

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA
MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA DE HONGOS Y PSE
ASOCIADO DENTRO DEL ÁMBITO RURAL**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

EDUARDO COSSIO MORALES

**PROMOCIÓN
2000 - I**

**LIMA – PERÚ
2004**

*Dedico este trabajo a:
Verónica y Andrea Cristina, esposa e hija,
fuentes de amor y alegría,
Olga y Eduardo, mis padres, por el apoyo
permanente en mi carrera.*

**OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA MICROCENTRAL
HIDROÉLECTRICA DE HONGOS Y PSE ASOCIADO DENTRO DEL
ÁMBITO RURAL**

SUMARIO

El presente trabajo da a conocer la manera como se viene desarrollando la operación y el mantenimiento de la infraestructura eléctrica en las zonas rurales del país, tomando como ejemplo el sistema eléctrico Hongos, ubicado en la serranía de la capital el mismo que se encuentra integrado por una microcentral hidroeléctrica y las líneas, redes primarias y redes secundarias, estos sistemas son interesantes para desarrollarse profesionalmente debido a que permiten conocer la generación, la transmisión en media tensión y la distribución, dotando de experiencias las cuales con llevan a tomar decisiones adecuadas en la manera de operar y mantener dichas instalaciones.

Es nuestra obligación mantener dicha infraestructura eléctrica en las mejores condiciones, manteniéndola operativa y cumpliendo con las normas de servicio establecidas, así como buscar mecanismos que aseguren la continuidad del servicio a través de los años, los cuales no representen al estado mayor inversión a la que hoy representan, haciéndolas auto sostenidas, pero con un serio compromiso social con las personas de mas bajos recursos encontradas en las zonas rurales.

En el capítulo I se ofrece una visión general del sistema eléctrico rural, encontrándose los antecedentes del sistema.

Se presenta el mercado eléctrico del proyecto, la demanda y oferta de la potencia y energía proyectada, se describe las instalaciones del sistema eléctrico, el

tipo de sistema empleado en la mayoría de los sistemas eléctricos rurales, tales como los sistemas bifásicos y monofásicos por retorno por tierra (MRT).

El capítulo II evalúa el estado de las instalaciones eléctricas de la microcentral y PSE asociado, dando a conocer los problemas técnicos que se presentan dentro de una central y sistema eléctrico a nivel rural, y mediante la cual se realizan las acciones correctivas para su operación, se describen la manera de operación del regulador de velocidad de los grupos de generación y su principio de funcionamiento, siendo este elemento esencial para la operación de la microcentral.

El capítulo III presenta un importante tema como es el las tarifas, aplicadas a los usuarios residenciales ubicados en las zonas rurales, se desarrollan las tarifas en media y baja tensión, así como también se muestra la aplicación del FOSE dentro del ámbito rural, asimismo se dan a conocer los costos que se incurren para desarrollar la operación y mantenimiento de las instalaciones, realizando una visión retrospectiva de los gastos, se muestra la alternativa de solución para la disminución de los costos de operación, implementando los medidores Pre-pago, así como la comparación con el sistema convencional y principales ventajas.

Para finalizar, se presentan las conclusiones del presente trabajo.

ÍNDICE

PRÓLOGO

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES

1.1	Antecedentes del Pequeño Sistema Eléctrico	3
1.2	Objetivo del Informe	4
1.3	Descripción del Área del Proyecto	5
1.3.1	Ubicación Geográfica	5
1.3.2	Condiciones Climatológicas	5
1.3.3	Altitud del Área del proyecto	5
1.3.4	Vías de Comunicación	6
1.3.5	Actividades Económicas y Sociales	6
1.3.6	Localidades Beneficiadas	7
1.4	Mercado Eléctrico	9
1.4.1	Demanda de Potencia y Energía	9
1.4.2	Oferta de potencia y Energía	9
1.5	Alcances del Sistema Eléctrico Hongos	10
1.5.1	Líneas Primarias	10
1.5.2	Redes Primarias	11
1.6	Subestaciones de Distribución	13

1.7	Subestación Elevadora	13
-----	-----------------------	----

CAPÍTULO II

MANTENIMIENTO DE LA M.C.H DE HONGOS Y PSE ASOCIADO

2.0	Evaluación de la M.C.H de Hongos	15
2.1	Grupo Chino	15
2.1.1	Válvula de Admisión	15
2.1.2	Turbina	15
2.1.3	Generador	16
2.1.4	Regulador	17
2.1.5	Tablero de Control	18
2.1.6	Baterías	18
2.1.7	Transformador	18
2.2	Grupo Japonés (Kubota)	18
2.2.1	Válvula de admisión y unidad hidráulica de accionamiento	18
2.2.2	Turbina	19
2.2.3	Generador	20
2.2.4	Tablero de control	20
2.2.5	Tablero del Regulador	21
2.2.6	Dummy Load (carga ficticia)	21
2.2.7	Baterías	21
2.2.8	Transformador	21
2.2.9	Resistencia de Puesta a tierra	22
2.3	Trabajos de Mantenimiento	22
2.4	Cronograma de Mantenimiento	22

2.5	Operación del Gobernador de Velocidad de los grupos Instalados	30
2.5.1	Regulación de la velocidad por caudal de agua	30
2.5.2	Principio de funcionamiento	33
2.5.3	Aceite utilizado en el funcionamiento del regulador	34
2.5.4	Regulación de la velocidad por regulación en la carga	36
2.5.5	Principio de funcionamiento	38
2.6	Sistema de Disipación de Energía (Dummy Load)	40
2.7	Regulación de la velocidad por regulación de carga grupo Japonés	40
2.8	Circuito de fuerza y control del Tablero Kubota	42
2.8.1	Implementación de reles de protección	44
2.9	Procedimiento para la puesta en Funcionamiento de los grupos de Generación	47
2.9.1	Grupo Chino	47
2.9.2	Grupo Kubota	49
2.9.3	Puesta en paralelo	51
2.9.4	Maniobras ante fallas señalizadas en el panel principal	52
2.10	Sistema de Medición de Energía, descripción de los Tableros utilizados en la Operación de las Subestaciones de Distribución 22.9 / 0.46 – 230 kV	54
2.10.1	Funcionamiento	54

CAPÍTULO III

OPERACIÓN Y EVALUACION ECONOMICA DEL SISTEMA

3.0	Tarifas	59
3.1	Pliego tarifario a clientes finales	59

3.1.1	Precios en barra	60
3.1.2	Precios en barra equivalente en Media Tensión	61
3.1.3	Valor agregado de distribución	62
3.1.4	Cálculo de los ingresos por venta de energía	63
3.1.5	Sistemas eléctricos aislados	64
3.1.6	Tarifa Aplicada en el ámbito del Pequeño Sistema Eléctrico Hongos	65
3.1.7	Distribución	65
3.1.8	Generación	65
3.2	Estructuración y cálculo de la tarifa en Media Tensión (MT2) y Baja Tensión (BT2, BT5B y BT6) aplicada al PSE Hongos	65
3.2.1	Generación	66
3.2.2	Transmisión	66
3.2.3	Distribución	66
3.3	Resoluciones vigentes	67
3.4	Calificación de los sistemas eléctricos de distribución	68
3.5	Tarifas a Clientes en Media y Baja Tensión	68
3.6	Constantes de cálculo	68
3.7	Variables de cálculo	71
3.8	Cálculo de las tarifas de Media tensión (MT2) y Baja tensión (BT2, BT5A y BT6)	73
3.8.1	Pliego tarifario del servicio público de electricidad por sistemas	94
3.9	Fondo de Compensación Social	95
3.10	Costos de Operación y Mantenimiento del PSE Hongos	99
3.10.1	Gastos de mantenimiento	99

3.11	Sistemas de Contabilización de Energía con medidores Pre-pago	109
3.11.1	Sistema Pre-Pago	109
3.11.2	Características de las Instalaciones de Electrificación Rural	109
3.11.3	Criterios para optar por un sistema Pre-pago	109
3.11.4	Concepto del Sistema Pre-Pago	110
3.11.5	Comparación de los sistemas convencional o Pre-Pago	111
3.11.6	Ventajas del Sistema Pre-Pago	111
3.11.7	Características de los equipos	112
3.11.8	Software de Venta de Energía y características de los conceptos facturables.	113
3.11.9	Proyecto Piloto con suministro de energía eléctrica con medidores Pre-pago	114
	Acuerdo de Cooperación Técnica entre SISTELEC y ADINELSA	114
	Criterios para elegir la zonas del Proyecto	114
	Resultados Preliminares	114
CONCLUSIONES		
	Conclusiones	118
Anexos		
Diagrama Unifilar		
Reporte Fotográfico		
Normas R N° 2120 - 2001 OC/CD		
Normas R N° 105 - 2003 OC/CD		
Normas R N° 162 - 2003 OC/CD		
Bibliografía		

PRÓLOGO

Desde siempre la electricidad ha sido una fuente de progreso para la humanidad, constituye una herramienta necesaria para el desarrollo de los pueblos y conforma el eje principal de desarrollo industrial y social del país, no obstante, este servicio permanece en nuestro país alejado de las poblaciones más necesitadas ubicadas en las zonas rurales, principalmente por la falta de recursos económicos del estado y por los grandes costos que cuestan desarrollar los sistemas de generación aislada aún siendo estos sistemas económicamente adaptados, a todo esto se suma la falta de un plan nacional de electrificación rural definido, que permanezca vigente en el tiempo y constituya la solución al problema de abastecimiento de energía a nivel nacional.

El coeficiente de electrificación ha aumentado y llega actualmente alrededor del 76 %, mucho se debe a la planificación que se realizó entre la década del 80 al 90, y se implementaron mediante la ejecución de las obras de electrificación rural mediante los recursos económicos provenientes de las privatizaciones, no obstante en los últimos 10 años, no hemos tenido un desarrollo sostenido en el ámbito de la electrificación rural, por la falta de recursos económicos y una adecuada legislación que sea ágil, de reglas claras, y que atraigan al inversionista privado, asimismo la situación económica de muchos hogares localizados en las zonas rurales es desfavorable, y al suministrarle la energía quizás, en vez de llevarle una solución al

problema le estamos creando otro, al no contar con el dinero suficiente para el pago de su recibo.

Por lo tanto es nuestra obligación es encontrar mecanismos que resuelvan estos problemas haciendo uso de la tecnología adecuada e implementarlo para que el estado no invierta dinero creando sistemas y redes nuevas en la cual se tengan que realizar grandes desembolsos de dinero para mantener y operar las instalaciones, asimismo llevar soluciones al alcance de nuestros campesinos y así lograr la continuidad del servicio a través del tiempo logrando ser auto sostenible.

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES

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, y 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 Ejecutiva de Proyectos (MEM/DEP), 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 Hongos ha sido financiado por la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas, para el cual se han adquirido los equipos, materiales principales mediante una donación del Gobierno Japonés al Gobierno Peruano - VI NON PROJECT GRANT AID.

El Pequeño Sistema Eléctrico Hongos, es alimentado desde la Micro Central Hidroeléctrica de Hongos de 262 kW de potencia y es la principal fuente de energía del sistema, se prevé interconectar este Pequeño Sistema Eléctrico con el PSE Lunahuana a un nivel de tensión de 22,9 / 20,00 kV, en

1.3 Descripción del Área del Proyecto

1.3.1 Ubicación Geográfica

El área del proyecto se encuentra ubicada en zona de sierra, en el Sur del departamento de Lima y el Nor Este del departamento de Ica, en las provincias de Yauyos y Chincha respectivamente.

Geográficamente se encuentra ubicado entre los paralelos 12°46' y 13°8' de latitud Sur y los meridianos 75°37' y 75°57' de longitud Oeste. Limitado por las coordenadas UTM 8550 – 8588 Norte y 398 - 432 Este.

1.3.2 Condiciones Climatológicas

Por ser una zona típica de sierra, el clima es frío y seco, con condiciones climatológicas favorables para la salud y la agricultura. Las precipitaciones pluviales se presentan de Octubre a Febrero, y según los datos reportados por el SENAMHI las variaciones de la temperatura ambiental es el siguiente:

Temperatura mínima media	0° C
Temperatura media	15° C
Temperatura máxima media	35° C
La velocidad máxima del viento	75 km/h

1.3.3 Altitud del Área del Proyecto

En el área del proyecto, el relieve del terreno es accidentado con pendientes que oscilan entre 20% a 35 % con presencia de cerros y quebradas. En algunos tramos como Santa Ana-Lincha y Chocos -Azángaro el relieve es semiondulado.

el tramo de línea primaria Llangastambo y/o alimentar también al Pequeño Sistema Eléctrico de Yauyos a un nivel de tensión de 22.9 kV.

1.2 Objetivo del Informe

El objetivo principal del trabajo es presentar la manera como se opera y se mantiene en la actualidad un pequeño sistema eléctrico rural abastecido por la energía proveniente de la micro central hidroeléctrica de Hongos (Sistema aislado), analizando la problemática de desarrollo de estos sistemas siendo en muchos de los casos obras deficitarias y por la cual ninguna empresa privada esta interesada a derivar recursos económicos para el desarrollo de los sistemas eléctricos rurales debido al los bajos consumos de energía derivados del poco poder adquisitivo de los usuarios, siendo los ingresos percibidos insuficientes para cubrir los gastos de operación y mantenimiento.

El número de población beneficiada y el número de acometidas domiciliarias se muestran en la tabla N° 1.1

TABLA N° 1.1

PSE	NUMERO DE LOCALIDADES	POBLACION BENEFICIADA	ACOMETIDAS
Hongos	39	5 055	1 876

El Pequeño Sistema Eléctrico Hongos, consta de 39 localidades, que se muestran en la tabla N° 1.3.6, el cual ha sido desarrollado tomando en consideración los criterios técnicos de los Sistemas Económicamente Adaptados.

La altitud varía desde 2 460 a 3 800 m.s.n.m., siendo la altitud promedio de ubicación de los centros poblados y demás localidades de 3 000 m.s.n.m.

1.3.4 Vías de Comunicación

El área del proyecto es accesible por vía terrestre mediante la carretera Panamericana Sur, ingresando por el desvío a Cañete (carretera Cañete-Yauyos), se ingresa por dos sectores.

a) Sector I : San Jerónimo (altura del km 73,5 de la carretera Panamericana Sur)

Huangascar -Viñac

San Jerónimo-Chocos -Azángaro.

b) Sector II : Huallampi -Hongos -Tana.

En los dos sectores las carreteras son afirmadas, pero el tránsito de vehículos motorizados es limitado en las épocas de lluvia.

1.3.5 Actividades Económicas y Sociales

Sector Agricultura y Ganadería

La actividad económica predominante en el área del proyecto es la agricultura y la ganadería.

Los principales productos que se cultivan son: papa, maíz, habas y cebada; la producción está destinada principalmente al autoconsumo debido a la escasez de los medios de transporte y a la estacionalidad de la producción.

En la actividad pecuaria, predominan las crías de ganado vacuno, caprino, porcino.

Sector Industrial y Comercial

No existe actividad industrial significativa en la zona, pero cabe señalar la fabricación en pequeña escala de la elaboración de queso para la venta y autoconsumo.

En el caso del sector comercial, existen establecimientos medianos y pequeños que se dedican a la compra y venta de bienes de pan llevar.

En las localidades más importantes del área del proyecto se realizan ferias semanales, en las que se realizan actividades comerciales de distinta índole.

Sector Minería

En la zona del proyecto, no existe actividad minera.

Servicios a la población

En el área del proyecto existen centros educativos primarios, secundarios e Institutos Tecnológicos. Los servicios de salud se ofrecen a través de postas médicas, aunque el número de éstas es reducido y no se atiende a toda la población.

1.3.6 Localidades Beneficiadas

La población beneficiada de las localidades consideradas en el P.S.E. Hongos, asciende a 5 055 habitantes y 1 876 lotes (entre viviendas y cargas especiales). No se considera dentro de las viviendas beneficiadas a los lotes que se encuentran alejados de las Subestaciones de distribución, en la tabla N° 1.2 se muestra la totalidad de localidades beneficiadas.

LOCALIDADES BENEFICIADAS
PSE HONGOS

Item	Localidad	Provincia	Departamento	Población	Viviendas
1	Hongos	Yauyos	Lima	625	115
2	Cacra	Yauyos	Lima	615	110
3	Hongos	Yauyos	Lima	608	108
4	Huangascar	Yauyos	Lima	613	113
5	Chocos	Yauyos	Lima	645	120
6	Viñac	Yauyos	Lima	652	125
7	Madean	Yauyos	Lima	606	108
8	Apuri	Yauyos	Lima	105	34
9	Azángaro	Yauyos	Lima	261	61
10	Cochamarca	Yauyos	Lima	117	27
11	Cruz Pampa	Yauyos	Lima	155	36
12	Chacamarca	Yauyos	Lima	150	27
13	Chauchas	Yauyos	Lima	60	14
14	Chavin	Chincha	Ica	433	86
15	Chillaca	Yauyos	Lima	82	20
16	Esmeralda	Yauyos	Lima	105	31
17	Florida	Yauyos	Lima	318	58
18	Grau	Yauyos	Lima	164	36
19	Hortigal	Yauyos	Lima	264	48
20	Huirpina	Chincha	Ica	53	17
21	Lincha	Yauyos	Lima	336	74
22	Marcalla	Yauyos	Lima	70	17
23	Miraflores	Yauyos	Lima	84	20
24	Pampa Rosario	Yauyos	Lima	61	23
25	Pampa Uña	Yauyos	Lima	78	24
26	Picunsa	Yauyos	Lima	76	37
27	Pirhuayoc	Yauyos	Lima	149	42
28	Pueblo Nuevo	Yauyos	Lima	66	16
29	San Florián	Chincha	Ica	44	13
30	San José	Chincha	Ica	70	20
31	San Juan de Luyo	Chincha	Ica	185	31
32	San Marcos	Yauyos	Lima	39	7
33	Santa Ana	Yauyos	Lima	244	63
34	Tallamarca	Yauyos	Lima	166	54
35	Tambopata	Yauyos	Lima	171	42
36	tapilla	Yauyos	Lima	66	11
37	Villaflor	Yauyos	Lima	62	20
38	Vizcaya	Yauyos	Lima	121	39
39	Huaychaucama	Yauyos	Lima	51	1739
TOTAL				4 355	1 048

TABLA N° 1.2

1.4 Mercado Eléctrico

1.4.1 Demanda de Potencia y Energía

El resumen de la demanda de potencia y energía en el área de influencia del PSE Hongos se muestra en la tabla N° 1.3

PROYECCION DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA

AÑO	ENERGIA KWh	MAXIMA DEMANDA kW
2 003	361 665	115,2
2 004	349 645	125,4
2 005	395 056	142,1
2 006	454 039	154,2
2 007	495 032	162,7
2 008	520 061	174,6
2 009	589 184	187,9
2 010	600 239	199,5
2 011	633 125	211,5
2 012	675 425	223,8
2 013	706 084	235,6
2 014	744 124	248,1
2 015	782 031	260,7
2 016	822 126	273,8
2 017	870 755	290,1
2 018	954 519	302,8

TABLA N° 1.3

1.4.2 Oferta de Potencia y Energía

La oferta del suministro de energía eléctrica para el PSE Hongos, es principalmente abastecido desde la M.C.H de Hongos y podrá vender el excedente de energía a los sistemas contiguos siendo estos el Sistema de Lunahuana (operada por la empresa Edecañete) o el sistema de Yauyos (de propiedad de Adinelsa) el abastecimiento de energía será desde la localidad de localidad de Llangastambo.

En la actualidad la oferta de potencia y energía proviene de la M.C.H. Hongos de 262 kW (1 x 140 kW + 1 x 122 kW) de potencia y presenta algunas restricciones de operación en épocas de estiaje.

El nivel de tensión de las líneas y redes primarias existentes es a tensión normalizada de 22,9 kV. Asimismo, se cuenta con un transformador elevador de 0,40/22,9 kV; 315 kVA

1.5 Alcances del Sistema Eléctrico Hongos

El PSE Hongos comprende las siguientes líneas y redes primarias aéreas con conductores de aleación de aluminio, trifásica y monofásica.

1.5.1 Líneas Primarias

Tensión nominal	:	22,9/13,2 kV
Sistema	:	Trifásico, tres hilos y Monofásico Retorno por Tierra, 60 Hz
Conductor fase	:	Aleación Aluminio. tipo AAAC, desnudo 25 y 35 mm ²
Longitud total de línea:		114,08 km (Tramos principales y derivaciones)
Estructuras	:	Postes de madera tratada de 12 m de longitud.

La relación de líneas primarias proyectadas se presenta en la tabla N° 1.4

LINEAS PRIMARIAS PSE HONGOS

ITEM	TRAMO DE LINEA	TENSION ENTRE FASES (kV)	LONGITUD (km)
1	C.H. Hongos – Der.. Huangascar	22,9	10,03
2	Derv. Huangascar – Chocos	22,9	5,04
3	Derv. Huangascar – Viñac	22,9	5,80
4	Viñac – Madean	22,9	2,17
5	C.H. Hongos – Cacara – Hongos	22,9	3,25
6	San Jerónimo – Chocos (interconx. PSE Lunahuana)	22,9	12,53
7	Chocos – Chavin	22,9	12,32
		13,2	11,41
8	Derivación Hongos – Lincha	13,2	14,08
9	Derivación Lincha – Cochamarca	13,2	0,51
10	Derivación Cruz Pampa – Esmeralda	13,2	7,34
11	Derivación Viñac – Tambopata	13,2	2,51
12	Derivación Marcalla – Chauchas	13,2	3,17
13	Derivación San José – San Marcos	13,2	1,18
14	Derivación Madean – Pueblo Nuevo	13,2	3,71
15	Derivación Madean – Tapilla	13,2	4,10
16	Derivación Parionilla – Tayamarca	13,2	4,10
17	Derivación Villaflor	13,2	1,97
18	Derivación a Minflores	13,2	0,58
19	Derivación Madean Ortigal	13,2	3,53
20	Derivación San Juan de Luyo – Huirpina	13,2	4,77
TOTAL		km	114,08

TABLA N° 1.4

1.5.2 Redes Primarias

Tensión nominal : 22,9/13,2 kV

Sistema : Monofásico retorno por tierra

Neutro : Neutro de S.Es. de distribución rígidamente
puesto a tierra.

Conductor fase : Aleación Aluminio tipo AAAC, desnudo de 25
mm².

Estructuras : Postes de madera tratada de 12 m de longitud.

La relación de transformadores instalados se presenta en las tablas N° 1.5 y 1.6

REDES PRIMARIAS PSE HONGOS

ITEM	LOCALIDADES	22,9/0,460-0,23 Kv - 2Ø				Sección Conductor (mm ²)
		(KVA)				
		5	10	15	25	
1	HONGOS	-	-	2	-	2-1x16
2	CACRA	-	-	2	-	2-1x16
3	HONGOS	-	-	2	-	2-1x16
4	HUANGASCAR	-	-	3	-	2-1x16
5	CHOCOS	-	-	2	-	2-1x16
6	VIÑAC	-	-	2	-	2-1x16
7	MADEAN	-	-	2	-	2-1x16

TABLA N° 1.5

ITEM	LOCALIDADES	13,2/0,46-0,23 kV - 1 Ø				Sección Conductor (mm ²)
		(KVA)				
		5	10	15	25	
1	APURI	-	-	1	-	1-1x25
2	AZANGARO	-	-	-	1	1-1x25
3	COCHAMARCA	-	1	-	-	1-1x25
4	CRUZ PAMPA-COCHAPUNCO	1	1	-	-	1-1x25
5	CHACAMARCA	-	1	-	-	1-1x25
6	CHAUCHAS	1	-	-	-	1-1x25
7	CHAVIN	-	-	-	1	1-1x25
8	CHILLACA	2	-	-	-	1-1x25
9	ESMERALDA	1	-	-	-	1-1x25
10	FLORIDA	-	-	-	1	1-1x25
11	GRAU	-	-	1	-	1-1x25
12	HORTIGAL	-	-	1	-	1-1x25
13	HUIRPINA	-	1	-	-	1-1x25
14	LINCHA	-	-	-	1	1-1x25
15	MARCALLA	-	1	-	-	1-1x25
16	MIRAFLORES	-	1	-	-	1-1x25
17	PAMPA ROSARIO	-	1	-	-	1-1x25
18	PAMPA UÑA	-	1	-	-	1-1x25
19	PICUNSA	-	1	-	-	1-1x25
20	PIRHUAYOC	-	-	-	-	1-1x25
21	PUEBLO NUEVO	-	1	1	-	1-1x25
22	SAN FLORIAN	1	-	-	-	1-1x25

23	SAN JOSE	-	1	-	-	1-1x25
24	SAN JUAN DE LUYO	-	-	-	-	1-1x25
25	SAN MARCOS	1	-	1	-	1-1x25
26	SANTA ANA	-	-	-	-	1-1x25
27	TALLAMARCA	-	-	-	1	1-1x25
28	TAMBOPATA	1	-	1	-	1-1x25
29	TAPALLA	-	1	1	-	1-1x25
30	VILLAFLOR	-	1	-	-	1-1x25
31	VIZCAYA	-	-	-	-	1-1x25
32	HUAYCHAUCANA	-	1	-	-	1-1x25
	TOTAL	8	14	8	5	35

TABLA N° 1.6

1.6 Subestaciones de Distribución

Las subestaciones de distribución son monofásicas según la magnitud de las cargas eléctricas de cada localidad. Los transformadores tendrán la siguiente relación de transformación 22,9/0,46-0,23 kV y 13,2/0,46-0,23 kV.

1.7 Subestación Elevadora

a) Subestación Elevadora MCH. Hongos

La S.E. elevadora está ubicado en los terrenos de la C.H. Hongos, tiene un transformador de 315 kVA, 0,40/22.9 kV; 3φ; 60 Hz; grupo de conexión Dyn5, enfriamiento ONAN y se encuentra en buen estado de funcionamiento.

b) Subestación Elevadora para la Interconexión con el PSE Lunahuana

Existe la posibilidad de la venta de energía al PSE Lunahuana o al PSE Yauyos por lo que se le suministrara la energía a través de la Interconexión de la línea primaria 20 kV del PSE Lunahuana en el tramo Piedra Grande – Llangastambo, y con la finalidad de compatibilizar el nivel de tensión se instalará un transformador de potencia de 20/22,9 kV.

Para la ejecución de la interconexión se ha desarrollado el estudio de flujo de carga y de los resultados se ha previsto la instalación de un transformador de potencia de 250 kVA 20/22,9 kV; 3 ϕ ; 60 Hz; grupo de conexión Dyn5, enfriamiento ONAN

La subestación esta conformado por los siguientes equipos principales:

Transformador de Potencia:

-	Potencia nominal	:	250 kVA, 3 ϕ
-	Tensión Nominal	:	20/22,9 kV
-	Frecuencia nominal	:	60 Hz
-	Grupo de conexión	:	Dyn5
-	Enfriamiento	:	ONAN
-	Nivel de aislamiento (BIL)	:	150 kV
-	Tensión de cortocircuito	:	4 %

Equipo de Protección y Medición:

- Recloser Trifásico
- Seccionador Tripolar
- Pararrayos
- Transformador mixto de tensión y corriente (Trafomix)
- Medidor electrónico multifunción
- Voltímetro analógico
- Amperímetro analógico
- Tablero de medición.

CAPÍTULO II

MANTENIMIENTO DE LA M.C.H DE HONGOS Y PSE ASOCIADO

2.0 EVALUACION DE LA M.C.H DE HONGOS

La M.C.H de Hongos se encuentra conformada por dos grupos hidroeléctricos, uno de procedencia China (120 kW) y otro de procedencia Japonesa Kubota (140 kW)

2.1 Grupo Chino

2.1.1 Válvula de Admisión.

Es de tipo compuerta de accionamiento manual y eléctrico, esta conformado por una compuerta tipo (lenteja), el vástago roscado (gusano), la volante de accionamiento, caja de engranajes y el mecanismo de accionamiento eléctrico por motor.

La válvula presentaba fugas de agua por la parte superior de la lenteja en la brida prensa estopa del vástago de accionamiento.

2.1.2 Turbina

Es de tipo TURGO conformada por el inyector, la carcasa y el rodete; en el inyector se han presentado fugas de agua por el lado del vástago de la aguja y por la tubería de alimentación del manómetro.

También se han presentado fugas de aceite en el mecanismo de sincronización óleo hidráulico del inyector.

Según las recomendaciones de los fabricantes los rodamientos de las turbinas deberán ser cambiados cada 15,000 a 20, 000 horas para una adecuada operación de la turbina china.

2.1.3 Generador

El generador es de excitación de escobillas, mediante anillos deslizantes uno de estos anillos presenta desgaste excesivo, asimismo el cojinete del lado de la turbina presenta calentamiento anormal.

De la mediciones realizadas se evidencia que el generador esta desalineado tanto radial como axialmente, lo cual justificaría el calentamiento del cojinete indicado en el párrafo anterior el equipo utilizado fue una base magnética y un reloj comparador Mitutoyo de 0.01 mm.

El generador no presenta problemas de aislamiento entre arrollamientos y tierra y entre arrollamientos (fase – fase), de las mediciones realizadas se obtuvieron valores por encima de los 2,000 M Ω , el equipo utilizado fue un megger con escala 1,000 Vcc / 2000 M Ω .

En la figura N° 2.1 se muestra el funcionamiento del generador en una red de generación aislada, se localiza el regulador de velocidad asociado a la turbina y el regulador de voltaje, mediante el cual estabiliza el voltaje de salida en bornes del generador actuando sobre la excitatriz.

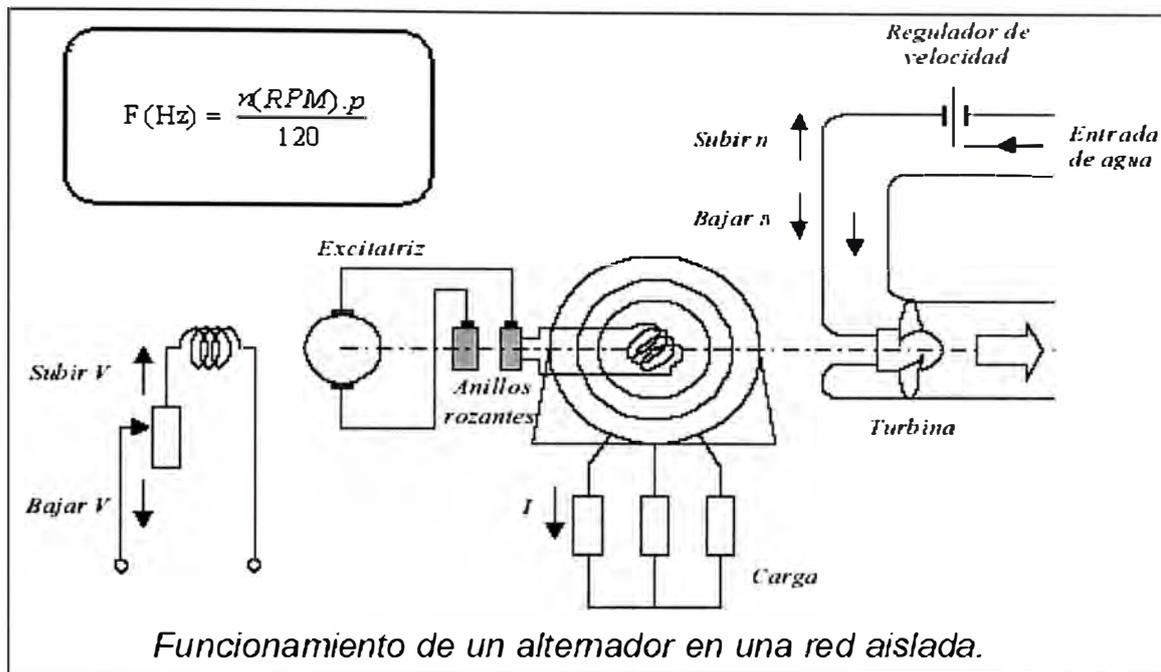


FIGURA N° 2.1

2.1.4 Regulador

El regulador de velocidad es del tipo óleo taquimétrico, funciona como un sistema de contrapesos accionado por un motor sensor, el cual acciona un embolo que permite el paso del aceite a presión para actuar sobre el servomotor, este servomotor acciona la aguja del inyector y el deflector de la turbina, asimismo cuenta con un sistema de amortiguación.

Este regulador presenta un funcionamiento inestable propio de su sistema de amortiguación.

Igualmente presenta fugas de aceite por el lado del servomotor y por el lado de la caja de coordinación del inyector.

Presenta bajo nivel de aceite y se estima que el aceite que se encuentra en el regulador ya halla perdido sus propiedades debido al tiempo transcurrido.

En el circuito de presión de aceite se verifico que los presostatos se encuentran averiados.

2.1.5 Tablero de Control

En este tablero se toman las medidas de todos los parámetros eléctricos asociados con la generación y de dispositivos de accionamiento de algunos equipos.

Para una adecuada operación se sustituyo un kilowátímetro y el frecuencímetro, asimismo se instalo un indicador de velocidad con su tacómetro electrónico para que pueda operar el rele de sobre velocidad.

El contactor de accionamiento de la bomba de aceite se sustituyo por uno nuevo debido a que presentaba problemas en la apertura y cierre de los contactos.

2.1.6 Baterías

Existen cuatro baterías que suministran de tensión de 48 VDC que abastecen el requerimiento de ambos tableros.

2.1.7 Transformador

La M.C.H de Hongos cuenta con un transformador de 315 kVA 0,40/22.9 kV; 3 ϕ ; 60 Hz; grupo de conexión Dyn5, enfriamiento ONAN y se encuentra en buen estado de funcionamiento.

2.2 Grupo Kubota

2.2.1 Válvula de Admisión y Unidad Hidráulica de Accionamiento.

La Válvula de admisión es del tipo mariposa de eje vertical, accionada por aceite desde la unidad óleo hidráulica.

La unidad hidráulica de accionamiento permite el accionamiento de la válvula mariposa tanto para la apertura como para el cierre. Consta de una bomba de aceite manual a través de la cual comprime un balón que contiene nitrógeno y sirve de resorte para evacuar el aceite a presión por medio de una válvula solenoide. Esta es accionada desde el tablero en caso de sobre velocidad o emergencia, ocasionando el cierre.

Ocasionalmente la válvula no se puede accionar, debido a que la bomba no incrementa la presión necesaria del sistema para abrir la válvula, esto debe principalmente a la presencia del aire en la unidad del sistema hidráulica o a la falta de nitrógeno en el balón, para contrarrestar esta deficiencia se ha incrementado el nivel de nitrógeno en el balón el mismo que ha incrementado la presión para el accionamiento de la válvula, no haciéndose necesario la reposición del gas en forma total.

2.2.2 Turbina.

La turbina es una bomba del tipo semiaxial con rodete de doble admisión y de rodamientos de bolas lubricados por grasa.

Posee estopas de asbesto grafitado como sellos de agua por el eje, la turbina se encuentra en buen estado no existiendo fugas de agua por el eje.

Se miden periódicamente la temperatura de operación de los rodamientos, verificando la temperatura de 15° C lo cual indica que no existen problemas, utilizando un sensor de temperatura a distancia.

Periódicamente se realiza una inspección de la cantidad de grasa en los rodamientos del cojinete previniendo que no falte para que no se tenga problemas de operación.

Asimismo se realiza una inspección del ajuste de la prensaestopas, evidenciando una normal salida de agua, necesaria para mantener húmedas las estopas. Es importante señalar que en el caso de la salida del agua no se incremente considerablemente, se deberá efectuar el cambio de otras estopas y efectuar el ajuste adecuado que permita humedecer estos componentes.

2.2.3 Generador

El generador es del tipo sin escobillas de diodos giratorios, para un buen funcionamiento se verifica el ruido de los rodamientos esperando que estos sean constantes y uniformes lo cual indica un estado de operación normal, igualmente se mide la temperatura de operación de los rodamientos, verificando temperaturas máximas de 15 ° C, lo cual indican que no existen problemas en los rodamientos, se utilizó un sensor de temperatura a distancia para efectuar las mediciones.

Se mide la resistencia de aislamiento periódicamente (cada 6 meses) entre arrollamientos – tierra y fase – fase, se obtienen valores por lo general encima de 2, 000 MΩ, el equipo utilizado es un megger con escala 1, 000 Vcc / 2, 000 MΩ.

2.2.4 Tablero de Control

El tablero de control es del tipo digital y registra todos los parámetros de funcionamiento. Se encuentra en buen estado de operación.

2.2.5 Tablero de Regulador

Este dispositivo permite regular la frecuencia variando la carga resistiva conectando y desconectando las resistencias a través de un conjunto de TRIACS controlados a su vez por una tarjeta electrónica, en su etapa inicial de funcionamiento uno de esos triacs fue afectado luego de su montaje, siendo reemplazado por otro.

A fin de proporcionar un sustituto adecuado para reemplazar un triacs, se instalo y conecto un dispositivo formado por un paquete de tiristores a manera de prueba durante el periodo de 30 días. Durante este tiempo su operación ha sido normal, actualmente se ha retirado este dispositivo y se ha instalado un triacs nuevo.

La operación del tablero es normal y no presenta inconvenientes.

2.2.6 Dummy Load (Carga Ficticia)

Esta compuesta por un cabezal de conexiones y resistencias de disipación de calor las cuales son enfriada por las aguas turbinazas del canal de descarga. Poseen un termostato de seguridad en caso de sobrepasar el límite permisible de temperatura ajustado en fábrica.

2.2.7 Baterías

Las baterías de estos tableros son dos y son del tipo sellado y vienen trabajando sin mayor inconveniente.

2.2.8 Transformador

El transformador utilizado es el mismo que utiliza el grupo Chino de debido

a que se encuentra en paralelo en baja tensión (315 kVA 0,40/22.9 kV; 3 ϕ ; 60 Hz; grupo de conexión Dyn5, enfriamiento ONAN y se encuentra en buen estado de funcionamiento), su nivel de aceite es el adecuado y las indicaciones de la medida de su aislamiento son aceptables mayores a 2, 000 M Ω , se utilizo un megger con escala 1000 Vcc / 2, 000 M Ω .

2.2.9 Resistencia de Puesta a Tierra.

La C. H de Hongos cuenta con dos pozos para cada una de las maquinas, ambas presentan valores de resistencia de puesta a tierra menor a 5 Ω encontrándose en buen estado.

2.3 Trabajos de Mantenimiento efectuados en la M.C.H de Hongos.

Durante el año 2003, como resultado de la operación y el mantenimiento de la M.C.H de Hongos se han realizado los siguientes trabajos de mantenimiento en los dos grupos de generación hidráulica, los mismos que se presentan en las tablas N° 2.2 y N° 2.3

2.4 Cronograma de Mantenimiento.

Durante el presente año, se vienen realizando de manera adecuada los mantenimientos a ambos grupos hidráulicos, el cumplimiento de los cronogramas elaborados, nos proporcionaran una correcta operación del sistema, la continuidad de la vida útil del equipo y una adecuada confiabilidad del servicio, se presentan los cronogramas de mantenimiento de las obras civiles y grupos electromecánicos en las tablas N° 2.4, N° 2.5, N° 2.6, N° 2.7 y N° 2.8.

1.- GRUPO JAPONES - KUBOTA (1 x 140 Kw)	
Problemas presentados	Acciones Tomadas
1.1	VALVULA DE ADMISION Y UNIDAD HIDRAULICA DE ACCIONAMIENTO
■ Presencia de aire en el sistema, debera purgarse y reponer con gas de nitrógeno.	■ Se repuso el gas de nitrógeno valores adecuados.
1.2	TURBINA
■ Requirió cambio de grasa en los rodamientos.	■ De acuerdo al manual de operación y mantenimiento del fabricante, los rodamientos de la turbina deberan ser engrasados por lo menos una vez al año, motivo por le cual se realizo el engrase.
1.3	GENERADOR
■ De acuerdo a las recomendaciones del fabricante WEG, se debe de efectuar una lubricación cada 3,600 horas para el lado no accionado y 3,200 horas para el lado no accionado del generador, motivo por el cual se require efectuar lubricación.	■ Se lubricó con grasa rodamientos del generador.
1.4	OTROS
■ Equipar convenientemente al operador con equipos de seguridad a fin de cumplir con los requerimientos mínimos del RSHOSEE.	■ Se esta implementando de manera paulatina con la compra de equipos de seguridad para los técnicos operadores y personal a cargo del sistema, de manera de proteger al trabajador y cumplir con el RSHOSSE.
■ Por medidas de seguridad necesitamos la implementación de la caseta del Tomero, además de instalar una baranda alrededor de la cámara de carga..	■ A ejecutar en los primeros meses del 2004, no considerado en el presupuesto del 2003.
■ Asimismo se deberá iluminar la tubería de presión, la cámara de carga y el ingreso a la casa de máquinas.	■ A ejecutar en los primeros meses del 2004, no considerado en el presupuesto del 2003.

