

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



## **OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y COMERCIALIZACIÓN EN SISTEMAS ELECTRICOS RURALES**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO ELÉCTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**TORIBIO CANTU MALLQUI**

**PROMOCIÓN  
2001 - II**

**LIMA – PERÚ  
2011**

**OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y COMERCIALIZACIÓN  
EN SISTEMAS ELECTRICOS RURALES**

Agradezco de manera infinita a mis  
padres por darme la vida; así como a  
mi esposa e hijos Luana y Matias

## **SUMARIO**

En el presente informe de suficiencia trata sobre la experiencia obtenida en la operación, mantenimiento y comercialización en sistemas eléctricos rurales, específicamente trataré la operación, mantenimiento y comercialización del Pequeño Sistema Eléctrico Coracora I y II Etapa, ubicado en las provincias de Lucanas, Parinocochas y Paucar del Sara Sara en la Región Ayacucho, la provincia de la Unión en la Región Arequipa y la provincia de Aymaraes en la Región Apurímac.

Los sistemas eléctricos en zonas rurales forman parte del proceso de electrificación del país. Y por encontrarse en lugares apartados y agrestes poseen configuraciones diversas por lo que, la empresa privada no está interesada en la operación, el Estado tiene que realizar esta labor a través de convenios con los Gobiernos Locales (Municipalidades).

En el presente informe, se analizan sistemas eléctricos rurales típicos que en hoy en día, las estrategias del mantenimiento están encaminadas a garantizar la disponibilidad y eficacia requerida de las unidades, equipos e instalaciones, asegurando la duración de su vida útil y minimizando los costos de mantenimiento, dentro del marco de la seguridad y el medio ambiente

## INDICE

<b>PROLOGO</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO I</b>	
<b>ANTECEDENTES</b>	
<b>1.1 Antecedentes del Pequeño Sistema Eléctrico</b>	<b>2</b>
<b>1.2 Objetivo del Informe</b>	<b>3</b>
<b>1.3 Descripción del Área del Proyecto</b>	<b>3</b>
<b>1.3.1 Ubicación Geográfica</b>	<b>3</b>
<b>1.3.2 Condiciones Climatológicas</b>	<b>3</b>
<b>1.3.3 Topografía - Altitud del Área del proyecto</b>	<b>4</b>
<b>1.3.4 Vías de Comunicación</b>	<b>4</b>
<b>1.3.5 Actividades Económicas y Sociales</b>	<b>4</b>
<b>1.3.6 Localidades Beneficiadas</b>	<b>5</b>
<b>1.4 Mercado Eléctrico</b>	<b>6</b>
<b>1.4.1 Demanda de Potencia y Energía</b>	<b>6</b>
<b>1.4.2 Oferta de Potencia y Energía</b>	<b>6</b>
<b>1.4.3 Calificación Eléctrica</b>	<b>7</b>
<b>1.5 Alcances del Sistema Eléctrico Coracora I y II Etapa</b>	<b>7</b>
<b>1.5.1 Líneas Primarias</b>	<b>7</b>
<b>1.5.2 Redes Primarias</b>	<b>8</b>
<b>1.5.3 Redes Secundarias</b>	<b>8</b>
<b>CAPITULO II</b>	
<b>PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO CORACORA I Y II ETAPA.</b>	
<b>2.1 Equipamientos Principales</b>	<b>10</b>
<b>2.1.1 Líneas Primarias</b>	<b>10</b>

<b>2.1.2</b>	<b>Redes Primarias</b>	<b>10</b>
<b>2.1.3</b>	<b>Redes Secundarias</b>	<b>10</b>
<b>2.2</b>	<b>Operación y Mantenimiento</b>	<b>10</b>
<b>2.2.1</b>	<b>Mantenimiento Preventivo</b>	<b>11</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Mantenimiento Correctivo</b>	<b>12</b>

### **CAPITULO III**

#### **CALIDAD DE SERVICIOS ELECTRICOS, FALLAS RESGISTRADOS Y SISTEMAS DE PROTECCION**

<b>3.1</b>	<b>Calidad de los Servicios Eléctricos</b>	<b>13</b>
<b>3.1.1</b>	<b>Obligaciones conforme a la Ley General de Electrificación Rural N° 28749 y la ley de Concesiones Eléctricas N° 25844</b>	<b>13</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Obligaciones conforme a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y la Base Metodológica de Aplicación</b>	<b>14</b>
<b>3.1.3</b>	<b>Objetivos del Convenio (03-2006) M. P. de Parinacochas – ADINELSA</b>	<b>14</b>
<b>3.2</b>	<b>Fallas en el Sistema Eléctrico Coracora I y II Etapa</b>	<b>15</b>
<b>3.2.1</b>	<b>Causas de las Fallas.</b>	<b>15</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Origen y/o Tipo de las Fallas.</b>	<b>15</b>
<b>3.3</b>	<b>Clasificación de las Fallas.</b>	<b>16</b>
<b>3.3.1</b>	<b>Sobretensión de Origen Externo</b>	<b>16</b>
<b>3.3.2</b>	<b>Descargas Eléctricas en Líneas de Distribución (Rayos)</b>	<b>16</b>
<b>3.4</b>	<b>Fallas por descargas atmosféricas (Rayos) en el Sistema Eléctrico de Coracora I y II Etapa</b>	<b>18</b>
<b>3.4.1</b>	<b>Ubicación de la falla</b>	<b>19</b>
<b>3.4.2</b>	<b>Efectos de descargas directas (Rayos) registrados en el PSE Coracora</b>	<b>19</b>
<b>3.5</b>	<b>Protección en el Sistema Eléctrico Coracora</b>	<b>20</b>
<b>3.5.1</b>	<b>Alcances y Descripción de LT Puquio-Coracora y SE Coracora</b>	<b>20</b>
<b>3.5.2</b>	<b>Datos del Sistema Eléctrico</b>	<b>20</b>
<b>3.5.3</b>	<b>Metodología</b>	<b>20</b>
<b>3.5.4</b>	<b>Demanda Eléctrica</b>	<b>21</b>
<b>3.5.5</b>	<b>Software Utilizado</b>	<b>21</b>
<b>3.6</b>	<b>Criterios de ajuste de los reles de protección</b>	<b>21</b>
<b>3.6.1</b>	<b>Criterios Básicos</b>	<b>21</b>
<b>3.6.2</b>	<b>Ajuste de la Compensación de Relación</b>	<b>23</b>

<b>3.7 Alcances y Descripción del PSE Coracora I y II Etapa</b>	<b>24</b>
<b>3.7.1 Consideraciones tomadas en protección del PSE Coracora I y II Etapa</b>	<b>25</b>
<b>CAPITULO IV</b>	
<b>PERDIDAS ELECTRICAS Y SISTEMA DE COMERCIALIZACION</b>	
<b>4.1 Pérdidas de Energía en el PSE Coracora I y II Etapa</b>	<b>26</b>
<b>4.1.1 Descripción del Sistema Eléctrico de Coracora</b>	<b>26</b>
<b>4.1.2 Cálculo de Pérdidas de Energía</b>	<b>38</b>
<b>4.2 Sistema de Comercialización</b>	<b>48</b>
<b>4.2.1 Análisis y Evaluación del sistema de comercialización post pago y prepago</b>	<b>48</b>
<b>4.2.2 Descripción del ciclo comercial</b>	<b>51</b>
<b>4.2.3 Análisis comparativo de los sistemas prepago y el sistema post-pago</b>	<b>52</b>
<b>4.2.4 Factores críticos de implementación de sistemas de medición prepago</b>	<b>53</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>62</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>67</b>

## **PROLOGO**

El propósito de este informe es mejorar las condiciones desfavorables de la calidad del servicio de electricidad que tienen efectos inmediatos sobre el bienestar de los consumidores. Si hay una interrupción del servicio eléctrico los usuarios tienen costos asociados a la imposibilidad de utilizar sus equipos eléctricos, la empresa en convenio con la Municipalidad tienen costos asociados con la restricción de energía a vender y costos que supone para reducir el número de interrupciones y su duración evitando una mala imagen ante sus clientes. De igual forma si hay condiciones de mala calidad de tensión de suministro se generan condiciones de operación ineficiente de los equipos eléctricos, reducción de su vida útil e incluso daño permanente o bien perdido de materia prima en sectores con cargas especiales; es por este motivo que se ha incidido en la capacitación del personal técnico.

La mejora en los ratios de disponibilidad y eficiencia y la disminución de los costos de mantenimiento, suponen el aumento de la rentabilidad de la empresa, la cual finalmente, como cualquier empresa particular o del Estado, requiere para su subsistencia

## **CAPITULO I**

### **ANTECEDENTES**

#### **1.1 Antecedentes del Pequeño Sistema Eléctrico**

El Plan de Electrificación Nacional establece entre sus principales metas el incremento de la cobertura del servicio eléctrico a la población no atendida, la mejora técnica y económica de sistemas eléctricos existentes que brindan deficiente servicio y no permiten el desarrollo de actividades productivas.

El Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Electricidad Rural, tiene a su cargo la ejecución del Plan Nacional de Electrificación, y dentro de éste, los proyectos de Generación, Transmisión y Distribución, con financiamiento provenientes de distintas fuentes nacionales e internacionales.

El Pequeño Sistema Eléctrico Coracora I y II Etapa ha sido financiado y ejecutada el año 2002 por la Dirección Ejecutiva de Proyectos, Ahora Dirección General de Electricidad Rural del Ministerio de Energía y Minas, en el cual ADINELSA (Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A.), recibe como aporte de capital la infraestructura eléctrica, para efectuar la administración de las instalaciones, encargando la operación, mantenimiento y la administración a empresas concesionarias y municipalidades distritales y provinciales, a través de contratos y convenios de administración con las municipalidades, desarrollándose sus actividades en el marco del rol subsidiario.

Los diferentes sistemas eléctricos que son administrados por ADINELSA, y ubicados en distintas partes del Perú, tienen sus localidades dispersas lo que dificulta la atención inmediata ante una falla que pueda ocurrir en el sistema, motivo por el cual los costos de operación, mantenimiento y comercialización son elevados.

Los diferentes problemas que se presentan en el sistema eléctrico, ocasionan pérdidas de energía técnicas, comerciales y administrativos (en el proceso de facturación en cada mes), el cual origina que estas instalaciones no sean rentables.

Dentro de las políticas del Estado, se considera una serie de medidas para promover la participación de la inversión privada en la administración instalaciones eléctricas existentes y proyectos de electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera, sin perjuicio del rol subsidiario del Estado establecido en la Ley General de Electrificación Rural N° 28749 – (Las zonas rurales, localidades aisladas y zonas de frontera del país, para efectos de la citada Ley, se consideran aquellas en que los niveles de rentabilidad financiera de las inversiones de electrificación no son necesariamente atractivos a la participación privada y requieren del rol subsidiario del Estado por tener una alta rentabilidad social).

Dichos costos de operación y mantenimiento deben corresponder a cada instalación o proyecto por las características especiales de cada uno de ellos.

## **1.2 Objetivo del Informe**

El objetivo principal del informe es la descripción de la Operación, Mantenimiento y Comercialización en la actualidad de los pequeños sistemas eléctricos rurales cuyas instalaciones son propiedad de ADINELSA, las cuales se administra en convenio con Municipalidades, se sabe que estos sistemas son deficitarios, por la geografía de su ubicación por lo que las empresas privadas dedicadas al rubro de distribución no desean operarlas.

## **1.3 Descripción del Área del Proyecto**

### **1.3.1 Ubicación Geográfica**

El área del proyecto del PSE Coracora I y II Etapa, se encuentra ubicada en los departamentos de Ayacucho, Apurímac y Arequipa.

Geográficamente la obra se encuentra ubicada en las provincias de Lucanas, Parinacochas y Paucar del Sara Sara Región Ayacucho, la provincia La Unión en el Región Arequipa y la provincia de Aymaraes Región Apurímac, entre los paralelos 14°45'54" y 15°22'48" de latitud sur y los meridianos 73°11'48"y 73°59'45".

### **1.3.2 Condiciones Climatológicas**

El área de la obra, en general, presenta condiciones climáticas diversas, como clima templado en las zonas bajas y temperaturas frías con presencia de hielo en las zonas altas.

Las condiciones climatológicas, según los datos reportados por el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI).

Temperatura máxima	24,6° C
Temperatura mínima	3,7 °C

Temperatura promedia	12,0 °C
Velocidad máxima del viento	30,4 km/h
Contaminación	Muy baja

### **1.3.3 Topografía – Altitud del Área del Proyecto**

La topografía del terreno en el área de influencia de las obras son diversas, habiendo zonas poco accidentado así como también accidentadas presentándose quebradas con pendiente, con un tipo de terreno con regular vegetación, las zonas de fondo de valles son apropiados para la agricultura y para el crecimiento de pastizales de hoja gruesa, que son aprovechados como alimento del ganado; en las partes altas rocosas y secas se desarrolla en forma natural el ichu que es alimento de los camélidos americanos, resalta a todo esto la presencia del Nevado Sara Sara y la Laguna Parinacochas de agua salada.

Las altitudes del área del proyecto fluctúan entre los 1639 msnm (localidad de Marañón) del circuito N°2 en 22.9 kV y 4 300 m.s.n.m. (Cerro Pirualla- Cerro Pucapampa) circuito N°1.

### **1.3.4 Vías de Comunicación**

El área del proyecto es accesible por vía terrestre desde Lima mediante las rutas:

El acceso terrestre desde Lima hacia Coracora es posible por la carretera Panamericana Sur hasta Nazca, desde allí hacia Puquio, y de Puquio hacia Coracora; la vía de Lima Nazca es asfaltada y se encuentra en buen estado de conservación, la derivación de Nazca hacia Puquio también es asfaltada y en buen estado de conservación y la carretera de Puquio hacia Coracora es afirmada y en regular estado de conservación.

El otro acceso es por el departamento de Arequipa, mediante la carretera Chala – Incuyo, una parte del tramo de esta carretera es afirmada y la otra es solo carrozable.

### **1.3.5 Actividades Económicas y Sociales**

#### **Sector Agricultura y Ganadería**

La población se dedica a la agricultura ya que esta actividad es de autoconsumo y seguridad alimentaria, la misma que no le permite obtener ahorros que hagan posible las inversiones en proyectos agroindustriales. Los productos que se cultivan en la zona son: papa, habas, oca, maíz, trigo, cebada y arveja. Respecto a la actividad pecuaria tenemos la crianza de ganado vacuno, ovino, y camélidos americanos incluyendo gran cantidad de vicuñas.

#### **Sector Industrial y Comercial**

La actividad industrial en los pueblos de la zona es artesanal porque existen pequeños telares en donde fabrican los llamados “apacha” (bolsas para el transporte de objetos), así como también existen pequeños aserraderos y molinos de granos.

En el caso del sector comercial, existen pequeños establecimientos que se dedican a la venta de víveres (abarrotes). Además existen las ferias en los principales distritos donde se realizan actividades comerciales de distinta índole, la feria en la ciudad de Coracora se realiza los días domingos.

### **Sector Minero**

Otra de las actividades que actualmente está en reactivación en la zona son las explotaciones mineras correspondientes a la pequeña y mediana minería, en la actualidad se encuentran realizando exploraciones mineras en las zona de Incahuasi, con perforaciones diamantinas.

### **Servicios a la población**

En las localidades principales y distritos como principales beneficiarios de este proyecto, existen instituciones gubernamentales y de administración local correspondientes a su categoría. Entre ellas destacan: La Municipalidad, Instituciones Educativas, Centro de Salud, Organizaciones Religiosas, Clubes de Madres y Vaso de Leche.

En los demás pueblos, existen centros educativos iniciales (pronoie), primarios, y colegios secundarios. Los servicios de salud se ofrecen en postas médicas, ubicadas en las localidades regularmente grandes.

#### **1.3.6 Localidades Beneficiadas**

Las localidades de muestran en la tabla 1.1.

