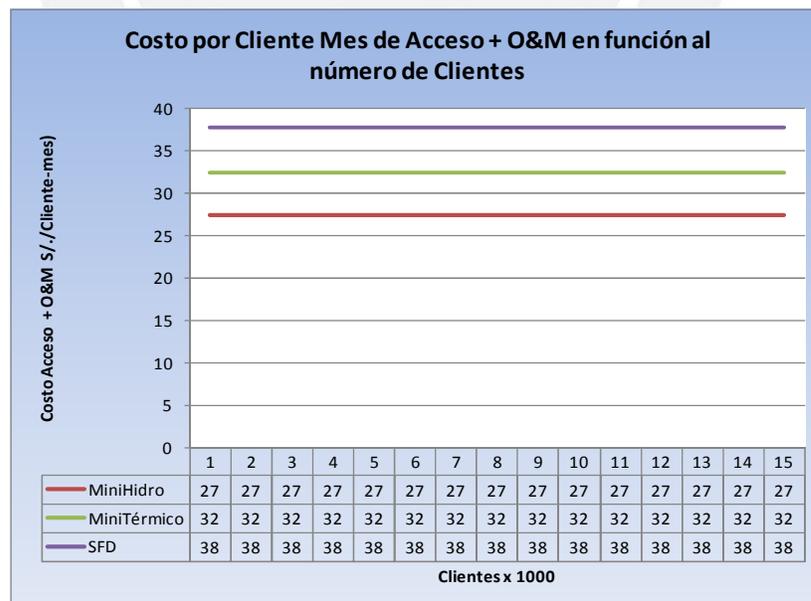
A continuación se presenta los cálculos efectuados en función del incremento de la demanda como consecuencia del incremento de clientes, Así:

Tabla N°12: Costo del servicio de energía eléctrica según número de clientes

Número de Clientes	Costo Infraestructura + O&M por Cliente-Mes (S./.)		
	MiniHidro	MiniTérmico	SFD
1000	27	32	38
2000	27	32	38
3000	27	32	38
4000	27	32	38
5000	27	32	38
6000	27	32	38
7000	27	32	38
8000	27	32	38
9000	27	32	38
10000	27	32	38
11000	27	32	38
12000	27	32	38
13000	27	32	38
14000	27	32	38
15000	27	32	38

Fuente: Elaboración propia - 2013

Gráfico N° 43: Costo del servicio de energía eléctrica – clientes variables



Fuente: Elaboración propia - 2013

El Gráfico nos muestra que independientemente de la demanda, bajo las mismas condiciones de concentración de clientes, los costos unitarios serán los mismos

pues los costos se incrementarán de manera lineal. Entonces es el momento de incorporar la siguiente variable: Grado de Dispersión.

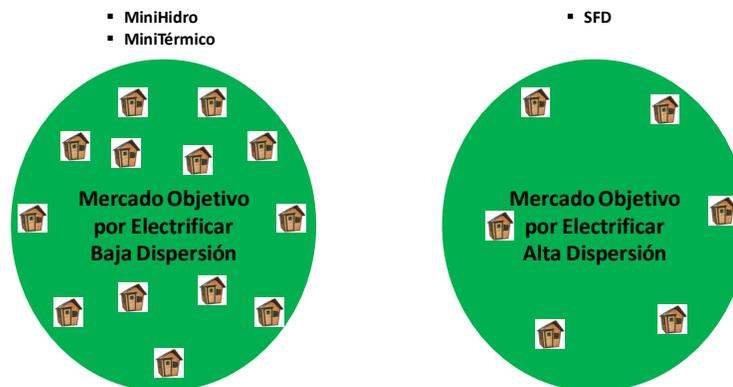
En la medida que los clientes estén más dispersos, para las alternativas MiniHidro y MiniTérmico, significa mayor cantidad de infraestructura y consiguiente incremento de costos de operación & mantenimiento. No así para la alternativa de SFD, entonces a partir de dicha premisa, evaluaremos hasta que nivel de dispersión es eficiente cada una de las alternativas.

Tabla N°13: Costo del servicio de energía eléctrica según el grado de dispersión

Nivel de Dispersión (Distancia entre clientes-metros)	Costo Infraestructura + O&M por Cliente-Mes (S/.)		
	MiniHidro	MiniTérmico	SFD
10	26	31	38
20	27	32	38
30	29	34	38
40	30	36	38
50	32	37	38
60	34	39	38
70	35	40	38
80	37	42	38
90	38	43	38
100	40	45	38
110	41	47	38
120	43	48	38
130	45	50	38
140	46	51	38
150	48	53	38

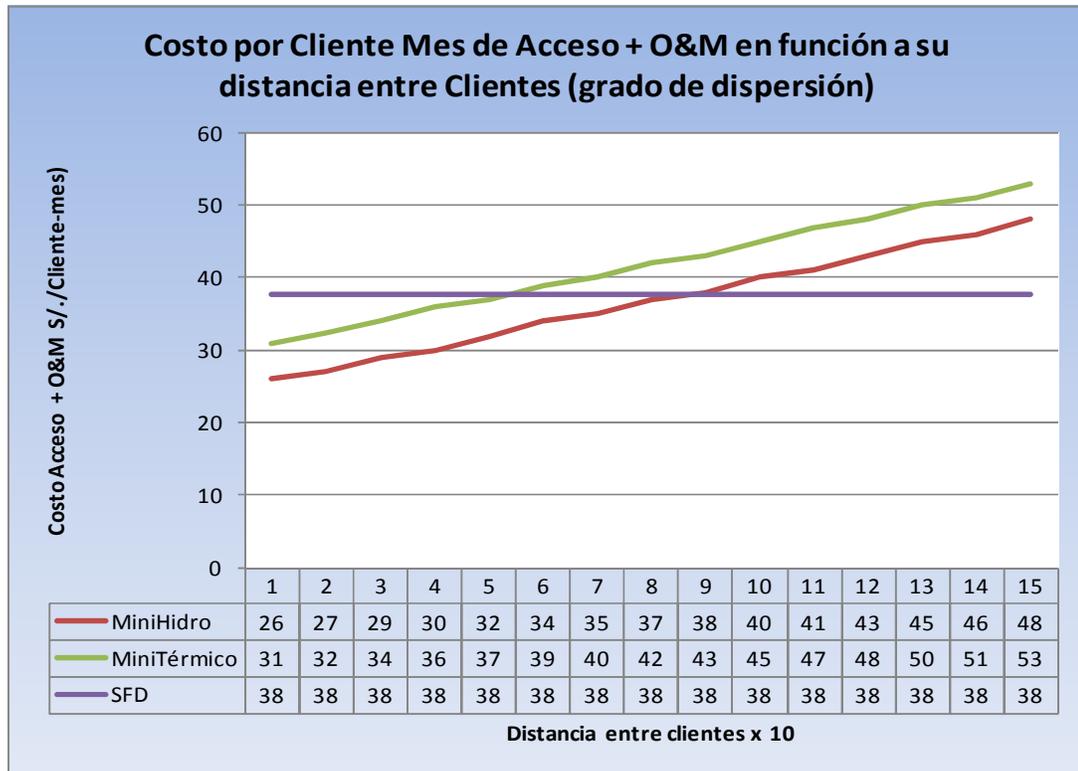
Fuente: Elaboración propia - 2013

Gráfico N° 44: Alternativas Tecnológicas con diferente nivel de dispersión



Fuente: Elaboración propia - 2013

Gráfico N° 45: Costo del servicio de energía eléctrica según grado de dispersión



Fuente: Elaboración propia - 2013

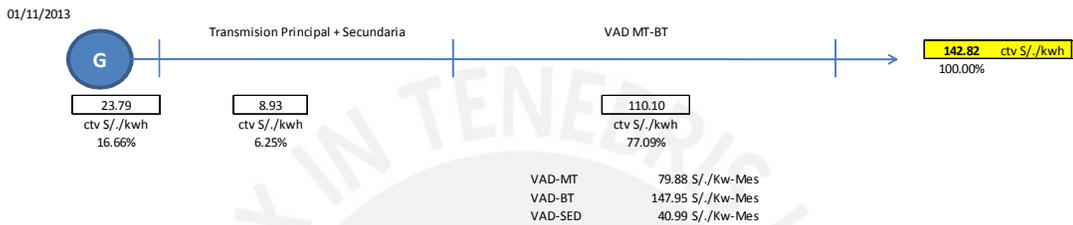
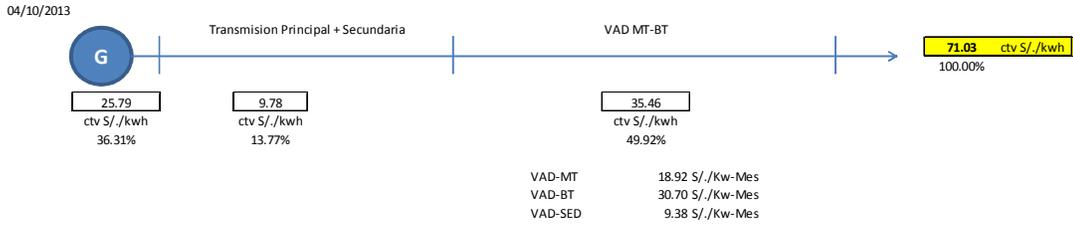
Se concluye entonces, que para distancias entre clientes superiores a 90 metros, la alternativa eficiente es la instalación de Sistemas Fotovoltaicos Domésticos (SFD), pues los costos de la MiniHidro y MiniTérmico resultan superiores, debido a la necesidad de incrementar instalaciones de redes primarias y secundarias, lo cual no ocurre en los SFD.

