

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO Y DE
PRODUCTO PARA UN SISTEMA ELÉCTRICO RURAL**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

CARLOS ALBERTO SAN MIGUEL CABALLA

**PROMOCIÓN
2001 - II**

**LIMA – PERÚ
2009**

**EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE
SUMINISTRO Y PRODUCTO PARA UN
SISTEMA ELÉCTRICO RURAL**

A mi esposa, hijo y padres,
mis motivaciones.

SUMARIO

Los Sistemas Eléctricos en zonas Rurales forman parte del proceso de electrificación del país. Y por encontrarse en lugares apartados y agrestes poseen configuraciones diversas para que la energía eléctrica llegue de una manera eficiente a las localidades más alejadas. Pero, ¿y qué Calidad de Energía Eléctrica se le brinda al poblador de las zonas rurales? En el presente estudio, se analizan sistemas eléctricos rurales típicos y con una problemática que es común a todos, revisando la legislación peruana sobre la electrificación rural y la normatividad vigente sobre la Calidad de la Energía, además, dándole una mirada comparativa a la situación de los sistemas rurales en otros países y sus normas, se podrá tener como resultado el nivel de la Calidad de Producto y de Suministro en nuestros Sistemas Rurales.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
ANTECEDENTES	3
1.1 Marco Legal de la Electrificación Rural en el Perú	3
1.1.1 Decreto Ley N° 25844 Ley de Concesiones Eléctricas	3
1.1.2 Ley N° 28749 Ley General de Electrificación Rural	4
1.2 Análisis de la situación de los sistemas eléctricos en zonas rurales	4
1.2.1 Características de los Sistemas Eléctricos en zonas Rurales	4
1.2.2 Problemática de los Sistemas Eléctricos en zonas Rurales	8
CAPÍTULO II	
NORMATIVIDAD DE LA CALIDAD DE SERVICIOS ELÉCTRICOS	10
2.1 Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales	10
2.1.1 Calidad de Producto	10
2.1.2 Calidad de Suministro	11
2.1.3 Calidad del Servicio Comercial	13
2.1.4 Calidad de Alumbrado Público	15
2.2 NTCSE VERSUS NTCSE	16
2.2.1 Obligaciones del Suministrador	17
2.2.2 Calidad de Producto	17
2.2.3 Calidad de Suministro	18
2.2.4 Calidad del Servicio Comercial	19
2.2.5 Calidad de Alumbrado Público	19
CAPÍTULO III	
CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL MUNDO	20

3.1 Legislación y aplicaciones sobre la Calidad de Energía en zonas rurales	20
3.1.1 Calidad de Servicios Eléctricos de Ecuador	20
3.1.2 Calidad de Servicios Eléctricos de Chile	22
3.1.3 Calidad de Servicios Eléctricos de Guatemala	23
3.1.4 Calidad de Servicios Eléctricos de Honduras	23
3.1.5 Calidad de Servicios Eléctricos de Venezuela	24
3.1.6 Calidad de Servicios Eléctricos de Panamá	26
3.1.7 Calidad de Servicios Eléctricos de España	28
3.2 Comparaciones con el caso peruano	29
3.2.1 Calidad de Producto	30
3.2.2 Calidad de Suministro	30
3.2.3 Calidad del Servicio Comercial	30
3.2.4 Calidad de Alumbrado Público	32
CAPÍTULO IV	
CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN SISTEMAS RURALES	33
4.1 Detalle de información registrada de los parámetros de calidad del servicio eléctrico en los sistemas eléctricos tomados como casos	33
4.1.1 Detalle de Parámetros de Calidad de Producto	33
4.1.2 Detalle de Parámetros de Calidad de Suministro	35
4.2 Análisis de los principales factores que afectan la calidad del servicio eléctrico	55
4.2.1 Calidad del Producto Eléctrico	55
4.2.2 Calidad del Suministro Eléctrico	59
CAPÍTULO V	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	68
ANEXOS	
ANEXO A (DIAGRAMAS)	
ANEXO B (REGISTRO DE TENSIONES)	

ANEXO C (REGISTRO DE INTERRUPCIONES)

ANEXO D (REGISTRO FOTOGRÁFICO)

BIBLIOGRAFIA

INTRODUCCIÓN

La electrificación en el Perú ha seguido un proceso largo y difícil, tanto por la situación económica en que vivimos, como por la accidentada geografía en cada una de las regiones del país. Es por ello que la Electrificación Rural en la última década ha sido posible gracias a diversas donaciones de naciones amigas, con las cuales se han podido desarrollar proyectos en generación, transmisión y distribución.

Todos estos proyectos desarrollados por la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas forman parte de Pequeños Sistemas Eléctricos en su gran mayoría aislados del Sistema Interconectado Nacional (SEIN).

El Sistema Interconectado Nacional está dividido en tres sectores: *La Generación*, comprendido por el conjunto de Grandes Generadoras del país del cual forman parte Centrales Hidroeléctricas y Centrales Térmicas. Los propietarios de cada central generan y venden la energía en un mercado perfecto. *La Transmisión*, comprendido por el grupo de Líneas de Transmisión y Subestaciones que transportan la energía eléctrica generada. El mercado de transmisión es un monopolio natural, en donde una sola empresa administra los procesos de transmisión. *La Distribución*, comprendido por el conjunto de Líneas y Redes de Distribución que entregan al cliente final la energía que solicita. El mercado de distribución es un monopolio en donde empresas de distribución administran los sistemas dentro de sus áreas de concesión.

Así como vemos, el Sistema Interconectado Nacional es administrado por empresas que buscan sacar un beneficio económico de lo que llamamos el Negocio Eléctrico. Pero, aquí es donde surgen interrogantes, ¿y los sistemas aislados? ¿También son administrados por empresas que buscan un beneficio económico?

La respuesta es no. Los sistemas aislados están comprendidos por Pequeños Sistemas Eléctricos que proveen de energía a usuarios de bajos recursos en zonas remotas del país. Son sistemas en su mayoría en zonas de serranía y selva, en donde imperan las cordilleras y los accesos son difíciles. La cantidad de usuarios de estos sistemas es limitada por la capacidad de poder acceder a este recurso y de mantenerlo.

Y ahora, más preguntas, ¿los usuarios de estos sistemas eléctricos gozan de los mismos privilegios de una energía de buena calidad tal como los del sistema interconectado? ¿Qué hacen las empresas concesionarias para mantener un servicio de calidad en zonas remotas y de escasos recursos?

Los sistemas eléctricos en zonas rurales poseen unas características peculiares que las dificultades geográficas, climatológicas y culturales han marcado en su estructura, y también debería agregar los factores económicos preponderantes en la construcción de los sistemas en zonas alejadas.

El presente estudio pretende evaluar la calidad del servicio en sistemas eléctricos en zonas rurales, tomando en cuenta las características de los sistemas y como se debe adecuar la Norma de Calidad.

CAPÍTULO I ANTECEDENTES

1.1. Marco Legal de la Electrificación Rural en el Perú

1.1.1 Decreto Ley N° 25844 Ley de Concesiones Eléctricas

La Ley de Concesiones Eléctricas básicamente norma las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, cuando éstas pasan de los 10 MW de potencia instalada y cuando la demanda supere los 500 KW.

Los sistemas aislados mayormente poseen una potencia instalada menor a 500 KW y una demanda máxima entre los 100 y 300 KW. Debido a ello los sistemas que se encuentran dentro de las áreas de concesión de empresas privadas toman estos pequeños sistemas como cargas, minimizando los trabajos de operación y mantenimiento a los estrictamente necesarios.

La presente ley designa al OSINERGMIN como el organismo responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica. Dichas tarifas son obtenidas bajo modelos ideales en sistemas eficientes, lo cual hace que las empresas concesionarias que administran sistemas por encima de los límites fijados por la ley, inviertan en sus sistemas eléctricos para acercarse a los modelos eficientes. Los sistemas rurales se alejan de los modelos usados por el OSINERGMIN debido sus altos costos de inversión en infraestructura, operación y mantenimiento.

Así mismo la Ley de Concesiones Eléctricas establece las obligaciones de los concesionarios de generación, transmisión y distribución:

- Efectuar los estudios y/o la construcción de las obras en los plazos señalados en el respectivo contrato de concesión.
- Conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente.
- Aplicar los precios regulados que se fijen.

- Presentar la información técnica y económica a los organismos normativos y reguladores.
- Facilitar las inspecciones técnicas a sus instalaciones que dispongan los organismos normativos y reguladores.
- Cumplir con las normas de conservación del medio ambiente y del Patrimonio Cultural de la Nación.

Sobre la Calidad del Servicio de Electricidad, la Ley de Concesiones dice que de producirse racionamiento de energía, por déficit de generación eléctrica, los generadores compensarán a sus usuarios, sujetos a regulación de precios, por la energía no suministrada en los casos, forma y condiciones que señale el Reglamento de dicha ley.

1.1.2 Ley N° 28749 Ley General de Electrificación Rural

La Ley General de Electrificación Rural que data del 01 de junio del año 2006 tiene como objeto la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales del país, contribuyendo al desarrollo socioeconómico sostenible y la mejora de la calidad de vida de la población.

Define a los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) como aquellos sistemas eléctricos de distribución desarrollados en zonas rurales, localidades aisladas y de preferente interés social.

Sobre la Calidad de los Servicios Eléctricos, la Ley General de Electrificación Rural dice que los SER deberán contar con normas técnicas de calidad, emitidas por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, siendo la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER) la que establezca los niveles mínimos de calidad de los SER.

Así mismo, el Reglamento de la Ley General de Electrificación Rural aclara que la aplicación de la norma de calidad deberá considerar las diferentes realidades rurales, sin encarecer los costos de inversión y operación, con estándares de calidad concordantes con la tarifa rural correspondiente; y será el OSINERGMIN el organismo que fiscalizará el cumplimiento de la Ley, su Reglamento y demás normas aplicables a la electrificación rural.

1.2. Análisis de la situación de los Sistemas Eléctricos en zonas Rurales

1.2.1 Características de los Sistemas Eléctricos en zonas Rurales

Las zonas rurales se caracterizan por ser áreas de difícil acceso, alturas variables y con comunidades dispersas, por lo que los Sistemas Eléctricos son construidos superando estas dificultades para llevar la energía eléctrica a más usuarios pero la confiabilidad de los sistemas es baja debido a altos costos de operación y mantenimiento.

Para evaluar la calidad de energía en sistemas eléctricos rurales se describirán 03 sistemas eléctricos con características diversas.

a) Sistema Eléctrico de Coracora

El Sistema Eléctrico de Coracora comprende una Línea de Transmisión en 60 kV, dos Subestaciones Eléctricas de Potencia de 60/22,9/10 kV y un Pequeño Sistema Eléctrico, localizados en las provincias de Lucanas, Parinacochas y Paucar del Sara Sara en el departamento de Ayacucho.

Línea de Transmisión en 60 kV Puquio – Coracora

- Geografía de la zona es accidentada y la altitud varía entre los 2972 y 4276 msnm.
- Es alimentada por la Subestación Eléctrica de Puquio 60 kV la cual está conectada al SEIN
- Tensión: 60 kV;
- Potencia de Trasmisión: 8,8 MW
- Terna: 1;
- Configuración triangular;
- Conductor: 120 mm²;
- Longitud: 51,849 km

Subestación Eléctrica de Puquio

- Se realizó una ampliación en 60 kV de la Subestación existente
- Comprende un sistema de barras con seccionadores de línea, un interruptor de potencia y transformadores de tensión y de corriente para las mediciones y protección.

- El sistema de protección está conformado por un relé de sobrecorriente direccional a tierra y un relé de distancia multifunción.

Subestación Eléctrica de Coracora

- Con los niveles de tensión de 60/22,9/10 kV y potencia de 7/7/2 MVA
- Cuenta con 02 transformadores: uno de 60/22,9 kV y 7 MVA, y otro de 22,9/10 kV de 2 MVA
- Posee 03 salidas en 22,9 kV con sus respectivos reclosers y 01 salida en 10 kV
- Comprende un sistema de barras para cada una de las celdas por nivel de tensión. con seccionadores de línea y barra, interruptores de potencia y transformadores de tensión y de corriente para las mediciones y protección.
- El sistema de protección está conformado por relés multifunción de sobrecorriente de fases para los transformadores y de fases y tierra para las salidas, un relé multifunción de protección diferencial para el transformador de 7 MVA y uno de máxima y mínima tensión para el de 2 MVA.

Pequeño Sistema Eléctrico Coracora (PSE Coracora)

- La altura del sistema fluctúa entre los 1639 msnm y los 4300 msnm
- Los niveles de tensión son sistemas trifásicos y bifásicos en 22,9 kV y en MRT en 13,2 kV
- Consta de 03 circuitos que salen de la SE Coracora
- El Circuito 01 con 186,58 km de líneas primarias alimenta a 51 localidades
- El Circuito 02 con 193,70 km de líneas primarias alimenta a 49 localidades, incluyendo una provincia y 04 distritos
- El Circuito 03 con 47,75 km de líneas primarias alimenta a 13 localidades
- Las redes secundarias son aéreas; los sistemas trifásicos opera en 380/220 V y los monofásicos en 440/220 V
- El sistema de protección es el pararrayos de 27 kV y seccionamientos cut-out en cada una de las derivaciones y subestaciones de distribución, siguiendo un estudio de protección.

La operación y mantenimiento técnico-comercial de los sistemas tiene como base la ciudad de Coracora y está fraccionado por 07 áreas de supervisión técnica mas 01 área de supervisión de la Línea de Transmisión y Subestaciones.

En el Anexo A (Diagramas) se muestra el diagrama unifilar del sistema y en el Anexo D (Registros Fotográficos) se aprecian algunas instalaciones del Sistema.

b) Sistema Eléctrico de Quicacha

El Sistema Eléctrico de Quicacha está conformado por una Mini Central Hidro – Térmica y un Pequeño Sistema Eléctrico, localizados en el distrito de Quicacha, provincia de Caraveli, en el departamento de Arequipa.

Mini Central Hidro – Térmica de Quicacha

- Potencia: un Grupo Hidráulico 1x50 kW, y un Grupo Térmico 1x50 kW
- Utilización de agua del río Quicacha con un caudal de diseño 0,20 m³/s
- Turbina tipo bomba de flujo inverso, válvula tipo mariposa, generador síncrono de 50 kW, sistema gobernador de velocidad por control de carga
- Un conjunto motor-generador diesel de 50 kW con tablero de control y mando, y sistema de entrada en paralelo.
- Posee una subestación elevadora de 50 kVA, 400/22,9 kV
- El sistema de protección consta de un relé de sobrecorriente y otro de sobretensión.

Pequeño Sistema Eléctrico de Quicacha

- La altura del sistema fluctúa entre los 1950 msnm y los 2500 msnm
- Los niveles de tensión son sistemas trifásicos y bifásicos en 22,9 kV y en MRT en 13,2 kV
- Consta de 02 circuitos que salen de la Mini Central de Quicacha
- El Circuito 01 con 7,508 km de líneas primarias alimenta a 4 localidades
- El Circuito 02 con 0,694 km de líneas primarias alimenta a 1 localidad
- Las redes secundarias son aéreas; los sistemas trifásicos opera en 380/220 V y los monofásicos en 440/220 V

- El sistema de protección es el pararrayos de 21 kV y seccionamientos cut-out en cada una de las derivaciones y subestaciones de distribución, siguiendo un estudio de protección.

La operación y mantenimiento técnico-comercial de los sistemas tiene como base las oficinas de la Mini Central de Quicacha.

En el Anexo A (Diagramas) se muestra el diagrama unifilar del sistema y en el Anexo D (Registros Fotográficos) se aprecian algunas instalaciones del Sistema.

c) Sistema Eléctrico de Cangallo Sector de Asquipata

El Sistema Eléctrico de Cangallo Sector de Asquipata está conformado por un Pequeño Sistema Eléctrico, alimentado por el Sistema Eléctrico de Querobamba en 22,9 kV, localizado en el distrito de Asquipata, provincia de Víctor Fajardo, en el departamento de Ayacucho.

Pequeño Sistema Eléctrico de Cangallo Sector de Asquipata

- La altura del sistema fluctúa entre los 2800 msnm y los 3400 msnm
- El nivel de tensión es de 13,2 kV en sistema MRT
- Consta de 01 circuito con 25 km de líneas primarias y alimenta a 2 localidades
- Las redes secundarias son aéreas; los sistemas monofásicos operan en 440/220 V
- El sistema de protección es el pararrayos de 21 kV y seccionamientos cut-out en cada una de las derivaciones y subestaciones de distribución, siguiendo un estudio de protección.

En el Anexo A (Diagramas) se muestra el diagrama unifilar del sistema y en el Anexo D (Registros Fotográficos) se aprecian algunas instalaciones del Sistema.

1.2.2 Problemática de los Sistemas Eléctricos en zonas Rurales

La geografía de nuestro país es variada, ubicándose las principales ciudades en la franja costera y las localidades rurales en las zonas de sierra y selva. Así las poblaciones rurales se encuentran rodeadas de grandes montañas y quebradas o de grandes extensiones de bosques, dificultando la construcción de sistemas eléctricos de gran confiabilidad.

Los principales problemas que presentan los sistemas eléctricos en zonas rurales son:

- Las localidades son pequeños grupos de viviendas con una configuración dispersa.
- Promedio de consumo bajo por usuario.
- Estacionalidad de consumo. En tiempo de lluvias viajan a la costa y regresan para la época escolar; en época de fiesta ocurre una concurrencia masiva a las localidades.
- Las instalaciones eléctricas internas son precarias.
- Utilización de la energía eléctrica solo para la iluminación, información y diversión.
- La comunicación es deficiente, o es por radio operador o teléfonos satelitales a tarjeta.
- Los accesos a las líneas eléctricas e incluso a las localidades solo es a pie.
- Tramos de líneas primarias extensos que dificultan su revisión al presentarse una falla.
- Intensas lluvias, problemas de huaycos y bloqueo de accesos.
- Tormentas eléctricas con descargas en zonas altas.
- En algunas zonas cerca a la costa existe un decrecimiento del caudal de los ríos que alimentan a centrales hidroeléctricas.
- En las localidades que se utilizan generadores térmicos los costos del combustible son altos.
- En algunas localidades en zonas muy altas se presenta un alto índice de despoblamiento.
- Bajos índices de cobranza.

Todos estos problemas hacen que la calidad del servicio de los sistemas eléctricos en zonas rurales sea baja, y que el mejoramiento de la misma implique que los costos de operación y mantenimiento sean muy altos.

CAPÍTULO II

NORMATIVIDAD DE LA CALIDAD DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

2.1 Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales

Con la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER) se ha establecido los niveles mínimos de calidad a los cuales deben ser operados y/o administrados los Sistemas Eléctricos Rurales.

Los aspectos en los que se realiza el control de calidad de los servicios eléctricos de cada SER son detallados a continuación:

2.1.1 Calidad de Producto

El parámetro para evaluar la Calidad de Producto es la tensión y su control se lleva a cabo en períodos semestrales (Períodos de Control). El lapso mínimo de medición es de 48 horas continuas (Período de Medición), y cuyos valores instantáneos son medidos por intervalos de 15 minutos (Intervalos de Medición)

El indicador de calidad es obtenido de la formula siguiente:

$$\Delta V_k = \frac{V_k - V_N}{V_N} \cdot 100\% \quad (2.1)$$

Donde:

ΔV_k : Indicador para evaluar la tensión en valores eficaces (RMS), expresado en porcentaje

V_k Tensión en el punto de entrega

V_N Tensión Nominal

Las tolerancias admitidas son presentadas en la Tabla N° 2.1.

TABLA N° 2.1 Tolerancias del indicador de Calidad de Producto NTCSE

TOLERANCIAS		NIVEL (kV)	MAXIMO (kV)	MINIMO (kV)
MEDIA TENSION	± 6 %	22,9	24,274	21,526
		13,2	13,992	12,408
		10,0	10,600	9,400
BAJA TENSION	± 7,5 %	0,22	0,2365	0,2035

La energía eléctrica suministrada es de mala calidad si la cantidad de Intervalos de Medición fuera del rango de tolerancia es superior al 5% del total de Intervalos de Medición de un alimentador.

2.1.2 Calidad de Suministro

La calidad de suministro es evaluada por indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico y la duración de las mismas originadas en el SER. El Periodo de Control de interrupciones es de 6 meses.

Las interrupciones son consideradas como toda falta de suministro y no se tomarán en cuenta las interrupciones cuya duración sea menor a 3 minutos, ni las que hayan ocurrido por fallas en el SEIN.

Los indicadores de la Calidad de Suministro son:

a) Número de Interrupciones por Cliente (NIC)

Para un Periodo de Control, es el número de interrupciones promedio por cliente, expresado por:

$$NIC = \frac{\sum C_i}{C_T} \quad (\text{interrupciones/semestre}) \quad (2.2)$$

Donde:

C_i : Cantidad de clientes afectados por interrupción (i)

C_T : Cantidad total de clientes en el SER

b) Duración de Interrupciones por Cliente (DIC)

Para un Periodo de Control, es la duración ponderada acumulada de interrupciones promedio por cliente, expresado por:

$$DIC = \frac{\sum(C_i \cdot d_i \cdot K_i)}{C_T} \quad (\text{horas/semestre}) \quad (2.3)$$

Donde:

C_i : Cantidad de clientes afectados por interrupción (i)

C_T : Cantidad total de clientes del SER

d_i : Duración individual de la interrupción (i)

K_i : Factor de ponderación de la duración de las interrupciones:

$K_i = 0,25$, para interrupciones programadas por expansión o reforzamiento

$K_i = 0,50$, para interrupciones programadas por mantenimiento

$K_i = 1,00$, para otras interrupciones

La notificación a los Clientes por las interrupciones programadas deben ser con una anticipación como mínimo de 48 horas. Y si el tiempo real de interrupción fuese diferente al programado, el factor de ponderación sería de:

$K_i = 0,0$, si la duración real es menor a la programada

$K_i = 1,0$, si la duración real es mayor a la programada

Las tolerancias en los indicadores de calidad de suministro se presentan en la Tabla N° 2.2.

TABLA N° 2.2 Tolerancias de indicador de Calidad de Suministro NTC SER

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

Donde:

- Rural Concentrado son los SER pertenecientes al Sector de Distribución Típico 4

- Rural Disperso son los SER pertenecientes al Sector de Distribución Típico 5

La duración de la interrupción es calculada desde el momento de la interrupción hasta el restablecimiento del suministro de manera estable, evaluándose la calidad de suministro semestralmente para cada SER.

2.1.3 Calidad del Servicio Comercial

Los aspectos con que se evalúa la Calidad del Servicio Comercial son:

a) Trato al cliente

Bajo un trato razonable, satisfactorio y sin demoras a sus reclamos y solicitudes, los indicadores son Plazos Máximos fijados al Suministrador para el cumplimiento de sus obligaciones.

Las tolerancias son dadas para los siguientes casos:

- Solicitudes de Nuevos Suministros o ampliación de la Potencia Contratada

Los plazos máximos en días calendarios se muestran en la Tabla N° 2.3

TABLA N° 2.3 Plazos máximos para solicitudes de nuevos suministros

Solicitudes		Plazo Máximo Días calendario
Sin Modificación de redes	Hasta 50 kW	15
	Mayor a 50 kW	30
Con Modificación de redes	Hasta 50 kW	30
	Mayor a 50 kW	90
Con expansión sustancial		360

- Reconexiones

En caso de corte del servicio por facturaciones pendientes de pago, se realizará la reconexión cuando el cliente haya pagado su última facturación incluyendo intereses y moras, y siguiendo los plazos a continuación:

- SER Concentrado, hasta 24 horas después de haber cancelado la deuda total

- SER Disperso, hasta 48 horas después de haber cancelado la deuda total
- Opciones Tarifarias
El cambio de opción tarifaria se realizará en un plazo máximo de 20 días calendario contados a partir de la presentación de la solicitud; y si necesitase cambio de equipo de medición, 10 días calendario después de cumplido las condiciones a que está obligado el solicitante.
- Reclamaciones por errores de medición y/o facturación
Las reclamaciones por posibles errores de facturación deben ser resueltas en la próxima facturación emitida.

b) Medios a disposición del cliente

Los indicadores de calidad son los Requerimientos Mínimos exigidos para garantizar una atención satisfactoria y con la información necesaria y de una manera clara.

Las tolerancias son dadas para los siguientes casos:

- Facturas
Facturas claras y correctas que contengan sólo aspectos relacionados con la prestación del servicio público de electricidad. En dorso de la factura se debe indicar los lugares de pago, dirección y horario de locales de Atención al Público, y los números para reclamaciones.
- Registro de reclamaciones
El registro de reclamaciones debe ser mediante un sistema informático registrándose todos los pedidos, solicitudes o reclamaciones de los clientes.
- Centros de atención y sistemas de atención telefónica
Se implementará un sistema de atención telefónica para atender reclamaciones por falta de suministro, en donde exista el servicio de telefonía. El horario de atención de un local de atención al cliente será como mínimo 8 horas al día de lunes a viernes.
- Centros de venta de energía prepago

Se deberá garantizar un período de atención como mínimo de 60 horas mensuales según los horarios usuales de compra de energía en cada SER.

c) Precisión de medida de la energía facturada

El indicador de calidad del servicio en este aspecto es el número de suministros en los que se haya verificado deficiencias de medición, excediendo los límites de precisión establecidos en la Norma DGE "Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica" (aprobada por RM N° 496-2006-MEM/DM)

El indicador denominado Porcentaje de Suministros con Deficiencias en el Sistema de Medición, $Sd(\%)$, está definido como:

$$Sd(\%) = \frac{Nd}{Nc} \cdot 100 \% \quad (2.4)$$

Donde:

Nd: Número de suministros con deficiencias en el sistema de medición

Nc: Número total de suministros a los que se ha contrastado su sistema de medición

La Precisión de la Medida de la Energía Facturada es aceptable si el $Sd(\%)$ es inferior al 5%.

El control es semestral, en donde la muestra debe comprender como mínimo el 1% del universo de suministros del SER. El número Nc corresponderá a una muestra estadística aleatoria del universo de suministros separándolos por: opciones tarifarias, marca de contadores de energía y antigüedad de los mismos.

2.1.4 Calidad de Alumbrado Público

La Calidad de Alumbrado Público se evalúa con el indicador que es el número de lámparas apagadas, denominado Índice de Lámparas Apagadas $n(\%)$. Se define de la siguiente manera:

$$n(\%) = \frac{n}{N_L} \cdot 100 \% \quad (2.5)$$

Donde:

- n Número de todas las lámparas apagadas, rotas o inoperativas
- N_L Número de unidades de alumbrado público del SER que conforman la muestra aleatoria

La tolerancia admitida para éste índice es del 2% y su control es semestral.

2.2 NTCSE VERSUS NTCSER

En el año 1997 cuando se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) se dictaron disposiciones reglamentarias para fijar estándares mínimos de calidad para los Sistemas Eléctricos.

La NTCSE principalmente fue dirigida para las zonas urbanas y si bien son tomadas en cuenta las zonas rurales no se consideró la experiencia de empresas concesionarias en dichas zonas sobre la problemática de los Sistemas Eléctricos en zonas rurales.

Recién en el año 1999 se dispuso la suspensión de la aplicación de la NTCSE para:

- a) Los Sistemas Aislados Menores
- b) Todas las localidades correspondientes a los sistemas eléctricos calificados por Osinergmin como Sectores de Distribución Típicos 4 o 5; y,
- c) Las localidades correspondientes a los sistemas eléctricos calificados por Osinergmin como Sectores de Distribución Típicos 2 o 3, cuyo promedio de las dos más altas demandas registradas en el periodo de control de la calidad del suministro no exceda los 500 kW.

Según la norma, un Sistema Aislado Menor es un sistema eléctrico cuya potencia instalada, en generación, no supere los 5 MW. Así, la mayoría de SER cae dentro de los sistemas para los cuales fue suspendida la aplicación de la NTCSE.

A partir del año 2006 se dio la Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento, y con ellas se definió a los Sistemas Eléctricos rurales como:

“Un Sistema Eléctrico Rural es aquél sistema eléctrico de distribución desarrollado en zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país, de preferente interés social,

que incluyen las conexiones domiciliarias con cualquier tipo de medición, que puede comprender las redes de Distribución, redes de Transmisión e instalaciones de Generación, clasificado por Osinergmin según los sectores de distribución típicos”

Con esta definición de los SER se abrió paso para implementar la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales y que presenta diferencias con respecto a la NTCSE, las cuales se detallan a continuación.

2.2.1 Obligaciones del Suministrador

La NTCSE obliga al suministrador que adquiera e instale equipos de medición y registro, así como a asumir los costos que demande el cálculo de los indicadores de calidad, cálculo de compensaciones y transferencia de información a Osinergmin.

Para la NTCSEER solo obliga a diseñar e implementar los procedimientos y/o mecanismos para la recolección de información, sin especificar la adquisición de los equipos de medición y registro.

El Cliente es responsable, según la NTCSE, ante su suministrador por las perturbaciones que inyecte en la red. En cambio la NTCSEER se han obviado las obligaciones de los Clientes, existiendo en algunos SER Clientes principalmente dedicados a actividades mineras que generan perturbaciones en las redes eléctricas de sus suministradores.

2.2.2 Calidad de Producto

La diferencia sustancial entra las dos normas es que la NTCSE considera para la Calidad de Producto los aspectos de Tensión, Frecuencia y Perturbaciones (Fliker y Armónicos), mientras que la NTCSEER solo considera a la Tensión como parámetro de evaluación.

Las tolerancias admitidas en cada norma para la diferencia (ΔV_k) de valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega, son presentadas en la Tabla N° 2.4.

TABLA N° 2.4 Tolerancia indicador de Calidad de Producto NTCSE

NTCSE		NTCSER	
Todo nivel de Tensión	± 5%	MT	± 6%
BT en zonas Urbano-Rurales y/o Rurales	± 7,5%	BT	± 7,5%

2.2.3 Calidad de Suministro

Para ambas normas se consideran como indicadores, el nº de interrupciones por cliente y la duración de las interrupciones por cliente, salvo que en la NTCSER son considerados para ambos indicadores los valores promedio por cliente.

Para el NTCSE los indicadores han sido expresados de la siguiente manera:

a) Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N)

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada Cliente durante un Período de Control de un semestre.

b) Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un Período de Control de un semestre.

Las tolerancias para el NTCSE son:

Número de Interrupciones por Cliente (N)

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 02 Interrupciones/semestre
- Clientes en Media Tensión : 04 Interrupciones/semestre
- Clientes en Baja Tensión : 06 Interrupciones/semestre

Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión : 04 horas/semestre

- Clientes en Media Tensión : 07 horas/semestre
- Clientes en Baja Tensión : 10 horas/semestre

Además dictamina que para los sectores típicos 2 y 3 la tolerancia se incrementará en un 30%. Así como, para las zonas urbano-rural y/o rural, la tolerancia para N se incrementa en un 50%, y para D se incrementa en un 100% para zonas urbano-rurales y en un 250% en zonas rurales.

Las tolerancias para la NTCSER fueron descritas en el punto 2.1.2

2.2.4 Calidad del Servicio Comercial

Para la Calidad del Servicio Comercial en ambas normas se han tomado los mismos indicadores y solo existe diferencias en las tolerancias de cada indicador, siendo para la NTCSER un 80% más tolerante que para la NTCSE.

2.2.5 Calidad de Alumbrado Público

Existen diferencias en los indicadores de Calidad de Alumbrado Público para cada una de las normas, siendo para la NTCSE el siguiente:

El indicador principal para evaluar la Calidad del Alumbrado Público es la longitud de aquellos tramos de las vías públicas que no cumplen con los niveles de iluminación especificados en la Norma Técnica DGE-016-T-2/1996. Este indicador denominado Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Deficiente, $I(\%)$, está expresado como un porcentaje de la Longitud Total de las Vías con Alumbrado (L) cuyo responsable es el suministrador.

Las tolerancias admitidas para la Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Deficiente, $I(\%)$, es del diez por ciento (10%).

Para el NTCSER, el indicador es el número de lámpara apagadas, denominado Índice de Lámparas Apagadas $n(\%)$ y está expresado como un porcentaje del Número Total de Lámparas (N_L). La tolerancia admitida es del 2%.

CAPÍTULO III

CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL MUNDO

3.1 Legislación y aplicaciones sobre la Calidad de Energía en zonas rurales

La legislación y reglamentación Calidad de los Servicios Eléctricos en diversos países empezó en 1996 y que llevó a evaluar que estándares de calidad deberían tener los servicios técnicos y comerciales que deben ofrecer las distribuidoras de energía a sus clientes.

Se ha realizado una revisión de la legislación sobre Calidad de Servicios Eléctricos de varios países, los cuales pasamos a resumir:

3.1.1 Calidad de Servicios Eléctricos de Ecuador

Data del año 2001. Los aspectos tomados en cuenta son:

a) Calidad del Producto

Cuyos índices son: El Nivel de Voltaje, Perturbaciones de Voltaje y Factor de Potencia. (Las denominaciones son según sus normas)

El intervalo de medición tiene una duración de 10 minutos. Los límites para el voltaje son:

Alto Voltaje (AV)	±5%
Medio Voltaje (MV)	±8%
Bajo Voltaje Urbano (BV)	±8%
Bajo Voltaje Rural (BV)	±10%

El límite para el Factor de Potencia es de 0,92, medidos para consumidores de AV y MV. Si el 5% o más del período evaluado son inferiores a los límites, el consumidor está incumpliendo con el índice.

b) Calidad del Servicio Técnico

Los índices de calidad del Servicio Técnico son:

- Frecuencia de Interrupciones por Número de Consumidores (FAIc) – Que es el número de interrupciones por período de análisis.
- Duración de las Interrupciones del Consumidor (DAIc) – Que es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas.

Los límites considerados se muestran en la Tabla N° 3.1

TABLA N° 3.1 Límites para indicador de Calidad de Servicio Técnico en Ecuador

	Lim. FAIc	Lim. DAIc
Consumidores en AV	6,0	4,0
Consumidores en MV Urbano	8,0	12,0
Consumidores en MV Rural	10,0	24,0
Consumidores en BV Urbano	10,0	16,0
Consumidores en BV Rural	12,0	36,0

c) Calidad del Servicio Comercial

Cuyos índices son: La Atención de Solicitudes, Atención de Reclamos y los Errores en Medición y Facturación.

Para la evaluación de los índices de calidad se considera la siguiente clasificación referida a la Densidad Demográfica, dentro del área geográfica que corresponde a la prestación del servicio:

- Densidad Demográfica Alta: ≥ 15 consumidores /km²
- Densidad Demográfica Media: ≥ 5 y < 15 consumidores /km²
- Densidad Demográfica Baja: < 5 consumidores /km²

El distribuidor deberá efectuar a su costo al menos una vez al año, una encuesta entre los consumidores dentro de su área de concesión, para hallar el índice de satisfacción de los consumidores, el cual no debe ser menor del 90 %.

3.1.2 Calidad de Servicios Eléctricos de Chile

Data del año 1997. La Calidad de los Servicios Eléctricos en Chile incluye:

- a) Las normas y condiciones que establezcan los Decretos de Concesión.
- b) La Seguridad de las instalaciones y de su operación, y el mantenimiento de las mismas.
- c) La satisfacción oportuna de las Solicitudes de Servicio, en los términos y condiciones establecidas.
- d) La correcta Medición y Facturación de los servicios prestados y el oportuno envío a los usuarios y clientes.
- e) El cumplimiento de los Plazos de Reposición de Suministro.
- f) La oportuna atención y corrección de situaciones de Emergencia, Interrupciones de Suministro, Accidentes y otros Imprevistos.
- g) La utilización de adecuados Sistemas de Atención e Información a los usuarios y clientes.
- h) La Continuidad del Servicio.
- i) Los Estándares de Calidad del Suministro.

La frecuencia utilizada es de 50 Hertz. Los parámetros a utilizar:

- a) Frecuencia media de interrupción y su desviación estándar
- b) Duración media de la interrupción y su desviación estándar
- c) Tiempo total de interrupción

Los límites de interrupciones son:

Para Baja Tensión :	22 interrupciones en un máximo de 20 horas
Para Alta Tensión :	14 interrupciones en un máximo de 10 horas

Los límites impuestos para las interrupciones programadas:

Para Baja Tensión	12 horas en 12 meses, que no lleguen a 8 horas continuas
Para Alta Tensión :	8 horas en 12 meses, que no lleguen a 6 horas continuas

3.1.3 Calidad de Servicios Eléctricos de Guatemala

Data del año 2001 con la denominación de Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD). El órgano fiscalizador es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

Los criterios para la asignación de las interrupciones:

- a) Las interrupciones a partir del inicio de la etapa de régimen (usuarios en AT ó MT serán considerados como equivalentes a la potencia del banco de transformación del usuario)
- b) El corte de suministro por morosidad u otras causas (éstas no serán consideradas para el cálculo de los indicadores de calidad del servicio técnico)
- c) Los usuarios con antigüedad menor a un período de control (se computarán las interrupciones desde la fecha de su conexión hasta el final del período de control)
- d) Los usuarios dados de baja (se computarán las interrupciones desde el inicio del período de control hasta la fecha de baja)
- e) Los usuarios que hayan modificado su tensión de alimentación (se computarán las interrupciones desde el inicio del período hasta la fecha de cambio con el antiguo nivel de tensión)
- f) El alumbrado público (las luminarias estarán asociadas a cada salida de BT en los centros de transformación MT/BT)

El Distribuidor asegurará que se pueda realizar la reclamación por vía telefónica.

3.1.4 Calidad de Servicios Eléctricos de Honduras

Según la legislación hondureña, la Calidad del Servicio Eléctrico (CSE) posee 03 componentes:

- a) Calidad del Servicio Técnico (CST)
- b) Calidad del Producto Técnico (CPT)
- c) Calidad del Servicio Comercial (CSC)

La CST evalúa la frecuencia, duración y severidad de las interrupciones.

Los índices globales son (IEEE Standard 1366-2003):

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), frecuencia con que un cliente promedio experimenta una interrupción.
- SAIDI (System Average Interruption Duration Index), duración total de las interrupciones que un cliente promedio experimenta.
- FMIK (Frecuencia Media de Interrupción por KVA), frecuencia con que un KVA promedio experimenta una interrupción. Equivalente a ASIFI (Average System Interruption Frequency Index)
- TTIK (Tiempo Total de Interrupción por KVA), duración total de las interrupciones que un KVA promedio experimenta. Equivalente a ASIDI (Average System Interruption Duration Index)

Los índices individuales considerados son:

- FIU (Frecuencia de Interrupción por Usuario)
- TIU (Tiempo de Interrupción por Usuario)

Los aspectos tomados para la CPT son:

- Variaciones de Estado Estable
 - Regulación de tensión
 - Desbalance de tensión
 - Distorsión de la forma de onda
 - Variaciones rápidas de tensión
- Perturbaciones
 - Transitorios
 - Variaciones de tensión de corta duración

3.1.5 Calidad de Servicios Eléctricos de Venezuela

La reglamentación de las Normas de Calidad de los Servicios Eléctricos en Venezuela, que data de 1998, nos dice como punto importante que, en ningún caso la empresa distribuidora podrá invocar el insuficiente abastecimiento de energía eléctrica como eximente de responsabilidad por el incumplimiento de las normas de calidad del servicio.

Los aspectos a tomarse en cuenta la Calidad de los Servicios Eléctricos son:

- a) El Producto Técnico Suministrado, que se refiere al nivel de tensión en el punto de alimentación y las perturbaciones.
- b) El Servicio Técnico, que involucra a la frecuencia y duración de las interrupciones en el suministro.
- c) Los aspectos del Servicio Comercial, los cuales son la correcta atención al usuario en los locales de atención, los tiempos utilizados para responder a pedidos de conexión, errores en la facturación y facturación estimada, demoras en la atención de las reclamaciones del usuario, tiempos para la restitución de suministros cortados por falta de pago, y tramitaciones de quejas.
- d) Alumbrado Público, que se controlarán los tiempos de normalización del servicio y el nivel de iluminación.

Los límites para la Calidad de Producto Técnico son (tensión):

Alta Tensión:	±5%
Media Tensión:	±8%
Baja Tensión:	±8%

Los límites para la Calidad de Servicio Técnico (interrupciones) se muestran en la Tabla 3.2.

TABLA N° 3.2 Límites para Calidad de Servicio Técnico en Venezuela

	USUARIO	INDICADOR	VALOR
	SUMINISTROS	LimFEU	4
	EN AT	LimTEU	3
ZONA URBANA	SUMINISTROS	LimFEU	5
	EN MT	LimTEU	4
	SUMINISTROS	LimFEU	5
	EN BT	LimTEU	10
ZONA RURAL	SUMINISTROS	LimFEU	5
	EN MT	LimTEU	8
	SUMINISTROS	LimFEU	7
	EN BT	LimTEU	15

Donde:

LimFEU Límite de Frecuencia Equivalente de interrupción por usuario en el semestre, según el tipo de suministro.

LimTEU : Límite de Duración Equivalente Total de Interrupción por usuario en el semestre, según el tipo de suministro

Para la Calidad de Servicio Comercial deberá disponerse de un Centro de Atención Telefónica para la recepción de reclamos por falta de suministro las 24 horas del día.

Para la Calidad de Alumbrado Público, el tiempo de normalización es de 24 horas cuando existen anomalías en el servicio.

3.1.6 Calidad de Servicios Eléctricos de Panamá

Data de 1998. Los aspectos considerados para la Calidad de Servicios Eléctricos son:

- a) Alumbrado Público
- b) Sistema de Medición
- c) Tensión
- d) Fliker y Armónicos
- e) Confiabilidad
- f) Servicio Comercial

En el punto (a), evalúa para calle y avenidas de uso público y excluye parques y pasos peatonales. Se penaliza todas las luminarias encontradas apagadas si sobrepasa el 2% del total.

Para el punto (b), establece períodos de certificación de calibración:

Medidores Electromecánicos:	5 años existentes
	10 años nuevos
Medidores Electrónicos:	3,5 años existentes
	7,5 años nuevos

Implementa un Plan Anual de Verificación, el cual da los siguientes límites:

Medidores Electromecánicos:	2%
-----------------------------	----

Medidores Electrónicos: 0,5%

Para el punto (c), la norma obliga el análisis del 1% de los clientes semestralmente, por un período de 7 días corridos a intervalos de 15 minutos. Los límites dados son:

Zona Urbana:	±5%
Zona Rural:	±7%
Zona Aislado:	±8%

Para el punto (d), la norma obliga el análisis mensual de un punto de verificación por cada 60000 clientes, dando un período de medición de 14 días a un intervalo de 10 minuto.

Para el punto (e), la norma se aplica en forma individual a cada cliente. No se cuentan las interrupciones menores de 3 minutos ni las debidas a fuerza mayor y casos fortuitos. Los límites son:

Cantidad de interrupciones:	Urbano – 8 por año
	Rural – 12 por año
Duración de interrupciones:	Urbano – 17,52 horas año
	Rural – 61,32 horas año

Para la Calidad de Servicio Comercial se consideran los límites de los aspectos consignados en la Tabla N° 3.3

TABLA N° 3.3 Límites para Aspectos de Calidad del Servicio Comercial en Panamá

	MUY ALTA DENSIDAD	ALTA DENIDAD	DENSIDAD MEDIA	BAJA DENSIDAD	MUY BAJA DENSIDAD
Reposición después de una interrupción individual	3 Horas	4 Horas	4 Horas	6 Horas	24 Horas
Conexión del servicio eléctrico y el medidor	3 días hábiles	3 días hábiles	3 días hábiles	5 días hábiles	10 días hábiles
Restablecimiento por falta de pago	24 Horas	24 Horas	24 Horas	48 Horas	48 Horas
Estimaciones en la facturación	2 Facturaciones	2 Facturaciones	2 Facturaciones	3 Facturaciones	3 Facturaciones
Reclamaciones en facturación	30 días calendario	30 días calendario	30 días calendario	30 días calendario	30 días calendario
Interrupciones programadas	2 días antes	2 días antes	2 días antes	2 días antes	3 días antes
Reclamaciones nivel de tensión	Visita 8 días hábiles, rpta. 30 d. calendario	Visita 8 d. hábiles, rpta. 30 d. calendario	Visita 10 d. hábiles, rpta. 30 d. calendario	Visita 10 d. hábiles, rpta. 30 d. calendario	Visita 15 d. hábiles, rpta. 30 d. calendario
Reclamaciones por inconvenientes en el medidor	Visita 5 días hábiles, rpta. 30 d. calendario	Visita 5 d. hábiles, rpta. 30 d. calendario	Visita 7 d. hábiles, rpta. 30 d. calendario	Visita 7 d. hábiles, rpta. 30 d. calendario	Visita 15 d. hábiles, rpta. 30 d. calendario

3.1.7 Calidad de Servicios Eléctricos de España

La Normatividad de la Calidad de Servicios Eléctricos en España se centra en la Calidad de Suministro.

Los aspectos normados principales son: La Calidad de Producto y la Continuidad del Suministro, tomando en cuenta:

- El número y duración de interrupciones largas del suministro
- Los índices de fiabilidad (Reliability) asociadas a las interrupciones

Índices individuales:

- Número de interrupciones
- Duración media
- Energía no suministrada

Índices de Sistema:

- Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada (TIEPI)
- Número de interrupciones equivalente de la potencia instalada (NIEPI)

Además revisa los Costos de las Interrupciones:

- Costos Directos: son los directamente atribuibles a las interrupciones
- Costos Indirectos: son difíciles de evaluar y están asociados a las consecuencias de los efectos directos de las interrupciones
- Costos de Inconveniencia no Material: asociados al dinero que un cliente pagaría por no tener una interrupción.

3.2 Comparaciones con el caso peruano

La revisión de la normatividad de varios países del mundo nos como primera resultante que en todos los casos analizados no se ha hecho una separación de las normas para zonas urbanas y otra para zonas rurales más que las que se han incluido en los mismos reglamentos. Es decir, la legislación Peruana es la única que tiene dos normas sobre la Calidad de los Servicios Eléctricos, una para zonas urbanas (NTCSE) y otra para zonas rurales (NTCSER).

En la mayoría de países de Latinoamérica, al normar la Calidad de los Servicios Eléctricos se han establecido etapas para la aplicación de las mismas, estableciendo en la primera etapa como la de adecuación y de medición de los estándares de calidad sin penalidades o compensaciones a los clientes, y en las sucesivas etapas un ingreso paulatino a la plena vigencia de las normas.

En éste acápite se harán comparaciones de cada uno de los aspectos tomados para la evaluación de la Calidad de los Servicios Eléctricos, tomando como referencia la NTCSE.

3.2.1 Calidad de Producto

La medición de la Tensión como indicador de la Calidad de Producto es general. Para todos evalúa la diferencia de tensión en un intervalo entre la media de valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en un punto de entrega y el valor nominal.

En su gran mayoría de países, el intervalo de medición es de 15 minutos de duración, pero en algunos se ha normado con 10 minutos de duración.

Los valores de tolerancia para media tensión están en el orden del $\pm 5\%$ a $\pm 8\%$, y para baja tensión está entre $\pm 7\%$ a $\pm 10\%$. Los valores máximos tanto para MT y BT son determinados para las zonas rurales según lo especifica cada país.

Para la NTCSE no se consideran las perturbaciones, en cambio para los demás países si es tomada en cuenta debido a las cargas de origen industrial ubicadas en zonas rurales (minas, plantas de procesos, etc.), las cuales influyen en la Calidad de la Onda de Tensión. Se debe indicar que la mayoría de empresas industriales en nuestro país es de origen minero y que, o tienen una alimentación propia (generación térmica a carbón o petróleo), o están conectados al Sistema Interconectado Nacional rigiéndose directamente bajo la NTCSE. Un reducido grupo está conectado a Sistemas Eléctricos Rurales con potencias que oscilan entre 150 y 500 kW, siendo empresas de extracción de pequeña envergadura o plantas procesadores de mineral.

Para el caso de Ecuador, su normatividad permite evaluar la Calidad de Producto además poniendo un límite para el Factor de Potencia de 0,92, atribuido directamente al Cliente de alta y media tensión.

3.2.2 Calidad de Suministro

En general los índices para la Calidad de Suministro o de Servicio Técnico (así denominado en otros países de la región), es la cantidad de interrupciones suscitadas en un período determinado y la duración de las mismas en el mismo período.

En el caso peruano, para el NTCSE, se calcula el número de interrupciones promedio por cliente y la duración ponderada acumulada de interrupciones promedio por cliente, lo que indica que para obtener valores bajos de estos dos indicadores, las interrupciones suscitadas deben afectar la menor cantidad de clientes del Sistema Eléctrico.

Para los demás casos (otros países analizados), se calcula directamente el número de interrupciones y la duración ponderada de las mismas. Para ambos casos, los valores de ponderación son para interrupciones programadas u otros tipos de interrupción.

Teniendo esta diferencia entre las formas de cálculo de los indicadores del caso peruano y de otros países, se concluye que nuestro país es más tolerante en cuanto a las interrupciones del servicio en zonas rurales.

El período de medición de los indicadores para todos los países es de 6 meses, a excepción de Panamá que es de 1 año.

