

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**ADMINISTRACIÓN DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA  
RURAL**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELÉCTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**RODOLFO ENRIQUE DIEZ CHANG**

**PROMOCIÓN**

**2000-II**

**LIMA – PERÚ**

**2011**

ADMINISTRACIÓN DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA  
RURAL

Agradezco a mis padres por su  
paciencia infinita.

## SUMARIO

Extender la cobertura de los proyectos de electrificación rural, es una necesidad social impostergable. Estos proyectos de electrificación son deficitarios y esto obliga al estado a financiar su construcción.

Claramente el subsidio inicial, no se compara con aquel necesario para hacerlo sostenible en el tiempo. Es por esto, que el estado crea a la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (ADINELSA), quien se encarga de canalizar los subsidios necesarios para mantener operativos los sistemas eléctricos rurales construidos.

El problema de todo administrador es reducir costos y mejorar las ganancias, en este caso solo es posible reducir costos para reducir pérdidas. ADINELSA es entonces el administrador de las obras en las que ninguna empresa privada desea invertir para obtener su concesión.

Este informe plantea y compara las dos metodologías utilizadas por ADINELSA para mantener, eficientemente, los sistemas eléctricos rurales.

## INDICE

<b>PROLOGO</b>	<b>01</b>
<b>CAPITULO I</b>	
<b>GENERALIDADES</b>	<b>03</b>
<b>1.1. Problemática de la Electrificación Rural</b>	<b>03</b>
<b>1.1.1. Financiamiento Inicial</b>	<b>03</b>
<b>1.1.2. Sostenibilidad del Proyecto</b>	<b>03</b>
<b>1.2. Objetivo</b>	<b>04</b>
<b>1.3. Metodología/enfoque</b>	<b>04</b>
<b>1.4. Alcances</b>	<b>04</b>
<b>1.5. Caracterización de las Obras de Electrificación Rural</b>	<b>05</b>
<b>1.5.1. Características geográficas</b>	<b>05</b>
<b>1.5.2. Características socio – económicas</b>	<b>05</b>
<b>1.5.3. Características Técnicas</b>	<b>05</b>
<b>1.6. Clasificación de la Infraestructura Eléctrica Rural (IER)</b>	<b>06</b>
<b>1.6.1. Pequeños Sistemas Eléctricos Aislados o Interconectados (PSE)</b>	<b>06</b>
<b>1.6.2. Pequeñas y Micro Centrales Hidroeléctricas (PCH y MCH)</b>	<b>06</b>
<b>1.6.3. Líneas de Transmisión (LT)</b>	<b>07</b>
<b>1.6.4. Subestaciones eléctricas de Transformación (SET)</b>	<b>07</b>
<b>CAPITULO II</b>	
<b>MARCO LEGAL</b>	<b>08</b>
<b>2.1. Antecedentes</b>	<b>08</b>
<b>2.2. Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento LCE y RLCE</b>	<b>09</b>
<b>2.2.1. Estructura tarifaria establecida por la LCE y el RLCE</b>	<b>10</b>
<b>2.2.2. Análisis de la remuneración tarifaria a las empresas concesionarias de Distribución</b>	<b>11</b>
<b>2.3. Ley de Electrificación Rural y su Reglamento LER y RLER</b>	<b>13</b>
<b>2.3.1. Modificaciones a la remuneración tarifaria a las empresas</b>	

<b>Concesionarias de Distribución</b>	<b>13</b>
<b>CAPITULO III</b>	
<b>ADMINISTRACION DE INFRAESTRUCTURA ELECTRICA RURAL</b>	<b>15</b>
<b>3.1. Análisis de Alternativas de la Administración de la IER</b>	<b>15</b>
<b>3.2. Análisis de la administración de la IER dentro de las áreas de concesión en su zona de influencia por contrato de administración.</b>	<b>15</b>
<b>3.2.1. Ingresos, costos y liquidación</b>	<b>15</b>
<b>3.3. Análisis de la administración de la IER fuera de las áreas de concesión o de su zona de influencia por convenios de administración</b>	<b>17</b>
<b>3.3.1. Antecedentes</b>	<b>18</b>
<b>3.3.2. Ingresos</b>	<b>20</b>
<b>3.3.3. Costos</b>	<b>23</b>
<b>3.3.4. Liquidación de servicios</b>	<b>26</b>
<b>3.4. Caso particular evaluado: Convenio de Administracion N° 04-2010 con la Municipalidad del Centro Poblado Menor de Picoy</b>	<b>26</b>
<b>3.4.1. Antecedentes</b>	<b>26</b>
<b>3.4.2. Objetivo del convenio</b>	<b>27</b>
<b>3.4.3. Alcances del Convenio</b>	<b>27</b>
<b>3.4.4. Ingresos</b>	<b>28</b>
<b>3.4.5. Costos</b>	<b>28</b>
<b>3.4.6. Liquidación de servicios</b>	<b>35</b>
<b>3.5. Análisis de las alternativas</b>	<b>35</b>
<b>3.5.1. Análisis de los costos que generan los Contratos y Convenios de Administración de la IER.</b>	<b>37</b>
<b>3.6. Alternativa propuesta</b>	<b>39</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>40</b>
<b>ANEXO N° A</b>	<b>41</b>
<b>ANEXO N° B</b>	<b>49</b>
<b>ANEXO N° C</b>	<b>54</b>
<b>ANEXO N° D</b>	<b>69</b>
<b>ANEXO N° E</b>	<b>82</b>
<b>ANEXO N° F</b>	<b>84</b>
<b>ANEXO N° G</b>	<b>98</b>

<b>ANEXO N° H</b>	<b>106</b>
<b>ANEXO N° I</b>	<b>109</b>
<b>ANEXO N° J</b>	<b>112</b>
<b>ANEXO N° K</b>	<b>114</b>
<b>ANEXO N° L</b>	<b>120</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>122</b>

## PROLOGO

En el año 1992, en el Perú, se adopta al servicio de suministro de energía eléctrica como un mercado eléctrico, trasladando, los diferentes procesos (Generación, Transmisión y Distribución) a empresas privadas. Que en su visión económica del “Costo/Beneficio”, deja de lado el “Beneficio Social”. Es por esto, que la cobertura de las áreas de concesión de las empresas distribuidoras está enfocada a los grandes centros de consumo. Según cálculos proyectados al año 2010, el Perú tiene un coeficiente de electrificación de 83%. El marco legal, establecido por la ley de concesiones, permite a las empresas distribuidoras privadas constituirse en concesionarios de distribución y así tener el monopolio dentro de su área de concesión. Obligándolos a abastecer, eficientemente, la demanda solicitada al competir con una empresa modelo ideal.

Este modelo de negocio eléctrico fracasa, en las poblaciones rurales aisladas y de frontera, donde la demanda de energía es muy pequeña, ahuyentando a la empresa privada que busca rentabilidad económica. El estado debe encargarse de ejecutar las obras de electrificación que solo son rentables en una evaluación socio económica, construyendo de esta manera obras insostenibles en el tiempo.

Es por esto que el estado crea a la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (ADINELSA) -empresa estatal de carácter privado- a quien se le encarga recibir y administrar estas obras de electrificación rural. ADINELSA recibe, evalúa y clasifica, las obras ejecutadas por el estado (por la Dirección General de Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas DGER/ MEM, el Fondo Nacional de Cooperación para el Desarrollo -FONCODES, Gobiernos Locales y Gobiernos Regionales); y según su ubicación geográfica gestiona con las empresas concesionarias de distribución, para entregárselas mediante un Contrato de Administración. Así, ADINELSA, se convierte en administrador financiando la operación y mantenimiento de estas obras -vía subsidio del estado- evitando así, que las empresas distribuidoras del estado sean subsidiadas directamente. Distorsionando su eficiencia y rentabilidad, la centralización del subsidio en ADINELSA se realiza con la finalidad de viabilizar la privatización de los concesionarios del estado.



Para aquellas obras, que no se encuentran en áreas de concesión definidas, se firman convenios de Administración con los Gobiernos Locales, aprovechando la Ley Orgánica de las Municipalidades (Ley N° 27972), la cual los faculta a brindar los servicios básicos a sus poblaciones.

Ambas alternativas de administración requieren de subsidio del estado, que es canalizado por ADINELSA. Sin embargo, es necesario y recomendable la reforma estructural del mercado eléctrico rural, para que este sea auto sostenible.

## **CAPITULO I**

### **GENERALIDADES**

#### **1.1. Problemática de la Electrificación Rural**

El diseño del mercado eléctrico impuesto en el Perú, origina la concentración de la oferta en los clientes de mayor demanda. Es por esto que la electrificación rural es relegada por la empresa privada.

Asimismo, la aplicación en los sistemas eléctricos rurales de la estructura tarifaria actual (basada en el mercado eléctrico), crea tarifas relativamente elevadas a los clientes de pobreza extrema. Es por esto y con la finalidad de avanzar en el coeficiente de electrificación, se suspenden la aplicación de diversas normas en los sectores rurales. Entre ellas la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE), que garantiza una adecuada calidad del servicio, y a su vez generan mayores costos a los concesionarios. De la misma manera se suspenden diversos procesos que incrementan los tiempos de ejecución de las obras de electrificación, diseñados para garantizar una adecuada inversión estatal en infraestructura.

Es en este sentido que el estado crea diversas normas y subsidios directos o cruzados para garantizar la sostenibilidad de la electrificación de las poblaciones rurales.

##### **1.1.1. Financiamiento Inicial**

El Financiamiento del proyecto y el de la obra son obtenidos, según lo establece la Ley de Electrificación Rural (LER), con el aporte por unidad de energía consumido que hacen todos los usuarios, de las multas impuestas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería -OSINERGMIN y otras fuentes de financiamiento establecidas.

Es así que, para la aprobación de factibilidad del proyecto el estado establece los precios sombra -precios adecuados de los bienes del mercado- con la finalidad de valorizar el bienestar social real que brinda el proyecto. Estos precios sombra son menores a los precios del mercado y se utilizan solo para la evaluación económica del proyecto. Estos precios se reducen también, eliminando los costos generados a los proyecto de electrificación por los impuestos, como el Impuesto General a las Ventas (IGV) y el

Impuesto a la Renta (IR). Esta metodología de evaluación social permite la ejecución de obras económicamente no viables, lo que influye en su sostenibilidad futura.

### **1.1.2. Sostenibilidad del Proyecto**

La LER, establece que las obras de electrificación rural que forman parte del Programa Nacional de Electrificación Rural (PNER), deben ser transferidos a título gratuito a las empresas concesionarias del estado o a ADINELSA. Esto repercute directamente en la tarifa de los sistemas eléctricos rurales, reduciéndola al anular su componente de la inversión inicial en la estructura tarifaria correspondiente.

De igual manera, la población rural tiene otro limitante en el acceso a los beneficios de la electrificación. Este limitante es el alto costo de la conexión del usuario final, es por esto que en la LER se establece incluirlo dentro del costo del proyecto de electrificación.

El estado también, ha visto por conveniente crear un subsidio cruzado, donde los usuarios de mayor ingreso subsidian a los de menor ingreso. Este subsidio llamado Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), crea un recargo a los clientes que tienen un consumo mensual mayor a los 100 kilovatios-hora; el cual, financia un descuento sustancial a los clientes de un consumo mensual menor a 100 kilovatio-hora.

Todos estos beneficios destinados a incrementar el consumo de energía por cliente, subsidiando su tarifa, no ha provocado cambios significativos en los ratios de consumo por usuario de los sistemas eléctricos rurales. Es así que todos los estudios concuerdan que la mejor manera de incrementar el consumo por cliente, es la de establecer proyectos productivos que mejoren los ingresos familiares de los pobladores de las localidades rurales.

## **1.2. Objetivo**

El objetivo de este informe, es analizar los sistemas administrativos utilizados para administrar la Infraestructura Eléctrica Rural (IER) de distribución, construida por el estado y entregada a ADINELSA.

## **1.3. Metodología/enfoque**

Evaluaremos las dos alternativas, utilizadas por ADINELSA en la administración de la IER, a través de contratos de administración con las empresas concesionarias y convenios de administración con los Gobiernos Locales.

Nos enfocaremos en la comparación de los costos fijos y marginales, que tiene la empresa para hacer sostenible los proyectos de electrificación. Estableciendo las diferencias y similitudes de ambas alternativas.

#### **1.4. Alcances**

Los alcances del informe son los procesos utilizados por ADINELSA, para la administración de la IER de distribución a su cargo. La que está conformada por redes de distribución primaria y secundaria. Todas ellas utilizadas para electrificar localidades rurales, aisladas y de frontera.

#### **1.5. Caracterización de las Obras de Electrificación Rural**

La IER desarrollada para electrificar localidades rurales, aisladas y de frontera, se caracterizan por:

##### **1.5.1. Características geográficas**

Obras ejecutadas para electrificar localidades de las regiones costa, sierra y selva del Perú, para el beneficio de centros poblados, asentamientos humanos y localidades rurales aisladas con poblaciones que van desde 25 a 5000 habitantes.

Las vías de acceso a estas obras son en su mayoría por carreteras afirmadas, y caminos rurales. En una menor cantidad el acceso es exclusivamente por caminos peatonales.

##### **1.5.2. Características socio – económicas**

Las actividades principales de las poblaciones beneficiadas son la agricultura, la ganadería y en un pequeño porcentaje la minería informal. Los ingresos familiares promedio oscilan entre los 30 y 200 dólares americanos al mes.

##### **1.5.3. Características Técnicas**

Para el diseño de las obras de electrificación administradas por ADINELSA, se utilizan las Normas publicadas por el Ministerio de Energía y Minas para tal fin. Entre ellos el Código Nacional de Suministro, Las Normas Técnicas de Electrificación Rural y la Norma técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER).

Los pequeños sistemas eléctricos administrados por ADINELSA atienden, principalmente, a cargas domiciliarias con un consumo anual promedio de 0.10 MWh.

Las subestaciones de distribución están sobredimensionadas, teniendo bajos factores de utilización alrededor del 10%, inclusive aquellas que tienen más de 12 años en servicio.

Las Redes de Distribución Primaria son radiales, y extensas. La densidad de carga estimada al 2011 es de 0.001 MW/km, una máxima demanda de 0.0001 MW/cliente y su densidad de usuarios estimada de 22 clientes/km. El diseño característico del trazo de ruta es el de la distancia más corta, por lo que estas quedan lejos de los principales accesos vehiculares, lo que dificulta aún más su operación.

Las centrales de generación son pequeñas e ineficientes, las que después de 10 a 15 años

en servicio tienen un factor de utilización de 95% (en horas punta) y de 20% en horas valle, lo que nos acerca a un déficit de generación. Estas centrales principalmente atienden a sistemas de distribución aislados, en continuo crecimiento longitudinal por ampliación de la frontera eléctrica.

## **1.6. Clasificación de la Infraestructura Eléctrica Rural (IER)**

Por su funcionalidad la IER, propiedad de ADINELSA, las podemos clasificar en:

### **1.6.1. Pequeños Sistemas Eléctricos, Aislados o Interconectados (PSE)**

Llamados así por ser sistemas de distribución de corta longitud, radiales y de una pequeña potencia instalada. A los PSE se les puede subdividir en:

#### **a) Líneas y redes de distribución primaria**

Las características representativas de las redes de distribución primaria de los PSEs son:

Tipo de Redes:	Aéreas
Tensión de Servicio:	22.9/13.2 kV, 20 kV y 10 kV
Longitud de las Redes:	100 kilómetros en promedio
Tipo de conductor:	Aleación de Aluminio
Tipo de Estructuras:	Postes de madera tratada y de concreto armado centrifugado
Subestaciones de distribución:	Aéreas entre 5 y 75 kVA
Altura de instalación:	Entre 100 y 5000 m.s.n.m.

#### **b) Redes de distribución Secundarias (RS)**

Las características de las redes de distribución secundaria para un PSE representativo son:

Tipo de Redes:	Aéreas
Tensión de Servicio:	380/220 V y 220V (Trifásico) 440/220 V (Monofásico)
Longitud de las Redes:	100 kilómetros en promedio por PSE
Tipo de conductor:	Auto soportado de aleación de Aluminio
Tipo de Estructuras:	Postes de madera tratada y de concreto armado centrifugado
Acometidas:	Aéreas
Altura de instalación:	Entre 100 y 5000 m.s.n.m

### **1.6.2. Pequeñas y Micro Centrales Hidroeléctricas (PCH y MCH)**

Las Pequeñas y Micro Centrales Hidroeléctricas de propiedad de ADINELSA, en su

mayoría, se conectan a un sistema aislado, las características generales que podemos mencionar son:

Potencia Instalada:	Entre 30 y 1000 kVA
Turbinas:	Bomba invertida, Pelton horizontal y Vertical
Altura de instalación:	Entre 100 y 5000 m.s.n.m

### **1.6.3. Líneas de Transmisión (LT)**

Las Líneas de Transmisión de propiedad de ADINELSA, son cortas –menos de 100 km- y radiales. Todas forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (SST), características:

Tipo de Estructuras:	De Celosía y de Concreto
Longitud de las Redes:	30 km en promedio
Potencia instalada:	15- 20 MVA
Conductor:	De aleación de Aluminio
Altura de instalación:	Entre 100 y 5000 m.s.n.m
Tensión de Servicio:	60,138 kV

### **1.6.4. Subestaciones eléctricas de Transformación (SET)**

Principalmente conectadas a redes radiales y con las siguientes características

Tipo:	Exterior
Potencia instalada:	7/7/2 MVA
Altura de instalación:	Entre 100 y 5000 m.s.n.m
Tensión de Servicio:	138/60/22.9/10 kV

## **CAPITULO II**

### **MARCO LEGAL**

#### **2.1. Antecedentes**

El nuevo marco regulatorio impuesto por la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su reglamento (RLCE), establece las formas y procesos en las que se auto-regula el Mercado Eléctrico. Estableciendo monopolios naturales y regulados (distribución y transmisión) y mercados de competencia (generación).

Al establecerse la nueva normativa- el avance en el coeficiente de electrificación en el Perú era de 54.8%- se crearon áreas de concesión temporales en todos los centros urbanos electrificados y en su proyección de crecimiento o áreas de influencia. Estas áreas de concesión temporales se hicieron permanentes con la firma de los contratos de concesión. Esta metodología inicial, dejó muchos vacíos geográficos que no se concesionaron.

La LCE y el RLCE norma y regula la obligación de los concesionarios de encargarse de electrificar el 100 % de su área de concesión. Por su parte el estado a través del PNER, debe encargarse de la electrificación de las localidades fuera del área de Concesión de los distribuidores.

En consecuencia de la LCE, diversas obras de electrificación rural en funcionamiento o en etapa de ejecución, quedan fuera de las áreas de concesión. Es así que el estado crea a ADINELSA, con la finalidad administrar temporalmente las Obras Ejecutadas e iniciar los trámites respectivos para su entrega en calidad de administración, a los concesionarios de distribución y a los operadores privados.

ADINELSA, sin embargo, recibe estas obras con deficiencias técnicas (como el incumplimiento de las Distancias Mínimas de Seguridad (DMS), con materiales de calidad inferior y subestaciones de distribución sobre dimensionadas) y el saneamiento técnico-legal incompleto (concesión establecida, servidumbre impuesta, estudio de impacto ambiental aprobado y Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos obtenido). Estas deficiencias ocasionan la demora en los procesos de transferencia, por lo cual se crea un sistema de administración con los Gobiernos Locales, a quienes entrega las obras en

cesión en uso o en administración.

Durante la vigencia de estos convenios se produjeron muchas irregularidades administrativas, entre ellas podemos mencionar:

- Mantenimiento de las obras inadecuado o nulo.
- Interrupciones de servicio eléctrico constantes.
- Deudas por compra de energía.
- Deudas con ADINELSA y el estado por incumplimiento de los convenios.
- Alta morosidad de los clientes del servicio público de electricidad.

Es por esto que ADINELSA, modifica los Convenios de Administración de la IER para obtener un mayor control y una adecuada supervisión de las actividades del Gobierno Local.

Con este fin, se contratan supervisores técnicos, quienes reportan directamente a ADINELSA, y asumen de forma conjunta la responsabilidad de cumplir con el convenio de Administración.

En los once años de creación de la Empresa ADINELSA se han incorporado nuevas Obras de Electrificación- ejecutadas por la DGER/MEM y los Gobiernos Locales- que deben ingresar a la etapa de explotación comercial inmediatamente después de concluidas, para reducir el descontento social. Todas estas nuevas obras son entregadas en administración a los Gobiernos Regionales y Locales de la jurisdicción o de ser el caso a las empresas distribuidoras.

Los contratos y convenios de Administración con las empresas concesionarias y los Gobiernos Locales, vigentes hasta el momento, permiten mantener la operatividad de estos proyectos, siempre que el estado mantenga su aporte subsidiario.

## **2.2. Ley de Concesiones Eléctricas - y su reglamento**

Las disposiciones de la Ley de Concesiones Eléctricas- Decreto Ley 25844 (LCE) y su reglamento-Decreto Supremo N°009-93-EM (RLCE), norman y regulan las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

Asimismo, establece que el Ministerio de Energía y Minas y OSINERGMIN son los encargados de velar por su cumplimiento.

La LCE y el RLCE, norman las actividades que requieren autorización o concesión. Y reglamenta, los procedimientos de obtención de las concesiones, con sus respectivas obligaciones y derechos. Estableciendo que:



- Requiere Concesión la generación de energía, con potencia instalada mayor a 500 kW
- Requiere Concesión la distribución de energía, con máxima demanda mayor a 500kW
- Requiere Concesión de Transmisión de energía, aquella que requiera imposición de Servidumbre y/o afecte bienes del estado.

La LCE y su Reglamento, establece también, que el suministro de energía de uso colectivo, la distribución y transmisión de electricidad, son Servicios Públicos.

Crea al Comité de Operación Económica del Sistema (COES), conformado por los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentren interconectadas. Este organismo técnico denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES) tiene la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Establece, asimismo, la creación de la Comisión de Tarifas de Energía (ahora integrado a OSINERGMIN), que es responsable de fijar las tarifas de energía.

**Tabla N° 2.1 Componentes básicos de la Tarifa**

Nivel	Costos Marginal	Potencia de Punta	Energía
Producción	$CMg_{AT}$	$CMgP_{AT}$	$CMgE_{AT}$
Distribución			
Media Tensión	$CMg_{MT}$	$\frac{CMgP_{AT}}{1 - \alpha_p} + VADMT$	$\frac{CMgE_{AT}}{1 - \alpha_e}$
Baja Tensión	$CMg_{BT}$	$\frac{CMgP_{MT}}{1 - \beta_p} + VADBT$	$\frac{CMgE_{MT}}{1 - \beta_e}$

Donde:

- CMg AT : Costo Marginal en Alta Tensión
- CMg MT : Costo Marginal en Media Tensión
- CMg BT : Costo Marginal en Baja Tensión
- CMgP AT : Costo Marginal de Potencia en Alta Tensión
- CMgE AT : Costo Marginal de Energía en Alta Tensión
- CMgP MT : Costo Marginal de Potencia en Media Tensión
- CMgE MT : Costo Marginal de Energía en Media Tensión
- CMgP BT : Costo Marginal de Potencia en Baja Tensión

CMgE BT	: Costo Marginal de Energía en Baja Tensión
VADMT	: Valor Agregado de Distribución Media Tensión
VADBT	: Valor Agregado de Distribución Baja Tensión
$a_p$	: Pérdidas de Potencia en Media Tensión
$a_e$	: Pérdidas de Energía en Media Tensión
$b_p$	: Pérdidas de Potencia en Baja Tensión
$b_e$	: Pérdidas de Energía en Baja Tensión

### 2.2.1. Estructura tarifaria establecida por la LCE y el RLCE

La LCE establece el sistema de precios de electricidad. Un sistema regulado que se basa en costos marginales, estructurados para incentivar la competencia del sector.

Los componentes básicos de las tarifas (Figura 2.1) son los siguientes:

- a) A nivel de producción: Precios en Barra (Generación + Transmisión).
  - ⇒ Potencia de punta.
  - ⇒ Energía en punta y fuera de punta.
- b) A nivel de distribución:
  - ⇒ Valor Agregado de Distribución de Media Tensión. (VAD MT)
  - ⇒ Valor Agregado de Distribución de Baja Tensión.(VAD BT)
  - ⇒ Costos asociados a la atención de los clientes.
  - ⇒ Pérdidas estándares de distribución de potencia y energía en media y baja tensión.

Las tarifas se conforman como la suma de los componentes de cada nivel (producción y distribución) y los factores: expansión de pérdidas, de coincidencia y de contribución de cada nivel de tensión.

### 2.2.2. Análisis de la remuneración tarifaria a las empresas concesionarias de distribución

Esta remuneración tarifaria está diseñada para reconocer los costos de operación y mantenimiento en los que incurre el concesionario por administrar la infraestructura eléctrica.

La estructura tarifaria (mostrada en el Figura N° 2.2) establecida por la LCE y su

reglamento- normada y verificada por el OSINERGMIN- reconoce los costos de explotación, compra de energía y los costos de inversión.

El Valor Agregado de Distribución (VAD) corresponde al valor, de la inversión en infraestructura eléctrica, de la rentabilidad, y los gastos de operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución, reconocidos por la tarifa eléctrica. Representando el costo total en que incurre, el concesionario, para poner a disposición del cliente la Potencia y Energía, desde la Barra Equivalente de Media Tensión hasta el punto de empalme de la acometida respectiva. Para un cliente de media tensión, los precios de barra equivalente se expanden adicionando el valor agregado de distribución, más las pérdidas de potencia y energía asociadas a media tensión. Para un cliente de baja tensión a los precios obtenidos para el cliente de media tensión se le adiciona el valor agregado de baja tensión más la pérdida de energía y potencia asociada a la baja tensión.

El VAD se basa en una empresa modelo eficiente y se considera los siguientes componentes:

- Costos Fijos, asociados a cada cliente independientemente a su demanda de potencia y consumo de energía.
- Costos de Operación y mantenimiento que llamado VADET correspondiente a la explotación técnica.
- Costos estándares de inversión (Valor Nuevo de Reemplazo) destinado a la futura reposición del sistema de distribución llamado VADIN
- Los Valores Agregados de Distribución de Media Tensión (VADMT) y de Baja Tensión (VADBT) para cada uno de los sectores típicos de distribución, expresados en S/./kW-mes, los mismos que son actualizados y corregidos mensualmente por factores tales como:
  - Factor de corrección por ventas de potencia.
  - Número de horas de uso (NHUBT)
  - Factores de expansión de pérdida de potencia y energía.
  - Caracterización de la carga.
  - Factores de coincidencia.
  - Factores de contribución a la punta.
  - Factores de economía de escala.
  - Fórmulas de actualización.

- Índice de Precios al por Mayor (IPM)
- Índice de Productos Importados (D)
- Índice de Precios de Aluminio (IPAI)

### **2.3. Ley de Electrificación Rural -Ley N° 28749 (LER) y su Reglamento -Decreto Supremo N° 025-2007-EM (RLER)**

La LER y el RLER tienen como objeto 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.

Los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) son aquellos sistemas eléctricos de distribución desarrollados en zonas rurales, localidades aisladas, de frontera del país, y de preferente interés social, que se califiquen como tales por el Ministerio de Energía y Minas, de acuerdo al RLER.

En el proceso de ampliación de la frontera eléctrica en las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país, el Estado asumirá un rol subsidiario, a través de la ejecución de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER), en coordinación con los Gobiernos Regionales y Locales, empresas concesionarias de distribución eléctrica y de electrificación rural, y demás entidades y programas del Gobierno Nacional

El financiamiento obtenido para la aplicación de la LER, será destinados exclusivamente a la ejecución de proyectos, obras y subsidios a la tarifa local de los SER, así como para promocionar la inversión privada. El financiamiento no cubrirá en ningún caso los costos de operación y mantenimiento.

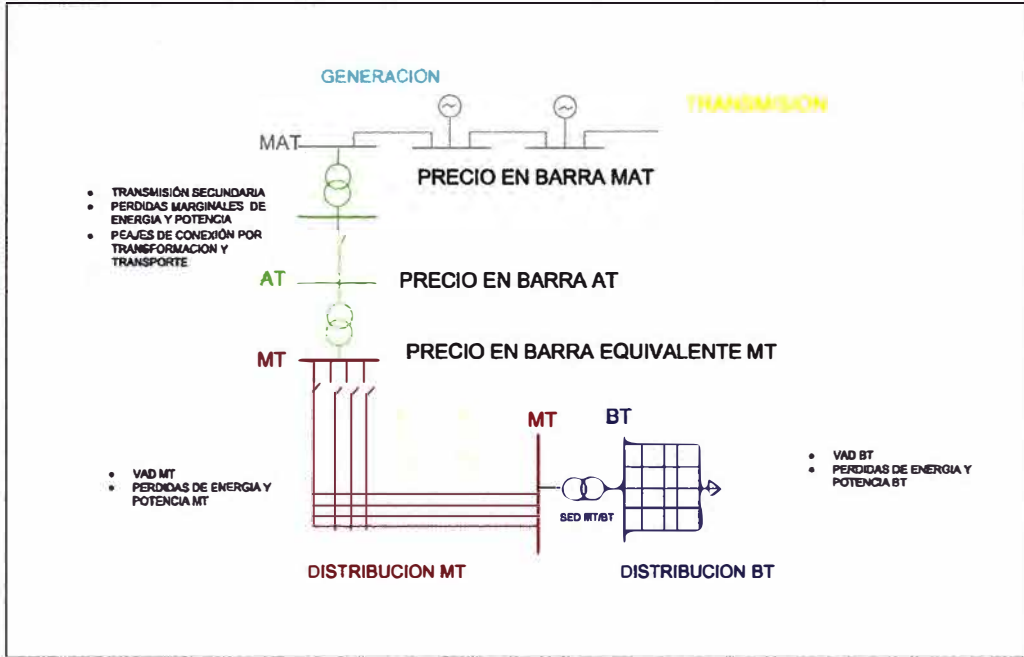
El Ministerio de Energía y Minas elaborará el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), el mismo que consolidará los Planes de Desarrollo Regional y Local concertados, los programas de expansión de las empresas concesionarias de distribución eléctrica y de electrificación rural, las iniciativas privadas y los programas o proyectos a desarrollarse por el Gobierno Nacional.

Los proyectos que conforman el PNER, están sujetos a una evaluación técnico-económica a fin de garantizar su rentabilidad social y sostenibilidad administrativa, operativa y financiera de largo plazo. Para ello, el Ministerio de Energía y Minas coordinará lo que fuera pertinente con los Gobiernos Regionales y Locales y otras entidades, brindando la capacitación técnica que corresponda de conformidad con las disposiciones legales sobre descentralización.

#### **2.3.1. Modificaciones a la remuneración tarifaria a las empresas concesionarias de**

**distribución rural**

La LER y su reglamento establecen que se incluya en el VAD el cargo por el concepto de conexión de los usuarios. Y que se considere, para el cálculo del VAD tan solo el 16% de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), para el establecimiento fondo de reposición de las instalaciones del SER.



**Figura N° 2.1 Estructura Tarifaria**

ESTRUCTURA TARIFARIA EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCION					
TARIFA REGULADA POR OSINERGMIN	CARGO FIJO	COSTO DE LECTURA DE MEDIDORES, FACTURACIÓN, REPARTO DE RECIBOS Y COBRANZA			
	CARGO POR ENERGIA	VADIN	MT	VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION DESTINADO A LA INVERSION	84% TRANSFERENCIA A ADINELSA
		BT	16% FONDO DE REPOSICION		
	VADET	MT	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO ESTABLECIDOS EN LA TARIFA REGULADA POR OSINERGMIN, RECONOCIDOS POR ADINELSA A LOS OPERADORES	
	BT				
	PERDIDAS	PERDIDAS DE DISTRIBUCION ESTABLECIDAS EN LA TARIFA REGULADA POR EL OSINERGMIN			
COMPRA DE ENERGIA	COMPRA DE ENERGIA AL GENERADOR (PRECIOS REGULADOS POR OSINERGMIN)				

**Figura N° 2.2. Estructura Tarifaria de un sistema de distribución**

## **CAPITULO III**

### **ADMINISTRACION DE INFRAESTRUCTURA ELECTRICA RURAL**

El análisis se ha enfocado en la administración de la IER que forma parte de los sistemas eléctricos de distribución, los que son más abundantes.

#### **3.1. Análisis de Alternativas de la Administración de la Infraestructura Eléctrica Rural.**

Por la ubicación de la infraestructura eléctrica, que recibe ADINELSA, su administración se puede dividir en dos clases, las que se encuentran en un área de concesión existente o próxima a ellas y las que se encuentran fuera de las áreas de concesión.

#### **3.2. Análisis de la administración de la IER dentro de las áreas de concesión en su zona de influencia por contrato de administración.**

ADINELSA con la finalidad de reducir eficientemente los costos de explotación de IER- dentro de un área de concesión o en su área de influencia - llega a un acuerdo técnico-económico, a través de un contrato de Administración con las empresas concesionarias. Y les entrega estas obras para su comercialización operación y mantenimiento.

##### **3.2.1. Ingresos, costos y liquidación**

La remuneración está establecida en los contratos de administración y se basan en la estructura tarifaria del cliente Final (ver Figura N° 2.2). Reconociendo a los concesionarios los costos de Operación y Mantenimiento (denominado VADET) aprobados por OSINERGMIN, por tipo de infraestructura eléctrica, sea por generación Transmisión y/o distribución.

En los contratos de Administración con las empresas concesionarias, se especifica el procedimiento modificado para de la remuneración tarifaria. El cual puede variar de un concesionario a otro principalmente por las características de cada sistema eléctrico. Aquí les presento el procedimiento de cálculo de la remuneración del contrato de administración N° 01704-2004 con la Empresa Coelvisac, que es el siguiente:

⇒ Determinar los ingresos por Venta de Energía Reales (IVER), aplicando el pliego tarifario vigente.

$$\text{IVER} = \text{CF} + \text{VADET} + \text{VADIN} \quad (3.1)$$

Dónde: CF es el cargo fijo establecido por OSINERGMIN

VADET es el componente que corresponde a los costos de operación y mantenimiento reconocidos en el VAD

VADIN es el componente que corresponde a los costos de inversión reconocidos en el VAD

⇒ Determinar los ingresos por Venta de Energía Teóricos (IVET), para determinar el pliego tarifario teórico se tomaran en cuenta las siguientes modificaciones en el cálculo del valor Agregado de Distribución.

$$\text{IVET} = \text{CF} + \text{VADET} + (16 \%) \text{VADIN} \quad (3.2)$$

⇒ Determinar el ingreso por Venta de Energía a Transferirse (IVE Transf.), según la siguiente relación:

$$\text{IVE Transf.} = \text{IVER} - \text{IVET} = (84 \%) \text{VADIN} \quad (3.3)$$

Así la empresa concesionaria está obligada a formar el Fondo de reposición, y transferirlo a ADINELSA- como propietaria-lo que corresponde a la inversión estatal.

De esta manera los concesionarios son remuneradas a través de las tarifas. Es decir se les reconoce el componente del valor agregado de distribución (VAD), establecido para la operación y mantenimiento, y adicionalmente por contrato se les reconoce gastos adicionales como porcentaje del VADIN, y en todos los casos se establece un fondo de reposición administrado por ADINELSA o el concesionario.

Las concesionarias han hecho observaciones a este procedimiento establecido en 1998, aduciendo que la remuneración tarifaria es insuficiente. Asimismo, el fondo de reposición que está siendo conformado es reducido, lo que amenaza la sostenibilidad del proyecto a largo plazo.

Lo mencionado obliga al estado a financiar- a través de ADINELSA- la sostenibilidad del Proyecto, obligando a un subsidio permanente.

En la Tabla N° 3.1 se muestra la relación de Contratos de Administración con las empresas distribuidoras y en el Anexo A, la relación de la IER incluida en los alcances de cada contrato.

**Tabla N° 3.1. Relación de Contratos de Administración**

ITEM	EMPRESA	N° DE CONTRATO
01	Electro Centro S.A	001-1998
02	Electro Norte S.A.	003-1998
03	Electro Nor Oeste S.A.	002-1998
04	Hidrandina	004-1998
05	Electro Tocache S.A.	004-2000
06	Coelvisac	017-2004
07	Electro Oriente S.A.	0610

En el Anexo B se muestra la estructura de las remuneraciones establecida con cada empresa concesionaria y en el Anexo C muestro ejemplos de la liquidación tarifaria con las empresas concesionarias.

