

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**VIABILIDAD DE GESTIÓN PRIVADA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS**  
**RURALES**

**INFORME DE SUFICIENCIA**  
**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**  
**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**  
**ERINEO OSCAR QUISPE CAMONES**

**PROMOCIÓN**  
**1997 - I**  
**LIMA – PERÚ**  
**2006**

**VIABILIDAD DE GESTIÓN PRIVADA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS  
RURALES**

**A mis padres, hermano y amigos, por  
su incondicional apoyo para lograr  
este objetivo**

## **SUMARIO**

En este informe se describe el marco de referencia en donde se lleva a cabo la electrificación rural en el Perú, se identifican los problemas que aquejan los proyectos de electrificación rural, luego se muestra un ejemplo de rentabilidad negativa y además se realiza una somera evaluación de la actual gestión de los proyectos de electrificación rural, donde se describen las falencias de los principales actores involucrados en el manejo de los proyectos; ADINELSA y el MEM/DEP.

Los problemas descritos llevan a una situación de inviabilidad de una gestión privada, y con un ánimo de contribuir en encontrar soluciones para el problema descrito se plantean algunas propuestas de solución. Queda claro que los proyectos de electrificación rural traen beneficios sociales y esta razón justifica su ejecución. Por otro lado según la ley de electrificación rural, el estado tendrá un rol subsidiario y promotor de la inversión privada.

Este informe se ha elaborado con datos estadísticos secundarios tomados de organismos relacionados con proyectos de electrificación rural, como ADINELSA, OSINERG y MEM/DEP.

## **INDICE**

	<b>Pag.</b>
<b>PRÓLOGO</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO I</b>	
<b>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b>	<b>3</b>
1.1 Enunciado del problema	3
1.2 Hipótesis	4
1.3 Resumen	4
<b>CAPITULO II</b>	
<b>MARCO DE REFERENCIA</b>	<b>5</b>
2.1 Marco Teórico	5
2.2 Marco conceptual	7
2.3 Resumen	8
<b>CAPITULO III</b>	
<b>DIAGNÓSTICO DE LA GESTIÓN ACTUAL</b>	<b>9</b>
3.1 La electrificación Rural en el Perú	9
3.1.1 Antecedentes	9
3.2 Evaluación de la Gestión Administrativa	14
3.2.1 Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP)	15
3.2.2 Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (ADINELSA)	15
3.2.3 Ventajas y desventajas de la Gestión Centralista	15
3.3 Evaluación Económica de un Sistema Eléctrico Rural (SER)	16
3.3.1 Costos de Ingresos y Egresos de un SER	16
3.3.2 Evaluación Económica de un SER	19
3.4 Resumen	28

<b>CAPITULO IV</b>	
<b>GESTIÓN FUTURA DE SISTEMAS ELÉCTRICOS RURALES</b>	<b>30</b>
4.1 Gestión de Proyectos	30
4.2 Gestión Administrativa	30
4.3 Gestión Económica	31
4.4 Rentabilidad Económica	31
4.5 Política de Electrificación Rural	32
4.6 Resumen	33
<b>CAPITULO V</b>	
<b>PROPUESTAS DE SOLUCIÓN</b>	<b>34</b>
5.1 Parámetros Mínimos de Sostenibilidad	34
5.2 Optimización en la planificación, ejecución y explotación	35
5.3 Tarifas sostenibles	36
5.4 Fomentar uso productivo de la electricidad	38
5.5 Uso de Energías Renovables	39
5.6 Optimización Administrativa	42
5.7 Resumen	43
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>45</b>
<b>ANEXO</b>	<b>49</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>55</b>

## **PRÓLOGO**

Debido a la falta de una política de expansión en la prestación del servicio eléctrico, desde hace 50 años, se ha intentado electrificar las zonas rurales con relativo éxito. Actualmente en el Perú según el MEM/DEP, existen aproximadamente 6,5 millones de pobladores sin acceso al servicio eléctrico. A partir del año 1993, se ha implementado un Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), con el objetivo de elevar el coeficiente de electrificación a nivel nacional, para viabilizar el acceso a la oportunidad de desarrollo social y cultural de la población de menores recursos económicos, de zonas rurales aisladas.

Pero este plan tiene problemas de sostenibilidad económica y administrativa, el problema principal en los proyectos de electrificación rural (ER) es la económica, esto debido a una rentabilidad negativa que presentan los proyectos, pero ellos son rentables socialmente pues traen beneficios sociales muy importantes para el desarrollo de zonas rurales aisladas, por lo tanto es necesaria su ejecución con una activa participación del estado. Debido a este problema los sistemas rurales no son atractivos para el sector privado

Este informe trata de evaluar la actual gestión de la electrificación rural y proponer alternativas para mejorar la estrategia de la gestión y administración de los proyectos de electrificación rural para crear condiciones y viabilizar una futura gestión privada, que sea eficiente y sostenida.

Este informe tiene dos objetivos principales. El primero es evaluar las bondades y defectos de la gestión en electrificación rural en el Perú. El segundo es proponer alternativas para mejorar la rentabilidad de los proyectos de electrificación rural.

Este informe evalúa la gestión de proyectos de electrificación netamente rurales usando el método descriptivo y empleando datos estadísticos de entidades como OSINERG, ADINELSA y el MEM/DEP.

En el capítulo I se plantea el problema; en el capítulo II se presenta el marco referencial. En el capítulo III se describe los antecedentes de gestión de la Electrificación Rural en el Perú y se hace un diagnóstico de la actual gestión administrativa. En el capítulo IV se explica lo que se espera conseguir en una gestión futura de la electrificación rural en Perú. El capítulo V contiene un conjunto de propuestas y alternativas, que contribuirán a solucionar el problema de inviabilidad de gestión privada en sistemas eléctricos rurales y finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones.

Es preciso indicar que este informe no se hubiera podido desarrollar sin los valiosos comentarios y oportunas críticas del Ing. José Koc, además de los comentarios de colegas y amigos.



## **CAPITULO I**

### **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

#### **1.1 Enunciado del problema**

El Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), tiene problemas de índole económico y administrativo que a continuación se detallan:

El principal problema en el aspecto económico es la rentabilidad negativa; debido a las siguientes causas:

- El aumento de costos de inversión, operación y mantenimiento de los proyectos de ER, a medida que se acrecienta la dispersión de los usuarios, por las características geográficas de las zonas rurales, que impiden el aprovechamiento de las economías de escala.
- El bajo consumo Pér Cápita de electricidad.
- Tarifas insuficientes que no cubren los costos de operación y mantenimiento de los sistemas eléctricos rurales.
- Altos índices de morosidad.

En el aspecto administrativo las causas son:

- Manejo administrativo centralizado en la ciudad de Lima.
- Escasa preparación del personal en el manejo administrativo de un SER.

## **1.2 Hipótesis**

Al mejorar la rentabilidad de los proyectos de electrificación rural, será viable una transferencia de gestión de los SER, hacia el sector privado.

## **1.3 Resumen**

El principal problema de sostenibilidad de los proyectos de ER, es el económico y una de las causas es el bajo consumo de electricidad, aumento de costos de inversión, tarifas insuficientes y altos índices de morosidad; mejorando estas condiciones se viabilizará una futura gestión privada de la electrificación rural.

## CAPITULO II

### MARCO DE REFERENCIA

#### 2.1 Marco Teórico

Con el propósito de fundamentar este informe, a continuación se presentan las principales ideas que hoy existen sobre el tema en estudio.

Del Buono<sup>1</sup>, sostiene que el obtener usos productivos en la ER, no debería asumirse como una condición necesaria para la ejecución de los proyectos; esta aseveración esta sustentada por un estudio hecho a once sistemas de electricidad en pequeñas localidades llevada a cabo en 1997, por ITDG-Perú para ESMAP; en ese estudio entre el 70% y el 75% de los encuestados consideraron que la electricidad permite elevar sus estándares de vida, más no incrementaba su ingresos. Además esta aseveración cobra fuerza porque, en el Perú los factores de carga en ciudades grandes, son bajos (ejem.: Cajamarca 47%, Huaraz 45%, Chimbote 42%, ciudades con más de 100,000 hab), lo cual significa que la mayor parte del suministro de energía es utilizada para el alumbrado, y donde el uso productivo de la electricidad es pequeño o incluso insignificante; por lo tanto surge la pregunta de si no debería abandonarse totalmente la idea de "usos productivos" en pueblos de 50-100 casas.

Es cierto que existen casos donde las centrales hidroeléctricas pequeñas son utilizadas con propósitos productivos, por ejemplo: la Cooperativa Atahualpa en Cajamarca. El punto, es que en estos lugares hubo actividades productivas que impulsaron la electrificación y no viceversa (15).

Según, Sanz Hernández<sup>2</sup>, el marco de referencia donde tienen lugar las políticas actuales

---

<sup>1</sup> Michel Del Buono, Teodoro Sánchez, Alfonso Carrasco, "Aspectos de la Electrificación rural, Cajamarca-Perú, 1997

<sup>2</sup> A. Sanz Hernández, "Desarrollo rural. ¿Ocio o necesidad?", 5campus.com, Sociología  
<http://www.5campus.com/leccion/desarural>, 2001

de desarrollo rural y por ende la electrificación rural, presenta, los siguientes rasgos:

- Nuevos modelos de organización industrial: flexibilidad organizativa (posibilidad de conformar importantes redes de relaciones inter-empresariales para la cooperación en la producción y el intercambio), capacidad de innovación y programación.
- Reestructuración espacial de las actividades económicas y renovación de los criterios de localización de las actividades, redefinición del papel de la ciudad, cambio en el ritmo de los procesos de urbanización y reconstrucción de “lo rural”.
- Incremento y dominio del tiempo de ocio. Sociedad de consumo y pro-consumo.
- Centralidad del conocimiento como fuente de desarrollo y de formulaciones políticas sobre la sociedad (14).

Por su parte Jorge H. Barrera<sup>3</sup>, sostiene que la futura provisión de electricidad a las poblaciones rurales de alta dispersión demográfica será mayoritariamente posible mediante el aprovechamiento de flujos energéticos renovables, que las tecnologías y los equipamientos para abastecimientos descentralizados y autónomos son suficientemente confiables y han mejorado notablemente su economicidad. Quizá aún sea necesario un mayor conocimiento de dichas tecnologías y una mayor divulgación de sus ventajas. Sin embargo, pareciera que la restricción más importante para la penetración de las energías renovables es la carencia de un sistema de normas que permita la estructuración de cooperativas o empresas que instalen y "operen" estos servicios, y que regule las relaciones entre estos prestadores, los usuarios y el poder concedente (17).

Respecto a la adecuada selección de alternativas tecnológicas y partiendo del supuesto de que los ingresos son iguales para todas las alternativas tecnológicas, Guadagni<sup>4</sup> propone elegir la alternativa que tenga el menor valor actualizado de sus costos (12).

Es decir se tiene que evaluar y seleccionar el tipo de tecnología más adecuada técnica-económica, social y ambiental acorde a la demanda eléctrica de cada zona; es decir que es más caro a veces un proyecto de extensión de línea que un proyecto con energía no

---

<sup>3</sup> H. Barrera, Jorge: "Esquemas alternativos de Regulación, gestión y administración de poblaciones rurales", Argentina, 1997

<sup>4</sup> GUADAGNI, A.A. "El problema de la optimización del proyecto de inversión: consideración de sus diversas variantes". En BID-ODEPLAN, Proyecto de adiestramiento en preparación y evaluación de proyectos, Santiago, 1976

convencional como la fotovoltaica. De esta manera se optimizaría la inversión, y el proyecto sería más sostenible económicamente. Por lo tanto se tiene que impulsar el uso de tecnologías renovables no convencionales como la fotovoltaica o eólica.

## 2.2 Marco Conceptual

a) **Sostenibilidad:** Es la capacidad de mantenerse en el tiempo.

Desde el informe de la Comisión Brundtland, se ha establecido que la sostenibilidad es una dimensión global del desarrollo, de corresponsabilidad internacional; que involucra una redefinición del estilo de desarrollo y del uso de energía; y que atañe no sólo al manejo adecuado de los recursos naturales, sino también a las condiciones y calidad de vida de las personas (14)

b) **Viabilidad:** se refiere a la posibilidad de efectuar una acción

Para que un proyecto sea viable debe ser sostenible en los siguientes aspectos: Técnico, administrativo, financiero y legal (16).

c) **Economicidad:** rendimiento económico

Los proyectos de electrificación rural con tecnologías no convencionales que usan recursos renovables han mejorado su economicidad (17).

d) **Desarrollo Rural:** crecimiento económico sostenido de zonas rurales.