En todos los países analizados no se consideran dentro del cálculo de los indicadores, las interrupciones menores a 3 minutos, cuyo origen de las interrupciones sea en el mismo SER, ni las debidas a causas mayores (como las originadas en los sistemas de alimentación), a excepción de Chile y España que si los consideran bajo condiciones especiales normadas por sus entes Supervisores.

Según lo establecido por las normas en cada país, se considera el inicio de la interrupción, en zonas rurales, al momento en que el suministrador toma conocimiento del hecho. Para el NTCSE esto también rige, pero para el NTCSE, se considera para los cálculos de los índices, el tiempo real de inicio de la interrupción.

3.2.3 Calidad de Servicio Comercial

La evaluación de la Calidad de Servicio comercial para todos los países se fundamenta en el restablecimiento y la reposición del servicio.

Los parámetros a ser evaluados son: las Solicitudes a Nuevos Clientes, Reconexiones, Solución a problemas de Errores de Medición o de Facturación, y por cambios de niveles de tarifas.

Los límites establecidos están entre 1 semana y 1 mes, teniendo en cuenta si son sistemas aislados o rurales.

La mayoría de las normas de los otros países no establece la evaluación de la Calidad de Atención al Cliente. En algunas, incluyendo a la NTCSER se exige tener una Central Telefónica las 24 horas para efectuar reclamos o consultas sobre el servicio eléctrico.

En el caso de Ecuador, han establecido que los plazos máximos para brindar el Servicio Comercial deben tener la consideración de la Densidad Demográfica dentro del área geográfica que corresponde a la prestación del servicio.

Además, en ese país, se considera para la evaluación de la Calidad del Servicio Comercial, al índice de Satisfacción de los Consumidores, el cual no debe ser menor del 90%, y que se halla con encuestas a los clientes dentro de las áreas de concesión de la empresa distribuidora, realizada por lo menos 1 vez al año.

3.2.4 Calidad de Alumbrado Público

Los estándares de Calidad para el Alumbrado Público no han sido considerados en la mayoría de normas en todos los países. En el caso peruano, la NTCSER considera la evaluación de la cantidad de lámparas apagadas que están bajo responsabilidad del suministrador de los servicios eléctricos.

CAPÍTULO IV

CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN SISTEMAS RURALES

4.1 Detalle de información registrada de los parámetros de calidad del servicio eléctrico en los sistemas eléctricos tomados como casos

Los SER en nuestro país poseen características especiales como se ha visto en los anteriores capítulos, que determinan el costo de inversión, de operación y mantenimiento de cada uno.

En base a la descripción de los SER utilizados como casos de análisis realizada en el capítulo 3, se desarrollarán las evaluaciones de calidad de producto y suministro con datos de los años 2006 al 2009.

La evaluación de la calidad de producto se realizó para el caso del SER Coracora. Los puntos de entrega considerados para la medición de la tensión fueron tomados en la Subestación Eléctrica de Coracora para los niveles de tensión en 60, 22,9 y 10 kV, con un Período de Control de seis meses, un Período de Medición de 168 horas continuas y un Intervalo de medición de 15 minutos.

La evaluación de la calidad de suministro se realizó en base al registro de interrupciones de cada uno de los SER tomados como casos de estudio (SER Coracora, SER Quicacha y SER Asquipata), con un Período de Control de seis meses.

Los datos utilizados en ambas evaluaciones han sido registrados por la Supervisión de la Operación y Mantenimiento de los Sistemas Eléctricos Rurales durante los años 2006 al 2009.

4.1.1 Detalle de parámetros de Calidad de Producto

El estudio de la Calidad de Producto se realizará en base al SER Coracora, principalmente por la accesibilidad que se tiene para realizar las mediciones (instalaciones seguras como SET Coracora) y facilidad de personal para que realizase el

monitoreo de los datos y su procesamiento (los otros sistemas tomados como casos no cuentan con personal de operación regular).

El Sistema Eléctrico Rural de Coracora es alimentado del Sistema Interconectado Nacional por intermedio de la Subestación Eléctrica de Coracora, la cual posee cuatro salidas, con dos niveles de tensión. El nivel de Tensión de la alimentación es en 60 kV y el de las salidas es en 22,9 y 10 kV. La distribución de los niveles de tensión es graficado en el Diagrama de la SET Coracora en el Anexo A (Diagramas).

La medición de la Calidad de Producto fue realizada en la SET Coracora por la razón de que en sus instalaciones existe un fácil acceso para la recolección de datos, por que posee tableros con conexiones marcados para la toma de información para los diferentes niveles de tensión. En las localidades de zonas rurales e inclusive en las instalaciones de los grandes clientes (antenas de telefonía celular y algunos fundos), los puntos de alimentación a sus redes se encuentran a la intemperie en zonas agrestes de difícil acceso y con diversas condiciones climáticas (algunas mayores a los 3500 msnm) y lo cual dificulta la recolección de datos.

Los datos recolectados son de la llegada en 60 kV a la SET Coracora desde la SET Puquio por intermedio de la Línea de Transmisión Puquio – Coracora, la tensión en barra en 22,9 kV, que sale a 03 circuitos del PSE Coracora y que son clientes del sistema, y en la barra en 10 kV que alimenta a la ciudad de Coracora, la cual es cliente del sistema y es administrado por la empresa ElectroSurmedio.

La toma de datos se comenzó a realizar desde el primer semestre del 2007, eligiéndose los meses febrero, julio y agosto para la recolección de ellos debido a que son meses donde se suscitan la mínima y máxima demanda en el año. El mes de febrero es el que registra la menor demanda en el año, debido a que pertenece al período de lluvias y la mayoría de usuarios migran a la costa por el verano. Entre los meses de julio y agosto se presenta la máxima demanda en el año debido a que son los meses en donde se realizan las fiestas patronales en la mayoría de localidades incluyendo la de la provincia. Se registraron los valores de tensión durante todos los días de los meses indicados y se eligió para este estudio los valores del día de mínima o máxima demanda según sea el caso, más el día siguiente para completar las 48 horas continuas especificadas por la NTCSEER como Período de Medición.

Para la recolección de datos se utilizó un instrumento registrador perteneciente a la Empresa Adinelsa (Administración de la Infraestructura Eléctrica S.A.), cuyas características son las siguientes:

➤ Modelo	Topas 1000
➤ Marca	LEM
➤ Interface	Ethernet
➤ Rango de Voltaje	desde 100 mV a 1000 V
➤ Intervalos de medida	de 10 ms, 3 s, 10 min, a 24 h
➤ Memoria	512 Mb
➤ Altura de trabajo	3000 msnm
➤ Voltaje nominal (rms)	200 mV

Los datos registrados que se eligieron para la evaluación de la Calidad de Producto son presentados en el Anexo B. Se adiciona en la tabla de registro, la diferencia entre la media de los valores registrados y el valor de la tensión nominal (indicador de calidad), para cada uno de los datos obtenidos, y evaluar la tolerancia indicada en la NTCSER y determinar la calidad de la energía suministrada.

Los datos obtenidos del analizador son para las tres fases de cada una de los niveles de tensión, y se ha calculado el valor del indicador de calidad para cada fase y se evaluarán los Intervalos de Medición por fase y en su conjunto.

4.1.2 Detalle de parámetros de Calidad de Suministro

Para la evaluación de las interrupciones se han tomado los casos de tres SER: Coracora, Quicacha y Asquipata. Estos sistemas aunque se encuentran en zonas similares, poseen características muy diferentes.

En el Capítulo I se detallaron las características eléctricas de los sistemas tomados como casos de evaluación. De dichos sistemas, el SER Coracora es el más completo debido a que posee los niveles de Alta, Media y Baja Tensión. El SER Quicacha depende de la generación térmica y el SER Asquipata depende del suministro de energía de una empresa concesionaria alimentada por el Sistema Interconectado Nacional.

El SER Coracora inició sus operaciones a mediados del año 2006, después de dos años de construcción y de operación provisional, y presentó desde el principio problemas de interrupciones del suministro en todos los niveles de tensión debido a tormentas eléctricas suscitadas en la zona de influencia del sistema, así como en las zonas que albergan las líneas de transmisión que suministran el servicio eléctrico del Sistema Interconectado Nacional.

En las Tablas N° 4.1 a 4.12, se presenta un resumen de los registros de interrupciones de los años 2006 al 2009, así como los resultados del cálculo de los indicadores de Calidad de Suministro: Número de Interrupciones por Cliente (NIC) y Duración de Interrupciones por Cliente (DIC). Los registros completos elaborados por la Supervisión de la Operación y Mantenimiento de los Sistemas Eléctricos Rurales son presentados en el Anexo C.

TABLA N° 4.1 Registro de Interrupciones en MT del SER Coracora – 2do Semestre 2006

MES	ITEM	DURACION DE INTERRUPCION (horas)	CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	NIC parcial (interr.)	K: factor Ponderación de duracion	DIC parcial (horas)
JULIO				0,0000	0,00	0,0000
AGOSTO	1	8,15	6464	0,0000	0,00	0,0000
SETIEMBRE	2	8,78	6464	1,0000	1,00	8,7800
OCTUBRE				0,0000	0,00	0,0000
NOVIEMBRE				0,0000	0,00	0,0000
DICIEMBRE	3	1,32	6464	1,0000	1,00	1,3200

TABLA N° 4.2 Registro de Interrupciones en MT del SER Coracora – 1er Semestre 2007

MES	ITEM	DURACION DE INTERRUPCION (horas)	CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	NIC parcial (interr.)	K: factor Ponderación de duración	DIC parcial (horas)
ENERO				0,0000	0,00	0,0000
FEBRERO				0,0000	0,00	0,0000
MARZO	1	1,17	6269	0,0000	0,00	0,0000
	2	6,78	6269	0,0000	0,00	0,0000
	3	0,40	6269	0,9654	1,00	0,3861
	4	0,60	6269	0,9654	1,00	0,5792
	5	0,40	6269	0,9654	1,00	0,3861
ABRIL	6	0,22	6332	0,0000	0,00	0,0000
	7	0,32	6332	0,0000	0,00	0,0000
	8	0,65	6332	0,0000	0,00	0,0000
MAYO				0,0000	0,00	0,0000
JUNIO				0,0000	0,00	0,0000

TABLA N° 4.3 Registro de Interrupciones en MT del SER Coracora – 2do Semestre 2007

MES	ITEM	DURACION DE INTERRUPCION (horas)	CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	NIC parcial (interr.)	K: factor Ponderación de duración	DIC parcial (horas)
JULIO	1	1,17	6446	0,0000	0,00	0,0000
AGOSTO	2	48,15	6464	0,0000	0,00	0,0000
	3	0,92	6464	0,0000	0,00	0,0000
SETIEMBRE	4	0,42	6496	0,0000	0,00	0,0000
	5	6,23	6496	0,0000	0,00	0,0000
OCTUBRE	6	9,85	6476	0,9972	0,00	0,0000
NOVIEMBRE	7	0,95	6494	0,0000	0,00	0,0000
	8	0,37	6494	0,0000	0,00	0,0000
	9	5,90	6494	1,0000	0,50	2,9500
DICIEMBRE	10	3,25	540	0,0832	1,00	0,2702

TABLA N° 4.4 Registro de Interrupciones en MT del SER Coracora Circuito 01 – 1er Semestre 2008

MES	ITEM	DURACION DE INTERRUPCION (horas)	CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	NIC parcial (interr.)	K: factor Ponderación de duración	DIC parcial (horas)
CIRCUITO 01						
Enero				0,0000	0	0,0000
Febrero	1	19,25	292	0,0429	1	0,8266
	2	13,25	497	0,0731	1	0,9684
	3	4,25	141	0,0207	1	0,0881
	4	18,33	109	0,0160	1	0,2938
	5	67,75	453	0,0666	1	4,5133
Marzo	6	4	771	0,1134	0,5	0,2268
	7	21,16	109	0,0160	1	0,3392
	8	2,13	688	0,1012	1	0,2155
	9	16,50	200	0,0294	1	0,4853
	10	16,00	141	0,0207	1	0,3318
	11	17,00	109	0,0160	1	0,2725
	12	71,00	200	0,0294	1	2,0882
	13	18,50	141	0,0207	1	0,3836
	14	13,00	141	0,0207	1	0,2696
Abril	15	7,75	109	0,0160	0,25	0,0311
	16	24,00	109	0,0160	0,5	0,1924
	17	2,00	2838	0,4174	0,5	0,4174
Mayo				0,0000	0	0,0000
Junio	18	1,28	2838	0,4174	0	0,0000

TABLA N° 4.5 Registro de Interrupciones en MT del SER Coracora Circuito 02 – 1er Semestre 2008

MES	ITEM	DURACION DE INTERRUPCION (horas)	CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	NIC parcial (interr.)	K: factor Ponderación de duración	DIC parcial (horas)
CIRCUITO 02						
Enero	19	1,25	3073	0,4519	1	0,5649
	20	0,82	3073	0,4519	1	0,3706
Febrero	21	5,5	3073	0,4519	1	2,4855
	22	21,13	34	0,0050	1	0,1057
	23	22,5	150	0,0221	1	0,4963
	24	1,6	148	0,0218	1	0,0348
	25	16	54	0,0079	1	0,1271
	26	20,25	150	0,0221	1	0,4467
	27	23,67	150	0,0221	1	0,5221
	28	16,5	12	0,0018	1	0,0291
	29	2,03	3073	0,4519	1	0,9174
	30	3,5	68	0,0100	0,5	0,0175
	31	1,67	148	0,0218	1	0,0363
	32	3,83	3073	0,4519	0	0,0000
	33	3,5	294	0,0432	1	0,1513
Marzo	34	2,25	148	0,0218	0	0,0000
	35	23,50	38	0,0056	1	0,1313
	36	2,42	148	0,0218	1	0,0527
	37	17,25	217	0,0319	1	0,5505
	38	4	38	0,0056	1	0,0224
	39	2,33	148	0,0218	1	0,0507
	40	4	744	0,1094	0,5	0,2188
	41	0,58	331	0,0487	1	0,0282
Abril				0,0000	0	0,0000
Mayo				0,0000	0	0,0000
Junio	42	0,22	3073	0,4519	0,25	0,0249
	43	2,48	3074	0,4521	0	0,0000

TABLA N° 4.6 Registro de Interrupciones en MT del SER Coracora Circuito 03 – 1er Semestre 2008

MES	ITEM	DURACION DE INTERRUPCION (horas)	CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	NIC parcial (interr.)	K: factor Ponderación de duración	DIC parcial (horas)
CIRCUITO 03						
Enero				0,0000	0	0,0000
Febrero	42	4,83	220	0,0324	1	0,1563
	43	3,37	307	0,0451	1	0,1521
	44	21,58	207	0,0304	1	0,6569
	45	2,8	821	0,1207	1	0,3381
Marzo	46	0,50	65	0,0096	0,5	0,0024
	47	6,50	307	0,0451	1	0,2935
	48	3,00	207	0,0304	1	0,0913
Abril	49	3,00	86	0,0126	1	0,0379
Mayo				0,0000	0	0,0000
Junio				0,0000	0	0,0000

TABLA N° 4.7 Registro de Interrupciones en MT del SER Coracora Circuito 01 – 2do Semestre 2008

MES	ITEM	DURACION DE INTERRUPCION (horas)	CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	NIC parcial (interr.)	K: factor Ponderación de duración	DIC parcial (horas)
CIRCUITO 01						
Julio	1	0,15	2838	0,4174	0,25	0,0157
Agosto	2	0,98	2839	0,4175	0	0,0000
Setiembre	3	0,28	2839	0,4175	1	0,1169
Octubre	4	3,12	50	0,0074	1	0,0229
	5	3,58	170	0,0250	1	0,0895
Noviembre	6	3,02	95	0,0140	1	0,0422
Diciembre	7	6,00	141	0,0207	1	0,1244

TABLA N° 4.8 Registro de Interrupciones en MT del SER Coracora Circuito 02 – 2do Semestre 2008

MES	ITEM	DURACION DE INTERRUPCION (horas)	CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	NIC parcial (interr.)	K: factor Ponderación de duración	DIC parcial (horas)
CIRCUITO 02						
Julio	8	3,14	154	0,0226	1	0,0711
Agosto	9	3,5	166	0,0244	0,5	0,0427
Setiembre	10	10,67	3074	0,4521	1	4,8235
	11	1,32	3074	0,4521	1	0,5967
Octubre	12	1,86	117	0,0172	1	0,0320
	13	2,67	117	0,0172	1	0,0459
Noviembre	14	8,16	154	0,0226	0,25	0,0462
Diciembre				0,0000	0	0,0000

TABLA N° 4.9 Registro de Interrupciones en MT del SER Coracora Circuito 03 – 2do Semestre 2008

MES	ITEM	DURACION DE INTERRUPCION (horas)	CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	NIC parcial (interr.)	K: factor Ponderación de duración	DIC parcial (horas)
CIRCUITO 03						
Julio				0,0000	0	0,0000
Agosto	15	4,00	236	0,0347	0,5	0,0694
Setiembre	16	1,70	821	0,1207	1	0,2053
Octubre				0,0000	0	0,0000
Noviembre				0,0000	0	0,0000
Diciembre				0,0000	0	0,0000

**TABLA N° 4.10 Registro de Interrupciones en MT del SER Coracora Circuito 01 –
1er Semestre 2009**

MES	ITEM	DURACION DE INTERRUPCION (horas)	CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	NIC parcial (interr.)	K: factor Ponderación de duración	DIC parcial (horas)
CIRCUITO 01						
Enero	1	18,1	158	0,0232	1	0,4206
	2	28,3	81	0,0119	1	0,3371
	3	17,16	35	0,0051	1	0,0883
	4	1,58	767	0,1128	1	0,1782
	5	23,2	141	0,0207	1	0,4811
	6	24,6	81	0,0119	1	0,2930
Febrero	7	24,12	2839	0,4175	1	10,0701
	8	2,93	583	0,0857	1	0,2512
	9	17,25	141	0,0207	1	0,3577
	10	18,75	158	0,0232	1	0,4357
	11	29,5	158	0,0232	1	0,6854
Marzo	12	16	158	0,0232	1	0,3718
	13	17,12	688	0,1012	1	1,7321
	14	2,15	98	0,0144	1	0,0310
	15	29,38	158	0,0232	1	0,6827
	16	0,08	2839	0,4175	1	0,0334
	17	14,36	2839	0,4175	1	5,9953

**TABLA N° 4.11 Registro de Interrupciones en MT del SER Coracora Circuito 02 –
1er Semestre 2009**

MES	ITEM	DURACION DE INTERRUPCION (horas)	CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	NIC parcial (interr.)	K: factor Ponderación de duración	DIC parcial (horas)
CIRCUITO 02						
Enero	18	3,1	154	0,0226	1	0,0702
	19	5,17	154	0,0226	1	0,1171
	20	16	42	0,0062	1	0,0988
Febrero	21	13,17	294	0,0432	1	0,5694
	22	16,34	331	0,0487	1	0,7954
	23	19,46	154	0,0226	1	0,4407
	24	0,56	3074	0,4521	1	0,2532
	25	0,42	148	0,0218	0	0,0000
	26	4,58	80	0,0118	1	0,0539
	27	2,42	89	0,0131	1	0,0317
	28	3,17	154	0,0226	1	0,0718
Marzo	29	3,83	148	0,0218	1	0,0834
	30	1,33	34	0,0050	1	0,0067
	31	2,84	148	0,0218	1	0,0618
	32	16,33	331	0,0487	1	0,7949
	33	17,04	154	0,0226	1	0,3859
	34	14,4	68	0,0100	1	0,1440
	35	17,85	154	0,0226	1	0,4043

**TABLA N° 4.12 Registro de Interrupciones en MT del SER Coracora Circuito 03 –
1er Semestre 2009**

MES	ITEM	DURACION DE INTERRUPCION (horas)	CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	NIC parcial (interr.)	K: factor Ponderación de duración	DIC parcial (horas)
CIRCUITO 03						
Enero	36	0,8	821	0,1207	1	0,0966
	37	19,4	48	0,0071	1	0,1369
Febrero	38	17,66	207	0,0304	1	0,5376
Marzo	39	2,85	86	0,0126	1	0,0360

Los valores en donde se ha calculado los índices NIC y DIC parciales que sean cero, son aquellas interrupciones en donde el causante es la empresa que alimenta al SER o por fallas en el Sistema Interconectado Nacional. Las casillas en blanco son los meses en donde no se han producido interrupciones.

Los datos de interrupciones para usuarios en Baja Tensión han sido obtenidos con valores promedio de interrupciones semestrales de clientes finales, cantidades de usuarios afectados y horas de interrupción en cada localidad del PSE Coracora, ocurridas fuera de las horas de interrupción consideradas para Media Tensión.

En las Tablas N° 4.13 a 4.16 se presentan los datos de interrupciones en Baja Tensión del PSE Coracora por semestre de los años 2006 al 2009. Adicionalmente se calculan los valores parciales por semestre de los indicadores NIC y DIC.

TABLA N° 4.13 Registro de Interrupciones en BT del SER Coracora – 2006

Datos BT PSE Coracora Total	Cantidad de usuarios BT sin servicio (BT5)	Tiempo de interr. (BT5)	Cantidad de usuarios BT sin servicio (BT7)	Tiempo de interr. (BT7)	NIC Parcial	DIC Parcial
2do Semestre	150	48	0	0	0,0232	1,1139

TABLA N° 4.14 Registro de Interrupciones en BT del SER Coracora – 2007

Datos BT PSE Coracora Total	Cantidad de usuarios BT sin servicio (BT5)	Tiempo de interr. (BT5)	Cantidad de usuarios BT sin servicio (BT7)	Tiempo de interr. (BT7)	NIC Parcial	DIC Parcial
1er Semestre	108	42	600	60	0,1090	6,2421
2do Semestre	96	36	510	60	0,0933	5,2442

TABLA N° 4.15 Registro de Interrupciones en BT del SER Coracora – 2008

Datos BT PSE Coracora Total	Cantidad de usuarios BT sin servicio (BT5)	Tiempo de interr. (BT5)	Cantidad de usuarios BT sin servicio (BT7)	Tiempo de interr. (BT7)	NIC Parcial	DIC Parcial
1er Semestre	114	48	360	54	0,0697	3,6635
2do Semestre	102	36	270	48	0,0547	2,4459

TABLA N° 4.16 Registro de Interrupciones en BT del SER Coracora – 2009

Datos BT PSE Coracora Total	Cantidad de usuarios BT sin servicio (BT5)	Tiempo de interr. (BT5)	Cantidad de usuarios BT sin servicio (BT7)	Tiempo de interr. (BT7)	NIC Parcial	DIC Parcial
1er Semestre	96	48	180	54	0,0406	2,1071

El SER Quicacha inició sus operaciones en el año 2000, con la alimentación de la Mini Central Hidroeléctrica de Quicacha, obteniendo 24 horas continuas de servicio eléctrico. A medida que pasaron los años, la cantidad de agua proveniente del río que alimentaba a la Mini Central fue disminuyendo de tal forma que en los últimos 4 años no hay caudal suficiente para mantener la alimentación de continua del servicio. Adicionalmente, se instaló un grupo térmico para completar las horas punta, pero poco a poco se mantuvo como estándar de hora de operación la cantidad de horas punta.

En las Tablas N° 4.17 a 4.20, se presenta un resumen de los registros de interrupciones de los años 2006 al 2009, así como los resultados del cálculo de los indicadores de Calidad de Suministro: Número de Interrupciones por Cliente (NIC) y Duración de Interrupciones por Cliente (DIC). Los registros completos elaborados por la Supervisión de la Operación y Mantenimiento de los Sistemas Eléctricos Rurales son presentados en el Anexo C.

Las casillas en blanco son los meses en donde no se han producido interrupciones.

TABLA N° 4.18 Registro de Interrupciones en MT del SER Quicacha 2007

MES	ITEM	DURACION DE INTERRUPCION (horas)	CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	NIC parcial (Interr.)	K: factor Ponderación de duración	DIC parcial (horas)	Horario de Suministro
Enero	1	0,42	333	1,0000	1	0,4200	18:00 a 21:00
Febrero							18:00 a 21:30
Marzo							18:00 a 21:20
Abril							18:00 a 21:20
Mayo	2	0,17	333	1,0000	1	0,1700	18:00 a 21:20
Junio	3	0,17	333	1,0000	1	0,1700	18:00 a 21:30
	4	0,17	333	1,0000	1	0,1700	18:00 a 21:30
	5	0,17	333	1,0000	1	0,1700	18:00 a 21:30
Julio						18:00 a 21:20	
Agosto							18:00 a 21:30
Septiembre							18:00 a 21:50
Octubre	1	1	333	1,0000	1	1,0000	18:00 a 21:50
	2	1	333	1,0000	1	1,0000	18:00 a 21:50
	3	1	333	1,0000	1	1,0000	18:00 a 21:50
	4	1	333	1,0000	1	1,0000	18:00 a 21:50
	5	1	333	1,0000	1	1,0000	18:00 a 21:50
	6	1	333	1,0000	1	1,0000	18:00 a 21:50
Noviembre	7	0,5	333	1,0000	1	0,5000	18:00 a 21:20
	8	0,5	333	1,0000	1	0,5000	18:00 a 21:20
	9	0,5	333	1,0000	1	0,5000	18:00 a 21:20
Diciembre	10	1,5	333	1,0000	1	1,5000	18:00 a 21:20

TABLA N° 4.19 Registro de Interrupciones en MT del SER Quicacha 2008

MES	ITEM	DURACION DE INTERRUPCION (horas)	CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	NIC parcial (interr.)	K: factor Ponderación de duración	DIC parcial (horas)	Horario de Suministro
Enero	1	0,17	333	1,0000	1	0,1700	18:00 a 21:00
	2	0,17	333	1,0000	1	0,1700	18:00 a 21:00
Febrero							18:00 a 20:50
Marzo	3	0,5	333	1,0000	1	0,5000	18:00 a 21:20
	4	0,5	333	1,0000	1	0,5000	18:00 a 21:20
Abril							18:00 a 21:20
Mayo							18:00 a 21:20
Junio							18:00 a 21:30
Julio							18:00 a 21:30
Agosto	1	3,5	333	1,0000	1	3,5000	18:00 a 21:30
	2	3,5	333	1,0000	1	3,5000	18:00 a 21:30
	3	3,5	333	1,0000	1	3,5000	18:00 a 21:30
	4	3,5	333	1,0000	1	3,5000	18:00 a 21:30
	5	3,5	333	1,0000	1	3,5000	18:00 a 21:30
Septiembre							18:00 a 21:30
Octubre							18:00 a 21:30
Noviembre	6	3,5	333	1,0000	1	3,5000	18:00 a 21:30
Diciembre							18:00 a 21:30

TABLA N° 4.20 Registro de Interrupciones en MT del SER Quicacha 2009

MES	ITEM	DURACION DE INTERRUPCION (horas)	CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	NIC parcial (interr.)	K: factor Ponderación de duración	DIC parcial (horas)	Horario de Suministro
Enero							18:00 a 21:30
Febrero	1	3,33	333	1,0000	1	3,3300	18:00 a 21:20
Marzo	2	3,33	333	1,0000	1	3,3300	18:00 a 21:20

En las Tablas N° 4.21 a 4.24 se presentan los datos de interrupciones en Baja Tensión del PSE Quicacha por semestre de los años 2006 al 2009. Adicionalmente se calculan los valores parciales por semestre de los indicadores NIC y DIC.

TABLA N° 4.21 Registro de Interrupciones en BT del SER Quicacha 2006

Datos BT PSE Coracora Total	Cantidad de usuarios BT sin servicio (BT5)	Tiempo de interr. (BT5)	NIC Parcial	DIC Parcial
1er Semestre	30	48	0,0901	4,3243
2do Semestre	30	42	0,0901	3,7838

TABLA N° 4.22 Registro de Interrupciones en BT del SER Quicacha 2007

Datos BT PSE Coracora Total	Cantidad de usuarios BT sin servicio (BT5)	Tiempo de interr. (BT5)	NIC Parcial	DIC Parcial
1er Semestre	24	36	0,0721	2,5946
2do Semestre	24	30	0,0721	2,1622

TABLA N° 4.23 Registro de Interrupciones en BT del SER Quicacha 2008

Datos BT PSE Coracora Total	Cantidad de usuarios BT sin servicio (BT5)	Tiempo de interr. (BT5)	NIC Parcial	DIC Parcial
1er Semestre	18	30	0,0541	1,6216
2do Semestre	18	24	0,0541	1,2973

TABLA N° 4.24 Registro de Interrupciones en BT del SER Quicacha 2009

Datos BT PSE Coracora Total	Cantidad de usuarios BT sin servicio (BT5)	Tiempo de interr. (BT5)	NIC Parcial	DIC Parcial
1er Semestre	24	24	0,0721	1,7297
2do Semestre	0	0	0,0000	0,0000

El SER Cangallo Sector Asquipata inició sus operaciones en el año 2001, con la alimentación del Sistema Interconectado Nacional por intermedio del Sistema Eléctrico Rural de Querobamba, administrado por la empresa Electro Sur Este (ELSE).

En las Tablas N° 4.25 a 4.27, se presenta un resumen de los registros de interrupciones de los años 2007 al 2009, así como los resultados del cálculo de los indicadores de Calidad de Suministro: Número de Interrupciones por Cliente (NIC) y Duración de Interrupciones por Cliente (DIC). Los registros completos elaborados por la Supervisión de la Operación y Mantenimiento de los Sistemas Eléctricos Rurales son presentados en el Anexo C.

Los valores en donde se ha calculado los índices NIC y DIC parciales que sean cero, son aquellas interrupciones en donde el causante es la empresa que alimenta al SER o por fallas en el Sistema Interconectado Nacional. Las casillas en blanco son los meses en donde no se han producido interrupciones.

**TABLA N° 4.25 Registro de Interrupciones en MT del SER Cangallo Sector
Asquipata 2007**

MES	ITEM	DURACION DE INTERRUPCION (horas)	CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	NIC parcial (interr.)	K: factor Ponderación de duración	DIC parcial (horas)
Enero	1	1,85	0	0,0000	0	0,0000
Febrero	2	1,73	0	0,0000	0	0,0000
Marzo	3	3,23	120	1,0000	1	3,2300
Abril	4	3,83	120	1,0000	1	3,8300
Mayo						
Junio						
Julio						
Agosto						
Septiembre						
Octubre	1	1,33	0	0,0000	0	0,0000
	2	2,17	120	1,0000	1	2,1700
Noviembre	3	1,83	0	0,0000	0	0,0000
Diciembre	4	3,15	120	1,0000	1	3,1500

TABLA N° 4.26 Registro de Interrupciones en MT del SER Cangallo Sector Asquipata 2008

MES	ITEM	DURACION DE INTERRUPCION (horas)	CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	NIC parcial (Interr.)	K: factor Ponderacion de duracion	DIC parcial (horas)
Enero	1	1,58	120	1,0000	1	1,5800
Febrero	2	2,83	0	0,0000	0	0,0000
Marzo	3	2,85	120	1,0000	1	2,8500
Abril						
Mayo						
Junio						
Julio						
Agosto						
Septiembre						
Octubre	1	1,67	0	0,0000	0	0,0000
	2	1,75	0	0,0000	0	0,0000
	3	1	0	0,0000	0	0,0000
	4	3	120	1,0000	1	3,0000
Noviembre	5	3,5	0	0,0000	0	0,0000
	6	2,33	0	0,0000	0	0,0000
	7	8,5	120	1,0000	0,5	4,2500
	8	3,5	120	1,0000	1	3,5000
Diciembre						

TABLA N° 4.27 Registro de Interrupciones en MT del SER Cangallo Sector Asquipata 2009

MES	ITEM	DURACION DE INTERRUPCION (horas)	CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	NIC parcial (interr.)	K: factor Ponderación de duración	DIC parcial (horas)
Enero	1	16	120	1,0000	1	16,0000
Febrero	2	5	0	0,0000	0	0,0000
	3	14	120	1,0000	1	14,0000
	4	25	120	1,0000	1	25,0000
Marzo						

En las Tablas N° 4.28 a 4.30 se presentan los datos de interrupciones en Baja Tensión del PSE Cangallo Sector Asquipata por semestre de los años 2007 al 2009. Adicionalmente se calculan los valores parciales por semestre de los indicadores NIC y DIC.

TABLA N° 4.28 Registro de Interrupciones en BT del SER Cangallo Sector Asquipata 2007

Datos BT PSE Coracora Total	Cantidad de usuarios BT sin servicio (BT5)	Tiempo de interr. (BT5)	NIC Parcial	DIC Parcial
1er Semestre	18	30	0,1500	4,5000
2do Semestre	24	24	0,2000	4,8000

TABLA N° 4.29 Registro de Interrupciones en BT del SER Cangallo Sector Asquipata 2008

Datos BT PSE Coracora Total	Cantidad de usuarios BT sin servicio (BT5)	Tiempo de interr. (BT5)	NIC Parcial	DIC Parcial
1er Semestre	12	24	0,1000	2,4000
2do Semestre	12	18	0,1000	1,8000

TABLA N° 4.30 Registro de Interrupciones en BT del SER Cangallo Sector Asquipata 2009

Datos BT PSE Coracora Total	Cantidad de usuarios BT sin servicio (BT5)	Tiempo de interr. (BT5)	NIC Parcial	DIC Parcial
1er Semestre	12	24	0,1000	2,4000
2do Semestre	0	0	0,0000	0,0000

4.2 Análisis de los principales factores que afectan la calidad del servicio eléctrico

4.2.1 Calidad del Producto Eléctrico

En el punto 4.1.1 se ha señalado como se obtuvieron los registros de tensión que servirán para evaluar la Calidad de Producto el SER Coracora. Se debe agregar que el análisis va a ser tomado de forma que para el nivel de tensión en 60 kV sirva de análisis de cómo encuentra la Calidad de Energía que se alimenta al SER. Para los otros niveles de tensión (22,9 y 10 kV) que son considerados en MT, se evaluará la Calidad de Energía Suministrada a los clientes del SER.

Teniendo los valores del registro de tensiones mencionadas en el punto 4.1.1 y cuyo detalle se presenta en el Anexo B, se elaboraron las tablas N° 4.31 a 4.33 con las cantidades de Intervalos de Medición que resultaron fuera del rango de tolerancias establecidas por día de análisis.

Se tuvo en cuenta que la NTCSE solo considera los a los indicadores de Calidad de Producto para los niveles de tensión en MT y BT, y siendo la alimentación del SER Coracora en 60 kV, considerada como AT, se procedió a analizar sólo para los datos de ese nivel de tensión con la NTCSE, cuyo valor de tolerancia es el del 5% del valor medido sobre el valor nominal.

Tal como se mencionó en el punto 4.1.1, el análisis se realizó para los meses de mínima y máxima demanda anual en el SER Coracora, lo que implica utilizar los picos de tensión en el sistema y que marcarían la Calidad de Producto Eléctrico de todo el semestre.

De los datos consignados en las tablas N° 4.31, 4.32 y 4.33, de Intervalos de Medición fuera de los valores de tolerancia, no se ha obtenido algún valor fuera de la tolerancia para los niveles de tensión en 22,9 y 10 kV, en ninguno de los semestres analizados. En cambio, para el nivel de tensión en 60 kV, se ha encontrado una gran cantidad de Intervalos de Medición que sobrepasan los valores de tolerancia dados por la NTCSE (tanto el valor mínimo como el máximo valor tolerable), para todos los semestres analizados.

TABLA N° 4.31 Resumen de Registro de Tensiones del SER Coracora 2007

REGISTRO 2007

	Primer Semestre	2007		Primer Semestre	2007		Primer Semestre	2007
Período:		2007	Período:		2007	Período:		2007
Nivel de Tensión:		60 KV	Nivel de Tensión:		22,9 KV	Nivel de Tensión:		10 KV
Tolerancia (AT):		5%	Tolerancia (AT):		6%	Tolerancia (AT):		6%
N° Total de intervalos de medición:		192	N° Total de intervalos de medición:		192	N° Total de intervalos de medición:		192

Cantidad de Intervalos fuera del rango de Tolerancia				Cantidad de Intervalos fuera del rango de Tolerancia				Cantidad de Intervalos fuera del rango de Tolerancia			
Fecha	V1	V2	V3	Fecha	V1	V2	V3	Fecha	V1	V2	V3
24/02/2007	43	41	41	24/02/2007	0	0	0	24/02/2007	0	0	0
25/02/2007	42	38	39	25/02/2007	0	0	0	25/02/2007	0	0	0
Total	85	79	80	Total	0	0	0	Total	0	0	0
% del total	44,27%	41,15%	41,67%	% del total	0,00%	0,00%	0,00%	% del total	0,00%	0,00%	0,00%
Total	42,36%			Total	0,00%			Total	0,00%		

	Segundo Semestre	2007		Segundo Semestre	2007		Segundo Semestre	2007
Período:		2007	Período:		2007	Período:		2007
Nivel de Tensión:		60 KV	Nivel de Tensión:		22,9 KV	Nivel de Tensión:		10 KV
Tolerancia (AT):		5%	Tolerancia (AT):		6%	Tolerancia (AT):		6%
N° Total de intervalos de medición:		192	N° Total de intervalos de medición:		192	N° Total de intervalos de medición:		192

Cantidad de Intervalos fuera del rango de Tolerancia				Cantidad de Intervalos fuera del rango de Tolerancia				Cantidad de Intervalos fuera del rango de Tolerancia			
Fecha	V1	V2	V3	Fecha	V1	V2	V3	Fecha	V1	V2	V3
04/08/2007	34	30	32	04/08/2007	0	0	0	04/08/2007	0	0	0
05/08/2007	49	48	44	05/08/2007	0	0	0	05/08/2007	0	0	0
Total	83	78	76	Total	0	0	0	Total	0	0	0
% del total	43,23%	40,63%	39,58%	% del total	0,00%	0,00%	0,00%	% del total	0,00%	0,00%	0,00%
Total	41,15%			Total	0,00%			Total	0,00%		

TABLA N° 4.32 Resumen de Registro de Tensiones del SER Coracora 2008

REGISTRO 2008

Período:	Primer Semestre 2008	Período:	Primer Semestre 2008	Período:	Primer Semestre 2008
Nivel de Tensión:	60 KV	Nivel de Tensión:	22,9 KV	Nivel de Tensión:	10 KV
Tolerancia (AT):	5%	Tolerancia (AT):	6%	Tolerancia (AT):	6%
N° Total de intervalos de medición:	192	N° Total de intervalos de medición:	192	N° Total de intervalos de medición:	192

Cantidad de intervalos fuera del rango de Tolerancia			
Fecha	V1	V2	V3
05/02/2008	30	29	29
06/02/2008	18	15	17
Total	48	44	46
% del total	25,00%	22,92%	23,96%
Total	23,96%		

Cantidad de intervalos fuera del rango de Tolerancia			
Fecha	V1	V2	V3
05/02/2008	0	0	0
06/02/2008	0	0	0
Total	0	0	0
% del total	0,00%	0,00%	0,00%
Total	0,00%		

Cantidad de intervalos fuera del rango de Tolerancia			
Fecha	V1	V2	V3
05/02/2008	0	0	0
06/02/2008	0	0	0
Total	0	0	0
% del total	0,00%	0,00%	0,00%
Total	0,00%		

Período:	Segundo Semestre 2008	Período:	Segundo Semestre 2008	Período:	Segundo Semestre 2008
Nivel de Tensión:	60 KV	Nivel de Tensión:	22,9 KV	Nivel de Tensión:	10 KV
Tolerancia (AT):	5%	Tolerancia (AT):	6%	Tolerancia (AT):	6%
N° Total de intervalos de medición:	192	N° Total de intervalos de medición:	192	N° Total de intervalos de medición:	192

Cantidad de intervalos fuera del rango de Tolerancia			
Fecha	V1	V2	V3
23/07/2008	8	9	8
24/07/2008	5	6	5
Total	13	15	13
% del total	6,77%	7,81%	6,77%
Total	7,12%		

Cantidad de intervalos fuera del rango de Tolerancia			
Fecha	V1	V2	V3
23/07/2008	0	0	0
24/07/2008	0	0	0
Total	0	0	0
% del total	0,00%	0,00%	0,00%
Total	0,00%		

Cantidad de intervalos fuera del rango de Tolerancia			
Fecha	V1	V2	V3
23/07/2008	0	0	0
24/07/2008	0	0	0
Total	0	0	0
% del total	0,00%	0,00%	0,00%
Total	0,00%		

TABLA N° 4.33 Resumen de Registro de Tensiones del SER Coracora 2009

REGISTRO 2009

Período:	Primer Semestre 2009	Período:	Primer Semestre 2009	Período:	Primer Semestre 2009
Nivel de Tensión:	60 KV	Nivel de Tensión:	22,9 KV	Nivel de Tensión:	10 KV
Tolerancia (AT):	5%	Tolerancia (AT):	6%	Tolerancia (AT):	6%
N° Total de intervalos de medición:	192	N° Total de intervalos de medición:	192	N° Total de intervalos de medición:	192

Cantidad de intervalos fuera del rango de Tolerancia			
Fecha	V1	V2	V3
06/02/2009	88	85	85
07/02/2009	3	2	2
Total	91	87	87
% del total	47,40%	45,31%	45,31%
Total	46,01%		

Cantidad de intervalos fuera del rango de Tolerancia			
Fecha	V1	V2	V3
06/02/2009	0	0	0
07/02/2009	0	0	0
Total	0	0	0
% del total	0,00%	0,00%	0,00%
Total	0,00%		

Cantidad de intervalos fuera del rango de Tolerancia			
Fecha	V1	V2	V3
06/02/2009	0	0	0
07/02/2009	0	0	0
Total	0	0	0
% del total	0,00%	0,00%	0,00%
Total	0,00%		

Los resultados obtenidos para los niveles de tensión en 22,9 y 10 kV con un 100% de Intervalos de Medición dentro de la tolerancia establecida por la NTCSE, se debe a que la SET Coracora cuenta con un regulador automático de tensión que controla las posiciones del tap del transformador de 60/22,9 kV, logrando mantener la tensión del secundario dentro de los rangos controlados por los relés que definen la tolerancia permitida para dichos niveles de tensión. Por ello, la Calidad de Producto está asegurada para los clientes del SER Coracora conectados a la Subestación, a menos que se tenga una excesiva duración de las interrupciones propias de todo el sistema que determinen una gran cantidad de Intervalos de Medición fuera de los valores de tolerancia en un semestre, principalmente en la temporada de lluvias (Enero a Marzo).

Analizando los resultados obtenidos para el nivel de tensión en 60 kV tenemos que, la mayor cantidad de Intervalos de Medición fuera de los valores de tolerancia se presenta en los primeros semestres de cada año. Habiéndose tomado el Periodo de Medición con los días de mínima demanda anual del SER Coracora, los valores de la tensión sobrepasan al valor de tolerancia por exceso. Todo lo contrario pasa para el segundo semestre del año, en donde, al tomarse el día de máxima demanda anual, los valores de tensión sobrepasan al de la tolerancia por defecto.

La Calidad de Producto, bajo los resultados obtenidos, es mala para la energía que alimenta al SER Coracora, en cambio es buena para la energía que se suministra a los clientes del sistema.

El problema del SER Coracora es la gran extensión de sus líneas primarias y su bajo consumo por usuario, lo que resulta con un alto valor de energía reactiva capacitiva que se alimenta al Sistema Interconectado. Esto se traduce en los resultados obtenidos, ya que al ser una fuente de energía reactiva capacitiva, el valor de la tensión varía fuera de los valores tolerables por la NTCSE y siendo filtrado por el regulador de tensión en el transformador de la SET Coracora, dando unos valores de tensión que los usuarios considerarían como de buena calidad.

4.2.2 Calidad del Servicio Eléctrico

Con los datos presentados en el punto 4.1 para cada uno de los SER tomados como casos, se elaboraron las Tablas N° 4.34 a 4.46 con los resultados de los Indicadores de Calidad.

TABLA N° 4.34 Indicadores de Calidad del SER Coracora 2006

PSE Coracora	2006	Primer Semestre	Segundo Semestre	
MT	NIC	0,00	2,00	Interrupciones/Semestre
	DIC	0,00	10,10	Horas/Semestre

PSE Coracora	2006	Primer Semestre	Segundo Semestre	
BT	NIC	0,00	2,02	Interrupciones/Semestre
	DIC	0,00	11,21	Horas/Semestre

TABLA N° 4.35 Indicadores de Calidad del SER Coracora 2007

PSE Coracora	2007	Primer Semestre	Segundo Semestre	
MT	NIC	2,90	2,08	Interrupciones/Semestre
	DIC	1,35	3,22	Horas/Semestre

PSE Coracora	2007	Primer Semestre	Segundo Semestre	
BT	NIC		2,17	Interrupciones/Semestre
	DIC	7,59	8,46	Horas/Semestre

TABLA N° 4.36 Indicadores de Calidad del SER Coracora 2008 por circuito

2008	Circuito I	Primer Semestre	Segundo Semestre	
MT	NIC	1,45	1,32	Interrupciones/Semestre
	DIC	11,94	0,41	Horas/Semestre

2008	Circuito II	Primer Semestre	Segundo Semestre	
MT	NIC	3,61	1,01	Interrupciones/Semestre
	DIC	7,38	5,66	Horas/Semestre

2008	Circuito III	Primer Semestre	Segundo Semestre	
MT	NIC	0,33	0,16	Interrupciones/Semestre
	DIC	1,73	0,27	Horas/Semestre

TABLA N° 4.37 Indicadores de Calidad del SER Coracora 2008 total

PSE Coracora	2008	Primer Semestre	Segundo Semestre	
MT	NIC	5,39	2,48	Interrupciones/Semestre
	DIC	21,06	6,34	Horas/Semestre

PSE Coracora	2008	Primer Semestre	Segundo Semestre	
BT	NIC	5,46	2,54	Interrupciones/Semestre
	DIC	24,72	8,79	Horas/Semestre

TABLA N° 4.38 Indicadores de Calidad del SER Coracora 2009 por circuito

2009	Circuito I	Primer Semestre	Segundo Semestre	
MT	NIC	1,75	0,00	Interrupciones/Semestre Horas/Semestre
	DIC	22,44	0,00	
2009	Circuito II	Primer Semestre	Segundo Semestre	
MT	NIC	0,84	0,00	Interrupciones/Semestre Horas/Semestre
	DIC	4,38	0,00	
2009	Circuito III	Primer Semestre	Segundo Semestre	
MT	NIC	0,17	0,00	Interrupciones/Semestre Horas/Semestre
	DIC	0,81	0,00	

TABLA N° 4.39 Indicadores de Calidad del SER Coracora 2009 total

PSE Coracora	2009	Primer Semestre	Segundo Semestre	
MT	NIC	2,76	0,00	Interrupciones/Semestre Horas/Semestre
	DIC	27,63	0,00	
PSE Coracora	2009	Primer Semestre	Segundo Semestre	
BT	NIC	2,80	0,00	Interrupciones/Semestre Horas/Semestre
	DIC	29,74	0,00	

TABLA N° 4.40 Indicadores de Calidad del SER Quicacha 2006

PSE QUICACHA	2006	Primer Semestre	Segundo Semestre	
MT	NIC	11,00	11,00	Interrupciones/Semestre Horas/Semestre
	DIC	22,28	9,43	
PSE QUICACHA	2006	Primer Semestre	Segundo Semestre	
BT	NIC	11,09	11,09	Interrupciones/Semestre Horas/Semestre
	DIC	26,60	13,21	

TABLA N° 4.41 Indicadores de Calidad del SER Quicacha 2007

PSE QUICACHA	2007	Primer Semestre	Segundo Semestre	
MT	NIC	3,00	10,00	Interrupciones/Semestre Horas/Semestre
	DIC	0,76	9,00	
PSE QUICACHA	2007	Primer Semestre	Segundo Semestre	
BT	NIC	3,07	10,07	Interrupciones/Semestre Horas/Semestre
	DIC	3,35	11,16	

TABLA N° 4.42 Indicadores de Calidad del SER Quicacha 2008

PSE QUICACHA	2008	Primer Semestre	Segundo Semestre	
MT	NIC	4,00	6,00	Interrupciones/Semestre Horas/Semestre
	DIC	1,34	21,00	
PSE QUICACHA	2008	Primer Semestre	Segundo Semestre	
BT	NIC	4,05	6,05	Interrupciones/Semestre Horas/Semestre
	DIC	2,96	22,30	

TABLA N° 4.43 Indicadores de Calidad del SER Quicacha 2009

PSE QUICACHA	2009	Primer Semestre	Segundo Semestre	
MT	NIC	2,00	0,00	Interrupciones/Semestre Horas/Semestre
	DIC	6,66	0,00	
PSE QUICACHA	2009	Primer Semestre	Segundo Semestre	
BT	NIC	2,07	0,00	Interrupciones/Semestre Horas/Semestre
	DIC	8,39	0,00	

TABLA N° 4.44 Indicadores de Calidad del SER Cangallo Sector Asquipata 2007

ASQUIPATA	2007	Primer Semestre	Segundo Semestre	
MT	NIC	2,00	2,00	Interrupciones/Semestre Horas/Semestre
	DIC	7,06	5,32	
ASQUIPATA	2007	Primer Semestre	Segundo Semestre	
BT	NIC	2,15	2,20	Interrupciones/Semestre Horas/Semestre
	DIC	11,56	10,12	

TABLA N° 4.45 Indicadores de Calidad del SER Cangallo Sector Asquipata 2008

ASQUIPATA	2008	Primer Semestre	Segundo Semestre	
MT	NIC	2,00	3,00	Interrupciones/Semestre Horas/Semestre
	DIC	4,43	10,75	
ASQUIPATA	2008	Primer Semestre	Segundo Semestre	
BT	NIC	2,10	3,10	Interrupciones/Semestre Horas/Semestre
	DIC	6,83	12,55	

TABLA N° 4.46 Indicadores de Calidad del SER Cangallo Sector Asquipata 2009

ASQUIPATA	2009	Primer Semestre	Segundo Semestre	
MT	NIC	3,00	0,00	Interrupciones/Semestre
	DIC	55,00	0,00	Horas/Semestre

ASQUIPATA	2009	Primer Semestre	Segundo Semestre	
BT	NIC	3,10	0,00	Interrupciones/Semestre
	DIC	57,40	0,00	Horas/Semestre

Según los valores de los indicadores que se muestran en las Tablas mostradas se obtiene que para cada uno de los SER tomados como casos de estudios, han pasado las tolerancias para algunos semestres, por lo cual se pasará a analizarlos por Sistemas.