Tabla N° 1.1 Localidades beneficiadas

<b>PSE CORACORA I y II ETAPA (INCLUYE PSE MARCABAMBA)</b>									
<b>CIRCUITO 01 (SALIDA EN 22.9 KV)</b>									
1	Puncupampa	13	Achuane	25	S. J. de Alpabamba	37	Corculla	46	Nahua pampa
2	Pacapausa	14	Ccasahuasi	26	Soteca	38	Huayrana	47	Pisquicocha
3	Ampi	15	Calpamayo	27	Huataca	39	Sayla	48	Lahualahua
4	Upahuacho	16	Sansayca	28	Sequello	37	Corculla	49	Tотора
5	S. J. de Racchi	17	Condorpampa	29	Huancahuanca	38	Huayrana	50	Soraccasa
6	Llancamas	18	Pomacocha	30	Vilcar	39	Sayla	51	Ccellopampa
7	Lacaya	19	Paucaray	31	Colta	40	Surupampa	52	S.S. de Sacraca

8	Tauca	20	Cascara	32	Pomacocha (Colta)	41	Saina	53	Lampa
9	Pucara	21	Belén	33	Vitama	42	Tauria	54	Nahua alta
10	Aniso	22	Patari	34	Oyolo	43	Mirmaca	55	Marcabamba
11	Cochani	23	Rivacayco	35	S. J. de Ushua	44	San Juan		
12	Yanamachay	24	Huallhua	36	Pampachacra	45	Colcabamba		
<b>PSE CORACORA I y II ETAPA</b>									
<b>CIRCUITO 02 (SALIDA EN 22.9 KV)</b>									
1	Ilcococha	15	Chenquene	29	Chaicha	43	Tonsio		
2	Huaccepampa	16	Chusi	30	Huayllascha	44	Huancara		
3	Viscachane	17	Pararani	31	San Antonio	45	Rauripa		
4	Huallhua	18	Manzanayoc	32	Chacaray	46	Casire		
5	Muchapampa	19	Occosuyo	33	Huacachipa	47	Maran		
6	Niño Salvador	20	Sacsara	34	Salla Salla	48	Sondor		
7	Saramarca	21	Carhuanilla	35	Calera	49	Paucaray		
8	Otococha	22	Tarco	36	Antamarca	50	Airoca		
9	Bellavista	23	Untuco	37	Pararca	51	Cahuacho		
10	Chumpi	24	Yurachuasi	38	Colcabamba	52	Nauquipa		
11	Acos	25	Colloni	39	Aulla	53	Pirca		
12	Pinahua	26	Quishuarani	40	Quilcata	54	Incuyo (ESM)		
13	Pullo	27	Collahuacho	41	Acoquina	55	Pausa (ESM)		
14	Antallani	28	Lacaya	42	Santa Rosa				
<b>CIRCUITO 03 (SALIDA EN 22.9 KV)</b>									
1	Lomaspata	5	Huayllane	9	La Merced	13	Chaquipampa		
2	Aycara	6	Santa Rosa	10	Pueblo Nuevo				
3	Ccasahuasi	7	San José	11	Para				
4	Fundo Convento	8	Toma	12	Sancos				
<b>CIRCUITO 04 ( SALIDA EN 10 KV)</b>									
1	Coracora (ESM)	2	Chaviña (ESM)	Electrosurmedio					

## 1.4 Mercado Eléctrico

### 1.4.1 Demanda de Potencia y Energía

Los resultados de la evaluación, revisión y actualización de los estudios de demanda de potencia y energía del proyecto se muestran en los cuadros adjuntos

### 1.4.2 Oferta de Potencia y Energía

El suministro de energía eléctrica del Pequeño Sistema Eléctrico Coracora I y II Etapa es de la Subestación de Potencia 60/22,9/10kV, 7/7/2 MVA que está ubicado en la ciudad de Coracora, cuya construcción se hizo en forma paralela a la ejecución de las líneas y redes del PSE.

### 1.4.3 Calificación Eléctrica

**Localidades tipo A:** Localidades de escenario alto y medio con mayor desarrollo y mayor densidad poblacional, su carga es: 300 W/ lote, con factor de simultaneidad de 0.8.

**Localidades tipo B:** Localidades rurales con escenario bajo, con pocas perspectivas de desarrollo y baja densidad poblacional, su carga es: 250 W/lote.

El factor de simultaneidad utilizado solo para las cargas particulares o de uso doméstico es de 0,8.

El alumbrado público consta de lámparas de vapor de sodio de 70 W, adicionalmente, se consideró 11.60 W como pérdidas en los equipos auxiliares

## 1.5 Alcances del Sistema Eléctrico Coracora I y II Etapa

El presente informe describe las obras ejecutadas del proyecto P.S.E Coracora I y II Etapa, cuyas actividades principales se resumen como sigue:

### 1.5.1 Líneas Primarias

Tabla N° 1.2 Características principales

Sistema	:	Trifásico, bifásico y Monofásico Retorno por Tierra (MRT)
Tensión	:	22,9/13,2 kV
Longitud de línea	:	TOTAL: 435,99 km. (PSE Coracora I y II Etapa)
N° de Ternas	:	1
Altitud	:	1639 m.s.n.m(mínimo) – 4300 m.s.n.m.(máximo)
Conductor	:	Aleación de Aluminio de sección 70, 50, 35 y 25 mm <sup>2</sup>
Estructuras	:	Postes de madera tratada de longitud 12 m
Equipos de Protección y Maniobra	:	03 Recloser(s) en las salidas de 22,9 KV, 02 Seccionadores (en C1 y C2), Seccionadores tipo expulsión (cut out), con fusibles tipo “K” y Pararrayos tipo distribución.
Vano promedio	:	180 m
Disposic. de cond.	:	Triangular y vertical

Aisladores	:	Aislador tipo suspensión clase ANSI 52-3
	:	Aislador tipo pin clase ANSI 56-2
Puesta a tierra	:	Conductor de cobre desnudo de sección 16 mm <sup>2</sup> y electrodo de acero recubierto de cobre de 16 mm diam.x 2,40 m de Long.

### 1.5.2 Redes Primarias

Localidades Beneficiadas	:	TOTAL : 125 Trifásicas (3Ø) y Monofásicas (1Ø)
Conductores	:	Aleación de Aluminio de sección 25 mm <sup>2</sup>
Estructuras	:	Postes de madera tratada de longitud 12 m
Longitud de RP	:	TOTAL: 36,93 km. (PSE Coracora I y II Etapa)
Equipos de protección y maniobra	:	Seccionador tipo expulsión (cut out), con fusibles tipo "K", Pararrayos tipo distribución, Tablero de distribución y sistema de puesta a tierra
Transformadores de Distribución	:	TOTAL : 170 Trifásicos, (12); 22,9/40-,23 kV; de 25, 40, 50, 75 y 160 kVA Monofásicos (158); 13,2/46-,23 kV; de 5,10,15,25 y 40
Puesta a Tierra	:	Conductor de Cobre desnudo de 16 mm <sup>2</sup> de sección y electrodo de acero recubierto de cobre diam.x 2,40 m.

### 1.5.3 Redes Secundarias

Localidades Beneficiadas	:	TOTAL : 125
Sistema	:	Trifásico y Monofásico con neutro corrido
Tensión	:	380/220 V (trifásico) y 440/220 V (monofásico)
Longitud de RS	:	TOTAL: 170,568 km. (PSE Coracora I y II Etapa)
Calificación Eléctrica	:	Tipo A : 500 W/ lote, Tipo B : 400 W/ lote
Factor de simultaneidad	:	0,5
Número de lotes	:	Total PSE Coracora I y II Etapa: 6,568 + 700 (nuevos)
Conductor	:	Autoportante de Al. con portante de aleación aluminio.

Postes	:	Poste de madera tratada de longitud 8 m
Vano promedio	:	50 m
Vano Máximo	:	60 m (excepcionalmente 70m)
Alumbrado Público	:	Las lámparas serán de vapor de sodio de 70 W
Puesta a Tierra	:	Conductor de Cu desnudo 16 mm <sup>2</sup> y Electrodo de acero recubierto de cobre de 16 mm $\phi$ x 2,40 m de longitud, grapas AB
Ferretería	:	Acero forjado y galvanizado en caliente
Conexiones domiciliarias	:	Aérea monofásica., con cable concéntrico de Cu 2x4 mm <sup>2</sup>

PSE Coracora I y II Etapa	Transformadores (kVA)									
	Trifásico					Monofásico				
	25	40	50	75	160	5	10	15	25	40
Cantidad	1	6	12	4	1	26	51	36	32	1

## **CAPITULO II**

### **PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO CORACORA I Y II ETAPA**

#### **2.1 Equipamientos Principales**

##### **2.1.1 Líneas Primarias**

En las Líneas Primarias se tienen los equipos principales siguientes:

- a) Dos Seccionalizadores:
  - Uno en la Línea Primaria Coracora – Marcabamba (Circuito I en 22.9 kV)
  - Uno en la Línea Primaria Coracora – Pausa (Circuito II en 22.9 kV)
- b) Seccionadores de Expulsión - Fusible tipo Expulsión (Cut-Out) de 27 y 38kV, 100A
- c) Pararrayos de Oxido Metálico, 21 kV, 10 kA

##### **2.1.2 Redes Primarias**

En las Redes Primarias se tienen los equipos principales siguientes:

- a) Transformadores de Distribución.
- b) Tableros de Distribución
- c) Seccionadores de Expulsión - Fusible tipo Expulsión (Cut-Out) de 27kV, 100A
- d) Pararrayos de Oxido Metálico, 21 kV, 10KA

##### **2.1.3 Redes Secundarias**

En las Redes Secundarias se tienen los siguientes equipos principales:

- e) Luminarias con Equipo para Lámpara de 70 W
- f) Medidores de Energía Activa, Tipo Inducción 220V, 5-40A, 60Hz.
- g) Medidores de Energía Activa, Electrónico (Prepago)

#### **2.2 Operación y Mantenimiento**

Los principales equipos que requieren de mayor información para la manipulación y mantenimiento en el P.S.E. Coracora I y II Etapa, son en su mayoría los mencionados en la Subestación de la Localidad de Coracora y en los Circuitos I y II; Circuito I Línea Primaria Coracora - Marcabamba y Circuito II Línea Primaria Coracora- Pausa, respectivamente.

El Seccionalizador Trifásico, el Pararrayo de Oxido Metálico, y el Seccionador Fusible Tipo Expulsión (Cut-Out), Por lo que se da atención a estos equipos en particular.

### **2.2.1 Mantenimiento Preventivo**

#### **a) Procedimientos previos**

Se califica y seleccionan al personal que tiene a su cargo las operaciones de las líneas primarias, redes primarias y redes secundarias. Este personal técnico cuenta con experiencia y capacitación para atender las verificaciones periódicas, operaciones preventivas y correctivas y cuando se presenten emergencias, dentro de los parámetros y exigencias de las normas de seguridad técnicas requeridas en el código nacional de electricidad y operaciones técnicas con que cuenta Adinelsa.

#### **b) Verificaciones Periódicas**

Entre las verificaciones técnicas que deben llevarse a cabo periódicamente durante la inspección, se mencionan a continuación como las más relevantes:

- Revisión y limpieza periódica de las áreas de servidumbre de las líneas y redes primarias, este mantenimiento se realiza semestralmente (cada 6 meses)
- Revisión de las cadenas de aisladores de los tipos anclaje y pin, este mantenimiento se realiza anualmente (una vez al año).
- Efectuar mediciones periódicas del aislamiento de las líneas, mantenimiento que se realiza una vez al año.
- Efectuar mediciones periódicas de la resistividad de suelo, mantenimiento que se realiza una vez al año.
- Efectuar mediciones de las puestas a tierra de las subestaciones, verificar la conexión de la carcasa del transformador, pararrayos, así como de los equipos de seccionamiento.
- Verificación física y contrastación de cada uno de los equipos (instrumentos de medición) empleados en las mediciones periódicas.
- Verificación física y pruebas de funcionamiento a los reveladores de tensión.
- Fumigación y desratización en la subestación de potencia, instalado en la localidad de Coracora.

#### **c) Registro: de Estado**

El personal del convenio Municipalidad-Adinelsa encargado de los trabajos de operación y mantenimiento, lleva un cuaderno de registro, en el cual se anotan todas las incidencias y

trabajos efectuados, de acuerdo al cronograma o programa de mantenimiento con que se cuente para tal fin.

### **2.2.2 Mantenimiento Correctivo**

Estos mantenimientos correctivos y/o inspecciones especializadas son efectuados por personal calificado y/o representantes técnicos de los fabricantes de los equipos.

Los daños de mayor intensidad causados a las estructuras, son originados por los disturbios de origen atmosférico las cuales son innumerables por encontrarse a altitudes que superan los 4000 msnm, los mismos que se adjuntan en el anexo fotográfico.

Estas labores son realizadas con ausencia de tensión, cumpliendo las reglas básicas de seguridad estipulados para tal fin (5 reglas de seguridad a las cuales se le conoce también como reglas de oro) y con empleo de equipos y elementos de seguridad apropiados las cuales se describen a continuación:

- 1°. Abrir con corte visible todas las fuentes de tensión
- 2°. Prevenir cualquier posible realimentación: enclavar-bloquear, uso de tarjeta y candado
- 3°. Verificar la ausencia de tensión.
- 4°. Conexión a la puesta a tierra y conexión en cortocircuito de todas aquellas posibles fuentes de tensión.
- 5°. Delimitar y señalizar la zona de trabajo

**CAPITULO III**  
**CALIDAD DE SERVICIOS ELECTRICOS, FALLAS RESGISTRADOS Y**  
**SISTEMAS DE PROTECCION**

**3.1 Calidad de los Servicios Eléctricos.**

**3.1.1 Obligaciones conforme a la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844**

**Art.31°.-** Los concesionarios de generación, transmisión y distribución están obligados entre otras a:

- a) Conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación continua y eficiente.
- b) Cumplir con las disposiciones del Código Nacional de Electricidad y de acuerdo a Normas Técnicas Aplicables.

**Art.86°.-** Si el Suministro de energía sufriera interrupción total o parcial por un periodo consecutivo mayor de cuatro horas, deberá compensar a los usuarios por el costo de la potencia y energía no suministrada en las condiciones que establezca el reglamento, excepto que ellas fueren originadas por causa imputable al usuario. En caso de racionamiento programado por falta de energía a nivel generación, efectuara compensaciones en forma similar a lo previsto en el Art.57° de la Ley.

**Art.87°.-** Los concesionarios podrán variar transitoriamente las condiciones de suministro por causa de fuerza mayor, con la obligación de dar aviso de ello a los usuarios y al organismo fiscalizador, dentro de las cuarentiocho horas de producida la alteración.

**Art.94°.-** Tiene responsabilidad en la prestación del servicio de alumbrado público, en lo que se refiere a alumbrado general de avenidas, calles y plazas.

La energía correspondiente será facturada al Municipio. De no efectuarse el pago por dos meses consecutivos, el cobro se efectuará directamente a los usuarios, de acuerdo al procedimiento fijado en el Reglamento. En este último caso, el Municipio dejará de cobrar el arbitrio correspondiente.

Las Municipalidades podrán ejecutar a su costo, instalaciones especiales de iluminación en un nivel superior a los estándares que se señale en el respectivo contrato de concesión; en este caso deberán asumir igualmente los costos del consumo de energía, operación y mantenimiento.

### **3.1.2 Obligaciones conforme a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y la Base Metodológica de Aplicación.**

Calidad de Producto: Realizara campañas de medición mensuales para el control de la tensión y perturbaciones según establece en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSE).

Sobre la calidad del Servicio de Alumbrado Público y de sus compensaciones:

- Compensara a sus clientes por los servicios de alumbrado público en los que se haya Comprobado que la calidad del servicio no satisface los estándares fijados.
- Compensara a sus clientes por la deficiente calidad de producto, en la facturación del mes siguiente al mes de ocurrencia o verificación de las deficiencias. Dicha compensación debe efectuarla sin necesidad de solicitud previa de los clientes, y no podrá postergarla ni condicionarse la obligación de compensar a que se hagan efectivas las compensaciones que, en su caso, deban efectuar terceros al Concesionario.
- Igual compensara por aquellos suministros, en los que haya comprobado que la calidad del servicio no satisface los estándares fijados en la norma.
- Las tolerancias en los indicadores de calidad de suministro para clientes conectados en distinto nivel de tensión se indica en la tabla 3.1.

Tabla N° 3.1 Cuadro de indicadores de calidad

Nivel de tensión	Sistema Eléctrico Rural (SER)			
	Rural Concentrado		Rural Disperso	
	NIC	DIC	NIC	DIC
MT	07	17	07	28
BT	10	25	10	40

NIC Número de interrupciones semestre (durante el año)

DIC Duración de interrupciones semestre (en horas)

### **3.1.3 Objetivos del Convenio (003-2006) M. P. de Parinacochas- ADINELSA**

Velar por el cumplimiento del objetivo principal de un Sistema Eléctrico asegurando un

nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos tratando de garantizar a los clientes un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable, oportuno y de calidad.

Contemplándose al respecto de calidad lo siguiente:

- **Calidad de Producto:** Tensión, Frecuencia y Perturbaciones
- **Calidad de Suministro:** Interrupciones
- **Calidad del Servicio Comercial:** Trato al cliente y precisión (medida de energía)
- **Calidad de Alumbrado Público:** Deficiencias del alumbrado

### **3.2 Fallas en el Sistema Eléctrico Coracora**

#### **3.2.1 Causas de las fallas.**

- a) **Condiciones climáticas adversas:** Descargas atmosféricas, lluvias, nieves o granizo, hielo excesivo, neblina, viento y calor.
- b) **Medio ambiente:** Contaminación, corrosión, choque de materiales arrastrados por el viento, incendio, caída de árboles sobre las redes.
- c) **Actos de la naturaleza:** Inundación, terremotos.
- d) **Animales:** Aves
- e) **Terceros:** Actos de vandalismo, choque de vehículos sobre el poste, juego con cometas.
- f) **Propias de la Red:** Error de operación, sobrecargas, instalación o construcción deficiente, equipo o diseño inadecuado, envejecimiento, mal funcionamiento, mantenimiento defectuoso.
- g) **Defectos de fabricación:** De materiales y/o equipos

#### **3.2.2 Origen y/o tipo de las fallas.**

Se describen los distintos tipos de perturbaciones que son registrados o que aparecen en las redes eléctricas del Sistema Eléctrico Coracora, como en todo sistema eléctrico, por acción de los diferentes componentes intervinientes en la transmisión, distribución y consumo de la energía eléctrica; siendo estas las siguientes:

- **Origen eléctrico:** Causado por sobrecargas atmosféricas (externas) y maniobras (internas)
- **Origen térmico:** Causado por sobre corrientes y sobretensiones
- **Factores mecánicos:** Causado por esfuerzos por sobre corriente, impactos de objetos extraños, rotura por hielo.
- **Falla en el aislamiento:** Causado por defectos de diseño (inapropiado) y contaminación.