TABLA N° 2.2

2.- GRUPO CHINO (1 x 122 Kw)	
Problemas presentados	Acciones Tomadas
1.1	VALVULA
■ Presenta Fugas de agua	■ Desmontaje de válvula de admisión, Cambio de empaquetaduras, anillos O' Ring
1.2	TURBINA
■ Presento fugas de agua en el vastago de la aguja del inyector	■ Cambio de empaquetaduras, anillos O' Ring
■ Presento fugas de agua en la tubería de alimentación del manómetro.	■ Se elimino fugas de agua.
■ El prensa estopas de la parte de sincronización oleo hidráulica del inyector requiere ser sustituida.	■ Se cambio prensaestopas
■ La válvula de accionamiento manual / automatico del mecanismo de sincronización óleo hidráulica del inyector requiere reparación.	■ Se reparo válvula de accionamiento.
1.3	GENERADOR
■ Reacondicionar uno de los anillos colectores del generador	■ Se reacondiciono agregando una capa metalica y ligando, reponiendo el metal desgastado.
■ El grupo turbina generador debera ser alineado en los siguientes rangos recomendados : radial = 0,04 mm y axial = 0,06 mm.	■ Se desmonto la turbina se procedio a realizar el alineamiento correspondiente con el eje del generador.
■ Se debera de realizar el cambio de rodamientos en el generador, debido a que exeden las 20,000 horas de uso.	■ Se procedio al cambio de los rodamientos debido a la cantidad de horas de trabajo, las temperaturas anormales en los rodamientos, el des-lineamiento encontrado.
1.4	REGULADOR
■ Requiere ser calibrado y efectuar reparaciones para eliminar fugas de aceite.	■ Se calibro regulador ademas de realizar el cambio de aceite
■ Sustituir presostatos del circuito de presión de aceite que contolan el arranque y parada del motor de la bomba.	■ Se sustituyo presostatos
1.5	TABLERO DE EXITACION
■ Las lámparas indicadoras del tablero de exitación requieren ser sustituidas.	■ Se cambió lamparas indicadoras.
1.6	TABLERO DE CONTROL
■ El kilowatímetro y frecuencímetro requieren ser cambiados, asimismo se debera implementar un indicador de velocidad y su monitor (Tacómetro electrónico)	■ Se implementaron los cambios en los equipos del tablero de control por instrumentos nuevos (Kilowatímetro y frecuencímetro) y digitales (indicador de velocidad)
■ Requiere revisar y/o reparar el panel de accionamiento eléctrico de la valvula de admisión para el cierre - apertura.	■ Se reviso el panel de accionamiento realizando una limpieza de contactos.
■ Ajuste del cierre a distancia del interruptor asociado al transformador principal o remplazarlo por un contactor con pulsadores de apertura y cierre.	■ Se ajusto cierre del interruptor.
■ Realizar el cambio del contactor de la bomba de aceite debido a que por el uso no obedecia la eperatura y cierre.	■ Se cambio contactor.

TABLA N° 2.3

2.5 Operación del Gobernador de Velocidad de los grupos instalados

Los sistemas eléctricos requieren de una operación a velocidad constante para no dañar al generador eléctrico, debido a que la frecuencia de la corriente eléctrica es directamente proporcional a la velocidad de giro del alternador, una variación de la velocidad de giro se traduce en una variación de la frecuencia del sistema.

Una variación de la demanda de energía inmediatamente producirá un cambio en la velocidad de giro de la turbina, por lo tanto el alternador empezara a girar a otra velocidad diferente de la velocidad sincrona, con la consecuente variación en la frecuencia y en el voltaje de línea.

Por lo que en nuestro sistema existen variaciones en la demanda de Potencia Activa (P) y Reactiva (Q), por lo que se hace necesario instalar un sistema de compensación que mantenga constante la velocidad de la turbina.

Existen dos maneras de controlar la velocidad del grupo generador, siendo estas:

- a) Por la regulación del caudal de la turbina.
- b) Por regulación de carga.

En la Minicentral Hidroeléctrica se cuenta con las dos maneras de controlar la velocidad de giro de los grupos generadores.

2.5.1 Regulación de la Velocidad por Caudal de Agua (Grupo Chino 122 kW).

Para la obtención de la velocidad constante del grupo generador, es necesario que la potencia disponible en el ingreso del generador se iguale con la potencia eléctrica de salida más las pérdidas internas del grupo, lográndose

al regular la cantidad de agua que ingresa a la turbina, de tal forma que si se produce un aumento de la demanda, se abrirá la válvula que permite mayor ingreso del agua a la turbina ocasionando que la potencia generada se iguale a la demanda solicitada.

Las maneras mas utilizadas realizar la regulación son manual y automática.

a) Regulación Manual.

Empleado en aquellos sistemas en donde no existan grandes fluctuaciones de demanda, generalmente empleados para microcentrales menores a 50 kW, el operador es el encargado de identificar las fluctuaciones de frecuencia y compensar esta fluctuaciones mediante la regulación de la volante (25), haciendo variar el caudal de ingreso de agua a la turbina mediante el movimiento del pistón del servomotor el cual gobierna el movimiento horizontal de la válvula de aguja de la turbina.

b) Regulación Automática.

La regulación automática de la velocidad proporciona un sistema con frecuencia y voltajes estables, empleado cuando se cuenta con sistemas con grandes fluctuaciones de demanda. Utiliza los reguladores de velocidad oleómecánicos, por su elevado costo es instalado en centrales de mas de 100 kW de potencia.

Elementos principales del sistema óleo mecánico:

- Péndulo (36)

Conformado por contrapesos que giran a una velocidad proporcional a la velocidad de giro de la turbina, accionados por la fuerza centrífuga sobre estas masas detectan los cambios sobre la velocidad nominal de trabajo, captan las variaciones de velocidad y transmiten su movimiento para la apertura o el cierre del paso del agua a la válvula de aguja de la turbina.

- Bomba de Aceite (2)

El sistema de mando para el cierre o apertura del paso del agua se realiza a través de un circuito con aceite a presión y es el encargado de abastecer de aceite al tanque de presión.

- Válvula de distribución de Aceite (Check) (5)

Su función es de la distribución del flujo de aceite en la dirección apropiada en caso de que se trate del cierre o apertura del paso del agua, es controlada básicamente por el péndulo.

- Servomotor (20)

Cilindro hidráulico que ejerce trabajo sobre los órganos reguladores del caudal de la turbina, es decir sobre el distribuidor o sobre la válvula de aguja.

Los dispositivos encargados de la distribución del aceite, llámese válvula de distribución y el péndulo, no cuentan con la energía suficiente para dar movimiento a los elementos reguladores del caudal de la turbina, por eso se necesita la fuerza que ofrece la presión del aceite provenientes de las bombas de desplazamiento, se encuentra constituido por el mecanismo de amortiguamiento

o compensación y el cuerpo regulador que es la carcasa de protección de elementos que componen el regulador de velocidad.

2.5.2 Principio de Funcionamiento.

Supongamos que el motor péndulo (36) detecte un aumento de velocidad de la turbina, el manómetro censara la presión de aire que se encuentra contenido en el tanque (6), si esta presión no se encuentra entre los valores adecuados entre 20 kgf/cm² (mínimo) a 26 kgf/cm² (máximo), manda a cerrar los contactos del presostato (10) activando este la bomba de aceite (2).

La bomba hace fluir el aceite hacia el tanque intermedio (4) e ingresa al tanque de presión a través de la válvula check, una vez que el tanque de presión cuenta con los valores adecuados para la puesta en funcionamiento es decir 40 % de aire y 60 % de aceite, siendo regulados por las válvulas de exceso de aire (7) y la válvula de purga de aceite (8) se apertura la válvula de entrada (9) ingresando el aceite a la válvula de cambio manual – automático.

Generalmente estos reguladores, son operados en la posición (A) automático, por lo que en la manija del límite de apertura (12) se coloca en la posición del 5 % sin carga, el aceite ingresa al servomotor a través del conducto (C1) por el punto A, aumentando la presión del lado izquierdo del pistón, impulsándolo hacia la derecha el mismo que hace ingresar el aceite a la válvula de cambio por intermedio del conducto (C2) y el embolo (17) ; el movimiento del pistón activa el mecanismo de amortiguamiento desplazando la palanca (22) hacia arriba y haciendo que la palanca (23) rote en sentido antihorario, el mismo movimiento que será transmitido al equipo de

regulación de la maquina logrando que el pistón de la válvula de manejo suba, accionando el embolo (24) hacia abajo, la palanca (28) es llevada hacia abajo inclinando hacia arriba la palanca de regulación de velocidad (32) restableciendo el muelle del motor péndulo (34) y logrando la disminución de velocidad de los contrapesos (35) y del motor péndulo (36).

Esta velocidad del sistema es del tipo de maquina hidráulica con presión en el tanque, las partes del control, el servomotor y la presión del tanque son arreglados como una unidad. El ajuste de la velocidad y las partes de una maquina electrónica son equipados con motores para controlar el sistema de un punto remoto. Ver figura N° 2.9

2.5.3 Aceite utilizado en el funcionamiento del Regulador de Velocidad.

Sabemos que el tanque de presión contiene aceite el mismo que se debe mantener operativo revisando la adecuada viscosidad del mismo, debido al uso el fabricante recomienda inspeccionarlo cada 03 meses y en condiciones severas de operación sustituirlo cada año, por lo que el tipo de aceite que utiliza el regulador de velocidad chino es del grado 46 (Shell 46 o Turbinol 46), asimismo se puede utilizar uno de mayor grado para regenerar el aceite si es que aún no puede ser sustituido, utilizando el grado 78.

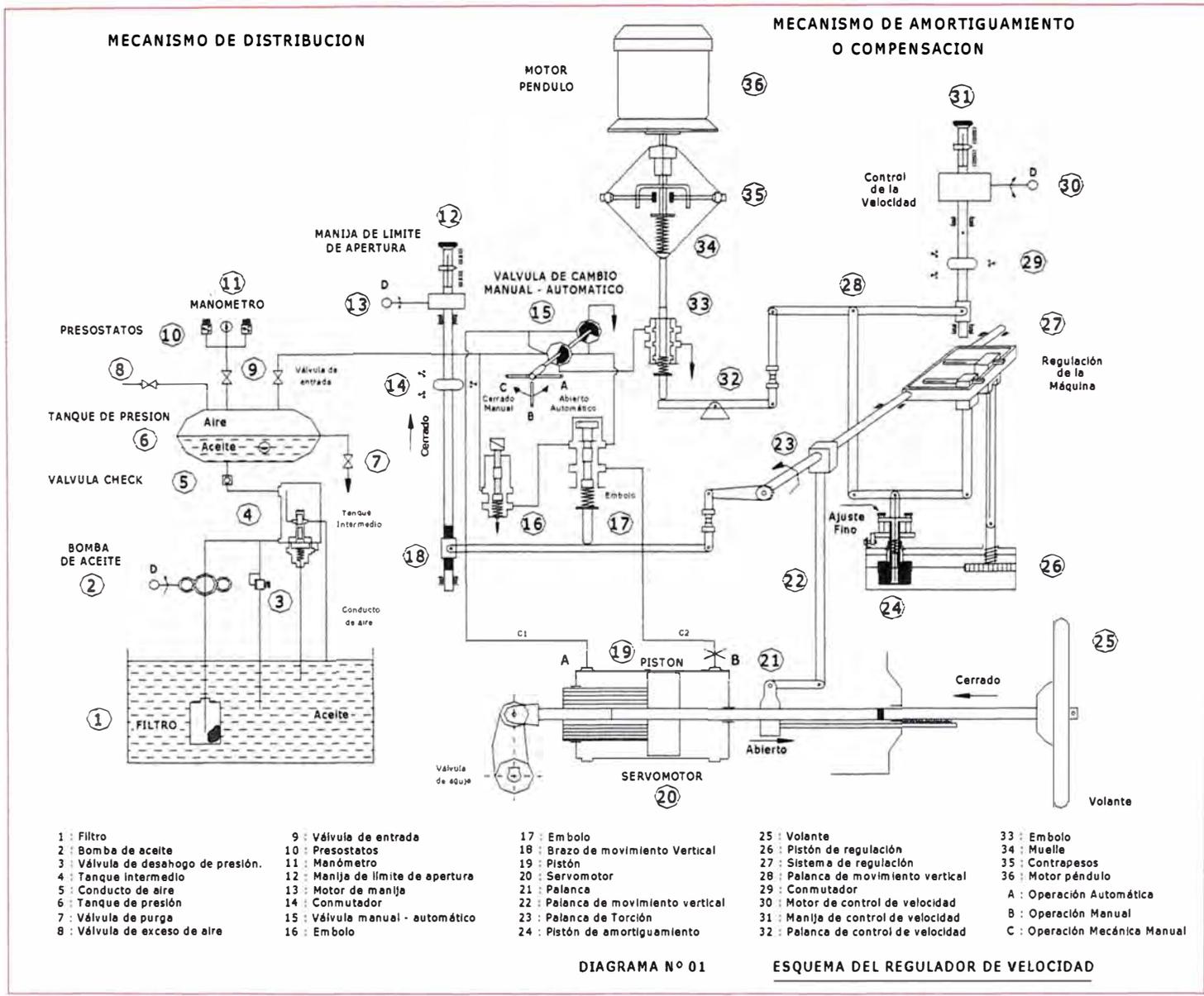


FIGURA N° 2.9

2.5.4 Regulación de la velocidad por regulación en la carga (Grupo Japonés 140 kW)

Para la obtención de la velocidad de giro de la turbina del grupo generador, entrega una potencia constante; es decir no hay regulación de agua, no obstante es necesario que el grupo genere una potencia mayor o igual a la máxima potencia esperada en la demanda, el exceso de potencia generada se disipara en forma de calor a través de la resistencia o también llamada carga ficticia (Dummy Load) sumergida en agua. Esta regulación también se puede realizar de manera manual o automática, siendo esta última la más utilizada.

a) Regulación Manual.

Muy poco empleada, se deberá contar con un banco de resistencias, hornillas eléctricas, focos incandescentes, etc que el operador ira conectando o desconectando según aumente o disminuya la frecuencia de la red eléctrica.

Unas de las ventajas de la regulación manual es que el operador puede realizar este tipo de regulación desde su casa y no tiene que estar permanentemente en la casa de maquinas, resulta útil para microcentrales muy pequeñas que atienden a un número muy reducido de usuarios.

b) Regulación Automática.

Desarrollados bajo el sistema de regulación electrónica de carga, a fin de abaratar los costos de operación y mantenimiento de los reguladores de velocidad.

Se genera una potencia constante en el alternador y el regulador electrónica de carga a través de tiristores deriva la energía no consumida al Dummy Load.

Entre sus principales ventajas tenemos la simplificación del diseño de las turbinas al no tener que regular el caudal, menor costo, sencillas labores de operación y mantenimiento, no se produce sobrepresiones en la tubería de presión, disminución del tiempo de respuesta a los cambios de carga.

Entre sus desventajas tenemos que utiliza mayor caudal de agua para la misma demanda de potencia, se desaprovecha la potencia que es consumida por la carga ficticia restándole eficiencia al grupo de generación.

Elementos principales del sistema:

- Fuente de Poder

Se alimenta de energía del alternador y la suministra en corriente continua DC y en voltaje requerido por todos los circuitos electrónicos que componen el regulador.

- Unidad de Control

Es la unidad más importante del regulador consistente en los circuitos sensores de frecuencia, voltaje y corriente, además contiene relés, interruptores y fusibles.

- Unidad de Potencia

Contiene circuitos de disparo para regular la cantidad de energía que se disipa en la carga, contiene los tiristores y relés en caso de regulación escalonada.

2.5.5 Principio de Funcionamiento.

Existen dos sistemas de regulación electrónica de carga, una es la regulación continua en la carga o regulación analógica y la otra es la regulación escalonada o regulación digital.

- Regulación Continua o Analógica.-

La regulación se logra mediante el uso de tiristores o rectificadores de control de silicón (SCR), los cuales permiten el paso de corriente hacia la carga solo cuando reciben una pulsación de pase proveniente del circuito de control de disparo. Estas señales suceden cada medio ciclo y el tiristor permite el paso de la corriente hasta que la onda llegue a cero.

Haciendo variar las pulsaciones de pase de 0° a 180° se puede variar el flujo de corriente hacia la resistencia y por lo tanto la energía que disipa por ella.

El proceso de control de frecuencia se realiza comparando la frecuencia del alternador con una señal de frecuencia pre-establecida. Se comparan estos dos valores y se emite una señal diferencial que va a un circuito integrado de control y luego al circuito de disparo donde se controla el ángulo de fases de las pulsaciones. Existe un circuito de control por fase así como una resistencia por fase. Cuando la señal diferencial es cero el ángulo de fase y por lo tanto la resistencia permanecen constantes. Cuando se producen variaciones de carga y por lo tanto de frecuencia, entonces la señal diferencial toma un valor diferente de cero, luego se producen variaciones en el ángulo

de disparo y por lo tanto en las resistencias, hasta que la frecuencia vuelva a estabilizarse, entonces la señal volverá a cero.

Una desventaja que se atribuye al sistema de regulación continua o analógica es que al cortar las ondas de corriente se provocan interferencias en las señales de radio, pudiendo afectar la comunicación. Este fenómeno se ha reducido con la implementación de bobinas en cada fase de las resistencias instaladas.

- Regulación Escalonada o Digital.-

Similar al de regulación continua pero con la salvedad que no se corta la onda de corriente, sino utiliza un sistema de reles que actúan cuando la onda de corriente alcanza un valor cero, en ese instante se conectan o desconectan pequeñas cargas resistivas en el Dummy Load. Estas resistencias tienen valores fijos por lo general se conectan resistencias de valores diferentes con la finalidad de que el regulador tenga amplitud de margen en realizar las combinaciones más adecuadas para el cambio de la carga que se ha producido.

Entre sus principales ventajas se encuentra que el aumento del número de escalones de regulación contribuye a mejorar el control de la frecuencia, pero implica mayor costo al incrementar el número de resistencias. Asimismo al no cortar las ondas de corriente no se producen interferencias en las ondas de radio.

Características Técnicas de los Reguladores Electrónicos de Carga.

Las siguientes son las especificaciones técnicas de los reguladores electrónicos que generalmente el fabricante estila proporcionar:

- a) Respuesta al retiro intespectivo del 100 % de la carga, desviación transitoria de la frecuencia menor de 0.25 s.
- b) Estatismo: de 0% al 3% (regulación digital).
- c) Temperatura Máxima de Operación: 55 ° C
- d) Tipo de alternador a utilizar: opción que trabaje con voltajes y frecuencias nominales entre 100 – 500 voltios y 45 a 60 Hz.
- e) Tipo de demanda: Capacitiva, Inductiva o Resistiva.
- f) Tipo de carga a utilizar: Resistiva de 10% a 20 % mayor que la máxima demanda esperada.
- f) Factor de potencia de la demanda: Mayor a 0.7

2.6 Sistema de Disipación de Energía (Dummy Load)

El sistema de disipación de energía utilizada en el grupo de generación Japonés (Kubota) es el de resistencias sumergidas en agua circulante refrigeradas por el agua turbinada, acondicionadas en un pequeño tanque de concreto donde se encuentran instaladas las 12 resistencias. Por ningún motivo el Dummy Load toma carga no sin antes realizar la verificación de que la poza de descarga de las aguas turbinadas se encuentre totalmente llena y con rebose por el vertedero (tomando este proceso entre 8 a 10 minutos) a fin de evitar las quemaduras de las resistencias.

2.7 Regulación de la Velocidad por regulación en la carga (Grupo Japonés 140 kW).

Para la obtención de la velocidad de giro de la turbina del grupo generador, entrega una potencia constante; es decir no hay regulación de

agua, no obstante es necesario que el grupo genere una potencia mayor o igual a la máxima potencia esperada en la demanda, el exceso de potencia generada se disipara en forma de calor a través de la resistencia o también llamada carga ficticia (Dummy Load) sumergida en agua. Esta regulación también se puede realizar de manera manual o automática, siendo esta última la más utilizada. Ver figura N° 2.10

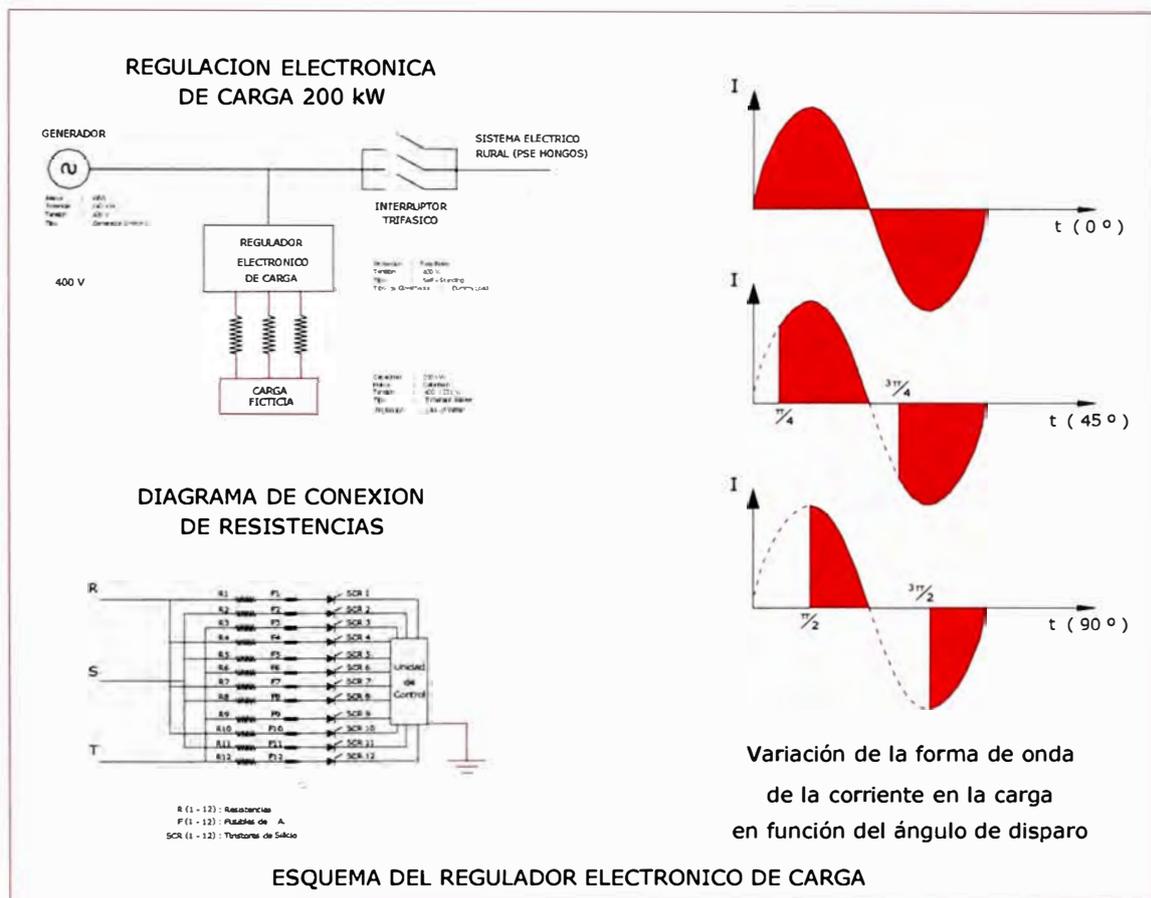


FIGURA N° 2.10

2.8 Circuito de Fuerza y Control del Tablero Kubota.

La M.C.H de Hongos cuenta con un pórtico de salida en 22.9 kV, el cual posee dos salidas bifásicas y una trifásica, cuenta con equipos de protección y seccionamiento para cada una de las fases (pararrayos de oxido metálico 21 kA, 150 KBIL, 10 kA y seccionadores tipo Cut – Out de 27 kV, 150 KBIL, 10 kA), cuenta con una celda de transformación en 22.9 kV y un transformador de 315 KVA 22.9 / 0.400 kV el cual es alimentado de dos grupos de generación, según la figura N° 2.11

Diagrama Unifilar del Pórtico de Salida M.C.H de Villafranca (262 kW)

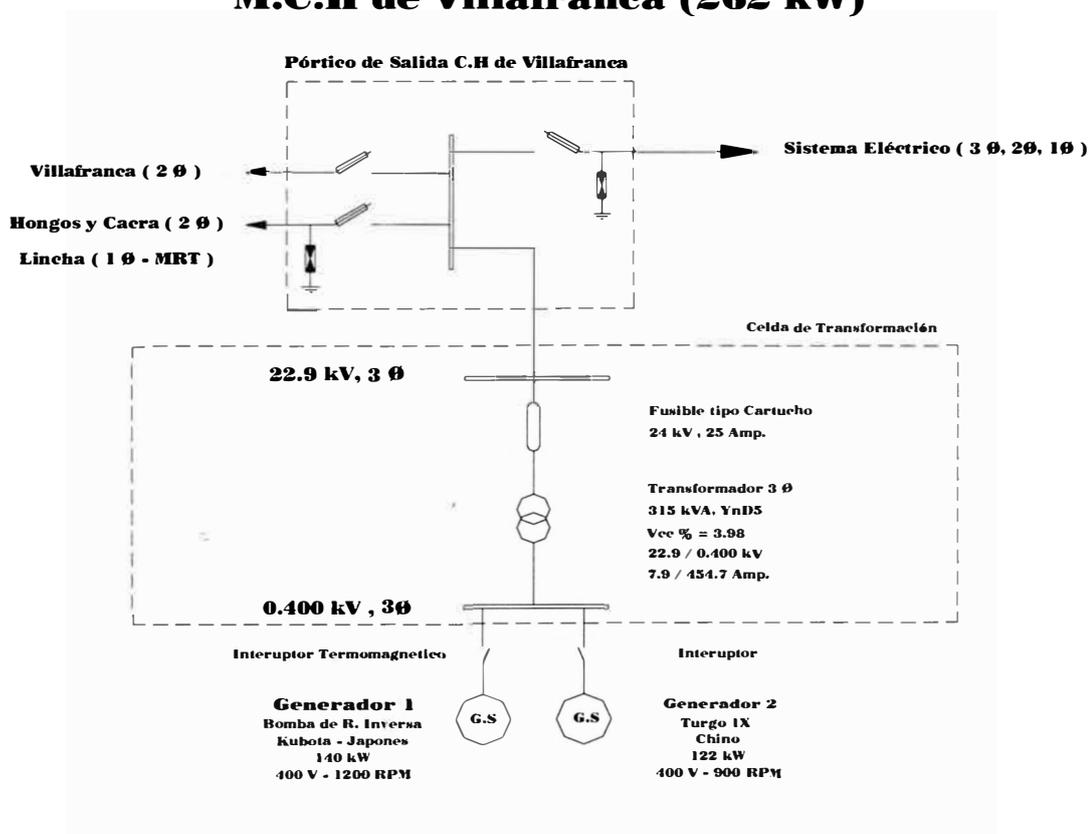


Figura 2.11

El circuito de fuerza y control del tablero Kubota se ve representado en la figura 2, el cual es alimentado del generador Japonés de 140 kW, el mismo que esta protegido por los siguiente equipos de protección:

Rele de Sobrecorriente o Rele térmico (51).-

Debido a que el interruptor comercial excede al 10 % de la corriente nominal del generador, graduado al 85% y se encuentra alimentado por transformadores de corriente, este rele de sobrecorriente actúa sobre el interruptor cuando se produzca una corriente de exceso en la carga o un cortocircuito.

Rele de Sobre frecuencia.-

Es el encargado de censar la frecuencia, es decir la velocidad de giro, por lo cual debido a su fácil instalación del equipo y bajo costo sustituyen a los interruptores centrífugos que actúan sobre el embalamiento de las turbinas.

Se encuentra graduado en 125% debido a que rangos menores a este, se producen debido a rechazos erróneos de operación por la conexión de cargas bruscas normales.

Actúa sobre la válvula, el regulador de velocidad de la turbina y el interruptor en los siguientes casos:

Regulador de velocidad defectuoso y exceso de agua.

Rele de Potencia Inversa.-

Entra en funcionamiento cuando los generadores operan en paralelo y protegen a los generadores de contra torques que afectan los acoplamientos

mecánicos. Este rele actúa sobre el interruptor ante malas maniobras de puesta en paralelo y motorización de la maquina.

2.8.1 Implementación de Reles de Protección.

Es importante destacar que en la actualidad no se cuenta con los reles de mínima y máxima tensión, pero se hace necesario implementar estos dos tipos de reles debido a que protegen el resto de equipos y facilitan la operación.

Rele de Mínima Tensión.-

Censa la caída anormal de tensión. Será graduable entre 75% al 100% y no debe actuar cuando se hace conexiones de cargas intespectivas normales.

Actuara sobre el interruptor, la válvula y el regulador de velocidad de la turbina cuando:

- EL AVR este defectuoso.
- Hay una sobre carga de corriente.
- El factor de potencia de la carga es bajo.
- La velocidad de giro es menor que lo normal, por exceso de potencia en la carga.

Rele de Máxima Tensión.-

Censa el exceso del nivel de tensión. Será graduable entre 100% al 125% y no debe actuar cuando se hace desconexiones de cargas normales.

Actuara sobre el interruptor, la válvula y el regulador de velocidad de la turbina cuando:

- EL AVR este defectuoso.
- El factor de potencia es capacitivo.

- Hay exceso de velocidad de giro por defecto del regulador de velocidad o exceso de agua.

Rele Diferencial.-

Para fallas en línea a tierra y fallas entre fases, este rele se hace necesario implementar conjuntamente con un recloser automático, el cual deberá disipar las fallas mediante recierres automáticos, para liberar fallas debido al contacto entre fases por acciones del viento o el roce de cualquier rama del árbol durante el recorrido de la línea.

De persistir la falla en el segundo recierre o intento de la reposición del servicio el reconectador deberá aperturar la línea hasta liberar la falla.

En la figura N° 2.12 se muestra el diagrama de fuerza y control del tablero del grupo Kubota, indicando sus equipos de protección instalados.

Circuito de Fuerza y Control del Tablero del Generador Kubota

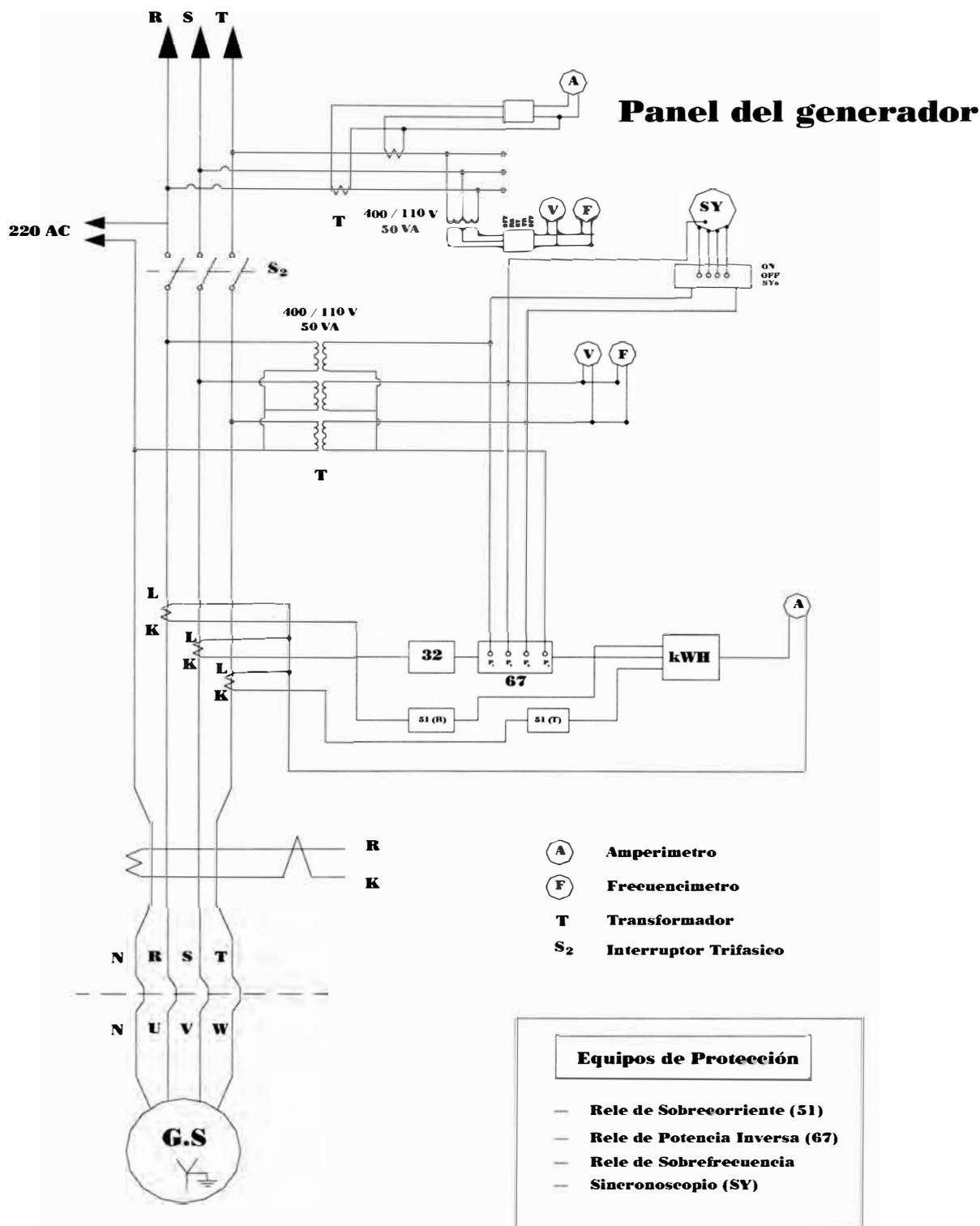


Figura 2.12

2.9 Procedimientos para la puesta en funcionamiento de los grupos de generación.-

2.9.1 Grupo Chino (122 kW)

Procedimiento de Encendido:

- 1ro. Verificar que la presión en el tanque de aceite en el regulador este como mínimo en 25 kg / mm².
- 2do. Encender las baterías de corriente continua de alimentación de los tableros.
- 3ro. La manija Auto Meas Man comprobar en OFF.
- 4to. La manija Chanque Over Man comprobar en OFF.
- 5to. Aperturar el inyector hasta el 5% y accionar la manija del servomotor en posición vertical.
- 6to. Abrir el deflector hasta el 15 %
- 7mo. Al alcanzar la velocidad de 915 RPM poner en ON las manijas Auto Meas y Chanque Over Man excitando el alternador.
- 8vo. Proceder a encender el motor del péndulo del regulador de velocidad para lo cual en el interior del tablero accionar el interruptor en ON.
- 9no. Igualmente en el interior del tablero de control accionar el interruptor de la bomba de aceite y en el exterior colocar el accionamiento en la posición automática.
- 10mo. Accionar la manija Opening Lim para ampliar el rango de funcionamiento del regulador de velocidad y pueda asumir carga hasta un 50 % aproximadamente, este porcentaje se observa en la perilla de la izquierda del regulador.

- 11vo En el regulador abrir las dos válvulas de aceite que van hacia el inyector
- 12vo En el inyector colocar la manija lateral en la posición horizontal.
- 13vo Destrabar el manubrio del regulador en la posición de accionamiento automático.
- 14vo Abrir la válvula roja parcialmente.
- 15vo Destrabar el manubrio del regulador hacia atrás, dejándolo libre.
- 16vo Colocar la manija del regulador en posición de accionamiento automático.
- 17vo Accionar la manija Opening Limit de acuerdo a la carga disponible siempre un 30 % mas de la carga requerida.
- 18vo Terminar de abrir la válvula roja totalmente con la que se quedara funcionando automáticamente.

Procedimiento de Apagado:

- 1ro. Desconectar la energía a la población.
- 2do. Estando en la posición manual proceder a cerrar el límite de apertura de la compuerta con la manija Opening limit, hasta el límite inferior.
- 3ro. Al descender la velocidad desconectar la excitación con la manija excitación en OFF.
- 4to. En el inyector colocar la manija en la posición vertical.
- 5to. Cerrar la dos válvulas del regulador que van hacia el inyector.

- 6to. Conectar el manubrio del inyector y cerrar manualmente de ser necesario.
- 7mo. En el regulador conectar el manubrio del inyector y cerrar manualmente si es necesario.
- 8vo Cerrar la válvula roja del regulador.
- 9no Colocar la manija de accionamiento del regulador en la posición manual.
- 10mo Desconectar la baterías con la que la unidad queda apagada.

2.9.2 Grupo Kubota (140 kW)

Consideraciones previas:

- Colocar en la posición ON todos los interruptores termomagnéticos MCCB que se encuentran dentro del tablero principal y auxiliar.
- Poner en ON el interruptor termomagnético CMCCB ubicado dentro del panel principal de control y de fuerza.
- Verificar el nivel de tensión de la fuente auxiliar en corriente continua (baterías) e estas deben encontrarse en 24 V. de no ser así cargar las baterías.
- Comprobar la presión de agua existente en la tubería de presión.
- Accionar en ON el interruptor termomagnético ubicado en el tablero de regulación electrónica.
- Chequear el engrase de los rodamientos de la turbina.
- Abrir la válvula que alimenta el sistema de refrigeración de los cojinetes.

- Comprobar el nivel de aceite en el tanque de la unidad Hidráulica, esta debe de encontrarse dentro de los límites indicados, esto se visualiza en el visor de nivel.
- Comprobar la presión del manómetro de la unidad hidráulica.

Procedimiento de Encendido:

- 1ro. Abrir gradualmente la válvula principal hasta que en el panel se visualice la velocidad de 500 RPM y esperar unos 10 minutos aproximadamente para que la poza de descarga se encuentre completamente llena.
- 2do. Luego de ser llenada la poza, seguir abriendo la válvula de admisión hasta que en el panel se observe una velocidad de 1300 RPM y esperar que el regulador electrónico reaccione y la velocidad se estabilice en 1300 RPM.
- 3ro. Visualizar en el panel principal todos los parámetros electrónicos nominales y se enciende la luz verde Control Circuit.
- 4to. Dada las condiciones incrementamos la carga en un 30 % más que la requerida en la población, luego presionamos el pulsador Close (cerrado) para energizar la carga en la población.
- 5to. Visualizamos en el panel de salida lo siguiente: se enciende la luz roja Circuit Breaker , apagado de la luz verde Circuit Breaker, tensión de salida 400 V, amperaje de salida y frecuencia de salida 60 Hz.
- 6to. Se visualizara la variación de carga de la población, controlando el let de regulación electrónica, ante la disminución de los let prendidos se

deberá incrementar la carga abriendo lentamente la válvula principal, hasta mantener como mínimo dos let prendidos.

- 7mo. Asimismo, cuando hay disminución de la carga de la población, se encenderán más de dos let, para ello se procederá a cerrar la válvula gradualmente.

Procedimiento de Apagado:

- 1ro. Presione el interruptor OFF (PPB) del panel del generador, se abre el contacto y se corta el suministro de alimentación.
- 2do. Se enciende la lámpara verde del panel del generador.
- 3ro. Presione el interruptor Close para la válvula de entrada del panel del generador.
- 4to. Se cierra la válvula de entrada y se para el generador.

2.9.3 Puesta en Paralelo

- 1ro. Gire el Conmutador AVR - APFR dentro del panel de generador a la posición APFR.
- 2do. Coloque el selector MANU – AUTO en la posición AUTO..
AUTO significa sincronización automática y MANU sincronización manual
- 3ro. Ponga en funcionamiento el generador siguiendo el procedimiento explicado anteriormente (400 V, 60 Hz)
- 4to. En el panel de generación se cierra un contacto automáticamente después de la sincronización y se inicia la operación en paralelo.
Se enciende la lámpara roja.

2.9.4 Maniobra ante fallas señalizadas en el Panel Principal.

En el panel principal se visualizan dos tipos de señalizaciones:

- Nueve Señalizaciones de color rojo que son calificadas como fallas graves.
- Cuatro señalizaciones de color naranja que son calificadas como fallas leves.

Cualquier señalización de color rojo que se encienda, ante una falla eléctrica, actuara el interruptor principal de salida, asimismo se accionará y cerrara la válvula principal de ingreso de agua a la turbina, parando el equipo.

Las fallas graves se detallan en el cuadro siguiente:

Item	FALLA	SEÑALIZACION
1	Diferencia de Relación	Indicador y timbre
2	Sobrecorriente	Indicador y timbre
3	Sobretensión	Indicador y timbre
4	Subtensión	Indicador y timbre
5	Falla a Tierra	Indicador y timbre
6	Bajo Nivel de Agua en la Cámara de Carga	Indicador y timbre
7	Alta temperatura del Cojinete en la Turbina	Indicador y timbre
8	Sobrevelocidad de la turbina	Indicador y timbre
9	Alta temperatura del Bobinado del Generador	Indicador y timbre
10	Falla del regulador de velocidad	Indicador y timbre

TABLA N° 2.13

Presione el interruptor AUDIO STOP (3-28) para detener el timbre después de despejar la falla presione el interruptor RESET

Cualquier señalización de color naranja que se encienda, ante una falla eléctrica, actuara el interruptor principal de salida hacia la población, permaneciendo la generación interna del grupo.

Las leves se detallan en el cuadro siguiente:

Item	FALLA	SEÑALIZACION
1	Alimentación Inversa	Indicador y zumbador
2	Falla de factor de Potencia	Indicador y zumbador
3	Sub - velocidad	Indicador y zumbador

TABLA N° 2.14

Presione el interruptor AUDIO STOP (3-28) para detener el timbre después de despejar la falla presione el interruptor RESET

Al producirse una falla eléctrica y es visualizada en el panel principal se deberá pulsar ACR - AUDIBLE para apagar el sonar de la falla.