Se debe tener en cuenta que los SER estudiados son considerados en los siguientes Sectores Típicos:

- SER Coracora: Sector Típico 4 (Sistema Rural Concentrado)
- SER Quicacha: Sector Típico 5 (Sistema Rural Disperso)
- SER Cangallo Sector Asquipata: Sector Típico 5 (Sistema Rural Disperso)

SER CORACORA

Para el SER Coracora, se ve que para el primer semestre del 2008 (Tabla N° 4.37), y del 2009 (Tabla N° 4.39), los valores del indicador DIC tanto para Media Tensión como para Baja Tensión, sobre pasan los valores de tolerancia para el Sistema Rural Concentrado. Si se revisan las Tablas N° 4.36 y 4.38, se verá que el indicador DIC total es alto debido a que los DIC parciales para los Circuitos 01 y 02 son altos, sin tener indicadores NIC altos. Esto indica que durante dichos Períodos de Control, si bien no han tenido gran cantidad de usuarios afectados por interrupciones, en los casos en que la duración de las interrupciones del servicio ha sido prolongada, han afectado a la mayor cantidad de usuarios.

Existe una tendencia creciente de los valores de los índices, tanto en el NIC como en el DIC. Esto se presenta primordialmente en el primer semestre de cada año debido a la presencia de tormentas eléctricas y lluvias torrenciales. La zona que tiene mayor incidencia en el alto valor del índice DIC es la del circuito 01, en donde al presentarse las descargas atmosféricas, sacan fuera del servicio diversas derivaciones de líneas

primarias cuyos sistemas de protección son seccionamientos tipo cut-out, y que a causa de que las lluvias son torrenciales, los accesos a los puntos de seccionamiento son intransitables y peligrosos para el personal de operación.

La comunicación deficiente y la falta de interés de las autoridades de las zonas afectadas por interrupciones del servicio, hacen que no se comunique a tiempo al personal encargado de los trabajos de reposición del servicio, siendo el tiempo entre el inicio real de la interrupción y la primera comunicación sobre el hecho, un valor alto que conforma más del 50% del tiempo total de la interrupción. Debe acotarse, que siendo el promedio de consumo bajo por usuario y por ende por localidad, el análisis de los contadores de energía para determinar posibles caídas en la demanda es irrelevante, ya que el bajo consumo no reflejará una caída significativa en la demanda y por ende no se podría determinar la salida del servicio de alguna carga.

La Tabla N° 4.39 muestra que el único valor del índice DIC que sobrepasa los valores tolerables en Baja Tensión es el obtenido para el Período de Control del primer semestre del año 2009. Este se debe a que el valor del índice DIC para MT había sobrepasado en un gran valor al tolerable en el mismo Período de Control, y que sumado al valor obtenido del índice parcial para BT, sobrepasa el valor tolerable.

En Baja Tensión se ha realizado una diferenciación en la obtención de los índices de Calidad de Suministro, analizándose la cantidad de usuarios afectados por interrupciones en un Período de Control para clientes con diferentes suministros, tomando en cuenta a los que poseen medidores electromecánicos (clientes con tarifa BT5) y a los que se les ha instalado medidores electrónicos prepago (clientes con tarifa BT7).

Las características principales de los usuarios en la tarifa BT5 en el SER Coracora son: que utilizan medidores electromecánicos, están instalados en localidades de difícil acceso, se realiza una labor de toma de lectura, cobranza y reparto de recibos para cada suministro. El SER Coracora es de reciente creación por lo que los medidores datan del año 2006 y por lo cual solo se han reportado fallas hasta el año 2009, en el 0,5 % del total de medidores instalados, los cuales han sido cambiados.

Las características principales de los usuarios en la tarifa BT7 en el SER Coracora son: que utilizan medidores electrónicos prepago, del tipo tarjetero, el usuario recarga su tarjeta comprando energía a consumir y pagando los cargos fijos impuestos por el

Osinegmin en los Centros de Venta autorizados en la zona a la cual pertenecen. El usuario compra una cantidad de energía deseada y facturada a las tarifas determinadas por el Osinermin del mes en que se realiza la transacción, bajo un sistema comercial que graba la recarga en la tarjeta de usuario y provee la autorización para dejar pasar la corriente su medidor y que se efectúe el consumo hasta la cantidad de kWh asignados por la compra. Los medidores instalados para que trabajen con este sistema son de fabricación China y han sido instalados a finales del año 2006. Los primeros meses de la operación comercial del sistema prepago hubo una gran cantidad de reportes de interrupciones del servicio por suministro, debido principalmente a una mala instalación de los medidores, error en el manejo de los equipos medidores y mal cuidado de las tarjetas. Con una campaña agresiva de información del manejo de los equipos y la revisión de instalaciones realizada en los meses siguientes lograron la reducción en un 70% de las interrupciones por suministro en BT en este sistema.

Tal como para las interrupciones en MT, el factor climático influye en la duración de las interrupciones en BT. Las lluvias torrenciales dificultan el acceso a las localidades y a los mismos clientes para realizar las llamadas reportando las carencias de servicio.

Como interrupción del servicio para el sistema prepago se ha considerado los casos en donde el usuario, habiendo realizado su recarga de energía, ésta no llega a trasladarse al medidor o se interrumpe por algún motivo excepto el término de la cantidad de kWh adquiridas en la última recarga.

SER QUICACHA

Para el SER Quicacha, según las Tablas N° 4.40 a la 4.43, a diferencia del SER Coracora, el indicador de calidad que sobrepasa los valores de tolerancia es el NIC. Analizando estos resultados, uno se da cuenta que existe una gran cantidad de interrupciones que afectan a todo el sistema (el total de usuarios del SER), pero son de corta duración. Para un usuario común, esto resulta ser un suministro de energía de mala calidad, debido a que son muy frecuentes las interrupciones. Encuestas a usuarios de zonas rurales revelan que los clientes del servicio eléctrico prefieren pocas interrupciones prolongadas a una gran cantidad de interrupciones de corta duración, debido al malestar que resulta de sus equipos y artefactos eléctricos se estén siendo alimentados de una forma intermitente.

Las primeras Tablas (Nº 4.40 y 4.41), presentan problemas de mala Calidad de Suministro, siendo la causa lo variable de las horas de suministro diario, originando que no se sepa exactamente el tiempo total de suministro de energía eléctrica. La variabilidad de la cantidad de horas de suministro se debió a que la generación de energía dependía en los años 2006 y 2007 de la disponibilidad del agua para la operación del grupo hidráulico y una vez agotada ésta se procedía a ingresar con el grupo térmico.

A partir del año 2008, el caudal del agua para la generación de energía eléctrica con el grupo hidráulico disminuyó a tal grado que ya no se pudo generar y lo que permitió estandarizar el horario de suministro de energía con la operación del grupo térmico. Por ello, en las Tablas Nº 4.42 y 4.43, los valores de los indicadores de calidad se encuentran por debajo de los valores de tolerancia, siempre tomando en cuenta que el SER Quicacha es un sistema disperso.

Para el SER Quicacha se ha realizado una consideración: la evaluación de las interrupciones han sido hechas dentro de las horas de suministro consideradas, las cuales fueron halladas como el promedio de las horas suministradas diarias durante el mes evaluado. De esta manera, la cantidad de interrupciones y su duración, eran halladas como diferenciales respecto al tiempo de suministro determinado.

Esta consideración se realiza a sabiendas de que el SER Quicacha sobrevive dentro de una franja de horas de suministro, debido a los problemas de limitaciones del caudal para operar el grupo hidráulico, a que existiendo un bajo consumo y una alta morosidad, la empresa concesionaria no puede invertir en el mejoramiento de la generación ya que no sería rentable. Debe agregarse que siendo una zona rural dispersa y aislada, los costos de combustible son altos y de una mala calidad.

Estas consideraciones no han sido tomadas por la NTCSER, y es una constante en muchos sistemas aislados con generación hidráulica que, por factores climáticos, ven que se reduce la cantidad de agua que va por sus ríos.

Las interrupciones en Baja Tensión son mínimas, debido a que al ser un sistema relativamente pequeño, los problemas de falta de fluido eléctrico en un suministro son reportados a penas sucede al personal de operación, que los soluciona de forma inmediata.

SER CANGALLO SECTOR ASQUIPATA

Los resultados presentados en las Tablas N° 4.40 a 4.45, arrojan que este SER se venía manejando dentro de los límites de los valores tolerables, tomando en cuenta solo las interrupciones propias, ya que las interrupciones de mayor duración entre los años 2007 y 2008 , eran las generadas por problemas en los SER que alimentan al sistema.

En la Tabla N° 4.46, los resultados fueron diferentes a los otros semestres evaluados. El indicador de calidad que evalúa la duración de las interrupciones (DIC) fue muy alto, debido a que se suscitó la caída de un tramo de línea primaria en una zona agreste y desolada, lo que no permitió un reporte inmediato de la causa de la interrupción. Además se sumo a que para la reposición del servicio se tuvo que pedir apoyo para la reparación de la línea ya que solo se cuenta con un personal de operación y con materiales insuficientes. Es así, que se juntaron diversos factores que tuvieron que ser subsanados paulatinamente y así reponer el servicio eléctrico.

Dos problemas afectan principalmente a este SER: primero, al ser un sistema con dos localidades, del tipo disperso y con pocos usuarios, no se cuenta con personal especializado ni con apoyo inmediato, así como, la inaccesibilidad de las estructuras de la línea primaria (se camina un promedio de 4 horas para llegar a diversos tramos). Segundo, las redes del sistema que alimenta al SER Cangallo Sector Asquipata, no son mantenidas adecuadamente ni se tiene la cantidad de personal necesario para la operación de las instalaciones de la empresa concesionaria, lo que causa que las interrupciones en sus redes y que afectan al suministro eléctrico del SER sean de larga duración.

Al igual como con el SER analizado anteriormente, las interrupciones en Baja Tensión son mínimas, debido a que el sistema es pequeño (2 localidades), y los problemas de falta de fluido eléctrico en un suministro son reportados a penas suceden al personal de operación, que los soluciona de forma inmediata.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Durante el desarrollo de éste trabajo se ha descrito la problemática del suministro eléctrico en Sistemas Eléctricos en zonas Rurales, para que se tenga una idea a que debe enfrentarse para analizar la Calidad de la Energía en los SERs.

Los SERs principalmente son sistemas que suministran energía eléctrica a un conjunto de localidades dispersas, con un bajo promedio de consumo por cliente, muchos de ellos haciendo uso del servicio eléctrico solo en tiempos de fiesta (estacionalidad de consumo). Los usuarios del servicio son en su mayoría, de condición humilde, con instalaciones internas realizadas en forma precaria, y utilizando la energía solo para iluminación y diversión. Las localidades están ubicadas en zonas muy alejadas, en donde se dificulta la comunicación y los accesos son a pie o por trochas carrozables con un mantenimiento casi nulo, y que conlleva que las redes eléctricas hayan sido construidas en tramos largos por rutas agrestes. El factor climático es un punto importante en esta problemática de los SERs, soportando intensas lluvias, huaycos, tormentas eléctricas que deterioran los equipos de protección y dificultan las rutas de mantenimientos debido a bloqueos de carreteras y caminos. En algunas zonas que eran dependientes del agua de sus ríos para diversas labores cotidianas y para la generación hidroeléctrica, han visto que con el pasar de los años, se ve un decrecimiento del caudal de los ríos afectando a sus actividades y al suministro eléctrico. Sumando todos estos problemas, los usuarios ven reducidos sus ingresos y que se manifiesta en los bajos índices de cobranza en los SERs, así como de un alto índice de despoblamiento en las localidades de mayor lejanía.

Se eligió tres Sistemas Eléctricos Rurales de diferentes características. El primero, el SER Coracora, un sistema completo, alimentado por Sistema Interconectado Nacional, con 03 niveles de tensión, Alta Tensión (60 kV), Media Tensión (22,9 y 10 kV) y Baja Tensión (Suministros con medidores electromecánicos y electrónicos prepago), que su problema principal es las precipitaciones intensas y la gran cantidad de descargas atmosféricas que caen sobre las redes de MT. El segundo, el SER Quicacha, un sistema aislado con generación mixta, hidráulica y térmica, líneas primarias no muy extensas y

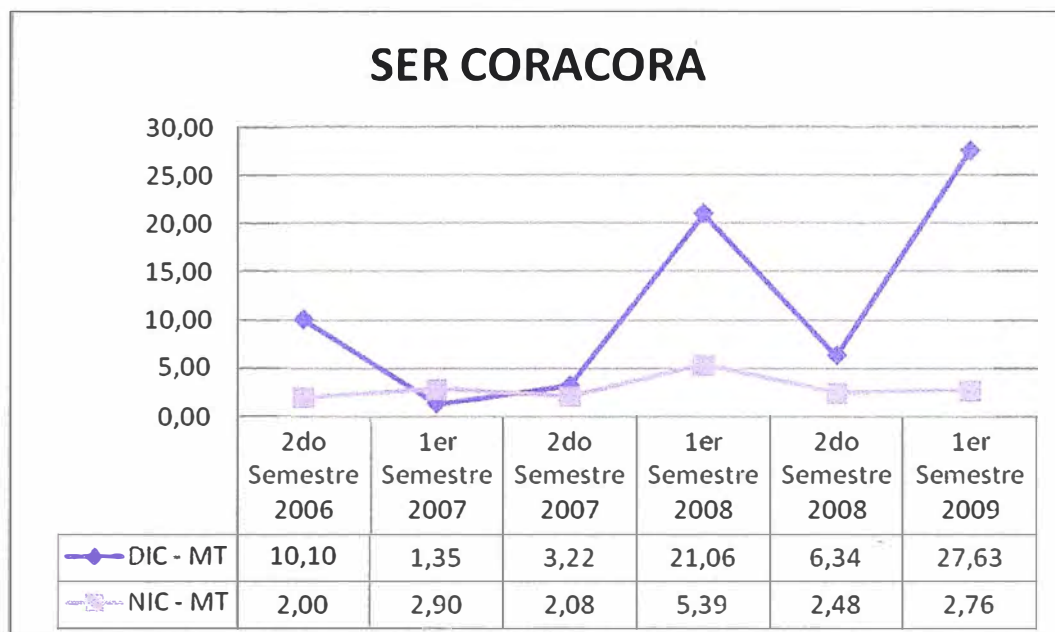
localidades cercanas, con el gran problema de la disminución del agua que conlleva a no tener el caudal suficiente para generar energía. Y el tercero, el SER Cangallo Sector Asquipata, un pequeño sistema de 2 localidades y 25 km de líneas primarias, que es alimentado por las redes de SER de otra empresa concesionaria, y que su problema es que para trabajos de emergencia no se cuenta con personal calificado inmediatamente y el suministro de energía es deficiente por falta de mantenimiento de la empresa que alimenta las redes del SER.

El Perú es el único país que tiene dos normas para evaluar la Calidad de los Servicios Eléctricos, la NTCSE y la NTCSEER, en donde se diferencia por la aplicación, la NTCSE es general y la NTCSEER es para sistemas eléctricos en zonas rurales. Las normas analizadas de otros coinciden con la NTCSE en cuanto a los indicadores de calidad y los valores de las tolerancias. Todas estas normas toman como indicador la cantidad de interrupciones y la duración de las mismas, en cambio la NTCSEER toma como indicador la cantidad de usuarios afectados por las interrupciones y la duración de las mismas.

Con los datos de los registros de tensiones y de interrupciones de los SERs tomados como casos de estudio, se calcularon los indicadores de calidad para ver el nivel en que se encontraban. En cuanto a la Calidad de Producto solo se hizo el análisis para el SER Coracora, y se concluye que posee una buena Calidad de Producto de la energía eléctrica suministrada a los clientes del sistema por intermedios de la SET Coracora. El otro análisis que se hizo fue para ver la calidad de energía que se suministra al sistema, y se encontró que no era de buena calidad pero ésta variación de tensión sobre los valores de tolerancia permitidos era a causa de que el sistema Coracora es una fuente de energía reactiva capacitiva y que alimenta de reactivos al Sistema Interconectado Nacional, sin tener ninguna consecuencia sobre la Calidad de Producto del primer análisis mencionado ya que la SET Coracora posee un regulador de tensión en sus instalaciones.

El análisis de la Calidad de Suministro para los tres sistemas tiene como conclusión lo siguiente:

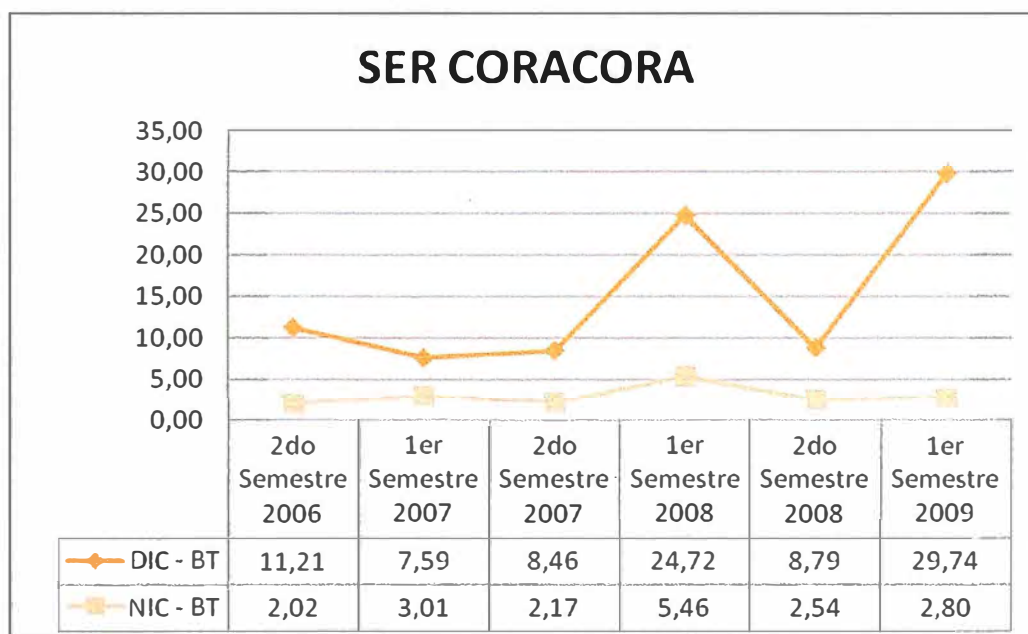
Primero, para el SER Coracora (rural concentrado), se provee de una buena Calidad de Suministro para MT, salvo por los primeros semestres de cada año, en donde las fuertes lluvias y gran cantidad de tormentas eléctricas elevan los indicadores de calidad por encima del valor tolerable por la NTCSEER, tal como se muestra en la Figura 5.1.



DIC (Horas/semestre), NIC (Interrupciones/semestre)

FIG N° 5.1 Indicadores de Calidad del SER CORACORA en MT

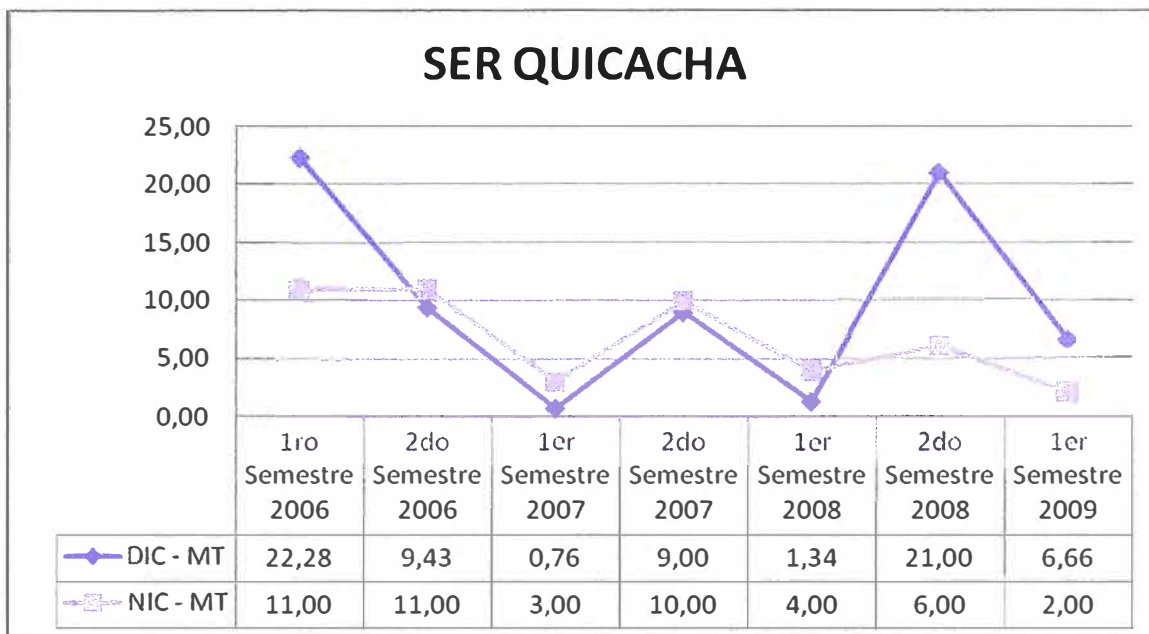
En cuanto a la Calidad de Suministro en BT, es de buena calidad, ya que siempre depende de la cantidad de usuarios hayan sido afectados en las interrupciones en MT. Solo se hace la diferenciación que en los primeros años de análisis el valor de los índices en BT era alto debido a que se registraron diversos problemas con los medidores prepago. Los valores de los indicadores se muestran en la Figura 5.2



DIC (Horas/semestre), NIC (Interrupciones/semestre)

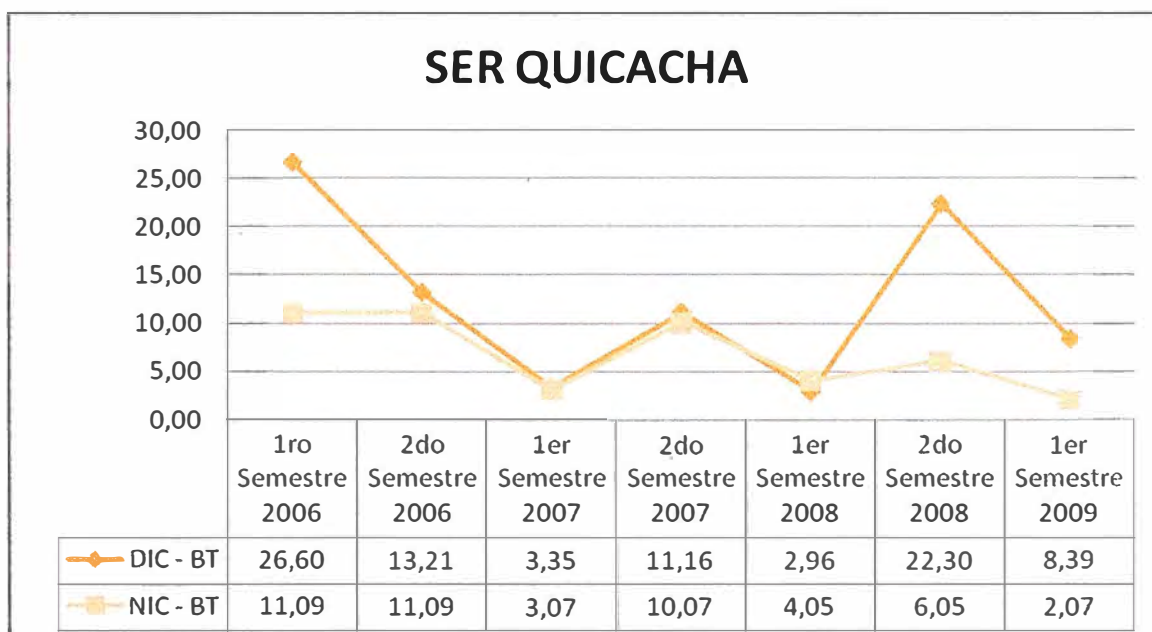
FIG N° 5.2 Indicadores de Calidad del SER CORACORA en BT

Segundo, para el SER Quicacha, para los últimos semestres la Calidad de Suministro es buena, por la razón de que se ha mantenido un horario fijo del suministro eléctrico y se ha evaluado en ese horario de trabajo ya que todo lo que resta del día no hay alimentación por los problemas descritos anteriormente. Los primeros años los indicadores dieron que no era de buena calidad por la movilidad del horario de suministro. Los valores de los indicadores se muestran en las Figuras 5.3 y 5.4.



DIC (Horas/semestre), NIC (Interrupciones/semestre)

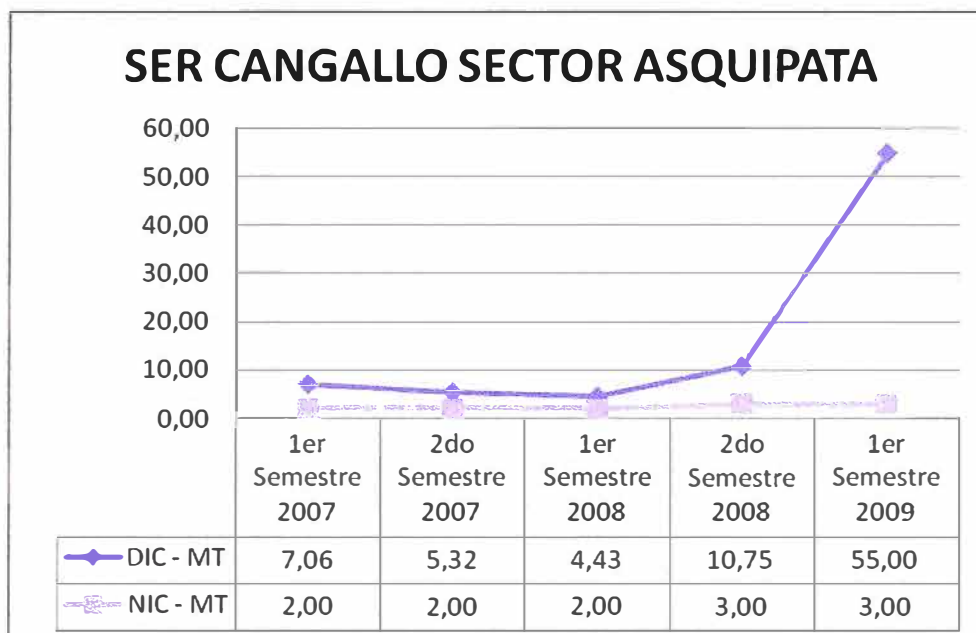
FIG N° 5.3 Indicadores de Calidad del SER QUICACHA en MT



DIC (Horas/semestre), NIC (Interrupciones/semestre)

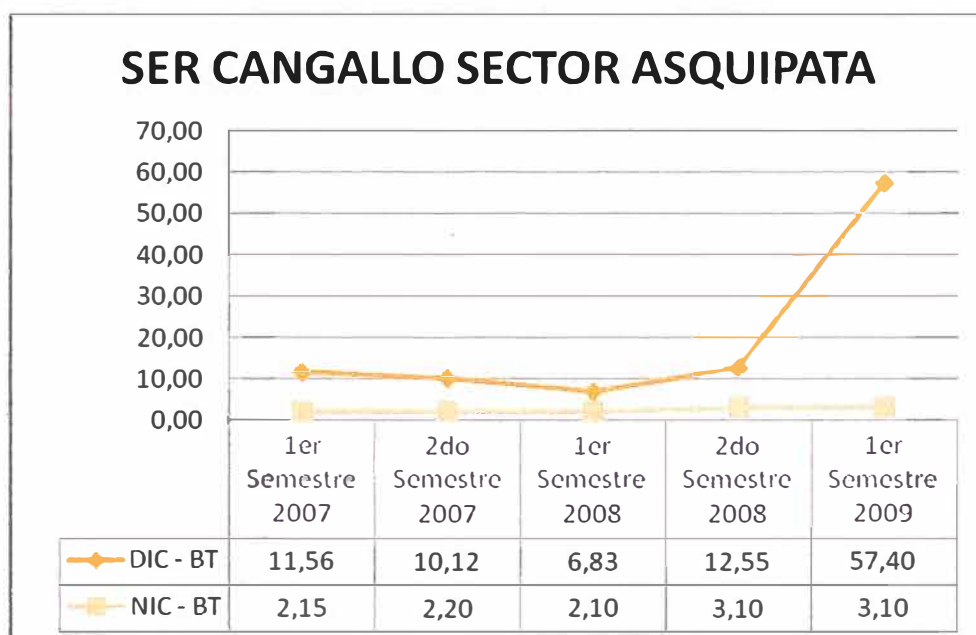
FIG N° 5.4 Indicadores de Calidad del SER QUICACHA en BT

Tercero, para el SER Asquipata, la calidad en general es buena, pero los problemas suscitados con la operación originaron que el primer de semestre fuese considerado como de mala calidad, tal como se muestra en las Figuras 5.5 y 5.6



DIC (Horas/semestre), NIC (Interrupciones/semestre)

FIG N° 5.5 Indicadores de Calidad del SER CANGALLO en MT



DIC (Horas/semestre), NIC (Interrupciones/semestre)

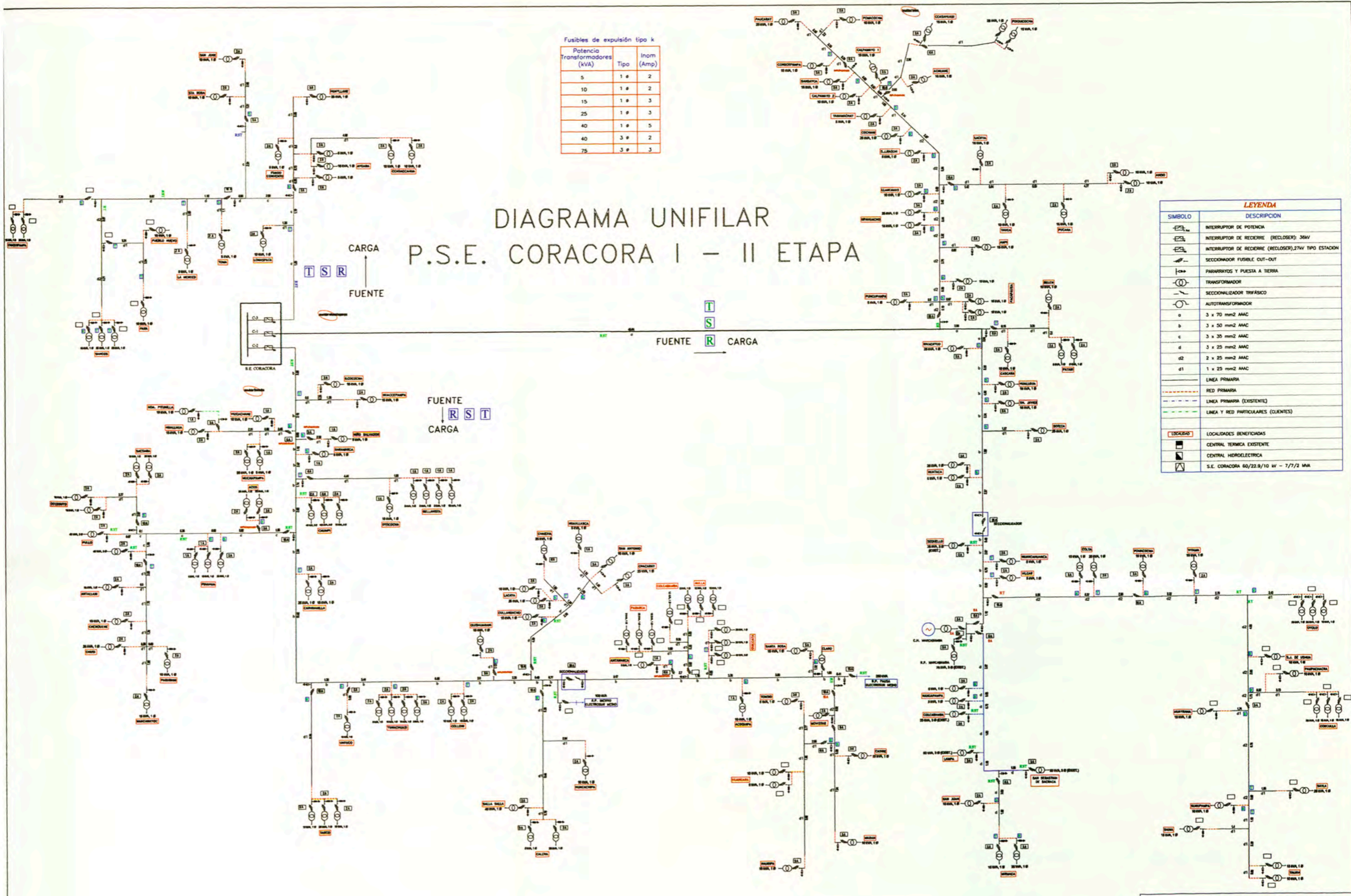
FIG N° 5.6 Indicadores de Calidad del SER CANGALLO en BT

Con estas conclusiones obtenidas de los datos y su análisis, se dan las siguientes recomendaciones:

1. Realizar estudios de reactivos en las SERs que tienen líneas extensas, mejorando con la aplicación de los mismos, la energía que se retorna a la red que se alimenta.
2. Se debe reducir la cantidad de interrupciones o minimizar la duración de éstas cuando se afecta a la mayor cantidad de usuarios.
3. Implementación de sistemas de protección eficiente, puesta a tierra con bajas resistencias, pararrayos poliméricos (159 kV BIL), y seccionamiento en cada derivación, para disminuir la cantidad de usuarios afectados.
4. Incentivar a los clientes con campañas de concientización a que reporte al Centro de Control de una interrupción, para tomar medidas correctivas minimizando los tiempos de reposición.
5. Programar trabajos de mantenimiento e informarlos a los usuarios con un mes de anticipación y así se mejoraran las instalaciones reduciendo el tiempo de interrupción y los factores de los indicadores.
6. Las obras de ampliación para nuevos suministros en media y baja tensión deben considerar los estudios de calidad de las instalaciones existentes.

ANEXO A

**DIAGRAMAS UNIFILARES DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS RURALES TOMADOS
COMO CASOS DE ESTUDIO Y SET CORACORA**



Fusibles de expulsión tipo k

Potencia Transformadores (kVA)	Tipo	Inom (Amp)
5	1 #	2
10	1 #	2
15	1 #	3
25	1 #	3
40	1 #	5
40	3 #	2
75	3 #	3

DIAGRAMA UNIFILAR P.S.E. CORACORA I - II ETAPA

LEYENDA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	INTERRUPTOR DE POTENCIA
	INTERRUPTOR DE RECERRE (RECLOSER) 36kV
	INTERRUPTOR DE RECERRE (RECLOSER) 27kV TIPO ESTACION
	SECCIONADOR FUSIBLE CUT-OUT
	PARRAYOS Y PUESTA A TIERRA
	TRANSFORMADOR
	SECCIONADOR TRANSFASICO
	AUTOTRANSFORMADOR
b	3 x 70 mm ² AAC
c	3 x 50 mm ² AAC
d	3 x 35 mm ² AAC
d2	2 x 25 mm ² AAC
d1	1 x 25 mm ² AAC
---	LINEA PRIMARIA
- - - -	RED PRIMARIA
- · - · -	LINEA PRIMARIA (EXISTENTE)
- · - · -	LINEA Y RED PARTICULARES (CLIENTES)
	LOCALIDADES BENEFICIARIAS
	CENTRAL TERMICA EXISTENTE
	CENTRAL HIDROELECTRICA
	S.E. CORACORA 60/22,9/10 W - 1/7/2 MVA

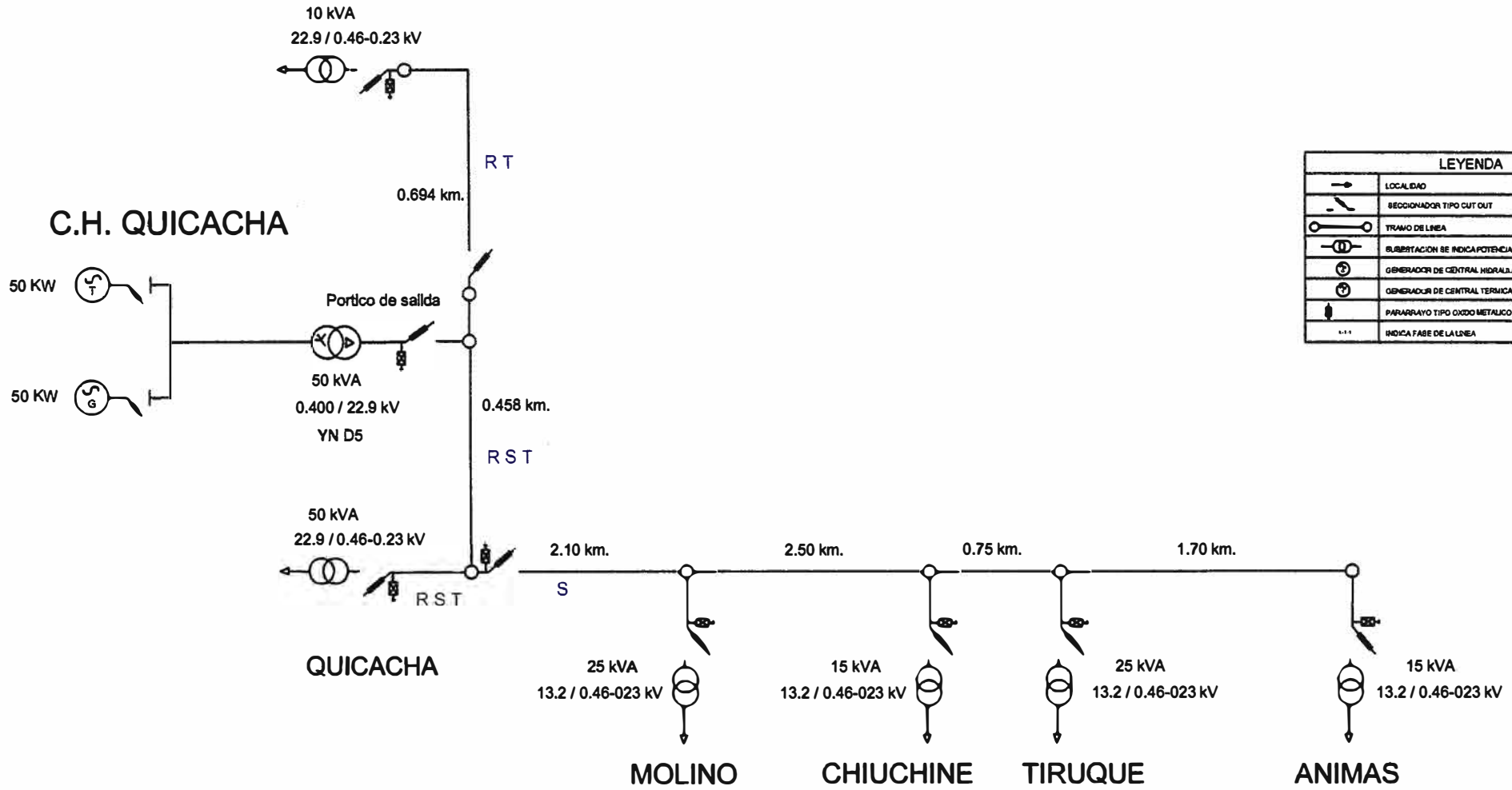
NOTA 1:
 C-1 LP S.E. CORACORA - PACAPUSA - MIRNACA
 C-2 LP S.E. CORACORA - MAYNACA - PAUSA
 C-3 LP S.E. CORACORA - CHAYNA - SANCOS

NOTA 2:
 - LAS LONGITUDES DE LA LINEA ESTAN EN KM
 - EL CONDUCTOR DE LA RP ES DE 25mm² AAC
 - CONFIGURACION ELECTRICA DEL SISTEMA A CONSTRUIRSE CON SIMETRICO DEL M.E.A.

adinelsa EMPRESA DE ADMINISTRACION DE INFRAESTRUCTURA ELECTRICA S.A.

DIS. C.S.C.	SUPERVISOR	OPERA. MUNICIPALIDAD	HOJA: 01
REV. B.A.C.	PROVINCIAL	P.S.E. CORACORA I - II ETAPA	ESCALA: 3/4
APR. B.A.C.	PARNACOCNAS	LINEAS Y REDES PRIMARIAS	V PLANO
FECHA: 07-07		DIAGRAMA UNIFILAR	01

TIERRAS BLANCAS



LEYENDA	
	LOCALIDAD
	SECCIONADOR TIPO CUT OUT
	TRAMO DE LINEA
	SUBSTACION DE INDICA POTENCIA
	GENERADOR DE CENTRAL HIDRAULICA
	GENERADOR DE CENTRAL TERMICA
	PARARRAYO TIPO OXIDO METALICO
	INDICA FASE DE LA LINEA

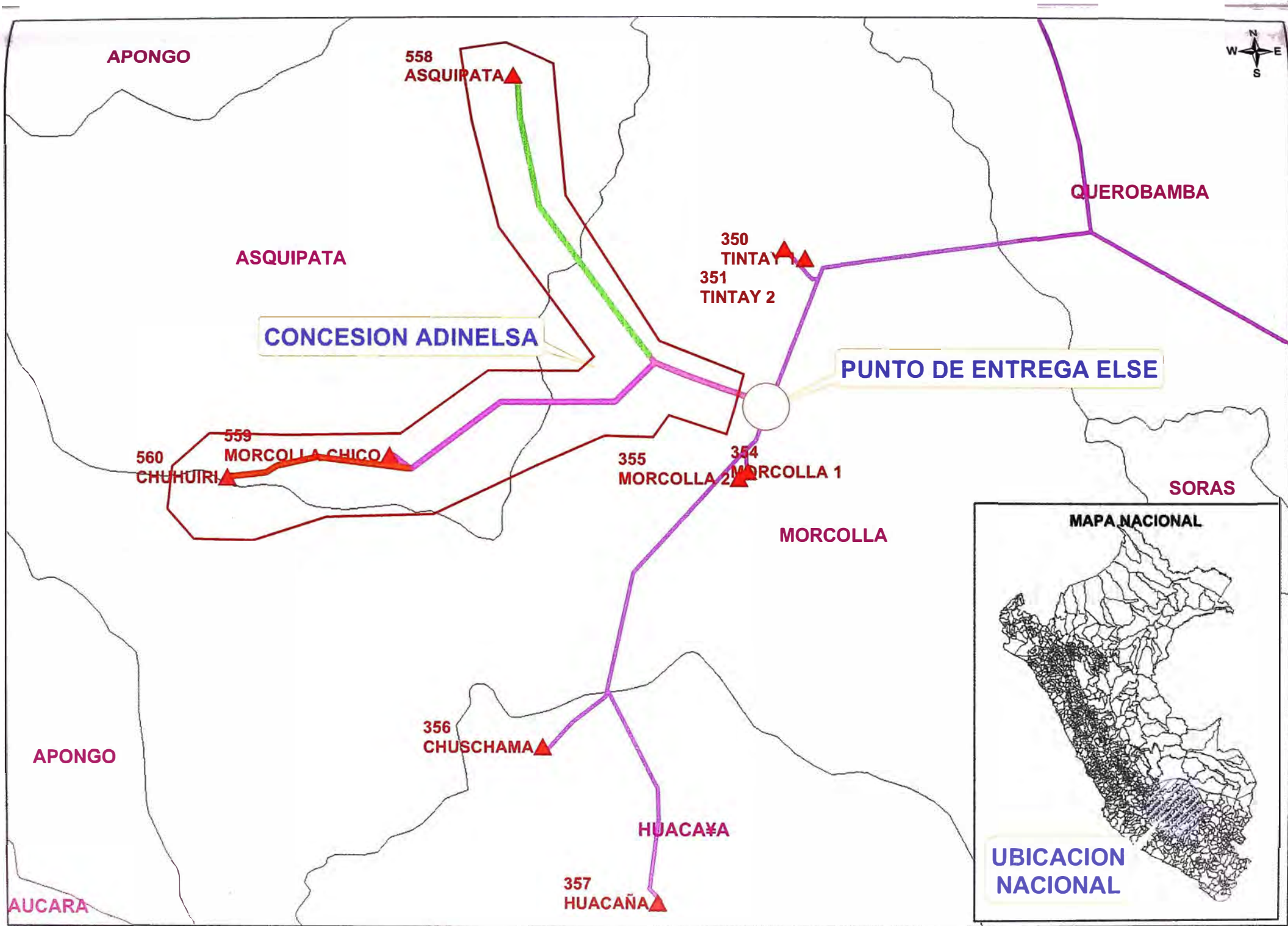
MCH QUICACHA Y PSE ASOCIADO

DIAGRAMA UNIFILAR

MINI CENTRAL HIDROELECTRICA DE QUICACHA
 PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO DE QUICACHA
 AÑO 2007

1

FECHA: 30/12/2007 DIBUJÓ: C.A.S.M.C. LÁMINA: ESCALA: S/E



APONGO

558
ASQUIPATA ▲

ASQUIPATA

CONCESION ADINELSA

QUEROBAMBA

350
TINTAY ▲
351
TINTAY 2

PUNTO DE ENTREGA ELSE

560
CHUHUIRI ▲
559
MORCOLLA CHICO ▲

355
MORCOLLA 2 ▲
354
MORCOLLA 1 ▲

SORAS

MORCOLLA

MAPA NACIONAL

APONGO

356
CHUSCHAMA ▲

HUACAÑA

UBICACION NACIONAL

AUCARA

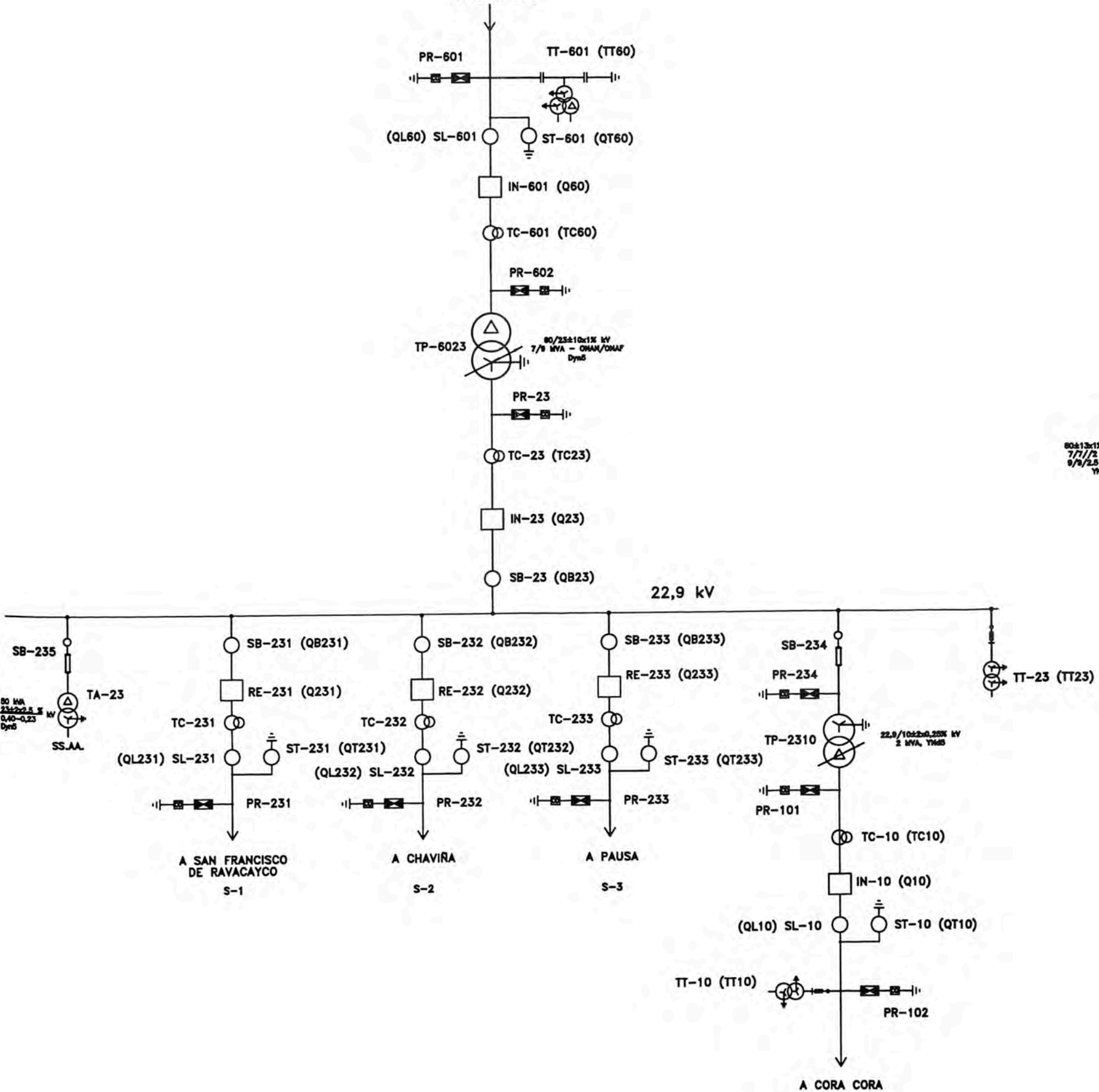
357
HUACAÑA ▲

ANEXO B

**REGISTROS DE VALORES CONTROLADOS DE LA TENSIÓN EN LA SUBESTACIÓN
CORACORA PARA LAS SALIDAS EN 10, 22,9 Y 60 KV, DE LOS AÑOS 2007 AL 2009.**