En el Anexo D presento los modelos de contratos de Administración y en el Anexo N° E muestro los Mantenimientos mayores adicionales que ejecuta o financia ADINELSA en la infraestructura en mención.

Como hemos podido ver en los anexos C y B, el ingreso que obtiene la concesionaria por explotación de la IER es reducido. Este ingreso medido como un ingreso marginal en \$./kWh, no es suficiente para operar y mantener adecuadamente la IER.

Es por este motivo, que durante las negociaciones de los contratos de administración se establecieron remuneraciones mínimas, con la finalidad la distribuidora realice la transferencia que se menciona en el ítem 3.2.1

### **3.3. Análisis de la administración de la IER fuera de las áreas de concesión o de su zona de influencia por convenios de administración.**

En consideración que la totalidad de la infraestructura eléctrica administrada es rural, y dado a su naturaleza subsidiaria. ADINELSA ha adoptado modelos de Convenios con las Municipalidades cuyos procedimientos son únicos para la atención del servicio eléctrico a las localidades rurales de extrema pobreza. Las que –como hemos mencionado- se



encuentran fuera de las zonas de concesión de las empresas distribuidoras y solo es posible atenderlas a través de una co-gestión con dichas Municipalidades y con alcances específico y diferente a las otras empresas del sector eléctrico.

### **3.3.1. Antecedentes**

ADINELSA es creada en 1994 e inicia sus operaciones en 1999 como una empresa administrativa para direccionar recursos y tramitar los contratos de administración para la infraestructura eléctrica recibida. Es en esta función, que traslada las responsabilidades de la operación y mantenimiento a las empresas concesionarias y a los Gobiernos Locales, estos últimos gestores ante el Gobierno central de las obras de electrificación que benefician a sus localidades.

Sin embargo, ADINELSA estructuralmente pequeña, se dedica principalmente a la supervisión, administrativa de los convenios de administración con los Gobiernos Locales. Y a una reducida supervisión técnico – administrativa de la IER.

Con el transcurrir de los años y al generarse continuos desabastecimientos de energía por colapso de la IER -ocasionada por la inadecuada operación y mantenimiento- ADINELSA decide aumentar la supervisión y asesoría técnica, para lo cual solicita un mayor presupuesto al Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE), de quien depende financieramente.

Con una asesoría incrementada y la mejorada supervisión Técnica, los procesos operativos mejoran. Sin embargo, con la recepción de nuevas obras y otras en proceso de transferencia, la nueva supervisión es insuficiente lo que obliga a retroceder en los índices de calidad del servicio ofrecido.

Ante esta situación ADINELSA, decide establecer una supervisión continua y directa de los trabajos ejecutados por los Gobiernos Locales en cumplimiento de los Convenios de Administración firmados. Como resultado de esta supervisión, se detectan deficiencias en la operación y los mantenimientos de la IER y en la administración de recursos otorgados- a los Gobiernos Locales- derivando en la resolución de muchos convenios y el inicio de las acciones legales correspondientes.

ADINELSA, busca entonces la solución natural con operadores privados. Para lo cual realiza los estudios de factibilidad resultando en una evaluación negativa. Por el reducido presupuesto que maneja ADINELSA y el pobre saneamiento físico- legal que tiene la IER. El saneamiento al que hacemos mención, implica la gestión de la imposición de servidumbre de la IER, la obtención del Certificado de Inexistencia de Restos

Arqueológicos (CIRA) y la preparación de los Estudios de Impacto Ambiental. Para obtener la transferencia definitiva por parte de los ejecutores de las IER.

En vista de las circunstancias, y ante la necesidad de mantener operativa la IER ejecutada, es que ADINELSA firma nuevos Convenios de Administración con los Gobiernos Locales. Financiado el 100% de los costos operativos. Y de igual manera recibiendo directamente el 100% del producto de la explotación comercial de la IER.

De igual manera, simplifica los procedimientos administrativos, estandariza los mantenimientos y fortalece el apoyo técnico-comercial a los Gobiernos Locales, disminuyendo sus responsabilidades, enfocándolas en la mejora de los índices de calidad de servicio y atención al cliente.

En el Tabla N° 03.2 mostramos la relación de convenios de administración vigentes con los Gobiernos Locales y en su análisis se observa que los convenios son recientes. Estos cambios de administración Municipal son ocasionados por dos motivos principales, el primero es el incumplimiento de responsabilidades de los Gobiernos Locales y el segundo es el cambio de la autoridad representativa por elecciones Municipales.

**Tabla N° 3.2** Convenios de Administración de IER vigentes.

SISTEMA ELÉCTRICO		MUNICIPALIDAD Y NUMERO DE CONVENIO	Nº DE LOCALIDADES	Nº DE USUARIOS
1	PSE YAUYOS II ETAPA y PSE LUNAHUANA III ETAPA	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE HUANTAN CONVENIO N°003 - 2011	51	2982
2	CH HONGOS Y PSE ASOCIADO		52	1767
3	PSE HUMAY PAMPANO		27	736
4	PSE YAUCA - ROSARIO		13	325
5	C.H. QUINCHES Y PSE ASOCIADO	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SAN PEDRO DE PILAS CONVENIO N°001 - 2007	17	2156
6	PSE HUAROCHIRI	MUNICIPALIDAD DEL CENTRO POBLADO MENOR DE PICOY CONVENIO N°004 - 2010	92	5204
7	C.H. SANTA LEONOR Y PSE ASOCIADO		44	3253
8	S.E. HUACHO - ANDAHUASI		-	-
9	PSE HUAURA - SAYAN		15	1080
10	PSE BARRANCA		06	450
11	PSE PURMACANA		08	626
	CHAUCA CHISQUE		03	234
12	PSE CANTA	23	1426	
13	C.H. GORGOR Y PSE CAJATAMBO	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE GORGOR CONVENIO N°007 - 2010	49	3124
14	SE CORA CORA	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE PARINACOCAS CORA CORA CONVENIO	-	-

15	PSE CORA CORA	N°003 - 2006	111	6210
16	CH MARCABAMBA Y PSE MARCABAMBA		07	769
17	PSE CANGALLO III ETAPA		02	125
18	TAMBO QUEMADO		19	811
19	C.H. QUICACHA Y PSE ASOCIADO	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE QUICACHA CONVENIO N°002 - 2000	05	351
20	PSE CHUQUIBAMBA II Y III ETAPA	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE CHACHAS CONVENIO N°020 - 2006	03	270
21	C.H. CHARAPE Y PSE ASOCIADO	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SANTA CATALINA CONVENIO N°002 - 2009	04	331
22	C.H. GRACIAS A DIOS Y PSE ASOCIADO	MUNICIPALIDAD DISTRITAL DE SANTA CATALINA CONVENIO N°	02	203
23	PSE HUACHON	COMUNIDAD CAMPESINA DE QUIPARACRA CONVENIO N°011 - 2001	10	1024
24	CH NUEVO SEASME Y PSE ASOCIADO	MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE CONDORCANQUI CONVENIO N°002 - 2007	07	749

Ante esta situación ADINELSA, está a la búsqueda de la solución Financiera, Administrativa y Técnica adecuada para atender a los más de 32,000 clientes dispersos en los SER - detallados en el Tabla N° 3.2- los mismos que están distribuidos por todo el Perú, sin la posibilidad de efectuar una economía a escala eficiente. Entre las soluciones evaluadas tenemos, que ADINELSA se establezca como una empresa Distribuidora y la segunda es la de Administrar todos los SER con Operadores Privados. Ambas soluciones, requieren de subsidio continuo y mayor al actual, por lo que el estado debe prever un presupuesto adecuado y justificado.

La funcionalidad del convenio de Administración con los Gobiernos Locales se fundamenta en dos preceptos:

El primero está claramente con la función de los intervinientes del convenio de administración, al basarse en la cooperación, no debe generar rentas al Gobierno Local y tampoco debe generarle gastos o costos adicionales. ADINELSA, por lo tanto, debe sufragar todos los costos directos y marginales que se ocasionen por la firma de este Convenio.

El segundo, todos los gastos deben ser eficientes de tal manera que garanticen el suministro de energía eléctrica a las localidades beneficiadas, al mínimo costo. Dicho esto podemos dividir las responsabilidades del cumplimiento y supervisión del convenio en tres secciones claramente definidas; la sección Comercial, la Sección Técnica y la Sección Financiera Administrativa.

### 3.3.2. Ingresos

La LCE y su reglamento y los procedimientos establecidos por el OSINERGMIN, regulan la explotación comercial de la IER. Estos se dividen en tres etapas la Generación, Transmisión (Sistema Principal y el Sistema secundario) y la Distribución. Lo que podemos ver en la Figura N°2.1. Para nuestro caso en los convenios de Administración, ADINELSA recibe como ingreso, el total de ventas de energía a los clientes finales. Ventas que se realizan bajo la regulación de precios.

El ingreso recibido por ADINELSA por la IER administrada por los Gobiernos Locales se basan en la estructura tarifaria del cliente final.

Veamos los casos en que ADINELSA solo participa en una de las etapas (Generación Transmisión o distribución) y luego veremos el tratamiento integrado.

#### **a) Sistemas de Generación**

Para el caso de los sistemas de generación propiedad de ADINELSA, administrados por los Gobiernos Locales, no se aplica la explotación comercial normada por la LCE (sistema de remuneración por costos marginales por potencia y Energía, en la barra de Generación), debido a que estas centrales alimentan principalmente a un sistema aislado asociado a este, el cual forma parte del convenio de Administración.

Entonces la remuneración aplicada por el sistema de tarifas es utilizada solo para el registro de ADINELSA y no forma parte del convenio.

#### **b) Sistemas de Transmisión**

Para el caso de los sistemas de transmisión secundaria -ADINELSA no es propietaria de líneas que conformen el sistema principal de transmisión- administrados por Municipalidades, cuya compensación se calculan en base a una estructura de alícuotas establecida para el periodo 2009-2013.

Para el cálculo de la compensación (remuneración) OSINERGMIN divide la IE de transmisión secundaria en áreas de demanda y valoriza estas obras tomando un sistema eléctrico modelo eficiente. Asigna, entonces, una alícuota a cada empresa, que es la porción de cada empresa del valor total de la IE de transmisión -para cada área de demanda- y se calcula los peajes o compensaciones por medio del cálculo del flujo de energía y potencia, repartiendo esta remuneración a todas las empresas propietarias proporcionalmente a su alícuota.

El cálculo realizado y los factores de proporción son realizados para cada periodo de evaluación. En el caso de ADINELSA, el cálculo y su verificación están dentro del alcance de su gestión y aprobados por el OSINERGMIN, las transferencias de las

remuneraciones son echas directamente por ADINELSA, por lo que esta no forma parte del convenio de Administración.

Un resumen de las transferencias realizadas por remuneración de la IER de transmisión secundaria, se muestra en el anexo H, donde puede destacarse las dos Líneas de Transmisión de 66 kV administradas por los Gobiernos Locales.

### c) **Sistemas de distribución**

Los sistemas de distribución de ADINELSA, administrados por las Municipalidades, son remunerados, en aplicación de la LCE por medio del valor agregado de distribución que forma parte de la estructura de la tarifa regulada, aplicada a los clientes finales.

El cálculo del VAD se realiza a través de los procedimientos establecidos por el Ministerio de Energía y Minas-MEM, regulados y fiscalizados por el OSINERGMIN. Basados en la creación de una empresa de distribución modelo que administra un sistema de eléctrico modelo, esto con la finalidad de calcular costos eficientes.

**Tabla N° 3.3** Calificación de los Sistemas eléctricos administrados por Municipalidades según resolución OSINERGMIN N° 059-2011-OS/CD

Sistema Eléctrico	Sector Típico Actual	Sector Típico Aprobado
Cajatambo	3	5
Asquipata	3	4
Canta	3	4
Charape	3	4
Chuquibamba	3	4
Coracora-Marcabamba	3	5
Gracias a Dios	3	5
Hongos	3	5
Huarochari	3	5
Humay Pampano	3	4
Lunahuana	3	4
Nuevo Seasmé	3	4
Quicacha	3	5
Quinchés	3	5
Santa Leonor	3	5
Yauyos	3	5
Huachón	3	4

ADINELSA realiza los estudios de clasificación por sectores típicos de sus sistemas eléctricos de distribución, y solicita su aprobación al OSINERGMIN. En el Tabla N° 03.03. se muestra la última calificación emitida por OSINERGMIN, clasificando los

Sistemas eléctricos de ADINELSA.

Asimismo, ADINELSA a través de su gerencia Comercial se encarga de actualizar los parámetros para el cálculo de las tarifas mensuales, que son aplicados a los clientes finales de los sistemas eléctricos Administrados por Municipalidades.

Este cálculo tarifario, representa el ingreso total por la explotación comercial de las Redes de distribución y los sistemas de generación de los sistemas eléctricos aislados.

**d) Subsidios aplicados al cliente final**

Además de las remuneraciones por los sistemas de Transmisión, y distribución, ADINELSA recibe y administra las transferencias por subsidio cruzado creadas para hacer sostenible la remuneración por tarifas de los SER.

Estas transferencias son obtenidas del Fondo de compensación social eléctrico (FOSE). El cual beneficia con un descuento de hasta 75% por kilovatio-hora a los clientes con consumos menores a cien kilovatio-hora. Este beneficio se financia con el aporte de todos los clientes no residenciales y de los residenciales (solo aquellos con consumo mensual mayor a cien kilovatio-hora) aplicados solo en los sistemas eléctricos conectados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). En el Anexo I explicamos las características del FOSE y damos ejemplos de su aplicación.

**3.3.3. Costos**

Los costos asumidos dentro del convenio de Administración los podemos dividir en:

**a) Sección comercial**

El Gobierno Local es responsable de las actividades de comercialización mencionadas en el convenio (modelo Anexo F) para lo cual ADINELSA reconoce los costos generados para su cumplimiento:

Los costos de comercialización que son asumidos por ADINELSA a través del Convenio de Administración son:

- Los costos de impresión y entrega de los recibos a los usuarios finales.
- Los costos de cobranza a los clientes finales.
- Los costos de corte y reconexión.
- Los costos Lectura de medidores.
- Los costos de digitación e ingreso de información al sistema comercial de ADINELSA (Ingreso de lecturas, ingreso de cobranzas, generación y registros de órdenes de corte, ingreso de nuevos usuarios, actualización de datos de los clientes registrados y re facturaciones por errores en el proceso de facturación).

- Los costos de verificación primaria e individual de facturación a los clientes finales.
- Los costos de notificación a los usuarios.
- Los costos de la instalación de una oficina de atención y coordinación.
- Para algunos sistemas eléctricos se incluye el costo de compra de energía.
- Costos marginales para la crear y mantener la contabilidad y logística operativa de los SER

Asimismo ADINELSA, efectúa labores complementarias y suplementarias para realizar adecuadamente las actividades de comercialización de las redes eléctricas dentro del alcance del convenio.

Los costos de comercialización asumidos por ADINELSA directamente son:

- Costo de diseño e implementación del software comercial (COMWEB)
- Los costos de cálculo y actualización tarifaria.
- Los costos de cálculo de los Fondos de reposición de las instalaciones incluidas en el VAD.
- Los costos de cálculo del fondo para reposición de acometidas domiciliarias.
- Los cálculos de transferencias por subsidio cruzado del FOSE, Aporte Ley N°28749.
- Los costos de verificación global de la facturación a clientes finales y supervisión de los procesos de facturación ejecutados en el sistema comercial (software).
- Los costos de asesoría técnica para la ejecución de la facturación individual por parte de los Municipios.

#### **b) Sección Técnica.**

ADINELSA en base a los términos del Convenio nombra al Gobierno Local, como operador, y le encarga la custodia, la operación y el mantenimiento de la infraestructura materia del mismo.

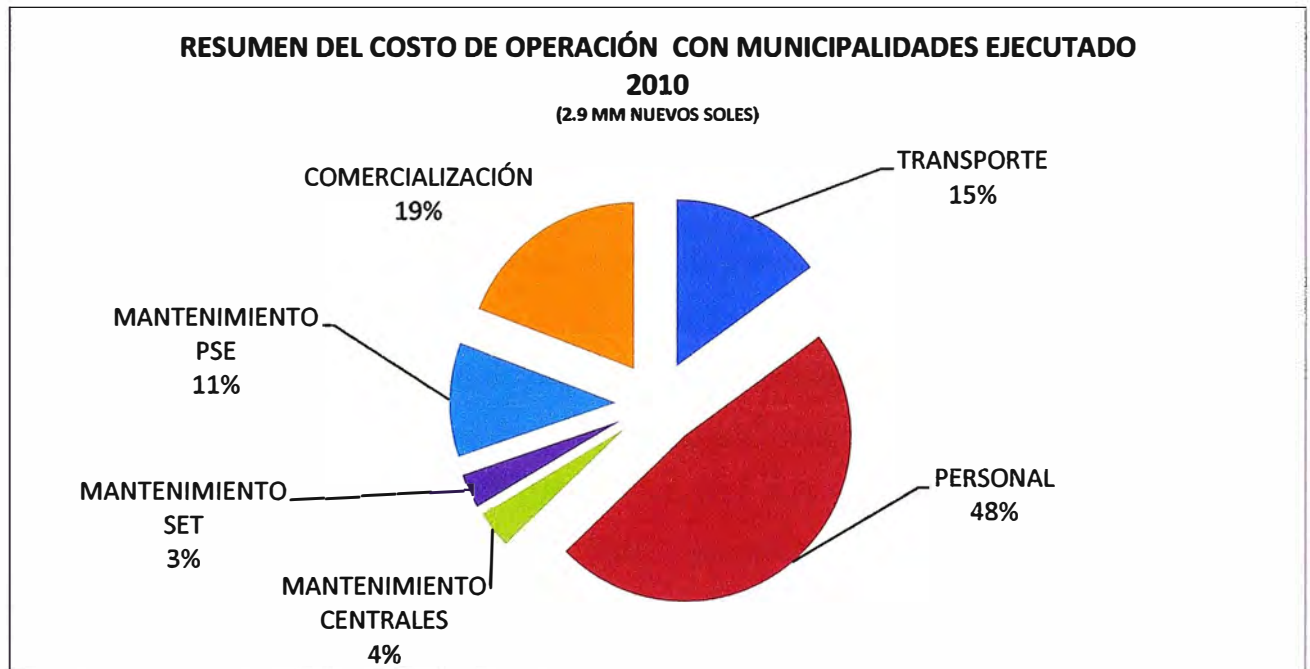
Para lo cual el operador debe establecer la programación de mantenimientos preventivos, coordinar y programar los mantenimientos correctivos, preparar y cumplir los planes de contingencia, preparar y planificar los mantenimientos mayores que serán ejecutados por ADINELSA.

De igual manera conformará parte de la comisión de recepción de nuevas obras, que se incorporaran al alcance del convenio o de nuevos clientes en media tensión. Por lo que deberá participar también de la comisión de revisión de los proyectos, en el análisis de la factibilidad de suministro y la determinación del punto de diseño para estas obras.

Como operador, la Municipalidad, participa en el análisis de fallas de los sistemas eléctricos, brindando la información de las ocurrencias en los SER administrados. Asimismo realiza recomendaciones y observaciones a los estudios de coordinación de la operación protección y cualquier otro que afecte la operatividad del SER.

Asimismo, el operador cumplirá con verificar el cumplimiento de las Normas técnicas publicadas por el MEM y la DGER reguladas y supervisadas por el OSINERGMIN, para garantizar la seguridad pública.

En el Figura N° 3.1 podemos observar la estructura de costos de los convenios de Administración, tomado del resumen del presupuesto ejecutado en el año 2010 cuyo total asciende a 2,90 MMS (Millones de Nuevos Soles).



**Figura N° 3.1** Estructura de costos de la operación con Municipalidades

ADINELSA entonces reconoce los costos de:

- Contratación del personal técnico calificado con los seguros adecuados para los trabajos realizados.
- Adquisición de equipos, materiales y herramientas necesarios, normalizados y adecuados para la ejecución de los trabajos en forma segura.
- Alquiler de Vehículos para movilización del personal.
- Alquiler por suceso, de equipos y maquinarias adecuadas.
- Contratación de personal adicional o volante para atención de emergencias.



- Contratación a un profesional que supervisará las actividades relacionadas con el convenio y se encargará de coordinar directamente con ADINELSA.
- Capacitación del personal

#### **3.3.4. Liquidación de servicios**

El convenio establece que mensualmente se realice una liquidación de la cobranza y servicios ejecutados por el Gobierno Local. En el Anexo G les presento un ejemplo de esta liquidación.

La cobranza es la ejecutada por el operador de los recibos por venta de energía emitidos por ADINELSA y la liquidación de servicios es por los gastos reconocidos en el convenio –gastos de comercialización, custodia, operación y mantenimiento- la cual es cancelada por ADINELSA a través del procedimiento fijado para tal fin.

### **3.4. Caso particular evaluado: “Convenio De Administracion N° 04-2010 con la Municipalidad del Centro Poblado Menor de Picoy”**

#### **3.4.1. Antecedentes**

La localidad de Picoy está ubicada en el distrito de Santa Leonor, Provincia de Huaura y Región Lima Provincias. En esta Localidad se ha construyó la MCH Santa Leonor (566 kW) -construida en 1994 por el Dirección Ejecutiva de Proyectos DEP/MEM- inicialmente administrada por la Municipalidad Distrital de Santa Leonor desde el año 1998 hasta el año 2009 por medio del convenio N° 008-98 Convenio para la comercialización, operación y mantenimiento. En cuya vigencia se incluyó la administración de la MCH Santa Leonor I y II Etapa, el Pequeño Sistema Eléctrico Santa Leonor I, II Y III Etapa, el Pequeño Sistema Eléctrico Atavillos Alto, el Pequeño Sistema Eléctrico Huaura Sayán II Etapa, la Línea de Transmisión 66 kV Huacho Andahuasi y SET 66/22.9/10 kV, 7/7/2 MVA.

Estas Obras recibidas por ADINELSA para su administración, de parte de la Dirección General del Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas (DGER/MEM), Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales, mediante Resoluciones Ministeriales, Actas de Recepción y Convenio Específicos. Ver Anexo J donde se puede ubicar el área de influencia de cada Sistema Eléctrico y el de los distribuidores cercanos.

Es en el año 2009 y luego de una serie de irregularidades acumuladas por el nuevo alcalde –elegido para el periodo 2007-2010- ADINELSA decide resolver el convenio de Administración con la mencionada Municipalidad.

Entre las principales irregularidades administrativas cometidas están:

- Retraso en el pago del personal encargado de la operación.

- Incumplimiento y retraso en la ejecución de las liquidaciones comerciales

Una vez que se resuelve el convenio de Administración, se ve por conveniente transferir la Administración de las obras de IER a la Municipalidad del Centro Poblado Menor de Picoy, siendo la Municipalidad cuya jurisdicción estratégica brindaba las garantías para la continuidad del servicio eléctrico de los usuarios de los sistemas eléctricos mencionados.

Es en este sentido, que en febrero del 2010 se firma el “CONVENIO PARA LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES ELECTRICAS DE PROPIEDAD DE ADINELSA UBICADAS EN LAS PROVINCIAS DE HUAURA, BARRANCA Y OYON”, Convenio N° 004-2010. Cuya diferencia principal, es la supresión de las responsabilidades, de la Municipalidad, de realizar la venta de energía a los usuarios finales. Responsabilidad que desde ese momento será asumida por ADINELSA.

#### **3.4.2. Objetivo del convenio**

El objetivo principal del convenio es la de encomendar las actividades de operación y mantenimiento de IER bajo responsabilidad de ADINELSA a la Municipalidad.

#### **3.4.3. Alcances del Convenio**

Corresponde a las actividades comerciales descritas en el Convenio, así como a las actividades de operación y mantenimiento de IER de propiedad o recibida por ADINELSA.

La IER dentro del alcance de este convenio es:

- Pequeño Sistema Eléctrico Santa Leonor,
- Sistema Eléctrico Rural Huaura Sayán II Etapa,
- Pequeño Sistema Eléctrico Atavillos Alto
- Electrificación de la Localidad Caldera
- Pequeño Sistema Eléctrico Valle Purmacana - Supe,
- Electrificación Rural de Barranca,
- Central Hidroeléctrica de Santa Leonor,
- Línea de Transmisión 66 kV Huacho Andahuasi y
- Sub Estación 66/22.9/10 kV Andahuasi.
- PSE Canta III Etapa (incluido en el Adenda N°01 al convenio)
- PSE Huarochirí I y II Etapa (incluido en la Adenda N° 02 al Convenio)

Las Localidades dentro del alcance de este convenio son:

- PSE Santa Leonor: Jucul, Parquín, Chiuchin, Picoy Huancahuasi, Maraynillog, Mayobamba, San Benito, Pachangara, Palpas, Curay, Huacho sin Pescado, Taucur, Acain, Maray, Tulpay, Canin, Tongos, Lacsaura, Puñun, Baños de Andajes, Caujul, Aguar Pumahuain, Navan, Lancha, Liple, Conchao, Puna, Paccho, Ulancay, Puctor, Llamay, Huacar, La Campiña, La Perla, Muzga, Lacsanga, Ayaranga, Cochamarca, Yarucaya, Colcapampa, Quilca.
- SER Huaura Sayán II Etapa: Balconcillo, Vilcahuaura, Acaray, Huacán, Pampa Fuera, San Jorge, San José de Rontoy, Santa Juana, Santa Rosalía, Sarape, Quintay, Tres Montones.
- PSE Atavillos Alto: Chisque, Passac, Rancatama
- Electrificación de la localidad Caldera
- PSE Valle Purmacana – Supe: Rio Seco, Santo Domingo, Virgen del Rosario, Virgen de las Mercedes, Jesús de Nazaret, Micaela Bastidas, Ciudad del Agro, Villa los Ángeles.
- Electrificación Rural de Barranca: Casuarinas, La Hoyada, Vinto Alto, Vinto Bajo, Pampa el Ángel, Vista Alegre
- PSE Canta II Etapa: Arahuay, Collo, Shimay, Archo, Licahuasi, Quiso, Antamaza, Orobel, Santa Rosa de Acochaca, Huacos, Viscas, San Lorenzo, Marco, Puruchuco, Quipan, Sumbilca, Huandaro, Rauma, Huarhuar, Pampacocha.
- PSE Huarochirí: San Juan de Tantarache, San Pedro de Huancayre, Sangallaya, San Lorenzo de Quinti, Santiago de Anchucaya, Huarochirí, Escamarca, Matarachi, Lanchi, Antioquia, Cochahuayco, Villa Pampilla, Huatiacaya, Cruz de Laya, San Martín de Orcocoto, San José de Chorrillos, Langa, Canlle, Lahuaytambo, Santa Ana, Sunicancha, San Damián, Santa Rosa, Cullpe, San Andrés de Tupicocha, San Juan de Pacota, Champuana, Chinchagoza, San Miguel de Characuayqui.

#### **3.4.4. Ingresos**

El ingreso de ADINELSA por la explotación de la IER, está conformada por el íntegro de la facturación realizada al cliente final.

#### **3.4.5. Costos**

Los servicios brindados por parte del operador conforman solo una parte de la estructura de costos. Estos costos podemos diferenciarlos en:

##### **a) Sección Comercial, administrativa y financiera del convenio**

⇒ Procesos de Comercialización y explotación de las redes de distribución.

Como habíamos mencionado, la co-administración de la IER de ADINELSA requiere coordinación e interacción continua. Lo dicho no es diferente para las actividades de explotación.

#### **Proceso N° 01 Clasificación de los sistemas eléctricos por Sectores Típicos**

ADINELSA solicita a OSINERGMIN, la calificación de sus sistemas eléctricos de distribución dentro de los sectores típicos de acuerdo a lo establecido por el MEM. OSINERGMIN, establece la calificación, y el VAD correspondiente.

#### **Proceso N° 02 Calculo del pliego tarifario**

ADINELSA, con los parámetros tarifarios establecidos por OSINERGMIN, calcula el pliego tarifario correspondiente por mes y por sistema eléctrico.

#### **Proceso N° 03 Cálculo de la facturación mensual**

El operador – la Municipalidad- registra la información comercial de los clientes de cada sistema eléctrico en el sistema comercial de ADINELSA. Con estos parámetros, las tarifas y los consumos registrados por los sistemas de medición, procesa la facturación mensual de los recibos de venta de energía eléctrica.

Para la verificación de una correcta facturación se utiliza los siguientes términos:

- Aplicación de Cargos Fijos. Regulado por sistema de medición y por periodicidad de la toma de lectura de los equipos de medición.
- Calculo correcto de la energía y potencia facturada. Aplicación correcta de la opción tarifaria escogida por el cliente final.
- Verificación de la aplicación de los descuentos y recargos por escalas del FOSE. Regulado proporcionalmente al consumo mensual.
- Verificación de la aplicación por escalas de los cargos de alumbrado público. Regulado proporcionalmente al consumo mensual.
- Verificación de la aplicación de los cargos por Aporte de la Ley 28749. Regulado proporcionalmente al consumo mensual.
- Verificación de los cargos por mantenimiento y reposición de la acometida domiciliaria. Regulado por aplicación por tecnología de la medición.

#### **Proceso N° 04 Registro de la facturación.**

Una vez concluida la facturación, ADINELSA registra esta última a su favor. Y asigna un número correlativo a las facturaciones individuales, de acuerdo a las normas establecidas para este fin por la Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT). ADINELSA por lo tanto es responsable de la facturación y venta de la energía ante la kW

y el OSINERGMIN. Encargándose de los reportes establecidos y regulados por estas entidades.

#### **Proceso N° 05 Emisión, reparto y cobranza**

El operador –La Municipalidad- emite los recibos al cliente final, previa autorización de ADINELSA. Y se encarga de entregar, cobrar los recibos emitidos y de tomar las lecturas de los sistemas de medición de los clientes.

#### **Proceso N° 06 Liquidación de cobranza**

Finaliza entonces los procesos con la liquidación de servicios y de la cobranza ejecutada por el Municipalidad.

#### **⇒ Responsabilidades del operador**

Las responsabilidades u obligaciones del operador en los procesos de comercialización de las redes, en las localidades dentro del alcance del convenio, pueden resumirse en:

- Toma de lecturas de medidores.
- Emisión, reparto y cobranza de los recibos de venta de energía eléctrica.
- Promoción y comunicación a los usuarios según normativa establecida.
- Atención y registro de reclamos.
- Calculo de la facturación con los parámetros calculados por ADINELSA.
- Verificación y corrección del proceso de facturación.
- Transferencia a ADINELSA de la cobranza efectuada.

#### **⇒ Responsabilidades de ADINELSA**

Las responsabilidades u obligaciones de ADINELSA en los procesos de comercialización de las redes, en las localidades dentro del alcance del convenio, pueden resumirse en:

- Solicitar la calificación de los sistemas eléctricos de acuerdo a los sectores típicos establecidos por el MEM
- Calculo del pliego tarifario de acuerdo a la norma establecida para tal fin.
- Verificación de la facturación ejecutada por el Operador.
- Calculo y tramite de las transferencias por aplicación del FOSE y Aporte LEY.
- Registro contable y pago de tributos derivados de la venta de energía eléctrica.
- Pago de los servicios brindados por el operador. De acuerdo a la estructura de costos establecida ver Tabla N° 3.4. En esta Tabla podemos observar que el costo de facturación y su revisión, no está especificado. Pero este es reconocido dentro de partidas de operación y mantenimiento.

**Tabla N° 3.4 Estructuras de Costos del convenio**

Descripción	Costo reconocido S/.	Condición	Observación
Lectura de medidor	0.40		
Reparto de recibos	0.30		
Cobranza	0.50	Factor de cobranza hasta 80%	
	0.55	Factor de cobranza hasta 90%	
	0.60	Factor de cobranza hasta 100%	
Corte y reconexión	5.00	Corte ejecutado	
Movilidad y viáticos	750.00		Para efectuar liquidación
Gastos administrativos	1,500.00		Instalación de oficina de coordinación
Gastos contables	700.00		Costo marginal del municipio

#### b) Sección Técnica del convenio

Las actividades de operación y mantenimiento de la IER encargada a los Gobiernos Locales, está establecido bajo un marco general de gestión del mantenimiento.

Todas estas actividades y su planificación es realizada en forma conjunta y coordinada en forma estrecha entre el Gobierno Local y ADINELSA.

Las actividades realizadas para la operación y mantenimiento de la IER son diversas y las clasificaremos según su importancia y frecuencia. Además debemos aclarar que las actividades operativas del Gobierno Local se inician aún antes del inicio de la obra.

#### ⇒ Recepción de Obras

ADINELSA dentro de sus procesos de recepción de la IER fuera de las áreas de concesión, establece la participación del Supervisor Técnico del Gobierno Local, dentro de las actividades propias del Proceso. Entre ellas tenemos:

- Análisis y recomendación del punto de diseño y factibilidad de suministro.
- Revisión del Expediente técnico del Proyecto de electrificación.
- Supervisiones programadas del avance de ejecución de la Obra.

- Participación en las comisiones de inspección y pruebas de materiales y equipos.
- Inspecciones inopinadas durante la ejecución de la obra.
- Participación y verificación final del levantamiento de observaciones.
- Presentación de la conformidad de obra por parte del operador.
- Verificación del pago de los derechos de servidumbre por parte del contratista.
- Coordinación e inicio de pruebas y operación experimental
- Inicio de operación comercial.

⇒ **Inicio de operaciones**

Durante el proceso de transferencia de las obras el ejecutor brinda a ADINELSA, las características que tendrá el sistema eléctrico tales como el número de localidades atendidas, el número de clientes proyectado, la demanda máxima prevista, la longitud de las redes de distribución y la potencia instalada de sus subestaciones de distribución.

Con esta información ADINELSA proyecta los ingresos y gastos producto de su operación, y prepara un presupuesto adicional para el inicio de las operaciones del sistema eléctrico. El cual debe ser aprobado sus gerencias e incluidas en las adendas a los convenios de administración.

ADINELSA en los doce años en que viene administrando la infraestructura eléctrica ha establecido índices de costos de personal calificado y no calificado por cada obra recibida. Lo que ha sido estandarizado por su gerencia Técnica. Es en base a estos costos, que se brinda un presupuesto especificado a los Gobiernos Locales, con la capacidad de adicionales que no llegan al 10% del presupuesto aprobado.

Para los casos especiales de nuevas centrales hidroeléctricas o Líneas de Transmisión se evalúa independientemente cada caso en forma similar a lo realizado para las redes de distribución.

Para el inicio de operaciones es necesario realizar distintas actividades aquí nombraremos las principales:

⇒ **Inventario**

Concluida la Obra el ente ejecutor entrega a ADINELSA y al operador una copia de la liquidación de la obra, con esta documentación se realiza el inventario de la obra recibida y el operador da su conformidad o comunicando las diferencias para su análisis y verificación por parte de la entidad ejecutora.

Con este inventario que incluye las acometidas domiciliarias, se establece el empadronamiento de los clientes.

### ⇒ **Preparación de Programas de mantenimiento**

La gestión de mantenimiento conjunta realizada con ADINELSA, encarga las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo al Gobierno Local.

Las actividades de mantenimiento preventivo o correctivo que cuenten con un presupuesto mayor a las tres unidades impositivas tributarias, requiere autorización expresa por parte de ADINELSA, salvo emergencia que ponga en riesgo la continuidad del servicio o implique daños personales y/o materiales.

Muchas de las actividades complementarias son realizadas por ADINELSA, para beneficiarse de la economía a escala. Entre ellas está la adquisición de materiales, equipos de seguridad, equipos de medición y maniobra, contratación de seguros entre otras. Está también la ejecución de mantenimientos mayores como la reparación de transformadores, grupos de generación y de turbinas, fabricación de torres entre otros necesarios y que son requeridos a solicitud de los operadores.

Adicionalmente a lo mencionado, están las consultorías necesarias para proyectos diversos como estudios de protección, análisis de operatividad, planeamiento y otros.

El mantenimiento realizado por los Gobiernos Locales pueden dividirse en dos grupos. El mantenimiento preventivo y correctivo, el mantenimiento predictivo no es frecuente en ADINELSA por su excesivamente costo y ADINELSA no cuenta, actualmente, con instalaciones eléctricas que ameriten esta inversión.

El programa de Mantenimiento preventivo, conforman todas las actividades de mantenimiento que se realizan en cautela de daños de la IER que ocasionen la interrupción de servicio no programado. En el Anexo K detallamos el programa de mantenimiento preventivo y la descripción de actividades realizadas en la IER dentro del alcance del convenio.