Una definición de desarrollo rural integral, puede ser la siguiente: “los adelantos a corto plazo en materia de desarrollo humano son posibles, pero no serán sostenibles sin un mayor crecimiento económico. A su vez, el crecimiento económico no es sostenible sin un desarrollo humano” (18).

## 2.3 Resumen

Del Buono, sostiene que el obtener usos productivos en la ER, no debería asumirse como una condición necesaria para la ejecución de los proyectos; esta aseveración esta sustentada por datos estadísticos donde se puede ver que en ciudades grandes con más de 100,000 hab, los factores de carga son bajos, lo cual significa que la mayor parte del

suministro de energía es utilizada para el alumbrado, y donde el uso productivo de la electricidad es pequeño.

Según, Sanz Hernández, el marco de referencia donde tienen lugar las políticas actuales de desarrollo rural y por ende la electrificación rural presenta nuevos modelos de organización industrial: flexibilidad organizativa, capacidad de innovación y programación, sociedad de consumo y pro-consumo, centralidad del conocimiento como fuente de desarrollo.

Por su parte Jorge H. Barrera, sostiene que la mejor manera de proveer electricidad a las poblaciones rurales de alta dispersión demográfica es mediante el uso de energías renovables, y que las tecnologías son suficientemente confiables y han mejorado notablemente su economicidad. Pero que la restricción para la penetración de las energías renovables es la carencia de un sistema de normas que permita la estructuración y regulación de empresas que instalen y "operen" estos servicios.

Respecto a la adecuada selección de alternativas tecnológicas, Guadagni propone elegir la alternativa que tenga el menor valor actualizado de sus costos (12).

En resumen su mayor capacidad de ser sostenible hará viable un proyecto de electrificación rural.

## **CAPÍTULO III**

### **DIAGNÓSTICO DE LA GESTIÓN ACTUAL**

#### **3.1 La Electrificación Rural en el Perú**

##### **3.1.1 Antecedentes**

En el año 1992 se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas(LCE), D.L. 25844 y su respectivo reglamento D.S. N° 009-93-EM, donde se formuló reformas que transformaron el esquema vertical de la gestión administrativa del sector eléctrico; y convirtieron al estado en solamente un regulador de las actividades de generación y distribución eléctrica. En el año 1992 el coeficiente de electrificación rural era de 54.8%, luego en el año 2004 paso a 77% y para el año 2013 se espera llegar al 91%. En las figuras No 3.1a, 3.1b, 3.2 y 3.3, presentadas en el anexo; se puede apreciar la evolución del coeficiente de electrificación. Por otro lado el consumo por cada usuario, en las zonas rurales no han sufrido variación considerable, debido a que este consumo esta dirigido principalmente al doméstico y no al productivo. Ver Tabla N° 3.1

Tabla N° 3.1  
Consumo Promedio por sector Kw-h (2001-2004)

Año	urbano-Rural	Rural
2001	23.81	18.2
2002	24.89	19.07
2003	23.47	19.79
2004	23.71	20.49

Cantidad de Sistemas Tomados

Tipo de Sistema	Cantidad
Urbano Rural	57
Rural	32
Total	89

Fuente: Estadística SICOM-OSINERG

Nota.- No se tomó consumos mayores a 300kW-h

Las tarifas en Distribución Eléctrica Rural pertenecían al sector típico 3 y 4; pero mediante la resolución N° 015-2004-EM/DGE, la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas estableció 5 sectores típicos, siendo el sector 5 el tipo Rural; esta medida regirá a partir de Octubre del 2005 hasta Octubre del 2009.

Tabla N° 3.2  
Tarifas BT5 para usuarios domésticos – 2002

Empresa	Localidad	Sector típico		ctm Sol/kWh	%
EDELNOR	Lima	1	Sist.Nacional	28.8	100%
ELECTROPUNO	Puno	2	Sist.Nacional	32.7	113%
ELECTROPUNO	Antauta	4	Sist.Nacional	41.55	144%
		(rural)			
ELECTROPUNO	Varios	4	Sistema Aislado	58.57	203%
		(rural)			
ELECTROSUR ESTE	Cusco	2	Sist.Nacional	30.45	105%
ELECTROSUR ESTE	Andahuaylas	4	Sist.Nacional	41.66	144%
		(rural)			
ELECTROSUR ESTE	Iñapari	4	Sistema aislado	62.56	217%

Fuente: OSINERG

En la tabla N° 3.2, se aprecia que las tarifas rurales son más caras que las urbanas, en sistemas interconectados; para sistemas aislados la diferencia es aún mayor por los altos costos del combustible. Actualmente hay un Fondo de Compensación social Eléctrico (FOSE), introducido en Noviembre del 2001 que determinó una reducción de las tarifas rurales para consumos menores a 100 Kw-h.

Los beneficios sociales que trae la electrificación rural, son muy importantes pues contribuyen con el logro de los objetivos de desarrollo rural. En la tabla N° 3.3, vemos los beneficios económicos, según NRECA.

Tabla N° 3.3  
Beneficios económicos de la electricidad en áreas rurales \$/ año

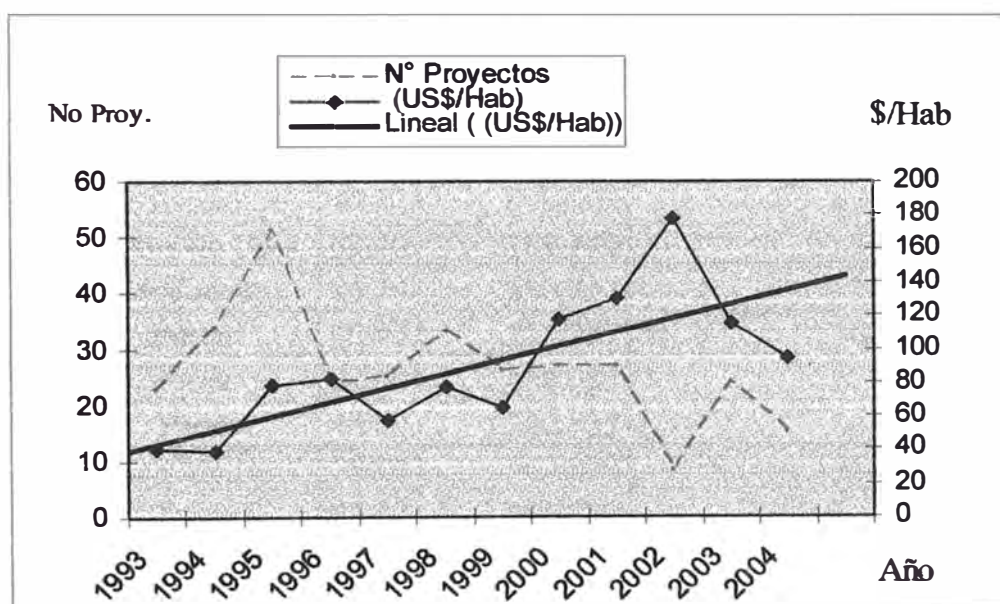
Región	Iluminación	Radio y televisión	Refrigeración	Por kWh adicional
Sierra	120.5	60.48	0	Tarifa adicional
Selva	154.8	57.96	138.84	Tarifa adicional
Costa	97.6	87.4	231.12	Tarifa adicional
País	132.4	64.8	110.04	

Fuente: NRECA 1999



Asimismo, se ha implementado el Plan Nacional de Electrificación Rural 2004-2013 ( ver en el anexo figura N°3.4), que fue elaborado en conjunto con los gobiernos regionales para concordar con los planes de desarrollo en cada región. La ejecución de todos estos proyectos beneficiará a 4,3 millones de habitantes y se espera incrementar el coeficiente de electrificación a 91 por ciento en el año 2013; con una inversión de 858 millones de dólares aproximadamente.

En la figura No 3.5 se puede apreciar los la cantidad de proyectos ejecutados en el PNER y el costo promedio por habitante. Los costos de inversión por habitante electrificado varían de acuerdo a la cantidad de población beneficiada.



Fuente: MEM/DEP

Figura N°3.5: Costo por habitante para PSE's

En la tabla N° 3.4, se puede observar la cantidad de población que falta electrificar.

Tabla No 3.4  
Población total y no electrificada por departamentos, año  
2003

Departamentos	C.E.	Población(1)	No electrificados(2)
Amazonas	54.50	435,556	198,178
Ancash	63.30	1,123,410	412,291
Apurímac	65.50	470,719	162,398
Arequipa	95.30	1,113,916	52,354
Ayacucho	68.70	561,029	175,602
Cajamarca	35.20	1,515,827	982,256
Cuzco	67.50	1,223,248	397,556
Huancavelica	66.00	451,508	153,513
Huanuco	36.90	822,804	519,189
Ica	88.20	698,437	82,416
Junín	84.40	1,260,773	196,681
La Libertad	73.60	1,528,448	403,510
Lambayeque	86.40	1,131,467	153,880
Lima	99.20	8,679,569	69,437
Loreto	48.30	919,505	475,384
Madre de Dios	62.40	102,174	38,417
Moquegua	86.70	160,232	21,311
Pasco	60.70	270,987	106,498
Piura	61.60	1,660,952	637,806
Puno	49.50	1,280,555	646,680
San Martín	50.20	767,890	382,409
Tacna	97.60	301,960	7,247
Tumbes	85.90	206,578	29,127
Ucayali	63.00	460,557	170,406
<b>Total</b>		<b>27,148,101</b>	<b>6,474,546</b>

1 Fuente: compendio Estadístico

2 Fuente: Anuario 2003 OSINERG

Tabla N° 3.5  
Proyectos programados por Departamentos según la  
DEP

PNER 2004-2012

Departamento	Incidencia de Pobreza	No de Proyectos DEP
Amazonas	63.73	16
Ancash	46.30	18
Apurimac	57.41	14
Arequipa	29.75	13
Ayacucho	52.42	16
Cajamarca	65.08	37
Cusco	42.36	14
Huancavelica	77.68	5
Huanuco	68.82	14
Ica	25.71	2
Junin	46.34	12
La libertad	39.52	11
Lambayeque	40.20	12
Lima	32.47	11
Loreto	56.02	12
Madre de Dios	24.80	4
Moquegua	30.05	2
Pasco	45.83	11
Piura	51.96	17
Puno	69.54	18
San Martín	48.16	10
Tacna	32.40	0
Tumbes	20.64	4
Ucayali	57.09	10

Fuente: MEM/DEP

En la tabla N° 3.5, se aprecia la cantidad de proyectos programados hasta el año 2012.

Respecto a la política de gestión en electrificación rural, hasta ahora se han usado dos modelos, que se detallan a continuación:

**a) Modelo de Compromiso de Inversión**

En este modelo el operador tenía que invertir un porcentaje del costo a pagar en obras de electrificación rural, dentro de una zona de influencia, asignada por el Gobierno. La DEP entregaría un listado de proyectos a la concesionaria, quien tenía que construir dichos proyectos según un plan priorizado aprobado por la DEP. El estado podía participar en la expansión de servicios eléctricos rurales, sin tener que financiar directamente los proyectos, pero con la facilidad de poder transferir la propiedad en forma directa a la empresa operadora. Pero había dos inconvenientes; primero la concesionaria no participaba en el diseño y selección de los proyectos, quien además reclamaba que los proyectos no eran rentables. Segundo que una vez agotado el fondo del fideicomiso la concesionaria no tenía la obligación de operar los nuevos proyectos que el estado ejecutaría en su zona de concesión.

**b) Modelo de Compromiso de Operación**

En este modelo la concesionaria, tenía la obligación de operar los Sistemas Eléctricos que construya el Estado, dentro de una zona de concesión asignada a la empresa. Este Modelo permite añadir nuevos proyectos al listado inicial de proyectos y también define el proceso de transferencia de los mismos. En este modelo aparece ADINELSA, como operador y administrador de las obras ejecutadas por la DEP/MEM; pero este modelo no se ha puesto en práctica al cien por ciento, puesto que ADINELSA es quien opera hasta el momento los SER, pues aún no se ha dado la transferencia de la Gestión de la Electrificación Rural al sector privado.

