

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA ACADÉMICA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



**“IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE TELEMEDICIÓN DE
ENERGÍA AL ALIMENTADOR C 12 Y SU INFLUENCIA EN LA
CALIDAD DE SERVICIO A CLIENTES REGULADOS DE LA EMPRESA
ELECTRO UCAYALI S.A.”**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO
EN ENERGÍA**

AUTOR:

Bach. EDINSON HERBERT GUERRA MEZARINO.

NUEVO CHIMBOTE – PERÚ

2015



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL
DE INGENIERÍA EN ENERGÍA

HOJA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR

El presente trabajo titulado **“Implementación del sistema de telemedición de energía al alimentador C-12 y su influencia en la calidad de servicio a clientes regulados de la empresa Electro Ucayali S.A.”**. Elaborado por el Bach. **GUERRA MEZARINO Edinson Herbert**, para optar el título profesional de Ingeniero en Energía, a contado con el asesoramiento de quien deja constancia de su aprobación. Por tal motivo, firmo el presente trabajo en calidad de asesor.

Mg. GUEVARA CHINCHAYAN ROBERT
ASESOR



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL
DE INGENIERÍA EN ENERGÍA

HOJA DE CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR DE TESIS

El presente trabajo titulado **“Implementación del sistema de telemedición de energía al alimentador C-12 y su influencia en la calidad de servicio a clientes regulados de la empresa Electro Ucayali S.A.”**. Elaborado por el Bach. **GUERRA MEZARINO Edinson Herbert**, para optar el título profesional de Ingeniero en Energía, fue revisado y aprobado por el siguiente jurado evaluador de tesis:

Mg. PEDRO PAREDES GONZALES
PRESIDENTE

Mg. ROBERT GUEVARA CHINCHAYAN
INTEGRANTE

MSc. ROBERTO CHUCUYA HUALLPACHOQUE
INTEGRANTE

Ing. CESAR LÓPEZ AGUILAR
ACCESATARIO

ÍNDICE

| | Pág. |
|---|------|
| RESUMEN | i |
| ABSTRACT | ii |
| | |
| CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1.1 Antecedentes | 2 |
| 1.2 Justificación del Problema | 3 |
| 1.3 Lugar e institución donde se realizara el proyecto | 4 |
| 1.4 Formulación del problema | 4 |
| 1.5 Formulación de hipótesis | 4 |
| 1.6 Objetivos | 5 |
| 1.6.1. Objetivo General | 5 |
| 1.6.2. Objetivos específicos | 5 |
| | |
| CAPITULO II: MARCO TEÓRICO | 6 |
| 2.1 Sistema eléctricos de distribución | 7 |
| 2.1.1 Redes de distribución de energía eléctrica | 8 |
| 2.2. Comercialización y medición de la energía | 9 |
| 2.2.1 Tipos de medidores de energía | 9 |
| 2.2.1.1 Por su constitución | 9 |
| 2.2.1.2 Por la cantidad de parámetros a telemedir | 11 |
| 2.2.1.3 Por el tipo de servicio | 11 |
| 2.2.2 Inconvenientes que dificultan la facturación | 11 |
| 2.2.2.1 Error en el proceso de facturación | 11 |
| 2.2.2.2 Error en el sistema de medición | 11 |
| 2.2.2.3 Error en la instalación del sistema de medición | 11 |
| 2.2.2.4 Vulneración de las condiciones de suministro | 11 |
| 2.2.2.5 Consumo sin autorización del concesionario | 12 |
| 2.3. Calidad del servicio eléctrico | 12 |
| 2.3.1 Calidad técnica | 12 |
| 2.3.2. Calidad del servicio comercial | 15 |
| 2.3.3. Calidad de Alumbrado Público | 15 |
| 2.4 Características técnicas de los medidores del alimentador C12 | 15 |
| 2.4.1 Tipos de medidores de energía Alpha 3 | 16 |
| 2.4.2 Descripción física del medidor Alpha 3 | 18 |
| 2.4.3 Revisión del sistema del medidor Alpha 3 | 19 |
| 2.4.4 Datos de facturación | 20 |
| 2.4.5 Especificaciones técnicas | 25 |
| 2.5 Conceptos de sistemas de comunicación | 26 |
| 2.5.1 Telecomunicación y sistema de comunicación | 26 |
| 2.5.2 Redes de comunicación | 27 |
| 2.5.2.1 Electrónica de red | 28 |
| 2.5.3 Protocolo de red | 28 |
| 2.5.3.1. Tipos de red | 29 |

| | |
|---|----|
| 2.5.3.2. Topología de red | 33 |
| 2.5.3.3. Ancho de banda y tasa de transferencia | 34 |
| 2.6. Telemetría y tipos de sistemas de Telemedición | 35 |
| 2.6.1 Telemetría | 35 |
| 2.6.2 Tipos de sistemas de medición remota | 36 |
| 2.6.2.1 Comunicación vía microondas | 36 |
| 2.6.2.2 Comunicación vía satélite | 37 |
| 2.6.2.3 Comunicación vía fibra óptica | 38 |
| 2.6.2.4 Comunicación vía redes móviles celulares | 40 |
| 2.7. Telemedición a través de módems GPRS | 42 |
| 2.7.1 ¿Qué es la tarjeta GPRS? | 42 |
| 2.7.2. Componentes de la tarjeta GPRS | 40 |
| 2.7.3. Especificaciones técnicas | 43 |
| 2.8. Plataformas para la gestión de datos | 44 |
| 2.8.1. Plataforma SMARKIA | 44 |
| 2.8.2. Plataforma Primeread Energy Suite | 45 |
| 2.8.3 .Plataformas Metercat y Ion Interprice | 46 |
| | |
| CAPITULO III: MATERIALES Y MÉTODOS | 48 |
| | |
| 3.1 Nivel y tipo de investigación | 49 |
| 3.1.1 Tipo de investigación | 49 |
| 3.1.2. Nivel de investigación | 49 |
| 3.2 Método de investigación | 49 |
| 3.2.1 Método Analítico – Sintético | 49 |
| 3.2.2 Método Analítico – Comparativo | 49 |
| 3.2.3 Método Descriptivo – Explicativo | 49 |
| 3.2.4 Método Inductivo – Deductivo | 49 |
| 3.3 Procedimiento de la investigación | 49 |
| 3.4 Diseño | 50 |
| 3.5 Población o muestra | 50 |
| 3.6 Técnica, instrumentos e informantes o fuentes para obtener los datos | 50 |
| 3.7 Procedimiento o forma de tratamiento de la información | 51 |
| 3.8 Técnicas de procedimiento y análisis de los resultados según definiciones y técnicas | 51 |
| | |
| CAPITULO IV: CÁLCULOS Y RESULTADOS | 52 |
| | |
| 4.1 Diseño del sistema de monitoreo de consumo mediante telemetría celular GPRS del alimentador C12 perteneciente a Electro Ucayali | 54 |
| 4.1.1 Adquisición de datos | 56 |
| 4.1.1.1 Instalación de módems GPRS | 58 |
| 4.1.2. Comunicación e intermediación | 64 |
| 4.1.2.1 Servicio de transmisión de datos | 65 |
| 4.1.2.2 Configuración del acceso remoto de los medidores | 69 |
| 4.1.3 Acceso a la información | 71 |
| 4.1.3.1 Configuración del software para Telemedición | 72 |
| 4.1.3.2. Adquisición de lectura a través del software | 74 |

| | |
|---|--------|
| 4.2 Pruebas del funcionamiento de la red de transmisión de datos del alimentador C 12 | 76 |
| 4.3 Resultados | 76 |
| 4.3.1 Análisis de la facturación Febrero 2015 (Enero 2015). | 78 |
| 4.3.2 Análisis de la mejora de la calidad de servicio suministrado | 83 |
| 4.3.2.1 Análisis de la mejora en la calidad del producto | 83 |
| 4.3.2.2 Análisis de la mejora en la calidad del suministro | 86 |
| 4.3.2.3 Análisis de la mejora en la calidad del servicio comercial | 87 |
| 4.3.3 detección oportuna de inconvenientes en la facturación | 88 |
| 4.4 Análisis económico | 90 |
| 4.4.1 Escenario “Telemedición uno a uno”. | 91 |
| 4.4.2 Escenario “Telemedición masiva” | 92 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 93 |
| Conclusiones | 94 |
| Recomendaciones | 95 |
| BIBLIOGRAFÍA | 96 |
| ANEXOS | |
| ANEXO N° 01.- Vistas fotográficas de las instalaciones de medida de los clientes y el totalizador del alimentador C12 | 99 |
| ANEXO N° 02.- Partes técnicos de las intervenciones técnicas realizadas a cada cliente del alimentador C12 | 105 |
| ANEXO N° 03.- Pruebas de comunicación de los medidores de los clientes y el totalizador del AMT C12 | 112 |
| ANEXO N° 04.- Cotización de los módems GRPS instalados en los medidores de los clientes y totalizador del alimentador C12 | 114 |
| ANEXO N° 05.- Sistemas Trifásicos | 115 |
| ANEXO N° 06.- Resumen de características técnicas medidores A3R | 127 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | Pág. |
|--|-------------|
| Figura N° 1.1. Esquema de un sistema eléctrico | 2 |
| Figura N° 2. 1. Esquema de un sistema eléctrico | 7 |
| Figura N° 2. 2. Medidor Electromecánico indirecto Landis Inepar | 10 |
| Figura N° 2. 3. Medidor Electrónico marca Elster A3RL | 10 |
| Figura N° 2.4. Ámbito de la calidad de servicio de Electricidad | 12 |
| Figura N° 2.5. Medidor Electrónico Elster A3R | 16 |
| Figura N° 2.6. Componentes físicos del medidor | 18 |
| Figura N° 2.7. Diagrama de Bloques de la Tarjeta de Circuitos del Medidor | 19 |
| Figura N° 2.8. Esquema de un sistema de comunicación | 27 |
| Figura N° 2.9. Esquema de una red de comunicación | 27 |
| Figura N° 2.10. Esquema de una red de área metropolitana (MAN) | 30 |
| Figura N° 2.11. Esquema de una VPN | 31 |
| Figura N° 2.12. Esquema detallado de una VPN | 31 |
| Figura N° 2.13. Esquema de una Red interna y externa de una empresa | 32 |
| Figura N° 2.14. Topologías físicas de Red | 33 |
| Figura N° 2.15. Topologías físicas y lógicas de una red LAN compleja | 34 |
| Figura N° 2.16. Esquema de la comunicación vía microondas | 37 |
| Figura N° 2.17. Esquema de la comunicación vía satélite | 38 |
| Figura N° 2.18. Componente del modem GPRS | 43 |
| Figura N° 2.19. Plataforma SMARKIA monitor | 44 |
| Figura N° 2.20. Adquisición de datos mediante Primeread Energy | 46 |
| Figura N° 2.21. Toma de lectura del alimentador C6 a través de Metercat | 47 |
| Figura N° 2.22. Soporte Web de ION INTERPRICE para Electro Ucayali S.A. | 47 |
| Figura N° 4.1. Sistema Eléctrico Pucallpa | 53 |
| Figura N° 4.2. Participación del alimentador C12 en Electro Ucayali S.A. | 54 |
| Figura N° 4.3. Participación del alimentador C12 en Electro Ucayali S.A. | 54 |
| Figura N° 4.4. Diagrama de ubicación de los puntos telemedidos | 55 |
| Figura N° 4.5. Sistema de Telemedición de la radial C12 de Electro Ucayali S.A. | 56 |
| Figura N° 4.6. Diagrama de la ubicación física de los medidores de la radial C12 de Electro Ucayali S.A. | 57 |
| Figura N° 4.7. Apertura del medidor ELSTER A3RAL | 58 |
| Figura N° 4.8. Desmontaje de cara del medidor | 59 |
| Figura N° 4.9. Precauciones para la manipulación del medidor | 59 |
| Figura N° 4.10. Fijación de la Antena U.FL | 60 |
| Figura N° 4.11. Inserción de los sujetadores de plástico para fijación de tarjeta GPRS | 60 |
| Figura N° 4.12. Inserción de lámina aislante para evitar interferencia | 61 |
| Figura N° 4.13. Correcta colocación del módems GPRS en los medidores. | 61 |

| | |
|--|----|
| | 61 |
| Figura N° 4.14. Conexión de la porta SIM – Card al Modems GPRS | |
| Figura N° 4.15. Introducción de la porta SIM – Card al medidor. | 62 |
| Figura N° 4.16. Reconexión de la bornera de tensión | 62 |
| Figura N° 4.17. Cavidades de inserción | 62 |
| Figura N° 4.18. Correcta colocación de la antena. | 63 |
| Figura N° 4.19. Aseguramiento de la antena a la carcasa del medidor | 63 |
| Figura N° 4.20. LED indicador de estado. | 64 |
| Figura N° 4.21. Comunicación del sistema de telemetría | 65 |
| Figura N° 4.22. Mapa de cobertura de Movistar | 66 |
| Figura N° 4.23. Rotulado del IP del medidor de OESHLE | 68 |
| Figura N° 4.24. Rotulado del IP del medidor de PROMART | 68 |
| Figura N° 4.25. Configuración del programa o plantilla de los medidores a teledir | 69 |
| Figura N° 4.26. Programación de medidor Elster A3R a través de cable óptico | 70 |
| Figura N° 4.27. Programación de medidor Elster A3R | 70 |
| Figura N° 4.28. Programación de medidor del cliente Plaza Ve | 71 |
| Figura N° 4.29. Programación de medidor del cliente Plaza Ve | 71 |
| Figura N° 4.30. Configuración de la conexión de teledir | 72 |
| Figura N° 4.31. Configuración de la conexión TCP/IP | 73 |
| Figura N° 4.32. Configuración de cada punto a teledir | 73 |
| Figura N° 4.33. Proceso para toma de lectura remota | 74 |
| Figura N° 4.34. Proceso para toma de lectura remota | 75 |
| Figura N° 4.35. Identificación del medidor para la toma de lectura remota | 75 |
| Figura N° 4.36. Prueba de conexión de datos del cliente Plaza Ve | 75 |
| Figura N° 4.37. Esquema de la red de Teledir del AMT C12 de Electro Ucayali S.A. | 76 |
| Figura N° 4.38. Informe de terminación de toma de lectura correcta del cliente Oeshle | 77 |
| Figura N° 4.39. Diagrama de carga activa de los clientes vs El totalizador del AMT C12 | 81 |
| Figura N° 4.40. Diagrama de carga reactiva de los clientes vs El totalizador del AMT C12 | 82 |
| Figura N° 4.41. Perfil de tensión del cliente Promart para el 15.01.2015 | 83 |
| Figura N° 4.42. Perfil de frecuencias del cliente Plaza Ve para el 17.01.2015 | 84 |
| Figura N° 4.43. Perfil de tasa de distorsión armónica 19.06.2015 | 85 |
| Figura N° 4.44. Datos de registro de eventos del medidor del cliente Oeshle | 86 |
| Figura N° 4.45. Perfil de carga del cliente | 87 |
| Figura N° 4.46. Perfil de carga del cliente | 88 |
| Figura N° 4.47. Perfil de carga del cliente | 89 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | Pág. |
|---|-------------|
| Tabla N° 1.1. Relación de clientes pertenecientes al Alimentador C12 | 4 |
| Tabla N° 2.1. Medidor Electrónico Elster A3R | 16 |
| Tabla N° 2.2. Tipos básicos de Medidores ALPHA 3 | 16 |
| Tabla N° 2.3. Sufijos para los Tipos de Medidores ALPHA 3 | 16 |
| Tabla N° 2.4. Opciones de configuración de los medidores de Demanda | 16 |
| Tabla N° 2.5. Opciones de configuración de los medidores Multitarifario | 16 |
| Tabla N° 2.6. Opciones de configuración de los medidores KVA | 16 |
| Tabla N° 2.7. Opciones de configuración de los medidores KVAR | 18 |
| Tabla N° 2.8. Opciones de configuración de los medidores KVAR | 24 |
| Tabla N° 2.9. Máximos Absolutos y Rangos de Operación | 25 |
| Tabla N° 2.10. Características de Operación y de funcionamiento | 26 |
| Tabla N° 2.11. Especificaciones Técnicas del modem GPRS | 43 |
| Tabla N° 4.1. Medidores instalados en los sistemas de medición Telemedidos | 56 |
| Tabla N° 4.2. Especificaciones técnicas y generales de los módems GPRS | 58 |
| Tabla N° 4.3. Indicadores de estado de la conexión del LED del módems GPRS | 64 |
| Tabla N° 4.4. Datos de la conexión de red de Electro Ucayali S.A. | 66 |
| Tabla N° 4.5. Datos de conectividad de red de Electro Ucayali S.A | 67 |
| Tabla N° 4.6. Política de Acceso de la red de Electro Ucayali S.A | 67 |
| Tabla N° 4.7. Parámetros de cada punto a teledir | 67 |
| Tabla N° 4.8. IP de cada punto a teledir | 74 |
| Tabla N° 4.9. Consumos de los clientes del AMT C12 adquiridos a través de la red de teledir | 78 |
| Tabla N° 4.10. Consumos de los clientes del AMT C12 adquiridos del sistema comercial (toma de lectura manual). | 78 |
| Tabla N° 4.11. Comparación del registro de consumo a través de toma de lectura convencional vs. Teledir | 79 |
| Tabla N° 4.12. Consumo del AMT C12 a través de la red de teledir | 80 |
| Tabla N° 4.13. Balance de energía del AMT C12 | 80 |
| Tabla N° 4.14. Balance de potencia activa del AMT C12 | 81 |
| Tabla N° 4.15. Inversión inicial del estudio de Teledir | 89 |
| Tabla N° 4.16. Ahorro producido por pago a intervenciones técnicas | 90 |
| Tabla N° 4.17. Análisis económico de la Teledir – Escenario “Teledir uno a uno” | 91 |
| Tabla N° 4.18. Análisis económico de la Teledir – Escenario “Teledir masiva” | 92 |

RESUMEN

La presente investigación consistió en el diseño e implementación de un sistema de monitoreo mediante Telemedición del consumo de energía eléctrica de clientes mayores de consumo intensivo pertenecientes al alimentador C12 de Electro Ucayali S.A. empleando la tecnología GPRS para mejorar la gestión de la toma de lectura y dar solución de manera eficaz a necesidades de control y monitoreo en todos los ámbitos.

El estudio se llevó a cabo utilizando módulos de comunicación AMR/GPRS conectado directamente en el bus de la tarjeta electrónica principal del medidor electrónico ELSTER A3R, además de un servicio de comunicación 2G con la empresa Telefónica Movistar y un software de adquisición de datos llamado Metercat.

El trabajo de investigación consistió en evaluar la eficiencia del sistema de telemedición en el servicio brindado a los clientes regulados, basado en el monitoreo de la tensión, frecuencia, armónicos, interrupciones; además de permitir detectar oportunamente inconvenientes en la facturación como errores en el sistema de medición, errores en instalación o hurto de energía.

Por último, se precisa que el análisis económico dio VIABLE la tecnología de telemedición GPRS originando un beneficio de 1.7 nuevos soles por cada nuevo sol invertido para el escenario de telemedición uno a uno y para el escenario de telemedición masiva un valor menor de 1.17 pero con mayor velocidad de descarga de información de los medidores.

ABSTRACT

This research involved the design and implementation of a monitoring system by Telemedición the electricity consumption of major power-intensive customers belonging to the feeder C12 Electro Ucayali SA using the GPRS technology to improve management decision reading and effective solution to control and monitoring needs across the board manner.

The study was carried out using communication modules AMR / GPRS connected directly to the bus from the main circuit board of the electronic meter Elster A3R, plus a 2G communication service with Telefonica Movistar and data acquisition software called Metercat.

The research work was to evaluate the efficiency of the system telemetry in the support given to regulated customers, based on the monitoring of voltage, frequency, harmonics, service interruptions; besides allowing timely detection of problems in billing as errors in the measurement system, installation errors or theft of energy.

Finally, it states that the economic analysis gave VIABLE technology Telemetry GPRS resulting in a profit of 1.7 soles per nuevo sol invested scenario Telemedición one by one and to the stage of mass Telemedición a value less than 1.17 but faster downloading information from the meters.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Antecedentes.

Electro Ucayali S.A., desarrolla sus actividades en la Región Ucayali, contando con las Concesiones de Distribución de los Sistemas Eléctricos de Pucallpa, Campo Verde, Atalaya y Aguaytía, que son parte del departamento de Ucayali.

El ámbito de influencia comprende el departamento de Ucayali, ubicado en la región centro oriental del Perú, con una extensión de 102,411 kilómetros cuadrados, que representa el 8% del territorio nacional y una población de 489,664 habitantes; políticamente está integrado por 4 provincias, 15 distritos y 244 comunidades nativas legalmente reconocidas. La capital del departamento de Ucayali es Pucallpa, ubicada a 843 kilómetros de la ciudad de Lima, con accesos por vía aérea y terrestre.



Figura N° 1.1. Esquema de un sistema eléctrico

Fuente: Memoria anual Electro Ucayali S.A.

Para el año 2014, el nivel de pérdidas en distribución de Electro Ucayali fue de 11.98 %, el cual es 6% más de lo reconocido por OSINERGMIN, ocasionando que la empresa tenga poca rentabilidad y disponibilidad de energía para abastecer a más clientes.

Las causas del nivel de pérdidas de Electro Ucayali son en su mayoría pérdidas comerciales o no técnicas, las cuales son provocadas por errores de facturación, errores en la instalación de los sistemas de medición, vulneración de las condiciones de suministro y conexiones clandestinas; por tal motivo urge la necesidad de emplear mecanismos para prever y detectar oportunamente cualquiera de los mencionados inconvenientes.

Actualmente, la concesionaria Electro Ucayali para detectar cualquier inconveniente en la facturación de los sistemas de medición de los clientes realiza inspecciones e intervenciones periódicas a los suministros; sin embargo, ir a cada punto implica tiempo y dinero que podrían ser reducidos si existiese una forma de monitorear los parámetros de consumo de los clientes y a la vez obtener indicadores del funcionamiento de los sistemas de medición.

Ante esto surge la telemedida, es decir, una tecnología que permite obtener lecturas remotas de las mediciones de los clientes para no solo cuantificar lo consumido por lo usuarios cada fin de mes, sino que también permita detectar inconvenientes en los sistemas de medición, posibles fraudes o hurto de energía, verificar la calidad del producto (tensión), verificar la calidad de suministro (interrupciones); mejorando la calidad del servicio de electricidad suministrado a todos los clientes en el ámbito de concesión.

En la actualidad existe una gran demanda de los sistemas de telemedida, esto se debe a la gran necesidad de obtener datos de los medidores en tiempo real para la correcta y oportuna utilización de esta información, es por tal motivo que a nivel mundial se viene implantando sistemas de adquisición de datos vía remoto para facilitar el trabajo en las empresas que se dedican a brindar el servicio de energía eléctrica a la comunidad.

En países desarrollados no solo utilizan la telemedida para obtener datos de la carga, tensión, corriente, etc, sino que también para el servicio de corte y reconexión, es decir un sistema que transmite y recibe información (sistema bidireccional).

La aún nueva tecnología de la telemedida, es cada vez más utilizada por las empresas distribuidores de energía eléctrica ya que por medio de ella se podría aumentar la productividad, mejorar la calidad de servicio, reducir considerablemente las pérdidas de información y ahorrar gastos.

1.2. Justificación del Problema.

Electro Ucayali S.A., empresa concesionaria que tiene como ámbito de influencia la región Ucayali, actualmente siente la necesidad de un mejor registro y control de los parámetros de consumo de sus clientes, en especial de los que poseen mayor relevancia en la facturación mensual.

En el presente trabajo se realizará el diseño del sistema de telemedida del alimentador C12, el cual posee algunos de los clientes más importantes con respecto a la venta total de energía, por tal motivo, es de suma importancia llevar un adecuado control y monitoreo de esta radial.

El nivel de Pérdidas en distribución de la empresa concesionaria de la región Ucayali actualmente supera los márgenes reconocidos por OSINERGMIN generando así poca rentabilidad y menos energía disponible para satisfacer la demanda de la población; razón por la cual Electro Ucayali está realizando todos los esfuerzos necesarios para combatir esta realidad; siendo uno de ellos, el mejor control y monitoreo constante de la cartera de los clientes mayores, en especial los de que poseen un consumo intensivo. De esta manera se evita errores en la facturación, se agiliza la toma de lectura, se puede detectar oportunamente vulneración de las condiciones de suministro (hurto de energía) o cualquier otro inconveniente, se obtiene menos reclamos fundados a favor del cliente y demás consecuencias negativas para los intereses de Electro Ucayali S.A. y sus beneficiados.

Los clientes actuales pertenecientes al alimentador C12 y que son materia de la investigación son los siguientes.

Tabla N° 1.1. Relación de clientes pertenecientes al Alimentador C12

| ITEM | CLIENTE |
|------|---|
| 1 | SUPERMERCADOS PERUANOS S.A.-PLAZA VEA |
| 2 | HOMECENTERS PERUANOS S.A.-PROMART |
| 3 | TIENDAS POR DEPARTAMENTO RIPLEY ORIENTE S.A.C |
| 4 | TIENDAS PERUANAS S.A.-OECHSLE |
| 5 | PATRIMONIO EN FIDEICOMISO D.S N°093-2002-EF INTERPROPERTIES |
| 6 | CINEPLEX |

Fuente: Dpto. de Control de Pérdidas – Electro Ucayali S.A.

Por el último, es preciso señalar que este estudio resulta conveniente debido a la gran importancia que tienen cada uno de estos clientes mayores pertenecientes a la radial C12 en la facturación total de la empresa, y que cualquier percance en el registro de consumo de estos clientes generaría importantes pérdidas económicas para Electro Ucayali S.A.

1.3. Lugar e institución donde se realizó el proyecto.

La investigación se realizó en las instalaciones de la empresa Electro Ucayali S.A., así también se programó visitas a las instalaciones de medida de los clientes pertenecientes al alimentador C12 y la Subestación de Potencia Pucallpa (SEPU) donde se ubica el totalizador de dicha radial.

Las mencionadas instalaciones se encuentran ubicadas en la ciudad de Pucallpa, provincia de Coronel Portillo, departamento de Ucayali, a una altitud de 154 m.s.n.m.

Electro Ucayali S.A. es una empresa concesionaria del servicio público de electricidad que tiene como ámbito de influencia la Región Ucayali. Cuenta actualmente con la Concesión de Distribución de tres Sistemas Eléctricos ubicados en las provincias de Coronel Portillo, Padre Abad y Atalaya; los dos primeros conectados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y el tercero es un sistema eléctrico aislado que tiene como fuente de suministro de energía eléctrica la Central Hidroeléctrica de Canuja y la Central Térmica de Atalaya.

1.4. Formulación del problema

¿De qué manera incide el sistema de Teled medicación de la energía eléctrica del alimentador C12 de la empresa Electro Ucayali S.A. en la calidad del servicio suministrado a sus Clientes Regulados?

1.5. Formulación de hipótesis.

El diseño e implementación de un sistema de Teled medicación de la energía eléctrica del Alimentador C12 perteneciente a la empresa Electro Ucayali S.A. permitirá mejorar la calidad de servicio suministrado a sus Clientes Regulados.

1.6. Objetivos

1.6.1. Objetivo General.

Realizar el diseño e implementar la plataforma del sistema de comunicación y transmisión de datos para el sistema de Telemedición de la energía eléctrica del Alimentador C12 perteneciente a la empresa eléctrica Electro Ucayali S.A. y analizar su influencia en la calidad de servicio suministrado a sus Clientes Regulados.

1.6.2. Objetivos Específicos.

- Identificar y establecer cada una de las variables y/o parámetros necesarios para la implementación del sistema de Telemedición de energía eléctrica del alimentador C12.
- Identificar y analizar las clases de transmisión de datos que pueden ser utilizados en el sistema de Telemedición a implementarse en electro Ucayali.
- Seleccionar el medio de transmisión de datos más efectivo que se acomode a la disponibilidad de la empresa y que implique un correcto funcionamiento en el sistema de Telemedición.
- Disponer de un sistema remoto de adquisición de datos que permita la obtención de información en tiempo real de los medidores de los clientes del alimentador C12.
- Elaborar Balance en media Tensión del Alimentador C12 que permita controlar y monitorear los parámetros de consumo de los clientes pertenecientes a dicha radial.
- Establecer mecanismos para la mejor atención de los reclamos y asegurar la calidad de servicio.
- Detectar los diferentes errores en el sistema de medición así como posibles vulneraciones de las condiciones de suministro.
- Realizar el análisis de costo – beneficio y técnico – económico de la opción a presentarse en este estudio.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN.

Un sistema eléctrico es el conjunto de elementos que operan de forma coordinada en un determinado territorio para satisfacer la demanda de energía eléctrica de los consumidores.

Los sistemas eléctricos están constituidos básicamente por los siguientes elementos:

- Los centros o plantas de generación donde se produce la electricidad (centrales nucleares, hidroeléctricas, de ciclo combinado, parques eólicos, etc.),
- Las líneas de transporte de la energía eléctrica de alta tensión (AT),
- Las estaciones transformadoras (subestaciones) que reducen la tensión o el voltaje de la línea (Alta tensión/Media tensión, Media tensión/Baja tensión),
- Las líneas de distribución de media y baja tensión que llevan la electricidad hasta los puntos de consumo,
- Un centro de control eléctrico desde el que se gestiona y opera el sistema de generación y transporte de energía.

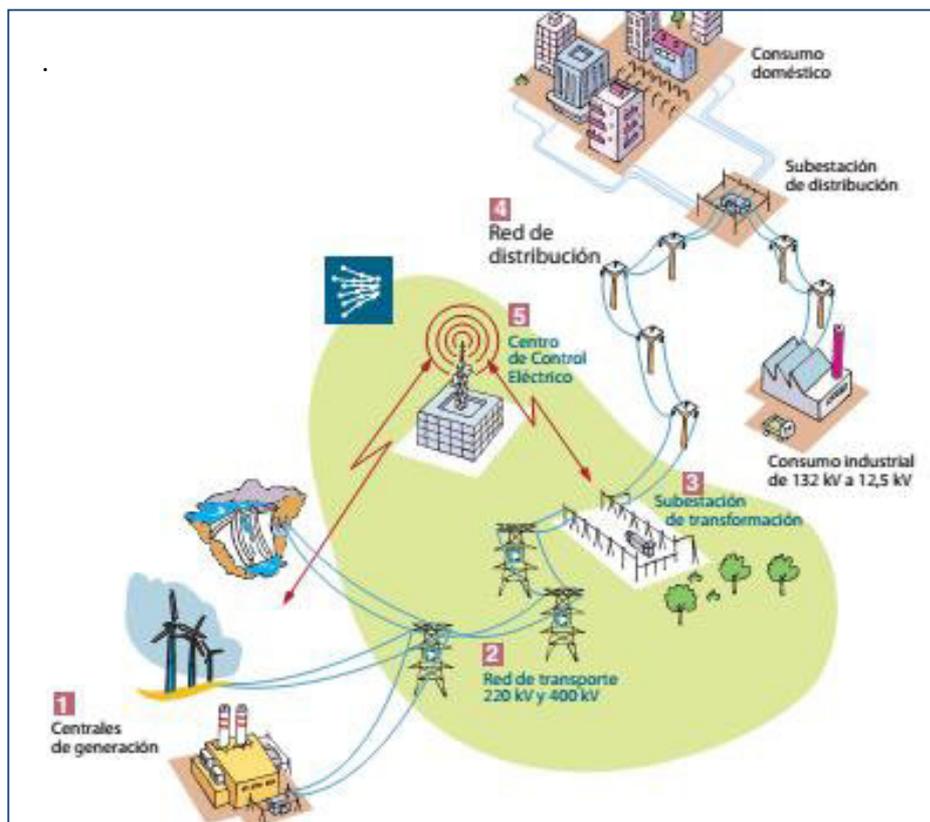


Figura N° 2. 1. Esquema de un sistema eléctrico

Fuente: www.ree.es

2.1.1. Redes de distribución de energía eléctrica

A continuación se mencionará los conceptos más importantes referentes a la red distribución de la energía eléctrica.