- Luego se visualizara la falla, se analizara y se corregirá la causa de esta.
- Para desbloquear el arranque de nuevo, se pulsara RESET.
- Si se ha corregido la falla no se tendrá ninguna señalización abierta, entonces estará lista para el arranque nuevamente.

2.10 Sistema de medición de energía, descripción de los tableros utilizados en la operación de las subestaciones de distribución 22.9 / 0.46 – 0.23 kV, 13.2 / 0.46 – 0.23 kV.

El PSE Hongos viene operando con sistemas de distribución bifásico y monofásico con retorno por tierra (MRT), por lo que se distingue dos tipos de diagramas de 22.9 / 0.460 – 0.230 kV, 13.2 / 0.460 – 0.230 kV (MRT), cuentan con transformadores monofásico de 15, 10 y hasta 5 kVA, conectados en sus bornes de baja en serie.

2.10.1 Funcionamiento

La energía que llega a la subestación de transformación monofásica en los busching de alta H1, H2 o tierra es transformada al nivel de tensión de 0.460 – 0.230 kV mediante las conexiones de las borneras de baja tensión X1, X2, X3 y X4, dependiendo del conexionado de estas, podremos utilizar las bobinas del transformador en conexión en serie o paralelo y podremos derivar toda la potencia del transformador a uno o a varios circuitos, en nuestro sistema se han conectados las bobinas de baja tensión en serie, cortocircuitando de manera externa los bornes X2 y X3 mediante una platina de cobre. La energía es trasladada mediante cable NYY de cobre hacia el tablero de distribución el cual cuenta en su interior con un medidor de energía trifilar clase 2, 220 V, 60 Hz, 15 (90A), mediante la cual las borneras de ingreso de corriente 1 y 5 reciben las fases R y S (bornes X1, X4 del transformador) y reciben la tensión entre fases de 220 V (borne 1 fase R – bornes 3 y 4 fase N ; borne 5 fase S – bornes 3 y 4 fase N), determinando así el registro la energía consumida en Kwh, luego el conexionado llega a las

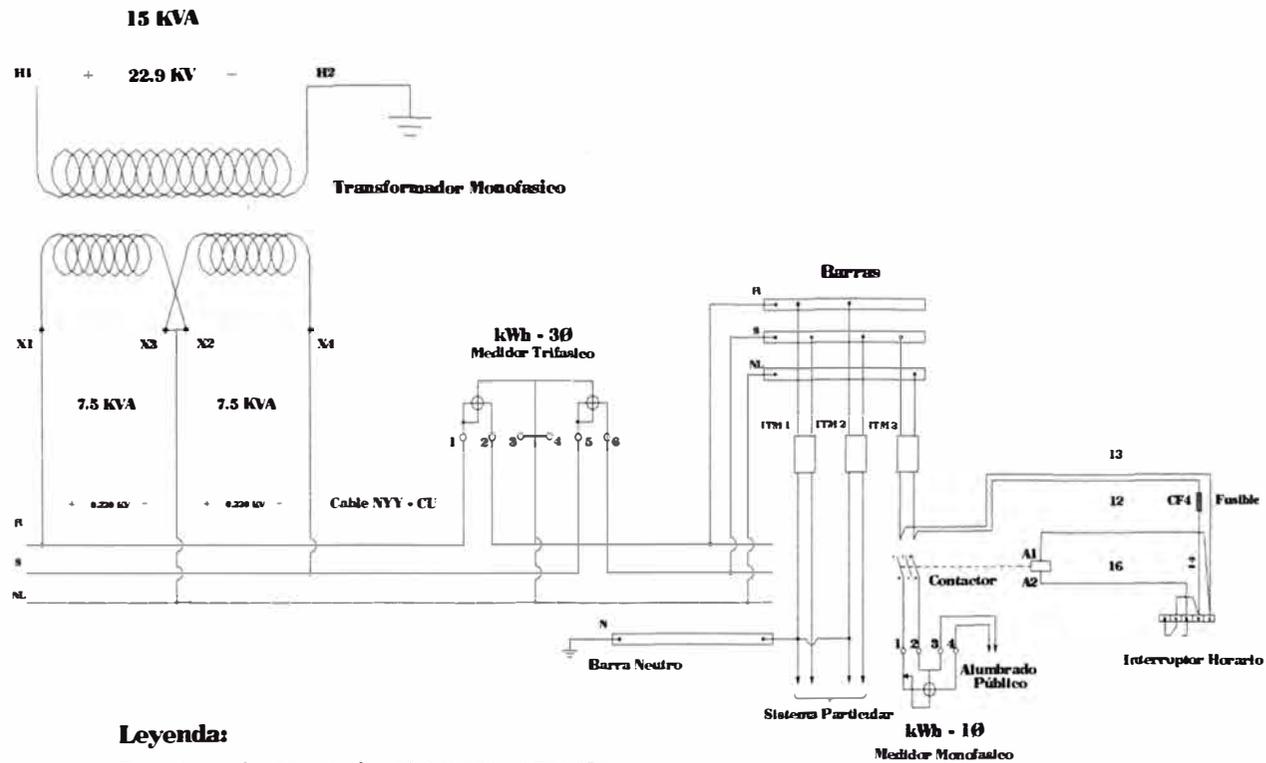
barras R , S y N, para luego la energía ser distribuida mediante circuitos independientes en 220 V al servicio particular mediante interruptores termo magnéticos (ITM), asimismo un circuito llamado de alumbrado público es derivado del sistema de barras y tiene como principal función alimentar de energía a las luminarias de la localidad y brindar el servicio de alumbrado público por las noches, por lo que este sistema deberá ser lo mas independiente y autónomo posible, en la actualidad se cuenta con un contactor de 220 V, que recibe la orden de apertura y cierre de un reloj horario el cual es alimentado con tensión y es calibrado generalmente para las horas en la cual no se cuente con la luz del día, adicionalmente se cuenta con un medidor monofásico de energía clase 2, 2 hilos 220 v, 6 Hz 10 (40 A), mediante el cual se registra el consumo de alumbrado público.

Asimismo para el sistema MRT se cuenta generalmente con transformadores de poca potencia debido al bajo consumo que requieren las localidades beneficiadas, principalmente en horas de la noche, debido a que en horas del día casi la totalidad de personas realizan labores de cultivo y crianza de animales. Debido a esto se ha implementado el sistema de retorno por tierra debido a que representa la mejor alternativa económica debido a la utilización de menores metrados de materiales y accesorios, tales como conductores y ferretería, mediante el cual solo es necesario llegar a una determinada localidad con una sola fase y conectarlo al busching de alta del transformador (H1), conectando el otro borne de alta (H2) a tierra, la energía será proporcionada a los usuarios mediante una bornera neutro adicional localizado dentro del tablero y una fase viva (R o S), asimismo se cuenta con

un circuito independiente de alumbrado público descrito en el párrafo anterior.

En las figuras N° 2.15 – A y N° 2.16 se esquematizan las conexiones de los tableros de distribución de baja tensión para los sistemas bifásicos y monofásicos por retorno por tierra.

TABLERO DE DISTRIBUCION 460/230, 1Ø Sistema MRT



Leyenda:

Transformador Monofasico 22.9/0.460 - 0.230 KV.

Medidor Trifasico Trifilar ABB clase 2, tipo O6S5a, 220 V, 60 Hz, 15(90) A, 2003

Medidor Monofasico ABB clase 2, tipo SAT2a, 2 hilos, 220 V, 60 Hz, 10(40) A, 2003

ITM1, 2 Siemens VF 100, 66 KA, monofasico 3 x 32 A.

ITM3 Siemens VF 100, 66 KA, monofasico 3 x 25 A.

Interrupción Horaria Orbis, 220 V.

Contactor Siemens Modelo SIRIUS 3R, 3RT1024, 40 A.

Figura 2.16

CAPÍTULO III

OPERACIÓN Y EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA

3.0 Tarifas.

Los ingresos por venta de energía a los usuarios finales se realiza aplicando el pliego tarifario resultante de las regulaciones tarifarias de generación, transmisión y distribución aprobadas por la Comisión de Tarifas Eléctricas, para el sector típico que corresponda.

3.1 Pliego Tarifario a Clientes Finales.

De conformidad a lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas, las tarifas a los clientes finales de Servicio Público de Electricidad comprenden los Precios de Barra (PB) y el Valor Agregado de distribución (VAD).

Para la determinación del Pliego tarifario aplicable a los clientes Finales, es necesario calcular a partir de las fórmulas tarifarias establecidas en la resolución N° 023 – 97 P/CTE, los respectivos cargos que comprende cada opción tarifaria.

La resolución N° 024 – 97 P/CTE y sus modificatorias establecen las Opciones Tarifarias y sus condiciones de aplicación. Cada Opción Tarifaria de media tensión (MT2, MT3 y MT4) o de baja tensión (BT2, BT3, BT4, BT5 y BT6) tiene sus respectivos criterios de aplicación de carácter general y particular.

3.1.1 Precios en Barra.

La Comisión de Tarifas Eléctricas, semestralmente establece la tarifa de Potencia de Punta y la Energía en barra en las Subestaciones Base y en las Subestaciones de las centrales generadoras, para los sistemas interconectados como para los aislados.

Estos valores actualizados y publicados por la CTE, tiene vigencia a partir de los meses de Mayo y Noviembre de cada año después de su publicación.

Los precios en barra son fijados a través de las resoluciones de la CTE y comprenden los precios de potencia marginal, energía marginal en horas punta y fuera de punta y los peajes de transmisión principal y secundaria.

La Resolución N° 162 – 2003 OS/CD establece las formulas de cálculo de los precios de barra.

$$PPB = PPM + PCSPT$$

$$PEBP = PEMP + CPSEE$$

$$PEBF = PEMF + CPSEE$$

PPB : Precio en barra de la potencia de punta

PEBP : Precio en barra de la energía en horas de punta

PEBF : Precio en barra de la energía en horas fuera de punta.

PPM : Precio marginal de la potencia.

PCSPT : Peaje unitario por conexión al sistema principal

PEMP : Precio marginal de la energía en horas punta

PEMF : Precio marginal de la energía en horas fuera de punta

CPSEE : Cargo por peaje secundario de transmisión equivalente de energía.

3.1.2 Precios en Barra Equivalente en Media Tensión.

Para el cálculo de los respectivos cargos, se expanden los precios de potencia y energía desde la subestación base publicada (Resolución de Precios de Barra) que suministra energía del sistema eléctrico, hasta la barra equivalente de media Tensión, con los respectivos factores de pérdidas marginales de energía y potencia y el respectivo cargo base por peaje secundario, de acuerdo a la configuración del sistema secundario de transmisión.

La expansión de los precios desde la subestación base a la barra equivalente de Media Tensión, origina nuevos precios de potencia y energía en barra, que junto a los Valores Agregados de Distribución, Cargos Fijos Mensuales, Factores de Expansión de Pérdidas y otros, permiten el cálculo de los respectivos cargos por opción tarifaria según las fórmulas establecidas en la resolución N° 023 – 97 P/CTE.

Los precios de energía en barra equivalente de MT se obtienen luego de multiplicar los precios de energía en barra por el respectivo factor de pérdidas marginales de energía (FPME) y adicionando el cargo base por transmisión secundaria en energía (CBPSE)

$$PEBP_{MT} = PEBP \times FPME + CBPSE$$

$$PEBF_{MT} = PEBF \times FPME + CBPSE$$

PEBP_{MT} : Precio de energía en horas de punta en la barra

equivalente de MT.

$PEBF_{MT}$: Precio de energía en horas fuera de punta en la barra equivalente de MT.

El precio de la potencia en barra equivalente de MT se obtiene luego de multiplicar el precio de potencia en barra por el respectivo factor de pérdidas marginales de potencia (FPMP)

$$PPB_{MT} = PPB \times FPMP$$

$PEBP_{MT}$ = Precio de potencia en barra equivalente MT.

3.1.3 Valor Agregado de Distribución (VAD)

El Valor Agregado de Distribución representa el costo total en que se incurre para poner a disposición del cliente la Potencia y Energía, desde la Barra equivalente de media tensión hasta el punto de empalme de la acometida respectiva.

Para un cliente de media tensión los precios de barra equivalente se expanden adicionando el valor agregado de distribución más las pérdidas de potencia y energía asociadas a media tensión. Para un cliente de baja tensión a los precios obtenidos para el cliente de media tensión se le adiciona el valor agregado de baja tensión más la pérdida de energía y potencia asociada a la baja tensión.

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

- Costos Fijos, asociados a cada cliente independientemente a su demanda de potencia y consumo de energía.

Costos de Operación y mantenimiento (VADET) correspondiente a la explotación técnica.

- Costos estándares de inversión (Valor Nuevo de Reemplazo) destinado a la futura reposición del sistema de distribución (VADIN)
- Los Valores Agregados de Distribución de Media Tensión (VADMT) y de Baja Tensión (VADBT) para cada uno de los sectores típicos de distribución, se encuentran definidos en la Resolución N° 023 – 97 P/CTE, expresados en S./KW-mes, los mismos que son actualizados y corregidos mensualmente por factores tales como:

- Factor de corrección por ventas de potencia.
- Número de horas de uso (NHUBT)
- Factores de expansión de pérdida de potencia y energía.
- Caracterización de la carga.
- Factores de coincidencia.
- Factores de contribución a la punta.
- Factores de economía de escala.
- Fórmulas de actualización.

Indice de Precios al por Mayor (IPM)

Indice de Productos Importados (D)

Indice de Precios de Aluminio (IPAI)

3.1.4 Cálculo de los Ingresos por Venta de Energía.

El procedimiento aplicado es el siguiente:

- 1ro. Determinar los ingresos por Venta de Energía Reales (IVER), aplicando el pliego tarifario vigente.

$$IVER = CF + VADET + VADIN$$

- 2do. Determinar los ingresos por Venta de Energía Teóricos (IVET), para determinar el pliego tarifario teórico se tomaran en cuenta las siguientes modificaciones en el cálculo del valor Agregado de Distribución.

$$IVET = CF + VADET + (16 \%) VADIN$$

- 3ro. Determinar el ingreso por Venta de Energía a Transferirse, según la siguiente relación:

$$IVE_{\text{Transf}} = IVER - IVET$$

3.1.5 Sistemas Eléctricos Aislados.

Considerando que se trata de sistemas de generación aislada, se aplica el siguiente procedimiento:

- 1ro. Determinar los ingresos de generación regulados por la Comisión de Tarifas Eléctricas (IGR).

Estos Valores se calculan con los precios de barra regulados por la Comisión de Tarifas Eléctricas; precios que incluyen el costo de subtransmisión para el caso de centrales aisladas.

- 2do Calcular los Costos de Operación y Mantenimiento (CO y M)

Estos Costos son calculados de acuerdo a los costos variables, obtenidos de los precios de barra equivalente de media tensión, debidamente contrastados con la situación real de cada central aislada.

3ro Calcular la alícuota destinada a la reposición (AR)

La alícuota destinada a la reposición de las instalaciones, es equivalente al 2% anual del costo directo establecido en el expediente de liquidación del proyecto de generación respectivo.

4to Determinar el ingreso por generación a transferirse

Según la siguiente relación.

$$IG_{\text{Transf}} = IGR - CO \text{ y } M - AR$$

3.1.6 Tarifa Aplicada en el ámbito del Pequeño Sistema Eléctrico Hongos.

Dado que el Sistema Eléctrico Hongos es un sistema aislado y alimentado mediante una Central Hidroeléctrica le corresponde el siguiente tipo de sistema en distribución y generación:

3.1.7 Distribución.

Item	PROYECTO	SISTEMA	OPCIONES TARIFARIAS
1	PSE HONGOS	AISLADO B2	MT2, MT4, BT5, BT6

TABLA N° 3.1

3.1.8 Generación

Item	PROYECTO	SISTEMA	OPCIONES TARIFARIAS
1	C.H HONGOS	AISLADO	MT2, MT4, BT5, BT6

TABLA N° 3.2

3.2 Estructuración y Cálculo de la Tarifa en Media Tensión (MT2) y Baja Tensión (BT2, BT5B y BT6) aplicada en el PSE Hongos.

Las Tarifas de Electricidad representan el costo de abastecer el suministro de manera económica y eficiente. Se estructuran de acuerdo a los

componentes que conforman cada Sistema Eléctrico: Generación, Transmisión y Distribución.

3.2.1 Generación.

La tarifa de generación se calcula en base a un modelo de costos marginales que considera los costos estándar de inversión, operación y mantenimiento de la planta de punta (precio de la potencia) y de los costos de generación en función de la oferta y la demanda proyectada para los próximos 48 meses (precio de la energía). La tarifa calculada se compara con los precios de venta de electricidad transada en el mercado libre y no debe superar una banda de $\pm 10\%$. La fijación de los precios de potencia y energía tiene una frecuencia semestral (Mayo y Noviembre de cada año)

3.2.2 Transmisión

La Transmisión se divide en principal y secundaria. La transmisión principal se remunera a través del peaje de conexión del sistema principal, costo que es asumido por todos los usuarios del sistema eléctrico. La transmisión secundaria, que se remunera a través de los peajes secundarios de transmisión y transformación, y es asumida por aquellos usuarios que utilizan el sistema secundario. La fijación de las tarifa de transmisión es anual (Mayo de cada año).

3.2.3 Distribución

La Regulación de la tarifa de distribución, denominada Valor Agregado de Distribución (VAD), se realiza basándose en los principios de eficiencia y utiliza mecanismos que simulen competencia, ya que la actividad de

distribución por sus características es considerada un monopolio natural. Para ser frente a esta situación, el modelo tarifario establece que el VAD es fijado por una empresa modelo eficiente. Dicho VAD es validado a través de un proceso de verificación de la tasa interna de retorno para el conjunto de empresas de distribución. El VAD considera los costos asociados al usuario independiente de su consumo, las pérdidas estándar de energía y potencia y los costos estándar de inversión, operación y mantenimiento por unidad de potencia suministrada. El costo estándar de la inversión es la anualidad del Valor Nuevo de reemplazo del sistema económicamente adaptado. La fijación de las tarifas de distribución es cada 5 años (Noviembre).

3.3 Resoluciones Vigentes.

Las principales resoluciones que fijan las tarifas vigentes y los procedimientos de cálculo de las mismas son las siguientes:

ACTIVIDAD	FIJACION DE LAS TARIFAS	PROCEDIMIENTOS DE CALCULO
Generación	Resolución N° 162 - 2003 - OS/CD	Resolución N° 030 - 2000 P/CTE
Transmisión	Resolución N° 105 - 2003 - OS/CD	Resolución N° 014 - 2000 P/CTE
Distribución	Resolución N° 2120 - 2001 - OS/CD	Resolución N° 001 - 1998 P/CTE

TABLA N° 3.3

Estas resoluciones incluyen formulas tarifarias para calcular los precios en los diferentes puntos del sistema eléctrico y los pliegos aplicables a los clientes finales. Asimismo las fórmulas y procedimientos de actualización de las tarifas en los periodos comprendidos entre regulaciones con el objeto de conservar el valor real de las tarifas.

3.4 Calificación de los Sistema Eléctricos de Distribución.

Se estableció sectores típicos para el periodo Noviembre 2002 – Octubre 2005 y la metodología de calificación de los sistemas eléctricos en cada uno de los sectores típicos, según se muestra en el cuadro siguiente:

SECTOR	DESCRIPCION
Sector 1	Urbano de alta densidad
Sector 2	Urbano de media y baja densidad
Sector 3	Urbano Rural
Sector 4	Rural

TABLA N° 3.4

3.5 Tarifas a Clientes en Media y Baja Tensión.

El modelo de cálculo de las tarifas a clientes finales toma los precios en barra equivalente en media tensión y a través de las variables y constantes de cálculo se obtienen los cargos máximos por opción tarifaria en media y baja tensión.

3.6 Constantes de Cálculo.

Las constantes de cálculo son factores que se utilizan dentro del calculo tarifario para obtener las tarifas de los clientes finales en función al nivel de tensión del suministro, su presencia en el sistema como cliente en punta o fuera de punta y la opción de medida elegida por el cliente.

Asimismo, se consideran los factores de economía de escala, el factor de ponderación del precio de la energía en barra y el factor de balance de potencia.

- Factores de Corrección del VAD

El Factor de corrección modifica el VAD por las ventas de potencia en horas fuera de punta de las empresas de distribución.

PTPMT = Factor de corrección del VADMT

PTPBT = Factor de corrección del VADBT

- Factores de Expansión de Pérdidas en M.T y B.T

Representan el valor reconocido por la venta de cada unidad de potencia o energía dentro de cada subsistema de distribución.

PEMT y PPMT = Factor de expansión de pérdidas de energía y potencia en MT

PEBT y PPBT = Factor de expansión de pérdidas de energía y potencia en BT

- Factores de Coincidencia en MT y BT

Representan la simultaneidad de las máximas demandas de los clientes agrupados por nivel de tensión respecto a la máxima demanda del conjunto de clientes.

FCPPMT y FCFPMT = Factor de coincidencia para demandas de punta y fuera de punta en MT.

FCPPBT y FCFPBT = Factor de coincidencia para demandas de punta y fuera de punta en BT.

- Factores de Contribución a la Punta en MT y BT

Representan la participación de los clientes de simple medición de potencia en la punta del sistema.

CMTTP y CMTFP = Factor de Contribución en MT para demandas presentes en punta y fuera de punta.

CBTPP y CBTFP = Factor de Contribución en BT para demandas presentes en punta y fuera de punta.

- Número de Horas de Uso (NHUBT)

Representan la cantidad de horas mensuales promedio de la utilización de clientes en BT.

- Factores de Economía de Escala.

Consideran la reducción de los valores agregados de distribución y cargos fijos por la disminución de las incidencias de las inversiones y costos fijos a medida que aumentan las ventas de electricidad por el incremento en el número y consumo de clientes.

Los valores VADMT, VADBT, CFE, CFS y CFH deben de ser multiplicados por los factores de escala según el sector típico donde se encuentra el sistema.

- Factor de Ponderación del Precio de la Energía en Barra (Ep)

Pondera el precio de la energía en horas punta y en horas fuera de punta en la barra equivalente de M.T, de esta manera se determina el cargo por energía de las opciones tarifarias de simple medición de energía.

$$PE = Ep \times PEPP + (1 - Ep) \times PEFP$$

Ep : Factor de ponderación del precio de energía para tarifas Monomios.

PEPP : Precio de la energía de punta en la barra equivalente de M.T

PEFP : Precio de la energía fuera de punta en la barra equivalente de M.T

- Factor de Balance de Potencia Coincidente en Horas de Punta (FBP)

El FBP representa el factor de ajuste entre la potencia ingresada menos las pérdidas eficientes y la potencia de punta efectiva supuestamente vendida. El FBP se deberá calcular anualmente para cada sistema eléctrico con demanda superior a los 12 MW.

3.7 Variables de Cálculo.

- Valores Agregados de Distribución de Media y Baja Tensión

El VAD corresponde al reconocimiento de la inversión eléctrica, rentabilidad, gastos de operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas de distribución.

VMTPP y VMTPF = Valor agregado de distribución en MT para demandas de punta y fuera de punta (S/. kW-mes)

VBTPP y VBTPF = Valor agregado de distribución en BT para demandas de punta y fuera de punta(S/. kW-mes)

$$VMTFP = VADMT_a \times FBP$$

VMTFP = VAD de MT en fuera de punta

$$VMTPP = PTPMT \times VMTFP$$

VMTPP = VAD de MT en punta

$$VBTFP = VADBT_a \times FBP$$

VBTFP = VAD de BT en fuera de punta

$$VBTPP = PTPBT \times VBTFP$$

VBTPP = VAD de BT en punta

- Valores Agregados de Distribución Actualizados

$$VADMT_a = FEE \times FAVADMT \times VADMT$$

$$VADBT_a = FEE \times FAVADMT \times VADMT$$

Donde:

FEE : Factor de Economía de Escala

FAVADMT : Factor de Actualización del VADMT

FAVADBT : Factor de Actualización del VADBT

- Cargo Fijo Mensual

Representan los costos asociados tales como la toma de lectura del medidor, emisión, reparto y cobranza de la facturación a la facturación de los clientes, independiente de su demanda de potencia y energía.

CFS, CFH, CFE : Cargos fijos mensuales para opciones de una potencia contratada, medición horaria y simple medición. (S./ cliente)

- Cargos Fijos Mensuales Actualizados

$$CFE_a = FEE \times FACFE \times CFE$$

$$CFS_a = FEE \times FACFS \times CFS$$

$$CFH_a = FEE \times FACFH \times CFH$$

Donde:

CFE_a : Factor de Economía de escala.

CFS_a : Factor de Actualización del CFE

CFH_a : Factor de Actualización del CFH

- Cargo por Energía Reactiva

El CER es el cargo por consumo de energía reactiva que se adiciona a la facturación de las opciones tarifarias MT2, MT3, MT4, BT2, BT3 y BT4, cuando este excede el 30 % de la energía activa total mensual.

CER : Cargo por energía reactiva que exceda el 30 % de la energía activa total mensual (Cent S/. / kVARh)

- Cargo por Energía Reactiva Actualizado

El CER es el cargo por consumo de energía reactiva que se adiciona a la facturación de las opciones tarifarias MT2, MT3, MT4, BT2, BT3 y BT4, cuando este excede el 30 % de la energía activa total mensual.

CER_a : $FACER \times CER$

Donde:

$FACER$: Factor de actualización del CER

3.8 Cálculo de las Tarifas de Media Tensión (MT2) y Baja Tensión (BT2, BT5A y BT6).

Se ha desarrollado el procedimiento de cálculo de la tarifa para el sistema aislado B2, que es que se utiliza para facturar a los clientes comprendidos en el Pequeño Sistema Eléctrico de Hongos, estos cálculos comprenden la obtención de la tarifa de la potencia y de la energía en horas punta y fuera de punta en la barra de Media tensión, al ser extendidas de la barra de generación, una vez determinados estos valores, aplicando los respectivos factores de pérdidas marginales de energía y potencia y el respectivo cargo base por peaje secundario, de acuerdo a la configuración del sistema secundario de transmisión.

Luego junto a los Valores Agregados de Distribución, Cargos Fijos Mensuales, Factores de Expansión de Pérdidas y otros, permiten el cálculo de los respectivos cargos por opción tarifaria según las fórmulas establecidas en la resolución N° 023 – 97 P/CTE.

TARIFA EN BARRA DE LA POTENCIA EN PUNTA.-

PRECIO EN BARRA DE LA POTENCIA DE PUNTA

PPB	=	PPBo	x	FPMP	Fórmula N° 9 Osinerg N° 162 – 2003
------------	---	-------------	---	-------------	------------------------------------

PPB	=	23,0264
PPBo	=	23,0264
FPMP	=	1,0000

PPBo	=	PPM1	+	PCSPT1	Fórmula N° 3 Osinerg N° 162 – 2003
-------------	---	-------------	---	---------------	------------------------------------

PPBo	=	23,0264
PPM1	=	23,0264
PCSPT1	=	0,0000

Actualización del Precio de Energía a Nivel de Generación en las Subestaciones Base del Sistema.

PPM1	=	PPM	x	FAPPM	Formula N° 1 Osinerg N° 162 – 2003 (Actualización Tarifaria)
-------------	---	------------	---	--------------	---

PPM1	=	23,0264
PPM	=	22,8800
FAPPM	=	1,0064

Para la actualización de los precios de potencia en los sistemas aislados se utilizará el valor resultante de factor FAPEM (FAPPM = FAPEM)

FAPEM	=	d x FTC + e x FD2 + f x FR6 + g x FPGN + s x FPM + cb x FCB
--------------	---	--

FAPEM	=	1,0064	Fórmula N° 8 Osinerg N° 162 – 2003 (Actualización Tarifaria)
-------	---	--------	---

Sistema Aislado B

d	=	0,2410	FTC	=	0,994545
e	=	0,0000	FPGN	=	0,994573
f	=	0,0000	FPM	=	1,010149
g	=	0,0000	FCB	=	1,018489

s	=	0,7590	FD2	=	0,0000
cb	=	0,0000	FR6	=	0,0000
TC	=	3,4640	IPM	=	157,506072
TC _o	=	3,4830	IPM _o	=	155,923529
FPGN	=	6,0480	FOBCB	=	25,610
FPGN _o	=	6,0810	FOBCB _o	=	24,690

$$FBC = (0,3539 + 0,6461 \times FOBCB/FOBCB_o) \times FTC \quad \text{Fórmula N° 12 Osinerg N° 162-2003}$$

(Actualización Tarifaria)

Actualización del Peaje Unitario por conexión al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT)

$PCSPT1 = PCSPT0 \times FAPCSPT$	Fórmula N° 17 CTE N° 006 – 2001
----------------------------------	---------------------------------

PCSPT1	=	0,0000
PCSPT0	=	0,0000
FAPCSPT	=	1,0029

$FAPCSPT = I \times FTC \times FTA + m \times FPM$	Fórmula N° 18 CTE N° 006 – 2001
--	---------------------------------

I	=	0,4956	FTC	=	0,996835
m	=	0,5044	FTA	=	1,000000
IPM	=	157,506072	FPM	=	1,008922
IPM _o	=	156,113192			
TC	=	3,4640			
TC _o	=	3,4750			
TA	=	12			
TA _o	=	12			

TARIFA EN BARRA DE LA ENERGIA EN HORAS PUNTA.-

PRECIO EN BARRA DE LA ENERGIA EN HORAS PUNTA

PEBP	=	PEB _{Po}	x	FPME	+	CBPSE	Fórmula N° 7 Osinerg N° 162-2003
------	---	-------------------	---	------	---	-------	----------------------------------

PEBP	=	20,8224
PEB _{Po}	=	20,8224
FPME	=	1,0000
CBPSE	=	0,0000

PEB _{Po}	=	PEMP1	+	CPSEE1
-------------------	---	-------	---	--------

PPB _o	=	20,8224
PEMP1	=	20,8224
CPSEE1	=	0,0000

PEMP1	=	PEMP	+	FAPEM	Fórmula N° 6 Osinerg N° 162-2003 (Actualización Tarifaria)
-------	---	------	---	-------	---

PEMP1	=	20,8224	(Precio en Barra en Subestaciones Ene 2004)
PEMP	=	20,6900	(R N° 162 – 2003)
FAPEM	=	1,0064	

Para la actualización de los precios de potencia en los sistemas aislados se utilizará el valor resultante de factor FAPEM (FAPPM = FAPEM)

FAPEM	=	d x FTC + e x FD2 + f x FR6 + g x FPGN + s x FPM + cb x FCB
-------	---	---

FAPEM	=	1,0064	Fórmula N° 8 Osinerg N° 162-2003 (Actualización Tarifaria)
-------	---	--------	---

Sistema Aislado B

d	=	0,2410	FTC	=	0,994545
e	=	0,0000	FPGN	=	0,994573
f	=	0,0000	FPM	=	1,010149
g	=	0,0000	FCB	=	1,018489
s	=	0,7590	FD2	=	0,0000
cb	=	0,0000	FR6	=	0,0000

TC	=	3,4640	IPM	=	157,506072
TC _o	=	3,4830	IPM _o	=	155,923529
FPGN	=	6,0480	FOBCB	=	25,610
FPGN _o	=	6,0810	FOBCB _o	=	24,690

$$FBC = (0,3539 + 0,6461 \times FOBCB/FOBCB_o) \times FTC \quad \text{Formula N° 12 Osinerg N° 162-2003}$$

(Actualización Tarifaria)

Actualización del cargo del Peaje Secundario por Transmisión equivalente en energía.

CPSEE1	=	CPSEE	x	FACPSEE
--------	---	-------	---	---------

Formula N° 5 Osinerg N° 105-2003
(Actualización Tarifaria)

CPSEE1	=	0,0000
CPSEE	=	0,0000
FACPSEE	=	0,0000

FACPSEE	=	a x FTC + b x FPM
---------	---	-------------------

Formula N° 6 Osinerg N° 105-2003
(Actualización Tarifaria)

a	=	0,0000	FTC	=	0,997696
b	=	0,0000	FPM	=	1,015594
TC	=	3,4640			
TC _o	=	3,4720			
IPM	=	157,506072			
IPM _o	=	155,087684			

FPME	=	FPET	x	(1 + PEL / 100 x L)
------	---	------	---	---------------------

Fórmula N° 3 Osinerg N° 105-2003

FPME	=	1,0000		
FPET	=	1,0000	(No existe Transformación)	
PEL	=	0,0920	(Menor a 100 kV)	
Leq (km)	=	0,0000		

Peaje por Transmisión Secundaria.

CBPSE	=	CBPST1 + CBPSL1 x L x C
-------	---	-------------------------

Fórmula N° 2 Osinerg N° 105-2003

CBPSE	=	0,0000
-------	---	--------

CBPST1	=	0,0000
CBPSL1	=	0,0122
Leq (km)	=	0,0000
C	=	1,0000

$$\text{CBPST1} = \text{CBPST} \times \text{FACBPST}$$

Fórmula N° 11 Osinerg N° 105-2003
(Actualización Tarifaria)

CBPST	=	0,0000
FACBPST	=	1,0057

$$\text{FACBPST} = a \times \text{FTC} + b \times \text{FPM}$$

Fórmula N° 12 Osinerg N° 105-2003
(Actualización Tarifaria)

a	=	0,55
b	=	0,45
TC	=	3,4640
TC _o	=	3,4720
IPM	=	157,506072
IPM _o	=	155,087684

FTC	=	0,997696
FPM	=	1,015594

$$\text{CBPSL1} = \text{CBPSL} \times \text{FACBPSL}$$

Fórmula N° 13 Osinerg N° 105-2003
(Actualización Tarifaria)

CBPSL1	=	0,0122
CBPSL	=	0,0121
FACBPSL	=	1,0075

$$\text{FACBPSL} = a \times \text{FTC} + b \times \text{FPM}$$

Fórmula N° 14 Osinerg N° 105-2003
(Actualización Tarifaria)

a	=	0,45
b	=	0,55
TC	=	3,4640
TC _o	=	3,4720
IPM	=	157,506072
IPM _o	=	155,087684

FTC	=	0,997696
FPM	=	1,015594

TARIFA EN BARRA DE LA ENERGIA EN HORAS FUERA DE PUNTA.-

PRECIO EN BARRA DE LA ENERGIA EN HORAS FUERA DE PUNTA

PEBF	=	PEBF ₀	x	FPME	+	CBPSE	Fórmula N° 8 Osinerg N° 162-2003
------	---	-------------------	---	------	---	-------	----------------------------------

PEBF	=	20,8224
PEBF ₀	=	20,8224
FPME	=	1,0000
CBPSE	=	0,0000

PPBF ₀	=	PEMF1	+	CPSEE1
-------------------	---	-------	---	--------

PEBF ₀	=	20,8224
PEMF1	=	20,8224
CPSEE1	=	0,0000

PEMF1	=	PEMF	+	FAPEM	Fórmula N° 7 Osinerg N° 162-2003 (Actualización Tarifaria)
-------	---	------	---	-------	---

PEMF1	=	20,8224	(Precio en Barra en Subestaciones Ene 2004)
PEMF	=	20,6900	(R N° 162-2003)
FAPEM	=	1,0064	

Para la actualización de los precios de potencia en los sistemas aislados se utilizará el valor resultante de factor FAPEM (FAPPM = FAPEM)

FAPEM	=	d x FTC + e x FD2 + f x FR6 + g x FPGN + s x FPM + cb x FCB
-------	---	---

FAPEM	=	1,0064	Fórmula N° 8 Osinerg N° 162-2003 (Actualización Tarifaria)
-------	---	--------	---

Sistema Aislado B

d	=	0,2410	FTC	=	0,994545
e	=	0,0000	FPGN	=	0,994573
f	=	0,0000	FPM	=	1,010149
g	=	0,0000	FCB	=	1,018489
s	=	0,7590	FD2	=	0,0000

cb	=	0,0000	FR6	=	0,0000
TC	=	3,4640	IPM	=	157,506072
TCo	=	3,4830	IPMo	=	155,923529
FPGN	=	6,0480	FOBCB	=	25,610
FPGNo	=	6,0810	FOBCBo	=	24,690

$$FBC = (0,3539 + 0,6461 \times FOBCB / FOBCBo) \times FTC \quad \text{Formula N° 12 Osinerg N° 162-2003}$$

(Actualización Tarifaria)

Actualización del cargo del Peaje Secundario por Transmisión equivalente en energía.

$$CPSEE1 = CPSEE \times FACPSEE$$

Formula N° 5 Osinerg N° 105-2003
(Actualización Tarifaria)

CPSEE1	=	0,0000
CPSEE	=	0,0000
FACPSEE	=	0,0000

$$FACPSEE = a \times FTC + b \times FPM$$

Formula N° 6 Osinerg N° 105-2003
(Actualización Tarifaria)

a	=	0,0000	FTC	=	0,997696
b	=	0,0000	FPM	=	1,015594
TC	=	3,4640			
TCo	=	3,4720			
IPM	=	157,506072			
IPMo	=	155,087684			

$$FPME = FPET \times (1 + PEL / 100 \times L)$$

Fórmula N° 3 Osinerg N° 105-2003

FPME	=	1,0000			
FPET	=	1,0000	(No existe Transformación)		
PEL	=	0,0920	(Menor a 100 kV)		
Leq (km)	=	0,0000			

Peaje por Transmisión Secundaria.

$$CBPSE = CBPST1 + CBPSL1 \times L \times C$$

Fórmula ° 2 Osinerg ° 105-2003

CBPSE	=	0,0000
CBPST1	=	0,0000
CBPSL1	=	0,0122
Leq (km)	=	0,0000
C	=	1,0000

$$\text{CBPST1} = \text{CBPST} \times \text{FACBPST}$$

Fórmula N° 11 Osinerg N° 105-2003
(Actualización Tarifaria)

CBPST	=	0,0000
FACBPST	=	1,0057

$$\text{FACBPST} = a \times \text{FTC} + b \times \text{FPM}$$

Fórmula N° 12 Osinerg N° 105-2003
(Actualización Tarifaria)

a	=	0,55
b	=	0,45
TC	=	3,4640
TC _o	=	3,4720
IPM	=	157,506072
IPM _o	=	155,087684

FTC	=	0,997696
FPM	=	1,015594

$$\text{CBPSL1} = \text{CBPSL} \times \text{FACBPSL}$$

Fórmula N° 13 Osinerg N° 105-2003
(Actualización Tarifaria)

CBPSL1	=	0,0122
CBPSL	=	0,0121
FACBPSL	=	1,0075

$$\text{FACBPSL} = a \times \text{FTC} + b \times \text{FPM}$$

Fórmula N° 14 Osinerg N° 105-2003
(Actualización Tarifaria)

a	=	0,45
b	=	0,55
TC	=	3,4640
TC _o	=	3,4720
IPM	=	157,506072
IPM _o	=	155,087684

FTC	=	0,997696
FPM	=	1,015594

PLIEGO TARIFARIO

TARIFA MT2	TARIFA CON DOBLE MEDICION DE ENERGIA ACTIVA Y MEDICION DE DOS POTENCIAS 2E2P
-----------------------	---

CARGO FIJO MENSUAL (S/. /cliente)

CFH	= 5,86		2.1(a) Normas de las Opciones Tarifarias Cargo Fijo (Sector 2)
CFH (Sector2)	= 5,90		
Cargo fijo	= 0,98	(Nov 2003 - Oct 2004)	
CFH (Base)	= CFH (Sector 2) x Cargo fijo	= 5,7820	
CFH	= CFH (Base) x Actz. (Sector2)		
Actz. (Sector2)	= IPM/IPMo	= 1,0136	IPM = 156,489146
CFH	= 5,86		IPMo = 154,390705

CARGO POR ENERGIA EN PUNTA (cS/. /KWh)

CEP	=	PEPP	x	PEMT	
	=	21,23			2.1 (b1) Normas de las Opciones Tarifarias
PEPP	=	20,8220		(Precio en Barra en Subestaciones Ene 2004)	
PEMT	=	1,0196		(Nov 2003 – Oct 2004)	

CARGO POR ENERGIA FUERA DE PUNTA (cS/. /KWh)

CEFP	=	PEFP	x	PEMT	
	=	21,23			2.1 (b2) Normas de las Opciones Tarifarias
PEFP	=	20,8220		(Precio en Barra en Subestaciones Ene 2004)	
PEMT	=	1,0196		(Nov 2003 – Oct 2004)	

CARGO POR POTENCIA EN HORAS PUNTA (S/. /KW)

CPHP	=	(PPMT	x	PP	+	VMTPP)	x	FCCPPMT
	=	28,85						2.1 (c1) Normas de las Opciones Tarifarias
PPMT	=	1,0347		(Nov 2003 – Oct 2004)				

PP	=	23,026	(Precio en barra en Subestaciones Ene 2004)
VMTPP	=	7,5280	
FCCPPMT	=	0,9200	

VMTPP	=	PTPMT	x	VMTFP
-------	---	-------	---	-------

VMTPP	=	7,5280
-------	---	--------

PTPMT	=	0,99
VMTFP	=	VADMT _a x FBP
VMTFP	=	7,6041
FBP	=	1

VADMT _a	=	(VADMT(1) x FAVADMT(1)) x 0 + (VADMT(2) x FAVADMT(2)) x 1 +...
--------------------	---	--

...	+(VADMT(3) x FAVADMT(3)) x 0 + (VADMT(4) x FAVADMT(4)) x 0
-----	--

VADMT	=	7,6041
-------	---	--------

VADMT(1)	=	VADMT	x	COyM
VADMT(1)	=	9,80		(Sector 1)

VADMT	=	0,9940
COyM	=	9,863

VADMT(2)	=	VADMT	x	COyM
VADMT(2)	=	7,59		(Sector 2)

VADMT	=	0,9673
COyM	=	7,847

VADMT(3)	=	VADMT	x	COyM
VADMT(3)	=	151,51		(Sector 3)

VADMT	=	12,1870
COyM	=	12,432

VADMT(4)	=	VADMT	x	COyM
----------	---	-------	---	------

VADMT(4) = 566,57 (Sector 4)

VADMT = 23,4574

COyM = 24,153

FAVADMT = $AMT \times IPM / IPMo + BMT \times D / Do + CMT \times IPCu / IPCuo \times D / Do + DMT \times IPAl / IPAl0 \times D / Do$

FAVADMT = 1,0028 (Sector 1) Fórmulas de actualización del VADMT

AMT (Sect1) = 0,8400

IPM = 156,4891460

IPMo = 154,3907050

BMT(Sect1) = 0,1100

D (Sect1) = 3,7232

Do = 3,902

CMT(Sect1) = 0,0300

IPCu = 76,62

IPCuo = 80,90

D = 3,8819

Do = 3,902

DMT(Sect1) = 0,0200

IPAl = 1402,09

IPAl0 = 1540,36

D = 3,8819

Do = 3,902

D = $TC (1 + TA/100) = 4$

TC = 3,466

TA = $TA (FAVADMT) = 7$

FAVADMT = 0,760833

D = $TC (1 + TA/100) = 4$

TC = 3,466

TA = 12

FAVADMT = 1,0018 (Sector 2)

AMT (Sect2) = 0,7680

IPM = 156,4891460

IPMo = 154,3907050

BMT(Sect2) = 0,1740

D (Sect2) = 3,8320

Do = 3,902

CMT (Sect2) = 0,0000

IPCu = 76,62

IPCuo = 80,90

D = 3,8819

D = $TC (1 + TA/100) = 4$

TC = 3,466

TA = $TA (FAVADMT) = 11$

FAVADMT = 0,721667

D = $TC (1 + TA/100) = 4$

Do	=	3,902	TC	=	3,466		
DMT (Sect2)	=	0,058	TA	=	12		
IPAl	=	1402,09					
IPAl _o	=	1540,36					
D	=	3,8819					
Do	=	3,902					
FAVADMT	=	0,9963	(Sector 3)				
AMT (Sect3)	=	0,7353					
IPM	=	156,4891460					
IPMo	=	154,3907050					
BMT (Sect3)	=	0,1766					
D (Sect3)	=	3,7824	D	=	TC (1 + TA/100)	=	4
Do	=	3,902	TC	=	3,466		
CMT(Sect3)	=	0,0000	TA	=	TA (FAVADMT)	=	9
IPCu	=	76,62					
IPCuo	=	80,90	FAVADMT	=	0,760833		
D	=	3,8819	D	=	TC (1 + TA/100)	=	4
Do	=	3,902	TC	=	3,466		
DMT(Sect3)	=	0,0881	TA	=	12		
IPAl	=	1402,09					
IPAl _o	=	1540,36					
D	=	3,8819					
Do	=	3,902					
FAVADMT	=	0,9891	(Sector 4)				
AMT (Sect4)	=	0,6600					
IPM	=	156,4891460					
IPMo	=	154,3907050					
BMT (Sect4)	=	0,2056					
D (Sect4)	=	3,7662	D	=	TC (1 + TA/100)	=	4
Do	=	3,902	TC	=	3,466		
CMT (Sect4)	=	0,0000	TA	=	TA (FAVADMT)	=	9
IPCu	=	76,62					
IPCuo	=	80,90	FAVADMT	=	0,721667		
D	=	3,8819	D	=	TC (1 + TA/100)	=	4
Do	=	3,902	TC	=	3,466		

DMT (Sect4)	=	0,1344	TA	=	12
IPAI	=	1402,09			
IPAl0	=	1540,36			
D	=	3,8819			
Do	=	3,902			

CARGO POR EXCESO DE POTENCIA EN HFP (S/. /KW)

CEFPF	=	VMTFP	X	FCFPMT
-------	---	-------	---	--------

2.1 (c2) Normas de las Opciones Tarifarias

= 6,08

VMTFP = 7,6041

FCFPMT = 0,7990

(Factor de coincidencia en MT y BT)

CARGO POR ENERGIA REACTIVA (cS/. / KVARh) 2.1 (d) Normas de las Opciones Tarif.