### **3.2 Evaluación de la Gestión Administrativa**

Hay dos entidades principales que realizan la gestión en Electrificación Rural, son la Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP), quien desarrolla y ejecuta los proyectos y ADINELSA que administra y opera las obras ejecutadas.

### **3.2.1 Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP)**

La DEP es la entidad encargada de desarrollar y ejecutar los proyectos de electrificación rural cumpliendo las normas vigentes; fue creada el año 1993, mediante el decreto supremo No 021-EM. La DEP adquiere, los suministros y equipos necesarios, contrata la ejecución de las obras y los servicios de empresas de consultoría y supervisión. La labor de la DEP termina con la recepción de la obra; para luego efectuar una transferencia a ADINELSA, para su administración y operación.

La DEP no ha cumplido a cabalidad sus metas de gestión, pues no ha manejado los proyectos con una perspectiva de participación del sector privado con los grupos beneficiados; para en el futuro efectuar una transferencia de gestión al sector privado.

### **3.2.2 Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (ADINELSA)**

ADINELSA, fue creada en el año 1998, es la entidad que recibe los activos de las obras rurales y se encarga de su administración y operación; también se encarga de la suscripción de contratos con empresas eléctricas concesionarias públicas o privadas para la operación y mantenimiento de los proyectos; también tiene la facultad de transferir las obras previo pago del valor de las inversiones.

Las empresas concesionarias proveen y realizan la cobranza del servicio; pero los costos por mantenimiento y operación son mayores a la recaudación por tarifas, la cual hacen no rentable la gestión de ADINELSA, quien según sus estadísticas internas arroja rentabilidad negativa. ADINELSA administra los SER totalmente desde la ciudad de Lima y hasta hora no elabora mecanismos para reducir los costos de O&M y mantiene el esquema de subsidio para el manejo de un SER.

Actualmente el estado mediante estas dos entidades administra los SER, desde la ciudad de Lima, y su gestión no refleja el esquema de regionalización y descentralización que se ha puesto en marcha en el país.

### **3.2.3 Desventajas y Ventajas de la Gestión Centralista**

El centralismo de la gestión administrativa conlleva a las siguientes desventajas:

- Demora en los trámites.

- Mayor burocracia.
- Dependencia del organismo central.
- Desbalance del poder entre las áreas locales y el área central.
- El movimiento de recursos de los proyectos puede provocar una lucha interna política.
- Los problemas asociados con el cierre de proyectos pueden ser severos.
- La división de autoridad y responsabilidad en una organización centralista es compleja e incómoda para el responsable de un proyecto local.
- La organización centralista viola el principio de gerencia de la unidad de comando.

#### Ventajas de la Gestión Centralista

- El proyecto es el punto de énfasis.
- Debido a que el proyecto descansa sobre las áreas funcionales, el proyecto tiene acceso razonable a la reserva de tecnología en todas las áreas.
- La organización centralista permite un mejor y amplio balanceo de los recursos de la empresa para alcanzar las metas.
- Hay una gran cantidad de flexibilidad en precisamente como está organizado el proyecto dentro de la matriz

### **3.3 Evaluación Económica de un Sistema Eléctrico Rural (SER)**

#### **3.3.1 Costos de Ingresos y Egresos en un Sistema Eléctrico Rural**

Actualmente un SER tiene rentabilidad negativa, debido a que los ingresos no cubren los egresos, durante el tiempo de vida del proyecto. Según valores obtenidos de proyectos de la DEP/MEM y ADINELSA, se ha elaborado las tablas N° 3.6, 3.7 y 3.8; con costos de inversión, operación, mantenimiento y montos de tarifas recaudadas; de dos sistemas eléctricos rurales actualmente operando (ejemplo 1 y 2) y uno en ejecución (ejemplo 3).

**Ejemplo 3: PSE Huari IV Etapa (2004)**

Tabla N° 3.8  
Indicadores Económicos del PSE Huari IV  
Etapa

Tipo de Sistema	Interconectado
Inversión total \$	4,401,623.53
Cantidad de usuarios	9,772.00
Costo PSE \$/lote	450.43
Consumo Kwh/mes	18.00
Inversión \$/lote	450.43
O&M \$/lote/año	24.24
Costo compra energía \$/lote/año	17.87
Recaudación por venta usuario \$/lote/año	38.28
Índice Promedio de Cobranza %	59.45

Fuente: ADINELSA

En la tabla N° 3.8 se presenta un PSE, en ejecución; este ejemplo se evaluará con parámetros históricos de ADINELSA; como el índice promedio de cobranza para SER interconectados igual a 59.45%; vemos que tampoco las tarifas cubrirán el costo de O&M. En general los costos recaudados por venta de energía en los SER, no cubren los costos de O&M., por lo tanto se reafirma que es necesario un subsidio en la tarifas con el FOSE. No olvidemos que las tarifas deben ser: “lo suficiente como para recuperar los costos de cada actividad del sector y mandar señales correctas al cliente para que haga un uso correcto del Sistema” (9).

Los altos índices de morosidad y el bajo índice de cobranza afectan directamente la rentabilidad, pues disminuyen el flujo de ingresos reales y el valor actualizado neto (VAN) real, es mucho menor del VAN esperado.

Cabe indicar que en estos proyectos se espera una mínima recaudación que garantice el costo de operación y mantenimiento; pero al existir altos índices de morosidad (57% en el PSE, Sta Rosa, por ejemplo), pone en peligro la continuidad del servicio eléctrico.

Cabe indicar que la recaudación por tarifas mencionadas en los ejemplos consideran el subsidio del FOSE. A continuación un resumen de esta ley:

## LEY N° 27510: LEY QUE CREA EL FONDO DE COMPENSACIÓN SOCIAL ELÉCTRICA (FOSE)

### Artículo 1°.- Objeto

“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, residencial o aquella que posteriormente la sustituya”.

### Artículo 3°.- Ámbito de Aplicación

“EL FOSE cubrirá el programa de compensación tarifaria aplicable a los cargos de la tarifa de energía activa de los clientes residenciales indicados en el artículo 1° de esta Ley. Los recursos se asignarán mediante descuentos a aquellos usuarios con consumos menores o iguales a 100 kwh/mes, según la siguiente tabla:”

Usuarios	Reducción Tarifaria para consumos menores a 30 kwh mes	Factor mensual del descuento (\$) para consumos de 31 a 100 kwh mes
Sistemas Interconectados	25 % del cargo de energía	7.5 kwh mes por cargo de energía
Sistemas Aislados	50% del cargo de energía	15 kwh mes por cargo de energía

### 3.3.2 Evaluación Económica de un SER

Consiste en realizar una evaluación de las variables ingresos y egresos registrados en un SER, para poder ver cual de las variable se puede optimizar.

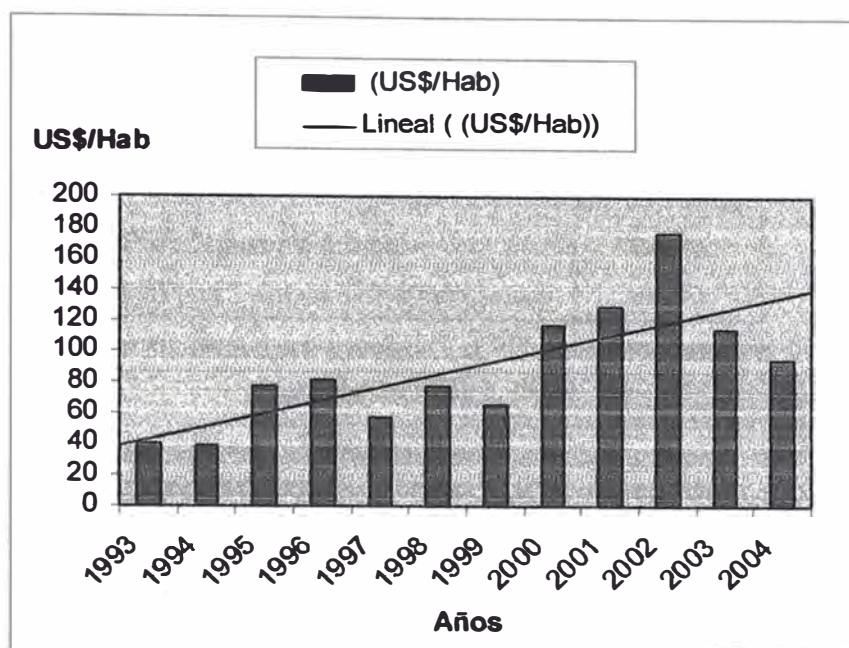
#### a) Variables de Egresos:

Costo de inversión, Costo de O&M y Costo de energía en barra.

- **Costo de Inversión de un Pequeño Sistema Eléctrico (PSE)**



Esta evaluación se efectuará usando comparaciones de indicadores económicos promedio, como costo de habitante electrificado en PSE; datos estadísticos que posee la DEP/MEM recopilados a lo largo de 12 años de ejecución de obras. A continuación vemos en la figura N° 3.6, los costos por habitante electrificado por la DEP.



Fuente:MEM/DEP

Figura N° 3.6: Costo por habitante electrificado por la DEP

Según las estadísticas del DEP/MEM, en los últimos 3 años los costos promedio de inversión total para un PSE están entre \$/.350.00 y \$/. 400.00, por lo tanto los costos de los proyectos mencionados son demasiados caros aún. En la tabla N° 3.9 se aprecia los costos promedio/usuario en Líneas Primarias (L.P.), Red Primaria (R.P.), Red Secundaria (R.S.), Central Hidroeléctrica (C.H.) y Pequeño Sistema Eléctrico (P.S.E.).

Tabla N° 3.9

Resumen de los Costos de Inversión de los Sistemas: Huari, Sta Leonor y Humay P.

Proyecto	Costo L.P.y S.E. \$/usuario	Costo R.P. \$/usuario	Costo R.S. \$/usuario	Costo C.H. \$/usuario	Costo PSE \$/usuario
PSE Huari IV Etapa	120.34	95.36	234.86		450.43
CH Sta Leonor y PSE Asociado				1,024.70	456.58
PSE Humay -Pámpano	391.85	132.26	225.65		512.03

Fuente: ADINELSA

En conclusión los proyectos mencionados tienen costos de inversión muy por encima del promedio.

- **Costo de Operación y Mantenimiento de un SER**

Tabla No 3.10  
Costo de Operación y Mantenimiento de los  
Sistemas: Huari, Sta Leonor y Humay P.

Proyecto	O&M \$/lote/año
PSE Huari IV Etapa	24.24
CH Sta Leonor y PSE Asociado	48.17
PSE Humay-Pámpano	89.26

Fuente: ADINELSA

En la tabla N° 3.10, podemos comparar los costos de operación y mantenimiento de los PSE's y vemos que el costo de O&M del PSE Huari IV Etapa puede servir como precio base por ser el más económico. La diferencia se debe a la mayor cantidad de población beneficiada en el PSE Huari; que es de 9772 frente a 1375 hab, de Santa Leonor y 542 hab. de Humay Pámpano. Por lo tanto el costo de operación y mantenimiento de un proyecto, es más barato si tiene una densidad poblacional beneficiada alta.

Los costos de O&M se un proyecto se van optimizando a medida que la cantidad de usuarios se incrementa. Haciendo una comparación con los costos históricos promedio, se puede considerar que los costos de O&M de los PSE Santa Leonor y Humay – Pámpano son demasiados caros.

- **Costo de energía comprada en barra**

Este valor es de la energía comprada en barra, para su posterior venta a los distribuidores que finalmente las venden a los clientes finales. Los precios de la energía en barra son estipulados por OSINERG y se presentan en la tabla N° 3.11. El cálculo del costo de energía comprada en barra, no esta dentro de los alcances de este informe.