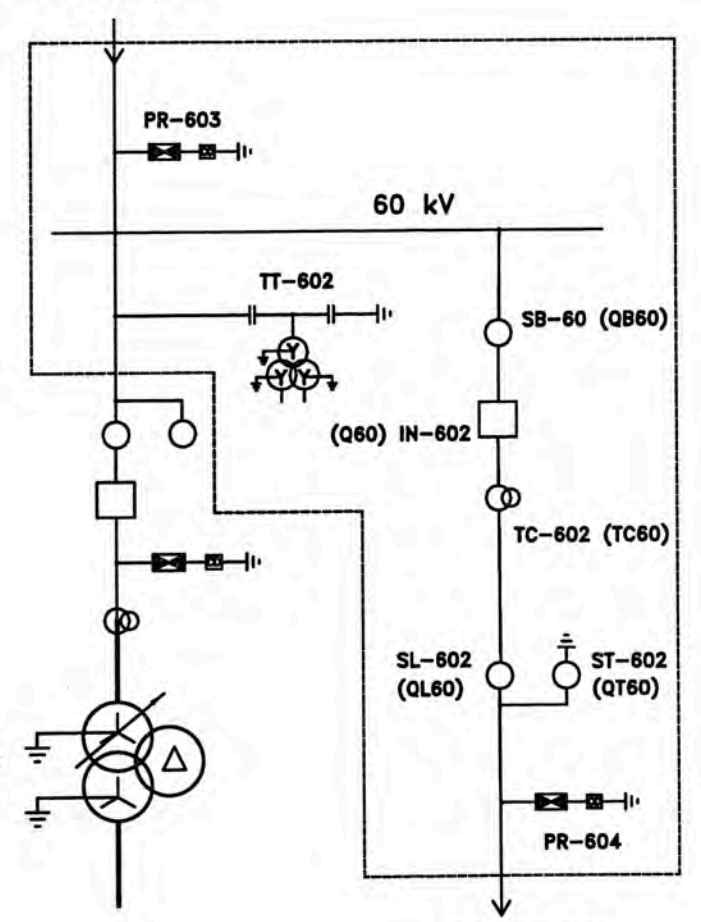
PUQUIO

LT 60 KV P-C



NASCA

LT 60 KV N-P



CORACORA

LT 60 KV P-C

		EMPRESA DE ADMINISTRACION DE INFRAESTRUCTURA ELECTRICA S.A.			
MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS DIRECCION EJECUTIVA DE PROYECTOS					
L.T. 60 KV PUQUIO - CORA CORA Y SUBESTACIONES CONFORME A OBRA					
DIAGRAMA UNIFILAR					PLANO: 1
SUPERVISION DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	ADMINISTRACION MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE PARINCOCHAS	ELABORO SUPERVISION	REVISO ADMIELBA	ESCALA S/C	FOLIO 1
		DIBUJO SUPERVISION	APROBADO ADMIELBA	FECHA 3007	PROYECTO M1390K

Interv. de	Llegada 60 KV						Barra 22.9 KV						Salida 10 KV					
	Tensión (kV)			Variación (%)			Tensión (kV)			Variación (%)			Tensión (kV)			Variación (%)		
	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3
0:15	60,92	60,89	60,93	1,53%	1,48%	1,55%	22,59	22,81	22,58	-1,35%	-1,27%	-1,40%	9,82	9,79	9,85	-1,65%	-1,93%	-1,38%
0:30	65,65	65,73	65,62	9,42%	9,55%	9,37%	23,10	23,05	23,09	0,87%	0,66%	0,83%	9,97	10,10	10,02	-0,28%	0,92%	0,18%
0:45	64,66	64,58	64,59	7,77%	7,63%	7,65%	22,71	22,74	22,75	-0,83%	-0,70%	-0,66%	10,10	10,12	10,15	0,92%	1,10%	1,38%
1:00	62,66	62,50	62,59	4,43%	4,17%	4,32%	22,46	22,43	22,46	-1,92%	-2,05%	-1,92%	9,69	9,84	9,76	-2,84%	-1,47%	-2,20%
1:15	60,75	60,69	60,72	1,25%	1,15%	1,20%	22,49	22,57	22,61	-1,79%	-1,44%	-1,27%	9,66	9,59	9,65	-3,12%	-3,76%	-3,21%
1:30	64,45	64,53	64,43	7,42%	7,55%	7,38%	22,91	22,86	22,90	0,04%	-0,17%	0,00%	9,86	9,99	9,91	-1,28%	-0,09%	-0,83%
1:45	64,48	64,55	64,57	7,47%	7,58%	7,62%	22,68	22,59	22,64	-0,96%	-1,35%	-1,14%	10,02	10,01	10,05	0,18%	0,09%	0,46%
2:00	63,64	63,50	63,52	6,07%	5,83%	5,87%	22,80	22,78	22,84	-0,44%	-0,52%	-0,26%	9,90	10,05	9,97	-0,92%	0,46%	-0,28%
2:15	62,15	62,17	62,20	3,58%	3,62%	3,67%	22,72	22,65	22,78	-0,79%	-1,09%	-0,52%	9,82	9,98	10,01	-1,65%	-0,18%	0,09%
2:30	64,77	64,85	64,75	7,95%	8,08%	7,92%	22,96	22,91	22,95	0,26%	0,04%	0,22%	9,90	10,03	9,95	-0,92%	0,28%	-0,46%
2:45	64,67	64,56	64,62	7,78%	7,60%	7,70%	22,76	22,74	22,79	-0,61%	-0,70%	-0,48%	9,93	9,98	10,03	-0,64%	-0,18%	0,28%
3:00	63,70	63,56	63,58	6,17%	5,93%	5,97%	22,88	22,86	22,92	-0,09%	-0,17%	0,09%	9,95	10,10	10,02	-0,46%	0,92%	0,18%
3:15	65,08	64,98	64,99	8,47%	8,30%	8,32%	22,40	22,33	22,43	-2,18%	-2,49%	-2,05%	9,78	9,92	9,81	-2,02%	-0,73%	-1,74%
3:30	62,83	62,69	62,74	4,72%	4,48%	4,57%	22,58	22,53	22,57	-1,40%	-1,62%	-1,44%	9,75	9,89	9,81	-2,29%	-1,01%	-1,74%
3:45	64,68	64,67	64,61	7,80%	7,78%	7,68%	22,77	22,69	22,72	-0,57%	-0,92%	-0,79%	10,05	10,07	10,12	0,46%	0,64%	1,10%
4:00	63,75	63,61	63,63	6,25%	6,02%	6,05%	22,91	22,89	22,95	0,04%	-0,04%	0,22%	9,99	10,14	10,06	-0,09%	1,28%	0,55%
4:15	64,46	64,45	64,42	7,43%	7,42%	7,37%	22,84	22,79	23,00	-0,26%	-0,48%	0,44%	9,79	10,06	9,85	-1,93%	0,55%	-1,38%
4:30	65,97	65,86	65,82	9,95%	9,77%	9,70%	22,85	22,82	22,86	-0,22%	-0,35%	-0,17%	9,90	10,03	9,95	-0,92%	0,28%	-0,46%
4:45	63,46	63,41	63,39	5,77%	5,68%	5,65%	22,26	22,25	22,23	-2,79%	-2,84%	-2,93%	9,63	9,70	9,64	-3,39%	-2,75%	-3,30%
5:00	62,48	62,32	62,37	4,13%	3,87%	3,95%	23,18	23,14	23,20	1,22%	1,05%	1,31%	10,05	10,20	10,12	0,46%	1,83%	1,10%
5:15	64,51	64,49	64,09	7,52%	7,48%	6,82%	22,62	22,58	22,62	-1,22%	-1,40%	-1,22%	9,76	9,91	9,84	-2,20%	-0,83%	-1,47%
5:30	63,72	63,63	63,66	6,20%	6,05%	6,10%	22,79	22,74	22,79	-0,48%	-0,70%	-0,48%	9,91	10,04	9,96	-0,83%	0,37%	-0,37%
5:45	62,09	62,04	62,06	3,48%	3,40%	3,43%	22,53	22,43	22,49	-1,62%	-2,05%	-1,79%	9,70	9,87	9,68	-2,75%	-1,19%	-2,94%
6:00	61,54	61,39	61,37	2,57%	2,32%	2,28%	22,50	22,42	22,40	-1,75%	-2,10%	-2,18%	9,75	9,89	9,80	-2,29%	-1,01%	-1,83%
6:15	62,46	62,35	62,39	4,10%	3,92%	3,98%	22,53	22,54	22,56	-1,62%	-1,57%	-1,48%	9,63	9,72	9,68	-3,39%	-2,57%	-2,94%
6:30	64,70	64,50	64,50	7,83%	7,50%	7,50%	22,81	22,75	22,80	-0,39%	-0,66%	-0,44%	9,74	9,88	9,82	-2,39%	-1,10%	-1,65%
6:45	62,50	62,44	62,57	4,17%	4,07%	4,28%	22,70	22,74	22,73	-0,87%	-0,70%	-0,74%	9,89	10,01	9,94	-1,01%	0,09%	-0,55%
7:00	63,29	63,11	63,13	5,48%	5,18%	5,22%	22,79	22,75	22,80	-0,48%	-0,66%	-0,44%	9,85	9,88	9,81	-1,38%	-1,10%	-1,74%
7:15	60,49	60,69	60,43	0,82%	1,15%	0,72%	22,40	22,38	22,42	-2,18%	-2,27%	-2,10%	9,65	9,80	9,81	-3,21%	-1,83%	-1,74%
7:30	63,20	63,05	63,07	5,33%	5,08%	5,12%	22,79	22,74	22,82	-0,48%	-0,70%	-0,35%	9,74	10,01	9,95	-1,19%	0,09%	-0,46%
7:45	61,24	61,13	61,21	2,07%	1,88%	2,02%	23,51	23,48	23,48	2,66%	2,53%	2,53%	9,87	9,82	9,88	-2,39%	-1,65%	-1,10%
8:00	64,92	64,79	64,79	8,20%	7,98%	7,98%	23,14	23,10	23,16	1,05%	0,87%	1,14%	9,84	9,99	9,92	-1,47%	-0,09%	-0,73%
8:15	63,07	62,89	62,79	5,12%	4,82%	4,65%	23,41	23,32	23,26	2,23%	1,83%	1,57%	10,06	10,21	10,11	0,55%	1,93%	1,01%
8:30	63,72	63,57	63,59	6,20%	5,95%	5,98%	22,65	22,64	22,65	-1,09%	-1,14%	-1,09%	9,76	9,90	9,82	-2,20%	-0,92%	-1,65%
8:45	64,20	64,18	64,12	7,00%	6,97%	6,87%	22,67	22,74	22,71	-1,00%	-0,70%	-0,83%	9,82	9,96	9,85	-1,65%	-0,37%	-1,38%
9:00	63,64	63,46	63,52	6,07%	5,77%	5,87%	22,39	22,35	22,40	-2,23%	-2,40%	-2,18%	9,65	9,80	9,72	-3,21%	-1,83%	-2,57%
9:15	60,93	60,73	60,76	1,55%	1,22%	1,27%	22,24	22,15	22,22	-2,88%	-3,28%	-2,97%	9,65	9,81	9,76	-3,21%	-1,74%	-2,20%
9:30	62,85	62,67	62,74	4,75%	4,45%	4,57%	22,30	22,27	22,22	-2,62%	-2,75%	-2,97%	9,67	10,10	10,17	-0,28%	0,92%	1,56%
9:45	62,63	62,47	62,50	4,38%	4,12%	4,17%	22,38	22,33	22,38	-2,27%	-2,49%	-2,27%	9,66	9,81	9,74	-3,12%	-1,74%	-2,39%
10:00	62,35	62,48	62,39	3,92%	4,13%	3,98%	22,71	22,18	22,57	-0,83%	-3,14%	-1,44%	9,89	9,98	9,90	-1,01%	-0,18%	-0,92%
10:15	62,96	62,78	62,76	4,93%	4,63%	4,60%	22,54	22,49	22,56	-1,57%	-1,79%	-1,48%	9,82	9,92	9,89	-1,65%	-0,73%	-1,01%
10:30	61,15	61,21	61,78	1,92%	2,02%	2,97%	23,22	23,24	23,25	1,40%	1,48%	1,53%	9,93	10,12	10,13	-0,64%	1,10%	1,19%
10:45	62,26	62,13	62,13	3,77%	3,55%	3,55%	22,45	22,39	22,43	-1,97%	-2,23%	-2,05%	9,63	9,77	9,70	-3,39%	-2,11%	-2,75%
11:00	63,45	63,35	63,46	5,75%	5,58%	5,77%	23,43	23,48	23,47	2,31%	2,53%	2,49%	9,75	9,85	9,70	-2,29%	-1,38%	-2,75%
11:15	61,87	61,67	61,72	3,12%	2,78%	2,87%	22,51	22,46	22,48	-1,70%	-1,92%	-1,83%	9,81	9,95	9,88	-1,74%	-0,46%	-1,10%
11:30	61,00	60,98	60,97	1,67%	1,63%	1,62%	22,18	22,12	22,22	-3,14%	-3,41%	-2,97%	9,76	9,89	9,85	-2,20%	-1,01%	-1,38%
11:45	61,37	61,21	61,24	2,28%	2,02%	2,07%	22,42	22,37	22,43	-2,10%	-2,31%	-2,05%	9,64	9,78	9,73	-3,30%	-2,02%	-2,48%
12:00	62,13	62,11	62,17	3,55%	3,52%	3,62%	22,27	22,30	22,25	-2,75%	-2,62%	-2,84%	9,90	10,01	9,88	-0,92%	0,09%	-1,10%
12:15	63,27	63,11	63,07	5,45%	5,18%	5,12%	22,74	22,69	22,74	-0,70%	-0,92%	-0,70%	10,03	10,16	10,10	0,28%	1,47%	0,92%
12:30	63,24	63,00	63,18	5,40%	5,00%	5,30%	23,00	22,98	22,97	0,44%	0,35%	0,31%	9,68	9,90	9,72	-2,94%	-0,92%	-2,57%
12:45	63,96	63,76	63,72	6,60%	6,27%	6,20%	22,65	22,63	22,66	-1,09%	-1,18%	-1,05%	9,81	9,96	9,90	-1,74%	-0,37%	-0,92%
13:00	62,50	62,61	62,47	4,17%	4,35%	4,12%	22,76	22,74	22,76	-0,61%	-0,70%	-0,61%	9,80	9,94	9,92	-1,83%	-0,55%	-0,73%
13:15	62,66	62,79	62,79	4,43%	4,65%	4,65%	22,55	22,48	22,54	-1,53%	-1,83%	-1,57%	9,71	9,85	9,78	-2,66%	-1,38%	-2,02%
13:30	61,74	61,82	61,74	2,90%	3,03%	2,90%	22,79	22,81	22,72	-0,48%	-0,39%	-0,79%	9,90	10,03	9,96	-0,92%	0,28%	-0,37%
13:45	62,79	62,67	62,63	4,65%	4,45%	4,38%	23,10	23,13	23,10	0,87%	1,00%	0,87%	9,77	9,91	9,84	-2,11%	-0,83%	-1,47%
14:00	60,95	60,89	60,92	1,58%	1,48%	1,53%	22,37	22,22	22,42	-2,31%	-2,97%	-2,10%	9,69	9,91	9,84	-2,84%	-0,83%	-1,47%
14:15	62,98	62,76	62,70	4,97%	4,60%	4,50%	22,61	22,53	22,59	-1,27%	-1,62%	-1,35%	9,74	9,88	9,82	-2,39%	-1,10%	-1,65%
14:30	62,07	62,06	62,06	3,45%	3,43%	3,43%	23,05	22,91	23,10	0,66%	0,04%	0,87%	9,86	10,05	10,05	-1,28%	0,46%	0,66%
14:45	63,62	63,46	63,50	6,03%	5,77%	5,83%	22,65	22,59	22,62	-1,09%	-1,35%	-1,22%	9,75	9,89	9,82	-2,29%	-1,01%	-1,65%
15:00	62,44	64,48	62,57	4,07%	7,47%	4,28%	22,80	22,75	22,75	-0,44%	-0,66%	-0,66%	9,83	10,03	9,92	-1,56%	0,28%	-0,73%
15:15	61,91	61,74	61,74	3,18%	2,90%	2,90%	22,53	22,44	22,53	-1,62%	-2,01%	-1,62%	9,70	9,85	9,87	-2,75%	-1,38%	-1,19%
15:30	62,16	62,18	62,12	3,60%	3,63%	3,53%	23,11	23,04	22,98	0,92%	0,61%	0,35%	9,96	9,92	10,02	-0,37%	-0,73%	0,18%
15:45	63,92	63,70	63,74	6,53%	6,17%	6,23%	22,51	22,44	22,49	-1,70%	-2,01%	-1,79%	9,78	9,93	9,86	-2,02%	-0,64%	-1,28%
16:00	65,19	65,11	65,13	8,65%	8,52%	8,55%	23,63	23,56	23,60	3,19%	2,88%	3,06%	9,93	9,99	9,85	-0,64%	-0,09%	-1,38%
16:15	65,27	65,20	65,12	8,78%	8,67%	8,53%	22,85	22,79	22,83	-0,22%	-0,48%							

Interv. de	Llegada 60 kV						Barra 22.9 kV						Salida 10 kV					
	Tensión (kV)			Variación (%)			Tensión (kV)			Variación (%)			Tensión (kV)			Variación (%)		
	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3
0:15	61.91	61.87	61.84	3.18%	3.12%	3.07%	22.43	22.33	22.44	-2.05%	-2.49%	-2.01%	9.78	9.86	9.83	-2.02%	-1.28%	-1.56%
0:30	63.70	63.46	63.50	6.17%	5.77%	5.83%	22.41	22.36	22.43	-2.14%	-2.36%	-2.05%	9.73	9.88	9.80	-2.48%	-1.10%	-1.83%
0:45	64.36	64.29	64.24	7.27%	7.15%	7.07%	23.00	22.99	22.92	0.44%	0.39%	0.09%	9.93	10.08	9.99	-0.64%	0.73%	-0.09%
1:00	63.75	63.60	63.82	6.25%	6.00%	6.37%	22.77	22.86	22.66	-0.57%	-0.17%	-1.05%	9.89	9.93	9.90	-1.01%	-0.64%	-0.92%
1:15	62.11	62.13	62.07	3.52%	3.55%	3.45%	22.37	22.38	22.35	-2.31%	-2.27%	-2.40%	9.82	9.85	9.79	-1.65%	-1.38%	-1.93%
1:30	62.68	61.48	62.55	4.47%	2.47%	4.25%	22.48	22.44	22.50	-1.83%	-2.01%	-1.75%	9.61	9.76	9.68	-3.58%	-2.20%	-2.94%
1:45	63.33	63.34	63.24	5.55%	5.57%	5.40%	22.96	22.70	22.83	0.26%	-0.87%	-0.31%	9.79	9.89	9.84	-1.93%	-1.01%	-1.47%
2:00	62.12	62.54	62.61	3.53%	4.23%	4.35%	22.65	22.48	22.71	-1.09%	-1.83%	-0.83%	9.83	9.87	9.82	-1.56%	-1.19%	-1.65%
2:15	61.83	61.92	61.93	3.05%	3.20%	3.22%	22.41	22.39	22.43	-2.14%	-2.23%	-2.05%	9.87	9.85	9.81	-1.19%	-1.38%	-1.74%
2:30	65.66	65.81	65.55	9.43%	9.68%	9.25%	23.41	23.38	23.43	2.23%	2.10%	2.31%	10.17	10.32	10.24	1.56%	2.94%	2.20%
2:45	63.29	63.34	62.27	5.48%	5.57%	3.78%	22.82	22.92	22.87	-0.35%	0.09%	-0.13%	9.82	9.85	9.81	-1.65%	-1.38%	-1.74%
3:00	62.77	62.87	62.14	4.62%	4.78%	3.57%	22.65	22.75	22.64	-1.09%	-0.66%	-1.14%	9.80	9.82	9.80	-1.83%	-1.65%	-1.83%
3:15	62.07	62.10	62.02	3.45%	3.50%	3.37%	22.35	22.41	22.42	-2.40%	-2.14%	-2.10%	9.79	9.81	9.81	-1.93%	-1.74%	-1.74%
3:30	61.59	61.41	61.48	2.65%	2.35%	2.47%	22.64	22.62	22.67	-1.14%	-1.22%	-1.00%	9.87	10.03	9.95	-1.19%	0.28%	-0.46%
3:45	65.75	65.82	65.75	9.58%	9.70%	9.58%	23.40	23.46	23.48	2.18%	2.45%	2.53%	10.23	10.35	10.29	2.11%	3.21%	2.66%
4:00	64.94	64.63	64.91	8.23%	7.72%	8.18%	23.10	23.22	23.21	0.87%	1.40%	1.35%	10.11	10.27	10.14	1.01%	2.48%	1.28%
4:15	64.31	64.28	64.31	7.18%	7.13%	7.18%	22.92	22.93	22.99	0.09%	0.13%	0.39%	9.95	10.06	9.98	-0.46%	0.55%	-0.18%
4:30	63.99	63.83	63.91	6.65%	6.38%	6.52%	22.70	22.68	22.72	-0.87%	-0.96%	-0.79%	9.77	9.91	9.44	-2.11%	-0.83%	-5.14%
4:45	65.69	65.77	65.72	9.48%	9.62%	9.53%	23.37	23.38	23.41	2.05%	2.10%	2.23%	10.22	10.19	10.15	2.02%	1.74%	1.38%
5:00	63.31	63.39	63.30	5.52%	5.65%	5.50%	23.01	23.00	23.97	0.48%	0.44%	4.67%	10.06	10.10	10.02	0.55%	0.92%	0.18%
5:15	60.74	60.78	60.74	1.23%	1.30%	1.23%	22.65	22.60	22.66	-1.09%	-1.31%	-1.05%	9.77	9.94	9.84	-2.11%	-0.55%	-1.47%
5:30	62.83	62.69	62.65	4.72%	4.48%	4.42%	22.89	22.83	22.85	-0.04%	-0.31%	-0.22%	9.86	10.01	9.92	-1.28%	0.09%	-0.73%
5:45	62.10	62.22	62.19	3.50%	3.70%	3.65%	22.59	22.62	22.72	-1.35%	-1.22%	-0.79%	9.81	9.83	9.91	-1.74%	-1.56%	-0.83%
6:00	61.50	61.14	61.89	2.50%	1.90%	3.15%	22.55	22.60	22.67	-1.53%	-1.31%	-1.00%	9.77	9.85	9.86	-2.11%	-1.38%	-1.28%
6:15	60.80	60.63	60.93	1.33%	1.05%	1.55%	22.54	22.60	22.58	-1.57%	-1.31%	-1.40%	9.72	9.86	9.76	-2.57%	-1.28%	-2.20%
6:30	61.45	61.30	61.42	2.42%	2.17%	2.37%	22.71	22.67	22.72	-0.83%	-1.00%	-0.79%	9.83	9.98	9.91	-1.56%	-0.18%	-0.83%
6:45	62.15	62.37	61.96	3.58%	3.95%	3.27%	22.54	22.58	22.22	-1.57%	-1.40%	-2.97%	9.77	9.89	9.83	-2.11%	-1.01%	-1.56%
7:00	63.35	63.45	63.56	5.58%	5.75%	5.93%	22.76	22.81	22.63	-0.61%	-0.39%	-1.18%	9.81	9.95	9.93	-1.74%	-0.46%	-0.64%
7:15	64.49	64.59	64.39	7.48%	7.65%	7.32%	22.94	22.89	22.98	0.17%	-0.04%	0.35%	9.96	10.10	10.02	-0.37%	0.92%	0.18%
7:30	63.72	63.61	63.65	6.20%	6.02%	6.08%	22.96	22.89	22.94	0.26%	-0.04%	0.17%	9.60	9.74	9.66	-3.67%	-2.39%	-3.12%
7:45	61.67	61.71	61.74	2.78%	2.85%	2.90%	23.61	23.58	23.64	3.10%	2.97%	3.23%	10.10	10.15	9.88	0.92%	1.38%	-1.10%
8:00	62.77	62.65	62.55	4.62%	4.42%	4.25%	22.94	22.93	22.81	0.17%	0.13%	-0.39%	9.94	9.84	9.84	-0.55%	-1.47%	-1.47%
8:15	63.88	63.70	63.70	6.47%	6.17%	6.17%	22.53	22.49	22.55	-1.62%	-1.79%	-1.53%	9.71	9.68	9.80	-2.66%	-2.94%	-1.83%
8:30	65.45	65.36	65.32	9.08%	8.93%	8.87%	22.89	22.83	22.86	-0.04%	-0.31%	-0.17%	9.85	9.99	9.93	-1.38%	-0.09%	-0.64%
8:45	64.51	64.57	64.66	7.52%	7.62%	7.77%	22.94	22.89	22.94	0.17%	-0.04%	0.17%	9.85	10.01	9.92	-1.38%	0.09%	-0.73%
9:00	62.78	62.49	62.30	4.63%	4.15%	3.83%	22.83	22.74	22.81	-0.31%	-0.70%	-0.39%	9.83	10.00	9.94	-1.56%	0.00%	-0.55%
9:15	61.54	61.34	61.41	2.57%	2.23%	2.35%	22.75	22.68	22.74	-0.66%	-0.96%	-0.70%	9.80	10.02	9.96	-1.83%	0.18%	-0.37%
9:30	63.22	63.06	63.18	5.37%	5.10%	5.30%	23.81	22.76	22.69	3.97%	-0.61%	-0.92%	10.16	10.31	10.24	1.47%	2.84%	2.20%
9:45	63.00	62.87	62.87	5.00%	4.78%	4.78%	22.56	22.47	22.53	-1.48%	-1.88%	-1.62%	9.71	9.84	9.78	-2.66%	-1.47%	-2.02%
10:00	63.56	63.01	63.13	5.93%	5.02%	5.22%	22.69	22.55	22.63	-0.92%	-1.53%	-1.18%	9.80	9.90	9.81	-1.83%	-0.92%	-1.74%
10:15	63.92	63.85	63.81	6.53%	6.42%	6.35%	22.70	22.63	22.71	-0.87%	-1.18%	-0.83%	9.82	9.96	9.91	-1.65%	-0.37%	-0.83%
10:30	61.94	61.87	61.86	3.23%	3.12%	3.10%	22.36	22.44	22.41	-2.36%	-2.01%	-2.14%	9.65	9.83	9.79	-3.21%	-1.56%	-1.93%
10:45	65.11	65.00	64.93	8.52%	8.33%	8.22%	22.60	22.51	22.57	-1.31%	-1.70%	-1.44%	9.75	9.87	9.83	-2.29%	-1.19%	-1.56%
11:00	64.34	63.64	63.56	7.23%	6.07%	5.93%	22.59	22.48	22.52	-1.35%	-1.83%	-1.68%	9.73	9.88	9.81	-2.48%	-1.10%	-1.74%
11:15	63.02	62.87	62.85	5.03%	4.78%	4.75%	22.50	22.41	22.47	-1.75%	-2.14%	-1.68%	9.71	9.89	9.82	-2.66%	-1.01%	-1.85%
11:30	62.70	62.66	62.59	4.50%	4.43%	4.32%	22.48	22.45	22.60	-1.83%	-1.97%	-1.31%	9.85	9.90	9.87	-1.38%	-0.92%	-1.19%
11:45	61.45	61.34	61.32	2.42%	2.23%	2.20%	22.40	22.38	22.42	-2.18%	-2.27%	-2.10%	9.62	9.76	9.68	-3.49%	-2.20%	-2.94%
12:00	61.99	61.87	62.03	3.32%	3.12%	3.38%	22.73	22.56	22.61	-0.74%	-1.48%	-1.27%	9.69	9.74	9.77	-2.84%	-2.39%	-2.11%
12:15	62.87	62.67	62.63	4.78%	4.45%	4.38%	22.87	22.79	22.84	-0.13%	-0.48%	-0.26%	9.72	9.72	9.85	-2.57%	-2.57%	-1.38%
12:30	63.27	63.18	63.14	5.45%	5.30%	5.23%	22.29	22.31	22.44	-2.66%	-2.58%	-2.01%	9.72	9.85	9.81	-2.57%	-1.38%	-1.74%
12:45	64.92	64.88	64.79	8.20%	8.13%	7.98%	22.79	22.73	22.71	-0.48%	-0.74%	-0.83%	9.85	9.97	9.91	-1.38%	-0.28%	-0.83%
13:00	64.33	64.02	64.05	7.22%	6.70%	6.75%	22.68	22.62	22.69	-0.96%	-1.22%	-0.92%	9.88	9.97	9.90	-1.10%	-0.28%	-0.92%
13:15	63.94	63.70	63.85	6.57%	6.17%	6.42%	22.56	22.54	22.63	-1.48%	-1.57%	-1.18%	9.80	9.96	9.88	-1.83%	-0.37%	-1.10%
13:30	62.79	62.85	62.81	4.65%	4.75%	4.68%	23.02	22.93	22.89	0.52%	0.13%	-0.04%	9.82	9.96	9.89	-1.65%	-0.37%	-1.01%
13:45	64.36	64.22	64.09	7.27%	7.03%	6.82%	22.50	22.47	22.49	-1.75%	-1.88%	-1.79%	9.98	10.12	10.05	-0.18%	1.10%	0.46%
14:00	64.77	64.53	64.31	7.95%	7.55%	7.18%	22.92	22.89	22.79	0.09%	-0.04%	-0.48%	9.87	10.04	9.96	-1.19%	0.37%	-0.37%
14:15	64.96	64.81	64.85	8.27%	8.02%	8.08%	23.10	23.06	23.15	0.87%	0.70%	1.09%	9.84	9.99	9.92	-1.47%	-0.09%	-0.73%
14:30	62.44	62.39	62.31	4.07%	3.98%	3.85%	22.18	22.00	22.12	-3.14%	-3.93%	-3.41%	9.64	9.77	9.68	-3.30%	-2.11%	-2.94%
14:45	62.74	62.68	62.68	4.57%	4.47%	4.47%	23.23	23.15	23.20	1.44%	1.09%	1.31%	10.01	10.16	10.06	0.09%	1.47%	0.55%
15:00	63.04	62.86	62.75	5.07%	4.77%	4.58%	22.96	22.94	22.89	0.26%	0.17%	-0.04%	9.88	10.02	9.90	-1.10%	0.18%	-0.92%
15:15	63.27	63.00	63.09	5.45%	5.00%	5.15%	22.74	22.69	22.74	-0.70%	-0.92%	-0.70%	9.73	9.88	9.80	-2.48%	-1.10%	-1.83%
15:30	63.70	63.70	63.72	6.17%	6.17%	6.20%	22.93	22.99	23.03	0.13%	0.39%	0.57%	9.78	9.96	9.86	-2.02%	-0.37%	-1.28%
15:45	63.88	63.72	63.76	6.47%	6.20%	6.27%	22.67	22.59	22.54	-1.00%	-1.35%	-1.57%	9.71	9.84	9.75	-2.66%	-1.47%	-2.29%
16:00	63.21	63.05	63.12	5.35%	5.08%	5.20%	22.75	22.64	22.61	-0.66%	-1.14%	-1.27%	9.88	9.94	9.90	-1.10%	-0.55%	-0.92%
16:15	62.59	62.48	62.46	4.32%	4.13%	4.10%	22.80	22.74	22.79	-0.44%	-0.70%	-0						

Interv. de	Llegada 60 kV						Barra 22.9 kV						Salida 10 kV					
	Tensión (kV)			Variación (%)			Tensión (kV)			Variación (%)			Tensión (kV)			Variación (%)		
	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3
0:15	64.23	64.07	64.03	7.05%	6.78%	6.72%	23.10	23.06	23.12	0.87%	0.70%	0.96%	9.80	10.05	9.97	-0.92%	0.46%	0.28%
0:30	64.70	64.52	64.62	7.83%	7.53%	7.70%	23.05	23.02	23.08	0.66%	0.52%	0.79%	9.94	10.08	10.01	-0.55%	0.73%	0.09%
0:45	62.24	62.04	62.11	3.73%	3.40%	3.52%	22.39	22.34	22.42	-2.23%	-2.45%	-2.10%	9.68	9.81	9.74	-2.94%	-1.74%	-2.39%
1:00	63.57	63.37	63.42	5.95%	5.62%	5.70%	23.30	23.27	23.32	1.75%	1.62%	1.83%	10.14	10.28	10.21	1.28%	2.57%	1.93%
1:15	62.85	62.77	62.74	4.75%	4.62%	4.57%	22.79	22.75	22.81	-0.48%	-0.66%	-0.39%	9.84	10.00	9.91	-1.47%	0.00%	-0.83%
1:30	64.21	64.03	64.13	7.02%	6.72%	6.88%	22.86	22.83	22.90	-0.17%	-0.31%	0.00%	9.72	9.89	9.78	-2.57%	-1.01%	-2.02%
1:45	61.85	61.69	61.76	3.08%	2.82%	2.93%	22.48	22.48	22.50	-1.83%	-1.83%	-1.75%	9.69	9.81	9.74	-2.84%	-1.74%	-2.39%
2:00	63.80	63.70	63.65	6.33%	6.17%	6.08%	23.39	23.37	23.41	2.14%	2.05%	2.23%	10.16	10.31	10.23	1.47%	2.84%	2.11%
2:15	63.05	62.91	62.96	5.08%	4.85%	4.93%	22.59	22.56	22.61	-1.35%	-1.48%	-1.27%	9.72	9.86	9.79	-2.57%	-1.28%	-1.93%
2:30	63.98	63.81	63.90	6.63%	6.35%	6.50%	22.77	22.74	22.82	-0.57%	-0.70%	-0.35%	9.66	9.84	9.72	-3.12%	-1.47%	-2.57%
2:45	64.82	64.66	64.64	8.03%	7.77%	7.73%	23.49	23.41	23.45	2.58%	2.23%	2.40%	10.10	10.24	10.16	0.92%	2.20%	1.47%
3:00	63.93	63.99	63.84	6.55%	6.65%	6.40%	23.42	23.40	23.45	2.27%	2.18%	2.40%	10.19	10.33	10.26	1.74%	3.03%	2.39%
3:15	63.38	63.29	63.33	5.63%	5.48%	5.55%	22.66	22.63	22.68	-1.05%	-1.18%	-0.96%	9.78	9.97	9.85	-2.02%	-0.28%	-1.38%
3:30	63.55	63.39	63.48	5.92%	5.65%	5.80%	22.68	22.62	22.92	-0.96%	-1.22%	0.09%	9.62	9.80	9.68	-3.49%	-1.83%	-2.94%
3:45	64.05	63.26	63.74	6.75%	5.43%	6.23%	23.03	22.97	22.95	0.57%	0.31%	0.22%	9.90	10.11	10.03	-0.92%	1.01%	0.28%
4:00	64.09	64.15	63.98	6.82%	6.92%	6.63%	22.89	22.86	22.94	-0.04%	-0.17%	0.17%	9.79	9.95	9.86	-1.93%	-0.46%	-1.28%
4:15	61.69	61.54	61.55	2.82%	2.57%	2.58%	22.40	22.36	22.42	-2.18%	-2.36%	-2.10%	9.63	9.80	9.68	-3.39%	-1.83%	-2.94%
4:30	62.30	62.10	62.17	3.83%	3.50%	3.62%	22.50	22.48	22.52	-1.75%	-1.83%	-1.66%	9.75	9.82	9.82	-2.29%	-1.65%	-1.65%
4:45	64.27	64.05	64.51	7.12%	6.75%	7.52%	23.16	23.41	23.40	1.14%	2.23%	2.18%	10.07	10.22	10.14	0.64%	2.02%	1.28%
5:00	63.85	63.93	63.77	6.42%	6.55%	6.28%	22.69	22.87	22.95	-0.92%	-0.13%	0.22%	9.83	9.97	9.89	-1.56%	-0.28%	-1.01%
5:15	61.48	61.19	61.19	2.47%	1.98%	1.98%	22.36	22.32	22.38	-2.36%	-2.53%	-2.27%	9.56	9.70	9.62	-4.04%	-2.75%	-3.49%
5:30	62.33	62.13	62.20	3.88%	3.55%	3.67%	22.54	22.51	22.56	-1.57%	-1.70%	-1.48%	9.77	9.91	9.84	-2.11%	-0.83%	-1.47%
5:45	62.63	62.28	62.48	4.38%	3.80%	4.13%	22.53	22.48	22.68	-1.62%	-1.83%	-0.96%	9.68	9.85	9.78	-2.94%	-1.38%	-2.02%
6:00	64.01	63.79	63.50	6.68%	6.32%	5.83%	23.08	23.04	22.98	0.79%	0.61%	0.35%	9.91	10.06	9.98	-0.83%	0.55%	-0.18%
6:15	63.64	63.46	63.48	6.07%	5.77%	5.80%	23.25	23.20	23.27	1.53%	1.31%	1.62%	10.05	10.19	10.10	0.46%	1.74%	0.92%
6:30	61.61	61.41	61.50	2.68%	2.35%	2.50%	22.72	22.72	22.76	-0.79%	-0.79%	-0.61%	9.77	9.92	9.86	-2.11%	-0.73%	-1.28%
6:45	62.26	62.11	62.20	3.77%	3.52%	3.67%	22.69	22.64	22.71	-0.92%	-1.14%	-0.83%	9.78	9.92	9.84	-2.02%	-0.73%	-1.47%
7:00	62.94	62.78	62.89	4.90%	4.63%	4.82%	22.60	22.58	22.65	-1.31%	-1.40%	-1.09%	9.77	9.94	9.86	-2.11%	-0.55%	-1.28%
7:15	64.27	64.07	64.09	7.12%	6.78%	6.82%	22.49	22.43	22.49	-1.79%	-2.05%	-1.79%	9.69	9.82	9.77	-2.84%	-1.65%	-2.11%
7:30	64.27	63.92	63.99	7.12%	6.53%	6.65%	23.45	23.34	23.41	2.40%	1.92%	2.23%	10.13	10.22	10.18	1.19%	2.02%	1.65%
7:45	62.52	62.37	62.37	4.20%	3.95%	3.95%	22.68	22.61	22.68	-0.96%	-1.27%	-0.96%	9.78	9.93	9.85	-2.02%	-0.64%	-1.38%
8:00	62.15	61.63	61.48	3.58%	2.72%	2.47%	22.55	22.38	22.46	-1.53%	-2.27%	-1.92%	9.72	9.79	9.76	-2.57%	-1.93%	-2.20%
8:15	65.90	65.72	65.71	9.83%	9.53%	9.52%	23.30	23.24	23.31	1.75%	1.48%	1.79%	9.79	9.94	9.89	-1.93%	-0.55%	-1.01%
8:30	63.03	62.28	62.30	5.05%	3.80%	3.83%	22.58	22.23	22.61	-1.40%	-2.93%	-1.27%	9.82	9.93	9.88	-1.65%	-0.64%	-1.10%
8:45	61.52	61.35	61.35	2.53%	2.25%	2.25%	22.51	22.46	22.51	-1.70%	-1.92%	-1.70%	9.72	9.86	9.80	-2.57%	-1.28%	-1.83%
9:00	62.63	62.02	61.69	4.38%	3.37%	2.82%	23.32	23.35	23.21	1.83%	1.97%	1.35%	10.04	10.18	10.08	0.37%	1.65%	0.73%
9:15	61.56	61.41	61.72	2.60%	2.35%	2.87%	22.89	22.75	22.79	-0.04%	-0.66%	-0.48%	9.75	9.92	10.15	-2.29%	-0.73%	1.38%
9:30	60.21	60.36	60.30	0.35%	0.60%	0.50%	22.21	22.17	22.16	-3.01%	-3.19%	-3.23%	9.53	9.60	9.57	-4.31%	-3.67%	-3.94%
9:45	62.59	62.53	62.63	4.32%	4.22%	4.38%	22.49	22.46	22.44	-1.79%	-1.92%	-2.01%	9.71	9.85	9.80	-2.66%	-1.38%	-1.83%
10:00	61.35	61.19	61.00	2.25%	1.98%	1.67%	22.57	22.50	22.59	-1.44%	-1.75%	-1.35%	9.77	9.88	9.78	-2.11%	-1.10%	-2.02%
10:15	61.30	61.30	61.18	2.17%	2.17%	1.97%	22.64	22.52	22.58	-1.14%	-1.66%	-1.40%	9.87	10.01	10.05	-1.19%	0.09%	0.46%
10:30	61.04	61.13	61.15	1.73%	1.88%	1.92%	22.70	22.61	22.59	-0.87%	-1.27%	-1.35%	9.79	9.89	9.88	-1.93%	-1.01%	-1.10%
10:45	60.76	60.60	60.62	1.27%	1.00%	1.03%	22.64	22.59	22.65	-1.14%	-1.35%	-1.09%	9.79	9.93	9.86	-1.93%	-0.64%	-1.28%
11:00	61.80	61.93	62.13	3.00%	3.22%	3.55%	22.71	22.52	22.77	-0.83%	-1.66%	-0.57%	9.79	10.04	9.92	-1.93%	0.37%	-0.73%
11:15	63.18	63.00	63.05	5.30%	5.00%	5.08%	23.20	23.16	23.16	1.31%	1.14%	1.14%	10.06	10.18	10.11	0.55%	1.65%	1.01%
11:30	63.00	62.77	63.18	5.00%	4.62%	5.30%	22.81	22.64	22.56	-0.39%	-1.14%	-1.48%	9.74	9.94	9.88	-2.39%	-0.55%	-1.10%
11:45	60.81	60.65	60.67	1.35%	1.08%	1.12%	22.70	22.64	22.71	-0.87%	-1.14%	-0.83%	9.85	9.98	9.91	-1.38%	-0.18%	-0.83%
12:00	59.73	59.32	59.58	-0.45%	-1.13%	-0.70%	22.20	22.17	22.46	-3.06%	-3.19%	-1.92%	9.83	10.07	10.00	-0.64%	0.64%	0.00%
12:15	64.51	64.42	64.57	7.52%	7.37%	7.62%	22.91	22.90	22.93	0.04%	0.00%	0.13%	9.87	9.98	9.83	-1.19%	-0.18%	-1.56%
12:30	62.07	62.00	62.17	3.45%	3.33%	3.62%	23.23	23.12	23.27	1.44%	0.96%	1.62%	10.02	10.12	10.03	0.18%	1.10%	0.28%
12:45	61.85	61.63	61.70	3.08%	2.72%	2.83%	22.77	22.71	22.80	-0.57%	-0.83%	-0.44%	9.79	9.93	9.88	-1.93%	-0.64%	-1.10%
13:00	62.35	62.02	62.06	3.92%	3.37%	3.43%	23.51	23.46	23.53	2.66%	2.45%	2.75%	10.17	10.33	10.26	1.56%	3.03%	2.39%
13:15	63.83	63.68	63.76	6.38%	6.13%	6.27%	22.90	23.03	23.17	0.00%	0.57%	1.18%	9.79	9.90	9.88	-1.93%	-0.92%	-1.10%
13:30	64.10	64.08	63.97	6.83%	6.80%	6.62%	23.20	23.10	23.12	1.31%	0.87%	0.96%	9.99	10.13	10.08	-0.09%	1.19%	0.73%
13:45	61.60	61.48	61.65	2.67%	2.47%	2.75%	22.65	22.59	22.68	-1.09%	-1.35%	-0.96%	9.70	9.84	9.79	-2.75%	-1.47%	-1.93%
14:00	61.28	61.24	61.06	2.13%	2.07%	1.77%	22.48	22.38	22.55	-1.83%	-2.27%	-1.53%	9.76	9.96	9.92	-2.20%	-0.37%	-0.73%
14:15	62.98	62.24	62.48	4.97%	3.73%	4.13%	22.33	22.34	22.30	-2.49%	-2.45%	-2.62%	9.66	9.77	9.69	-3.12%	-2.11%	-2.84%
14:30	61.98	62.98	62.98	3.30%	4.97%	4.97%	22.38	22.42	22.57	-2.27%	-2.10%	-1.44%	9.68	9.78	9.83	-2.94%	-2.02%	-1.56%
14:45	62.90	62.65	62.55	4.83%	4.42%	4.25%	22.96	22.72	22.66	0.26%	-0.79%	-1.05%	9.81	9.86	9.78	-1.74%	-2.28%	-2.02%
15:00	62.53	62.24	62.37	4.22%	3.73%	3.95%	22.43	22.43	22.44	-2.05%	-2.05%	-2.01%	9.71	9.86	9.84	-2.66%	-1.28%	-1.47%
15:15	63.70	63.87	63.66	6.17%	6.45%	6.10%	22.77	22.81	22.90	-0.57%	-0.39%	0.00%	9.90	9.98	9.98	-0.92%	-0.18%	-0.18%
15:30	61.91	61.67	62.00	3.18%	2.78%	3.33%	22.59	22.43	22.57	-1.35%	-2.05%	-1.44%	9.77	9.93	9.81	-2.11%	-0.64%	-1.74%
15:45	63.29	63.35	63.46	5.48%	5.58%	5.77%	23.00	22.92	23.03	0.44%	0.09%	0.57%	9.92	10.05	9.98	-0.73%	0.46%	-0.18%
16:00	61.91	61.98	61.79	3.18%	3.30%	2.98%	22.60	22.51	22.74	-1.31%	-1.70%	-0.70%	9.72	9.87	9.80	-2.57%	-1.19%	-1.83%
16:15	65.03	64.74	64.55	8.38%	7.90%	7.58%	22.99	23.03	23.15	0.39%								