### 3.3 Clasificación de las fallas.

#### a) Por el tiempo de duración.

- **Transitorias:** Aquellas que se auto extingue o se extingue con la actuación de la protección sucedida de una reconexión, no habiendo necesidad de realizar actividades de reparación en las instalaciones. Según el registro de fallas en el sistema eléctrico de Coracora el (70%) de fallas son transitorias.
- **Permanentes:** Aquellas que originan interrupciones prolongadas y exigen de actividades de reparaciones inmediatas para la recomposición del sistema y/o reposición del servicio.

#### b) Por la forma.

- **Fallas serie:** Ruptura física de uno o dos conductores de una línea de transmisión por accidente o tormenta, operación de una o dos fases de los dispositivos de protección debido a corrientes de sobrecarga, fallas en los polos del interruptor al efectuar una operación monofásica.
- **Fallas Shunt o paralelo:** Corto circuito trifásico simétrico, cortocircuito entre fases con puesta a tierra y corto circuito fase-tierra.

#### c) Por la simetría de las ondas:

- **Simétricas**
- **Asimétricas**

#### 3.3.1 Sobretensiones de origen externo.

Los fenómenos más importantes en el sistema eléctrico Coracora que cabe ser considerado como productores de sobretensiones son los siguientes:

- Inducción electrostática
- Carga progresiva de los conductores por rozamiento del aire circundante
- Descargas directas (rayos)
- Inducción producida por descargas atmosféricas cercanas

Todos estos fenómenos provocan sobretensiones de origen externo, en parte de naturaleza oscilante y en parte como ondas de choque. A continuación se resume información recopilada con mayor amplitud sobre el tema de descargas eléctricas por ser esta causante del 75 % de fallas, en el sistema eléctrico Coracora.

#### 3.3.2 Descargas eléctricas en líneas de Distribución (rayos)

Se denomina descarga directa o rayo a la que se produce en caso de tormenta entre nube y nube o entre nube y tierra, está caracterizada por las enormes tensiones puestas en acción, elevadas intensidades y por el tiempo muy corto de duración.

Las tormentas sobrevienen cuando en la atmósfera se interponen capas de aire húmedo entre el suelo y otras capas superiores más frías, la conversión produce corrientes ascendentes de aire húmedo y caliente impulsando hacia arriba las masas de aire en remolinos, cuyo enfriamiento produce la formación de nubes por condensación parcial del vapor de agua contenido en el aire; la acumulación de cargas eléctricas está causada por el rozamiento de las gotas de agua condensada que ascienden con el aire de la atmósfera y, en menor grado, por la fragmentación de las gotas grandes de agua que caen con la lluvia; de esta forma, el conjunto nube-tierra viene a resultar como las dos placas de un condensador que se va cargando cada vez más.

A causa del elevado campo eléctrico (500 kV/m), surgen de las nubes descargas previas en chispas de 10 a 200 m; transcurrido cierto tiempo, el canal luminoso se apaga, aproximadamente durante 0,1 milisegundos y después se forma la siguiente etapa algo más profundamente o, en otros casos, más lejos, hacia tierra, de tal forma que esta descarga previa, transcurrido 1 milisegundo, se prolonga hasta la tierra misma. Inmediatamente se forma la descarga principal que establece la compensación de cargas eléctricas entre nube y tierra. La forma más frecuente es el rayo lineal, constituido por una o varias descargas previas y la correspondiente descarga principal; la descarga previa, llamada también rayo preparatorio, se establece con una velocidad media de unos 11.000 km/seg; el rayo principal posee una velocidad de formación de unos 60.000 km/seg. Del canal luminoso propiamente dicho sale una serie de ramificaciones en forma de descargas en haces o descargas en efluvios.

El rayo puede deteriorar las instalaciones eléctricas de forma directa (rayo directo) o de forma indirecta (rayo indirecto); el caso más frecuente, y también el más peligroso, de rayo directo es cuando la descarga cae directamente en la línea; en este caso, la línea recibe bruscamente una tensión muy elevada, con lo que pueden producirse descargas a tierra a través de los apoyos o del cable de guarda, si se instala este elemento de protección.

La experiencia ha demostrado que si la descarga se produce directamente sobre un soporte de línea, ésta siendo metálico recibe el 100 % de la corriente del rayo y produce la falla de las 3 fases a tierra, mientras que se es de madera, la impedancia de la bajada y la PAT limitaran dicha corriente, pero no evitaran las fallas.

Si la descarga se produce en un vano entre dos soportes, desde el conductor que recibe se originan arcos hacia las fases (falla fase fase) y ondas de corriente en las tres fases que parten en direcciones opuestas y de valor proporcional al acoplamiento, dando lugar a dos ondas de tensión cuyo valor depende de la impedancia involucrada. Si dicho valor supera a la tensión de cebado del aislamiento conductor de fase-apoyo de la línea, se producirán fallas en los apoyos más próximos al punto de caída del rayo, dando lugar a dos ondas cortadas que viajaran a lo largo de la línea hasta las subestaciones terminales. Se observa que, en todo caso, las ondas de tensión que llegan a una subestación están limitadas por el nivel de aislamiento de la línea de la que proceden; cuanto más seguras son las líneas, más expuestas están las estaciones de transformación a perturbaciones, ya que pasan a ser los puntos más débiles de la red.

Dado el nivel de aislamiento de una línea, según recomendaciones teóricas se observa que solo se produce falla de la misma si la intensidad del rayo que cae sobre un conductor supera cierto valor crítico; en la práctica, la mayor parte de los rayos que caen sobre un conductor de fase o lateralmente próximos al eje de la línea dan lugar a fallas de aislamiento, por esa razón algunas veces para evitar la caída directa de un rayo sobre los conductores de fase se opta por una correcta instalación de los cables de guarda, aunque está demostrado que solo reducen un 30% en número de fallas.

En el caso de líneas de media tensión las distancias de aislamiento son suficientemente bajas como para que la probabilidad de cebado inverso sea casi la unidad, no teniendo ningún efecto la instalación de hilos y/o cables de guarda, sobre el riesgo de falla de la línea. En la práctica el cable de guarda en media tensión genera problemas debido a que al momento de impacto directo o un impacto cercano las longitudes de los cuerpos de los aisladores son insuficientes, produciéndose flameo; agravándose cuando las impedancias de puestas a tierra de los postes son alta (mayor a 10 ohmios)

Cuando se produce un impacto directo o cercano a un poste de madera, el agua impregnado en el poste producto de las lloviznas pueden evaporarse de manera violenta consiguiendo la sobre presión puede hacer estallar la madera en fragmentos (astillas) produciendo grietas y/o resquebrajaduras considerables, en algunos casos destruyendo casi en su totalidad.

### **3.4 Fallas por descargas atmosféricas (rayos) en el Sistema Eléctrico Coracora I y II**

#### **Etapas**

En el sistema Eléctrico Coracora, la temporada de invierno (diciembre, enero, febrero, marzo y abril) se registra fallas por este fenómeno, la incidencia de estas se describen a continuación:

#### **3.4.1 Ubicación de la falla**

- Sistema de distribución (PSE Coracora I y II Etapa), con incidencias del 85 %
- Línea de transmisión, barras y transformadores con incidencias del 15 %

Del total de las fallas el 70 % es transitoria, el 30% permanente, siendo de esta ultima el 7 % producido por caída de líneas (6 % conductores de AAAC de 25 mm<sup>2</sup>). Asimismo cabe indicar que las fallas monofásicas a tierra son los que predominan llegando a promedio de 75 %, secundado por las fallas bifásicas ya sea por corto circuito entre fases y fases-tierra llegando a un promedio de 22 % y finalmente las fallas trifásicas llegando a un promedio de 3 %

#### **3.4.2 Efectos de descargas directa (rayos) registrados en el PSE Coracora**

Las transferencias de tensión eléctrica desde un conductor, previsto para la descarga de rayo hacia los circuitos eléctricos, pueden ocurrir debido al acoplamiento capacitivo, al acoplamiento inductivo, y/o al acoplamiento resistivo (por ejemplo acoplamiento por ruptura de aislamiento eléctrico). Son causados por:

##### **a) Caída directa sobre postes de media tensión**

Las ondas de choque acústica de dirección radial, las presiones magnéticas (6000 atmósferas para una descarga de 200 kA) y los arcos de alta corriente explosiva, debido al calentamiento rápido y violento del aire dentro de espacios ocluidos o cerrados, pueden causar daños mecánicos y fracturas de elementos hasta en objetos de masa apreciable.

Los daños causados en líneas monofásicas (MRT), el 95 % terminan en fallas permanentes por colapso y/o deterioro total del aislador principalmente en los armados PS1-0; en los casos de caída directa sobre postes de líneas bifásicas y trifásicas solo se han registrado 06 casos, causando resquebrajaduras y/o grietas considerables que requieren cambio de poste en algunos casos.

##### **b) Caída directa sobre conductores de fase en media tensión**

Se han registrado de formas siguientes:

- En caso de las estructuras en los sistemas MRT, los daños se producen en las estructuras adyacentes, generalmente causando resquebrajaduras en los postes y deterioro en los cables de amarre (aluminio recocido).

- En los casos de los sistemas bifásicos y trifásicos el deterioro se presenta mayormente en los postes y crucetas dependiendo la fase mas afectada, encontrándose también deterioro de conductores por el cortocircuito producido en la mitad del vano y siendo finalmente los mas vulnerables los cables de amarre que generalmente quedan parcialmente derretidos.

### **3.5 Protección en el Sistema Eléctrico Coracora**

#### **3.5.1 Alcances y Descripción de LT Puquio-Coracora y SE Coracora**

El sistema eléctrico en referencia está comprendido por la celda de salida, en la SE Puquio 60 kV, hacia la SE Coracora y la SE Coracora 60/22.9 kV. Dicho sistema se conecta al SEIN a través de una línea de subtransmisión de 60 kV enlazada a la SE Nazca, esta ultima a su vez está conectada al SEIN mediante una línea en 60 kV con la SE Marcona perteneciente a REP.

##### **a) Detalle de las instalaciones:**

- S.E. Puquio 60 kV, celda de salida hacia Coracora 60 KV. Esta celda cuenta con un relé de distancia marca ALSTOM modelo MICOM P433 como protección principal y un relé direccional de sobrecorriente homopolar marca ALSTOM modelo MICOM P123 como protección de respaldo para la LT.
- La S.E. Coracora cuenta con un Transformador de Potencia de 7/9 MVA, 60/22.9 kV y otro de 2 MVA 22.9/10 kV. Además tiene 3 salidas en 22.9 kV (a San Francisco, Chaviña y Pausa) y 1 salida en 10 kV hacia Coracora. Cada salida en 22.9 tiene instalado como dispositivo de protección un recloser marca WHIT & BOURNE modelo POLARR, para la salida en 10 kV se tiene un relé ALSTOM modelo MICOM P125. En el Transformador de Potencia de 7/9 MVA tiene instalado un relé diferencial ALSTOM MICOM P632 y además cuenta con relés de protección de sobrecorriente ALSTOM MICOM P122 en ambos niveles de tensión. En la celda de llegada de la línea de 60 kV tiene instalado un relé de sobretensión ALSTOM MICOM P921.

#### **3.5.2 Datos del Sistema Eléctrico**

Para realizar el análisis de flujo de potencia se ha considerado una red equivalente del SEIN a partir de la S.E. Marcona 220/60/10 kV (en la barra de 220 kV). A partir de este punto el estudio se modela la red eléctrica conforme a la información recopilada.

#### **3.5.3 Metodología**

Para evaluar los resultados del estudio de flujo de potencia el estudio ha considerado los criterios de calidad y confiabilidad, la capacidad del sistema para satisfacer las siguientes condiciones:

**a) Niveles de Tensión en barra:**

- Operación Normal :  $\pm 5\% V_n$
- Operación ante contingencias :  $\pm 10\% V_n$

**b) Cargas en Líneas y Transformadores:**

- Líneas de Transmisión: 100% de su potencia nominal.
- Transformadores de Potencia: 100% de su potencia nominal.

**c) En todos los casos evaluados se ha considerado lo siguiente:**

- Cargas con modelo de potencia constante, concentradas en las salidas de cada alimentador en la S.E. Coracora.
- Se ha considerado las cargas en el escenario de máxima demanda para todos los alimentadores que se encuentren dentro del alcance del estudio.
- Todos los alimentadores de las localidades involucradas conectadas.

### **3.5.4 Demanda eléctrica**

Para el estudio de flujo de potencia se ha evaluado el escenario de máxima y mínima demanda para el año 2005. De acuerdo a la información proporcionada por el ejecutor de obra.

### **3.5.5 Software utilizado**

El software empleado para realizar el estudio de flujo de potencia es el WINFDC versión 2.1. Este software es una aplicación para análisis de redes eléctricas (Flujo de Carga y Cortocircuito), diseñada para Microsoft Access 97 o Access 2000 utilizando como plataforma Windows 95 ó 98.

## **3.6 Criterios de ajuste de los relees de protección**

### **3.6.1 Criterios Básicos**

El objetivo principal del sistema de protección es de aislar de forma rápida el área de falla de un sistema de tal manera de mantener el funcionamiento la mayor parte del sistema restante que no está comprometido en el área de falla. Dentro de este contexto el estudio considera 6 requerimientos básicos para la aplicación de dispositivos de protección.

- **Fiabilidad.-** Seguridad que la protección se realizará correctamente, tiene 2 componentes: confianza y seguridad.

- **Selectividad.-** Continuidad máxima del servicio con mínima desconexión del sistema.
- **Inmunidad a interferencias externas.**
- **Rapidez de Operación.-** Duración mínima de una falla, así como un menor daño en los equipos del sistema.
- **Simplicidad.-** Menor cantidad de equipos de protección y circuitos asociados para lograr los objetivos de protección.
- **Economía.-** Mayor protección a menor costo total.

La protección del sistema y de los equipos es muy importante, en vista que una falla en ella puede dejar sin suministro un área entera, además de poner en riesgo la estabilidad del sistema de potencia.

Esta protección debe tener como característica principal la estabilidad y rapidez por tener las potencias de cortocircuito, la posibilidad de alcanzar valores de decenas de MVA, incluso para fallas monofásicas.

En estas condiciones, las posibilidades de actuaciones incorrectas por el fenómeno de saturación de los transformadores de medida aumentan considerablemente, además de añadirse la aparición de componente asimétrica, que puede ser muy importante ya que en estas redes se obtienen cocientes  $X/R$  elevados.

#### **a) Criterios para protección de Sobrecorriente fase (50/51) y tierra (50N/51N).**

Para la coordinación entre las protecciones de sobrecorriente se ha realizado definiendo los umbrales de corriente y de tiempo, de tal manera que se obtenga la mejor selectividad posible.

- El intervalo de tiempo de coordinación entre relés debe ser aproximadamente 0.2 – 0.3 segundos con un margen de seguridad para compensar los errores que pudieran existir en los valores estimados de corriente de falla, tiempo de operación de la protección y errores de medición en los transformadores de corriente.
- Para el calculo de los ajuste de la función de sobrecorriente de fase de los relés ALSTOM que protegen al Transformador de 7/9 MVA se considerará una corriente de arranque del 125 - 130 % de la corriente nominal del equipo.
- Para el cálculo de los ajustes de la función de sobrecorriente de fase de los recloser WHIPP & BOURNE instalados en las salidas en 22.9 kV se considera una corriente de arranque del 60% de la corriente nominal de los transformadores de corriente asociados.

- Para el cálculo de los ajustes de la función de sobrecorriente de tierra de las protecciones involucradas dentro del estudio, se considera una corriente de arranque igual al 20% de la corriente nominal de los transformadores de corriente asociados a dichas protecciones.
- Para discriminar entre fallas permanentes y temporales en los recloser que protegen a los alimentadores en 22.9 kV se implementa la función de recierre, con un tiempo muerto de 2 segundos.
- Los umbrales de tiempo y las curvas de protección tanto para los ajustes de las protecciones de fase y como para las protecciones de tierra serán elegidos de tal manera de obtener los tiempos de actuación, entre cada protección, mencionada anteriormente.

#### **b) Criterios para protección diferencial de transformadores de potencia (87T)**

La aplicación de la protección diferencial en los transformadores de potencia, reviste especiales cuidados debido a las características que tienen estas máquinas en condiciones normales de funcionamiento.