CER = CER (Sector2) x Actualiz (CER (Sector2)) = 4,28 x 0,9948

CER = 4,26

$$\text{VADMT} = (\text{VADMT (1)} \times \text{FAVADMT (1)}) \times 0 + (\text{VADMT (2)} \times \text{FAVADMT (2)}) \times 1 + \dots$$

$$\dots + (\text{VADMT (3)} \times \text{FAVADMT (3)}) \times 0 + (\text{VADMT (4)} \times \text{FAVADMT (4)}) \times 0$$

VADMT =	9,8038	(Sector 1)
VADMT =	7,5904	(Sector 2)
VADMT =	151,5088	(Sector 3)
VADMT =	566,5666	(Sector 4)
FAVADMT =	1,0028	(Sector 1)
FAVADMT =	1,0018	(Sector 2)
FAVADMT =	0,9963	(Sector 3)
FAVADMT =	0,9891	(Sector 4)

VBTPP =	VBTFP	x	PTBPT
VBTPP =	29,7671		
VBTFP =	VADBT	x	FBP
VBTFP =	30,0678		
PTBPT =	0,99		(Nov 2003 - Oct 2004)
VATFP =	VADBT	x	FBP
VATFP =	30,0678		

$$\text{VADBT} = \text{VADMT(1)} \times 0 + \text{VADMT(2)} \times 1 + \text{VADMT(3)} \times 0$$

$$\begin{aligned} \text{VADBT} &= 30,0678 \\ \text{FBP} &= 1 \end{aligned}$$

$$\times \text{VADMT(4)} \times 0$$

$$\begin{aligned} \text{VADMT(1)} &= \text{VADMT} \times \text{FAVADBT(1)} \\ \text{VADMT(1)} &= 33,8787 \quad (\text{Sect 1}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{VADMT} &= (\text{Inversión} + \text{COyM})(\text{sect1}) \times \text{FEEBT}(\text{sect1}) = 33,74711 \\ \text{Inversión} &= 22,941 \\ \text{COyM} &= 11,814 \\ \text{FEEBT} &= 0,971 \quad (\text{ Nov 2003 - Oct 2004}) \\ \text{FAVADBT(1)} &= 1,0039 \quad (\text{ Nov 2003 - Oct 2004}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{VADMT(2)} &= \text{VADMT} \times \text{FAVADBT(2)} \\ \text{VADMT(2)} &= 30,0678 \quad (\text{Sect 2}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{VADMT} &= (\text{Inversión} + \text{COyM})(\text{sect2}) \times \text{FEEBT}(\text{sect2}) = 30,07377 \\ \text{Inversión} &= 20,696 \\ \text{COyM} &= 10,026 \\ \text{FEEBT} &= 0,9789 \quad (\text{ Nov 2003 - Oct 2004}) \\ \text{FAVADBT(2)} &= 0,9998 \quad (\text{ Nov 2003 - Oct 2004}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{VADMT(3)} &= \text{VADMT} \times \text{FAVADBT(3)} \\ \text{VADMT(3)} &= 40,7777 \quad (\text{Sect 3}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{VADMT} &= (\text{Inversión} + \text{COyM})(\text{sect3}) \times \text{FEEBT}(\text{sect3}) = 40,91678 \\ \text{Inversión} &= 26,360 \\ \text{COyM} &= 15,345 \\ \text{FEEBT} &= 0,9811 \quad (\text{ Nov 2003 - Oct 2004}) \\ \text{FAVADBT(3)} &= 0,9966 \quad (\text{ Nov 2003 - Oct 2004}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{VADMT(4)} &= \text{VADMT} \times \text{FAVADBT(4)} \\ \text{VADMT(4)} &= 41,9000 \quad (\text{Sect 4}) \end{aligned}$$

VADMT	=	(Inversión + COyM)(sect4) x FEEBT (sect4)	=	42,05558
Inversión	=	26,110		
COyM	=	17,215		
FEEBT	=	0,9707	(Nov 2003 - Oct 2004)	
FAVADBT(4)	=	0,9963	(Nov 2003 - Oct 2004)	

$$\text{FAVADBT} = \text{ABT} \times \text{IPM} / \text{IPMo} + \text{BBT} \times \text{D} / \text{Do} + \text{CBT} \times \text{IPCu} / \text{IPCuo} \times \text{D} / \text{Do} + \text{DBT} \times \text{IPAI} / \text{IPAIo} \times \text{D} / \text{Do}$$

FAVADBT(1)	=	1,0039	(Sector 1)	Fórmulas de actualización del VADBT
------------	---	--------	--------------	-------------------------------------

ABT (Sect1)	=	0,8800		
IPM	=	156,4891460		
IPMo	=	154,3907050		
BBT(Sect1)	=	0,0300		
D (Sect1)	=	3,8220		
Do	=	3,902	D = TC (1 + TA/100) =	4
CBT(Sect1)	=	0,0300	TC =	3,466
IPCu	=	76,62	TA =	10,27
IPCuo	=	80,90		
D	=	3,8819	D = TC (1 + TA/100) =	4
Do	=	3,902	TC =	3,466
DBT(Sect1)	=	0,0600	TA = TA (FAVADMT) =	12
IPAI	=	1402,09		
IPAIo	=	1540,36		
D	=	3,8819		
Do	=	3,902		

FAVADBT(2)	=	0,9998	(Sector 2)
------------	---	--------	--------------

ABT (Sect2)	=	0,8450		
IPM	=	156,4891460		
IPMo	=	154,3907050		
BBT(Sect2)	=	0,0460		
D (Sect2)	=	3,7804		
Do	=	3,902	D = TC (1 + TA/100) =	4
CBT(Sect2)	=	0,0000	TC =	3,466
IPCu	=	76,62	TA =	9,07
IPCuo	=	80,90		
D	=	3,8819	D = TC (1 + TA/100) =	4
Do	=	3,902	TC =	3,466
DBT(Sect2)	=	0,1090	TA = TA (FAVADMT) =	12
IPAI	=	1402,09		
IPAIo	=	1540,36		
D	=	3,8819		
Do	=	3,902		

FAVADBT(3)	=	0,9966	(Sector 3)
------------	---	--------	--------------

ABT (Sect3)	=	0,7631		
IPM	=	156,4891460		
IPMo	=	154,3907050		
BBT(Sect3)	=	0,1245		
D (Sect3)	=	3,8036		
Do	=	3,902	D = TC (1 + TA/100) =	4
CBT(Sect3)	=	0,0000	TC =	3,466
IPCu	=	76,62	TA =	9,74
IPCuo	=	80,90		
D	=	3,8819	D = TC (1 + TA/100) =	4
Do	=	3,902	TC =	3,466
DBT(Sect3)	=	0,1124	TA = TA (FAVADMT) =	12
IPAI	=	1402,09		
IPAIo	=	1540,36		
D	=	3,8819		
Do	=	3,902		

FAVADBT(4) =	0,9963	(Sector 4)		
ABT (Sect4) =	0,7402			
IPM =	156,4891460			
IPMo =	154,3907050			
BBT(Sect4) =	0,1580			
D (Sect4) =	3,8005			
Do =	3,902		D = TC (1 + TA/100) =	4
CBT(Sect4) =	0,0000		TC =	3,466
IPCu =	76,62		TA =	9,65
IPCuo =	80,90			
D =	3,8819		D = TC (1 + TA/100) =	4
Do =	3,902		TC =	3,466
DBT(Sect4) =	0,1018		TA = TA (FAVADMT) =	12
IPAI =	1402,09			
IPAIo =	1540,36			
D =	3,8819			
Do =	3,902			

CARGO POR EXCESO DE POTENCIA EN HFP (S./KW)

$$\text{CEFP} = \text{VBTFP} \times \text{FCFPBT}$$

$$= 23,39$$

2.4 (c2) Normas de las Opciones Tarifarias

$$\text{VBTFP} = 30,0678$$

$$\text{FCFPBT} = 0,7780 \quad (\text{Factor de coincidencia en MT y BT})$$

CARGO POR ENERGIA REACTIVA (cS./KVARh)

2.4 (d) Normas de las Opciones Tarifarias

$$\text{CER} = \text{CER(Sector2)} \times \text{Actualiz (CER(Sector2))} = 4,28 \times 0,9948$$

$$\text{CER} = 4,26$$

PLIEGO TARIFARIO

TARIFA BT5B

TARIFA CON UNA ENERGIA ACTIVA 1E

CARGO FIJO MENSUAL (S./cliente)

CFH	=	1,79		2.8 (a) Normas de las Opciones Tarifarias
CFE (Sector2)	=	1,79		
Cargo fijo	=	0,98	(Nov 2003 - Oct 2004)	
CFE (Sector2)	=	CFE (Base) x Actz. (Sector2)	=	1,7880
CFE (Base)	=	CFE (Base) x Cargo Fijo	=	1,7640
Actz. (Sector2)	=	IPM/IPMo	=	1,0136
CFE (Base)	=	1,80		
			IPM	= 156,489146 (Dic-2001)
			IPMo	= 154,390705 (Nov-2001)

CARGO POR ENERGIA EN PUNTA (cS./KWh)

$$CEP = (PEMT \times PEBT \times PE + (PPMT \times PPBT \times PP + VMTPP \times PPBT + VBTPP) / NHUBT) \times 100$$

$$= 43,99$$

2.8 (b) Normas de las Opciones Tarifarias

PEMT	=	1,0196	(Nov 2003 - Oct 2004)
PEBT	=	1,1232	(Nov 2003 - Oct 2004)
PE	=	20,8224	
PPMT	=	1,0347	(Nov 2003 - Oct 2004)
PP	=	23,026	(Precio en Barra en Subestaciones Ene 2004)
VMTPP	=	7,5280	(Calculado anteriormente)
PPBT	=	1,1707	(Nov 2003 - Oct 2004)
VBTPP	=	29,7671	(Calculado anteriormente)
NHUBT	=	330	(R N° 2120 - 2001)

PRECIO PONDERADO DE BARRA EQUIVALENTE DE M.T

$$PE = (Ep \times PEPP + (1 - Ep) \times PEFP) \times 1$$

$$= 20,8224$$

PEPP	=	20,822
Ep (BT5)	=	0,35
PEFP	=	20,822

PLIEGO TARIFARIO

TARIFA BT6

TARIFA CON UNA POTENCIA ACTIVA 1P

CARGO FIJO MENSUAL (S./cliente)

CFH	=	1,79			2.9 (a) Normas de las Opciones Tarifarias
CFE (Sector2)	=	1,79			
Cargo fijo	=	0,98	(Nov 2003 - Oct 2004)		
CFE (Sector2)	=	CFE (Base) x Actz. (Sector2)	=	1,7880	
CFE (Base)	=	CFE (Base) x Cargo Fijo	=	1,7640	
Actz. (Sector2)	=	IPM/IPMo	=	1,0136	
CFE (Base)	=	1,80			
				IPM	= 156,489146 (Dic-2001)
				IPMo	= 154,390705 (Nov-2001)

CARGO POR ENERGIA EN PUNTA (cS./KWh)

$$\text{CEP} = (\text{PEMT} \times \text{PEBT} \times \text{PE} \times \text{NHUBT}) / 1000 + (\text{PPMT} \times \text{PPBT} \times \text{PP} + \text{VMTPP} \times \text{PPBT} + \text{VBTPP}) / 10$$

$$= 14,52 \quad \text{2.9 (b) Normas de las Opciones Tarifarias}$$

PEMT	=	1,0196	(Nov 2003 - Oct 2004)
PEBT	=	1,1232	(Nov 2003 - Oct 2004)
PE	=	20,8224	
PPMT	=	1,0347	(Nov 2003 - Oct 2004)
PP	=	23,026	(Precio en Barra en Subestaciones Ene 2004)
VMTPP	=	7,5280	(Calculado anteriormente)
PPBT	=	1,1707	(Nov 2003 - Oct 2004)
VBTPP	=	29,7671	(Calculado anteriormente)
NHUBT	=	330	(R N° 2120 - 2001)

PRECIO PONDERADO DE BARRA EQUIVALENTE DE M.T

$$\text{PE} = (\text{Ep} \times \text{PEPP} + (1 - \text{Ep}) \times \text{PEFP}) \times 1$$

$$= 20,8224$$

PEPP	=	20,822
Ep (BT5)	=	0,35
PEFP	=	20,822

3.8.1 Pliego tarifario del servicio público de electricidad por sistemas aislados.

PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD

Mes de Aplicación

ENERO - 2004.

Sistema Eléctrico Hongos : Aislado B2 - Sector Típico 2

PLIEGO	EMPRESA		ADINELSA	EDELNOR	ELSM	ELC	ADINELSA	ADINELSA
	Sistema Eléctrico		Aislado B2	Aislado B3	Pisco	Pasco 1	Lima Sur	Yauyos
	Empresa		MUNI	EDLN-A	ELSM	ELC	MUNI	MUNI
	Sector Típico		2	3	2	3	3	4
	PP (S./KW-mes)		23,026	23,026	33,689	32,511	33,248	32,511
	PEPP (S./KWh)		20,822	20,822	12,756	12,487	12,696	12,487
	PEFP (S./KWh)		20,822	20,822	9,237	9,370	8,982	9,370
TARIFA MT2	Cargo fijo mensual	S./cliente	5,86	3,93	5,86	3,93	3,93	4,10
	Cargo por energía en punta	cS./KWh	21,23	21,31	13,01	12,77	12,99	12,77
	Cargo por energía fuera de punta	cS./KWh	21,23	21,31	9,42	9,58	9,19	9,58
	Cargo por potencia en horas punta	S./KW	28,85	25,27	36,31	32,42	35,07	42,71
	Cargo por exceso de pot. en HFP	S./KW	6,08	6,93	5,56	6,92	8,66	16,54
	Cargo por energía reactiva	cS./KVARh	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26
TARIFA MT3	Cargo fijo mensual	S./cliente	3,72	3,14	3,72	3,14	3,14	2,85
	Cargo por energía en punta	cS./KWh	21,23	21,31	13,01	12,77	12,99	12,77
	Cargo por energía fuera de punta	cS./KWh	21,23	21,31	9,42	9,58	9,19	9,58
	i) Cargo por potencia punta	S./KW	23,24	27,53	28,58	34,88	38,00	47,65
	ii) Cargo por potencia fuera de punta	S./KW	19,47	17,10	23,53	20,72	23,14	31,90
	Cargo por energía reactiva	cS./KVARh	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26
TARIFA MT4	Cargo fijo mensual	S./cliente	3,72	3,14	3,72	3,14	3,14	2,85
	Cargo por energía activa	cS./KWh	21,23	21,31	10,35	10,56	10,52	10,70
	i) Cargo por potencia punta	S./KW	23,24	27,53	28,58	34,88	38,00	47,65
	ii) Cargo por potencia fuera de punta	S./KW	19,47	17,10	23,53	20,72	23,14	31,90
	Cargo por energía reactiva	cS./KVARh	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26
	TARIFA BT2	Cargo fijo mensual	S./cliente	5,86	3,93	5,86	3,93	3,93
Cargo por energía en punta		cS./KWh	23,85	24,12	14,61	14,57	14,81	14,57
Cargo por energía fuera de punta		cS./KWh	23,85	24,12	10,58	10,93	10,48	10,93
Cargo por potencia en horas punta		S./KW	61,55	55,63	67,20	63,82	72,95	83,05
Cargo por exceso de pot. en HFP		S./KW	23,39	19,41	21,06	19,09	23,49	24,13
Cargo por energía reactiva		cS./KVARh	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26
TARIFA BT3	Cargo fijo mensual	S./cliente	3,72	3,14	3,72	3,14	3,14	2,85
	Cargo por energía en punta	cS./KWh	23,85	24,12	14,61	14,57	14,81	14,57
	Cargo por energía fuera de punta	cS./KWh	23,85	24,12	10,58	10,93	10,48	10,93
	i) Cargo por potencia punta	S./KW	52,08	55,42	55,36	62,50	72,01	81,10
	ii) Cargo por potencia fuera de punta	S./KW	47,47	34,69	49,85	37,51	44,07	48,30
	Cargo por energía reactiva	cS./KVARh	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26
TARIFA BT4	Cargo fijo mensual	S./cliente	3,72	3,14	3,72	3,14	3,14	2,85
	Cargo por energía activa	cS./KWh	23,85	24,12	11,62	12,04	12,00	12,20
	i) Cargo por potencia punta	S./KW	52,08	55,42	55,36	62,50	72,01	81,10
	ii) Cargo por potencia fuera de punta	S./KW	47,47	34,69	49,85	37,51	44,07	48,30
	ii) Cargo por Alumbrado Publico	S./KW	66,47	73,98	72,57	84,86	97,01	110,45
	Cargo por energía reactiva	cS./KVARh	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26
TARIFA BT5A	Cargo fijo mensual	S./cliente	3,72	3,14	3,72	3,14	3,14	2,85
	Cargo por energía en punta	cS./KWh	79,24	85,77	75,08	85,29	95,65	106,61
	Cargo por energía fuera de punta	cS./KWh	23,85	24,12	10,58	10,93	10,48	10,93
	Cargo por exceso de potencia en HFP	S./KW	29,77	33,37	26,36	32,50	40,37	41,48
TARIFA BT5B	Cargo fijo mensual	S./cliente	1,79	1,88	1,79	1,88	1,88	1,90
	Cargo por energía activa	cS./KWh	43,99	48,78	33,61	40,33	44,33	54,36
TARIFA BT6	Cargo fijo mensual	S./cliente	1,79	1,88	1,79	1,88	1,88	1,90
	Cargo por potencia	cS./KW	14,52	14,63	11,09	12,10	13,30	14,24

TABLA N° 3.5

3.9 Fondo de Compensación Social.

Como sabemos uno de los principales problemas en el ámbito rural es la poca demanda de energía y los altos costos que se incurren en la construcción de obras de electrificación (inversión) y si ha esto le agregamos los costos de operación (pago de personal) y mantenimiento (materiales, equipos, transporte etc) y además el poco nivel adquisitivo con que se cuenta en las zonas del interior del país, reflejado en el índice de morosidad, la inversión en estos sistemas resulta poco atractivo para aquellas personas o empresas que desean incursionar en este negocio.

Por lo que el estado ha asumido un nivel protagónico en la implementación de estos sistemas eléctricos, basados en una labor social, frente a esto, se ha creado un Fondo de Compensación Social (FOSE) el cual esta dirigido a favorecer el acceso y la permanencia del servicio eléctrico a todos los usuarios residenciales del servicio público de electricidad cuyos consumos mensuales sean menores a 1 00 kilovatios por mes, comprendido dentro de la opción tarifaria BT5.

Este fondo se financiara mediante el recargo en la facturación en los cargos tarifarios de potencia, energía y cargo fijo mensual de los usuarios de servicio público de electricidad de los sistemas interconectados no comprendidos en el párrafo anterior (mayor a 1 00 kilovatios por mes) este cobro se incorporara en la facturación del usuario.

OSINERG es el encargado de establecer el factor de recargo en la facturación de los cargos tarifarios de potencia, energía y cargo fijo mensual de los usuarios del servicio público de electricidad de los sistemas

interconectados cuyos consumos mensuales sean superiores a 100 kwh/mes en función al porcentaje determinado en relación con la proyección de las ventas del periodo siguiente, debiendo el OSINERG efectuar el programa de transferencias entre empresas aportantes y receptoras del FOSE.

Los recursos se asignan mediante descuentos a aquellos usuarios con consumos menores a 100 kwh/mes, según la tabla siguiente:

CLIENTES RESIDENCIALES TARIFA BT5R	REDUCCION TARIFARIA	FACTOR MENSUAL DE DESCUENTO	FACTOR MENSUAL DE RECARGO
CONSUMOS	0-30 Kwh/mes	31-100 Kwh/mes	> 100 Kwh/mes
SISTEMA INTERCONECTADO	25% del cargo de energía	7.5 Kwh/mes por cargo de energía	fr = 1.026 ⁽¹⁾ en todos los cargos
SISTEMAS AISLADOS	50% del cargo de energía	15 Kwh/mes por cargo de energía	

(1) El factor de recargo se actualiza cada 3 meses.

TABLA N° 3.6

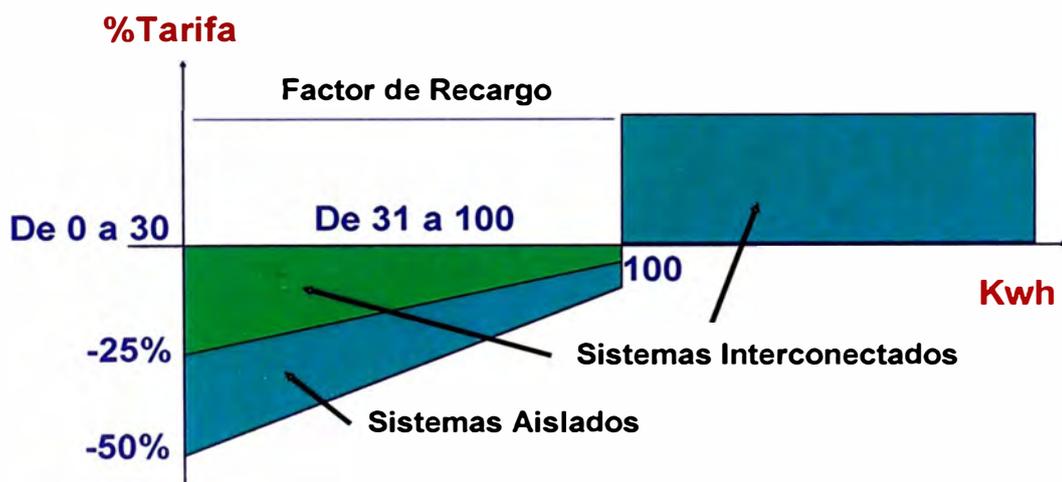


FIGURA 3.7

Según esto, se ha elaborado el siguiente cuadro que muestra las tarifas al usuario final incluyendo el factor de recargo del Fose, para los sectores típicos correspondientes y opciones tarifarias, según se muestra a continuación.

PLIEGO TARIFARIO CON FOSE

		Sector Típico	2	3	2	3	3	4
		PLIEGO	1	2	3	4	5	6
Mes de Aplicación		Factor	1	1	1,026	1,026	1,028	1,028
VIGENTE A PARTIR DEL 04/01/2004		Sistema (A-I)	A	A	I	I	I	I
		SISTEMA ELECTRICO	Aislado B2	Aislado B3	Pisco	Pasco 1	Lima sur	Yauyos
TARIFAS EN MEDIA TENSION								
CONCEPTO		UNIDAD	PRECIOS CON FOSE					
TARIFA MT2								
Tarifa con doble medición de energía activa y contratación o medición de dos potencias. 2E2P								
a)	Cargo fijo mensual	\$/diente	5,88	3,93	6,01	4,04	4,04	4,21
b)	Cargo por energía activa							
	- Cargo por energía en punta	c\$/KWh	21,23	21,31	13,34	13,11	13,32	13,11
	- Cargo por energía fuera de punta	c\$/KWh	21,23	21,31	9,66	9,83	9,43	9,83
d)	Cargo por potencia en horas punta	\$/KW	28,85	25,27	37,26	33,27	35,99	43,82
e)	Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta	\$/KW	8,08	6,93	5,70	7,10	8,88	16,97
f)	Cargo por energía reactiva	c\$/KVARh	4,26	4,26	4,37	4,37	4,37	4,37
TARIFA MT3								
Tarifa con doble medición de energía activa y contratación o medición de una potencia. 2E1P								
a)	Cargo fijo mensual	\$/diente	3,72	3,14	3,82	3,22	3,22	2,93
b)	Cargo por energía activa							
	- Cargo por energía en punta	c\$/KWh	21,23	21,31	13,34	13,11	13,32	13,11
	- Cargo por energía fuera de punta	c\$/KWh	21,23	21,31	9,66	9,83	9,43	9,83
d)	Cargo por potencia							
i)	Clientes de punta	\$/KW	23,24	27,53	29,33	35,79	38,99	48,89
ii)	Clientes fuera de punta	\$/KW	19,47	17,10	24,14	21,26	23,74	32,72
f)	Cargo por energía reactiva	c\$/KVARh	4,26	4,26	4,37	4,37	4,37	4,37
TARIFA MT4								
Tarifa con simple medición de energía activa y contratación o medición de una potencia. 1E1P								
a)	Cargo fijo mensual	\$/diente	3,72	3,14	3,82	3,22	3,22	2,93
b)	Cargo por energía activa	c\$/KWh	21,23	21,31	10,62	10,83	10,79	10,98
d)	Cargo por potencia							
i)	Clientes de punta	\$/KW	23,24	27,53	29,33	35,79	38,99	48,89
ii)	Clientes fuera de punta	\$/KW	19,47	17,10	24,14	21,26	23,74	32,72
f)	Cargo por energía reactiva	c\$/KVARh	4,26	4,26	4,37	4,37	4,37	4,37
TARIFAS EN BAJA TENSION								
TARIFA BT2								
Tarifa con doble medición de energía activa y contratación o medición de dos potencias. 2E2P								
a)	Cargo fijo mensual	\$/diente	5,88	3,93	6,01	4,04	4,04	4,21
b)	Cargo por energía activa							
	- Cargo por energía en punta	c\$/KWh	23,85	24,12	14,99	14,95	15,20	14,95
	- Cargo por energía fuera de punta	c\$/KWh	23,85	24,12	10,85	11,22	10,75	11,22
d)	Cargo por potencia en horas punta	\$/KW	61,55	55,63	68,94	65,48	74,85	85,21
e)	Cargo por exceso de pot. en horas fuera de punta	\$/KW	23,39	19,41	21,61	19,59	24,10	24,76
f)	Cargo por energía reactiva	c\$/KVARh	4,26	4,26	4,37	4,37	4,37	4,37
TARIFA BT3								
Tarifa con doble medición de energía activa y contratación o medición de una potencia. 2E1P								
a)	Cargo fijo mensual	\$/diente	3,72	3,14	3,82	3,22	3,22	2,93
b)	Cargo por energía activa							
	- Cargo por energía en punta	c\$/KWh	23,85	24,12	14,99	14,95	15,20	14,95
	- Cargo por energía fuera de punta	c\$/KWh	23,85	24,12	10,85	11,22	10,75	11,22
d)	Cargo por potencia							
i)	Clientes de punta	\$/KW	52,08	55,42	56,80	64,12	73,88	83,21
ii)	Clientes fuera de punta	\$/KW	47,47	34,69	51,15	38,48	45,22	49,56
f)	Cargo por energía reactiva	c\$/KVARh	4,26	4,26	4,37	4,37	4,37	4,37
TARIFA BT4								
Tarifa con simple medición de energía activa y contratación o medición de una potencia. 1E1P								
a)	Cargo fijo mensual	\$/diente	3,72	3,14	3,82	3,22	3,22	2,93
b)	Cargo por energía activa	c\$/KWh	23,85	24,12	11,92	12,35	12,31	12,52
d)	Cargo por potencia							
i)	Clientes de punta	\$/KW	52,08	55,42	56,80	64,12	73,88	83,21
ii)	Clientes fuera de punta	\$/KW	47,47	34,69	51,15	38,48	45,22	49,56
iii)	Alumbrado Público	\$/KW	66,47	73,98	74,45	87,07	99,53	113,32
f)	Cargo por energía reactiva	c\$/KVARh	4,26	4,26	4,37	4,37	4,37	4,37
TARIFA BT5A								
Tarifa con medición de dos energías activas (2E)								
a)	Cargo fijo mensual	\$/diente	3,72	3,14	3,82	3,22	3,22	2,93
b)	Cargo por energía activa							
	- Cargo por energía en punta	c\$/KWh	79,24	85,77	77,03	87,50	98,14	109,38
	- Cargo por energía fuera de punta	c\$/KWh	23,85	24,12	10,85	11,22	10,75	11,22
c)	Cargo por exceso de pot. en horas fuera de punta	\$/KW	29,77	33,37	27,04	33,35	41,42	42,56
TARIFA BT5B No Residencial								
Tarifa con simple medición de energía activa, 1E								
a)	Cargo fijo mensual	\$/diente	1,79	1,88	1,83	1,93	1,93	1,95
b)	Cargo por energía activa	c\$/KWh	43,99	48,78	34,49	41,38	45,48	55,77
TARIFA BT5B Residencial								
Tarifa con simple medición de energía activa, 1E								
a) Para clientes con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes								
De 0 - 30 kW.h								
a)	Cargo Fijo Mensual	\$/diente	1,79	1,88	1,79	1,88	1,88	1,90
b)	Cargo por Energía Activa	c\$/KWh	21,99	24,39	25,21	30,25	33,25	40,77
De 31 - 100 kW.h								
a)	Cargo Fijo Mensual	\$/diente	1,79	1,88	1,79	1,88	1,88	1,90
b)	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 KWh	\$/diente	6,60	7,32	7,56	9,07	9,97	12,23
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 KWh	c\$/KWh	43,99	48,78	33,61	40,33	44,33	54,36
b) Para clientes con consumos mayores a 100 kW.h por mes								
a)	Cargo Fijo Mensual	\$/diente	1,79	1,88	1,83	1,93	1,93	1,95
b)	Cargo por Energía Activa	c\$/KWh	43,99	48,78	34,49	41,38	45,48	55,77
TARIFA BT6								
Tarifa a pensión fija de potencia, 1P								
a)	Cargo fijo mensual	\$/diente	1,79	1,88	1,83	1,93	1,93	1,95
b)	Cargo por potencia	\$/KW	14,52	14,63	11,38	12,41	13,85	14,61

TABLA N° 3.8

3.10 Costo de Operación y Mantenimiento del PSE Hongos.

En general las instalaciones eléctricas en las zonas rurales han carecido de un adecuado mantenimiento preventivo durante décadas, debido principalmente a la falta de presupuesto, años que estas instalaciones han pasado de mano en mano administrados desde las Comunidades, Comités y Municipios que, al no contar con un adecuado conocimiento de lo que es la operación y mantenimiento ni asesoría técnica de las instalaciones dejaron a su suerte la infraestructura eléctrica.

Es así que a hora cuesta al estado a través de ADINELSA levantar todas estas anomalías e imperfecciones técnicas que perjudican la confiabilidad del servicio a fin de cumplir con las Normas Técnicas de Calidad y Servicio emitidas y fiscalizadas por OSINERG.

Si a esto se le agrega que los montos recaudados por la venta de energía resultan insuficientes para hacer frente a todos estos gastos, el estado se ve en la obligación de asumir estos costos a manera de subsidios.

3.10.1 Gastos por labores de Mantenimiento.

Constituido por aquellos costos en los que se incurren para desarrollar las labores de mantenimiento encomendadas tales como:

- Salarios.- El PSE Hongos cuenta con 7 personas que desarrollan las labores tanto técnicas como comerciales de las 39 localidades integrantes del sistema, dentro de las cuales se encuentra un supervisor jefe del sistema, quien es el responsable del mantenimiento y las labores técnicas y comerciales que se realicen, 02 operadores de

la central, encargados de la operación de los grupos generadores y el mantenimiento de la Micro central, 03 Técnicos responsables del mantenimiento de las líneas, redes primarias y secundarias de las instalaciones de la infraestructura eléctrica, 01 Tomero Tasero encargado de la captación del agua y limpieza de las obras civiles de la central, representa el 50 % de presupuesto mensual autorizado.

- Movilidad.- Debido al gran número de localidades atendidas y al número de usuarios, así como la gran distancia que existe entre localidades se hace imprescindible contar con una movilidad a disposición de las labores técnicas y comerciales del sistema afín de despejar cualquier falla a la brevedad posible, representa el 27 % de presupuesto mensual autorizado.
- Mantenimiento.- Son aquellos gastos que se realizan para dar la continuidad del servicio, tales como compra de herramientas (alicates, desarmadores, llaves, etc), equipos de seguridad (guantes, zapatos, correas, etc) materiales de escritorio (papeles, grapas, lapiceros, etc), compra de equipos (pinzas, multímetros, detector de tensión, tierras temporales, etc), representa el 19 % de presupuesto mensual autorizado.
- Supervisión.- Representa el costo por emisión de los cheques y labores de supervisión que realizan los municipios a los labores de operación y mantenimiento del sistema, representa el 2 % de presupuesto mensual autorizado.

- Seguros.- A fin de que el trabajador tenga un respaldo necesario ante cualquier desgracia personal y cumpliendo con el reglamento de seguridad e higiene ocupacional (R.M N° 263 – 2001 – EM/VME), se ha contratado un seguro contra accidentes personales, el cual cubre al trabajador de accidentes.

Tal como se muestra en la figura N° 3.9 tomando valores proporcionados de la tabla 3.13, se ha elaborado el diagrama porcentuales de los gastos por concepto de operación y mantenimiento.

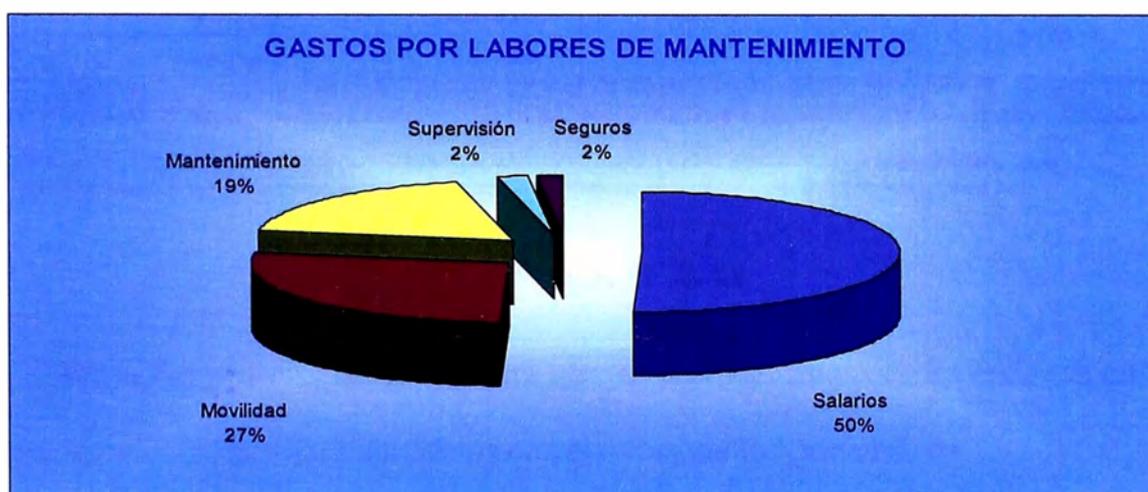


FIGURA N° 3.9

En las tablas N° 3.10 y N° 3.11 se muestran en resumen los costos de mantenimiento efectuado tanto para lo que son las Líneas, Redes Primarias y Secundarias y el mantenimiento de la Micro central Hidroeléctrica, ejecutados de manera preventiva y correctiva, como se distingue existe un déficit presupuestario de S/. 277, 227.81 para el periodo 2003 que ha sido cubierto por el estado.

MANTENIMIENTOS PSE HONGOS 2003					
ITEM	DESCRIPCION	EGRESOS		INGRESOS	SUBSIDIO
		PREVENTIVO	CORRECTIVO	ANUALES	ANUAL
1	LINEAS Y REDES	50.081,76	102.000,00	106.673,80	277.227,81
2	M.C.H DE HONGOS	75.122,64	156.697,21		
TOTAL (S/.)		125.204,40	258.697,21	106.673,80	277.227,81

TABLA N° 3.10

MANTENIMIENTOS PSE HONGOS 1er TRIMESTRE 2004					
ITEM	DESCRIPCION	EGRESOS		INGRESOS	SUBSIDIO
		PREVENTIVO	CORRECTIVO	1er TRIMESTRE	1er TRIMESTRE
1	LINEAS Y REDES	18.378,06	0,00	43.800,00	2.145,15
2	M.C.H DE HONGOS	27.567,09	0,00		
TOTAL (S/.)		45.945,15	0,00	43.800,00	2.145,15

Para los mantenimientos correctivos se tiene programado empezar los trabajos a partir del mes de Mayo luego de la temporada de lluvias, para lo cual se tiene presupuestado partidas para la rehabilitación de las obras civiles de la Microcentral por el valor

TABLA N° 3.11

En la figura N° 3.12 se muestra que se realizan mayores inversiones en la realización de los mantenimientos correctivos que los preventivos



FIGURA N° 3.12

En la tabla N° 3.13 siguiente se muestran los costos de operación y mantenimiento efectuados en el PSE Hongos, así como los ingresos por concepto de venta de energía y pago por la acometida y medidor por parte del usuario.