También se puede percibir que ante la imposibilidad de contar con recursos para la instalación de una MiniHidro, la alternativa eficiente resulta en una Mini Térmica para un grado de dispersión de hasta 50 metros, para distancias superiores se deberá optar por la alternativa de los SFD.

V.1.2 Factor de Acondicionamiento del FOSE

Para los cálculos se ha tomado en cuenta un Sistema Eléctrico Rural (SER) típico, con un consumo promedio representativo, al cual se ha efectuado una simulación con dos pliegos tarifarios: (1) tarifa del 04/10/13 y (2) tarifa del 04/11/13.

Sistema Eléctrico Rural Yauyos



04/10/2013	
CF	3.57
Energía (kwh)	12.50
Energía S/.	8.88
Des.FOSE	-4.44
AP	0.35
Sub Total	8.36
IGV	1.50
Total S/.	9.86

01/11/2013	
CF	4.94
Energía (kwh)	12.50
Energía S/.	17.85
Des.FOSE	-8.93
AP	0.35
Sub Total	14.22
IGV	2.56
Total S/.	16.78

01/11/2013 corregido con ampliacion del FOSE	
CF	4.94
Energía (kwh)	12.50
Energía S/.	17.85
Des.FOSE	-14.73
AP	0.35
Sub Total	8.41
IGV	1.51
Total S/.	9.93

Factor incremental 1.65
FOSE pasa de 50% a 82.5%

CONCLUSION: La facturación al cliente final con consumo promedio de 12.5 kwh-mes, se incrementará en: **70.06%** **0.66%**

Como se muestra en los cálculos, un poblador rural que el mes de octubre 2013, por 12.5 kwh pagaba S/ 9.86, debería pagar desde noviembre 2013 por la misma cantidad de energía S/. 16.78, esto significa un 70.06% de incremento. Este hecho socialmente es insostenible, por ello el FOSE debería ser ampliado al 82.5% para cuyo fin se debe aplicar un factor de **1.65**.

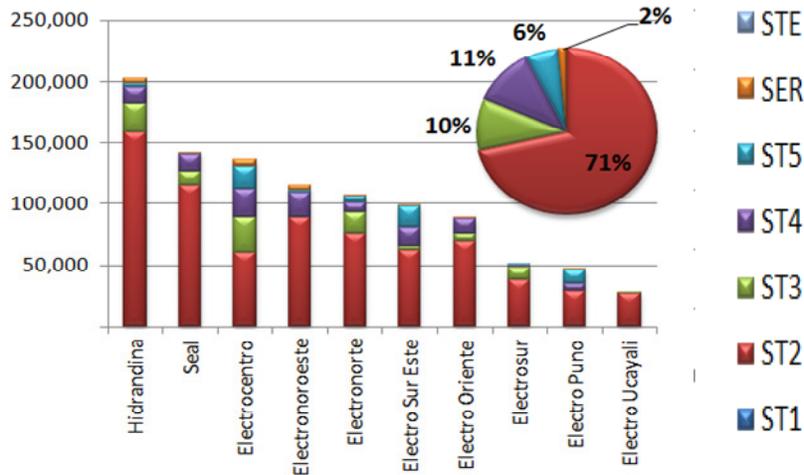
Con este factor de corrección el incremento de 70.06% se reducirá a 0.66%, sin perjuicio de los ingresos para la empresa de distribución.

Los fondos necesarios para cubrir este incremento del FOSE, deberán ser aplicados a las empresas aportantes, para el cual se les otorgará un mayor factor de recargo.

Los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) representan apenas el 2% de todo el mercado nacional, por ende el factor de aporte vigente 1.025 pasaría a ser 1.0251, con lo cual un cliente aportante de 101 kwh que actualmente es facturado con S/. 46.95 pasaría a ser facturado con S/.46.96, este resultado es imperceptible, por lo que la alternativa resulta viable económicamente.

Gráfico N° 46: Facturación por Sector Típico – FONAFE

Miles de US\$ - año



Fuente: Data Pag. Web OSINERGMIN – Año 2012

V.1.2 Financiamiento de infraestructura futura con fondos presentes

Una de las formas de poder contar con los fondos necesarios para ampliar la frontera eléctrica, es que las empresas operadoras lo generen directamente mediante la aplicación de cargos adicionales a los clientes actuales, estos pueden ser introducidos en la tarifa, lo cual le permitirá independientemente potenciar sus recursos económicos para la construcción de nuevas instalaciones sin afectar sus obligaciones actuales.

Este mecanismo fue implementado en ocasión de la construcción de los ductos de gas, habiéndose aplicado a los usuarios de energía eléctrica un cargo denominado garantía de gas, en el entendido que en adelante se verían beneficiados con la reducción tarifaria que genere su explotación en la producción de energía eléctrica. Es así que se remuneró de manera adelantada, es decir antes de la existencia de la infraestructura.

V.1.3 Obras por impuestos

Este mecanismo, permitiría que las empresas que desarrollan actividades de generación y distribución, efectúen la construcción de infraestructura eléctrica con fondos de los impuestos, es decir una aplicación directa de los fondos del estado para fines locales. En realidad este mecanismo dinamizaría fuertemente la distribución de los recursos del estado siendo más equitativo, es decir aplicado

directamente a las localidades que contribuyen con su costo de oportunidad ambiental para la operación de dichas empresas.

La inversión efectuada sería deducible de la liquidación de impuestos que realice la empresa con la Superintendencia de Administración Tributaria (SUNAT). A la empresa no le irroga mayores gastos, por el contrario se beneficia con la tranquilidad social y se constituye como un medio para lograr una discriminación de fondos de manera adecuada.

V.1.4 Asociación Público Privado (APP)

En la actualidad no existe en el sector eléctrico asociaciones público privadas que tengan como objetivo el acceso de la energía eléctrica y su sostenimiento. Se propone desarrollar una regulación que permita su concreción, dado a las ventajas que podríamos estimar.

Las APP permitirán que los agentes privados participen con el financiamiento de la infraestructura y el estado les brindará el soporte normativo, así como la garantía de la demanda que aseguren el retorno de su inversión así como un excedente razonable que viabilice su permanencia.

Uno de los segmentos tecnológicos que podrían merecer esta iniciativa, sería el proyecto de instalación de paneles fotovoltaicos en aquellas zonas donde no es posible de momento implementar otras tecnologías. La empresa se haría cargo de la implementación y la operación sería compartida con las empresas de distribución eléctrica del estado.

Compartición de infraestructura

El Ejecutivo promulgó el viernes 20 de julio la Ley N° 29904 – Ley de Promoción de la Banda Ancha y Construcción de la Red Dorsal Nacional de Fibra Óptica con el fin de impulsar el desarrollo, utilización y masificación del acceso a Internet de forma permanente y a alta velocidad. La norma declara de necesidad pública e interés nacional la construcción de una Red Dorsal Nacional de Fibra Óptica que integre a todas las capitales de provincias del país y el despliegue de redes de alta capacidad que integren a todos los distritos. Todo esto con el propósito de hacer posible la conectividad permanente y a alta velocidad a través de computadoras y equipos móviles.

El capítulo II del Título II de la indicada Ley establece el uso eficiente de la infraestructura desplegada y de los recursos públicos, para la implementación de

la red dorsal nacional; estando comprendida las redes de energía eléctrica, redes de hidrocarburos, redes viales y ferrocarriles. Conforme se señala en su Art°13, las empresas de distribución eléctrica tienen la obligación de compartir las redes bajo su administración sin mediar obstáculo alguno, excepto las medidas de seguridad inherentes a su instalación, operación y mantenimiento. El acceso y uso de la infraestructura se realiza a cambio de una contraprestación que considere la recuperación de las inversiones en las que incurra el distribuidor eléctrico para el acceso, así como contraprestaciones periódicas que remuneren la operación y mantenimiento, incluido un margen de utilidad razonable, para el efecto se utiliza el criterio de costos incrementales.

Los distribuidores de energía eléctrica no pueden efectuar prácticas discriminatorias ó celebrar acuerdos exclusivos con empresas de telecomunicaciones que constituyan conductas anticompetitivas de conformidad con el Decreto Legislativo 1034, Ley de Represión de Conductas Anticompetitivas.

La promoción de la banda ancha permitirá hacer más eficiente la labor operativa de las redes eléctricas con la consiguiente disminución en sus costos, otorgando a su vez mayores facilidades al usuario final en relación a sus posibilidades de efectuar sus reclamos de manera económica y directa desde su localidad a un bajo costo (mensaje de texto, internet, etc.).

V.1.5 Fondos de empresas públicas - problemática de financiamiento

Las empresas públicas particularmente a diferencia de las empresas privadas presentan serias dificultades para el acceso al crédito con el cual financiar sus proyectos de crecimiento que contribuyan a lograr una mayor cobertura. En caso de lograrlo las tasas son elevadas, pues están orientadas a cubrir financiamientos de corto plazo.

Las empresas estatales que cuentan con rentabilidad, colocan sus fondos a la banca a través de subastas por el cual perciben rentabilidades muy bajas.

Recientemente, el FONAFE ha aprobado una directiva mediante el cual las empresas estatales podrán efectuarse préstamos entre ellas, con dicha medida se espera que las empresas que requieran fondos podrán acceder a ellas a una menor tasa, lo cual les permitirá desarrollar proyectos de ampliación de su infraestructura en post de una mayor cobertura y consecuente mayor acceso al servicio de energía eléctrica en beneficio de quienes aún no cuentan con dicho recurso energético.