El análisis utilizado para determinar el ajuste de la protección diferencial del transformador, toma las siguientes consideraciones:

- El valor de la corriente en los arrollamientos, primario y secundario.  
La toma de tensiones o gradientes, da lugar a una relación de tensiones variable.
- La intensidad de excitación circula por un solo arrollamiento.
- Dependiendo del grupo de conexión del transformador, las intensidades entre el primario y el secundario pueden resultar desfasadas.
- Dependiendo del grupo de conexión del transformador, la impedancia de secuencia cero, es diferente dependiendo de donde sea alimentado el transformador.

#### **3.6.2 Ajuste de la Compensación de Relación**

El ajuste para asegurar el correcto funcionamiento del elemento diferencial del relé es importante, debido a que las corrientes que entran al elemento diferencial del relé permanezcan equilibradas bajo condiciones de carga y de fallas pasantes.

En muchos casos, las intensidades primarias en el lado de AT y BT no son exactamente iguales, para solucionar esto se ofrecen los factores de compensación de relación. Para asegurar que las señales utilizadas en el algoritmo diferencial sean correctas, se aplican los factores de compensación de relación ajustables para cada juego de entradas de

transformadores de intensidad (TI). Este rango debe cumplir la mayoría de las necesidades de aplicación.

#### **a) Ajuste de la Compensación de Angulo.**

El grupo de conexión de los transformadores de potencia es el causante del desfase de ángulo que existe entre las intensidades que entran y salen de este. Para compensar cualquier desfase de ángulo entre los devanados del transformador, es necesario realizar una compensación de ángulo, la cual tradicionalmente se ha realizado mediante la conexión apropiada de transformadores de intensidad intermedios, adaptados como réplica de los devanados del transformador principal, ó mediante una conexión en triángulo de los transformadores de intensidad principales.

Los relés modernos ya no usan transformadores de intensidad para realizar tanto la compensación de ángulo como la de relación. Los relés modernos vienen adaptados con compensadores de ángulo y de fase que pueden ser ajustados de acuerdo a las necesidades del caso, eliminando así la necesidad de usar transformadores de intensidad intermedios que realicen dicha labor. En el caso del MICOM P632 realiza la compensación debido al grupo de conexión del transformador introduciendo directamente el grupo de conexión respectivo.

#### **b) Criterios para Protección de Sobretensión Homopolar (59N)**

En un sistema eléctrico balanceado con las tres fases sanas, la suma de cada voltaje de fase respecto a tierra es cero. Sin embargo, cuando se produce una falla a tierra ocurre en el sistema primario un desequilibrio, dando como resultado una tensión residual. Por lo tanto, un relé que mide el voltaje residual se puede utilizar para ofrecer protección para fallas a tierra en tal sistema. Esto ultima causa una subida en el voltaje neutro con respecto a la tierra.

### **3.7 Alcances y Descripción del PSE Coracora I y II Etapa**

Las instalaciones comprendidas en el PSE Coracora I y II Etapa, para el caso del estudio de coordinación de protección, en Líneas y Redes Primarias en 22.9 KV, son:

- C- 01: LP SE Coracora – Pacapausa-Mírmaca
- C- 02: LP SE Coracora – Incuyo – Pausa
- C- 03: LP SE Coracora – Chaviña - Sancos

Adicionalmente se detallan las instalaciones que están dentro del alcance de estudio de coordinación de protección:

- Las (03) Líneas Primarias en 22.9 KV, cada salida tiene instalado como dispositivo de protección un recloser marca WHIT & BOURNE modelo POLARR.
- Las demás Líneas y Redes Primarias cuentan con fusibles de expulsión tipo “K”.
- Existen (02) seccionalizadores ubicados en las Líneas Primarias C-01 y C-02

### **3.7.1 Consideraciones tomados en protección del PSE Coracora I y II Etapa**

- b)** Se tomo como base para coordinación del estudio, ajustes de la protección de sobrecorriente de los reclosers ubicados en las celdas de salida de la SE Coracora en 22.9 KV, los que servirán como referencia para la coordinación con los dispositivos de protección ubicados aguas abajo.
- c)** Los ajustes de los relees de protección de los recloser para fallas entre fases han sido verificados para que no operen con la corriente de plena carga de los equipos y circuitos que protegen.
- d)** Para discriminar las fallas permanentes y temporales en los recloser que protegen a los alimentadores en 22.9 KV se implemento la función de recierre, con un tiempo muerto de 02 segundos.
- e)** La secuencia de apertura de los dispositivos de protección sigue el siguiente orden:
  - Apertura de fusibles ubicados en los transformadores de distribución (cargas).
  - Apertura de los fusibles de los ramales y/o derivaciones
  - Apertura de los fusibles de los troncales, se incluye seccionalizadores instalados en los circuitos 01 y 02 respectivamente.
  - Apertura de los recloser ubicados en las salidas de las líneas primarias 22.9 KV que parten de la SE de Coracora.

## **CAPITULO IV**

### **PÉRDIDAS ELÉCTRICAS Y SISTEMA DE COMERCIALIZACIÓN**

#### **4.1 Pérdidas de Energía en el PSE Coracora I y II Etapa**

##### **4.1.1 Descripción del Sistema Eléctrico de Coracora**

###### **a) Línea de Transmisión 60kV Puquio – Coracora**

La línea de Transmisión Puquio – Coracora tiene una longitud de 51,865 km, simple terna con estructuras metálicas de celosía. La ruta se inicia en la torre de salida de la S.E. Puquio y termina en la S.E. Coracora.

Tensión	: 60kV
Potencia de transmisión	: 8MW
Nº ternas	: 1
Longitud total	: 51,87 km
Conductor Activo	: AAAC -120 mm <sup>2</sup>
Cable de Guarda	: Acero EHS -38,36 mm <sup>2</sup>
Estructuras	: Metálicas de celosía
Aislador	: Standard Clase ANSI 52-3

###### **b) Subestación Coracora**

Transformador de Potencia	: 7/7/2 MVA (ONAN)
Relación de Transformación	: 60±10x 1,0%/23/10kV
Regulación	: Automática
Salidas en 60kV	: 1
Salidas en 22,9kV	: 3
Salidas en 10kV	: 1

###### **c) Línea y Redes Primarias**

Sistema	: Trifásico y monofásico Retorno por Tierra (MRT)
Tensión	: 22,9 – 13,2kV
Longitud de la línea	: 435,99 km

N° de Ternas	: 1
Conductor	: Aleación de aluminio de 70, 50,35 y 25mm <sup>2</sup>
Estructura	: Postes de madera tratada de 12m de longitud
Vano Promedio	: 180m
Disposición de Conductor	: Triangular y vertical
Aisladores	: Tipo suspensión clase ANSI 52– 3 y tipo pin ANSI 56-2
Puesta a tierra	: Conductor Cu desnudo 16 mm <sup>2</sup> y electrodo cooperweld

### c.1) Transformadores MT/BT

Se tiene en total 154 unidades de los cuales 8 son Trifásicos y 146 monofásicos de las siguientes potencias.

Trifásicos: 22,9/ 0,38-0,22kV; 25, 40 y160 kVA

Monofásicos: 13,2/0,46-0,23kV; 5; 10; 15; 25 y 40 kVA.

Tabla N° 4.1 Número de transformadores de distribución del sistema eléctrico

PSE Coracora Etapa	I y II	Transformadores (kVA)							
		Trifásico			Monofásico				
		25	40	160	5	10	15	25	40
<b>Cantidad</b>		1	6	1	26	51	36	32	1

### Relación de transformadores instalados por Localidad

PSE Coracora I y II Etapa		Transformadores (kVA)							Potencia Instalada	
N°	Localidad	Trifásico			Monofásico					
		25	40	160	5	10	15	25		40
1	Sayla							1		25
2	Surupampa					1				10
3	Saina						1			15
4	Tauria					1	1			25
5	Chaviña									0
6	Toma				1					5
7	La Merced				1					5
8	San José					1				10
9	Santa Rosa					1				10
10	Sancos						1	2		65
11	Chaquipampa						1	1		40
12	Lacaya (Pacapausa)						1			15
13	Tauca					1				10
14	Pucara						1			15
15	Aniso					2				20
16	Acos							2		50
17	Bellavista					3	1			45
18	Carhuanilla					1		1		35

19	Chumpi		2	1						240
20	Pinahua				1	1		1		40
21	Otococha						1			15
22	Aycara				1	1	1			30
23	Huaccepampa						1			15
24	Huallhua						1			15
25	Huayllane							1		25
26	Ilcococho						1			15
27	Muchapampa				1			1		30
28	Vizcachane					1				10
29	Niño Salvador				1					5
30	Lomaspata					1				10
31	Belen					1				10
32	Ampi						1			15
33	Puncupampa				1					5
34	Pacapausa					1	2			40
35	Antallani						1			15
36	Chenquene					1				10
37	Pararani					1				10
38	Chusi							1		25
39	Manzanayoc						1			15
40	Occosuyo					2				20
41	Tarco					1	1	1		50
42	Pullo		2							80
43	Sacsara					1		1		35
44	Salla Salla								1	40
45	Lacaya (Incuyo)					1		1		35
46	Calera				1			1		30
47	Collahuacho						1			15
48	Huacachipa					1				10
49	Colloni					1	1			25
50	Incuyo									0
51	Quishuarani						1			15
52	Yurachuasi				2	2				30
53	Cascara					1				10
54	Patari				2					10
55	Rivacayco							1		25
56	Llancamas						1			10
57	San Juan de Archú				1					5
58	Cochani							1		25
59	Calpamayo						1			15
60	Sansayca						1			15
61	Condorpampa					1				10
62	Pomacocha (Pacapausa)					1				10
63	Paucaray							1		25
64	Upahuacho						1	1		40
65	Colta					1		1		35
66	Pomacocha						1			15
67	Vitama					1				10
68	Corculla						2	1		55
69	Pampachacra					1				10
70	Huayrana					1				10
71	San Antonio					1				10

72	Huayllasca				1					5
73	Colcabamba		1							40
74	Nahuapampa				1		1			20
75	San Juan					1				10
76	Chaicha							1		25
77	Chacaray							1		25
78	Huataza				1			1		30
79	Sequillo	1								25
80	Oyolo						1	2		65
81	Pararca				1		1	1		45
82	Aulla				1	1	1			30
83	Tonsio				1					5
84	Casire							1		25
85	Huancara				1	1				15
86	Rauripa					1				10
87	Maran					1				10
88	Pausa									0
89	Mirmaca						1	1		40
90	San José de Usúa						1			15
91	Acoquina					1				10
92	Quilcata		1					2		90
93	Santa Rosa						1			15
94	Soteca							1		25
95	Huallhua						1			15
96	San Javier de Alpbamba							1		15
97	Ccasacchua					2				20
98	Fundo Convento				1					5
99	Saramarca				1					5
100	Untuco					1				10
101	Colcabamba				1					5
102	Antamarca				1					5
103	Vilcar				1					5
104	Ccasahuasi					1				10
105	Yanamachay					1				10
106	Achuane					1				10
107	Para					1				10
108	Pueblo Nuevo					1				10
109	Huanca Huanca				1					5
110	Coracora									0

#### d) Redes Secundarias

Sistema : Trifásico y Monofásico con neutro corrido

Tensión : 380/220 (Trifásico), 440/220 V (Monofásico)

Factor de simultaneidad : 0,5

Conductor : Autoportante de aluminio, con portante de aluminio

##### d.1) Alumbrado Publico

Las lámparas son de vapor de sodio de 70W con pérdidas de 11.60W. Para localidades con configuración urbana y restringida a la plaza y vías principales.

**d.2) Conexión Domiciliarias**

Aérea, monofásica, con cable concéntrico de cobre 2x 4 mm<sup>2</sup> de sección, caja portamedidor y material accesorio de conexión (incluye conector bimetálico).

**d.3) Comercialización de Energía**

En la tabla 4.2, se muestra en forma detalladamente los aspectos de la comercialización, del PSE Coracora.

Tabla N° 4.2 Información general de generación, distribución y comercialización

INFORMACION OPERATIVA SET CORACORA						DISTRIBUCION DE ENERGIA EN BARRA DE 22.90 KV SE CORACORA				
MES	Potencia Instalada SS.EE. Coracora	Capacidad Instalada CH Marcabamba	Max. Demanda LT 60 Kv Puquio-Coracora	Máx. Demanda PSE Coracora	Factor de Utilizacion SS.EE.-CC	Consumo Servicios Auxiliares	Salida 01 (circuito 01) PSE Coracora	Salida 02 (circuito 03) PSE Coracora	Salida 03 (circuito 02) PSE Coracora	Salida 04 (Circuito 04 Electroductos Coracora)
Unidad	MW	MW	MW	MW	%	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Ene-09	5.600	0.121	1.073	1.067	19.054	1.122	57.11	12.697	97.533	146.744
Feb-09	5.600	0.121	0.960	0.955	17.054	1.124	47.602	11.350	86.095	130.308
Mar-09	5.600	0.121	1.099	1.090	19.464	1.206	52.7	12.240	96.125	148.353
Abr-09	5.600	0.121	1.121	1.115	19.911	1.134	57.062	13.059	99.404	155.385
May-09	5.600	0.121	1.159	1.154	20.607	1.166	59.661	14.503	105.361	163.094
Jun-09	5.600	0.121	1.190	1.189	21.232	1.104	60.369	14.212	104.708	162.298
Jul-09	5.600	0.121	1.176	1.170	20.893	1.158	58.924	14.213	111.001	173.043
Ago-09	5.600	0.121	1.236	1.227	21.911	1.050	58.072	13.941	102.496	171.731
Sep-09	5.600	0.121	1.211	1.209	21.589	1.052	63.197	14.482	105.562	159.607
Oct-09	5.600	0.121	1.193	1.184	21.143	1.056	63.836	17.804	107.028	163.003
Nov-09	5.600	0.121	1.161	1.156	20.643	1.008	61.045	15.097	104.028	158.997
Dic-09	5.600	0.121	1.231	1.221	21.804	1.040	61.674	15.082	108.409	166.367
Totales						13.220	701.252	168.680	1227.75	1898.930
Ene-10	5.600	0.121	1.104	1.097	19.589	1.064	59.467	14.777	104.93	147.782
Feb-10	5.600	0.121	1.020	1.017	18.161	0.928	50.646	12.495	89.876	125.392
Mar-10	5.600	0.121	1.123	1.115	19.911	1.088	55.393	14.036	103.888	155.243
Abr-10	5.600	0.121	1.200	1.195	21.339	1.062	64.035	14.903	114.44	164.025

May-10	5.600	0.121	1.226	1.221	21.804	1.122	68.638	15.428	122.826	171.259
Jun-10	5.600	0.121	1.255	1.250	22.321	1.086	71.153	16.079	121.402	169.292
Jul-10	5.600	0.121	1.255	1.280	22.857	1.114	71.075	15.633	132.103	185.887
Ago-10	5.600	0.121	1.327	1.324	23.643	1.044	69.465	15.744	124.303	193.134
Sep-10	5.600	0.121	1.286	1.282	22.893	1.014	70.944	15.082	127.226	167.697
Oct-10	5.600	0.121	1.255	1.250	22.321	1.024	71.59	20.421	127.722	170.271
Nov-10	5.600	0.121	1.267	1.262	22.536	0.946	68.35	16.680	121.203	164.995
Dic-10	5.600	0.121	1.248	1.239	22.125	1.032	73.088	20.868	128.343	180.469
	Totales					12.524	793.844	192.146	1,418.262	1,995.446

MES	TOTAL ENERGIA FACTURADA EN 02 CIRCUITOS									
	Circuito 01 (PSE Coracora)	E Marcabamba	Alumbrado Público C-1	TOTAL FACTURA DO CIRCUITO 1	Circuito 02 (Sistema Pre-Pago y Convencional)	Venta de Energía a Electrodunas Incuyo	Venta de Energía a Electrodunas Pausa	Coracora Usuarios Mayores	Consumo Alumbrado Público C-2	TOTAL FACTURA DO CIRCUITO 2
Unidad	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Ene-09	22.966	16.105	6.809	45.880	25.677	7.942	42.311	3.184	10.101	89.215
Feb-09	16.932	15.266	6.224	38.422	20.7667	6.993	38.884	2.856	9.123	78.623
Mar-09	17.108	13.371	8.662	39.141	20.167	7.678	44.755	2.689	11.395	86.684
Abr-09	19.981	16.15	8.428	44.559	24.3618	7.892	45.325	2.803	11.027	91.409
May-09	23.409	16.033	8.718	48.160	25.3788	8.637	47.095	2.968	11.395	95.474
Jun-09	23.743	17.622	8.153	49.518	26.0209	8.637	47.095	2.8398	11.027	95.620
Jul-09	23.219	15.736	8.563	47.518	31.5717	8.685	49.755	2.738	11.027	103.777
Ago-09	24.724	15.357	8.590	48.671	29.3407	8.415	44.347	2.643	11.177	95.923