El programa de mantenimiento correctivo, es un programa de corto plazo, que se realiza luego de las inspecciones de rutina que son parte del mantenimiento preventivo. En el Anexo K se muestra el programa de mantenimientos correctivos de la IER administrada. Generalmente los programas de mantenimiento se dividen actividades de periodicidad trimestral, mensual o semanal. Las actividades de emergencia mencionadas en el Anexo K no se considera mantenimiento programado.

Realizado el programa de mantenimiento de las instalaciones puede iniciarse la operación del Sistema Eléctrico

### ⇒ **Operación y mantenimiento de la IER**



Para la operación y mantenimiento de la IER, ADINELSA y el operador establece Unidades Operativas (UO) que se encargan de estas actividades en un grupo de sistemas eléctricos, cada una conformada por el personal de mantenimiento necesario.

En el caso del convenio con la Municipalidad del C.P. M. de Picoy, en los alcances del convenio, ítem 5.3, se indica la IER administrada. Para la atención de estas obras por su ubicación geográfica se han establecido tres UO a cargo de la Municipalidad.

Esta división estratégica de los sistemas eléctricos, es evaluada por principios eléctricos y geográficos. El primero se basa en la fuente de energía que alimenta a los sistemas eléctricos, el segundo es por su cercanía y acceso a los demás sistemas.

En la Tabla N° 3.5 muestro la división que se ha realizado para el manejo de la IER administrada, como podemos ver la estructura del personal que se ha considerado para la ejecución de todas las actividades de operación y de mantenimiento menor, así como de las actividades de comercialización incluidas en el convenio.

En el análisis, para la conformación de las UO, se evaluó la ubicación geográfica de los sistemas eléctricos – Ver Anexo J- donde podemos ver que la IER se encuentra dispersa y por lo tanto imposible de atender con una sola UO, principalmente por el tiempo de desplazamiento entre sistema y la factibilidad de fallas simultaneas en diferentes sistemas.

**Tabla N°3.5 Unidades Operativas**

IER	Unidad Operativa	Tipo Sistema	Fuente Generación	Ubicación	Cantidad Operadores
PSE Canta III Etapa	U.O. Canta	Distribución Aislado	Generación Aislada (Edelnor)	Canta - Huaral	2
PSE Atavillos Alto	U.O. Canta	Distribución Aislado	Generación Aislada (Edelnor)	Huaral	1
PSE Huarochirí	U.O. Huarochirí	Distribución Interconectado	SET Surco (Luz del Sur)	Huarochirí	7
PSE Santa Leonor	U.O. Santa Leonor	Distribución Aislado	CH Santa Leonor	Huaura	2
CH Santa Leonor	U.O. Santa Leonor	Generación Aislada	-	Huaura	4
PSE Barranca	U.O. Huaura	Distribución Interconectado	SET Supe (Edelnor)	Barranca	1
PSE Valle Purmacana	U.O. Huaura	Distribución Interconectado	SET Supe (Edelnor)	Barranca	1

<b>SER Huaura Sayán</b>	<b>U.O Huaura</b>	Distribución Interconectado	SET Andahuasi	Huaura	1
<b>Electrificación Caldera</b>	<b>U.O Huaura</b>	Distribución Interconectado	SET Andahuasi	Huaura	0
<b>LT Huacho Andahuasi</b>	<b>U.O Huaura</b>	Transmisión interconectada	SET Huacho (REP)	Huaura	0
<b>SET Andahuasi</b>	<b>U.O Huaura</b>	Transformación Interconectada	LT Huacho Andahuasi	Huaura	3

La remuneración del personal operativo, y la remuneración de los vehículos para desplazamiento de personal es establecida de mutuo acuerdo con ADINELSA, de acuerdo a lo especificado en el convenio. Asimismo, se encarga del suministro de materiales, herramientas y equipos a los operadores.

Es este el motivo que las partidas adicionales del municipio son reducidas y caracterizadas por la contratación de personal y equipos de forma temporal para mantenimientos mayores. En la figura N° 3.1 podemos ver que el 45 % de los gastos operativos son ocasionados por pago a personal y el 14% por pago de vehículos, la compra de energía ya no se encuentra dentro de los alcances del convenio pero vemos que es equivalente a un 40 % de los gastos operativos .

#### **3.4.6. Liquidación de servicios**

La cobranza es la ejecutada por el operador de los recibos por venta de energía emitidos por ADINELSA y la liquidación de servicios es por los gastos reconocidos en el convenio –gastos de comercialización, custodia, operación y mantenimiento- la cual es cancelada por ADINELSA a través del procedimiento fijado para tal fin.

#### **3.5. Análisis de las alternativas**

En el convenio de administración a diferencia del contrato, las labores de explotación de las redes son compartidas entre el municipio y ADINELSA, veamos el siguiente Tabla 3.6:

**Tabla N° 3.6** Comparación de responsabilidades en los procesos de administración

**RESPONSABILIDADES ASUMIDAS POR LAS PARTES EN LOS CONVENIOS Y EN LOS CONTRATOS DE ADMINISTRACION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION PROPIEDAD DE ADINELSA**

Proceso	Contratos de Administración	Convenios de Administración
	Concesionario-ADINELSA	Municipio-ADINELSA

1.00	Comercialización		
1.01	Solicitudes de reclasificación por sectores típicos	Concesionario	ADINELSA
1.02	Calculo del pliego tarifario	Concesionario	ADINELSA
1.03	Facturación a cliente final	Concesionario	Municipio
1.04	Emisión de recibos	Concesionario	Municipio
1.05	Toma de lecturas	Concesionario	Municipio
1.06	Cobranza de los recibos	Concesionario	Municipio
1.07	Reparto de recibos y notificaciones	Concesionario	Municipio
1.08	Cortes y reconexiones	Concesionario	Municipio
2.00	Operación y mantenimiento		
2.01	Mantenimiento Preventivo	Concesionario	Municipio
2.02	Mantenimiento correctivo menor	Concesionario	Municipio
2.03	Mantenimientos mayores	Concesionario	Conjunto
3.00	Liquidación		
3.01	Fondo de Reposición	Concesionario	ADINELSA
3.02	FOSE	Concesionario	ADINELSA
3.03	Aporte LEY 28749	Concesionario	ADINELSA
3.04	Servicios	Concesionario	Conjunto

Asimismo, el proceso de liquidaciones que vemos en la Tabla N° 3.7 son muy diferentes, lo que a simple vista, obliga a pensar que los Convenios de Administración son más costosos.

**Tabla N° 3.7 Procesos de liquidación de contratos y convenios de administración**

LIQUIDACION DE INGRESOS Y RECONOCIMIENTO DE GASTOS ASUMIDOS POR LAS PARTES EN LOS CONVENIOS Y EN LOS CONTRATOS DE ADMINISTRACION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION PROPIEDAD DE ADINELSA

Proceso		Contratos de Administración	Convenios de Administración
		Concesionario-ADINELSA	Municipio-ADINELSA
1.00	INGRESOS ADINELSA (A)	Ventas de Energía al cliente final	Ventas de Energía cliente final
2.00	EGRESOS ADINELSA (B)		

2.01	Cargos Fijos	Cargos fijos según tarifa	-Reparto de recibos: S/.0.30 -Lectura de medidores S/.0.40 -Cobranza de recibos: S/.0.50
2.02	Costos de comercialización, operación y mantenimiento	VADET *	Costos directos acordados. -Personal -Movilidad -Locales -Suministro de materiales
2.03	Gastos Adicionales Reconocidos***	20 al 84% del VADIN**	-Gastos Variables, menores de 2 UIT Gastos por emergencias Otros gastos pre-aprobados
2.04	Fondo de Reposición****	16% del VADIN**	16% del VADIN**
3.00	Liquidación (Transferencia)	(A)-(B)	(A)-(B)

\* VADET Componente de la operación y mantenimiento reconocido en el VAD

\*\* VADIN Componente de la inversión reconocido en el VAD

\*\*\* A los concesionarios de les reconoce gastos adicionales, por mutuo acuerdo los que representan del 20 al 84% del VADIN, siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones establecidas en el contrato

### 3.5.1 Análisis de los costos que generan los Contratos y Convenios de Administración de la IER.

De las liquidaciones efectuadas por ADINELSA vistas en los Anexos B y C podemos obtener el costo actual por cliente y por unidad de energía vendida, que representa la administración de las concesionarias. Y del análisis del costo de la liquidación de servicios efectuada en el punto 3.3.3 podemos ver los índices de los convenios de Administración.

Del Tabla N° 1 en el Anexo L hemos obtenido la gráfica de la figura N° 3.2.

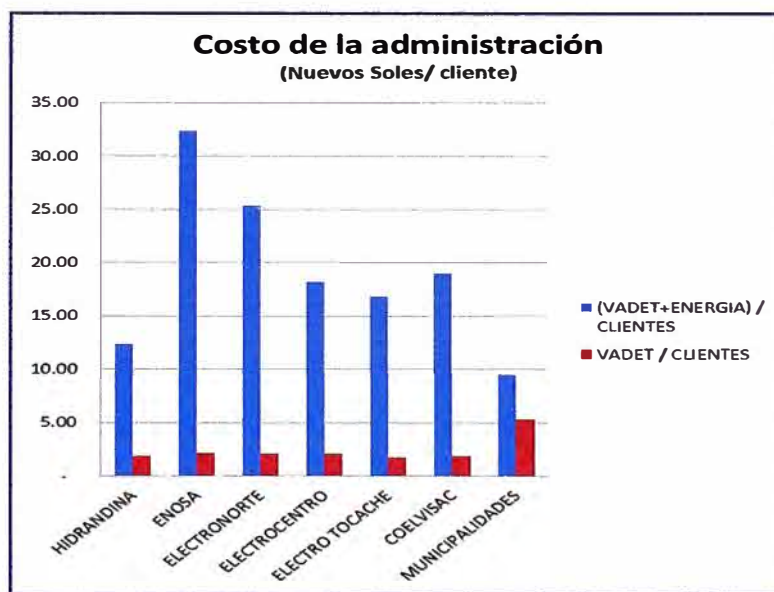
Aquí podemos ver que el costo de la operación y mantenimiento por cliente de los convenios de Administración es hasta el 220% mayor que el costo promedio de los contratos de operación, este gráfico varía claramente al incluir el valor de la energía comprada. Podemos ver entonces, que el costo total por usuario del Convenio de administración, es el menor. Esto se debe a que muchas de las empresas concesionarias tienen un consumo por cliente mayor y realiza la venta en bloque en algunas localidades en su concesión.

Analicemos mejor, el gráfico en la figura N°3.3 donde podemos ver el costo de la

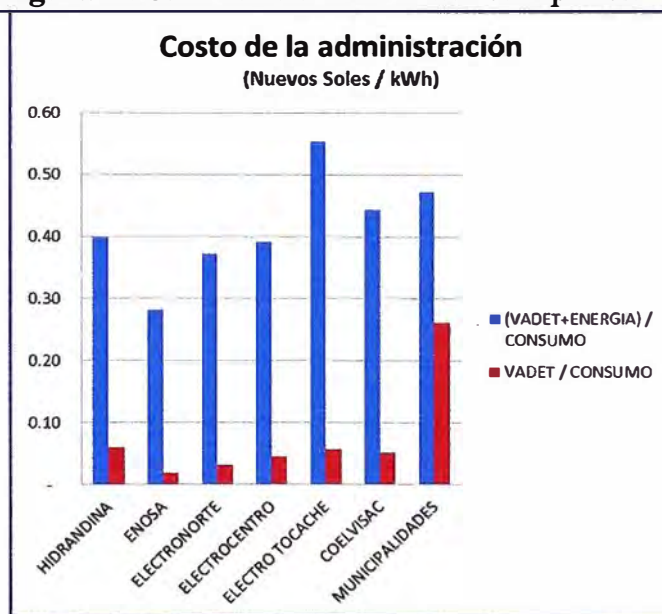
operación y mantenimiento por unidad de energía vendida.

Lo que podemos ver, es el componente de la operación y mantenimiento (barra roja) en el kilovatio- hora vendido (barra azul). Asimismo, vemos que el costo asumido por ADINELSA en los convenios de administración es ligeramente mayor que, el promedio obtenido en los contratos de administración.

De ambos gráficos podemos ver que el costo de la operación y mantenimiento efectuado por las Municipalidades es mayor que el de los Concesionarios. Es por esto que el sistema de remuneración tarifaria es el mejor, lamentablemente no cubre los costos reales que demanda administrar las IER dispersas.



**Figura N°3.2** Costos de Administración por cliente atendido



**Figura N° 3.3** Costos de Administración por unidad de energía vendida

### **3.6. Alternativa propuesta.**

Para la IER dentro de las áreas de concesión se debe continuar con la aplicación de los contratos de Administración, ajustando la remuneración tarifaria a una que se acerque a la realidad e incentivar los usos productivos dentro del área de influencia de los SER. Con la finalidad de incrementar el ingreso de las concesionarias y hace sostenible el proyecto de electrificación.

Para la IER ubicada fuera de las áreas de concesión, debe trasladarse la administración a operadores rurales que tengan el soporte técnico y administrativo adecuado, como empresa privada podrá encargarse de todas las funciones técnico – comercial necesarias para operar adecuadamente la IER.

Para esto ADINELSA se encargara de supervisar el cumplimiento de las labores encomendadas al operador rural.

La evaluación del cumplimiento del contrato de operación, deberá realizarse bajo el análisis de los índices de calidad, los índices de pérdidas técnicas y no técnicas, la estadística de reclamos y los tiempos de atención.

Para la implementación, ADINELSA deberá realizar el saneamiento total de sus instalaciones en el marco de la LER y su reglamento, obteniendo las concesiones eléctricas rurales. Asimismo, debe realizar una evaluación técnica de la IER, previa a la licitación de la operación con la finalidad de estructurar adecuadamente los costos del proceso de selección y obtener la mejor propuesta técnica -económica que haga viable la operación privada de la IER.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

1. ADINELSA mantiene un déficit operativo por la administración de la IER, el cual es financiado por el estado.
2. Las dos alternativas utilizadas por ADINELSA brindan resultados similares en el cumplimiento de la operación y mantenimiento de la IER.
3. El costo de financiamiento de la operación mediante los Gobiernos Locales es aproximadamente el 250% del costo por operación con las empresas concesionarias (5.26 Nuevos soles/cliente contra los 1.87 Nuevos Soles/ cliente respectivamente). Lo indicado es ocasionado por la estructura de costos de ambos sistemas de administración. Y las necesidades específicas de cada SER.

### Recomendaciones

1. Se han realizado muchos estudios, para dar con la solución ideal para resolver la problemática de la electrificación rural, que necesita indefectiblemente ser subsidiada. La única solución viable, para solucionar este problema, es la de promover el consumo de energía productivo. Es entonces que las redes funcionarían a su mayor capacidad y es cuando el modelo teórico, establecido por el sistema tarifario, se acercará más a la realidad.
2. Recomendamos, también, continuar con ambos sistemas de administración mientras se avanza con el saneamiento de la IER en el marco de la LER y RGLER, que da las pautas para avanzar con el tema de la sostenibilidad de los proyectos de electrificación Rural.
3. Recomendamos utilizar la alternativa propuesta en el ítem 3.6. La que consiste en que ADINELSA administre la IER vía operadores privados. Alternativa más costosa pero más adecuada a la realidad actual, ante la ineficiencia e informalidad de los Gobiernos Locales.

## **ANEXO A**



### INSTALACIONES DE ADINELSA

EMPRESA	N° UNIDADES ECONOMICAS			SUB TOTAL
	GENERACION	TRANSMISION	DISTRIBUCION	
ELECTROCENTRO S.A.	3	2	26	31
ELECTRONOR OESTE S.A.		1	6	7
ELECTRONORTE S.A.	3	2	15	20
HIDRANDINA S.A.	4		7	11
ELECTRO ORIENTE S.A.	5			5
OTROS CONCECIONARIOS			4	4
MUNICIPALIDADES	9	2	18	29
<b>TOTAL</b>	<b>24</b>	<b>7</b>	<b>76</b>	<b>107</b>

**CONTROL DE INSTALACIONES DE ADINELSA ADMINISTRADAS POR ELECTROCENTRO S.A.**

CONTRATO N° 001-98

CON LIQUIDACION COMERCIAL

Información a: DICIEMBRE 2010

N°	INSTALACION / PROYECTO	PROPIEDAD DE ADINELSA	UBICACION DPTO	RESOLUCION DE TRANSFERENCIA		SISTEMA ELECTRICO	INICIO OPER. COMERCIAL	N° CLIENTES	OBSERVACION
				N°	FECHA				
<b>DISTRIBUCION</b>									
1	PSE. VILLARICA	MT/BT	JUNIN	RM-213-99-EM/DEP	18-05-1999	Pasco Rural	nov-98	60	
2	PSE. OXAPAMPA	MT/BT	PASCO	RM-213-99-EM/DEP	18-05-1999	Pasco Rural	nov-98	1,388	
3	PSE. SAN FRANCISCO	MT	AYACUCHO	RM-621-99-EM/DEP	03-11-1999	San Francisco (B3)	nov-98	3,518	
4	L.P. Y R.P. SAN LUIS DE SHUARO - VITOC	MT/BT	JUNIN	RM-213-99-EM/DEP	18-05-1999	Tarma-Chanchamayo	nov-98	408	
5	R.S. SAN LUIS SHUARO - VITOC	MT/BT	JUNIN	RM-178-01-EM/DEP	18-04-2001	Tarma-Chanchamayo	nov-98	198	
6	PSE. CHONTACA - OCROS	MT/BT	AYACUCHO	RM-213-99-EM/DEP	18-05-1999	Ayacucho Rural	nov-98	1,733	
7	PSE. POMABAMBA- CHUSCHI	MT	AYACUCHO	RM-213-99-EM/DEP	18-05-1999	Cangallo-Llusita	nov-98	428	
8	PSE. YANAMARCA II ETAPA	MT/BT	JUNIN	RM-213-99-EM/DEP	18-05-1999	Valle del Mantaro 1	nov-98	1,194	
9	PSE. ZONA ALTINA INGENIO	MT	JUNIN	RM-213-99-EM/DEP	18-05-1999	Valle del Mantaro 4	nov-98	599	
10	LP Y RP. HUAYLLAY	MT/BT	PASCO	RM-213-99-EM/DEP	18-05-1999	Pasco	nov-98	1,083	
11	PSE SATIPO II ETAPA	MT/BT	JUNIN	RM-199-01-EM/DEP	07-05-2001	Chalhuanayo-Salpo(B3)	jun-99	1,370	
12	PSE. CANGALLO II ETAPA	MT/BT	AYACUCHO	RM-405-02-EM/DM	10-09-2002	Cangallo-Llusita	mar-01	3,209	
13	PSE ACOBAMBILLA	MT/BT	HUANCAVELICA	RM-178-01-EM/DEP	18-04-2001	Acobambilla (B4)	jun-00	207	
14	PSE SAN BALVIN	MT/BT	JUNIN	RM-199-01-EM/DEP	07-05-2001	San Balvin	ene-01	1,080	
15	PSE COMAS-ANDAMARCA	MT/BT	JUNIN	RM-178-01-EM/DEP	18-04-2001	Valle del Mantaro 4	dic-00	263	
16	PSE TARMA III ETAPA	MT/BT	JUNIN	RM-477-05-MEM/DM	06/11/2005	Tarma Rural	abr-02	2,041	
17	PSE HUANUCO II ETAPA	MT/BT	HUANUCO	RM-478-05-MEM/DM	18/11/2005	Huanuco Rural 2	jun-02	7,242	
18	PSE PALMAPAMPA-SANTA ROSA	MT/BT	AYACUCHO	RM-057-03-EM/DM	11-02-2003	San Francisco (B3)	ago-02	1,574	
19	PSE LURCAY - ACOBAMBA	MT/BT	HUANCAVELICA	Pendiente		Huancavelica Rural	oct-02	4,061	
20	PSE. CANGALLO III ETAPA	MT/BT	AYACUCHO	RM-058-03-EM/DM	11-02-2003	Cangallo-Llusita	sep-02	1,674	
21	PSE COBRIZA II ETAPA	MT/BT	HUANCAVELICA	ADINELSA	-----	Huanta Rural	nov-02	3,686	
22	PSE CONGALLA	MT/BT	HUANCAVELICA	ADINELSA	-----	Huanta Rural	ago-04	3,465	
23	RS HUANCAVELICA NORTE	BT	HUANCAVELICA	RM-008-06-MEM/DM	08/01/2006	Huancavelica Rural	ago-04	1,634	
24	RS PAMPAS SAN ANTONIO	BT	HUANCAVELICA	ADINELSA	-----	Pampas	ago-04	6,475	
25	PSE AMPLIACION COMAS-ANDAMARCA	MT/BT	JUNIN	Pendiente		Valle del Mantaro 4	ago-04	289	
26	ELECTRIFICACION UMARU	MT/BT	AYACUCHO	Pendiente		Cangallo-Llusita	feb-06	59	
<b>TOTAL</b>								<b>48,916</b>	

N°	INSTALACION / PROYECTO	PROPIEDAD DE ADINELSA	UBICACION DPTO	RESOLUCION DE TRANSFERENCIA		PDTENCIA INSTALADA	INICIO OPER. COMERCIAL	MAXIMA DEMANDA	OBSERVACION
				N°	FECHA				
<b>GENERACION</b>									
1	C.H. SAN FRANCISCO	100%	AYACUCHO	RM-621-99-EM/DEP	03-11-1999	2 x 712 KW.	nov-98	775 kW	
2	C.H. ACOBAMBILLA	100%	HUANCAVELICA	RM-290-00-EM/DEP	31/07/2000	1 x 60 KW.	jun-00	0 kW	
3	C.H. SAN BALVIN	100%	JUNIN	RM-199-01-EM/DEP	07-05-2001	2 x 90+ 1x100 KW.	ene-01	159 kW	

N°	INSTALACION / PROYECTO	PROPIEDAD DE ADINELSA	UBICACION DPTO	RESOLUCION DE TRANSFERENCIA		NIVEL DE TENSION	INICIO OPER. COMERCIAL	MAXIMA DEMANDA	OBSERVACION
				N°	FECHA				
<b>TRANSMISION</b>									
1	LT 86 KV AYACUCHO-CANGALLO	100%	AYACUCHO	RM-017-01-EM/DEP	09/01/2001	66 kV	mar-01	4,341 kW	
2	LT 138 KV YAUPI - OXAPAMPA- VILLARICA	100%	PASCO - JUNIN	RM-271-02-EM/DM	31/05/2002	138 kV	may-02	1,914 Kw	

## CONTROL DE INSTALACIONES DE ADINELSA ADMINISTRADAS POR ELECTRONORTE S.A.

CONTRATO N° 003-98

### CON LIQUIDACION COMERCIAL

Información a: DICIEMBRE-2010

N°	INSTALACION / PROYECTO	PROPIEDAD DE ADINELSA	UBICACION DPTO	RESOLUCION DE TRANSFERENCIA		SISTEMA ELECTRICO	INICIO OPER. COMERCIAL	N° CLIENTES	OBSERVACION
				N°	FECHA				
<b>DISTRIBUCION</b>									
1	L.P. LONYA CHICO - INGUILPATA	MT	AMAZONAS	RM-845-98-EM/DEP	30-12-1998	Aislado B5	nov-98	240	
2	L.P. ZAÑA - CAYALTI	MT	LAMBAYEQUE	RM-621-99-EM/DEP	03-11-1999	Chiclayo BD 3	jun-99	1,735	
3	PSE QUEROCOTO - HUAMBOS	MT/BT	CAJAMARCA	RM-845-98-EM/DEP	30-12-1999	Aislado B5	may-00	21	
4	PSE CONILA - COHECHAN	MT/BT	AMAZONAS	RM-017-01-EM/DEP	09-01-2001	Aislado B5	sep-99	434	
5	A.H. VILLA EL MILAGRO	MT/BT	LAMBAYEQUE	RM-017-01-EM/DEP	09-01-2001	Chiclayo BD	nov-00	258	
6	PSE. TABACONAS	MT/BT	CAJAMARCA	RM-290-00-EM/VME	31-07-2000	Aislado B5	oct-00	352	
7	PSE. NAMBALLE	MT/BT	CAJAMARCA	RM-178-01-EM/DEP	18-04-2001	Aislado B5	oct-00	630	
8	PSE ASOC. LT CHICLAYO-TUMAN-CAYALTI	MT	LAMBAYEQUE	RM-017-01-EM/DEP	09-01-2001	Chiclayo BD 3	nov-99	17,376	
9	PSE. JAEN I ETAPA	MT/BT	CAJAMARCA	RM-290-00-EM/VME	31-07-2000	Bagua-Jaen Rural (H5)	ene-00	2,128	
10	PSE LONYA GRANDE	MT/BT	AMAZONAS	RM-056-03-EM/DM	11-02-2003	Bagua-Jaen Rural (H5)	ene-02	3,513	
11	PSE. BAGUA I ETAPA	MT/BT	AMAZONAS	RM-479-05-MEM/DM	16/11/2005	Bagua-Jaen Rural (H5)	jun-02	5,379	
12	PSE ILLIMO II ETAPA	MT/BT	LAMBAYEQUE	RM-050-06-MEM/DM	23/01/2006	Chiclayo BD 3	feb-02	4,505	
13	PSE CARHUAQUERO I ETAPA	MT/BT	LAMBICAJAM	RM-476-05-MEM/DM	16/11/2005	Chongo yape 5	feb-02	4,216	
14	PSE CHACHAPOYAS II ETAPA	MT/BT	AMAZONAS	RM-475-05-MEM/DM	16/11/2005	Aislado B5	jun-02	5,657	
15	PSE SAN IGNACIO	MT/BT	CAJAMARCA	RM-515-05-MEM/DM	13/12/2005	Aislado B4	oct-02	1,331	
<b>TOTAL</b>								<b>47,776</b>	

N°	INSTALACION / PROYECTO	PROPIEDAD DE ADINELSA	UBICACION DPTO	RESOLUCION DE TRANSFERENCIA		POTENCIA INSTALADA	INICIO OPER. COMERCIAL	MAXIMA DEMANDA	OBSERVACION
				N°	FECHA				
<b>GENERACION</b>									
1	CH POMAHUACA	100%	CAJAMARCA	RM-290-00-EM/DM	31-07-2000	1 x 68 KW.	ene-00	48.06 KW.	
2	CH NAMBALLE	100%	CAJAMARCA	RM-290-00-EM/DM	31-07-2000	1 x 50 KW.	oct-00	0.00 KW.	
3	CH TABACONAS	100%	CAJAMARCA	RM-290-00-EM/DM	31-07-2000	2 x 50 KW.	oct-00	39.33 KW.	

N°	INSTALACION / PROYECTO	PROPIEDAD DE ADINELSA	UBICACION DPTO	RESOLUCION DE TRANSFERENCIA		NIVEL DE TENSION	INICIO OPER. COMERCIAL	MAXIMA DEMANDA	OBSERVACION
				N°	FECHA				
<b>TRANSMISION</b>									
1	LT 60 KV CHICLAYO-POMALCA-TUMAN-CAYA	100%	LAMBAYEQUE	RM-017-01-EM/DM	09-01-2001	60 kV	mar-01	7,955 KW.	
2	SE CARHUAQUERO 220 KV	100%	LAMBAYEQUE	RM-476-05-MEM/DM	16/11/2005	220 kV	nov-01	8,768 KW.	

### CONTROL DE INSTALACIONES DE ADINELSA ADMINISTRADAS POR ELECTRONOR OESTE S.A.

CONTRATO N° 002-98

**CON LIQUIDACION COMERCIAL**

Información a: DICIEMBRE-2010

N°	INSTALACION / PROYECTO	PROPIEDAD DE ADINELSA	UBICACION DPTO	RESOLUCION DE TRANSFERENCIA		SISTEMA ELECTRICO	INICIO OPER. COMERCIAL	N° CLIENTES	OBSERVACION
				N°	FECHA				
<b>DISTRIBUCION</b>									
1	LP. CHULUCANAS-TAMBO GRANDE-LAS LOM	MT	PIURA	RM-621-99-EM/DEP	03-11-1999	Chulucanas	mar-99	8,979	
2	PSE BAJO PIURA	MT/BT	PIURA	RM-017-01-EM/DEP	09-01-2001	Sechura	mar-00	428	
3	ELECTRIFICACION EL ALAMOR	MT/BT	PIURA	RM-017-01-EM/DEP	09-01-2001	Aislado B3	may-00	103	
4	PSE CHULUCANAS I ETAPA	MT/BT	PIURA	RM-115-04-MEM/DM	16/03/2004	Chulucanas	may-02	3,588	
5	PSE AYABACA II ETAPA	MT/BT	PIURA	RM-324-05-MEM/DM	08/08/2005	Chulucanas	jul-02	1,895	
6	ELECTRIFICACION VECINAL PERU-ECUADOR	MT/BT	PIURA	RM-452-05-MEM/DM	28/10/2005	Aislado B3	ene-04	159	
<b>TOTAL</b>								<b>14,962</b>	

N°	INSTALACION / PROYECTO	PROPIEDAD DE ADINELSA	UBICACION DPTO	RESOLUCION DE TRANSFERENCIA		NIVEL DE TENSION	INICIO OPER. COMERCIAL	MAXIMA DEMANDA	OBSERVACION
				N°	FECHA				
<b>TRANSMISION</b>									
1	LT 60 KV ZORRITOS-TUMBES-ZARUMILLA	100%	TUMBES	FA-002-001417	28/10/1999	60 kV	may-02	20,147 kW.	

**CONTROL DE INSTALACIONES DE ADINELSA ADMINISTRADAS POR HIDRANDINA S.A.**

**CON LIQUIDACION COMERCIAL**

Información a: **CONTRATO N° 004-98**  
**DICIEMBRE 2010**

N°	INSTALACION / PROYECTO	PROPIEDAD DE ADINELSA	UBICACION DPTO	RESOLUCION DE TRANSFERENCIA		SISTEMA ELECTRICO	INICIO OPER COMERCIAL	N° CUENTES	OBSERVACION
				N°	FECHA				
<b>DISTRIBUCION</b>									
1	PSE CATILLUC-TONGOD	MT/BT	CAJAMARCA	RM-178-01-EM/DEP	18/04/2001	Aislado B4	ene-01	406	
2	PSE SANAGORAN	MT/BT	LA LIBERTAD	RM-017-01-EM/DEP	09/01/2001	Cajamarca Rural 5	may-02	220	
3	PSE CHILETE II ETAPA	MT/BT	CAJAMARCA	RM-480-05-MEW/DM	16/11/2005	Cajamarca Rural 5	jul-02	2,490	
4	PSE ASUNCION-COSPAN	MT/BT	CAJAMARCA	RM-341-05-MEW/DM	24/08/2005	Cajamarca Rural 5	feb-05	3,653	
5	PSE CAJABAMBA-S/MARCOS-HUAMACHUCO (1)	MT/BT	LA LIBERTAD	RM-343-05-MEW/DM	24/08/2005	Cajamarca Rural 5	abr-04	2,618	
6	PSE POMABAMBA II ETAPA	MT/BT	ANCASH	RM-344-05-MEW/DM	24/08/2005	Aislado B5	abr-04	2,878	
7	PSE CHILETE III ETAPA - G-CHIMU	MT/BT	CAJAMARCA			Cajamarca Rural 5		894	
<b>TOTAL</b>								<b>12,959</b>	

(1) Incluye Redes Secundarias de LA GRAMA

N°	INSTALACION / PROYECTO	PROPIEDAD DE ADINELSA	UBICACION OPTO	RESOLUCION DE TRANSFERENCIA		POTENCIA INSTALADA	INICIO OPER COMERCIAL	MAXIMA DEMANDA	OBSERVACION
				N°	FECHA				
<b>GENERACION</b>									
1	C.H. CATILLUC	100%	CAJAMARCA	RM-266-01-EM/DEP	18/06/2001	1x70 kW+ 1x75 kW.	ene-01	108 kW.	
2	C.H. PACARENCA	46.61%	ANCASH	RM-342-02-EM/DM	25/07/2002	2 x 782 KW.	mar-02	0,000 kW.	
3	C.H. MARIA JIRAY (2)	39.98%	ANCASH	RM-105-02-EM/DM	18/02/2002	1 x 1512 KW.	ago-04	1,496 kW.	
4	C.H. POMABAMBA (2)	40.29%	ANCASH	RM-324-02-EM/DM	19/07/2002	2x 500 KW.	ene-04	750 kW.	

(2) En Enero-2007, se suscribió el Acta entre ADINELSA e HIDRANDINA estableciéndose los % de participación definitivos.