Tabla N° 3.11  
Costo de tarifas de compra de energía de los Sistemas: Huari, Sta Leonor y Humay P

Proyecto	Tipo	Cantidad de usuarios	Precio de Energía MT en Barra \$./kWh
PSE Huari IV Etapa	Interconectado	9,772	0.076
CH Sta Leonor y PSE Asociado	Aislado	1,375	
PSE Humay-Pámpano	Interconectado	518	0.18

Fuente: ADINELSA

**b) Variables de Ingresos: Costo de venta de energía a usuarios**

• **Costo de tarifas de venta de energía al usuario**

Esta tarifa se obtiene mediante la fórmula presentada a continuación:

$$T_{cf} = T_b + C_f + VAD \quad (3.1)$$

Donde:  $T_{cf}$ : Tarifa cliente final

$T_b$ : tarifa en barra

$C_f$ : Cargo fijo

$VAD$ : Valor Agregado de Distribución

El OSINERG establece esta tarifa encargando esta labor a una empresa consultora de probada experiencia mediante concurso. El Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución para el Sector Típico 4, correspondiente al Sistema Eléctrico de Distribución Huayucachi, fue encargado a la empresa Centro de Conservación de Energía y del Ambiente CENERGIA. El procedimiento seguido por la consultora fue la siguiente: Recopilación de Antecedentes de la empresa real, Validación y revisión de antecedentes, Revisión inicial de costos, Creación de la empresa modelo – Proceso de optimización, Resultados de la estructura de la empresa modelo y finalmente las conclusiones. A continuación analizaremos cada paso del proceso en el cálculo del VAD.

• **Cálculo del VAD**

**a) Recopilación de Antecedentes de la empresa real:**

Consiste en solicitar información técnica, comercial y económica de la empresa modelo para el sector 4, para el periodo 1999-2000; para obtener un conocimiento de los aspectos técnicos, contable – financieros, comerciales y de organización de la empresa y del sector modelo; y definir los criterios de asignación de costos indirectos por actividad, y la metodología de ajuste inicial de costos y diseñar el sistema eléctrico de la empresa modelo. Esta actividad es netamente informativa.

**b) Validación y revisión de antecedentes:**

Los criterios usados para validar la información recopilada, de los VNR eléctrico y no eléctrico son: validación del VNR en el campo y la revisión y actualización de los costos unitarios con los datos del SICODI.

**c) Caracterización del Mercado Eléctrico:**

Se determinó que la empresa modelo SER Huayucachi tenía para el año 2000 15,317 clientes, mayoritariamente de tipo BT5 (doméstico) y que la energía vendida fue de 7.20 GWh con una demanda agregada de 2.23 MW, que indica un factor de carga de 36.6%. Ver con más detalle en la tabla N° 3.12 a continuación.

Tabla N° 3.12

Compra y venta de energía en MWh

Descripción	Total Empresa		Empresa Modelo	
	1999	2000	1999	2000
Compra en MAT	245,089	209,913		
Compra en AT	122,844	121,449	8,217	8,260
Compra en MT	19,381	72,295		
<b>Total Compras</b>	<b>387,314</b>	<b>403,657</b>	<b>8,217</b>	<b>8,260</b>
Generación Propia Neta	53,895	58,932		
Ventas en MAT	51,164	62,233		
Ventas en AT	60,186	64,743	0	0
Ventas en MT	46,216	50,980	293	311
Ventas en BT	241,413	245,292	6,717	6,884
<b>Total Ventas</b>	<b>398,979</b>	<b>423,248</b>	<b>7,011</b>	<b>7,195</b>
<b>Pérdidas Totales (%)</b>	<b>9.60%</b>	<b>8.50%</b>	<b>14.70%</b>	<b>12.90%</b>

Fuente: CENERGÍA

#### d) Revisión inicial de costos

En esta etapa se procede a realizar una reestructuración en la organización y un ajuste inicial en los costos, de los antecedentes de la empresa real y la empresa modelo. El ajuste se dio en los siguientes aspectos: Mercado eléctrico, Costos de explotación técnica, Costos de explotación comercial y Costos indirectos.

#### e) Creación de la empresa modelo:

La empresa modelo esta creado en base al SER Huayucachi optimizado tanto en sus características técnicas y administrativa usando una tecnología adaptada al requerimiento de la demanda. Las características técnicas de la empresa modelo son las mismas del Huayucachi, pero optimizadas.

- **Optimización de las redes de Red de MT**

Las redes de MT se optimizaron siguiendo el criterio del menor costo:

Se evalua el menor costo por km de línea para cada sistema y se considera el tipo de sistema por densidad de carga y densidad poblacional; además se efectuarán ajustes en los ramales y alimentadores, para establecer una configuración razonable para los fines del estudio. Observar que el Valor Presente (VP) de la Tensión de 13.2 /7.6 kV resulta menor que la alternativa a 22.9/13.2 kV, por lo que se adoptó utilizar dicha tensión. Ver Tablas N° 3.13 y 3.14

Tabla N° 3.13

Costo por Km de línea en MT (US\$/km)

Sistema	16	25	35	50	70	95
Trifásico	5,325	5,585	5,982	6,458	7,960	10,626
Monofásico	4,833					
MRT	3,471					

Fuente: CENERGÍA

Tabla N° 3.14  
Selección del Nivel de Tensión Nominal  
Valor Presente (VP) US\$

Descripción	22.9 Kv	13.2 Kv	%13.2/22.9
VP Perdidas	57,809	93,498	161.74
VNR instalaciones	1,057,465	1,051,987	99.48
Costos de O&M	396,942	394,886	99.48
vp Total	1,512,216	1,540,371	101.86
SED	859,770	822,050	95.61
Mantenimiento del SED	40,065	38,308	95.61
<b>vp Total</b>	<b>2,412,052</b>	<b>2,400,729</b>	<b>99.53</b>

Fuente: CENERGIA

- **Optimización de las redes de Red de BT**

Respecto a las redes de B.T. se clasificó las SED por categorías y por categoría y se obtuvo el parámetro km de red por cliente, se elaboró el diseño económico: Radio medio y calibre de los conductores y se calcularon los costos de inversión totales por cada SED optimizada, Finalmente se calculo los costos de inversión promedio, expresadas por kW, para cada categoría y se calculó el VNR total de la categoría (producto US\$/kW por la potencia total). Ver tablas N° 3.15, 3.16 y 3.17

Tabla N° 3.15  
Pérdidas Estándar (%)

Tipo de pérdidas	MT		BT	
	Potencia	Energía	Potencia	Energía
Técnicas	2.20%	1.16%	9.92%	7.61%
No Técnicas	0	0	3.20%	2.30%
Total	2.20%	1.16%	10.12%	9.91%

Nota.- Porcentajes de venta de BT referidas a total ventas de BT, porcentajes de venta de MT referidas a total entregado en BT+más ventas en MT

Fuente: CENERGÍA

Tabla N° 3.16

## Factor de economía de escala

Periodo	2000	2001	2002	2003	2004
VAD	1	0.9779	0.956	0.9352	0.915
CEFAT	1	0.9898	0.98	0.9701	0.961

Fuente: CENERGIA

- **Resultados de la estructura de la empresa modelo:**

Tabla No 3.17  
Resumen del Cálculo del VAD y el CF

Descripción	Unidad	Media Tensión	Baja Tensión	Cargos Fijos			
				Total	CFE	CFS	CFH
Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)	miles de US\$	1,137	1,574				
Costo Anual de Inversión (Anualidad del VNR)	miles de US\$	141	195				
4Costo Anual de Explotación	miles de US\$	73	129				
Total Costo Anual	miles de US\$	214	324	105.28	105.03	0.18	0.07
Demanda	Kw	2,443	2,062				
Número de Clientes	unidad			15,317	15,295	17	5
Valor Agregado de Distribución							
Inversión	US\$kW-mes	4.568	7.494				
Explotación	US\$kW-mes	2.365	4.944				
Total	US\$kW-mes	6.933	12.438				
Cargos Fijos	US\$/mes			0.543	0.543	0.815	1.173
Valor Agregado de Distribución (*)							
Inversión	S/.Kw-mes	15.915	26.11				
Explotación	S/.Kw-mes	8.238	17.215				
Total	S/.Kw-mes	24.153	43.325				
Cargos Fijos	S/.cliente-mes			1.894	1.892	2.841	4.088
(*)Tipo de cambio (s/.US\$):3.484							

Fuente: CENERGIA



## **f) Conclusiones**

Reafirmando los comentarios de la empresa consultora CENERGÍA, se concluye que:

- La empresa modelo Huayucachi, no representa un modelo típico de un SER netamente rural sector 4, sino más urbano rural por lo tanto los resultados obtenidos no representan a todo el universo de dicho sector, por lo que debería establecerse más sectores, y escoger varias empresas modelo, para encontrar un VAD mas cercano a la realidad de la zona. Para el cálculo del VAD 2005 se ha considerado un sector 5, netamente rural.
- Se demuestra que para zonas menos densas el costo de brindar el servicio eléctrico es mucho más caro. Por lo tanto el VAD para zonas menos pobladas debería ser mayor que para zonas más pobladas, se analiza las cifras siguientes:

Alimentador A 4301 US\$ 952 /kW , la zona menos densa del SER

Alimentador A 4302 US\$ 252 /kW, la zona más densa del SER.

## **3.4 Resumen**

El modelo actual de gestión administrativa del Sistema eléctrico en el Perú es horizontal para las actividades de generación y distribución. El Programa Nacional d Electrificación Rural (PNER), puesto en marcha en el Perú actualmente tiene problemas de sostenibilidad económica y administrativa, debido a una rentabilidad negativa y altos índices de morosidad, por lo tanto los proyectos de electrificación rural no son atractivos para el sector privado.

La cual hace inviable una gestión privada de los sistemas eléctricos rurales. La gestión Administrativa del PNER actualmente es manejada desde Lima por dos entidades que son la Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP), que desarrolla y ejecuta los proyectos; y ADINELSA que administra y opera las obras ejecutadas.

La gestión administrativa actualmente es centralista y no toma en cuenta las pocas decisiones de los organismos locales, el nivel técnico en provincias es insuficiente y se deja de lado soluciones locales más, baratas y rápidas de poner en practica.

Haciendo un breve análisis de los logros de la DEP vemos que no ha logrado cumplir a cabalidad sus metas, pues ha manejado los proyectos sin una perspectiva de fomentar la participación del sector privado y los grupos beneficiados directamente, para que en el

futuro estos proyectos sean sostenibles en cuanto a su operación y mantenimiento, y facilitar una transferencia de gestión hacía el sector privado.

ADINELSA, recepciona las obras rurales y se encarga de su administración y operación; suscribe contratos para la operación y mantenimiento de los proyectos y transfieren las obras previo pago del valor de las inversiones. ADINELSA según sus estadísticas internas arroja rentabilidad negativa, y el manejo administrativo de los SER también es desde la ciudad de Lima; además no ha sido capaz de crear mecanismos de mejora para la reducción de costos de O&M, y mantiene el esquema inoperativo en el manejo de un SER. Los costos por tarifas no cubren los costos por mantenimiento y operación lo cual hacen no rentable la gestión de ADINELSA. En cuanto al cálculo del VAD, el valor obtenido es muy genérico pues el modelo elaborado no es representativo del sector netamente rural. Debido a los problemas de rentabilidad los proyectos de electrificación rural no son atractivos para el sector privado.

## **CAPITULO IV**

### **GESTIÓN FUTURA DE PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL**

#### **4.1 Gestión de Proyectos**

Una gestión futura en electrificación rural debe estar dirigida por el sector privado y tener al estado como promotor de la inversión privada, dentro de un esquema totalmente descentralizado, es decir con sedes en cada región. El inversionista privado mostrará interés en invertir, solo si obtiene utilidad por su inversión; por eso el estado subsidiará inicialmente un porcentaje de la inversión total, para mejorar la rentabilidad de los proyectos de electrificación rural.

Los proyectos se priorizarán de acuerdo a un análisis que demuestre que cada proyecto sea sostenible en el aspecto técnico, económico y ambiental.

La Dirección Ejecutiva de Proyectos y ADINELSA deberán reformular sus funciones y delegar responsabilidades a los gobiernos regionales y locales con la participación de las empresas distribuidoras.

#### **4.2 Gestión Administrativa**

La Gestión administrativa debe seguir dirigida por los gobiernos regionales en coordinación con la DEP/MEM, quien debe asesorar en la parte técnica y dar el visto bueno técnico. La DEP tendrá un coordinador y asesor nacional, en el desarrollo y ejecución de la electrificación rural; con sedes en cada región para coordinaciones locales. La DEP seguirá adquiriendo, los suministros pero debe asesorar la ejecución de las obras, los servicios de consultoría y supervisión del trabajo.