Ene-09	5.251	2.699	7.950	144.167	146.744	290.911
Feb-09	5.063	2.438	7.501	125.670	130.308	255.978
Mar-09	4.663	2.826	7.489	134.520	148.353	282.873
Abr-09	4.663	2.735	7.398	144.500	155.385	299.885
May-09	6.586	2.827	9.413	154.213	163.094	317.307
Jun-09	6.104	2.735	8.839	155.082	162.298	317.380
Jul-09	7.354	2.735	10.089	162.543	173.043	335.586
Ago-09	6.821	2.735	9.556	155.201	171.731	326.932
Sep-09	7.174	2.735	9.909	162.444	159.607	322.051
Oct-09	10.744	3.596	14.340	163.853	163.003	326.856
Nov-09	8.528	2.970	11.498	164.276	158.997	323.273
Dic-09	6.984	3.172	10.156	164.036	166.367	330.403
Totales	79.935	34.205		1830.504	1898.930	3729.434
Ene-10	7.965	2.884	10.849	155.644	147.782	303.426
Feb-10	6.802	2.605	9.407	137.004	125.392	262.396
Mar-10	5.945	2.884	8.829	148.865	155.243	304.108
Abr-10	7.149	2.512	9.661	172.234	164.025	336.259
May-10	6.984	2.595	9.579	182.208	171.259	353.467
Jun-10	8.285	2.512	10.797	185.461	169.292	354.753
Jul-10	7.689	2.595	10.284	197.599	185.887	383.486
Ago-10	7.888	2.595	10.483	187.196	193.134	380.330
Sep-10	7.727	2.512	10.239	192.588	167.697	360.285
Oct-10	9.62	2.595	12.215	195.256	170.271	365.527
Nov-10	9.161	2.512	11.673	187.928	164.995	352.923

Dic-10	16.882	2.595	19.477	201.883	180.469	382.352
Totales	102.097	31.396	133.493	2,143.865	1,995.446	4,139.311

MES	ENERGIA ENTREGADA SISTEMA INTERCONECTADO Y GENERACION			PERDIDAS ELECTRICAS					
	Energía Comprada a ELECTRODUNAS S.S.EE. Puquio	Energía entregada por Marcabamba	Energía total entregada al E Coracora	Pérdidas en transmisión y transformación	Pérdidas eléctricas C-01	Pérdidas eléctricas C-02	Pérdidas eléctricas C-03	Pérdidas de Energía Coracora (C1, C2 y C3)	Total Pérdidas de Energía Sistema eléctrico Coracora
Unidad	MWh	MWh	MWh	%	%	%	%	%	%
Ene-09	318.826	0	318.826	1.135	19.664	8.529	37.386	16.222	8.756
Feb-09	279.916	0.584	280.500	1.228	20.262	8.679	33.913	16.327	8.742
Mar-09	313.547	0.608	314.155	0.932	26.576	9.822	38.815	18.867	9.958
Abr-09	329.410	0.1	329.510	1.022	22.049	8.043	43.346	17.013	8.990
May-09	346.754	0	346.754	0.856	19.277	9.384	35.098	16.034	8.492
Jun-09	345.500	0	345.500	0.813	17.974	8.679	37.803	15.349	8.139
Jul-09	359.824	0.212	360.036	0.413	19.646	6.508	29.012	13.075	6.791
Ago-09	350.821	1.286	352.107	1.006	18.004	6.413	31.450	13.957	7.150
Sep-09	347.367	0.748	348.115	0.998	18.069	6.129	31.574	13.826	7.487
Oct-09	355.617	0.244	355.861	0.813	19.157	9.693	19.459	15.039	8.151
Nov-09	343.413	0	343.413	0.943	14.366	4.358	23.841	10.921	5.865
Dic-09	355.266	0.54	355.806	0.758	20.688	4.531	32.661	13.410	7.140
Totales	4,046.261	4.322	4,050.583						
Ene-10	329.817	0	329.817	0.545	15.673	10.813	26.584	14.498	8.002

Feb-10	281.806	0.048	281.854	0.876	12.053	8.668	24.717	12.436	6.903
Mar-10	333.311	0.596	333.907	1.099	21.006	8.825	37.099	16.679	8.924
Abr-10	363.000	0.108	363.108	1.249	18.151	4.744	35.176	13.486	7.394
May-10	380.370	0.456	380.826	0.288	19.596	5.596	37.909	13.055	7.184
Jun-10	381.012	0.176	381.188	0.525	16.785	5.914	32.852	12.475	6.935
Jul-10	408.577	0.06	408.637	0.677	15.650	4.470	34.214	11.291	6.155
Ago-10	407.277	0.212	407.489	0.881	18.517	4.352	33.414	12.670	6.665
Sep-10	384.199	0.236	384.435	0.582	16.829	4.002	32.113	11.143	6.282
Oct-10	394.300	0	394.300	0.830	17.301	3.844	40.182	12.844	7.297
Nov-10	375.210	0	375.210	0.809	13.149	4.336	30.020	10.602	5.940
Dic-10	409.200	0.084	409.284	1.320	20.713	3.885	6.664	11.770	6.580
		1.976	4,450.055						
MES	REGISTRO HISTORICO DE INCREMENTO DE NUMERO DE USUARIOS					CONSUMO ELECTRICO			
	Circuito 01 PSE Coracora y Marcabamba	Circuito 02 Sist. Pre-Pago y Convencional.	Circuito 03	Circuitos 01 y 02 (Mayores- MT4)	Total Usuarios Sist. Convencional y Pre-pago	Consumo Promedio Sist. Convenc.	Consumo Promedio Sist. Pre-Pago		
Unidad	#	#	#	#	#	KWh	KWh		
Ene-09	2889	2991	819	8	6707	11.953	8.585		
Feb-09	2904	2994	819	8	6725	10.008	6.936		
Mar-09	2911	3005	820	8	6744	9.419	6.711		

Abr-09	2919	3016	820	8	6763	10.910	8.078
May-09	2937	3019	820	8	6784	12.251	8.406
Jun-09	2951	3031	820	8	6810	12.588	8.585
Jul-09	2961	3038	820	9	6828	12.248	10.392
Ago-09	2974	3046	821	9	6850	12.359	9.633
Sep-09	2994	3061	823	9	6887	13.437	9.886
Oct-09	3017	3061	824	10	6912	13.917	8.621
Nov-09	3018	3082	823	11	6934	13.705	9.915
Dic-09	3021	3096	828	11	6956	12.389	10.378
Ene-10	3070	3096	831	11	7008	12.720	8.097
Feb-10	3084	3099	822	11	7016	11.157	7.000
Mar-10	3092	3112	825	10	7039	10.463	7.949
Abr-10	3103	3112	825	12	7052	12.842	8.842
May-10	3119	3121	823	12	7075	13.451	9.689
Jun-10	3123	3130	823	12	7088	14.809	9.600
Jul-10	3140	3145	823	12	7120	14.680	10.789
Ago-10	3142	3145	823	12	7122	13.909	10.130
Sep-10	3153	3153	812	12	7130	14.558	9.769
Oct-10	3167	3159	815	10	7151	14.895	9.537
Nov-10	3167	3159	815	10	7172	14.896	8.750
Dic-10	3187	3172	822	10	7191	16.310	9.525

### 4.1.2 Cálculo de Pérdidas de Energía

En el presente capítulo realizaremos una descripción de las pérdidas de energía que ocurren en un sistema eléctrico en general y que es aplicado a los sistemas administrados por ADINELSA, como el caso del sistema eléctrico de Coracora. Se realiza una descripción teórica del origen de las pérdidas de energía, puntualizando aquellas pérdidas que ocurren en el área de influencia de del PSE Coracora.

#### a) Pérdidas Técnicas

Están provocadas por el paso de la corriente eléctrica a través de las líneas, transformadores, barras, conductores de acometida, medidores y otros equipos que son instalados para transportar, transformar y medir la energía eléctrica. Estas se deben a las condiciones propias de conducción de la energía y se manifiestan en forma de calor. Estas pérdidas se producen en todos los niveles desde las barras de salida de las plantas de generación hasta la llegada a los artefactos de los usuarios finales.

En el presente caso, dado que la compra se realiza en una celda de salida 60 kV de la SET Puquio, propiedad de Electrosumedio, las instalaciones aguas arriba no serán considerados. Cada componente del sistema de acuerdo a su material constructivo, a las dimensiones y otras características técnicas, tiene una resistencia asociada que define la conductividad del material

**Las pérdidas técnicas se clasifican por su origen:**

- **Pérdidas por Efecto Joule**

Las pérdidas de potencia ocasionadas por la circulación de la corriente a través de una resistencia eléctrica tienen la siguiente formulación:

$$P = I^2 \cdot R \quad (4.1)$$

Donde:

P = Pérdidas de potencia eléctrica en Vatios

I = Corriente eléctrica en Amperes

R = Resistencia en ohmios

Estas pérdidas son denominadas pérdidas por efecto Joule. Su magnitud depende de la distancia que recorre la energía, la temperatura del ambiente, el diámetro del conductor, la resistividad del conductor, entre otros.

En el sistema eléctrico Coracora, existen pérdidas por efecto Joule, llamadas normalmente como pérdidas técnicas en las líneas, existen múltiples líneas y conductores para transportar y transformar la energía, las líneas de media tensión (MT), las redes de baja

tensión (BT) y las acometidas domiciliarias. Las pérdidas por efecto Joule, se presentan también en el cobre (Cu) de los transformadores AT/MT y MT/BT así como en los medidores de energía.

- **Pérdidas por histéresis (pérdidas en el Hierro)**

La histéresis es la tendencia de un material a conservar una de sus propiedades, en ausencia del estímulo que la ha generado. Podemos encontrar diferentes manifestaciones de este fenómeno.

En electrotecnia se define la histéresis magnética como el retraso de la inducción respecto al campo que lo crea. Las pérdidas por histéresis magnética se producen en los transformadores eléctricos.

- **Histéresis magnética**

Es el fenómeno que ocurre al magnetizar un ferro magneto. Este mantiene la señal magnética tras retirar el campo magnético que la ha inducido.

Se produce histéresis al someter al núcleo a un campo creciente, los imanes elementales giran para orientarse según el sentido del campo. Al decrecer el campo, la mayoría de los imanes elementales recobran su posición inicial, sin embargo, otros no llegan a alcanzarla debido a los rozamientos moleculares conservando en mayor o menor grado parte de su orientación forzada, haciendo que persista un magnetismo remanente que obligue a cierto retraso de la inducción respecto de la intensidad de campo.

Las pérdidas por histéresis representan una pérdida de energía que se manifiesta en forma de calor en los núcleos magnéticos. Con el fin de reducir al máximo estas pérdidas, en los transformadores modernos los núcleos se construyen de materiales magnéticos de características especiales.

La pérdida de potencia es directamente proporcional al área de la curva de histéresis.

Se llama magnetismo remanente a la parte de la inducción magnética que queda en el núcleo cuando el campo que realizó dicha inducción es nulo.

Se llama campo coercitivo al campo de sentido contrario necesario para anular el magnetismo remanente.

Los materiales ferromagnéticos son el Hierro, Níquel, Cobalto, y algunas aleaciones. Desde el punto de vista tecnológico son muy importantes para aplicaciones en generación de energía, motores eléctricos, almacenamiento de información (cintas y discos magnéticos), etc.

En el caso del sistema eléctrico Coracora, las pérdidas por histéresis se producen en los transformadores de potencia, de distribución, equipos de arranque del alumbrado público, medidores de energía entre otros.

#### **b) Pérdidas no Técnicas**

En el negocio eléctrico es inherente la existencia de las denominadas pérdidas No Técnicas o pérdidas Comerciales, las que son calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales del sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo.

$$P_{com} = P_{total} - P_{tec}$$

Donde:

$P_{com}$  = Pérdidas No Técnicas

$P_{total}$  = Pérdidas Totales del Sistema Eléctrico

$P_{tec}$  = Pérdidas Técnicas

**Las pérdidas No Técnicas se clasifican según sus causas en:**

- **Conexiones Clandestinas a la Red de Baja Tensión**

Viene a ser el consumo de energía de usuarios no suscriptores, que consumen energía eléctrica por medio de instalaciones clandestinas sin haber suscrito contrato o acuerdo con la empresa encargada de la distribución de energía.

En este grupo se incluyen también aquellos suscriptores que habiendo tenido un contrato son desconectados de la red por falta de pago y se vuelven a conectar sin autorización.

También incide bastante en el claudestinidad la existencia de clientes morosos quienes no pueden pagar la deuda acumulada y optan por auto reconectarse ilícitamente el servicio.

- **Sub Registro de Medición**

Todos los medidores de energía tienen una curva de error, la misma que varía en función de la carga que alimenta, la temperatura ambiente, el nivel tensión, el término de vida útil de las bobinas voltimétricas y amperimétricas, el factor de potencia entre otros. De modo que los medidores o contadores de energía siempre están registrando una cantidad aproximada la misma que dependiendo de cada medidor puede tener un mayor o menor error.

En este sentido la Norma Técnica de Contraste de Sistemas de Medición de Energía Eléctrica RM N° 013-3003-EM/DM., indica que un registro de energía dentro el rango de  $\pm 3.5\%$  de error comparado con un patrón de laboratorio, es correcta. Este mismo nivel es aceptado internacionalmente por la IEC (International Electrotechnical Comission).

Todos los sistemas de medición con el tiempo van perdiendo eficiencia y aumentan su % de error en forma natural.

- **Fraude o Hurto**

Comprende todos los casos en los cuales el usuario, siendo suscriptor de la empresa, altera el equipo de medición o realiza conexiones ilícitas que le permiten consumir energía sin que sea registrada correctamente por el medidor, disminuyendo así que el importe de su factura por el servicio.

El fraude eléctrico, es un delito contra el patrimonio, cuya pena está considerada en el Art. 185 del código penal del Perú con pena privativa de libertad no menor de un año ni menor de tres años.

Las modalidades para realizar el fraude eléctrico son múltiples, a continuación describimos algunas de ellas:

- **Derivación Ilícita de Acometidas**

Se denomina a las conexiones ilícitas que realiza el usuario, interceptando el conductor de acometida antes de que llegue a la caja porta medidor, en la parte empotrada del cable en la pared.

Este tipo de derivación ilícita es muy popular en su uso dado que las conexiones están empotradas y es muy difícil detectarlas, se requiere de equipamiento y suspensión del servicio al usuario por unos minutos, sobre todo esta última razón impide que se realice pesquisas frecuentemente.

- **Conexión Directa Antes del Medidor**

Otra modalidad de fraude eléctrico es realizar conexiones dolosas antes del medidor. Estas conexiones se efectúan en la bornera del medidor, con la finalidad de lograr que la energía consumida por el usuario no se registre en el medidor. Hay varias formas de hacerlo, por ejemplo instalar puentes de cobre, o realizar una conexión paralela en los bornes del medidor para contar con una alimentación doble dentro de la casa y luego a gusto del usuario conectar algunos artefactos al cable legal y otros al cable fraudulento.

- **Manipulación al Medidor**

También se comete un fraude eléctrico cuando se manipula el medidor, alterando su funcionamiento normal y lograr que tenga un menor o nulo registro de la energía. Es común encontrar engranajes limados, disco torcido, soporte de los ejes del disco alterados, entre otros.

La manipulación de medidores también se realiza por fuera, o practicando unos agujeros en la cubierta y desde allí se actúa con elementos punzo cortantes para lograr la paralización del medidor ya sea permanente o en forma temporal lo cual complica más la ubicación del fraude.