V.2 Para la Sostenibilidad

V.2.1 Nuevas modalidades de facturación

Tomamos como referencia al mercado de Adinelsa, por ser representativa rural por sus características y tener alcance nacional, el cual se puede replicar en el resto de las empresas distribuidoras del Perú.

La variedad de los consumos depende de la región donde se ubican, pues tal como se muestra en la Tabla 14, el mercado de Adinelsa tiene consumos que varían desde 3 kwh-mes hasta 33 kwh-mes, el número de clientes promedio es 1,560 por sistema eléctrico, así bajo las condiciones actuales su facturación es:

Tabla N° 14: Facturación bajo las condiciones regulatorias actuales

Rango de Consumos	N° clientes	kwh-mes	S./kwh	Gastos Administrativos S./mes	S./mes	S./Cliente
0-5	250	5	0.67	3.50	1,712.50	6.85
6-10	290	10	0.67	3.50	2,958.00	10.20
11-15	485	15	0.67	3.50	6,571.75	13.55
16-20	235	20	0.67	3.50	3,971.50	16.90
21-25	160	25	0.67	3.50	3,240.00	20.25
26-30	80	30	0.67	3.50	1,888.00	23.60
31-35	60	35	0.67	3.50	1,617.00	26.95
Total	1,560				21,958.75	

Fuente: Elaboración propia - 2013

El ingreso total que recauda la empresa distribuidora es S/21,958.75 al mes, lo que significa un promedio general por cliente S/. 14.08 mes.

Un planteamiento alternativo es la aplicación de la tarifa en dos partes, cuyo objetivo es premiar el mayor consumo reduciendo su costo respecto a la situación anterior, y por el contrario cargar un mayor costo a los reducidos consumos, con lo cual los clientes de uso itinerante y con mayor disponibilidad de pago coadyuvan a una mejor sostenibilidad de la infraestructura a fin de no depender de mecanismos de subsidio, a continuación se muestran los cálculos que resultan al aplicar esta nueva modalidad:

Tabla N° 15: Facturación con tarifa en Dos Partes

Rango de Consumos	N° clientes	kwh-mes	S./kwh	Cargo Fijo/cliente	S./mes	S./Cliente
0-5	250	5	1.10	2.00	1,875.00	7.50
6-10	290	10	0.88	2.50	3,277.00	11.30
11-15	485	15	0.67	3.00	6,329.25	13.05
16-20	235	20	0.66	3.50	3,924.50	16.70
21-25	160	25	0.65	3.80	3,208.00	20.05
26-30	80	30	0.64	4.00	1,856.00	23.20
31-35	60	35	0.63	4.20	1,575.00	26.25
Total	1,560				22,044.75	

Fuente: Elaboración Propia - 2013

A los que tienen un rango de consumo menor, se les aplica un cargo fijo menor, sin embargo el cargo variable por energía es más alto; por el contrario a los clientes con mayor consumo se les aplicaría un cargo fijo mayor, pero el costo variable por energía sería menor.

Con ello se logra que la empresa distribuidora recaude un mayor ingreso (promedio por cliente S/.14.13) lo cual redundara en solicitar un menor subsidio y por tanto disminución del peso muerto. Por otro lado los clientes con consumos superiores a 10 kwh obtendrían un menor costo total, lo cual es un mecanismo de incentivo para propender a un mayor consumo de la energía eléctrica trayendo consigo una mejor explotación de la infraestructura existente (se incrementa el factor de carga).

Se concluye entonces que la aplicación de la tarifa en dos partes resulta beneficioso y viable de aplicarse en el Perú, para el efecto será necesario que se incorpore dentro del marco regulatorio.

V.2.2 Coordinación Multisectorial – Mejora del Programa de usos productivos

Con el objeto de propiciar un mayor uso de la energía eléctrica con fines productivos, se propone gestionar proyectos que incrementen las capacidades productivas locales, es decir facilitar el desarrollo de actividades agrícolas (bombas de agua), procesamiento de productos agrícolas (néctar de tuna, vino de manzana, etc.), procesamiento de lácteos (queso, mantequilla, etc.), artesanales

(carpintería, metal mecánica, ollas de arcilla, etc.); dicho uso productivo tiene un doble beneficio, por una parte ofrece una mayor rentabilidad a los pobladores locales que mejora la calidad de vida de la población y por otra permite un mayor consumo reflejado en un incremento de los ingresos. El tema a analizar es diseñar y validar una metodología que logre de manera eficiente propiciar el uso productivo de la electricidad en zonas rurales.

Tabla N° 16: Resultados Proyectos UPE-FONER I

Región	Empresa Distribuidora	N° proyectos implementados	Cadenas productivas	Familias beneficiadas	Consumo proyectado kwh/año	Inversión productores S/.
Cusco	Electro Sur Esta	24	18	3,984	2'253,919	8'811,400
Junín	Distriluz-Electrocentro	21	19	4,839	2'854,588	6'634,793
Lima-Provincias	Adinelsa	31	13	1,297	626,124	1'286,567
Arequipa	Seal	108	11	2,848	2'094,640	2'204,046
Puno	Electro Puno	25	11	2,284	1'057,000	1'310,310
San Martín Loreto	Electro Oriente	22	9	1,299	83,401	1'717,305
Piura y Tumbes	Distriluz Enosa	16	8	1,823	1'447,911	1'975,998
Lambayeque e Cajamarca	Distriluz Ensa	50	8	1,675	4'135,714	1'416,253
La Libertad Cajamarca	Distriluz Hidrandina	139	11	2,037	620,941	1'078,941
Ancash	Distriluz Hidrandina	18	12	1,400	497,493	1'458,780
Ucayali	Electro Ucayali	23	9	1,176	3'992,770	4'861,936
TOTALES		477	129	24,662	20'394,500	32'756,329

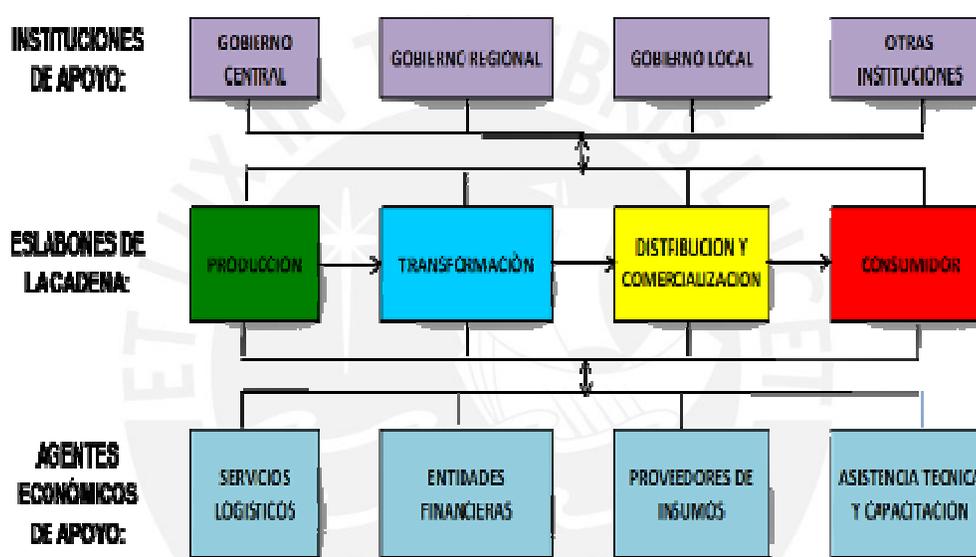
Fuente: DGER-DFC-FONER I – Suplemento especial del MEM – 30 setiembre 2013.

Según el FONER se tiene previsto invertir S/. 32'756,329 en los proyectos de usos productivos, dicha inversión se efectuará en coordinación con las empresas concesionarias de distribución eléctrica del Holding FONAFE.

La selección de unidades productivas rurales se realizará a partir de tres criterios básicos: a) su potencial para demandar energía, b) su disposición a invertir recursos propios y c) sus perspectivas de sostenibilidad.

Durante el proceso de selección se debe tomar en cuenta la participación multisectorial de las instituciones más representativas como Gobierno Central (Ministerio de Energía y Minas, Inclusión Social, Ambiente, Producción, Transportes y Comunicaciones), Gobierno Regional, Gobierno Local, Cooperativas Agrícolas, Junta de Regantes, etc. que coadyuven en un mismo objetivo, concretar el desarrollo y sostenimiento de las actividades productivas locales.