**INSTALACIONES DE ADINELSA ADMINISTRADAS POR EMPRESAS CONCESIONARIAS**

**COELVISA: CON LIQUIDACION COMERCIAL**

**DICIEMBRE-2010**

N°	PROYECTO	INICIO OPER. COMERCIAL	SISTEMA ELECTRICO	UBICACION DPTO	N° CLIENTES
1	<b>DISTRIBUCION</b> PSE. HUAURA - SAYAN Localidades de: San Martín, San Gerónimo Quivico San Miguel, Nueva Chambara	Enero-01	Sayan	LIMA	223
				<b>TOTAL</b>	<b>223</b>

**ELECTROTOCACHE: CON LIQUIDACION COMERCIAL**

N°	PROYECTO	INICIO OPER. COMERCIAL	SISTEMA ELECTRICO	UBICACION DPTO	N° CLIENTES
1	<b>DISTRIBUCION</b> PSE. TOCACHE I ETAPA Y ELECTRIFICACION NUEVO PROGRESO Localidades con redes en BT y MT: Santa Lucia, Sarita Colonia, Huayranga, Shapaja, Nueva Unión, J.C. Mariategui, Buenos Aires, San Cristobal, Pueblo Libre, Puerto Huicte, Unión Cadena Pampayacu, San Juan y El Porvenir. Localidades con redes solo en MT: Tocache, Uchiza, Pucayacu, San Juan, El Porvenir Bambamarca, Chanchan, Huaynabe, Ramal, Tananta Villa Palma, San José, Cruzpampa, Mantención, Shishiyacu, Loboyacu, Porongo, Filadelfia, Santa Rosa de Tananta, Almendra, Balsa Provana y Kunyag, Santa Lucia A y Nuevo Progreso	Julio-00	TOCACHE	SAN MARTIN	10,567
				<b>TOTAL</b>	<b>10,567</b>

**INSTALACIONES DE ADINELSA ADMINISTRADAS POR MUNICIPALIDADES**

**MUNICIPALIDADES: CON LIQUIDACION COMERCIAL**

DICIEMBRE-2010

Nº	PROYECTO	INICIO OPER. COMERCIAL	SISTEMA ELECTRICO	UBICACION DPTO	Nº CLIENTES
<b>DISTRIBUCION</b>					
1	PSE CAJATAMBO I ETAPA	Noviembre-98	Aislado E3	LIMA	3,124
2	PSE QUINCHES I y II ETAPA	Noviembre-98	Aislado E3	LIMA	2,156
3	PSE. SANTA III ETAPA	Noviembre-98	Aislado E3	LIMA	1,426
4	PSE. HONGOS I y II ETAPA	Noviembre-98	Aislado E3	LIMA	1,767
5	PSE. SANTA LEONOR I y II ETAPA	Setiembre-00	Aislado E3	LIMA	3,253
6	PSE YAUCA DEL ROSARIO	abr-09	Interconectado	ICA	325
7	PSE. MARCABAMBA	Febrero-00	Interconectado	AYACUCHO	769
8	PSE QUICACHA	Setiembre-00	Aislado E3	AREQUIPA	361
9	PSE GRACIAS A DIOS	Junio-02	Aislado E3	AMAZONAS	203
10	PSE CHARAPE	Enero-03	Aislado E3	AMAZONAS	331
11	PSE HUAROCHIRI I ETAPA	Enero - 01	Interconectado	LIMA	5,204
12	PSE YAUYOS-LUNAHUANA	Agosto-01	Interconectado	LIMA	2,982
13	PSE CANGALLO III - LOC. ASQUIPATA	Setiembre-03	Interconectado	ANDAHUAYLAS	125
14	PSE HUMAY-PAMPANO	Marzo-00	Interconectado	ICA	736
15	PSE HUACHON	Julio-00	Interconectado	CERRO DE PASCO	1,024
16	PSE. CORACORA II y III ETAPA	Julio-06	Interconectado	AYACUCHO	6,210
17	PSE CHUQUIBAMBA III ETAPA	ene-07	Interconectado	AREQUIPA	270
18	PSE NUEVO SEASME	mar-07	Aislado E3	AMAZONAS	749
19	SER HUARA SAYAN II ETAPA	Diciembre-2008	Interconectado	LIMA	1,080
20	SER BARRANCA I ETAPA	ene-11	Interconectado	LIMA	450
21	SER PURMACANA	jun-10	Interconectado	LIMA	626
22	SER CHAUCA CHISQUE	Setiembre-2008	Interconectado	LIMA	234
23	SER TAMBO QUEMADO	nov-10	Interconectado	LIMA	811
<b>TOTAL</b>					<b>34,216</b>

Nº	PROYECTO	INICIO OPER. COMERCIAL	POTENCIA INSTALADA	UBICACION DPTO	MAXIMA DEMANDA
<b>GENERACION</b>					
1	M.C.H. DE GORGOR	Noviembre-98	2 x 340 kW.	LIMA	450 kW
2	M.C.H. DE SANTA LEONOR	Noviembre-98	1x 276 + 1x290 kW.	LIMA	420 kW
3	M.C.H. DE QUINCHES	Noviembre-98	1 x 140+ 1x120 kW.	LIMA	130 kW
4	M.C.H. DE HONGOS	Noviembre-98	1 x 136 kW.	LIMA	105 kW
5	M.C.H. DE QUICACHA	Setiembre-00	1 x 50 kW.	AREQUIPA	35 kW
6	M.C.H. DE MARCABAMBA	Febrero-00	1 x 115 kW.	AYACUCHO	75 kW
7	M.C.H. GRACIAS A DIOS	Junio-02	1 x 90 kW.	AMAZONAS	48 kW
8	M.C.H. CHARAPE	Enero-03	1 x 50 kW	AMAZONAS	37 kW
9	M.C.H. NUEVO SEASME				

Nº	PROYECTO	INICIO OPER. COMERCIAL	NIVEL DE TENSION	UBICACION DPTO	MAXIMA DEMANDA
<b>TRANSMISION</b>					
1	LT 60 kV HUACHO - ANDAHUASI	Marzo-01	60 kV	LIMA	1 980 kW
2	LT 60 kV PUQUIO-CORACORA	Jul-06	60 kV	AYACUCHO	1 100 kW

## **ANEXO B**



**Procedimientos aplicados en la Liquidación de Servicios y en la Operación y Mantenimiento con las empresas distribuidoras de energía eléctrica**

**1. Procedimientos aplicados con las empresas distribuidoras del Grupo Distriluz**

Los procedimientos aplicados en las liquidaciones de servicios y en la operación y mantenimiento de las instalaciones de propiedad de ADINELSA que vienen siendo administradas por las empresas distribuidoras del Grupo Distriluz S.A., se rigen de acuerdo a las cláusulas 5.3, 5.4 y 5.5 de los contratos mencionados en los ítems 1, 2, 3 y 4 del párrafo a); a continuación, se muestra un resumen de las respectivas estructuras de liquidación:

<b>Descripción</b>	<b>Generación</b>	<b>Transmisión</b>	<b>Distribución</b>
<b>A) Ingresos</b>	Ingresos por Venta de Energía (Precios en barra de potencia y energía con tarifas vigentes reguladas por el OSINERGMIN)	Ingresos por Peaje de Transmisión de energía (Ingreso tarifario + Peaje secundario de transmisión con tarifas vigentes reguladas por el OSINERGMIN)	Ingreso por Venta de Energía Real (IVER).
<b>B) Costos de Explotación</b>	Costos de Explotación en Generación (Costos de operación y mantenimiento determinado según los criterios establecidos por el OSINERGMIN)	Costos de Explotación en Transmisión (Costos de operación y mantenimiento determinado según los criterios establecidos por el OSINERGMIN)	Costos de Explotación en Distribución (Costos de operación y mantenimiento (VADET) + Compra de energía + Pérdidas) determinado según los criterios establecidos por el OSINERGMIN)

<b>C) Fondo de Reposición (Alicuota destinada a la reposición de las instalaciones)</b>	Costo de Inversión equivalente al 2% anual del costo directo establecido en el expediente de liquidación del proyecto o 2% del aVNR.	Costo de Inversión equivalente al 2% anual del Valor Nuevo de Reemplazo - VNR, determinado según los criterios establecidos por el OSINERGMIN.	Costo de Inversión equivalente al 16% del VADIN (Valor Agregado de Distribución destinado a la Inversión de los sistemas de distribución, determinado según los criterios establecidos por el OSINERGMIN)
<b>Transferencia</b>	<b>A - B - C</b>	<b>A - B - C</b>	<b>A - B - C</b>

Como se muestra, los costos de operación y mantenimiento reconocidos por ADINELSA en las liquidaciones comerciales, son determinados de acuerdo a los criterios establecidos por el OSINERGMIN.

## 2. Procedimientos aplicados con la empresa distribuidora COELVISAC:

Los procedimientos aplicados en las liquidaciones de servicios y en la operación y mantenimiento de las instalaciones de propiedad de ADINELSA que vienen siendo administradas por la empresa COELVISAC, se rigen de acuerdo a las cláusulas 8.2, 8.3 y 8.4 del contrato N° 01704-2004; a continuación se presenta un resumen de la estructura de liquidación:

<b>A) Ingresos</b>	Ingreso por Venta de Energía Real (IVER)
<b>B) Costos de Explotación</b>	Costos de Explotación en Distribución (Costos de Operación y mantenimiento + Compra de Energía), determinado según los criterios establecidos por el OSINERGMIN)
<b>C) Fondo de Reposición (Alicuota destinada a la reposición de las instalaciones)</b>	Costo de Inversión equivalente al 16% del VADIN (Valor Agregado de Distribución destinado a la Inversión de los sistemas de distribución, determinado según los criterios establecidos por el OSINERGMIN)

<b>Transferencia</b>	<b>A - B - C</b>
----------------------	------------------

Los costos de operación y mantenimiento reconocidos por ADINELSA en las liquidaciones comerciales, son determinados de acuerdo a los criterios establecidos por el OSINERGMIN.

### 3. Procedimientos aplicados con la empresa distribuidora Electro Tocache S.A.:

Los procedimientos aplicados en las liquidaciones de servicios y en la operación y mantenimiento de las instalaciones de propiedad de ADINELSA que vienen siendo administradas por Electro Tocache S.A., se rigen de acuerdo a las cláusulas 5.2 y 5.3 del contrato N° 004-2000.

<b>Descripción</b>	<b>Distribución</b>
<b>A) Ingresos</b>	Ingreso por Venta de Energía Real (IVER)
<b>B) Costos de Explotación</b>	Costos de Explotación en Distribución (Costos de Operación y mantenimiento + 0.42VADIN + Compra de Energía), determinado según los criterios establecidos por el OSINERGMIN)
<b>C) Fondo de Reposición (Alicuota destinada a la reposición de las instalaciones)</b>	Costo de Inversión equivalente al 16% del VADIN (Valor Agregado de Distribución destinado a la Inversión de los sistemas de distribución, determinado según los criterios establecidos por el OSINERGMIN)
<b>Transferencia</b>	<b>A - B - C</b>

Los costos de operación y mantenimiento reconocidos por ADINELSA en las liquidaciones comerciales, son determinados de acuerdo a los criterios establecidos por el OSINERGMIN.

### 4. Procedimientos aplicados con la empresa distribuidora Electro Oriente S.A.:

Los procedimientos aplicados en las liquidaciones de servicios por operación y

mantenimiento de las instalaciones de propiedad de ADINELSA, se rigen de acuerdo a las cláusulas octava y novena del Contrato N° 00610, el mismo que indica que ADINELSA reconocerá mensualmente el 10% de las utilidades netas a ELOR, entendiéndose por utilidades netas al resultado de las utilidades menos pérdidas que arroje negocio; para tal efecto ELORSA solicita dichas transferencias sustentando con los Estados Financieros.

El cálculo de la repartición de utilidades se realiza después del pago Impuesto a la Renta y Participación de los trabajadores; así mismo, es necesario indicar que la participación de ELORSA, tiene un tope de equivalente al 5% del total de los costos de operación de las centrales, materia del contrato indicado.

Los gastos por operación y mantenimiento que efectúe ELORSA, son previamente aprobados mensualmente antes de su ejecución.

## **ANEXO C**

**LIQUIDACION COMERCIAL  
AÑO - 2010**

ENERO 2011

<b>TOTAL DISTRIBUCION</b>
---------------------------

<b>DISTRIBUCION</b>
---------------------

PROYECTO	SISTEMA	MES	Nº USUARIOS (*)	CONSUMO ENERGIA (KWH)	CONSUMO PROMEDIO KWH/Ciente	INGRESOS VENTA REAL (IVER) S/.	COMPRA DE ENERGIA S/.	EXPLOTACION VADET (*) S/.	FONDO DE REPOSICION S/.	TRANSFERENCIA DISTRIBUCION (S/.)	
<b>TOTAL DISTRIBUCION</b>		enero-2010	167,687	9,334,203	56	4,027,097.11	2,864,111.05	466,254.98	144,374.80	555,307.72	
		febrero-2010	169,852	7,555,892	44	3,588,673.81	2,432,659.53	454,644.07	141,244.80	562,907.29	
		marzo-2010	171,183	8,732,181	51	4,009,755.85	2,787,634.91	489,706.03	150,774.94	584,523.27	
		abril-2010	172,558	8,828,798	51	4,104,762.01	2,766,177.61	486,620.58	153,747.90	701,092.27	
		mayo-2010	174,106	8,680,119	50	4,184,243.77	2,768,665.55	486,665.89	154,511.10	777,286.02	
		junio-2010	174,500	8,740,553	50	4,123,084.58	2,788,961.51	489,502.83	155,152.70	692,237.34	
		julio-2010	174,857	8,739,291	50	4,148,530.01	2,806,090.30	493,521.20	155,996.51	695,777.25	
		agosto-2010	175,171	8,754,511	50	4,167,116.87	2,818,901.01	496,256.13	156,722.64	698,058.27	
		septiembre-2010	175,505	8,761,882	50	4,182,444.77	2,828,057.11	499,573.30	157,427.84	700,150.91	
		octubre-2010	175,829	8,791,309	50	4,208,581.67	2,845,855.73	504,496.40	158,308.53	702,802.29	
		noviembre-2010	176,157	8,797,505	50	4,223,178.19	2,854,810.37	507,350.42	158,991.25	704,824.52	
		diciembre-2010	176,492	8,823,470	50	4,247,326.39	2,872,043.03	510,954.14	159,814.88	707,368.92	
<b>TOTAL</b>			<b>176,492</b>	<b>104,539,715</b>		<b>49,214,795.03</b>	<b>33,433,967.71</b>	<b>5,885,545.96</b>	<b>1,847,067.91</b>	<b>8,082,336.07</b>	
							<b>39,319,513.66</b>				

NOTA : - EL COMPORTAMIENTO DE LA CARGA DE ENOSA SE CONSIDERA ESTACIONAL  
 - LOS MONTOS INDICADOS NO INCLUYEN EL IGV  
 - EN EL GRUPO DISTRILUZ NO SE INCLUYEN PROYECTOS NUEVOS, EN TANTO NO SE DISPONE DE INFORMACION.



## LIQUIDACION COMERCIAL - AÑO 2010

EMPRESA

**ELECTRO TOCACHE**

**DISTRIBUCION**

ENERO 2011

PROYECTO	SISTEMA	MES	Nº USUARIOS (*)	CONSUMO ENERGIA (KWH)	CONSUMO PROMEDIO KWH/Cliente	INGRESOS VENTA REAL (IVER) S/.	COMPRA DE ENERGIA S/.	EXPLOTACION VADET S/.	VADET ADIC. 42% VADIN S/.	REPOSICION (*) 16% VADIN S/.	TRANSFERENCIA DISTRIBUCION (S/.)
PSE TOCACHE	TOCACHE	ENERO-2010	10,528	338,208	32	193,118.79	163,990.66	11,588.40	7,366.69	2,806.36	10,173.04
		FEBRERO-2010	10,537	305,243	29	181,447.16	154,178.87	10,845.83	6,897.43	2,627.59	9,525.03
		MARZO-2010	10,546	320,550	30	188,680.04	160,278.17	11,299.69	7,182.92	2,736.35	9,919.27
		ABRIL-2010	10,547	332,222	31	190,154.65	161,961.56	11,216.53	7,130.15	2,716.25	9,846.40
		MAYO-2010	10,548	348,656	33	195,441.83	166,709.80	11,430.92	7,266.47	2,768.18	10,034.64
		JUNIO-2010	10,549	310,271	29	182,719.54	155,324.59	10,899.21	6,928.21	2,639.32	9,567.53
		JULIO-2010	10,550	320,552	30	188,502.28	160,235.65	11,245.88	7,148.71	2,723.32	9,872.03
		AGOSTO-2010	10,551	320,552	30	188,067.20	159,918.84	11,198.82	7,118.81	2,711.93	9,830.74
		SEPTIEMBRE-2010	10,555	310,271	29	183,333.45	155,916.20	10,908.08	6,933.85	2,641.47	9,575.32
		OCTUBRE-2010	10,559	320,552	30	188,775.82	160,524.87	11,239.62	7,144.76	2,721.81	9,866.57
		NOVIEMBRE-2010	10,563	310,271	29	183,701.36	156,258.36	10,925.55	6,937.33	2,642.79	9,580.12
		DICIEMBRE-2010	10,567	320,552	30	188,408.29	160,238.65	11,207.26	7,124.20	2,713.98	9,838.18
<b>TOTAL</b>			<b>10,567</b>	<b>3,857,900</b>	<b>30</b>	<b>2,252,350.41</b>	<b>1,915,536.22</b>	<b>134,005.77</b>	<b>85,179.54</b>	<b>32,449.35</b>	<b>117,628.88</b>

INCLUYE

☐ TOCACHE  
☐ UCHIZA

NOTA: -ELECTRO TOCACHE S.A. no retiene el Fondo de Reposición, este es transferido a ADINELSA  
 -Se proyecta un incremento anual escalonado del número de clientes hasta el 2%  
 -Se proyecta un incremento anual escalonado de la tarifa hasta el 3%



## LIQUIDACION COMERCIAL - AÑO 2010

EMPRESA : **ELECTRONOR OESTE S.A.**

**DISTRIBUCION**

**ENERO 2011**

PROYECTO	SISTEMA	MES	Nº USUARIOS (*)	CONSUMO ENERGIA (KWH)	CONSUMO PROMEDIO KWH/Cliente	INGRESOS VENTA REAL (IVER) S/.	COMPRA DE ENERGIA S/.	EXPLORACION VADET S/.	REPOSICION 16% VADIN S/.	TRANSFERENCIA DISTRIBUCION (S/.)
ELECTRONOR OEST		ENERO-2010	15,055	1,848,108	123	558,430.06	489,341.51	35,083.12	8,110.93	25,894.50
		FEBRERO-2010	15,070	1,715,256	114	519,167.72	455,308.73	32,920.07	7,549.70	23,389.22
		MARZO-2010	15,070	1,715,256	114	519,167.72	455,308.73	32,920.07	7,549.70	23,389.22
		ABRIL-2010	15,100	1,718,687	114	521,766.68	446,237.35	32,264.18	7,587.50	35,677.64
		MAYO-2010	15,130	1,722,117	114	524,371.86	448,465.42	32,425.28	7,625.38	35,855.78
		JUNIO-2010	15,160	1,725,548	114	526,983.28	450,698.81	32,586.76	7,663.36	36,034.35
		JULIO-2010	15,191	1,728,978	114	529,600.92	452,937.53	32,748.63	7,701.42	36,213.34
		AGOSTO-2010	15,221	1,732,409	114	532,224.79	455,181.58	32,910.88	7,739.58	36,392.75
		SEPTIEMBRE-2010	15,251	1,735,840	114	534,854.90	457,430.96	33,073.51	7,777.83	36,572.60
		OCTUBRE-2010	15,281	1,739,270	114	537,491.23	459,685.67	33,236.53	7,816.16	36,752.86
		NOVIEMBRE-2010	15,311	1,742,701	114	540,133.79	461,945.70	33,399.94	7,854.59	36,933.56
		DICIEMBRE-2010	15,341	1,746,131	114	542,782.59	464,211.07	33,563.73	7,893.11	37,114.68
		<b>TOTAL</b>	<b>15,341</b>	<b>20,870,301</b>	<b>113</b>	<b>6,386,975.54</b>	<b>5,496,753.07</b>	<b>397,132.71</b>	<b>92,869.26</b>	<b>400,220.50</b>

**INCLUYE**

EN ACTUAL LIQUIDACION COMERCIAL
LP CHULUCANAS -TAMBO GRANDE - LAS LOMAS
PSE BAJO PIURA
PSE EL ALAMOR
PSE CHULUCANAS I ETAPA
PSE AYABACA II ETAPA
INTERCONEXION VECINAL PERU-ECUADOR I ETAPA

**NOTAS:**

- No se incluyen proyectos nuevos, en tanto no se dispone de información.
- El comportamiento de la carga de Chulucanas y Tambo Grande es estacional
- Se proyecta un incremento anual escalonado del número de clientes hasta el 2%
- Se proyecta un incremento anual escalonado de la tarifa hasta el 3%



**LIQUIDACION COMERCIAL - AÑO 2010**
**EMPRESA : HIDRANDINA**
**DISTRIBUCION**
**ENERO 2011**

PROYECTO	SISTEMA	MES	Nº USUARIOS (*)	CONSUMO ENERGIA (KWH)	CONSUMO PROMEDIO KWH/Cliente	INGRESOS VENTA REAL (IVER) S/.	COMPRA DE ENERGIA S/.	EXPLOTACION VADET S/.	REPOSICION 16% VADIN S/.	TRANSFERENCIA DISTRIBUCION (S/.)
HIDRANDINA		ENERO-2010	12,534	393,963	38	192,977.22	133,593.39	23,795.61	5,761.32	29,826.90
		FEBRERO-2010	12,557	332,665	31	166,800.61	116,202.14	20,280.25	4,910.43	25,407.79
		MARZO-2010	12,615	396,369	33	194,995.29	134,421.20	24,266.21	5,875.13	30,432.75
		ABRIL-2010	12,640	397,162	33	195,971.44	131,743.05	23,782.74	5,904.54	34,541.11
		MAYO-2010	12,665	397,955	31	196,949.92	132,400.84	23,901.49	5,934.02	34,713.57
		JUNIO-2010	12,691	398,748	31	197,930.75	133,060.21	24,020.52	5,963.57	34,886.45
		JULIO-2010	12,716	399,540	31	198,913.92	133,721.15	24,139.83	5,993.19	35,059.74
		AGOSTO-2010	12,741	400,333	31	199,899.42	134,383.66	24,259.43	6,022.89	35,233.44
		SEPTIEMBRE-2010	12,766	401,126	31	200,887.27	135,047.75	24,379.32	6,052.65	35,407.55
		OCTUBRE-2010	12,792	401,919	31	201,877.45	135,713.41	24,499.48	6,082.48	35,582.08
		NOVIEMBRE-2010	12,817	402,711	31	202,869.98	136,380.84	24,619.94	6,112.39	35,757.02
		DICIEMBRE-2010	12,842	403,504	31	203,864.85	137,049.45	24,740.67	6,142.36	35,932.37
TOTAL			12,842	4,725,995	32	2,353,938.11	1,593,716.89	286,685.49	70,754.96	402,780.76

**INCLUYE**

EN ACTUAL LIQUIDACION COMERCIAL
PSE CATILLUC - TONGOD
ELECTRIFICACION SANAGORAN
PSE CHILETE II ETAPA
PSE POMABAMBA II ETAPA
PSE CAJAMARCA - ASUNCION - COSPAN
PSE CAJABAMBA- SAN MARCOS- HUAMACHUCO

**NOTA:**

- No se incluyen proyectos nuevos, en tanto no se dispone de información.
- Se proyecta un incremento anual escalonado del número de clientes hasta el 2%
- Se proyecta un incremento anual escalonado de la tarifa hasta el 3%



## LIQUIDACION COMERCIAL - AÑO 2010

EMPRESA : **COELVISA**

**DISTRIBUCION**

**ENERO 2011**

PROYECTO	SISTEMA	MES	Nº USUARIOS (*)	CONSUMO ENERGIA (KWH)	CONSUMO PROMEDIO KWH/Cliente	INGRESOS VENTA REAL (IVER) S/.	COMPRA DE ENERGIA S/.	EXPLOTACION VADET S/.	REPOSICION 16% VADIN S/.	TRANSFERENCIA DISTRIBUCION (S/.)
COELVISA PSE HUAURA-SAYAN I ETAPA		ENERO-2010	224	10,063	45	4,514.36		4,369.27	145.09	145.09
		FEBRERO-2010	225	10,503	47	4,775.20		4,620.92	154.28	154.28
		MARZO-2010	225	9,989	44	4,578.96		4,432.01	146.95	146.95
		ABRIL-2010	223	10,899	49	4,926.62		4,766.51	160.11	160.11
		MAYO-2010	223	8,079	36	3,761.51		3,644.90	116.61	116.61
		JUNIO-2010	219	9,072	41	4,122.73		3,992.23	130.50	130.50
		JULIO-2010	227	8,984	40	4,191.89		4,059.97	131.92	131.92
		AGOSTO-2010	223	7,497	34	3,573.58		3,464.32	109.26	109.26
		SETIEMBRE-2010	226	8,441	37	3,948.26		3,825.34	122.92	122.92
		OCTUBRE-2010	220	10,881	49	4,909.09		4,749.63	159.46	159.46
		NOVIEMBRE-2010	218	10,650	49	4,799.65		4,644.06	155.59	155.59
		DICIEMBRE-2010	223	9,627	43	4,413.76		4,273.16	140.60	140.60
<b>TOTAL</b>			<b>223</b>	<b>114,685</b>	<b>43</b>	<b>52,515.59</b>	-	<b>50,842.31</b>	<b>1,673.28</b>	<b>1,673.28</b>

NOTA:

- COELVISA no retiene el Fondo de Reposición, este es transferido a ADINELSA
- Se proyecta un incremento anual escalonado del número de clientes hasta el 2%
- Se proyecta un incremento anual escalonado de la tarifa hasta el 3%

## LIQUIDACION COMERCIAL - AÑO 2010

EMPRESA : **ELECTROCENTRO**

**DISTRIBUCION**

ENERO 2011

PROYECTO	SISTEMA	MES	Nº USUARIOS (*)	CONSUMO ENERGIA (KWH)	CONSUMO PROMEDIO KWH/Cliente	INGRESOS VENTA REAL (IVER) S/.	COMPRA DE ENERGIA S/.	EXPLOTACION VADET S/.	REPOSICION 16% VADIN S/.	TRANSFERENCIA DISTRIBUCION (S/.)
ELECTROCENTRO		ENERO-2010	46,748	2,799,758	54	1,103,359.34	841,445.36	88,647.79	32,189.05	141,077.14
		FEBRERO-2010	46,887	1,687,993	34	913,718.80	642,257.68	92,546.70	33,288.92	145,625.50
		MARZO-2010	47,077	2,212,529	45	1,054,497.07	747,648.04	103,740.34	37,543.41	165,565.28
		ABRIL-2010	47,078	2,183,275	44	1,097,114.46	769,243.93	101,577.74	40,332.31	185,960.48
		MAYO-2010	47,179	2,187,642	44	1,102,606.62	753,917.85	99,553.95	40,534.22	208,600.60
		JUNIO-2010	47,253	2,192,008	46	1,108,111.94	757,682.16	100,051.03	40,736.60	209,642.15
		JULIO-2010	47,369	2,196,375	46	1,113,630.42	761,455.48	100,549.29	40,939.47	210,686.18
		AGOSTO-2010	47,455	2,200,742	46	1,119,162.08	765,237.80	101,048.74	41,142.83	211,732.71
		SETIEMBRE-2010	47,549	2,205,108	46	1,124,706.89	769,029.12	101,549.38	41,346.67	212,781.72
		OCTUBRE-2010	47,643	2,209,475	46	1,130,264.87	772,829.45	102,051.21	41,550.99	213,833.23
		NOVIEMBRE-2010	47,737	2,213,841	46	1,135,836.02	776,638.77	102,554.22	41,755.80	214,887.23
		DICIEMBRE-2010	47,831	2,218,208	46	1,141,420.33	780,457.10	103,058.43	41,961.09	215,943.72
<b>TOTAL</b>			<b>47,831</b>	<b>26,506,954</b>	<b>46</b>	<b>13,144,428.85</b>	<b>9,137,842.75</b>	<b>1,196,928.81</b>	<b>473,321.36</b>	<b>2,336,335.93</b>

INCLUYE

EN ACTUAL LIQUIDACION COMERCIAL	
PSE VILLARICA	PSE SAN BALVIN
CP OXAPAMPA	PSE COMAS-ANDAMARCA
PSE SAN FRANCISCO	PSE TARMA III ETAPA
PSE SL SHUARO	PSE HUANUCO II ETAPA
PSE VITOC	PSE PALMAPAMPA-SANTA ROSA
PSE CHONTACA - OCROS	PSE LIRCAY - ACOBAMBA
PSE POMABAMBA - CHUSCHI	PSE CANGALLO III ETAPA
PSE YANAMARCA II ETAPA	PSE COBRIZA
PSE ALTINA INGENIO	PSE CONGALLA
LP Y RP HUAYLLAY	RS PSE HUANCAMELICA NORTE EJE PALCA
PSE SATIPO	RS PSE PAMPAS SAN ANTONIO I ETAPA
PSE CANGALLO II ETAPA	AMPLIACION PSE COMAS ANDAMARCA
PSE ACOBAMBILLA	PSE UMARO

NOTA:

- No se incluyen proyectos nuevos, en tanto no se dispone de información.
- Se proyecta un incremento anual escalonado del número de clientes hasta el 2%
- Se proyecta un incremento anual escalonado de la tarifa hasta el 3%



## LIQUIDACION COMERCIAL - AÑO 2010

EMPRESA : **ELECTRO NORTE S.A.**

**DISTRIBUCION**

ENERO 2011

PROYECTO	SISTEMA	MES	Nº USUARIOS (*)	CONSUMO ENERGIA (KWH)	CONSUMO PROMEDIO KWH/Cliente	INGRESOS VENTA REAL (IVER) S/.	COMPRA DE ENERGIA S/.	EXPLOTACION VADET S/.	REPOSICION 16% VADIN S/.	TRANSFERENCIA DISTRIBUCION (S/.)
ELECTRO NORTE S.A.		ENERO-2010	46,935	3,069,880	67	1,275,921.07	1,035,937.51	95,180.44	23,168.50	121,634.62
		FEBRERO-2010	46,995	2,698,019	58	1,142,698.11	930,139.16	84,308.96	20,520.32	107,731.67
		MARZO-2010	47,103	3,265,708	65	1,383,860.61	1,127,682.41	101,616.64	24,729.85	129,831.71
		ABRIL-2010	47,197	3,272,240	65	1,390,788.22	1,105,214.96	99,592.07	24,853.64	161,127.54
		MAYO-2010	47,291	3,278,771	69	1,397,732.43	1,110,733.30	100,089.34	24,977.74	161,932.05
		JUNIO-2010	47,386	3,285,303	69	1,404,693.25	1,116,264.84	100,587.79	25,102.13	162,738.49
		JULIO-2010	47,480	3,291,834	69	1,411,670.67	1,121,809.58	101,087.43	25,226.82	163,546.85
		AGOSTO-2010	47,574	3,298,365	69	1,418,664.70	1,127,367.51	101,588.26	25,351.80	164,357.13
		SETIEMBRE-2010	47,668	3,304,897	69	1,425,675.34	1,132,938.64	102,090.28	25,477.08	165,169.33
		OCTUBRE-2010	47,762	3,311,428	69	1,432,702.59	1,138,522.97	102,593.49	25,602.66	165,983.46
		NOVIEMBRE-2010	47,857	3,317,960	69	1,439,746.44	1,144,120.49	103,097.89	25,728.54	166,799.52
		DICIEMBRE-2010	47,951	3,324,491	69	1,446,806.89	1,149,731.21	103,603.48	25,854.71	167,617.50
<b>TOTAL</b>			<b>47,951</b>	<b>38,718,895</b>	<b>68</b>	<b>16,570,960.32</b>	<b>13,240,462.57</b>	<b>1,195,434.09</b>	<b>296,593.79</b>	<b>1,838,469.87</b>

INCLUYE :

EN ACTUAL LIQUIDACION COMERCIAL	
L.P. LONYA CHICO - INGUILPATA	PSE. JAEN I ETAPA
L.P. ZAÑA - CAYALTI	PSE. LONYA GRANDE
PSE QUEROCOTO - HUAMBOS	PSE. BAGUA I ETAPA
PSE CONILA - COHECHAN	PSE ILLIMO II ETAPA
A.H. VILLA EL MILAGRO	PSE CARHUAQUERO I ETAPA
PSE. TABACONAS	PSE CHACHAPOYAS II ETAPA
PSE. NAMBALLE	PSE SAN IGNACIO
PSE ASOC. LT CHICLAYO-TUMAN-CAY	

NOTA:

- No se incluyen proyectos nuevos, en tanto no se dispone de información.
- Se proyecta un incremento anual escalonado del número de clientes hasta el 2%
- Se proyecta un incremento anual escalonado de la tarifa hasta el 3%

## LIQUIDACION COMERCIAL - AÑO 2010

EMPRESA : **MUNICIPALIDADES**

**DISTRIBUCION**

PROYECTO	SISTEMA	MES	Nº USUARIOS (*)	CONSUMO ENERGIA (KWH)	CONSUMO PROMEDIO KWH/Cliente	INGRESOS VENTA REAL (IVER) S/.	COMPRA DE ENERGIA S/.	EXPLOTACION VADET (*) S/.	REPOSICION 16% VADIN (**) S/.	TRANSFERENCIA DISTRIBUCION (S/.)
MUNICIPALIDADES		ENERO-2010	35,663	874,224	25	698,776.26	199,802.61	200,223.66	72,193.56	226,556.43
		FEBRERO-2010	37,581	806,212	21	660,066.21	134,572.95	202,225.90	72,193.56	251,073.80
		MARZO-2010	38,547	811,780	21	663,976.16	162,296.36	204,248.16	72,193.56	225,238.08
		ABRIL-2010	39,772	914,313	23	704,039.96	151,776.76	206,290.64	72,193.56	273,779.00
		MAYO-2010	41,069	736,899	23	763,379.61	156,438.34	208,353.55	72,554.96	326,032.76
		JUNIO-2010	41,242	819,603	20	698,523.10	175,930.90	210,437.08	72,917.23	239,237.88
		JULIO-2010	41,324	793,027	19	702,019.91	175,930.90	212,541.45	73,280.36	240,267.19
		AGOSTO-2010	41,407	794,613	19	705,525.09	176,811.61	214,666.87	73,644.36	240,402.25
		SETIEMBRE-2010	41,489	796,199	19	709,038.67	177,694.43	216,813.54	74,009.23	240,521.47
		OCTUBRE-2010	41,572	797,785	19	712,560.62	178,579.37	218,981.67	74,374.96	240,624.62
		NOVIEMBRE-2010	41,654	799,371	19	716,090.95	179,466.41	221,171.49	74,741.56	240,711.50
		DICIEMBRE-2010	41,737	800,957	19	719,629.67	180,355.56	223,383.21	75,109.02	240,781.88
	<b>TOTAL</b>		<b>41,737</b>	<b>9,744,985</b>	<b>19</b>	<b>8,453,626.20</b>	<b>2,049,656.21</b>	<b>2,539,337.23</b>	<b>879,405.91</b>	<b>2,985,226.85</b>

INCLUYE

EN ACTUAL LIQUIDACION COMERCIAL		
PSE QUINCHES	PSE LUNAHUANA III ETAPA	SER CORACORA
PSE HONGOS	PSE YAUYOS	SER AYACUCHO SUR
PSE SANTA LEONOR	PSE ASQUIPATA	
SER HUAURA SAYAN	PSE HUACHON	
PSE PURMACANA	PSE MARCABAMBA	
PSE QUICACHA	PSE CHARAPE	
PSE HUAROCHIRI	PSE GRACIAS A DIOS	
PSE CANTA III ETAPA	PSE CORACORA	
PSE CAJATAMBO I ETAPA-AMBAR	PSE CHUQUIBAMBA	
PSE HUMAY - PAMPANO	PSE NUEVO SEASME	
SER YAUCA DEL ROSARIO	SER TAMBO QUEMADO	

- Los Ingresos incluyen la transferencia de las empresas aportantes del FOSE

(\*) El VADET considera solo los costos de explotación comercial tales como:

- Lectura, reparto, cobranza, corte y reconexión.
- Movilidad para liquidación comercial.
- Oficina de atención al cliente.
- Gastos administrativos.

(\*\*) El Fondo de Reposición incluye al PSE y CH

- Se proyecta un incremento anual escalonado del número de clientes hasta el 2%
- Se proyecta un incremento anual escalonado de la tarifa hasta el 3%

## RESUMEN DE LIQUIDACION COMERCIAL DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO TOCACHE

PERIODO: Enero 2010

CONCILIACION 08-165-10

DISTRIBUCION											
PROYECTO	SISTEMA	MES	Nº USUARIOS (*)	CONSUMO ENERGIA (KWH)	COSTO DIRECTO LIQUIDACION S/.	INGRESOS VENTA REAL (IVER) S/.	COMPRA DE ENERGIA S/.	EXPLOTACION VADET S/.	VADET ADIC. 42% VADIN S/.	REPOSICION 16% VADIN S/.	TRANSFERENCIA DISTRIBUCION (1) (S/.)
PSE TOCACHE	TOCACHE	Enero 2010	10,528	338,207.93	-	193,118.79	163,990.66	11,588.40	7,366.69	2,806.36	10,173.04
<b>TOTAL</b>			<b>10,528</b>	<b>338,207.93</b>	<b>-</b>	<b>193,118.79</b>	<b>163,990.66</b>	<b>11,588.40</b>	<b>7,366.69</b>	<b>2,806.36</b>	<b>10,173.04</b>

LOS MONTOS INDICADOS NO INCLUYEN EL IGV

RESUMEN	INGRESOS ADINELSA	COSTO ADINELSA			REPOSICION ADINELSA	TOTAL TRANSFERENCIA
		COMPRA	EXPLOTACION	EXPLOT. ADIC.		
TOTALES S/.	193,118.79	163,990.66	11,588.40	7,366.69	2,806.36	10,173.04
		182,945.74				

(1) La Transferencia incluye el 16% del VADIN

NOTA : A) INCLUYE 24 LOCALIDADES: DE TOCACHE, UCHIZA, PUCAYACU, SAN JUAN, EL PORVENIR, BAMBAMARCA, CHANCHAN, HUAYNABE, RAMAL, TANANTA, VILLA PALMA, SAN JOSE, CRUZPAMPA, MANTENCION, SHISHIYACU, LOBOYACU, PORONGO, FILADELFA, SANTA ROSA DE TANANTA, ALMENDRA, Balsa PROBANA Y KUNYAG, SANTA LUCIA A, NUEVO PROGRESO.

CONDICIONES DE CALCULO		
VAD	IVER	IVET
AVNRMT	100%	42%
COyMMT	100%	100%
AVNRBT	100%	100%
COyMBT	100%	100%

MT: PROPIEDAD DE ADINELSA  
 BT: PROPIEDAD DE ELECTRO TOCACHE S.A.  
 42% VADIN RECONOCIMIENTO ADICIONAL DE COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO A FAVOR DE ELECTRO TOCACHE S.A.

B) INCLUYE 11 LOCALIDADES: DE SARITA COLONIA, SANTA LUCIA, HUAYRANGA, SHAPAJA, NUEVA UNION, JOSE CARLOS MARIATEGUI, BUENOS AIRES, SAN CRISTOBAL, PUEBLO LIBRE, PUERTO HUASTE, UNION CADENA.

CONDICIONES DE CALCULO		
VAD	IVER	IVET
AVNRMT	100%	42%
COyMMT	100%	100%
AVNRBT	100%	42%
COyMBT	100%	100%

MT: PROPIEDAD DE ADINELSA  
 BT: PROPIEDAD DE ADINELSA  
 42% VADIN RECONOCIMIENTO ADICIONAL DE COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO A FAVOR DE ELECTRO TOCACHE S.A.