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL PSE HONGOS

EGRESOS

AÑO 2003	LABORES DE OPERACIÓN					LABORES DE COMERCIALIZACION		TOTAL LIQUIDACION MENSUAL (S/.)
	Salarios	Alquiler de Camioneta y Combustible	Gastos en Mantenimiento	Seguros del Personal	Supervisión de la Operación	Cobranza, lectura y reparto de recibos	Gastos Administrativos (emisión de cheques, pago a personal etc.)	
ENERO	4 910,00	0,00	2 108,43	173,35	245,50	64,50	600,00	8 101,78
FEBRERO	4 910,00	0,00	839,13	173,35	245,50	72,00	600,00	6 839,98
MARZO	4 910,00	0,00	1 090,23	173,35	245,50	300,75	600,00	7 319,83
ABRIL	4 460,00	0,00	719,72	173,35	223,00	303,90	600,00	6 479,97
MAYO	4 560,00	0,00	1 463,55	173,35	228,00	303,30	600,00	7 328,20
JUNIO	4 560,00	0,00	259,87	173,35	228,00	327,40	600,00	6 148,62
JULIO	4 560,00	0,00	455,46	173,35	228,00	304,05	600,00	6 320,86
AGOSTO	6 794,00	728,29	2 270,07	242,69	339,70	335,00	600,00	11 309,75
SEPTIEMBRE	6 560,00	3 857,15	1 284,69	242,69	328,00	303,00	600,00	13 175,53
OCTUBRE	7 066,66	3 781,53	6 238,27	242,69	353,33	1 784,74	600,00	20 067,22
NOVIEMBRE	7 010,00	3 781,53	3 138,84	242,69	353,33	776,55	600,00	15 902,94
DICIEMBRE	7 010,00	3 781,53	3 389,05	242,69	350,50	835,95	600,00	16 209,72
TOTAL 2003	67.310,66	15.930,03	23.257,31	2.426,90	3.368,36	5.711,14	7.200,00	125.204,40

INGRESOS

INGRESO MENSUAL POR MEDIDOR (S/.)	INGRESO MENSUAL POR ENEGIA (S/.)	RECAUDACION MENSUAL (S/.)
315,00	4 810,00	5 125,00
415,60	4 510,40	4 926,00
460,75	5 039,25	5 500,00
515,00	5 085,00	5 600,00
415,25	5 333,75	5 749,00
325,00	5 300,00	5 625,00
335,50	5 342,50	5 678,00
6 549,68	4 014,32	10 564,00
7 644,17	5 034,83	12 679,00
9 317,59	5 638,41	14 956,00
9 781,93	5 244,07	15 026,00
9 604,85	5 640,95	15 245,80
45.680,32	60.993,48	106.673,80

AÑO 2004	LABORES TECNICAS					LABORES DE COMERCIALIZACION		TOTAL LIQUIDACION MENSUAL (S/.)
	Salarios	Alquiler de Camioneta y Combustible	Gastos en Mantenimiento	Seguros del Personal	Supervisión de la Operación	Cobranza, lectura y reparto de recibos	Gastos Administrativos (emisión de cheques, pago a personal etc.)	
ENERO	7 010,00	3 781,53	2 686,55	242,69	245,50	850,64	600,00	15 416,91
FEBRERO	7 010,00	3 781,53	2 200,00	242,69	245,50	845,63	600,00	14 925,35
MARZO	7 010,00	3 781,53	2 847,56	242,69	245,50	875,61	600,00	15 602,89
A MARZO 2004	21.030,00	11.344,59	7.734,11	728,07	736,50	2.571,88	1.800,00	45.945,15

RECAUDACION MENSUAL POR MEDIDOR (S/.)	RECAUDACION MENSUAL POR ENEGIA (S/.)	RECAUDACION MENSUAL (S/.)
9 176,00	5 624,00	14 800,00
9 089,00	5 811,00	14 900,00
8 495,25	5 604,75	14 100,00
26.760,25	17.039,75	43.800,00

Incluidos los gastos por Operación y Mantenimiento de las líneas y la Microcentral Hidroeléctrica

TABLA N° 3.13

En las tablas N° 3.14 y N° 3.15 se muestran los mantenimientos correctivos realizados en las líneas y en la Microcentral Hidroeléctrica durante el periodo 2003.

MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS DE LINEAS Y REDES PRIMARIAS Y REDES SECUNDARIAS 2003	
DESCRIPCION	MONTO S/.
1.- ADECUACION DEFINITIVA DE REDES PRIMARIAS DE 4 LOCALIDADES	18.000,00
2.- SUMINISTRO MONTAJE DE 15 TABLEROS MONOFASICOS 22,9 / 0,46 - 0,23 Kv	75.435,00
3.- CAMBIOS DE POSTERIA EN MAL ESTADO LOCALIZADO EN LAS REDES PRIMARIAS DE 7 LOCALIDADES LAS CUALES INCLUYEN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION, IMPLEMENTACION DEL TIPO DE ARMADO Y EQUIPO DE PROTECCION.	8.565,00
TOTAL	102.000,00

TABLA N° 3.14

MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS M.C.H DE HONGOS AÑO - 2003	
DESCRIPCION	MONTO S/.
1.- REEMPLAZO DEL DUMMY LOAD	4.050,00
2.- IMPERMEABILIZACION DEL CANAL (JUNTAS DE DILATACION)	37.000,00
3.- REFACCION DE GRIETAS EN CANAL DE DEMASIAS, COLOCACION DE COMPUERTAS LATERALES, REPOSICION DE MURO DE CONCRETO CICLOPEO ENTRE EL CANAL DE EMPALME ENTRE LA BOCATOMA Y EL DESARENADOR	8.346,47
4.- MANTENIMIENTO ELECTROMECHANICO	107.300,74
TOTAL	156.697,21

TABLA N° 3.15

En el figura 3.16 se muestra que se presentan mayores egresos que ingresos anuales, sin considerar los gastos por mantenimiento correctivo realizados en el sistema.

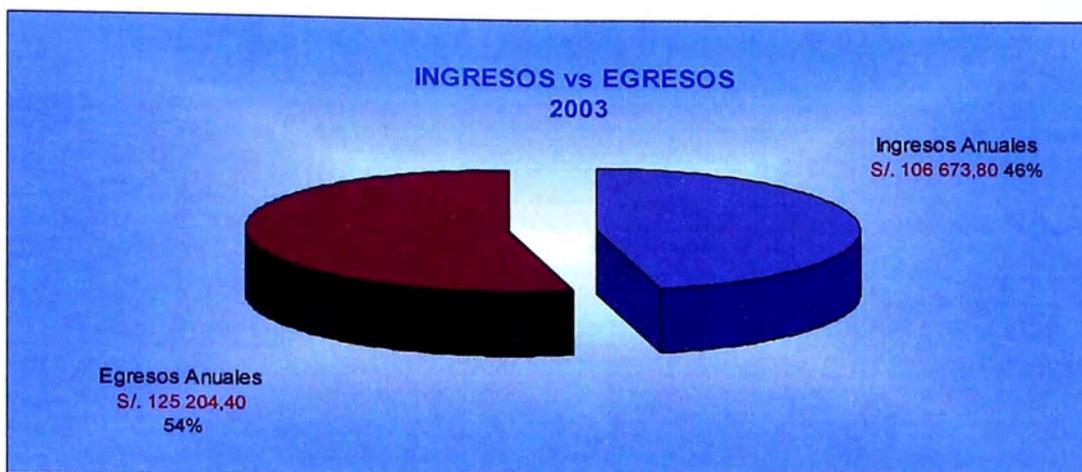


FIGURA N° 3.16

En la figura N° 3.17 se muestra durante el año 2003, el ingreso por venta de energía fue el 57% de los ingresos recaudados, pero eso es debido a que recién en setiembre 2003 se hicieron efectivos los cobros por concepto de la instalación de la acometida domiciliaria y medidor de energía, para los posteriores años (hasta el 2008) se habrá realizado la cancelación por parte de los usuarios por este concepto, y la acometida y el medidor serán de propiedad del usuario, por lo cual se presentará una disminución de la recaudación mensual y se registrándose mayores aportes de dinero del estado en las zonas rurales, tal como se muestra en la figura N° 3.18 para el 2004 (primer trimestre), en donde el concepto por venta de energía ha disminuido al 39 % de los ingresos.

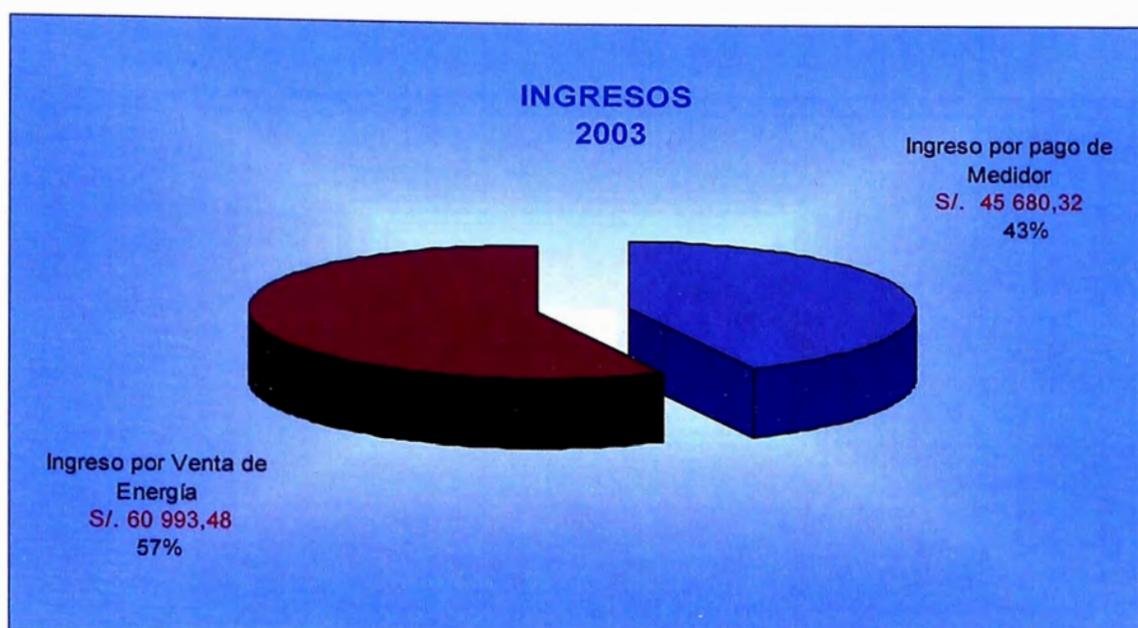


FIGURA N° 3.17

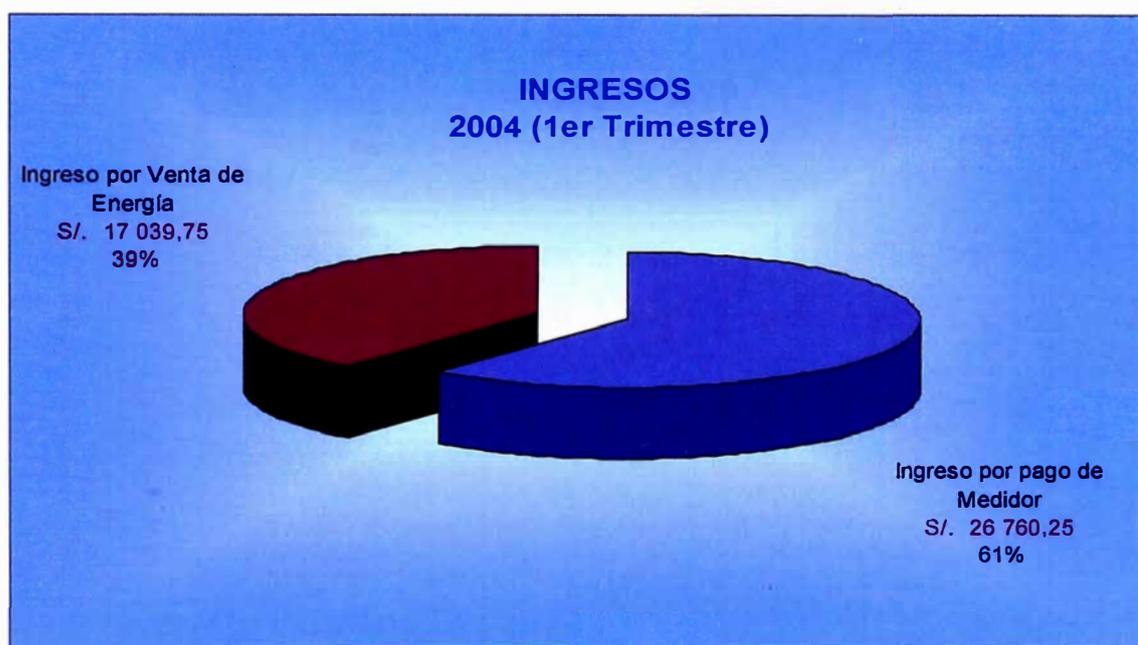


FIGURA N° 3.18

En la figura N° 3.19 se presenta en subsidio del estado en el PSE Hongos durante el periodo 2003.

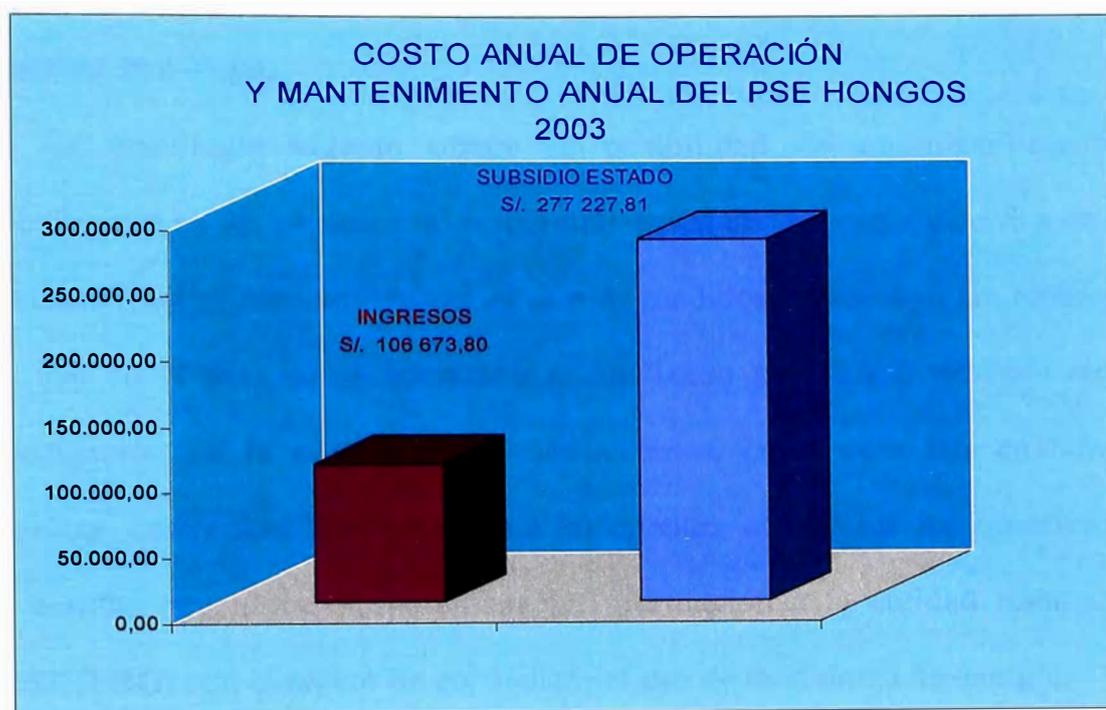


FIGURA N° 3.19

3.11 Sistema de contabilización de energía con medidores Pre-pago.

3.11.1 Sistema Pre-Pago.

La tecnología vigente ofrece la posibilidad de optimizar recursos económicos en los procesos de comercialización de la energía eléctrica en los sectores rurales, mediante la utilización de medidores Pre-Pago sin embargo, su uso en el país no se encuentra normalizado por lo que se requiere la verificación de la adaptación de los clientes, comprobar sus cualidades técnicas, comprobar los beneficios a los clientes, comprobar los beneficios a la entidad operadora, proporcionar la información a la entidad reguladora (OSINERG) con el objeto de normalizar el uso de medidores de energía.

Sin embargo, se están implementando proyectos piloto en las zonas rurales con medidores Pre-Pago, esta experiencia permitirá orientar la toma de decisiones adecuadas respecto a la utilización de los equipo de medición para aquellas instalaciones que se encuentren en el ámbito rural.

3.11.2 Características de las Instalaciones de Electrificación Rural.

- Localidades alejadas y con pocos clientes
- Gran dispersión de clientes (20 clientes / km de redes eléctricas)
- Clientes de bajos recursos económicos (morosidad 30 %)
- Bajo consumo de energía eléctrica por cliente (12 Kwh/mes)
- Costos elevados por actividades de comercialización (Tarifa no cubre los costos, y se subsidia el 36 % aproximadamente)

3.11.3 Criterios para optar por un sistema Pre-pago.

- Reducción de los costos de operación comercial, disminuyendo los desplazamientos de personal y vehículos a las diferentes localidades para efectuar labores de toma de lectura, reparto de recibos, cortes y reconexiones y supervisiones.
- Promover el uso racional de la energía eléctrica.
- Educar al cliente a controlar y administrar su consumo, permitiendo conocer permanentemente su consumo real.
- Eliminar la morosidad de los clientes en las localidades que se viene atendiendo en el sector rural, donde es muy difícil y costoso efectuar los cortes y reconexiones, así como controlar las reconexiones indebidas.
- Evaluar la aplicación de esta nueva tecnología, para su posterior implementación en las diferentes localidades que se viene atendiendo actualmente y en las futuras instalaciones a ejecutarse.

3.11.4 Concepto del Sistema Pre-Pago.

- Una unidad de medición de electricidad (medidor de estado sólido o electromecánico).
- Un módulo de control programable (con sensor óptico) incorporado o dispuesto en una unidad separada al medidor.
- Un teclado, lector de tarjeta magnética o conector para ficha, incorporado o dispuesto en una unidad separada, para acreditar la energía adquirida.
- Un software de gestión de venta y control de energía.

3.11.5 Comparación de los sistemas Convencional o Pre-Pago.

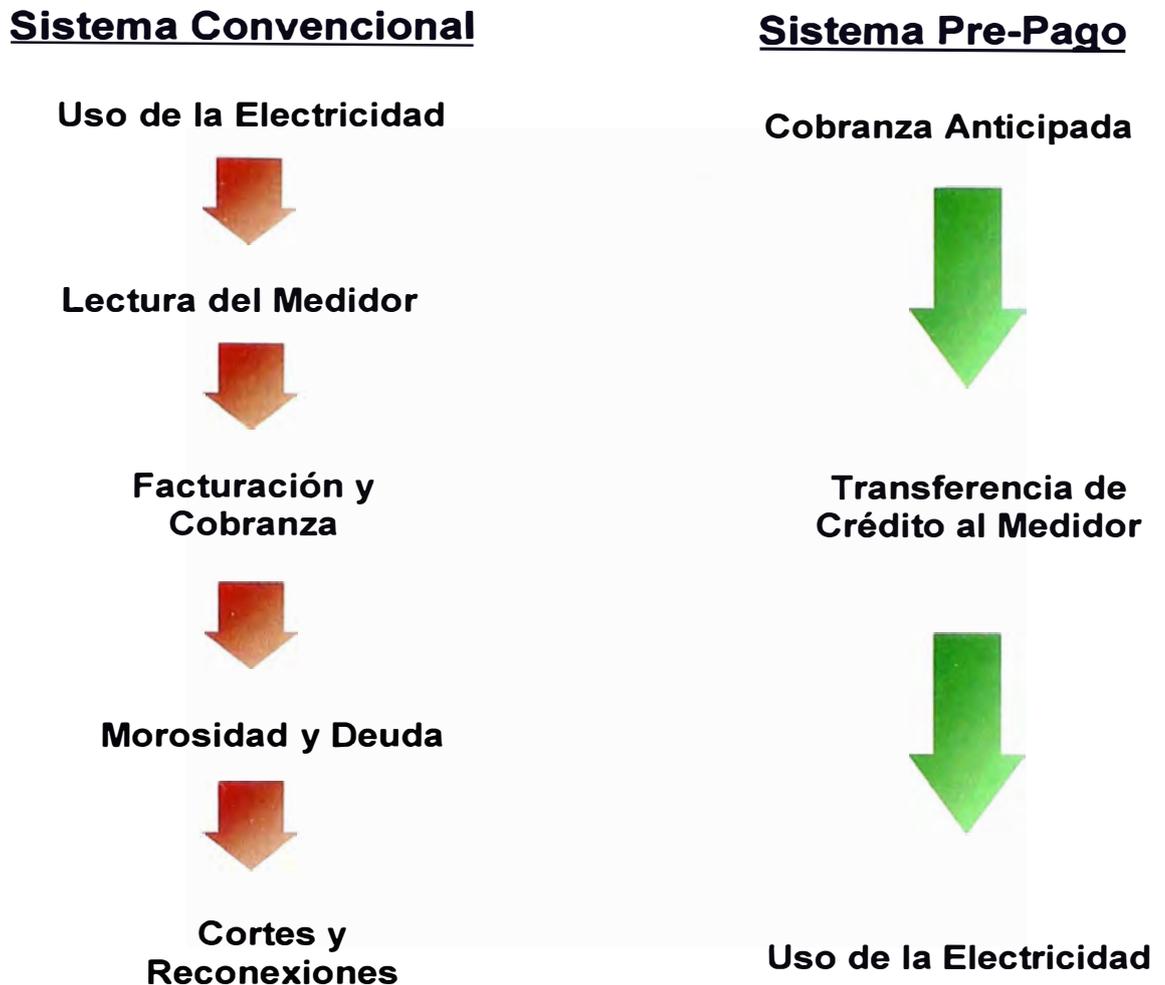


FIGURA N° 3.20

3.11.6 Ventajas del Sistema Pre-Pago.

Para el Operador

- Eliminación del proceso de lectura de medidores y emisión de recibos.
- No hay servicio de cortes ni reconexiones
- Eliminación del proceso de entrega de recibos a clientes
- No hay morosidad, el cliente primero paga por la energía y luego la utiliza.

- Cobro anticipado de la energía
- Recupero de Deudas.
- Reducción del fraude y hurto de energía eléctrica
- Mejora de atención al cliente con reconexiones automáticas

Para el Cliente

- Precisión en la medición.
- Fácil uso.
- El cliente controla y administra su consumo.
- El cliente compra energía cuando quiere y en la cantidad que quiera
- No hay “sorpresas” con las facturas al fin de mes
- Adquiere una cultura de eficiencia en el empleo de la energía.

3.11.7 Características de los equipos.

Medidor Monofásico Monocuerpo



Tensión	220V/230V CA (-20%/+15%) 110V/115V AC (-20%/+15%)
Corriente	0.1A / 60A
Frecuencia	45Hz / 65Hz
Fases	Monofásico
Precisión	Clase 2
Sobretensión	Resiste 400V CA durante 48 horas
Protección Descargas	Excede Normas IEC 1036 y SABS 1524
Consumo Propio	Menor a 1.5W
Indicadores Frontales	LCD y LED con íconos amigables
Interfaz Óptica	De acuerdo con la norma IEC 1107 y FLAG
Dimensiones	197mm x 137mm x 72mm
Peso	1.2Kg
Protección Agua/Polvo	IP51

Marca **SIEMENS**
Modelo: **CASHPOWER**

Medidor Monofásico Bicuerpo



Tensión	220V/230V CA (-20%/+15%) 110V/115V AC (-20%/+15%)
Corriente	0.1A / 60A
Frecuencia	45Hz / 65Hz
Precisión	Clase 2
Sobretensión	Resiste 400V CA durante 48 horas
Protección Descargas	Excede Normas IEC 1036 y SABS 1524
Consumo Propio	Menor a 2W
Indicadores Frontales	LCD y LED con íconos amigables
Interfaz Óptica	De acuerdo con la norma IEC 1107 y FLAG
Dimensiones	CIU: 147mm x 121mm x 30mm EMU: 197mm x 137mm x 72mm
Peso	CIU: 0.3kg / EMU: 1,2Kg
Protección Agua y Polvo	IP54
Enlace Comunicaciones	130 metros (máx. recomendado) cable bipolar de señal no polarizado

3.11.8 Software de Venta de Energía y características de los conceptos facturables.

Funciones Principales:

- Emisión de los Números de Transferencia de Crédito para los medidores
- Emisión de las Facturas de Venta de Energía de acuerdo a la legislación vigente
- Administración de las Bases de Datos de Medidores, Clientes y Suministros
- Configuración y Administración de los Conceptos a facturar : tarifas de energía, cargos fijos, impuestos varios, etc
- Almacenamiento histórico de ventas de energía del Sistema y para cada Medidor, Cliente y Suministro en particular
- Gestión integral de la Seguridad del Sistema de Venta.

- Conectividad con otras aplicaciones de Gestión Comercial

Características de los conceptos facturables.

- Tarifa Plana
- Tarifa por Bloques:
 - Sobre Compra Mensual Acumulada (Escalonada)
 - Sobre Evento de Compra
- Tarifa en Bloques por Proyección Mensual / Bimestral
- Cargo Fijo Individual Mensual
- Cargo Fijo Global Mensual
- Cargo Fijo Global por Transacción
- Cargo Fijo Individual de Pago Único
- Cargo Fijo en Bloques por Proyección Mensual / Bimestral
- Plan de Pago en Cuotas Fijas
- Plan de Pago en Cuotas Proporcionales
- Intereses sobre Saldo de Plan de Pago
- Cargo Variable Primario en S/kWh
- Cargo Variable Primario Porcentual
- Cargo Variable Secundario Porcentual

3.11.9 Proyectos Piloto con suministro de energía eléctrica con Medidores Pre-pago.

La empresa Sistemas Electrónicos Incorporados S.A.- SISTELEC, representante en el Perú de los Medidores Pre - Pago de la Marca SIEMENS,

tiene el interés de participar en un Contrato de Cooperación Técnica con ADINELSA para implementar un Proyecto Piloto con 150 medidores.

La empresa SISTELEC proporciona en calidad de préstamo los medidores y el software de gestión de ventas. Asimismo, es responsable de la capacitación técnica a su costo.

ADINELSA en este Contrato, asume los gastos de movilidad para el desplazamiento hacia la zona del proyecto, durante la instalación, supervisión y monitoreo de los equipos Pre – Pago.

ADINELSA es responsable de proporcionar una PC para el centro de venta de energía, así como elaborar y presentar el informe final con los resultados del Proyecto Piloto. A continuación se detallan aspectos importantes:

a) Acuerdo de Cooperación Técnica entre SISTELEC y ADINELSA

Número de Medidores : 150
 Fecha de inicio : 13/09/2002
 Fecha de término : 03/06/2003

(ACTUALMENTE EN EVALUACIÓN)

UBICACION

Localidades : HUANCANO, PAMPANO
 Distrito : HUANCANO
 Provincia : PISCO
 Departamento : ICA

b) Criterios para elegir la zonas del Proyecto

- PSE que es alimentado desde el sistema Eléctrico Interconectado nacional, y que para su operación compra la energía a una empresa concesionaria. (Permite analizar evolución y efectos en la compra de energía)
- PSE que opera desde el año 2001 - (Permite efectuar comparaciones de experiencias con el sistema convencional y el nuevo sistema)
- Localidad relativamente cercana y fácil acceso (320 Km Lima- San Vicente – Huáncano) (apróx. 4 horas) (Pista asfaltada
- PSE que opera desde el año 2001 - (Permite efectuar comparaciones de experiencias con el sistema convencional y el nuevo sistema)
- PSE que es alimentado desde el sistema Eléctrico Interconectado nacional, y que para su operación compra la energía a una empresa Concesionaria. (permite analizar evolución y efectos en la compra de energía)

c) Resultados Preliminares

- Reducción en los costos de Comercialización (Actividades de lectura de medidores, reparto de recibos, corte y reconexiones).
- Eliminación de la Morosidad “Deuda Cero” para el periodo atendido con el Sistema Pre-Pago.
- El sistema tiene una gran flexibilidad en cuanto a la configuración de las tarifas y los cargos facturables de nuestra legislación vigente (FOSE).

- Se ha verificado que los conceptos y facturación efectuada con el Sistema Pre-Pago, es completamente similar al que se efectúa con el sistema convencional.
- Reducción en el consumo de energía en las localidades de Huáncano y Pámpano.
- Reducción en la compra de energía al generador (Electro Sur Medio S.A.)

CONCLUSIONES

- Si bien es cierto que el índice de electrificación rural viene en aumento, aún existe mucha necesidad de llegar al abastecimiento de energía en las zonas rurales del país, por lo que se espera una mayor participación del estado y hasta que la implementación de estos sistemas sean económicamente atractivos para el sector privado, no va a haber participación de esta.

Una manera de aminorar los costos de operación y mantenimiento que se incurren mes a mes, es la implementación de los sistemas de mediciones mediante el sistema Pre-pago, actualmente Adinelsa viene implementando estos proyectos pilotos al igual que otras empresas a nivel nacional y con resultados satisfactorios y alentadores.

Otra alternativa a evaluar y que se viene implementando en algunas zonas de selva, es la utilización de energía renovables (Energía Eólica, Solar, Biomasa, etc.), las cuales no tienen efecto secundarias al medio ambiente, son muchos mas económicas y evitan la construcción de microcentrales hidroeléctricas y líneas de transmisión que son mas costosas.

- El FOSE, resulta ser hoy en día una medida acertada de disminuir la tarifa en las zonas rurales, llegando a la disminución del 50 % a aquellos clientes que consuman una baja cantidad de energía (<30 kwh-mes) pese a esto hay

personas de muy escasos recursos, que no tienen la posibilidad de contar con este servicio.

- Se presentan los cronogramas de mantenimiento en las tablas N° 2.4 - A al N° 2.4 - E los cuales garantizan una adecuada operación de cada uno de los grupos generadores, desarrollándose en el presente año.
- En la tabla N° 3.8.1 se presenta el costo de la energía por sector típico establecido, para cada una de las tarifas en media y baja tensión, resultado de expandir el precio de la potencia y la energía en la barra de generación a la barra de media tensión y posteriormente el cálculo de las tarifas por opción tarifaria.
- La Ley de Concesiones Eléctricas (Ley N° 25844) nos obliga a facturar el costo de la acometida domiciliaria que incluye el pago del usuario por el concepto del medidor de energía, el sistema de protección y el cable concéntrico, pese a que al cliente se le da facilidades de pago, muchos no se encuentran en la posibilidad de contar con un suministro de energía, y en la actualidad hay localidades con las que cuentan con las redes eléctricas, pero las personas no cuentan con el servicio eléctrico debido al bajo nivel económico en que se encuentran. Quizás sería ventajoso proponer que se cree un fondo de compensación similar al FOSE de manera que disminuya total o parcialmente el precio de la acometida domiciliaria (Actualmente en S/. 308.00 para las zonas rurales sin incluir el IGV) siendo este monto inalcanzable para muchos de los hogares situados en las zonas rurales del país.

ANEXOS

S.E. CAÑETE

S.E. CHUMPE

S.E. LLANGASTAMBO

N.M.

M.C.H. VILLAGRANCA

Chacra Hongos

Villafranca

CHACAMARCA 8.96 kW
SANTA ANA 20.05 kW
LINCHA 22.02 kW

CRUZ PAMPA COCHAPUNDO 5.84 kW
CRUZ PAMPA COCHAPUNDO 3.16 kW

APUR 11.89 kW
PICUNSA 5.64 kW

Huangascar

CHILACA 4.95 kW

CHILACA 2.25 kW

PUEBLO NUEVO 5.95 kW

MARCALLA 6.84 kW

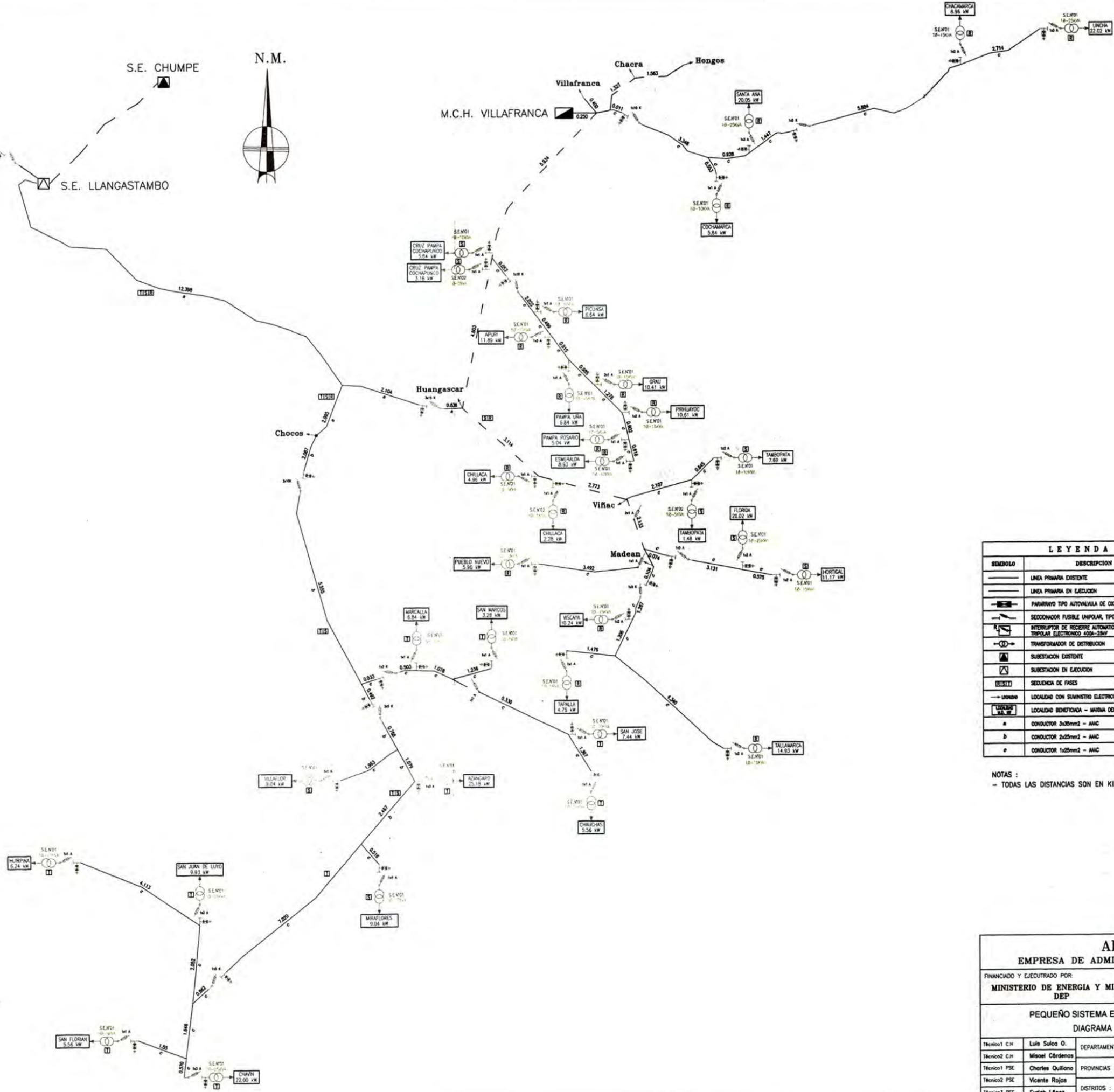
SAN MARCOS 3.28 kW

WISCAYA 10.24 kW

SAN JUAN DE LITO 9.93 kW

MIRALORES 9.04 kW

CHAUCHA 5.56 kW



LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	LINEA PRIMARIA EXISTENTE
	LINEA PRIMARIA EN EJECUCION
	PARARRAYO TIPO AUTOMATICO DE OXIDO METALICO, 21kV, 10kA
	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR, TIPO CUT OUT, 38 kV, 100A
	INTERRUPTOR DE RESERVA AUTOMATICO (RECLUSER), TRIPOLAR ELECTRONICO 400A-25kV
	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION
	SUBSTACION EXISTENTE
	SUBSTACION EN EJECUCION
	SECUENCIA DE FASES
	LOCALIDAD CON SUMINISTRO ELECTRICO
	LOCALIDAD BENEFICIARIA - MAXIMA DEMANDA
	a CONDUCTOR 3x35mm ² - AAC
	b CONDUCTOR 2x25mm ² - AAC
	c CONDUCTOR 1x25mm ² - AAC

NOTAS :
- TODAS LAS DISTANCIAS SON EN KILOMETROS.

ADINELSA EMPRESA DE ADMINISTRACION ELECTRICA S.A			
FINANCIADO Y EJECUTADO POR: MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS DEP		RESPONSABLE ING: EDUARDO COSSÍO MORALES	
PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO HONGOS I y II ETAPA DIAGRAMA UNIFILIAR - 2004			
Técnico1 C.H. Luis Sulco O.	DEPARTAMENTOS : LIMA, ICA	PLANO N° : DIA-UNI-HON	
Técnico2 C.H. Miguel Córdova	PROVINCIA : YALUYOS, CHINCHA	ESCALA : S/E	ARCHIVO : DA-UNI-HON.dwg
Técnico1 PSE Charles Quiliano	DISTRITOS : VARIOS		
Técnico2 PSE Vicente Rojas			
Técnico3 PSE Eurich López			

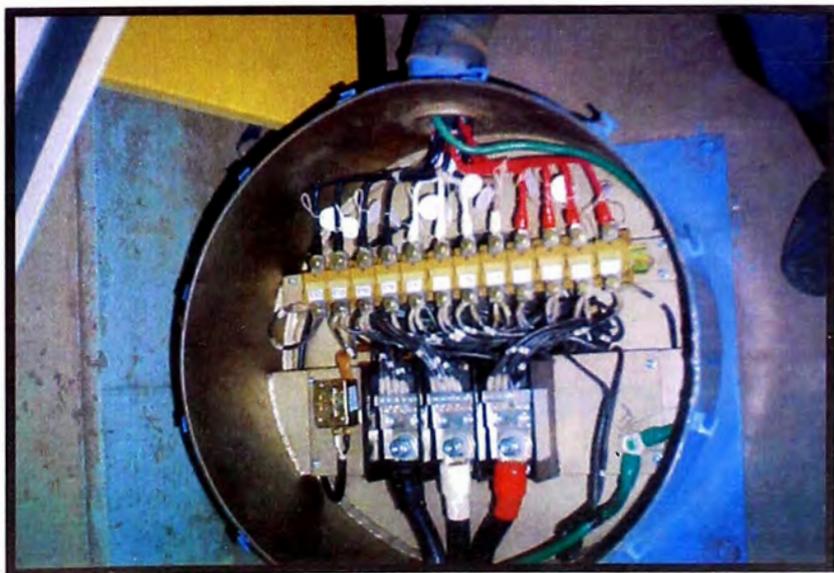
ALBUM FOTOGRAFICO

GRUPO KUBOTA 140 Kw



FOTO N° 1.- Panel de
Control Electrónico
de Velocidad

FOTO N° 2.-
Conexión del Dummy
Load



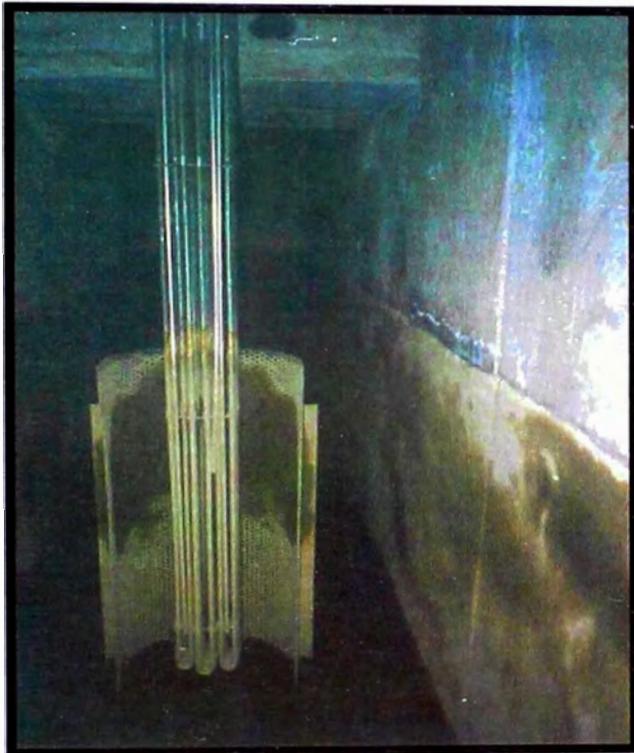


FOTO N° 3.-
Juego de Resistencias
(Dummy Load)

FOTO N° 4.-
Cambio de rodajes
del Rotor



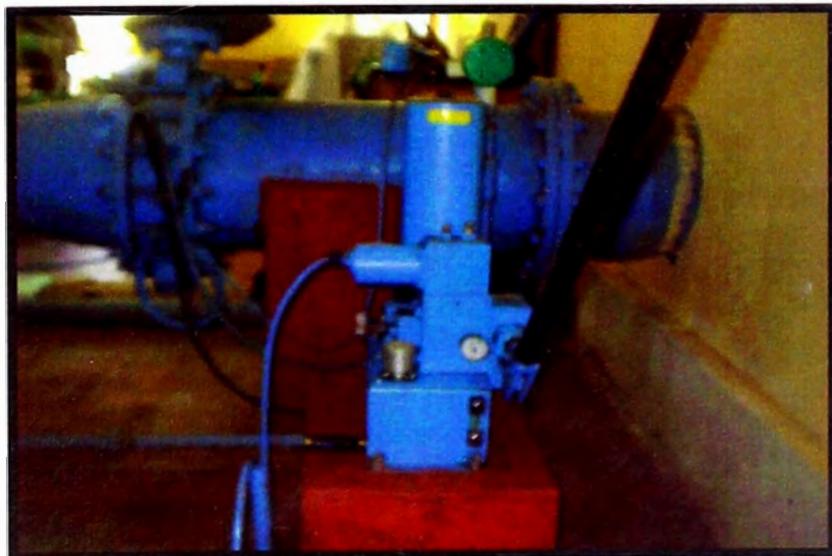
INFORME DE
SUFICIENCIA

“Operación y Mantenimiento de la M.C.H de Hongos
y PSE Asociado dentro del ámbito Rural ”



FOTO N° 5.-
Excitatriz grupo
Kubota

FOTO N° 6.-
Control de la
válvula
mariposa



ALBUM FOTOGRAFICO

GRUPO CHINO 122 Kw



FOTO N° 7.-
Generador 122
kW

FOTO N° 8.-
Rotor del
Grupo Chino.