### *Juego de Fases*

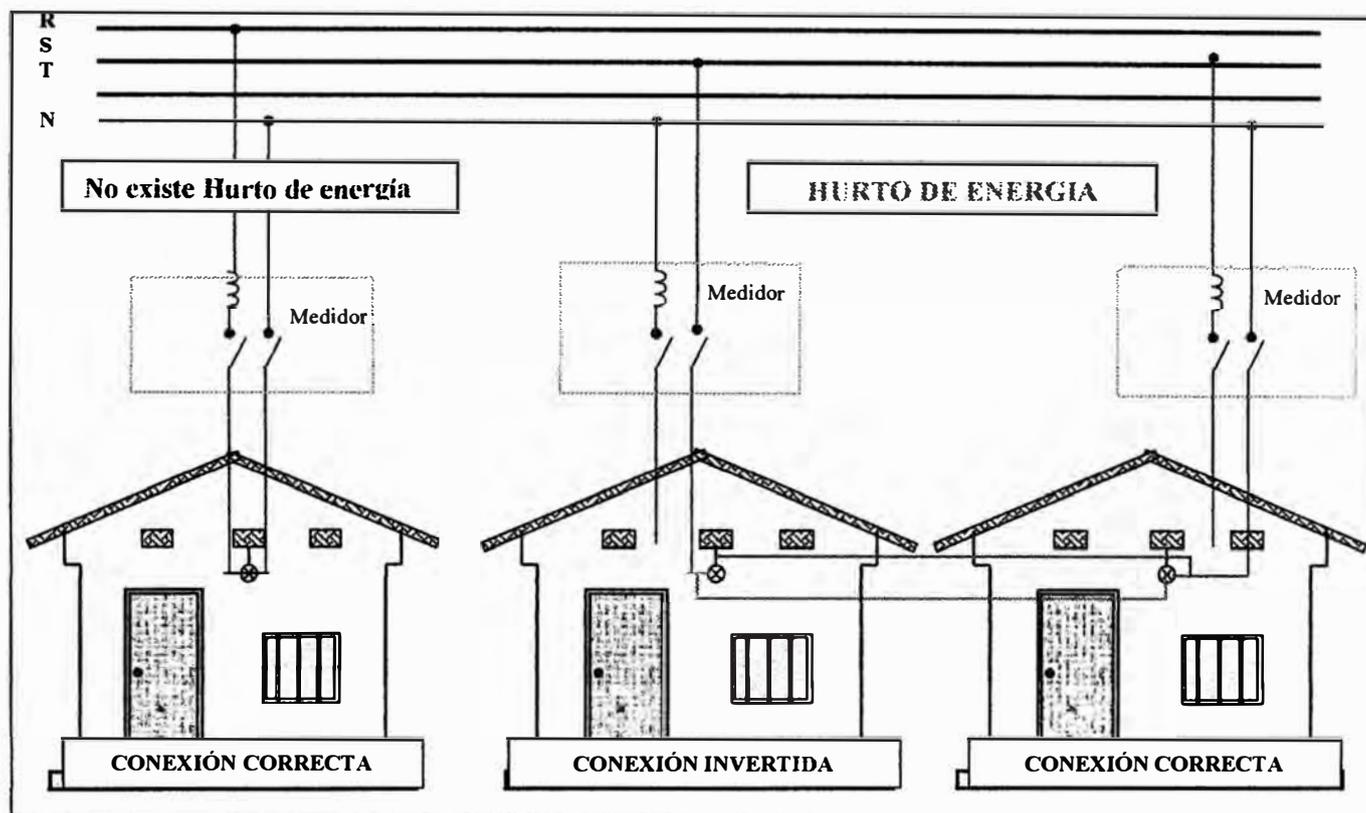


Figura 4.1 Juego de fases del conexionado correcta e incorrecta de acometida

Conexión invertida y uso del neutro de la vivienda vecina, en este caso ambos hurtan energía, los medidores no registran consumo alguno. El fraude por cambio o juego de las fases e invertir la conexión original, cuya fase viva se conecta con la bobina amperimétrica del medidor y el neutro no genera ningún registro de energía. Si es cambiada la conexión y la fase viva se conecta en el lugar del neutro, se permite el paso de la corriente sin que esta pase por la bobina amperimétrica y luego se conecta al neutro del vecino, así no se registra ninguno de los consumos de ambas viviendas.

#### **c) Pérdidas No definidas**

Existe una cantidad de energía que se pierde en los sistemas eléctricos y que hasta la fecha no se ha determinado un método para cuantificarlas, las pérdidas no definidas tienen los siguientes orígenes:

- Pérdidas en puntos calientes del sistema.

- Pérdidas transversales, los aisladores permiten el paso de 4 o 5 miliamperios en cada soporte.
- Pérdidas por fugas a tierra, en casos de falla se presentan contactos a tierra.
- Consumo de energía de contactores, relojes, pararrayos y otros equipos, fusión de fusibles, acción de interruptores. Entre otros.

Tabla N° 4.3 Resumen la clasificación de pérdidas de energía

POR TIPO		POR CAUSA	FUJAS		
PERDIDAS TÉCNICAS	TRANSPORTE	CORONA		VARIABLES	
		HISTERESIS			
		TRANSFORMACION	Joule		
					TRANSMISION
					SUBTRANSMISION
	DISTRIBUCION PRIMARIA				
	DISTRIBUCION SECUNDARIA				
	ACOMETIDAS				
	TRANSMISION AT/MT				
	SUBTRANSMISION AT/MT				
DISTRIBUCION MT/BT					
MEDICIONES	MEDIDORES				
	EQUIPOS DE MEDICION				
PERDIDAS NO TÉCNICAS	HURTO O ROBO				
	FRAUDE				
	POR ERRORES DE MEDICION/CONTABILIZACIÓN				

#### d) Pérdidas de Energía en las Líneas de Media Tensión

Las variables de salida son corrientes de fase, voltajes de nodo, energías, potencias y variables de control. El flujo de carga ha sido efectuado considerando como datos de entrada la información de líneas del diagrama unifilar del PSE Coracora.

Las consideraciones que se tomaron son:

- Teniendo en cuenta que se trata de un sistema con retorno por tierra se debe considerar valores de resistividad similares a los medidos muestralmente en el terreno en el sistema eléctrico de Coracora.
- Teniendo en cuenta que la configuración del sistema es de retorno por tierra se ha considerado tensiones de fase -tierra.

##### d.1) Pérdidas de Energía en Transformadores de Distribución (SED)

Las pérdidas de energía en los transformadores de distribución han sido calculadas por el método de estimación de Pérdidas de Potencia, en función de los datos de placa,

información de tablas del fabricante sobre las pérdidas en el hierro y las pérdidas en el cobre para la potencia nominal del transformador.

Los datos de las pérdidas unitarias para la potencia nominal de los diferentes transformadores existentes en el sistema eléctrico de Coracora se indican en la tabla 4.4, que se construyó a partir de la información dada por los fabricantes.

Tabla N° 4.4 Porcentaje de pérdidas en transformadores de distribución

N° de Fases	P. Nom. KVA	Vcc %	Perdida Cu kW	Perdida Fe kW
3	160	4,2	5,66	0,7
3	40	3,8	1,368	0,234
1	40	3,5	1,26	0,201
1	25	2,9	0,64	0,14
1	15	2,6	0,35	0,095
1	10	2,75	0,24	0,07
1	5	2,98	0,12	0,04

En base a esta información y asumiendo factores de utilización similares a otros sistemas eléctricos rurales se han obtenido las pérdidas para los transformadores de las diversas localidades del PSE Coracora los mismos que se muestran en la tabla 4.5.

Tabla N° 4.5 Pérdidas en transformadores de distribución en el PSE Coracora

N°	Localidad	Transformadores (kVA)								Potencia instalada	Pcu Energía KWH	Pfe Energía KWH
		Trifásico			Monofásico							
		25	40	160	5	10	15	25	40			
1	Savla						1			25	33,70	40,32
2	Surunampa				1					10	12,64	20,16
3	Saina					1				15	18,43	27,36
4	Tauria				1	1				25	31,07	47,52
5	Chaviña									0		
6	Toma			1						5	6,32	11,52
7	La Merced			1						5	6,32	11,52
8	San José				1					10	12,64	20,16
9	Santa Rosa				1					10	12,64	20,16
10	Sancos					1	2			65	85,84	108
11	Chaquipampa					1	1			40	52,14	67,68
12	Lacava-Pacapausa						1			15	18,43	27,36
13	Tauca				1					10	12,64	20,16
14	Pucara					1				15	18,43	27,36
15	Aniso				2					20	25,28	40,32
16	Acos						2			50	67,41	80,64
17	Bellavista				3	1				45	56,35	87,84
18	Carhuaniña				1		1			35	46,34	67,68
19	Chumpi	2	1							240	1292,34	952,128
20	Pinahua			1	1		1			40	52,66	72
21	Otococha					1				15	18,43	27,36
22	Aycara			1	1	1				30	37,39	59,04
23	Huacchapampa					1				15	18,43	27,36
24	Huallhua					1				15	18,43	27,36
25	Huavllane						1			25	33,70	40,32
26	Ilcoocha					1				15	18,43	27,36

27	Muchapampa			1		1		30	40,02	51,84
28	Vizcachane				1			10	12,64	20,16
29	Niño Salvador			1				5	6,32	11,52
30	Lomaspata				1			10	12,64	20,16
31	Belen				1			10	12,64	20,16
32	Amni					1		15	18,43	27,36
33	Puncunampa			1				5	6,32	11,52
34	Pacanausa				1	2		40	49,50	74,88
35	Antallani					1		15	18,43	27,36
36	Chenquene				1			10	12,64	20,16
37	Pararani				1			10	12,64	20,16
38	Chusi						1	25	33,70	40,32
39	Manzanavoc					1		15	18,43	27,36
40	Occosuyo				2			20	25,28	40,32
41	Tarco				1	1	1	50	64,77	87,84
42	Pullo	2						80	39,84	34,74
43	Sacsara				1	1		35	46,34	60,48
44	Salla Salla						1	40	66,35	57,88
45	Lacava (Incuvo)				1		1	35	46,34	20,16
46	Calera			1			1	30	40,02	60,48
47	Collahuacho					1		15	18,43	27,36
48	Huacachina				1			10	12,64	20,16
49	Colloni				1	1		25	31,07	47,52
50	Incuvo							0		
51	Quishuarani					1		15	18,43	27,36
52	Yurachuasi			2	2			30	37,92	63,36
53	Cascara				1			10	12,64	20,16
54	Patari			2				10	12,64	23,04
55	Rivacavco						1	25	33,70	40,32
56	Llancamas				1			10	12,64	20,16
57	San Juan de Archi			1				5	6,32	11,52
58	Cochani						1	25	33,70	40,32
59	Calpamayo					1		15	18,43	27,36
60	Sansavca					1		15	18,43	27,36
61	Condornampa				1			10	12,64	20,16
62	Pomacocha				1			10	12,64	20,16
63	Paucaray						1	25	33,70	40,32
64	Unahuacho					1	1	40	52,14	67,68
65	Colta				1		1	35	46,34	60,48
66	Pomacocha					1		15	18,43	27,36
67	Vitama				1			10	12,64	20,16
68	Corculla					2	1	55	70,57	95,04
69	Pamnachacra				1			10	12,64	20,16
70	Huavrana				1			10	12,64	20,16
71	San Antonio				1			10	12,64	20,16
72	Huavllasca			1				5	6,32	11,52
73	Colcabarnba	1						40	19,45	17,36
74	Nahuanampa			1		1		20	24,75	38,88
75	San Juan				1			10	12,64	20,16
76	Chaicha						1	25	33,70	40,32
77	Chacarav						1	25	33,70	40,32
78	Huataza			1			1	30	40,02	51,84
79	Sequillo	1						25	10,41	12,96
80	Ovolo					1	2	65	85,84	108
81	Pararca			1		1	1	45	58,46	79,2
82	Aulla			1	1	1		30	37,39	59,04
83	Tonsio			1				5	6,32	11,52
84	Casire						1	25	33,70	40,32
85	Huancara			1	1			15	18,96	31,68
86	Raurida				1			10	12,64	20,16
87	Maran				1			10	12,64	20,16
88	Pausa							0		
89	Mirmaca					1	1	40	52,14	67,68
90	San José de Usúa						1	15	18,43	27,36
91	Acoquina				1			10	12,64	20,16

92	Quilcata		1					2		90	26.85	25.87
93	Santa Rosa							1		15	18.43	27.36
94	Sotoca								1	25	33.70	40.32
95	Huallhua							1		15	18.43	27.36
96	S. J. de Alpabamba							1		15	18.43	27.36
97	Ccasacchua					2				20	25.28	40.32
98	Fundo Convento				1					5	6.32	11.52
99	Saramarca				1					5	6.32	11.52
100	Untuco					1				10	12.64	20.16
101	Colcabamba				1					5	6.32	11.52
102	Antamarca				1					5	6.32	11.52
103	Vilcar				1					5	6.32	11.52
104	Ccasahuasi					1				10	12.64	20.16
105	Yanamachav					1				10	12.64	20.16
106	Achuane					1				10	12.64	20.16
107	Para					1				10	12.64	20.16
108	Pueblo Nuevo					1				10	12.64	20.16
109	Huanca Huanca				1					5	6.32	11.52
110	Coracora									0		
	Total TRAFOS	1	6	1	26	51	36	32	1	2445	4 807,04	5 404,032
											10 211,07	

Estas pérdidas alcanzan un valor de 10 211,07 kwh. Este valor de energía resultante es alto, considerando los estándares para este tipo de sistemas; sin embargo, también se explica por Sobredimensionamiento de los transformadores respecto a las demandas reales.

#### e) Pérdidas de Energía en las Redes de Baja Tensión

Las pérdidas de energía en las redes de baja tensión se calculan por el método de Caída de Tensión, este método es internacionalmente aceptado.

$$\%P = \left[ 1 - \left( 1 - \frac{\Delta V_m}{V} \right)^2 \right] \times 100 \quad (4.2)$$

Relación conocida:

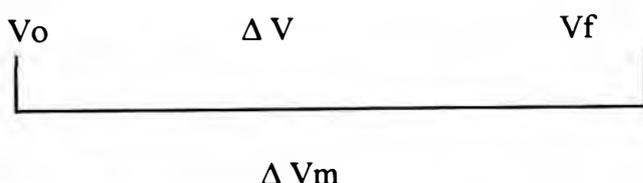
Donde:

%P : porcentaje de pérdidas de potencia.

$\Delta V_m$  : caída de tensión media de un tramo (Voltios).

V : tensión nominal del tramo (Voltios).

Para obtener el porcentaje de pérdidas de potencia requerimos de la caída de tensión en un tramo de la red considerando la ubicación de la carga a la mitad del tramo.



Donde:

$V_o$  : Tensión inicial (Voltios).

$V_f$  : Tensión final (Voltios).

$\Delta V_m$  : Caída de tensión media del tramo.

Para realizar la evaluación de las pérdidas consideramos a nivel del sistema en evaluación un porcentaje de caída de tensión promedio, el que se halla en función de mediciones realizadas en puntos de cola de las subestaciones representativas de diferentes zonas típicas del sector en mención.

El diagrama de carga lo obtenemos de los reportes obtenidos por equipos analizadores de redes los que deben ser instalados en el alimentador general de una subestación de distribución por un período de 24 horas. Dicho diagrama previamente debe ser corregido por un diagrama típico que sea representativo de la zona y del día en que se realiza la medición.

El porcentaje de pérdidas de energía lo obtenemos de la ecuación (4.3), donde el factor de carga y de pérdidas se halla de la siguiente manera:

$$F_c = \frac{\sum_{i=1} P_{ix} \Delta t_i}{T \times P_{\max}} \quad (4.3)$$

Donde:

$F_c$  : Factor de carga

$P_i$  : Potencia instantánea de un período de tiempo unit. (ejm. 15min.).

$\Delta t_i$  : Intervalo unitario de tiempo.

$T$  : Período total del análisis (ejm. 34 horas).

$P_{\max}$ : Potencia máxima del periodo total.

Luego calculamos el factor de pérdidas mediante la relación:

$$F_p = K F_c + (1 - K) F_c^2 \quad (4.4)$$

Donde:

$F_p$  : Factor de pérdidas.

$F_c$  : Factor de carga.

$K$  : Constante.

$K = 0.3$  para sistemas de distribución.

Para el sistema eléctrico de Coracora se estiman las pérdidas en las redes de Baja Tensión en 0,6% del total.

#### **e.1) Pérdidas de Energía en las Acometidas**

Las pérdidas de energía en las acometidas, se han estimado en función de estudios en empresas similares, el procedimiento que se debe seguir es instalar un medidor electrónico de precisión en la red y otro en la caja metálica antes del medidor. Así por diferencia entre los dos registros se calcula las pérdidas en el conductor de acometida.

Para este sistema las pérdidas en las acometidas están en el orden de 1,7 MWh.

#### **e.2) Pérdidas de Energía en los Contadores de Energía**

En los contadores de energía se presentan dos tipos de pérdidas de energía distintos.

El primero es por el consumo interno del medidor, la bobina voltimétrica consume una potencia cuyo valor depende la marca y antigüedad del medidor. Para el caso del sistema eléctrico de Coracora se ha obtenido una pérdida técnica total para el parque de medidores de 0.35 Kwh/mes/usuario lo que nos dan un total de 1 115 kWh. Así mismo la bobina de corriente también genera pérdidas de energía por el efecto joule, y la que por ser la carga muy baja se considera cero.

El otro tipo de pérdidas que se originan en el medidor son por un Sub Registro en la medición, debido a la calidad de la calibración del medidor y su mantenimiento. Este valor se determina por muestreo y contrastando con un medidor patrón.

#### **e.3) Pérdidas por Alumbrado público**

Las lámparas son de vapor de sodio de 70W con pérdidas de 11.60W lo cual da un total de 81.60W. Estas pérdidas dentro del PSE Coracora, son de acuerdo al parque 14 875.2 kWh-mes.

#### **e.4) Pérdidas No Técnicas (Comerciales)**

Para el sistema eléctrico de Coracora las pérdidas No Técnicas, se han estimado en 3 % del total distribuido en las 03 salidas (C-01, C-02 y C-03), ascendiendo a un promedio de 3000 kWh-mes.