- **Distribución de Energía Eléctrica.-** Es recibir la energía eléctrica de los generadores o transmisores en los puntos de entrega, en bloque y entregarla a los usuarios finales.
- **Concesionario.-** Persona natural o jurídica encargada de la prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica.
- **Zona de Concesión.-** Área en la cual el concesionario presta el servicio público de distribución de electricidad.
- **Sistema de Distribución.-** Conjunto de instalaciones para la entrega de energía eléctrica a los diferentes usuarios, comprende:
 - Subsistema de distribución primaria.
 - Subsistema de distribución secundaria.
 - Instalaciones de alumbrado público.
 - Conexiones.
 - Punto de entrega.
- **Subsistema de Distribución Primaria.-** Es aquel destinado a transportar la energía eléctrica producida por un sistema de generación, utilizando eventualmente un sistema de transmisión, y/o un subsistema de subtransmisión, a un subsistema de distribución secundaria, a las instalaciones de alumbrado público y/o a las conexiones para los usuarios, comprendiendo tanto las redes como las subestaciones intermediarias y/o finales de transformación.
- **Red de Distribución Primaria.-** Conjunto de cables o conductores, sus elementos de instalación y sus accesorios, proyectado para operar a tensiones normalizadas de distribución primaria, que partiendo de un sistema de generación o de un sistema de transmisión, está destinado a alimentar/interconectar una o más subestaciones de distribución; abarca los terminales de salida desde el sistema alimentador hasta los de entrada a la subestación alimentada.
- **Subestación de Distribución.-** Conjunto de instalaciones para transformación y/o seccionamiento de la energía eléctrica que la recibe de una red de distribución primaria y la entrega a un subsistema de distribución secundaria, a las instalaciones de alumbrado público, a otra red de distribución primaria o a usuarios. Comprende generalmente el transformador de potencia y los equipos de maniobra, protección y control, tanto en el lado primario como en el secundario, y eventualmente edificaciones para albergarlos.

- **Subsistema de Distribución Secundaria.**-Es aquel destinado a transportar la energía eléctrica suministrada normalmente a bajas tensiones, desde un sistema de generación, eventualmente a través de un sistema de transmisión y/o subsistema de distribución primaria, a las conexiones.
- **Instalaciones de Alumbrado Público.**- Conjunto de dispositivos necesarios para dotar de iluminación a vías y lugares públicos (avenidas, jirones, calles, pasajes, plazas, parques, paseos, puentes, caminos, carreteras, autopistas, pasos a nivel o desnivel, etc.), abarcando las redes y las unidades de alumbrado público.
- **Sistema de Utilización.**- Es aquel constituido por el conjunto de instalaciones destinado a llevar energía eléctrica suministrada a cada usuario desde el punto de entrega hasta los diversos artefactos eléctricos en los que se produzcan su transformación en otras formas de energía.

2.2. COMERCIALIZACIÓN Y MEDICIÓN DE LA ENERGÍA

La energía comercializada a los clientes finales consiste básicamente en lo siguiente:

- Seleccionar la tarifa y el voltaje de entrega a los consumidores (los clientes mayores escogen su tarifa y depende la demanda).
- Medición de la energía que consumen los usuarios.
- Facturar y cobrar el servicio de consumo de energía eléctrica.
- Diseñar y realizar estrategias de comercialización.

En la fase de la comercialización, la energía y la eficiencia se convierten en valores monetarios, logrando el buen funcionamiento y desarrollo de la empresa.

La medición de la energía es el proceso más significativo dentro de la comercialización, la cual depende de la selección, operación y mantenimiento de los registradores a utilizar. Se precisa que cualquier error en los sistemas de medición genera pérdidas de energía perjudiciales para la empresa.

Los medidores de energía, también conocidos como contadores o registradores, son equipos que se emplea para medir un parámetro de consumo de acuerdo al servicio suministrado a los clientes durante un determinado tiempo. Los parámetros de consumo puede ser: la energía eléctrica (medidores comunes), energía reactiva, demandas, factores de potencia, tensiones, corrientes, frecuencia y hasta armónicos; todo dependiendo de la tarifa del cliente y del grado de precisión y confiabilidad que se quiera tener como resultado final.

2.2.1. Tipos de medidores de energía.

De acuerdo a los criterios más importantes los medidores de energía pueden clasificarse de acuerdo a lo siguientes:

2.2.1.1. Por su Constitución. Puede ser por Inducción o electrónico.

▪ **De Inducción:** También llamado analógico o electromecánico, está constituido por un núcleo de chapa magnética el que va montado dos turbinas, una en serie con el conductor por el que circula corriente principal, y que se denomina *bobina de intensidad*, y otra bobina en derivación sobre los dos conductores, denominado *bobina de tensión*. Los flujos magnéticos por ambas bobinas están desfasadas 90° y actúan sobre un disco de aluminio. Estos flujos producen pares de giro, que a su vez resultan en un movimiento de rotación del disco de aluminio a una velocidad angular proporcional a la potencia. El disco de aluminio es, a su vez frenado por un imán (freno de corrientes parasitas) de tal forma que la velocidad angular del disco sea proporcional a la carga.

El principio de funcionamiento es muy similar al de los motores de inducción y se basa en la teoría de la relación de corrientes con los campos magnéticos.



Figura N° 2. 2. Medidor Electromecánico indirecto Landis Inepar.
Fuente: Elaboración propia

▪ **Electrónico:** Este tipo de medidores se caracterizan por proporcionar datos digitales de la lectura que registran, las cuales, dependiendo de la tecnología del medidor, pueden llegar a ser empleados en la medición remota o Telemedición. Están constituidos por dispositivos electrónicos y generalmente son de mayor precisión que los electromagnéticos.



Figura N° 2. 3. Medidor Electrónico marca Elster A3RL
Fuente: Elaboración propia

2.2.1.2. Por la Cantidad de Parámetros de Medición: Pueden ser:

- **De una sola medición o monofásico:** Estos son los medidores convencionales utilizados en los clientes comunes con tarifa BT5B o cualquier otra que implica un solo el cobro de la energía activa en kWh.

- **Multifunción o polifásico:** Medidores utilizados para cuantificar diferentes parámetros de consumo como energía activa (kWh), energía reactiva (kVAr), Demanda multitarifa (en hora punta o fuera de punta), factor de potencia, tensión, corriente, frecuencia, etc.

Estos medidores son utilizados en clientes mayores, alimentadores y puntos de compra y venta.

2.2.1.3. Por el tipo de servicio: Pueden ser:

- Medidores monofásicos de dos, tres y cuatro hilos.
- Medidores bifásicos de dos y tres hilos.
- Medidores trifásicos de tres y cuatro hilos.

2.2.2. Inconvenientes que dificultan la correcta facturación.

Los inconvenientes que dificultan la correcta facturación y que a su vez pueden ser tomadas como causales de recupero o reintegros hacia los clientes son los siguientes:

2.2.2.1. Error en el Proceso de Facturación: Error del Concesionario en el proceso de facturación, que origine el cobro de montos distintos a los que efectivamente correspondan. El proceso de facturación comprende desde la toma de lectura del contador hasta la emisión y reparto de la factura. Dentro de esta causal se encuentra error en la toma de lectura, error en la creación del suministro, etc.

2.2.2.2. Error en el sistema de medición. Deficiencia en el Sistema de Medición, debido al mal funcionamiento de uno o más de sus componentes, que origina una inadecuada medición o registro del Consumo.

2.2.2.3. Error en la instalación del sistema de medición. Error del Concesionario al realizar la instalación o el conexionado externo del Sistema de Medición, que origina una inadecuada medición o registro del Consumo.

2.2.2.4. Vulneración de las condiciones de suministro. Se considera a la intervención o manipulación de uno o más de los componentes de la Conexión, realizada por una persona distinta del Concesionario, que modifique la medición o registro normal del Consumo, o no permita que dicho Consumo sea medido o registrado.

2.2.2.5. Consumo sin Autorización del Concesionario. Consumo de un predio sin contrato de Suministro y sin autorización del Concesionario.

2.3. CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO.

Los estándares de calidad están referidos a la continuidad del servicio y a la calidad de la corriente eléctrica suministrada. Más específicamente, como se observa en el **Figura N° 2.4**, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) estableció la clasificación de los rubros de calidad a ser seguidos por la autoridad supervisora de acuerdo a los criterios de calidad comercial, calidad técnica y calidad del alumbrado público.

El concepto de calidad técnica está referido a características técnicas del servicio eléctrico, distinguiéndose dentro de este rubro dos tipos, aquellas referidas a la calidad del producto y aquellas referidas a la calidad del suministro.

La calidad del producto se refiere a la calidad de la electricidad provista por las empresas, es decir, a características de la onda eléctrica como variaciones sobre el nivel de tensión contratada, variaciones con respecto a la frecuencia nominal del sistema y nivel de perturbaciones. La calidad del suministro se refiere a la continuidad del servicio eléctrico, es decir, a la frecuencia y duración de las interrupciones del servicio. La calidad comercial se refiere a los parámetros del servicio comercial que brindan las empresas como trato al cliente, medios a disposición del clientes en su relación comercial y precisión en la medición del consumo y su facturación.

De otro lado, la calidad del Alumbrado Público comprende a los parámetros de calidad del servicio de alumbrado público de vías, como son la luminancia o la luminosidad.

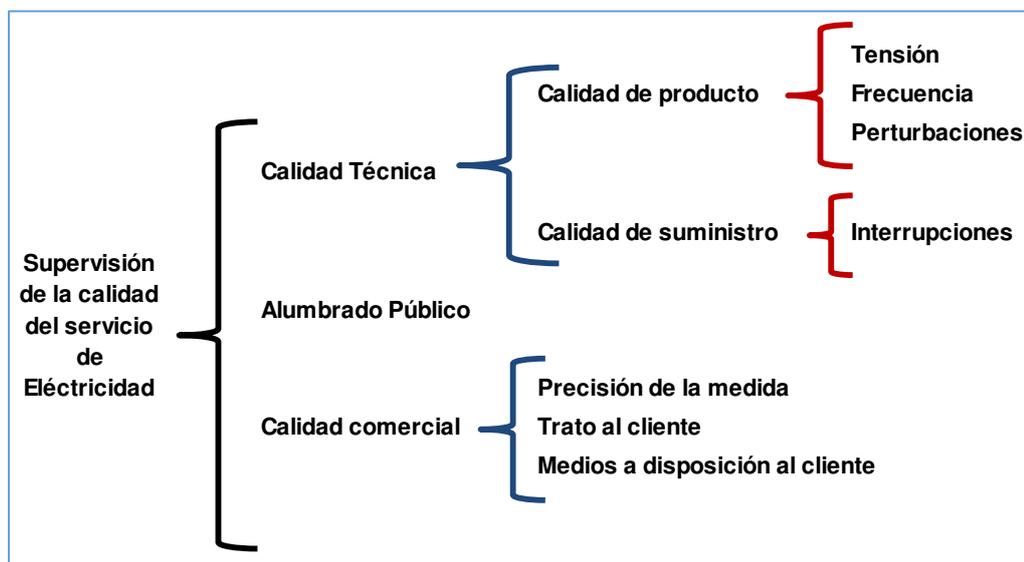


Figura N° 2.4. Ámbito de la calidad de servicio de Electricidad

Fuente: Modificado de <http://www.osinergmin.gob.pe/>

2.3.1. Calidad Técnica. La calidad está compuesta por dos componentes supervisables:

a) Calidad de producto.

La Calidad de Producto suministrado al cliente se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega. El control de la Calidad de Producto se lleva a cabo en períodos mensuales, denominados "Períodos de Control".

De acuerdo a lo especificado en cada caso, con equipos de usos múltiples o individuales se llevan a cabo mediciones independientes de cada parámetro de la Calidad de Producto. El lapso mínimo de medición de un parámetro es de siete (7) días calendario continuo, con excepción de la frecuencia cuya medición es permanente durante el Período de Control. A estos períodos se les denomina "Períodos de Medición"

En cada Período de Medición, los valores instantáneos de los parámetros de la Calidad de Producto son medidos y promediados por intervalos de quince (15) minutos para la tensión y frecuencia, y diez (10) minutos para las perturbaciones. Estos períodos se denominan "Intervalos de Medición". En el caso de las variaciones instantáneas de frecuencia los "Intervalos de Medición" son de un (1) minuto.

Si en un Intervalo de Medición se comprueba que el indicador de un determinado parámetro esta fuera de los rangos tolerables, entonces la energía o potencia entregada durante ese intervalo se considera de mala calidad. En consecuencia, para el cálculo de compensaciones se registran los valores medidos de los parámetros de control y se mide o evalúa la energía entregada en cada Intervalo de Medición separadamente.

A continuación se detalla las tolerancias descritas en la norma técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (Decreto Supremo N° 020-97-EM).

- **Tolerancia de la Tensión.** Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las Etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el $\pm 5.0\%$ de las tensiones nominales de tales puntos. Tratándose de redes secundarias en servicios calificados como Urbano-Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el $\pm 7.5\%$.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancias establecidas en este literal, por un tiempo superior al cinco por ciento (5%) del período de medición.

- **Tolerancia de la Frecuencia.** Las tolerancias admitidas para variaciones sobre la frecuencia nominal, en todo nivel de tensión, son:

| | |
|------------------------|--------------------|
| Variaciones sostenidas | → $\pm 0.6\%$ |
| Variaciones súbitas | → ± 1 Hz. |
| Variaciones diarias | → ± 600 ciclos |

▪ **Tolerancia de Perturbaciones.**

Flícker. El Índice de Severidad por Flícker (Pst) no debe superar la unidad ($Pst < 1$) en Muy Alta, Alta, Media ni Baja Tensión. Se considera el límite: $Pst'=1$ como el umbral de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede ser soportada sin molestia por una muestra específica de población.

Tensiones Armónicas. Los valores eficaces (RMS) de las Tensiones Armónicas Individuales (V_i) y los THD, expresado como porcentaje de la tensión nominal del punto de medición respectivo, no deben superar los valores límite (V_i' y THD') indicados. Para efectos de esta Norma, se consideran las armónicas comprendidas entre la dos (2) y la cuarenta (40), ambas inclusive.

b) Calidad de Suministro.

La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.

Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. El Período de Control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega. Las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del Suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas, lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente. Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad.

Las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministro para Clientes conectados en distinto nivel de tensión son:

Número de Interrupciones por Cliente (N')

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión: 2 Interrupciones/semestre
- Clientes en Media Tensión: 4 Interrupciones/semestre
- Clientes en Baja Tensión: 6 Interrupciones/semestre

Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')

- Clientes en Muy Alta y Alta Tensión: 4 horas/semestre
- Clientes en Media Tensión: 7 horas/semestre
- Clientes en Baja Tensión: 10 horas/semestre

2.3.2. Calidad del servicio Comercial.

La Calidad del Servicio Comercial se evalúa sobre tres (3) subaspectos, los mismos que sólo son de aplicación en las actividades de distribución de la energía eléctrica:

▪ *Trato al Cliente*

- Solicitudes de Nuevos Suministros o Ampliación de Potencia Contratada;
- Reconexiones;
- Opciones Tarifarias;
- Reclamos por errores de medición/facturación;
- Otros.

▪ *Medios a disposición del Cliente:*

- Facturas;
- Registro de reclamos;
- Centros de atención telefónica/fax;

▪ *Precisión de medida de la energía facturada.*

La energía facturada al cliente no debe incluir errores de medida que excedan a los límites de precisión establecidos para los sistemas de medición de energía eléctrica en la Norma DGE “Contraste del Sistema de Medición de Energía Eléctrica”, aprobada mediante Resolución Ministerial N° 496-2006-MEM/DM.

Se considera que la Precisión de Medida de la Energía Facturada por un Suministrador es aceptable, si el Porcentaje de Suministros con Deficiencias en el Sistema de Medición, Sd(%), es inferior al cinco por ciento (5%).

2.3.3. Calidad de Alumbrado Público

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 o la que la sustituya. Este indicador denominado Longitud Porcentual de Vías con Alumbrado Deficiente, 1(%), está expresado como un porcentaje de la Longitud Total de las Vías con Alumbrado (L) cuyo responsable es el suministrador.

2.4. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MEDIDORES DE LA RADIAL C12

A continuación se detallará el tipo de medidores instalados en el alimentador C12 y que serán materia de estudio.

El medidor ALPHA 3 es un contador polifásico de energía eléctrica y registrador integral totalmente electrónico. Este medidor provee la siguiente funcionalidad general, ya sea en medición de una sola tarifa o en base multitarifaria (TOU):

- Registra la energía usada y los datos de demanda.
- Procesa la energía usada y los datos de demanda.
- Almacena la energía usada y los datos de demanda.

El medidor ALPHA 3 proporciona una plataforma de medidores diseñados para soportar una amplia variedad de requerimientos de medición. Desde un simple medidor de demanda para una tarifa de kWh y kW hasta un medidor multitarifario de medición activa/reactiva que automáticamente valida las conexiones del servicio proporcionando lecturas de instrumentación, monitoreo de la calidad de la energía, archivos de eventos, lecturas de perfiles de carga y registro de perfiles de instrumentación, con la posibilidad de tener comunicación remota.

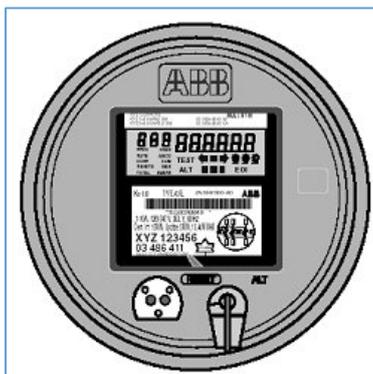


Figura N° 2. 5. Medidor Electrónico Elster A3R

Fuente: Manual Técnico TM42-2195S ELSTER

El medidor ALPHA 3 cumple o excede los estándares ANSI para la medición de energía eléctrica, y está destinado al uso por parte de empresas eléctricas y clientes industriales

Tabla 2.1. Medidor Electrónico Elster A3R

| Número | Fecha | Título |
|--------|-------|---|
| C12.1 | 1995 | Estándar Nacional Americano para Medidores de Electricidad – Código para Medición de Electricidad |
| C12.10 | 1997 | Medidores Electromecánicos de VatiosHora |
| C12.18 | 1996 | Especificación de Protocolo para Puerto Optico ANSI Tipo 2 |
| C12.19 | 1997 | Equipo Final para Tablas de Datos de la Industria de Empresas Eléctrica |
| C12.20 | 1998 | Estándar Nacional Americano para Medidores de Electricidad con Clase de Precisión 0.2 y 0.5 |
| C12.21 | 1999 | Especificación del Protocolo para Comunicaciones con Modem Telefónico |

Fuente: Manual Técnico TM42-2195S ELSTER

2.4.1. Tipos de medidores de energía Alpha 3

Hay 4 tipos básicos de medidores sujetos a sufijos, tal como se indica a continuación:

Tabla N° 2.2. Tipos básicos de Medidores ALPHA 3

| Tipo de Medidor | Descripción de las Funciones |
|-----------------|--|
| A3D | Mide vatios (W) y vatios-hora (Wh) |
| A3T | Mide W y Wh en una base multitarifaria (TOU) |
| A3K | Mide Wh y energía aparente (Vah) |
| A3R | Mide Wh y energía reactiva (VARh) |

Fuente: Manual Técnico TM42-2195S ELSTER

Las funciones adicionales pueden ser aplicadas para las diferentes configuraciones de medidores mostrados arriba.

Tabla N° 2.3. Sufijos para los Tipos de Medidores ALPHA 3

| Sufijo | Descripción de las Funciones |
|--------|---|
| Q | Monitoreo de Calidad de Energía (PQM) |
| L | Perfil de Carga (LP) para hasta 8 canales |
| N | Perfiles de Instrumentación (IP) en hasta 32 canales |
| C | Compensación de Pérdidas en Transformador y Líneas (LC) |
| A | Medición Avanzada en 4 cuadrantes (6 cantidades) |

Fuente: Manual Técnico TM42-2195S ELSTER

- **Medidores de Demanda.** Para el medidor de demanda, están disponibles los siguientes medidores básicos con las opciones de funcionalidad adicional.

Tabla N° 2.4. Opciones de configuración de los medidores de Demanda

| Tipo | KWh | KVARH | KVAh | TOU | LP | IP | LC | PQM | Cantidades |
|------|-----|-------|------|-----|----|----|----|-----|------------|
| A3D | ✓ | | | | | | | | 1 |
| A3DQ | ✓ | | | | | | | ✓ | 1 |

Fuente: Manual Técnico TM42-2195S ELSTER

- **Medidores Multitarifarios TOU.** Para el medidor multitarifario TOU, están disponibles los siguientes medidores básicos con las opciones de funcionalidad adicional.

Tabla N° 2.5. Opciones de configuración de los medidores Multitarifario

| Tipo | KWh | KVARH | KVAh | TOU | LP | IP | LC | PQM | Cantidades |
|--------|-----|-------|------|-----|----|----|----|-----|------------|
| A3T | ✓ | | | ✓ | | | | | 1 |
| A3TQ | ✓ | | | ✓ | | | | ✓ | 1 |
| A3TL | ✓ | | | ✓ | ✓ | | | | 1 |
| A3TLQ | ✓ | | | ✓ | ✓ | | | ✓ | 1 |
| A3TLN | ✓ | | | ✓ | ✓ | ✓ | | | 1 |
| A3TLNQ | ✓ | | | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | 1 |

Fuente: Manual Técnico TM42-2195S ELSTER

- **Medidores de KVA.** Para el medidor de KVA, están disponibles los siguientes medidores básicos con las opciones de funcionalidad adicional.

Tabla N° 2.6. Opciones de configuración de los medidores KVA

| Tipo | KWh | KVARH | KVAh ¹ | TOU | LP | IP | LC | PQM | Cantidades |
|---------|-----|-------|-------------------|-----|----|----|----|-----|------------|
| A3K | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | | | 2 |
| A3KQ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | | ✓ | 2 |
| A3KL | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | | 2 |
| A3KLQ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | ✓ | 2 |
| A3KLN | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | 2 |
| A3KLNQ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | 2 |
| A3KA | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | | | 6 |
| A3KAQ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | | ✓ | 6 |
| A3KAL | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | | 6 |
| A3KALQ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | ✓ | 6 |
| A3KALN | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | 6 |
| A3KALNQ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | 6 |

Fuente: Manual Técnico TM42-2195S ELSTER

- **Medidores de Energía Reactiva.** Para el medidor de reactivos, están disponibles los siguientes medidores básicos con las opciones de funcionalidad adicional.

Tabla N° 2.7. Opciones de configuración de los medidores KVAR

| Tipo | KWh | KVARH | KVAh ¹ | TOU | LP | IP | LC | PQM | Cantidades |
|----------|-----|-------|-------------------|-----|----|----|----|-----|------------|
| A3R | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | | | 2 |
| A3RQ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | | ✓ | 2 |
| A3RC | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | ✓ | | 2 |
| A3RCQ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | ✓ | ✓ | 2 |
| A3RL | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | | 2 |
| A3RLQ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | ✓ | 2 |
| A3RLC | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | | 2 |
| A3RLCQ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | 2 |
| A3RLN | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | 2 |
| A3RLNQ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | 2 |
| A3RLNC | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | 2 |
| A3RLNCQ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | 2 |
| A3RA | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | | | 6 |
| A3RAQ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | | ✓ | 6 |
| A3RAC | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | ✓ | | 6 |
| A3RACQ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | ✓ | ✓ | 6 |
| A3RAL | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | | 6 |
| A3RALQ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | ✓ | 6 |
| A3RALC | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | | 6 |
| A3RALCQ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | ✓ | 6 |
| A3RALN | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | | 6 |
| A3RALNQ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | ✓ | 6 |
| A3RALNC | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | | 6 |
| A3RALNCQ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | 6 |

Fuente: Manual Técnico TM42-2195S ELSTER

2.4.2. Descripción Física del Medidor Alpha A3

Los componentes físicos del medidor ALPHA 3 son los siguientes:

- Ensamble de la Cubierta
- Batería
- Ensamble electrónico
- Cable de tensión y corriente
- Ensamble de la base
- Sensores de corriente
- Base del medidor

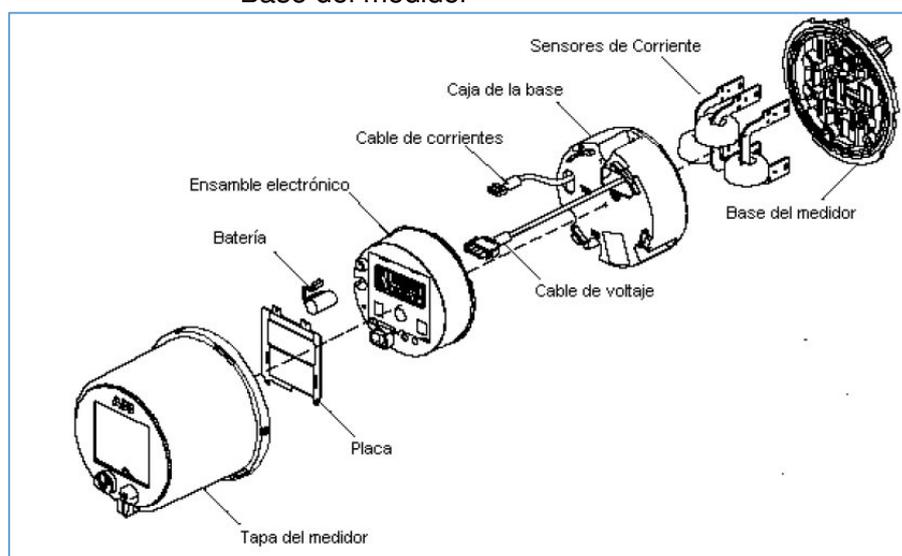


Figura N° 2.6. Componentes físicos del medidor

Fuente: Manual Técnico TM42-2195S ELSTER

2.4.3.Revisión del Sistema del Medidor Alpha A3

La tarjeta electrónica principal del medidor ALPHA 3 contiene todos los componentes electrónicos que comprenden el registro integral del medidor. Ver en la Figura N° 2.7 el diagrama de bloques de la tarjeta de circuitos del medidor.

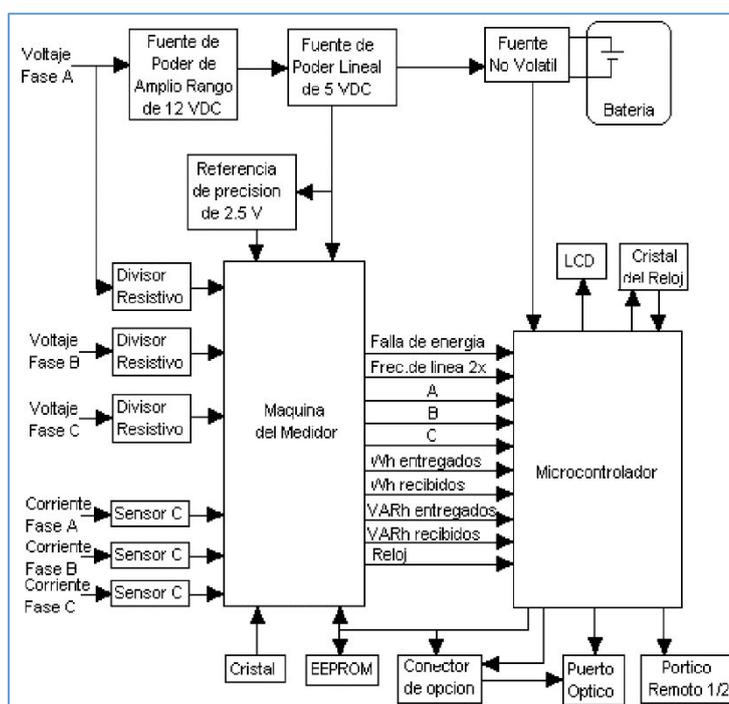


Figura N° 2.7. Diagrama de Bloques de la Tarjeta de Circuitos del Medidor

Fuente: Manual Técnico TM42-2195S ELSTER

- **Fuente de Poder:** La energía es suministrada al medidor ALPHA 3 mediante el uso de una fuente de poder de amplio rango que acepta voltajes entre 96 a 528 VAC (ó 46 a 256 VAC). El voltaje de la fase A debe estar presente para energizar la circuitería del medidor. La salida de 12 VDC de la fuente de poder alimenta entonces a un regulador lineal de bajo voltaje, a fin de mantener el nivel de voltaje lógico.
- **Sensores de Voltaje y Corriente:** Las corrientes y voltajes de línea son sensadas utilizando sensores de corrientes especiales y divisores de voltaje resistivos respectivamente. La multiplicación y otros cálculos son desarrollados utilizando un circuito integrado IC propio del medidor (llamado máquina del medidor).

El medidor recibe cada señal de corriente a través de sensores de corriente que poseen devanados de precisión, a fin de reducir la proporcionalidad lineal de la corriente. La máquina del medidor, muestrea las señales parciales de corriente de entrada, a fin de proveer una medición adecuada de la corriente.

El medidor recibe cada señal de voltaje a través de divisores resistivos para asegurar que se mantenga un nivel de voltaje lógico lineal. Esto también sirve para minimizar el desfase dentro de un amplio rango

dinámico de variación del voltaje. La máquina del medidor, muestrea las señales escaladas de voltajes de entrada, proporcionadas por los divisores resistivos, a fin de proveer una medición adecuada del voltaje.

- **Máquina del Medidor:** La multiplicación y otros cálculos son desarrollados utilizando un circuito integrado común llamado la máquina del medidor. La máquina del medidor contiene el procesador de señal digital (DSP) con convertidores analógico - digital incorporados (A/D) capaces de muestrear cada entrada de voltaje y corriente.

Los convertidores A/D miden las entradas de corriente y voltaje para una fase dada. El DSP multiplica la señal apropiadamente, utilizando las constantes de calibración pre-programadas en fábrica.

- **Máquina del Medidor:** El Microcontrolador realiza varias diferentes funciones, por ejemplo:
 - o Se comunica con el DSP y el EEPROM
 - o Proporciona comunicación serial a través del puerto óptico.
 - o Proporciona comunicación serial a través de los puentes remotos.
 - o Envía pulsos de salida a través del puerto óptico
 - o Controla la pantalla (LCD)
 - o Controla cualquier tarjeta electrónica opcional.

El microcontrolador y la máquina del medidor se comunican entre sí constantemente para procesar las entradas de corriente y voltaje. Cuando el microcontrolador detecta una falla de energía, inicia el conteo regresivo y almacenamiento de la facturación e información del estatus en la memoria EEPROM.

- **EEPROM:** El ALPHA A3 utiliza una memoria únicamente legible, de borrado programable electrónicamente (EEPROM, por sus siglas en inglés) para el almacenamiento no volátil de los datos de fabricación, datos de configuración del medidor y valores de medición de energía. Durante un corte de energía, la memoria EEPROM proporciona almacenamiento a toda la información necesaria para asegurar la integridad de todos los cálculos de demanda o multitarifarios TOU, incluyendo lo siguiente:

2.4.4. Datos de Facturación.

a) Energía medida y cantidades de demanda.

Todos los medidores ALPHA 3 son capaces de medir los KWh entregados y recibidos, así como las demandas en KW. Los medidores A3R y A3K también pueden medir las energías reactiva y aparente respectivamente, así como sus correspondientes demandas. La máquina del medidor muestrea las entradas de corriente y voltaje y envía estas mediciones al microcontrolador. En la máquina del medidor, cada pulso es igual a una constante K_e definida como una de los siguientes valores: Wh secundarios por pulso, VARh secundarios por pulso y VAh secundarios por pulso.

b) Factor de potencia promedio.

El factor de potencia promedio (AvgPF) es calculado por el medidor, utilizando los siguientes valores registrados desde la última reposición de la demanda: KWh y KVARh ó KVAh.

c) Valor de demanda promedio.

La demanda es el valor promedio de la potencia dentro de un intervalo específico de tiempo.

Un intervalo es el tiempo durante el cual se calcula la demanda. La duración de un intervalo de demanda se puede programar utilizando el software de soporte de los medidores ALPHA, pero este valor debe ser divisible dentro de la hora. Los intervalos de demanda más comúnmente utilizados son de 15 ó 30 minutos en Perú.

d) Demanda máxima.