**RESUMEN DE LIQUIDACION COMERCIAL POR SISTEMA ELECTRICO  
ADINELSA - ELECTRO NOR OESTE S.A**

**PERIODO: ENERO - 2010**

Conciliado : abril 20, 2011

DISTRIBUCION															
N°	PROYECTO	PROPIEDAD DE ADINELSA	SISTEMA	MES	N° CLIENTES	CONSUMO ENERGIA (KWH)	CONSUMO PROMEDIO (KWH/Ciente)	INGRESOS VENTA REAL (IVER) S/.	COMPRA ENERGIA		EXPLOTACION TECNICA (VADET)			REPOSICION 16% VADIN S/.	TRANSFERENCIA DISTRIBUCION (S/.)
									Compra y Otros S/.	Adicional (3) S/.	Según Tarifa S/.	Adicional 1 (a) o (b)	Adicional 2 (b)		
1	CHULUCANAS-TAMBO GRANDE LAS LOMAS	MT	Chulucanas	ene-10	9,066	1,441,101.78	159	425,408.91	399,395.32		17,715.36	-	-	3,494.91	4,903.32
2	BAJO PIURA	MT/BT	Sechura	ene-10	415	166,934.47	402	42,743.82	31,729.81		4,592.16	-	-	1,138.00	5,283.86
3	EL ALAMOR	MT/BT	Frontera	ene-10	103	8,954.16	87	3,624.27	2,198.30		525.37	-	-	144.10	756.50
4	PSE CHULUCANAS	MT/BT	Chulucanas	ene-10	3,590	180,947.53	50	66,325.07	41,240.53		9,301.78	-	-	2,525.24	13,257.52
5	PSE AYABAÇA	MT/BT	Chulucanas	ene-10	1,703	45,293.05	27	18,356.31	11,128.85		2,662.82	-	-	730.34	3,834.30
6	ELECTRIFICACION VECINAL	MT/BT	Frontera	ene-10	158	4,876.56	31	1,971.69	1,196.40	2,452.31	285.64	-	-	78.34	-2,041.00
<b>TOTAL DISTRIBUCION</b>					<b>15,055</b>	<b>1,848,108</b>	<b>123</b>	<b>558,430.06</b>	<b>486,889.20</b>	<b>2,452.31</b>	<b>35,083.12</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>8,110.93</b>	<b>25,894.50</b>
<b>TOTAL S/.</b>								<b>489,341.51</b>	<b>2,452.31</b>	<b>35,083.12</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>			

Evaluación de Condiciones (a) y (b)  
Ref. Clausula 5.5.1 c del Contrato de Administración

- (a) Cuando el N° de Clientes (Liquidación) < 40 % N° de Clientes del Año Base ==> ENOSA no efectúa Transferencia (mayor reconocimiento de VADET) : VADET adicional 1 = Transferencia Calculada  
 (b) Cuando el VADET (Liquidación) < al VADET (40% N° Clientes Año Base x 25 kWh en BT \$[V2] ==> ENOSA no efectúa Transferencia (mayor reconocimiento de VADET) : VADET Adicional 1 = Transferencia Calculada y Adicionalmente ADINELSA cubre el déficit del VADET (Costo de Operación y Mantenimiento) : VADET Adicional 2= [V2] - [V1]

## LIQUIDACION COMERCIAL POR SISTEMA ELECTRICO

**Adinelsa - Hidrandina S.A.**

PERODO : ENERO - 2010

CONCILIADO:

abril 3, 2010

DISTRIBUCION

N°	PROYECTO	PROPIEDAD DE ADINELSA	SISTEMA <sup>1</sup>	MES	N° CLIENTES	CONSUMO ENERGIA (KWH)	CONSUMO DE ENERGIA KWH/Cliente	INGRESOS VENTA REAL (VER) S/.	COMPRA DE ENERGIA S/.	EXPLOTACION TECNICA (VADET)			REPOSICION 16% VADIN S/.	TRANSFERENCIA DISTRIBUCION (S/.)
										Segun Tarifa S/.	Adicional 1 (a) o (b)	Adicional 2 (b)		
1	PSE CATHILU C-TONGOD	MT/BT	Aislado B4	ene-10	401	28 548	71.19	13,513.18	9,964.77	1,410.96	-	-	341.99	1,795.46
2	PSE SANAGORAN	MT/BT	Cajamarca Rural 5	ene-10	210	9,177	43.70	4,223.73	2,832.36	553.73	-	-	134.02	703.61
3	PSE CHILETE II ETAPA	MT/BT	Cajamarca Rural 5	ene-10	2,432	78 696	32.36	39,423.29	26,216.94	5,255.81	-	-	1,272.09	6,678.46
4	PSE ASUNCION-COSPAN	MT/BT	Cajamarca Rural 5	ene-10	3,582	66 207	18.48	35,073.56	24,051.77	4,386.00	-	-	1,061.66	5,573.73
5	PSE CAJAB. S. MARCOS-HUAMACHUKI	MT/BT	Cajamarca Rural 5	ene-10	2,528	138 650	54.85	59,735.68	40,932.99	7,480.58	-	-	1,811.54	9,610.58
6	PSE POMABAMBA II ETAPA	MT/BT	Aislado B5	ene-10	2,859	61 980	21.68	35,371.59	25,764.14	3,989.47	-	-	966.08	4,651.90
7	PSE CHILETE III - G-ORMU	MT/BT	Cajamarca Rural 5	ene-10	522	10 704	20.51	5,636.19	3,830.42	718.66	-	-	173.94	913.17
<b>TOTALES</b>					<b>12,534</b>	<b>393,963.29</b>	<b>37.54</b>	<b>192,977.22</b>	<b>133,593.39</b>	<b>23,795.61</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>5,761.32</b>	<b>29,826.91</b>
<b>TOTAL S/.</b>										<b>23 795.61</b>				

Evaluación de Condiciones (a) y (b)  
Ref. Cláusula 5.5.1.c del Contrato de Administración

- (a) Cuando el N° de Clientes (Liquidación) < 40 % N° de Clientes del Año Base ==> HDNA no efectúa Transferencia (mayor reconocimiento de VADET) : VADET adicional 1 = Transferencia Calculada
- (b) Cuando el VADET (Liquidación) [V1] < al VADET (40% N° Clientes Año Base x 25Kwh en BT5) [V2] ==> HDNA no efectúa Transferencia (mayor reconocimiento de VADET) : VADET Adicional 1 = Transferencia Calculada y Adicionalmente ADINELSA cubre el déficit del VADET (Costo de Operación y Mantenimiento) : VADET Adicional 2 = [V2] - [V1]



**RESUMEN DE LIQUIDACION COMERCIAL POR SISTEMA ELECTRICO  
ADINELSA - COELVISA**

PERIODO : ENERO 2010

DISTRIBUCION

CONCILIADO :

febrero 8, 2010

PROYECTO	SISTEMA	MES	Nº USUARIOS	CONSUMO ENERGIA (KWH)	COSTO DIRECTO LIQUIDACION S/.	INGRESOS VENIA REAL (IVER) S/.	REPOSICION 16% VADIN S/.	GASTOS DE EXPLOTACION (S/.)	TRANSFERENCIA (S/.)
P.S.E. HUAURA-SAYAN	SAYAN	ENERO	224	10,062.55		4,514.36	145.09	4,369.27	145.09
<b>TOTALES</b>			224	10,062.55	-	4,514.36	145.09	4,369.27	145.09

Los montos indicados en la presente Liquidación no Incluyen el IGV.

RESUMEN DISTRIBUCION	INGRESOS ADINELSA	REPOSICION ADINELSA	INGRESOS COELVISA	TRANSFERENCIA
TOTALES S/.	4,514.36	145.09	4,369.27	145.09

El Fondo de Reposición es referencial, solo para el control de ADINELSA

**RESUMEN DE LIQUIDACION COMERCIAL  
ADINELSA - ELECTROCENTRO S.A.A.**

**PERIODO : ENERO-2010**

Febrero 11, 2010

DISTRIBUCION													
PROYECTO	SISTEMA	MES	N° CLIENTES	CONSUMO ENERGIA (KWH)	CONSUMO PROMEDIO KWH/Cliente	INGRESOS VENTA REAL (IVER) S/.	COMPRA DE ENERGIA y CF S/.	EXPLOTACION TECNICA (VADET)			REPOSICION 16% VAD IN S/.	TRANSFERENCIA DISTRIBUCION (S/.)	
								Segun Tarifa S/.	Adicional 1 (a) o (b)	Adicional 2 (c)			
1	PSE VILLARICA (1)	Pasco Rural	ene-10	54	95,125	1,761.57	35,682.33	21,427.12	4,132.53	-	-	1,619.63	8,503.05
2	PSE OXAPAMPA (1)	Pasco Rural	ene-10	1,329	83,222	62.62	40,195.49	23,455.97	4,794.17	-	-	1,911.26	10,034.10
3	PSE SAN FRANCISCO	San Francisco	ene-10	3,447	423,246	122.79	216,671.51	196,597.99	6,543.63	-	-	2,164.70	11,365.18
4	PSE S. L. DE SHUARO	Tarma-Chanchamayo	ene-10	379	14,875	39.25	7,173.69	4,496.52	917.26	-	-	281.59	1,478.33
5	PSE VITOC	Tarma-Chanchamayo	ene-10	141	86,290	611.99	23,034.57	17,681.62	1,771.60	-	-	572.98	3,008.17
6	PSE. CHONTACA -OCROS	Ayacucho Rural	ene-10	1,375	28,480	20.71	18,538.23	11,624.22	1,708.12	-	-	832.94	4,372.95
7	LP. POMABAMBA CHUSCHI	Cangallo-Lusita	ene-10	417	14,186	34.02	8,442.21	7,528.36	243.36	-	-	107.28	563.21
8	PSE. YANAMARCA II ETAPA	Valle del Mantaro 1	ene-10	1,197	19,839	16.57	12,156.37	8,106.28	1,158.73	-	-	462.62	2,428.74
9	LP. YRP. ALTO INGENIO	Valle del Mantaro 4	ene-10	594	9,975	16.79	6,727.01	6,103.09	166.17	-	-	73.25	364.57
10	PSE HUAYLLAY	Pasco	ene-10	1,070	87,727	81.99	38,980.40	23,205.09	5,404.97	-	-	1,659.25	8,711.08
11	PSE SATIPO	Chalhuamayo-Satipo	ene-10	1,037	118,951	114.71	46,127.08	28,881.61	5,016.43	-	-	1,988.65	10,440.39
12	PSE CANGALLO II ETAPA (2)	Cangallo-Lusita	ene-10	3,060	1,164,868	380.67	228,700.07	207,853.09	9,170.48	-	-	4,261.50	7,415.00
13	PSE ACOBAMBILLA	Acobambilla	ene-10	209	3,339	15.98	2,460.09	1,722.32	182.27	-	-	88.88	466.62
14	PSE SAN BALVIN	San Balvin	ene-10	1,056	19,003	18.00	12,486.79	8,060.90	1,093.42	-	-	533.19	2,799.27
15	PSE COMAS-ANDAMARCA (3)	Valle del Mantaro 4	ene-10	262	3,698	14.12	2,620.38	1,746.81	215.82	-	-	105.24	552.51
16	PSE TARMA III ETAPA	Tarma Rural	ene-10	1,992	35,231	17.69	23,257.29	15,035.52	2,030.18	-	-	990.65	5,200.94
17	PSE HUANUCO II ETAPA	Huanuco Rural 2	ene-10	6,820	181,045	26.55	110,396.80	73,975.65	9,041.38	-	-	4,380.76	22,999.00
18	PSE PALMAPAMPA-S.TA. ROSA	San Francisco	ene-10	1,576	64,184	40.73	35,909.50	24,357.79	3,957.87	-	-	1,215.01	6,378.83
19	PSE LIRCAY - ACOBAMBA	Huancavelica Rural	ene-10	4,002	73,640	18.40	47,955.05	31,192.16	4,141.31	-	-	2,019.45	10,602.13
20	PSE CANGALLO III ETAPA	Cangallo-Lusita	ene-10	1,076	67,211	62.46	37,343.86	21,027.23	4,031.06	-	-	1,965.69	10,319.88
21	PSE COBRIZA II ETAPA	Huanta Rural	ene-10	3,768	47,701	12.66	35,388.77	23,808.53	2,860.92	7,324.22	238.05	1,395.09	-238.05
22	PSE CONGALLA (*1)	Huanta Rural	ene-10	3,486	30,473	8.74	25,543.16	18,306.64	1,787.80	4,576.93	727.60	871.80	-727.60
23	PSE HYCA NORTE EJE PALCA 2	Huancavelica Rural	ene-10	1,628	22,052	13.55	15,786.25	11,975.16	915.04	-	-	463.37	2,432.68
24	PSE PAMPAS SAN ANTONIO	Pampas	ene-10	6,450	99,698	15.46	67,920.09	50,999.60	4,062.61	-	-	2,057.26	10,800.62
25	PSE AMPLIACION COMAS ANDAMARCA	Valle del Mantaro 4	ene-10	269	5,261	19.56	3,474.56	2,197.36	315.53	-	-	153.87	807.80
26	ELECTRIFICACION UMARU	Cangallo-Lusita	ene-10	54	449	8.31	387.78	278.78	26.93	68.94	22.25	13.13	-22.25
<b>TOTALES</b>								<b>841,445.36</b>	<b>75,889.80</b>	<b>11,970.09</b>	<b>987.90</b>	<b>32,189.05</b>	<b>141,077.14</b>
								<b>TOTAL VADET</b>	<b>88,847.79</b>				

Evaluación de Condiciones (a) y (b)

Ref. Clausula 5.5.1.c del Contrato de Administración

(a) : Cuando el N° de Clientes (Liquidación) < 40% N° de Clientes del Año Base => ELC no efectúa Transferencia (mayor reconocimiento de VADET) - VADET adicional 1 = Transferencia Calculada

(b) : Cuando el VADET (Liquidación) [V1] < al VADET (40% N° Clientes Año Base x 25Kwh en BT5) [V2] => ELC no efectúa Transferencia (mayor reconocimiento de VADET) : VADET Adicional 1 = Transferencia Calculada y Adicionalmente ADINELSA cubre el déficit del VADET (Costo de Operación y Mantenimiento) : VADET Adicional 2 = [V2] - [V1]

**RESUMEN DE LIQUIDACION COMERCIAL POR SISTEMA ELECTRICO  
ADINELSA - ELECTRONORTE S.A.**

**PERIODO : ENERO - 2010**

CONCILIADO: mayo 31, 2010

DISTRIBUCION														
N°	PROYECTO <sup>W</sup>	PROPIEDAD DE ADINELSA	SISTEMA <sup>W</sup>	MES	N° CLIENTES	CONSUMO ENERGIA (KWH)	CONSUMO PROMEDIO (KWH/Cliente)	INGRESOS VENTA REAL (IVER) S/.	COMPRA DE ENERGIA S/.	EXPLOTACION TECNICA (VADET)			REPOSICION 16% VADIN S/.	TRANSFERENCIA DISTRIBUCION (S/.)
										Según Tarifa S/.	Adicional 1 (a) + (b)	Adicional 2 (c)		
1	L.P. LONYA CHICO - INGUILPATA	MT	Aislado B5	ene-10	239	3,918.57	16.40	2,402.34	2,243.11	63.49	-	-	15.32	80.42
2	L.P. ZAÑA - CAYALTI	MT	Chidayo BD 3	ene-10	1,691	159,252.21	94.18	62,455.18	57,963.26	1,791.89	-	-	432.00	2,268.03
3	PSE QUEROCOTO - HUAMBOS	MT/BT	Aislado B5	ene-10	21	76,468.41	3,641.35	40,900.39	27,012.98	5,501.53	-	-	1,341.74	7,044.13
4	PSE CONILA - COHECHAN	MT/BT	Aislado B5	ene-10	487	6,694.44	13.75	4,208.57	3,007.75	475.71	-	-	116.02	609.10
5	A.H. VILLA EL MILAGRO	MT/BT	Chidayo BD	ene-10	260	12,273.54	47.21	5,099.43	3,556.20	611.05	-	-	149.15	783.03
6	PSE. TABACONAS	MT/BT	Aislado B5	ene-10	350	8,938.86	25.54	5,219.21	3,614.44	635.73	-	-	155.05	813.99
7	PSE. NAMBALLE	MT/BT	Aislado B5	ene-10	618	12,129.12	35.81	12,608.11	8,621.61	1,579.25	-	-	385.16	2,022.08
8	PSE ASOC. LT. CHICLAYO-TUMAN-C.	MT	Chidayo ED 3	ene-10	17,165	1,538,160.59	89.61	549,438.85	511,490.18	15,134.81	-	-	3,650.22	19,163.64
9	PSE. JAEN I ETAPA	MT/BT	Bagua-Jaen Rural (HS)	ene-10	2,093	312,879.08	154.27	121,920.90	98,849.52	9,145.97	-	-	2,228.07	11,697.34
10	PSE. LONYA GRANDE	MT/BT	Bagua-Jaen Rural (HS)	ene-10	3,519	103,961.76	29.54	60,000.69	41,310.51	7,040.12	-	-	1,805.77	9,480.29
11	PSE. BAGUA I ETAPA	MT/BT	Bagua-Jaen Rural (HS)	ene-10	5,348	187,225.13	35.01	106,852.74	73,110.55	13,367.00	-	-	3,260.03	17,115.16
12	PSE. ILIMCO II ETAPA	MT/BT	Chidayo BD 3	ene-10	4,188	226,521.54	54.09	92,817.18	64,292.29	11,294.62	-	-	2,756.84	14,473.44
13	PSE. CARMUQUERO I ETAPA	MT/BT	Chongoyape 5	ene-10	4,133	137,936.22	33.37	64,172.78	39,475.15	9,782.59	-	-	2,386.41	12,528.63
14	PSE. CHACHAPOYAS II ETAPA	MT/BT	Aislado B5	ene-10	5,507	214,930.45	38.47	121,965.11	83,202.39	15,355.90	-	-	3,745.09	19,661.73
15	PSE. SAN IGNACIO	MT/BT	Aislado B4	ene-10	1,236	48,589.82	39.31	25,859.59	18,187.57	3,036.78	-	-	741.64	3,893.60
<b>TOTAL DISTRIBUCION</b>					<b>46,935</b>	<b>3,069,879.73</b>	<b>65.41</b>	<b>1,275,921.07</b>	<b>1,035,937.51</b>	<b>95,180.44</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>23,168.50</b>	<b>121,634.62</b>
									<b>TOTAL VADET S/.</b>	<b>95,180.44</b>				

Evaluación de Condiciones (a) y (b)  
Ref. Clausula 5.5.1.c del Contrato de Administración

- (a) ⇨ Cuando el N° de Clientes (Liquidación) < 40 % N° de Clientes del Año Base ⇨⇨ ELN no efectúa Transferencia (mayor reconocimiento de VADET) : VADET adicional 1 = Transferencia Calculada  
(b) ⇨ Cuando el VADET (Liquidación) [V1] < al VADET (40% N° Clientes Año Base x 25Kwh en BT) [V2] ⇨⇨ ELN no efectúa Transferencia (mayor reconocimiento de VADET) : VADET Adicional 1 = Transferencia Calculada y Adicionalmente ADINELSA cubre el déficit del VADET (Costo de Operación y Mantenimiento) : VADET Adicional 2 = [V2] - [V1]

## **ANEXO D**

## CONTRATO N° 004-2000

---

**“CONTRATO DE ADMINISTRACION ENTRE LA EMPRESA DE SERVICIO DE ELECTRICIDAD DE TOCACHE S.A. Y LA EMPRESA DE ADMINISTRACION DE INFRAESTRUCTURA ELECTRICA S.A. “**

---

Conste por el presente documento el CONTRATO DE ADMINISTRACIÓN, que celebran, de una parte La Empresa de Servicio de Electricidad de Tocache S.A. – ELECTRO TOCACHE S.A., con RUC N° 14361189, con domicilio en Jr. Tocache N° 403, del Distrito y Provincia de Tocache, departamento de San Martín, representada por su Gerente General Juan Dario Cocha Carrasco, identificado con L.E. N° 00962981, según poder inscrito en la Partida N° 13258 del Libro de Sociedades del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Juanjui, a la que en adelante se denominará “LA EMPRESA”; y de otra parte, La Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A - ADINELSA, con RUC N° 42580988, con domicilio en prolongación Pedro Miotta N° 421, San Juan de Miraflores, debidamente representada por su Gerente General, Ing. Mijail Carrasco Gamarra con D.N.I. N° 23965641, según poder inscrito en la Partida N° 11099911 del Libro de Sociedades del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima y Callao, a la que en adelante se denominará “LA PROPIETARIA”, en los términos y condiciones establecidos en el siguiente Contrato.

ADINELSA

### ANTECEDENTES

CTOR

LA EMPRESA DE SERVICIO DE ELECTRICIDAD DE TOCACHE S.A. – ELECTRO TOCACHE S.A es una empresa concesionaria de Distribución Eléctrica, que desarrolla sus actividades de conformidad con la Ley de Concesiones Eléctricas dentro de su Area de Concesión.

- 1.2. LA EMPRESA DE ADMINISTRACION DE INFRAESTRUCTURA ELECTRICA S.A.- ADINELSA-, es una empresa estatal de derecho privado, que tiene como finalidad administrar las obras ejecutadas por la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energia y Minas, en el marco del Programa de Electrificación Nacional, o por otras entidades del Estado, que en cumplimiento de sus funciones han ejecutado, ejecutan, o ejecutarán proyectos de electrificación en zonas rurales y aisladas.

- 1.3 El Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos, ha ejecutado el Pequeño Sistema Eléctrico de Tocache, en adelante PSE. Las localidades comprendidas en el PSE, así como las características técnicas del mismo se detallan en el expediente técnico.
- 1.4 La EMPRESA tiene a su cargo la concesión de distribución de la localidad de TOCACHE, según la Resolución Suprema N° 023-99-EM, de fecha 29/01/99.

## 2.0 BASE LEGAL

- Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Ley 25844 y sus modificatorias
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas - D.S. N° 009-93-EM y sus modificatorias
- Código Civil
- Acuerdo COPRI de sesión del 06 de octubre de 1998 sobre transferencia de Obras de DEP a ADINELSA.
- Estatuto de ADINELSA
- Resolución Suprema N° 023-99 EM.

## 3.0 OBJETO

El objeto del presente Contrato es el acuerdo de Administración por parte de LA EMPRESA, de la infraestructura eléctrica de propiedad de ADINELSA y ubicada en la localidad de Tocache, que se detalla en el expediente técnico del proyecto.

La administración comprende la operación y mantenimiento de la infraestructura ubicada en la localidad de Tocache, incluyendo además la comercialización y actividades complementarias del servicio eléctrico. Dicha administración se efectuará según las condiciones señaladas en el presente Contrato y en el contrato de concesión correspondiente a la zona de concesión involucrada, que el Ministerio de Energía y Minas otorgó a LA EMPRESA para la prestación del servicio eléctrico.

## RESPONSABILIDADES

### 4.1 DE LA PROPIETARIA

- a) Entregar en administración a favor de LA EMPRESA, la infraestructura eléctrica de propiedad de ADINELSA y ubicada en la localidad de Tocache.

- b) Supervisar el cumplimiento de las obligaciones de LA EMPRESA en relación a los compromisos asumidos en el presente contrato y con respecto a las obligaciones que tiene en calidad de Empresa Concesionaria de distribución eléctrica, con referencia a las instalaciones que se entregan en Administración y al Servicio Público involucrado.

#### 4.2 DE LA EMPRESA

- a) Ofrecer el Servicio Público de Electricidad de acuerdo a las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas, en el contrato de concesión celebrado por LA EMPRESA con el Ministerio de Energía y Minas y en el presente contrato.
- b) Efectuar la comercialización, facturación y cobranza a los usuarios, por el servicio eléctrico, aplicando las tarifas establecidas por la Comisión de Tarifas Eléctricas para el sector típico correspondiente y las normas legales vigentes.
- c) Efectuar la administración del servicio comprendiendo la operación y mantenimiento de los bienes entregados para su administración, así como la comercialización de energía eléctrica de los usuarios atendidos.
- d) Asumir las eventuales sanciones o multas por incumplir las normas vigentes.
- e) Asumir los costos de compra de potencia y energía eléctrica para abastecer los requerimientos de los clientes alimentados con la infraestructura materia de este Convenio.
- f) Asumir los costos de los trabajos de mantenimiento preventivo y correctivo de la infraestructura eléctrica entregada, así como la reparación de la misma, durante la vigencia del presente contrato, se exceptúa aquellos declarados por fuerza mayor.
- g) Los equipos y materiales recibidos deberán ser destinados exclusivamente para la operación de las instalaciones materia de este convenio. No realizará retiro alguno o traslado de partes.
- h) Si se presentase una falla o desperfecto en los bienes entregados mediante el presente contrato durante el periodo de vigencia del mismo, que requiera trabajos de inspección, mantenimiento y/o reparación, el costo de los trabajos, mano de obra, materiales y equipos necesarios, será pagado por LA EMPRESA.

En caso de resolución del presente convenio, deberá devolver a LA PROPIETARIA, la infraestructura entregada en administración, en las mismas

condiciones en las que fue entregada, salvo el desgaste natural por el uso normal de las instalaciones.

## 5.- TARIFAS ELECTRICAS

5.1 LA EMPRESA aplicará a los usuarios del servicio público de electricidad, el Pliego Tarifario (PT) resultante de las regulaciones tarifarias de generación, transmisión y distribución aprobadas por la Comisión de Tarifas Eléctricas, para el sector típico correspondiente.

## 5.2. CONDICIONES ECONOMICAS

Las condiciones económicas que regirán el presente contrato serán las siguientes

- a) LA EMPRESA determinará mensualmente los ingresos por venta de energía (IVER) aplicando el pliego Tarifario (PT) antes indicado.
- b) Asimismo, LA EMPRESA calculará mensualmente los ingresos por venta de energía teóricos (IVET), considerando el mismo mercado utilizado (número de usuarios y consumo de energía y potencia) para el literal a), aplicando el pliego Tarifario teórico obtenido de acuerdo a lo siguiente:

Valor Agregado de Distribución:

- 100% del Valor Agregado de Distribución aprobado para la explotación técnica (VADET) que corresponde a los costos de operación y mantenimiento, y
- 100% del cargo fijo de comercialización.

Los valores de referencia, para inversión (VADIN), VADET y los cargos fijos, serán los aprobados por la Comisión de Tarifas Eléctricas en su regulación correspondiente.

- Otros parámetros de cálculo: los mismos empleados en el literal a)
  - El IVET no considera el Valor Agregado de Distribución para la Inversión (VADIN).
- c) El monto de la transferencia de LA EMPRESA a LA PROPIETARIA será la diferencia existente entre los resultados obtenidos en los literales a) y b) anteriores.



Esta transferencia se efectuará mensualmente a más tardar a los 25 días calendario de la fecha de emisión de la facturación del mes correspondiente. En caso de atraso se aplicará la TAMN promedio publicada por la Superintendencia de Banca y Seguros.

El monto retenido por LA EMPRESA cubrirá los costos de comercialización, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución. Asimismo, cubrirá la compra de energía y potencia y las utilidades de LA EMPRESA.

### **5.3 DOCUMENTOS CONTABLES**

LA PROPIETARIA emitirá una factura mensual a cargo de LA EMPRESA, por el total de las facturas y/o recibos emitidos a los usuarios del servicio público de electricidad, adicionando el correspondiente IGV. LA EMPRESA, emitirá su factura por la compra de energía y sus gastos de operación y mantenimiento.

### **COSTO DE LOS BIENES**

El valor de los bienes que entrega LA PROPIETARIA, se indica en el expediente técnico del proyecto.

### **PROPIEDAD DE LOS BIENES**

- 7.1 La propiedad de los bienes entregados en Administración mediante el presente convenio es y seguirá siendo de LA PROPIETARIA.
- 7.2 Las instalaciones nuevas que no formen parte de la infraestructura eléctrica entregada mediante el presente contrato, ejecutadas con recursos propios de LA EMPRESA, serán de propiedad de LA EMPRESA.
- 7.3 Los componentes reemplazados o reparados como resultado del mantenimiento de las instalaciones entregadas en administración mediante el presente contrato, serán de propiedad de LA PROPIETARIA.

### **8. GARANTIAS**

La zona de concesión otorgada a LA EMPRESA se constituye en garantía del presente convenio, según las obligaciones y responsabilidades inherentes establecidas en la Ley de

Concesiones Eléctricas, de acuerdo a lo establecido en el numeral 4.1. a). de este Contrato.

Asimismo, LA EMPRESA garantiza el cumplimiento del presente contrato, constituyendo una garantía en forma de Prenda Mercantil sobre un (01) Grupo Térmico de propiedad de LA EMPRESA, cuyas características se adjuntan al presente contrato.

## 9. FUERZA MAYOR

Si durante la vigencia del Contrato se produjeran eventos de fuerza mayor debidamente comprobados u otra situación de carácter fortuito que perjudiquen las condiciones técnicas y/o económicas de operación de las obras entregadas en administración, las partes acordarán las modificaciones al presente contrato que sean necesarias mediante una Addenda.

## 10. INCUMPLIMIENTOS Y RESOLUCION DEL CONTRATO

### Incumplimientos por parte de LA EMPRESA

Las partes acuerdan que en caso de incumplimiento de lo estipulado en el presente Contrato, LA EMPRESA pagará como indemnización a LA PROPIETARIA por los daños y perjuicios ocasionados de acuerdo a lo siguiente:

- a) En caso de incumplimiento de las obligaciones y responsabilidades asumidas por LA EMPRESA de servicio público de electricidad, LA EMPRESA pagará el 1% del "valor del proyecto" donde se hubiere efectuado el incumplimiento. Se entiende como "valor del proyecto" el valor de liquidación del proyecto específico (que incluye los costos indirectos) presentado a LA PROPIETARIA por la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas o por la entidad del Estado que haya ejecutado las obras.
- b) En caso LA EMPRESA incumpla en forma reiterada las obligaciones y responsabilidades a su cargo, se ejecutará la garantía del contrato.
- c) El incumplimiento por parte de la EMPRESA dará lugar a la resolución del Contrato, si dentro de los diez días útiles no se subsana dicho incumplimiento.

### 10.2 Incumplimientos por parte de LA PROPIETARIA.

En caso LA PROPIETARIA no cumpliera con lo estipulado en el presente contrato, LA EMPRESA queda facultada a suspender el cumplimiento de las obligaciones contraídas, en el presente contrato, para el proyecto o proyectos cuyas

obligaciones no se cumplan, por el tiempo que dure el incumplimiento de LA PROPIETARIA; sin perjuicio de lo estipulado en el numeral 15.3 de este Contrato.

Del mismo modo, queda expresamente establecido que las multas así como cualquier perjuicio que pudiese generar a terceros, la suspensión del servicio como consecuencia del incumplimiento de LA PROPIETARIA será única y exclusiva responsabilidad de ésta.

## 11. INDEMNIZACION A FAVOR DE LA PROPIETARIA

En caso de Resolución del Contrato por causa imputable a LA EMPRESA, ésta además de devolver las instalaciones en perfecto estado de conservación, salvo el desgaste natural de las mismas, deberá indemnizar a LA PROPIETARIA por un monto equivalente al 10% del valor de las instalaciones recibidas en administración, que se indica en el expediente técnico del proyecto.

DINELSA  
VICTOR  
NAVARRO  
VALDIVIA

### 12. SOLUCION DE CONTROVERSIAS

Toda controversia o discrepancia respecto a la ejecución, interpretación o cumplimiento, incluidas su nulidad o invalidez, del presente Contrato, que no pueda ser resuelta por las partes después de su negociación en buena fe, por un período no mayor de treinta (30) días calendario, será llevada a un arbitraje de derecho con la notificación escrita por una parte a la otra para acogerse a la presente cláusula. Cada parte tiene la obligación de nombrar a su árbitro dentro de los diez (10) días hábiles siguientes de recibida la notificación de la otra parte. En caso de no nombrar, cualquiera de las partes a su árbitro dentro del plazo antes señalado, éste será nombrado por el Centro de Arbitraje Nacional e Internacional de la Cámara de Comercio de Lima, con arreglo a sus reglamentos de conciliación y arbitraje.

Luego del nombramiento de los dos árbitros, éstos deberán designar a un tercer árbitro, el cual será el presidente del Tribunal Arbitral. En caso no se pongan de acuerdo, en un plazo de quince (15) días hábiles con respecto al nombramiento del tercer árbitro, éste será nombrado por el Centro mencionado en el párrafo anterior. El Tribunal Arbitral tendrá un plazo de noventa (90) días calendario desde su instalación para llegar a un acuerdo del laudo arbitral, el cual será inapelable y definitivo. Asimismo, el Tribunal puede quedar encargado de determinar con precisión la controversia.

El Arbitraje se llevará a cabo de conformidad con los reglamentos de conciliación y arbitraje del Centro de Arbitraje Nacional e Internacional de la Cámara de Comercio de Lima y en su defecto por las normas señaladas en la Ley General de Arbitraje, Ley No. 26572.

11975  
11/10/2011

El laudo arbitral deberá señalar a quién le corresponde los gastos y costos correspondientes al arbitraje.

El lugar del arbitraje será en la ciudad de Lima, Perú y el idioma que se utilizará en el procedimiento arbitral será el castellano.

### 13. CESION DE POSICION CONTRACTUAL

Durante el plazo de vigencia del presente Contrato, LA PROPIETARIA podrá ceder los derechos y obligaciones adquiridos bajo este Contrato sin necesidad de contar con la aprobación previa de LA EMPRESA.

En conclusión, las partes acuerdan que LA PROPIETARIA o quién la suceda, estarán facultados a ceder sus derechos y obligaciones a otra empresa, entidad u organismo del Estado Peruano, sin excepción, ni restricción alguna.

ADINELSA  
VICTOR  
NAVARRO  
VALDIVIA  
ADM y Finanzas

#### VIGENCIA

El presente Convenio entrará en vigencia en la fecha de su suscripción y tendrá un plazo de 06 (seis) meses, pudiendo renovarse por un periodo similar, previo acuerdo entre las partes, a través de una Addenda.

ADINELSA  
JOSE  
RAUJANAL  
ABENIO  
ADM

#### 15. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

- 15.1 En forma previa a la ejecución del presente Contrato, se entregará bajo inventario físico valorizado los equipos, maquinaria, infraestructura y materiales a LA EMPRESA, debiendo suscribir las partes el Acta de entrega – recepción correspondiente.
- 15.2 LA EMPRESA está obligada a entregar a LA PROPIETARIA la información técnica y contable generada de las actividades propias de la comercialización. Asimismo, dará todas las facilidades para la inspección física de las instalaciones comprendidas dentro del presente contrato y la verificación de los documentos técnico – contables, a solo requerimiento de LA PROPIETARIA.
- 15.3 LA PROPIETARIA no tendrá ninguna responsabilidad con el personal de LA EMPRESA siendo los reclamos de cualquier naturaleza, de responsabilidad exclusiva de esta última. LA PROPIETARIA no contrae obligación alguna por concepto de remuneraciones, derechos provisionales u otras obligaciones laborales, respecto del personal que presta servicios para LA EMPRESA.

ADINELSA  
ADM

## 16. JURISDICCION

Para los efectos del presente contrato, las partes se someten exclusivamente a la jurisdicción de los Juzgados y Tribunales del Distrito Judicial de Lima.

## 17. OTROS




El presente contrato será elevado a Escritura Pública en el término de treinta (30) días de su firma, siendo los gastos notariales de cuenta de LA EMPRESA.

En señal de conformidad, suscriben el presente contrato los representantes de las partes.

Lima, 02 de marzo del 2000.

  
 .....  
 LA PROPIETARIA

ELECTRO TOCACA S.A.  
  
 .....  
 Juan P. Cuello Carrasco  
 Gerente General  
 .....  
 LA EMPRESA

**ADDENDUM AL CONTRATO N° 004-2000 PARA LA COMERCIALIZACION y OPERACIÓN  
DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE TOCACHE**

Conste por el presente documento un Addendum al Contrato N° 004-00 para la comercialización del suministro eléctrico de las localidades de Pequeño Sistema Eléctrico de Tocache, que suscriben de una parte la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S. A. – ADINELSA, Empresa Estatal de Derecho Privado, con RUC N° 20425809882 y con domicilio en Prolongación Pedro Miotta N° 421, San Juan de Miraflores, en adelante **ADINELSA** representada por su Gerente General Ing Mijail Carrasco Gamarra, identificado con L.E. N° 23965641 y por otra parte la Empresa de Servicio de Electricidad de Tocache – ELECTROTOCACHE S.A., con RUC N° 20143611893 que en adelante se llamará **LA EMPRESA**, representado por su Gerente General, Juan Darío Cocha Carrasco identificado con L.E. N° 00962981, en los términos y condiciones siguientes:

**PRIMERA.-** Con fecha 02 de marzo del 2000, se suscribió el Contrato de Administración N° 004-00, entre la Empresa de Servicio de Electricidad de Tocache S.A. y la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A., por un período de seis (06) meses, el mismo que concluyó el 02.09.00.