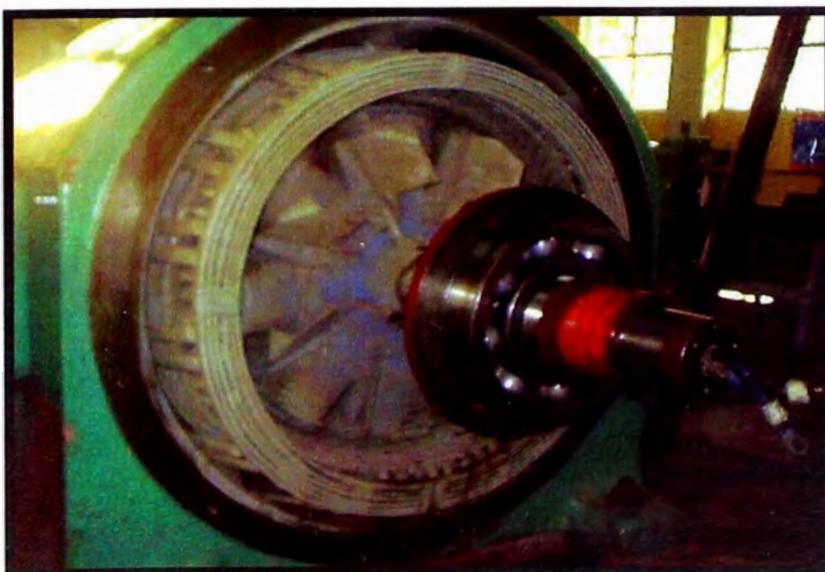
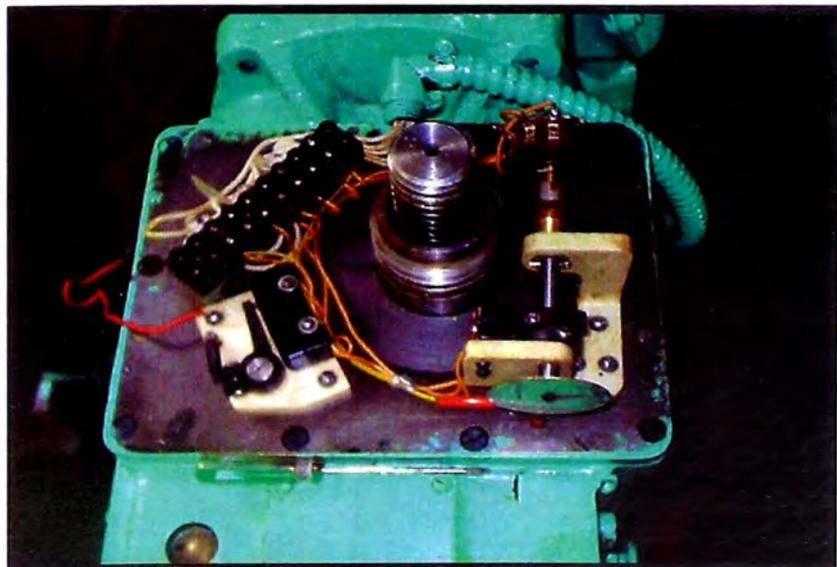




FOTO N° 9.-
Válvula de
Admisión

FOTO N° 10.-
Sistema
Eléctrico de la
Válvula de
Admisión



INFORME DE
SUFICIENCIA

“Operación y Mantenimiento de la M.C.H de Hongos
y PSE Asociado dentro del ámbito Rural ”



FOTO N° 11.- Regulador de Velocidad grupo Chino, presentaba pérdidas de aceite y problemas en el sistema de amortiguación.

FOTO N° 12.-
Inyector del grupo Chino





FOTO N° 13.- Inyector y deflector visto del interior del grupo Chino.

FOTO N° 14.- Alabes de los turbinas, se encontró en buen estado.



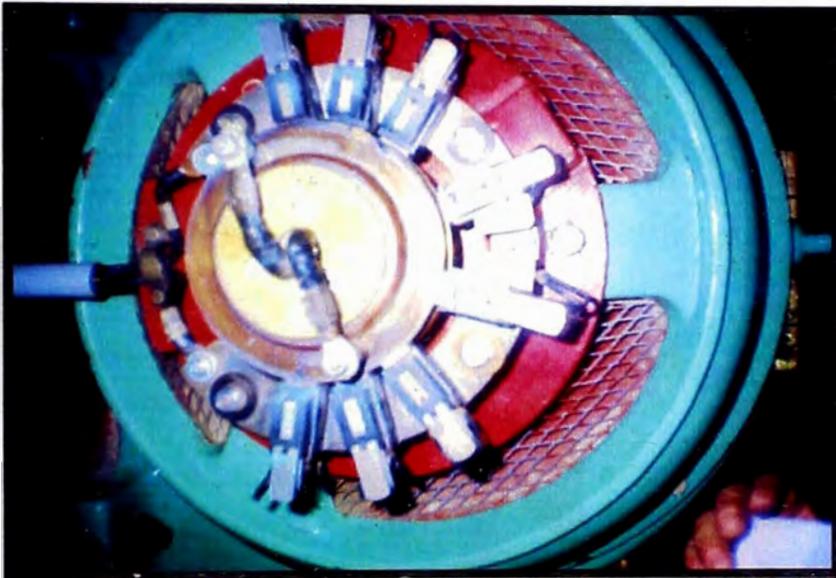


FOTO N° 15.-
Rotor del grupo
Chino, se
cambiaron los
rodajes.

FOTO N° 16.-
Presostatos
del regulador
de velocidad,
ambos fueron
reemplazados





FOTO N° 17.-
Válvula de cambio
Manual - Automático

FOTO N° 18.- Motor
Péndulo, regulador de
velocidad, estuvo bien y
no hubo necesidad de
rebobinarlo.



INFORME DE
SUFICIENCIA

“Operación y Mantenimiento de la M.C.H de Hongos
y PSE Asociado dentro del ámbito Rural ”



FOTO N° 20.- Actuador
Nuevo, tubo que ser
reemplazado dentro del
sistema de amortiguación

FOTO N° 19.-
Mecanismo de
amortiguación, hubo
necesidad de sustituir
el actuador



**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 2120-2001-OS/CD**

Lima, 15 de octubre de 2001

VISTOS:

El informe técnico OSINERG-GART-GDE-2001-017 elaborado por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (en adelante GART), el informe emitido por la Asesoría Legal Interna OSINERG-GART-AL-2001-020 y el informe emitido por la Asesoría Legal Externa AL-DC-115-2001.

De conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante LCE), y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM y sus modificatorias; y

CONSIDERANDO:

El OSINERG de conformidad con lo dispuesto en el artículo 3° de la Ley 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y el Artículo 27° de su Reglamento General aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, tiene el encargo de regular las tarifas de distribución eléctrica aplicables a los usuarios de electricidad;

Mediante Resolución N° 023-97 P/CTE, la ex-Comisión de Tarifas Eléctricas (hoy OSINERG) estableció los Valores Agregados de Distribución, en adelante VAD, Cargos Fijos y Parámetros de Cálculo Tarifario cuyo inicio de vigencia fue el 01 de noviembre de 1997, debiendo regir hasta el 31 de octubre de 2001;

El proceso de Regulación Tarifaria, conforme se señala en el Informe OSINERG-GART-GDE-2001-017, se ha llevado a cabo partiendo con la designación de los Sectores de Distribución Típicos por parte del Ministerio de Energía y Minas y la selección de las empresas modelo representativas de cada sector, pasando luego por los estudios encargados por las empresas distribuidoras a Consultores precalificados o el OSINERG. Asimismo, el OSINERG se encargó de la supervisión de los estudios.

Mediante la Resolución N° 1612-2001-OS/CD, OSINERG convocó la realización de una Audiencia Pública para que las empresas de distribución eléctrica responsables y consultores encargados de elaborar los estudios de las tarifas de distribución eléctrica realicen una exposición del contenido del estudio y sustenten los resultados obtenidos, así como, para recibir opiniones de los usuarios e interesados;

Seguidamente, el OSINERG presentó sus observaciones al Informe Final incluyendo las observaciones que se presentaron en la Audiencia Pública. Al respecto, la LCE dispone (Art. 68°) que, absueltas las observaciones, o vencido el plazo sin que ello se realice, el OSINERG deberá establecer los VAD para cada concesión, utilizando Factores de Ponderación de acuerdo a las características de cada sistema, para luego, de conformidad a lo previsto en los artículos 69° y 70° de la LCE, estructurar un

conjunto de Precios Básicos para cada Concesión y calcular la Tasa Interna de Retorno para conjuntos de concesionarios considerando un periodo de análisis de 25 años y evaluando los ingresos obtenidos con los precios básicos, los costos de explotación y el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución Eléctrica.

El artículo 71° de la LCE establece que si las tasas antes calculadas, no difieren en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de Actualización señalada en el artículo 79° de la LCE, los VAD que les dan origen serán definitivos, cual es el caso de la presente regulación; y en virtud a lo dispuesto en el Artículo 72° de la LCE y 151° de su Reglamento corresponde a OSINERG, en cumplimiento a su función reguladora, establecer los Valores Agregados de Distribución y sus Fórmulas de Reajuste, de aplicación a partir del 01 de noviembre de 2001, los que considerarán factores que ajusten la demanda total según lo previsto en los Artículos 139° y 147° del Reglamento;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores, en el Reglamento General de OSINERG aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Fijese los Valores Agregados de Distribución, Cargos Fijos y Parámetros de Cálculo Tarifario a que se refiere el artículo 43°, incisos b) y d), y el artículo 44° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

1. Definición de Parámetros

Parámetro	Descripción
CFE	Cargo fijo mensual para medición simple de energía (S/./mes).
CFS	Cargo fijo mensual para opción tarifaria de potencia (contratada y/o variable) y simple medición de energía o doble medición de energía (S/./mes).
CFH	Cargo fijo mensual para opción tarifaria horaria (S/./mes).
CER	Cargo por energía reactiva (S/./kVAr.h).
CMTTP	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta.
CMTFP	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta.
CSTTP	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta.
CSTFP	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta.
CBTPAP	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para el alumbrado público.
FCPPMT	Factor de coincidencia para demandas de punta en media tensión.
FCFPMT	Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en media tensión.
FCPPBT	Factor de coincidencia para demandas de punta en baja tensión.
FCFPBT	Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en baja tensión.

Parámetro	Descripción
FEMT	Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión.
PEBT	Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión.
FPMT	Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión.
FPBT	Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión.
NHUBT	Número de horas de uso de medidores simples para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión.
NHJBTTP	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía BT5 para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión.
NHUBTFP	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía BT5 para cálculo de exceso de potencia del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de baja tensión.
PEPP	Precio de la energía en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S./kW.h).
PEFP	Precio de la energía en horas fuera de punta en la barra equivalente de media tensión (S./kW.h).
PE	Precio ponderado de la energía en la barra equivalente de media tensión (S./kW.h).
PP	Precio de la potencia en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S./kW-mes).
VMTTP	Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de punta (S./kW-mes).
VMTFP	Valor agregado de distribución en media tensión para demandas fuera de punta (S./kW-mes).
VBTPP	Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de punta (S./kW-mes).
VBTFP	Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de fuera de punta (S./kW-mes).
VADMT _p	Valor agregado de distribución en media tensión ponderado a nivel empresa (S./kW-mes).
VADBT _p	Valor agregado de distribución en baja tensión ponderado a nivel empresa (S./kW-mes).

2. Valores Agregados de Distribución y Cargos Fijos

Los Valores Agregados de Distribución en Media Tensión (VADMT) y en Baja Tensión (VADBT) para cada uno de los sectores de distribución típicos definidos en la R.D. N° 005-2001-EM/DGE, son los del cuadro siguiente y están expresados en nuevos soles por kW-mes (S./kW-mes).

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
VADMT	9.863	7.687	12.432	23.907
VADBT	34.755	30.966	41.705	39.432

Los Cargos Fijos para cada uno de los sectores de distribución típicos definidos en la R.D. N° 005-2001-EM/DGE, son los del cuadro siguiente y están expresados en nuevos soles por cliente-mes (S./cliente-mes).

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
CFE	1.887	1.800	1.864	1.892
CFS	3.749	3.749	3.104	2.841
CFH	5.900	5.900	3.891	4.088

Los Valores Agregados VMTTP, VMTFP, VBTPP y VBTFP por empresa de distribución eléctrica se determinarán con las siguientes expresiones:

$$VMTFP = VADMT_p \times FBP$$

$$VMTTP = PTPMT \times VMTFP$$

$$VBTFP = VADBT_p \times FBP$$

$$VBTPP = PTPBT \times VBTFP$$

Los VADMT_p y VADBT_p deberán ser calculados por las empresas de distribución eléctrica a partir de los Valores Agregados de Distribución fijados por sector típico y los factores de ponderación del VADMT y VADBT establecidos mediante la Resolución N° 1794-2001-OS/CD.

El término FBP representa el equilibrio entre la facturación de potencia a los usuarios y la potencia coincidente con la máxima demanda del sistema de distribución eléctrica.

3. Parámetros de Cálculo Tarifario

3.1 Factores de Expansión de Pérdidas

3.1.1 Aplicables a partir del 1 de noviembre de 2001 hasta el 31 de octubre de 2002

3.1.1.1 Sector Típico 1

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0196	1.0268	1.1282	1.1510
Luz del Sur	1.0196	1.0268	1.1282	1.1510

3.1.1.2 Sector Típico 2

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edeca'ete	1.0222	1.0375	1.1282	1.1824
Edelnor	1.0222	1.0375	1.1282	1.1824
Electro Oriente	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electro Puno	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electro Sur Este	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electro Sur Medio	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electro Ucayali	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electro Centro	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electro noroeste	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electro norte	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electro sur	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Empresas municipales y otros	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Hidrandina	1.0213	1.0372	1.1904	1.2371
Seal	1.0278	1.0438	1.1480	1.1973

3.1.1.3 Sector Típico 3

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Coelvis	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Edecañete	1.0255	1.0479	1.1453	1.2237
Edelnor	1.0255	1.0479	1.1453	1.2237
Electro Oriente	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electro Puno	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electro Sur Este	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electro Sur Medio	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electro Ucayali	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electrocentro	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electronoroeste	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electronorte	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electrosur	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Hidrandina	1.0246	1.0475	1.2099	1.2824
Seal	1.0311	1.0541	1.1662	1.2396

3.1.1.4 Sector Típico 4

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0255	1.0479	1.1453	1.2237
Electro Puno	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electro Sur Este	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electro Sur Medio	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electrocentro	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electronorte	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electrosur	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Hidrandina	1.0246	1.0475	1.2099	1.2824
Seal	1.0311	1.0541	1.1662	1.2396

3.1.2 Aplicables a partir del 1 de noviembre de 2002 hasta el 31 de octubre de 2003

3.1.2.1 Sector Típico 1

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0185	1.0235	1.1213	1.1428
Luz del Sur	1.0185	1.0235	1.1213	1.1428

3.1.2.2 Sector Típico 2

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edecañete	1.0211	1.0352	1.1215	1.1738
Edelnor	1.0211	1.0352	1.1215	1.1738
Electro Oriente	1.0204	1.0359	1.1323	1.1812
Electro Puno	1.0204	1.0359	1.1323	1.1812
Electro Sur Este	1.0204	1.0359	1.1323	1.1812
Electro Sur Medio	1.0204	1.0359	1.1323	1.1812
Electro Ucayali	1.0204	1.0359	1.1323	1.1812
Electrocentro	1.0204	1.0359	1.1323	1.1812
Electronoroeste	1.0204	1.0359	1.1323	1.1812
Electronorte	1.0204	1.0359	1.1323	1.1812
Electrosur	1.0204	1.0359	1.1323	1.1812
Empresas municipales y otros	1.0204	1.0359	1.1323	1.1812
Hidrandina	1.0204	1.0359	1.1701	1.2165
Seal	1.0256	1.0411	1.1371	1.1855

3.1.2.3 Sector Típico 3

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Coelvis	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Edecañete	1.0245	1.0465	1.1383	1.2144
Edelnor	1.0245	1.0465	1.1383	1.2144
Electro Oriente	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Puno	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Sur Este	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Sur Medio	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Ucayali	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electrocentro	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electronoroeste	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electronorte	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electrosur	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Hidrandina	1.0238	1.0462	1.1899	1.2602
Seal	1.0290	1.0515	1.1559	1.2269

3.1.2.4 Sector Típico 4

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0245	1.0465	1.1383	1.2144
Electro Puno	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Sur Este	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Sur Medio	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electrocentro	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electronorte	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electrosur	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Hidrandina	1.0238	1.0462	1.1899	1.2602
Seal	1.0290	1.0515	1.1559	1.2269

3.1.3 Aplicables a partir del 1 de noviembre de 2003 hasta el 31 de octubre de 2004

3.1.3.1 Sector Típico 1

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0175	1.0242	1.1148	1.1347
Luz del Sur	1.0175	1.0242	1.1148	1.1347

3.1.3.2 Sector Típico 2

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edecañete	1.0201	1.0349	1.1148	1.1652
Edelnor	1.0201	1.0349	1.1148	1.1652
Electro Oriente	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electro Puno	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electro Sur Este	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electro Sur Medio	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electro Ucayali	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electrocentro	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electronoroeste	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electronorte	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electrosur	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Empresas municipales y otros	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Hidrandina	1.0196	1.0347	1.1505	1.1965
Seal	1.0234	1.0385	1.1264	1.1739

3.1.3.3 Sector Típico 3

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Coelvisa	1.0229	1.0450	1.1405	1.2111
Edecañete	1.0234	1.0452	1.1320	1.2053
Edelnor	1.0234	1.0452	1.1320	1.2053
Electro Oriente	1.0229	1.0450	1.1405	1.2111
Electro Puno	1.0229	1.0450	1.1405	1.2111
Electro Sur Este	1.0229	1.0450	1.1405	1.2111
Electro Sur Medio	1.0229	1.0450	1.1405	1.2111
Electro Ucayali	1.0229	1.0450	1.1405	1.2111
Electrocentro	1.0229	1.0450	1.1405	1.2111
Electronoroeste	1.0229	1.0450	1.1405	1.2111
Electronorte	1.0229	1.0450	1.1405	1.2111
Electrosur	1.0229	1.0450	1.1405	1.2111
Hidrandina	1.0229	1.0450	1.1683	1.2388
Seal	1.0268	1.0489	1.1439	1.2145

3.1.3.4 Sector Típico 4

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0234	1.0452	1.1320	1.2053
Electro Puno	1.0229	1.0450	1.1405	1.2111
Electro Sur Este	1.0229	1.0450	1.1405	1.2111
Electro Sur Medio	1.0229	1.0450	1.1405	1.2111
Electrocentro	1.0229	1.0450	1.1405	1.2111
Electronorte	1.0229	1.0450	1.1405	1.2111
Electrosur	1.0229	1.0450	1.1405	1.2111
Hidrandina	1.0229	1.0450	1.1683	1.2388
Seal	1.0268	1.0439	1.1439	1.2145

3.1.4 Aplicables a partir del 1 de noviembre de 2004 hasta el 31 de octubre de 2005

3.1.4.1 Sector Típico 1

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0165	1.0229	1.1083	1.1267
Luz del Sur	1.0165	1.0229	1.1083	1.1267

3.1.4.2 Sector Típico 2

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edecañete	1.0190	1.0336	1.1083	1.1568
Edelnor	1.0190	1.0336	1.1083	1.1568
Electro Oriente	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electro Puno	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electro Sur Este	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electro Sur Medio	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electro Ucayali	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electrocentro	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electronoroeste	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electronorte	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electrosur	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Empresas municipales y otros	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Hidrandina	1.0187	1.0334	1.1315	1.1772
Seal	1.0213	1.0380	1.1159	1.1625

3.1.4.3 Sector Típico 3

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Coelvisa	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Edecañete	1.0224	1.0438	1.1253	1.1963
Edelnor	1.0224	1.0438	1.1253	1.1963
Electro Oriente	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Puno	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Sur Este	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Sur Medio	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001

Electro Ucayali	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electrocentro	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electronoroeste	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electronorte	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electrosur	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Hidrandina	1.0220	1.0437	1.1492	1.2181
Seal	1.0246	1.0463	1.1331	1.2023

3.1.4.4 Sector Típico 4

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0224	1.0438	1.1253	1.1963
Electro Puno	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Sur Este	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Sur Medio	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electrocentro	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electronorte	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electrosur	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Hidrandina	1.0220	1.0437	1.1492	1.2181
Seal	1.0246	1.0463	1.1331	1.2023

3.2 Factores de Corrección del Valor Agregado de Distribución

El factor de corrección PTPMT y PTPBT que ajusta el VADMT y VADBT respectivamente son los siguientes:

Empresa	PTPMT	PTPBT
Coelvisia	0.9600	0.9100
Edcañete	0.8416	0.9140
Edelnor	0.8628	0.9183
Electro Oriente	0.8909	0.9135
Electro Puno	0.9040	0.9765
Electro Sur Este	0.9411	0.9137
Electro Sur Medio	0.6632	0.9737
Electro Ucayali	0.7839	0.9159
Electrocentro	0.9539	0.9117
Electronoroeste	0.8081	0.9150
Electronorte	0.8688	0.9720
Electrosur	0.8341	0.9132
Hidrandina	0.8568	0.9723
Luz del Sur	0.9072	0.9135
Seal	0.8984	0.9490

Para los sistemas de distribución eléctrica administrados por empresas municipales y otros, y sistemas de distribución eléctrica aislados con demanda máxima menor a 12 MW se propone los valores del PTPMT y PTPBT iguales a 0.9900 y 0.9900 respectivamente.

3.3 Factores de Coincidencia

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
FCPPMT	0.878	0.920	0.750	0.750
FCFPMT	0.871	0.799	0.713	0.713
FCPPBT	0.890	0.926	0.752	0.752
FCFPBT	0.770	0.778	0.576	0.576

3.4 Factores de Contribución a la Punta

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
CMTTP	0.739	0.679	0.770	0.770
CMTFP	0.443	0.530	0.380	0.310
CBTTP	0.650	0.666	0.660	0.660
CBTFP	0.409	0.559	0.280	0.210
CBTPPAF	1.000	1.000	1.000	1.000

3.5 Número de Horas de Uso de Baja Tensión

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
NHUBT	405	330	300	270
NHUBTTP	120	120	120	120
NHUBTFP	570	570	570	570

3.6 Factores de Economía de Escala

3.6.1 Sector Típico 1

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2001 – Octubre 2002	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2002 – Octubre 2003	0.9970	0.9860	0.9950
Noviembre 2003 – Octubre 2004	0.9940	0.9710	0.9910
Noviembre 2004 – Octubre 2005	0.9910	0.9570	0.9870

3.6.2 Sector Típico 2

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2001 – Octubre 2002	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2002 – Octubre 2003	0.9835	0.9894	0.9900
Noviembre 2003 – Octubre 2004	0.9673	0.9789	0.9800
Noviembre 2004 – Octubre 2005	0.9515	0.9686	0.9700

3.6.3 Sector Típico 3

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2001 – Octubre 2002	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2002 – Octubre 2003	0.9901	0.9905	0.9988
Noviembre 2003 – Octubre 2004	0.9803	0.9811	0.9975
Noviembre 2004 – Octubre 2005	0.9706	0.9719	0.9963

3.6.4 Sector Típico 4

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2001 – Octubre 2002	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2002 – Octubre 2003	0.9855	0.9851	0.9952
Noviembre 2003 – Octubre 2004	0.9713	0.9705	0.9905
Noviembre 2004 – Octubre 2005	0.9573	0.9561	0.9858

3.7 Cargo por Energía Reactiva (CER)

CER = 0.0428 \$/kVAR.h

3.8 Factor de Ponderación del Precio de la Energía (Ep)

El valor Ep se calculará anualmente a nivel de empresa distribuidora, para los sistemas interconectados y sistemas aislados de distribución eléctrica con demanda máxima superior a 12 MW, y será igual al promedio de los valores de los últimos dos años calendario. Dicho cálculo tendrá vigencia a partir del 01 de mayo de cada año.

$$E_p = \frac{(a - c - e)}{(a - c - e) + (b - d - f)}$$

Donde:

La energía anual entregada a los sistemas de distribución eléctrica en barras de media tensión:

- En horas de punta = a
- En horas fuera de punta = b

La energía anual vendida en media tensión (opciones tarifarias MT2, MT3 y clientes libres en media tensión) multiplicada por el factor de expansión de pérdidas PEMT:

- En horas de punta = c
- En horas fuera de punta = d

La energía anual vendida en baja tensión (opciones tarifarias BT2, BT3, BT5A y clientes libres en baja tensión) multiplicada por los factores de expansión de pérdidas PEMT y PEPT:

- En horas de punta = e
- En horas fuera de punta = f

Las energías vendidas en cada una de las opciones tarifarias deberán considerar el mismo periodo de facturación con los ajustes que fueran necesarios.

El valor Ep se aplicará para calcular el precio ponderado de la energía en barra equivalente de media tensión (PE) de las opciones tarifarias MT4, BT4, BT5B y BT6.

$$PE = E_p \times PEPP + (1 - E_p) \times PEFP$$

Las empresas deberán comunicar a OSINERG los resultados y el sustento respectivo con un mínimo de quince días previos a su aplicación en los formatos que se establezcan para tal fin. OSINERG podrá disponer su corrección fundadamente.

Para los sistemas aislados de distribución eléctrica con demanda máxima menor a 12 MW, y mientras no se efectúen los cálculos, el valor del Ep será de 0.35, pudiendo la empresa de distribución eléctrica demostrar otros factores ante OSINERG de acuerdo con las fórmulas antes referidas para los sistemas interconectados.

Para el periodo Noviembre 2001 - Abril 2002, las empresas de distribución eléctrica aplicarán el valor Ep fijado mediante la Resolución N° 008-2001 P/CTE.

3.9 Factor de Balance de Potencia Coincidente en Horas Punta (FBP)

Las ventas de energía y potencia de los sistemas eléctricos mayores a 12 MW de demanda máxima, deberán ajustarse anualmente de conformidad al balance de potencia coincidente en horas punta con el objetivo de evitar la sobre-venta o sub-venta de potencia de punta de forma tal que exista igualdad entre la potencia ingresada menos las pérdidas eficientes y la potencia de punta efectiva supuestamente vendida.

Por cada sistema de distribución eléctrica se determinará anualmente el factor de balance de potencia en horas punta (FBP) que afectará los correspondientes valores agregados de distribución. Las empresas de distribución eléctrica presentarán a OSINERG para la aprobación del respectivo FBP, la información sustentatoria de acuerdo a los procedimientos, formatos y medios establecidos en la Resolución N° 012-98 P/CTE o aquella que la sustituya.

La potencia teórica coincidente (PTC) será la suma de los siguientes componentes:

- PTCE: La PTC de las tarifas MT2, MT3, MT4, BT2, BT3, BT4, clientes libres en MT y BT se calcularán a partir de la facturación de potencia y se afectarán los correspondientes factores de coincidencia y factores de contribución a la punta según corresponda.
- PTCM: La PTC de las tarifas BT5A, BT5B y BT6 se obtendrá a partir de la facturación de energía y del número de horas de uso correspondiente.
- PPR: Las pérdidas de potencia reconocidas serán calculadas según los factores de expansión de pérdidas.

El valor de PTC no podrá ser mayor que la máxima demanda del sistema de distribución eléctrica, ajustándose a esta mediante el factor FBP.

El valor FBP será calculado anualmente con la información correspondiente al periodo anual anterior y tendrá vigencia a partir del 01 de mayo de cada año.

Las empresas de distribución eléctrica deberán solicitar anualmente a OSINERG la aprobación de los resultados presentando el sustento respectivo a más tardar el 28 de febrero de cada año en los formatos que establezca OSINERG.

Para los sistemas con demanda máxima menor a 12 MW el valor de FBP será de 1.0, pudiendo la empresa de distribución eléctrica demostrar otros factores ante OSINERG de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 012-98 P/CTE o aquella que la sustituya.

Para el periodo Noviembre 2001 - Abril 2002, las empresas de distribución eléctrica continuarán aplicando el valor del FBP fijado mediante la Resolución N° 007-2001 P/CTE.

3.10 Precios en Barra Equivalente de Media Tensión (PEPP, PEFP, PE y PP)

Los precios en la barra equivalente de media tensión, se obtendrán a partir de los precios en barra en las subestaciones de referencia, adicionándoles los cargos por transmisión y transformación hasta las barras de media tensión del sistema de distribución eléctrica, según la metodología regulada por OSINERG para los Precios en Barra.

En tanto la Resolución Precios en Barra, u otra específica, no regule de manera diferente, se obtendrá para cada sistema eléctrico una distancia equivalente de transmisión en función de los kW-km, multiplicando las respectivas demandas ó potencias instaladas por las distancias acumuladas a la barra de referencia y dividiendo la sumatoria por la demanda ó potencia instalada total. Asimismo, se establecerán los demás parámetros que sean necesarios para definir el costo de transmisión y transformación en los términos que establece las Resoluciones de Precios en Barra.

Cuando existen líneas de transmisión de distinta tensión, se obtendrán la distancia equivalente de transmisión en el nivel de tensión de mayor longitud (tensión de referencia). Las distancias en niveles de tensión distintas se ajustarán de modo que considerando el cargo unitario regulado en la tensión de referencia se obtenga el mismo costo total.

Las empresas de distribución eléctrica deberán solicitar a OSINERG la aprobación de la distancia equivalente y demás parámetros a emplear, adjuntando para este fin los diagramas unifilares y la información sustentatoria previa a su aplicación. Dicho trámite se efectuará cuando las condiciones del cálculo varíen.

Para efectos de la presente Resolución, las distancias equivalentes a considerar serán las vigentes a la fecha.

Artículo 2º.- Fijese las fórmulas de actualización de los Valores Agregados de Distribución y Cargos Fijos según lo establecido en el artículo 73º de la LCE.

A) Factor de actualización (FAVADMT) del VADMT

$$FAVADMT = AMT \times \frac{IPM}{IPM_0} + BMT \times \frac{D}{D_0} + CMT \times \frac{IPC_u}{IPC_{u_0}} \times \frac{D}{D_0} + DMT \times \frac{IPAI}{IPAI_0} \times \frac{D}{D_0}$$

El valor de AMT, BMT, CMT y DMT por cada uno de los sectores típicos se muestra a continuación:

Parámetro	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
AMT	0.8400	0.7680	0.7353	0.6581
BMT	0.1100	0.1740	0.1766	0.1995
CMT	0.0300	0.0000	0.0000	0.0000
DMT	0.0200	0.0580	0.0881	0.1424

Siendo:

- AMT : Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADMT
- BMT : Coeficiente de participación de los productos importados en el VADMT

- CMT : Coeficiente de participación del conductor de cobre en el VADMT
- DMT : Coeficiente de participación del conductor de aluminio en el VADMT

B) Factor de actualización (FAVADBT) del VADBT

$$FAVADBT = ABT \times \frac{IPM}{IPM_0} + BBT \times \frac{D}{D_0} + CBT \times \frac{IPC_u}{IPC_{u_0}} \times \frac{D}{D_0} + DBT \times \frac{IPAI}{IPAI_0} \times \frac{D}{D_0}$$

El valor de ABT, BBT, CBT y DBT por cada uno de los sectores típicos se muestra a continuación:

Parámetro	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
ABT	0.9800	0.8450	0.7631	0.7623
BBT	0.0300	0.0460	0.1245	0.1824
CBT	0.0300	0.0000	0.0000	0.0000
DBT	0.0600	0.1090	0.1124	0.0553

Siendo:

- ABT : Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADBT
- BBT : Coeficiente de participación de los productos importados en el VADBT
- CBT : Coeficiente de participación del conductor de cobre en el VADBT
- DBT : Coeficiente de participación del conductor de aluminio en el VADBT

C) Factores de actualización (FACFE, FACFS y FACFH) de los Cargos Fijos (CFE, CFS y CFH)

$$FACFE = FACFS = FACFH = \frac{IPM}{IPM_0}$$

D) Factor de actualización (FACER) del Cargo por Energía Reactiva (CER)

$$FACER = \frac{D}{D_0}$$

E) Definición de los parámetros utilizados en las fórmulas de actualización

$$D = TC \times (I + TA)$$

Siendo:

- D : Índice de productos importados.
- TC : Valor referencial para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica: Dólar promedio para cobertura de importaciones (valor venta) determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, actualización de Oferta y Demanda - Tipo de Cambio Promedio Ponderado o el que lo reemplace. Se utilizará el último valor venta publicado en el Diario Oficial "El Peruano" al día 28 del mes anterior.

TA	Tasa Arancelaria vigente para la importación de equipo electromecánico. Se utilizarán los valores de TC y TA vigentes al día 28 del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
IPM	Índice de precios al por mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del mes de la última publicación oficial disponible al día 28 del mes anterior.
IPCu	Índice del precio del cobre calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerarán los doce meses que terminan con el tercer mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas. Para la obtención de este indicador se tomarán en cuenta la cotización de la libra de cobre Londres en ctv. US\$/lb, publicado en la Nota Semanal del Banco Central de Reserva del Perú "Cotizaciones CIF de Productos (Datos promedio del período)".
IPAl	Índice del precio del aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del tercer mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta el valor promedio semanal (week avg.) de la tonelada de aluminio del London Metal Exchange (LME HG Cash) publicado por la revista Platt's Metals Week.

Los valores base que se utilizarán en las fórmulas de actualización son:

TC ₀ (S./US\$)	:	3.484
TA ₀ (%)	:	12%
D ₀ (S./US\$)	:	3.902
IPM ₀	:	154.390705
IPCu ₀ (ctv. US\$/lb)	:	80.90
IPAl ₀ (US\$/tn)	:	1540.36

- El valor base del tipo de cambio del Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica (TC₀) corresponde al 30/09/2001.
- El valor base de la tasa arancelaria (TA₀) es la vigente al 30/09/2001. El valor base del índice de precios al por mayor (IPM₀) corresponde al mes de setiembre de 2001. El valor base del precio del cobre corresponde al promedio de los precios promedios mensuales de los 12 últimos meses que terminan en junio de 2001.
- El valor base del precio del aluminio corresponde al promedio de los precios promedios semanales (week avg.) de las 52 últimas semanas referidas a la cuarta semana del mes de junio (22/06/2001).

Artículo 3°.- Los pliegos tarifarios serán calculados de conformidad con la Resolución OSINERG N° 1908-2001-OS/CD que aprueba la Norma de Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final. Los pliegos tarifarios serán actualizados cuando se cumpla al menos una de las siguientes condiciones:

- Cuando los precios en barra sean variados por parte de las empresas de generación eléctrica según la regulación vigente para dichos precios.
- Cuando alguno de los factores de actualización FAVADMT, FAVADBT, FACFE, FACFS y FACFH se incremente o disminuya en más de 3% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización.

Artículo 4°.- Para efectos de la compensación por racionamiento de energía y potencia a que se refiere el artículo 168° del Reglamento de la LCE, para la opción tarifaria BT5A serán considerados como precio de energía los valores b.1.1 y b.2, y como potencia el b.1.2. y c; para las opciones tarifarias BT5B y BT6, los valores a utilizar como precios de energía y potencia serán los correspondientes a los valores b1 y b2, respectivamente establecidos en la Resolución OSINERG N° 1908-2001-OS/CD.

Artículo 5°.- Las empresas de distribución eléctrica aplicarán las disposiciones tarifarias de los artículos precedentes para determinar los pliegos tarifarios a usuario final, debiendo remitir previamente a su publicación en cada oportunidad copia suscrita por su representante legal a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERG y la publicarán en uno de los diarios de mayor circulación local. La vigencia del correspondiente pliego tarifario será a partir del día siguiente a su publicación.

Artículo 6°.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del primero de noviembre de 2001.

Artículo 7°.- Déjese sin efecto a partir del primero de noviembre de 2001 la Resolución N° 023-97 P/CTE, complementarias y modificatorias.

Artículo 8°.- La presente Resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial "El Peruano" y consignada en la página web de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERG (www.cte.org.pe).

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 105-2003-OS/CD**

Lima, 11 de julio de 2003

CONSIDERANDO:

Que, mediante Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD, el Consejo Directivo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (en adelante "OSINERG") aprobó la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", en cuyo Anexo B quedó asimismo aprobado el "Procedimiento para Fijación de Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión";

Que, mediante Resolución OSINERG N° 103-2003-OS/CD se aprobaron las tarifas y compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (en adelante "SST") de las empresas que presentaron propuestas dentro del procedimiento regular establecido en el Anexo B - "Procedimiento para Fijación de Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión";

Que, mediante Resolución OSINERG N° 104-2003-OS/CD y como consecuencia de la fijación de tarifas y compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión se aprobaron las correspondientes a la empresa Red Eléctrica del Sur S.A. (en adelante "REDESUR"), las relacionadas con los sistemas de generación / demanda regulados por la Resolución OSINERG N° 1416-2002-OS/CD y las de aquellas empresas que no presentaron propuestas de tarifas y compensaciones, para las cuales no existe un estudio en particular. Asimismo, la referida resolución aprobó los cargos para la línea de transmisión en 138 kV Montalvo - Toquepala;

Que, mediante Resolución OSINERG N° 080-2003-OS/CD, referida a la liquidación y revisión de las tarifas correspondientes a las instalaciones secundarias de transmisión de la Empresa Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A., se dispuso la actualización de las tarifas vigentes, debiendo ser consignadas en resolución complementaria;

Que, conforme se señala en la parte final del Artículo 1° de la Resolución OSINERG N° 103-2003-OS/CD y en los Artículos 1° al 5° de la Resolución OSINERG N° 104-2003-OS/CD, los valores correspondientes a las tarifas y compensaciones aprobadas en dichas resoluciones serán consignados en resolución complementaria;

Que, conforme se señala en el Artículo 14° de la Resolución OSINERG N° 057-2003-OS/CD, la presente resolución consigna los cargos de peaje secundario por transmisión y sus fórmulas de actualización así como los factores de pérdidas marginales que deben sustituir a los aprobados mediante la Resolución OSINERG N° 1417-2002 OS/CD y sus modificatorias; y

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores, en el Reglamento General de OSINERG aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM y en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Consignese las siguientes tarifas correspondientes a la Transmisión Secundaria a que se refiere el Artículo 43°, inciso b), de la Ley de Concesiones Eléctricas¹, según se indica:

1 PEAJES EN SUBESTACIONES DE REFERENCIA

Las Subestaciones de Referencia están constituidas por las Subestaciones Base y las Subestaciones de Centrales de Generación. Las Subestaciones Base son aquellas que fueron publicadas en el Cuadro N° 1 de la Resolución OSINERG N° 057-2003-OS/CD.

1.1 PEAJES POR TRANSMISIÓN SECUNDARIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)

Se define:

CPSEE = CPSEE01 (1)

Donde:

CPSEE : Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía, expresado en cim. \$/kWh.

CPSEE01 : Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía Local, expresado en ctm. \$/kWh, que se agrega en las Subestaciones Base del SEIN.

El cargo CPSEE01 de las Subestaciones Base del SEIN corresponde a las instalaciones secundarias señaladas en el Cuadro N° 1.

¹ Artículo 43°.- Estarán sujetos a regulación de precios:

...

b) Las tarifas y compensaciones a titulares de Sistemas de Transmisión y Distribución;

Cuadro N° 1

Subestaciones Base	Tensión KV	Instalaciones Secundarias	CPSEE01 ctm. \$/kW.h
Paragsha II	138	Transformación Oroya Nueva 220/50/13,8 kV	0,0694
Oroya Nueva	220		
Oroya Nueva	50		
Carhuamayo	138		
Carpa	138	SST de ENERSUR [*]	0,4490
Montalvo	220		
Montalvo	138		
Ilo EL P	138		
Botiflaca	138		
Toquepala	138		
Tacna	66	S.E. Tacna - Transf. 220/66/10 kV; 50 MVA	0,6820
Pucallpa	60	L.T. Aguaytia-Pucallpa, S.E. Aguaytia 220/138/22.9 kV, S.E. Pucallpa 138/60/10 kV, Reactor 8 MVAR [*]	3,2483

[*] Los cargos correspondientes a estas instalaciones son el resultado de la aplicación de las fórmulas de actualización correspondientes contenidas en la Resolución N° 1417-2002-OS/CD y sus modificatorias.