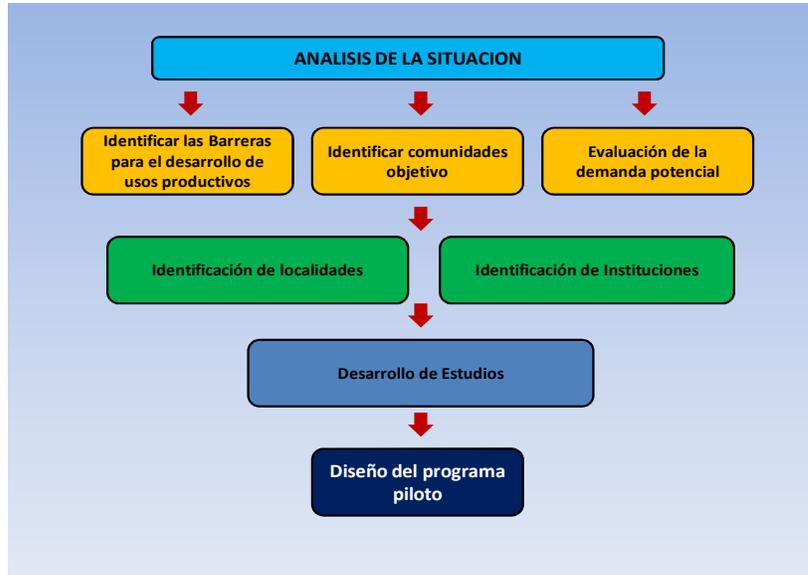
Gráfico N° 47: Participación Multisectorial



Fuente: Estudio de usos productivos – DESCO - 2012

Muchos proyectos desarrollados en las comunidades rurales, lejos de lograr su objetivo de lucha contra la pobreza, han conducido a efectos de desestructuración en sus organizaciones y han tenido poca o nula eficacia en sus propósitos debido a la falta de comprensión de la diversidad cultural que existe en el país y de las formas tradicionales de organización y toma de decisiones de la población que vive en las comunidades campesinas. Se sigue discriminando étnica y culturalmente, lo cual niega la posibilidad de hacer de sus elementos culturales básicos, aportes valiosos, eficaces e imprescindibles de transmisión de los conocimientos. Por ello es de suma importancia la coordinación multisectorial para el desarrollo de las actividades productivas, en el cual se consideren a sus representantes locales (Alcalde, Gobernador, Presidente Comunal, etc.).

Gráfico N° 48: Planificación de Usos Productivos de la Electricidad



Fuente: Estudio de usos productivos – DESCO - 2012

Las labores a desarrollar se plantean en dos etapas: (1) Diagnóstico (2) Ejecución del plan piloto en un principio y luego la etapa de explotación comercial.

Gráfico N° 49: Plan de Ejecución de Usos Productivos de la Electricidad



Fuente: Estudio de usos productivos – DESCO - 2012

V.2.3 El Canon como una alternativa a la sostenibilidad

Los Gobiernos Locales tiene la posibilidad de gozar de fondos que provienen de los cánones derivados de la explotación minera o energética (centrales hidroeléctricas), sin embargo dichos fondos han sido utilizados tradicionalmente para la construcción de infraestructura eléctrica y no para su sostenimiento.

Según las estadísticas los gobiernos locales tienen un nivel de ejecución muy bajo anualmente. En tal sentido la propuesta del presente trabajo está orientada, a la utilización de dichos fondos en la sostenibilidad, teniendo en cuenta que son fondos permanentes y evitaría un incremento de los subsidios cruzados.

El indicado mecanismo compensaría los altos costos de producción y se aplicaría a cualquiera de las tecnologías propuestas anteriormente.

V.2.4 Responsabilidad Social Empresarial

La Responsabilidad Social Empresarial (RSE), es un término de complejas resonancias para lo que es, de hecho, es una idea relativamente sencilla. La Comisión Europea define la RSE como “un concepto por el que las empresas integran voluntariamente la preocupación por temas sociales y medioambientales en sus operaciones empresariales y en sus interacciones con terceros”. Una empresa es socialmente responsable cuando responde satisfactoriamente a las expectativas que sobre su funcionamiento tienen los distintos grupos de interés.

La RSE incorpora respeto por las éticas, las personas, las comunidades y el Medio Ambiente. Es un conjunto de políticas, prácticas y programas que están integradas en todo el proceso de operaciones de los negocios y en su toma de decisiones. Las empresas se han dado cuenta que estas prácticas incrementan su productividad y crean una imagen positiva de la compañía. Una estrategia efectiva de RSE por parte de las empresas puede traer ganancia de competitividad además de un impacto social, económico y ambiental positivo.

Para muchas empresas eléctricas, la tarea de responsabilidad social no es más que una teoría y asunto de última prioridad; sin embargo la conceptualización desde el punto de vista antropológico explica porqué las empresas deben estar íntimamente relacionadas con su entorno social, máxime si para realizar sus actividades hacen uso de recursos naturales entendidos para los pobladores originarios como de su propiedad.

De manera que no es solo cuestión de las industrias y empresas mineras las acciones de responsabilidad social, sino involucra también a las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras de energía eléctrica.

Para el caso de electrificaciones rurales, se afectan inevitablemente terrenos de cultivo, tanto para la construcción de Mini Centrales Hidroeléctricas (reservorios, canales de aducción, tubería de fuerza y casa de máquinas), como en las líneas de sub transmisión 22.9 kV (franjas de servidumbre). Para el caso de las redes primarias y secundarias la afectación es en menor escala pues generalmente están en vías públicas, sin embargo se debe considerar que en las zonas rurales muchas de ellas no están definidas.

Según la normativa peruana, se debe resarcir los daños haciendo pagos directamente a los propietarios en base a una valorización establecida conforme el arancel de la zona, este mecanismo no siempre es aplicable, pues en las zonas rurales los terrenos generalmente no cuentan con títulos habilitantes de la propiedad, estos son reemplazados con certificados de posesión otorgados por la autoridad local (municipalidad, agencias municipales, comunidades, etc.). Adicionalmente, muchos terrenos son de propiedad colectiva, en estos casos el resarcimiento también es de carácter colectivo, que puede ser económico u otros medios de beneficio colectivo, como: talleres, bibliotecas, planes de negocio con recursos locales, etc.

Propuestas de actividades de Responsabilidad Social en zonas rurales del Perú.

Las zonas rurales del Perú, poseen características particulares dependiendo de su ubicación: costa, sierra ó selva.

En todos los casos es aplicable desarrollar las siguientes actividades:

- Construcción de bibliotecas, que generen cultura de lectura.
- Implementación de centros de cómputo.
- Implementación de laboratorios de ciencia.
- Implementación de escuelas de arte, pintura, teatro, danza y música.
- Instalación de fibra óptica que permitan su inserción al Internet.
- Campañas de relajamiento y distracción para los niños.
- Impulsar códigos de conducta.
- Gestión de cuidado del medio ambiente.
- Gestión adecuada de residuos.
- Procesos productivos eco eficientes.

- Campañas de nutrición.
- Implementación de alcantarillado.
- Educación en hábitos de higiene.
- Dotación de equipos especiales para la salud.
- Premios para los clientes puntuales.

Y de manera particular para la sierra:

- Acondicionamiento de calefacción e impermeabilización de viviendas con la finalidad de enfrentar las olas de frío.
- Dotación de antenas parabólicas que permitan su inserción al Internet.
- Apoyo en la implementación de silos.
- Implementación de duchas templadas y desarrollo de hábitos de higiene.

Para la selva:

- Construcción de centros frigoríficos para la conservación de alimentos.
- Implementación de silos.

Las actividades descritas, permitirán lograr resultados positivos en el nivel comercial (aumenta las ventas, permite anticiparse a las nuevas tendencias del mercado), laboral (permite el reclutamiento de personal local de primer nivel), nivel financiero (incrementa la confianza y atrae a los inversores).

VI Conclusiones, Recomendaciones, Acciones y Medidas de Política

Los resultados obtenidos en el presente estudio, muestra la realidad de la situación actual así como motiva la realización de las tareas pendientes, enmarcadas en un objetivo común:

Conclusiones

- La Tecnología a emplear para el acceso a la energía eléctrica, es eficiente en la medida que se acondicione a las características de demanda y lejanía respecto a las zonas electrificadas, de acuerdo a los resultados del presente estudio se concluye en un orden de prioridad: primero optar por la extensión de red hasta un máximo de 100 km, segundo las mini centrales de generación para distancias superiores a 100 km (térmica-hidráulica) y en tercera prelación a los sistemas fotovoltaicos domésticos, para un nivel de dispersión superior a 90 m.

- Los Sistemas Eléctricos Rurales (SER), requieren de tarifas altas para ser sostenibles, pero a la vez de mecanismos que atenúen su impacto hacia el cliente final. Por ello es imperativo ampliar el beneficio FOSE, aplicando un factor de ajuste de 1.65 al porcentaje vigente, de tal manera que el cliente solo asuma el 20% de la tarifa final.
- El Acceso Universal es el derecho al suministro de electricidad que los ciudadanos tienen, la eficiencia en el uso de recursos disponibles garantiza su sostenibilidad y permite condiciones de calidad, precios acorde a sus preferencias, claramente comparables y transparentes, es entonces cuando se logra un deseado Servicio Universal, de la mano con una adecuada regulación. En el mundo existen 1,300 millones de personas sin acceso a la electricidad de los cuales el 84% se encuentran en zonas rurales, siendo un reto ampliar las oportunidades de desarrollo mediante el acceso a los servicios modernos de energía.
- Existe una estrecha relación entre pobreza e infraestructura, así los hogares más pobres son los menos dotados con este tipo de activos, la provisión de infraestructura eléctrica trae como consecuencia efectos positivos en los hogares, tales como lograr ingresos no agrícolas, contar con una mejor iluminación y ahorro de fuentes alternativas como las velas, mejor salud por el uso de equipos médicos, mejor educación al tener disponibilidad de internet, etc.; también en las empresas se generan efectos positivos, tales como: reducción de costos, mayor producción, acceso a mercados externo, etc.; según los datos de 1990, si el capital social de infraestructura aumenta en 1%, el acceso de las familias y empresas a la energía eléctrica aumentan en 1.5%.
- Es posible también utilizar otros mecanismos para el financiamiento de la infraestructura como: 1) obras por impuestos, este mecanismo permitirá que las empresas que desarrollan actividades de generación y distribución, efectúen la construcción de infraestructura eléctrica con fondos de los impuestos, es decir una aplicación directa de los fondos del estado para fines locales, 2) Asociaciones Público Privadas (APP), permitirán que los agentes privados participen con el financiamiento de la infraestructura y el estado les brinde el soporte normativo, así como la garantía de la demanda que aseguren el retorno de su inversión con un excedente razonable. Otra forma de APP es el compartimiento de infraestructura con otras compañías como la de telecomunicaciones, que permita el apoyo de objetivos comunes – opción ganar ganar.