La demanda máxima (también referida como demanda indicada) es el de demanda más alto, ocurrido dentro de un período de facturación. La demanda para cada intervalo es calculada y comparada con el valor de demanda máxima anterior. Si la nueva demanda máxima sobrepasa el valor de la demanda máxima previa, entonces la nueva demanda es almacenada como la demanda máxima. Cuando se produce una reposición de la demanda, esta es reiniciada a cero. La demanda para el primer intervalo completo luego de una reposición de demanda pasa a ser la demanda máxima.

e) Medición primaria y secundaria.

El medidor ALPHA A3 puede ser programado ya sea para medición primaria o secundaria. Con las mediciones primaria y secundaria, el software de soporte de Elster Electricity, LLC. puede ser utilizado para programar el medidor con un multiplicador externo deseado. Las cantidades medidas deben ser multiplicadas manualmente por el multiplicador externo para calcular la energía actual y los valores de demanda.

- **Medición Primaria.** Cuando se configura para medición primaria, el medidor ALPHA 3 convierte internamente las cantidades de energía medida y de demanda a unidades primarias utilizando las relaciones del transformador de voltaje y el de corriente. Estas relaciones son programadas utilizando el software de soporte de Elster Electricity, LLC. Las cantidades medidas reflejan la energía y demanda referidas al lado primario de los transformadores de instrumentos.
- **Medición Secundaria.** Cuando se configura para medición secundaria, el medidor ALPHA 3 no utiliza las relaciones del transformador de voltaje y el de corriente para ajustar las cantidades medidas. Las cantidades medidas reflejan la energía y demanda referidas al lado secundario de los transformadores de instrumentos, aunque se hayan indicado estas relaciones en la programación del medidor

Todos los medidores ALPHA 3 almacenan el total de datos (una tarifa) para energía y demanda. Los medidores multitarifarios (TOU) pueden almacenar el total de datos y los datos para hasta 4 tarifas. Las tarifas TOU pueden estar basadas en cualquier combinación de día, hora o estación del año. Todas las cantidades seleccionadas para medición son almacenadas de acuerdo la tarifa TOU. Los medidores almacenan la energía, demanda y factor de potencia promedio para cada tarifa.

f) Información sobre fallas de energía.

El medidor ALPHA A3 monitorea y registra los datos completos de una falla de energía. Se registra la siguiente información:

- Número acumulado de fallas de energía (en medidores TOU y de demanda únicamente)
- El número acumulado de minutos de todas las fallas de energía (en medidores multitarifarios TOU)
- Fecha y hora de inicio de la falla de energía más reciente (medidores multitarifarios TOU)
- Fecha y hora de fin de la falla de energía más reciente (medidores multitarifarios TOU)

g) Archivos y paquetes de datos.

El medidor ALPHA A3 registra los siguientes archivos y paquetes de datos en la memoria compartida, de localización dinámica:

- Archivo de Eventos
- Registro histórico
- Auto lecturas
- Perfiles de Carga
- Perfiles de Instrumentación
- Registro de Monitoreo de Calidad de Energía PQM
- Archivo de sags de voltaje

Todos los grupos de archivos y datos están compartidos en la memoria del medidor. Los tamaños de cada uno varían a fin de permitir compartir el espacio con los diferentes grupos de archivos y datos. Por ejemplo, las autolecturas pueden almacenar menos datos, debido a que los perfiles de carga pueden almacenar más datos

- **Archivo de Eventos.** Los eventos que pueden ser incluidos en el archivo de eventos son los siguientes:

- Inicio y finalización de fallas de energía (2 registros de evento).
- Fecha y hora de cambio de información (2 registros de evento).
- Fecha y hora de reposición de la demanda realizada manualmente o vía comunicación remota (1 registro de evento).
- Fecha y hora de reinicio del archivo de eventos (1 registro de evento).
- Fechas y horas de cambio a modo de Prueba (2 registros de evento).
- Hora de inicio y finalización cuando la tarifa corriente es sobrepuesta por una tarifa correspondiente a un período tarifario alterno (2 registros de eventos)

Luego de que se han grabado el número máximo de registros permitidos, el medidor sobrepondrá las entradas más viejas con nuevos registros, de modo cíclico. El archivo de eventos puede ser deshabilitado mediante el software de soporte de Elster Electricity, LLC.

- **Registro Histórico**

Todos los medidores ALPHA 3 tienen un registro histórico que almacena tablas de información e ID de procedimiento para las comunicaciones que alteran registros en el medidor.

Únicamente los medidores de demanda almacenan los registros como un listado secuencial. Los medidores multitarifarios TOU graban además la fecha y hora de ocurrencia del registro. El medidor graba esta información como una huella auditable, manteniendo un historial de los cambios de programación hechos al medidor.

Luego de que se han almacenado el número máximo de entradas, el medidor sobrepondrá las entradas más viejas con nuevos registros, de modo cíclico. El archivo de eventos puede ser deshabilitado mediante el software de soporte de Elster Electricity, LLC..

- **Auto Lecturas**

Todos los medidores ALPHA 3 tienen capacidad de realizar auto-lecturas.

Una auto-lectura captura los datos corrientes de facturación y los graba en su memoria. Estos datos pueden ser recuperados posteriormente para análisis o facturación. Si el medidor ha grabado el número máximo de autolecturas, la siguiente auto-lectura sustituirá a la auto-lectura de registro más antiguo.

Las auto-lecturas son eventos que pueden ser activados mediante:

- Un calendario de eventos programados
- Cada reposición de la demanda

Las auto-lecturas son diferentes a las copias de datos de facturación previa. La copia de datos de facturación previa almacena únicamente una copia de los datos de facturación en el momento y solamente cuando ocurre una reposición de la demanda.

- **Perfiles de Carga**

Para medidores con capacidad de registro de Perfil de Carga (designados con la letra –L como sufijo), el medidor ALPHA 3 es capaz de grabar hasta 8 canales de información, dependiendo del tipo de medidor

- Medidores A3TL pueden grabar dos cantidades.
- Medidores A3KL y A3RL pueden grabar ocho canales de información.

Tabla N° 2.8. Opciones de configuración de los medidores KVAr

| Cantidad | A3TL | A3KL | A3RL |
|-------------------|------|------|------|
| KWh entregados | ✓ | ✓ | ✓ |
| KWh recibidos | ✓ | ✓ | ✓ |
| Suma de KWh | ✓ | ✓ | ✓ |
| KWh netos | ✓ | ✓ | ✓ |
| KVAh entregados | | ✓ | ✓ |
| KVAh recibidos | | ✓ | ✓ |
| Suma de KVAh | | ✓ | ✓ |
| KVAh netos | | ✓ | |
| KVAh en Q1 | | | ✓ |
| KVAh en Q2 | | | ✓ |
| KVAh en Q3 | | | ✓ |
| KVAh en Q4 | | | ✓ |
| KVARh entregados | | | ✓ |
| KVARh recibidos | | | ✓ |
| Suma de KVARh | | | ✓ |
| KVARh netos | | | ✓ |
| KVARh en Q1 | | | ✓ |
| KVARh en Q2 | | | ✓ |
| KVARh en Q3 | | | ✓ |
| KVARh en Q4 | | | ✓ |
| KVAh en (Q1 + Q4) | | ✓ | ✓ |
| KVAh en (Q2 + Q3) | | ✓ | ✓ |
| KVAh en (Q1 - Q4) | | | ✓ |
| KVAh en (Q2 - Q3) | | | ✓ |
| KVAh en (Q3 - Q2) | | | ✓ |

Fuente: Manual Técnico TM42-2195S ELSTER

Los perfiles de carga tienen su propia duración de intervalo, que es configurado independientemente del intervalo de demanda. La duración del intervalo de perfil de carga debe cumplir las siguientes reglas:

- La duración debe estar entre 1 y 60 minutos
- El tiempo debe ser divisible dentro de una hora

- **Perfiles de Instrumentación.**

Para medidores con capacidad de registro de Perfiles de Instrumentación (designados con la letra –I como sufijo), el medidor tiene dos grupos de perfiles de instrumentación. Cada grupo puede grabar hasta 16 canales con los siguientes parámetros:

- Frecuencia
- Corriente, tensión, vatios, VA por Fase
- Angulo de Voltaje por Fase respecto al Voltaje de la Fase A
- Magnitud de la Corriente Fundamental (1ra. Armónica) por Fase
- Magnitud del Voltaje Fundamental (1ra. Armónica) por Fase
- Magnitud de la 2da. Armónica de Corriente y tensión por Fase
- Porcentaje de Distorsión Armónica Total de Voltaje (% THD)
- Porcentaje de Distorsión Armónica Total de Corriente(% THD)
- Armónicas de Corrientes por Fase (suma de la 2da. a la 15ta.)
- Vatios del Sistema
- VA del Sistema (método aritmético)
- Factor de Potencia (PF) por Fase
- Factor de Potencia del Sistema
- Angulo del Factor de Potencia por Fase
- Angulo del Factor de Potencia del Sistema (método aritmético)
- Angulo de la Corriente / Fase, respecto al Voltaje de la Fase A
- VARs por Fase (método vectorial)

- VARs del Sistema (método vectorial)
- VA del Sistema (método vectorial)
- VARs del Sistema (método aritmético)
- Factor de Potencia del Sistema (método vectorial)
- Angulo del Factor de Potencia del Sistema (método vectorial)
- Porcentaje de la 2da. Armónica de Voltaje por Fase
- TDD por Fase

Cada grupo de perfiles de instrumentación posee separadamente su propia duración de intervalo, que es configurado independientemente de la duración del intervalo de demanda. La duración del intervalo de perfiles de instrumentación debe cumplir las siguientes reglas:

- La duración debe estar entre 1 y 60 minutos
- El tiempo debe ser divisible dentro de una hora

- Registro de Monitoreo de Calidad de Energía PQM

En medidores con capacidad de Monitoreo de Calidad de Energía PQM (designados con el sufijo de la letra –Q) el medidor ALPHA 3 posee un Archivo PQM que registra las fallas de prueba PQM. Para definir y programar el número de registro de eventos de PQM a grabar se utiliza el software de soporte de Elster Electricity, LLC.. Este también es utilizado para definir cuáles pruebas de PQM deben registrar fallas en el archivo.

Los medidores multitarifarios TOU pueden registrar los siguientes datos asociados con las pruebas de PQM:

- Fecha y hora cuando el PQM inicialmente detecta la falla, así como el identificador del PQM (1 registro de evento)
- Fecha y hora cuando el PQM ya no detecta la falla, así como el identificador del PQM (1 registro de evento)

2.4.5. Especificaciones técnicas.

Tabla N° 2.9. Máximos Absolutos y Rangos de Operación

| Máximos Absolutos | | |
|-------------------------------|--|--|
| Voltaje | 528 VAC continuos | |
| Transientes de Voltaje | Prueba Realizada | Resultados |
| | ANSI C 37.90.1 Oscilatoria | 2.5 KV, 2500 impulsos |
| | Transiente Rápida | 5 KV, 2500 impulsos |
| | ANSI C 62.41 | 6 kv @ 1.2/50µS, 10 impulsos |
| | IEC 61000-4-4 | 4 KV, 2.5 kHz de explosión repetitiva por 1 min. |
| Corriente | Dieléctrico ANSI C12.16 | 2.5 KV, 60 Hz por 1 min. |
| | 120% continua de la corriente máxima del medidor | |
| | 200% temporal (1 s) de la corriente máxima del medidor | |
| Rangos de Operación | | |
| Voltaje | Rango nominal de placa | Rango de Operación |
| | 120V a 480V | 96V a 528V |
| Corriente | 0 al máximo valor de amperaje | |
| Frecuencia | 50 Hz o 60 Hz nominal ± 5% | |
| Rango de Temperatura | -40°C a +85°C dentro de la cubierta del medidor | |
| Rango de Humedad | 0 al 100% no-condensada | |

Fuente: Manual Técnico TM42-2195S ELSTER

Tabla N° 2.10. Características de Operación y de funcionamiento

| | | | |
|---|---|-------------------------------|-------------------------|
| Burden de la Fuente de Poder (Fase A) | Menos de 4 W. | | |
| Burden de Corriente por Fase | 0.1 miliOhms típicos a 25°C | | |
| Burden de Voltaje por Fase | 0.008 W @ 120 V | 0.03 W @ 240V | 0.04W @ 480V |
| Precisión | Con carga = $\pm\{0.2 + 0.001(\text{Clase}/I)(1 + \text{Tan}(\theta))\}$ % | | |
| Variaciones de Precisión | Coeficiente de Temperatura = $\pm 0.01\%$ por °C | | |
| Corriente de Arranque | | | |
| Forma 1S y Forma 3S | 10 mA para Clase 20 | 100 mA para Clase 200 | 160 mA para Clase 320 |
| Las demás formas | 5 mA para la Clase 20 | 50 mA para la Clase 200 | 80 mA para la Clase 320 |
| Retarde en el Arranque | <3s desde la energización hasta la acumulación de pulsos | | |
| Deslizamiento a 0.000A sin corriente | No mas de un pulso medido por cantidad, conforme a los requerimientos de las normas ANSI C12.16 | | |
| Mínimo corte de energía reconocido | 100 ms | | |
| Base de Tiempo primaria | Frecuencia de línea del sistema (50 o 60 Hz), con la opción de elegir el oscilador de cristal si la frecuencia de línea del sistema de potencia aislado es considerado muy inestable para ser utilizada como base de tiempo del reloj. | | |
| Base de Tiempo secundaria | Cumple los límites ANSI de 0.02% utilizando el oscilador de cristal de 32 768 kHz. El comportamiento inicial se espera que sea igual o mejor que ± 55 segundos por mes a temperatura de habitación. | | |
| Capacidad de soporte durante un corte de energía | Supercapacitor de 0.1 Faradios, 5.5. V por 6 horas a 25°C. | | |
| Batería (opcional) | Batería de litio (LiSOCl ₂) de 800 mAh, 3.6 V y vida estimada de 20 años (sin uso), para 5 años con carga continua a 25°C. El supercapacitor está destinado a dar soporte durante todos los cortes de energía. La batería no toma carga, excepto cuando el supercapacitor se ha descargado o cuando un medidor programado se almacena durante un largo período de tiempo sin energía del sistema. Basado en este ciclo de carga liviana, la vida proyectada de la batería de litio bajo condiciones normales de servicio se espera que sea mayor que los 20 años. | | |
| Velocidad de comunicación | Puerto Óptico | Opción de Comunicación | |
| | 9,600 bauds (nominal) | 1,200 a 19,200 BPS | |

Fuente: Manual Técnico TM42-2195S ELSTER

2.5. CONCEPTOS DE SISTEMAS DE COMUNICACIÓN.

2.5.1. Telecomunicación y Sistema de Telecomunicación

Telecomunicación abarca todas las formas de comunicación a distancia. La palabra incluye el prefijo griego tele, que significa “distancia” o “lejos”. Por lo tanto, la telecomunicación es una técnica que consiste en la transmisión de un mensaje desde un punto hacia otro, usualmente con la característica adicional de ser bidireccional. La telefonía, la radio, la televisión y la transmisión de datos a través de computadoras son parte del sector de las telecomunicaciones.

Las Telecomunicaciones también se pudieran definir como el Conjunto de medios de comunicación a distancia o transmisión de palabras, sonidos, imágenes o datos en forma de impulsos o señales electrónicas o electromagnéticas. A continuación un esquema de un sistema de comunicación

- **Mensaje:** Es la información que se quiere transmitir
- **Emisor:** Sistema que emite el mensaje
- **Receptor:** Sistema que recibe el mensaje
- **Canal:** Es el medio por el que circula el mensaje que enviamos. Un canal viene definido por sus propiedades físicas, que son: la naturaleza de la señal que puede transmitir, la velocidad de transmisión, el ancho de banda, el nivel de ruido (interferencias), longitud y modo de inserción de emisores y receptores en el canal.

- **Código:** El lenguaje mediante el que se transmite el mensaje: idioma, código, etc.
- **Contexto:** La situación, el ambiente en el que se transmite el mensaje.

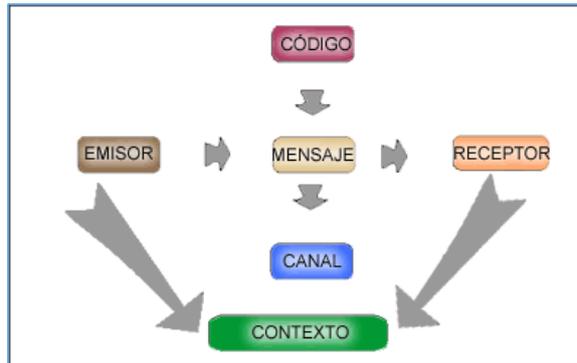


Figura N° 2.8. Esquema de un sistema de comunicación
Fuente: <http://electrophenia.blogspot.com>

2.5.2. Redes de comunicación.

Las redes están formadas por conexiones entre grupos de computadoras y dispositivos asociados que permiten a los usuarios la transferencia electrónica de información. La red de área local, representada en la parte izquierda de la figura N° 2.9, es un ejemplo de la configuración utilizada en muchas oficinas y empresas.

Las diferentes computadoras se denominan estaciones de trabajo y se comunican entre sí a través de un cable o línea telefónica conectada a los servidores. Éstos son computadoras como las estaciones de trabajo, pero poseen funciones administrativas y están dedicados en exclusiva a supervisar y controlar el acceso de las estaciones de trabajo a la red y a los recursos compartidos (como las impresoras). La línea roja representa una conexión principal entre servidores de red; la línea azul muestra las conexiones locales.

Un módem (modulador/demodulador) permite a las computadoras transferir información a través de las líneas telefónicas normales. El módem convierte las señales digitales a analógicas y viceversa, y permite la comunicación entre computadoras muy distantes entre sí.

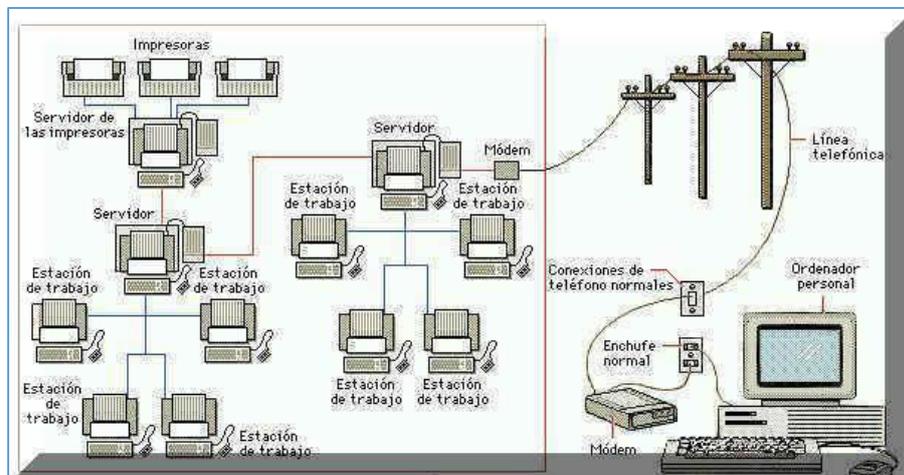


Figura N° 2.9. Esquema de una red de comunicación
Fuente: <http://serviger.8m.com/>

2.5.2.1. Electrónica de Red.

- **Tarjeta de red:** Permite la conexión de un equipo informático a una red de forma que pueda comunicarse y compartir recursos con el resto de equipos de la red.
- **Repetidor:** Es un elemento que regenera una señal eléctrica de forma que permite alcanzar mayores distancias sin perder la información que contiene.
- **HUB (Concentrador):** Se utiliza para concentrar el cableado de una red. Recibe la señal por un puerto y los distribuye por los demás puertos. Hasta que la señal no se recibe o se distribuye totalmente no se puede mandar una señal nueva.
- **Switch (Concentrador):** Se utiliza para centralizar el cableado de una red. Transmite un dato solamente al puerto destino creando un canal exclusivo entre origen y destino. Además es capaz de gestionar el ancho de banda de cada canal exclusivo.
- **Router (Enrutador):** Realiza la misma función que un Switch y además es capaz de elegir la mejor ruta para que el paquete de datos vaya desde el origen hasta su destino.
 - Estático: Me selecciona el camino más corto.
 - Dinámico: Elige el camino más rápido.

- **Punto de acceso Inalámbrico:** Convierte una señal Alámbrica en Inalámbrica y viceversa.
- **Puente:** Interconecta dos segmentos de red realizando el paso de datos de una red a otra.
- **Pasarela (Gateway):** Es un dispositivo a veces un ordenador que permite interconectar redes con protocolos diferentes o arquitecturas diferentes a todos los niveles de comunicación.

2.5.3. Protocolos de Red.

Los conjuntos de protocolos son colecciones de protocolos que posibilitan la comunicación de red desde un host, a través de la red, hacia otro host. Un protocolo es una descripción formal de un conjunto de reglas y convenciones que rigen un aspecto particular de cómo los dispositivos de una red se comunican entre sí. Los protocolos determinan el formato, la sincronización, la secuenciación y el control de errores en la comunicación de datos. Sin protocolos, el computador no puede armar o reconstruir el formato original del flujo de bits entrantes desde otro computador.

Los protocolos controlan todos los aspectos de la comunicación de datos, que incluye lo siguiente:

- Cómo se construye la red física
- Cómo los computadores se conectan a la red
- Cómo se formatean los datos para su transmisión
- Cómo se envían los datos
- Cómo se manejan los errores

Estas normas de red son creadas y administradas por una serie de diferentes organizaciones y comités. Entre ellos se incluyen el Instituto de

Ingeniería Eléctrica y Electrónica (IEEE), el Instituto Nacional Americano de Normalización (ANSI), la Asociación de la Industria de las Telecomunicaciones (TIA), la Asociación de Industrias Electrónicas (EIA) y la Unión Internacional de Telecomunicaciones (UIT), antiguamente conocida como el Comité Consultivo Internacional Telegráfico y Telefónico (CCITT).

2.5.3.1. Tipos de Red.

a) Redes de área local (LAN): Las LAN constan de los siguientes componentes:

- Computadores
- Tarjetas de interfaz de red
- Dispositivos periféricos
- Medios de networking
- Dispositivos de networking

Las LAN se encuentran diseñadas para:

- Operar dentro de un área geográfica limitada.
- Permitir el multiacceso a medios con alto ancho de banda.
- Controlar la red de forma privada con administración local.
- Proporcionar conectividad continua a los servicios locales.
- Conectar dispositivos físicamente adyacentes.

Algunas de las tecnologías comunes de LAN son:

- Ethernet
- Token Ring (topología lógica en anillo y topología física en estrella)
- FDDI (nterfaz de Datos Distribuida por Fibra)

b) Redes de área local (LAN):

Las WAN interconectan las LAN, que a su vez proporcionan acceso a los computadores o a los servidores de archivos ubicados en otros lugares. Como las WAN conectan redes de usuarios dentro de un área geográfica extensa, permiten que las empresas se comuniquen entre sí a través de grandes distancias. Las WAN permiten que los computadores, impresoras y otros dispositivos de una LAN compartan y sean compartidas por redes en sitios distantes. Las WAN proporcionan comunicaciones instantáneas a través de zonas geográficas extensas. El software de colaboración brinda acceso a información en tiempo real y recursos que permiten realizar reuniones entre personas separadas por largas distancias, en lugar de hacerlas en persona. Networking de área amplia también dio lugar a una nueva clase de trabajadores, los empleados a distancia, que no tienen que salir de sus hogares para ir a trabajar. Las WAN están diseñadas para realizar lo siguiente:

- Operar entre áreas geográficas extensas y distantes.
- Posibilitar capacidades de comunicación en tiempo real entre usuarios.

- Brindar recursos remotos de tiempo completo, conectados a los servicios locales.
- Brindar servicios de correo electrónico, World Wide Web, transferencia de archivos y comercio electrónico.
- Conectar dispositivos separados por grandes distancias, e incluso a nivel mundial.

Algunas de las tecnologías comunes de WAN son:

- Módems.
- Red digital de servicios integrados (RDSI)
- Línea de suscripción digital (DSL - Digital Subscriber Line)
- Frame Relay
- Series de portadoras para EE.UU. (T) y Europa (E): T1, E1, T3, E3
- Red óptica síncrona (SONET)

c) Redes de área metropolitana (MAN):

La MAN es una red que abarca un área metropolitana, como, por ejemplo, una ciudad o una zona suburbana. Una MAN generalmente consta de una o más LAN dentro de un área geográfica común. Por ejemplo, un banco con varias sucursales puede utilizar una MAN. Normalmente, se utiliza un proveedor de servicios para conectar dos o más sitios LAN utilizando líneas privadas de comunicación o servicios ópticos. También se puede crear una MAN usando tecnologías de puente inalámbrico enviando haces de luz a través de áreas públicas.

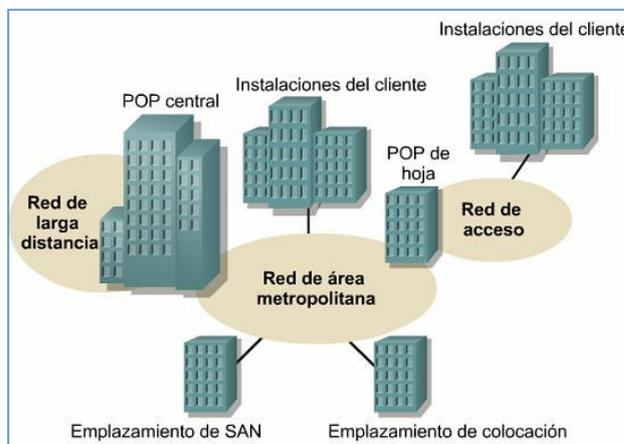


Figura N° 2.10. Esquema de una red de área metropolitana (MAN)

Fuente: <http://ciscocna.pbworks.com/>

d) Redes de área de almacenamiento (SAN):

Una SAN es una red dedicada, de alto rendimiento, que se utiliza para trasladar datos entre servidores y recursos de almacenamiento. Al tratarse de una red separada y dedicada, evita todo conflicto de tráfico entre clientes y servidores. La tecnología SAN permite conectividad de alta velocidad, de servidor a almacenamiento, almacenamiento a almacenamiento, o servidor a servidor. Este método usa una infraestructura de red por separado, evitando así cualquier problema asociado con la conectividad de las redes existentes. Las SAN poseen las siguientes características:

- Rendimiento: Las SAN permiten el acceso concurrente de matrices de disco o cinta por dos o más servidores a alta velocidad, proporcionando un mejor rendimiento del sistema.
- Disponibilidad: Las SAN tienen una tolerancia incorporada a los desastres, ya que se puede hacer una copia exacta de los datos mediante una SAN hasta una distancia de 10 kilómetros (km) o 6,2 millas.
- Escalabilidad: Al igual que una LAN/WAN, puede usar una amplia gama de tecnologías. Esto permite la fácil reubicación de datos de copia de seguridad, operaciones, migración de archivos, y duplicación de datos entre sistemas.

e) Red privada virtual (VPN):

Una VPN es una red privada que se construye dentro de una infraestructura de red pública, como la Internet global. Con una VPN, un empleado a distancia puede acceder a la red de la sede de la empresa a través de Internet, formando un túnel seguro entre el PC del empleado y un router VPN en la sede.

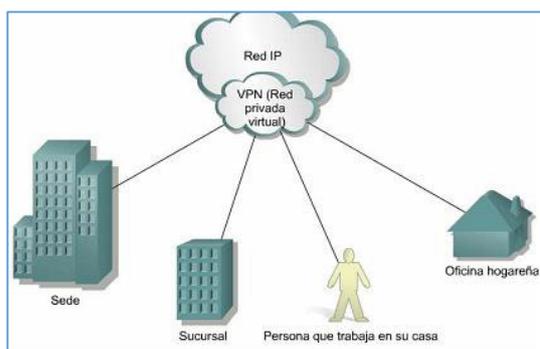


Figura N° 2.11. Esquema de una VPN

Fuente: <http://ciscocna.pbworks.com/>

La VPN es un servicio que ofrece conectividad segura y confiable en una infraestructura de red pública compartida, como la Internet. Las VPN conservan las mismas políticas de seguridad y administración que una red privada. Son la forma más económica de establecer una conexión punto a punto entre usuarios remotos y la red de un cliente de la empresa.

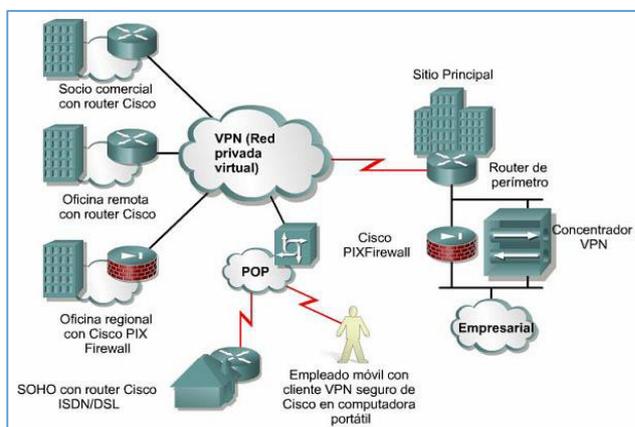


Figura N° 2.12. Esquema detallado de una VPN

Fuente: <http://ciscocna.pbworks.com/>

A continuación se describen los tres principales tipos de VPN:

- **VPN de acceso:** Las VPN de acceso brindan acceso remoto a un trabajador móvil y una oficina pequeña/oficina hogareña (SOHO), a la sede de la red interna o externa, mediante una infraestructura compartida. Las VPN de acceso usan tecnologías analógicas, de acceso telefónico, RDSI, línea de suscripción digital (DSL), IP móvil y de cable para brindar conexiones seguras a usuarios móviles, empleados a distancia y sucursales.
- **Redes internas VPN:** Las redes internas VPN conectan a las oficinas regionales y remotas a la sede de la red interna mediante una infraestructura compartida, utilizando conexiones dedicadas. Las redes internas VPN difieren de las redes externas VPN, ya que sólo permiten el acceso a empleados de la empresa.
- **Redes externas VPN:** Las redes externas VPN conectan a socios comerciales a la sede de la red mediante una infraestructura compartida, utilizando conexiones dedicadas. Las redes externas VPN difieren de las redes internas VPN, ya que permiten el acceso a usuarios que no pertenecen a la empresa.

f) Red interna y externa.

Una de las configuraciones comunes de una LAN es una red interna, a veces denominada "intranet". Los servidores de Web de red interna son distintos de los servidores de Web públicos, ya que es necesario que un usuario público cuente con los correspondientes permisos y contraseñas para acceder a la red interna de una organización. Las redes internas están diseñadas para permitir el acceso por usuarios con privilegios de acceso a la LAN interna de la organización. Dentro de una red interna, los servidores de Web se instalan en la red. La tecnología de navegador se utiliza como interfaz común para acceder a la información, por ejemplo datos financieros o datos basados en texto y gráficos que se guardan en esos servidores.

Las redes externas hacen referencia a aplicaciones y servicios basados en la red interna, y utilizan un acceso extendido y seguro a usuarios o empresas externas. Este acceso generalmente se logra mediante contraseñas, identificaciones de usuarios, y seguridad a nivel de las aplicaciones.

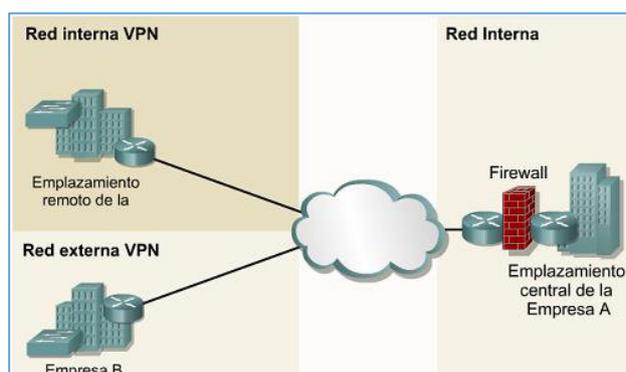


Figura N° 2.13. Esquema de una Red interna y externa de una empresa

Fuente: <http://ciscocna.pbworks.com/>

Por lo tanto, una red externa es la extensión de dos o más estrategias de red interna, con una interacción segura entre empresas participantes y sus respectivas redes internas.