El CPSEE01 de todas las otras Subestaciones Base del SEIN, no contenidas en el Cuadro N° 1, será igual a cero.

1.2 PEAJES POR TRANSMISIÓN SECUNDARIA EN SISTEMAS AISLADOS

El valor del CPSEE para los Sistemas Aislados, contemplados en el Cuadro N° 1 de la Resolución OSINERG N° 057-2003-OS/CD, es igual a cero.

2 PEAJES EN SUBESTACIONES DIFERENTES A LAS SEÑALADAS EN EL NUMERAL 1

Se define:

MAT : Muy Alta Tensión, mayor a 100 kV.

AT : Alta Tensión, igual o mayor que 30 kV y menor o igual a 100 kV.

MT : Media Tensión, mayor que 1 kV y menor a 30 kV.

2.1 PEAJES POR TRANSMISIÓN SECUNDARIA PARA EMPRESAS ESPECÍFICAS

El Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía CBPSE que considera los cargos de transporte y transformación hasta el nivel correspondiente, será igual a los valores que se indican en el Cuadro N° 2.

Cuadro N° 2

Empresa	Concesionarios / SST	CBPSE en Puntos de Venta de Energía (ctm. \$/kW.h)	
		a) En AT (acumulado)	b) En MT (acumulado)
ELECTRONORTE	ELECTRONORTE [1]	0,1605	0,5575
	DEPOLTI [1]	0,4063	0,4842
	ADINELSA [1]	0,1188	0,1580
	TOTAL [1]	0,6856	1,1997
ELECTRONOROESTE	ELECTRONOROESTE [1]	0,5318	0,8668
	ADINELSA [1]	0,0822	0,1202
	TOTAL [1]	0,6140	0,9870
HIDRANDINA	HIDRANDINA [1]	0,6379	0,8827
	EGENOR [1]	0,0117	0,0117
	TOTAL [1]	0,6496	0,8944
ELECTROCENTRO	ELECTROCENTRO [1][2]	0,9091	1,4515
	ADINELSA [1] [4]	0,1495	0,1723
	TOTAL [1]	1,0586	1,6243
ELECTROCENTRO	ELECTROCENTRO - PASCO [1][3]	--	0,0575
LUZ DEL SUR	LUZ DEL SUR	0,6243	0,9465
EDELNOR	EDELNOR [1]	0,5165	0,9916
ELECTROANDES	ELECTROANDES	0,6347	1,3044
ELECTROSURMEDIO	ELECTROSURMEDIO	0,4930	1,0463
EDECAÑETE	EDECAÑETE	0,3932	0,7973
	ELECTROSURMEDIO	0,8714	0,8714
	TOTAL	1,2646	1,6687
SEAL	SEAL	0,4361	0,9123

[1] Los cargos correspondientes a estas instalaciones son el resultado de la aplicación de las fórmulas de actualización correspondientes contenidas en la Resolución N° 1417-2002-OS/CD y sus modificatorias.

[2] Corresponde a todas las instalaciones del SST de ELECTROCENTRO, excepto las que se encuentran en los sistemas eléctricos Pasco, Pasco Rural 1 y Pasco Rural 2.

[3] Corresponde a las instalaciones del SST de ELECTROCENTRO de los sistemas eléctricos Pasco, Pasco Rural 1 y Pasco Rural 2.

[4] Incluye a las instalaciones que fueron reguladas como parte de ELECTROPERU en la Resolución N° 1417-2002-OS/CD y sus modificatorias.

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO OBRAS CIVILES MICROCENTRAL HIDRAULICA DE HONGOS

DESCRIPCION DE TRABAJOS		CAMARA DE CARGA								CANAL					BOCATOMA											
CONTROL	PERDIDAS HERMETICIDAD																									
ENGRASE GENERAL									6						6	6										
PURGA									4							4										
LIMPIEZA				1	7			1		6	4	6	6		1	1	1		7							
REVISION			4	4		6	4	6		4	4	4	4	4			4	4								
REPARACION		10	6	10		10	6	10	8	10	6	10	10	10	10	10	10	10	9							
CAMBIO																										
PINTADO				7				7	7						7	7	7									
LIMPIEZA DE ALGAS				1				1									1									
LIMPIEZA DE BOLONERIA																		7	7							
<p style="text-align: center;">PERIODICIDAD</p> <p>1: DIARIO 2: SEMANAL 3: QUINCENAL 4: MENSUAL 5: 4 MESES 6: 6 MESES 7: 1 AÑO 8: 2 AÑOS 9: 4 AÑOS 10: S/DESGASTE 11: 15 AÑOS</p>		CAMARA DE CARGA	ESTRUCTURA CONCRETO	JUNTAS DE DILATACION	REJILLAS DE ADMISION	LIMPIEZA DE FONDO	DESARENADOR	ESTRUCTURA CONCRETO	JUNTAS DE DILATACION	REJILLA DE ADMISION	COMPUERTA DE PURGA	CANAL	ESTRUCTURA DE CONCRETO	JUNTAS	AREAS TECHADAS	CANOAS	TALUD	BOCATOMA	COMPUERTA DE ADMISION	COMPUERTA DE PURGA	VENTANA CAPTACION	CANAL DEMASIA	BARRAJE PRINCIPAL	ESTRUCTURA DE CONCRETO	SOLERAS	ACCESO
		CAMARA DE CARGA								CANAL					BOCATOMA											

TAB A N° 2.4

PROGRAMA GENERAL DE MANTENIMIENTO M.C.H. HONGOS

DESCRIPCION DE TRABAJOS		MANTENIMIENTO ELECTRICO GRUPO CHINO																			
		GENERADOR				COJINETE				TABLERO CONTROL				TRANSFORMADOR DE POTENCIA							
CONTROL	LIMPIEZA				7	7			1	7						7	7	7	7	7	7
	TEMPERATURA	1	1							1								6			
	NIVEL DE ACEITE																		1		
	VIBRACION	1	1	1																	
REVISION Y EVALUACION		7	7		6	6	7	7	7		7	7	7	7	7						
NIVELACION																					
ALINEAMIENTOS																					
LIMPIEZA CON AIRE COMPRIMIDO		7	7																		
LIMPIEZA CON LIQUIDO SS-25		7	7										7	7							
BARNIZADO DE BOBINAS																					
RENGRASE PERIODICO										5	5										
MEDICION DE RESISTENCIA						7															7
CAMBIO DE GRASA										7											
REPARACION DE BOBINAS		10	10																		
CAMBIO										10											
MEDICION DE AISLAMIENTO		7	7									7		7			7	7		7	7
PINTADO				10						7											
INSPECCION DE CALIBRACION																					
AJUSTE											7									7	7
PRUEBA DE RIGIDEZ DIAELECTRICA																					7
MEDIDA DE RESISTIVIDAD																					

	ALTERNADOR	BOBINAS DE ROTOR	BOBINAS DE ESTATOR	CARCAZA	VENTILADOR	RECTIFICADOR (CARBONES)	TACOMETRO	TERMINALES	EJE	OTROS	CUBIERTA DE RODAMIENTO	RODAMIENTO DE BOLA	TUERCA DE PURGA	GRASERA (ENGRASADO)	ANILLO DEL DEFLECTOR	TABLERO CONTROL	ESTRUCTURA	INSTRUMENTOS MEDICION	INSTRUMENTOS PROTECCION	INTERRUPTOR	BORNERAS	OTROS	TRANSFORMADOR	CARCAZA	AISLAMIENTO EN BAJA	AISLAMIENTO EN ALTA	SISTEMA DE REFRIGERACION	VISOR DE NIVEL ACEITE	TERMINALES	CABLES BAJA TENSION	CABLES ALTA TENSION	CONEXION A TIERRA	ACEITE
	GENERADOR										COJINETES				TABLERO CONTROL				TRANSFORMADOR DE POTENCIA														

PERIODICIDAD

- 1.- DIARIO
- 2.- SEMANAL
- 3.- QUINCENAL
- 4.- MENSUAL
- 5.- 4 MESES
- 6.- 6 MESES
- 7.- 1 AÑO
- 8.- 2 AÑOS
- 9.- 4 AÑOS
- 10.- SEGUN DESGASTE

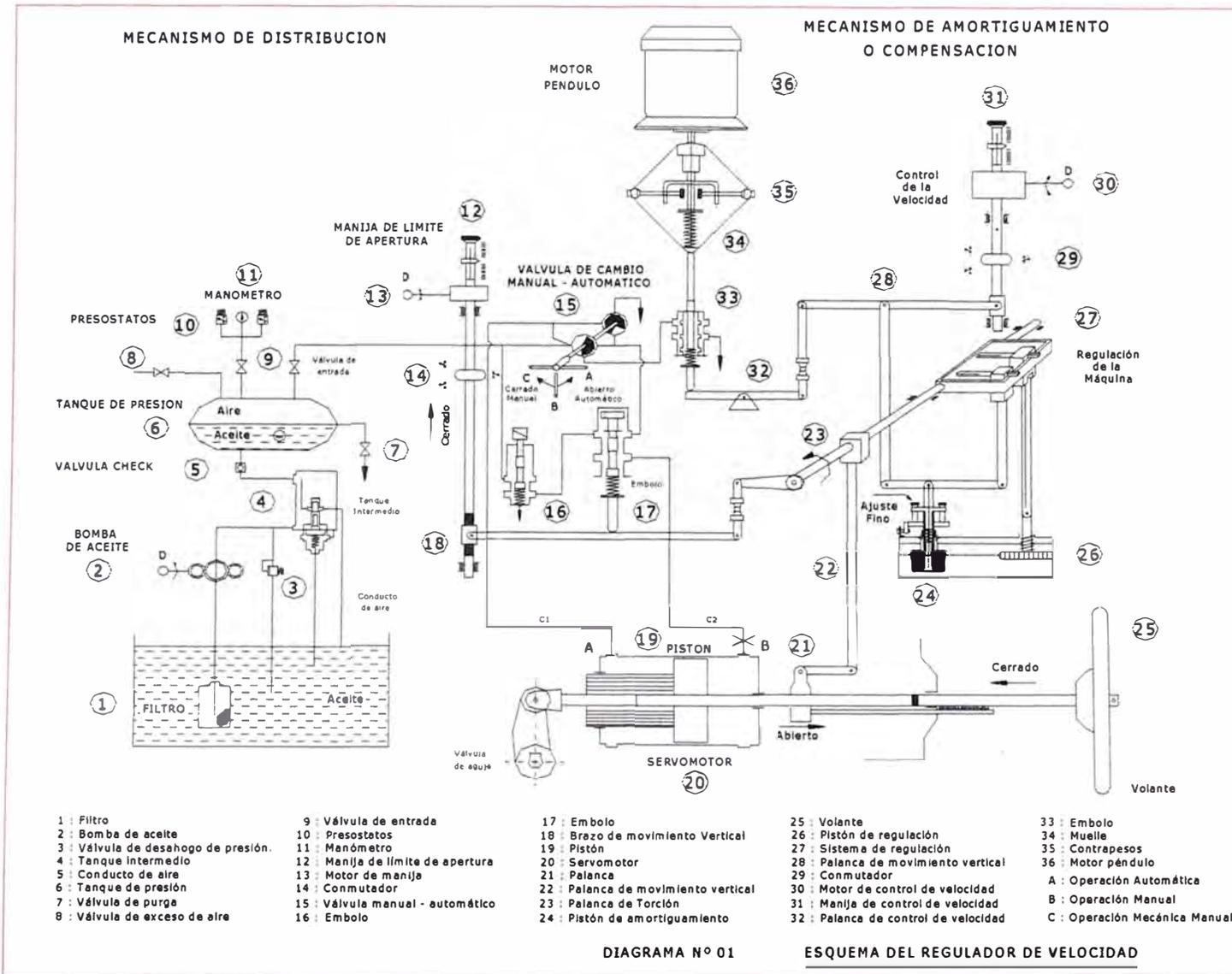
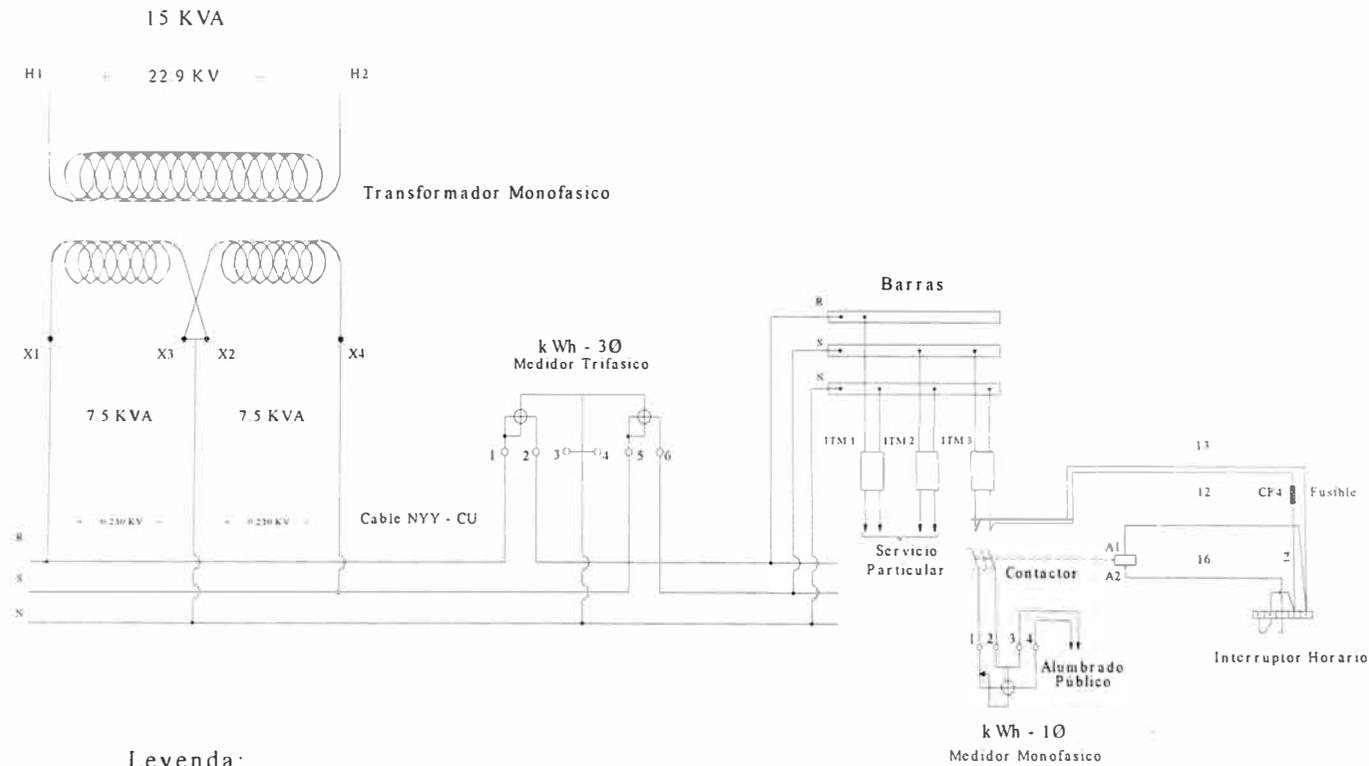


FIGURA N° 2.9

TABLERO DE DISTRIBUCION 460/230, 1Ø Sistema Bifasico

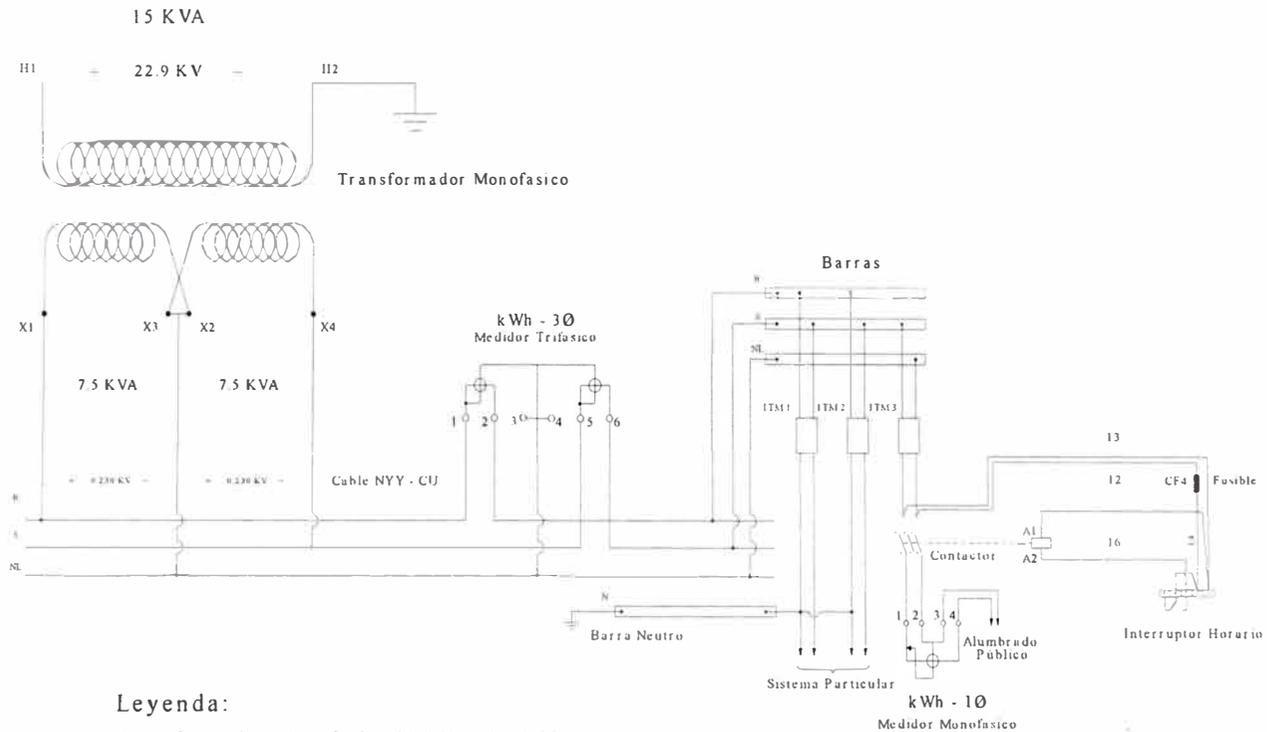


Leyenda:

- Transformador Monofasico 22.9/0.460 - 0.230 KV.
- Medidor Trifasico Trifilar ABB clase 2, tipo D6S5a, 220 V, 60 Hz, 15(90) A, 2003
- Medidor Monofasico ABB clase 2, tipo SAT2a, 2 hilos, 220 V, 60 Hz, 10(40) A, 2003
- ITM1, 2 Siemens VF 100, 66 KA, monofasico 3 x 32 A.
- ITM3 Siemens VF 100, 66 KA, monofasico 3 x 25 A.
- Interruptor Horario Orbis, 220 V.
- Contactador Siemens Modelo SIRIUS 3R, 3RTI024, 40 A.

Figura 2.15

TABLERO DE DISTRIBUCION 460/230, 1Ø Sistema MRT



Leyenda:

- Transformador Monofasico 22.9/0.460 - 0.230 K V.
- Medidor Trifasico Trifilar ABB clase 2, tipo D6S5a, 220 V, 60 Hz, 15(90) A, 2003
- Medidor Monofasico ABB clase 2, tipo SAT2a, 2 hilos, 220 V, 60 Hz, 10(40) A, 2003
- ITM1, 2 Siemens VF 100, 66 KA, monofasico 3 x 32 A.
- ITM3 Siemens VF 100, 66 KA, monofasico 3 x 25 A.
- Interruptor Horario Orbis, 220 V.
- Contactor Siemens Modelo SIRIUS 3R, 3RT1024, 40 A.

Figura 2.16

el periodo señalado, según lo siguiente:

$$PCGRP = PCGRP0 * FTC$$

PCGRP0 = Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión correspondiente a la GRP, fijado en el Artículo 10° en la presente Resolución, en \$/ kW-mes.

PCGRP = Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión correspondiente a la GRP, actualizado, en \$/kW-mes.

Artículo 12°.- La fórmula de actualización que se consigna en el Artículo 11° de la presente Resolución, se aplicará en las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, de acuerdo con el procedimiento señalado en el Numeral 2 del Artículo 2° de la Resolución N° 057-2003-OS/CD.

Artículo 13°.- Las Condiciones de Aplicación de las Tarifas en Barra son las fijadas en la Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias, en tanto no se opongan a lo establecido en la presente Resolución.

Artículo 14°.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del 1° de noviembre de 2003.

Artículo 15°.- Incorpórese el Informe OSINERG-GART/DGT N° 050A-2003 - Anexo 1, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 16°.- Deróguese las disposiciones que se opongan al cumplimiento de la presente Resolución.

Artículo 17°.- La presente Resolución y el Informe OSINERG-GART/DGT N° 050A-2003 – Anexo1, deberán ser publicados en el Diario Oficial El Peruano y consignados en la página WEB de OSINERG: www.osinerg.gob.pe.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS DE LA RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA OSINERG N° 162-2003-OS/CD

Conforme está dispuesto por la Ley de Concesiones Eléctricas aprobada por Decreto Ley N° 25844, el OSINERG debe fijar semestralmente las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de actualización, las mismas que deben entrar en vigencia en los meses de mayo y noviembre de cada año;

En cumplimiento de tal obligación, y siguiendo los pasos establecidos en el Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra, aprobado mediante la Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD, el COES-SINAC presentó el Estudio Técnico Económico que contiene la propuesta tarifaria correspondiente al semestre noviembre 2003 – abril 2004, respecto a la cual se han seguido todos los pasos enmarcados en el procedimiento antes mencionado, tales como: publicación del referido estudio, realización de audiencias públicas, presentación y absolución de observaciones, prepublicación del proyecto de resolución que fija las Tarifas en Barra y recepción y análisis de las opiniones y sugerencias presentadas por los interesados sobre tal proyecto;

La resolución que fija las Tarifas en Barra y que motiva la presente exposición de motivos cumple con fijar los distintos valores y precios que establece la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, y que son los siguientes:

- a) Las Tarifas en Barra y sus fórmulas de actualización tarifaria.
- b) El Precio Promedio de la Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el Artículo 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- c) El valor del Costo de Racionamiento según lo dispone el Artículo 52°, literal t), del Reglamento General del OSINERG.
- d) El cargo por Garantía por Red Principal del Proyecto Camisea, conforme a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 046-2002-EM.

Los valores y precios señalados se encuentran debidamente sustentados en el Anexo 1 de la citada resolución.

La resolución de fijación de Tarifas en Barra, deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano, antes del 31 de octubre de 2003.

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta en las Subestaciones Base del sistema se obtendrán con la fórmula (3), del Artículo 1°, luego de actualizar el Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación (PPM) y el Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT).

Los indicadores a emplear en las Fórmulas de Actualización serán los disponibles al segundo día de cada mes. El FPGN y el FOBCB serán determinados por el OSINERG con la información disponible al último día útil del mes anterior, momento desde el cual podrá ser recabado por los interesados.

Los factores de actualización tarifaria serán redondeados a cuatro dígitos decimales.

Los valores actualizados de precios deberán ser redondeados a dos decimales antes de su utilización.

Artículo 3°.- Los precios máximos a partir de los cuales se determinarán los nuevos pliegos aplicables a las empresas distribuidoras, serán calculados empleando las fórmulas tarifarias del Artículo 1° de la presente Resolución.

En el caso de producirse reajustes en los precios máximos, éstos entrarán en vigencia el cuarto día de cada mes.

Artículo 4°.- Las empresas generadoras están obligadas a comunicar por escrito a las empresas distribuidoras y al OSINERG, previos a su aplicación, sus pliegos tarifarios debidamente suscritos por sus representantes legales, bajo responsabilidad.

Artículo 5°.- Las fórmulas de actualización tarifaria, señaladas en el Artículo 2° de la presente Resolución, son aplicables a partir del 1° de noviembre del presente año.

Artículo 6°.- Para las empresas distribuidoras, los excesos de energía reactiva serán facturados con los siguientes cargos:

1. Cargo por el exceso de energía reactiva inductiva igual a:

Cuadro N° 6

Bloque	Ctm. S/.kVARh
Primero	1,393
Segundo	2,646
Tercero	3,902

2. Cargo por el exceso de energía reactiva capacitiva igual al doble del cargo por el exceso inductivo correspondiente al primer bloque.

Los cargos por energía reactiva serán reajustados multiplicándolos por el factor FTC definido en el numeral 1.1 del Artículo 2° de la presente Resolución, en la misma oportunidad en que se reajusten los Precios en Barra en los respectivos sistemas eléctricos.

Artículo 7°.- Los Precios Medios en la Barra Equivalente de Media Tensión para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, no podrán ser mayores en ningún caso al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado Promedio (formado por un 70% del Sistema Aislado Típico A y 30% del Sistema Aislado Típico B).

Dicha comparación se efectuará en la Barra Equivalente de Media Tensión de los Sistemas Eléctricos, considerando un factor de carga de 55%, una estructura de compra de 35% de energía en Horas de Punta y 65% de energía en Horas Fuera de Punta.

En caso que los Precios Medios en la Barra Equivalente de Media Tensión sean mayores al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente, los costos respectivos serán reconocidos aplicando el Factor Limite Tarifario (FLT), el cual será calculado de acuerdo al siguiente procedimiento:

$$FLT = PMSA / PMBEMT$$

Donde:

PMSA Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente, en céntimos de S/./kW.h.

PMBEMT Precio Medio en la Barra Equivalente de Media Tensión del Sistema Eléctrico en comparación, en céntimos de S/./kW.h.

Artículo 8°.- El Precio Promedio de la Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el Artículo 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas¹⁶ será el correspondiente al Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta (PEMF) de las Barras Base siguientes:

- Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), Barra Lima 220 kV.
- Para los Sistemas Aislados, S.E.B. Típico B.

Artículo 9°.- Fijese el valor del Costo de Racionamiento en 87,075 céntimos de S/./kWh para todos los sistemas eléctricos.

Artículo 10°.- Fijese el Cargo por Garantía por Red Principal del Proyecto Camisea (PCGRP) en 6,97 S/./kW-mes.

Este cargo reemplaza al Cargo por Garantía por Red Principal contenido en el Cuadro N° 2 de la Resolución OSINERG N° 057-2003-OS/CD a partir de la entrada en vigencia de la presente Resolución.

Artículo 11°.- El cargo a que se refiere el artículo anterior será actualizado, durante

¹⁶ **Artículo 107°.-** Los concesionarios y empresas dedicadas a la actividad de generación, con arreglo a las disposiciones de la presente Ley, que utilicen la energía y recursos naturales aprovechables de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectas al pago de una retribución única al Estado por dicho uso, comprendiendo inclusive los pagos establecidos por el Decreto Ley N° 17752 y sus disposiciones reglamentarias y complementarias. Las tarifas por dicha retribución no podrán ser superiores al 1% del precio promedio de energía a nivel generación, calculado de acuerdo al procedimiento que señale el Reglamento de la presente Ley.

- en céntimos de S./kW.h.
- PEMF1 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base, actualizado, en céntimos de S./kW.h.
- FAPEM = Factor de Actualización del Precio de la Energía a Nivel Generación en las Subestaciones Base del Sistema.
- FD2 = Factor por variación del precio del petróleo Diesel N° 2.
- FR6 = Factor por variación del precio del petróleo Residual N° 6.
- FPGN = Factor por variación del precio del Gas Natural.
- FCB = Factor por variación del precio del Carbón Bituminoso.
- PD2 = Precio Neto del Petróleo Diesel N° 2 sin incluir impuestos aplicables a los combustibles, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.
- PD2o = Precio inicial del Petróleo Diesel N° 2 en el punto de venta de referencia, en S./Gln, según el cuadro siguiente.
- PR6 = Precio Neto del petróleo Residual N° 6 sin incluir impuestos aplicables a los combustibles, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln. Para el caso del Sistema Aislado Típico E se empleará el precio de venta de Petróleos del Perú S.A. a Electro Oriente S.A.
- PR6o = Precio inicial del Petróleo Residual N° 6 en el punto de venta de referencia, en S./Gln, según el cuadro siguiente.

Cuadro N° 4

Sistema Eléctrico	Punto de Venta de Referencia (1)	Precio Inicial (S./Gln.)	
		Diesel N° 2 PD2o	Residual N° 6 PR6o
SEIN	Lima (2)	3,50	2,43
Aislado A y F	Lima (2)	3,50	---
Aislado E	Iquitos (3)	---	2,30
Aislado G	Iquitos	---	3,11
Aislado I	Pucallpa	4,30	---

Notas:

- (1) Plantas de venta de combustibles de Petróleos del Perú S.A.
(2) Planta de venta Callao de Petróleos del Perú S.A.
(3) Precio de venta de Petróleos del Perú S.A. a Electro Oriente S.A.

- PNGN = Precio Máximo de referencia del Gas Natural, expresado en Nuevos Soles/MMBtu utilizando el TC; el cual se establecerá de acuerdo a lo señalado en la Resolución Directoral N° 007-2001-EM/DGE del

- 09.04.01.
- PGNo = Precio inicial del Gas Natural igual a 6,081 S./MMBtu.
- FOBCB = Precio Referencial FOB promedio anual del Carbón Bituminoso determinado como la media aritmética de las tres fuentes de suministro (marcadores) que se indican en el Cuadro N° 5:

Cuadro N° 5

Marcador	País	Puerto	PCS kcal/kg
1	INDONESIA	Kalimantan	6 300
2	AUSTRALIA 1	Gladstone	6 500
3	AUSTRALIA 2	Newcastle	6 300

El promedio anual se calcula con las semanas correspondientes a los doce últimos meses, contados a partir del último mes con información disponible completa (el precio del mes es el promedio de las medias de los rangos publicados para las semanas que correspondan), tomados de la publicación semanal "International Coal Report" publicada por "The McGraw-Hill Companies"; tabla "ICR Steam Coal Assessments", columna "Current Price".

- FOBCBo = Valor del FOBCB utilizado en los cálculos tarifarios. El Valor inicial es igual a 24,69 US\$/Ton, calculado con información del "International Coal Report" del periodo setiembre 2002-agosto 2003.

Los factores FTC y FPM son los definidos en el numeral 1.1

2 APLICACIÓN DE LAS FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

Las Fórmulas de Actualización, se aplicarán en las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, y cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM, FACBPST, FACBPSL, FAPCSPT, FACBPSE, FACPSEE) en cualquiera de los Sistemas Eléctricos se incremente o disminuya en más de 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización.

Los Precios en Barra de la Energía en las Subestaciones Base del Sistema se obtendrán con las fórmulas (1) y (2), del Artículo 1°, luego de actualizar el Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía (CPSEE) y los Precios de la Energía a Nivel Generación (PEMP y PEMF).

GENERACIÓN (PPM)

$$\begin{aligned} \text{PPM1} &= \text{PPM0} * \text{FAPPM} & (1) \\ \text{FAPPM} &= a * \text{FTC} * \text{FTAPBP} + b * \text{FPM} & (2) \\ \text{FTC} &= \text{TC} / \text{TCo} & (3) \\ \text{FTAPBP} &= (1,0 + \text{TA_PBP}) / (1,0 + \text{TA_PBPO}) & (4) \\ \text{FPM} &= \text{IPM} / \text{IPMo} & (5) \end{aligned}$$

Cuadro N° 2

Sistema	a	b
SEIN	0,771	0,229

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados se utilizará el valor resultante del factor FAPEM correspondiente que se señala en el numeral 1.2 siguiente (FAPPM=FAPEM).

Donde:

- PPM0 = Precio de la Potencia de Punta, publicada en la presente Resolución, en \$/kW-mes.
- PPM1 = Precio de la Potencia de Punta, actualizado, en \$/kW-mes.
- FAPPM = Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta
- FTC = Factor por variación del Tipo de Cambio.
- FTAPBP = Factor por variación de la Tasa Arancelaria para la importación del equipo electromecánico de generación.
- FPM = Factor por variación de los Precios al Por Mayor.
- TC = Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- TCo = Tipo de Cambio inicial igual a \$/. 3,483 por US Dólar.
- TA_PBP = Tasa Arancelaria vigente para la importación de turbinas a gas de potencia superior a 5000 kW correspondiente a la partida arancelaria 8411.82.00.00.

TA_PBPo= Tasa Arancelaria inicial igual a 7%.

Se utilizarán los valores de TC y TA_PBP vigentes al último día del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes sean publicadas.

IPM = Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

IPMo = Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 155,923529.

1.2 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE ENERGÍA A NIVEL GENERACIÓN EN LAS SUBESTACIONES BASE DEL SISTEMA (PEMP y PEMF)

$$\begin{aligned} \text{PEMP1} &= \text{PEMP0} * \text{FAPEM} & (6) \\ \text{PEMF1} &= \text{PEMF0} * \text{FAPEM} & (7) \\ \text{FAPEM} &= d * \text{FTC} + e * \text{FD2} + f * \text{FR6} + g * \text{FPGN} + & \\ & \quad s * \text{FPM} + \text{cb} * \text{FCB} & (8) \\ \text{FD2} &= \text{PD2} / \text{PD2o} & (9) \\ \text{FR6} &= \text{PR6} / \text{PR6o} & (10) \\ \text{FPGN} &= \text{PGN} / \text{PGNo} & (11) \\ \text{FCB} &= (0,3539 + 0,6461 * \text{FOBCB} / \text{FOBCBo}) * \text{FTC} & (12) \end{aligned}$$

Cuadro N° 3

Sistema	d	e	f	g	s	cb
SEIN	0,1383	0,0226	0,2626	0,4929	0,0000	0,0836
Aislado A	0,1065	0,6327	0,0000	0,0000	0,2608	0,0000
Aislado B	0,2410	0,0000	0,0000	0,0000	0,7590	0,0000
Aislado E	0,2813	0,0000	0,5123	0,0000	0,2064	0,0000
Aislado F	0,0787	0,7306	0,0000	0,0000	0,1907	0,0000
Aislado G	0,2990	0,0000	0,2570	0,0000	0,4440	0,0000
Aislado H	0,2670	0,0000	0,0000	0,0000	0,7330	0,0000
Aislado I	0,0980	0,6580	0,0000	0,0000	0,2440	0,0000

Donde:

- PEMP0 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base publicadas en la presente Resolución, en céntimos de \$/kW.h.
- PEMF0 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base publicadas en la presente Resolución, en céntimos de \$/kW.h.
- PEMP1 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base, actualizado,

determinar.

PEBF1 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

PPB1 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, por determinar.

Los Factores de Pérdidas Marginales FPME y FPMP corresponden a los definidos y consignados en la Resolución OSINERG N° 105-2003-OS/CD y sus modificatorias.

1.2 TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES DIFERENTES A LAS SEÑALADAS EN EL NUMERAL 1.1.

Los Precios en Barra en subestaciones diferentes a las señaladas en el numeral 1.1, se determinarán según el procedimiento siguiente:

A) Tarifas en Barra de la Energía

Los Precios en Barra de la Energía (en Horas de Punta y Fuera de Punta) serán el resultado de multiplicar los Precios en Barra de la energía en una Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas Marginales de Energía (FPME), agregando a este producto el Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía (CBPSE).

Se define:

$$PEBP1 = PEBP0 * FPME + CBPSE \quad (7)$$

$$PEBF1 = PEBF0 * FPME + CBPSE \quad (8)$$

Donde:

PEBP0 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, definido.

PEBF0 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

PEBP1 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

PEBF1 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

El cargo por transmisión CBPSE es aplicable en la formación de los Precios en Barra entre generador y distribuidor y se encuentra definido en la Resolución OSINERG N° 105-2003-OS/CD y sus modificatorias.

B) Tarifas en Barra de Potencia de Punta

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta serán el resultado de multiplicar los Precios en Barra de la Potencia de Punta en la Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas Marginales de Potencia (FPMP).

Se define:

$$PPB1 = PPB0 * FPMP \quad (9)$$

Donde:

PPB0 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, definido.

PPB1 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, por determinar.

En todos los casos las empresas deberán verificar que los costos por transmisión no excedan los límites denominados costos de conexión directa, de acuerdo con las Condiciones de Aplicación fijadas en el numeral 4, Artículo Primero, de la Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias.

2 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

Las tarifas de la presente resolución, o sus reajustes, de acuerdo con las Fórmulas de Actualización del Artículo 2°, no incluyen impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

Los precios calculados por aplicación de las fórmulas contenidas en el presente artículo deberán ser redondeados a dos decimales antes de su utilización.

Artículo 2°.- Fijese las Fórmulas de Actualización de las Tarifas en Barra y de las tarifas de transmisión a que se refiere el Artículo 1° de la presente Resolución, según lo siguiente:

1 FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

De acuerdo a lo dispuesto en los Artículos 46° y 52° de la Ley de Concesiones Eléctricas¹⁴, las tarifas obtenidas según los procedimientos definidos en el Artículo 1° de la presente Resolución, serán actualizadas utilizando las siguientes Fórmulas de Actualización.

1.1 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE POTENCIA DE PUNTA A NIVEL

¹⁴ **Artículo 46°.-** Las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijados semestralmente por la Comisión de Tarifas de Energía y entrarán en vigencia en los meses de mayo y noviembre de cada año. Las tarifas sólo podrán aplicarse previa su publicación en el Diario Oficial "El Peruano" y en un diario de mayor circulación.

- (11) S.E.B. Típico I: Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel (combustible Diesel N° 2) con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, pertenecientes o atendidos por las Empresas Electro Ucayali o Electro Oriente, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, G y H.

Se define:

$$\begin{aligned} \text{PEBP} &= \text{PEMP} + \text{CPSEE} & (1) \\ \text{PEBF} &= \text{PEMF} + \text{CPSEE} & (2) \\ \text{PPB} &= \text{PPM} + \text{PCSPT} & (3) \end{aligned}$$

Donde:

PPM	Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación, expresado en S/./kW-mes, determinado como el producto del Precio Básico de la Potencia de Punta por el Factor de Pérdidas de Potencia. Artículo 47°, incisos f) y g) de la Ley.
PPB	Precio en Barra de la Potencia de Punta, expresado en S/./kW-mes.
PEMP	Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S/./kW.h.
PEMF	Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S/./kW.h. PEMP y PEMF, determinados como el producto del Precio Básico de la Energía respectivo por el Factor de Pérdidas Marginales de Energía. Artículo 47°, incisos d) y g) de la Ley ¹³ .
PEBP	Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, expresado en céntimos de S/./kW.h.
PEBF	Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta,

¹³ **Artículo 47°.-** Para la fijación de Tarifas en Barra, cada COES efectuará los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

- d) Determinará el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios para el periodo de estudio, como un promedio ponderado de los costos marginales antes calculados y la demanda proyectada, debidamente actualizados;
- f) Determinará el precio básico de la potencia de punta, según el procedimiento que se establezca en el Reglamento, considerando como límite superior la anualidad obtenida en el inciso anterior. En caso de que la reserva del sistema sea insuficiente se considerará para este fin un margen adicional, al precio establecido en el párrafo precedente;
- g) Calculará para cada una de las barras del sistema un factor de pérdidas de potencia y un factor de pérdidas de energía en la transmisión. Estos factores serán iguales a 1,00 en la barra en que se fijen los precios básicos;

expresado en céntimos de S/./kW.h.

PCSPT : Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, expresado en S/./kW-mes

CPSEE : Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía, expresado en céntimos de S/./kW.h.

Para el cálculo de los precios de potencia y energía para el resto de Subestaciones de cada sistema, se emplearán los valores de PEBP, PEBF y PPB, resultantes de aplicar las fórmulas (1), (2) y (3).

El cargo PCSPT corresponde al fijado por la Resolución OSINERG N° 057-2003-OS/CD y sus modificatorias.

El cargo CPSEE corresponde al consignado en la Resolución OSINERG N° 105-2003-OS/CD y sus modificatorias.

B) TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES DE CENTRALES GENERADORAS

El Precio en Barra de la Energía en una Subestación de Central Generadora, cuyo flujo preponderante de energía es hacia otra subestación con Precio en Barra definido, se determinará del cociente resultante de dividir el Precio en Barra de la Energía de la Subestación con Precio en Barra definido entre el correspondiente Factor de Pérdida Marginal de Energía (FPME).

El Precio en Barra de la Potencia de Punta en una Subestación de Central Generadora, se determinará dividiendo el Precio en Barra de la Potencia de Punta de la Subestación con Precio en Barra definido entre el Factor de Pérdida Marginal de Potencia (FPMP).

En el caso de subestaciones en que el flujo preponderante de energía aporte a otra subestación con Precios en Barra definidos, se le aplicará el mismo procedimiento.

Se define:

$$\begin{aligned} \text{PEBP1} &= \text{PEBP0} / \text{FPME} & (4) \\ \text{PEBF1} &= \text{PEBF0} / \text{FPME} & (5) \\ \text{PPB1} &= \text{PPB0} / \text{FPMP} & (6) \end{aligned}$$

Donde:

PEBP0 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, definido.

PEBF0 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

PPB0 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, definido.