La DEP reformulará sus funciones y metas hacia una forma más práctica de manejo y delegar responsabilidades con una inmediata descentralización de funciones técnicas y

administrativas a sedes locales. A medida que el estado transfiera los activos de las obras a los gobiernos regionales, ADINELSA verá disminuida sus funciones y no tendrá razón de existir; por el momento sirve como un puente para una transferencia hacia el sector privado.

### 4.3 Gestión Económica

La gestión económica financiera debe estar a cargo de una entidad que avalúe los proyectos y los priorice. Esta entidad financiará parte de la inversión conjuntamente con las empresas privadas. El Banco mundial recomienda la creación de una entidad denominada Fondo Nacional para la Electrificación Rural.

### 4.4 Rentabilidad Económica

Es necesario un subsidio para hacer rentable los proyectos de electrificación rural. La rentabilidad solo se hará positiva si se cubre el déficit económico Entre los ingresos y egresos. Ver tabla N° 4.1

Tabla No 4.1  
Costo de Subsidio Explicito

Proyecto	O&M \$/lote/año	Tarifa compra energía \$/lote/año	Tarifa venta energía \$/lote/año	Subsidio \$/lote/año	% deficit
PSE Huari IV Etapa	24.24	17.87	38.28	3.83	0
CH Sta Leonor y PSE Asociado	48.17		5.28	42.89	0
PSE Humay-Pámpano	35.46	85.38	75.31	45.53	0

Fuente: ADINELSA

En los ejemplos mencionados se analizará el monto del posible subsidio. Como las tarifas no cubren el costo por O&M y menos los costos de inversión, pero será necesario seguir aplicando un subsidio a las tarifas que cubran el costo de O&M y elaborar mecanismos para disminuir estos costos. También disminuir la tasa de morosidad de los usuarios y promover el incremento de usuarios.

El subsidio deberá ser directamente a las tarifas para cubrir el costo de O&M; y el costo de inversión adjudicarlo como patrimonio a las regiones. Para futuras inversiones el estado subsidiará un porcentaje del total de las inversiones de los proyectos; este monto será calculado teniendo en cuenta el VAN social.

Es decir la concesionaria inicialmente compartirán la inversión con el estado y posiblemente tendrán una baja rentabilidad, pero sus utilidades se incrementarán al producirse la expansión del servicio y tendrá la garantía que recuperará su inversión; además se aprovechará su economía de escala a medida que crece el mercado, al usar los mismos recursos o un pequeño incremento en costos de O&M.

Este modelo de administración deberá ser realizada por la empresa concesionaria y se efectuará dentro del área de influencia del proyecto.

#### **4.5 Política de Electrificación Rural**

El estado 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, establece el marco normativo para la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, mediante la ley N° 28749; ley general de electrificación rural. En este proceso el rol principal del estado es el de subsidiario y promotor de la inversión privada; en la ejecución de las obras de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) participarán los gobiernos regionales, locales e inversionistas privados que presenten el menor porcentaje de subsidio de acuerdo a lo dispuesto en la presente ley.

Los recursos para la electrificación rural constituyen bienes inembargables y consisten en recursos propios provenientes del tesoro público y fuentes de financiamiento externo y serán administrados por el MEM a travez de la DEP. El estado deberá promover el uso productivo de la electricidad.

Cabe indicar que los Sistemas Eléctricos Rurales deberán contar con normas específicas de diseño y construcción adecuadas a las zonas rurales y teniendo en cuenta la normatividad vigente respecto al tema ambiental.

El Ministerio de Energía y Minas elaborará el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), este plan tendrá un plazo de 10 años para consolidar los Planes de Desarrollo Regional y Local concertados; respecto al incentivo a la inversión privada se ha creado el

Régimen Especial de Concesiones Eléctricas Rurales, con el fin de incorporar incentivos para el desarrollo de la inversión privada en electrificación rural.

#### **4.6 Resumen**

En la actualidad la gestión de los sistemas eléctricos rurales esta manejada por el gobierno central, pero con un saldo negativo de rentabilidad y con una poca eficiencia en su gestión. Para que el desarrollo de la electrificación rural sea sostenida es necesario una transferencia de gestión al sector privado pero con la participación del estado como promotor, dentro de un esquema totalmente descentralizado, es decir con sedes en cada región. La Dirección Ejecutiva de Proyectos y ADINELSA deberán reformular sus funciones y delegar responsabilidades a los gobiernos regionales y locales con la participación de las empresas distribuidoras. La DEP/MEM, debe asesorar en la parte técnica y dar el visto bueno técnico.

En este capítulo se demostró que la recaudación por tarifas no cubre el costo de O&M de los SER, ejemplo: PSE Sta Leonor, PSE Humay Pampano. Debido a esto los SER no son atractivos para la inversión privada. Por lo tanto es necesario que el estado tome medidas para mejorar esta situación para lograr que el inversionista privado muestre interés en invertir. El inversionista solo participará si obtiene utilidad por su inversión; por eso el estado inicialmente subsidiará un porcentaje de la inversión para mejorar la rentabilidad de los proyectos de electrificación rural. Los proyectos se priorizarán de acuerdo a un análisis que demuestre que cada proyecto sea sostenible en el aspecto técnico, económico y ambiental.

En general la futura política del estado será conseguir el objetivo central que es contribuir al desarrollo socioeconómico sostenible, mejorar la calidad de vida de la población, dentro del marco normativo para la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, mediante la ley N° 28749; ley general de electrificación rural. En este proceso el rol principal del estado es el de subsidiario y promotor de la inversión privada; en la ejecución de las obras de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) donde participarán los gobiernos regionales, locales e inversionistas privados.

## **CAPÍTULO V**

### **PROPUESTAS DE SOLUCIÓN**

El estado debe crear condiciones para mejorar la rentabilidad de los proyectos y viabilizar una futura transferencia hacia una gestión privada, con el objetivo de mejorar la eficiencia y garantizar un crecimiento sostenido de los proyectos de electrificación rural, a continuación algunas propuestas:

#### **5.1 Parámetros mínimos para que un proyecto sea sostenible**

Para la ejecución futura de proyectos es necesario establecer condiciones que garantizarán la sostenibilidad económica de los proyectos de electrificación rural, para esto es necesario establecer parámetros mínimos. En los cálculos realizados por el Banco mundial en el estudio: "Mejoramiento de la Electrificación Rural, mediante Fondos Concursables", se propusieron los parámetros mínimos que garantizarían la sostenibilidad económica de un proyecto. Estos parámetros son:

- Un consumo **mínimo** de 22 Kw/H mensual por usuario (11).
- Un subsidio máximo de \$ 800 (Dólares USA), por usuario en la etapa de inversión para proyectos con extensión de línea (11).
- Un **mínimo** de 1000 usuarios por cada proyecto (11).
- El TIRF **mínimo** estimado será de 12% (11)

## **5.2 Optimización en la planificación, diseño, ejecución y explotación**

En concordancia con el artículo once y doce de la ley N° 28749, ley de Electrificación rural proponemos optimizar cada etapa del proyecto. A continuación un resumen de estos artículos:

De las Normas Técnicas para los Sistemas Eléctrico Rurales

### **Artículo 11°.- Normas técnicas de diseño y construcción**

“Los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) deberán contar con normas específicas de diseño y construcción adecuadas a las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país.

Para tal fin, la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas adecuará el Código Nacional de Electricidad y emitirá las correspondientes normas de diseño y construcción a propuesta de la DEP, los gobiernos regionales y locales, las entidades del Gobierno Nacional encargadas de la ejecución de obras, las empresas concesionarias de distribución eléctrica y los especialistas en la materia. Dichas normas deberán ser actualizadas permanentemente. Los proyectos basados en energías renovables se registrarán por sus propias normas sobre la materia”.

### **Artículo 12°.- Norma técnica de calidad**

“Los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) deberán contar con normas técnicas de calidad, emitidas por la DGE del Ministerio de Energía y Minas”.

Se buscará optimizar en cada etapa del proyecto las variables técnico-económicas. Se considerará las siguientes etapas: Planeamiento, Diseño, Ejecución y explotación.

#### **a) Planeamiento:**

- Todos los proyectos deben estar inmersos dentro de los programas de desarrollo regional, esto evitará una duplicidad de proyectos y optimizará los tiempos de trámites para su implementación.
- Se debe hacer un Planeamiento óptimo priorizando los proyectos para una ejecución sistemática de proyectos. Entre los criterios de priorización tenemos: El VAN social, financiamiento, zona de pobreza y densidad poblacional.



## **b) Diseño**

- El diseño excesivo encarece los proyectos, hace que la gente pobre no pueda pagar estos sistemas e impide que los proyectos satisfagan pruebas de viabilidad financiera y económica razonables (17).

Por lo tanto se debe usar parámetros de diseño más cercanos a la realidad, por ejemplo tasas de crecimiento de demanda eléctrica, estándar, en zonas donde el consumo se mantiene o disminuye.

- La dispersión de las casas hacen que las redes de suministro de electricidad sean altamente costosos. En estos casos deben seguirse otras estrategias, tales como los sistemas de carga de baterías o recurrir a sistemas monofásicos, retornos por tierra, etc.(16)

## **c) Ejecución:**

- Incrementar la competencia en el mercado de algunos suministros (ejem: turbinas para Microcentrales Hidroeléctricas), implementando talleres semi-industriales y así bajar los costos de suministros en los proyectos( 16).

## **d) Explotación:**

- Evitar contratar personal foráneo para la O&M de los proyectos, porque aumenta los costos, es mejor tomar soluciones locales para optimizar los costos.
- Se debe optimizar las actividades de operación usando las economías de escala de las concesionarias.

## **5.3 Tarifas sostenibles**

En concordancia con el artículo catorce de la ley N° 28749, ley de Electrificación rural proponemos tarifas sostenibles. A continuación un resumen de este artículo:

### **De la Tarifa Rural**

#### **Artículo 14°.- Tarifa rural**

“El Ministerio de Energía y Minas deberá determinar los sectores típicos de distribución a los cuales se asimilarán los proyectos de electrificación rural, con la finalidad de asegurar que la tarifa de distribución que OSINERG fije permita la sostenibilidad de la inversión

realizada y el acceso al servicio eléctrico. 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 SER, respetando lo establecido en la Ley N° 28307, y sus normas modificatorias”.

La recaudación por concepto de tarifas son los ingresos más importantes para los proyectos eléctricos, por lo tanto se debe impulsar el crecimiento del consumo, disminuir la tasa de morosidad y optimizar los gastos de administración; para maximizar los ingresos por este concepto. A continuación algunas propuestas para lograr este objetivo.

**a) Costos reales:**

El monto de la tarifa deberá cubrir por lo menos el costo por operación y mantenimiento; en una primera etapa esta tarifa seguirá subsidiada con el FOSE.

**b) Tarifas diferenciadas:**

Las tarifas eléctricas deberán ser diferenciadas por zonas, de acuerdo al índice de pobreza y densidad poblacional; el costo mensual gastado por concepto de energía antes de ejecutado el proyecto, debe ser un parámetro referencial para llegar a una tarifa razonable.

**c) Uso adecuado de la energía**

Una política de cobros que muestre a los usuarios potenciales que la energía se encuentra disponible a bajo precio durante las horas de menos consumo.(16)

**d) Disminuir la tasa de morosidad**

Se deben poner en práctica mecanismos para disminuir el índice de morosidad, como por ejemplo la modalidad de medidores prepago puesta en práctica ADINELSA (PSE Humay-Pámpano), otra manera sería agrupar servicios como agua, electricidad y sistemas de riego. Pero en los cobros por adelantado se debe contemplar una tasa de descuento, pues todo valor monetario tiene un costo en el tiempo. De esta manera se incentivará el consumo y al mismo tiempo se solucionará el problema de morosidad.

Se debe establecer un marco regulatorio suficientemente flexible como para contener las múltiples realidades diferentes que puedan presentarse en materias como magnitud del consumo por vivienda, usos productivos de la electricidad, distinta dotación relativa de recursos renovables entre regiones, diferente capacidad económica para afrontar el pago total o parcial de los sistemas.

#### **5.4 Fomentar el uso productivo de la electricidad**

En concordancia con el artículo ocho de la ley N° 28749, ley de Electrificación rural proponemos incentivar el uso productivo de la electricidad. A continuación un resumen de este artículo:

##### **Artículo 8°.- Uso productivo de la electricidad**

“Por excepción hasta el 1% de los recursos para la electrificación rural, establecidos en el artículo 7° de la presente Ley, será destinado a la educación y capacitación de consumidores en zonas rurales que incluirán programas de desarrollo de usos productivos de la electrificación y la energía renovable”.