Recomendaciones

- Existe un gran reto en el Perú, para incrementar el nivel de acceso, luego de las últimas estadísticas que la ubican en el último lugar, superado por Bolivia. Este impulso debe ser emprendido con los mejores criterios de eficiencia económica y social. Nuestro índice de electrificación rural apenas alcanza el 63.6% en contraste con otros países latinoamericanos que han superado el 90%. El logro de los objetivos de acceso, conlleva a una estrecha interrelacionar entre órganos normativos, reguladores y empresas operadoras, bajo un mismo planeamiento tendientes a optimizar los recursos disponibles. Por otro lado los entes ejecutores a cargo del gobierno central, regional y local deben tener una estrecha coordinación a fin de no duplicar esfuerzos superponiendo áreas de atención.
- El presente trabajo ha permitido distinguir algunas medidas imperfectas que generan pérdidas de eficiencia económica y social por tomarse criterios genéricos para todos los casos, éstas deben ser replanteadas con los aportes brindados en el presente estudio: buena selección de alternativa tecnológica, prelación entre ellas, disponibilidad de recursos y tipo de mercado al que se pretende atender, análisis de sensibilidad, con las variables de distancia a zonas electrificadas y parámetros de demanda, así como a la vida útil de la infraestructura. La diversificación de la matriz tecnológica aumenta la seguridad de suministro, pudiendo ser implementada de manera modular o por niveles, según se vaya madurando su utilización y desarrollando la creciente demanda.
- La evolución del acceso universal debe ser compatible con la sostenibilidad del mismo, siendo la única manera de garantizar que el servicio ofrecido permanezca en el tiempo; no basta con permitirle un **acceso universal** (otorgarle el servicio), sino un **servicio universal** (servicio de calidad). He allí las consideraciones de equilibrio entre los peruanos, en el entendido que poseen los mismos derechos, independiente de su ubicación en nuestro territorio; las medidas de seguridad son universales y lo son también la garantía de permanencia del servicio, pues no debe ser solo la ilusión de una generación sino de todas las que vendrán en adelante.
- Las empresas distribuidoras podrán asegurar la sostenibilidad del acceso en zonas rurales, siempre en cuando dispongan de instrumentos que les permita obtener precios al alcance de los usuarios en función a las características de

su consumo. Para el caso no se debe depender siempre de subsidios sino practicar otros mecanismos como la aplicación de tarifas en dos partes y precios Ramsey, las mismas que con una adecuada ponderación son viables.

- Se debe desarrollar la Eficiencia Energética, para lograr un máximo aprovechamiento de las bondades de la energía eléctrica, reducir las pérdidas y propiciar el uso productivo. Durante el proceso de selección se debe tomar en cuenta la participación multisectorial de las instituciones más representativas como Gobierno Central (Ministerio de Energía y Minas, Inclusión Social, Ambiente, Producción, Transportes y Comunicaciones), Gobierno Regional, Gobierno Local, Cooperativas Agrícolas, Junta de Regantes.
- Para muchas empresas eléctricas peruanas, la tarea de responsabilidad social no es más que una teoría y asunto de última prioridad, sin embargo la conceptualización desde el punto de vista antropológico explica porqué las empresas deben estar íntimamente relacionadas con su entorno social, máxime si para realizar sus actividades hacen uso de recursos naturales entendidos para los pobladores originarios como de su propiedad. Es imperativo entonces internalizar en cada una de las empresas involucradas la profunda importancia del desarrollo de este segmento empresarial.

Acciones y Medidas de Política

- En el Perú, se ha desarrollado reformas estructurales en el sector eléctrico como: a) desintegración de las actividades de generación, transmisión y distribución, lo cual ha evitado el ejercicio monopólico y las prácticas de posición de dominio, en la búsqueda de lograr competitividad, b) privatización de empresas, con la finalidad de propiciar un rol distinto al empresarial, pero que a la fecha se ha visto truncada, ante el rechazo social, c) Ley de Electrificación Rural, que propicia la viabilidad de los proyectos energéticos de cobertura y sostenibilidad de las zonas rurales y d) la corriente actual propone plantear la implementación del libro blanco a fin de asignarle mayor responsabilidad a las empresas operadoras. Todas estas reformas buscan integrar mejores condiciones regulatorias en busca de satisfacer la creciente demanda social, por parte de los pobladores marginales y de extrema pobreza.
- En la actualidad se utilizan mecanismos de subsidios en el Perú como el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), Fondo de Inclusión Social

Energético (FISE) y Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados (MCSA), es preciso que merezcan una revisión periódica a fin de evaluar los topes establecidos, en función a la evolución social-económica de los pobladores; pues la demanda de las áreas vulnerables de la costa, no necesariamente son los de la sierra o selva. El Precio a Nivel de Generación (PNG), busca atenuar las distorsiones económicas de la competencia del segmento de la generación hacia el usuario final.

- Las empresas públicas particularmente a diferencia de las empresas privadas presentan serias dificultades para el acceso al crédito con el cual financiar sus proyectos de crecimiento que contribuyan a lograr una mayor cobertura, por ello recientemente el FONAFE ha emitido una Directiva para promover préstamos entre sus empresas. Con ello las empresas rentables obtendrán más por sus fondos y las empresas que requieran recursos pagarán menos por sus préstamos.
- Las zonas que se encuentran fuera de la zona de concesión de las empresas y no están siendo atendidas por ADINELSA, son atendidas por los comités de electrificación, asumiendo la problemática en la facturación al cliente final. Estos casos generan precariedad en la gestión de los servicios públicos, por lo que deberían ser erradicados con la aplicación de una adecuada regulación.

Referencias Bibliográficas

Alcalá, Jorge

2013 «Avances en la Universalización del Servicio de Energía Eléctrica en Brasil». Documento elaborado para Congreso Internacional sobre el Acceso Universal a los Servicios Públicos de Energía, realizado en Lima.

Barriga, Alfredo

1999 «Fuentes Alternas de Energía». Seminario dictado en San José de las Lajas. Cuba.

Carbajal y Ruiz

2013 «Impacto de la Electrificación Rural sobre el bienestar de los hogares en el Perú». V Simposio Internacional de Energía. Puerto Rico.

COCIER

2013 «Seminario Internacional Caminos para la Excelencia en los Servicios de Distribución y Relacionamiento con los Clientes. Evento realizado en Medellín.

Centro de Estudios y Desarrollo - DESCO

2010 «Promoción de Usos Productivos de la Electricidad en el Área Rural». Estudio realizado para el FONER del MINEM. Lima.

Dammert, Gallardo y García

2005 «Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano». Oficina de Estudios Económicos de Osinergmin. Documento de Trabajo No 5. Lima.

Dammert, García y Molinelli

2010 «Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico». Texto elaborado por la Pontificia Universidad Católica del Perú. Lima.

Dammert y García

2011 «El Rol del Estado en el Acceso Igualitario a los Servicios Públicos: Evaluación y Agenda Pendiente». Artículo de análisis. Lima.

Dammert, Molinelli y Carbajal

2011 «Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano». Texto elaborado por Osinergmin. Lima.

Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica

2011 «Memoria Anual de Gestión». Documento elaborado por la Gerencia Comercial, Técnica y Administrativa. Lima.

Gallardo, Bendezú

2005 «Evaluación del Fondo Social de Compensación Eléctrica - FOSE». Documento elaborado por la Oficina de Estudios Económicos de Osinergmin. Lima.

Gonzales, Pérez, Moreno y Uriarte

2013 «Regulation for the Electrification of Isolated Rural Areas in Guatemala». Documento elaborado para el Congreso Internacional sobre el Acceso Universal a los Servicios Públicos de Energía, realizado en Lima.

IPE Instituto Peruano de Economía

2005 «El Camino para Reducir la Pobreza». Documento elaborado por el IPE por encargo de la Asociación de Empresas Privadas de Servicios Públicos (ADEPSEP) y la Cámara Peruana de la Construcción (CAPECO). Lima.

León y Iguíñiz

2011 «Desigualdad Distributiva en el Perú». Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima.

Ministerio de Energía y Minas

2011 «Plan Nacional de Electrificación Rural». Plan elaborado por la Dirección General de Electrificación Rural para el periodo 2012-2021. Lima.

Ramírez, Rosendo

2013 «Pobreza Energética y el Rol de la Energía como Instrumento de Inclusión Social». Documento elaborado para la Asociación Electrotécnica Peruana – AEP. Lima.

Uriarte, Luis

2010 «Proyecto APPD para Electrificación de Zonas Rurales Aisladas en Latinoamérica» - Informe de análisis del contexto, iniciativas y actores implicados. Madrid.

Vásquez, García, Quintanilla, Salvador, Orosco

2012 «Acceso a la Energía en el Perú – Algunas Opciones de Política». Oficina de Estudios Económicos – Osinergmin, documento de trabajo N°29. Lima.

Yépez, Ariel

2013 «Electrificación Rural Aislada». Ponencia efectuada en el Congreso Internacional sobre el Acceso Universal a los Servicios Públicos de Energía, realizado en Lima.