PEBP1 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, por

Huacho	220	18,21	10,82	7,52
Zapallal	220	18,68	10,95	7,51
Ventanilla	220	18,79	11,00	7,55
Lima (1)	220	18,85	11,10	7,57
Independencia	220	18,22	10,76	7,49
Ica	220	18,50	10,84	7,54
Marcona	220	19,08	10,97	7,63
Mantaro	220	16,98	10,13	7,24
Huayucachi	220	17,42	10,35	7,31
Pachachaca	220	17,85	10,24	7,40
Huancavelica	220	17,31	10,30	7,31
Callahuanca	220	18,21	10,41	7,46
Cajamarquilla	220	18,66	10,80	7,53
Hualanca	138	15,72	10,09	7,37
Vizcarra	220	17,86	10,52	7,43
Tingo Maria	220	17,04	10,27	7,26
Aguaytia	220	16,61	10,16	7,18
Pucallpa	60	17,40	10,30	7,25
Tingo Maria	138	16,98	10,24	7,25
Huánuco	138	17,59	10,38	7,34
Paragsha II	138	17,87	10,41	7,37
Oroya Nueva	220	17,90	10,25	7,41
Oroya Nueva (2)	50	18,00	10,37	7,45
Carhuamayo	138	17,27	10,27	7,33
Caripa	138	17,89	10,40	7,39
Machupicchu	138	13,83	9,04	6,52
Cachimayo	138	14,67	9,31	6,72
Cusco (3)	138	14,75	9,34	6,73
Combapata	138	15,20	9,58	6,92
Tintaya	138	15,65	9,85	7,15
Ayaviri	138	15,12	9,66	7,05
Azángaro	138	14,82	9,56	6,99
Juliaca	138	15,75	9,90	7,18
Puno	138	16,10	10,00	7,25
Puno	220	16,12	10,02	7,27
Callalli	138	15,93	9,98	7,24
Santuario	138	16,14	10,06	7,30
Arequipa (4)	138	16,43	10,13	7,34
Socabaya	220	16,42	10,13	7,32
Cerro Verde	138	16,50	10,15	7,35
Repartición	138	16,49	10,17	7,36
Mollendo	138	16,61	10,18	7,36
Montalvo	220	16,30	10,13	7,34
Montalvo	138	16,29	10,13	7,35
Ilo ELP	138	16,20	10,16	7,37
Botiflaca	138	16,47	10,19	7,38
Toquepala	138	16,44	10,21	7,41
Aricota	138	16,23	10,17	7,38
Aricota	66	16,11	10,16	7,37

Tacna	220	16,40	10,16	7,36
Tacna	66	16,70	10,19	7,37
SISTEMAS AISLADOS				
Típico A (5)	MT	23,21	32,01	32,01
Típico B (6)	MT	22,88	20,69	20,69
Típico E (7)	MT	21,76	23,47	23,47
Típico F (8)	MT	23,29	39,34	39,34
Típico G (9)	MT	24,11	22,82	22,82
Típico H (10)	MT	22,86	18,77	18,77
Típico I (11)	MT	22,84	38,31	38,31

Notas:

- (1) S.E.B. Lima: Constituida por las Subestaciones Base Chavarria 220 kV, Santa Rosa 220 kV, San Juan 220 kV.
- (2) Para el cálculo de los Precios en la Barra Equivalente de Media Tensión de los Sistemas de Distribución Eléctrica Pasco, Pasco Rural 1 y Pasco Rural 2 pertenecientes a la Empresa de Distribución Eléctrica Electrocentro S.A. se adoptará como referencia la Subestación Base Oroya Nueva 50 kV.
- (3) S.E.B. Cusco: Constituida por las Subestaciones Base Dolorespata 138 kV y Quencoro 138 kV.
- (4) S.E.B. Arequipa: Constituida por las Subestaciones Base Socabaya 138 kV y Chilita 138 kV. Para el cálculo de los Precios en la Barra Equivalente de Media Tensión de los Sistemas de Distribución Eléctrica Arequipa, Yura y Puquina-Omate-Ubinas se adoptará como referencia la Subestación Base Arequipa 138 kV.
- (5) S.E.B. Típico A: Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel (combustible Diesel N° 2) con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, G, H e I siguientes.
- (6) S.E.B. Típico B: Otros Sistemas Aislados distintos al Típico A, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, G, H e I siguientes.
- (7) S.E.B. Típico E: Sistema Aislado de generación Iquitos, aplicable al sistema de distribución eléctrica de Iquitos.
- (8) S.E.B. Típico F: Sistema Aislado con generación termoeléctrica Diesel (combustible Diesel N° 2) del departamento de Madre de Dios, aplicable a los sistemas de distribución eléctrica de Puerto Maldonado, Iberia e Iñapari.
- (9) S.E.B. Típico G: Sistema Aislado de generación Moyobamba – Tarapoto - Bellavista, aplicable a los sistemas de distribución eléctrica de Tarapoto, Tabalosos y Rioja.
- (10) S.E.B. Típico H: Sistema Aislado de generación Bagua – Jaén, aplicable a los sistemas de distribución eléctrica de Bagua – Jaén y Utcubamba.

Que, conforme está establecido por el Artículo 107⁹ de la LCE⁸, por el Artículo 215⁹ de su Reglamento⁹ y por el Artículo 52¹⁰, literal t), del Reglamento General del OSINERG¹⁰, el organismo regulador deberá fijar simultáneamente con las Tarifas en Barra, el precio promedio de la energía a nivel generación, así como el valor del Costo de Racionamiento, cuya propuesta ha sido presentada por el COES-SINAC en su Estudio Técnico Económico, conforme al mandato expreso del Artículo 119¹¹, literal c), del Reglamento de la LCE¹¹;

Que, asimismo, conforme a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 046-2002-EM que establece las normas que regulan la recaudación y pago de la Garantía por Red Principal antes de la puesta en operación comercial de la Red Principal del Proyecto Camisea, la publicación del cargo por la Garantía por Red Principal se realizará conjuntamente con la publicación de las Tarifas en Barra, tomando en consideración el valor establecido en el Artículo 4¹² de dicho decreto para la presente regulación tarifaria;

- d) A base de los consumos y los precios medios teóricos, obtenidos en el inciso precedente, se determinará un precio promedio ponderado teórico; y,
e) Si el valor obtenido en el inciso d) no difiere en más de 10% del valor obtenido en el inciso b), los precios de energía determinados según lo señalado en el inciso i) del Artículo 47⁹ de la Ley, serán aceptados. En caso contrario, la Comisión modificará proporcionalmente los precios de energía hasta alcanzar dicho límite.

El precio de la electricidad señalado en el inciso a) del presente artículo, deberá reunir los requisitos y condiciones contenidos en el Artículo 8⁹ de la Ley y en los reglamentos específicos sobre la comercialización de la electricidad a los clientes bajo el régimen de libertad de precios.

La Comisión podrá expedir resoluciones complementarias para la aplicación del presente artículo y publicará periódicamente informes estadísticos sobre la evolución de los precios libres y teóricos de cada uno de los clientes no sujetos al régimen de regulación de precios.

- ⁸ **Artículo 107⁹:** Los concesionarios y empresas dedicadas a la actividad de generación, con arreglo a las disposiciones de la presente Ley, que utilicen la energía y recursos naturales aprovechables de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectas al pago de una retribución única al Estado por dicho uso, comprendiendo inclusive los pagos establecidos por el Decreto Ley N° 17752 y sus disposiciones reglamentarias y complementarias.

Las tarifas por dicha retribución no podrán ser superiores al 1% del precio promedio de energía a nivel generación, calculado de acuerdo al procedimiento que señale el Reglamento de la presente Ley.

- ⁹ **Artículo 215⁹:** El precio promedio de la energía a nivel generación, a que se refiere el Artículo 107⁹ de la Ley será establecido y publicado por la Comisión simultáneamente con las Tarifas en Barra. Dicho valor será equivalente al Precio Básico de la Energía, calculado según el Artículo 125⁹ del Reglamento, del bloque horario fuera de punta.

- ¹⁰ **Artículo 52¹⁰:** – **Funciones del Consejo Directivo.**

Son funciones del Consejo Directivo:

- t) Establecer el Costo de Racionamiento a que se refiere la definición 3 del Anexo de la Ley de Concesiones Eléctricas.

- ¹¹ **Artículo 119¹¹:** Antes del 15 de Marzo y 15 de Setiembre de cada año, cada COES deberá presentar a la Comisión el estudio técnico-económico de determinación de precios de potencia y energía en barras, de conformidad con las disposiciones contenidas en los Artículos 47⁹ a 50⁹ inclusive, de la Ley, en forma detallada para explicitar y justificar, entre otros aspectos, los siguientes:

- c) Los costos de combustibles, Costo de Racionamiento considerado y otros costos variables de operación pertinentes;

- ¹² **Artículo 4¹²:** De los montos a ser recaudados

El cargo por la Garantía por Red Principal, fijado en concordancia a lo dispuesto en el numeral 9.3 del Reglamento tendrá como valores: 1,00 US\$/kW-mes; 1,50 US\$/kW-mes; 2,00 US\$/kW-mes y 2,50 US\$/kW-mes en las regulaciones tarifarias que entren en vigencia el primer día de los meses de: noviembre de 2002, mayo de 2003, noviembre de 2003 y mayo de 2004, respectivamente. La publicación del cargo por la Garantía por Red Principal se realizará conjuntamente con la

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores, en el Reglamento General de OSINERG aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, y en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Fijese las siguientes Tarifas en Barra para los suministros que se efectúen desde las Subestaciones de Generación - Transporte que se señalan, según se indica:

TARIFAS DE GENERACIÓN

1.1 TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES DE REFERENCIA

Las Subestaciones de Referencia están constituidas por las Subestaciones Base y las Subestaciones de Centrales Generadoras.

A) TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES BASE

A continuación se detallan los precios por potencia de punta y por energía en barra que se aplicarán a los suministros atendidos desde las denominadas Subestaciones Base (S.E.B.), para los niveles de tensión que se indican:

Cuadro N° 1

Subestaciones Base	Tensión kV	PPM S//kW-mes	PMP ctm. S//kW.h	PEMF ctm. S//kW.h
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)				
Talara	220	16,57	10,63	7,73
Piura Oeste	220	16,98	10,69	7,76
Chiclayo Oeste	220	16,89	10,61	7,70
Guadalupe	220	17,03	10,63	7,70
Guadalupe	60	16,99	10,64	7,71
Trujillo Norte	220	17,26	10,65	7,69
Chimbote 1	220	17,04	10,56	7,62
Paramonga	220	17,92	10,71	7,50

publicación de las tarifas en barra. Los valores en Dólares Americanos (US\$) antes mencionados se aplicarán en moneda nacional al tipo de cambio que corresponda conforme a las leyes aplicables.

Los ingresos provenientes del cargo por la Garantía por Red Principal, mencionados en el párrafo anterior, serán distribuidos entre cada uno de los concesionarios referidos en la parte considerativa, en proporción a su Costo del Servicio.

Si la puesta en operación comercial ocurriera dentro de cualquiera de los períodos aludidos en el presente artículo, se aplicarán los valores para Garantía por Red Principal que se determinen conforme al Reglamento y a los respectivos Contratos de Concesión.

El OSINERG determinará los procedimientos y parámetros de cálculo necesarios para la aplicación de lo dispuesto en este artículo.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 162-2003-OS/CD**

Lima, 13 de octubre de 2003

VISTOS

El informe del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "COES-SINAC"); el Informe Técnico de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía OSINERG-GART/DGT N° 050A-2003 y los informes emitidos por la Asesoría Legal Interna OSINERG-GART-AL-2003-116 y OSINERG-GART-AL-2003-122.

CONSIDERANDO

Que, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (en adelante "OSINERG") de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 3° de la Ley 27332¹, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en los Artículos 27° y 52°, literal u), de su Reglamento General² aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en el Artículo 22°, literal h), del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas³ aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, tiene el encargo de regular las Tarifas en Barra para los suministros a que se refiere el Artículo 43°, inciso c) de la Ley de Concesiones Eléctricas⁴ (en adelante "LCE");

¹ **Artículo 3°.- Funciones.-**

3.1 Dentro de sus respectivos ámbitos de competencia, los Organismos Reguladores ejercen las siguientes funciones:

b) Función reguladora: comprende la facultad de fijar las tarifas de los servicios bajo su ámbito;

² **Artículo 27°.- Órgano Competente para ejercer la Función Reguladora.-**

La función reguladora es de competencia exclusiva del Consejo Directivo de OSINERG y se ejerce a través de Resoluciones.

Artículo 52°.- Funciones del Consejo Directivo.-

Son funciones del Consejo Directivo:

u) Fijar el Precio Básico de la Potencia de Punta a que se refiere el inciso f) del Artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, según el procedimiento definido en el Artículo 126° de su reglamento.

³ **Artículo 22°.-** Adicionalmente a las funciones señaladas en el Artículo 15 de la Ley, el Consejo Directivo deberá:

h) Emitir las directivas complementarias para la aplicación tarifaria;

Artículo 43°.- Estarán sujetos a regulación de precios:

c) Las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; y,

Que, la norma "Procedimientos para la Fijación de Precios Regulados", aprobada por el Consejo Directivo de OSINERG, mediante Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD estableció, en su Anexo A, el Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra, el mismo que contiene los plazos para las diferentes etapas que deben llevarse a cabo tales como, la publicación del estudio del COES-SINAC, las audiencias públicas previstas, la presentación de observaciones y su correspondiente absolución, etc.;

Que, el Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra (Anexo A), conforme se señala en el Informe OSINERG-GART/DGT N° 050A-2003, se ha iniciado el 14 de julio de 2003 con la presentación del Estudio Técnico Económico correspondiente por parte del COES-SINAC. El OSINERG, en cumplimiento de dicho procedimiento convocó la realización de una Audiencia Pública para que el COES-SINAC expusiera el contenido y sustento del Estudio Técnico Económico, la misma que se realizó el 24 de julio de 2003;

Que, seguidamente, el OSINERG presentó sus observaciones al referido Estudio, incluyendo aquellas otras observaciones que se presentaron como consecuencia de la Audiencia Pública. Al respecto, la LCE dispone (Artículo 52°⁵) que, absueltas las observaciones, o vencido el plazo sin que ello se realice, el OSINERG procederá a fijar y publicar las Tarifas en Barra y sus fórmulas de reajuste mensual;

Que, asimismo, conforme se dispone en el Artículo 53° de la LCE⁶ y en el Artículo 129° de su Reglamento⁷, el OSINERG ha efectuado el procedimiento de comparación con los precios libres vigentes, cuyo resultado se encuentra en el Informe Técnico OSINERG-GART/DGT N° 050A-2003;

⁵ **Artículo 52°.-** La Comisión de Tarifas de Energía comunicará al COES sus observaciones, debidamente fundamentadas, al estudio técnico-económico.

El COES deberá absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario.

La Comisión de Tarifas de Energía evaluará los nuevos cálculos y luego de su análisis, procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril y 31 de octubre de cada año.

⁶ **Artículo 53°.-** Las tarifas que fije la Comisión de Tarifas de Energía, no podrán diferir, en más de diez por ciento, de los precios libres vigentes. El Reglamento establecerá el procedimiento de comparación.

Artículo 129°.- Para efectuar la comparación a que se refiere el Artículo 53° de la Ley, los concesionarios y titulares de autorizaciones deberán presentar a la Comisión los contratos de suministro de electricidad suscritos entre el suministrador y el cliente sujeto a un régimen de libertad de precios, y la información sustentatoria en la forma y plazo que ella señale.

Dicha comparación se realizará considerando el nivel de tensión y observando el siguiente procedimiento:

a) Para cada usuario no sujeto a regulación de precios, se determinará un precio medio de la electricidad al nivel de la Barra de Referencia de Generación, considerando su consumo y facturación total de los últimos seis meses. La Barra de Referencia de Generación, es la Barra indicada por la Comisión en sus resoluciones de fijación de Precios en Barra;

b) Con los precios medios resultantes y sus respectivos consumos, se determinará un precio promedio ponderado libre;

c) Para los mismos usuarios a que se refiere el inciso a) del presente artículo, se determinará el precio medio teórico de la electricidad que resulte de la aplicación de los precios de potencia y de energía teóricos al nivel de la Barra de Referencia de Generación a sus respectivos consumos. El precio teórico de la energía se calcula como la media ponderada de los precios de energía, determinados según lo señalado en el inciso i) del Artículo 47° de la Ley y el consumo de energía de todo el sistema eléctrico para los bloques horarios definidos por la Comisión. El precio teórico de la potencia, corresponde a lo señalado en el inciso h) del Artículo 47° de la Ley, pudiendo descontarse de os costos de transmisión;

FACM = Factor de Actualización de las compensaciones mensuales.

Cuadro N° 20

Compensaciones	a	b
SST Generación / Demanda REP	0,5335	0,4665
SST ETESELVA	0,5271	0,4729
SST EDEGEL	0,6757	0,3243
SST REDESUR	1,0000	0,0000
SST ELECTROANDES	0,3709	0,6291

Los factores FTC y FPM son los definidos en el numeral 1.1.

2 APLICACIÓN DE LAS FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

Las fórmulas de actualización, para los peajes por transmisión secundaria que se consignan en el Artículo 1° de la presente resolución, se aplicarán en las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, de acuerdo con el procedimiento señalado en el numeral 2 del Artículo 2° de la Resolución N° 057-2003-OS/CD.

Las fórmulas de actualización, para las compensaciones por transmisión secundaria que se consignan en el Artículo 2° de la presente resolución, se aplicarán mensualmente.

Artículo 4°.- Modifíquese los valores del Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT) de RED DE ENERGIA DEL PERÚ S.A. (REP) y del rubro "Total SEIN" del Cuadro N° 2 de la Resolución OSINERG N° 057-2003-OS/CD, según se indica a continuación:

Cuadro N° 21

Sistema de Transmisión	PCSPT S./kW-mes
SPT de REP	1,28
Total SEIN	11,51

Asimismo, modifíquese el Peaje por Conexión de RED DE ENERGIA DEL PERÚ S.A. (REP) contenido en el Cuadro N° 8 de la Resolución OSINERG N° 057-2003-OS/CD, según se indica a continuación:

Cuadro N° 22

Sistema de Transmisión	Peaje por Conexión (S./.)
SPT de REP	45 363 890

Artículo 5°.- Los cargos de peaje secundario por transmisión y sus fórmulas de actualización así como los factores de pérdidas marginales consignados en la presente resolución, sustituyen a los correspondientes valores aprobados en la Resolución N° 1417-2002-CS/CD y sus modificatorias.

Artículo 6°.- Toda la regulación de transmisión secundaria contenida en la presente resolución, con excepción de la establecida en el Artículo 2° y en el numeral 1.5 del Artículo 3°, es de aplicación a todos los usuarios (consumidores finales) pertenecen o no al Servicio Público de Electricidad.

Artículo 7°.- Todos los ingresos originados por efecto de los factores de pérdidas y los peajes de transmisión y transformación, que se determinen por aplicación de la presente resolución, serán transferidos como compensación por transmisión a los concesionarios titulares de las correspondientes instalaciones de transmisión.

Artículo 8°.- En caso existieran acuerdos contractuales de compensación por el uso de las instalaciones secundarias de transmisión, anteriores a la expedición de la Ley N° 27239, estos prevalecerán hasta la terminación de dichos contratos.

Artículo 9°.- La presente resolución entrará en vigencia a partir del 1° de agosto del año 2003.

Artículo 10°.- Deróguese las disposiciones que se opongan al cumplimiento de la presente resolución.

Artículo 11°.- La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada en la página WEB de OSINERG: www.osinerg.gob.pe.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo

Cuadro N° 17

Empresa	a	b
ELECTRONORTE	0,4956	0,5044
ELECTRONOROESTE	0,4956	0,5044
HIDRANDINA	0,4956	0,5044
ELECTROCENTRO	0,4956	0,5044
LUZ DEL SUR	0,4668	0,5332
EDELNOR	0,5655	0,4345
ELECTROANDES	0,3709	0,6291
ELECTROSURMEDIO	0,3361	0,6639
EDECAÑETE	0,4671	0,5329
SEAL	0,3857	0,6143

Los factores FTC y FPM son los definidos en el numeral 1.1.

1.3 ACTUALIZACIÓN DEL CARGO BASE DE PEAJE SECUNDARIO POR TRANSFORMACIÓN (CBPST)

Los Cargos CBPST serán actualizados utilizando la siguiente fórmula de actualización:

Se define:

$$CBPST1 = CBPST0 * FACBPST \quad (11)$$

$$FACBPST = a * FTC + b * FPM \quad (12)$$

Donde:

CBPST0 = Cargo CBPST, publicado en el Artículo 1° de la presente resolución y expresado en ctm. \$/kW.h.

CBPST1 = Cargo CBPST, actualizado y expresado en ctm. \$/kW.h.

FACBPST = Factor de Actualización del Cargo CBPST.

Cuadro N° 18

a	b
0,5500	0,4500

Los factores FTC y FPM son los definidos en el numeral 1.1.

1.4 ACTUALIZACIÓN DEL CARGO BASE DE PEAJE SECUNDARIO POR TRANSPORTE (CBPSL)

Los Cargos CBPSL serán actualizados utilizando la siguiente fórmula de actualización:

Se define:

$$CBPSL1 = CBPSL0 * FACBPSTL \quad (13)$$

$$FACBPSTL = a * FTC + b * FPM \quad (14)$$

Donde:

CBPSL0 = Cargo CBPSL, publicado en el Artículo 1° de la presente resolución y expresado en ctm. \$/kW.h-km.

CBPSL1 = Cargo CBPSL, actualizado y expresado en ctm. \$/kW.h-km.

FACBPSTL = Factor de Actualización del Cargo CBPSL.

Cuadro N° 19

Nivel de Tensión	a	b
220 kV	0,3540	0,6460
138 kV	0,3800	0,6200
AT	0,4500	0,5500

Los factores FTC y FPM son los definidos en el numeral 1.1.

1.5 ACTUALIZACIÓN DE LAS COMPENSACIONES MENSUALES

Las compensaciones mensuales consignadas en el Artículo 2° serán actualizadas utilizando la siguiente fórmula de actualización:

Se define:

$$CM1 = CM0 * FACM \quad (15)$$

$$FACM = a * FTC + b * FPM \quad (16)$$

Donde:

CM0 = Compensaciones mensuales publicadas en el Artículo 2° de la presente resolución y expresadas en Nuevos Soles / mes.

CM1 = Compensaciones mensuales actualizadas y expresadas en Nuevos Soles / mes.

4. COMPENSACIONES POR EL SISTEMA SECUNDARIO DE REDESUR

Los titulares de las centrales de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional pagarán una compensación mensual, por la transformación de la S.E. Puno 220/138/10 kV, equivalente a 115 723 Nuevos Soles / mes. Dicha compensación será pagada por los titulares de las centrales de generación en función del uso físico. Para tal fin se utilizará el método de los "Factores de Distribución Topológicos" que se describe en el documento de Janusz Bialek "Topological Generation and Load Distributions Factors for Supplemental Charge Allocation in Transmission Open Access" publicado en el IEEE Transactions on Power Systems - Vol 12 - N° 3 - August 1997, el mismo que será aplicado por REDESUR S.A.

5. COMPENSACIONES POR EL SISTEMA SECUNDARIO DE ELÉCTROANDES

El titular de la central de generación Huanchor, pagará una compensación mensual equivalente a 24 247 Nuevos Soles / mes, por el uso de las instalaciones secundarias de ELECROANDES S.A.

Artículo 3°.- Consignese las Fórmulas de Actualización correspondientes a las tarifas y compensaciones por el Sistema Secundario de Transmisión a que se refieren los Artículos 1° y 2° de la presente resolución, según lo siguiente:

1 FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

1.1 ACTUALIZACIÓN DEL CARGO DE PEAJE SECUNDARIO POR TRANSMISIÓN EQUIVALENTE EN ENERGÍA (CPSEE01)

El cargo CPSEE01 será actualizado utilizando la siguiente fórmula de actualización:

Se define:

$$\begin{aligned} \text{CPSEE1} &= \text{CPSEE0} * \text{FACPSSE} & (5) \\ \text{FACPSSE} &= a * \text{FTC} + b * \text{FPM} & (6) \\ \text{FTC} &= \text{TC} / \text{TC0} & (7) \\ \text{FPM} &= \text{IPM} / \text{IPM0} & (8) \end{aligned}$$

Donde:

$$\begin{aligned} \text{CPSEE0} &= \text{Cargo CPSEE01, publicado en el Artículo 1° de la presente resolución y expresado en ctm. S./kW.h.} \\ \text{CPSEE1} &= \text{Cargo CPSEE01 actualizado y expresado en ctm. S./kW.h.} \\ \text{FACPSSE} &= \text{Factor de Actualización del Cargo CPSEE01.} \\ \text{FTC} &= \text{Factor por variación del Tipo de Cambio.} \\ \text{FPM} &= \text{Factor por variación de los Precios al Por Mayor.} \\ \text{TC} &= \text{Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado por la} \end{aligned}$$

Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA - TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

$$\begin{aligned} \text{TC0} &= \text{Tipo de Cambio inicial igual a S/. 3,472 por US Dólar.} \\ \text{IPM} &= \text{Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.} \\ \text{IPM0} &= \text{Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 155,087684.} \end{aligned}$$

Cuadro N° 16

Instalaciones Secundarias del CPSEE01	a	b
Transformación Oroya Nueva 220/50/13,8 kV;	0,3709	0,6291
SST de ENERSUR	0,6270	0,3730
S.E. Tacna - Transf. 220/66/10 kV; 50 MVA	1,0000	0,0000
L.T. Aguaytla - Pucallpa, S.E. Aguaytla 220/60/10 kV, S.E. Pucallpa 138/60/10 kV, Reactor 8 MVAR	1,0000	0,0000

1.2 ACTUALIZACIÓN DEL CARGO BASE DE PEAJE SECUNDARIO POR TRANSMISIÓN EN ENERGÍA (CBPSE) PARA LAS EMPRESAS SEÑALADAS EN EL NUMERAL 2.1 DEL ARTÍCULO 1°

Los Cargos CBPSE serán actualizados utilizando la siguiente fórmula de actualización:

Se define:

$$\begin{aligned} \text{CBPSE1} &= \text{CBPSE0} * \text{FACBPSE} & (9) \\ \text{FACBPSE} &= a * \text{FTC} + b * \text{FPM} & (10) \end{aligned}$$

Donde:

$$\begin{aligned} \text{CBPSE0} &= \text{Cargo CBPSE, publicado en el Artículo 1° de la presente resolución y expresado en ctm. S./kW.h.} \\ \text{CBPSE1} &= \text{Cargo CBPSE, actualizado y expresado en ctm. S./kW.h.} \\ \text{FACBPSE} &= \text{Factor de Actualización del Cargo CBPSE.} \end{aligned}$$

Cuadro N° 9

Empresa	FPMP en Puntos de Venta de Energía	
	a) En AT (acumulado)	b) En MT (acumulado)
ELECTRONORTE	1,0252	1,0409
ELECTRONOROESTE	1,0336	1,0495
HIDRANDINA	1,0274	1,0431
ELECTROCENTRO	1,0290	1,0448
LUZ DEL SUR	1,0283	1,0364
EDELNOR	1,0088	1,0336
ELECTROANDES	1,0270	1,0427
ELECTROSURMEDIO	1,0574	1,0657
EDECAÑETE	1,0106	1,0168
SEAL	1,0067	1,0161

3.2.2 Para todas las empresas excepto las señaladas en numeral 2.1

Se define:

$$FPMP = FPPT * (1 + PPL/100 * L) \quad (4)$$

POR TRANSFORMACIÓN:

Cuadro N° 10

Relación de Transformación	FPPT
De MAT a AT	1,0063
De MAT a MT	1,0175
De AT a MT	1,0111

POR TRANSPORTE:

Cuadro N° 11

Nivel de Tensión	PPL %/km.
220 kV	0,0529
110 a 138 kV	0,0596
Menor a 100 kV	0,1145

Donde:

FPPT : Factor de Pérdidas Marginales de Potencia por Transformación. En caso de no existir la transformación el valor de FPPT es igual a 1.0.

PPL : Pérdidas Marginales de Potencia por Transmisión, en %/km.

L : Longitud de la línea de transmisión, en km.

Nota: En caso de existir transformación de 220 kV a 138 kV, el Factor de Pérdidas Marginales de Potencia será: 1,0040.

4 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

Las tarifas de la presente resolución, o sus actualizaciones, de acuerdo con las Fórmulas de Actualización del Artículo 3°, no incluyen impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

Artículo 2°.- Consignese las siguientes compensaciones correspondientes a la Transmisión Secundaria a que se refiere el Artículo 43°, inciso b) de la Ley de Concesiones Eléctricas según se indica:

1. COMPENSACIONES POR EL SISTEMA SECUNDARIO DE GENERACIÓN / DEMANDA

Los titulares de las centrales de generación del Sistema Interconectado Nacional pagarán, al titular de transmisión, las compensaciones por el uso de las instalaciones secundarias señaladas en el Cuadro N° 12, de acuerdo con lo que se indica en el Cuadro N° 13:

Cuadro N° 12

Código Instalación	De Subestación	A Subestación
L-238	Chiclayo	Piura
L-232 L-233	Chimbote	Trujillo
L-242 L-243	Zapallal	Ventanilla
L-244 L-245 L-246	Ventanilla	Chavarría
L-2010 L-2011	Santa Rosa	San Juan
L-1008	Tintaya	Santuario
L-1011 L-1012	Santuario	Socabaya
L-1013	Socabaya	Cerro Verde

- C = 1,0 Si la suma de los MW*km retirados desde el sistema de transmisión es igual o inferior a LI.
- C = 0,7 Si la suma de los MW*km retirados desde el sistema de transmisión es superior a LI e inferior a LS.
- C = 0,3 Si la suma de los MW*km retirados desde el sistema de transmisión es igual o superior a LS.

Los valores de LI y LS son los siguientes:

Cuadro N° 5

Nivel de Tensión	LI	LS
220 kV	15 000	20 000
110 a 138 kV	6 500	8 000
AT	1 000	1 250

3 FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES POR TRANSMISIÓN

3.1 FACTOR DE PÉRDIDAS MARGINALES DE ENERGÍA (FPME)

3.1.1 Para las empresas señaladas en el numeral 2.1

El Factor de Pérdidas Marginales de Energía FPME será el siguiente:

Cuadro N° 6

Empresa	FPME en Puntos de Venta de Energía	
	a) En AT (acumulado)	b) En MT (acumulado)
ELECTRONORTE	1,0210	1,0301
ELECTRONOROESTE	1,0284	1,0375
HIDRANDINA	1,0210	1,0301
ELECTROCENTRO	1,0249	1,0340
LUZ DEL SUR	1,0215	1,0277
EDELNOR	1,0052	1,0220
ELECTRIANDES	1,0350	1,0442
ELECTROSURMEDIO	1,0331	1,0379
EDECAÑETE	1,0078	1,0123
SEAL	1,0040	1,0107

3.1.2 Para todas las empresas excepto las señaladas en numeral 2.1

Se define:

$$FPME = FPET * (1 + PEL/100) * L \quad (3)$$

FOR TRANSFORMACIÓN:

Cuadro N° 7

Relación de Transformación	FPET
De MAT a AT	1,0052
De MAT a MT	1,0141
De AT a MT	1,0088

POR TRANSPORTE:

Cuadro N° 8

Nivel de Tensión	PEL %/km
220 kV	0,0426
110 a 138 kV	0,0481
Menor a 100 kV	0,0920

Donde:

FPET : Factor de Pérdidas Marginales de Energía por Transformación. En caso de no existir la transformación el valor de FPET es igual a 1,0.

PEL : Pérdidas Marginales de Energía por Transmisión, en %/km.

L : Longitud de la línea de transmisión, en km.

Nota: En caso de existir transformación de 220 kV a 138 kV, el Factor de Pérdidas Marginales de Energía será: 1,0025.

3.2 FACTOR DE PÉRDIDAS MARGINALES DE POTENCIA (FPMP)

3.2.1 Para las empresas señaladas en el numeral 2.1

El Factor de Pérdidas Marginales de Potencia FPMP será el siguiente:

Las siguientes consideraciones se aplican a los cargos señalados en el Cuadro N° 2:

- El CBPSE se aplicará en los sistemas eléctricos pertenecientes a las empresas indicadas. En el caso de EDELNOR se aplicará sólo en el sistema eléctrico Lima Norte.
- Para el cálculo de los Precios en Barra de los sistemas eléctricos Cajamarca y Namora se deberá tomar como barra de referencia Trujillo Norte 220 kV.
- Para el cálculo de los Precios en Barra Equivalente de MT se aplicarán los cargos CBPSE, antes indicado en MT (acumulado), bajo el rubro "TOTAL".
- Para determinar la Tarifa en Barra que aplicarán los generadores por las ventas de energía en las barras de Alta Tensión o Media Tensión a las empresas indicadas se considerará que el valor del CBPSE es igual a cero.

2.2 PEAJES POR TRANSMISIÓN SECUNDARIA PARA EMPRESAS NO INDICADAS EN EL NUMERAL 2.1

El Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía CBPSE será el resultado de agregar, al Cargo Base de Peaje Secundario por Transformación CBPST, el producto del Cargo Base de Peaje Secundario por Transporte CBPSL por la longitud de la línea y por la variable C.

Se define:

$$CBPSE = CBPST + CBPSL * L * C \quad (2)$$

Donde:

- L : Longitud de la línea de transmisión, en km.
- C : Variable dependiente de los MW*km totales retirados de cada línea, según se detalla más adelante.
- CBPSE : Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía, expresado en ctm. \$/kW.h.
- CBPST : Cargo Base de Peaje Secundario por Transformación, expresado en ctm. \$/kW.h. En caso de no existir la transformación el valor de CBPST es igual a 0,0.
- CBPSL : Cargo Base de Peaje Secundario por Transporte, expresado en ctm. \$/kW.h-km.

Los valores CBPST, CBPSL y C se indican a continuación:

2.2.1 Cargo Base de Peaje Secundario por Transformación (CBPST)

Cuadro N° 3 [*]

Instalación	MAT a AT ctm. \$/kW.h	AT a MT ctm. \$/kW.h	MAT a MT ctm. \$/kW.h
Transformador	0,1666	0,3067	0,4734
Celda Primario	0,1393	0,2222	0,3616
Celda Secundario	0,0533	0,0611	0,0894
Celda Línea MT	-	0,0540	0,0790
Total CBPST	0,3592	0,6440	1,0034

[*] Los cargos CBPST son el resultado de la aplicación de las fórmulas de actualización correspondientes contenidas en la Resolución OSINERG N° 1417-2002-OS/CD y sus modificatorias.

Nota: En caso de existir transformación de 220 kV a 138 kV, el Cargo Base de Peaje Secundario por Transformación será de: 0,1837 ctm. \$/kW.h, 0,06197 ctm. \$/kW.h y 0,0361 ctm. \$/kW.h, para el Transformador, la Celda Primario y la Celda Secundario; respectivamente.

Los CBPST son determinados desde el nivel de tensión donde se localiza el precio básico de referencia hasta el nivel de tensión del cliente. En el caso de cambios en el sentido del flujo, se calculará los valores intermedios de los precios de referencia hasta llegar al cliente.

2.2.2 Cargo Base de Peaje Secundario por Transporte (CBPSL)

Cuadro N° 4 [*]

Nivel de Tensión	AT ctm. \$/(kW.h-km)	138kV ctm. \$/(kW.h-km)	220kV ctm. \$/(kW.h-km)
Línea de Transmisión	0,0121	0,0085	0,0036
Celda Salida	0,0020	0,0011	0,0002
Celda Llegada	0,0020	0,0011	0,0002
Total CBPSL	0,0161	0,0107	0,0040

[*] Los cargos CBPSL son el resultado de la aplicación de las fórmulas de actualización correspondientes contenidas en la Resolución OSINERG N° 1417-2002-OS/CD y sus modificatorias.

2.2.3 Variable C:

El valor de la variable C para cada línea de transmisión depende de los MW*km totales retirados desde la línea de transmisión considerada, durante el período relevante para la facturación, de acuerdo al procedimiento establecido en las Condiciones de Aplicación (Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias).

El valor de C es como sigue:

Cuadro N° 13

TITULAR DE GENERACIÓN	COMPENSACIÓN MENSUAL (Nuevos Soles /mes)
	REP
TERMOSELVA	52 005
EGECAHUA	34 182
ENERGIA PACASMAYO	12 092
EDEGEL	547 697
EEPSA	114 501
EGASA	68 564
EGEMSA	261 323
EGENOR	286 340
EGESUR	6 344
ELECTROANDES	85 710
ELECTROPERU	629 621
ENERSUR	38 242
SAN GABAN	316 374

2. COMPENSACIONES POR EL SISTEMA SECUNDARIO DE ETESELVA

Los titulares de las centrales de generación del SEIN pagarán las compensaciones por el uso de las Instalaciones Secundarias de ETESELVA S.R.L., de acuerdo con lo que se indica en el Cuadro N° 14.

Cuadro N° 14

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN ELEMENTO	COMPENSACIÓN MENSUAL (Nuevos Soles / Mes)
L-251	L.T. 220 kV Aguaytia - Tingo María	352 190
L-252	L.T. 220 kV Tingo María – Vizcarra	794 111
Transformador 13,8/220 kV	2 Celdas de Transformación 220 kV en la Subestación Aguaytia	69 471

Las compensaciones por las líneas L-251 y L-252 y las celdas de transformación 220kV en la subestación de Aguaytia deberán ser pagadas en función del uso físico de las instalaciones. Para tal fin se utilizará el método de los "Factores de Distribución Topológicos" que se describe en el documento de Janusz Bialek "Topological Generation and Load Distributions Factors for Supplemental Charge Allocation in Transmission Open Access" publicado en el IEEE Transactions on Power Systems - Vol 12 - N° 3 - August 1997, el mismo que será aplicado por ETESELVA S.R.L.

3. COMPENSACIONES POR EL SISTEMA SECUNDARIO DE EDEGEL

Los titulares de las centrales de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional pagarán una compensación mensual, por el uso de las instalaciones de transmisión de EDEGEL S.A.A., de acuerdo con lo que se indica en el Cuadro N° 15. Dicha compensación será pagada por los titulares de las centrales de generación en función del uso físico. Para tal fin se utilizará el método de los "Factores de Distribución Topológicos" que se describe en el documento de Janusz Bialek "Topological Generation and Load Distributions Factors for Supplemental Charge Allocation in Transmission Open Access" publicado en el IEEE Transactions on Power Systems - Vol 12 - N° 3 - August 1997, el mismo que será aplicado por EDEGEL S.A.A.

Cuadro N° 15

DESCRIPCIÓN	COMPENSACIÓN MENSUAL (Nuevos Soles / Mes)
L.T. Huinco - Santa Rosa (L2001-2002)	378 482
L.T. Matucana - Callahuana (L2007)	153 912
L.T. Callahuana - Cajamarquilla (L2003-L2009)	277 548
L.T. Cajamarquilla - Chavaria (L2008-L2015)	143 959
L.T. Purunhuasi - Callahuana (L716)	32 649
L.T. Yanango - Pachachaca (L256)	378 367
L.T. Chimay - Yanango (L257)	187 505
L.T. Moyopampa - Santa Rosa (L601-602)	158 607
L.T. Callahuana - Huampani (L603-604)	126 547
L.T. Huampani - Ñaña (L603-654)	41 432
L.T. Moyopampa - Salamanca (L605-606)	165 867
L.T. Salamanca - Balnearios (L608)	7 394
L.T. Callahuana - Moyopampa (L611)	54 644
L.T. Moyopampa - Chosica (L573)	13 568
L.T. Ñaña - Huacupa (L603)	15 746
L.T. Callahuana - Huampar (L718)	78 197
Celda 60 kV Transformador G2 Callahuana	14 197
Celda 60 kV Transformador G3 Callahuana	14 197
Celda 60 kV Transformador G4 Callahuana	14 197
Celda 60 kV Transformador G1 Callahuana	14 197
Transformador 220/60/10 kV Callahuana	77 728
Celda 60 kV Transformador G1 Moyopampa	10 121
Celda 60 kV Transformador G2 Moyopampa	10 121
Celda 60 kV Transformador G3 Moyopampa	10 121
Celda 220 kV Transformador G1 Huinco	31 768
Celda 220 kV Transformador G2 Huinco	31 768
Celda 220 kV Transformador G3 Huinco	31 768
Celda 220 kV Transformador G4 Huinco	31 768
Celda 220 kV Transformador G1 Yanango	27 706
Celda 220 kV Transformador Cajamarquilla	28 290
Celda 60 kV Transformador G1 Huampani	11 187
Celda 60 kV Transformador G2 Huampani	11 187
Celda 220 kV Transformador TG7 Santa Rosa	16 693

BIBLIOGRAFÍA

1. Collage of Power Technology, entrenamiento en M.C.H , Jaén – Perú 1997.
2. Manual de Mini y Micro Centrales Hidroeléctricas Hidráulicas, intermediate Technology Development Group ITDG - PERU 1995.
3. Eficiencia Energética - PAE, 1999.
4. Fundamentos de Control de Motores Eléctricos en la Industria, Enrique Harper – 1999.
5. Normas de las Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las tarifas a Usuario Final – 1998 - GART/Osinerg.
6. Actualización de la Tarifas Eléctricas en electricidad – CTE/Osinerg.