Interv. de	Llegada 60 kV						Barra 22,9 kV						Salida 10 kV					
	Tensión (kV)			Variación (%)			Tensión (kV)			Variación (%)			Tensión (kV)			Variación (%)		
	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3
0:15	63,39	63,55	63,61	5,65%	5,92%	6,02%	23,45	23,41	23,48	2,40%	2,23%	2,53%	9,94	10,07	9,98	-0,55%	0,64%	-0,18%
0:30	61,87	61,65	61,45	3,12%	2,75%	2,42%	22,97	22,90	22,95	0,31%	0,00%	0,22%	9,90	10,02	9,97	-0,92%	0,18%	-0,28%
0:45	62,65	62,58	62,62	4,42%	4,30%	4,37%	22,85	22,83	22,84	-0,22%	-0,31%	-0,26%	9,78	9,90	9,83	-2,02%	-0,92%	-1,56%
1:00	62,80	63,12	63,05	4,67%	5,20%	5,08%	22,89	22,85	22,90	-0,04%	-0,22%	0,00%	9,70	9,81	9,77	-2,75%	-1,74%	-2,11%
1:15	63,60	63,74	63,78	6,00%	6,23%	6,30%	22,91	22,87	22,94	0,04%	-0,13%	0,17%	9,65	9,78	9,69	-3,21%	-2,02%	-2,84%
1:30	62,07	61,91	61,83	3,45%	3,18%	3,05%	23,08	23,01	23,06	0,79%	0,48%	0,70%	10,01	10,14	10,08	0,09%	1,28%	0,73%
1:45	62,89	62,82	62,84	4,82%	4,70%	4,73%	22,92	22,90	22,92	0,09%	0,00%	0,09%	9,80	10,01	9,85	-1,83%	0,09%	-1,38%
2:00	62,77	62,71	62,99	4,62%	4,52%	4,98%	22,94	22,90	22,99	0,17%	0,00%	0,39%	9,76	9,94	9,81	-2,20%	-0,55%	-1,74%
2:15	63,42	63,58	63,62	5,70%	5,97%	6,03%	22,96	22,91	23,00	0,26%	0,04%	0,44%	9,70	9,83	9,73	-2,75%	-1,56%	-2,48%
2:30	62,43	62,31	62,26	4,05%	3,85%	3,77%	23,19	23,11	23,17	1,27%	0,92%	1,18%	10,12	10,27	10,19	1,10%	2,48%	1,74%
2:45	63,12	63,03	63,06	5,20%	5,05%	5,10%	23,07	23,04	23,06	0,74%	0,61%	0,70%	10,03	10,16	10,08	0,28%	1,47%	0,73%
3:00	63,02	63,01	63,10	5,03%	5,02%	5,17%	22,88	22,93	22,96	-0,09%	0,13%	0,26%	9,87	9,99	9,79	-1,19%	-0,09%	-1,93%
3:15	62,92	63,04	63,09	4,87%	5,07%	5,15%	22,75	22,71	22,82	-0,66%	-0,83%	-0,35%	9,57	9,70	9,60	-3,94%	-2,75%	-3,67%
3:30	63,00	62,54	63,00	5,00%	4,23%	5,00%	22,97	22,92	22,99	0,31%	0,09%	0,39%	9,90	10,10	10,03	-0,92%	0,92%	0,28%
3:45	64,09	63,98	64,03	6,82%	6,63%	6,72%	23,13	23,10	23,12	1,00%	0,87%	0,96%	10,10	10,24	10,16	0,92%	2,20%	1,47%
4:00	63,99	63,87	63,94	6,65%	6,45%	6,57%	23,10	23,06	23,08	0,87%	0,70%	0,79%	9,92	10,11	10,07	0,18%	1,01%	0,64%
4:15	63,75	63,57	63,66	6,25%	5,95%	6,10%	23,02	22,98	23,02	0,52%	0,35%	0,52%	9,94	10,10	10,03	-0,55%	0,92%	0,28%
4:30	62,53	62,71	62,23	4,22%	4,52%	3,72%	22,35	22,67	22,81	-2,40%	-1,00%	-0,39%	9,83	10,01	10,00	-1,56%	0,09%	0,00%
4:45	63,91	63,84	63,87	6,52%	6,40%	6,45%	22,89	22,86	22,90	-0,04%	-0,17%	0,00%	9,81	10,02	9,86	-1,74%	0,18%	-1,28%
5:00	63,86	63,72	63,66	6,43%	6,20%	6,10%	22,76	22,98	23,11	-0,61%	0,35%	0,92%	9,96	10,13	10,01	-0,37%	1,19%	0,09%
5:15	63,53	63,39	63,44	5,88%	5,65%	5,73%	23,45	23,41	23,45	2,40%	2,23%	2,40%	10,15	10,30	10,22	1,38%	2,75%	2,02%
5:30	62,94	62,67	62,96	4,90%	4,45%	4,93%	22,45	22,52	22,77	-1,97%	-1,66%	-0,57%	9,74	9,90	9,73	-2,39%	-0,92%	-2,48%
5:45	63,55	63,49	63,51	5,92%	5,82%	5,85%	22,64	22,61	22,65	-1,14%	-1,27%	-1,09%	9,75	9,97	9,80	-2,29%	-0,28%	-1,83%
6:00	63,87	63,45	63,74	6,45%	5,75%	6,23%	22,41	22,95	23,03	-2,14%	0,22%	0,57%	9,81	9,95	9,93	-1,74%	-0,46%	-0,64%
6:15	64,20	63,37	63,91	7,00%	5,62%	6,52%	23,25	23,12	23,31	1,53%	0,96%	1,79%	9,83	9,97	9,99	-1,56%	-0,28%	-0,09%
6:30	61,37	61,13	61,19	2,28%	1,88%	1,98%	22,40	22,29	22,29	-2,18%	-2,66%	-2,66%	9,62	9,78	9,68	-3,49%	-2,02%	-2,94%
6:45	63,40	63,27	63,29	5,67%	5,45%	5,48%	22,52	22,54	22,64	-1,66%	-1,57%	-1,14%	9,74	9,90	9,81	-2,39%	-0,92%	-1,74%
7:00	63,64	63,42	63,31	6,07%	5,70%	5,52%	22,47	22,43	22,54	-1,88%	-2,05%	-1,57%	9,71	9,90	9,80	-2,66%	-0,92%	-1,83%
7:15	63,77	63,59	63,49	6,28%	5,98%	5,82%	22,43	22,34	22,43	-2,05%	-2,45%	-2,05%	9,67	9,89	9,79	-3,03%	-1,01%	-1,93%
7:30	61,24	61,10	61,32	2,07%	1,83%	2,20%	22,89	22,85	22,99	-0,04%	-0,22%	0,39%	9,92	10,01	9,93	-0,73%	0,09%	-0,64%
7:45	62,24	62,15	62,02	3,73%	3,58%	3,37%	23,07	23,00	23,08	0,74%	0,44%	0,79%	9,93	10,08	10,05	-0,64%	0,73%	0,46%
8:00	63,55	63,21	63,42	5,92%	5,35%	5,70%	22,89	22,85	22,74	-0,04%	-0,22%	-0,70%	9,81	9,95	9,92	-1,74%	-0,46%	-0,73%
8:15	64,16	63,73	64,07	6,93%	6,22%	6,78%	22,51	22,48	22,58	-1,70%	-1,83%	-1,40%	9,73	9,88	9,81	-2,48%	-1,10%	-1,74%
8:30	62,35	62,39	62,27	3,92%	3,98%	3,78%	22,95	22,94	22,97	0,22%	0,17%	0,31%	9,95	10,08	10,03	-0,46%	0,73%	0,28%
8:45	63,77	63,57	63,68	6,28%	5,95%	6,13%	22,97	22,90	22,99	0,31%	0,00%	0,39%	9,93	10,03	9,96	-0,64%	0,28%	-0,37%
9:00	63,03	63,12	63,07	5,05%	5,20%	5,12%	22,67	22,61	22,79	-1,00%	-1,27%	-0,48%	9,83	9,94	9,91	-1,56%	-0,55%	-0,83%
9:15	62,11	62,20	62,17	3,52%	3,67%	3,62%	22,42	22,37	22,61	-2,10%	-2,17%	-1,27%	9,74	9,88	9,81	-2,39%	-1,10%	-1,74%
9:30	62,11	61,99	61,97	3,52%	3,32%	3,28%	22,86	22,84	22,93	-0,17%	-0,26%	0,13%	9,92	10,03	9,97	-0,73%	0,28%	-0,28%
9:45	64,73	64,44	64,16	7,88%	7,40%	6,93%	22,97	22,91	22,79	0,31%	0,04%	-0,48%	9,85	9,93	9,91	-1,38%	-0,64%	-0,83%
10:00	63,67	63,46	63,55	6,12%	5,77%	5,92%	22,89	22,90	22,84	-0,04%	0,00%	-0,26%	9,89	9,98	9,95	-1,01%	-0,18%	-0,46%
10:15	62,37	61,93	61,87	3,95%	3,22%	3,12%	22,81	22,89	22,94	-0,39%	-0,04%	0,17%	9,85	10,02	9,97	-1,38%	0,18%	-0,28%
10:30	64,29	63,63	63,63	7,15%	6,05%	6,05%	23,44	23,32	23,44	2,36%	1,83%	2,36%	10,09	10,19	10,13	0,83%	1,74%	1,19%
10:45	64,31	64,44	64,55	7,18%	7,40%	7,58%	23,25	23,20	23,25	1,53%	1,31%	1,53%	10,05	10,18	10,10	0,46%	1,65%	0,92%
11:00	63,45	63,75	63,61	5,75%	6,25%	6,02%	23,33	23,31	23,29	1,88%	1,79%	1,70%	10,07	10,19	10,12	0,64%	1,74%	1,10%
11:15	62,17	62,17	62,32	3,62%	3,62%	3,87%	23,42	23,39	23,40	2,27%	2,14%	2,18%	10,09	10,21	10,13	0,83%	1,93%	1,19%
11:30	63,81	63,83	63,77	6,35%	6,38%	6,28%	23,23	23,30	23,38	1,44%	1,75%	2,10%	9,93	10,11	9,99	-0,64%	1,01%	-0,09%
11:45	63,03	63,07	62,96	5,05%	5,12%	4,93%	22,60	22,53	22,57	-1,31%	-1,62%	-1,44%	9,73	9,85	9,78	-2,48%	-1,38%	-2,02%
12:00	63,86	63,76	63,81	6,43%	6,27%	6,35%	22,70	22,67	22,71	-0,87%	-1,00%	-0,83%	9,81	9,87	9,84	-1,74%	-1,19%	-1,47%
12:15	64,77	64,66	64,99	7,95%	7,77%	8,32%	22,90	22,87	22,89	0,00%	-0,13%	-0,04%	9,90	10,08	10,03	-0,92%	0,73%	0,28%
12:30	62,52	62,61	62,72	4,20%	4,35%	4,53%	23,55	23,35	23,42	2,84%	1,97%	2,27%	10,16	10,29	10,24	1,47%	2,66%	2,20%
12:45	64,12	63,85	63,99	6,87%	6,42%	6,65%	22,89	22,85	22,94	-0,04%	-0,22%	0,17%	9,89	10,05	9,98	-1,01%	0,66%	-0,18%
13:00	63,90	63,54	63,76	6,50%	5,90%	6,27%	22,74	22,54	22,70	-0,70%	-1,57%	-0,87%	9,80	9,82	9,81	-1,83%	-1,65%	-1,74%
13:15	63,38	63,19	63,24	5,63%	5,32%	5,40%	22,43	22,34	22,53	-2,05%	-2,45%	-1,62%	9,71	9,78	9,73	-2,66%	-2,02%	-2,48%
13:30	63,55	63,39	63,33	5,92%	5,65%	5,55%	22,85	22,74	22,83	-0,22%	-0,70%	-0,31%	9,83	9,98	10,00	-1,56%	-0,18%	0,00%
13:45	63,16	63,07	63,00	5,27%	5,12%	5,00%	22,49	22,39	22,51	-1,79%	-2,23%	-1,70%	9,96	10,06	10,01	-0,37%	0,55%	0,09%
14:00	63,24	63,31	63,27	5,40%	5,52%	5,45%	22,33	22,31	22,45	-2,49%	-2,58%	-1,97%	9,78	9,89	9,90	-2,02%	-1,01%	-0,92%
14:15	63,40	63,42	63,33	5,67%	5,70%	5,55%	22,22	22,26	22,43	-2,97%	-2,79%	-2,05%	9,65	9,76	9,69	-3,21%	-2,20%	-2,84%
14:30	62,20	61,91	62,08	3,67%	3,18%	3,47%	22,44	22,42	22,49	-2,01%	-2,10%	-1,79%	9,68	9,83	9,82	-2,94%	-1,56%	-1,65%
14:45	64,03	63,09	63,40	6,72%	5,15%	5,67%	22,79	22,69	22,70	-0,48%	-0,92%	-0,87%	9,85	9,96	9,84	-1,38%	-0,37%	-1,47%
15:00	63,85	63,13	63,27	6,42%	5,22%	5,45%	22,78	22,68	22,75	-0,52%	-0,96%	-0,66%	9,84	9,97	9,85	-1,47%	-0,28%	-1,38%
15:15	63,03	63,14	63,00	5,05%	5,23%	5,00%	22,78	22,68	22,82	-0,52%	-0,96%	-0,35%	9,83	9,98	9,94	-1,56%	-0,18%	-0,55%
15:30	61,54	61,33	61,08	2,57%	2,22%	1,80%	22,47	22,22	22,27	-1,88%	-2,97%	-2,75%	9,93	10,08	10,05	-0,64%	0,73%	0,46%
15:45	62,09	61,82	61,78	3,48%	3,03%	2,97%	22,51	22,43	22,44	-1,70%	-2,05%	-2,01%	9,77	9,89	9,80	-2,11%	-1,01%	-1,83%
16:00	63,12	63,18	63,21	5,20%	5,30%	5,35%	22,62	22,61	22,60	-1,22%	-1,27%	-1,31%	9,78	9,90	9,90	-2,02%	-0,92%	-0,92%
16:15	64,16	64,13	64,07	6,93%	6,88%	6,78%	22,71	22,75	22,78									

Interv. de	Llegada 60 kV						Barra 22,9 kV						Salida 10 kV					
	Tension (kV)			Variacion (%)			Tension (kV)			Variacion (%)			Tension (kV)			Variacion (%)		
	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3
0:15	62,02	62,06	62,07	3,37%	3,43%	3,45%	23,24	22,26	22,30	1,48%	-2,79%	-2,62%	10,06	10,22	10,08	0,55%	2,02%	0,73%
0:30	63,38	63,22	63,29	5,63%	5,37%	5,48%	23,00	22,97	23,03	0,44%	0,31%	0,57%	9,97	10,11	10,01	-0,28%	1,01%	0,09%
0:45	61,78	61,63	61,65	2,97%	2,72%	2,75%	22,82	22,66	22,75	-0,35%	-1,05%	-0,66%	9,91	9,97	9,87	-1,74%	-0,28%	-1,19%
1:00	61,74	61,61	61,54	2,90%	2,68%	2,57%	22,39	22,38	22,43	-2,23%	-2,27%	-2,05%	9,86	9,97	9,93	-1,28%	-0,28%	-0,64%
1:15	62,65	62,39	62,46	4,42%	3,98%	4,10%	23,10	23,16	23,17	0,87%	1,14%	1,18%	10,01	10,15	10,03	0,09%	1,38%	0,28%
1:30	62,65	62,50	62,59	4,42%	4,17%	4,32%	22,72	22,66	22,69	-0,79%	-1,05%	-0,92%	9,77	9,91	9,82	-2,11%	-0,83%	-1,65%
1:45	62,59	62,32	62,48	4,32%	3,87%	4,13%	23,11	23,10	23,16	0,92%	0,87%	1,14%	10,21	10,37	10,23	1,93%	3,39%	2,11%
2:00	62,20	61,74	61,80	3,67%	2,90%	3,00%	22,59	22,58	22,54	-1,35%	-1,40%	-1,57%	9,78	9,95	9,86	-2,02%	-0,46%	-1,28%
2:15	62,37	62,13	62,39	3,95%	3,55%	3,98%	22,65	22,82	22,84	-1,09%	-0,35%	-0,26%	9,88	9,89	9,83	-1,10%	-1,01%	-1,56%
2:30	62,20	62,96	62,07	3,67%	4,93%	3,45%	22,95	22,94	22,97	0,22%	0,17%	0,31%	9,89	10,04	9,94	-1,01%	0,37%	-0,55%
2:45	63,22	63,06	63,16	5,37%	5,10%	5,27%	23,05	23,01	23,06	0,66%	0,48%	0,70%	9,99	10,11	10,00	-0,09%	1,01%	0,00%
3:00	62,51	62,30	62,34	4,18%	3,83%	3,90%	22,73	22,72	22,76	-0,74%	-0,79%	-0,61%	10,05	10,24	10,11	0,46%	2,20%	1,01%
3:15	62,65	62,58	62,68	4,42%	4,30%	4,47%	22,91	22,92	23,01	0,04%	0,09%	0,48%	9,92	10,08	9,94	-0,73%	0,73%	-0,55%
3:30	62,35	62,11	62,22	3,92%	3,52%	3,70%	23,02	23,00	23,04	0,52%	0,44%	0,61%	9,92	10,06	9,96	-0,73%	0,55%	-0,37%
3:45	62,80	61,70	62,65	4,67%	2,83%	4,42%	22,67	22,64	22,69	-1,00%	-1,14%	-0,92%	10,18	10,12	10,08	1,65%	1,10%	0,73%
4:00	62,79	62,61	62,70	4,65%	4,35%	4,50%	22,60	22,56	22,63	-1,31%	-1,48%	-1,18%	9,76	9,90	9,84	-2,20%	-0,92%	-1,47%
4:15	64,10	63,93	64,04	6,83%	6,55%	6,73%	23,40	23,41	23,46	2,18%	2,23%	2,45%	10,12	10,26	10,17	1,10%	2,39%	1,56%
4:30	62,56	62,31	62,42	4,27%	3,85%	4,03%	23,09	23,07	23,11	0,83%	0,74%	0,92%	9,98	10,12	10,02	-0,18%	1,10%	0,18%
4:45	63,55	63,37	63,57	5,92%	5,62%	5,95%	22,96	22,96	23,01	0,26%	0,26%	0,48%	9,94	10,09	9,99	-0,55%	0,83%	-0,09%
5:00	63,27	63,11	63,20	5,45%	5,18%	5,33%	22,88	22,79	22,84	-0,09%	-0,48%	-0,26%	9,89	10,06	9,88	-1,01%	0,55%	-1,10%
5:15	63,31	63,15	63,33	5,52%	5,25%	5,55%	22,32	22,27	22,30	-2,53%	-2,75%	-2,62%	9,63	9,80	9,71	-3,39%	-1,83%	-2,66%
5:30	62,22	62,02	62,20	3,70%	3,37%	3,67%	22,59	22,59	22,64	-1,35%	-1,35%	-1,14%	9,78	9,92	9,81	-2,02%	-0,73%	-1,74%
5:45	63,44	63,28	63,35	5,73%	5,47%	5,58%	22,84	22,82	22,89	-0,26%	-0,35%	-0,04%	9,85	10,02	9,93	-1,38%	0,18%	-0,64%
6:00	62,41	62,24	62,35	4,02%	3,73%	3,92%	22,83	22,78	22,84	-0,31%	-0,52%	-0,26%	9,81	9,96	9,85	-1,74%	-0,37%	-1,38%
6:15	61,85	61,74	61,72	3,08%	2,90%	2,87%	22,60	22,57	22,67	-1,31%	-1,44%	-1,00%	9,77	9,97	9,84	-2,11%	-0,28%	-1,47%
6:30	64,01	63,83	63,92	6,68%	6,38%	6,53%	23,02	22,97	23,04	0,52%	0,31%	0,61%	9,98	10,12	10,03	-0,18%	1,10%	0,28%
6:45	64,33	64,18	64,20	7,22%	6,97%	7,00%	23,45	23,44	23,54	2,40%	2,36%	2,79%	10,17	10,30	10,22	1,56%	2,75%	2,02%
7:00	61,90	61,69	61,76	3,17%	2,82%	2,93%	22,99	22,94	23,02	0,39%	0,17%	0,52%	9,98	10,12	10,05	-0,18%	1,10%	0,46%
7:15	61,41	61,24	61,35	2,35%	2,07%	2,25%	23,23	23,18	23,22	1,44%	1,22%	1,40%	9,63	9,78	9,72	-3,39%	-2,02%	-2,57%
7:30	63,92	63,81	63,90	6,53%	6,35%	6,50%	22,90	22,81	22,87	0,00%	-0,39%	-0,13%	9,87	10,01	9,94	-1,19%	0,09%	-0,55%
7:45	61,59	61,39	61,59	2,65%	2,32%	2,65%	22,60	22,60	22,64	-1,31%	-1,31%	-1,14%	10,10	10,24	10,16	0,92%	2,20%	1,47%
8:00	63,62	63,55	63,57	6,03%	5,92%	5,95%	22,33	22,42	22,48	-2,49%	-2,10%	-1,83%	9,62	10,12	9,90	-3,49%	1,10%	-0,92%
8:15	63,92	63,83	63,96	6,53%	6,38%	6,60%	22,80	22,78	22,85	-0,44%	-0,52%	-0,22%	9,87	10,02	9,94	-1,19%	0,18%	-0,55%
8:30	64,10	64,03	64,05	6,83%	6,72%	6,75%	22,87	22,82	22,74	-0,13%	-0,35%	-0,70%	9,90	10,02	9,96	-0,92%	0,18%	-0,37%
8:45	62,11	61,98	62,13	3,52%	3,30%	3,55%	23,07	23,05	23,10	0,74%	0,66%	0,87%	9,98	10,14	10,05	-0,18%	1,28%	0,46%
9:00	63,21	63,14	63,16	5,35%	5,23%	5,27%	22,81	22,87	22,92	-0,39%	-0,13%	0,09%	9,98	10,19	10,06	-0,18%	1,74%	0,55%
9:15	62,35	62,15	62,33	3,92%	3,58%	3,88%	22,55	22,48	22,53	-1,53%	-1,83%	-1,62%	9,54	9,88	9,82	-4,22%	-1,10%	-1,65%
9:30	62,89	62,71	62,77	4,82%	4,52%	4,62%	22,94	23,05	22,97	0,17%	0,66%	0,31%	10,01	9,95	10,05	0,09%	-0,46%	0,46%
9:45	62,74	62,56	62,76	4,57%	4,27%	4,60%	22,68	22,66	22,70	-0,96%	-1,05%	-0,87%	9,80	9,95	9,82	-1,83%	-0,46%	-1,65%
10:00	62,59	62,15	62,17	4,32%	3,58%	3,62%	22,91	22,86	22,83	0,04%	-0,17%	-0,31%	10,04	10,26	10,18	0,37%	2,39%	1,65%
10:15	61,93	62,11	61,91	3,22%	3,52%	3,18%	22,31	22,20	22,36	-2,58%	-3,06%	-2,36%	9,67	9,81	9,75	-3,03%	-1,74%	-2,29%
10:30	62,55	62,42	62,44	4,25%	4,03%	4,07%	23,07	22,99	22,96	0,74%	0,39%	0,26%	9,92	10,09	10,03	-0,73%	0,83%	0,28%
10:45	62,74	62,56	62,37	4,57%	4,27%	3,95%	23,02	23,04	23,12	0,52%	0,61%	0,96%	9,98	10,13	10,07	-0,18%	1,19%	0,64%
11:00	61,74	61,45	61,61	2,90%	2,42%	2,68%	22,66	22,58	22,67	-1,05%	-1,40%	-1,00%	9,76	9,94	9,86	-2,20%	-0,55%	-1,28%
11:15	62,48	62,41	62,59	4,13%	4,02%	4,32%	22,48	22,55	22,54	-1,83%	-1,53%	-1,57%	9,67	9,87	9,79	-3,03%	-1,19%	-1,93%
11:30	65,02	64,93	64,95	8,37%	8,22%	8,25%	23,50	23,44	23,55	2,62%	2,36%	2,84%	10,16	10,30	10,24	1,47%	2,75%	2,20%
11:45	61,08	60,88	61,06	1,80%	1,47%	1,77%	22,33	22,28	22,37	-2,49%	-2,71%	-2,31%	9,89	9,72	9,63	-1,01%	-2,57%	-3,39%
12:00	61,76	61,43	61,58	2,93%	2,38%	2,63%	22,64	22,58	22,64	-1,14%	-1,40%	-1,14%	9,72	9,86	9,80	-2,57%	-1,28%	-1,83%
12:15	62,94	62,08	62,20	4,90%	3,47%	3,67%	22,44	22,43	22,50	-2,01%	-2,05%	-1,75%	9,61	9,87	9,79	-3,58%	-1,19%	-1,93%
12:30	64,79	64,55	64,57	7,98%	7,58%	7,62%	23,15	23,10	23,17	1,09%	0,87%	1,18%	10,02	10,19	10,12	0,18%	1,74%	1,10%
12:45	62,00	62,00	62,10	3,33%	3,33%	3,50%	23,34	23,28	23,37	1,92%	1,66%	2,05%	10,11	10,25	10,17	1,01%	2,29%	1,56%
13:00	62,98	62,89	62,92	4,97%	4,82%	4,87%	23,00	22,94	22,99	0,44%	0,17%	0,39%	10,00	10,14	10,09	0,00%	1,28%	0,83%
13:15	62,42	62,15	62,46	4,03%	3,58%	4,10%	22,73	22,75	22,85	-0,74%	-0,66%	-0,22%	9,82	9,93	9,85	-1,65%	-0,64%	-1,38%
13:30	63,77	63,24	63,44	6,28%	5,40%	5,73%	22,55	22,50	22,79	-1,53%	-1,75%	-0,48%	9,77	9,93	9,87	-2,11%	-0,64%	-1,19%
13:45	60,39	60,01	60,23	0,65%	0,02%	0,38%	22,45	22,40	22,65	-1,97%	-2,18%	-1,09%	9,77	9,88	9,86	-2,11%	-1,10%	-1,28%
14:00	64,16	63,93	63,68	6,93%	6,55%	6,13%	22,52	22,60	22,58	-1,66%	-1,31%	-1,40%	10,03	10,18	9,96	0,28%	1,65%	-0,37%
14:15	63,94	63,81	63,76	6,57%	6,35%	6,27%	22,53	22,65	22,71	-1,62%	-1,09%	-0,83%	9,81	9,95	9,88	-1,74%	-0,46%	-1,10%
14:30	63,81	63,61	63,61	6,35%	6,02%	6,02%	22,85	22,84	22,90	-0,22%	-0,26%	0,00%	9,85	10,01	9,97	-1,38%	0,09%	-0,28%
14:45	61,45	61,26	61,30	2,42%	2,12%	2,17%	22,64	22,44	22,58	-1,14%	-2,01%	-1,40%	9,77	9,94	9,85	-2,11%	-0,55%	-1,38%
15:00	63,94	63,72	63,59	6,57%	6,20%	5,98%	22,44	22,52	22,50	-2,01%	-1,66%	-1,75%	9,92	10,07	9,99	-0,73%	0,64%	-0,09%
15:15	63,81	63,57	63,68	6,35%	5,95%	6,13%	22,95	22,91	22,99	0,22%	0,04%	0,39%	9,95	10,10	10,02	-0,46%	0,92%	0,18%
15:30	64,01	63,91	63,93	6,68%	6,52%	6,55%	22,88	22,85	22,94	-0,09%	-0,22%	0,17%	9,91	10,04	9,97	-0,83%	0,37%	-0,28%
15:45	61,63	61,47	61,53	2,72%	2,45%	2,55%	23,01	22,96	23,03	0,48%	0,26%	0,57%	9,90	10,05	9,96	-0,92%	0,46%	-0,37%
16:00	61,35	60,80	61,28	2,25%	1,33%	2,13%	22,41	22,38	22,44	-2,14%	-2,27%	-2,01%	9,72	9,89	9,78	-2,57%	-1,01%	-2,02%
16:15	63,90	63,81	63,88	6,50%	6,35%	6,47%	22,82											

Interv. de	Llegada 60 kV						Barra 22,9 kV						Salida 10 kV					
	Tensión (kV)			Variación (%)			Tensión (kV)			Variación (%)			Tensión (kV)			Variación (%)		
	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3
0:15	62,09	62,21	62,07	3,48%	3,68%	3,45%	22,87	22,92	22,85	-0,13%	0,09%	-0,22%	9,85	10,05	9,92	-1,38%	0,46%	-0,73%
0:30	62,35	62,21	62,31	3,92%	3,68%	3,85%	23,10	23,09	23,15	0,87%	0,83%	1,09%	10,01	10,14	10,06	0,09%	1,28%	0,55%
0:45	61,39	61,19	61,50	2,32%	1,98%	2,50%	22,64	22,61	22,68	-1,14%	-1,27%	-0,96%	9,77	9,90	9,84	-2,11%	-0,92%	-1,47%
1:00	61,97	61,84	61,92	3,28%	3,07%	3,20%	22,86	22,81	22,79	-0,17%	-0,39%	-0,48%	9,81	10,03	9,94	-1,74%	0,28%	-0,55%
1:15	62,44	62,38	62,40	4,07%	3,97%	4,00%	23,03	23,08	23,01	0,57%	0,79%	0,48%	9,97	10,14	10,03	-0,28%	1,28%	0,28%
1:30	61,91	61,71	61,84	3,18%	2,85%	3,07%	23,05	23,02	23,02	0,66%	0,52%	0,52%	9,99	10,12	10,05	-0,09%	1,10%	0,46%
1:45	62,22	61,62	61,76	3,70%	2,70%	2,93%	23,05	23,02	23,07	0,66%	0,52%	0,74%	10,15	10,31	10,22	1,38%	2,84%	2,02%
2:00	62,41	62,14	62,18	4,02%	3,57%	3,63%	22,94	22,90	22,91	0,17%	0,00%	0,04%	10,03	10,20	10,09	0,28%	1,83%	0,83%
2:15	62,55	62,41	62,41	4,25%	4,02%	4,02%	22,91	22,75	22,89	0,04%	-0,66%	-0,04%	9,90	10,02	9,91	-0,92%	0,18%	-0,83%
2:30	62,65	62,46	62,55	4,42%	4,10%	4,25%	22,93	22,89	22,96	0,13%	-0,04%	0,26%	9,90	10,05	9,97	-0,92%	0,46%	-0,28%
2:45	62,37	62,20	62,30	3,95%	3,67%	3,83%	23,06	23,08	23,16	0,70%	0,79%	1,14%	9,98	10,18	10,10	-0,18%	1,65%	0,92%
3:00	63,21	63,18	63,24	5,35%	5,30%	5,40%	23,24	23,31	23,38	1,48%	1,79%	2,10%	10,05	10,21	10,17	0,46%	1,93%	1,56%
3:15	63,81	63,70	63,72	6,35%	6,17%	6,20%	23,44	23,42	23,45	2,36%	2,27%	2,40%	10,14	10,27	10,21	1,28%	2,48%	1,93%
3:30	62,85	62,66	62,75	4,75%	4,43%	4,58%	23,05	23,01	23,08	0,66%	0,48%	0,79%	10,02	10,19	10,07	0,18%	1,74%	0,64%
3:45	62,32	61,36	62,50	3,87%	2,27%	4,17%	22,91	22,92	22,96	0,04%	0,09%	0,26%	9,92	10,02	9,94	-0,73%	0,18%	-0,55%
4:00	62,51	62,45	62,60	4,18%	4,08%	4,33%	22,63	22,68	22,71	-1,18%	-0,96%	-0,83%	9,96	10,11	10,01	-0,37%	1,01%	0,09%
4:15	63,83	63,70	63,74	6,38%	6,17%	6,23%	23,46	23,56	23,56	2,45%	2,88%	2,88%	10,03	10,16	10,08	0,28%	1,47%	0,37%
4:30	63,09	62,89	63,03	5,15%	4,82%	5,05%	22,72	22,72	22,76	-0,79%	-0,79%	-0,61%	9,83	9,97	9,90	-1,56%	-0,28%	-0,92%
4:45	62,19	62,23	62,37	3,65%	3,72%	3,95%	22,83	22,84	22,87	-0,31%	-0,26%	-0,13%	9,86	10,03	9,90	-1,28%	0,28%	-0,92%
5:00	61,87	61,91	61,89	3,12%	3,18%	3,15%	22,56	22,77	22,71	-1,48%	-0,57%	-0,83%	9,75	9,95	9,84	-2,29%	-0,46%	-1,47%
5:15	61,65	61,62	61,61	2,75%	2,70%	2,68%	22,30	22,50	22,53	-2,62%	-1,75%	-1,62%	9,59	9,73	9,64	-3,76%	-2,48%	-3,30%
5:30	62,57	62,46	62,50	4,28%	4,10%	4,17%	22,84	22,83	22,89	-0,26%	-0,31%	-0,04%	9,89	10,05	9,96	-1,01%	0,46%	-0,37%
5:45	61,98	61,74	62,02	3,30%	2,90%	3,37%	22,76	22,69	22,80	-0,61%	-0,92%	-0,44%	9,75	9,90	9,85	-2,29%	-0,92%	-1,38%
6:00	61,85	61,64	61,73	3,08%	2,73%	2,88%	22,76	22,71	22,80	-0,61%	-0,83%	-0,44%	9,74	9,87	9,84	-2,39%	-1,19%	-1,47%
6:15	61,63	61,50	61,67	2,72%	2,50%	2,78%	22,77	22,74	22,79	-0,57%	-0,70%	-0,48%	9,72	9,83	9,82	-2,57%	-1,56%	-1,65%
6:30	63,96	63,83	62,81	6,60%	6,38%	4,68%	23,12	23,06	23,10	0,96%	0,70%	0,87%	9,99	10,14	10,07	-0,09%	1,28%	0,64%
6:45	62,72	62,69	63,05	4,53%	4,48%	5,08%	22,99	22,95	23,08	0,39%	0,22%	0,79%	10,19	10,34	10,27	1,74%	3,12%	2,48%
7:00	62,55	62,78	62,45	4,25%	4,63%	4,08%	22,73	22,70	22,81	-0,74%	-0,87%	-0,39%	10,03	10,12	10,11	0,28%	1,10%	1,01%
7:15	62,11	61,93	62,00	3,52%	3,22%	3,33%	22,54	22,51	22,54	-1,57%	-1,70%	-1,57%	9,62	9,76	9,70	-3,49%	-2,20%	-2,75%
7:30	62,50	62,15	62,00	4,17%	3,58%	3,33%	22,42	22,40	22,49	-2,10%	-2,18%	-1,79%	9,64	9,84	9,76	-3,30%	-1,47%	-2,20%
7:45	63,62	63,41	63,50	6,03%	5,68%	5,83%	22,72	22,69	22,79	-0,79%	-0,92%	-0,48%	9,81	9,97	9,89	-1,74%	-0,28%	-1,01%
8:00	63,55	63,34	63,43	5,92%	5,57%	5,72%	22,61	22,57	22,63	-1,27%	-1,44%	-1,18%	9,79	9,98	9,86	-1,93%	-0,18%	-1,28%
8:15	63,42	63,28	63,35	5,70%	5,47%	5,58%	22,48	22,44	22,53	-1,83%	-2,01%	-1,62%	9,74	9,90	9,83	-2,39%	-0,92%	-1,56%
8:30	63,40	63,26	63,26	5,67%	5,43%	5,43%	22,94	22,99	23,04	0,17%	0,39%	0,61%	9,91	10,10	10,02	-0,83%	0,92%	0,18%
8:45	63,35	63,22	63,31	5,58%	5,37%	5,52%	22,77	22,84	22,71	-0,57%	-0,26%	-0,83%	9,86	10,01	9,94	-1,28%	0,09%	-0,55%
9:00	62,89	62,81	62,78	4,82%	4,68%	4,63%	22,78	22,78	22,73	-0,52%	-0,52%	-0,74%	9,80	9,95	9,98	-1,83%	-0,46%	-0,18%
9:15	62,24	61,61	61,67	3,73%	2,68%	2,78%	22,79	22,74	22,75	-0,48%	-0,70%	-0,66%	9,86	10,02	10,03	-1,28%	0,18%	0,28%
9:30	63,83	63,76	63,85	6,38%	6,27%	6,42%	23,13	23,09	23,10	1,00%	0,83%	0,87%	9,98	10,15	10,06	-0,18%	1,38%	0,55%
9:45	63,20	63,09	63,24	5,33%	5,15%	5,40%	22,80	22,71	22,81	-0,44%	-0,83%	-0,39%	9,88	10,00	9,96	-1,10%	0,00%	-0,37%
10:00	62,43	62,56	62,61	4,05%	4,27%	4,35%	22,84	22,79	22,86	-0,26%	-0,48%	-0,17%	9,82	9,94	9,92	-1,65%	-0,55%	-0,73%
10:15	61,91	61,76	61,84	3,18%	2,93%	3,07%	22,90	22,85	22,88	0,00%	-0,22%	-0,09%	9,87	10,02	9,96	-1,19%	0,18%	-0,37%
10:30	63,27	63,09	63,13	5,45%	5,15%	5,22%	22,84	22,83	22,83	-0,26%	-0,31%	-0,31%	9,84	10,00	9,92	-1,47%	0,00%	-0,73%
10:45	62,15	61,98	62,09	3,58%	3,30%	3,48%	22,67	22,64	22,71	-1,00%	-1,14%	-0,83%	9,78	9,95	9,88	-2,02%	-0,46%	-1,10%
11:00	62,03	61,89	61,94	3,38%	3,15%	3,23%	22,72	22,67	22,75	-0,79%	-1,00%	-0,66%	9,79	9,96	9,89	-1,93%	-0,37%	-1,01%
11:15	61,96	61,78	61,87	3,27%	2,97%	3,12%	22,76	22,69	22,78	-0,61%	-0,92%	-0,52%	9,80	9,97	9,90	-1,83%	-0,28%	-0,92%
11:30	62,20	62,11	62,07	3,67%	3,52%	3,45%	22,68	22,71	22,73	-0,96%	-0,83%	-0,74%	10,04	10,19	10,14	0,37%	1,74%	1,28%
11:45	60,91	60,67	60,84	1,52%	1,12%	1,40%	22,60	22,56	22,65	-1,31%	-1,48%	-1,09%	9,74	9,90	9,85	-2,39%	-0,92%	-1,38%
12:00	61,45	61,33	61,46	2,42%	2,22%	2,43%	22,90	22,85	23,01	0,00%	-0,22%	0,48%	9,86	10,05	9,99	-1,28%	0,46%	-0,09%
12:15	62,46	62,35	62,41	4,10%	3,92%	4,02%	23,22	23,18	23,22	1,40%	1,22%	1,40%	10,00	10,15	10,07	0,00%	1,38%	0,64%
12:30	62,00	62,07	62,09	3,33%	3,45%	3,48%	23,16	23,10	23,18	1,14%	0,87%	1,22%	10,00	10,15	10,04	0,00%	1,38%	0,37%
12:45	61,65	61,39	61,52	2,75%	2,32%	2,53%	22,79	22,74	22,84	-0,48%	-0,70%	-0,26%	9,76	9,92	9,84	-2,20%	-0,73%	-1,47%
13:00	61,79	61,89	61,99	2,98%	3,15%	3,32%	22,82	22,81	22,89	-0,35%	-0,39%	-0,04%	9,82	9,99	9,94	-1,65%	-0,09%	-0,55%
13:15	62,96	62,74	62,87	4,93%	4,57%	4,78%	22,88	22,85	22,92	-0,09%	-0,22%	0,09%	9,89	10,06	9,99	-1,01%	0,55%	-0,09%
13:30	61,96	61,89	61,93	3,27%	3,15%	3,22%	22,94	22,85	22,95	0,17%	-0,22%	-1,97%	9,80	9,96	9,90	-1,83%	-0,37%	-0,92%
13:45	61,43	61,21	61,34	2,38%	2,02%	2,23%	22,95	22,91	23,00	0,22%	0,04%	0,44%	9,91	10,07	10,00	-0,83%	0,64%	0,00%
14:00	62,03	61,86	61,86	3,38%	3,10%	3,10%	22,98	22,96	23,00	0,35%	0,26%	0,44%	9,94	10,09	10,02	-0,55%	0,83%	0,18%
14:15	62,37	62,08	62,20	3,95%	3,47%	3,67%	23,00	22,97	23,01	0,44%	0,31%	0,48%	9,99	10,13	10,04	-0,09%	1,19%	0,37%
14:30	62,28	62,02	62,02	3,80%	3,37%	3,37%	22,69	22,66	22,79	-0,92%	-1,05%	-0,48%	9,87	10,06	9,97	-1,19%	0,55%	-0,28%
14:45	60,98	60,91	61,08	1,63%	1,52%	1,80%	22,43	22,29	22,43	-2,05%	-2,66%	-2,05%	9,74	9,91	9,85	-2,39%	-0,83%	-1,38%
15:00	61,40	61,57	61,38	2,33%	2,62%	2,30%	22,61	22,54	22,67	-1,27%	-1,57%	-1,00%	9,81	9,97	9,90	-1,74%	-0,28%	-0,92%
15:15	62,17	62,00	62,04	3,62%	3,33%	3,40%	22,77	22,71	22,79	-0,57%	-0,83%	-0,48%	9,85	10,00	9,93	-1,38%	0,00%	-0,64%
15:30	62,24	62,78	62,28	3,73%	4,63%	3,80%	23,02	22,99	23,04	0,52%	0,39%	0,61%	9,95	10,09	10,05	-0,46%	0,83%	0,64%
15:45	61,67	61,47	61,58	2,78%	2,45%	2,63%	22,69	22,64	22,74	-0,92%	-1,14%	-0,70%	9,84	9,99	9,92	-1,47%	-0,09%	-0,73%
16:00	62,57	62,71	62,66	4,28%	4,52%	4,43%	22,78	22,70	22,84	-0,52%	-0,87%	-0,26%	9,89	10,03	9,97	-1,01%	0,28%	-0,28%
16:15	63,03	62,85	62,87	5,05%	4,75%	4,78%	22,91											

Interv. de	Llegada 60 kV						Barra 22,9 kV						Salida 10 kV					
	Tensión (kV)			Variación (%)			Tensión (kV)			Variación (%)			Tensión (kV)			Variación (%)		
	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3
0:15	62,55	62,35	62,47	4,25%	3,92%	4,12%	22,93	22,91	22,95	0,13%	0,04%	0,22%	9,89	10,08	9,95	-1,01%	0,73%	-0,46%
0:30	61,93	61,97	62,02	3,22%	3,28%	3,37%	22,85	22,89	22,91	-0,22%	-0,04%	0,04%	9,95	10,06	9,98	-0,46%	0,55%	-0,18%
0:45	62,48	62,45	62,48	4,13%	4,08%	4,13%	22,89	22,86	22,89	-0,04%	-0,17%	-0,04%	9,91	10,05	9,96	-0,83%	0,46%	-0,37%
1:00	61,89	61,86	61,86	3,15%	3,10%	3,10%	22,87	22,84	22,86	-0,13%	-0,26%	-0,17%	9,86	10,01	9,91	-1,28%	0,09%	-0,83%
1:15	62,88	62,68	62,80	4,80%	4,47%	4,67%	23,25	23,22	23,27	1,53%	1,40%	1,62%	10,02	10,14	10,07	0,18%	1,28%	0,64%
1:30	62,06	62,11	62,16	3,43%	3,52%	3,60%	22,99	23,03	23,05	0,39%	0,57%	0,66%	10,02	10,16	10,06	0,18%	1,47%	0,55%
1:45	63,11	63,11	63,04	5,18%	5,18%	5,07%	23,07	23,05	23,07	0,74%	0,66%	0,74%	9,97	10,10	10,02	-0,28%	0,92%	0,18%
2:00	62,13	62,00	62,01	3,55%	3,33%	3,35%	22,96	22,93	22,94	0,26%	0,13%	0,17%	9,93	10,12	10,00	-0,64%	1,10%	0,00%
2:15	63,90	63,77	63,84	6,50%	6,28%	6,40%	23,30	23,30	23,34	1,75%	1,75%	1,92%	10,04	10,16	10,09	0,37%	1,47%	0,83%
2:30	62,26	62,31	62,38	3,77%	3,85%	3,97%	23,04	23,08	23,16	0,61%	0,79%	1,14%	10,08	10,22	10,14	0,73%	2,02%	1,28%
2:45	62,89	62,88	62,92	4,82%	4,80%	4,87%	22,89	22,87	22,90	-0,04%	-0,13%	0,00%	9,78	9,92	9,83	-2,02%	-0,73%	-1,56%
3:00	62,45	62,33	62,34	4,08%	3,88%	3,90%	23,03	23,00	23,03	0,57%	0,44%	0,57%	10,01	10,16	10,07	0,09%	1,47%	0,64%
3:15	63,66	63,59	63,60	6,10%	5,98%	6,00%	22,97	22,95	23,01	0,31%	0,22%	0,48%	9,94	10,06	9,99	-0,55%	0,55%	-0,09%
3:30	62,98	63,07	62,86	4,97%	5,12%	4,77%	22,99	23,05	23,16	0,39%	0,66%	1,14%	10,10	10,21	10,18	0,92%	1,93%	1,65%
3:45	63,12	63,10	63,15	5,20%	5,17%	5,25%	23,00	22,98	23,01	0,44%	0,35%	0,48%	9,91	10,05	9,97	-0,83%	0,46%	-0,28%
4:00	62,89	62,79	62,80	4,82%	4,65%	4,67%	22,90	22,86	22,88	0,00%	-0,17%	-0,09%	9,96	10,11	10,02	-0,37%	1,01%	0,18%
4:15	63,57	63,50	63,50	5,95%	5,83%	5,83%	23,20	23,16	23,20	1,31%	1,14%	1,31%	10,05	10,18	10,10	0,46%	1,65%	0,92%
4:30	63,59	63,52	63,42	5,98%	5,87%	5,70%	23,16	23,15	23,18	1,14%	1,09%	1,22%	10,05	10,17	10,07	0,46%	1,56%	0,64%
4:45	62,65	62,62	62,68	4,42%	4,37%	4,47%	22,81	22,77	22,80	-0,39%	-0,57%	-0,44%	9,90	10,04	9,95	-0,92%	0,37%	-0,46%
5:00	63,31	63,20	63,16	5,52%	5,33%	5,27%	23,15	23,15	23,15	1,09%	1,09%	1,09%	10,03	10,17	10,09	0,28%	1,56%	0,83%
5:15	62,96	62,89	62,89	4,93%	4,82%	4,82%	22,91	22,87	22,90	0,04%	-0,13%	0,00%	9,90	10,03	9,94	-0,92%	0,28%	-0,55%
5:30	63,00	62,87	62,91	5,00%	4,78%	4,85%	22,94	22,93	22,96	0,17%	0,13%	0,26%	9,51	10,09	9,94	-4,50%	0,83%	-0,55%
5:45	62,31	62,30	62,22	3,85%	3,83%	3,70%	22,78	22,74	22,77	-0,52%	-0,70%	-0,57%	9,87	10,00	9,92	-1,19%	0,00%	-0,73%
6:00	62,48	62,43	62,44	4,13%	4,05%	4,07%	22,80	22,77	22,79	-0,44%	-0,57%	-0,48%	9,87	10,00	9,92	-1,19%	0,00%	-0,73%
6:15	62,63	62,63	62,61	4,38%	4,38%	4,35%	22,87	22,84	22,88	-0,13%	-0,26%	-0,09%	9,86	10,00	9,92	-1,28%	0,00%	-0,73%
6:30	60,69	60,39	60,45	1,15%	0,65%	0,75%	22,33	22,28	22,38	-2,49%	-2,71%	-2,27%	9,66	9,80	9,72	-3,12%	-1,83%	-2,57%
6:45	61,04	60,95	61,00	1,73%	1,58%	1,67%	22,38	22,36	22,38	-2,27%	-2,36%	-2,27%	9,69	9,83	9,74	-2,84%	-1,56%	-2,39%
7:00	61,91	61,80	61,89	3,18%	3,00%	3,15%	22,71	22,69	22,72	-0,83%	-0,92%	-0,79%	9,82	9,95	9,88	-1,65%	-0,46%	-1,10%
7:15	62,11	62,00	62,04	3,52%	3,33%	3,40%	22,74	22,64	22,65	-0,70%	-1,14%	-1,09%	9,77	9,94	9,84	-2,11%	-0,55%	-1,47%
7:30	61,10	61,02	61,00	1,83%	1,70%	1,67%	22,51	22,49	22,49	-1,70%	-1,79%	-1,79%	9,75	9,90	9,83	-2,29%	-0,92%	-1,56%
7:45	61,24	61,15	61,13	2,07%	1,92%	1,88%	22,54	22,51	22,54	-1,57%	-1,70%	-1,57%	9,78	9,90	9,84	-2,02%	-0,92%	-1,47%
8:00	60,74	60,71	60,71	1,23%	1,18%	1,18%	22,32	22,28	22,31	-2,53%	-2,71%	-2,58%	9,70	9,81	9,76	-2,75%	-1,74%	-2,20%
8:15	61,41	61,36	61,41	2,35%	2,27%	2,35%	22,42	22,36	22,33	-2,10%	-2,36%	-2,49%	9,71	9,81	9,76	-2,66%	-1,74%	-2,20%
8:30	60,91	60,91	60,82	1,52%	1,52%	1,37%	22,88	22,66	22,64	-0,90%	-1,05%	-1,14%	9,82	9,95	9,87	-1,65%	-0,46%	-1,19%
8:45	60,67	60,54	60,56	1,12%	0,90%	0,93%	22,47	22,45	22,48	-1,88%	-1,97%	-1,83%	9,97	9,84	9,77	-0,28%	-1,47%	-2,11%
9:00	63,33	63,15	63,22	5,55%	5,25%	5,37%	22,95	22,90	22,93	0,22%	0,00%	0,13%	9,92	10,05	9,98	-0,73%	0,46%	-0,18%
9:15	61,82	61,84	61,80	3,03%	3,07%	3,00%	22,48	22,42	22,48	-1,83%	-2,10%	-1,83%	9,76	9,86	9,80	-2,20%	-1,28%	-1,83%
9:30	60,35	60,36	60,27	0,58%	0,60%	0,45%	22,56	22,50	22,51	-1,48%	-1,75%	-1,70%	9,77	9,88	9,81	-2,11%	-1,10%	-1,74%
9:45	60,84	60,87	60,45	1,40%	1,45%	0,75%	22,60	22,61	22,61	-1,31%	-1,27%	-1,27%	9,78	9,94	9,89	-2,02%	-0,55%	-1,01%
10:00	62,22	62,08	62,15	3,70%	3,47%	3,58%	22,80	22,70	22,74	-0,44%	-0,87%	-0,70%	9,83	9,95	9,89	-1,56%	-0,46%	-1,01%
10:15	62,11	62,04	62,22	3,52%	3,40%	3,70%	22,89	22,75	22,83	-0,04%	-0,66%	-0,31%	9,85	10,00	9,91	-1,38%	0,00%	-0,83%
10:30	59,91	59,88	59,84	-0,15%	-0,20%	-0,27%	22,42	22,36	22,37	-2,10%	-2,36%	-2,31%	9,74	9,88	9,80	-2,39%	-1,10%	-1,83%
10:45	60,84	60,78	60,76	1,40%	1,30%	1,27%	22,65	22,63	22,65	-1,09%	-1,18%	-1,09%	9,75	9,88	9,81	-2,29%	-1,10%	-1,74%
11:00	62,14	62,00	62,07	3,57%	3,33%	3,45%	22,72	22,62	22,66	-0,79%	-1,22%	-1,05%	9,48	9,63	9,54	-4,77%	-3,39%	-4,22%
11:15	62,81	62,68	62,61	4,68%	4,47%	4,35%	23,10	23,08	23,08	0,87%	0,79%	0,79%	9,98	10,10	10,04	-0,18%	0,92%	0,37%
11:30	60,28	60,23	60,08	0,47%	0,38%	0,13%	22,68	22,60	22,65	-0,96%	-1,31%	-1,09%	9,82	9,94	9,86	-1,65%	-0,55%	-1,28%
11:45	59,97	59,97	59,86	-0,05%	-0,05%	-0,23%	22,99	22,25	22,25	0,39%	-2,84%	-2,84%	9,66	9,78	9,71	-3,12%	-2,02%	-2,66%
12:00	62,02	61,95	61,98	3,37%	3,25%	3,30%	22,58	22,53	22,59	-1,40%	-1,62%	-1,35%	9,83	9,96	9,90	-1,56%	-0,37%	-0,92%
12:15	61,35	61,30	61,32	2,25%	2,17%	2,20%	22,67	22,62	22,60	-1,00%	-1,22%	-1,31%	9,78	9,91	9,84	-2,02%	-0,83%	-1,47%
12:30	60,98	60,93	60,78	1,63%	1,55%	1,30%	22,88	22,81	22,84	-0,09%	-0,39%	-0,26%	9,94	10,03	9,97	-0,55%	0,28%	-0,28%
12:45	60,06	59,86	59,88	0,10%	-0,23%	-0,20%	22,51	22,47	22,48	-1,70%	-1,88%	-1,83%	9,66	9,78	9,72	-3,12%	-2,02%	-2,57%
13:00	62,00	61,93	61,96	3,33%	3,22%	3,27%	22,56	22,51	22,57	-1,48%	-1,70%	-1,44%	9,82	9,95	9,90	-1,65%	-0,46%	-0,92%
13:15	61,96	61,87	61,87	3,27%	3,12%	2,78%	22,81	22,78	22,76	-0,39%	-0,52%	-0,61%	9,87	9,97	9,95	-1,19%	-0,28%	-0,46%
13:30	61,98	61,98	61,96	3,30%	3,30%	3,27%	22,82	22,90	22,91	0,09%	0,00%	0,04%	9,92	10,06	9,98	-0,73%	0,55%	-0,18%
13:45	60,69	60,89	60,62	1,15%	1,48%	1,03%	22,51	22,60	22,56	-1,70%	-1,31%	-1,48%	9,78	9,93	9,84	-2,02%	-0,64%	-1,47%
14:00	61,94	61,88	61,87	3,23%	3,13%	3,12%	22,71	22,65	22,70	-0,83%	-1,09%	-0,87%	9,81	9,94	9,87	-1,74%	-0,55%	-1,19%
14:15	62,24	62,24	62,13	3,73%	3,73%	3,55%	22,86	22,84	22,91	-0,17%	-0,26%	0,04%	9,85	9,99	9,94	-1,38%	-0,09%	-0,55%
14:30	62,68	62,54	62,52	4,47%	4,23%	4,20%	23,29	23,25	23,27	1,70%	1,53%	1,62%	10,08	10,21	10,14	0,73%	1,93%	1,28%
14:45	61,21	61,13	61,13	2,02%	1,88%	1,88%	22,79	22,77	22,74	-0,48%	-0,57%	-0,70%	9,87	9,98	9,93	-1,19%	-0,18%	-0,64%
15:00	61,85	61,69	61,61	3,08%	2,82%	2,68%	22,52	22,52	22,52	-1,66%	-1,66%	-1,66%	9,91	10,04	9,97	-0,83%	0,37%	-0,28%
15:15	62,44	62,44	62,34	4,07%	4,07%	3,90%	23,03	23,01	23,08	0,57%	0,48%	0,79%	9,94	10,14	10,01	-0,55%	1,28%	0,09%
15:30	62,75	62,61	62,29	4,58%	4,35%	3,82%	23,33	23,29	23,31	1,88%	1,70%	1,79%	10,11	10,24	10,17	1,01%	2,20%	1,56%
15:45	60,60	60,47	60,47	1,00%	0,78%	0,78%	22,63	22,59	22,61	-1,18%	-1,35%	-1,27%	9,78	9,91	9,84	-2,02%	-0,83%	-1,47%
16:00	62,07	61,98	61,91	3,45%	3,30%	3,18%	22,54	22,48	22,53	-1,57%	-1,83%	-1,62%	9,78	9,91	9,85	-2,02%	-0,83%	-1,38%
16:15	62,33	62,20	62,15	3,88%	3,67%	3,58%	22,98	22,91	22,9									