Zolezzi, Eduardo

2010 «Experiencias Latinoamericanas en Proyectos de Electrificación Rural». Consultoría para el Banco Mundial. Lima.

ANEXO 1

Alternativa: MiniHidro

N° Clientes: 1,000

Consumo promedio: 12.5 kwh-mes

Dispersión: 30m.

ALTERNATIVA 2: Construcción de una Central Hidroeléctrica, Red Primaria, Sub-Estación de Distribución, Red Secundaria

Inversión Base	
Datos	
Kilómetros de Red Primaria	5
Kilómetros de Red Secundaria	20
Horizonte de Evaluación, años	30
N° de Clientes	1,000
N° SE Distribución (25KVA/20MW)	200
TC	2.8
Inversión en Redes	
Red Primaria (US\$/km)	8,000
Sub Estación Distribución (US\$/Unidad)	3,500
Red Secundaria (US\$/km)	4,500
Periodo Inversión, año	0
Inversión en CH	
Energía (kwh-mes/Cliente)	12.50
Energía (kwh-año/Cliente)	150.00
Potencia (kw)	0.20
Potencia (kw-mes/Cliente)	0.20
Potencia equivalente (kw-año/Cliente)	2.40
M.D. Costo %/ año	1.50%
Factores de Corrección	
Costo	0.85
COMI	0.85
Tasa de Descuento	12.00%
TSD Anual (Ks)	
Ejemplo de Caja	

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30		
Costo CH		88,197	80,940	82,739	84,614	86,566	88,497	90,408	92,300	94,174	96,031	97,872	99,698	101,509	103,306	105,089	106,858	108,613	110,355	112,084	113,801	115,506	117,200	118,883	120,555	122,216	123,867	125,507	127,136	128,754	130,362	131,960	
Operación y Mantenimiento Técnico		38,595	38,307	37,933	37,774	38,250	39,300	40,859	41,705	42,539	43,350	44,258	45,143	46,006	46,847	47,666	48,464	49,242	50,000	50,738	51,555	52,352	53,130	53,888	54,626	55,344	56,042	56,720	57,378	58,016	58,634	59,242	
Operación Comercial		10,170	10,373	10,531	10,752	11,038	11,229	11,453	11,652	11,916	12,154	12,397	12,645	12,888	13,136	13,419	13,667	13,961	14,240	14,505	14,816	15,112	15,414	15,623	15,839	16,055	16,265	16,470	16,673	16,875	17,076	17,269	17,461
Derecho de uso de Agua		4,017	1,037	1,038	1,039	1,101	1,123	1,145	1,168	1,136	1,215	1,240	1,265	1,290	1,316	1,342	1,369	1,395	1,424	1,453	1,482	1,511	1,541	1,572	1,604	1,636	1,668	1,702	1,736	1,771	1,805	1,839	
Mantenimiento preventivo y reparaciones		45,313	45,223	44,927	44,828	45,828	47,281	47,721	48,018	49,048	50,642	51,651	52,688	53,742	54,817	55,913	57,031	58,172	59,335	60,522	61,724	62,957	64,220	65,511	66,821	68,158	69,521	70,911	72,329	73,764	75,217		
Inversión	2,544,216																																
Red Primaria	80,061																																
Red Secundaria	20,139																																
Red Subestación	203,542																																
Central Hidroeléctrica	2,150,340																																
Pago de Caja	88,197	80,940	82,739	84,614	86,566	88,497	90,408	92,300	94,174	96,031	97,872	99,698	101,509	103,306	105,089	106,858	108,613	110,355	112,084	113,801	115,506	117,200	118,883	120,555	122,216	123,867	125,507	127,136	128,754	130,362	131,960		

Evaluación	
Ks	12.00%
VANS	3,361,882
VALE	419,839

Distancia (m)	Costo Infraestructura por Año (S.)	Costo Infr. por Cliente por Año (S.)	Costo Infr. por Cliente por Mes (S.)
10	419,839.15	420	35
20	419,839.15	420	35
30	419,839.15	420	35
40	419,839.15	420	35
50	419,839.15	420	35
60	419,839.15	420	35
70	419,839.15	420	35
80	419,839.15	420	35
90	419,839.15	420	35
100	419,839.15	420	35
110	419,839.15	420	35
120	419,839.15	420	35
130	419,839.15	420	35
140	419,839.15	420	35
150	419,839.15	420	35

ANEXO 1

Alternativa: MiniTérmico

N° Clientes: 1,000

Consumo promedio: 12.5 kwh-mes

Dispersión: 30m.

ALTERNATIVA 3: Construcción de una Central Térmico-eléctrica, Red Primaria, Sub Estación de Distribución, Red Secundaria

Información Base	
Datos	
Kilometros de Red Primaria	6
Kilometros de Red Secundaria	20
Costo de Instalación (US\$/km)	4,300
N° de Clientes	1,000
N° SE Distribución (25kVA-20kV)	1
Potencia CT	2.0
Demanda de Energía Eléctrica	
Energía (kwh-mes/Cliente)	12.50
Energía (kwh-alocliente)	150.000
Potencia (kw)	0.20
Potencia (kw-mes/Cliente)	2.40
IMD, Crec % / año	1.50%
Factores de Corrección	
COEF	0.85
COMB	0.85
Tasa de Descuento	
TSU Anual (K%)	12.00%

Flujo de Caja	
Inversión en Redes	
Red Primaria (US\$/km)	8,000
Sub Estación Distribución (US\$/Unidad)	3,000
Red Secundaria (US\$/km)	4,300
Potencia Instalada, año	0
Inversión en CT	
Costo Grupo (US\$/SSA/W)	265.00
Costo Tableros (US\$)	50,000.00
Costo de Instalación (US\$)	10,000.00
Costo de Mantenimiento (US\$)	81,400.00
Costo de Operación y Mantenimiento (\$/año)	
Operación Comercial	42,000
Mantenimiento Técnico	12,000
Operación Comercial	16
Costo Combustible (\$/gal)	13
Rendimiento Combustible (kw/gal)	100
Costo de Combustible	38,400
Costo de Ache	57,600
Mantenimiento preventivo y reparaciones	2,00%
Tasa Crec % / año	

Flujo de Caja	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Costo OMI	268,842	296,642	307,553	317,598	326,813	332,941	339,080	344,932	353,319	360,366	367,594	374,945	382,444	390,093	397,895	405,853	413,970	422,249	430,694	439,309	448,094	457,056	466,197	475,521	485,022	494,733	504,627	514,720			
Operación y Mantenimiento Técnico	35,595	36,307	37,033	37,774	38,529	39,300	40,086	40,887	41,703	42,533	43,386	44,254	45,143	46,046	46,964	47,894	48,834	49,784	50,752	51,738	52,741	53,760	54,794	55,842	56,902	57,974	59,057	60,151	61,264		
Operación Comercial	15,770	16,074	16,381	16,691	17,003	17,317	17,633	17,951	18,270	18,591	18,913	19,236	19,560	19,885	20,211	20,538	20,865	21,192	21,520	21,848	22,176	22,504	22,832	23,160	23,488	23,815	24,142	24,469	24,796		
Acabos	32,544	33,195	33,859	34,536	35,227	35,931	36,650	37,385	38,135	38,900	39,679	40,472	41,279	42,099	42,941	43,800	44,676	45,569	46,478	47,413	48,365	49,334	50,319	51,319	52,345	53,387	54,446	55,519	56,605		
Mantenimiento preventivo y reparaciones	48,816	49,792	50,788	51,804	52,840	53,897	54,975	56,074	57,192	58,340	59,506	60,691	61,910	63,164	64,442	65,740	67,064	68,414	69,789	71,188	72,610	74,056	75,525	77,016	78,528	80,060	81,611	83,181	84,769		
Inversión	673,265																														
Red Primaria	80,000																														
Sub Estación Distribución	3,000																														
Red Secundaria	200,307																														
Costos Totales	100,307																														

Equivalencia	
US	12.00%
VANS	3,256,495
VALE	409,235

Distancia desde Zona Eléctrica (m)	Costo Infraestructura por Año (\$)	Costo Infraestructura por Cliente-Año por Cliente-Mes (\$)	Costo Infructuosa (\$/año)
10	409,235.31	409	31
20	409,235.31	409	34
30	409,235.31	409	34
40	409,235.31	409	34
50	409,235.31	409	34
60	409,235.31	409	34
70	409,235.31	409	34
80	409,235.31	409	34
90	409,235.31	409	34
100	409,235.31	409	34
110	409,235.31	409	34
120	409,235.31	409	34
130	409,235.31	409	34
140	409,235.31	409	34
150	409,235.31	409	34

ANEXO 2

Alternativa: Ampliación de Red

N° Clientes: 2,000

Consumo promedio: 12.5 kwh-mes

Dispersión: 30m

ALTERNATIVA 1: Construcción de Red de Distribución Primaria, Sub Estación de Distribución Red Secund.