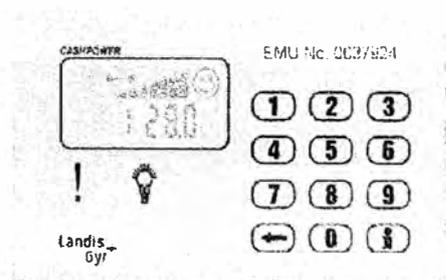
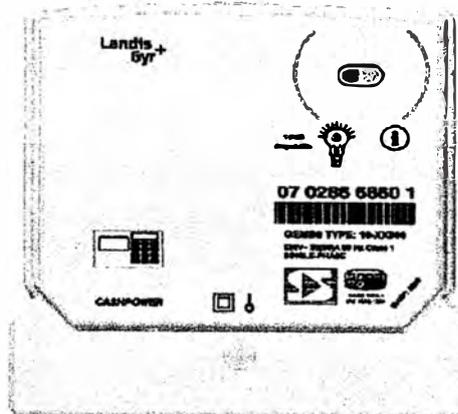
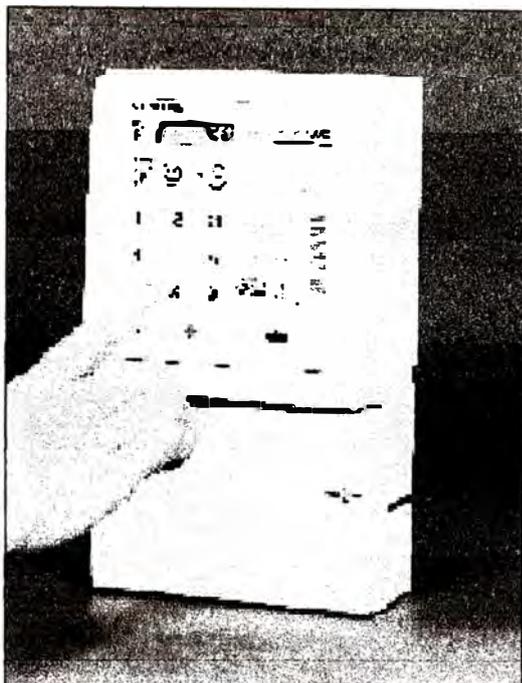
### **4.2 Sistema de comercialización**

#### **4.2.1 Análisis y Evaluación del sistema de comercialización pos pago y prepago**

##### **a) Tecnologías Prepago**

En los PSEs bajo administración de ADINELSA, se vienen implementando sistemas de medición prepago, destacándose dos tipos de tecnologías diferentes las cuales se pueden apreciar en las figuras 4.2 y 4.3.

- Medidor Prepago con transferencia de datos por medio de códigos encriptados



**Fig. N° 01 A**

**Fig. N° 01 B**

**Figura 4.2 Modelos de medidores prepago**

Son medidores monofásicos Mono-cuerpo y Bi-cuerpo con tipo de conexión aérea y un sistema de códigos encriptados de 20 dígitos, respectivamente.

- Medidor prepago con transferencia de datos por medio de tarjeta con chip inteligente.

La tecnología de medidor prepago utilizada en el PSE Coracora I y II Etapa, son los medidores prepago mono cuerpo con tarjeta inteligente, tal como se puede apreciar en la

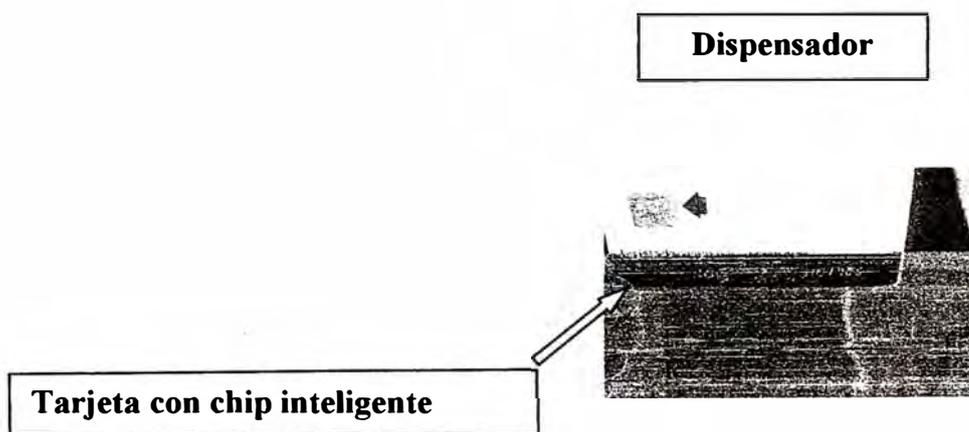
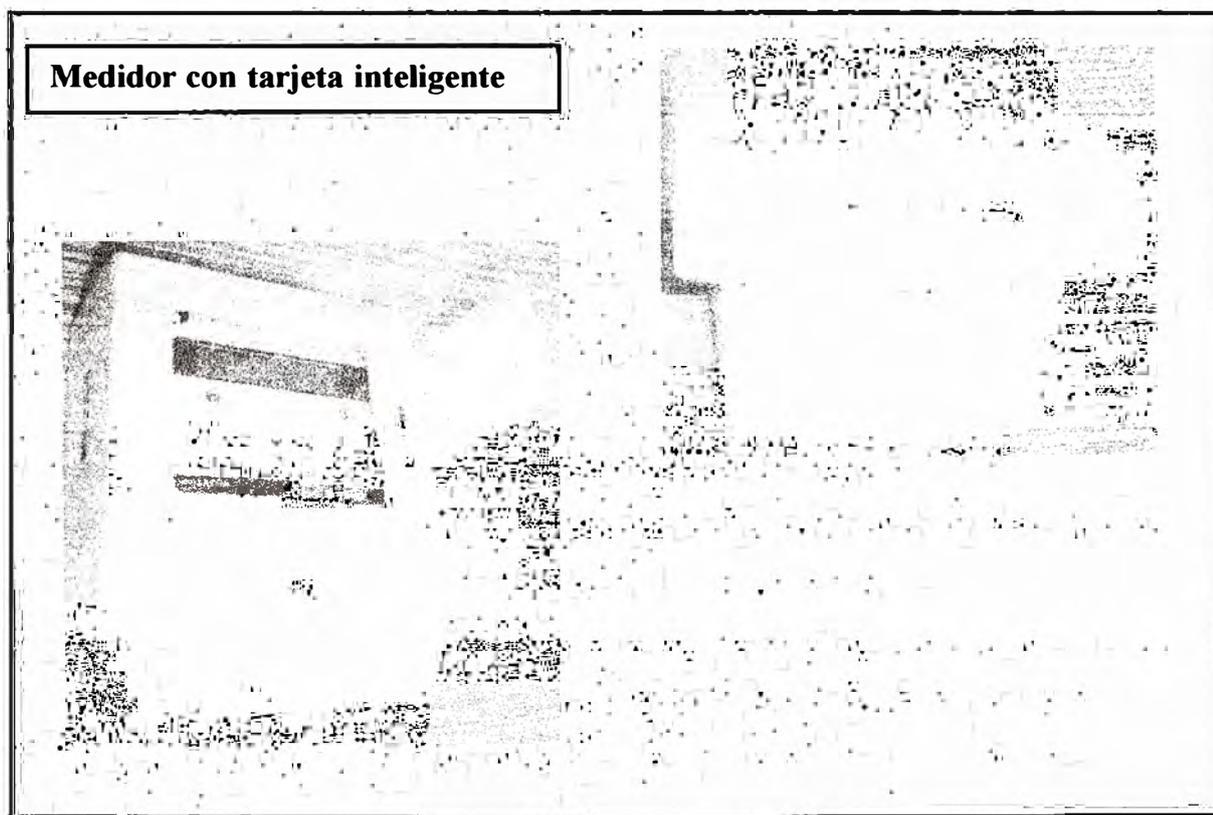


Figura 4.3 Medidores prepago con tarjetas inteligentes

Son medidores monofásicos con el tipo de conexión aérea y un sistema de tarjetas inteligentes recargables. Este medidor se ofrece en varios rangos de corriente nominal, 5(30) A, 10(60) A.

Para el caso de la corriente de arranque el medidor inicia su registro de energía con el 0.4% de la corriente nominal, para el caso del medidor de 5 A, esta corriente de arranque es de 20 mA. Vale decir el medidor registra desde una carga de 4.4 W.

#### **4.2.2 Descripción del ciclo comercial:**

**El ciclo comercial prepago, consta de 04 pasos:**

- a.- Pago por compra de energía
- b.- Emisión del comprobante de pago.
- c.- Cargar el crédito de Kwh desde el dispensador hacia la tarjeta
- d.- Descargar el crédito de Kwh desde la tarjeta inteligente hacia el medidor.

#### **a) Limitaciones en el sistema de comercialización (prepago)**

- Dado el costo del presupuesto de instalación otorgado con facilidades de pago, esto origina una deuda mensual, incluso si no hay compra de energía.
- La morosidad más común es respecto a los cargos fijos. Además la aplicación del cargo fijo origina una serie de inconvenientes en el proceso de facturación.
- Los responsables de la administración (Supervisores) viajan a cada localidad donde están los puntos de venta, para realizar la liquidación mensual correspondiente y para la fijación de los nuevos precios. Esto también origina costos adicionales.
- Se han detectado casos de clientes que no acuden al punto de compra a pesar de no tener crédito (energía). Esto significa que el esfuerzo de comprar es mayor que su necesidad de la energía eléctrica.
- No existen reclamos por exceso de consumo. Los reclamos son principalmente por el cargo fijo cuando no existe consumo.
- Existen algunos casos de medidores defectuosos: Pantallas borradas, entrega de energía sin crédito, defecto en entrega de energía y otros relacionados a las tarjetas.
- En los sistemas donde la geografía es bastante accidentado, el prepago no es recomendable por el hecho que no todos las localidades cuentan con transporte permanente para desplazarse al punto de venta más próximo, por lo que encarece más los costos de pasajes que el mismo hecho de comprar energía.

#### **c) Análisis comparativo de las tecnologías**

Tabla N° 4.6 Análisis comparativo de medidores prepago

Con código encriptado	Con Tarjeta
Poca visión pantalla, dificultad para cargar	Más fácil de cargar se introduce y listo
En la pantalla se ve el saldo	tarjetas CREKING lee saldo, DM
Teclado sensible o no marca	Deterioro de tarjetas o tarjetas malogradas
Se puede hacer venta por teléfono	No se puede hacer venta a distancia
Informa el último código ingresado y los kwh	El medidor no graba nada a la tarjeta
El código se puede perder, pero se recupera	La tarjeta se puede perder
Dificultades para personas mayores	No existen dificultades para personas mayores
Mayor costo, personal va a digitar	Caja especial- medidor mono cuerpo

#### 4.2.3 Análisis comparativo de los sistemas prepago y el sistema post-pago

##### a) Características de las localidades

Las localidades del PSE Coracora, tienen las siguientes características:

- Localidades alejadas entre sí mismas
- Dificil acceso a las localidades por las malas condiciones de las vías y escasos medios de transporte.
- Dentro de las localidades existe una gran dispersión de los clientes
- Los usuarios son de bajos recursos económicos
- El consumo promedio es de 3.28 soles mensuales que equivalen a 8 kWh/mes
- La frecuencia de compra que se ha establecido en la práctica es de 1.0 veces en promedio mensual
- Existencia de clientes esporádicos que visitan su pueblo generalmente solo en temporadas de fiesta y luego todo el año mantienen la vivienda cerrada.

##### b) Actividades que se desarrollan en sistemas pre-pago y post-pago

###### Sistema Post pago

- Lectura del medidor
- Conciliación de lecturas
- Facturación
- Reparto de recibos
- Reclamos por exceso de consumo

- Cobranza
- Cortes de servicio
- Reconexión del servicio
- Gestión de morosidad (15 %)
- Cobranza judicial por pago de soles
- Provisión y castigo de cuentas morosas

#### **Sistema Pre pago**

- Pre facturación de cargos fijos y energía promedio por cliente
- Venta anticipada al consumo de energía al cliente
- Transferencia de crédito al medidor
- Apoyo técnico para adiestramiento de uso correcto de las tarjetas.
- Gestión de morosidad por cargos fijos mensuales (AP, cargo fijo entre otros) (promedio de 40%)
- Cobranza judicial de deudas
- Provisión y castigo de cuentas morosas

#### **c) Las diferencias entre el sistema post-pago y pre-pago:**

##### **Sistema Post-pago:**

- Reclamos por exceso de facturación, generalmente por errores de lectura.
- Índice de morosidad, los importes morosos incluyen la energía y los cargos fijos, lo cual conduce a la pérdida de clientes por retiros de conexión.
- Permite excesos de consumo no deseados por el cliente (por fugas a tierra o falla en artefactos) que termina en una factura inflada.

##### **Sistema Pre-pago:**

- No ha originado reclamos por exceso de facturación. No hay costos de atención de reclamos ni modificación de facturas.
- No hay deudas por consumo de energía. Morosidad solamente por cargos fijos (incluye AP).
- El cliente controla su consumo de energía.

#### **4.2.4 Factores críticos de implementación de sistemas de medición prepago**

##### **a) Determinación de clientes a conectarse**

Se han encontrado un importante número de casos de clientes conectados que no han registrado consumos. Una de las razones más frecuentes es que la ejecución de la conexión

no corresponde a la necesidad de un cliente (conexiones a viviendas no habitadas, más de una conexión para un mismo predio, etc.).

Estos casos incrementan los costos de conexión primero y después los costos de operación porque tiene que efectuarse el retiro de las mismas. Adicionalmente, constituyen una distorsión en los procesos comerciales.

Para superar este inconveniente, se debe efectuar un empadronamiento responsable basado en un compromiso de los usuarios, efectuado por parte de la empresa concesionaria y no dejar a la decisión de terceros (contratistas).

#### **b) Determinación de la cantidad de puntos de venta y su ubicación**

Cuando existen localidades en las cuales no existen puntos de venta y adicionalmente los escasos puntos de venta existentes están distantes de estas localidades, consiguientemente no existen facilidades de comunicación (teléfono, transporte público, etc) hasta estos puntos, el resultado es que el usuario deja de utilizar la energía eléctrica y regresa a la situación anterior al proceso de electrificación (Cuesta más comprar energía que regresar al sistema de iluminación anterior).

Por lo tanto, la determinación del número y ubicación de los puntos de venta debe ser profundamente estudiada teniendo en cuenta las características de vida de los pobladores de las localidades involucradas (ubicación de colegios secundarios, medios de comunicación (teléfono, Internet, transporte público), postas médicas, mercados importantes, existencia de ferias, etc). Adicionalmente, se deben evaluar alternativas menos convencionales para los puntos de venta y buscar soluciones más económicas que una oficina con empleados y PCs, debido a su costo.

#### **c) Capacitación y entrenamiento**

La capacitación y entrenamiento del personal técnico, comercial y administrativo es sumamente importante. Esta capacitación debe partir por el conocimiento del sistema y la convicción de sus virtudes y debe estar dirigida al personal que participará en las diferentes actividades de la actividad: Operación comercial, operación técnica y administrativa y debe incluir simulaciones de venta reales utilizando las instalaciones previstas para la operación específica del sistema en implementación.

Otro aspecto, no menos importante de la capacitación es el referido al usuario. En especial se debe incluir en esta capacitación a los miembros jóvenes de los hogares, especialmente a los escolares de cada localidad.

#### **d) Procedimientos Comerciales.**

Los procedimientos comerciales fueron diseñados o adecuados específicamente para la operación con sistema pre-pago en el PSE Coracora.

También, existen aspectos generales críticos que deben ser revisados como la independización de las deudas por conexiones de las cuentas por venta de energía.

Es importante, también, la administración de la información comercial, a través de un único responsable. Esto permite la posibilidad de una evaluación permanente del comportamiento del sistema en el tiempo.

**e) Aspectos Normativos.**

Es importante que ADINELSA participe activamente en la revisión de la normativa referida a los sistemas de medición pre-pago, haciendo conocer su experiencia en la aplicación de las normas que se emiten al respecto y solicitando su modificación, si fuera el caso. Por ejemplo, el caso de los costos fijos debe ser revisado, dada la implicancia negativa que representa para los usuarios, comparativamente al servicio telefónico prepago.