Por lo tanto se debe implementar un Programa Rural de Usos Productivos de la electricidad pero en zonas con potencial de desarrollo; coordinando con empresas distribuidoras de energía eléctrica y con otras instituciones, que trabajen en áreas crediticias, de asistencia técnica, comercialización y otras relacionadas con cada proyecto, a continuación se describe los sectores donde se debe impulsar el aumento del consumo.

##### **a) Uso Industrial:**

- Incentivando la adquisición de maquinarias agrícolas para riego, bombeo; hornos industriales y proyectos de desarrollo en la agricultura.

##### **b) Cargas especiales:**

- Implementación de panaderías, pequeños talleres de costuras, de electricidad automotriz, de carpintería, creación de CEOS, etc

Una manera de impulsar el crecimiento de la demanda eléctrica en zonas con potencial de desarrollo, es dotar de carreteras a las zonas donde se ejecuten proyectos de electrificación rural, pues de esta manera se incentiva el crecimiento económico de la zona aumentando el flujo comercial de productos.

## **5.5 Uso de Energías Renovables**

En concordancia con la primera disposición final de la ley N° 28749, ley de Electrificación rural proponemos incentivar el uso de los recursos renovables. A continuación un resumen de esta disposición:

### **Disposiciones finales**

#### **Primera.- Recursos energéticos renovables**

“En el desarrollo de los proyectos de electrificación rural se debe dar prioridad al aprovechamiento y desarrollo de los recursos energéticos renovables de origen solar, eólico, geotérmico, hidráulico y biomasa existentes en el territorio nacional, así como su empleo para el desarrollo sostenible en las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país”.

En el desarrollo de los proyectos de electrificación rural se debe dar prioridad al aprovechamiento y desarrollo de los recursos energéticos renovables de origen solar, eólico geotérmico, hidráulica, y biomasa existente en el territorio nacional, así como su empleo para el desarrollo sostenible en las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país. A continuación se presenta los cuadros N° 5.1, 5.2 y 5.3; en los cuales presentamos las ventajas de sistemas con recursos energéticos renovables y sus costos referenciales para su implementación.

Y de ello se concluye que el sistema de generación con el uso e recursos renovables, más económico es a base de celdas fotovoltaicas, con un costo por familia y una demanda de 51Kwh, de \$ 800.00 (ochocientos dólares americanos). Esta solución sería recomendable para localidades con pobladores muy dispersos, pues el costo de electrificación con el sistema convencional de extensión de línea es muy costosa en estos casos.

Cuadro N° 5.1

## Mini y Microcentrales hidroeléctricas

MADUREZ TECNOLOGI CA	COSTOS	VENTAJAS	DESVENTAJAS	CONDICIONES MINIMAS DE APLICACION	USOS
<p>Media.</p> <p>En instalaciones convencionales se tiene una madurez alta.</p>	<p>Costos elevados debido a las obras civiles.</p> <p>Los costos están entre US\$1500 a US\$4000/kW</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Usa recursos renovables no contaminantes</li> <li>- Costos de generación prácticamente e cero</li> <li>- No requiere mucho mantenimiento.</li> <li>- Son fáciles de operar y se pueden automatizar.</li> <li>- Las empresas de distribución tienen amplia experiencia.</li> <li>- Las redes incluyen alumbrado público.</li> <li>- Se puede integrar varios PSE y localidades</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Inversión elevada.</li> <li>- Se debe dimensionar para un horizonte lejano.</li> <li>- En algunos casos requieren líneas de transmisión largas que elevan la inversión inicial.</li> <li>- Requieren redes de distribución.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se requiere la existencia de saltos de agua.</li> <li>- Condiciones geológicas favorables.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Servicio Público de Electricidad, para todos los usos.</li> <li>- Alumbrado Público</li> </ul>

Fuente: MEM-BM, Perú, 2006.

Cuadro N° 5.2

## Celdas Fotovoltaicas

MADUREZ TECNOLÓGICA	COSTOS	VENTAJAS	DESVENTAJAS	CONDICIONES MINIMAS DE APLICACION	USOS
<p>-Tecnológicamente Alta</p> <p>- Administrativa y operativamente baja</p>	<p>Costos de inversión altos.</p> <p>Costo de un kit familiar de 51 vatios aprox US\$ 800</p>	<p>- Sistemas sencillos sin piezas móviles.</p> <p>- Confiables</p> <p>- Mantenimiento simple.</p> <p>- Modular, se pueden instalar módulos en paralelo para aumentar potencia.</p> <p>- Costos de operación mínimos.</p> <p>- Instalación domiciliaria. No requiere de redes de distribución.</p> <p>-Usa recurso renovable no contaminante.</p>	<p>- Elevada inversión inicial.</p> <p>- Mantenimiento técnico especializado.</p> <p>- No existe empresas con experiencia en servicios y operación.</p> <p>- Potencia restringida. No permite uso en aplicaciones de gran consumo.</p>	<p>. Se pueden instalar en cualquier lugar.</p> <p>- Requieren de radiación solar mínima.</p> <p>- Salvo para potencias muy pequeñas la radiación solar debe exceder los 4 kWh/m<sup>2</sup> día. El cociente entre la radiación solar media de verano sobre la de invierno no debe ser superior a un factor 5. No debe haber reducciones excesivas de la radiación en invierno.</p> <p>- La topografía u obstáculos no deben bloquear más del 50% de las horas de sol teóricas.</p>	<p>- Iluminación residencial.</p> <p>- Alumbrado público limitado.</p> <p>- Electrodomésticos.</p> <p>- Comunicaciones, TV, radio.</p> <p>- Talleres artesanales de bajo consumo</p>

Fuente: MEM-BM, Perú, 2006.

Cuadro N° 5.3

## Generación Eólica

MADUREZ TECNOLÓGICA	COSTOS	VENTAJAS	DESVENTAJAS	CONDICIONES MINIMAS DE APLICACION	USOS
Media.	<p>Costos de inversión elevados.</p> <p>Los costos de las torres autoportantes están entre US\$ 1000 a US\$1500. Bateria: US\$85\$/kWh</p> <p>Inversos continua-alterna: US\$500 a US\$ 1300/kW.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Usa recursos renovables no contaminantes</li> <li>- Costos de generación prácticamente cero</li> <li>- No requiere mucho mantenimiento.</li> <li>- Son fáciles de operar y se pueden automatizar.</li> <li>- Se puede integrar redes existentes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Inversión elevada.</li> <li>- Requiere de sistema de respaldo.</li> <li>- El recurso eólico es extremadamente variable.</li> <li>- Requiere personal capacitado para operación y mantenimiento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se requiere condiciones de vientos adecuados.</li> <li>- Velocidad media del viento mayor a 4 m/s.</li> <li>- Alta persistencia de vientos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Servicio doméstico de Electricidad.</li> <li>- Alumbrado Público</li> <li>- Equipos de refrigeración, bombas y otros de baja potencia.</li> <li>- Talleres industriales.</li> <li>- Bombeo de agua.</li> </ul>

Fuente: MEM-BM, Perú, 2006.

### 5.6 Optimización Administrativa

En concordancia con el artículo seis de la ley N° 28749, ley de Electrificación rural proponemos incentivar la capacitación técnica y administrativa, para impulsar la descentralización.. A continuación un resumen de esta disposición

#### Artículo 6°.- Descentralización

En la ejecución de las obras de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) participan el Gobierno Nacional, los gobiernos regionales y locales, las empresas concesionarias de distribución eléctrica y de electrificación rural, públicas o privadas, u otros inversionistas privados. La participación de los gobiernos regionales y locales se podrá efectuar en forma directa o en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas. En el caso de la ejecución de obras por parte de inversionistas privados u otros actores, será de aplicación el esquema del menor porcentaje de subsidio, de acuerdo a lo dispuesto en la presente Ley.

Se deberá optimizar el número del personal y realizar capacitación en cada localidad en el manejo de normas y procedimientos con la finalidad de fortalecer la capacidad institucional local, mejorando el proceso de formulación y evaluación de proyectos en todo el sector público, el objetivo central de esta propuesta es descentralizar la gestión administrativa. A continuación se enuncia los tipos de capacitación que se debe llevar a cabo.

**a) Capacitación Técnica:**

Implementar capacitación técnica a personal reclutado en la misma zona del proyecto, en el manejo de equipos y técnicas de operación y mantenimiento de los diferentes sistemas eléctricos rurales.

**b) Capacitación Administrativa:**

Esta capacitación se dará a funcionarios encargados de municipios, de cooperativas de electricidad y personas relacionadas con el manejo de instituciones. Este programa debe ser parte del proceso de descentralización de la gestión en electrificación rural y servirá para el fortalecimiento institucional, se capacitará en técnicas de comercialización y gestión de los servicios eléctricos rurales

## **5.7 Resumen**

El problema de inviabilidad económica del PNER, puede encontrar el camino para una posible solución si los proyectos son priorizados y ejecutados dentro de parámetros mínimos, como: 1000 usuarios como mínimo, consumo mínimo de 22 kWh aceptados y con un subsidio máximo de \$ 800.00/lote, TIRF mínimo de 12% (11).

Además se debe llevar a cabo una optimización en la planificación (integral), diseño (sistemas económicamente adaptados), ejecución (incrementar competencia de suministros) y explotación (mano de obra local).

Implementar tarifas sostenibles con costos reales, tarifas diferenciadas, uso adecuado de la energía y disminución de la tasa de morosidad; para cubrir los costos de O&M, actualmente subsidiados con el FOSE. Es necesario también un programa de fomento de uso productivo de la electricidad, esto se logrará con programas que brinden las facilidades de adquirir maquinarias agrícolas de riego, bombeo, hornos industriales para proyectos de



desarrollo en la agricultura. Incentivar el uso de los recursos renovables como: eólica, solar, minicentrales hidroeléctricas, etc

El problema de inviabilidad administrativa puede ser resuelta si el manejo de la O&M de los proyectos, se dan desde la misma zona de concesión, y con un programa de capacitación administrativa y técnica local para no depender de la ciudad de Lima. Es preciso indicar que las propuestas mencionadas están dentro del marco de la ley N° 28749, ley de electrificación rural. En resumen su mayor capacidad de ser sostenible hará viable un proyecto de electrificación rural.

## CONCLUSIONES

1. En el aspecto económico el principal problema es la rentabilidad negativa de los proyectos de electrificación rural (ER); debido al aumento de costos de inversión, operación y mantenimiento de los proyectos de ER, a medida que se acrecienta la dispersión de los usuarios, por las características geográficas de las zonas rurales, que impiden el aprovechamiento de las economías de escala
2. Hay un bajo consumo Pér Cápita de electricidad en las zonas rurales debido a un bajo poder adquisitivo de los usuarios
3. Las tarifas no cubren los costos de operación y mantenimiento de los sistemas eléctricos rurales y además los altos índices de morosidad
4. Existe un manejo administrativo centralizado en la ciudad de Lima.
5. La electrificación rural en el Perú se caracteriza por una baja densidad poblacional, bajo factor de carga.
6. Los PSE's no son atractivos para la inversión privada
7. Del Buono<sup>1</sup>, sostiene que el obtener usos productivos en la ER, no debería asumirse como una condición necesaria para la ejecución de los proyectos porque las estadísticas dicen que en ciudades grandes con más de 100,000 hab, los factores de carga son bajos, lo cual significa que la mayor parte de la energía es utilizada para el alumbrado, y donde el uso productivo de la electricidad es pequeño.
8. Según, Sanz Hernández<sup>2</sup>, el marco de referencia donde tienen lugar las políticas actuales de desarrollo rural y por ende la electrificación rural presenta nuevos modelos de organización industrial, como la flexibilidad organizativa, capacidad de

---

<sup>1</sup> Michel Del Buono, Teodoro Sánchez, Alfonso Carrasco, "Aspectos de la Electrificación rural, Cajamarca-Perú, 1997

<sup>2</sup> A. sanz Hernández, "Desarrollo rural. ¿Ocio o necesidad?", Scampus.com, Sociología  
<http://www.Scampus.com/leccion/desarural>, 2001

innovación y programación; renovación de los criterios de localización de las actividades, redefinición del papel de la ciudad, cambio en el ritmo de los procesos de urbanización y reconstrucción de “lo rural”, incremento y dominio del tiempo de ocio, sociedad de consumo, centralidad del conocimiento.