1. Información Base

Datos	150	Inversión en Obras	8,000
Distancia desde zonas electrificadas (km RP)	10	Red Primaria (US\$/ km)	3,500
Kilómetros de Red Primaria	10	Sub Estación Distribución (US\$ / Unidad)	3,500
Kilómetros de Red Secundaria	30	Red Secundaria (US\$/ km)	4,000
Horizonte de Electrificación	30	Potencia Instalada (kW)	0
N° de Clientes	2,000	Tarifa de Compra de Energía a Generador (S./kwh-0.0913)	0.1124
N° SE Distribución (25kVA/20kW)	20	Energía	
TC	2.8	Tarifa de Compra de Potencia a Generador (S./kw-mes-0.0913)	30.64
		Potencia	
		Tasa Crec. %, año	2.00%
		Costo de Operación y Mantenimiento (S./año)	54,000
		Operación y Mantenimiento Técnico	18,000
		Operación/Comercial	
		Tasa Crec. %, año	2.00%
		Tasa de Descuento	12.00%
		ISD Anual (K\$)	

Flujo de Caja

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
Costo de Energía		180,792	187,174	193,557	200,002	207,704	215,638	223,887	232,544	241,617	251,113	261,044	271,427	282,273	293,597	305,417	317,747	330,407	343,515	357,093	371,174	385,803	399,927	414,602	429,882	445,731	462,122	479,027	496,511	514,648		
Energía		59,720	54,810	50,345	47,418	44,898	42,667	40,697	38,967	37,457	36,141	35,007	34,037	33,213	32,528	31,977	31,547	31,225	30,910	30,602	30,301	30,007	29,720	29,440	29,167	28,900	28,639	28,384	28,135	27,891		
Potencia		147,072	132,284	117,639	103,232	89,064	75,131	61,432	48,067	35,034	22,441	10,287	1,662	-11,344	-23,681	-36,358	-49,375	-62,732	-76,428	-90,464	-104,840	-119,557	-134,605	-150,000	-165,742	-181,828	-198,265	-215,054	-232,200	-249,711		
Costo O&M	0	61,000	62,240	63,485	64,735	66,000	67,371	68,748	70,131	71,520	72,915	74,316	75,722	77,133	78,549	80,000	81,496	83,037	84,623	86,255	87,933	89,657	91,427	93,243	95,105	97,013	98,967	100,967	103,013	105,105		
Operación y Mantenimiento Técnico	0	46,705	46,660	47,614	48,568	49,538	50,529	51,539	52,570	53,621	54,693	55,787	56,902	58,037	59,192	60,366	61,559	62,781	64,032	65,311	66,618	67,954	69,319	70,714	72,139	73,594	75,079	76,594	78,139	79,714		
Operación Comercial	0	15,295	15,580	15,871	16,168	16,471	16,781	17,097	17,420	17,750	18,087	18,431	18,781	19,137	19,499	19,867	20,241	20,621	21,007	21,399	21,797	22,201	22,611	23,027	23,449	23,877	24,311	24,751	25,197	25,649		
Inversión	3,509,276																															
Linea Primaria	186,122																															
Red Primaria	2,739,128																															
Red Secundaria	483,726																															
Flujo de Caja	3,509,276	241,812	249,414	257,496	265,377	273,754	282,407	291,245	300,278	310,116	319,969	330,148	340,684	351,597	362,794	374,351	386,334	398,715	411,500	424,727	438,397	452,592	467,061	482,161	497,793	513,926	530,472	547,666	565,437	583,803	602,796	

Evaluación

KS	12.00%
VANS	6,006,626
VALUE	739,214

Distancia desde Zona Electrificada (km)	Costo Infraestructura + O&M por Año (S./)	Costo Infraestructura Cliente Año (S./)	Costo Infraestructura Cliente Año (S./)
10	429,524,40	215	18
20	436,638,22	226	19
30	443,752,04	237	20
40	450,865,86	248	21
50	457,979,68	259	22
60	465,093,50	270	23
70	472,207,32	281	24
80	479,321,14	292	25
90	486,434,96	303	26
100	493,548,78	314	27
110	500,662,60	325	28
120	507,776,42	336	29
130	514,890,24	347	30
140	522,004,06	358	31
150	529,117,88	369	32

ANEXO 2

Alternativa: SFD

N° Clientes: 2,000

Consumo promedio: 12.5 kwh-mes

Dispersión: 30m

ALTERNATIVA 4: Instalación de Sistemas Fotovoltaicos Domésticos

I. Información Base

Datos de Educación, años	30	Inversión en SFD (US\$)	300
N° de Clientes	2,000	Panel Fotovoltaico 100 W	250
TC	2.8	Batería	70
		Controlador	500
		Instalación	0
		Periodo Inversión, año	0
Densidad de Energía, Btu/h-ft²	12.50	Costo de Operación y Mantenimiento (S./año)	388,400
Energía (kwh/año/cliente)	150.00	Operación y Mantenimiento Técnico Comercial	165,000
Factores de Corrección	0.83	Operación Comercial	2.00%
CO2/kM	0.83	Tasa Desc % año	12.00%
Tasa de Descuento	12.00%		
ISD Anual (K\$)			

Flujo de Caja

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Costo CIVIL		467,820	477,176	486,720	496,454	506,383	516,511	526,841	537,378	548,126	559,088	570,270	581,675	593,309	605,179	617,279	629,624	642,217	655,061	668,162	681,525	695,156	709,069	723,240	737,765	752,639	767,868	783,451	814,489	830,776	
Operación y Mantenimiento Técnico		257,474	254,023	250,704	247,518	244,469	241,559	238,789	236,159	233,668	231,316	229,094	227,001	225,037	223,203	221,499	219,925	218,481	217,167	215,983	214,930	213,999	213,182	212,471	211,867	211,361	210,944	210,607	210,351	210,176	
Operación y Mantenimiento Comercial		142,242	142,131	142,019	141,908	141,797	141,686	141,575	141,464	141,353	141,242	141,131	141,020	140,909	140,798	140,687	140,576	140,465	140,354	140,243	140,132	140,021	139,910	139,799	139,688	139,577	139,466	139,355	139,244	139,133	
Inversión	2,884,885																														
Panel Fotovoltaico 100 W																															
Batería																															
Controlador																															
Flujo de Caja	2,884,885	467,820	477,176	486,720	496,454	506,383	516,511	526,841	537,378	548,126	559,088	570,270	581,675	593,309	605,179	617,279	629,624	642,217	655,061	668,162	681,525	695,156	709,069	723,240	737,765	752,639	767,868	783,451	814,489	830,776	

Estimación

K\$	12,00%
VANS	7,260,233
VAIE	903,796

Distancia desde Zona Electrificada (km)	Costo Infraestructura Año (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Año (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)
0	903,796.02	452	452
20	903,796.02	452	452
30	903,796.02	452	452
40	903,796.02	452	452
50	903,796.02	452	452
60	903,796.02	452	452
70	903,796.02	452	452
80	903,796.02	452	452
90	903,796.02	452	452
100	903,796.02	452	452
110	903,796.02	452	452
120	903,796.02	452	452
130	903,796.02	452	452
140	903,796.02	452	452
150	903,796.02	452	452

ANEXO 3

Alternativa: MiniHidro N° Clientes: mas 2,000 Consumo promedio: 12.5 kwh-mes Dispersión: Variable de 10-150m

I. Información Base		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30							
Datos																																							
Nivel de Dispersión (Distancia entre clientes)	150																																						
Kilómetros de Red Primaria	75																																						
Horizonte de Evaluación, años	30																																						
N° de Clientes	2,000																																						
N° SE Distribución (SE(A)+20kW)	20																																						
Área, G1	4.2																																						
TC	2.8																																						
Demanda de Energía Eléctrica																																							
Energía (kwh-abo cliente)	12.50																																						
Potencia (kw)	150.00																																						
Potencia equivalente (kw-abo Cliente)	0.20																																						
MIO, Crec. %, año	1.50%																																						
Factores de Corrección																																							
Otras	0.83																																						
CO&M	0.85																																						
Tasa de Descuento																																							
TSD Anual (K%)	12.00%																																						
Flujo de Caja																																							
Costo O&M	126,671	126,149	131,723	134,366	137,054	139,785	142,561	145,443	148,351	151,310	154,346	157,432	160,560	163,732	167,048	170,409	173,817	177,284	180,740	184,286	187,924	191,565	195,309	199,057	202,809	206,565	210,325	214,090	217,860	221,635	225,415	229,200	233,000	236,805	240,625	244,450	248,280		
Operación y Mantenimiento Técnico	45,765	46,680	47,614	48,566	49,533	50,523	51,533	52,570	53,621	54,693	55,787	56,903	58,041	59,202	60,386	61,594	62,825	64,080	65,359	66,663	68,003	69,379	70,791	72,230	73,697	75,192	76,716	78,269	79,851	81,463	83,105	84,777	86,480	88,214	89,979	91,775	93,602		
Operación Comercial	15,255	15,560	15,871	16,189	16,513	16,843	17,180	17,523	17,874	18,231	18,596	18,968	19,347	19,734	20,129	20,531	20,942	21,361	21,789	22,224	22,667	23,118	23,586	24,061	24,544	25,035	25,534	26,041	26,556	27,079	27,609	28,146	28,691	29,244	29,805	30,374	30,951	31,535	
Derecho de uso de Agua	2,034	2,075	2,118	2,163	2,209	2,257	2,307	2,358	2,411	2,467	2,524	2,583	2,643	2,705	2,769	2,834	2,901	2,969	3,039	3,110	3,183	3,258	3,334	3,412	3,492	3,573	3,656	3,741	3,827	3,915	4,005	4,097	4,191	4,287	4,384	4,483	4,584		
Mantenimiento preventivo y reparaciones	63,651	64,824	66,031	67,269	68,541	69,848	71,191	72,571	74,000	75,478	77,006	78,584	80,213	81,893	83,625	85,409	87,246	89,137	91,082	93,082	95,137	97,248	99,415	101,639	103,920	106,259	108,656	111,111	113,625	116,198	118,831	121,524	124,277	127,090	129,963	132,896	135,889		
Inversión																																							
Red Primaria	8,024,170																																						
Red Secundaria	1,355,912																																						
Distribución	3,142,802																																						
Central Hidroeléctrica	3,325,600																																						
Flujo de Caja	8,024,170	126,671	126,149	131,723	134,366	137,054	139,785	142,561	145,443	148,351	151,310	154,346	157,432	160,560	163,732	167,048	170,409	173,817	177,284	180,740	184,286	187,924	191,565	195,309	199,057	202,809	206,565	210,325	214,090	217,860	221,635	225,415	229,200	233,000	236,805	240,625	244,450	248,280	
Evaluación																																							
NS	12.00%																																						
VANS	9,212,794																																						
VAUE	1,143,709																																						
Nivel de Dispersión																																							
Costo Infraestructura por Año (\$)	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	618,654	
Costo Infraestructura por Cliente-Año (\$)	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309		
Costo Infraestructura por Cliente-Mes (\$)	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75	25.75		
Costo Infraestructura por Cliente-Mes (\$)	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	
Costo Infraestructura por Cliente-Mes (\$)	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	
Costo Infraestructura por Cliente-Mes (\$)	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	
Costo Infraestructura por Cliente-Mes (\$)	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309		
Costo Infraestructura por Cliente-Mes (\$)	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	
Costo Infraestructura por Cliente-Mes (\$)	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	
Costo Infraestructura por Cliente-Mes (\$)	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	309	
Costo Infraestructura por Cliente-Mes (\$)	309	309	309																																				