**SEGUNDA.-** Por el presente documento, ambas partes convienen en modificar la cláusula N° 14, del Contrato de Administración indicado en la Cláusula Primera, quedando de la siguiente forma:

El presente Convenio entra en vigencia en la fecha de su suscripción y tendrá un plazo de 18 meses, pudiendo renovarse por períodos anuales, previo acuerdo de las partes.

**TERCERA.-** En caso Electrotocache S.A. asuma la administración de la localidad de Uchiza y anexos, previo acuerdo con la Municipalidad de Uchiza, ADINELSA facturará a Electrotocache, por la utilización de las redes que se encontraban a cargo de la Municipalidad de Uchiza, bajo el Contrato suscrito con dicha Municipalidad, en las mismas condiciones que las establecidas en el Contrato de Administración N° 004-00

En señal de conformidad, ambas partes suscriben el presente documento a los 02 días del mes de setiembre del 2000.

Por ADINELSA

  
**MIJAIL CARRASCO GAMARRA**  
Gerente General  
**ADINELSA**

Por ELECTROTOCACHE S.A.

**ELECTRO TOCACHE S. A.**  
  
**Juan D. Cocha Carrasco**  
GERENTE GENERAL

**ADDENDA N° 02 AL CONTRATO DE ADMINISTRACION N° 004-2000 PARA LA  
COMERCIALIZACION, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL PEQUEÑO SISTEMA  
ELECTRICO TOCACHE**

Conste por el presente documento la Addenda N° 02 al CONTRATO DE ADMINISTRACIÓN N° 004-2000, que celebran, de una parte la Empresa de Servicio de Electricidad de Tocache S.A. – ELECTRO TOCACHE S.A., con RUC N° 14361189, con domicilio en Jr. Tocache N° 403, del Distrito y Provincia de Tocache, departamento de San Martín, representada por su Gerente General Juan Darío Cocha Carrasco, identificado con L.E. N° 00962981, según poder inscrito en la Partida N° 13258 del Libro de Sociedades del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Juanjuí, a la que en adelante se denominará "ELECTRO TOCACHE"; y de otra parte, La Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A - ADINELSA, con RUC N° 42580988, con domicilio en prolongación Pedro Miotta N° 421, San Juan de Miraflores, debidamente representada por su Gerente General, Sr. Miguel Angel Vásquez Núñez identificado con D.N.I. N° 10314129, designado por Acta de Sesión de Directorio N° 093 de ADINELSA de fecha 10/09/2002, a la que en adelante se denominará "ADINELSA", en los términos y condiciones siguientes:

Gerente General

**PRIMERA**

Con fecha 02/03/2000, se suscribió el Contrato de Administración N° 004-2000, entre la empresa de Servicio de Electricidad de Tocache S.A. – ELECTRO TOCACHE S.A. y la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. - ADINELSA, para la comercialización, operación y mantenimiento del Pequeño Sistema Eléctrico Tocache I Etapa, por un período de seis (06) meses. En fecha 02/09/2000, se suscribe la Addenda N° 01 ampliando el plazo de vigencia a 18 meses, el mismo que concluyó el 02/09/2001.

Gerente General

**SEGUNDA**

ADINELSA hace de conocimiento de ELECTRO TOCACHE S.A. que de acuerdo a la Liquidación Comercial calculado por ADINELSA en función a los datos proporcionados por ELECTROTOCACHE, la deuda contractual acumulada al 02.09.2001 es de S/. 108,358.00 Nuevos Soles. Estando pendiente la negociación de los costos de operación y mantenimiento que ADINELSA reconocería a ELECTRO TOCACHE S.A., a partir del 03-09-2001. Así como, el cálculo de la deuda en dicho período, hasta la fecha de vigencia de la presente Addenda.

**TERCERA**

Por la presenta Addenda, ambas partes convienen en ampliar el plazo de vigencia del Contrato de Administración N° 004-2000, en Vía de Regularización, desde el 03 de setiembre del 2001 hasta el 31 de diciembre del 2002, pudiendo renovarse por periodos anuales, previo acuerdo entre las partes, a través de la suscripción de la Addenda correspondiente.

**CUARTA**

Quedan vigentes los demás acápite del Contrato, que no se opongan a la presente Addenda.

En señal de conformidad, ambas partes suscriben el presente documento a los 13 días del mes noviembre del 2002.

**Por ADINELSA**

**Por ELECTRO TOCACHE S.A.**



## **ANEXO E**

**GERENCIA TÉCNICA  
PLAN ANUAL DE CONTRATACIONES 2011**

ITEM	TIPO PROCESO	OBJETO	PROYECTO	SINOPSIS DE DESCRIPCIÓN TÉCNICA	MONTOS PRESUPUESTADO (S/)	IGV	VALOR REFERENCIAL (S/)
1	LP	Bienes	SER Amazonas- Calamarca	Adquisición de Válvulas, Tarjeta de Control y Regulación de velocidad	420,000.00	79,800.00	499,800.00
6	LP	Bienes	CH San Francisco	Equipamiento Hidroeléctrico	500,000.00	95,000.00	595,000.00
8	LP	Bienes	C.H. Cádiz	Adquisición Equipamiento Hidroeléctrico para Ampliación CH Cádiz	681,880.00	125,757.20	787,637.20
13	ADS	Obra	PSE Chilete II Etapa	Adecuación de distancias de seguridad y AP	256,363.64	48,709.09	305,072.73
14	ADS	Obra	LT 60 KV Bagua-Bagua Grande	Reubicación de Estructuras (Presupuesto, 2010)	168,000.00	31,920.00	199,920.00
15	ADS	Obra	PSE Cajabamba, San Marcos Huamachuco	Adecuación de distancias de seguridad y AP(Presupuesto, 2010)	282,732.00	53,719.08	336,451.08
16	ADP	Obra	PSE Chulucanas I etapa	Adecuación de distancias de seguridad y Alumbrado Público	442,473.64	84,069.99	526,543.63
17	ADS	Obra	PSE Lonya Grande	Adecuación de distancias de seguridad y Alumbrado Público(Presupuesto, 2010)	146,000.00	27,740.00	173,740.00
18	ADS	Obra	CH Catilluc-Tongod	Ampliación CH Catilluc - Tongod (Presupuesto, 2010)	412,500.00	78,375.00	490,875.00
19	LP	Obra	Línea de Transmisión en 60 KV Chiclayo-Pomalca-Tumán-Cavallí	Adecuación de Distancias de Seguridad	1,201,131.82	228,215.05	1,429,346.86
21	ADS	Obra	PSE Oxapampa	Adecuación de distancias de seguridad y AP	120,000.00	22,800.00	142,800.00
22	AMC	Obra	PSE Villa Rica	Adecuación de distancias de seguridad y AP	78,181.82	14,854.55	93,036.36
23	ADS	Consultoría de Obra	CH Cádiz	Estudio Definitivo: Ampliación CH Cádiz en 1,2 MW	65,000.00	12,350.00	77,350.00
24	AMC	Servicios	CH Urumba	Perfil: CH Urumba II	25,000.00	4,750.00	29,750.00
25	ADS	Servicios	PSE Jaén I Etapa	Adecuación de distancias de seguridad y Ampliación de Alumbrado Público	35,000.00	6,650.00	41,650.00
26	AMC	Servicios	Línea Primaria Conia Cohechan y Lonya Chico Inadecuada	Adecuación de Distancias de Seguridad	25,000.00	4,750.00	29,750.00
28	AMC	Servicios	PSE Chachapoyas II Etapa-Eje Oriente	Perfil: Línea en 22,9 KV CH. Cádiz-C.T. Chachapoyas(Presupuesto,2010)	25,000.00	4,750.00	29,750.00
29	AMC	Servicios	PSE Bagua I Etapa	Adecuación a Normatividad Vigente (Presupuesto, 2010)	25,555.00	4,855.45	30,410.45
30	ADS	Servicios	PSE Illimo II Etapa	Adecuación a Normatividad Vigente(Presupuesto,2010)	25,000.00	4,750.00	29,750.00
31	ADS	Servicios	PSE Chachapoyas II Etapa	Adecuación a Normatividad Vigente(Presupuesto,2010)	25,000.00	4,750.00	29,750.00
32	ADS	Servicios	PSE Cajamarca, Asunción-Cospán	Adecuación a Normatividad Vigente(Presupuesto,2010)	25,000.00	4,750.00	29,750.00
33	ADS	Servicios	LT 60 KV Bagua-Jaén	Reformulación estudio Pre-Inversión: Reubicación de Estructuras	35,000.00	6,650.00	41,650.00
35	AMC	Servicios	CH San Balvín	Perfil: CH San Balvín II	20,000.00	3,800.00	23,800.00
39	ADS	Consultoría de Obra	Línea de Transmisión en 60 KV Chiclayo-Pomalca-Tumán-Cavallí	Supervisión de la obra Adecuación de Distancias de Seguridad	70,000.00	13,300.00	83,300.00
40	ADS	Consultoría de Obra	PSE Chilete II Etapa	Supervisión de la obra Adecuación de distancias de seguridad y AP	28,000.00	5,320.00	33,320.00
41	AMC	Consultoría de Obra	LT 60 KV Bagua-Bagua Grande	Reubicación de Estructuras (Presupuesto,2010)	16,800.00	3,192.00	19,992.00
42	ADS	Consultoría de Obra	PSE Cajabamba, San Marcos Huamachuco	Adecuación de distancias de seguridad y AP(Presupuesto,2010)	27,900.00	5,301.00	33,201.00
43	AMC	Consultoría de Obra	PSE Lonya Grande	Supervisión de obra Adecuación de distancias de seguridad y Alumbrado Público(Presupuesto,2010)	14,000.00	2,660.00	16,660.00
44	ADS	Consultoría de Obra	PSE Chulucanas I etapa	Supervisión de obra Adecuación de distancias de seguridad y Alumbrado Público	48,600.00	9,234.00	57,834.00
45	ADS	Consultoría de Obra	CH Catilluc-Tongod	Supervisión Ampliación CH Catilluc - Tongod (Presupuesto, 2010)	40,000.00	7,600.00	47,600.00
46	AMC	Consultoría de Obra	PSE Canta	Adecuación de distancias de seguridad y AP	20,000.00	3,800.00	23,800.00
47	AMC	Consultoría de Obra	PSE Oxapampa	Adecuación de distancias de seguridad y AP	13,000.00	2,470.00	15,470.00
48	AMC	Servicios	CH Quanda	Estudio de Ingeniería para la medición de Potencia Efectiva de CH Quanda	21,000.00	3,990.00	24,990.00
49	AMC	Servicios	CH Muyo	Estudio de Ingeniería para la medición de Potencia Efectiva de CH Muyo	21,000.00	3,990.00	24,990.00
50	ADS	Servicios	Suministro DGER/ MEM	Consultoría: Inventario Convenios Tripartitos	55,000.00	10,450.00	65,450.00
51	ADS	Servicios	PSE San Francisco y Santa Rosa Palmapampa	Diagnostico de Redes de Distribución	50,000.00	9,500.00	59,500.00
56	ADS	Servicios	Centrales Térmicas	Mantenimiento Grupos Térmicos	45,000.00	8,550.00	53,550.00
57	ADS	Servicios	Electrificación PSE Marcona, Justo Pastor y Villa Hermosa	Mantenimiento redes de distribución	60,000.00	11,400.00	71,400.00
62	ADS	Servicios	Instalaciones Administradas por DistriLuz	Inspección Gestión Operativa de Instalaciones Administradas por DistriLuz	50,000.00	9,500.00	59,500.00
					<b>7,398,456.09</b>	<b>1,405,326.66</b>	<b>8,801,782.75</b>

## **ANEXO F**

## CONVENIO N° - 007 - 2010

### CONVENIO PARA LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES ELECTRICAS DE PROPIEDAD DE ADINELSA UBICADAS EN LAS PROVINCIAS DE HUAURA, BARRANCA Y OYON

Conste por el presente documento un Convenio para la operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas de propiedad de ADINELSA ubicadas en las provincias de Huaura, Barranca y Oyón, que suscriben de una parte la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. ADINELSA, empresa estatal de derecho privado, con RUC N° 20425809882 y con domicilio en Prolongación Pedro Miotta N° 421, San Juan Miraflores, debidamente representada por su Gerente General Ing°. José Julio Rodríguez Figueroa, identificado con D.N.I. N° 07899615 que en adelante se denominará **LA EMPRESA** y de la otra parte la Municipalidad del Centro Poblado Menor de Picoy, ubicado en la Plaza Mayor s/n, del Centro Poblado Picoy, Distrito de Santa Leonor, Provincia de Huaura, Departamento de Lima, con RUC N° 20530736114, que en adelante se llamará **LA MUNICIPALIDAD**, representado por su Alcalde Sr. Juster Francisco Retuerto Mena, identificado con D.N.I. N° 07526292, en los términos y condiciones siguientes:

#### PRIMERA CLAUSULA: OBJETO

1.1 El objeto del presente Convenio es encargar a **LA MUNICIPALIDAD**, la operación y mantenimiento de los Pequeños Sistemas Eléctricos Santa Leonor, Huaura Sayan II Etapa, Atavillos Alto, Caldera, Valle Purmacana - Supe, Electrificación Rural de Barranca, Central Hidroeléctrica de Santa Leonor, Línea de Transmisión 66 kV Huacho Andahuasi y Sub Estación 66/22.9/10 kV Andahuasi.

1.2 Asimismo encargar las labores de comercialización necesarias para el servicio público de electricidad a las localidades pertenecientes al:

- ✓ PSE Santa Leonor: Jucul, Parquín, Chiuchin, Picoy Huancahuasi, Maraynillog, Mayobamba, San Benito, Pachangara, Palpas, Curay, Huacho sin Pescado, Taucur, Acain, Maray, Tulpay, Canin, Tongos, Lacsaura, Puñun, Baños de Andajes, Caujul, Aguar Pumahuain, Navan, Lancha, Liple, Conchao, Puna, Paccho, Ulancay, Puctor, Llamay, Huacar, La Campiña, La Perla, Muzga, Lacsanga, Ayaranga, Cochamarca, Yarucaya, Colcapampa, Quilca.
- ✓ PSE Huaura Sayán II Etapa: Balconcillo, Vilcahuaura, Acaray, Huacan, Pampa Fuera, San Jorge, San Jose de Rontoy, Santa Juana, Santa Rosalia, Sarape, Quintay, Tres Montones.
- ✓ PSE Atavillos Alto: Chisque, Passac, Rancatama
- ✓ Electrificación Caldera
- ✓ Electrificación Valle Purmacana – Supe, Río Seco, Santo Domingo, Virgen del Rosario, Virgen de las Mercedes, Jesús de Nazaret, Venado Muerto, Víctor, Villa los Ángeles.

- ✓ Electrificación Rural de Barranca
- ✓ Otras electrificaciones ubicadas en la jurisdicción de las provincias de Huaura y Oyón, construidas por la Dirección General del Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas, Gobierno Regional de Lima, Gobiernos Locales, Núcleos Ejecutores u otras entidades del Estado y que sean entregadas a LA EMPRESA en el marco de la Ley de Electrificación Rural.

## **SEGUNDA CLAUSULA: ANTECEDENTES**

- 2.1 **LA MUNICIPALIDAD** es una persona jurídica de derecho público con autonomía económica y administrativa en los asuntos de su competencia que, de acuerdo a los artículos 10°, 65° y 71° de la Ley Orgánica de Municipalidades, está facultada para organizar, reglamentar y administrar los servicios públicos de su localidad, asegurando la prestación del servicio de alumbrado público y el suministro de energía domiciliaria.
- 2.2 **LA EMPRESA** es una empresa estatal de derecho privado constituida de acuerdo a las leyes de la República del Perú bajo la forma de sociedad anónima, que administra obras ejecutadas por la Dirección General del Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas, Gobiernos Regionales, Gobiernos Locales y otras entidades del Estado, destinadas a la ampliación de la frontera eléctrica a nivel nacional.
- 2.3 **LA EMPRESA** ha recepcionado las instalaciones indicadas en el numeral 1.2 de parte de la Dirección General del Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas, Gobiernos Regionales y Gobiernos Locales, mediante Resoluciones Ministeriales, Actas de Recepción y Convenio Específicos, para su administración.

## **TERCERA CLAUSULA: OBLIGACIONES**

### **DE LA EMPRESA**

**LA EMPRESA** emitirá mensualmente los recibos por consumo de energía eléctrica de las localidades indicadas en el numeral 1.2, haciendo uso de su razón social y RUC, considerando los importes calculados en base a las lecturas y consumos registrados en los medidores de energía eléctrica o la estimación de pensión fija que corresponda, aplicando las tarifas reguladas por OSINERG\_GART

Dicha facturación constituye los ingresos obtenidos por parte de **LA EMPRESA** por la explotación de la infraestructura indicada en el numeral 1.1, en su condición de propietaria y/o administradora

**LA EMPRESA** emitirá mensualmente las facturas a los suministradores del Área de Demanda N° 6, por los ingreso de la Línea de Transmisión 66 kV Huacho Andahuasi y Sub Estación 66/22.9/10 kV Andahuasi, en calidad de titular, de conformidad a lo establecido en la resolución N°184-2009 OS/CD y N° 279-2009 OS/CD de OSINERGMIN u otras que la modifiquen, referidos a las compensaciones y peajes de las Líneas de Transmisión Secundaria y Líneas de

Transmisión Complementarias. La cobranza de las facturas antes referidas será efectuada directamente por **LA EMPRESA**.

- 3.2 **LA EMPRESA** se compromete a asegurar las instalaciones contra todo riesgo, para lo cual y en caso de siniestro **LA MUNICIPALIDAD** deberá comunicar a la brevedad los hechos acontecidos.

#### DE LA MUNICIPALIDAD

- 3.3 **LA MUNICIPALIDAD** efectuará mensualmente las labores comerciales de: toma de lectura, reparto de recibos, promoción, atención de reclamos y cobranza mensual a los usuarios de las localidades indicadas en el numeral 1.2 de la primera cláusula del presente convenio, de acuerdo al cronograma que se establezca, debiendo transferir el monto recaudado directamente a la cuenta corriente en moneda nacional N° 0-000343560 que **LA EMPRESA** mantiene en el Banco de la Nación, dentro de los 15 días siguientes a la fecha de vencimiento consignada en las facturas. Los clientes mayores en baja tensión y media tensión, depositarán el pago de sus recibos directamente a la cuenta de **LA EMPRESA** y en casos especiales **LA MUNICIPALIDAD** podrá previa coordinación y aprobación de **LA EMPRESA** efectuar dicha cobranza.

Así mismo, **LA MUNICIPALIDAD** efectuará el mantenimiento de la infraestructura indicada en el numeral 1.1, en su condición de operador, debiendo preservar los equipos y maquinarias e informar oportunamente las averías y desperfectos por escrito, a fin de que **LA EMPRESA** tome las medidas correspondientes y/o autorice las acciones a ejecutar.

- 3.4 **LA MUNICIPALIDAD** garantiza la custodia y el buen manejo de los fondos recaudados y es solidariamente responsable del déficit derivado por malos manejos y practicas desleales de los trabajadores a su cargo.
- 3.5 Por los servicios operativos y de mantenimiento descritos **LA MUNICIPALIDAD** emitirá su factura la cual deberá ser cancelada por **LA EMPRESA** al cierre de la liquidación económica, luego de deducir las retenciones legales y tributarias aplicables, depositando el saldo a favor de la **LA MUNICIPALIDAD** en un plazo máximo de siete días calendarios posteriores a la fecha de liquidación.

Con la finalidad de evitar observaciones por parte de los organismos de Control, Fiscalización y Auditoría de la Gestión Municipal, así como cautelar los fondos transferidos por **LA EMPRESA** por concepto de servicios operativos y de mantenimiento, **LA MUNICIPALIDAD** deberá aperturar una Cuenta Corriente Bancaria a nombre de la respectiva Municipalidad, en el Banco de su preferencia, debiendo comunicar a **LA EMPRESA** oportunamente.

- 3.6 Para el cumplimiento de las labores encomendadas **LA MUNICIPALIDAD** contratará al personal técnico necesario cuya designación y retribución económica mensual será coordinado previamente por **LA EMPRESA**.
- 3.7 **LA MUNICIPALIDAD** podrá realizar trabajos de emergencia, previamente calificada por **LA EMPRESA**, en salvaguarda de las instalaciones encargadas, informando oportunamente de lo realizado.

- 3.8 **LA MUNICIPALIDAD** no podrá emitir recibos provisionales ni hacer exoneraciones de pago por el consumo de energía eléctrica, de acuerdo a lo establecido en el artículo 82° de la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25884. Dicha consideración alcanza a los suministros definitivos y temporales, en este último caso **LA MUNICIPALIDAD** comunicará a **LA EMPRESA** para su facturación bajo el rubro de ingresos extraordinarios.
- 3.9 **LA MUNICIPALIDAD** por su cuenta y cargo, encarga a **LA EMPRESA** la convocatoria e implementación de los procesos necesarios para la adquisición de los implementos de seguridad e higiene ocupacional en cumplimiento a lo establecido en el Título III y V del Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Sub Sector Electricidad (RHOSSE), aprobado por RM N° 263-2001-EM/VME; así como de otros bienes y servicios que sean requeridos para las labores de mantenimiento y operación de las instalaciones de propiedad de **LA EMPRESA**.

#### **CUARTA CLAUSULA : LIQUIDACIÓN ECONOMICA**

##### **4.1 Costos de Comercialización**

**LA EMPRESA** pagará a **LA MUNICIPALIDAD** en cada proceso de facturación, una comisión por cobranza de acuerdo a los siguientes porcentajes:

<b>% de recibos cobrados respecto al número de recibos emitidos</b>	<b>S/. / por cada recibo cobrado</b>
Hasta 80 %	0.30
81 % - 85 %	0.35
86 % - 90 %	0.40
91 % - 92 %	0.45
93 % - 95 %	0.50
96 % - 97%	0.55
98 % - 100 %	0.60

Asimismo, se pagará a **LA MUNICIPALIDAD** S/. 0.25 (veinticinco céntimos de nuevo sol) por cada lectura de medidor, S/. 0.20 (veinte céntimos de nuevo sol) por cada reparto de recibo, S/. 5.00 (cinco con 00/100 nuevos soles) por cada corte y reconexión, S/. 300.00 (trescientos con 00/100 nuevos soles) por concepto de movilidad y viáticos por entrega y recepción de la información en la ciudad de Lima a la liquidación de la respectiva cobranza.

**LA EMPRESA** reconocerá a **LA MUNICIPALIDAD**, los gastos administrativos por los servicios de oficina y personal para la atención al cliente en Picoy y Huacho, la suma de S/. 1,000.00 (un mil y 00/100 Nuevos Soles), mensualmente, y por asesoramiento contable la suma de S/. 500.00 (quinientos y 00/100 Nuevos Soles) mensualmente.

##### **Costos de Operación y Mantenimiento**

Los costos de operación y mantenimiento de la infraestructura indicada en el numeral 1.1, serán reconocidos a **LA MUNICIPALIDAD**, siempre en cuando ésta

DINELSA  
 DR. JOSÉ  
 FIGUEROA

ASESOR LEGAL

CUMPLIDA

DINELSA

sustenta dichos gastos documentadamente previa aprobación por parte de **LA EMPRESA**.

Los costos de custodia operación y mantenimiento de la Línea de transmisión 66 kV Huacho-Andahuasi y Sub estación Andahuasi, los repuestos, materiales y herramientas, serán reconocidos por **LA EMPRESA**, debiendo **LA MUNICIPALIDAD** sustentar dichos costos para su aprobación, mediante una liquidación específica.

Asimismo, se reconocerá la remuneración mensual del personal técnico contratado conforme el numeral 3.6, la misma que incluirá los costos de los seguros de vida en caso de accidentes.

- **LA EMPRESA** reconocerá a **LA MUNICIPALIDAD**, por la supervisión de la operación de la infraestructura indicada en el numeral 1.1, un monto mensual equivalente al 5% (cinco por ciento) del monto total correspondiente a los pagos del personal técnico contratado según el numeral 3.6.
- Con la finalidad de garantizar y optimizar las coordinaciones de la operación y mantenimiento, **LA EMPRESA** reconocerá a **LA MUNICIPALIDAD**, los gastos de comunicación de los teléfonos instalados en la Sub Estación Andahuasi y en oficina de coordinación del Pequeño Sistema Eléctrico Santa Leonor, previa verificación de los registros de llamadas.
- Con la finalidad de efectuar la operación y mantenimiento de la infraestructura indicada en el numeral 1.1, **LA EMPRESA** reconocerá a **LA MUNICIPALIDAD** por concepto de servicio de movilidad con camioneta un monto máximo de S/. 5,900.00 (Cinco Mil Novecientos y 00/100 Nuevos Soles) al mes y por alquiler de motocicletas un monto máximo de S/. 3,850.00 (Tres Mil Ochocientos Cincuenta con 00/100 Nuevos Soles) al mes, dichos montos incluyen combustible, seguros e IGV. El uso de las movilidades serán exclusivamente para las labores de mantenimiento y operación de las instalaciones antes indicadas, las mismas que estarán a cargo del ingeniero responsable durante todo el mes. La selección de la unidad móvil deberá contar con la aprobación de **LA EMPRESA**. Para el reconocimiento del pago, **LA MUNICIPALIDAD** deberá presentar las facturas correspondientes y un informe sustentatorio de las labores y los desplazamientos efectuados. Dicho informe deberá contar con la conformidad de **LA EMPRESA**.

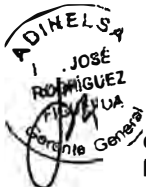


#### Liquidación Económica

La liquidación económica correspondiente a los costos comerciales y los costos de operación y mantenimiento, deberán ser aprobadas por **LA EMPRESA**.

#### QUINTA CLAUSULA : DEL PERSONAL

En cumplimiento al Decreto Legislativo N° 1057, **LA MUNICIPALIDAD** contratará mediante Contratos Administrativos de Servicios (CAS) al personal necesario para la operación y mantenimiento de las instalaciones encomendadas mediante el presente convenio. Es responsabilidad de **LA MUNICIPALIDAD** el cumplimiento de dicho Decreto Legislativo.





**LA EMPRESA** no tiene ninguna responsabilidad con el personal de **LA MUNICIPALIDAD** o que sea contratado por ésta, para el cumplimiento del Convenio. **LA EMPRESA** no contrae ninguna responsabilidad con respecto a remuneraciones, derechos previsionales u otras obligaciones laborales o judiciales, respecto al personal que contrate **LA MUNICIPALIDAD** o que realice las tareas referidas al Convenio.

**SEXTA CLAUSULA : VIGENCIA Y RESOLUCIÓN DEL CONVENIO**

**6.1 MODIFICACIONES Y RESOLUCION DEL CONVENIO**

Las modificaciones que las partes de común acuerdo desean incorporar al presente Convenio, se realizarán por acuerdos complementarios y entrarán en vigencia a su firma a través de la respectiva Addenda.

Ya sea por incumplimiento o voluntad propia, el presente contrato podrá ser resuelto por cualquiera de las partes, previa comunicación por escrito con treinta (30) días de anticipación, salvo en los casos que los fondos económicos presenten inminente riesgo la resolución podrá ser consentido antes de dicho plazo. Esta forma de resolución no implica pago de indemnización alguna.

**6.2 VIGENCIA**

El Presente Convenio entrará en vigencia el primero de marzo del 2010 y quedará renovado automáticamente por periodos anuales, salvo que alguna de las partes manifieste por escrito su intención de no renovarlo, con treinta (30) días de anticipación.

**SÉPTIMA CLAUSULA: DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS**

7.1. Las partes se someten expresamente a la Jurisdicción de los Jueces y Tribunales de la Ciudad de Lima, para cualquier efecto derivado del presente convenio, renunciando a cualquier otro fuero.

7.2 Este Convenio se modificará en sus términos, por acuerdo de ambas partes según los requerimientos que se presenten.

7.3 Los aspectos no tratados en el presente Convenio, se solucionarán mediante acuerdo escrito entre las partes.

Las partes declaran que en el presente convenio no ha mediado ningún vicio de la voluntad que lo pueda invalidar de manera posterior, el cual se firma por duplicado

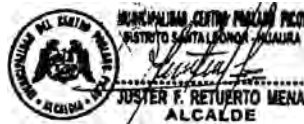
En señal de conformidad, ambas partes suscriben el presente documento a los 26 días del mes de febrero del 2010.

**Por LA EMPRESA**

**Por LA MUNICIPALIDAD**



Ing. José Rodríguez Figueroa  
Gerente General  
ADINELSA



MUNICIPALIDAD CENTRO PUNTAO PUNO  
DISTRITO SANTA ROSA - ALCAIDE  
JUSTO F. RETURTO MENA  
ALCALDE






## ADDENDUM N° 01 AL CONVENIO N°- 004- 2010

### CELEBRADO CON LA MUNICIPALIDAD DEL CENTRO POBLADO MENOR DE PICOY

Conste por el presente Addendum N° 01 al Convenio N° 004 – 2010, que suscriben de una parte la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S. A. – ADINELSA, con RUC N° 20425809882, con domicilio en Prolongación Pedro Miotta N° 421, San Juan de Miraflores, debidamente representada por su Gerente General Ing° José Julio Rodríguez Figueroa, identificado con D.N.I. N° 07899615, según poder inscrito en la Partida Electrónica N° 11099911, del Registro de Personas Jurídicas del Libro de Sociedades Mercantiles de Lima, que en adelante se denominará **LA EMPRESA** y de la otra parte la Municipalidad del Centro Poblado Menor de Picoy, ubicado en la Plaza Mayor s/n, del Centro Poblado Picoy, Distrito de Santa Leonor, Provincia de Huaura, Departamento de Lima, con RUC N° 20530736114, que en adelante se llamará **LA MUNICIPALIDAD**, representado por su Alcalde Sr. Juster Francisco Retuerto Mena, identificado con D.N.I. N° 07526292, en los términos y condiciones siguientes:

#### PRIMERA CLAUSULA: ANTECEDENTES

Con fecha 26 de Febrero del 2010, **LA EMPRESA** suscribió con **LA MUNICIPALIDAD** el Convenio N° 004-2010 para la operación y mantenimiento de los Pequeños Sistemas Eléctricos Santa Leonor, Huaura Sayan II Etapa, Atavillos Alto, Caldera, Valle Purnacana - Supe, Electrificación Rural de Barranca, Central Hidroeléctrica de Santa Leonor, Línea de Transmisión 66 kV Huacho Andahuasi y Sub Estación 66/22.9/10 kV Andahuasi. Así como para la comercialización del suministro de energía eléctrica de las localidades pertenecientes a los sistemas eléctricos indicados.

Con fecha 04 de enero del 2000, **LA EMPRESA** suscribió con la Municipalidad de Arahuy el Convenio N° 030-1999, con el objeto de encargar la comercialización del suministro de energía eléctrica de las localidades del distrito de Arahuy, así como la operación y mantenimiento de las instalaciones del PSE Canta III Etapa.

Con fecha 31 de Julio del 2003, **LA EMPRESA** suscribió con la Municipalidad de Sumbilca el Convenio N° 008-2003, con el objeto de encargar la comercialización del suministro de energía eléctrica de las localidades del distrito de Sumbilca.

Mediante cartas GG-590-2010 y GG-591-2010, **LA EMPRESA** resolvió los convenios 008-2003 y 030-1999, suscritos con las municipalidades de Sumbilca y Arahuy respectivamente, debido a los incumplimientos contractuales en la ejecución de las liquidaciones comerciales.

#### SEGUNDA CLAUSULA: OBJETO

**LA EMPRESA Y LA MUNICIPALIDAD**, acuerdan incorporar dentro de los alcances del Convenio de Administración N° 004-2010, referido en la Cláusula Primera del presente documento, la comercialización de energía eléctrica, operación y mantenimiento del PSE Canta III Etapa.

#### TERCERA CLAUSULA: MODIFICACION

**LA EMPRESA Y LA MUNICIPALIDAD**, acuerdan modificar el numeral 3.6 en los siguientes términos:


1184

Para el cumplimiento de las labores encomendadas **LA MUNICIPALIDAD** contratará los recursos necesarios cuya designación y retribución económica mensual será coordinado previamente por **LA EMPRESA**.

**CUARTA CLAUSULA: VIGENCIA DE DEMÁS TERMINOS**

Excepto lo modificado por el presente Addendum quedan vigentes los demás términos y condiciones del convenio N° 004-2010, celebrado por ambas partes con fecha 26 de Febrero del 2010, a que se refiere el punto primero del presente Addendum.

En señal de conformidad, ambas partes suscriben el presente documento a los 30 días del mes de Setiembre del 2010.

**Por LA EMPRESA**

na. José Rodríguez Figueroa  
Gerente General  
ADINELSA

**Por LA MUNICIPALIDAD**

MUNICIPALIDAD CENTRAL PUEBLO PRODU  
DISTRITO SANTA LEONOR DE MOURA  
JUSTER F. RETUERTO MENA  
ALCALDE

En el Centro Poblado de Picoy, jurisdicción del Distrito de Santa Leonor Provincia de Huaura, Región Lima, siendo a horas ocho de la mañana del día veinte y ocho de Septiembre del año dos mil diez, se reunieron todos los miembros que conforman el Consejo Municipal encabezado por el Señor Jester Francisco Retuerto Mena en su condición de Alcalde, actuando como Secretario el Sr. Eber Torres Retuerto y como primer Regidor el Señor Hilario Espíritu Núñez, Alan Alecc Alejo Gallardo, el Señor Elmer Patricia Niño Silva, la Señora Kely Collazos Mena y el Señor Elías Alejandrino Retuerto Rosas, después de comprobar el Quórum de Ley se dio por aperturado teniendo como punto de agenda el siguiente:

1.- La ampliación de nuestra administración del P.S.E Canta 3º etapa en coordinación con la Empresa Adinalsa. En primer lugar el Señor Alcalde de Centro Poblado de Picoy puso a consideración de los señores Regidores diciendo que es necesario continuar ampliando nuestra administración y que para ello es importante que aprobemos este planteamiento que les he echo llegar respaldado por la ley orgánica de Municipalidades N° 27972, a continuación hizo uso de la palabra el señor Elías Alejandrino Retuerto Rosas diciendo que es muy importante continuar con este tipo de proyecciones por que contamos con la capacidad para realizamos en este tipo de actividad que es el rubro de Administración.

- Asimismo hizo uso de la palabra el Señor Hilario Espíritu Núñez en su condición de primer Regidor dijo: que también está de acuerdo con celebrar este convenio de la ampliación de administración del P.S.E Canta 3º etapa y que agilizemos en firmar el compromiso así garantizamos que nuestra Municipalidad esta en la capacidad de Administrar esto y mucho mas.

Escuchando estos planteamientos los demás regidores en voz unánime aprobaron este requerimiento Autorizando al Señor Alcalde para que de inmediato se pase a firmar el compromiso correspondiente y que si hubiese que administrar en otros lugares también debería ser aceptada.

Na habiendo otro punto por tratar cedió por concluido la reunión siendo a horas once de la mañana con treinta minutos pasando a firmar los presentes en señal de conformidad.