Interv. de	Llegada 60 KV						Barra 22,9 kV						Salida 10 kV					
	Tensión (kV)			Variación (%)			Tensión (kV)			Variación (%)			Tensión (kV)			Variación (%)		
	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3
0:15	60,68	60,59	60,66	1,13%	0,98%	1,10%	23,04	22,90	23,03	0,61%	0,00%	0,57%	10,10	10,25	10,16	0,92%	2,29%	1,47%
0:30	61,91	61,78	61,82	3,18%	2,97%	3,03%	23,09	23,05	23,09	0,83%	0,66%	0,83%	9,99	10,05	10,05	-0,09%	0,46%	0,46%
0:45	61,02	60,97	60,92	1,70%	1,62%	1,53%	22,74	22,69	22,77	-0,70%	-0,92%	-0,57%	9,77	9,83	9,80	-2,11%	-1,56%	-1,83%
1:00	61,99	60,92	60,91	3,32%	1,53%	1,52%	22,95	22,87	22,92	0,22%	-0,13%	0,09%	9,94	9,91	9,99	-0,55%	-0,83%	-0,09%
1:15	60,93	60,84	60,90	1,55%	1,40%	1,50%	23,09	23,04	23,08	0,83%	0,61%	0,79%	10,14	10,27	10,18	1,28%	2,48%	1,65%
1:30	62,28	62,17	62,24	3,80%	3,62%	3,73%	23,23	23,20	23,25	1,44%	1,31%	1,53%	10,03	10,09	10,09	0,28%	0,83%	0,83%
1:45	61,65	61,59	61,55	2,75%	2,65%	2,58%	22,89	22,84	22,91	-0,04%	-0,26%	0,04%	9,80	9,97	9,86	-1,83%	-0,28%	-1,28%
2:00	61,53	61,45	61,50	2,55%	2,42%	2,50%	22,83	22,91	22,90	-0,31%	0,04%	0,00%	9,83	9,99	9,91	-1,56%	-0,09%	-0,83%
2:15	61,45	61,37	61,42	2,42%	2,28%	2,37%	22,88	22,84	22,89	-0,09%	-0,26%	-0,04%	9,88	10,04	9,95	-1,10%	0,37%	-0,46%
2:30	62,65	62,56	62,61	4,42%	4,27%	4,35%	23,09	23,05	23,07	0,83%	0,66%	0,74%	10,02	10,15	10,06	0,18%	1,38%	0,55%
2:45	62,34	62,29	62,25	3,90%	3,82%	3,75%	23,05	23,00	23,11	0,66%	0,44%	0,92%	9,87	10,05	9,94	-1,19%	0,46%	-0,55%
3:00	61,91	62,04	61,97	3,18%	3,40%	3,28%	22,93	22,93	22,89	0,13%	0,13%	-0,04%	9,85	9,99	9,91	-1,38%	-0,09%	-0,83%
3:15	61,87	61,76	61,80	3,12%	2,93%	3,00%	22,77	22,72	22,78	-0,57%	-0,79%	-0,52%	9,82	9,95	9,87	-1,65%	-0,46%	-1,19%
3:30	62,33	62,24	62,29	3,88%	3,73%	3,82%	22,97	22,93	22,95	0,31%	0,13%	0,22%	9,89	10,02	9,93	-1,01%	0,18%	-0,64%
3:45	62,77	62,74	62,71	4,62%	4,57%	4,52%	22,54	22,49	22,60	-1,57%	-1,79%	-1,31%	9,63	9,80	9,69	-3,39%	-1,83%	-2,84%
4:00	61,73	61,84	61,95	2,88%	3,07%	3,25%	22,59	22,54	22,64	-1,35%	-1,57%	-1,14%	9,68	9,84	9,73	-2,94%	-1,47%	-2,48%
4:15	61,37	61,26	61,30	2,28%	2,10%	2,17%	22,66	22,62	22,67	-1,05%	-1,22%	-1,00%	9,73	9,88	9,78	-2,48%	-1,10%	-2,02%
4:30	62,81	62,72	62,83	4,68%	4,53%	4,72%	23,07	23,02	23,05	0,74%	0,52%	0,66%	9,95	10,11	10,00	-0,46%	1,01%	0,00%
4:45	63,33	63,30	63,40	5,55%	5,50%	5,67%	22,95	22,93	22,84	0,22%	0,13%	-0,26%	9,99	10,02	10,02	-0,09%	0,18%	0,18%
5:00	62,34	62,25	62,41	3,90%	3,75%	4,02%	22,78	22,71	22,77	-0,52%	-0,83%	-0,57%	9,88	9,98	9,95	-1,10%	-0,18%	-0,46%
5:15	61,11	60,02	61,04	1,85%	0,03%	1,73%	22,57	22,54	22,60	-1,44%	-1,57%	-1,31%	9,82	9,96	9,88	-1,65%	-0,37%	-1,10%
5:30	62,23	62,11	62,25	3,72%	-56,48%	3,75%	22,96	22,93	23,00	0,26%	0,13%	0,44%	9,87	10,01	9,92	-1,19%	0,09%	-0,73%
5:45	62,37	62,30	62,39	3,95%	3,83%	3,98%	23,16	23,10	23,11	1,14%	0,87%	0,92%	9,99	10,06	10,06	-0,09%	0,55%	0,55%
6:00	61,85	61,78	61,81	3,08%	2,97%	3,02%	22,54	22,61	22,43	-1,57%	-1,27%	-2,05%	9,83	10,02	9,94	-1,56%	0,18%	-0,55%
6:15	61,06	60,95	61,02	1,77%	1,58%	1,70%	22,43	22,40	22,44	-2,05%	-2,18%	-2,01%	9,77	9,90	9,81	-2,11%	-0,92%	-1,74%
6:30	62,11	62,02	62,00	3,52%	3,37%	3,33%	22,94	22,91	22,98	0,17%	0,04%	0,35%	9,94	10,07	10,01	-0,55%	0,64%	0,09%
6:45	63,38	63,24	63,13	5,63%	5,40%	5,22%	23,11	23,05	23,04	0,92%	0,66%	0,61%	9,98	10,03	10,03	-0,18%	0,28%	0,28%
7:00	62,35	62,12	62,19	3,92%	3,53%	3,65%	22,93	22,90	22,98	0,13%	0,00%	0,35%	9,84	9,94	9,97	-1,47%	-0,55%	-0,28%
7:15	61,13	60,02	61,10	1,88%	0,03%	1,83%	22,60	22,59	22,64	-1,31%	-1,35%	-1,14%	9,75	9,89	9,79	-2,29%	-1,01%	-1,93%
7:30	61,91	61,82	61,82	3,18%	3,03%	3,03%	22,84	22,84	22,85	-0,26%	-0,26%	-0,22%	9,81	9,99	9,91	-1,74%	-0,09%	-0,83%
7:45	63,57	63,41	63,42	5,95%	5,68%	5,70%	23,04	22,98	23,04	0,61%	0,35%	0,61%	9,96	10,03	10,03	-0,37%	0,28%	0,28%
8:00	62,45	62,49	62,51	4,08%	4,15%	4,18%	22,83	22,80	22,78	-0,31%	-0,44%	-0,52%	9,91	9,98	10,00	-0,83%	-0,18%	0,00%
8:15	61,41	61,39	61,36	2,35%	2,32%	2,27%	22,66	22,64	22,66	-1,05%	-1,14%	-1,05%	9,85	9,97	9,90	-1,38%	-0,28%	-0,92%
8:30	61,30	60,98	61,97	2,17%	1,63%	3,28%	22,52	22,47	22,55	-1,66%	-1,88%	-1,53%	9,80	9,94	9,86	-1,83%	-0,55%	-1,28%
8:45	62,99	62,92	62,95	4,98%	4,87%	4,92%	22,64	22,59	22,68	-1,14%	-1,35%	-0,96%	9,77	9,93	9,82	-2,11%	-0,64%	-1,65%
9:00	61,89	61,80	61,83	3,15%	3,00%	3,05%	22,79	22,78	22,80	-0,48%	-0,52%	-0,44%	9,80	9,96	9,90	-1,83%	-0,37%	-0,92%
9:15	61,26	61,17	61,21	2,10%	1,95%	2,02%	22,94	22,92	22,94	0,17%	0,09%	0,17%	9,90	10,02	9,96	-0,92%	0,18%	-0,37%
9:30	60,50	60,21	60,47	0,83%	0,35%	0,78%	22,61	22,62	22,61	-1,27%	-1,22%	-1,27%	9,77	9,90	9,86	-2,11%	-0,92%	-1,28%
9:45	61,39	61,21	61,25	2,32%	2,02%	2,08%	22,50	22,44	22,50	-1,75%	-2,01%	-1,75%	9,90	9,95	9,95	-0,92%	-0,46%	-0,46%
10:00	60,94	60,84	60,99	1,57%	1,40%	1,65%	22,58	22,50	22,56	-1,40%	-1,75%	-1,48%	9,82	9,91	9,90	-1,65%	-0,83%	-0,92%
10:15	60,41	60,52	60,43	0,68%	0,87%	0,72%	22,60	22,59	22,70	-1,31%	-1,35%	-0,87%	9,75	9,96	9,87	-2,29%	-0,37%	-1,19%
10:30	60,52	60,43	60,43	0,87%	0,72%	0,72%	22,54	22,31	22,47	-1,57%	-2,58%	-1,88%	9,66	9,81	9,72	-3,12%	-1,74%	-2,57%
10:45	61,89	61,56	61,65	3,15%	2,60%	2,75%	22,38	22,33	22,23	-2,27%	-2,49%	-2,49%	9,76	9,81	9,81	-2,29%	-1,74%	-1,74%
11:00	60,93	60,87	60,95	1,55%	1,45%	1,58%	22,43	22,39	22,40	-2,05%	-2,23%	-2,18%	9,73	9,83	9,76	-2,48%	-1,56%	-2,20%
11:15	60,22	60,33	60,24	0,37%	0,55%	0,40%	22,49	22,48	22,59	-1,79%	-1,83%	-1,35%	9,70	9,84	9,77	-2,75%	-1,47%	-2,11%
11:30	60,65	60,39	60,47	1,08%	0,65%	0,78%	22,61	22,57	22,62	-1,27%	-1,44%	-1,22%	9,77	9,86	9,82	-2,11%	-1,28%	-1,65%
11:45	61,77	61,72	61,68	2,95%	2,87%	2,80%	22,57	22,52	22,61	-1,44%	-1,66%	-1,27%	9,85	10,00	9,91	-1,38%	0,00%	-0,83%
12:00	61,31	61,26	61,40	2,18%	2,10%	2,33%	22,49	22,42	22,51	-1,79%	-2,10%	-1,70%	9,73	9,84	9,88	-2,48%	-1,47%	-1,10%
12:15	60,35	60,41	60,28	0,58%	0,68%	0,47%	22,44	22,36	22,31	-2,01%	-2,36%	-2,58%	9,64	9,77	9,71	-3,30%	-2,11%	-2,66%
12:30	60,55	60,61	60,48	0,92%	1,02%	0,80%	22,71	22,86	22,86	-0,83%	-0,17%	-0,17%	10,11	9,99	10,05	1,01%	-0,09%	0,46%
12:45	61,91	61,87	61,83	3,18%	3,12%	3,05%	22,89	22,84	22,92	-0,04%	-0,26%	0,09%	9,97	10,12	10,03	-0,28%	1,10%	0,28%
13:00	61,46	61,52	61,66	2,43%	2,53%	2,77%	22,90	22,82	22,84	0,00%	-0,35%	-0,26%	9,92	10,04	10,00	-0,73%	0,37%	0,00%
13:15	61,22	61,08	61,06	2,03%	1,80%	1,77%	22,91	22,80	22,70	0,04%	-0,44%	-0,87%	9,86	10,00	9,94	-1,28%	0,00%	-0,55%
13:30	61,82	61,86	61,79	3,03%	3,10%	2,98%	23,09	22,99	23,04	0,83%	0,39%	0,61%	10,17	10,32	10,27	1,56%	2,94%	2,48%
13:45	62,26	62,13	62,13	3,77%	3,55%	3,55%	22,76	22,72	22,77	-0,61%	-0,79%	-0,57%	9,84	9,96	9,90	-1,47%	-0,37%	-0,92%
14:00	61,88	61,74	61,73	3,13%	2,90%	2,88%	22,71	22,65	22,71	-0,83%	-1,09%	-0,83%	9,75	9,84	9,94	-2,29%	-1,47%	-0,55%
14:15	60,36	60,58	60,56	0,60%	0,97%	0,93%	22,64	22,51	22,63	-1,14%	-1,70%	-1,18%	9,70	9,83	9,97	-2,75%	-1,56%	-0,28%
14:30	62,02	62,06	62,00	3,37%	3,43%	3,33%	22,94	22,89	22,90	0,17%	-0,04%	0,00%	9,91	10,06	9,70	-0,83%	0,55%	-2,75%
14:45	62,33	62,28	62,24	3,88%	3,80%	3,73%	22,81	22,77	22,82	-0,39%	-0,57%	-0,35%	9,90	10,07	9,96	-0,92%	0,64%	-0,37%
15:00	61,45	61,55	61,39	2,42%	2,58%	2,32%	22,79	22,73	22,79	-0,48%	-0,74%	-0,48%	9,88	10,03	9,93	-1,10%	0,28%	-0,64%
15:15	61,00	60,88	60,89	1,67%	1,47%	1,48%	22,76	22,69	22,74	-0,61%	-0,92%	-0,70%	9,85	9,97	9,91	-1,38%	-0,28%	-0,83%
15:30	63,44	63,57	63,83	5,73%	5,95%	6,38%	23,43	23,38	23,40	2,31%	2,10%	2,18%	10,11	10,25	10,20	1,01%	2,29%	1,83%
15:45	62,55	62,50	62,47	4,25%	4,17%	4,12%	23,03	22,98	23,05	0,57%	0,35%	0,66%	9,98	10,14	10,05	-0,18%	1,28%	0,46%
16:00	61,84	61,95	62,88	3,07%	3,25%	4,80%	22,86	22,73	22,91	-0,17%	-0,74%	0,04%	9,90	10,00	10,00	-0,92%	0,00%	0,00%
16:15	61,26	61,13	61,13	2,10%	1,88%	1,88%	22,7											

Interv. de	Llegada 60 kV						Barra 22,9 kV						Salida 10 kV					
	Tensión (kV)			Variación (%)			Tensión (kV)			Variación (%)			Tensión (kV)			Variación (%)		
	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3
0:15	62,37	65,56	66,21	3,95%	9,27%	10,35%	23,07	23,01	23,12	0,74%	0,48%	0,96%	10,00	10,16	10,07	0,00%	1,47%	0,64%
0:30	68,23	66,45	65,98	13,72%	10,75%	9,97%	22,84	22,80	22,83	-0,26%	-0,44%	-0,31%	9,88	10,01	9,92	-1,10%	0,09%	-0,73%
0:45	69,64	66,49	65,35	16,07%	10,82%	8,92%	23,01	23,00	23,02	0,48%	0,44%	0,52%	9,96	10,09	10,01	-0,37%	0,83%	0,09%
1:00	63,81	66,32	65,45	6,35%	10,53%	9,08%	22,81	22,78	22,81	-0,39%	-0,52%	-0,39%	9,88	10,01	9,94	-1,10%	0,09%	-0,55%
1:15	64,37	63,12	65,59	7,28%	5,20%	9,32%	22,97	22,94	23,01	0,31%	0,17%	0,48%	9,96	10,11	10,02	-0,37%	1,01%	0,18%
1:30	66,56	67,15	64,89	10,93%	11,92%	8,15%	22,91	22,84	22,86	0,04%	-0,26%	-0,17%	9,89	10,01	9,95	-1,01%	0,09%	-0,46%
1:45	67,72	67,59	65,44	12,87%	12,65%	9,07%	22,89	22,85	22,89	-0,04%	-0,22%	-0,04%	9,92	10,04	9,97	-0,73%	0,37%	-0,28%
2:00	63,19	66,44	65,56	5,32%	10,73%	9,27%	22,53	22,50	22,53	-1,62%	-1,75%	-1,62%	9,79	9,93	9,86	-1,93%	-0,64%	-1,28%
2:15	65,41	64,59	66,08	9,02%	7,65%	10,13%	22,89	22,84	22,92	-0,04%	-0,26%	0,09%	9,89	10,04	9,95	-1,01%	0,37%	-0,46%
2:30	65,29	68,33	67,12	8,82%	13,88%	11,87%	22,79	22,77	22,79	-0,48%	-0,57%	-0,48%	9,83	9,96	9,88	-1,56%	-0,37%	-1,10%
2:45	63,27	66,58	67,75	5,45%	10,97%	12,92%	22,88	22,83	22,86	-0,09%	-0,31%	-0,17%	9,94	10,06	9,99	-0,55%	0,55%	-0,09%
3:00	65,84	64,12	67,65	9,73%	6,87%	12,75%	23,01	22,99	23,01	0,48%	0,39%	0,48%	9,99	10,12	10,04	-0,09%	1,10%	0,37%
3:15	63,36	68,02	65,47	5,60%	13,37%	9,12%	22,83	22,79	22,82	-0,31%	-0,48%	-0,35%	9,85	10,00	9,91	-1,38%	0,00%	-0,83%
3:30	66,52	63,99	68,24	10,87%	6,65%	13,73%	22,89	22,86	22,91	-0,04%	-0,17%	0,04%	9,89	10,06	9,96	-1,01%	0,55%	-0,37%
3:45	63,43	67,58	66,61	5,72%	12,63%	11,02%	22,86	22,38	22,40	-2,36%	-2,27%	-2,18%	9,64	9,85	9,70	-3,30%	-1,38%	-2,75%
4:00	62,37	65,56	66,21	3,95%	9,27%	10,35%	23,07	23,01	23,12	0,74%	0,48%	0,96%	10,00	10,16	10,07	0,00%	1,47%	0,64%
4:15	66,61	67,19	64,29	11,02%	11,98%	7,15%	22,78	22,75	22,84	-0,52%	-0,66%	-0,26%	9,82	9,97	9,88	-1,65%	-0,28%	-1,10%
4:30	64,63	67,49	69,30	7,72%	12,48%	15,50%	22,87	22,85	22,89	-0,13%	-0,22%	-0,04%	9,94	10,07	9,99	-0,55%	0,64%	-0,09%
4:45	66,32	64,15	67,55	10,53%	6,92%	12,58%	23,13	23,13	23,16	1,00%	1,00%	1,14%	10,01	10,16	10,07	0,09%	1,47%	0,64%
5:00	69,64	66,49	65,35	16,07%	10,82%	8,92%	23,01	23,00	23,02	0,48%	0,44%	0,52%	9,96	10,09	10,01	-0,37%	0,83%	0,09%
5:15	66,22	64,66	66,71	10,37%	7,77%	11,18%	22,90	22,91	22,90	0,00%	0,04%	0,00%	9,95	10,07	9,99	-0,46%	0,64%	-0,09%
5:30	65,81	66,45	63,25	9,68%	10,75%	5,42%	22,61	22,58	22,59	-1,27%	-1,40%	-1,35%	9,80	9,92	9,84	-1,83%	-0,73%	-1,47%
5:45	69,55	66,20	67,36	15,92%	10,33%	12,27%	22,52	22,51	22,53	-1,66%	-1,70%	-1,62%	9,80	9,94	9,85	-1,83%	-0,55%	-1,38%
6:00	67,72	67,59	65,44	12,87%	12,65%	9,07%	22,89	22,85	22,89	-0,04%	-0,22%	-0,04%	9,92	10,04	9,97	-0,73%	0,37%	-0,28%
6:15	66,35	65,07	68,47	10,58%	8,45%	14,12%	22,99	22,94	22,98	0,39%	0,17%	0,35%	9,98	10,10	10,02	-0,18%	0,92%	0,18%
6:30	65,48	68,73	68,92	9,13%	14,55%	14,87%	22,69	22,65	22,69	-0,92%	-1,09%	-0,92%	9,84	9,97	9,90	-1,47%	-0,28%	-0,92%
6:45	66,29	67,95	65,21	10,48%	13,25%	8,68%	22,81	22,78	22,81	-0,39%	-0,52%	-0,39%	9,88	10,01	9,94	-1,10%	0,09%	-0,55%
7:00	66,71	64,52	66,95	11,18%	7,53%	11,58%	22,88	22,83	22,86	-0,09%	-0,31%	-0,17%	9,94	10,06	9,99	-0,55%	0,55%	-0,09%
7:15	63,28	63,52	66,49	5,47%	5,87%	10,82%	22,98	22,91	22,94	0,35%	0,04%	0,17%	9,92	10,05	9,97	-0,73%	0,46%	-0,28%
7:30	66,17	68,27	66,46	10,28%	13,78%	10,77%	23,19	23,12	23,16	1,27%	0,96%	1,14%	10,04	10,16	10,09	0,37%	1,47%	0,83%
7:45	66,60	63,21	65,48	11,00%	5,35%	9,13%	22,38	22,33	22,37	-2,27%	-2,49%	-2,31%	9,68	9,81	9,73	-2,94%	-1,74%	-2,48%
8:00	65,29	65,37	68,51	8,82%	8,95%	14,18%	22,84	22,80	22,83	-0,26%	-0,44%	-0,31%	9,88	10,01	9,92	-1,10%	0,09%	-0,73%
8:15	64,20	66,32	63,74	7,00%	10,53%	6,23%	22,74	22,72	22,74	-0,70%	-0,79%	-0,70%	9,86	9,99	9,91	-1,28%	0,09%	-0,83%
8:30	69,56	66,73	69,92	15,93%	11,22%	16,53%	22,83	22,73	22,79	-0,31%	-0,74%	-0,48%	9,87	10,00	9,94	-1,19%	0,00%	-0,55%
8:45	63,19	66,44	65,56	5,32%	10,73%	9,27%	22,53	22,50	22,53	-1,62%	-1,75%	-1,62%	9,79	9,93	9,86	-1,93%	-0,64%	-1,28%
9:00	65,33	68,79	67,58	8,88%	14,65%	12,63%	22,91	22,84	22,86	0,04%	-0,26%	-0,17%	9,89	10,01	9,95	-1,01%	0,09%	-0,46%
9:15	64,18	63,28	66,46	6,97%	5,47%	10,77%	22,53	22,47	22,40	-1,62%	-1,88%	-2,18%	9,77	9,90	9,81	-2,11%	-0,92%	-1,74%
9:30	65,87	63,28	65,07	9,78%	5,47%	8,45%	22,42	22,36	22,42	-2,10%	-2,36%	-2,10%	9,62	9,75	9,69	-3,49%	-2,29%	-2,84%
9:45	65,33	67,41	64,28	9,22%	12,35%	7,13%	22,43	22,40	22,43	-2,05%	-2,18%	-2,05%	9,73	9,87	9,80	-2,48%	-1,19%	-1,83%
10:00	66,37	69,61	67,48	10,62%	16,02%	12,47%	22,79	22,77	22,79	-0,48%	-0,57%	-0,48%	9,83	9,96	9,88	-1,56%	-0,37%	-1,10%
10:15	65,62	66,74	62,47	9,37%	11,23%	4,12%	22,67	22,61	22,64	-1,00%	-1,27%	-1,14%	9,81	9,93	9,86	-1,74%	-0,64%	-1,28%
10:30	64,28	63,67	65,87	7,13%	6,12%	9,78%	22,52	22,51	22,53	-1,66%	-1,70%	-1,62%	9,80	9,94	9,85	-1,83%	-0,55%	-1,38%
10:45	66,57	63,09	64,23	10,95%	5,15%	7,05%	22,81	22,77	22,82	-0,39%	-0,57%	-0,35%	9,86	9,49	9,93	-1,28%	-4,66%	-0,64%
11:00	65,32	66,68	64,28	8,87%	11,13%	7,13%	23,20	23,21	23,27	1,31%	1,35%	1,62%	10,04	10,21	10,10	0,37%	1,93%	0,92%
11:15	67,43	63,03	64,15	12,38%	5,05%	6,92%	22,44	22,40	22,45	-2,01%	-2,18%	-1,97%	9,75	9,88	9,80	-2,29%	-1,10%	-1,83%
11:30	63,81	66,32	65,45	6,35%	10,53%	9,08%	22,81	22,78	22,81	-0,39%	-0,52%	-0,39%	9,88	10,01	9,94	-1,10%	0,09%	-0,55%
11:45	64,51	67,81	64,63	7,52%	13,02%	7,72%	22,54	22,48	22,51	-1,57%	-1,83%	-1,70%	9,75	9,88	9,81	-2,29%	-1,10%	-1,74%
12:00	66,52	63,99	68,24	10,87%	6,65%	13,73%	22,89	22,86	22,91	-0,04%	-0,17%	0,04%	9,89	10,06	9,96	-1,01%	0,55%	-0,37%
12:15	64,37	66,42	63,18	7,28%	10,70%	5,30%	23,23	23,19	23,22	1,44%	1,27%	1,40%	10,06	10,19	10,13	0,55%	1,74%	1,19%
12:30	66,60	63,21	65,48	11,00%	5,35%	9,13%	22,38	22,33	22,37	-2,27%	-2,49%	-2,31%	9,68	9,81	9,73	-2,94%	-1,74%	-2,48%
12:45	66,52	63,99	68,24	10,87%	6,65%	13,73%	22,89	22,86	22,91	-0,04%	-0,17%	0,04%	9,89	10,06	9,96	-1,01%	0,55%	-0,37%
13:00	66,84	64,19	64,31	11,40%	6,98%	7,18%	23,13	23,10	23,11	1,00%	0,87%	0,92%	10,01	10,13	10,05	0,09%	1,19%	0,46%
13:15	66,18	67,22	64,41	10,30%	12,03%	7,35%	22,89	22,84	22,83	-0,04%	-0,26%	-0,31%	9,87	10,00	9,95	-1,19%	0,00%	-0,46%
13:30	63,19	66,44	65,56	5,32%	10,73%	9,27%	22,53	22,50	22,53	-1,62%	-1,75%	-1,62%	9,79	9,93	9,86	-1,93%	-0,64%	-1,28%
13:45	66,68	63,55	63,49	11,13%	5,92%	5,82%	22,88	22,83	22,86	-0,09%	-0,31%	-0,17%	9,86	9,99	9,93	-1,28%	-0,09%	-0,64%
14:00	68,48	65,31	69,53	14,13%	8,85%	15,88%	23,24	23,21	23,25	1,48%	1,35%	1,53%	10,07	10,21	10,14	0,64%	1,93%	1,28%
14:15	64,22	68,17	66,51	7,03%	13,62%	10,85%	22,81	22,77	22,82	-0,39%	-0,57%	-0,35%	9,84	9,98	9,90	-1,47%	-0,18%	-0,92%
14:30	65,57	68,28	66,40	9,28%	13,80%	10,67%	23,04	22,99	23,01	0,61%	0,39%	0,48%	9,97	10,10	10,03	-0,28%	0,92%	0,28%
14:45	63,38	63,30	64,20	5,63%	5,50%	7,00%	22,55	22,45	22,56	-1,53%	-1,97%	-1,48%	9,78	9,90	9,85	-2,02%	-0,92%	-1,38%
15:00	60,62	60,56	60,45	1,03%	0,93%	0,75%	22,65	22,68	22,71	-1,09%	-0,96%	-0,83%	9,77	9,89	9,78	-2,11%	-1,01%	-2,02%
15:15	63,38	65,88	65,42	5,63%	9,80%	9,03%	22,79	22,74	22,76	-0,48%	-0,70%	-0,61%	9,85	9,97	9,89	-1,38%	-0,28%	-1,01%
15:30	64,81	63,77	64,21	8,02%	6,28%	7,02%	22,89	22,86	22,91	-0,04%	-0,17%	0,04%	9,89	10,06	9,96	-1,01%	0,55%	-0,37%
15:45	66,22	64,66	66,71	10,37%	7,77%	11,18%	22,90	22,91	22,90	0,00%	0,04%	0,00%	9,95	10,07	9,99	-0,46%	0,64%	-0,09%
16:00	59,47	59,40	59,40	-0,88%	-1,00%	-1,00%	22,43	22,40	22,46	-2,05%	-2,18%	-1,92%	9,77	9,90	9,79	-2,11%	-0,92%	-1,93%
1																		

Interv. de	Llegada 60 kV						Barra 22,9 kV						Salida 10 kV					
	Tensión (kV)			Variación (%)			Tensión (kV)			Variación (%)			Tensión (kV)			Variación (%)		
	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3	V1	V2	V3
0:15	61,83	61,65	61,69	3,05%	2,75%	2,82%	22,98	22,92	22,97	0,35%	0,09%	0,31%	9,93	10,06	9,99	-0,64%	0,55%	-0,09%
0:30	62,02	60,98	61,86	3,37%	1,63%	3,10%	23,11	23,10	23,17	0,92%	0,87%	1,18%	10,01	9,96	10,12	0,09%	-0,37%	1,10%
0:45	61,21	61,24	61,06	2,02%	2,07%	1,77%	23,20	23,12	23,18	1,31%	0,96%	1,22%	9,99	10,15	9,96	-0,09%	1,38%	-0,37%
1:00	61,84	61,75	61,69	3,07%	2,92%	2,82%	23,18	23,10	23,15	1,22%	0,87%	1,09%	10,00	10,12	10,00	0,00%	1,10%	0,00%
1:15	62,02	61,91	61,85	3,37%	3,18%	3,08%	23,10	23,05	23,10	0,87%	0,66%	0,87%	10,01	10,14	10,07	0,09%	1,28%	0,64%
1:30	62,55	62,41	62,41	4,25%	4,02%	4,02%	22,91	22,75	22,89	0,04%	-0,66%	-0,04%	9,90	10,02	9,91	-0,92%	0,18%	-0,83%
1:45	62,07	61,91	61,83	3,45%	3,18%	3,05%	23,08	23,01	23,06	0,79%	0,48%	0,70%	10,01	10,14	10,08	0,09%	1,28%	0,73%
2:00	61,75	61,45	61,88	2,92%	2,42%	3,13%	22,86	22,83	22,85	-0,17%	-0,31%	-0,22%	9,93	10,06	10,00	-0,64%	0,55%	0,00%
2:15	61,13	60,97	60,97	1,88%	1,62%	1,62%	22,70	22,64	22,70	-0,87%	-1,14%	-0,87%	9,86	9,99	9,91	-1,28%	-0,09%	-0,83%
2:30	63,81	63,70	63,72	6,35%	6,17%	6,20%	23,44	23,42	23,45	2,36%	2,27%	2,40%	10,14	10,27	10,21	1,28%	2,48%	1,93%
2:45	62,43	62,31	62,26	4,05%	3,85%	3,77%	23,19	23,11	23,17	1,27%	0,92%	1,18%	10,12	10,27	10,19	1,10%	2,48%	1,74%
3:00	61,58	61,78	61,66	2,63%	2,97%	2,77%	22,86	22,94	22,81	-0,17%	0,17%	-0,39%	9,87	9,91	9,95	-1,19%	-0,83%	-0,46%
3:15	60,52	60,43	60,41	0,87%	0,72%	0,68%	22,36	22,31	22,38	-2,36%	-2,58%	-2,27%	9,65	9,79	9,78	-3,21%	-1,93%	-2,02%
3:30	63,83	63,70	63,74	6,38%	6,17%	6,23%	23,46	23,56	23,56	2,45%	2,88%	2,88%	10,03	10,16	10,08	0,28%	1,47%	0,73%
3:45	62,52	62,30	62,39	4,20%	3,83%	3,98%	23,08	23,02	23,07	0,79%	0,52%	0,74%	9,99	10,10	10,00	-0,09%	0,92%	0,00%
4:00	61,45	61,65	61,59	2,42%	2,75%	2,65%	22,99	23,00	23,10	0,39%	0,44%	0,87%	10,00	10,06	10,01	0,00%	0,55%	0,09%
4:15	60,56	60,54	60,67	0,93%	0,90%	1,12%	22,94	22,97	23,12	0,17%	0,31%	0,96%	10,03	10,17	10,02	0,28%	1,56%	0,18%
4:30	62,52	62,30	62,39	4,20%	3,83%	3,98%	23,20	23,12	23,18	1,31%	0,96%	1,22%	9,99	10,15	9,96	-0,09%	1,38%	-0,37%
4:45	61,83	61,92	61,93	3,05%	3,20%	3,22%	22,41	22,39	22,43	-2,14%	-2,23%	-2,05%	9,87	9,85	9,81	-1,19%	-1,38%	-1,74%
5:00	61,65	61,75	61,70	2,75%	2,92%	2,83%	22,49	22,51	22,43	-1,79%	-1,70%	-2,05%	9,83	9,89	9,82	-1,56%	-1,01%	-1,65%
5:15	61,11	61,06	61,08	1,85%	1,77%	1,80%	22,57	22,54	22,60	-1,44%	-1,57%	-1,31%	9,78	9,91	9,82	-2,02%	-0,83%	-1,65%
5:30	60,95	60,82	60,97	1,58%	1,37%	1,62%	23,09	22,89	22,93	0,83%	-0,04%	0,13%	10,07	10,23	10,16	0,64%	2,11%	1,47%
5:45	61,11	61,04	61,06	1,85%	1,73%	1,77%	22,48	22,46	22,52	-1,83%	-1,92%	-1,66%	9,75	9,89	9,80	-2,29%	-1,01%	-1,83%
6:00	62,55	62,34	62,49	4,25%	3,90%	4,15%	22,89	22,92	22,84	-0,04%	0,09%	-0,26%	9,87	9,94	10,02	-1,19%	-0,55%	0,18%
6:15	63,07	62,96	62,98	5,12%	4,93%	4,97%	23,35	23,30	23,33	1,97%	1,75%	1,88%	10,05	10,15	10,08	0,46%	1,38%	0,73%
6:30	61,85	60,78	61,93	3,08%	1,30%	3,22%	23,07	23,07	23,16	0,74%	0,74%	1,14%	10,00	10,15	10,05	0,00%	1,38%	0,46%
6:45	61,13	60,97	60,97	1,88%	1,62%	1,62%	22,70	22,64	22,70	-0,87%	-1,14%	-0,87%	9,86	9,99	9,91	-1,28%	-0,09%	-0,83%
7:00	61,54	61,63	61,43	2,57%	2,72%	2,38%	22,83	22,80	22,81	-0,31%	-0,44%	-0,39%	9,89	10,00	9,89	-1,01%	0,00%	-1,01%
7:15	61,99	61,82	62,08	3,32%	3,03%	3,47%	22,96	22,91	22,97	0,26%	0,04%	0,31%	9,90	10,03	9,86	-0,92%	0,28%	-1,28%
7:30	62,26	62,15	62,15	3,77%	3,58%	3,58%	23,22	23,17	23,21	1,40%	1,18%	1,35%	10,05	10,17	10,11	0,46%	1,56%	1,01%
7:45	60,52	60,43	60,41	0,87%	0,72%	0,68%	22,36	22,31	22,38	-2,36%	-2,58%	-2,27%	9,65	9,79	9,78	-3,21%	-1,93%	-2,02%
8:00	61,49	61,58	61,66	2,48%	2,63%	2,77%	22,76	22,81	22,70	-0,61%	-0,39%	-0,87%	9,74	9,78	9,80	-2,39%	-2,02%	-1,83%
8:15	62,48	62,35	62,22	4,13%	3,92%	3,70%	23,20	23,02	22,98	1,31%	0,52%	0,35%	9,96	10,11	10,03	-0,37%	1,01%	0,28%
8:30	62,20	62,11	62,04	3,67%	3,52%	3,40%	23,15	23,12	23,16	1,09%	0,96%	1,14%	10,10	10,23	10,16	0,92%	2,11%	1,47%
8:45	61,06	61,10	60,97	1,77%	1,83%	1,62%	22,79	22,74	22,79	-0,48%	-0,70%	-0,48%	9,84	9,99	9,91	-1,47%	-0,09%	-0,83%
9:00	61,13	61,18	61,22	1,88%	1,97%	2,03%	22,64	22,62	22,68	-1,14%	-1,22%	-0,96%	9,80	9,93	9,89	-1,83%	-0,64%	-1,01%
9:15	61,26	61,32	61,26	2,10%	2,20%	2,10%	22,59	22,53	22,55	-1,35%	-1,62%	-1,53%	9,77	9,91	9,85	-2,11%	-0,83%	-1,38%
9:30	60,39	60,34	60,30	0,65%	0,57%	0,50%	22,74	22,68	22,72	-0,70%	-0,96%	-0,79%	9,81	9,93	9,86	-1,74%	-0,64%	-1,28%
9:45	60,28	60,41	60,39	0,47%	0,68%	0,65%	22,79	22,77	22,84	-0,48%	-0,57%	-0,26%	9,81	9,94	9,85	-1,74%	-0,55%	-1,38%
10:00	60,58	60,55	60,63	0,97%	0,92%	1,05%	22,97	22,95	22,90	0,31%	0,22%	0,00%	9,90	9,90	9,50	-0,92%	-0,92%	-4,59%
10:15	60,98	60,80	60,93	1,63%	1,33%	1,55%	23,04	23,02	23,13	0,61%	0,52%	1,00%	9,98	10,12	10,00	-0,18%	1,10%	0,00%
10:30	61,04	61,00	60,91	1,73%	1,67%	1,52%	22,84	22,80	22,84	-0,26%	-0,44%	-0,26%	10,05	10,19	10,12	0,46%	1,74%	1,10%
10:45	61,21	61,21	61,04	2,02%	2,02%	1,73%	23,10	23,04	23,13	0,87%	0,61%	1,00%	10,02	10,14	10,05	0,18%	1,28%	0,46%
11:00	60,95	61,03	60,91	1,58%	1,72%	1,52%	22,76	22,89	22,94	-0,61%	-0,04%	0,17%	9,86	9,96	9,40	-1,28%	-0,37%	-5,50%
11:15	60,80	60,60	60,65	1,33%	1,00%	1,08%	22,48	22,43	22,52	-1,83%	-2,05%	-1,66%	9,73	9,85	9,78	-2,48%	-1,38%	-2,02%
11:30	61,83	61,65	61,69	3,05%	2,75%	2,82%	22,98	22,92	22,97	0,35%	0,09%	0,31%	9,93	10,06	9,99	-0,64%	0,55%	-0,09%
11:45	60,71	60,49	60,32	1,18%	0,82%	0,53%	22,79	22,73	22,72	-0,48%	-0,74%	-0,79%	9,76	9,83	9,72	-2,20%	-1,56%	-2,57%
12:00	61,12	61,04	61,05	1,87%	1,73%	1,75%	22,80	22,74	22,82	-0,44%	-0,70%	-0,35%	9,86	9,89	9,78	-1,28%	-1,01%	-2,02%
12:15	61,39	61,28	61,15	2,32%	2,13%	1,92%	22,81	22,75	22,87	-0,39%	-0,66%	-0,13%	10,03	9,97	9,88	0,28%	-0,28%	-1,10%
12:30	62,02	61,91	61,85	3,37%	3,18%	3,08%	23,10	23,05	23,10	0,87%	0,66%	0,87%	10,01	10,14	10,07	0,09%	1,28%	0,64%
12:45	60,43	60,41	60,23	0,72%	0,68%	0,38%	22,75	22,68	22,78	-0,66%	-0,96%	-0,52%	9,81	9,95	9,88	-1,74%	-0,46%	-1,10%
13:00	60,55	60,48	60,36	0,92%	0,80%	0,60%	22,70	22,65	22,74	-0,87%	-1,09%	-0,70%	9,80	9,93	9,82	-1,83%	-0,64%	-1,65%
13:15	60,62	60,56	60,45	1,03%	0,93%	0,75%	22,65	22,68	22,71	-1,09%	-0,96%	-0,83%	9,77	9,89	9,78	-2,11%	-1,01%	-2,02%
13:30	60,95	60,88	60,84	1,58%	1,47%	1,40%	22,86	22,81	22,86	-0,17%	-0,39%	-0,17%	9,86	10,00	9,91	-1,28%	0,00%	-0,83%
13:45	60,93	61,00	60,91	1,55%	1,67%	1,52%	22,74	22,80	22,80	-0,70%	-0,44%	-0,44%	9,84	9,96	9,90	-1,47%	-0,37%	-0,92%
14:00	60,00	60,92	60,88	0,00%	1,53%	1,47%	22,72	22,76	22,74	-0,79%	-0,61%	-0,70%	9,82	9,94	9,89	-1,65%	-0,55%	-1,01%
14:15	61,02	60,76	60,91	1,70%	1,27%	1,52%	22,70	22,61	22,65	-0,87%	-1,27%	-1,09%	9,81	9,93	9,88	-1,74%	-0,64%	-1,10%
14:30	60,78	60,45	60,71	1,30%	0,75%	1,18%	22,77	22,68	22,71	-0,57%	-0,96%	-0,83%	10,02	10,00	9,87	0,18%	0,00%	-1,19%
14:45	60,52	60,65	60,50	0,87%	1,08%	0,83%	22,69	22,61	22,80	-0,92%	-1,27%	-0,44%	9,84	9,95	9,91	-1,47%	-0,46%	-0,83%
15:00	60,73	60,68	60,57	1,22%	1,13%	0,95%	22,73	22,68	22,82	-0,74%	-0,96%	-0,35%	9,86	9,98	9,89	-1,28%	-0,18%	-1,01%
15:15	60,86	60,69	60,69	1,43%	1,15%	1,15%	22,80	22,79	22,84	-0,44%	-0,48%	-0,26%	9,89	10,02	9,86	-1,01%	0,18%	-1,28%
15:30	60,91	60,78	60,86	1,52%	1,30%	1,43%	22,80	22,71	22,90	-0,44%	-0,83%	0,00%	9,83	9,99	9,86	-1,56%	-0,09%	-1,28%
15:45	62,07	61,95	61,91	3,45%	3,25%	3,18%	23,13	23,06	23,08	1,00%	0,70%	0,79%	10,01	10,12	10,06	0,09%	1,10%	0,55%
16:00	61,87	61,77	61,69	3,12%	2,95%	2,82%	22,85	22,89	22,90	-0,22%	-0,04%	0,00%	9,93	10,07	9,98	-0,64%	0,64%	-0,18%
16:15	61,39	61,19	61,30	2,32%	1,98%	2,17%	22,41											

ANEXO C

REGISTROS DE INTERRUPCIONES DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS RURALES
TOMADOS COMO CASOS DE ESTUDIO PARA LOS AÑOS 2006 AL 2009.