2.5.3.2. Topología de Red.

La topología de red define la estructura de una red. Una parte de la definición topológica es la topología física, que es la disposición real de los cables o medios. La otra parte es la topología lógica, que define la forma en que los hosts acceden a los medios para enviar datos. Las topologías físicas más comúnmente usadas son las siguientes:

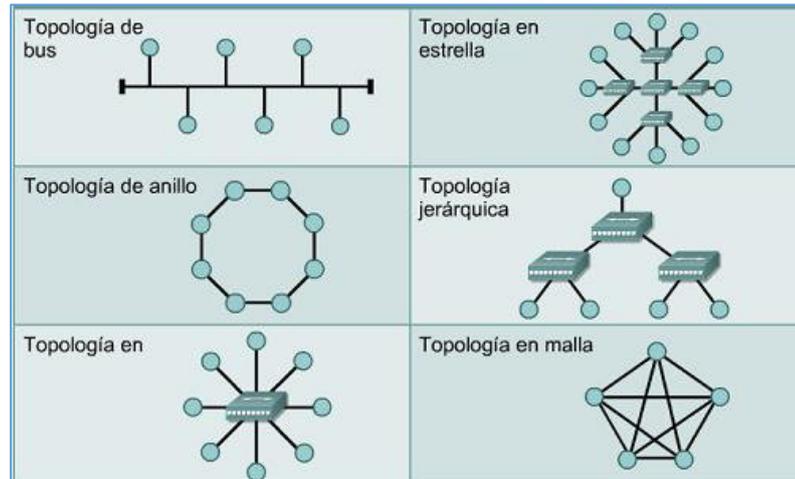


Figura N° 2.14. Topologías físicas de Red

Fuente: <http://ciscoocna.pbworks.com/>

- Una topología de bus usa un solo cable backbone que debe terminarse en ambos extremos. Todos los hosts se conectan directamente a este backbone.
- La topología de anillo conecta un host con el siguiente y al último host con el primero. Esto crea un anillo físico de cable.
- La topología en estrella conecta todos los cables con un punto central de concentración.
- Una topología en estrella extendida conecta estrellas individuales entre sí mediante la conexión de hubs o switches. Esta topología puede extender el alcance y la cobertura de la red.
- Una topología jerárquica es similar a una estrella extendida. Pero en lugar de conectar los hubs o switches entre sí, el sistema se conecta con un computador que controla el tráfico de la topología.
- La topología de malla se implementa para proporcionar la mayor protección posible para evitar una interrupción del servicio. El uso de una topología de malla en los sistemas de control en red de una planta nuclear sería un ejemplo excelente. Como se puede observar en el gráfico, cada host tiene sus propias conexiones con los demás hosts. Aunque la Internet cuenta con múltiples rutas hacia cualquier ubicación, no adopta la topología de malla completa.

La topología lógica de una red es la forma en que los hosts se comunican a través del medio. Los dos tipos más comunes de topologías lógicas son broadcast y transmisión de tokens.

- a) La topología broadcast simplemente significa que cada host envía sus datos hacia todos los demás hosts del medio de red. No existe una orden que las estaciones deban seguir para utilizar la red. Es por orden de llegada. Ethernet funciona así, tal como se explicará en el curso más adelante.
- b) La segunda topología lógica es la transmisión de tokens. La transmisión de tokens controla el acceso a la red mediante la transmisión de un token electrónico a cada host de forma secuencial. Cuando un host recibe el token, ese host puede enviar datos a través de la red. Si el host no tiene ningún dato para enviar, transmite el token al siguiente host y el proceso se vuelve a repetir. Dos ejemplos de redes que utilizan la transmisión de tokens son Token Ring y la Interfaz de datos distribuida por fibra (FDDI). Arcnet es una variación de Token Ring y FDDI. Arcnet es la transmisión de tokens en una topología de bus.

El diagrama en la siguiente figura muestra diferentes topologías conectadas mediante dispositivos de red. Muestra una LAN de complejidad moderada que es típica de una escuela o de una pequeña empresa. Tiene muchos símbolos, y describe varios conceptos de networking que lleva cierto tiempo aprender.

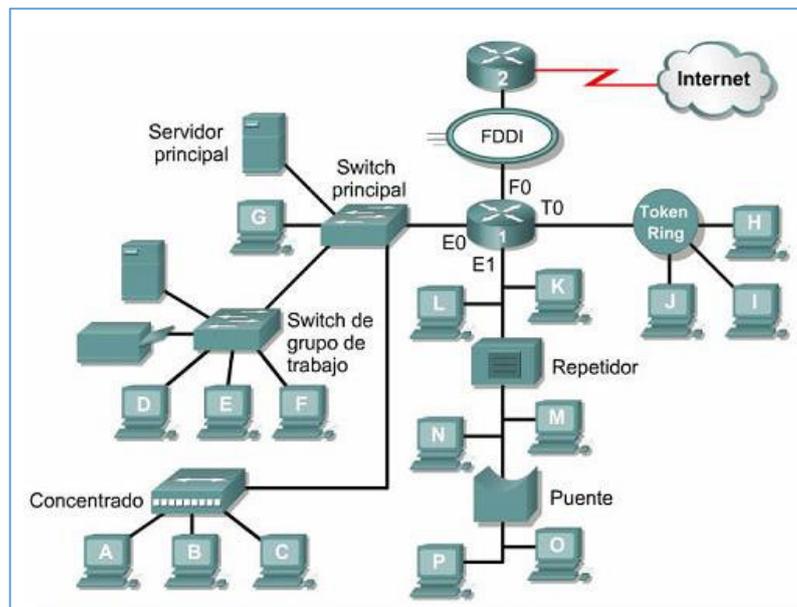


Figura N° 2.15. Topologías físicas y lógicas de una red LAN compleja

Fuente: <http://ciscoocna.pbworks.com/>

2.5.3.3. Ancho de banda y tasa de transferencia.

El ancho de banda se define como la cantidad de información que puede fluir a través de una conexión de red en un período dado. Es esencial comprender el concepto de ancho de banda al estudiar networking, por las siguientes cuatro razones:

- El ancho de banda se encuentra limitado por razones físicas y tecnológicas.
- El ancho de banda no es gratuito.
- Los requisitos de ancho de banda aumentan a gran velocidad.
- El ancho de banda es fundamental para el desempeño de la red.

La tasa de transferencia se refiere a la medida real del ancho de banda, en un momento dado del día, usando rutas de Internet específicas, y al transmitirse un conjunto específico de datos.

Desafortunadamente, por varios motivos, la tasa de transferencia a menudo es mucho menor que el ancho de banda digital máximo posible del medio utilizado. A continuación se detallan algunos de los factores que determinan la tasa de transferencia:

- Dispositivos de internetworking
- Tipo de datos que se transfieren
- Topología de la red
- Cantidad de usuarios en la red
- Computador del usuario
- Computador servidor
- Estado de la alimentación

El ancho de banda teórico de una red es una consideración importante en el diseño de la red, porque el ancho de banda de la red jamás será mayor que los límites impuestos por los medios y las tecnologías de networking escogidos. No obstante, es igual de importante que un diseñador y administrador de redes considere los factores que pueden afectar la tasa de transferencia real. Al medir la tasa de transferencia regularmente, un administrador de red estará al tanto de los cambios en el rendimiento de la red y los cambios en las necesidades de los usuarios de la red. Así la red se podrá ajustar en consecuencia.

2.6. TELEMETRÍA Y TIPOS DE SISTEMAS DE TELEMEDICIÓN.

2.6.1. Telemetría.

La Telemetría o Telemedición es una técnica automatizada de las comunicaciones que consiste en una medición efectuada con ayuda de elementos intermedios que permiten que la medida sea interpretada a una cierta distancia del detector primario. La característica distinta de la telemedida es la naturaleza de los sistemas de transmisión, que incluyen la conversión de la cantidad medida en una magnitud representativa de otra clase, que puede transmitirse convenientemente para la medición a distancia. La distancia real no tiene importancia.

Un sistema de telemetría normalmente consiste de un transductor como un dispositivo de entrada, un medio de transmisión en forma de líneas de cable o las ondas de radio, dispositivos de procesamiento de señales, y dispositivos de grabación o visualización de datos. El transductor convierte una magnitud física como la temperatura, presión o vibraciones en una señal eléctrica correspondiente, que es transmitida a una distancia a efectos de medición y registro.

Con relación al estudio se puede decir que la Telemedición es la lectura periódica de la información disponible en medidores de consumo eléctrico. A continuación se enuncian sus beneficios.

- ✓ Realizar de forma remota la gestión del medidor:
 - Lectura del medidor
 - Manipular las tarifas según se requiera
 - Monitoreo de las variables de las redes de distribución para prestarle un mantenimiento adecuado y corregir fallas de forma inmediata.

- ✓ Realizar de forma remota la gestión operativa y del servicio:
 - Cambios del contrato
 - Desconexiones y reconexiones (comunicación bidireccional)
 - Detección de fallas
 - Facturación
 - En las redes eléctricas es importante el análisis de la carga y medición de las pérdidas de transmisión para realizar un mejor mantenimiento y optimizar la inversión
 - Monitoreo de la calidad de servicio en grandes usuarios

- ✓ Control de pérdidas / Detección y prevención de fraude

La Telemedición trae beneficios tanto al cliente como a la empresa que presta el servicio. El cliente se beneficia ya que dispone de información precisa del consumo, en muchas ocasiones puede disfrutar de una gestión remota del contrato y tarifas personalizadas, la recuperación de fallas es más rápida y recibe un mejor servicio al cliente. En el caso de la empresa que presta el servicio eléctrico aumenta la satisfacción del cliente, puede personalizar las tarifas y fechas de facturación, genera mejor y más precisa información de inteligencia de negocios, reduce costos de operaciones y atención al cliente y protege los ingresos reduciendo las pérdidas y robos en la red. Adicionalmente las empresas eléctricas utilizan la información de los medidores para mantener un balanceo de carga óptimo en la red.

Los sistemas de telemetría se introdujeron a principios del siglo XX para ser utilizado de supervisión en la naturaleza, ya que se utilizarían para supervisar la distribución de energía eléctrica.

La mayoría de las empresas de servicios en Europa y Estados Unidos están migrando a sistemas de Lectura de Medición Automática (AMR), en Asia e Hispanoamérica la mayoría de estas empresas han empezado a realizar estudios para la implementación de sistemas avanzados de AMR de larga escala, mientras que unos cuantos cuentan ya con un sistema AMR o están llevando a cabo proyectos pilotos para su implementación.

2.6.2. Tipos de Sistemas de Medición Remota.

2.6.2.1. Comunicación vía Microondas.

La comunicación vía microondas consiste básicamente en tres componentes fundamentales: el transmisor, el receptor y el canal aéreo.

- El transmisor, es el responsable de modular una señal digital a la frecuencia utilizada para transmitir.

- El canal aéreo, es aquel que representa un camino abierto el entre el transmisor.
- El receptor, es el encargado de capturar la señal transmitida y llevarla de nuevo a señal digital.

El factor limitante de la propagación de la señal en enlaces microondas es la distancia que se debe cubrir entre el transmisor y el receptor, además esta distancia debe ser libre de obstáculos. Otro aspecto que se debe señalar es que en estos enlaces, el camino entre el receptor y el transmisor debe tener una altura mínima sobre los obstáculos en la vía, para compensar este efecto se utilizan torres para ajustar dichas alturas.

La distancia cubierta por enlaces microondas puede ser incrementada por el uso de repetidoras, las cuales amplifican y re direccionan la señal, es importante destacar que los obstáculos de la señal pueden ser salvados a través de reflectores pasivos.

La señal de microondas transmitidas es distorsionada y atenuada mientras viaja desde el transmisor hasta el receptor, estas atenuaciones y distorsiones son causadas por una pérdida de poder dependiente a la distancia, reflexión y refracción debido a obstáculos y superficies reflectoras, y a pérdidas atmosféricas.



Figura N° 2.16. Esquema de la comunicación vía microondas

Fuente: <http://telecomunicaciones2.webnode.mx/>

2.6.2.2. Comunicación vía Satélites.

Los enlaces satelitales son iguales a los de microondas excepto que uno de los extremos de la conexión se encuentra en el espacio, como se había mencionado, un factor limitante para la comunicación microondas es que tiene que existir una línea recta entre los dos puntos pero como la tierra es esférica esta línea se ve limitada en tamaño entonces, colocando sea el receptor o el transmisor en el espacio se cubre un área más grande de superficie.

El siguiente gráfico muestra un diagrama sencillo de un enlace vía satélite, nótese que los términos UPLINK y DOWNLINK aparecen en la figura, el primero se refiere al enlace de la tierra al satélite y la segunda del satélite a la tierra.

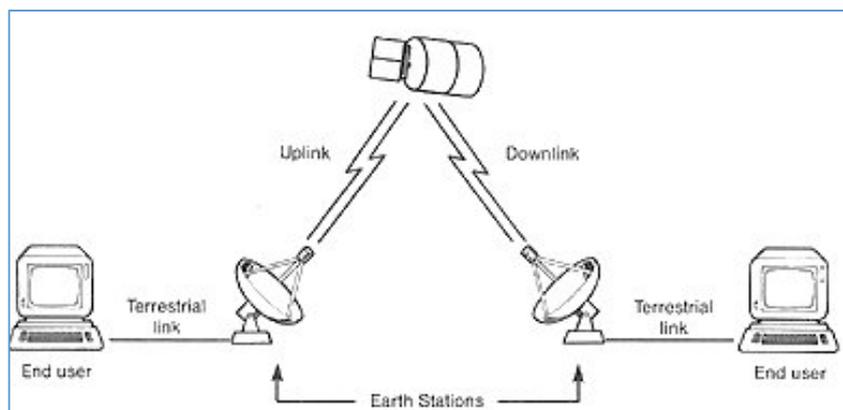


Figura N° 2.17. Esquema de la comunicación vía satélite

Fuente: <http://telecomunicaciones2.webnode.mx/>

Las comunicaciones vía satélite poseen numerosas ventajas sobre las comunicaciones terrestres, la siguiente es una lista de algunas de estas ventajas:

- El costo de un satélite es independiente a la distancia que valla a cubrir.
- La comunicación entre dos estaciones terrestres no necesita de un gran número de repetidoras puesto que solo se utiliza un satélite.
- Las poblaciones pueden ser cubiertas con una sola señal de satélite, sin tener que preocuparse en gran medida del problema de los obstáculos.
- Grandes cantidades de ancho de bandas están disponibles en los circuitos satelitales generando mayores velocidades en la transmisión de voz, data y vídeo sin hacer uso de un costoso enlace telefónico.

Estas ventajas poseen sus contrapartes, alguna de ellas son:

- El retardo entre el UPLINK y el DOWNLINK está alrededor de un cuarto de segundo, o de medio segundo para una señal de eco.
- La absorción por la lluvia es proporcional a la frecuencia de la onda.
- Conexiones satelitales multiplexadas imponen un retardo que afectan las comunicaciones de voz, por lo cual son generalmente evitadas.
- Al igual que los enlaces de microondas, las señales transmitidas vía satélites son también degradadas por la distancia y las condiciones atmosféricas

2.6.2.3. Comunicación vía Fibra Óptica.

La fibra óptica es un medio de transmisión, empleado habitualmente en redes de datos, consistente en un hilo muy fino de material transparente, vidrio o materiales plásticos, por el que se envían pulsos de luz que representan los datos a transmitir. El haz de luz queda completamente confinado y se propaga por el interior de la fibra con un ángulo de reflexión por encima del ángulo límite de reflexión total, en función de la ley de Snell. La fuente de luz puede ser láser o un led.

Las fibras se utilizan ampliamente en telecomunicaciones, ya que permiten enviar gran cantidad de datos a una gran distancia, con velocidades similares a las de radio y superiores a las de cable convencional. Son el medio de transmisión por excelencia, al ser inmune a las interferencias electromagnéticas, y también se utilizan para redes locales donde se necesite aprovechar las ventajas de la fibra óptica por sobre otros medios de transmisión.

Ventajas:

- Una banda de paso muy ancha, lo que permite flujos muy elevados (del orden del Ghz).
- Pequeño tamaño, por lo tanto ocupa poco espacio.
- Gran flexibilidad, el radio de curvatura puede ser inferior a 1 cm, lo que facilita la instalación enormemente.
- Gran ligereza, el peso es del orden de algunos gramos por kilómetro, lo que resulta unas nueve veces menos que el de un cable convencional.
- Inmunidad total a las perturbaciones de origen electromagnético, lo que implica una calidad de transmisión muy buena, ya que la señal es inmune a las tormentas, chisporroteo...
- Gran seguridad: la intrusión en una fibra óptica es fácilmente detectable por el debilitamiento de la energía lumínica en recepción, además, no radia nada, lo que es particularmente interesante para aplicaciones que requieren alto nivel de confidencialidad.
- No produce interferencias.
- Insensibilidad a los parásitos, lo que es una propiedad principalmente utilizada en los medios industriales fuertemente perturbados (por ejemplo, en los túneles del metro). Esta propiedad también permite la coexistencia por los mismos conductos de cables ópticos no metálicos con los cables de energía eléctrica.
- Atenuación muy pequeña independiente de la frecuencia, lo que permite salvar distancias importantes sin elementos activos intermedios. Puede proporcionar comunicaciones hasta los 70 km. antes de que sea necesario regenerar la señal, además, puede extenderse a 150 km. utilizando amplificadores láser.
- Gran resistencia mecánica (resistencia a la tracción, lo que facilita la instalación).
- Resistencia al calor, frío, corrosión.
- Facilidad para localizar los cortes gracias a un proceso basado en la telemetría, lo que permite detectar rápidamente el lugar y posterior reparación de la avería, simplificando la labor de mantenimiento.
- Con un coste menor respecto al cobre.
- Factores ambientales.

A pesar de las ventajas antes enumeradas, la fibra óptica presenta una serie de desventajas frente a otros medios de transmisión, siendo las más relevantes las siguientes:

- La alta fragilidad de las fibras.
- Necesidad de usar transmisores y receptores más costosos.
- Los empalmes entre fibras son difíciles de realizar, especialmente en el campo, lo que dificulta las reparaciones en caso de ruptura del cable.
- No puede transmitir electricidad para alimentar repetidores intermedios.
- La necesidad de efectuar, en muchos casos, procesos de conversión eléctrica-óptica.
- La fibra óptica convencional no puede transmitir potencias elevadas.
- No existen memorias ópticas.
- La fibra óptica no transmite energía eléctrica, esto limita su aplicación donde el terminal de recepción debe ser energizado desde una línea eléctrica. La energía debe proveerse por conductores separados.
- Las moléculas de hidrógeno pueden difundirse en las fibras de silicio y producir cambios en la atenuación. El agua corroe la superficie del vidrio y resulta ser el mecanismo más importante para el envejecimiento de la fibra óptica.
- Incipiente normativa internacional sobre algunos aspectos referentes a los parámetros de los componentes, calidad de la transmisión y pruebas.

2.6.2.4. Comunicación vía Redes móviles celulares.

Sistema de telefonía que no requiere de un enlace fijo, por ejemplo vía cable telefónico, para la transmisión y recepción. Utiliza la radiotransmisión mediante ondas hercianas, como la radio convencional, por lo que el terminal emitirá y recibirá las señales con una antena hacia y desde el repetidor más próximo (antenas repetidoras de telefonía móvil) o vía satélite.

Las primeras emisiones de telefonía móvil se remontan al uso de radiotransmisores instalados en vehículos, de uso militar o institucional.

La telefonía móvil celular se basa en un sistema de áreas de transmisión, células, que abarcan áreas comprendidas entre 1,5 y 5 km, dentro de las cuales existen una o varias estaciones repetidoras, que trabajan con una determinada frecuencia, que debe ser diferente de las células circundantes. El teléfono móvil envía la señal, que es recibida por la estación y remitida a través de la red al destinatario; conforme se desplaza el usuario, también se conmuta la célula receptora, variando la frecuencia de la onda herciana que da soporte a la transmisión. Según los sistemas, la señal enviará datos secuencialmente o por paquetes, bien como tales o comprimidos y encriptados.

Las generaciones de la telefonía celular son las siguientes:

- **Primera generación (1G).** La 1G de la telefonía móvil hizo su aparición en 1979 y se caracterizó por ser analógica y estrictamente para voz. La calidad de los enlaces era muy baja, tenían baja velocidad (2400 bauds). En cuanto a la transferencia entre celdas, era muy imprecisa ya que contaban con una baja

capacidad (Basadas en FDMA, Frequency Division Multiple Access) y, además, la seguridad no existía. La tecnología predominante de esta generación es AMPS (Advanced Mobile Phone System).

- **Segunda generación (2G).** La 2G arribó hasta 1990 y a diferencia de la primera se caracterizó por ser digital. EL sistema 2G utiliza protocolos de codificación más sofisticados y se emplea en los sistemas de telefonía celular actuales. Las tecnologías predominantes son: GSM (Global System por Mobile Communications); IS-136 (conocido también como TIA/EIA136 o ANSI-136) y CDMA (Code Division Multiple Access) y PDC (Personal Digital Communications), éste último utilizado en Japón.

Los protocolos empleados en los sistemas 2G soportan velocidades de información más altas por voz, pero limitados en comunicación de datos. Se pueden ofrecer servicios auxiliares, como datos, fax y SMS (Short Message Service). La mayoría de los protocolos de 2G ofrecen diferentes niveles de encriptación. En Estados Unidos y otros países se le conoce a 2G como PCS (Personal Communication Services).

- **Generación 2.5 G.** Muchos de los proveedores de servicios de telecomunicaciones se moverán a las redes 2.5G antes de entrar masivamente a la 3. La tecnología 2.5G es más rápida, y más económica para actualizar a 3G. La generación 2.5G ofrece características extendidas, ya que cuenta con más capacidades adicionales que los sistemas 2G, como: GPRS (General Packet Radio System), HSCSD (High Speed Circuit Switched), EDGE (Enhanced Data Rates for Global Evolution), IS-136B e IS-95Bm entre otros.
- **Tercera generación 3G.** Se conoce como redes 3G las que permiten una transferencia de datos como mínimo de 200 kbit/s (kilobit por segundo).

Incluye las redes 3G, 3.5G (HSDPA) y 3.75G (HSUPA). Comenzó su uso comercial en el 2001, implementándose muy lentamente en la telefonía celular.

Posibilitó el auge y uso masivo de los smartphones (teléfonos inteligentes). En el 2008 el iPhone 3G compatible con estas redes salió a la venta, permitiendo la conexión solo disponible en ese entonces en algunas ciudades.

Las redes 3G introdujeron el uso en los dispositivos portables, de la TV, video conferencias, el GPS (Sistema de posicionamiento global) y facilitaron la navegación en internet de forma similar a como lo hacemos en una computadora de escritorio.

- **Cuarta generación 4G.** Las redes 4G son los estándares creados para tratar de perfeccionar los usados en 3G. Admiten o mejoran notablemente la televisión de alta definición, en 3D, video

conferencias, juegos, servicios de internet en la nube y la transferencia de datos en general. Están disponibles para los móviles desde el 2011.

2.7. TELEMEDICIÓN A TRAVÉS DE MODEM GPRS

El modem de Telemedición está desarrollado para repotenciar los medidores instalados o nuevos de normas ANSI utilizados en el Perú, los cuales son comúnmente se encuentran instalados en puntos de medición de grandes clientes, totalizadores, máxímetros, etc., permitiendo así a las empresas eléctricas una recolección de datos de forma simple, transparente e inalámbrica en cualquier lugar del Perú donde se tenga señal celular.

2.7.1. ¿Qué es la Tarjeta GPRS?

La Tarjeta GPRS es la siguiente generación de equipos de comunicación orientados a la tecnología GPRS para telemedición de energía eléctrica. Es un sistema pequeño y compacto diseñado especialmente para operar con los medidores ANSI.

A continuación se enuncian algunas características destacadas:

- Instalación fácil y rápida, no requiere desconectar el medidor de la red.
- Tetrabanda y compatible con todos los operadores celulares del Perú.
- Alimentación y antena interna.
- Totalmente “Underglass” al no poseer elementos externos al medidor.
- Bajo consumo.
- Porta SIM-Card de fácil acceso.
- LED brillante indicador de estado de la conexión celular.
- Compatible con los medidores ANSI.
- Comunicación transparente, no se requiere de un software adicional.
- Función “Watchdog” para auto-restauración automática por fallos o caídas del operador móvil.

2.7.2. Componentes de la Tarjeta GPRS.

El sistema incluye cinco partes:

- 1º. **La Tarjeta Principal**, es el centro de todo el sistema. Contiene los componentes más importantes del equipo: fuente de alimentación, procesador, módulo GSM/GPRS. Es el encargado de realizar la comunicación con el medidor y con la red celular, y establecer el enlace transparente.
- 2º. **La Antena Celular**, permite transmitir y recibir las señales electromagnéticas en las que viajan los datos de forma inalámbrica. A través de un conector U.FL se acopla al mismo módulo GSM/GPRS y se adhiere con la cinta de doble faz sobre una superficie fuera de la cara del medidor y dentro de la tapa principal.
- 3º. **La Tarjeta Porta SIM-Card**, como su nombre indica, permite conectar de forma externa la SIM-Card del operador móvil. Es

importante notar que esta tarjeta está especialmente diseñada para montarse sobre una ranura interna del medidor, lo cual permitirá acceder a la SIM-Card sin acceder a toda la electrónica del medidor. Adicionalmente, esta tarjeta contiene el LED de visualización de estado, para verificar el modo de operación de forma presencial.

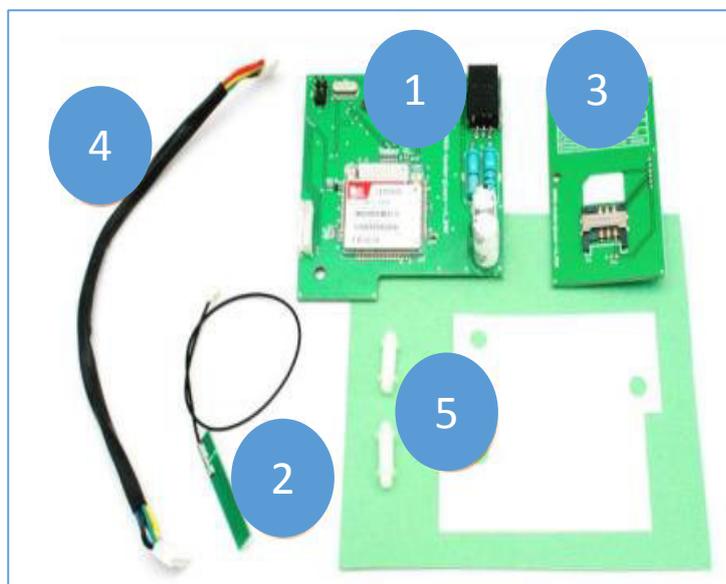


Figura N° 2.18. Componente del modem GPRS

Fuente: Elaboración propia

4º. **El Cable de Conexión**, simplemente interconecta ambas tarjetas y envía las señales de la SIM-Card al módulo GSM/GPRS.

5º. **Accesorios para montaje y protección**, consiste en 2 sujetadores plásticos y 1 lámina aislante.

2.7.3. Especificaciones técnicas:

Tabla N° 2.11. Especificaciones Técnicas del modem GPRS

| | |
|----------------------------------|--|
| Dimensiones | Tarjeta Principal: 86 (largo) x 85 (ancho) x 32.5 (altura) mm Porta SIM-card: 72 (largo) x 42 (ancho) x 17.5 (altura) mm |
| Alimentación | Entrada: 8 ~ 30 Vdc (típico 14Vdc) Consumo: 25 mA (en espera), 40 mA (en lectura de medidor) |
| Módulo Celular | Modelo: SIM908 Marca: SimCom Código Homologación MTC: TRFM25092 Código FCC ID: UDV-2011091310088 |
| Antena Celular | Tipo PCB de 36 x 7 mm con adhesivo doble faz 3M Tetrabanda: 850/900/1800/1900 MHz Conector U.FL Cable de 20cm de longitud |
| Entorno de Operación | Temperatura: -20 a 75 °C Humedad: Hasta 95% sin condensación |
| Protocolo de Comunicación | TCP/IP Enlace transparente entre el medidor y el software de lectura |

Fuente: Manual de Operación del modem GPRS

2.8. PLATAFORMAS PARA LA GESTIÓN DE DATOS

2.8.1. Plataforma Smarkia.

El consumo energético (agua, gas, gasoil, etc.) es uno de los gastos más importantes para las empresas, con independencia del tamaño de las mismas. Smarkia Monitor, un software de monitorización energética de instalaciones, proporciona información detallada y en tiempo real del consumo de diferentes procesos, instalaciones o fábricas para mejorar los costes de producción.

Smarkia Monitor permite, por tanto, identificar y monitorizar de forma individual las instalaciones energéticas; se conecta a través de Internet directamente a los contadores de energía para analizar todos los datos de consumo. No precisa de herramientas adicionales para obtener de los consumos y variables que afectan a una empresa u organización ya que puede conectarse a los equipos de distintos fabricantes.



Figura N° 2.19. Plataforma SMARKIA monitor

Fuente: www.smarkia.com.es

A continuación se hará mención a las ventajas que de la plataforma Smarkia:

- **Implantación de bajo coste:** Se puede comenzar midiendo los consumos principales e ir ampliando los puntos de medida según sea necesario. Una de las grandes ventajas de Smarkia es que solo pagas por lo que realmente necesitas.
- **Procesos automatizados:** El sistema te avisa de las desviaciones que se produzcan sobre el consumo previsto, permite detectar posibles fallos o pérdidas de rendimiento que puedan derivar en mayores consumos.
- **Informes flexibles:** Podremos integrar diferentes informes propios para integrarlos con la herramienta, sin necesidad de desarrollo, además de generar otros desde la misma plataforma.
- **Accesible desde cualquier lugar y momento:** Simplemente con una conexión a internet podremos compartir la información con el resto de nuestra empresa.
- **Implantación rápida:** No precisa de infraestructura específica para obtener los consumos de la organización ya que al tratarse de una solución cloud se elimina la necesidad de adquirir e instalar hardware o licencias de software.

2.8.2. Plataforma Primeread Energy Suite

PrimeRead es el sistema de recolección de datos de medidores comerciales/industriales y residenciales. Las capacidades de gestión multi-protocolo de comunicaciones con los diferentes fabricantes de equipos permiten capturar toda la información del parque de medidores por diferentes medios de comunicación. Además, la interoperabilidad con sistemas propietarios AMI, centralizan toda la información de la medida para su explotación, análisis y gestión.

La arquitectura abierta de PrimeRead es una combinación con el uso de las bases de datos relacionales de más amplia divulgación en el mercado, ofrece la posibilidad de acceder a su información en cualquier momento y desde cualquier sistema de información. PrimeRead satisface las necesidades de interoperabilidad con diversas fuentes de datos y sistemas comerciales.

Además del motor de recolección de lecturas, hay otras funcionalidades claves de PrimeRead que se describen a continuación

- **Cubos de decisión.** El procesamiento analítico en línea (OLAP) se basa en condiciones de filtrado que son definidas por el usuario utilizando una interfaz sencilla e intuitiva. PrimeRead es una herramienta de minería de datos muy potente con cubos de decisión, filtrado avanzado, resúmenes gráficos (“dashboards”) e informes para análisis de datos.
- **Creación y distribución de reportes.** Permite obtener un número ilimitado de reportes definidos por el usuario. PrimeRead utiliza una herramienta estándar de la industria como es Crystal Reports para la creación de reportes. Los reportes pueden ser programados para la generación y distribución de forma automática y periódica. Los reportados se pueden exportar hacia formatos tales como PDF, HTML, TXT, CSV, RTF, Microsoft Excel, Microsoft Word y XML.
- **Validación de datos en línea automática e interactiva.** La inserción de lecturas que llegan a la base de datos no puede ser utilizada sin la validación que la garantiza. PrimeRead ofrece un motor de técnicas de validación cuyas características se pueden establecer a nivel global (todo el sistema) o pueden ser establecidas de acuerdo con los niveles de cada dispositivo. La validación de datos interactiva también está disponible y toma en cuenta los valores históricos de cada dispositivo y el canal.
- **Otras funcionalidades importantes**
 - PrimeRead es una solución escalable que puede crecer con sus necesidades. Puede comenzar con un sistema pequeño y controlado, e ir creciendo a la velocidad que requiera.
 - Arquitectura abierta permite la interoperabilidad con otros sistemas.