MUNICIPALIDAD C.P. PICOY  
DISTRITO DE STA. LEONOR - HUaura  
KELY M. COLLAZOS MENA  
DNI 41138717  
REGIDORA

MUNICIPALIDAD C.P. PICOY  
DISTRITO DE STA. LEONOR - HUaura  
ELMER P. NIÑO SILVA  
DNI 09880937  
REGIDOR

MUNICIPALIDAD C.P. PICOY  
DISTRITO DE STA. LEONOR - HUaura  
HILARIO ESPIRITU NUÑEZ  
DNI 18685100  
TENIENTE ALCALDE

MUNICIPALIDAD C.P. PICOY  
DISTRITO DE STA. LEONOR - HUaura  
ALEJANDRINO E. RETUERTO ROSAS  
DNI 18988111

## ADDENDUM N° 02 AL CONVENIO N°- 004- 2010

### CELEBRADO CON LA MUNICIPALIDAD DEL CENTRO POBLADO MENOR DE PICOY

Conste por el presente Addendum N° 02 al Convenio N° 004 – 2010, que suscriben de una parte la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S. A. – ADINELSA, con RUC N° 20425809882, con domicilio en Prolongación Pedro Miotta N° 421, San Juan de Miraflores, debidamente representada por su Gerente General Ing° José Julio Rodríguez Figueroa, identificado con D.N.I. N° 07899615, según poder inscrito en la Partida Electrónica N° 11099911, del Registro de Personas Jurídicas del Libro de Sociedades Mercantiles de Lima, que en adelante se denominará **LA EMPRESA** y de la otra parte la Municipalidad del Centro Poblado Menor de Picoy, ubicado en la Plaza Mayor s/n, del Centro Poblado Picoy, Distrito de Santa Leonor, Provincia de Huaura, Departamento de Lima, con RUC N° 20530736114, que en adelante se llamará **LA MUNICIPALIDAD**, representado por su Alcalde Sr. Juster Francisco Retuerto Mena, identificado con D.N.I. N° 07526292, en los términos y condiciones siguientes:

#### PRIMERA CLAUSULA: ANTECEDENTES

Con fecha 26/02/10 y 30/09/10, **LA EMPRESA** suscribió con **LA MUNICIPALIDAD** el Convenio N° 004-2010 Y Addendum N° 01 respectivamente para la operación y mantenimiento de los Pequeños Sistemas Eléctricos Santa Leonor, Huaura Sayan II Etapa, Atavillos Alto, Caldera, Valle Pumacana - Supe, Electrificación Rural de Barranca, Central Hidroeléctrica de Santa Leonor, Línea de Transmisión 66 kV Huacho Andahuasi, Sub Estación 66/22.9/10 kV Andahuasi y Pequeño Sistema Eléctrico Canta III Etapa. Así como para la comercialización del suministro de energía eléctrica de las localidades pertenecientes a los sistemas eléctricos indicados.

#### SEGUNDA CLAUSULA: OBJETO

**LA EMPRESA Y LA MUNICIPALIDAD**, acuerdan incorporar dentro de los alcances del Convenio de Administración N° 004-2010, referido en la Cláusula Primera del presente documento, la comercialización de energía eléctrica, operación y mantenimiento del PSE Huarochiri.

#### TERCERA CLAUSULA: MODIFICACION

**LA EMPRESA Y LA MUNICIPALIDAD**, acuerdan modificar los siguientes numerales según los términos expresados

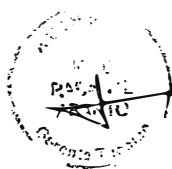
Numeral 3.5:

Por los servicios operativos y de mantenimiento descritos **LA MUNICIPALIDAD** emitirá su factura la cual deberá ser cancelada por **LA EMPRESA** al cierre de la liquidación económica, luego de deducir las retenciones legales y tributarias aplicables, depositando el saldo a favor de la **LA MUNICIPALIDAD** en un plazo máximo de siete días calendarios posteriores a la fecha de liquidación; para dicho efecto **LA MUNICIPALIDAD** deberá adjuntar el certificado de no adeudo otorgado por la SUNAT.

Con la finalidad de evitar observaciones por parte de los organismos de Control, Fiscalización y Auditoría de la Gestión Municipal, así como cautelar los fondos transferidos por **LA EMPRESA** por concepto de servicios operativos y de mantenimiento, **LA MUNICIPALIDAD** deberá aperturar una Cuenta Corriente Bancaria a nombre de la respectiva Municipalidad, en el Banco de su preferencia, debiendo comunicar a **LA EMPRESA** oportunamente.

Numeral 4.1:

**ADINELSA** pagará a **LA MUNICIPALIDAD** en cada proceso de facturación, una comisión por cobranza de acuerdo a los siguientes porcentajes:



% de recibos cobrados respecto al número de recibos emitidos	S/. / por cada recibo cobrado
Hasta 80 %	0.50
Hasta 90 %	0.55
Hasta 100 %	0.60

Asimismo, se pagará a **LA MUNICIPALIDAD** S/. 0.40 (cuarenta céntimos de nuevo sol) por cada lectura de medidor, S/. 0.30 (treinta céntimos de nuevo sol) por cada reparto de recibo, S/. 5.00 (cinco con 00/100 nuevos soles) por cada corte y reconexión, S/. 750.00 (Setecientos cincuenta con 00/100 nuevos soles) por concepto de movilidad y viáticos por entrega y recepción de la información en la ciudad de Lima a la liquidación de la respectiva cobranza.

**ADINELSA** reconocerá a **LA MUNICIPALIDAD**, los gastos administrativos por los servicios de oficina y personal para la atención al cliente, la suma de:

PSE Santa Leonor S/. 500.00  
PSE Huaura Sayán S/. 500.00  
PSE Huarochiri S/. 500.00

**ADINELSA** reconocerá a **LA MUNICIPALIDAD**, por asesoramiento contable la suma de S/. 700.00 mensualmente.

Numeral 4.2:

- Los costos de operación y mantenimiento de la infraestructura indicada en el numeral 1.1, serán reconocidos a **LA MUNICIPALIDAD**, siempre en cuando ésta sustenta dichos gastos documentadamente previa aprobación por parte de **LA EMPRESA**.

Los costos de custodia operación y mantenimiento de la Línea de transmisión 66 kV Huacho-Andahuasi y Sub estación Andahuasi, los repuestos, materiales y herramientas, serán reconocidos por **LA EMPRESA**, debiendo **LA MUNICIPALIDAD** sustentar dichos costos para su aprobación, mediante una liquidación específica.

Asimismo, se reconocerá la remuneración mensual del personal técnico contratado conforme el numeral 3.6, la misma que incluirá los costos de los seguros de vida en caso de accidentes.

- LA EMPRESA** reconocerá a **LA MUNICIPALIDAD**, por la supervisión de la operación de la infraestructura indicada en el numeral 1.1, un monto mensual equivalente al 5% (cinco por ciento) del monto total correspondiente a los pagos del personal técnico contratado según el numeral 3.6.
- Con la finalidad de garantizar y optimizar las coordinaciones de la operación y mantenimiento, **LA EMPRESA** reconocerá a **LA MUNICIPALIDAD**, los gastos de comunicación de los teléfonos instalados en la Sub Estación Andahuasi, en la oficina de coordinación de los Pequeños Sistemas Eléctricos Santa Leonor y Huarochiri, previa verificación de los registros de llamadas.

OSE

Con la finalidad de efectuar la operación y mantenimiento de la infraestructura indicada en el numeral 1.1, **LA EMPRESA** reconocerá a **LA MUNICIPALIDAD** por concepto de servicio de movilidad con camionetas un monto máximo de S/. 17,700.00 (Diecisiete Mil Setecientos y 00/100 Nuevos Soles) al mes y por alquiler de motocicletas un monto máximo de S/. 8,570.00 (Ocho Mil seiscientos setenta con 00/100 Nuevos Soles) al mes, según detalle que se presenta a continuación, dichos montos incluyen combustible, seguros e IGV.

## Detalle de Servicio de Movilidad

Pequeño Sistema Eléctrico	Camioneta S/. (Inc. IGV)	Combustible S/. (Inc. IGV)	Alquiler de Motocicleta S/. (Inc. IGV)	
Huarochirí	4,500.00	1,400.00	952.00	San Damian
			952.00	Olleros
			952.00	Huarochirí
Santa Leonor Atavillos Alto	4,500.00	1,400.00	952.00	Santa Leonor
Huaura -Sayán Supe - Purmaca Barranca Leoncio Prado Huaura Centinela Caldera	4500 (*)	1400 (*)	952.00	Huaura - Sayán
			952.00	Supe
			952.00	Barranca
Canta			952.00	Sumbilca
			952.00	Arahuay
<b>Total S/.</b>	<b>9,000.00</b>	<b>2,800.00</b>	<b>8,568.00</b>	

(\*) Vigente a partir del inicio de la operación comercial de los Pequeños Sistemas Eléctricos Leoncio Prado, Huaura – Centinela y Barranca II Etapa.

El uso de las movilidades serán exclusivamente para las labores de mantenimiento y operación de las instalaciones antes indicadas, las mismas que estarán a cargo del ingeniero responsable durante todo el mes. La selección de la unidad móvil deberá contar con la aprobación de LA EMPRESA. Para el reconocimiento del pago, LA MUNICIPALIDAD deberá presentar las facturas correspondientes y un informe sustentatorio de las labores y los desplazamientos efectuados. Dicho informe deberá contar con la conformidad de LA EMPRESA.

## CUARTA CLAUSULA: INCORPORACION

LA EMPRESA Y LA MUNICIPALIDAD, acuerdan incorporar el numeral 3.10 en los siguientes términos:

Mediante el presente documento, LA MUNICIPALIDAD declara y reconoce que los permisos y/o autorizaciones que dieron origen a la ejecución de las obras de infraestructura eléctrica instalada dentro de su circunscripción, se encuentran totalmente expedidos y cancelados según la normatividad vigente, por lo tanto declaran no promover ninguna acción administrativa, judicial o coactiva tendiente a efectuar cobros por dichos conceptos o iniciar reclamos posteriores sobre el particular.

## QUINTA CLAUSULA: VIGENCIA DE DEMÁS TERMINOS


Excepto lo modificado por el presente Addendum quedan vigentes los demás términos y condiciones del convenio N° 004-2010 y Addendum N° 01, celebrado por ambas partes con fecha 26/02/10 y 30/09/10 respectivamente, a que se refiere el punto primero del presente Addendum.

En señal de conformidad, ambas partes suscriben el presente documento a los 01 días del mes de Diciembre del 2010.

Por LA EMPRESA

  
Ing. José Rodríguez Figueroa  
Gerente General  
ADINELSA

Por LA MUNICIPALIDAD

  
MUNICIPALIDAD CENTRO POBLADO PICO  
DISTRITO SANTA LEONOR - HUAYRA  
JUSFER F. RETURBATO MENA  
ALCALDE

En el centro poblado de Picoy, jurisdicción del distrito de Santa Leonor, provincia de Huaura y región Lima, siendo a horas once de la mañana del día primero de diciembre del año dos mil diez, se reunieron los miembros que conforman el Consejo Municipal del centro Poblado de Picoy, presidido por el señor Justo Francisco Retuerto Mena en su condición de alcalde, actuando como secretario de actas el señor Eber Torres Retuerto, como primer regidor el señor Hilario Espíritu Núñez, Alan Aleec Alejo Gallardo, Kelly Maribel Collazos Mena, Alejandrino Elías Retuerto Rosas, Elmer patricio Niño Silva, luego de comprobar el quórum de ley, el señor alcalde dio por abierto la reunión teniendo como único punto de agenda lo siguiente:

1.- Celebrar la ampliación del convenio de administración entre la Municipalidad del centro poblado de Picoy y la empresa ADINELSA del P.S.E Huarochiri.

En primer lugar el señor alcalde del centro poblado de Picoy puso a consideración de los presentes mencionando que ha sido comunicado para ser transferido la administración de la P.S.E Huarochiri así mismo dijo que es necesario continuar con este tipo de convenios, por lo que las instituciones creadas dentro de nuestra jurisdicción serán las beneficiadas a través de la Municipalidad; a continuación hizo uso de la palabra la regidora Kelly Collazos Mena manifestando que si es necesario este tipo de convenios por lo que hará que nuestra Institución se mantenga confiable frente a las adversidades que se nos presente a futuro, seguidamente en su condición de primer regidor el señor Hilario Espíritu Núñez manifestó su gratitud y saludó la buena relación que existe entre ambas instituciones y dijo también estar de acuerdo con que se lleve a cabo la celebración de la transferencia de administración, escuchado esto los presentes en forma unánime manifestaron que en la brevedad posible el señor Alcalde se constituya ante la oficina de la empresa ADINELSA para celebrar el convenio.

Con lo que concluyó la reunión pasando a firmar los presentes en señal de conformidad siendo a hora una y treinta de la tarde:



## **ANEXO G**

## COBRANZA Y LIQUIDACION DE SERVICIOS

fcbrcro 2011



Fecha - Hora : 20/04/2011 8:10

Sistema Eléctrico : PSE Huaura Sayán II Etapa

Municipalidad : CPM PICOY - HUAURA SAYAN

Representante Legal : JUSTER RETURTO M

## COBRANZA Y LIQUIDACION DE SERVICIOS

Facturacion y Cobranza	Tarifa	Recibos Facturados	Recibos Cobrados	Energía	S/. Medidor	S/. Total Cobranza
HUAURA	MT2	1,00	1,00	5.353,90	0,00	5.353,90
HUAURA	MT4	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HUAURA	BT4	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SUPE MAYORES	BT5B	757,00	537,00	10.262,90	506,21	10.769,11
BARRANCA	BT5B	419,00	365,00	7.931,60	0,00	7.931,60
HUAURA	BT5B	1.067,00	775,00	31.137,50	0,00	31.137,50
Total:		<b>2.246,00</b>	<b>1.678,00</b>	<b>54.685,90</b>	<b>506,21</b>	<b>55.192,11</b>

Depositos Efectuados	Fecha del Deposito	Total
CONVENIO B.N.	03/31/2011	24.671,60
<b>Total depositado a favor de ADINELSA S/.</b>		<b>24.671,60</b>

Liquidacion de Servicios	Cantidad	Unitario	DIFERENCIA
			30.520,51
Reparto de Recibos	2.246,00	0,30	673,80
Lectura de medidores	2.246,00	0,40	898,40
Cobranza	1.678,00	0,50	839,00
Movilidad Gestion Comercial	1,00	250,00	250,00
Gastos Administrativos	1,00	500,00	500,00
Gastos de Operación Comercial (Segun Detalle)	672,00	1,00	672,00
Cortes y Reconexion	96,00	5,00	480,00
Cobranza por encargo Banco de la Nación	1.025,00	-0,50	-512,50
<b>Sub Total</b>			<b>3.800,70</b>

Operación Mantenimiento (adjuntos resumen aprobado por G. Técnica)	29.297,22
<b>Sub Total</b>	<b>33.097,92</b>
<b>IGV</b>	<b>5.957,63</b>
<b>Total + IGV</b>	<b>39.055,55</b>

SALDO A DEPOSITAR POR ADINELSA A FAVOR DE LA MUNICIPALIDAD 8.535,04

Por la Municipalidad

\_\_\_\_\_  
JUSTER RETURTO M

Alcalde de la Municipalidad CPM PICOY -  
HUAURA SAYAN

**OPERACION Y MANTENIMIENTO**  
**Mensual - 201102**

HUAURA SAYAN

**CPM PICOY - HUAURA SAYAN**  
**Sr. JUSTER RETURTO M**  
**Alcalde**

	<b>Cantidad</b>	<b>Unitario</b>	<b>Total</b>
<b>Operación de PSE</b>			
Pago de 01 técnico encargado de la operación y mantenimiento del PSE Huaura Sayán (abril 2011)	1,00	1800,00	1.800,00
Pago de 01 técnico encargado de la operación y mantenimiento del PSE Purmacana (abril 2011)	1,00	1800,00	1.800,00
		<b>Sub Total S/.</b>	<b>3.600,00</b>
<b>Movilidad y Combustible</b>			
Pago por movilidad con camioneta PSE Huaura Sayan, PSE Valle Purmacana, PSE Barranca, LT y SET Andahuasi (marzo 2011)	1,00	3813,56	3.813,56
Pago por combustible para vehiculo (marzo 2011)	1,00	946,74	946,74
		<b>Sub Total S/.</b>	<b>4.760,30</b>
<b>Alquiler de Movilidad</b>			
Servicio de Movilidad con Motocicleta del PSE Huaura Sayan (marzo 2011)	1,00	800,00	800,00
Servicio de Movilidad con Motocicleta del PSE Purmacana (marzo 2011)	1,00	800,00	800,00
		<b>Sub Total S/.</b>	<b>1.600,00</b>
<b>Gastos de Mantenimiento</b>			
Gastos de operación y mantenimiento (201102)	1,00	7091,92	7.091,92
		<b>Sub Total S/.</b>	<b>7.091,92</b>
<b>Supervisión de la Operación</b>			
Pago por concepto de supervisión de la Operación LT y SET Andahuasi, PSE Huaura Sayan, PSE Barranca y PSE Purmacana (marzo 2011)	1,00	595,00	595,00
		<b>Sub Total S/.</b>	<b>595,00</b>
<b>Servicio de Vigilancia</b>			
Servicio de Seguridad de la SET Andahuasi (marzo 2011)	1,00	3350,00	3.350,00
		<b>Sub Total S/.</b>	<b>3.350,00</b>
<b>Operacion de Subestacion</b>			
Pago de Ing. Supervisor encargado de operación y mantenimiento de LT y SET Andahuasi, PSE Huaura Sayan y PSE Purmacana (abril 2011)	1,00	3500,00	3.500,00
Pago de 01 técnico encargado de la operación y mantenimiento del SET Andahuasi (abril 2011)	3,00	1600,00	4.800,00
		<b>Sub Total S/.</b>	<b>8.300,00</b>
	<b>Sub Total General S/.</b>		<b>29.297,22</b>



Fecha - Hora: 20/04/2011 8:10

**OPERACION Y MANTENIMIENTO**  
**Mensual - 201102**

---

HUAURA SAYAN

**CPM PICOY - HUAURA SAYAN**  
**Sr. JUSTER RETURTO M**  
**Alcalde**

---

Cantidad	Unitario	Total
	IGV 18%	5,273.50
<b>Total Servicios de Operacion y Mantenimiento S./</b>		<b>34,570.72</b>

## Gastos de Operación y Mantenimiento Mensual - 201102

Fecha - Hora : 18/04/2011 10:13

Centro Emisión : CPM PICOY - HUAURA SAYAN

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	SubTotal S/ (No incluye IGV)
<b>ANDAHUASI-LT</b>				
T01 Servicio de internet para atención de la operación y mantenimiento de la LT Huacho Andahuasi del 12.03.10 al 11.04.11	GLOBAL	1,00	98,16	98,16
T02 Gastos operativos para pagos de proveedores	GLOBAL	1,00	113,09	113,09
T03 Jornales para demolición de 06 postes de CAC 19/700 desmontados de la Línea de transmisión	JORNAL	21,00	40,00	840,00
T04 Derecho de copia de denuncia policial comisaria de Hvuaura	UNIDAD	1,00	3,60	3,60
T05 Soga cabo nylon 5/8" para soga de maniobra	KILOS	2,50	25,42	63,55
T06 Soga cabo nylon 3/4" para pasos	KILOS	2,50	25,42	63,55
<b>Sub Total :ANDAHUASI-LT</b>				<b>1.181,95</b>
<b>ANDAHUASI-SET</b>				
T07 Jornales para realizar excavaciones en la SET Andahuasi para verificación del estado de las Malla de p.a.t. de la SET Andahuasi	JORNAL	8,00	40,00	320,00
T08 Escobillon MAXI	UNIDAD	2,00	14,41	28,82
T09 Guante de Superflex para trabajos de mantenimiento	UNIDAD	6,00	5,08	30,48
T10 Lentes de protección claros	UNIDAD	6,00	3,14	18,84
T11 Guante de Hilo-PVC para trabajos de mantenimiento	UNIDAD	6,00	1,27	7,62
T12 Guante de camaza para trabajos de mantenimiento	UNIDAD	6,00	3,81	22,86
T13 STRECH FILM para embalaje	UNIDAD	1,00	18,64	18,64
T14 Cinta de embalaje 2"	UNIDAD	1,00	8,39	8,39
T15 Lentes de protección oscuros	UNIDAD	6,00	3,14	18,84
T16 Aplicador de Strech Film para embalaje	UNIDAD	1,00	14,32	14,32
T17 Limpiador de contactos	UNIDAD	1,00	13,98	13,98
T18 Bidones de agua mineral para la SET Andahuasi febrero y marzo 2011	UNIDAD	4,00	13,50	54,00
T19 Útiles de escritorio para la SET Andahuasi	GLOBAL	1,00	13,50	13,50
T20 Recarga mensual del teléfono fijo de la SET Andahuasi	GLOBAL	1,00	30,00	30,00
T21 Recargas del teléfono celular de la SET Andahuasi	GLOBAL	1,00	20,00	20,00
T22 Bota Dieléctrica para el Personal Técnico de la SET Andahuasi	PAR	8,00	131,70	1.053,60
T23 Uniforme para el Personal Técnico de la SET Andahuasi	JUEGO	4,00	286,00	1.144,00
<b>Sub Total :ANDAHUASI-SET</b>				<b>2.817,89</b>
<b>BARRANCA-BT</b>				
T24 Guante de Superflex para trabajos de mantenimiento	UNIDAD	2,00	5,08	10,16
T25 Lentes de protección claros	UNIDAD	2,00	3,14	6,28
T26 Guante de Hilo-PVC para trabajos de mantenimiento	UNIDAD	2,00	1,27	2,54
T27 Guante de camaza para trabajos de mantenimiento	UNIDAD	2,00	3,81	7,62
T28 Lentes de protección oscuros	UNIDAD	2,00	3,14	6,28
T29 Cinta aislante 3M 1600	UNIDAD	10,00	2,46	24,60

## Gastos de Operación y Mantenimiento Mensual - 201102

Fecha - Hora : 18/04/2011 10:13

Centro Emision : CPM PICOY - HUAURA SAYAN

Descripcion	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	SubTotal S./ (No incluye IGV)
T30 Llamadas telefónicas del supervisor R. Diez en el mes de Marzo 2012	GLOBAL	1,00	12,71	12,71
T31 Peajes para la camioneta en comisión de servicio	UNIDAD	4,00	5,90	23,60
<b>Sub Total :BARRANCA-BT</b>				<b>93,79</b>
<b>BARRANCA-MT</b>				
T32 Pasajes del Supervisor para inspección del PSE Barranca II Etapa	GLOBAL	1,00	22,00	22,00
T33 Alojamiento del supervisor para inspección del PSE Barranca II Etapa	UNIDAD	2,00	25,00	50,00
T34 Pasajes del tec. B. Quispe para traslado de materiales desde el almacén de Adinelsa a los Almacenes de Huaura y Barranca	UNIDAD	2,00	10,00	20,00
T35 Pago por exceso de equipaje en traslado de materiales del tec. B. Quispe, desde el almacén de Adinelsa a los Almacenes de Huaura y Barranca	GLOBAL	1,00	25,00	25,00
T36 Alquiler de almacén para el PSE Barranca en el mes de marzo 2011	GLOBAL	1,00	100,00	100,00
T37 Soga cabo nylon 5/8" para soga de maniobra	KILOS	2,50	25,42	63,55
T38 Soga cabo nylon 3/4" para pasos	KILOS	2,50	25,42	63,55
<b>Sub Total :BARRANCA-MT</b>				<b>344,10</b>
<b>HUAURA-BT</b>				
T39 Guante de Superflex para trabajos de mantenimiento	UNIDAD	2,00	5,08	10,16
T40 Lentes de protección claros	UNIDAD	2,00	3,14	6,28
T41 Guante de Hilo-PVC para trabajos de mantenimiento	UNIDAD	2,00	1,27	2,54
T42 Guante de camaza para trabajos de mantenimiento	UNIDAD	2,00	3,81	7,62
T43 Lentes de protección oscuros	UNIDAD	2,00	3,14	6,28
T44 Cinta aislante 3M 1600	UNIDAD	10,00	2,46	24,60
T45 Llamadas telefónicas del supervisor R. Diez en el mes de Marzo 2011	GLOBAL	1,00	50,85	50,85
T46 Movilidad del supervisor para compra de materiales 03.04.11	GLOBAL	1,00	40,00	40,00
T47 Soga cabo nylon 5/8" para soga de maniobra	KILOS	2,50	25,42	63,55
T48 Soga cabo nylon 3/4" para pasos	KILOS	2,50	25,42	63,55
T49 Estacionamiento de la camioneta en comisión de servicios	GLOBAL	1,00	1,00	1,00
T50 Envio de encomienda con materiales a Huacho para atención de la operación y mantenimiento del PSE Huaura Sayán	UNIDAD	1,00	7,00	7,00
T51 Movilidad para compra y envío de materiales para el PSE Huaura Sayán 19.03.11	GLOBAL	1,00	40,00	40,00
T52 Contactor de 40 A para tableros de distribución	UNIDAD	23,00	16,95	389,85
T53 Alquiler de almacén para el PSE Huaura Sayán en el mes de marzo 2011	GLOBAL	1,00	100,00	100,00
T54 Bota Dieléctrica para el Personal Técnico del PSE Huaura Sayán	PAR	2,00	131,70	263,40
T55 Uniforme para el Personal Técnico del PSE Huaura Sayán	JUEGO	2,00	286,00	572,00
<b>Sub Total :HUAURA-BT</b>				<b>1.648,68</b>
<b>PURMACANA-BT</b>				
T56 Guante de Superflex para trabajos de mantenimiento	UNIDAD	2,00	5,08	10,16
T57 Lentes de protección claros	UNIDAD	2,00	3,14	6,28



## Gastos de Operacion y Mantenimiento Mensual - 201102

Fecha - Hora : 18/04/2011 10:13

Centro Emision : CPM PICOY - HUAURA SAYAN


Descripcion	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	SubTotal S./ (No incluye IGV)
T58 Guante de Hilo-PVC para trabajos de mantenimiento	UNIDAD	2,00	1,27	2,54
T59 Guante de camaza para trabajos de mantenimiento	UNIDAD	2,00	3,81	7,62
T60 Lentes de protección oscuros	UNIDAD	2,00	3,14	6,28
T61 Cinta aislante 3M 1600	UNIDAD	9,00	2,46	22,14
<b>Sub Total :PURMACANA-BT</b>				<b>55,02</b>
<b>PURMACANA-MT</b>				
T62 Soga cabo nylon 5/8" para soga de maniobra	KILOS	2,50	25,42	63,55
T63 Soga cabo nylon 3/4" para pasos	KILOS	2,50	25,42	63,55
T64 Bota Dieléctrica para el Personal Tecnico del PSE Valle Purmacana	PAR	2,00	131,70	263,40
T65 Uniforme para el Personal Tecnico del PSE Valle Purmacana	JUEGO	1,00	286,00	286,00
T66 Gastos operativos para mantenimiento del PSE Valle Purmacana 19.03.11	GLOBAL	1,00	32,00	32,00
T67 Pasajes y pago por exceso de carga del tec. H. Huerta para transporte de materiales desde almacén de Lima a almacén de Valle Purmacana	GLOBAL	1,00	52,00	52,00
T68 Alquiler de local para almacén del PSE VallePurmacana marzo 2011	GLOBAL	1,00	100,00	100,00
T69 Movilidad en Lima para transporte de materiales.	GLOBAL	1,00	30,00	30,00
T70 Gastos operativos para mantenimiento del PSE Valle Purmacana 23.03.11	GLOBAL	1,00	20,00	20,00
T71 Llamadas telefónicas del Técnico H. Huerta	GLOBAL	1,00	40,00	40,00
<b>Sub Total :PURMACANA-MT</b>				<b>950,50</b>

**Total de Gastos de Mantenimiento: 7,091.93**

## Gastos de Operación y Mantenimiento Mensual - 201102

Centro Emisor : CPM PICOY - HUAURA SAYAN

Descripción	Unidad	Cantidad	Preco Unitario	SubTotal S./ (No incluye IGV)
<b>COMERCIAL</b>				
C01 Encomienda con documentos para la atención comercial del PSE Huaura Sayán	GLOBAL	1,00	5,00	5,00
C02 Movilidad del supervisor para enviar documentos por agencia a Huacho 02.04.11	GLOBAL	1,00	25,00	25,00
C03 Llamadas telefónicas del Tec. B. Quispe para atención del PSE Barranca	GLOBAL	1,00	30,00	30,00
C04 Alquiler de Computadora y Horas de Internet para la atención del PSE Barranca	GLOBAL	1,00	10,00	10,00
C05 Impresión de documentos para atención comercial del PSE Barranca	GLOBAL	1,00	5,00	5,00
C06 Envío de sobre con documentos para atención Comercial del PSE Huaura Sayán	GLOBAL	1,00	4,00	4,00
C07 Copias e Impresión de documentos para atención comercial del PSE Huaura Sayán	GLOBAL	1,00	30,00	30,00
C08 Llamadas telefónicas para coordinación de la atención a clientes del PSE Valle Huaura Sayán , Técnico R. Carrasco	GLOBAL	1,00	30,00	30,00
C09 Servicio de telefónico para la oficina de atención de clientes del PSE Huaura Sayán del mes de marzo 2011	GLOBAL	1,00	35,00	35,00
C10 Servicio de Internet para la oficina de atención de clientes del PSE Huaura Sayán, del mes de marzo 2011	GLOBAL	1,00	50,00	50,00
C11 Llamadas telefónicas para coordinación de la atención a clientes del PSE Valle Huaura Sayán ,PSE Valle Pumasana y PSE Barranca del supervisor R. Diez	GLOBAL	1,00	10,00	10,00
C12 Gastos para preparar material para traslado a los PSEs Barranca, Pumasana y Huaura Sayán para atención de nuevo clientes	GLOBAL	1,00	120,00	120,00
C13 Movilidad para retiro de materiales del almacen de Adinelsa	GLOBAL	1,00	28,00	28,00
C14 Gastos Operativos para el traslado del dinero de la cobranza del PSE Pumasana para ser depositado en el Banco Continental	GLOBAL	1,00	40,00	40,00
C15 Gastos Operativos para el traslado del dinero de la cobranza del PSE Huaura Sayán para ser depositado en el Banco Continental	GLOBAL	1,00	250,00	250,00
<b>Sub total: COMERCIAL</b>				<b>672,00</b>
<b>Total de Gastos de Mantenimiento:</b>				<b>672,00</b>





## **ANEXO H**

ANEXON°06

Liquidación Comercial de peajes de Sistema de Transmisión Secundaria y Sistema de Transmisión Complementaria

Período : MARZO 2011  
Liquidación : FEBRERO 2011

Area de Demanda 6

Peaje Ponderado Noviembre

$$MF_{i,D,n} = MMF_{D,n} \times \frac{P_{D,i,n}}{P_{D,n}}$$

Area de Demanda	Tributar	Acumulado en MAT Ctm. S/kWh	Acumulado en AT Ctm. S/kWh	Acumulado en MT Ctm. S/kWh
6	ADINELSA	-	0.0007	0.0012
	CAHUA	0.0040	0.0040	0.0104
	EDELNOR	0.0800	0.7397	1.1515
	HIDRANDINA	-	0.0023	0.0029
	REP	0.0003	0.0125	0.0125
	REP ADICRAG	0.0068	0.0068	0.0068
	<b>TOTAL AREA</b>		<b>0.0911</b>	<b>0.7660</b>

MAT	AT	MT
0.00%	0.09%	0.10%
4.38%	1%	0.88%
87.8%	96.6%	97.15%
0.00%	0.30%	0.24%
0.33%	1.63%	1.05%
7.46%	0.83%	0.57%
<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>

Suministrador	CONSUMOS EN (MWh)			FACTOR DE EXPANSION DE PERDIDAS DE DISTRIBUCION	CONSUMOS EN (MWh)		
	MAT	AT	MT		MAT	AT	MT
KALLPA GENERACION S.A	0.00	5,386,887.00	2,949,135.00		0.00	5,386,887.00	2,949,135.00
SDF ENERGIA	0.00	0.00	876,161.00		0.00	0.00	876,161.00
SN POWER S.A.A	0.00	0.00	45,815.00		0.00	0.00	45,815.00
EDELNOR S.A.A	0.00	7,437,315.00	501,589,860.00		0.00	7,437,315.00	501,589,860.00
ENERSUR S.A	0.00	17,376,232.32	27,282,710.19		0.00	17,376,232.32	27,282,710.19
COELVISAC	0.00	0.00	11,086,412.00		0.00	0.00	11,086,412.00
ELECTROPERU	0.00	0.00	349,511.00		0.00	0.00	349,511.00
EDEGEL S.A.A	0.00	1,043,273.51	1,713,680.80	1.01280	0.00	1,043,274.00	1,632,357.10
HIDRANDINA	0.00	0.00	1,263,730.78		0.00	0.00	1,263,731.00
ENSEMSA	0.00	0.00	653,552.00		0.00	0.00	653,552.00
<b>TOTAL</b>	<b>0.00</b>	<b>31,243,707.83</b>	<b>547,620,627.76</b>	<b>1.01280</b>	<b>0.00</b>	<b>31,243,707.83</b>	<b>547,799,909.08</b>

\*\*Se considera los consumos de Noviembre 2009, a la fecha no han reportado los consumos del mes.

FACTURACIÓN EN SOLES	KALLPA GENERACION	SDF ENERGIA	SN POWER	EDELNOR SA	ENERSUR SA	COELVISAC	EDEGEL SAA	HIDRANDINA	ENSEMSA
MAT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AT	41,263.55	0.00	0.00	56,969.83	133,101.94	0.00	7,991.48	0.00	0.00
MT	34,956.10	10,385.14	543.05	5,945,344.61	323,381.95	131,525.77	20,312.25	14,979.71	7,746.55

DISTRIBUCION DE PEAJES EN SOLES

Suministrador	Titular Adinelsa	SN POWER	EDELNOR	HIDRANDINA	Rep	Rep Adicrag	Total
KALLPA GENERACION S.A	73.10	522.2	73,805.03	209.42	1,042.00	566.55	76,219.65
SDF ENERGIA	10.51	91.12	10,089.00	25.41	109.52	91.12	10,416.68
SN POWER PERU SA	0.55	4.76	527.56	1.33	5.73	4.76	549.89
EDELNOR S.A.A	6,071.14	52,462.84	5,800,821.05	14,717.16	63,628.40	52,462.94	6,020,163.43
ELECTROPERU	4.19	36.35	4,024.62	10.14	49.65	23.77	4,142.76
ENERSUR S.A	449.03	3,532.45	442,632.39	1,190.85	5,982.37	3,532.45	456,979.54
COELVISAC	133.16	1,154.03	127,775.18	321.80	1,387.05	1,154.03	131,925.25
EDEGEL S.A.A	27.87	219.35	27,480.13	73.63	344.62	219.35	28,336.21
HIDRANDINA	15.17	131.43	14,532.55	36.65	157.97	131.43	15,025.20
ENSEMSA	7.84	67.37	7,525.65	18.95	81.89	67.37	7,770.07
<b>TOTAL</b>	<b>6,792.56</b>	<b>58,223.09</b>	<b>6,539,284.22</b>	<b>16,605.40</b>	<b>72,393.04</b>	<b>69,265.17</b>	<b>6,751,523.49</b>

## ANEXO N° 06B

## INFORMACION PARA LOS TITULARES DEL SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISION

AREA DE DEMANDA 06  
 PERIODO MARZO 2011  
 MES DE FACTURACIÓN FEBRERO 2011

Mercado	Suministrador	Cliente	Energía por Nivel de Tensión (kWh)		
			MAT	AT	MT
REGULADO + LIBRE	KALLPA GENERACIÓN	Metalurgica Peruana SAC		5,386,887.00	
	KALLPA GENERACIÓN	Trupal ex Centro Papelero			2,949,134.99
	SDF ENERGIA	Sudamericana de Fibras			876,161.00
	SN POWER PERU	Esempat			23,951.00
	SN POWER PERU	Huanchay			21,864.00
	EDELNOR	Mercado Regulado			501,589,866.00
	EDELNOR	Mercado Libro		7,437,315.00	
LIBRE	ENERSUR	Quimpac			
	ENERSUR	Panasa			4,401,618.23
	ELECTRO PERU	S.E.T. 318 10 kV - EDELNOR			
	ENERSUR	Quimpac (Paramonga)			14,597,634.27
	ENERSUR	Alicorp Copsa (*)			2,066,801.22
	ENERSUR	Alicorp Faucett (*)			3,030,141.33
	ENERSUR	Alicorp Fideria Alianza(*)			965,708.26
	ENERSUR	Alicorp Molino Santa Rosa(*)			268,250.99
	ENERSUR	Universal Textil (*)			1,952,555.88
	COELVISAC	Andahuasi			203,245.00
	COELVISAC	Lima Norte 1			6,390,901.00
	COELVISAC	Lima Norte 2			4502265.591
	EDEGEL	Industrias Electro Quimicas			838,440.00
	EDEGEL	Cía Minera Antamina			875,241.00
	EDEGEL	Credixta Trutex		1,043,274.00	
	HIDRANDINA	Huarmey			1,260,955
	HIDRANDINA	SER Huarmey			2835
	EMSEMSA	Paramonga			349,511.00
TOTAL				13,867,476.00	547,167,081.55

## **ANEXO I**

## FONDO DE COMPENSACIÓN SOCIAL ELÉCTRICA

El Fondo de Compensación Social Electrica (FOSE) fue creado mediante Ley N° 27510, destinado a favorecer a los clientes cuyos consumos sean menores a 100 KWh mensuales, comprendidos dentro de la opción tarifaria BT5 residencial.

El fondo ha sido creado como un subsidio cruzado a través de la tarifa, para beneficiar a las localidades rurales donde la tarifa es mayor que en zonas urbanas.