REGISTRO DE INTERRUPCIONES PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO CORACORA I y II ETAPA

MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE PARIACOCCHAS
Supervisión LT 60 KV Pucúlo-Coracora y PSE Coracora

PERIODO 2006

MES	FECHA INICIO DE INTERRUPCIÓN		FECHA FIN DE INTERRUPCIÓN		DURACION DE INTERRUPCIÓN	TIPO DE INTERRUPCIÓN	CAUSA DE INTERRUPCIÓN			TIPO DE FALLAS	SECTOR DE INTERRUPCIÓN	CANTIDAD DE USUARIOS	CANTIDAD DE HORAS	CANTIDAD DE DIAS	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS
	HORA	MINUTOS	HORA	MINUTOS			PROGRAMADO	FORZADA	OTRO						
ENERO												0,0000	0,00	0,0000	Sin Interrupciones
FEBRERO												0,0000	0,00	0,0000	Sin Interrupciones
MARZO												0,0000	0,00	0,0000	Sin Interrupciones
ABRIL												0,0000	0,00	0,0000	Sin Interrupciones
MAYO												0,0000	0,00	0,0000	Sin Interrupciones
JUNIO												0,0000	0,00	0,0000	Sin Interrupciones
JULIO												0,0000	0,00	0,0000	Sin Interrupciones
AGOSTO	03/08/2006	07:40	03/08/2006	15:49	8,15	2			FE			0,0000	0,00	0,0000	Falla externa (alimentador)
SEPTIEMBRE	17/09/2006	08:00	17/09/2006	16:47	8,78	1	ME				6464	1,0000	1,00	8,7800	Mantenimientos a equipos.
OCTUBRE												0,0000	0,00	0,0000	Sin Interrupciones
NOVIEMBRE												0,0000	0,00	0,0000	Sin Interrupciones
DICIEMBRE	18/12/2006	13:50	18/12/2006	15:09	1,32	2			FP	1	6464	1,0000	1,00	1,3200	Falla propia, descargas atmosféricas
TOTAL ACUMULADO															

CAUSA DE INTERRUPCIÓN		TIPO DE FALLAS O TIPIFICACION DE FALLAS			
		CODIGO	TIPO	DESCRIPCION	
PROGRAMADO (1)	MP: Mantenimiento preventivo				
	MC: Mantenimiento correctivo	1	Fenómeno Natural	Descarga atmosférica, nevadas, granizadas, sismo	
	ME: Mantenimiento externo de equipos de protección, por seguridad	2	Condiciones Ambientales	Contaminación de aisladores (salinidad y/o polución), humedad	
	OA: Otras aplicaciones: pruebas de instalaciones, actualizaciones de planos, nuevas inst., etc.	3	Equipos, materiales y acc.	Problemas en la red: conductores, retenidas, aisladores, estructuras y equipos	
FORZADA (2)	FP: Falla propia	4	Error humano	Error de operación, incumplimiento de procedimientos, falso sincronismo	
	FE: Falla externa	5	Tercera	Daño accidental o intencionada por particulares o empresas ajenas (ESM)	
		6	Otra causa	Fallas fugaces, no determinadas, no clasificadas	

N° de usuarios

6464

Datos BT.PSE Coracora Total	Cantidad de usuarios BT sin servicio (BT5)	Tiempo de Interr. (BT5)	Cantidad de usuarios BT sin servicio (BT7)	Tiempo de Interr. (BT7)	NIC Parcial	DIC Parcial
1er Semestre	0	0	0	0	0,0000	0,0000
2do Semestre	150	48	0	0	0,0232	1,1139

PERIODO 2007

MES	FECHA INICIO DE INTERRUPCIÓN		FECHA FIN DE INTERRUPCIÓN		DURACION DE INTERRUPCIÓN (horas)	TIPO DE INTERRUPCIÓN	CAUSA DE INTERRUPCIÓN			TIPO DE FALLAS (1/2/3/4/5/6)	SECTOR DE INTERRUPCIÓN	CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	NIC parcial (horas.)	K: factor ponderación de duración	DRC parcial (horas)	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS
	día/mes/a	hora	día/mes/a	hora			PROGRAMADO (1) / FORZADA (2)	PROGRAMADO (MP / MC / ME / OA)	FORZADA (FP / FE)							
ENERO													0,0000	0,00	0,0000	Sin Interrupciones
FEBRERO													0,0000	0,00	0,0000	Sin Interrupciones
MARZO	08/03/2007	13:49	08/03/2007	14:59	1,17	2			FE			6269	0,0000	0,00	0,0000	Falla externa (alimentador)
	25/03/2007	08:00	25/03/2007	14:47	6,78	1	ME					6269	0,0000	0,00	0,0000	Mantenimiento programado, HI: 08:00, HF:16:00
	25/03/2007	15:02	25/03/2007	15:26	0,40	2			FP			6269	0,9654	1,00	0,3861	Falla propia, equipo: reclosera
	25/03/2007	15:43	25/03/2007	16:19	0,60	2			FP			6269	0,9654	1,00	0,5792	Falla propia, equipo: reclosera
	25/03/2007	16:39	25/03/2007	17:03	0,40	2			FP			6269	0,9654	1,00	0,3861	Falla propia, equipo: reclosera
ABRIL	13/04/2007	15:18	13/04/2007	15:31	0,22	2			FE			6332	0,0000	0,00	0,0000	Falla externa (alimentador)
	14/04/2007	16:17	14/04/2007	16:36	0,32	2			FE			6332	0,0000	0,00	0,0000	Falla externa (alimentador)
	28/04/2007	15:02	28/04/2007	15:41	0,65	2			FE			6332	0,0000	0,00	0,0000	Falla externa (alimentador)
MAYO												0,0000	0,00	0,0000	Sin Interrupciones	
JUNIO												0,0000	0,00	0,0000	Sin Interrupciones	
JULIO	08/07/2007	18:42	08/07/2007	19:52	1,17	2			FE			6446	0,0000	0,00	0,0000	Falla externa (alimentador)
AGOSTO	15/08/2007	18:40	17/08/2007	18:49	48,15	2			FE			6464	0,0000	0,00	0,0000	Falla externa (alimentador) - Terremoto
	22/08/2007	10:51	22/08/2007	11:46	0,92	2			FE			6464	0,0000	0,00	0,0000	Falla externa (alimentador)
SETIEMBRE	09/04/2007	12:47	09/04/2007	13:12	0,42	2			FE			6496	0,0000	0,00	0,0000	Falla externa (alimentador)
	22/09/2007	07:41	22/09/2007	13:55	6,23	2			FE			6496	0,0000	0,00	0,0000	Falla externa (alimentador)
OCTUBRE	14/10/2007	08:00	14/10/2007	17:51	9,85	1	ME					6476	0,9972	0,00	0,0000	Mantenimiento programado en Instalaciones de REP y ESM
NOVIEMBRE	02/11/2007	04:06	02/11/2007	05:03	0,95	2			FE			6494	0,0000	0,00	0,0000	Apertura de Interruptor de 60 KV en S.E. Puquio (ESM)
	11/11/2007	08:51	11/11/2007	09:13	0,37	2			FE			6494	0,0000	0,00	0,0000	Apertura de Interruptor de 60 KV en S.E. Puquio (ESM)
	17/11/2007	08:01	17/11/2007	13:55	5,90	1	ME					6494	1,0000	0,50	2,9500	Mantenimiento programado trabajos en SE Coracora. HI 08:01 a HF 13:55
DICEMBRE	29/12/2007	13:40	29/12/2007	16:55	3,25	2			FP			540	0,0832	1,00	0,2702	Apertura de fusible en Seccionamiento de Incuvo C-2, por descargas atmosféricas
TOTAL ACUMULADO					87,75											

CAUSA DE INTERRUPCIONES				TIPO DE FALLAS O TIPIFICACION DE FALLAS		
PROGRAMADO (1)	MP: Mantenimiento preventivo	CODIGO	TIPO	DESCRIPCION		
					MC: Mantenimiento correctivo	1
	ME: Mantenimiento externo de equipos de protección, por seguridad	2	Condiciones Ambientales	Contaminación de aisladores (salinidad y/o polución), humedad		
	OA: Otras aplicaciones: pruebas de instalaciones, actualizaciones de planos, nuevas mat., etc.	3	Equipos, materiales y acc.	Propias en la red: conductores, retenidas, aisladoras, estructuras y equipos		
FORZADA (2)	FP: Falla propia	4	Error humano	Error de operación, incumplimiento de procedimientos, falso sincronismo		
	FE: Falla externa	5	Terceros	Daño accidental o intencionada por particulares o empresas ajenas (ESM)		
		6	Otras causas	Fallas fugaces, no determinadas, no clasificadas		

N° de usuarios
6494

Datos BT PSE Coracora Total	Cantidad de usuarios BT sin servicio (BTS)	Tiempo de Interr. (BTS)	Cantidad de usuarios BT sin servicio (BTS)	Tiempo de Interr. (BTS)	NIC Parcial	DRC Parcial
1er Semestre	108	42	600	60	0,1090	6,2421
2do Semestre	96	36	510	60	0,0833	5,2442



**REGISTRO DE INTERRUPCIONES
SISTEMA ELECTRICO CORACORA I y II ETAPA**

**MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE PARMACOCCHA
Supervisión LT 60 KV Puquilo-Coracora y PSE Coracora**

PERIODO 2008

CIRCUITO 01

MES	PRECIO DE LA ENERGIA (PEN/KWH)		PRECIO POR DE INTERRUPCION		RESERVA DE INTERRUPCION (PEN)	SECTOR	SECTOR PRESTADOR (PSE)	TIPO DE INTERRUPCION	CAUSA DE INTERRUPCION			CONTADOR DE ENERGIA AFECTADA	MANTENIMIENTO PROGRAMADO	% de Energía suministrada al receptor	MANTENIMIENTO REALIZADO	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	
	CONSUMO	PRECIO	CONSUMO	PRECIO					PROGRAMADO (P)	FORZADA (F)	PERCENTAJE TIPO DE FALLAS (F1, F2, F3, F4, F5)						
Enero																	Sin Interrupción
Febrero	05/02/2008	14.00	06/02/2008	08:15	19.25	Deriv. Paucapampa	PARCIAL	2		1	292	0.0429	1	0.8296		Fase R (Upahucho SE Nº2, Cochani, Racchi, Deriv. Anizo Total (Lacaya, Taucu, Pucara, Aniso))	
	25/02/2008	16.20	25/02/2008	05:46	13.25	secc. Sequello	PARCIAL	2		1	497	0.0731	1	0.4684		Fase R - Sequello, Marcabamba, Colobamba, Lampa, Sacraza, Deriv. Oyelo-Tauria (SE Nº 2 Colla y Pomacocha,Oyelo),Deriv. Tauria (Pampachaca, Corcuña, Sayta y Tauria)	
	14/02/2008	15.20	14/02/2008	19:15	4.25	Deriv. Aniso	TOTAL	2		1	141	0.0207	1	0.0881		Fase R - Lacaya, Taucu, Pucara y Aniso	
	14/02/2008	14.00	15/02/2008	08:20	18.33	Deriv. Paucaray	TOTAL	2		1	109	0.0160	1	0.2938		Fase S - Paucaray, Condorpampa y Pomacocha	
	20/02/2008	14.30	23/02/2008	10:15	67.75	Deriv. Oyelo-Tauria	PARCIAL	2		1	453	0.0668	1	4.5133		Fase T - Deriv. Oyelo-Tauria (Colla, Vitana, Pomacocha, Oyelo), Deriv. Tauria (Sayta, Ushua, Huayana, Surupampa)	
Marzo	10/03/2008	08:45	10/03/2008	12:45	4	Deriv. Paucaray	TOTAL	1	MC		771	0.1194	0,5	0,2288		Localidades (Upahucho, Ampli, Usmomas, Racchi, Lacaya, Taucu, Aniso, Cochani, Pucara, Achuaní, Ccasahuasi, Páscuicocha, Yanamachay, Calpasuyo, Barayca, Condorpampa, Pomacocha y Paucaray) Fijación de amortiguadores cortados	
	15/03/2008	15:00	16/03/2008	12:10	21.16	Deriv. Paucaray	PARCIAL	2		1	109	0.0180	1	0.3392		Localidades afectadas (Condorpampa, Pomacocha y Paucaray)	
	19/03/2008	15:45	19/03/2008	17:53	2.13	Deriv. Tauria	TOTAL	2		1	688	0.1012	1	0.2185		Localidades afectadas (Colla, Pomacocha, Vitana, Oyelo, Ushua, Corcuña, Pampachaca, Sayta, Salina-Tauria)	
	21/03/2008	15:00	25/03/2008	07:30	16.80	Deriv. Tauria	PARCIAL	2		1	200	0.0294	1	0.4953		Localidades afectadas (Sayta, Surupampa, Selva y Tauria)	
	25/03/2008	15:00	25/03/2008	07:00	16.00	Derivación Aniso	TOTAL	2		1	141	0.0207	1	0.3318		Localidades (Lacaya, Taucu, Pucara y Aniso)	
	25/03/2008	14:00	27/03/2008	07:00	17.00	Deriv. Paucaray	PARCIAL	2		1	109	0.0160	1	0.2725		Localidades (Condorpampa, Pomacocha y Paucaray)	
	27/03/2008	18:00	30/03/2008	14:00	71.00	Deriv. Tauria	PARCIAL	2		1	200	0.0294	1	2.0882		Localidades afectadas (Sayta, Surupampa, Selva y Tauria)	
	28/03/2008	18:00	29/04/2008	10:30	18.50	Derivación Aniso	TOTAL	2		1	141	0.0207	1	0.3838		Localidades (Lacaya, Taucu, Pucara y Aniso)	
	29/03/2008	18:00	31/03/2008	07:00	13.00	Derivación Aniso	TOTAL	2		1	141	0.0207	1	0.2696		Localidades (Lacaya, Taucu, Pucara y Aniso)	
Abril	04/04/2008	07:20	04/04/2008	14:45	7.75	Deriv. Paucaray	PARCIAL	1	OA	6	109	0.0160	0,25	0,0311		Localidades (Condorpampa, Pomacocha y Paucaray). Se realizó pruebas en LP Deriv. Tolora.	
	10/04/2008	15:00	11/04/2008	15:00	24.00	Deriv. Paucaray	PARCIAL	1	MC	3	109	0.0160	0,5	0.1924		Cambio de aisladores, ajuste de grapas bilíneas e Inspección minuciosa del tramo.	
	29/04/2008	12:00	29/04/2008	14:00	2.00	LP Coracora-Marcabamba	TOTAL	1	MC	3	2838	0.4174	0,5	0.4174		Arriete de conductores en las E-131 y E-133, en E-89 se realizó cambio de aislador y arriete del mismo, dichos cables se deterioraron debido a los efectos térmicos de las descargas atmosféricas.	
Mayo																Sin Interrupción	
Junio	04/06/2008	05:00	04/06/2008	06:17	1.28	LP Coracora-Marcabamba	TOTAL	1	MC	3	2838	0.4174	0	0.0000		Cambio de aisladores, ajuste de grapas bilíneas e Inspección minuciosa del tramo Huataca-Sequello; Incluye revisión de seccionizador (conexiónado). H. Programado: 05:00 a 07:00	
Julio	01/07/2008	17:31	01/07/2008	17:40	0.15	Círculo C-01	TOTAL	1	DA	6	2838	0.4174	0,25	0.0157		Interconexión de la EBC Wiracochapampa	
Agosto	28/08/2008	12:00	28/08/2008	12:59	0.98	Círculo C-01	TOTAL	1	MC	3	2838	0.4175	0	0.0000		Fijación de conexiónado del pararrayo de fase "S" en LP Deriv. Tauria (sector Marcabamba), H.P.: 12:00 a 13:00	
Septiembre	06/09/2008	05:54	29/04/2008	06:11	0.28	Círculo C-01	TOTAL	1	MC	3	2838	0.4175	1	0.1169		Reajuste de conexiónado de transformador de distribución de RP San Javier, No programado	
Octubre	06/10/2008	10:28	06/10/2008	13:35	3.12	LP Deriv. Patari	PARCIAL	1	MC		50	0.0074	1	0.0228		Mejoramiento de distancia de seguridad respecto al terreno en LP Deriv. Patari (Segada), H.P.: 10:30 a 13:30	
	21/10/2008	14:30	21/10/2008	16:05	3.58	LP Deriv. Mirmaca	PARCIAL	2		2	170	0.0250	1	0.0805		Caida de árbol sobre Línea en LP Deriv. Mirmaca (altura de Localidad de Sacraza), H.P.: 08:15 a 11:30	
Noviembre	23/11/2008	08:25	23/11/2008	11:28	3.02	LP Deriv. Paucaray	PARCIAL	1	MC	3	95	0.0140	1	0.0422		Instalación de Espiga vertical de poste y respectivo aislador en E-78 de LP Paucaray (PR3-5)	
Diciembre	26/12/2008	06:00	26/12/2008	14:00	8.00	LP Deriv. Anizo	PARCIAL	2		1	141	0.0207	1	0.1244		Localidades afectadas (Lacaya, Taucu Pucara y Aniso)	
TOTAL ACUMULADO					349,28												

CAUSA DE INTERRUPCIONES			TIPO DE FALLAS O TIPOLOGIA DE FALLAS		
PROGRAMADO (1)	MP: Mantenimiento preventivo MC: Mantenimiento correctivo OA: Otras operaciones: pruebas de instalaciones, cambio de planos, nuevas instalaciones, etc.	CODIGO	TIPO	DESCRIPCION	
FORZADA (2)	FP: Falta propia FE: Falta externa	1	Fenómenos Naturales	Descarga atmosférica, rayadas, granizadas, etc.	
		2	Condiciones Ambientales	Contaminación, corrosión, incendio, humedad, caída de árboles sobre redes	
		3	Propias de la Red	Conductores, resacas, aisladores, estructuras y equipos	
		4	Error humano	Error de operación, incumplimiento de procedimientos, falso sincronismo	
		5	Terceros	Actos de vandalismo, choque de vehículos sobre postes, cometas de niños	
		6	Otras causa	Fallas fugosas, no determinadas, no clasificadas	



**REGISTRO DE INTERRUPCIONES
SISTEMA ELECTRICO CORACORA I y II ETAPA**

**MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE PARMACOCHAS
Supervisión LT-35 KV Piquito-Coracora y PSE Coracora**

**PERIODO 2008
CIRCUITO 02**

MES	FECHA INICIO DE INTERRUPCIÓN		FECHA FIN DE INTERRUPCIÓN		DURACION DE INTERRUPCIÓN (min)	CIRCUITO	TIPO DE INTERRUPCIÓN	CAUSA DE INTERRUPCIÓN			CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	Nº PERSONAS AFECTADAS	COSTO (Miles de Soles)	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	
	Inicio	Fin	Inicio	Fin				PROGRAMADO (1) (POSTERIOR)	PROGRAMADO (2) (PREVIO)	OTROS TIPO DE FALLAS (1, 2, 3, 4, 5)					
Enero	06/01/2008	14:25	06/01/2008	15:50	1,25	Círculo 2	TOTAL	2		1	3073	0,4519	1	0,5649	Todo el Circuito
	19/01/2008	11:09	19/01/2008	11:58	0,82	Círculo 2	TOTAL	2		1	3073	0,4519	1	0,3706	Todo el Circuito
Febrero	05/02/2008	12:42	05/02/2008	17:12	5,5	Círculo 2	TOTAL	2		1	3073	0,4519	1	2,4855	Todo el Circuito
	05/02/2008	12:42	05/02/2008	09:50	21,13	SE NP1-Uñuco	TOTAL	2		1	34	0,0090	1	0,1067	Onesra
	06/02/2008	15:20	07/02/2008	19:50	22,5	Der. Chual	TOTAL	2		1	160	0,0221	1	0,4963	Chual, Manzanayoc, Parani, Chacayara y Antallari
	05/02/2008	15:30	05/02/2008	17:05	1,6	Der. Tarco	TOTAL	2		1	148	0,0218	1	0,0346	Tarco
	07/02/2008	15:00	08/02/2008	07:00	16	Der. Teneio	TOTAL	2		1	54	0,0079	1	0,1271	Teneio, Huancara y Raurpa
	07/02/2008	18:15	08/02/2008	12:30	20,25	Der. Chual	TOTAL	2		1	150	0,0221	1	0,4487	Chual, Manzanayoc, Parani, Chacayara y Antallari
	08/02/2008	13:20	08/02/2008	18:00	23,67	Der. Chual	TOTAL	2		1	150	0,0221	1	0,6221	Chual, Manzanayoc, Parani, Chacayara y Antallari
	08/02/2008	16:30	10/02/2008	09:00	16,5	Der. Niño Salvador	TOTAL	2		1	12	0,0018	1	0,0291	Niño Salvador
	11/02/2008	13:50	11/02/2008	16:13	2,03	Círculo 2	TOTAL	2		1	3073	0,4519	1	0,9174	Todo el Circuito
	12/02/2008	13:00	12/02/2008	16:30	3,5	Der. Bellav	TOTAL	1	MC		88	0,0100	0,5	0,0175	Bellavista y Otcocha. H. Programada: 13:00 a 16:30
	13/02/2008	13:40	13/02/2008	15:20	1,87	Der. Tarco	TOTAL	2		1	148	0,0218	1	0,0363	Tarco
	14/02/2008	09:00	14/02/2008	12:50	3,83	Círculo 2	TOTAL	1	MC		3073	0,4519	0	0,0000	Todo el Circuito. H. Programada: 09:00 a 13:00
	16/02/2008	13:00	16/02/2008	16:30	3,5	Der. Pullo	PARCIAL	2		1	294	0,0432	1	0,1513	Fase 5 - Aco, Pinahua, y Pullo (parcial)
	19/02/2008	08:30	19/02/2008	10:45	2,25	Der. Tarco	TOTAL	1	MC		148	0,0218	0	0,0000	Cambio de estructura de E-18 de L.P. Der. Tarco (dañado por efectos atmosféricos). H.P.: 08:30 a 11:00
	19/02/2008	12:20	20/02/2008	12:00	23,50	Der. Qulshua	TOTAL	1	MC		38	0,0056	1	0,1313	Cambio de estructura de S.E. N 01 de R.P. Qulshuarani (Dañado por ef. atmosféricos). H.P.: sin prog.
08/02/2008	18:15	08/02/2008	18:40	2,42	Der. Tarco	TOTAL	2		1	148	0,0218	1	0,0527	Localidad afectada (Tarco)	
08/02/2008	16:00	21/03/2008	08:15	17,25	Der. Parara	TOTAL	2		1	217	0,0319	1	0,6505	Localidades afectadas (Parara, Cdrabamba y Aulin)	
24/03/2008	15:00	24/03/2008	19:00	4	Der. Qulshua	TOTAL	2		1	88	0,0096	1	0,0224	Localidad afectada (Qulshuarani)	
08/02/2008	15:15	08/02/2008	17:35	2,33	Der. Tarco	TOTAL	2		1	148	0,0218	1	0,0507	Localidades afectadas (Tarco)	
27/03/2008	09:00	27/03/2008	19:30	4	Der. Pullo	TOTAL	1	MC		744	0,1064	0,5	0,2188	Localidades (Aco, Pinahua, Pullo, Antallari, Chacayara, Chual, Parani, Manzanayoc, Ocochuyo y Sacrasa) Mantenimiento preventivo y correctivo. H. Programada: 09:00 a 13:00	
28/03/2008	15:45	08/02/2008	16:20	0,58	Der. Chaycha	TOTAL	2		1	331	0,0487	1	0,0982	Localidades (Colshuacho, Lacaya, San Antonio, Huayllacha, Chalcha y Chacayara)	
Abril											0,0000	0	0,0000	Sin interrupción	
Mayo											0,0000	0	0,0000	Sin interrupción	
Junio	16/06/2008	13:00	16/06/2008	13:13	0,22	Círculo 2	TOTAL	1	OA		3073	0,4519	0,25	0,0249	Energización del EBC Ilcoocha (corte para interconexión)
	16/06/2008	08:00	18/06/2008	08:29	2,48	Círculo 2	TOTAL	1	MC	3	3074	0,4521	0	0,0000	Reparación de conductor, retención y cambio de armado en E-214 (Poste colapsado). H.P.: 06:00 a 09:00
Julio	10/07/2008	14:30	10/07/2008	18:05	3,14	Der. Calera	PARCIAL	1	MC	3	154	0,0228	1	0,0711	Reparación de conductor por rotura en E-55 de Línea Primaria der. Calera. H.P.: 14:30 a 18:00
Agosto	07/08/2008	09:00	07/08/2008	12:30	3,5	Der. Chalcha	PARCIAL	1	MC	3	186	0,0244	0,5	0,0427	Reparación de conductor por rotura en E-09 de Línea Primaria der. Chalcha. H.P.: 08:00 a 12:30
Septiembre	18/09/2008	01:44	18/09/2008	12:24	10,67	Círculo 2	TOTAL	2		3	3074	0,4521	1	4,8235	Salida desde SE Coracora (actuación de Recluser), caída de cond. LP Der. Calera
	18/09/2008	16:00	18/09/2008	17:28	1,32	Círculo 2	TOTAL	2		3	3074	0,4521	1	0,5967	Reconexión de derivaciones de calera y Lacaya luego de pruebas de pararrayos
Octubre	10/10/2008	15:05	10/10/2008	18:56	1,86	Der. Huallhua	PARCIAL	2		2	117	0,0172	1	0,0320	Caída de árbol sobre líneas entre las E-11 y E-12 de LP Der. Huallhua
	19/10/2008	13:00	19/10/2008	15:40	2,67	Der. Huallhua	PARCIAL	2		2	117	0,0172	1	0,0459	Caída de árbol sobre líneas entre las E-11 y E-12 de LP Der. Huallhua
Noviembre	30/11/2008	07:05	30/11/2008	15:15	8,18	Der. Calera	PARCIAL	1	OA		154	0,0228	0,25	0,0482	Corte solicitado por Municipalidad de Cahuyo, para trabajos de reforzamiento de LP Dr. Calera
Diciembre											0,0000	0	0,0000	Sin interrupción	
TOTAL ACUMULADO					234,1										

PROGRAMADO (1)	CAUSA DE INTERRUPCIÓN		CODIGO	TIPO	DESCRIPCION
	MP: Mantenimiento preventivo	MC: Mantenimiento correctivo			
PROGRAMADO (1)	OA: Otras aplicaciones: pruebas de instalaciones, actualizaciones de planos, nuevas instalaciones, etc.		1	Fenómenos Naturales	Descarga atmosférica, nevadas, granizadas, sismo
			2	Condiciones Ambientales	Contaminación, corrosión, incendio, humedad, caída de árboles sobre redes
			3	Problemas de la Red	Conductores, aisladores, estructuras y equipos
PORZADA (2)	FP: Falsa propia		4	Error humano	Error de operación, incumplimiento de procedimientos, falta sincronismo
	EP: Falsa externa		5	Terceros	Actos de vandalismo, choque de vehículos sobre postes, caídas de líneas



PERIODO 2008
CIRCUITO 03

REGISTRO DE INTERRUPCIONES
SISTEMA ELECTRICO CORACORA I y II ETAPA

MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE PARIACOCCHAS
Supervisión LT 60 KV Pucallpa-Coracora y PSE Concos

MES	FECHA INICIO DE INTERRUPCIÓN		FECHA FIN DE INTERRUPCIÓN		DURACION DE INTERRUPCIÓN (min)	SECTOR	SECTOR AFECTADO (FP)	TIPO DE INTERRUPCIÓN	CAUSA DE INTERRUPCIÓN			Nº de usuarios afectados	E. Impacto (Personas afectadas)	Nº de usuarios afectados	DESCRIPCIONES Y/O COMENTARIOS
	Programado	Forzado	Programado	Forzado					PROGRAMADO (1) FORZADA (2)	PROGRAMADO (3) (4) (5)	PROGRAMADO (1) (2) (3) (4) (5)				
Enero												0,0000	0	0,0000	Sin interrupción
Febrero	13/02/2008	15:00	13/02/2008	18:50	4,83	Dev.Sancos	PARCIAL	2		1	220	0,0324	1	0,1583	Fase T (Sancos, Para y Pueblo Nuevo)
	14/02/2008	18:00	14/02/2008	18:22	3,37	Dev.Sancos	PARCIAL	2		1	307	0,0481	1	0,1821	Fases R y T (La Merced, Pueblo Nuevo, Sancos y Para)
	14/02/2008	15:00	15/02/2008	12:35	21,58	Dev. Chacupampa	PARCIAL	2		1	207	0,0304	1	0,8588	Fase S (Chacupampa)
	15/02/2008	08:58	15/02/2008	10:50	2,8	Circulo 3	TOTAL	1	MC		821	0,1207	1	0,3381	Lomasapa, Ayora, Casacachua, Convento, Huaytiri, Sta. Rosa, San Jose, La Merced, Pueblo Nuevo, Para y Sancos. Sin Programar
Marzo	02/03/2008	12:00	02/03/2008	12:30	0,50	Dev. San Jose	TOTAL	1	MC		65	0,0086	0,5	0,0024	Localidades (Santa Rosa y San Jose), cambio de 01 aislador PIN roto en E-13 (PB1-0). H. Programada: 12:00 a 12:30
	15/03/2008	18:30	15/03/2008	22:00	6,50	Dev.Sancos	TOTAL	1		1	307	0,0451	1	0,2935	Localidades (Chacupampa, Sancos, Pueblo Nuevo y Para)
	25/03/2008	17:30	25/03/2008	20:30	3,00	Dev. Chacupampa	TOTAL	1		1	297	0,0304	1	0,0813	Localidad (Chacupampa)
Abril	13/04/2008	18:30	13/04/2008	21:30	3,00	Dev.Sancos	PARCIAL	2		1	86	0,0128	1	0,0378	Localidad afectada parcialmente (Sancos SS.EE. N° 02)
Mayo												0,0000	0	0,0000	Sin interrupción
Junio												0,0000	0	0,0000	Sin interrupción
Julio												0,0000	0	0,0000	Sin interrupción
Agosto	01/08/2008	04:30	01/08/2008	08:30	4,00	PL Dev. Toma	TOTAL	1	MC	2	238	0,0347	0,5	0,0884	Rotura de conductor de 25 mm ² , se realizó empalme del conductor con empleo de manguito automatico. H.P.: 04:30 a 08:30
Septiembre	03/09/2008	08:12	03/09/2008	10:54	1,79	Circulo 3	TOTAL	1	MC	3	821	0,1207	1	0,2053	Cambio de aislador Pin en E-28 y Cortacircuito Cut-Out en la E-25. H. Programada: 09:00 a 11:00
Octubre												0,0000	0	0,0000	Sin interrupción
Noviembre												0,0000	0	0,0000	Sin interrupción
Diciembre												0,0000	0	0,0000	Sin interrupción
TOTAL ACUMULADO					91,20										

CAUSA DE INTERRUPCIÓN		TIPO DE FALLAS O TIPO DE FALLAS		
PROGRAMADO (1)	MP: Mantenimiento preventivo MC: Mantenimiento correctivo OA: Otras aplicaciones: pruebas de funcionamiento, actualizaciones de planos, nuevas instalaciones, etc.	CODIGO	TIPO	DESCRIPCION
PROGRAMADO (1)		1	Fenómenos Naturales	Descarga atmosférica, nevadas, granizadas, sismo
		2	Condiciones Ambientales	Contaminación, corrosión, incendio, humedad, caída de arboles sobre redes
		3	Propias de la Red	Conductores, aisladores, estructuras y equipos
FORZADA (2)	FP: Falla propia FE: Falla externa	4	Error humano	Error de operación, incumplimiento de procedimientos, falta de sincronismo
		5	Terceros	Actos de vandalismo, choque de vehículos sobre postes, cometas de niños
		6	Otras causas	Fallas fugosas, no determinadas, no clasificadas

Índice ST. PSE Coracora Total	Cantidad de usuarios ST sin servicio (STU)	Tiempo de Inten. (STT)	Cantidad de usuarios ST sin servicio (STU)	Tiempo de Inten. (STT)	SEC. Parcial	SEC. Parcial
1er Semestre	114	48	360	54	0,0667	3,0635
2do Semestre	102	36	270	48	0,0547	2,4458

Cantidad de usuarios 6800



**REGISTRO DE INTERRUPCIONES
SISTEMA ELECTRICO CORACORA I y II ETAPA**

MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE PUNO
Supervisión LT 60 KV Pucallpa-Coracora y PSE Coracora

PERIODO 2009

CIRCUITO 01

MES	FECHA INICIO DE INTERRUPCIÓN		FECHA FIN DE INTERRUPCIÓN		DURACION DE INTERRUPCIÓN (horas)	SECCION	SECCION AFFECTADA (CP)	CAUSA DE INTERRUPCIÓN			CANTIDAD DE LOCALIDADES AFFECTADAS	Nº personas afectadas	Nº personas damnificadas	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS	
	Programada	Forzada	Programada	Forzada				PROGRAMADO (1) / FORZADA (2)	PROGRAMADO (MP / MC)	FORZADA TIPO DE FALLA (1: F-1, F-2, F-3)					
Enero	03/01/2009	18:00	04/01/2009	12:00	18,1	Dev. Paucaray	TOTAL	2		1	158	0,0232	1	0,4206	Localidades con restricción de suministro Condorpampa, Paucaray, Totorá y Pomacocha
	11/01/2009	14:00	12/01/2009	18:15	28,3	Dev. Pomacocha	TOTAL	2		1	81	0,0119	1	0,3371	Localidades con restricción de suministro Pomacocha y Totorá
	14/01/2009	15:00	15/01/2009	07:10	17,18	Dev. Taurín	PARCIAL	2		1	35	0,0051	1	0,0883	Fase R - (Localidad con restricción de suministro : Surupampa)
	14/01/2009	17:15	14/01/2009	18:50	1,58	Dev. Lampa-Sacra	TOTAL	2		1	787	0,1128	1	0,1782	Fase RST - (Loc. Afectadas: Nahupampa, Colcabamba, Lampa, Sacra, San Juan y Miraca)
	27/01/2009	12:28	28/01/2009	11:15	23,2	Dev. Aniso	TOTAL	2		1	141	0,0207	1	0,4811	Localidades afectadas: Lacaya, Pucara, Taucá y Aniso
29/01/2009	12:58	30/01/2009	13:30	24,8	Dev. Pomacocha	TOTAL	2		1	81	0,0119	1	0,2830	Localidades afectadas : Pomacocha y Totorá	
Febrero	08/02/2009	13:44	03/02/2009	13:51	24,12	Circuito 01	TOTAL	2		1	2839	0,4175	1	10,0701	Interrupción causada por falta de aislamiento fase a tierra; aislador PIN colapsado en E-150 (P3A2-3) fase "R"
	05/02/2009	17:00	05/02/2009	19:58	2,93	Dev. Taurín	TOTAL	2		1	683	0,0087	1	0,2512	Localidades con restricción 10 localidades suministradas por la LP Dev. Taurín. Cambio de 02 fusibles colapsados
	11/02/2009	15:30	12/02/2009	08:45	17,25	Dev. Aniso	TOTAL	2		1	141	0,0207	1	0,3577	Localidades afectadas Lacaya, Taucá, Pucara y Aniso. Se realizó cambio de fusible colapsado.
	12/02/2009	18:00	13/02/2009	10:45	18,75	Dev. Paucaray	TOTAL	2		1	158	0,0232	1	0,4357	Localidades afectadas: Condorpampa, Pomacocha, Totorá y Paucaray. Se realizó cambio de fusible
18/02/2009	15:00	19/02/2009	20:30	29,5	Dev. Paucaray	TOTAL	2		1	158	0,0232	1	0,6854	Localidades afectadas: Condorpampa, Pomacocha, Totorá y Paucaray. Se realizó cambio de fusible	
Marzo	02/03/2009	18:00	03/03/2009	08:00	18	Dev. Paucaray	PARCIAL	2		1	158	0,0232	1	0,3718	Conductor caído entre E-88 y E-90 (reparado), AISLADOR Pin 58-3 colapsado (cambiado). Localidades afectadas (Condorpampa, Pomacocha y Totorá)
	08/03/2009	18:10	08/03/2009	10:07	17,12	Dev. Taurín-Oyolo	TOTAL	2		1	688	0,1012	1	1,7321	Se revisó la LP en los tramos Mercabamba-Vizama (sin novedad) se repuso el suministro con cambio de fusibles
	16/03/2009	18:30	16/03/2009	17:39	2,15	Dev. Plaquicocha	TOTAL	2		1	86	0,0144	1	0,0310	Se cambió fusible chico tipo "K", salida de servicio por disturbios de origen atmosférico. Loc. Afectado: Plaquicocha
	21/03/2009	12:30	22/03/2009	16:59	29,38	Dev. Paucaray	PARCIAL	2		1	158	0,0232	1	0,6847	Falta de aislamiento fase a tierra en E-95 (5" aislador Pin colapsado), originado por disturbios de origen atmosférico. Localidades afectadas: Cochani, Sanayaca, Condorpampa, Pomacocha y Totorá
	29/03/2009	18:44	29/03/2009	18:48	0,08	Circuito 01	TOTAL	2		2	2839	0,4175	1	0,0334	Caída de rama de árbol. Localidades afectadas todos del Circuito 01
29/03/2009	19:32	29/03/2009	08:10	14,38	Circuito 01	TOTAL	2		2	2839	0,4175	1	5,9953	Rotura de conductor por caída de rama de árbol entre las E-04 y e-05. Loc. Afectados: todos del Circuito 01	
TOTAL ACUMULADO					284,28										

CAUSA DE INTERRUPCIONES		TIPO DE FALLAS O TIPOLOGIA DE FALLAS		
PROGRAMADO (1)	FORZADA (2)	CODIGO	TIPO	DESCRIPCION
MP: Mantenimiento preventivo		1	Fenómenos Naturales	Descarga atmosférica, nevadas, granizadas, sismo
MC: Mantenimiento correctivo		2	Condiciones Ambientales	Contaminación, corrosión, incendio, humedad, caída de árboles sobre redes
DA: Otras aplicaciones: pruebas de instalaciones, actualizaciones de planos, nuevas instalaciones, etc.		3	Propias de la Red	Conductores, retenidas, aisladores, estructuras y equipos
	FP: Falla propia	4	Error humano	Error de operación, incumplimiento de procedimientos, falta sincronismo
	FE: Falla externa	5	Terceros	Actos de vandalismo, choque de vehículos sobre postes, cometas de niños
		6	Otras causa	Fallas fugaces, no determinadas, no clasificadas



**REGISTRO DE INTERRUPCIONES
SISTEMA ELECTRICO CORACORA I y II ETAPA**

**MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE PARINACOCAS
Supervision LT 60 KV Puquio-Coracora y PSE Coracora**

**PERIODO 2009
CIRCUITO 02**

MES	FECHA INICIO DE INTERRUPCION		FECHA FIN DE INTERRUPCION		DURACION DE INTERRUPCION (horas)	SECTOR	SECTORES AFECTADOS (TP)	CAUSA DE INTERRUPCION			CAMBIOS DE DISTANCIAS AFECTADOS	MC general (horas)	XC: horas Penetración de humedad	MC general (horas)	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS
	di/hora:min	hora	di/hora:min	hora				PROGRAMADO (1) / PORZADA (2)	PROGRAMADO (2) / MC	PORESAS TIPO DE FALLAS (1 - 5 / 3 / 4 / 5 / 6)					
Enero	03/01/2009	18:00	03/01/2009	19:05	3,1	Derv. Calera	TOTAL	2		1	154	0,0226	1	0,0702	Localidades afectadas: Huacachipa, Salla Salla y Calera
	04/01/2009	15:20	04/01/2009	20:30	5,17	Derv. Calera	TOTAL	2		1	154	0,0226	1	0,1171	Localidades afectadas: Huacachipa, Salla Salla y Calera
	21/01/2009	14:00	22/01/2009	06:00	18	Derv. Marañ	PARCIAL	2		1	42	0,0962	1	0,0968	Localidades afectadas: Marañ y Rauripa
Febrero	04/02/2009	18:40	05/02/2009	05:30	13,17	Derv. Pullo	PARCIAL	2		1	294	0,0432	1	0,5694	Localidades afectadas: Acoo, Pullo. Se realizo cambio de fusible colapsado (fase "B")
	04/02/2009	18:20	05/02/2009	08:40	16,34	Derv. Chacaray	TOTAL	2		1	331	0,0487	1	0,7954	Localidades afectadas: Collahuacho, Lacya, Chaicha, Huayllascha, San Antonio y Chacaray
	05/02/2009	18:30	02/02/2009	13:58	19,48	Derv. Calera	TOTAL	2		1	154	0,0226	1	0,4407	Localidades afectadas: Huacachipa, Salla Salla y Calera. Se cambio pararrayo colapsado en SE SallaS
	08/02/2009	12:18	09/02/2009	12:53	0,58	Croubo 02	TOTAL	1	MC		3074	0,4521	1	0,2532	Cambio de aislador colapsado en fase "B" (E-125). Localidades afectadas todas de circuito 02
	08/02/2009	13:30	08/02/2009	13:55	0,42	Derv. Tarco	TOTAL	1	MC		148	0,0218	0	0,0000	Cambio de aislador colapsado en (E-31). Localidad afectada: Tarco. H. Programada: 13:30 a 14:00
	10/02/2009	10:25	10/02/2009	16:00	4,88	Derv. Yurachusaí	TOTAL	2		1	80	0,0118	1	0,0539	Cambio de pararrayo colapsado en SE de distribución de Yurachusaí. Local. Afectada: Yurachusaí
	11/02/2009	15:15	11/02/2009	17:40	2,42	Derv. Collón	TOTAL	2		1	69	0,0131	1	0,0317	Cambio de fusible colapsado. Localidad afectada: Collón
	12/02/2009	14:40	12/02/2009	17:50	3,17	Derv. Calera	TOTAL	2		1	154	0,0226	1	0,0718	Cambio de fusible colapsado. Localidades afectadas: Huacachipa, Salla Salla y Calera
	13/02/2009	14:20	13/02/2009	18:10	3,83	Derv. Tarco	TOTAL	2		1	148	0,0218	1	0,0834	Cambio de fusible colapsado. Localidad afectada: Tarco
Marzo	04/03/2009	15:40	04/03/2009	18:20	1,83	Derv. Untuco	TOTAL	2		1	34	0,0050	1	0,0067	Falla transitoria fase a tierra, se realizo cambio de fusible. Local. Afectada: Untuco
	04/03/2009	15:40	04/03/2009	18:30	2,84	Derv. Tarco	TOTAL	2		1	148	0,0218	1	0,0818	Falla transitoria fase a tierra, se realizo cambio de fusible. Local. Afectada: Tarco
	04/03/2009	16:00	05/03/2009	08:20	16,33	Derv. Chacaray	TOTAL	2		1	331	0,0487	1	0,7948	Falla transitoria entre fases, se realizo cambio de fusibles. Local. Afectada: Collahuacho, Lacya, Chaicha, Huayllascha, San Antonio y Chacaray
	05/03/2009	16:15	06/03/2009	09:20	17,04	Derv. Ocoosuyo	TOTAL	2		1	154	0,0226	1	0,3659	Falla transitoria fase a tierra, se realizo cambio de fusible. Local. Afectada: Sacara y Ocoosuyo
	06/03/2009	16:00	07/03/2009	06:25	14,4	Derv. Bellavista	TOTAL	2		1	68	0,0100	1	0,1440	Falla transitoria fase a tierra, se realizo cambi de fusible. Local. Afectadas: Atococha y Bellavista
08/03/2009	18:10	09/03/2009	10:00	17,85	Derv. Ocoosuyo	TOTAL	2		1	154	0,0226	1	0,4043	Falla transitoria fase a tierra, se realizo cambio de fusible. Local. Afectada: Sacara y Ocoosuyo	

TOTAL ACUMULADO	188,01			
------------------------	---------------	--	--	--

PROGRAMADO (1)	CAUSA DE INTERRUPCIONES	CODIGO	TIPO	DESCRIPCION
PROGRAMADO (1)		1	fenómenos Naturales	Descarga atmosférica, nevadas, granizadas, viento
		2	Condiciones Ambientales	Contaminación, corrosión, incendio, humedad, caída de árboles sobre redes
		3	Propias de la Red	Conductores, retenidas, aisladores, estructuras y equipos
PORZADA (2)		4	Error humano	Error de operación, incumplimiento de procedimientos, falso sincronismo
		5	Terceros	Actos de vandalismo, choques de vehículos sobre postes, cometas de niños
		6	Otras causas	Fallas fugaces, no determinadas, no clasificadas



**REGISTRO DE INTERRUPCIONES
SISTEMA ELECTRICO CORACORA I y II ETAPA**

MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE PARMACONCHA
Superedecor LT 90 KV Pueblo-Coracora y PSE Coracora

PERIODO 2009
CIRCUITO 03

MES	PERIODO INICIO DE INTERRUPCION		PERIODO FIN DE INTERRUPCION		DURACION DE INTERRUPCION (horas)	SECTOR	SECTOR AFECTADO (C/P)	TIPO DE INTERRUPCION	CAUSA DE INTERRUPCION		CANTIDAD DE UNIDADES AFECTADAS	MCC general (horas)	MCC general (horas)	MCC general (horas)	DESCRIPCIONES Y/O COMENTARIOS
	Fecha inicio	hora inicio	Fecha fin	hora fin					PROGRAMADO (P) / FORZADA (F)	PROGRAMADO (P) / FORZADA (F)					
Enero	29/01/2009	10:35	29/01/2009	11:24	0,8	Circuito 3	TOTAL	1	MC	6	621	0,1207	1	0,2968	Mejoramiento de distancia de seguridad en RP y RS de Localidad de Lomaspala
	29/01/2009	18:00	30/01/2009	11:24	19,4	Circuito 3	PARCIAL	2		1	48	0,0071	1	0,1369	Localidades afectadas: Pueblo Nuevo y Para
Febrero	23/02/2009	18:30	24/02/2009	11:10	17,66	Circuito 3	PARCIAL	2		1	207	0,0304	1	0,5378	Cambio de fusible colapsado. Localidad afectada: Chacalampa
Marzo	06/03/2009	19:55	06/03/2009	18:45	2,85	Circuito 3	PARCIAL	2		1	86	0,0128	1	0,0380	Falla transitoria, fase a tierra; se realizo cambio de fusible fase "R". Local. Afectada Sancoes (Parcial)
TOTAL ACUMULADO					46,71										

CAUSA DE INTERRUPCIONES		TIPO DE FALLAS O TIPOLOGIA DE FALLAS		
PROGRAMADO (1)	MP: Mantenimiento preventivo	CODIGO	TIPO	DESCRIPCION
	DA: Otras aplicaciones: pruebas de instalaciones, actualizaciones de planos, nuevas instalaciones, etc.	2	Condiciones Ambientales	Contaminación, corrosión, incendio, humedad, caída de árboles sobre redes
		3	Problemas de la Red	Conductores, retanadas, alfileros, estructuras y equipos
FORZADA (2)	FP: Falla propia	4	Error humano	Error de operación, incumplimiento de procedimientos, falso sincronismo
	FE: Falla externa	5	Terceros	Actos de vandalismo, choque de vehículos sobre postes, cometas de niños
		6	Otras causas	Fallas fugaces, no determinadas, no clasificadas

Unidad de PSE Consum. Total	Cantidad de interrupciones de servicio (ITS)	Horas de interrupción (ITS)	Cantidad de usuarios de servicio (ITS)	Horas de interrupción (ITS)	MCC Parcial	MCC Final
U.P. Coracora	06	46	160	64	1.0406	2.1871
Sco. Coracora	1	0	0	0	0,0000	0,3990

Cantidad de usuarios 6800

PERIODO 2006

MES	FECHA INICIO DE INTERRUPCION		FECHA FIN DE INTERRUPCION		DURACION DE INTERRUPCION (horas)	SECTOR	SECTOR AFECTADO (TIP)	TIPO DE INTERRUPCION		CAUSA DE INTERRUPCION			CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	NIC parcial (horas)	FC factor: Ponderación de duración	DIC parcial (horas)	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS
	dd/mm/aa	hh:mm	dd/mm/aa	hh:mm				PROGRAMADO (1) / FORZADA (2)	PROGRAMADO (NP / MC)	FORZADA TIPO DE FALLAS (1/2/3/4/5/6)							
Enero	08/01/2006	20:45	09/01/2006	21:10	0,42	Todo el PSE	TOTAL	2			6	333	1,0000	1	0,4200	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:10. Duración: 03:10 horas. Interrupción por falla en Grupo Térmico	
Febrero																Horario de Suministro: de 18:00 a 21:10. Duración: 03:10 horas. Sin interrupciones	
Marzo	14/03/2006	22:48	14/03/2006	21:10	0,4	Todo el PSE	TOTAL	2			8	333	1,0000	1	0,4000	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:10. Duración: 03:10 horas. Interrupción por falla en Grupo Térmico	
	15/03/2006	18:45	15/03/2006	21:10	2,42	Todo el PSE	TOTAL	2			6	333	1,0000	1	2,4200	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:10. Duración: 03:10 horas. Interrupción por falla en Grupo Térmico	
	16/03/2006	18:00	16/03/2006	21:10	3,17	Todo el PSE	TOTAL	2			6	333	1,0000	1	3,1700	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:10. Duración: 03:10 horas. Interrupción por falla en Grupo Térmico	
	17/03/2006	18:00	17/03/2006	21:10	3,17	Todo el PSE	TOTAL	2			6	333	1,0000	1	3,1700	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:10. Duración: 03:10 horas. Interrupción por falla en Grupo Térmico	
	18/03/2006	18:38	18/03/2006	21:10	2,53	Todo el PSE	TOTAL	2			8	333	1,0000	1	2,5300	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:10. Duración: 03:10 horas. Interrupción por falla en Grupo Térmico	
	24/03/2006	18:00	24/03/2006	21:10	3,17	Todo el PSE	TOTAL	2			6	333	1,0000	1	3,1700	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:10. Duración: 03:10 horas. Interrupción por falla en Grupo Térmico	
	25/03/2006	18:00	25/03/2006	21:10	3,17	Todo el PSE	TOTAL	2			6	333	1,0000	1	3,1700	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:10. Duración: 03:10 horas. Interrupción por falla en Grupo Térmico	
26/03/2006	18:00	26/03/2006	21:10	3,17	Todo el PSE	TOTAL	2			6	333	1,0000	1	3,1700	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:10. Duración: 03:10 horas. Interrupción por falla en Grupo Térmico		
Abril	21/04/2006	21:10	21/04/2006	21:45	0,58	Todo el PSE	TOTAL	2			6	333	1,0000	1	0,5800	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:45. Duración: 03:45 horas. Interrupción por falla en Grupo Térmico	
Mayo																Horario de Suministro: de 18:00 a 21:45. Duración: 03:45 horas. Sin interrupciones	
Junio	05/06/2006	21:40	03/06/2006	21:45	0,08	Todo el PSE	TOTAL	2			6	333	1,0000	1	0,0800	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:45. Duración: 03:45 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
	15/06/2006	21:30	15/06/2006	21:45	0,26	Todo el PSE	TOTAL	2			6	333	1,0000	1	0,2600	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:45. Duración: 03:45 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
	22/06/2006	21:30	22/06/2006	21:45	0,26	Todo el PSE	TOTAL	2			6	333	1,0000	1	0,2600	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:45. Duración: 03:45 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
Julio	13/07/2006	21:20	13/07/2006	21:30	0,17	Todo el PSE	TOTAL	2			6	333	1,0000	1	0,1700	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
	15/07/2006	21:16	15/07/2006	21:30	0,26	Todo el PSE	TOTAL	2			6	333	1,0000	1	0,2600	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
	24/07/2006	21:28	24/07/2006	21:30	0,08	Todo el PSE	TOTAL	2			6	333	1,0000	1	0,0800	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
	29/07/2006	21:16	29/07/2006	21:30	0,25	Todo el PSE	TOTAL	2			6	333	1,0000	1	0,2500	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
Agosto	19/08/2006	21:05	19/08/2006	21:20	0,25	Todo el PSE	TOTAL	2			6	333	1,0000	1	0,2500	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:20. Duración: 03:20 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
	30/08/2006	21:16	30/08/2006	21:20	0,08	Todo el PSE	TOTAL	2			6	333	1,0000	1	0,0800	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:20. Duración: 03:20 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
Septiembre															Horario de Suministro: de 18:00 a 21:20. Duración: 03:20 horas. Sin interrupciones		
Octubre	09/10/2006	21:20	09/10/2006	21:30	1,67	Todo el PSE	TOTAL	2			6	333	1,0000	1	1,6700	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
	11/10/2006	21:20	11/10/2006	21:30	1,67	Todo el PSE	TOTAL	2			6	333	1,0000	1	1,6700	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
Noviembre	02/11/2006	21:20	02/11/2006	21:30	1,67	Todo el PSE	TOTAL	2			6	333	1,0000	1	1,6700	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
	09/11/2006	21:20	09/11/2006	21:30	1,67	Todo el PSE	TOTAL	2			6	333	1,0000	1	1,6700	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
10/11/2006	21:20	10/11/2006	21:30	1,67	Todo el PSE	TOTAL	2			6	333	1,0000	1	1,6700	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico		
Diciembre																Horario de Suministro: de 18:00 a 21:50. Duración: 03:50 horas. Sin interrupciones	
TOTAL ACUMULADO					32,21												