**Tabla N° 4.7 Cuadro de Operación Comercial del Sistema Pre-pago  
CIRCUITO- II**

<b>LOCALIDAD</b>	<b>TOTAL N° DE USUARIOS</b>	<b>CENTRO DE VENTA</b>
<b>ILCOCOCHA</b>	<b>199</b>	<b>CENTRO DE VENTA N° 01 (CORACORA)</b>
<b>HUACCEPAMPA</b>		
<b>NIÑO SALVADOR</b>		
<b>VIZCACHANI</b>		
<b>MUCHAPAMPA</b>		
<b>HUALHUA</b>		
<b>SARAMARCA</b>	<b>698</b>	<b>CENTRO DE VENTA N° 02 (CHUMPI)</b>
<b>ATOCOCHA</b>		
<b>BELLAVISTA</b>		
<b>CHUMPI</b>		

<b>ACOS</b>		
<b>CARHUANILLA</b>		
<b>PINAHUA</b>	<b>735</b>	<b>CENTRO DE VENTA N° 03 (PULLO)</b>
<b>PULLO</b>		
<b>ANTALLANI</b>		
<b>CHENQUENE</b>		
<b>CHUSI</b>		
<b>PARARANI</b>		
<b>MANZANAYOCC</b>		
<b>SACSARA</b>		
<b>OCOSUYO</b>		
<b>TARCO</b>		
<b>UNTUCO</b>		
<b>YUCCACCHUASI</b>		
<b>COLLONI</b>		
<b>QUISHUARANI</b>		
<b>COLLAHUACHO</b>		
<b>LACAYA</b>		
<b>CHAICHA</b>		
<b>HUAYLLASCHA</b>		
<b>SAN ANTONIO</b>		
<b>CHACARAY</b>		
<b>HUACACHIPA</b>		

<b>SALLASALLA</b>		
<b>CALERA</b>		
<b>ANTAMARCA</b>	<b>466</b>	<b>CENTRO DE VENTA N° 05 (QUILCATA)</b>
<b>PARARCA</b>		
<b>COLCABAMBA</b>		
<b>AULLA</b>		
<b>QUILCATA</b>		
<b>ACOQUIPA</b>		
<b>TOTAL USUARIOS</b>	<b>3172</b>	

**Tabla N° 4.8 Cuadro de Operación Comercial del Sistema Convencional (Post-pago)**

**CIRCUITO- I**

<b>LOCALIDAD</b>	<b>USUARIO</b>	<b>TOTAL</b>	<b>CENTRO DE COBRANZA</b>
<b>PUNCUPAMPA</b>	<b>8</b>	<b>144</b>	<b>PACAPAUSA</b>
<b>PACAPAUSA</b>	<b>104</b>		
<b>AMPI</b>	<b>32</b>		
<b>UPAHUACHO</b>	<b>86</b>	<b>137</b>	<b>UPAHUACHO</b>
<b>LLANCAMAS</b>	<b>16</b>		
<b>LACAYA</b>	<b>21</b>	<b>137</b>	<b>ANISO</b>
<b>TAUCA</b>	<b>30</b>		
<b>PUCARA</b>	<b>35</b>		
<b>ANISO</b>	<b>51</b>		
<b>S.J. DE RACCHI</b>	<b>13</b>	<b>213</b>	<b>UPAHUACHO</b>

<b>COCHANI</b>	<b>81</b>				
<b>YANAMACHAY</b>	<b>17</b>				
<b>ACHUANE</b>	<b>24</b>	<b>184</b>	<b>CALPAMAYO</b>		
<b>CCASAHUASI</b>	<b>46</b>				
<b>CALPAMAYO</b>	<b>58</b>				
<b>SANSAYCA</b>	<b>56</b>				
<b>CONDORPAMPA</b>	<b>15</b>				
<b>POMACOCOA</b>	<b>18</b>	<b>153</b>	<b>PAUCARAY</b>		
<b>PAUCARAY</b>	<b>59</b>				
<b>CASCARA</b>	<b>17</b>				
<b>BELEN</b>	<b>17</b>	<b>460</b>	<b>RIVACAYCO</b>		
<b>PATARI</b>	<b>16</b>				
<b>RIVACAYCO</b>	<b>34</b>				
<b>HUALLHUA</b>	<b>29</b>				
<b>SAN JAVIER</b>	<b>33</b>				
<b>SOTECA</b>	<b>33</b>				
<b>HUATACA</b>	<b>81</b>				
<b>SEQUELLO</b>	<b>53</b>				
<b>HUANCAHUANCA</b>	<b>7</b>				
<b>VILCAR</b>	<b>15</b>				
<b>COLTA</b>	<b>70</b>				
<b>POMACOCOA</b>	<b>31</b>				
<b>VITAMA</b>	<b>24</b>				
<b>OYOLO</b>	<b>144</b>			<b>545</b>	<b>OYO LO</b>

<b>S.J. DE USHUA</b>	<b>53</b>		
<b>PAMPACHACRA</b>	<b>17</b>		
<b>CORCULLA</b>	<b>111</b>		
<b>HUAYRANA</b>	<b>20</b>		
<b>SAYLA</b>	<b>59</b>		
<b>SURUPAMPA</b>	<b>34</b>		
<b>SAINA</b>	<b>37</b>		
<b>TAURIA</b>	<b>70</b>		
<b>MIRMACA</b>	<b>148</b>	<b>170</b>	<b>MIRMACA</b>
<b>SAN JUAN</b>	<b>22</b>		
<b>PISQUICOCHA</b>	<b>91</b>	<b>91</b>	<b>PISQUICOCHA</b>
<b>TOTORA</b>	<b>61</b>		<b>PAUCARAY</b>
	<b>Total</b>	<b>2097</b>	

**CIRCUITO III**

<b>LOCALIDAD</b>	<b>USUARIOS</b>	<b>TOTAL</b>	<b>CENTRO DE COBRANZA</b>
<b>LOMASPATA</b>	<b>23</b>	<b>307</b>	<b>CORACORA</b>
<b>AYCARA</b>	<b>77</b>		
<b>CCASACCAHUA</b>	<b>35</b>		
<b>FUNDO CONVENTO</b>	<b>11</b>		
<b>HUAYLLANI</b>	<b>67</b>		
<b>SANTA ROSA</b>	<b>42</b>		
<b>SAN JOSE</b>	<b>23</b>		
<b>TOMA</b>	<b>12</b>		
<b>LA MERCED</b>	<b>17</b>		

<b>PUEBLO NUEVO</b>	<b>21</b>	<b>302</b>	<b>SANCOS</b>
<b>PARA</b>	<b>27</b>		
<b>SANCOS</b>	<b>254</b>		
<b>CHAQUIPAMPA</b>	<b>200</b>	<b>200</b>	<b>CHAQUIPAMPA</b>
	<b>Total</b>	<b>809</b>	

**LAMPA**

<b>LOCALIDAD</b>	<b>USUARIOS</b>	<b>TOTAL</b>	<b>CENTRO DE COBRANZA</b>
<b>SACRACA</b>	<b>349</b>	<b>349</b>	<b>SACRACA</b>
<b>LAMPA</b>	<b>119</b>	<b>229</b>	<b>LAMPA</b>
<b>COLCABAMBA</b>	<b>66</b>		
<b>NAHUAPAMPA</b>	<b>29</b>		
<b>NAHUA ALTA</b>	<b>15</b>		
	<b>Total</b>	<b>578</b>	

**PAUSA**

<b>LOCALIDAD</b>	<b>USUARIOS</b>	<b>TOTAL</b>	<b>CENTRO DE COBRANZA</b>
<b>SANTA ROSA</b>	<b>20</b>	<b>138</b>	<b>PAUSA</b>
<b>TONSIO</b>	<b>19</b>		
<b>HUANCARA</b>	<b>19</b>		
<b>RAURIPA</b>	<b>19</b>		
<b>CASIRE</b>	<b>39</b>		
<b>MARAN</b>	<b>22</b>		

**MARCABAMBA**

<b>LOCALIDAD</b>	<b>USUARIOS</b>	<b>TOTAL</b>	<b>CENTRO DE COBRANZA</b>
<b>MARCABAMBA</b>	<b>148</b>	<b>148</b>	<b>MARCABAMBA</b>

**TOTAL USUARIOS**

<b>4009</b>
-------------

**TOTAL NUMERO DE USUARIOS PRE-PAGO y POST-PAGO = 7,181**

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **Conclusiones**

1. Las estrategias de restablecimiento de servicio, en la LT 60 KV Puquio-Coracora, Subestaciones de Puquio (Celda de salida) y Coracora se desarrollan de 02 formas establecidas: consignas operativas bajo fallas y planes de contingencia.
2. Las consignas operativas bajo fallas, sirven para atender las fallas no destructivas, de los sistemas de maniobras, control y protección de la LT 60 KV Puquio-Coracora, y S.E Coracora, incluyéndose en esta las instalaciones del PSE Coracora I y II Etapa.
3. El plan de contingencias, sirve para atender las fallas destructivas básicamente de los componentes principales, como las estructuras de apoyo, interruptores, transformadores de potencia y otros. Donde entre otros se establecen los procedimientos de acción para cada caso de riesgo crítico identificado en su fase de recuperación provisional y recuperación plena del suministro de energía; son elaborados siguiendo los lineamientos formulados por OSINERGMIN.
4. Los mantenimientos generalmente son realizados a través de cuadrillas de operarios apoyados y/o acompañados de camionetas y demás implementos que garantizan la seguridad y protección a los personales que ejecutan los mantenimientos, teniendo en consideración las siguientes precauciones: Contar con el equipo de seguridad adecuado; mantener las distancias de seguridad; probar periódicamente los equipos de seguridad para validar su perfecta operación; seguir estrictamente los procedimientos de mantenimiento; coordinar y controlar al personal técnico implicados en las tareas de mantenimiento.
5. Los problemas de calidad de energía dentro del área de influencia del sistema eléctrico Coracora, básicamente son originadas por perturbaciones de origen externo (atmosféricos). Sin embargo un porcentaje de estos están dentro de ámbito de trabajo (aguas abajo) referido a instalaciones de media y baja tensión.

6. Gran parte de los problemas de calidad de la energía propias de las instalaciones son causados por malas puestas a tierra, conexiones defectuosas (incluye conexiones internas o de los usuarios), diseños deficientes (radiales con longitud excesiva), construcciones deficientes y baratos (calidad de materiales), entre otros.
7. Dentro de las construcciones deficientes, del PSE Coracora, solo en el circuito 02 (LP Coracora-Pausa), se dejaron de instalar cortacircuitos en 17 ramales o líneas que derivan de la Línea Primaria Troncal mencionada. A fin mejorar la calidad de los servicios se implementaron los cortacircuitos en mención, debido a las interrupciones constantes registrados en estas líneas MRT, reduciendo las interrupciones en un 40%.
8. La distribución porcentual de la ubicación de las fallas en el sistema eléctrico Coracora de acuerdo a los primeros años de operación se agrupan en los siguientes: Líneas de transmisión, barras y transformadores (15%), sistema de distribución (PSE Coracora I y II Etapa) (85%); considerándose dentro del sistema de distribución las fallas monofásicas (70%), bifásicas (27 %) y trifásicas (3 %). Del total de las fallas a tierra atribuidos a los disturbios de origen atmosférico, el 80 % es transitorio y el 20 % permanente.
9. El mal dimensionamiento de materiales, específicamente empleo de conductores de AAAC de 25 mm<sup>2</sup>, en las líneas primarias derivaciones o ramales dentro del PSE Coracora (03 circuitos), ocasionan problemas en la calidad de servicios acumulando un promedio de 7 % de las fallas permanentes.
10. Las perturbaciones de origen interno, que deterioran la calidad de servicios dentro del área de influencia del sistema eléctrico Coracora son las originadas básicamente por salidas y/o inyección súbita de grandes bloques de cargas en las instalaciones de la Minera SHOGAN (Marcona), los que influyen en la aparición de frecuencia anormales y por ende variación de tensión considerable.
11. Dentro de las instalaciones del PSE Coracora, líneas primarias monofásicas (MRT), específicamente las estructura (PS1-0), son las más vulnerables por encontrarse en zonas de alto nivel isocerámico y por el tipo de estructura simula punta Franklin provocando la excitación atmosférica, creando una ionización por simular efecto punta haciendo que la descarga incida en este punto causando colapso total de aislador pin (ver anexo fotográfico).
12. En cuanto al sistema de comercialización la calidad del sistema pos pago depende en sumo grado del personal a cargo de las actividades, principalmente, lectura, cobranza,

cortes y reconexiones; en otras palabras si falla la persona, falla el sistema. En cambio en el sistema prepago, la calidad es independiente de las personas, por su mayor automatización. Otro aspecto beneficioso del sistema prepago es la inexistencia de morosidad por compra de energía.

13. En Localidades atendidos con la tecnología prepago se observa la aparición de nuevas actividades, respecto a los sistemas de medición pospago; con el consiguiente incremento de costos del servicio, lo cual lleva a la conclusión inmediatista de que es una alternativa inadecuada. Otro inconveniente es la morosidad originada por el pago de la conexión, y por los cargos fijos, sobre todo cuando no hay compra de energía. También se han observado casos de clientes que no acuden al punto de compra a pesar de no tender crédito en el medidor. Esto se traduce como que el esfuerzo de comprar es mayor que su necesidad de la energía eléctrica y es una consecuencia directa de la ubicación de los puntos de venta respecto a estos usuarios. Los reclamos presentados se refieren exclusivamente a la facturación de los cargos fijos.

### **Recomendaciones**

1. Es importante para cada condición específica la selección de componentes apropiados y evaluación respectiva. Los componentes con baja confiabilidad deben ser rechazados por el monitoreo de calidad o ser detectado por las estadísticas de monitoreo y ser reemplazados.
2. Las medidas que deben ser tomadas en los sistemas de distribución para mejorar la disponibilidad y/o continuidad del servicio eléctrico pueden ser divididas en dos tipos: **medidas para reducir el número de fallas** ( adecuada selección e instalación de los componentes de las redes, cambio del nivel del mantenimiento y control de cargas) y **Medidas para reducir las consecuencias de fallas** ( cambio en las estructuras de las redes, cambio en los métodos de operación de los sistemas de distribución).
3. Es de importancia el entrenamiento de operadores y técnicos, el contar con materiales de reserva y las facilidades de comunicación bajo condiciones de emergencia.
4. En aéreas donde la línea se aproxima a poblados o viviendas, se deben controlar los riesgos de tensión de paso y de toque, controlando los niveles de puesta a tierra. El código Nacional de Electricidad prescribe 25 ohmios y las Normas Alemanas prescriben para este tipo de zonas el uso de mallas parecidas a las de las subestaciones en algunos casos la implementación de cercos de seguridad.

5. Las instalaciones de las puestas a tierra se degradan con el tiempo y por tanto requieren de revisiones y mantenimientos periódicos.
6. La conexión de pararrayos (equipos y líneas) se deben realizar empleando conductores que formen curvas suaves y excluyendo los ángulos vivos, debido a que las sobretensiones presentan en su marcha frecuencias elevadas; por lo que los cambios fuertes de dirección de los conductores recorridos por las descargas influyen de tal forma que aquella no sigue el trazo del conductor, haciendo que el arco salte entre los lados del ángulo para salvar la distancia y recorrer el camino de menor resistencia a la descarga.
7. Se deben tener especial cuidado en las redes de distribución cuando estas cruzan por zonas con componentes mayormente de arenas silicosas, debido a que al producirse caída del conductor el calor del arco funde la arena, siendo detectada la falla solo por función sensitiva del recloser mas no por apertura de cortacircuito (Cut-Out), originando la solidificación del material fundido, durante el tiempo de recierre, formando una capa vitrificada o aislante, quedando restablecido el servicio luego de la actuación del recloser, como si no existiesen fallas.
8. Es importante poner atención al estudio de cortocircuito a fin de tener el control adecuado de los cortocircuitos o fallas, ya que estas pueden producir interrupciones de servicio, asimismo de forma paralela se deben considerar la aplicación de los esquemas de protección y su coordinación respectiva.
9. Teniendo en consideración problemas de generación y la carencia de recursos económicos en especial en los pueblos rurales, es necesario continuar con la campaña de uso racional de la energía eléctrica (sistema pre-pago y otros), fortaleciéndola desde medios de difusión apoyados en el beneficio que resulta para los usuarios hacer un correcto uso de sus servicios. En este caso no se trata de recortar su uso sino de utilizar el servicio evitando desperdiciar electricidad; lo que finalmente significaría un innegable ahorro económico para los usuarios y un alivio para SEIN.
10. Para la implementación del sistema Pre-Pago la determinación del número y ubicación de los puntos de venta deben ser profundamente estudiadas teniendo en cuenta las características de vida de los pobladores de las localidades involucradas (ubicación de colegios secundarios, medios de comunicación (teléfono, Internet, transporte público), postas médicas, mercados importantes, existencia de ferias, etc.). Adicionalmente, se

deben evaluar alternativas menos convencionales para los puntos de venta y buscar soluciones más económicas que una oficina con empleados y PCs, debido a su costo.

- 11.** Respecto a las dos tecnologías evaluadas se recomienda que en las especificaciones para futuros sistemas prepago, considerar ambas opciones (con tarjeta y código encriptado) y establecer un puntaje de cumplimiento de las funciones necesarias para la operación exitosa y hacerlos competir técnica y económicamente, dado que ambos cumplen satisfactoriamente.
- 12.** Para administrar adecuadamente la cantidad de conexiones en los sistemas de medición prepago futuros se recomienda un empadronamiento responsable basado en el compromiso de los usuarios, previa a la ejecución de conexiones físicas, con la participación directa del personal de Adinelsa y no dejar la decisión en manos de terceros (contratistas).
- 13.** Respecto a los aspectos normativos, se recomienda la participación más intensa de parte de Adinelsa exponiendo su experiencia práctica en estos temas, ante el ente normativo, principalmente a lo referente a eliminación de los cargos fijos y optar por alternativas distintas (tarjetas telefónicas por ejemplo).

## **BIBLIOGRAFIA**

- [1] Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad, CODIGO NACIONAL ELECTRICIDAD SUMINISTROS Ediciones MEN, Lima-2001
- [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] D. José Ramírez Vázquez, ENCICLOPEDIA CEAC DE ELECTRICIDAD. Ediciones CEAC, S.A España-1973
- [5] Geraldo Kindermann, PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA, Ediciones Florianópolis-SC Brasil-2007
- [6] Leónidas Sayas P, PROTECCION EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA E INDUSTRIALES, Ediciones MTECSUP Lima-2002
- [7] Gilberto Enrique Harper, LA CALIDAD DE LA ENERGIA EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS, Ediciones Limusa/Mexico-2006
- [8] ADINELSA, EXPEDIENTE TECNICO CONFORME A OBRA DEL PSE CORACORA I Y II ETAPA