9. Por su parte Jorge H. Barrera<sup>3</sup>, sostiene que la mejor manera de proveer electricidad a las poblaciones rurales de alta dispersión demográfica es mediante el uso de energías renovables, ya que las tecnologías son suficientemente confiables y han mejorado notablemente su economicidad. Pero la restricción más importante es la carencia de un sistema de normas que permita la estructuración y regulación de empresas que instalen y "operen" estos servicios (17)
10. Respecto a la adecuada selección de alternativas tecnológicas y partiendo del supuesto de que los ingresos son iguales para todas las alternativas tecnológicas, Guadagni<sup>4</sup> propone elegir la alternativa que tenga el menor valor actualizado de sus costos (12).
11. Es inviable bajo las condiciones actuales una gestión privada de la electrificación rural; debido a la rentabilidad negativa, altos índices de morosidad, altos costos de inversión y escaso financiamiento; además de un manejo centralista del programa y una escasa participación de la comunidad beneficiada.
12. El financiamiento para el PNER no está garantizado por lo tanto se debe priorizar los proyectos haciendo una evaluación cuantitativa y cualitativa.
13. Los proyectos de Electrificación Rural no son rentables económicamente, pero son viables socialmente por lo tanto es necesaria su ejecución.
14. La política usada en electrificación rural es centralista porque se maneja desde Lima; además se da mayor importancia al uso de recursos y procedimientos foráneos y no se toma en cuenta algunas soluciones locales en el diseño de proyectos.
15. Se ha sobredimensionado el diseño de proyectos con parámetros de demanda irreales, encareciendo de este modo los proyectos. Se deberá definir parámetros más cercanos a la realidad para optimizar económicamente el proyecto.

---

<sup>3</sup> H. Barrera, Jorge: "Esquemas alternativos de Regulación, gestión y administración de poblaciones rurales", Argentina, 1997

<sup>4</sup> GUADAGNI, A.A. "El problema de la optimización del proyecto de inversión: consideración de sus diversas variantes". En BID-ODEPLAN, Proyecto de adiestramiento en preparación y evaluación de proyectos, Santiago, 1976

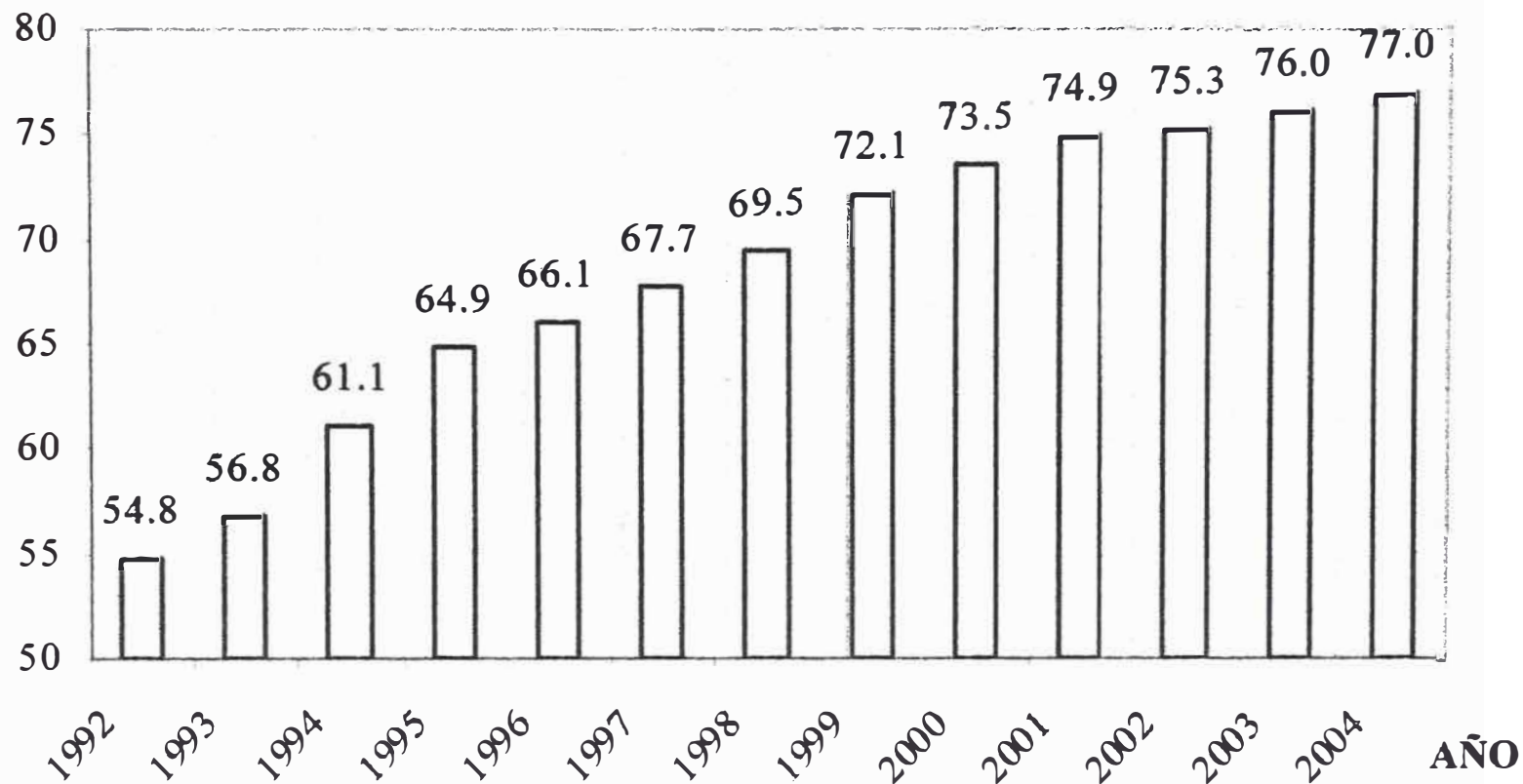
16. Los costos recaudados por concepto de tarifas solo cubren aproximadamente el 60% de los costos por Operación y mantenimiento, por consiguiente el 40% el déficit debe ser cubierto por un subsidio explícito.
17. Se ha demostrado que las metodologías de cálculo de tarifas para el sector rural tiene deficiencias, por ejemplo se crea una empresa modelo que representa un amplio espectro dando resultados distorsionados y no un modelo netamente rural.
18. La administración de la electrificación rural deberá estar en manos del sector privado y tener un esquema descentralizado, con una participación activa de los gobiernos municipales y de los comités de pobladores
19. Los costos de las tarifas cubrirán al menos los costos de operación y mantenimiento y deberán ser diferenciados de acuerdo al uso y zona determinada.
20. Se debe lograr consolidar un incremento sistemático del consumo per cápita como resultado del programa de Usos productivos de la electricidad.
21. La DEP debe coordinar y asesorar el desarrollo y ejecución de la electrificación rural mediante sedes en cada región; esta institución debe seguir adquiriendo, los suministros en grandes lotes para abaratar precios.
22. Si el ejecutivo transfiere totalmente los activos de las obras a los gobiernos regionales, ADINELSA no tendrá razón de existir; pero mientras tanto servirá como un puente hacia un manejo administrativo privado.
23. Los indicadores para priorizar la ejecución de un proyecto según el Banco mundial sería: mínimo 1000 usuarios, mínimo consumo de 22kwh y un subsidio máximo de \$800/lote.
24. Se puede optimizar los altos costos de inversión , operación y mantenimiento de los proyectos de ER, a medida que se acrecienta la dispersión de las cargas, con proyectos de recursos energéticos de uso renovable y con sistemas aislados.
25. El bajo consumo Pér Cápita de electricidad en las zonas rurales, se puede solucionar con un programa de fomento de uso producto de la electricidad. Es bueno fomentar el uso productivo de la electricidad; pero no es suficiente, es necesario integrar los diferentes programas rurales como: viales, agropecuarios, de comunicaciones, educativos, de salud, etc; dentro de un gran plan de desarrollo rural, para así impulsar un verdadero desarrollo económico en estas zonas rurales. Solo así se logrará un crecimiento sostenible de la electrificación rural en el Perú.

26. Los costos insuficiente de las tarifas y los altos índices de morosidad existentes, podrían solucionarse con las tarifas eléctricas deberán ser diferenciadas por zonas, de acuerdo al índice de pobreza y densidad poblacional.
27. En problema de centralización administrativa podría solucionarse con la creación de sedes locales y con personal capacitado en el manejo administrativo y técnico de los Sistemas Eléctricos Rurales.
28. Se debe seleccionar la tecnología más adecuada para la generación de un Sistema Eléctrico Rural, priorizando el uso de recursos energéticos renovables; así se optimizará económicamente el proyecto.
29. Se debe efectuar un análisis institucional de la DEP y ADINELSA, para encontrar las deficiencias de estas instituciones y así mejorar la eficiencia de ellas.
30. El objetivo de los modelos actuales de gestión es la participación del sector privado, tanto en capital, recursos humanos y recursos de gestión. También minimizar el subsidio y flexibilizar la inversión pública con nuevas reglas.
31. A mi entender la electrificación rural es un factor para el desarrollo rural del país; pero no es suficiente para impulsar el desarrollo económico en zonas rurales, por lo tanto deberá ejecutarse en forma paralela un Programa Integral de Desarrollo rural.
32. En resumen su mayor capacidad de ser sostenible hará viable un proyecto de electrificación rural.

# **ANEXO**

□ COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN NACIONAL

C.E. %



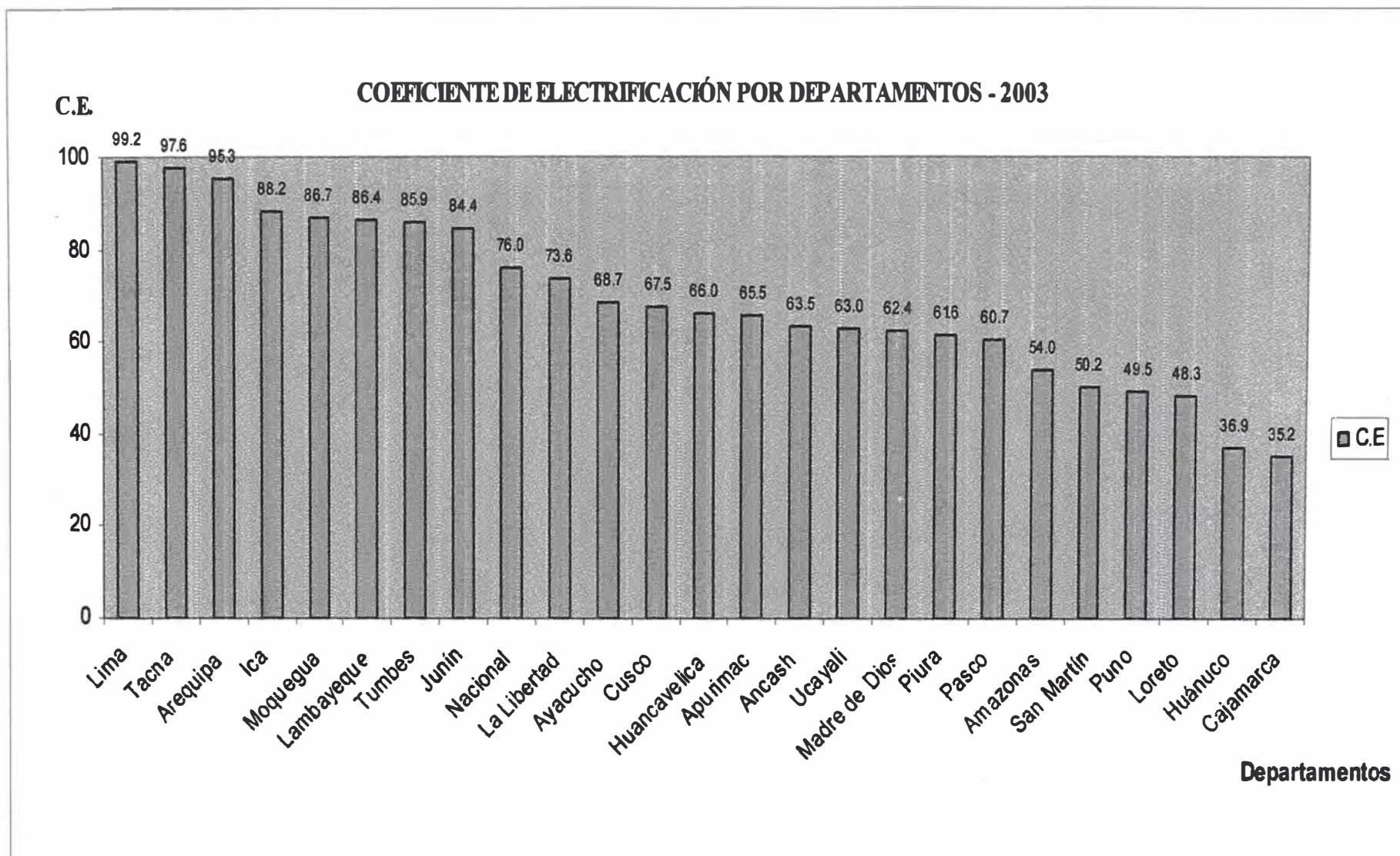
Fuente: MEM/DEP

Figura N°3.1a: Coeficiente de Electrificación Nacional 1992-2004



Fuente: MEM/DEP  
**Figura N°3.1b: Coeficiente de Electrificación Nacional 1992-2004**