CAUSA DE INTERRUPCIONES
TIPO DE FALLAS O TIPIFICACION DE FALLAS

PROGRAMADO (1)	MP: Mantenimiento preventivo MC: Mantenimiento correctivo OA: Otras aplicaciones: pruebas de instalaciones, actualizaciones de planos, nuevas instalaciones, etc.	CÓDIGO	TIPO	DESCRIPCION			
					1	Fenómenos Naturales	Descarga atmosférica, nevadas, granizadas, sismo
		2	Condiciones Ambientales	Contaminación, corrosión, incendio, humedad, caída de árboles sobre redes			
		3	Propias de la Red	Conductores, retenidas, aisladores, estructuras y equipos			
FORZADA (2)	FP: Falta propia FE: Falta externa	CÓDIGO	TIPO	DESCRIPCION			
					4	Error humano	Error de operación, incumplimiento de procedimientos, falso sincronismo
					5	Terceros	Actos de vandalismo, choques de vehículos sobre postes, cometas de niños
		6	Otras causa	Fallas fugaces, no determinadas, no clasificadas			

Cantidad de usuarios

333

Datos ST PSE Coracora Total	Cantidad de usuarios ST sin servicio (BTS)	Tiempo sin Interr. (BTS)	NIC Parcial	DIC Parcial
1er Semestre	30	48	0,0901	4,3243
2do Semestre	30	42	0,0901	3,7838

PERIODO 2007

MES	FECHA INICIO DE INTERRUPCIÓN		FECHA FIN DE INTERRUPCIÓN		DURACION DE INTERRUPCIÓN (horas)	CAUSAS	SECTOR Afectado (PSE)	TIPO DE INTERRUPCIÓN	CAUSA DE INTERRUPCIÓN			CANTIDAD DE USUARIOS Afectados	MCH (horas)	MCH (horas)	MCH (horas)	DESCRIPCIÓN DE LOS HECHOS
	Administración	Usuario	Administración	Usuario					PROGRAMACIÓN (MP / MC)	POSICIONES TIPO DE FALLAS (1 - 3 / 4 / 5 / 6)	MCH (horas)					
Enero	05/01/2007	20:35	05/01/2007	21:00	0,42	Todo el PSE	TOTAL	2		6	330	1,0000	1	0,4200	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:00. Duración: 03:00 horas. Interrupción por falta en Grupo Térmico	
Febrero															Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Sin interrupciones	
Marzo															Horario de Suministro: de 18:00 a 21:20. Duración: 03:20 horas. Sin interrupciones	
Abril															Horario de Suministro: de 18:00 a 21:20. Duración: 03:20 horas. Sin interrupciones	
Mayo	18/05/2007	21:10	18/05/2007	21:20	0,17	Todo el PSE	TOTAL	2		6	333	1,0000	1	0,1700	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:20. Duración: 03:20 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
	08/06/2007	21:20	08/06/2007	21:30	0,17	Todo el PSE	TOTAL	2		6	333	1,0000	1	0,1700	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
Junio	24/06/2007	21:20	24/06/2007	21:30	0,17	Todo el PSE	TOTAL	2		6	333	1,0000	1	0,1700	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
	25/06/2007	21:20	25/06/2007	21:30	0,17	Todo el PSE	TOTAL	2		6	333	1,0000	1	0,1700	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
Julio															Horario de Suministro: de 18:00 a 21:20. Duración: 03:20 horas. Sin interrupciones	
Agosto															Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Sin interrupciones	
Septiembre															Horario de Suministro: de 18:00 a 21:50. Duración: 03:50 horas. Sin interrupciones	
Octubre	01/10/2007	20:50	01/10/2007	21:50	1	Todo el PSE	TOTAL	2		6	333	1,0000	1	1,0000	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:50. Duración: 03:50 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
	02/10/2007	20:50	02/10/2007	21:50	1	Todo el PSE	TOTAL	2		6	333	1,0000	1	1,0000	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:50. Duración: 03:50 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
	03/10/2007	20:50	03/10/2007	21:50	1	Todo el PSE	TOTAL	2		6	333	1,0000	1	1,0000	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:50. Duración: 03:50 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
	04/10/2007	20:50	04/10/2007	21:50	1	Todo el PSE	TOTAL	2		6	333	1,0000	1	1,0000	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:50. Duración: 03:50 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
	06/10/2007	20:50	06/10/2007	21:50	1	Todo el PSE	TOTAL	2		6	333	1,0000	1	1,0000	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:50. Duración: 03:50 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
	07/10/2007	20:50	07/10/2007	21:50	1	Todo el PSE	TOTAL	2		6	333	1,0000	1	1,0000	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:50. Duración: 03:50 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
Noviembre	07/11/2007	20:50	07/11/2007	21:20	0,5	Todo el PSE	TOTAL	2		6	333	1,0000	1	0,5000	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:20. Duración: 03:20 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
	08/11/2007	20:50	08/11/2007	21:20	0,5	Todo el PSE	TOTAL	2		6	333	1,0000	1	0,5000	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:20. Duración: 03:20 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
	09/11/2007	20:50	09/11/2007	21:20	0,5	Todo el PSE	TOTAL	2		6	333	1,0000	1	0,5000	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:20. Duración: 03:20 horas. Interrupción por falta de combustible para Grupo Térmico	
Diciembre	28/12/2007	19:30	28/12/2007	21:00	1,5	Todo el PSE	TOTAL	2		6	333	1,0000	1	1,5000	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:20. Duración: 03:20 horas. Falta en Grupo Térmico	

TOTAL ACUMULADO					16,7										
------------------------	--	--	--	--	-------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

PROGRAMADO (1)	CAUSA DE INTERRUPCIÓN	CORREO	TIPO DE FALLAS O TIPO DE FALLAS		DESCRIPCIÓN
			TIPO	DESCRIPCIÓN	
PROGRAMADO (1)	MP: Mantenimiento preventivo	1	Fenómenos Naturales	Descarga atmosférica, nevadas, granizadas, alamo	
	MC: Mantenimiento correctivo		Condiciones Ambientales	Contaminación, corrosión, incendio, humedad, caída de árboles sobre redes	
	OA: Otras aplicaciones: pruebas de tratadoras, actualizaciones de planos, nuevas tratadoras, etc.		Propias de la Red	Conductores, retenidas, aisladores, estructuras y equipos	
FORZADA (2)	FP: Falta propia	4	Error humano	Error de operación, incumplimiento de procedimientos, falso sincronismo	
	FE: Falta externa		Terceros	Actos de vandalismo, choque de vehículos sobre postes, cometas de niños	
			Otras causas	Fallas fugaces, no documentadas, no clasificadas	

Cantidad de usuarios 333

Fecha del PSE, Correción Total	Cantidad de usuarios del PSE	Tiempo de entrega (min)	MCH (horas)	MCH (horas)
1er Semestre	24	36	0,0721	2,5948
2do Semestre	24	30	0,0721	2,1622



PERIODO 2008

REGISTRO DE INTERRUPCIONES
PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO QUICACHA

MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE PARIACACHAS
Supervisión MCH y PSE Quicacha

MES	FECHA DE LA INTERRUPCIÓN		FECHA DEL RESTAURACIÓN		DURACION DE INTERRUPCIÓN (horas)	SECTOR	TIPO DE INTERRUPCIÓN	CAUSA DE INTERRUPCIÓN		CANTIDAD DE CLIENTES AFECTADOS	MCH (horas)	E. T. (horas)	MCH (horas)	DESCRIPCIÓN DE LA INTERRUPCIÓN
	Inicio	Fin	Inicio	Fin				PROGRAMADO (1)	FORZADA (2)					
Enero	08/01/2008	20:50	08/01/2008	21:00	0,17	Todo el PSE	TOTAL	2	2	333	1,0000	1	0,1700	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:00. Duración: 03:00 horas. Interrupción por caída de arbol sobre redes
	22/01/2008	20:50	22/01/2008	21:00	0,17	Todo el PSE	TOTAL	2	6	333	1,0000	1	0,1700	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:00. Duración: 03:00 horas. Interrupción por falla en Grupo Térmico
Febrero														Horario de Suministro: de 18:00 a 20:50. Duración: 02:50 horas. Sin Interrupciones
Marzo	01/03/2008	20:50	01/03/2008	21:20	0,5	Todo el PSE	TOTAL	2	6	333	1,0000	1	0,5000	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:20. Duración: 03:20 horas. Interrupción por falla en Grupo Térmico
	09/03/2008	20:50	09/03/2008	21:20	0,5	Todo el PSE	TOTAL	2	6	333	1,0000	1	0,5000	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:20. Duración: 03:20 horas. Interrupción por falla en Grupo Térmico
Abril														Horario de Suministro: de 18:00 a 21:20. Duración: 03:20 horas. Sin Interrupciones
Mayo														Horario de Suministro: de 18:00 a 21:20. Duración: 03:20 horas. Sin Interrupciones
Junio														Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Sin Interrupciones
Julio														Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Sin Interrupciones
Agosto	08/08/2008	18:00	08/08/2008	21:30	3,5	Todo el PSE	TOTAL	2	6	333	1,0000	1	3,5000	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Interrupción por falla en Grupo Térmico
	09/08/2008	18:00	09/08/2008	21:30	3,5	Todo el PSE	TOTAL	2	6	333	1,0000	1	3,5000	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Interrupción por falla en Grupo Térmico
	10/08/2008	18:00	10/08/2008	21:30	3,5	Todo el PSE	TOTAL	2	6	333	1,0000	1	3,5000	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Interrupción por falla en Grupo Térmico
	11/08/2008	18:00	11/08/2008	21:30	3,5	Todo el PSE	TOTAL	2	6	333	1,0000	1	3,5000	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Interrupción por falla en Grupo Térmico
	12/08/2008	18:00	12/08/2008	21:30	3,5	Todo el PSE	TOTAL	2	6	333	1,0000	1	3,5000	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Interrupción por falla en Grupo Térmico
Septiembre														Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Sin Interrupciones
Octubre														Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Sin Interrupciones
Noviembre	17/11/2008	18:00	17/11/2008	21:30	3,5	Todo el PSE	TOTAL	2	6	333	1,0000	1	3,5000	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Interrupción por falla en Grupo Térmico
Diciembre														Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Falta en Grupo Térmico
TOTAL ACUMULADO					22,34									

PROGRAMADO (1)	CAUSA DE INTERRUPCIÓN	CÓDIGO	TIPO	DESCRIPCIÓN
				DESCRIPCIÓN
PROGRAMADO (1)	MP: Mantenimiento preventivo	1	Fenómenos Naturales	Desarrega atmosférica, nevadas, granizadas, etamo
	MC: Mantenimiento correctivo		Condiciones Ambientales	Contaminación, corrosión, incendio, humedad, caída de arboles sobre redes
	OA: Otras aplicaciones: pruebas de instalaciones, actualizaciones de planos, nuevas instalaciones, etc.		Propias de la Red	Conductores, relámpagos, aisladores, estructuras y equipos
FORZADA (2)	FP: Falta propia	4	Error humano	Error de operación, incumplimiento de procedimientos, falso sincronismo
	FE: Falta externa	5	Terceros	Actos de vandalismo, choque de vehículos sobre postes, cometas de niños
		6	Otras causas	Fallas fugaces, no determinadas, no clasificadas

Cantidad de usuarios 333

Cantidad de usuarios	Cantidad de interrupciones	Horario de Suministro	MCH (horas)	MCH (horas)
333	18	30	0,0541	1,6216
333	18	24	0,0541	1,2973

PERIODO 2008

MES	FECHA INICIO DE INTERRUPCIÓN		FECHA FIN DE INTERRUPCIÓN		DURACION DE INTERRUPCIÓN (horas)	SECTOR	SECTOR AFECTADO (E/P)	TIPO DE INTERRUPCIÓN	CAUSA DE INTERRUPCIÓN			CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	MCH paradas (horas)	K: factor Potenciación de interrupción	DEC paradas (horas)	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS
	dd/mm/aaaa	hora	dd/mm/aaaa	hora					PROGRAMADO (1) FORZADA (2)	PROGRAMADO (MP/MC)	FORZADA TIPO DE FALLAS (1: 2: 3: 4: 5: 6)					
Enero																Horario de Suministro: de 18:00 a 21:30. Duración: 03:30 horas. Sin interrupciones
Febrero	17/02/2008	18:00	17/02/2008	21:20	3,33	Todo el PSE	TOTAL	2		6	333	1,0000	1	3,3300	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:20. Duración: 03:20 horas. Interrupción por falla en Grupo Térmico	
Marzo	25/03/2008	18:00	25/03/2008	21:20	3,33	Todo el PSE	TOTAL	2		6	333	1,0000	1	3,3300	Horario de Suministro: de 18:00 a 21:20. Duración: 03:20 horas. Interrupción por falla en Grupo Térmico	
Abril																
Mayo																
Junio																
Julio																
Agosto																
Septiembre																
Octubre																
Noviembre																
Diciembre																
TOTAL ACUMULADO					5,88											

CAUSA DE INTERRUPCIONES		TIPO DE FALLAS O TIPIFICACION DE FALLAS		
		CODIGO	TIPO	DESCRIPCION
PROGRAMADO (1)	MP: Mantenimiento preventivo			
	MC: Mantenimiento correctivo	1	Fenómenos Naturales	Descarga atmosférica, nevadas, granizadas, sismo
	MA: Otras aplicaciones: pruebas de instalaciones, actualizaciones de planos, nuevas instalaciones, etc.	2	Condiciones Ambientales	Contaminación, oscilación, incendio, humedad, caída de arboles sobre redes
FORZADA (2)		3	Problemas de la Red	Conductores, retenidas, aisladores, estructuras y equipos
	FP: Falla propia	4	Error humano	Error de operación, incumplimiento de procedimientos, falso sincronismo
	FE: Falla externa	5	Terceros	Actos de vandalismo, choque de vehículos sobre postes, cometas de niños
		6	Otras causas	Fallas fugaces, no determinadas, no clasificadas

Cantidad de usuarios 333

	PROGRAMADO (1)	FORZADA (2)	K	DEC
1er Semestre	24	24	0,0721	1,7267
2do Semestre	0	0	0,0000	0,0000



**REGISTRO DE INTERRUPCIONES
PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO CANGALLO III ETAPA**

**MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE PARIACOCCHAS
Supervisión PSE Cangallo Sector Asquipata**

**PERIODO 2007
SECTOR ASQUIPATA**

MES	FECHA INICIO DE INTERRUPCIÓN		FECHA FIN DE INTERRUPCIÓN		DURACION DE INTERRUPCIÓN (horas)	SECTOR	SECTOR AFECTADO (T/P)	TIPO DE INTERRUPCIÓN	CAUSA DE INTERRUPCIÓN			CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	NIC parcial (horas)	FC: Horas Paralizadas de duración	DIC parcial (horas)	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS
	Inicio	Fin	Inicio	Fin					PROGRAMADO (1) / FORZADA (2)	PROGRAMADO (OP. MEC)	FORZADA TIPO DE FALLAS (1 / 2 / 3 / 4 / 5 / 6)					
Enero	05/01/2007	17:12	05/01/2007	19:03	1,86	Todo el PSE	TOTAL	2		1	0	0,0000	0	0,0000	Descargas atmosféricas, salida de servicio en líneas de alimentador	
Febrero	22/02/2007	18:51	22/02/2007	18:35	1,73	Todo el PSE	TOTAL	2		1	0	0,0000	0	0,0000	Descargas atmosféricas, salida de servicio en líneas de alimentador	
Marzo	30/03/2007	14:58	30/03/2007	18:12	3,23	Todo el PSE	TOTAL	2		1	120	1,0000	1	3,2300	Descargas atmosféricas, salida de servicio en seccionamiento de derivación	
Abril	04/04/2007	18:25	04/04/2007	19:15	3,83	Todo el PSE	TOTAL	2		1	120	1,0000	1	3,8300	Descargas atmosféricas, salida de servicio en seccionamiento de derivación	
Mayo																
Junio																
Julio																
Agosto																
Septiembre																
Octubre	28/10/2007	17:25	28/10/2007	18:46	1,33	Todo el PSE	TOTAL	2		1	0	0,0000	0	0,0000	Descargas atmosféricas, salida de servicio en líneas de alimentador	
	30/10/2007	18:20	30/10/2007	18:20	2,17	Todo el PSE	TOTAL	2		1	120	1,0000	1	2,1700	Descargas atmosféricas, salida de servicio en seccionamiento de derivación	
Noviembre	28/11/2007	17:10	28/11/2007	18:00	1,83	Todo el PSE	TOTAL	2		1	0	0,0000	0	0,0000	Descargas atmosféricas, salida de servicio en líneas de alimentador	
Diciembre	20/12/2007	18:21	20/12/2007	18:30	3,15	Todo el PSE	TOTAL	2		1	120	1,0000	1	3,1500	Descargas atmosféricas, salida de servicio en seccionamiento de derivación	
TOTAL ACUMULADO					19,12											

CAUSA DE INTERRUPCIONES		TIPO DE FALLAS O TIFICACION DE FALLAS		
PROGRAMADO (1)	DESCRIPCION	CODIGO	TIPO	DESCRIPCION
MP: Mantenimiento preventivo				
MC: Mantenimiento correctivo		1	Fenómenos Naturales	Descarga atmosférica, nevadas, granizadas, viento
O: Otras aplicaciones: pruebas de instalaciones, actualizaciones de planos, nuevas instalaciones, etc.		2	Condiciones Ambientales	Contaminación, corrosión, incendio, humedad, caída de árboles sobre redes
		3	Propias de la Red	Conductores, retenidas, aisladores, estructuras y equipos
FORZADA (2)	FP: Falta propia	4	Error humano	Error de operación, incumplimiento de procedimientos, falso alarmamiento
	FE: Falta externa	5	Terceros	Actos de vandalismo, choque de vehículos sobre postes, cometas de niños
		6	Otras causas	Fallas fugaces, no determinadas, no clasificadas

Cantidad de usuarios 120

Días de PSE Operativo (DOP)	Cantidad de usuarios ST sin servicio (ST)	Tiempo de Inerencia (TI)	NIC Parcial	DIC Parcial
1er Semestre	18	30	0,1500	4,5000
2do Semestre	24	24	0,2000	4,8000

PERIODO 2008
SECTOR ASQUIPATA

ITEM	FECHA INICIO DE INTERRUPCION		FECHA FIN DE INTERRUPCION		DURACION DE INTERRUPCION (horas)	SECTOR	SECTOR APECTADO	TIPO DE INTERRUPCION		CAUSA DE INTERRUPCION			CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	NIC (parcial (horas))	N. Sector (ponderación de duración)	DIC (parcial (horas))	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS
	00/mm/aaaa	hh:mm	dd/mm/aaaa	hh:mm				PROGRAMADO (1) / FORZADA (2)	PROGRAMADO (MP / MC)	FORZADAS TIPO DE FALLAS (1 / 2 / 3 / 4 / 5 / 6)							
Enero	16/01/2008	14:35	18/01/2008	18:10	1,58	Todo el PSE	TOTAL	2		1		120	1,000	1	1,680	Descargas atmosféricas, salida de servicio en escombramiento de derivación	
Febrero	08/02/2008	15:25	08/02/2008	18:15	2,83	Todo el PSE	TOTAL	2		1		0	0,000	0	0,000	Descargas atmosféricas, salida de servicio en líneas de alimentador	
Marzo	26/03/2008	16:04	26/03/2008	17:55	2,85	Todo el PSE	TOTAL	2		1		120	1,000	1	2,850	Descargas atmosféricas, salida de servicio en escombramiento de derivación	
Abril																	
Mayo																	
Junio																	
Julio																	
Agosto																	
Septiembre																	
	05/09/2008	16:30	05/10/2008	18:10	1,67	Todo el PSE	TOTAL	2		1		0	0,000	0	0,000	Descargas atmosféricas, salida de servicio en líneas de alimentador	
	11/10/2008	15:45	11/10/2008	17:30	1,76	Todo el PSE	TOTAL	2		1		0	0,000	0	0,000	Descargas atmosféricas, salida de servicio en líneas de alimentador	
Octubre																	
	17/10/2008	16:14	17/10/2008	17:14	1	Todo el PSE	TOTAL	2		1		0	0,000	0	0,000	Descargas atmosféricas, salida de servicio en líneas de alimentador	
	23/10/2008	15:30	23/10/2008	18:30	3	Todo el PSE	TOTAL	2		1		120	1,000	1	3,000	Descargas atmosféricas, salida de servicio en escombramiento de derivación	
	08/11/2008	15:00	08/11/2008	18:30	3,6	Todo el PSE	TOTAL	2		1		0	0,000	0	0,000	Descargas atmosféricas, salida de servicio en líneas de alimentador	
	15/11/2008	16:20	15/11/2008	18:40	2,33	Todo el PSE	TOTAL	2		1		0	0,000	0	0,000	Descargas atmosféricas, salida de servicio en líneas de alimentador	
Noviembre																	
	21/11/2008	7:00	21/11/2008	15:30	8,6	Todo el PSE	TOTAL	1	MP			120	1,000	0,6	4,260	Trabajo de mantenimiento de redes primarias. Hora programada: 07:00 a 15:30 horas	
	25/11/2008	16:30	25/11/2008	20:00	3,6	Todo el PSE	TOTAL	2		1		120	1,000	1	3,600	Descargas atmosféricas, salida de servicio en escombramiento de derivación	
Diciembre																	

TOTAL ACUMULADO 32,81

CAUSA DE INTERRUPCIONES		TIPO DE FALLAS O TIPIFICACION DE FALLAS		
PROGRAMADO (1)	FORZADA (2)	CODIGO	TIPO	DESCRIPCION
MP: Mantenimiento preventivo				
MC: Mantenimiento correctivo		1	Fenómenos Naturales	Descarga atmosférica, nevadas, granizadas, hielo
CA: Otras aplicaciones: pruebas de instalaciones, actualizaciones de planos, nuevas instalaciones, etc.		2	Condiciones Ambientales	Contaminación, corrosión, incendio, humedad, caída de árboles sobre redes
		3	Problemas de la Red	Conductores, retanidas, aisladores, estructuras y equipos
FP: Falla propia		4	Error humano	Error de operación, incumplimiento de procedimientos, falso sincronismo
FE: Falla externa		5	Terceros	Actos de vandalismo, choque de vehículos sobre postes, cometas de niños
		6	Otras causa	Fallas fugosas, no determinadas, no clasificadas

Cantidad de usuarios 120

Datos ST PSE Conexión Total	Cantidad de usuarios ST sin servicio (STs)	Tiempo de Inarr. (STs)	NIC Parcial	DIC Parcial
1er Semestre	12	24	0,1000	2,4000
2do Semestre	12	18	0,1000	1,8000



**REGISTRO DE INTERRUPCIONES
PEQUEÑO SISTEMA ELECTRICO CANGALLO III ETAPA**

**MUNICIPALIDAD PROVINCIAL DE PARIACOGNAS
Supervisión PSE Cangallo Sector Asquipata**

**PERIODO 2009
SECTOR ASQUIPATA**

MES	FECHA INICIO DE INTERRUPCION		FECHA FIN DE INTERRUPCION		SITUACION DE OPERACION (horas)	SECTOR AFECTADO (CTR)	TIPO DE INTERRUPCION	CAUSA DE INTERRUPCION			CANTIDAD DE USUARIOS AFECTADOS	MIC (paradas (sem.))	K: Severo (Pasividad de usuarios)	DIO (paradas (bases))	OBSERVACIONES Y/O COMENTARIOS
	PROGRAMADO	NO PROGRAMADO	PROGRAMADO (MP)	NO PROGRAMADO (MC)				FORZADA (FP)	FORZADA (FE)	OTROS					
Enero	22/01/2009	17:00	23/01/2009	09:00	16	Todo el PSE	TOTAL	2		1	120	1,000	1	18,000	Descargas atmosféricas, salida de servicio en seccionamiento de derivación
Febrero	15/02/2009	17:00	16/02/2009	17:00	5	Todo el PSE	TOTAL	1	MP		0	0,000	0	0,000	Mantenimiento de instalaciones de empresa suministradora (alimentador)
	18/02/2009	18:00	19/02/2009	08:05	14	Todo el PSE	TOTAL	2		1	120	1,000		14,000	Descargas atmosféricas, salida de servicio en seccionamiento de derivación
	23/02/2009	11:00	24/02/2009	12:00	25	Todo el PSE	TOTAL	2		1	120	1,000		25,000	Reparación por caída de conductor entre estructuras de línea primaria.
Marzo															Sin interrupciones
Abril															
Mayo															
Junio															
Julio															
Agosto															
Septiembre															
Octubre															
Noviembre															
Diciembre															
TOTAL ACUMULADO					80										

CAUSA DE INTERRUPCIONES		TIPO DE FALLAS O TIPIFICACION DE FALLAS		
		CODIGO	TIPO	DESCRIPCION
PROGRAMADO (1)	MP: Mantenimiento preventivo	1	Fenómenos Naturales	Descarga atmosférica, nevadas, granizadas, alamo
	MC: Mantenimiento correctivo	2	Condiciones Ambientales	Contaminación, corrosión, incendio, humedad, caída de árboles sobre redes
	OA: Otras aplicaciones: pruebas de instalaciones, actualizaciones de planos, nuevas instalaciones, etc.	3	Propias de la Red	Conductores, retenidas, aisladores, estructuras y equipos
FORZADA (2)	FP: Falla propia	4	Error humano	Error de operación, incumplimiento de procedimientos, falso sincronismo
	FE: Falla externa	5	Terceros	Actos de vandalismo, choques de vehículos sobre postes, comidas de niños
		6	Otras causas	Fallas fugaces, no determinadas, no clasificadas

Cantidad de usuarios 120

1er Semestre	12	24	0,1000	2,4000
2do Semestre	0	0	0,0000	0,0000

ANEXO D

REGISTROS FOTOGRÁFICOS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS RURALES
TOMADOS COMO CASOS DE ESTUDIO



Foto 01: LT en 60 kV del SER Coracora ubicada en zonas agrestes



Foto 02: Subestación del SER, que presenta 03 niveles de tensión, 60, 22,9 y 10 kV

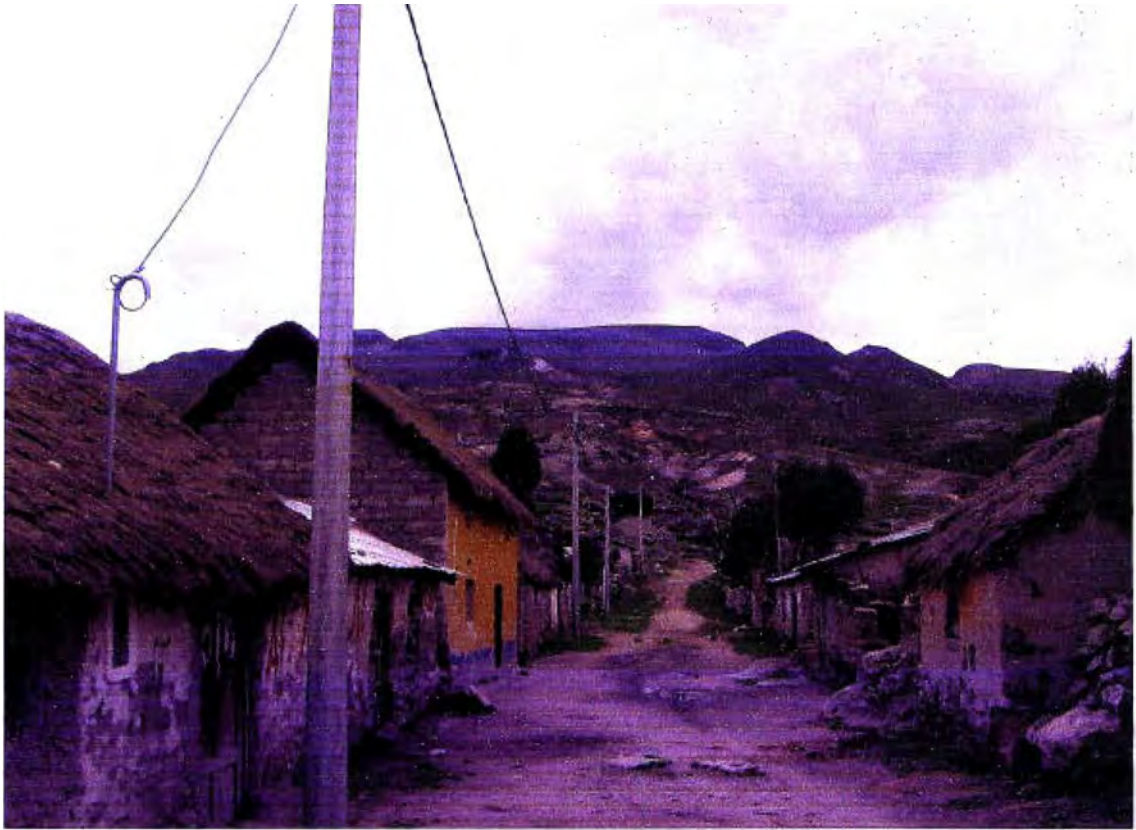


Foto 03: SER Coracora, denominado por el Osinergmin como Rural Concentrado.

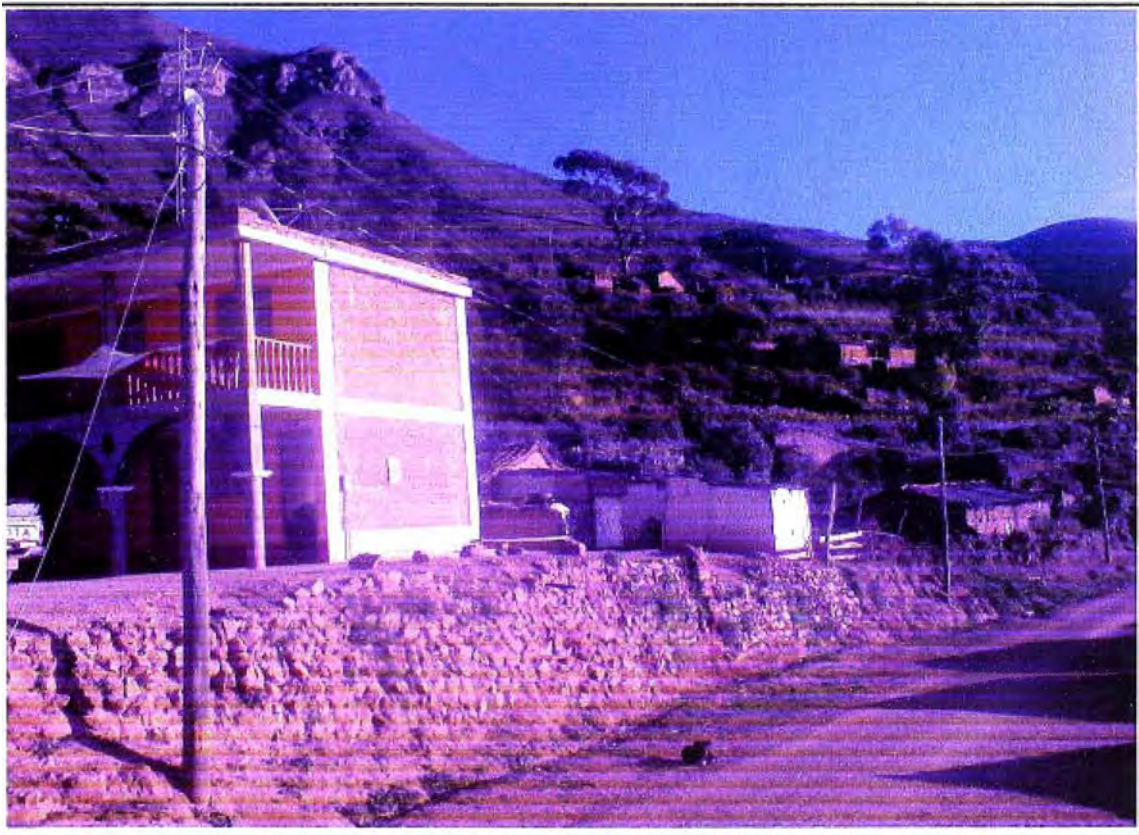


Foto 04: SER Cangallo Sector Asquipata, posee localidades del tipo disperso.



Foto 05: Mini Central del SER Quicacha, que posee alimentación hidroeléctrica y térmica.

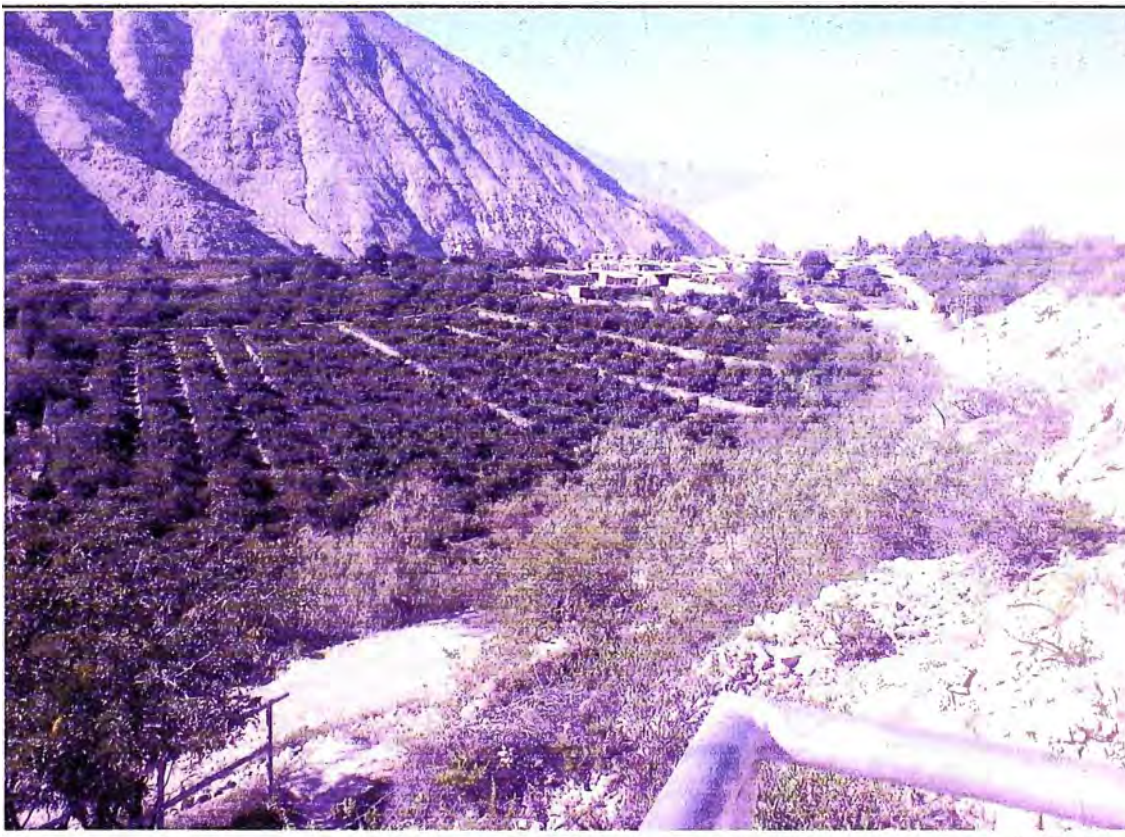


Foto 06: SER Quicacha posee localidades del tipo disperso



Foto 07: SER Coracora, estragos de descargas atmosféricas en línea de transmisión



Foto 08: SER Coracora, línea de fuga de descarga en aisladores de LT

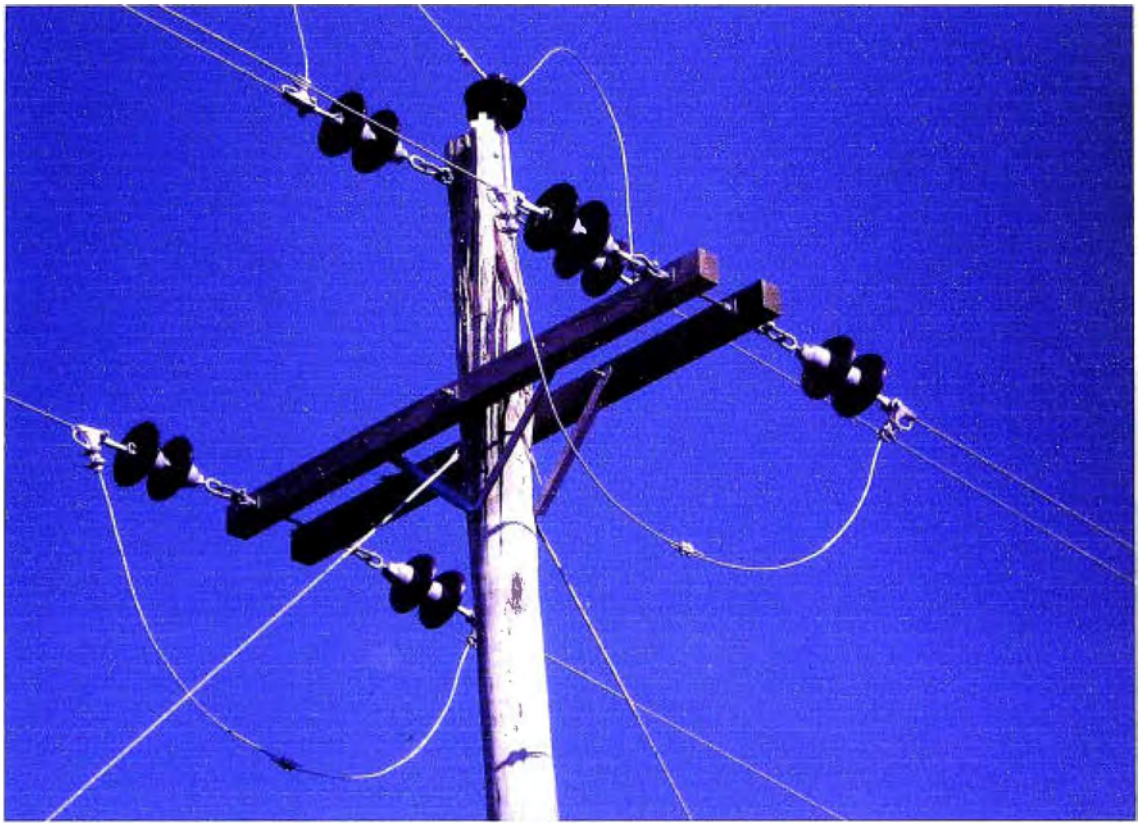


Foto 09: SER Coracora, descargas en postes de líneas primarias que ocasionan la mayor cantidad de interrupciones



Foto 10: SER Coracora, crucetas afectadas por descargas atmosféricas

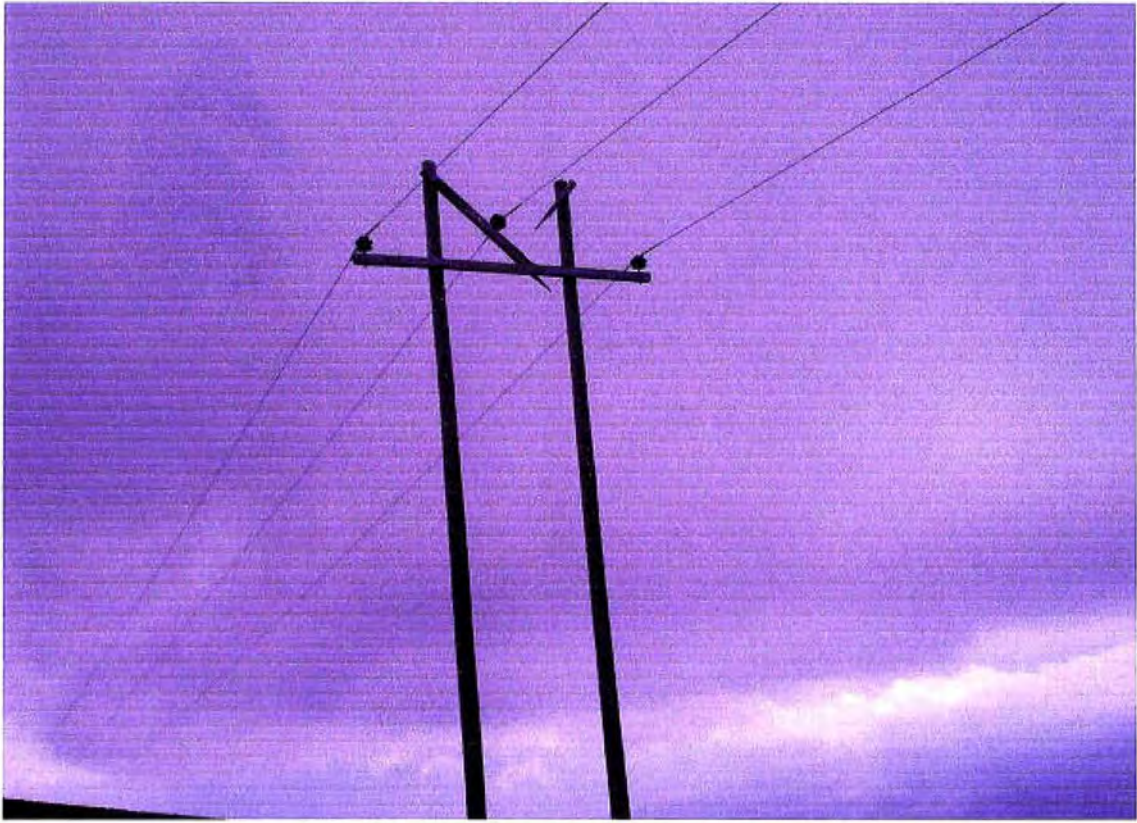


Foto 11: SER Coracora, problemas en estructuras de líneas primarias sin interrupción del servicio



Foto 12: SER Coracora, causal de interrupción en línea primaria

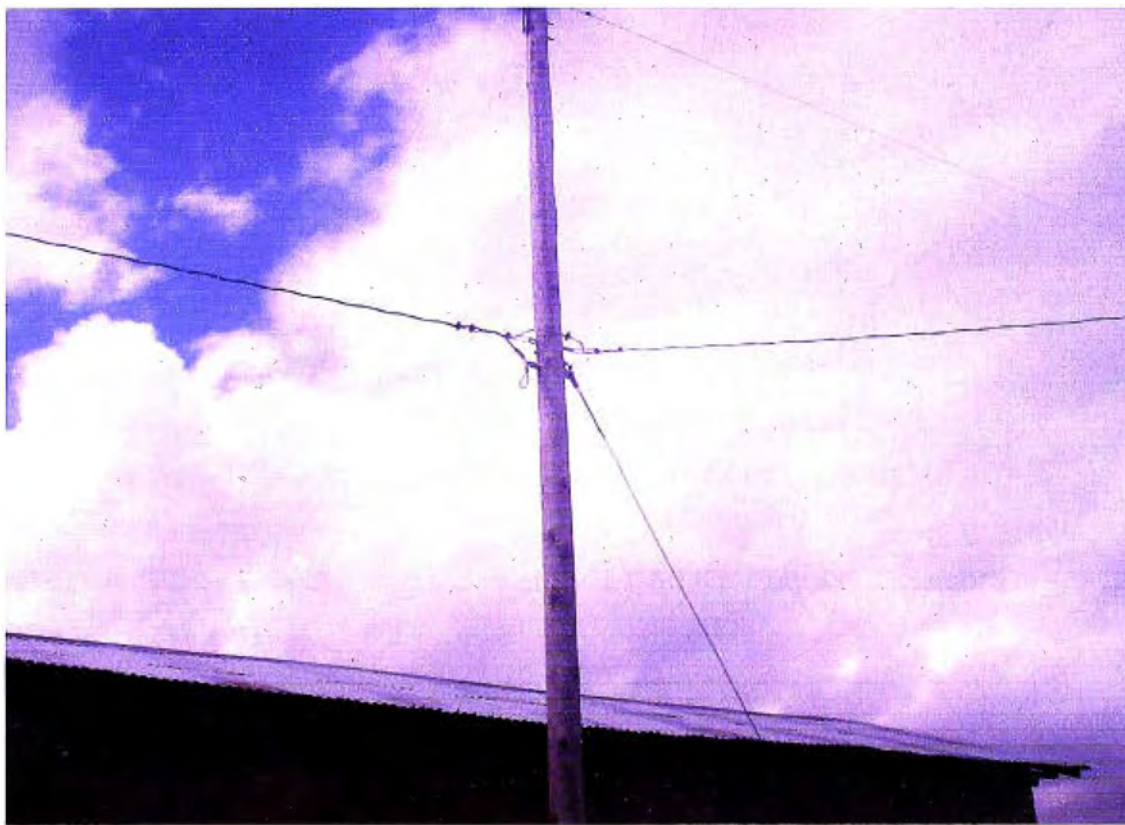


Foto 13: SER Coracora, impactos de descargas también se producen sobre redes primarias



Foto 14: SER Coracora, consecuencias de descargas atmosféricas en baja tensión que incrementa la interrupción en BT

BIBLIOGRAFÍA

1. Congreso de la República, “Ley de Concesiones Eléctricas”
Ministerio de Energía y Minas – Perú, 1993, actualización al 2008
2. Congreso de la República, “Ley General de Electrificación Rural”
Ministerio de Energía y Minas – Perú, 2006
3. Adinelsa, “Ficha Técnica PSE Coracora y LT 60 KV Puquio - Coracora”
Oficina Técnica – Perú, 2006
4. Adinelsa, “Ficha Técnica PSE y MCH Quicacha”
Oficina Técnica – Perú, 2000
5. Adinelsa, “Ficha Técnica PSE Cangallo III Etapa”
Oficina Técnica – Perú, 2001
6. Ministerio de Energía y Minas, “Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales”
Diario Oficial “El Peruano” – Perú, 2008
7. Ministerio de Energía y Minas, “Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos”
Diario Oficial “El Peruano” – Perú, 1997, actualización al 2008
8. Consejo Nacional de Electricidad, “Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución”
CONELEC – Ecuador, 2001
9. Comisión Nacional de Energía, “Calidad de Servicio Eléctrico a nivel de Distribución”
CNE - Chile, 2000
10. Comisión Nacional de Energía Eléctrica, “Metodología para el Control de la Calidad del Servicio Técnico (Interrupciones)”
CNEE - Guatemala, 2001
11. Comisión Nacional de Energía, “Calidad de Servicio Eléctrico”
CNE - Honduras, 2000
12. Nueva Esparta, “Normas de Calidad del Servicio de Electricidad y Sanciones”
SENECA, Venezuela - 2000
13. Autoridad Nacional de los Servicios Público, “Normas de Calidad del Servicio Eléctrico en la República de Panamá”
XI Reunión Anual Iberoamericana de Reguladores de Energía, España - 2007
14. Universidad de Girona, “Interrupción del Servicio de Energía Eléctrica”

España - 2007

15. Adinelsa, "Registro de Tensiones SE Coracora"

Supervisión de la Operación y Mantenimiento – Perú, 2008

16. Adinelsa, "Registro de Interrupciones"

Supervisión de la Operación y Mantenimiento – Perú, 2008

17. Adinelsa, "Diagramas Unifilares"

Supervisión de la Operación y Mantenimiento – Perú, 2008