- Aplicación de modelos de facturación complejos con tarifas por tipos de día o épocas del año.
- Rápido proceso de facturación después de la captura

PrimeRead soluciona las necesidades de recolección de lecturas eléctricas de una manera amigable, sencilla, automática, desatendida y con un muy alto retorno sobre su inversión.

| ID del medidor | Estación de trabajo | Duración | Resultado Local Profile | Resultado Registros | Resultado Eventos | Resultado Programación | Resultado | Asistente | Fecha Inicio | Fecha Final |
|----------------|---------------------|----------|-------------------------|---------------------|-------------------|------------------------|-----------|-----------|---------------------|---------------------|
| PR000E1 | PRIMEREADLIVE | 0:30 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | 20/04/2011 11:48:09 | 20/04/2011 11:48:39 |
| PR000E1 | PRIMEREADLIVE | 5:28 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | 20/04/2011 11:24:46 | 20/04/2011 11:25:05 |
| PR000E1 | PRIMEREADLIVE | 0:33 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | 18/04/2011 11:09:43 | 18/04/2011 11:09:57 |
| PR000E1 | PRIMEREADLIVE | 0:33 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | 18/04/2011 10:46:33 | 18/04/2011 10:46:39 |
| PR000E1 | PRIMEREADLIVE | 4:31 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | 18/04/2011 4:04:13 | 18/04/2011 4:08:44 |
| PR000E1 | PRIMEREADLIVE | 0:36 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | 18/04/2011 11:00:19 | 18/04/2011 11:00:29 |
| PR000E1 | PRIMEREADLIVE | 0:33 | ✗ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | 18/04/2011 11:46:07 | 18/04/2011 11:46:09 |
| PR000E1 | PRIMEREADLIVE | 0:39 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | 18/04/2011 10:46:13 | 18/04/2011 10:46:39 |
| PR000E3 | PRIMEREADLIVE | 2:30 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | 18/04/2011 9:12:14 | 18/04/2011 9:12:28 |
| PR000E4 | PRIMEREADLIVE | 3:05 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | 18/04/2011 9:11:23 | 18/04/2011 9:12:28 |
| PR000E4 | PRIMEREADLIVE | 0:44 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | 18/04/2011 9:08:49 | 18/04/2011 9:10:33 |
| PR000E3 | PRIMEREADLIVE | 0:33 | ✓ | ✓ | ✓ | ✗ | ✓ | ✓ | 18/04/2011 8:47:38 | 18/04/2011 8:47:39 |
| PR000E1 | PRIMEREADLIVE | 4:31 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | 18/04/2011 8:04:04 | 18/04/2011 8:08:36 |
| PR000E1 | PRIMEREADLIVE | 0:30 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | 17/04/2011 11:00:07 | 17/04/2011 11:00:37 |
| PR000E1 | PRIMEREADLIVE | 0:33 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | 17/04/2011 10:46:09 | 17/04/2011 10:46:36 |
| PR000E1 | PRIMEREADLIVE | 4:32 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | 17/04/2011 9:09:17 | 17/04/2011 9:09:49 |
| PR000E1 | PRIMEREADLIVE | 0:33 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | 18/04/2011 11:00:04 | 18/04/2011 11:00:35 |

Figura N° 2.20. Adquisición de datos mediante Primeread Energy

Fuente: <http://primestone.info/es/>

2.8.3. Plataformas Metercat y Ion Interprice

Las nuevas tecnologías de medidores de energía eléctrica incluyen software propio para la adquisición de datos de forma remota, en la empresa Electro Ucayali S.A. existen dos tipos de medidores que poseen plataformas propias para la toma de lectura y eventos del medidor a través de varios canales de comunicación.

El primer tipo de plataforma es el Metercat, el cual se utiliza para comunicarse con medidores electrónicos Elster para el desarrollo del programa, la programación del medidor, la lectura de contadores, las pruebas de metro, y la generación de informes. Además de sus funciones de lectura de medidores y de programación BASIC, Metercat simplifica la tarea administrativa de la administración de usuarios, grupos de usuarios, funciones y conexiones.

El software Metercat posee las siguientes características:

- Es un asistente de desarrollo de programas para guiar al usuario a través de la elaboración de programas a su medida.
- Es un sistema de seguridad integral que permite a los administradores controlar fácilmente el acceso a todas las funciones del software.
- Apoyo tanto de la comunicación local que el puerto óptico de metro y de la comunicación a distancia para medidores equipados con módems internos o externos.
- Funciones basada en tareas para realizar acciones de rutina en medición.
- Las funciones se crean usando una o más tareas predefinidas.

- Creación de informes en lenguaje de marcado de hipertexto (HTML) para su visualización en cualquier navegador web.
- Un archivo de ayuda en línea especial y plantillas que 'Habilitar usuarios para documentar sus propios procedimientos y procesos de personalizar su ayuda en línea.

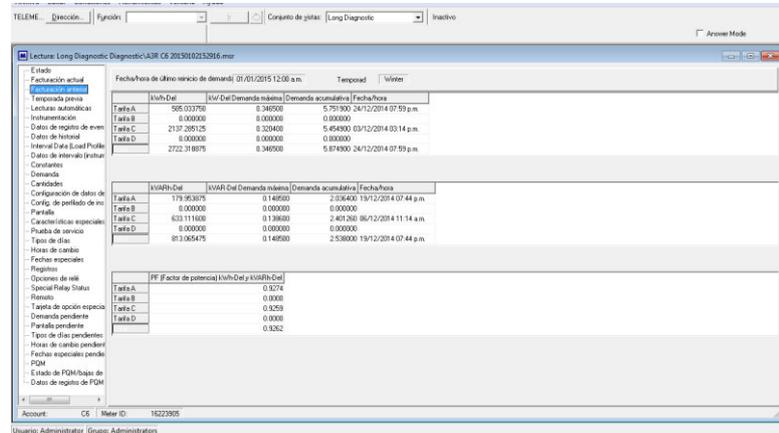


Figura N° 2.21. Toma de lectura del alimentador C6 a través de Metercat
Fuente: Elaboración propia

El segundo tipo de medidor es el reconocido medidor ION, los cuales poseen diferentes formas de comunicación y adquisición de datos a través de su plataforma ION INTERPRICE. Este software ofrece una solución completa de administración de energía para los proveedores de energía y operaciones industriales o comerciales. Se le da al personal de ingeniería y gestión de la información que necesitan para reducir los costos relacionados con la energía, evitar el tiempo de inactividad y optimizar la utilización del equipo.

ION INTERPRICE utiliza una variedad de tecnologías de red estándar de la industria, incluyendo Ethernet o Wi-Fi, para recoger de forma automática y almacenar datos de los puntos clave de distribución eléctrica y los activos físicos. Se forma una capa de inteligencia energética en sus instalaciones, campus, área de servicio o toda la empresa, que actúa como una interfaz unificada a la electricidad y otros recursos consumibles tales como el agua, aire, gas comprimido y vapor. Acceso habilitado para la Web le da a cada usuario una visión personalizada de información oportuna y relevante.



Figura N° 2.22. Soporte Web de ION INTERPRICE para Electro Ucayali S.A.
Fuente: Electro Ucayali S.A.

CAPITULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1 NIVEL Y TIPO DE INVESTIGACIÓN

3.1.1 Tipo de Investigación

La investigación es de tipo **APLICADA**: porque busca el conocer para hacer, para actuar (modificar, mantener, reformar o cambiar radicalmente algún aspecto de la realidad). Es decir, se caracteriza por su interés en la aplicación, utilización y consecuencias prácticas de los conocimientos.

3.1.2 Nivel de la Investigación

La Investigación es de Nivel **DESCRIPTIVO**: van más allá de la descriptiva de conceptos o fenómenos o del establecimiento de relaciones entre conceptos; están dirigidas a responder a las causas de los eventos físicos o sociales. Como su nombre lo indica, su interés se centra en explicar por qué ocurre un fenómeno y en qué condiciones se da este, o porque dos o más variables están relacionadas.

3.2 MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN

Los métodos empleados en la presente investigación fueron:

3.2.1. Método Analítico – Sintético. Permitió precisar las posibles causas y soluciones de la problemática planteada.

3.2.2. Método Analítico – Comparativo. Permitió establecer semejanzas y diferencias de las distintas tecnologías de Telemedición posibles.

3.2.3. Método Descriptivo – Explicativo: Permitió lograr una mejor comprensión de la realidad de la toma de lectura de Electro Ucayali S.A.

3.2.4. Método Inductivo – Deductivo: Permitió determinar la particularidad de la problemática a través del razonamiento mental; asimismo de analizar la particularidad, a todos los problemas que se presentaran en el estudio.

3.3 PROCEDIMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

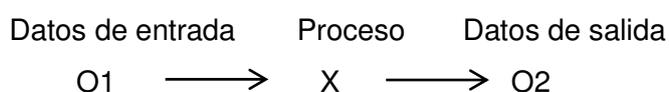
El procedimiento de la investigación, dado su naturaleza, comprendió el desarrollo y ejecución de las siguientes etapas con el fin de alcanzar lo establecido.

- a) Se recopiló información de los sistemas de medición existentes en Electro Ucayali S.A. propiamente del totalizador del Alimentador C12 y de cada uno de los clientes pertenecientes a dicha radial.
- b) Se comparó las tecnologías existentes para telemedida.

- c) Se seleccionó la mejor tecnología de Telemedida que se acomoda a las necesidades de Electro Ucayali S.A.
- d) Se diseñó del sistema de Telemedición con la tecnología elegida.
- e) Se implementó la tecnología física de Telemedición.
- f) Se implementó el software para Telemedida.
- g) Se diseñó balances e indicadores de los parámetros de consumo para el control y monitoreo para el alimentador C12.
- h) Se realizó el análisis de la mejora de la calidad del servicio suministrado.
- i) Se realizó el análisis de costo – beneficio y técnico – económico de la opción de telemetida elegida.
- j) Se determinó la factibilidad económica del sistema.
- k) Se realizó las pruebas y análisis de los resultados para comprobar la hipótesis.
- l) Se elaboró el informe de investigación

3.4 DISEÑO

Se utilizó el diseño experimental



Dónde:

O1 - Clientes regulados con el sistema convencional de adquisición de lecturas.

O2 - Clientes regulados con el sistema de Telemedición.

X - Análisis y comparación del sistema convencional vs. Telemedición.

3.5 POBLACIÓN Y MUESTRA

La muestra y la población es única y está representada por todos los usuarios regulados suministrados energía eléctrica a través del alimentador C12 de la empresa Electro Ucayali S.A.

3.6 TÉCNICAS, INSTRUMENTOS E INFORMANTES O FUENTES PARA OBTENER LOS DATOS

Se utilizó los siguientes instrumentos:

- Medidores multifunción de cada punto telemetido.
- Módems GPRS para la adquisición de datos.
- Chips de comunicación de datos.
- Software de adquisición de datos.

3.7 PROCEDIMIENTO O FORMA DE TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

Se aplicó las siguientes técnicas:

- Análisis documental de la tecnologías de los sistema de medición existentes
- Indagación de cada una de las tecnologías de la investigación.
- Conciliación de datos y resultados
- Tabulación de cuadros con cantidades y porcentajes
- Elaboración de Balances e indicadores.
- Otras.

3.8 TÉCNICAS DE PROCEDIMIENTO Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS SEGÚN LAS DEFINICIONES Y TÉCNICAS

Se aplicó las siguientes técnicas de procesamientos de datos:

- Ordenamiento y clasificación de información relevante para la investigación.
- Registro manual de cada una de los detalles que ocurran en la investigación.
- Proceso computarizado de la investigación a través de software de telemedida y plantillas elaboradas en Excel para los balances e indicadores resultantes de la investigación.

CAPITULO IV

CÁLCULOS Y RESULTADOS

4.1. DISEÑO DEL SISTEMA DE MONITOREO DE CONSUMO MEDIANTE TELEMETRÍA CELULAR GPRS DEL ALIMENTADOR C12 PERTENECIENTE A ELECTRO UCAYALI

Electro Ucayali S.A., desarrolla sus actividades en la Región Ucayali, contando con las concesiones de distribución de los Sistemas Eléctricos de Pucallpa, Campo Verde, Atalaya y Aguaytía, que son parte del departamento de Ucayali.

El sistema Eléctrico Pucallpa es el que posee mayor energía distribuida con un total de **274.30 GWh** para el año 2014. Éste consta de las siguientes Subestaciones de Potencia.

- Subestación de Potencia Pucallpa (SEPU).
- Subestación de Potencia Parque Industrial (SEPI).
- Subestación de Potencia Yarinacocha (SEYA).

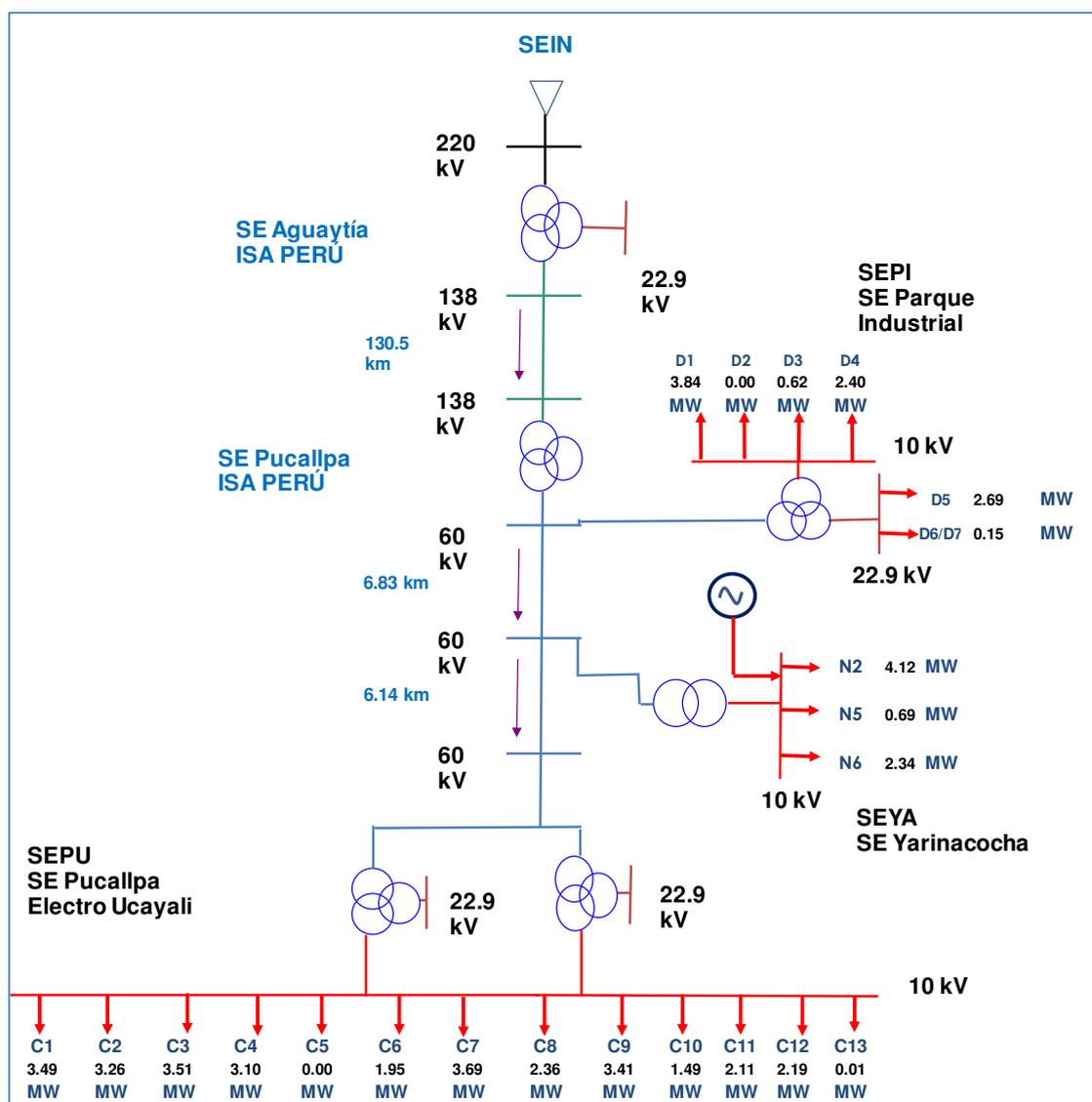


Figura N° 4.1. Sistema Eléctrico Pucallpa.

Fuente: Elaboración propia

El alimentador C12 de la investigación pertenece a la Subestación de Potencia Pucallpa y constituye el 4% de la energía distribuida del sistema eléctrico Pucallpa.

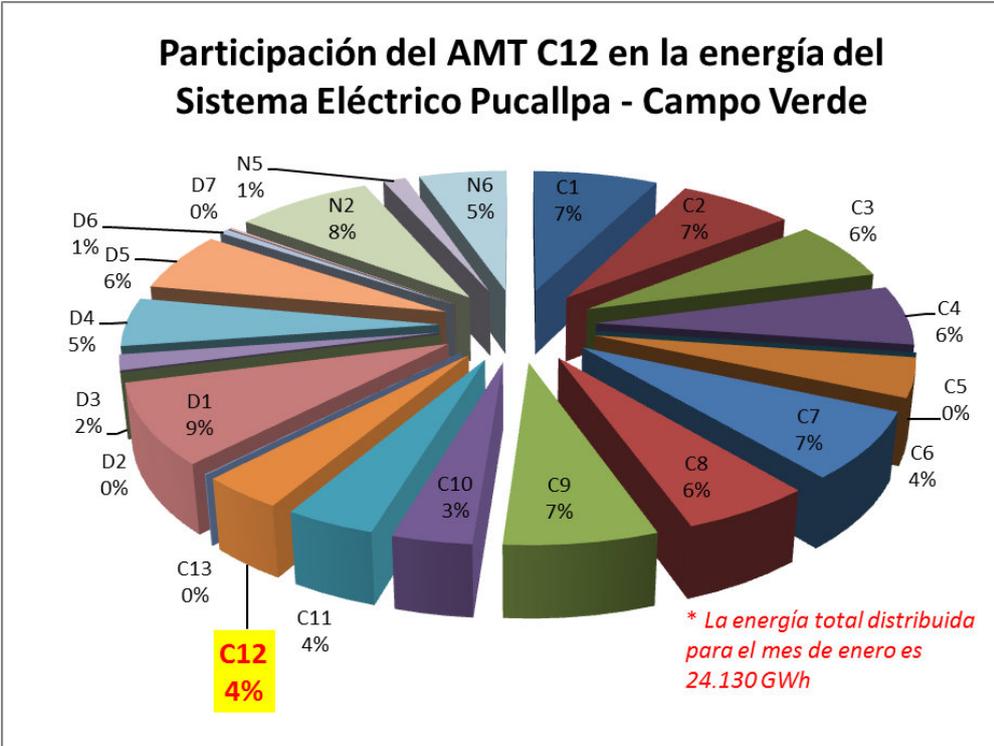


Figura N° 4.2. Participación del alimentador C12 en Electro Ucayali S.A.
Fuente: Elaboración propia

En el mes de enero 2015, la radial C12 tenía seis clientes de consumo intensivo que representan más del 4% de la facturación total de Electro Ucayali S.A.

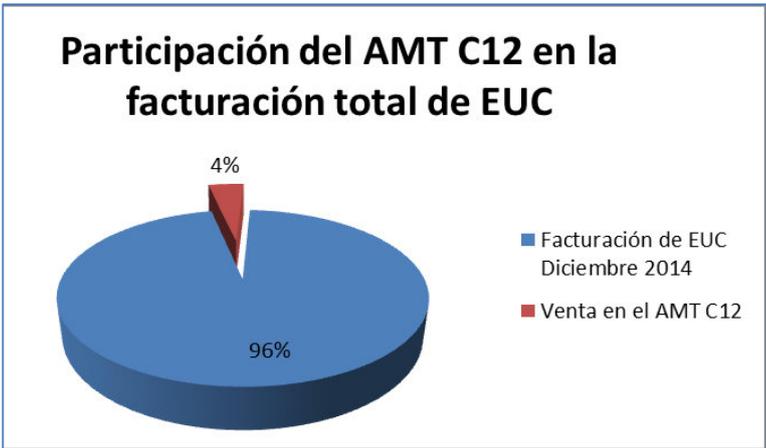


Figura N° 4.3. Participación del alimentador C12 en Electro Ucayali S.A.
Fuente: Elaboración propia

El alimentador C12 abarca una extensión de 1.31 km desde la Subestación de Potencia Pucallpa hasta el último cliente de la radial. Asimismo, las oficinas de Electro Ucayali S.A., es decir, el lugar donde se desarrolla la investigación, se encuentra aproximadamente a 4.5 km de la ubicación de los clientes del alimentador C12 y aproximadamente a 5.2 km de la Subestación de potencia Pucallpa.

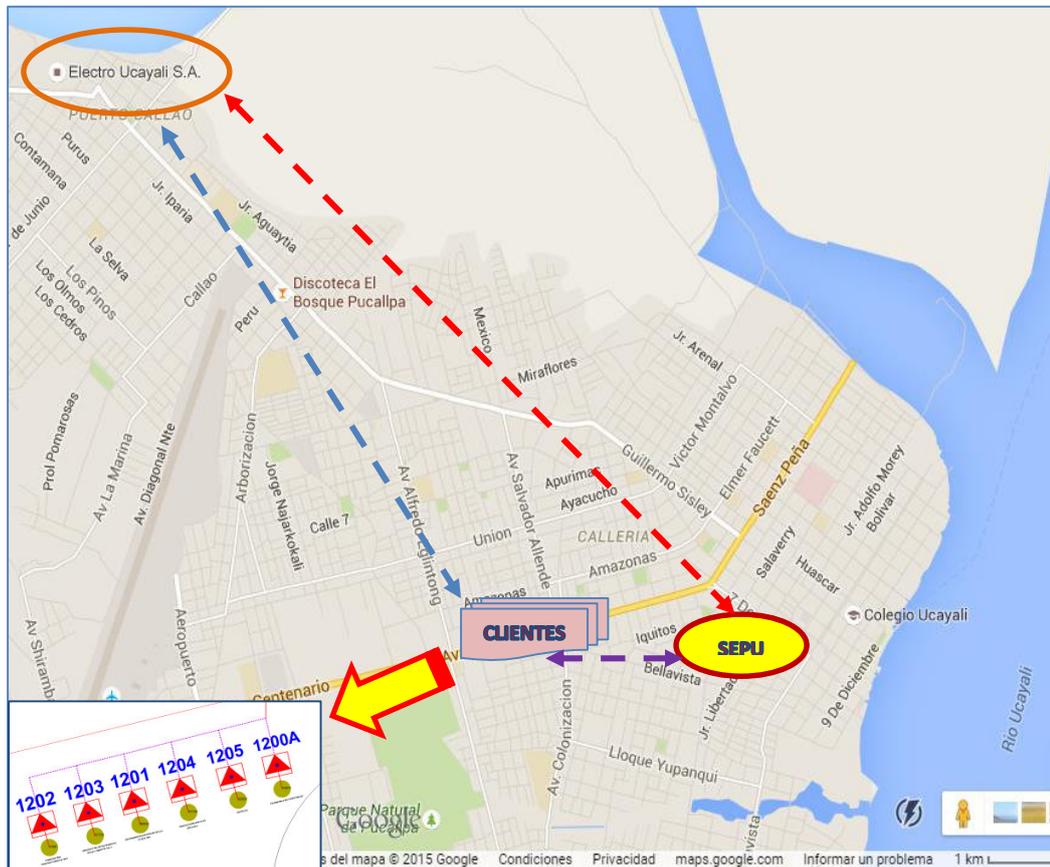


Figura N° 4.4. Diagrama de ubicación de los puntos teledidos
Fuente: Modificado de Google Maps

El sistema de Telemetría Celular que se diseñó e implementó en la radial C12 de Electro Ucayali S.A. abarca los dispositivos ubicados en cada punto con comunicación GPRS, el software de comunicación y las diferentes herramientas para obtención y visualización del registro final de la información obtenida.

Los componentes del sistema se ilustran en la figura N° 4.5.

- 1º. Adquisición de Datos.
- 2º. Comunicación e intermediación.
- 3º. Acceso a la información.

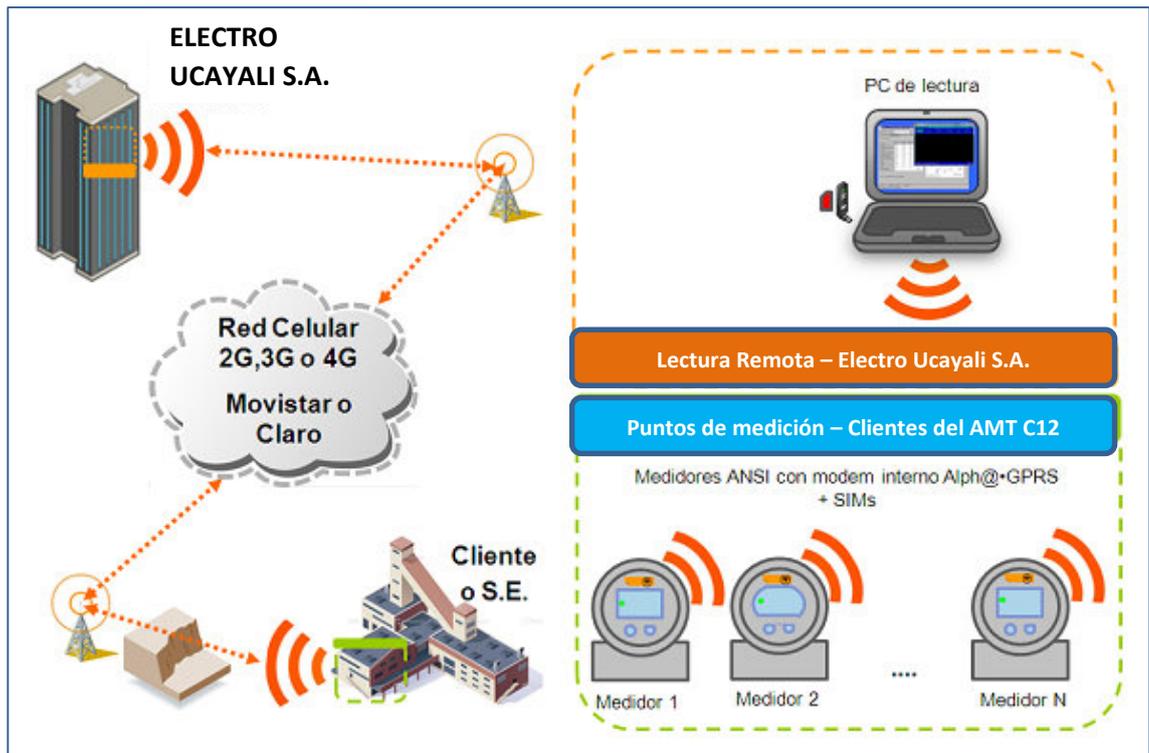


Figura N° 4.5. Sistema de Telemedición de la radial C12 de Electro Ucayali S.A.
Fuente: Elaboración propia

4.1.1. Adquisición de datos.

La adquisición de los datos de facturación pertenecientes a los clientes y al totalizador del alimentador C12 se realizó a través de los módems AMR/GPRS instalados en el bus de la tarjeta principal de los medidores de marca ELSTER y tipo A3RAL según lo siguiente:

Tabla N° 4.1. Medidores instalados en los sistemas de medición Telemedidos

| ÍTEM | CODIGO | NOMBRE O DESCRIPCIÓN | TIPO DE CLIENTE |
|------|--------|---|-----------------|
| 1 | 1201 | SUPERMERCADOS PERUANOS S.A.-PLAZA VEA | MAYOR |
| 2 | 1202 | HOMECENTERS PERUANOS S.A.-PROMART | MAYOR |
| 3 | 1203 | TIENDAS POR DEPARTAMENTO RIPLEY ORIENTE S.A.C | MAYOR |
| 4 | 1204 | TIENDAS PERUANAS S.A.-OECHSLE | MAYOR |
| 5 | 1205 | CINEPLEX S.A | MAYOR |
| 6 | 1200 | PATRIMONIO EN FIDEICOMISO D.S N°093-2002-EF INTERPROPERTIES | MAYOR |
| 7 | C12 | TOTALIZADOR DEL ALIMENTADOR C12 | TOTALIZADOR |

Fuente: Dpto. de Control de Pérdidas – EUSA

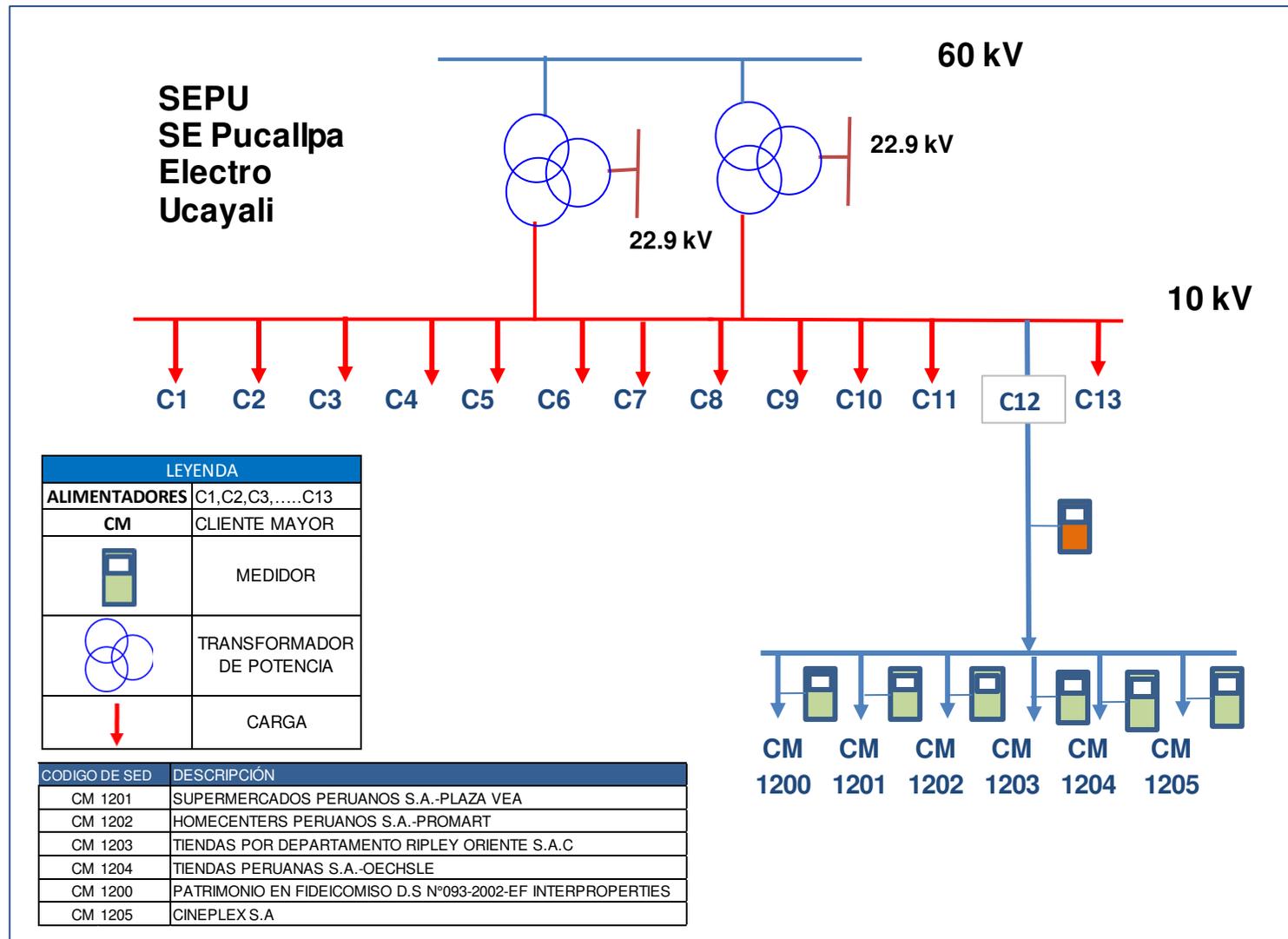


Figura N° 4.6. Diagrama de la ubicación física de los medidores dela radial C12 de Electro Ucayali S.A.