ANEXO 3

Alternativa: SFD N° Clientes: mas 2,000 Consumo promedio: 12.5 kwh-mes Dispersión: Variable de 10-150m

Información Base		Flujo de Caja																																			
Datos		Inversión en SFD (US\$)		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31		
Horizonte de Evaluación, años	N° de Clientes	Panel Fotovoltaico 100 W	Batería	Controlador	Prótesis Inversión, año	Costo de Operación y Mantenimiento (S./año)		Costo de Operación y Mantenimiento Técnico Comercial		Costo de Operación y Mantenimiento Comercial		Tasa Desc.%, año																									
150	2,000	467,820	477,176	486,720	496,454	506,388	516,517	526,841	537,370	548,108	559,056	570,214	581,592	593,191	605,021	617,091	629,401	641,951	654,741	667,771	681,041	694,551	708,301	722,291	736,521	750,991	765,701	780,651	795,841	811,271	826,941	842,851	858,991	875,361	891,971	908,821	
2.00%	0.85%	12.00%																																			
Costo O&M		467,820	477,176	486,720	496,454	506,388	516,517	526,841	537,370	548,108	559,056	570,214	581,592	593,191	605,021	617,091	629,401	641,951	654,741	667,771	681,041	694,551	708,301	722,291	736,521	750,991	765,701	780,651	795,841	811,271	826,941	842,851	858,991	875,361	891,971	908,821	
Operación y Mantenimiento Técnico		327,474	334,023	340,734	347,615	354,668	361,893	369,291	376,864	384,606	392,518	400,601	408,865	417,401	426,111	435,001	444,071	453,321	462,751	472,361	482,151	492,121	502,271	512,601	523,111	533,801	544,671	555,721	566,951	578,361	589,951	601,721	613,671	625,801	638,111	650,601	663,271
Operación Comercial		140,346	143,153	146,016	148,939	151,915	154,953	158,056	161,213	164,438	167,736	171,101	174,533	178,033	181,601	185,236	188,939	192,711	196,554	200,466	204,447	208,497	212,616	216,804	221,061	225,388	229,786	234,254	238,792	243,400	248,078	252,825	257,641	262,526	267,480	272,503	277,594
Mantenimiento		2,589,216																																			
Panel Fotovoltaico 100W		1,189,240																																			
Batería		325,713																																			
Controlador																																					
Flujo de Caja		-2,898,216	-467,820	-477,176	-486,720	-496,454	-506,388	-516,517	-526,841	-537,370	-548,108	-559,056	-570,214	-581,592	-593,191	-605,021	-617,091	-629,401	-641,951	-654,741	-667,771	-681,041	-694,551	-708,301	-722,291	-736,521	-750,991	-765,701	-780,651	-795,841	-811,271	-826,941	-842,851	-858,991	-875,361	-891,971	-908,821
Evaluación																																					
Kc		12.00%																																			
VANS		7,280,243																																			
VALUE		903,726																																			
Margen de Dispersión (Distancia entre clientes-vecinos)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)	Costo Infraestructura por Cliente-Mes (S.)						
10	903,726.02	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452
30	903,726.02	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452
40	903,726.02	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452
50	903,726.02	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452
60	903,726.02	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452
80	903,726.02	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452
90	903,726.02	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452
110	903,726.02	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452
120	903,726.02	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452
130	903,726.02	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452
140	903,726.02	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452
150	903,726.02	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452

ANEXO 4
RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 206-2013-OS/CD

TARIFA	CARGO TARIFARIO	UNIDADES	SISTEMA Y PARAMETROS DE MEDICION
MT2	Cargo Fijo Mensual	S./mes	Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P) Energía : Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta
	Cargo por Energía Activa en Horas de Punta	ctm. S./kW.h	
	Cargo por Energía Activa en Horas Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable
	Cargo por Potencia de Generación en HP	S./kW-mes	
	Cargo por Potencia de Distribución en HP	S./kW-mes	
	Cargo por Exceso de Potencia de Distribución en HFP	S./kW-mes	
Cargo por Energía Reactiva	ctm. S./kVar.h		
MT3	Cargo Fijo Mensual	S./mes	Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E1P) Energía : Punta y Fuera de Punta Potencia: Máxima del Mes
	Cargo por Energía Activa en Horas de Punta	ctm. S./kW.h	
	Cargo por Energía Activa en Horas Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta
	Cargo por Potencia de generación Presentes en Punta	S./kW-mes	
	Cargo por Potencia de generación Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	
	Cargo por Potencia de distribución Presentes en Punta	S./kW-mes	
	Cargo por Potencia de distribución Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	
Cargo por Energía Reactiva	ctm. S./kVar.h		
MT4	Cargo Fijo Mensual	S./mes	Medición de dos energías activas y dos potencias activas (1E1P) Energía: Total del Mes, Potencia: Máxima del Mes
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	
	Cargo por Potencia de generación Presentes en Punta	S./kW-mes	Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta
	Cargo por Potencia de generación Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	
	Cargo por Potencia de distribución Presentes en Punta	S./kW-mes	
	Cargo por Potencia de distribución Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	
Cargo por Energía Reactiva	ctm. S./kVar.h		
BT2	Cargo Fijo Mensual	S./mes	Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P) Energía : Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta
	Cargo por Energía Activa en Horas de Punta	ctm. S./kW.h	
	Cargo por Energía Activa en Horas Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable
	Cargo por Potencia de Generación en HP	S./kW-mes	
	Cargo por Potencia de Distribución en HP	S./kW-mes	
	Cargo por Exceso de Potencia de Distribución en HFP	S./kW-mes	
Cargo por Energía Reactiva	ctm. S./kVar.h		
BT3	Cargo Fijo Mensual	S./mes	Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E1P) Energía : Punta y Fuera de Punta Potencia: Máxima del Mes
	Cargo por Energía Activa en Horas de Punta	ctm. S./kW.h	
	Cargo por Energía Activa en Horas Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta
	Cargo por Potencia de generación Presentes en Punta	S./kW-mes	
	Cargo por Potencia de generación Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	
	Cargo por Potencia de distribución Presentes en Punta	S./kW-mes	
	Cargo por Potencia de distribución Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	
Cargo por Energía Reactiva	ctm. S./kVar.h		
BT4	Cargo Fijo Mensual	S./mes	Medición de dos energías activas y dos potencias activas (1E1P) Energía: Total del Mes, Potencia: Máxima del Mes
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	
	Cargo por Potencia de generación Presentes en Punta	S./kW-mes	Medición de energía reactiva Modalidad de facturación de potencia activa variable Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta
	Cargo por Potencia de generación Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	
	Cargo por Potencia de distribución Presentes en Punta	S./kW-mes	
	Cargo por Potencia de distribución Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	
Cargo por Energía Reactiva	ctm. S./kVar.h		
BT5A	Cargo Fijo Mensual	S./mes	Medición de dos energías activas (2E)
	Cargo por Energía Activa en Horas de Punta, 20 kW en Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	
	Cargo por Energía Activa en Horas de Punta, 50 kW en Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	Energía: Punta y Fuera de Punta
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Punta y/o Horas Fuera de Punta	ctm. S./kW-mes	
BT5B	Cargo Fijo Mensual - Lectura Mensual	S./mes	Medición de una Energía Activa (1E) Energía: Total del Mes
	Cargo Fijo Mensual - Lectura Semestral	S./mes	
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	
BT5C-AP	Cargo Fijo	S./mes	Alumbrado por aplicación del Art°184 del RLCE, medición de una energía activa (1E). Energía: Total del Mes
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	
BT5D	Cargo Fijo	S./mes	Medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	
BT5E	Cargo Fijo	ctm. S./kW.h	Medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	
BT6	Cargo Fijo	S./mes	Medición de una potencia activa (1P) Potencia: Máxima del mes
	Cargo por Potencia	ctm. S./W	
BT7	Cargo Fijo Mensual - Códigos	S./mes	Servicio Prepago de Energía Eléctrica Medición de Energía Activa (1E)
	Cargo Fijo Mensual - Tarjetas	S./mes	
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./kW.h	