El FOSE, se financia mediante un recargo en la facturación de potencia, energía y cargo fijo mensual, de los usuarios de servicio público de electricidad de los sistemas interconectados que consumen más de 100 Kwh/mes.

Dicho factor de recargo es establecido por el OSINERG trimestralmente, en base a la proyección de ventas del periodo siguiente.

Es así que es posible obtener la reducción tarifaria según el siguiente Tabla.

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

\* El sector será considerado Urbano, Urbano-rural o Rural, de acuerdo con la clasificación de los Sectores de Distribución Típicos a establecer por el Ministerio de Energía y Minas, por mandato de lo dispuesto en el artículo 66° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, de acuerdo al procedimiento que establezca el reglamento de la presente Ley.

Es así que los beneficios del subsidio cruzado es trasladado a los clientes de menor consumo mensual. Las empresas deben ejecutar las transferencias de los recursos del FOSE de las empresas aportantes (saldo Fose Positivo) a las empresas receptoras (saldo FOSE negativo) mensualmente. Adjuntamos el Tabla de transferencias ejecutado del Fose por Adinlsa para el mes de marzo 2011. Donde podemos ver que Adinlsa es una empresa Receptora de este Fondo.

**FORMATO FOSE - 4**  
**Liquidación Mensual de Fondos FOSE**

Empresa	Año	Mes
ADIL	2011	MARZO

1. BALANCE INTERNO FOSE					
Sistema Eléctrico	Sistema Eléctrico	Trimestre (1)	Ingresos por recargos facturados (2)	Egresos por descuentos facturados (2)	Saldo Interno
SE0197	PSE Gracias a Dios	0	-	211.89	(211.89)
SE0198	PSE Asquipata	0	-	76.24	(76.24)
SE0201	PSE Santa Leonor	0	-	6,135.94	(6,135.94)
SE0202	PSE Hongos	0	-	2,650.08	(2,650.08)
SE0203	PSE Quinches	0	-	3,069.25	(3,069.25)
SE0204	PSE Canta	0	-	866.88	(866.88)
SE0205	PSE Cajatambo	0	-	6,897.05	(6,897.05)
SE0206	PSE Huarochiri	0	353.24	4,695.06	(4,341.82)
SE0207	PSE Huarmaca	0	235.48	1,332.91	(1,097.43)
SE0209	PSE Quicacha	0	-	673.21	(673.21)
SE0210	PSE Marcabamba	0	38.54	2,481.67	(2,443.13)
SE0211	PSE Humay Pampano	0	235.53	1,768.93	(1,533.40)
SE0212	PSE Pasco Rural (Huachon)	0	42.78	1,369.72	(1,326.94)
SE0213	PSE Yauyos	0	12.15	476.21	(464.06)
SE0214	PSE Lunahuana	0	249.40	2,888.09	(2,638.69)
SE0216	PSE Charape	0	-	1,200.33	(1,200.33)
SE0264	PSE Coracora	0	176.63	11,720.26	(11,543.63)
SE0265	PSE Chuquibamba	0	11.93	274.14	(262.21)
SE0266	PSE Nuevo Seasme	0	-	2,456.13	(2,456.13)
SE0309	PSE PURMACANA-BARRANC	0	220.64	1,369.79	(1,149.15)
SE0310	PSE TAMBO QUEMADO	0	82.95	888.20	(805.25)
SR0127	SFD SELVA	0	-	12,458.25	(12,458.25)
SR0129	SFD SIERRA	0	-	2,198.30	(2,198.30)
SR0268	PSE Huaura Sayán II Etapa	0	195.99	6,093.30	(5,897.31)
SR0269	PSE Yauca del Rosario - SE02	0	10.85	1,163.58	(1,152.73)
SR0311	PSER Coracora	0	-	502.68	(502.68)
<b>Sub Totales (I)</b>			<b>1,866.11</b>	<b>75,918.09</b>	<b>(74,051.98)</b>
2. BALANCE EXTERNO FOSE					
2.1 Ingresos por transferencias recibidas por empresas aportantes					
Fecha	Aportante	FOSE S/.			
15/04/11	EDELNOR	32,366.00			
15/04/11	LUZ DEL SUR	52,011.00			
<b>Sub Total (II)</b>					<b>84,377.00</b>
2.2 Egresos por transferencias a empresas receptoras					
Fecha	Receptora	FOSE S/.			
<b>Sub Total (III)</b>					<b>0.00</b>
<b>Saldo Externo FOSE: (B) = (II) - (III)</b>					<b>84,377.00</b>
<b>Saldo Neto FOSE: (A) + (B)</b>					<b>10,325.02</b>

(/1) 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 u 8 entre otros casos. El trimestre 1 corresponde al primer trimestre posterior a la interconexión.

(/2) Facturación por concepto de cargos tarifarios: cargo fijo, energía (activa y reactiva) y potencia. No incluye el IGV.

## **ANEXO J**





## **ANEXO K**

## MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO

2008

CÓDIGO	ACTIVIDAD	TAREA	UNIDAD	Costos Total Unit. S/./v5)	Costo Materiales Elcto	Frecuencia Fija
<b>INSPECCIONES</b>						
AP-001	PREDICTIVO	Inspección diurna de Alumbrado Público	Punto de Luz	2.31	0.00	1 vez/año
AP-002	PREDICTIVO	Inspección nocturna de Alumbrado Público	Punto de luz	0.39	0.00	1 vez/año
<b>MEDICIONES DE ALUMBRADO PUBLICO</b>						
AP-003	PREDICTIVO	Medición completa del nivel de iluminación del Alumbrado público	Vano	42.99	0.00	Estadística
AP-004						
<b>MANTENIMIENTO DE LUMINARIAS</b>						
AP-005	CORRECTIVO	Normalización de Reclamos de Alumbrado Público (Res. 192-2003) - Con apoyo carro Telescópico	Cjto	8.37	0.00	Estadística
AP-005S	CORRECTIVO	Normalización de Reclamos de Alumbrado Público (Res. 192-2003) - Sin apoyo carro Telescópico	Cjto	17.37	0.00	Estadística
AP-006	PREVENTIVO	Cambio de Lámpara en forma masiva - Con apoyo carro Telescópico	Lámpara	5.89	0.00	Estadística
AP-006S	PREVENTIVO	Cambio de Lámpara en forma masiva - Sin apoyo carro Telescópico	Lámpara	12.22	0.00	Estadística
AP-007	PREVENTIVO	Cambio/Instalación/Traslado de Pastoral c/Luminaria - Con apoyo carro Telescópico	Cjto	9.27	0.00	Estadística
AP-007S	PREVENTIVO	Cambio/Instalación/Traslado de Pastoral c/Luminaria - Sin apoyo carro Telescópico	Cjto	18.11	0.00	Estadística
AP-008	CORRECTIVO	Retiro de pastoral y/o luminaria - Con apoyo carro Telescópico	Cjto	7.44	0.00	Estadística
AP-008S	CORRECTIVO	Retiro de pastoral y/o luminaria - Sin apoyo carro Telescópico	Cjto	15.44	0.00	Estadística
AP-009	PREVENTIVO	Cambio y/o instalación de luminaria - Con apoyo carro Telescópico	Cjto	7.35	0.00	Estadística
AP-009S	PREVENTIVO	Cambio y/o instalación de luminaria - Sin apoyo carro Telescópico	Cjto	14.35	0.00	Estadística
AP-009A	PREVENTIVO	Instalación de artefacto de alumbrado público - Con apoyo carro Telescópico	Und	8.21	0.00	Estadística
AP-009AS	PREVENTIVO	Instalación de artefacto de alumbrado público - Sin apoyo carro Telescópico	Und	17.05	0.00	Estadística
AP-010	PREVENTIVO	Rehabilitación de luminaria	Lum	8.15	0.00	Estadística
AP-011	PREVENTIVO	Mantenimiento de Luminarias - Con apoyo carro Telescópico	Lum	8.40	0.00	Cada 02 años
AP-011S	PREVENTIVO	Mantenimiento de Luminarias - Sin apoyo carro Telescópico	Lum	16.40	0.00	Cada 02 años
AP-012	PREVENTIVO	Mantenimiento de pastorales F°G°	Pastoral	0	0.00	Estadística
AP-013	PREVENTIVO	Confeción de pastorales F°G°	Pastoral	0	0.00	Estadística
<b>MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE CONTROL DE AP</b>						
AP-015	PREVENTIVO	Mantenimiento de Equipos de Control de AP - Con apoyo carro Telescópico	Cjto	8.68	0.00	Cada 04 años
AP-015S	PREVENTIVO	Mantenimiento de Equipos de Control de AP - Sin apoyo carro Telescópico	Cjto	18.01	0.00	Cada 04 años
AP-016	PREVENTIVO	Cambio y/o instalación de equipos de control de AP - Con apoyo carro Telescópico	Cjto	8.37	0.00	Estadística
AP-016S	PREVENTIVO	Cambio y/o instalación de equipos de control de AP - Sin apoyo carro Telescópico	Cjto	17.37	0.00	Estadística
AP-017	PREVENTIVO	Reprogramación de Relojes - Con apoyo carro Telescópico	Reloj	7.44	0.00	Estadística
AP-017S	PREVENTIVO	Reprogramación de Relojes - Sin apoyo carro Telescópico	Reloj	15.44	0.00	Estadística
AP-018	PREVENTIVO	Rebobinado de contactores	Contactador	10.33	0.00	Estadística

## MANTENIMIENTO DE REDES DE BAJA TENSION

2010						
CÓDIGO	TIPO	TAREA	UNIDAD	Costos Total Unit. S./	Rendimiento (Por Día)	Frecuencia Fija
<b>INSPECCION DE REDES DE BT</b>						
BT-001	PREVENTIVO	Inspección Minuciosa de redes BT	Estructura	2.71	62	1 vez/año
BT-002	PREVENTIVO	Inspección Ligera de redes BT por SED	SED	38.31	5	3 veces/año
<b>MANTENIMIENTO FRANJA DE SERVIDUMBRE</b>						
BT-003	PREVENTIVO	Limpieza de Franja de Servidumbre – Retoños, arbust	Km	79.39	4	1 vez/años
<b>MANTENIMIENTO DE RETENIDAS</b>						
BT-004	PREVENTIVO	Mantenimiento de Retenida	Cjto	15.22	23	Cada 04 años
BT-005	PREVENTIVO	Cambio o Instalación de Varilla Anclaje y Bloque de C	Cjto	65.56	13	Estadística
BT-006	CORRECTIVO	Retiro de Retenida	Cjto	18.79	22	Estadística
BT-007	CORRECTIVO	Instalación o cambio total Retenida.	Cjto	94.66	6	Estadística
BT-007A	PREVENTIVO	Retemplado de Retenida	Cjto	12.42	30	Estadística
BT-007B	PREVENTIVO	Cambio ó Instalación de Cable de Acero	Und	31.33	12	Cada 04 años
<b>MANTENIMIENTO DE PUESTA A TIERRA</b>						
BT-008	PREVENTIVO	Mantenimiento de Puesta a Tierra con Varilla	Cjto	29.28	12	Cada 04 años
BT-010	PREVENTIVO	Cambio o Instalación de Conductor bajada a tierra	Cjto	30.75	11	Estadística
BT-011	PREVENTIVO	Instalación de Nueva Puesta a Tierra	Cjto	206.25	5	Estadística
<b>MANTENIMIENTO DE ARMADOS</b>						
BT-012	PREVENTIVO	Mantenimiento de Armados de BT	Cjto	15.34	22	Cada 10 años
BT-013	PREVENTIVO	Cambio de Aislador-cualquier tipo	Und	9.06	48	Estadística
BT-014	PREVENTIVO	Cambio de Portallnea-cualquier tipo	Und	14.29	24	Estadística
BT-015	PREVENTIVO	Cambio de Ferrería en Poste de Alineamiento	Cjto	12.73	24	Estadística
BT-016	PREVENTIVO	Cambio de Ferrería en Poste de Fin de Línea	Cjto	15.24	21	Estadística
BT-017	PREVENTIVO	Cambio/instalación de Bastidor (adec. DMS)	Cjto	38.17	9	Estadística
BT-017A	PREVENTIVO	Cambio/instalación de Ménsula Metálica	Und	15.96	21	Estadística
<b>MANTENIMIENTO DE POSTES</b>						
BT-018	PREVENTIVO	Mantenimiento de Poste	Cjto	11.86	37	Cada 04 años
BT-019	PREVENTIVO	Cambio de poste madera/concreto por poste de concr	Und	97.03	9	Estadística
BT-020	PREVENTIVO	Cambio de poste madera por poste de madera	Und	92.43	8	Estadística
BT-021	PREVENTIVO	Verticalización de poste de concreto	Und	21.02	18	Estadística
BT-021A	PREVENTIVO	Refuerzo de Poste	Und	33.36	14	Estadística
BT-022	PREVENTIVO	Protección de estructuras de BT	Und	98.08	4	Estadística
BT-023	PREVENTIVO	Reubicación de Poste y accesorios	Und	90.20	6	Estadística
BT-024	PREVENTIVO	Instalación de poste CAC y accesorios	Und	37.13	10	Estadística
BT-025	PREVENTIVO	Retiro de Poste y accesorios	Und	25.67	13	Estadística
BT-026	PREVENTIVO	Rehabilitación de postes de Hierro	Und	0.00	0	Estadística
BT-027	PREVENTIVO	Protección de estructuras con pintura	Und	0.00	0	Estadística
<b>MANTENIMIENTO DE SEÑALIZACIÓN DE BT</b>						
BT-028	PREVENTIVO	Señalización en Poste	Poste	9.34	21	Cada 04 años
<b>MANTENIMIENTO DE CONDUCTOR</b>						
BT-029	PREVENTIVO	Mantenimiento de Conductor BT	km	248.09	2	Cada 10 años
BT-030	PREVENTIVO	Cambio de Conductor Autoportante	m	1.85	203	Estadística
BT-031	PREVENTIVO	Reflechado de Conductor convencional CPI	m	0.52	727	Estadística
BT-031A	PREVENTIVO	Reflechado de conductor autoportante	m	0.64	596	Estadística
BT-032	PREVENTIVO	Cambio de Conductor Convencional CPI	m	0.66	578	Estadística
BT-033	PREVENTIVO	Cambio de Cable NYY	m	6.21	64	Estadística
BT-034	PREVENTIVO	Instalación de conductor autoportante	m	1.20	310	Estadística
BT-035	PREVENTIVO	Instalación de conductor convencional CPI	m	0.83	491	Estadística
BT-036	PREVENTIVO	Reubicación de conductor aéreo y accesorios	m	0.00	0	
BT-037	PREVENTIVO	Reparación de acometidas domiciliarias	Und	4.81	0	Estadística
BT-038	PREVENTIVO	Cambio de acometida BT	Und	0.00	0	
<b>MANTENIMIENTO DE EMPALMES Y DERIVACIONES</b>						
BT-039	PREVENTIVO	Mantenimiento de Empalmes aéreas y Derivaciones	Cjto	22.99	15	Cada 10 años
BT-040	PREVENTIVO	Apertura y Cierre de puentes	Cjto	14.08	24	Estadística
BT-041	CORRECTIVO	Empalme de conductor aéreo	Und	10.21	33	Estadística
BT-042	CORRECTIVO	Empalme de conductor NYY	Und	21.32	17	Estadística
BT-043	ADECUAR	Cambiar/Ejecutar punta o manga muerta B.T.	Cjto	0.00	0	Estadística
<b>OPERACIONES</b>						
BT-044	EMERGENCIA	Medición de Resistencia del Pozo a Tierra	Und	17.06	21	Cada 03 años
BT-045	EMERGENCIA	Balace de cargas en circuitos BT	SED	193.26	2	Cada 04 años
BT-046	EMERGENCIA	Medición y detección de puntos calientes	Terna	12.25	30	Estadística
BT-047	EMERGENCIA	Medición de parámetros puntuales en red BT	Terna	16.20	21	Estadística

MANTENIMIENTO DE REDES DE BAJA TENSIÓN						
2010						
CÓDIGO	TIPO	TAREA	UNIDAD	Costos Total Unit. S/.	Rendimiento (Por Día)	Frecuencia Fija
BT-048	EMERGENCIA	Instalación/Retiro de registradores NTCSE en Suministros	Und	49.50	7	Estadística
BT-049	EMERGENCIA	Intervención de cajas de distribución de acometidas	Und	18.59	18	Estadística
BT-050	EMERGENCIA	Transporte de Cuadrillas hasta entre 40 - 120 km	Evento	81.04	4	Estadística
BT-051	EMERGENCIA	Transporte de Cuadrillas hasta entre 120 - 200 km	Evento	0.00	0	Estadística
BT-052	EMERGENCIA	Transporte de Cuadrillas a más de 200 Km.	Evento	0.00	0	Estadística
BT-053	EMERGENCIA	Instalación de ductos de cruzada en BT	Und	0.00	0	Estadística
BT-061	EMERGENCIA	Verificación del Servicio Eléctrico del Suministro	Evento	20.15	16	Estadística
BT-062	EMERGENCIA	Denuncia Policial	Denuncia	42.36	7	Estadística
BT-063	EMERGENCIA	Retiro de pancartas en postes de BT	Poste	13.59	24	Estadística
BT-063A	EMERGENCIA	Inspección por Emergencia BT	Estructura	2.02	148	Estadística
BT-063B	EMERGENCIA	Entrega de documentos a Clientes	Und	7.45	34	Estadística
<b>TRABAJOS CIVILES</b>						
BT-054	REVISIÓN	Apertura y Cierre de zanja BT	m	0.00	0	Estadística
BT-055	REVISIÓN	Rotura y Reparación de Vereda	m2	0.00	0	Estadística
BT-056	REVISIÓN	Rotura y repaçon de pista asfalto	m2	0.00	0	Estadística
BT-057	REVISIÓN	Rotura y repaçon de pista concreto	m2	0.00	0	Estadística

## MANTENIMIENTO DE REDES DE MEDIA TENSIÓN

CÓDIGO	TIPO	ACTIVIDAD	TAREA	UNIDAD	Costos Total Unit. S/.	Frecuencia Fija
<b>INSPECCIONES DE REDES DE MT</b>						
MT-001	PREDICTIVO	INSPECCION	Inspección Ligera de redes MT	Est	2.50	3 veces/año
MT-002	PREDICTIVO	INSPECCION	Inspección Minuciosa de redes MT	Est	3.37	1 vez/año
MT-003	PREDICTIVO	INSPECCION	Terminación de Redes Aéreas	Est	10.58	Estadística
<b>MANTENIMIENTO DE FRANJA DE SERVIDUMBRE</b>						
MT-004	PREVENTIVO	MTTO. DE SERVIDUMBRE	Mantenimiento de franja de servidumbre - Poda de árboles, Retoños, arbustos, maguay, etc)	Km	80.01	4 veces/año
MT-005	PREVENTIVO	MTTO. DE SERVIDUMBRE	Limpieza de franja de servidumbre - Tala de árboles	UND	27.02	4 veces/año
<b>MANTENIMIENTO DE RETENIDAS</b>						
MT-006	PREVENTIVO	MTTO. DE RETENIDA	Cambiar / Instalar Retenida completa	C/fo	177.93	Estadística
MT-007	PREVENTIVO	MTTO. DE RETENIDA	Mantenimiento de Retenida	C/fo	11.67	Cada 04 años
MT-008	PREVENTIVO	MTTO. DE RETENIDA	Cambio o instalación de Canaleta de Retenida	UND	11.20	Estadística
MT-009A	PREVENTIVO	MTTO. DE RETENIDA	Cambio o reposición de Cable de Retenida	C/fo	28.01	Estadística
<b>MANTENIMIENTO DE ARMADO MT</b>						
MT-009	PREVENTIVO	MTTO. DE ARMADO	Mantenimiento de Armados	C/fo	15.94	Cada 10 años
MT-010	PREVENTIVO	MTTO. DE ARMADO	Cambiar Impregnar sílicona en partes aislantes	UND	14.75	Cada 2 años
MT-011	PREVENTIVO	MTTO. DE ARMADO	Cambiar/instalar Aislador PIN	UND	15.05	Estadística
MT-011A	PREVENTIVO	MTTO. DE ARMADO	Instalación de aislador PIN	U	8.26	Estadística
MT-012	PREVENTIVO	MTTO. DE ARMADO	Cambiar/instalar Aislador Suspensión (Cadena o polim)	C/fo	23.57	Estadística
MT-013	CORRECTIVO	MTTO. DE ARMADO	Cambio o Instalación de Conductor bajada a tierra	C/fo	15.05	Estadística
MT-014	PREVENTIVO	MTTO. DE ARMADO	Cambiar/instalar Espigas para aislador PIN	UND	14.54	Estadística
MT-015	PREVENTIVO	MTTO. DE ARMADO	Cambiar/instalar Ménsula o Cruceta de Concreto	C/fo	38.24	Estadística
MT-016	PREVENTIVO	MTTO. DE ARMADO	Cambiar/instalar Ménsula o Cruceta de Madera o fierro	C/fo	37.46	Estadística
MT-017	PREVENTIVO	MTTO. DE ARMADO	Cambiar Instalar Rlostra de poste MT	UND	24.80	Estadística
MT-018	PREVENTIVO	MTTO. DE ARMADO	Limpieza Manual de Aisladores PIN	UND	8.09	Estadística
MT-019	PREVENTIVO	MTTO. DE ARMADO	Cambiar amarres y/o preformados en redes MT	C/fo	9.92	Estadística
MT-020	PREVENTIVO	MTTO. DE ARMADO	Rotura y Reparación de Vereda	M2	123.40	Estadística
MT-021	PREVENTIVO	MTTO. DE ARMADO	Rotura y Reparación de Pista de asfalto	M2	75.75	Estadística
MT-022	PREVENTIVO	MTTO. DE ARMADO	Rotura y Reparación de pista de concreto	M2	231.20	Estadística
MT-023	PREVENTIVO	MTTO. DE ARMADO	Hidradado de partes aislantes	Aislador	#REF!	Estadística
<b>MANTENIMIENTO DE POSTES</b>						
MT-024	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Cambio de Poste de Concreto MT	UND	180.17	Estadística
MT-025	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Instalación de poste de concreto MT sin grúa	UND	215.77	Cada 04 años
MT-026	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Cambio de Poste de Madera	UND	184.91	Estadística
MT-027	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Instalación de poste de madera sin grúa	UND	205.06	Estadística
MT-028	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Instalar/retirar poste de concreto MT	UND	139.77	Estadística
MT-028A	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Retro de poste de concreto	C/fo	168.62	Estadística
MT-029	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Instalar/retirar poste de madera MT	UND	114.92	Estadística
MT-030	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Proteger Base de poste MT - Funda Concreto	C/fo	132.99	Estadística
MT-031	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Reforzar Estructuras con rieles/perfiles	C/fo	55.66	Estadística
MT-032	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Reubicar Poste de concreto MT	UND	188.66	Estadística
MT-033	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Reubicar Poste de madera MT	UND	167.43	Estadística
MT-034	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Traslado de poste de concreto MT	UND	965.24	Estadística
MT-034A	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Traslado manual de poste de concreto	Km	965.24	Estadística
MT-035	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Traslado manual de poste de madera MT	UND	604.74	Estadística
MT-035A	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Traslado manual de poste de madera	Km	604.74	Estadística
MT-036	CORRECTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Habilitar poste MT 2do Uso	UND	0.00	Estadística
MT-037	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Verificación de Estructuras	UND	64.50	Estadística
MT-038	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Protección c/pintura poste MT en servicio	UND	29.53	Estadística
MT-039	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Limpieza de Material Orgánico Base Estructura	UND	10.25	Estadística
MT-039A	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Cambiar armado de estructura SAB	C/fo	434.14	Estadística
MT-040	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Cambiar estructura SAM	C/fo	448.72	Estadística
MT-041	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Instalar bloque de protección contra impacto	UND	117.84	Estadística
MT-041E	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Montaje de Estructura tipo SAM	C/fo	194.35	Estadística
MT-041F	PREVENTIVO	MTTO. ESTRUCTURAS	Montaje de Estructura SAB	C/fo	287.93	Estadística
<b>MANTENIMIENTO DE SEÑALIZACION MT</b>						
MT-042	PREVENTIVO	MTTO. SEÑALIZACION	Señalización con Placas	C/fo	25.18	Cada 04 años
MT-043	PREVENTIVO	MTTO. SEÑALIZACION	Señalizar estructura de MT	C/fo	17.68	Cada 04 años
<b>MANTENIMIENTO DE CONDUCTOR</b>						
MT-044	PREVENTIVO	MTTO. DE CABLE Y CO	Apertura y cierre de zanja MT	ML	63.80	
MT-045	PREVENTIVO	MTTO. DE CABLE Y CO	Cambiar/instalar Cable de energía Subterráneo M.T. hasta 70mm2	m/tema	96.95	Estadística
MT-45A	PREVENTIVO	MTTO. DE CABLE Y CO	Cambiar/instalar Cable de energía Subterráneo M.T. mayor a 70mm2	m/tema	128.15	Estadística
MT-046	PREVENTIVO	MTTO. DE CABLE Y CO	Cambiar Conductor de MT	Km/fase	620.71	Estadística
MT-047	CORRECTIVO	MTTO. DE CABLE Y CO	Empalme de Conductor MT (entorche o conector)	UND	15.04	Cada 10 años
MT-048	CORRECTIVO	MTTO. DE CABLE Y CO	Cambiar/instalar Empalmes cable de energía M.T. hasta 70mm2	UND	115.16	Estadística
MT-048A	CORRECTIVO	MTTO. DE CABLE Y CO	Cambiar/instalar Empalmes de cables de energía M.T. mayor 70mm2	UND	140.05	Estadística
MT-049	PREVENTIVO	MTTO. DE CABLE Y CO	Cambiar / Instalar Terminación de cable en MT	Kt	124.49	Estadística
MT-050	PREVENTIVO	MTTO. DE CABLE Y CO	Cambiar / Reparar cuello muerto de MT	UND	0.00	Estadística
MT-051	PREVENTIVO	MTTO. DE CABLE Y CO	Revisión/limp Conectores Empalmes Aéreos	UND	11.71	Estadística
MT-052	PREVENTIVO	MTTO. DE CABLE Y CO	Instalación de Ductos de Cruzada MT	UND	55.84	Estadística
MT-053	PREVENTIVO	MTTO. DE CABLE Y CO	Instalación/reposición de Líneas Aéreas en M.T.	Km/fase	567.07	Estadística
MT-054	PREVENTIVO	MTTO. DE CABLE Y CO	Limpieza Empalmes y Terminación	Kt	29.88	Estadística
MT-055	PREDICTIVO	MTTO. DE CABLE Y CO	Mediciones de Aislamiento en cables subterráneos	C/fo	15.34	Estadística
MT-056	PREVENTIVO	MTTO. DE CABLE Y CO	Trasladar subida terminación cable MT	C/fo	169.89	Estadística
MT-057	PREVENTIVO	MTTO. DE CABLE Y CO	Trasladar/reubicar conductor MT	m	0.00	Estadística
MT-058	PREVENTIVO	MTTO. DE CABLE Y CO	Trasladar/reubicar subida cable de energía	C/fo	0.00	Estadística
MT-059	PREVENTIVO	MTTO. DE CABLE Y CO	Cambiar/instalar conector de MT	UND	0.00	Estadística
MT-060	PREVENTIVO	MTTO. DE CABLE Y CO	Retemplado de conductores en M.T.	Km/fase	166.89	Estadística
<b>MANTTO DE ARMADO PROTECCIÓN Y/O MANIOBRA (RECLOSER Y CUT OUT)</b>						
MT-061	PREVENTIVO	MTTO. EQUIPOS DE P	Cambiar/instalar Pararrayos	UND	19.16	Estadística
MT-062	PREVENTIVO	MTTO. EQUIPOS DE P	Cambiar/instalar Seccionador Tipo Cut Out	UND	19.16	Estadística
MT-063	PREVENTIVO	MTTO. EQUIPOS DE P	Limpieza y ajuste en Sistema de Protección y/o Maniobra (Reclouser, Seccionado bajo carga, condensadores)	C/fo	29.57	Cada 10 años
MT-064	PREVENTIVO	MTTO. EQUIPOS DE P	Mantenimiento de equipo de protección y/o maniobra (Seccionador, pararrayo)	UND	16.26	Estadística
<b>OPERACIONES</b>						
MT-065	CORRECTIVO	OPERACIONES	Localización de Fala subterránea	Km	35.15	Cada 04 años
MT-066	CORRECTIVO	OPERACIONES	Cambio de Fusibles	C/fo	20.81	Estadística
MT-067	CORRECTIVO	OPERACIONES	Apertura o cierre de Seccionadores	C/fo	15.11	Estadística
MT-068	CORRECTIVO	OPERACIONES	Cuadrilla de Operación y emergencias	(Cuadrimes)	20.503.32	Estadística
MT-068A	CORRECTIVO	OPERACIONES	Alquiler de Grúa 5 TN	HIM	120.36	Estadística
MT-069	CORRECTIVO	OPERACIONES	Inspección de Emergencia Diurno	km	1.97	Estadística
MT-069A	CORRECTIVO	OPERACIONES	Transporte en camioneta adicional a los 20km	km	#REF!	Estadística
MT-070	CORRECTIVO	OPERACIONES	Inspección de Emergencia Nocturno	km	2.66	Estadística
MT-071	CORRECTIVO	OPERACIONES	Conexión y desconexión de "Cuotos"	UND/fase	27.70	Estadística
MT-072	CORRECTIVO	OPERACIONES	Medición de Tensiones y Corrientes en redes MT	C/fo	0.00	Cada 04 años
MT-072A	CORRECTIVO	OPERACIONES	Balaceo de Carga MT	(Allm)	286.56	Estadística

MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES							
CODIGO	TIPO	ACTIVIDAD	TAREA	UM	Costos Total Unit. \$/.	Frecuencia fija	
<b>INSPECCIONES DE SED</b>							
SED-001	REVISION	INSPECCION	Inspección visual de SED	SED	18.45	1 vez/año	
SED-003A	REVISION	INSPECCION	Inspección Ligera de Subestaciones	SED	11.76	3 veces/año	
SED-002	PREDICTIVO	INSPECCION	Actualización del inventario de SED	SED	12.50	1 vez/año	
SED-003	PREDICTIVO	INSPECCION	Inspección termográfica en SED	SED	36.71	3 veces/año	
<b>EVALUACION DE PARAMETROS ELECTRICOS EN SUBESTACIONES</b>							
SED-004	PREDICTIVO	MEDICION	Instalación/Ratios de registros NTCSE (nduye informe)	SED	59.78	Estadística	
SED-005	PREDICTIVO	MEDICION	Registro de Corriente y Tensión puntuales en SED's	SED	25.32	Estadística	
SED-006	PREDICTIVO	MEDICION	Medición de resistencia del pozo a tierra	UND	17.72	Estadística	
SED-007	PREDICTIVO	MEDICION	Toma de muestra y análisis de aceite dielectrico de transformador	TRAF0	21.78	Estadística	
<b>TRANSFORMADOR</b>							
SED-008	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Mantenimiento exterior de Transformadores (limpieza, ajustes y otros)	TRAF0	39.74	Cada 10 años	
SED-009	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Mantenimiento integral de Transformador (en taller)	TRAF0	86.72	Estadística	
SED-010	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Regulación de Taps	TRAF0	26.75	Estadística	
SED-011	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Cambio/Instalación de Transformador	TRAF0	97.14	Estadística	
SED-012	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Relación de transformadores	Cjto	96.77	Estadística	
<b>TABLEROS DE DISTRIBUCION</b>							
SED-013	CORRECTIVO	MANTENIMIENTO	Instalación/Cambio de tableros de distribución	TABLERO	121.68	Estadística	
SED-017A	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Mantenimiento de tablero de medición y protección BT Trifásico	Cjto	39.59	Cada 04 años	
SED-014	CORRECTIVO	MANTENIMIENTO	Cambio v/o instalación de elementos llaves termomagnéticas, bases portafusibles u otros similares	Cjto	40.17	Estadística	
SED-017D	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Reubicación de sistema de medición	Cjto	39.61	Estadística	
SED-015	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Limpieza, pintado y señalización exterior de tablero de distribución	TABLERO	32.26	Estadística	
SED-016	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Reparación de tablero de distribución (puerta, bisagras, etc)	TABLERO	14.36	Estadística	
SED-017	CORRECTIVO	MANTENIMIENTO	Instalación/Cambio de cables de comunicación en SED	TABLERO	51.61	Estadística	
SED-017C	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Cambio de Terminales	Cjto	21.21	Estadística	
<b>SUBESTACIONES DE CASETA</b>							
SED-018	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Limpieza de locales de SED caseta	SED	29.58	Estadística	
SED-019	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Pintado interior en SED caseta	SED	212.23	Estadística	
SED-020	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Pintar la fachada de SED caseta	SED	224.73	Cada 04 años	
SED-021	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Mantenimiento integral de SED caseta	SED	81.27	Cada 10 años	
SED-021A	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Cambio de Transformador Trifásico en caseta	UND	119.20	Estadística	
<b>PUESTAS A TIERRA</b>							
SED-022	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Mantenimiento de Puesta a Tierra SED	SED	25.23	Cada 04 años	
SED-023	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Instalación de nuevos pozos a tierra en SED	PUESTA A TIERRA	210.16	Estadística	
SED-024	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Cambio/Instalación de cajas de registro PT en SED	PUESTA A TIERRA	17.16	Estadística	
SED-025	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Cambio de tapa de registro de PT en SED	PUESTA A TIERRA	7.02	Estadística	
SED-025A	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Cambio de Protección Mecánica de Bajada a PT en SED	UND	14.91	Estadística	
SED-025B	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Cambio o instalación de Conductor bajada a tierra en SED	Cjto	31.86	Estadística	
SED-025C	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Reducción de Resistencia PAT con contrapesos	Cjto	175.41	Estadística	
<b>SEÑALIZACIÓN DE SED</b>							
SED-026	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Señalización y codificación en poste y SED	SED	27.10	Cada 04 años	
SED-026A	PREVENTIVO	MANTENIMIENTO	Señalización de Puesta a Tierra	UND	14.13	Cada 02 años	
<b>OPERACIONES</b>							
SED-027	PREVENTIVO	OPERACIONES	Liberación v/o normalización de SED	SED	0.00	Estadística	
SED-028	CORRECTIVO	OPERACIONES	Cambio de fusibles en SED (seccionamientos o en tablero)	Cjto	18.90	Estadística	
SED-028A	CORRECTIVO	OPERACIONES	Cambio de fusibles Fuse Power	Cjto	15.70	Estadística	
SED-029	CORRECTIVO	OPERACIONES	Apertura y/o cierre de interruptor termomagnético en tablero de distribución	SED	11.58	Estadística	

## **ANEXO L**

**Cuadro N°01 Resumen de Ratios por Empresas Año 2010**

AÑO 2010	N°	CONSUMO	CONSUMO	VADET /	VADET /	(VADET+ENERGIA	(VADET+ENERGIA)
	USUARIOS	ENERGIA	PROMEDIO	CLIENTES	CONSUMO	) / CLIENTES	/ CONSUMO
EMPRESA	(*)	(KWH)	KWH/Cliente	S./CLIENTE	S./KWH	S./CLIENTE	S./KWH
HIDRANDINA	12,842	4,725,995	32	1.88	0.06	12.34	0.40
ENOSA	15,341	20,870,301	113	2.18	0.02	32.35	0.28
ELECTRONORTE	47,951	38,718,895	68	2.10	0.03	25.36	0.37
ELECTROCENTRO	47,831	26,506,954	46	2.11	0.05	18.20	0.39
ELECTRO TOCACHI	10,567	3,857,900	30	1.73	0.06	16.86	0.55
COELVISAC	223	114,685	43	1.84	0.05	19.01	0.44
MUNICIPALIDADES	41,737	9,744,985	19	5.26	0.26	9.51	0.47
<b>TOTAL</b>	<b>176,492</b>	<b>104,539,715</b>	<b>50</b>	<b>5.26</b>	<b>0.26</b>	<b>9.51</b>	<b>0.47</b>



## **BIBLIOGRAFIA**

- [1] Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, CODIGO NACIONAL ELECTRICIDAD SUMINISTROS Lima-2011
- [2] Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, CODIGO NACIONAL ELECTRICIDAD UTILIZACION, Ediciones MEN Lima-2006
- [3] Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, REGLAMENTO DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO DE LAS ACTIVIDADES ELECTRICAS, Ediciones MEN Lima-2008
- [4] Adinelsa RESUMEN EJECUTIVO 2010