Fuente: Elaboración propia

4.1.1.1. Instalación de los módems GPRS.

Los módems GPRS que fueron instalados poseen las siguientes características:

Tabla N° 4.2. Especificaciones técnicas y generales de los módems GPRS

| ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y GENERALES | |
|---|---|
| MODULO AMR GPRS INTELIGENTE | Modulo para medicion y lectura automática para medidores marca ELSTER A2 Y A3 |
| TETRABANDA | 850/900/1800/1900 MHZ. |
| ALIMENTACIÓN | Interna del medidor. |
| TEMP. OPERACIÓN | - 20 °C a 75 °C |
| PROTOCOLO | Trasparente TCP/IP |
| CONSUMO | 0.2 W en stand-by y .42 en TX/RT |
| CONECTORES | Socket hembra de 2x10 (2.54 mm) con el medidor |
| ANTENA | Interna Tipo UF.L |
| OPCIONAL | Tipo SMA hembra |
| OPERADORES | Claro o Movistar (GPRS) Es necesario SIM co plan de datos y direccion IP estática |
| PRINCIPALES VENTAJAS | Instalación facil y rápida, no requiere desenergizar el medidor. |
| | Tetrabanda y compatible con los principales operadores de Perú |
| | Alimentación y antena externa. |
| | Totalmente "UNDERGLASS" al no poseer elementos externos al medidor. |
| | Bajo consumo |
| | Porta SIM-Card de facil acceso. |
| | LED brillante indicador de estado de la conexión celular. |
| Compatible con los medidores ANSI. | |
| Comunicación transparente, no se requiere software adicional. | |

Fuente: Empresa suministradora de módems GPRS

A continuación se detalla el procedimiento de la instalación de los módems GPRS en los medidores.

- **Apertura del medidor.**

- 1) Se retiró la tapa principal de medidor.



Figura N° 4.7. Apertura del medidor ELSTER A3RAL

Fuente: Elaboración propia

- 2) Se separó la cara (el bloque plástico que contiene la pantalla y circuito electrónico del medidor) del cuerpo (el bloque que contiene los bornes y está fijo a la pared o caja).

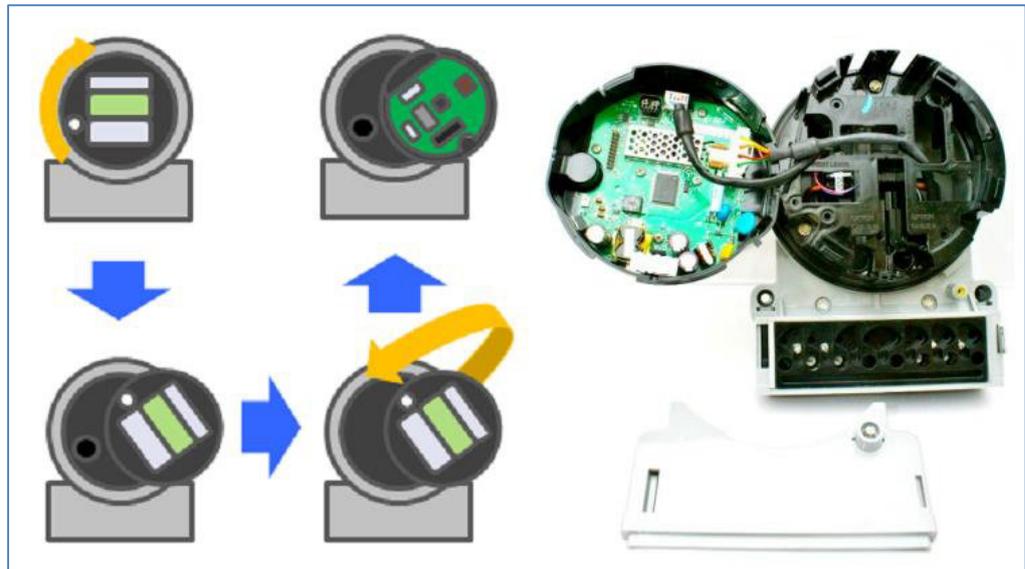


Figura N° 4.8. Desmontaje de cara del medidor

Fuente: Elaboración propia

- 3) PRECAUCIÓN: Si el medidor se encontrase en funcionamiento o instalado en un cliente (con energía), debe desconectar la bornera de tensión de la tarjeta del medidor. Por ningún motivo retire la bornera de corriente.

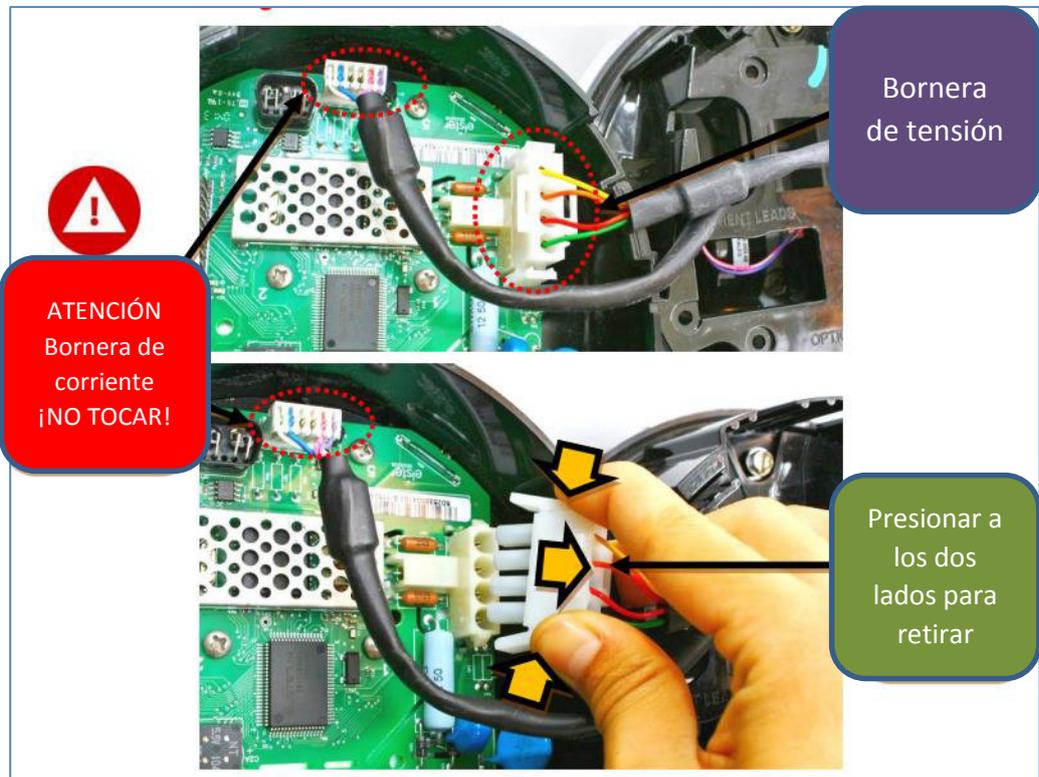


Figura N° 4.9. Precauciones para la manipulación del medidor.

Fuente: Elaboración propia

- **Montaje de la tarjeta principal.**

- 1) Se aseguró el haber introducido previamente la Antena Celular al conector U.FL del lado DERECHO del módulo. (Ver imagen).

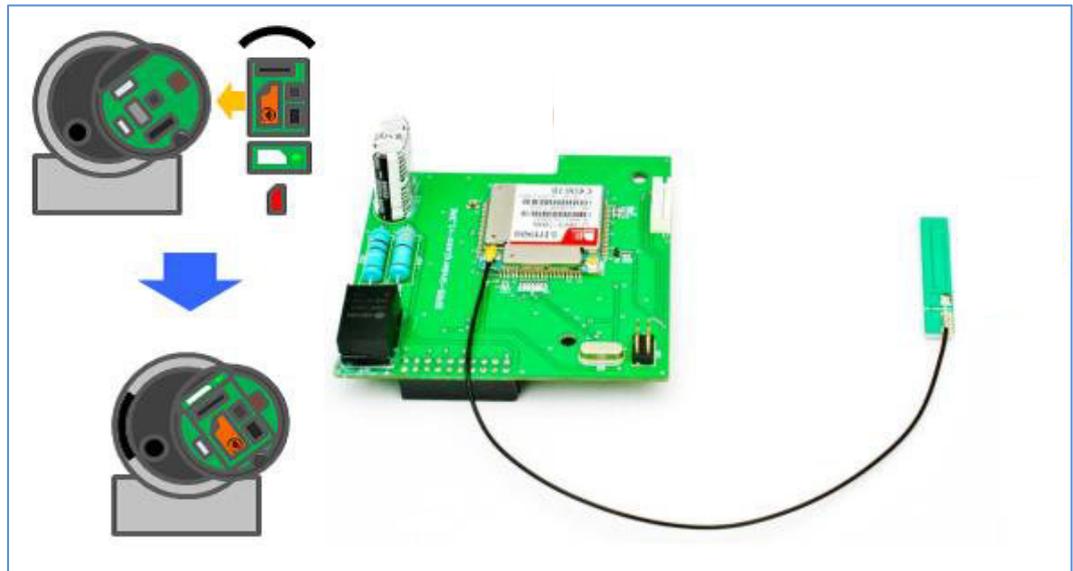


Figura N° 4.10. Fijación de la Antena U.FL

Fuente: Elaboración propia

- 2) Se ubicó los sujetadores plásticos en la tarjeta del medidor en los agujeros que se encuentran a la misma altura que los agujeros de la tarjeta Alph@•GPRS. (Ver imagen)

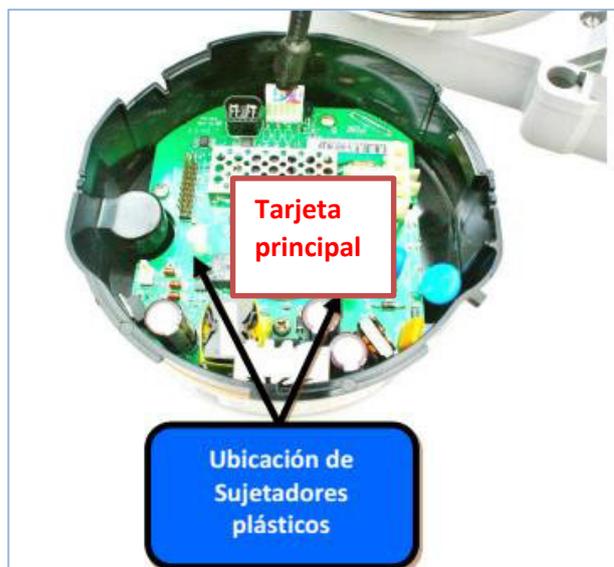


Figura N° 4.11. Inserción de los sujetadores de plástico para fijación de tarjeta GPRS

Fuente: Elaboración propia

- 3) Se introdujo la lámina aislante de forma que encaje con los sujetadores plásticos y con los pines de conexión de la tarjeta.



Figura N° 4.12. Inserción de lámina aislante para evitar interferencia
Fuente: Elaboración propia

- 4) Se montó la Tarjeta Principal sobre la tarjeta del medidor, teniendo especial cuidado en encajar los 20 pines en el socket de conexión. Una vez introducidos los pines, presionar ligeramente los sujetadores para encajarlos bien dentro de los agujeros.



Figura N° 4.13. Correcta colocación del módems GPRS en los medidores.
Fuente: Elaboración propia

- **Fijación del Porta SIM - Card.**

- 1) Se conectó un extremo del cable al Porta SIM-Card y el otro extremo a la tarjeta principal, la cual ya estaba fijada al medidor.

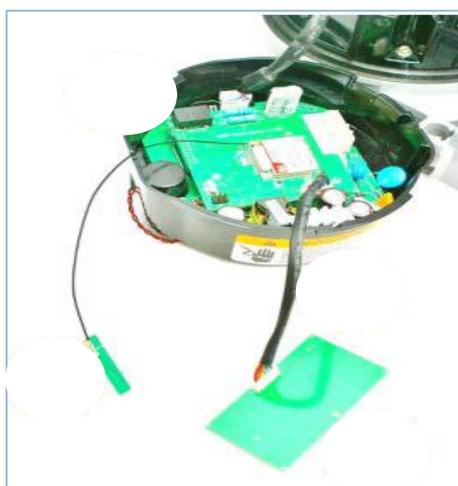


Figura N° 4.14. Conexión de la porta SIM - Card al Modems GPRS
Fuente: Elaboración propia

2) Se introdujo la tarjeta Porta SIM-Card a la ranura izquierda del medidor.



Figura N° 4.15. Introducción de la porta SIM – Card al medidor.
Fuente: Elaboración propia

- **Cierre del medidor**

1) Se reconectó la bornera de tensión (solo en caso haya sido desconectada).

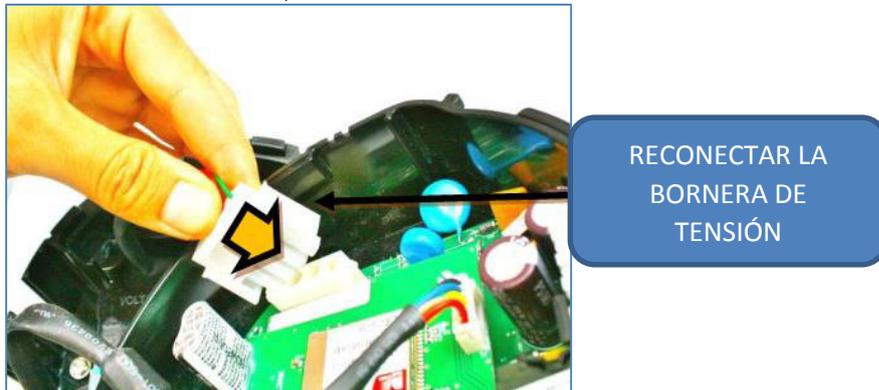


Figura N° 4.16. Reconexión de la bornera de tensión.
Fuente: Elaboración propia

2) Se recogió e introdujo los cables (de tensión y corriente) a sus respectivos agujeros de salida. En el caso del cable del Porta SIM-card, se recomienda introducirlo en la cavidad superior del medidor

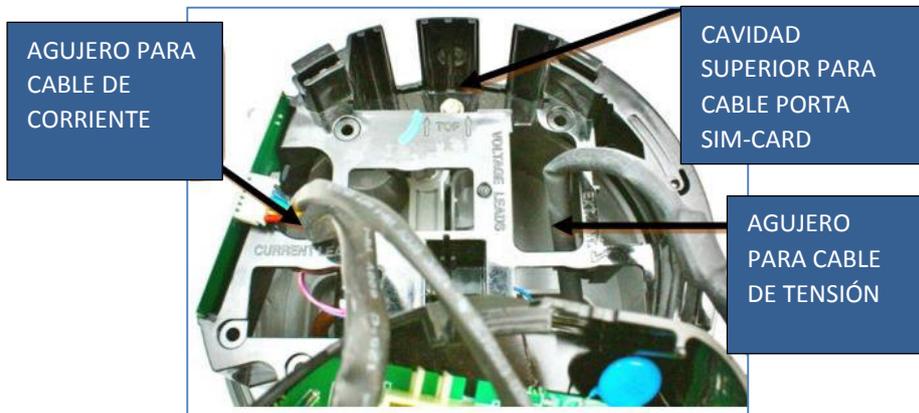


Figura N° 4.17. Cavidades de inserción.
Fuente: Elaboración propia

- 3) Se desplegó la antena hacia arriba del medidor, sacándola por alguna de las cavidades superiores. Se tuvo especial cuidado de no aprisionar el cable de la antena al cerrar la cara del medidor. Luego se cerró la cara del medidor con la antena hacia afuera (por la parte superior del medidor)



Figura N° 4.18. Correcta colocación de la antena.

Fuente: Elaboración propia

- 4) Se retiró el papel protector del adhesivo de la antena y se pegó sobre una cara lateral del medidor.



Figura N° 4.19. Aseguramiento de la antena a la carcasa del medidor

Fuente: Elaboración propia

- 5) Por último se tapó el medidor, cuidando de no dañar la antena o el LED.
- **Visualización de estado.**
 - 1) La tarjeta Alph@•GPRS cuenta con un LED en el Porta SIM-card para la visualización del estado en el que se encuentra operando el sistema.

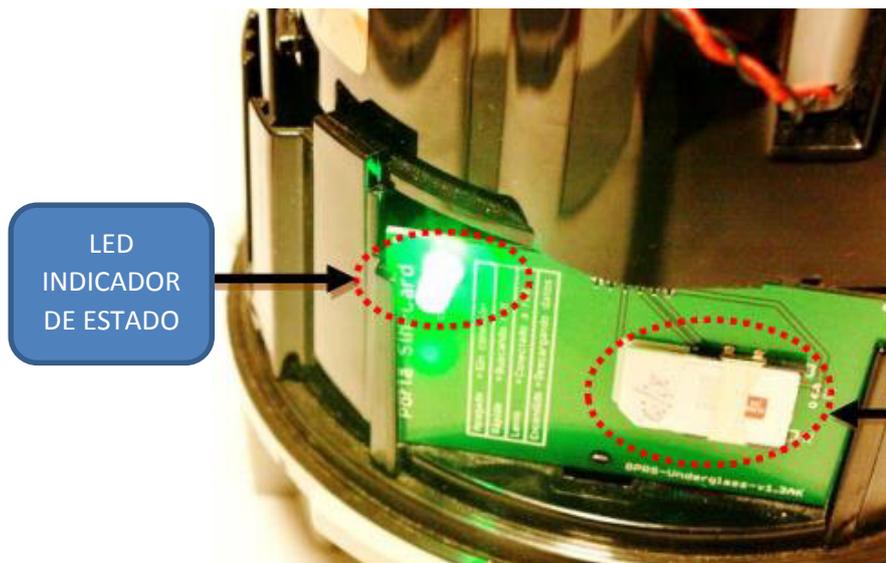


Figura N° 4.20. LED indicador de estado.

Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 4.3. Indicadores de estado de la conexión del LED del módems GPRS

| Estado del LED | | Significado |
|---|--|--|
| Apagado | | Sin conexión. El equipo se encuentra reinicializando y autoconfigurándose. |
| Parpadeo rápido (2 veces cada segundo) | | El equipo está buscando y conectándose a la red celular. |
| Parpadeo lento (1 vez cada 2 segundos) | | El equipo se encuentra conectado a la red celular y preparado para recibir solicitud de comunicación. |
| Encendido | | El equipo ha recibido la llamada del software de lectura. El canal de comunicación se encuentra abierto. Cada vez que el medidor reciba o envíe un paquete de datos, el LED emitirá un parpadeo. Este parpadeo no tendrá una frecuencia determinada ya que dependerá del tráfico de datos y servirá para verificar la salida y/o llegada de los mismos. |

Fuente: Manual del proveedor de módems GPRS

4.1.2. Comunicación e intermediación.

En la actualidad las redes GSM/GPRS poseen un gran desarrollo en infraestructura en casi todo el país, por tal motivo se previó una comunicación estable y de buena cobertura.

Para conectar las redes GSM/GPRS fue necesario un Gateway, el cual es el sistema que enlaza la red GPRS con el internet. De esa manera, toda comunicación que se desarrolle dentro del canal de datos GPRS de la telefonía celular GSM, automáticamente estará disponible en internet, haciendo posible el sistema de telecomunicación del estudio.

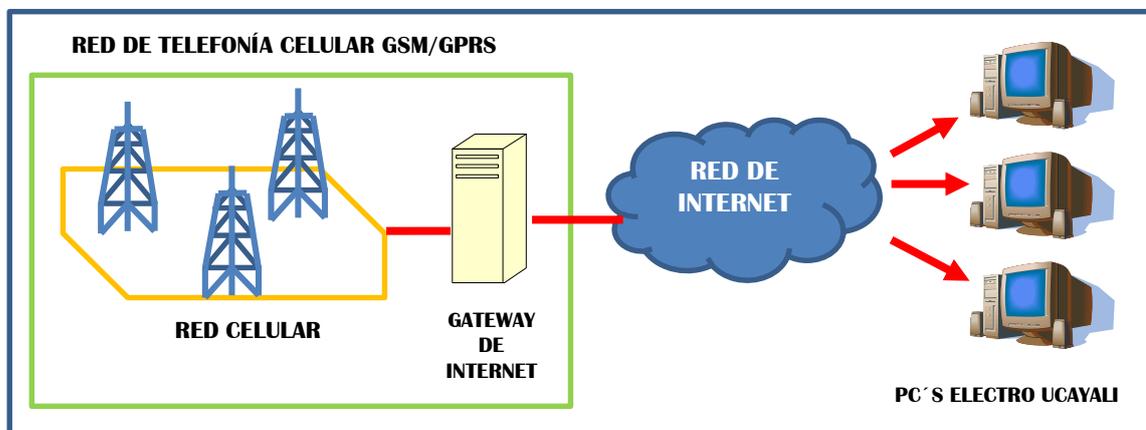


Figura N° 4.21. Comunicación del sistema de telemetría

Fuente: Elaboración propia.

Los parámetros que intervienen en la adquisición de datos de los medidores de la red de comunicaciones de la radial C12 son los siguientes.

- Comunicación vía redes móviles de comunicaciones.
- Como se había mencionado, la comunicación es de la tecnología General Packet Radio System – GPRS o generación 2.5 G
- Se contrató un servicio de transmisión de datos móviles, el cual también incluía la configuración de una Red privada virtual (VPN).
- Según la necesidad de comunicación la Topología física de red será en estrella y la topología lógica será transmisión Tokens.

4.1.2.1. Servicio de transmisión de datos.

El servicio de transmisión de datos para la comunicación GPRS, consistió en un APN especializado y un servicio de paquetes de datos de 5 MB 3000 KBPS a través del operador celular *Telefónica Movistar*.

Según el mapa de cobertura de la tecnología 2G del operador celular *Telefónica Movistar*, el sistema de transmisión de datos posee lo suficiente para tener una comunicación correcta hacia el servidor de Electro Ucayali.



Figura N° 4.22. Mapa de cobertura de Movistar

Fuente: <http://opensignal.com/networks/per%C3%BA/movistar-cobertura>

El servicio brindado por Telefónica Movistar es M2M, el cual consiste en el intercambio de información entre máquinas y sistemas informáticos, mediante redes móviles, y sin intervención humana. Estas soluciones ofrecen formas más eficientes, baratas y sostenibles de desarrollar los modelos de negocio y los procesos operativos actuales.

La configuración de red de Electro Ucayali S.A. se realizó de la siguiente manera.

Tabla N° 4.4. Datos de la conexión de red de Electro Ucayali S.A.

| DATOS DE CONECTIVIDAD | | | |
|---|---------------------------|---------------------------------|-----|
| TIPO DE SERVICIO | M2M | | |
| NOMBRE DEL APN | m2m.eucayali.pe | | |
| SEGMENTO DE RED MOVIL | 10.124.0.1 - 10.124.0.170 | | |
| TIPO DE ASIGNACION DE IP PRIVADA | FIJA | EQUIPO DE RED DONDE SE REGISTRA | HLR |
| Tráfico de Datos Móviles (MB) x MES | 5 MB | | |
| PROYECCION DE DEMANDA DE LINEAS | 5 MB | | |
| <i>*HLR: Base de datos para la gestión de datos móviles</i> | | | |
| ESCENARIO DE RED | TIPO 04 | CORE MOVIL - FIREWALL - IPSEC | |
| LOS TERMINALES DE USUARIO NECESITAN TENER CONECTIVIDAD ENTRE ELLOS. | SI | NO | |
| | | X | |

Fuente: Telefónica movistar y Oficina de Gestión Empresarial Electro Ucayali S.A.

Tabla N° 4.5. Datos de conectividad de red de Electro Ucayali S.A.

| VPN SITE TO SITE | | |
|------------------------------------|----------------------------|-------------------------------|
| VPN IPSEC | VPN-Partner A:(Telefonica) | VPN-Partner B:(Cliente) |
| Network Settings | | |
| Peer IP | 200.37.161.41 | 181.65.170.162 |
| VPN Product | Checkpoint NGX R75 | MARCA Y MODELO EQUIPO CLIENTE |
| IKE Policy | | |
| Message Encryption algorithm | AES-256 | |
| Message integrity algorithm | SHA-1 | |
| Peer Authentication Method | Preshared key | |
| DH-Group | Group 2 (1024 Bit) | |
| IKE Lifetime | 86400 seconds | |
| Supports Aggressive Mode | NO | |
| IPSec Parameters | | |
| Mechanism for payload encryption | ESP | |
| ESP Transform | AES-256 | |
| Data Integrity | SHA-1 | |
| Security Association (SA) Lifetime | 3600 seconds | |
| Supports Key Exchange for Subnets | SI | |

Fuente: Telefónica movistar y Oficina de Gestión Empresarial Electro Ucayali S.A.

Tabla N° 4.6. Política de Acceso de la red de Electro Ucayali S.A.

| POLITICAS DE ACCESO | | | | | | | |
|---------------------------|--------------------------|----------------|---------------------------|-----------|---------------|------------|---------------------|
| IP/Red Local | Nombre de Host/Red Local | IP/Red Remoto | Nombre de Host/Red Remoto | Protocolo | Puerto Inicio | Puerto Fin | Tipo de Tráfico (*) |
| 10.124.0.1 - 10.124.0.170 | m2m.eucayali.pe | 181.65.170.162 | eucayali sever | TCP | 1234 | 1234 | servicio |

Fuente: Telefónica movistar y Oficina de Gestión Empresarial Electro Ucayali S.A.

Del rango de IP disponibles para realizar el estudio de Telemedición se escogió los siguientes para cada punto de comunicación.

Tabla N° 4.7. Parámetros de cada punto a teledir

| ITEM | DESCRIPCIÓN | Número Celular | SIMCARD | IP Privada Fija | APN |
|------|---|----------------|---------------------|-----------------|-----------------|
| 1 | SUPERMERCADOS PERUANOS S.A.-PLAZA VEA | 942962344 | 8951061161403120000 | 10.124.0.160 | m2m.eucayali.pe |
| 2 | HOMECENTERS PERUANOS S.A.-PROMART | 942967044 | 8951061161403120000 | 10.124.0.167 | m2m.eucayali.pe |
| 3 | TIENDAS POR DEPARTAMENTO RIPLEY ORIENTE S.A.C | 942964855 | 8951061161403120000 | 10.124.0.166 | m2m.eucayali.pe |
| 4 | TIENDAS PERUANAS S.A.-OECHSLE | 942964673 | 8951061161403120000 | 10.124.0.165 | m2m.eucayali.pe |
| 5 | PATRIMONIO EN FIDEICOMISO D.S N°093-2002-EF INTERPROPERTIES | 942964651 | 8951061161403120000 | 10.124.0.164 | m2m.eucayali.pe |
| 6 | CINEPLEX S.A | 942967454 | 8951061161403120000 | 10.124.0.168 | m2m.eucayali.pe |
| 7 | TOTALIZADOR DEL ALIMENTADOR C12 UBICADO EN SEPU | 942978676 | 8951065121401780000 | 10.124.0.35 | m2m.eucayali.pe |

Fuente: Elaboración propia

Asimismo, para el reconocimiento de cada punto a teledir se rotuló en la tapa de cada medidor su IP respectivo, tal como se aprecia a continuación:



Figura N° 4.23. Rotulado del IP del medidor de OESHLE
Fuente: Elaboración propia



Figura N° 4.24. Rotulado del IP del medidor de PROMART
Fuente: Elaboración propia

4.1.2.2. Configuración del acceso remoto en los medidores.

Para la configuración del acceso remoto a los medidores ubicados en los clientes a teledir se hizo uso del Software propietario **Metercat 3.5.1**.

A continuación se detalla cada uno de los pasos de la configuración del medidor A3R para acceso remoto.

- **Plantilla o programa especial con características de Teledirección.**

Para poder lograr la comunicación con el medidor se debe primero configurar la plantilla o programa del medidor para que esté disponible la opción **Remoto**.

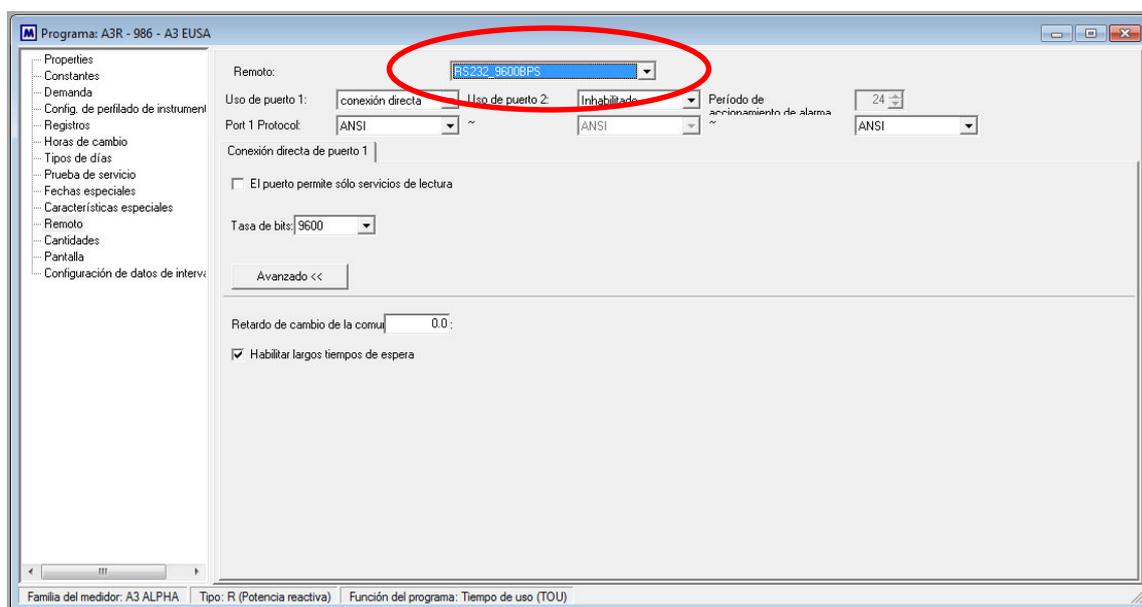


Figura N° 4.25. Configuración del programa o plantilla de los medidores a teledir
Fuente: Elaboración propia

- **Programación del medidor para teledir.**

Una vez modificado el programa de los medidores, se debe de reprogramar a los medidores para que puedan ser teledir. A continuación se detalla la secuencia de programación:

- 1º. La programación se hizo exclusivamente a través del puerto óptico que conecta a la computadora y al medidor a teledir.