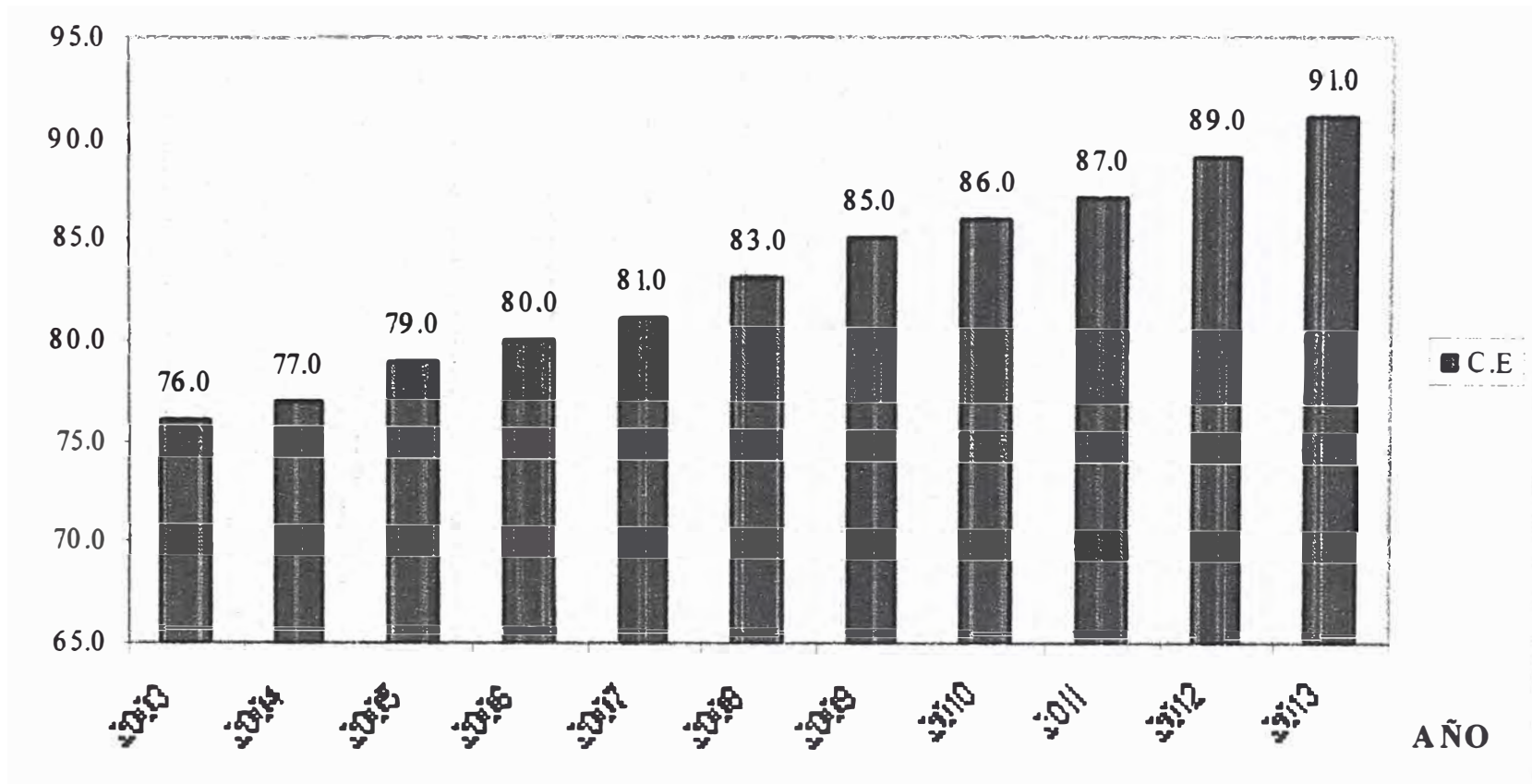


Fuente: MEM/DEP

**Figura N°3.2: Coeficiente de Electrificación por Departamentos 2003**

### PROYECCION DEL COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN 2004-2013

C.E.%



Fuente: MEM/DEP

Figura N°3.3: Proyección del Coeficiente de Electrificación 2004-2013



Ecuador

Colombia

PROYECTOS EJECUTADOS ENIPE 1993-2003

LINEAS		KMS	MVA
1	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
2	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
3	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
4	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
5	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
6	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
7	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
8	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
9	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
10	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
11	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
12	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
13	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
14	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
15	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
16	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
17	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
18	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
19	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
20	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
21	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
22	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
23	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
24	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
25	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
26	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
27	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
28	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
29	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
30	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
31	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
32	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
33	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
34	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
35	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
36	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
37	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
38	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
39	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
40	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
41	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
42	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
43	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
44	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
45	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
46	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
47	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
48	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
49	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
50	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
51	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
52	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
53	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
54	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
55	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
56	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
57	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
58	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
59	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
60	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
61	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0
62	11.40 KV TACAMA - TACAMA	29.0	11.0

Océano Pacífico

Brasil

Bolivia

Chile

INDICADOR	UNIDAD	VALOR EN AÑO 2013
LÍNEA DE BARRIO EN 220 KV	KM	11.0
LÍNEA DE BARRIO EN 110 KV	KM	11.0
LÍNEA DE BARRIO EN 60 KV	KM	11.0



PROYECTOS PROGRAMADOS 2004-2013

LINEAS		Km
01	11.40 KV CHILICANAS - KISTORIN HUNICABAMBA Y SE	46
02	11.40 KV OLAJOSA - LA PRINERA Y SE	17
03	11.40 KV CALABAMBA - MELANACHICO Y SE	15
04	11.38 KV HUALLANCA - BILAS - VASIBAMBA Y SE	105
05	11.95 KV TESISAS - POMASAYUBA Y SE	35
06	11.220 KV. DEPRIV. ALTIPLANO HUALLANCA	151
07	11.220 KV HUALLANCA - CAJAMARCA NUEVA	250
08	11.138 KV CARHUAGUERO - JABEN	146
09	11.138 KV MALES - CAMANEA	85
10	11.60 KV MALES - COSEP - CHUCUBAMBA Y SE	73
11	11.220 KV CAJAMARCA - NUEVA CAJAMARCA	151
12	11.60 KV CAMANEA - OCHOA - CARAVELI DOBLES Y SE	127
13	11.220 KV ZAPALLAL - CHIMBOTE (REP)	356
14	11.60 KV ZAPALLAL - HUANCANE - AYAPANA Y SE	122
15	11.60 KV COCHABAMBA - OCHOA Y SE	31
16	11.60 KV CAJAMARCA - DELENDIN Y SE	76
17	11.220 KV HUANCANE - CATHAMAYO (RECEEN)	70
18	11.38 KV SAN GABRIEL - MALDONADO - MLD - DIB - IADU Y SE	229
19	11.60 KV AYACUCHO - SAN FRANCISCO Y SE	65
20	11.138 KV TACACUS - BELLA VISTA Y SE	149
21	11.60 KV PUNO - CORACORA Y SE	52
22	11.138 KV AZULES - MALTA Y SE	80
23	11.220 KV ZARZAROS - FLOJADO (REP)	56
24	11.60 KV HUANCANE - CHUCUBAMBA Y SE	72
25	11.138 KV GRAPAMBA - PICHANAY - PATPO Y SE	120
26	11.138 KV LA OROYA - TACAMA Y SE	32

REPÚBLICA DEL PERÚ  
 MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS  
 DIRECCIÓN EJECUTIVA DE PROYECTOS  
**PLAN DE ELECTRIFICACIÓN RURAL  
 PERÍODO 2004-2013**  
 SISTEMA ELÉCTRICO  
 INTERCONECTADO NACIONAL  
 (SEIN)

Fuente: MEM/DEP  
 Figura N°3.4: Plan Nacional de de Electrificación Rural 2004-2013

## BIBLIOGRAFIA

1. Bonifaz, José. “Distribución Eléctrica en el Perú: Regulación y eficiencia”, Universidad del Pacífico-Perú, 2001.
2. NRECA Internacional – SETA. “Estrategia Integral de Electrificación Rural”, DEP/MEM-Perú, 1999.
3. Informe OSINERG-GART-GDE-2001-045. “Proceso de Cálculo de las Tarifas de Distribución Eléctrica”, OSINERG-Perú, 2001.
4. Ley de Concesiones (Decreto Ley No. 25845). Diario El Peruano, Lima, 19 de Noviembre de 1992.
5. Reglamento de la Ley Concesiones Eléctricas (Decreto Supremo No. 009- 93-EM). Diario El Peruano, Lima 25 de Febrero de 1993.
6. Cristián Cárdenas, “Diagnostico del Sector Eléctrico”: 1990-2002, La Paz, Abril de 2003.
7. ” Plan Nacional de Electrificación Rural” (PNER), Periodo 2004-2013, DEP/MEM-Perú; agosto 2004.
8. Fernando Narváez, “Políticas de Electrificación Rural para la Expansión del Servicio Público”, Colombia, 2004.
9. Carlos Vásquez, Carlos Battle “La regulación del Libre Mercado”: Comercialización y Mercado Minorista, Universidad Pontificia de Comillas, Madrid, 2004.
10. BID- CURSOS ON LINE, Marco lógico para Diseño de Proyectos, Monitoreo y Evaluación de Proyectos, Análisis Institucional y evaluación del Medio Ambiente, 2006.
11. MEM-BM, Mejoramiento de la Electrificación Rural, mediante Fondos Concursables, Perú, 2006.
12. Nassir Sapag Chain, Reinaldo Sapag Chain; “Preparación y Evaluación de Proyectos”, Editorial McGRAW-Hill, 1989.

13. A. Sanz Hernández, "Desarrollo rural. ¿Ocio o necesidad?", 5campus.com, Sociología <http://www.5campus.com/leccion/desarural>, 2001.
14. Orlando Plaza, "Esquema Conceptual para el desarrollo rural", Lima, diciembre del 2002.
15. Michel Del Buono, Teodoro Sánchez, Alfonso Carrasco, "Aspectos de la Electrificación rural, Cajamarca-Perú, 1997.
16. Documento del Banco Interamericano de desarrollo: "Programa de Electrificación Rural", Chile, 2002.
17. H. Barrera, Jorge: "Esquemas alternativos de Regulación, gestión y administración de poblaciones rurales", Argentina, 1997.
18. Horacio Roura y Horacio Cepeda, "Manual de identificación, formulación y evaluación de proyectos de desarrollo rural" Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social – ILPES, Dirección de Proyectos y Programación de Inversiones; Santiago de Chile, diciembre de 1999.
19. Congreso de la República del Perú, Ley N° 27510: Ley que crea el Fondo de compensación Social Eléctrica. (2001-08-28) Incluye modificación según Ley N° 28213, publicada el 2004-04-28.
20. Congreso de la República del Perú, Ley N° 28749: Ley General de Electrificación Rural, 30 de mayo del 2006