2º. Luego en el software Metercat 3.5.0 se eligió la opción conexión por **Optical Probe**

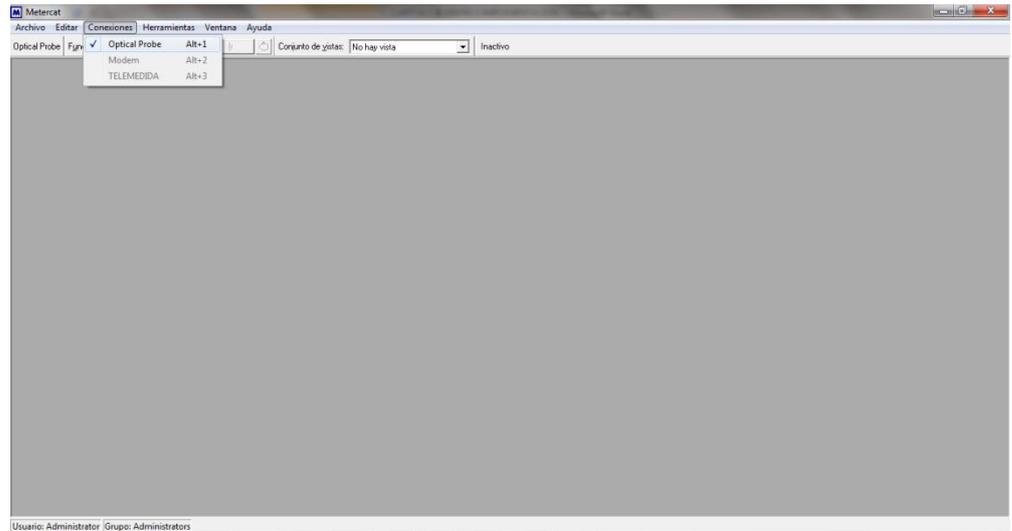


Figura N° 4.26. Programación de medidor Elster A3R a través de cable óptico
Fuente: Elaboración propia

3º. En **Función** se eligió **Program e Ir**

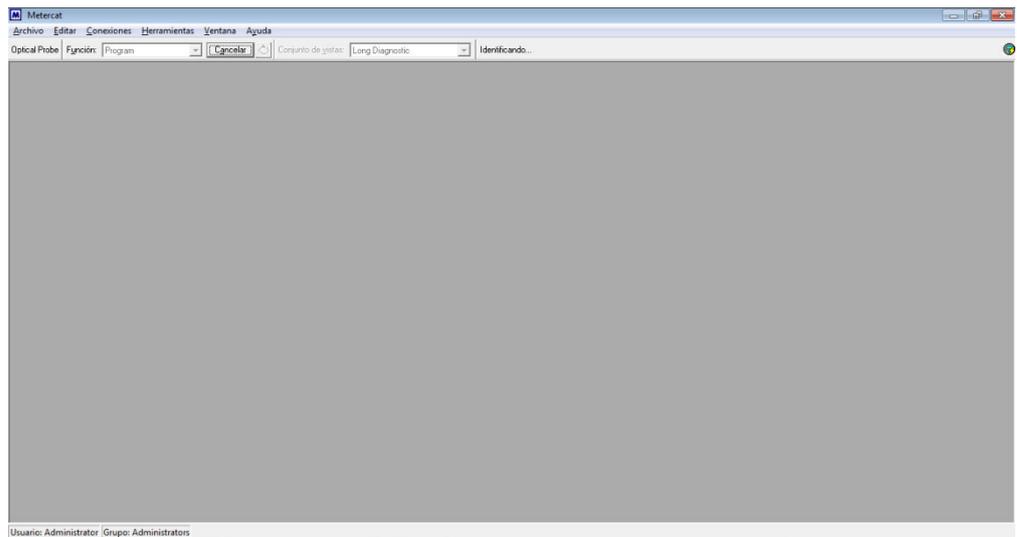


Figura N° 4.27. Programación de medidor Elster A3R
Fuente: Elaboración propia

4º. Luego del reconocimiento del medidor, se eligió el programa **A3R -004-Copia de A3 EUSA** y a continuación se dió click en ok

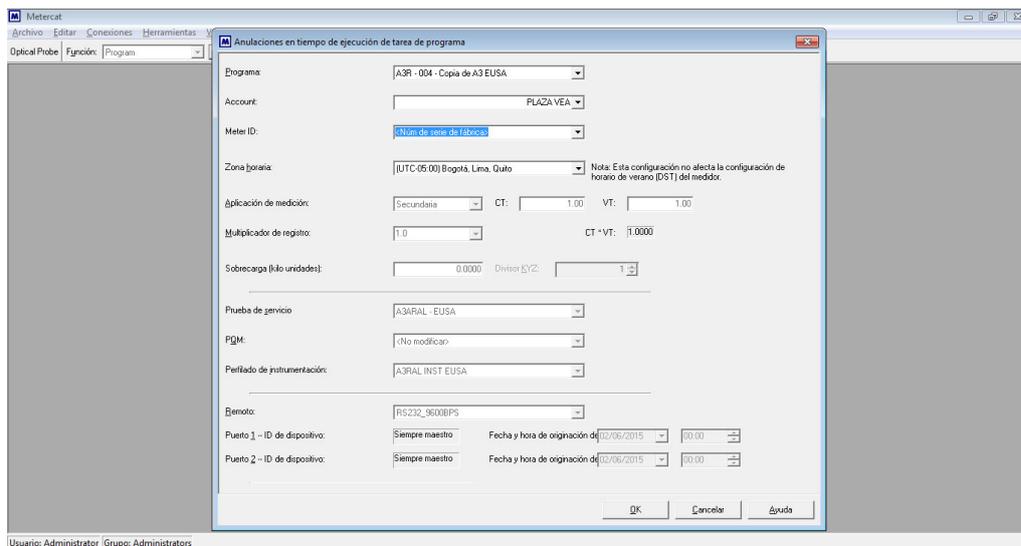


Figura N° 4.28. Programación de medidor del cliente Plaza Vea
Fuente: Elaboración propia

5º. Una vez realiza la programación, el software emitirá un reporte de finalización de tarea.

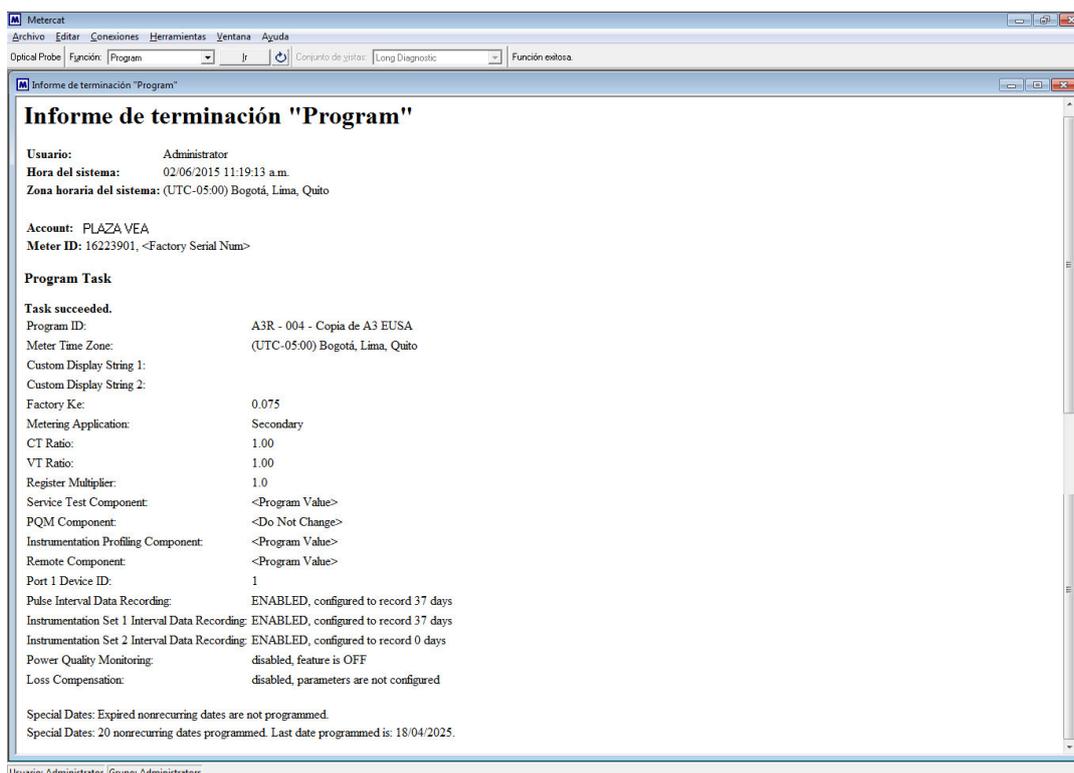


Figura N° 4.29. Programación de medidor del cliente Plaza Vea
Fuente: Elaboración propia

4.1.3. Acceso a la información.

El acceso a la información se realizó a través del software propietario Metercat 3.0.5.1, el cual realiza la telemetría de cada uno de los clientes. Cabe señalar que dependiendo de la velocidad de datos y los parámetros del medidor a telemedir la toma de lectura puede tardar de 5 a 10 minutos.

4.1.3.1. Configuración del software para Telemedición.

El software propietario Metercat realiza la adquisición de lectura o toma de estado de dos maneras.

- La primera y la más común es la toma de estado es través del cable óptico, el cual consiste en conectar directamente el medidor hacia la PC a través de un cable con puerto USB o R232.
- La segunda manera es a través de una conexión inalámbrica, para lo cual se debe antes configurar el tipo de conexión y el protocolo TCP/IP.

A continuación se detalla el procedimiento para la configuración de la conexión inalámbrica, la cual llamaremos **TELEMEDIDA**.

- 1º. En el software Metercat elegimos **Herramientas**, luego **configuración de máquina** y finalmente **Nuevo**.

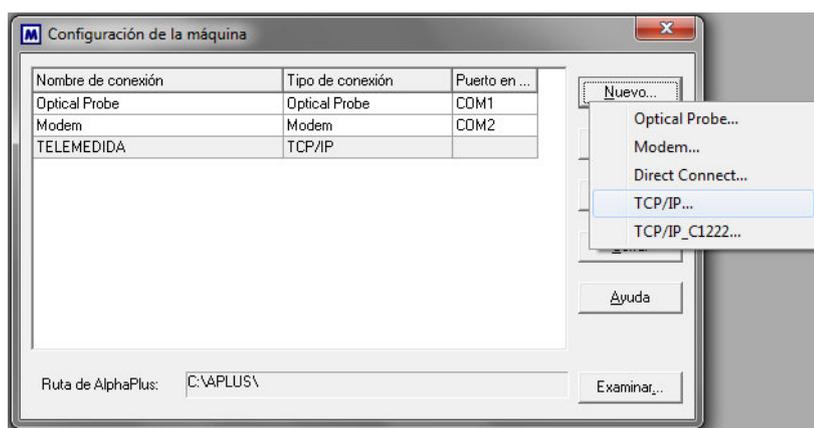
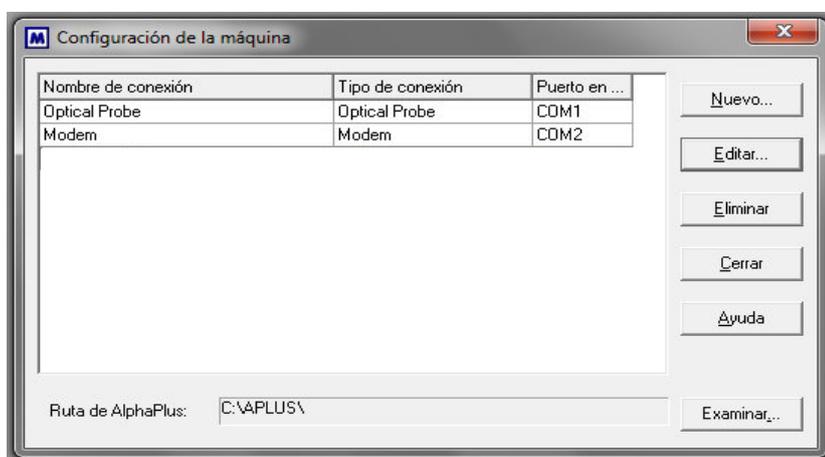


Figura N° 4.30. Configuración de la conexión de telemedida
Fuente: Elaboración propia

2º. En **Editar Nueva Conexión TCP/IP**, se colocó los siguientes **datos**:

Nombre: TELEMEDIDA

Auto Answer Port : 1234 (puerto liberado)

Tamaño de Paquete: 520

Paquete intenta: 20

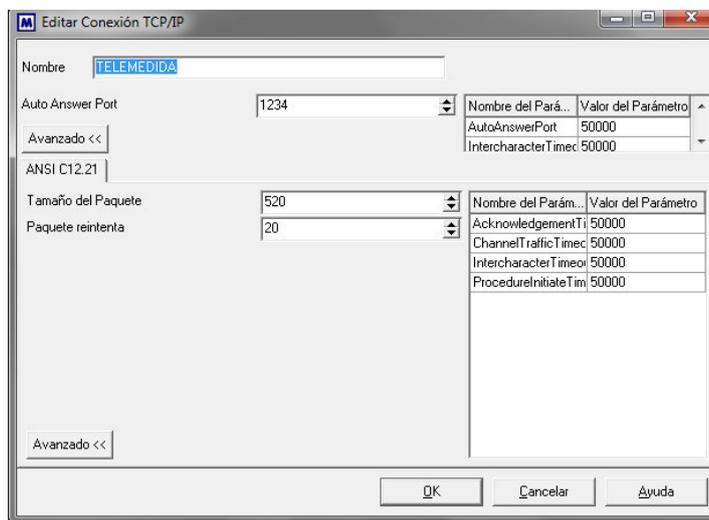


Figura N° 4.31. Configuración de la conexión TCP/IP

Fuente: Elaboración propia

3º. En **Guía Telefónica** creamos los puntos a teledir, colocando los IPs de cada uno.

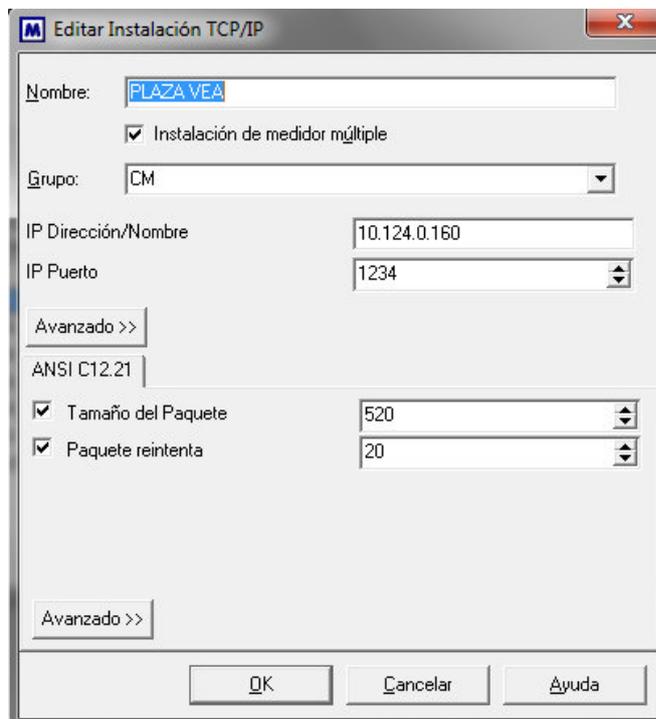


Figura N° 4.32. Configuración de cada punto a teledir

Fuente: Elaboración propia

De igual manera que el paso anterior, se configuró todos los demás puntos a teledir. En el siguiente reporte del software Metercat se aprecia todos los sistemas de medición configurados.

Tabla N° 4.8. IP de cada punto a teledir

| Nombre | Grupo | Tipo de conex. | Número telefónico o dirección TCP/IP | MM |
|--|-------|----------------|--------------------------------------|----|
| Sample Entry | | Modem | 1-123-456-7890 | No |
| PLAZA VEA | CM | TCP/IP | 10.124.0.160:1234 | Si |
| TIENDAS RIPLAY | CM | TCP/IP | 10.124.0.166:1234 | Si |
| TIENDAS OECHSLE | CM | TCP/IP | 10.124.0.165:1234 | Si |
| PATRIMONIO FIDEICOMISO (DEMAS TIENDAS) | CM | TCP/IP | 10.124.0.164:1234 | Si |
| PROMART HOME CENTER | CM | TCP/IP | 10.124.0.167:1234 | Si |
| CINE PLANET | CM | TCP/IP | 10.124.0.168:1234 | Si |
| TOTALIZADOR C12 | AMT | TCP/IP | 10.124.0.35:1234 | Si |

Fuente: Reporte del Software Metercat 3.5.0.1

4.1.3.2. Adquisición de lectura a través del software.

Para la adquisición de lecturas de cada uno de los clientes se debió de realizar los siguientes pasos.

1º. En el software Metercat se eligió la conexión creada llamada TELEMEDIDA.

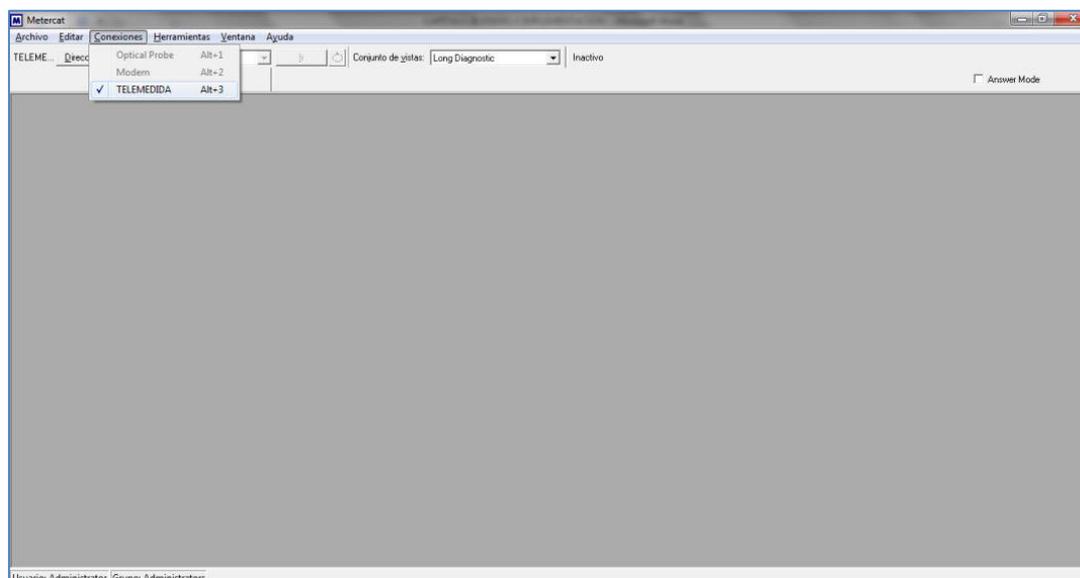


Figura N° 4.33. Proceso para toma de lectura remota
Fuente: Elaboración propia

2º. Luego en Dirección elegimos el cliente a Telemedir y damos Ok.

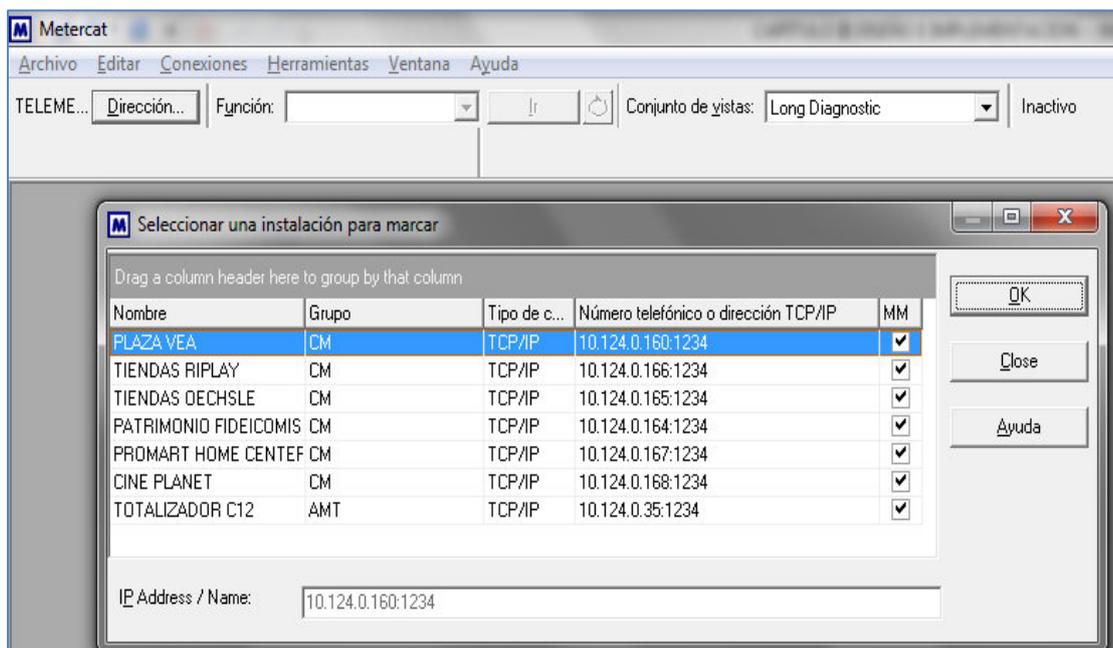


Figura N° 4.34. Proceso para toma de lectura remota
Fuente: Elaboración propia

3º. Transcurridos de 5 a 10 minutos (dependiendo de la velocidad de datos y la interferencia) se obtiene la data fuente del medidor telemedido, con lo cual se obtiene los datos de facturación y reportes de eventos. Se precisa que el tiempo de descarga se puede reducir haciendo uso de otros software de adquisición de datos tales como Primeread o el Smarkia.

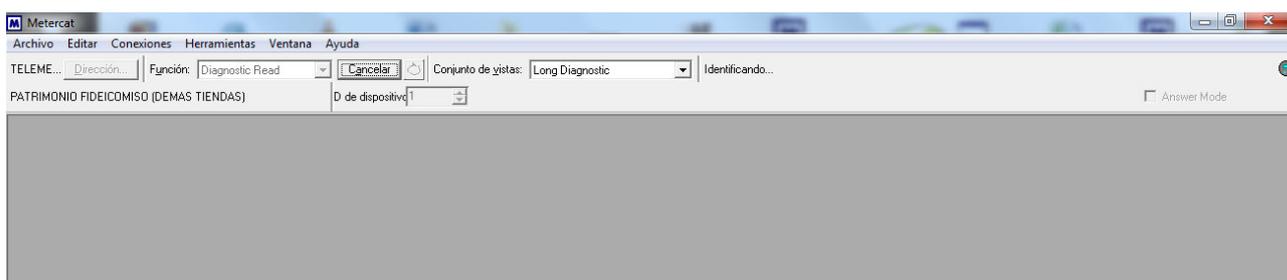


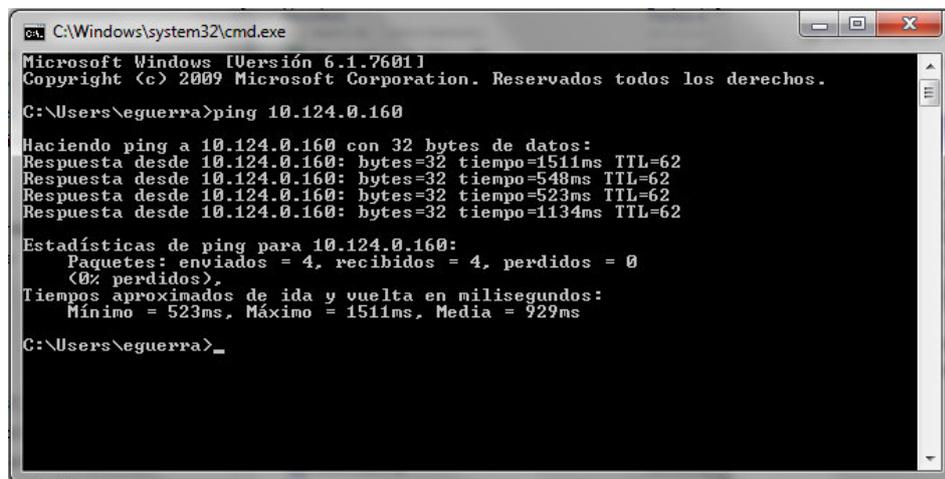
Figura N° 4.35. Identificación del medidor para la toma de lectura remota
Fuente: Elaboración propia

4.2. PRUEBAS DEL FUNCIONAMIENTO DE LA RED DE TRANSMISIÓN DE DATOS DEL ALIMENTADOR C 12.

Las pruebas de conexión se realizan en base a la unidad diagnóstica llamada ping, el cual comprueba el estado de la comunicación del host local con los equipos remotos de una red a IP por medio del envío de paquetes ICMP de solicitud (Protocolo de Mensajes de Control de Internet para diagnosticar error) y de respuesta (ICMP Echo Reply). Mediante esta utilidad se diagnostica el estado, la velocidad y la calidad de una determinada red.

Ping al cliente: Supermercados Plaza Vea.

En el ejecutable cmd.exe de Windows ingresamos el IP del cliente Supermercados Plaza Vea.



```
C:\Windows\system32\cmd.exe
Microsoft Windows [Versión 6.1.7601]
Copyright (c) 2009 Microsoft Corporation. Reservados todos los derechos.

C:\Users\seguerra>ping 10.124.0.160

Haciendo ping a 10.124.0.160 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 10.124.0.160: bytes=32 tiempo=1511ms TTL=62
Respuesta desde 10.124.0.160: bytes=32 tiempo=548ms TTL=62
Respuesta desde 10.124.0.160: bytes=32 tiempo=523ms TTL=62
Respuesta desde 10.124.0.160: bytes=32 tiempo=1134ms TTL=62

Estadísticas de ping para 10.124.0.160:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
              (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
    Mínimo = 523ms, Máximo = 1511ms, Media = 929ms

C:\Users\seguerra>
```

Figura N° 4.36. Prueba de conexión de datos del cliente Plaza Vea

Fuente: Elaboración propia

Tal como se aprecia en la imagen de captura de pantalla anterior, existe comunicación con el cliente Plaza Vea, toda vez que el 100% de los paquetes enviados fueron recibidos.

De igual manera se hizo Ping a todos los demás clientes encontrándose comunicación óptima. (Ver Anexo N° 3)

4.3. RESULTADOS.

Se logró implementar el sistema de monitoreo remoto de consumo de los clientes pertenecientes al AMT C12 para el proceso de facturación **Febrero 2015** correspondiente al consumo del mes de Enero 2015, tal como se aprecia en el siguiente esquema de comunicación.

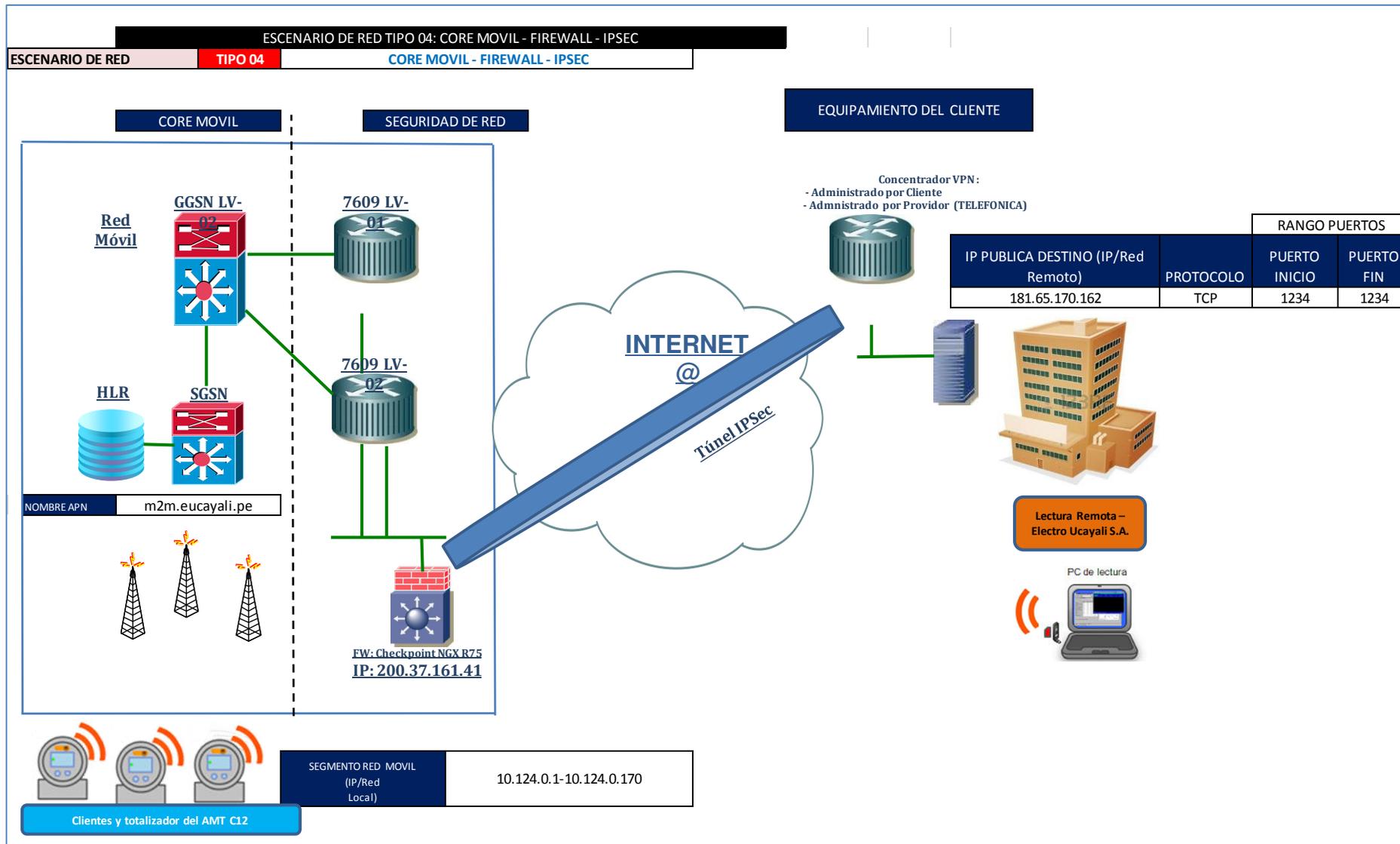


Figura N° 4.37. Esquema de la red de Telemedición del AMT C12 de Electro Ucayali S.A.
Fuente: Elaboración propia

En la toma de lectura de todos los medidores del alimentador C12, es decir, los 6 clientes de Real Plaza y el totalizador de la radial en la subestación de potencia Pucallpa (SEPU), se obtuvo informes de terminación correctas tal como se aprecia en la captura de pantalla siguiente correspondiente al cliente Oeschle.

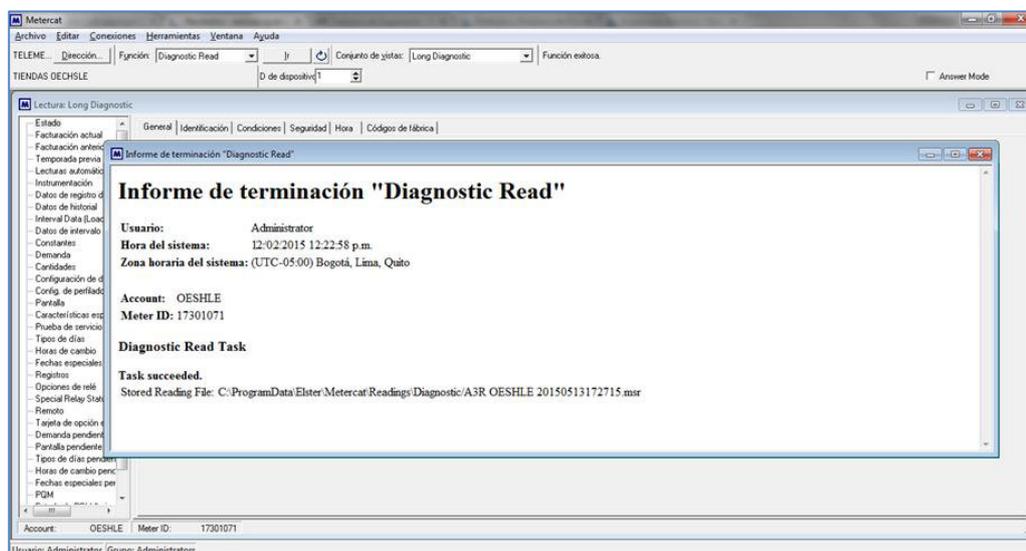


Figura N° 4.38. Informe de terminación de toma de lectura correcta del cliente Oeschle
Fuente: Elaboración propia

En ese sentido, con todos los datos obtenidos de la toma de lectura se precedió a realizar el análisis de la facturación para el periodo comercial Agosto 2015 y el análisis de la mejora de la calidad del servicio eléctrico.

4.3.1. Análisis de la facturación Febrero 2015 (Enero 2015).

Para analizar la facturación de los clientes pertenecientes al alimentador C12 se realizó una comparación entre lo leído por la teled medida vs la toma de lectura manual realizada mes a mes por la contratista. Asimismo, para descartar errores en la facturación se realizó el balance de energía y potencia de la radial teniendo como punto de comparación el totalizador de la cabecera del alimentador C12 ubicado en SEPU, el cual también se encuentra teled medido.

- **Comparación entre la energía facturada de los clientes del AMT C12 a través de la teled medida Vs. toma de lectura convencional.**

La toma de lectura convencional en Electro Ucayali S. es llevada a cabo de forma manual. Se precisa que este tipo de adquisición de datos genera muchos riesgos con respecto a la precisión de la lectura, toda vez que siempre está presente el error humano. Se señala que ante una lectura observada, la empresa gasta tiempo y recursos para volver a leer al mismo cliente.

La toma de lectura a través de la teled medida ofrece la ventaja de poder visualizar hasta un histórico de 15 lecturas (dependiendo del tipo y la programación del medidor). Se precisa que al utilizar esta nueva tecnología se reduciría significativamente el riesgo por error humano. En el CAPITULO IV se describe el procedimiento para la toma de lectura por teled medida y uso de los medidores ELSTER.

Tabla N° 4.9. Consumos de los clientes del AMT C12 adquiridos a través de la red de teled medida.

| Cliente | Contrato | Lect. Actual | Lect. Ant. | CT | PT | Consumo kWh |
|--|----------|--------------|------------|-------|-----------|-------------|
| Supermercados Peruanos S.A.-Plaza Vea | 902632 | 1173.17 | 952.93 | 100/5 | 10000/220 | 200,219.39 |
| Homercenters Peruano S.A. Promart | 910262 | 679.60 | 564.89 | 100/5 | 10000/220 | 104,288.11 |
| Tiendas por Departamento Riplay Oriente S.A.C | 917339 | 743.17 | 604.40 | 100/5 | 10000/220 | 126,157.30 |
| Tiendas Peruanas S.A.-OECHSLE | 917346 | 626.74 | 499.21 | 100/5 | 10000/220 | 115,939.64 |
| Cineplex S.A | 920650 | 218.48 | 142.52 | 50/5 | 10000/220 | 34,530.17 |
| Patrimonio Fideicomiso D.S N°093-2002-EF Interproperties | 918015 | 979.50 | 758.55 | 200/5 | 10000/220 | 401,729.45 |

CT: Relación de transformación de corriente. PT: Relación de transformación de Tensión

Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 4.10. Consumos de los clientes del AMT C12 adquiridos del sistema comercial (toma de lectura manual).

| Cliente | Contrato | EAHP | EAFP | Consumo kWh |
|--|----------|-----------|------------|-------------|
| Supermercados Peruanos S.A.-Plaza Vea | 902632 | 39,090.87 | 161,090.75 | 200,181.62 |
| Homercenters Peruano S.A. Promart | 910262 | 22,181.80 | 82,090.83 | 104,272.63 |
| Tiendas por Departamento Riplay Oriente S.A.C | 917339 | 33,909.06 | 92,181.73 | 126,090.79 |
| Tiendas Peruanas S.A.-OECHSLE | 917346 | 28,909.06 | 87,090.82 | 115,999.88 |
| Cineplex S.A | 920650 | 24,318.16 | 13,227.26 | 37,545.42 |
| Patrimonio Fideicomiso D.S N°093-2002-EF Interproperties | 918015 | 96,363.54 | 305,272.42 | 401,635.96 |

Fuente: Elaboración propia

Al comparar los consumos registrados por la toma de lectura manual Vs. lo adquirido a través de la telemedida se encontraron variaciones significativas de consumo facturado en el periodo comercial febrero 2015.

Tabla N° 4.11. Comparación del registro de consumo a través de toma de lectura convencional vs. Telemedición

| Cliente | Contrato | Consumo kWh | | |
|--|----------|------------------------|------------------------------|---------|
| | | Toma de lectura manual | Toma de lectura telemedición | % Error |
| Supermercados Peruanos S.A.-Plaza Vea | 902632 | 200,181.62 | 200,219.39 | -0.02% |
| Homercenters Peruano S.A. Promart | 910262 | 104,272.63 | 104,288.11 | -0.01% |
| Tiendas por Departamento Riplay Oriente S.A.C | 917339 | 126,090.79 | 126,157.30 | -0.05% |
| Tiendas Peruanas S.A.-OECHSLE | 917346 | 115,999.88 | 115,939.64 | 0.05% |
| Cineplex S.A | 920650 | 37,545.42 | 34,530.17 | 8.03% |
| Patrimonio Fideicomiso D.S N°093-2002-EF Interproperties | 918015 | 401,635.96 | 401,729.45 | -0.02% |
| TOTAL | | 985,726.30 | 982,864.14 | 0.29% |

Fuente: Elaboración propia

Caso similar sucede en la potencia facturada de los clientes mayores del alimentador C12, dependiendo de la opción tarifa y la máxima potencia contrata.

▪ **Balance de Energía activa en media tensión.**

El balance de energía en media tensión del alimentador C12 permite cuantificar las pérdidas totales (técnicas y comerciales), las cuales a su vez permiten detectar cualquier inconveniente en la facturación que origina pérdidas económicas para la empresa. Los inconvenientes que toda empresa de distribución posee son los siguientes:

- Vulneración de las condiciones de suministro o hurto de energía.
- Error en el proceso de facturación como problemas en la toma de lectura o errores en el registro de datos para la creación de los contratos.
- Errores en el sistema de medición o en su instalación.

Para determinar las pérdidas en distribución se debe tener el registro de consumo de la cabecera de la radial C12.

Tabla N° 4.12. Consumo del AMT C12 a través de la red de teled medida.

| Alimentador | Contrato | Lect. Actual | Lect. Ant. | CT | PT | Consumo kWh |
|----------------|---------------|--------------|------------|-------|-----------|--------------|
| AMT C12 | 902632 | 738.97 | 568.82 | 300/5 | 10000/100 | 1,020,852.90 |

CT: Relación de transformación de corriente.

PT: Relación de transformación de Tensión

Fuente: Elaboración propia

Con los registros mostrados, el balance de energía del alimentador C12, obteniendo los siguientes resultados.

Tabla N° 4.13. Balance de energía del AMT C12.

| Balance de Energía en el AMT C12 | | kWh |
|---|---|------------------|
| Energía disponible | Registro del totalizador C12 | 1,020,852.00 |
| Energía distribuida | Supermercados Peruanos S.A.-Plaza Vea | 200,219.39 |
| | Homercenters Peruano S.A. Promart | 104,288.11 |
| | Tiendas por Departamento Riplay Oriente S.A.C | 126,157.30 |
| | Tiendas Peruanas S.A.-OECHSLE | 115,939.64 |
| | Cineplex S.A | 34,530.17 |
| | Patrimonio Fideicomiso D.S N°093-2002-EF Interproperties | 401,729.45 |
| Pérdidas en distribución= Energía disponible - Energía distribuida | | 37,987.94 |
| Pérdidas en distribución (%) | | 3.72% |

Fuente: Elaboración propia

Según el Informe de pérdidas para la sustentación de las mermas ante la SUNAT para Electro Ucayali S.A. correspondiente al año 2014, las pérdidas técnicas reconocidas en distribución fue de 3.77 % por lo cual el valor obtenido en el balance de energía en media tensión de la radial C12 se encuentra dentro del promedio.

- **Balance de Potencia activa y reactiva.**

De acuerdo al diagrama de carga de cada uno de los clientes teledados Vs. el totalizador del AMT C12, se aprecia un comportamiento coherente.

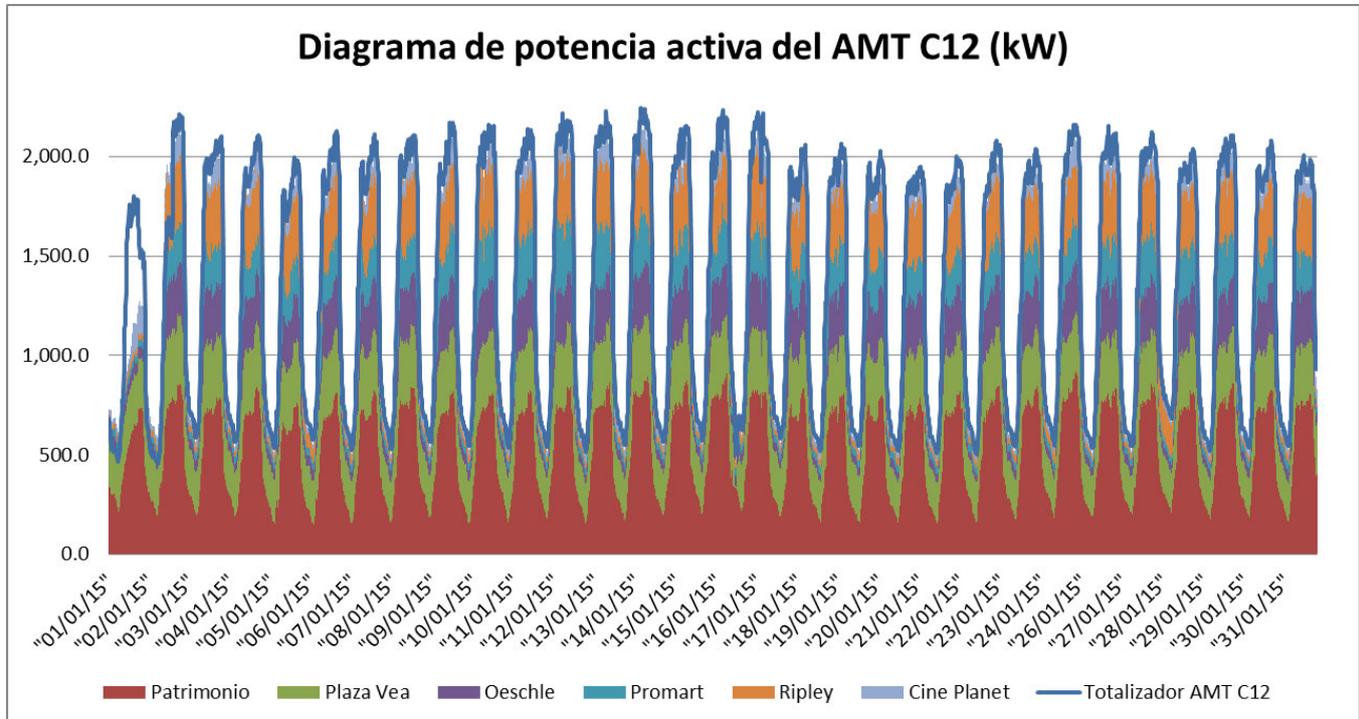


Figura N° 4.39. Diagrama de carga activa de los clientes vs El totalizador del AMT C12

Fuente: Elaboración propia

El porcentaje de reparto con respecto a la máxima demanda coincidente de la radial C12 (14.01.2015 a las 16:00 horas) se aprecia a continuación.

Tabla N° 4.14. Balance de potencia activa del AMT C12

| Medición | Máxima demanda (kW) | % del Total |
|-------------------|---------------------|-------------|
| Totalizador C12 | 2,246.4 | 100.00% |
| Cineplanet | 97.9 | 4.36% |
| Oeschle | 283.6 | 12.63% |
| Plaza Vea | 328.1 | 14.61% |
| Interpropies | 806.2 | 35.89% |
| Promart | 339.0 | 15.09% |
| Ripley | 316.1 | 14.07% |
| Potencia Pérdidas | 75.5 | 3.36% |

Fuente: Elaboración propia

De la anterior se puede concluir que para el día de la máxima demanda de la radial C12, el cliente que posee mayor porcentaje de participación es Interpropies, seguido de Plaza Vea y Promart. Asimismo, esa misma fecha y hora se perdió 76 kW equivalente al 3.36% de la demanda total.

Con respecto a la potencia reactiva, en el siguiente diagrama de carga de cada uno de los clientes teledados Vs. el totalizador del AMT C12, se aprecia que la empresa Patrimonio Fedecomiso posee un mayor volumen de participación en la potencia reactiva demandada, seguido de Plaza Vea y Cineplanet; sin embargo, se precisa que ninguno de estos clientes sobrepasa el 30% de excesos con respecto a la energía reactiva.

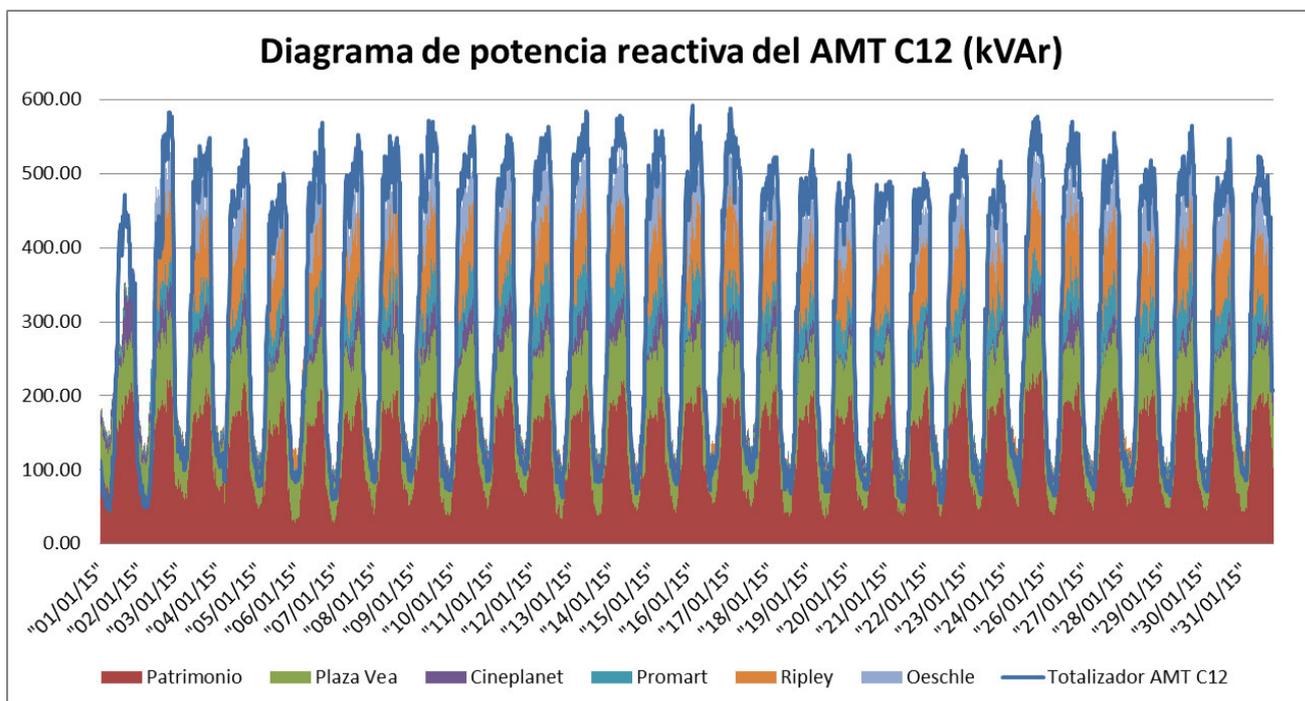


Figura N° 4.40. Diagrama de carga reactiva de los clientes vs El totalizador del AMT C12

Fuente: Elaboración propia

4.3.2. Análisis de la mejora de la calidad de servicio suministrado.

La mejora de la calidad del servicio eléctrico suministrado se basa principalmente en el monitoreo de los estándares de calidad y detección oportuna de los inconvenientes para la facturación.

4.3.2.1. Análisis de la mejora en la calidad del producto.

A través de la telemetría es posible monitorear la calidad del producto suministrado a los clientes mayores, tales como la tensión, frecuencia y hasta perturbaciones. Se precisa que los medidores Elster A3 no están homologados como analizador de redes; sin embargo, los datos obtenidos de sus registros permiten tener un panorama de la calidad del producto.

- **Monitoreo de la tensión.**

Para monitorear la tensión es necesario tener en cuenta que el voltaje que llega al medidor es una tensión secundaria y está en función a la relación de transformación del transformador de medida instalado en el cliente.

La distribución en media tensión de todos los clientes del AMT C12 es en 10 kV y la relación de transformación de los transformadores de corriente del cliente es 10000/220 por lo tanto la tensión secundaria por fase registrada en el medidor deberá de oscilar entre los 120.67 – 133.37 V (tolerancia de $\pm 5.0\%$), fuera de este rango es considerada mala calidad.

Como ejemplo analizaremos el perfil de tensión (instrumentación) del cliente Promart para el día 15.01.2015, el cual obtuvimos a través de la telemetría.

| Conjunto 1 | | Conjunto 2 | | |
|---------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------|
| ↑ ↓ ← → | | | | |
| Hora | Promedio Phase A voltage | Promedio Phase B voltage | Promedio Phase C voltage | Promedio System kW |
| - Fecha: 15/01/2015 | | | | |
| 11:30 | 127.9872 | 128.7088 | 128.0928 | 0.2670627 |
| 11:45 | 128.832 | 129.5536 | 128.9904 | 0.2670627 |
| 12:00 | 131.1728 | 131.824 | 131.3488 | 0.2708598 |
| 12:15 | 127.9696 | 128.7792 | 128.1984 | 0.2316231 |
| 12:30 | 127.5824 | 128.5504 | 127.8992 | 0.2139033 |
| 12:45 | 127.5296 | 128.3392 | 127.8112 | 0.2683284 |
| 13:00 | 128.0928 | 128.9728 | 128.4272 | 0.227826 |
| 13:15 | 127.6352 | 128.4096 | 127.7408 | 0.2075748 |
| 13:30 | 128.9728 | 129.6944 | 129.096 | 0.2075748 |
| 13:45 | 128.48 | 129.1664 | 128.6208 | 0.2101062 |
| 14:00 | 129.2016 | 129.8 | 129.2544 | 0.2139033 |
| 14:15 | 128.3392 | 129.0256 | 128.4096 | 0.2101062 |
| 14:30 | 128.8496 | 129.5184 | 128.9728 | 0.2101062 |
| 14:45 | 129.184 | 129.888 | 129.2896 | 0.2645313 |
| 15:00 | 130.2576 | 130.856 | 130.3808 | 0.3138936 |
| 15:15 | 130.0816 | 130.6624 | 130.1344 | 0.3113622 |
| 15:30 | 129.7472 | 130.3632 | 129.888 | 0.3088308 |
| 15:45 | 128.9728 | 129.5712 | 129.0784 | 0.3088308 |
| 16:00 | 129.536 | 130.24 | 129.6064 | 0.3088308 |
| 16:15 | 129.0256 | 129.6944 | 129.1136 | 0.2683284 |
| 16:30 | 128.7264 | 129.3952 | 128.8144 | 0.2442801 |
| 16:45 | 129.8704 | 130.5216 | 129.976 | 0.2392173 |
| 17:00 | 130.1344 | 130.68 | 130.2576 | 0.240483 |
| 17:15 | 129.1664 | 129.712 | 129.3248 | 0.2354202 |
| 17:30 | 128.4976 | 129.2016 | 128.7616 | 0.2316231 |
| 17:45 | 128.656 | 129.4304 | 128.9904 | 0.2442801 |
| 18:00 | 129.5888 | 130.3632 | 129.8528 | 0.2442801 |
| 18:15 | 127.9872 | 128.7968 | 128.2512 | 0.2366859 |
| 18:30 | 128.1104 | 128.9728 | 128.3744 | 0.2468115 |
| 18:45 | 129.5536 | 130.3456 | 129.712 | 0.2316231 |

Figura N° 4.41. Perfil de tensión del cliente Promart para el 15.01.2015
Fuente: Elaboración propia

De lo anterior, se aprecia que el perfil de tensión del cliente Promart no sobrepasa el límite de mala calidad. De esa manera se puede monitorear y posteriormente controlar la calidad de la energía suministrada.

- **Monitoreo de la Frecuencia.**

La frecuencia también puede ser monitoreada cada 15 minutos al igual que la tensión. Solo se debe de configurar previamente en el medidor del cliente.

Una vez que se incluye la frecuencia dentro del perfil de instrumentación se obtendrá lo siguiente:

| Hora | Promedio Phase A current | Promedio Phase B current | Promedio Phase C current | Promedio Line Frequency |
|-------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------|
| 17:30 | 0.4088 | 0.3784 | 0.3712 | 59.9544 |
| 17:45 | 0.4208 | 0.4 | 0.388 | 59.9522 |
| 18:00 | 0.4488 | 0.416 | 0.4168 | 59.9874 |
| 18:15 | 0.5136 | 0.4744 | 0.468 | 60.0886 |
| 18:30 | 0.52 | 0.4712 | 0.4736 | 59.9302 |
| 18:45 | 0.5456 | 0.5048 | 0.4952 | 60.0072 |
| 19:00 | 0.5584 | 0.516 | 0.5096 | 59.9632 |
| 19:15 | 0.5384 | 0.5096 | 0.4952 | 60.0182 |
| 19:30 | 0.5304 | 0.496 | 0.4872 | 59.9742 |
| 19:45 | 0.528 | 0.4976 | 0.4768 | 60.005 |
| 20:00 | 0.532 | 0.484 | 0.4704 | 59.9852 |
| 20:15 | 0.5192 | 0.4728 | 0.4664 | 60.0094 |
| 20:30 | 0.512 | 0.4712 | 0.4656 | 59.972 |
| 20:45 | 0.5136 | 0.4736 | 0.4704 | 60.0402 |
| 21:00 | 0.5152 | 0.464 | 0.4624 | 60.0622 |
| 21:15 | 0.4984 | 0.4504 | 0.4552 | 60.0094 |
| 21:30 | 0.4728 | 0.4352 | 0.4456 | 59.9896 |
| 21:45 | 0.4672 | 0.424 | 0.4432 | 59.9742 |
| 22:00 | 0.472 | 0.4296 | 0.4544 | 60.0072 |
| 22:15 | 0.4496 | 0.4136 | 0.4312 | 59.961 |
| 22:30 | 0.4352 | 0.4008 | 0.4136 | 60.0072 |
| 22:45 | 0.4216 | 0.3904 | 0.4032 | 59.9808 |
| 23:00 | 0.4072 | 0.376 | 0.3944 | 60.0094 |
| 23:15 | 0.3928 | 0.3616 | 0.3736 | 59.9764 |
| 23:30 | 0.392 | 0.3544 | 0.3712 | 60.0204 |
| 23:45 | 0.396 | 0.3576 | 0.3728 | 59.9742 |
| 24:00 | 0.384 | 0.3472 | 0.3576 | 60.0292 |

Figura N° 4.42. Perfil de frecuencias del cliente Plaza Vea para el 17.01.2015
Fuente: Elaboración propia –Extraído del Software Metercat

Al tener registro de la frecuencia se puede hacer un análisis de las variaciones sostenidas y variaciones súbitas.

- **Monitoreo de perturbaciones.**

A través de la telemedida también se puede monitorear la tasa de distorsión armónica THD registrados en el medidor previa configuración del programa del medidor.

Actualmente ningún cliente mayor posee dentro de su programación la adquisición de Armónicos de tensión, sin embargo, si fuese requerido, la programación es muy sencilla.

A continuación se aprecia la tasa de distorsión armónica del alimentador como ejemplo.

G:\AMT NS\A3R N5 20150602162551.msr

Conjunto 1 | Conjunto 2

↑ ↓ ← →

| Hora | Máximo Phase A voltage % THD | Máximo Phase B voltage % THD | Máximo Phase C voltage % THD | Máximo Phase A current % THD | Máximo Phase B current % THD | Máximo Phase C current % THD |
|-------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| 13:15 | 4.0086 | 4.437 | 4.6512 | 6.732 | 6.9768 | 8.0172 |
| 13:30 | 3.978 | 4.3758 | 4.6512 | 7.0686 | 7.4358 | 8.3538 |
| 13:45 | 4.131 | 4.59 | 4.7124 | 7.1298 | 7.2828 | 8.2314 |
| 14:00 | 4.1004 | 4.437 | 4.7124 | 6.7626 | 7.1298 | 7.6806 |
| 14:15 | 4.3146 | 4.284 | 4.6512 | 6.9156 | 7.344 | 8.2314 |
| 14:30 | 4.1616 | 4.6206 | 4.9878 | 7.65 | 7.2828 | 8.568 |
| 14:45 | 4.2228 | 4.59 | 4.8654 | 8.109 | 7.5276 | 8.415 |
| 15:00 | 4.1922 | 4.8348 | 5.0796 | 7.9866 | 7.7724 | 8.5068 |
| 15:15 | 4.2228 | 4.6206 | 4.9266 | 8.415 | 9.0882 | 8.5986 |
| 15:30 | 4.1004 | 4.6512 | 5.1102 | 8.6598 | 8.3538 | 8.3538 |
| 15:45 | 4.131 | 4.6818 | 5.049 | 8.8128 | 8.5068 | 8.7516 |
| 16:00 | 3.9168 | 4.131 | 4.743 | 9.3942 | 8.9658 | 9.1188 |
| 16:15 | 3.8556 | 4.2228 | 4.5594 | 9.486 | 8.6292 | 9.3942 |
| 16:30 | 3.7638 | 4.3758 | 4.59 | 9.792 | 9.0882 | 9.486 |
| 16:45 | 4.0698 | 4.59 | 4.743 | 10.0062 | 9.3942 | 9.5472 |
| 17:00 | 4.0392 | 4.4676 | 4.8042 | 8.9964 | 8.6904 | 8.874 |
| 17:15 | 4.1616 | 4.3146 | 4.9878 | 8.3844 | 8.4762 | 9.027 |
| 17:30 | 4.1616 | 4.1004 | 5.049 | 8.0478 | 8.4456 | 9.1188 |
| 17:45 | 4.1616 | 4.1922 | 4.7736 | 7.7724 | 7.803 | 8.262 |
| 18:00 | 4.0392 | 4.284 | 4.4064 | 6.3648 | 6.3648 | 7.8336 |
| 18:15 | 4.0086 | 3.7944 | 4.9266 | 6.273 | 5.1408 | 7.6806 |
| 18:30 | 3.672 | 3.7638 | 4.8348 | 7.0686 | 6.3342 | 7.3134 |
| 18:45 | 3.5496 | 3.8556 | 4.743 | 6.9462 | 6.885 | 7.497 |
| 19:00 | 3.6108 | 3.825 | 4.8348 | 7.344 | 6.426 | 7.6806 |
| 19:15 | 3.4272 | 3.7332 | 4.59 | 7.2522 | 6.6096 | 7.497 |
| 19:30 | 3.4578 | 4.0086 | 4.7124 | 7.65 | 6.3036 | 7.7724 |
| 19:45 | 3.519 | 4.1004 | 4.9266 | 8.0172 | 6.6708 | 7.8642 |
| 20:00 | 3.825 | 3.9168 | 4.8654 | 7.8336 | 6.8238 | 8.0478 |

meter ID: 16223903

: Administrators

Figura N° 4.43. Perfil de tasa de distorsión armónica 19.06.2015
Fuente: Elaboración propia –Extraído del Software Metercat

4.3.2.2. Análisis de la mejora en la calidad del suministro.

La calidad de suministro está ligada con las interrupciones. En ese sentido, a través de la telemetría es posible detectar si efectivamente ha ocurrido un corte en el servicio eléctrico del cliente por responsabilidad de Electro Ucayali S.A. o debido a una manipulación indebida o a una mala maniobra interna.

De esa manera se puede verificar el número de interrupciones que posee cada cliente y la duración de las mismas para luego analizar las tolerancias señaladas por Osinergmin en la Norma Técnicas de Calidad de los Servicios Eléctricos.

En la pestaña de registros de eventos de la toma de lectura realizada a través de la teledatada se visualiza la hora y fecha del apagado y encendido del medidor (duración de la interrupción) y el número de interrupciones.

| ▼ | Fecha/hora | Evento |
|----|--------------------------|--------------------------------|
| 47 | 01/03/2015 09:49:14 p.m. | Encendido primario |
| 46 | 01/03/2015 09:36:55 p.m. | Apagado primario |
| 45 | 01/03/2015 12:00:00 a.m. | Se produjo reinicio de demanda |
| 44 | 15/02/2015 05:31:18 p.m. | Encendido primario |
| 43 | 15/02/2015 05:58:32 a.m. | Apagado primario |
| 42 | 14/02/2015 10:42:34 a.m. | Encendido primario |
| 41 | 14/02/2015 10:17:22 a.m. | Apagado primario |
| 40 | 01/02/2015 12:00:00 a.m. | Se produjo reinicio de demanda |
| 39 | 01/01/2015 12:00:00 a.m. | Se produjo reinicio de demanda |
| 38 | 18/12/2014 07:15:35 a.m. | Encendido primario |
| 37 | 18/12/2014 06:52:22 a.m. | Apagado primario |
| 36 | 01/12/2014 12:00:00 a.m. | Se produjo reinicio de demanda |
| 35 | 13/11/2014 10:46:20 a.m. | Encendido primario |
| 34 | 13/11/2014 10:29:16 a.m. | Apagado primario |
| 33 | 06/11/2014 12:26:03 a.m. | Encendido primario |
| 32 | 05/11/2014 11:58:37 p.m. | Apagado primario |
| 31 | 01/11/2014 12:00:00 a.m. | Se produjo reinicio de demanda |
| 30 | 24/10/2014 04:00:13 p.m. | Encendido primario |
| 29 | 24/10/2014 03:53:10 p.m. | Apagado primario |
| 28 | 23/10/2014 02:37:50 p.m. | Encendido primario |
| 27 | 23/10/2014 02:22:16 p.m. | Apagado primario |
| 26 | 15/10/2014 06:43:33 p.m. | Encendido primario |
| 25 | 15/10/2014 05:52:03 p.m. | Apagado primario |
| 24 | 02/10/2014 11:32:22 a.m. | Encendido primario |
| 23 | 02/10/2014 11:30:43 a.m. | Apagado primario |
| 22 | 01/10/2014 12:00:00 a.m. | Se produjo reinicio de demanda |
| 21 | 27/09/2014 06:09:26 p.m. | Encendido primario |
| 20 | 27/09/2014 06:02:41 p.m. | Apagado primario |
| 19 | 26/09/2014 10:02:56 a.m. | Encendido primario |
| 18 | 26/09/2014 09:39:06 a.m. | Apagado primario |
| 17 | 21/09/2014 07:00:02 a.m. | Encendido primario |
| 16 | 21/09/2014 04:58:32 a.m. | Apagado primario |
| 15 | 18/09/2014 07:15:03 p.m. | Encendido primario |
| 14 | 18/09/2014 05:17:15 p.m. | Apagado primario |
| 13 | 14/09/2014 05:12:57 p.m. | Encendido primario |

Figura N° 4.44. Datos de registro de eventos del medidor del cliente Oeshle
Fuente: Elaboración propia –Extraído del Software Metercat

4.3.2.3. Análisis de la mejora en la calidad del servicio comercial.

La mejora de la calidad de servicio comercial está referida solamente a la atención de los reclamos por inconvenientes en la medición y/o facturación.

La toma de lectura actual de la empresa Electro Ucayali se realiza a forma convencional, es decir, a través de un técnico lector, quien a mano alzada copia lo displayado en el medidor.

La telemedida permitirá lecturar sin ir al punto donde se encuentra el medidor del cliente, descargando todo lo registrado en el registrador, tal como perfil de carga, perfil de instrumentación, registro de eventos, facturaciones mensuales, etc.

Los reclamos más frecuentes son por consumo excesivo, calidad del producto, calidad de suministro y por reintegros o recuperos aplicados en los recibos. La concesionaria para estos casos debe contar con toda la data fuente (lectura del medidor), el cual servirá como sustento para determinar si el reclamo es fundado o infundado.

En ese sentido, al contar con medición remota, la información de cada medidor será almacenada directamente en el servidor de Electro Ucayali para demostrar con hechos todos los datos necesarios para determinar si es válido o no es reclamo.

4.3.3. Detección oportuna de inconvenientes en la facturación.

Los inconvenientes en la facturación y que son causales de recupero o reintegro son los siguientes:

- i) **Error en el Proceso de Facturación:** Error del Concesionario en el proceso de facturación, que origine el cobro de montos distintos a los que efectivamente correspondan. El proceso de facturación comprende desde la toma de lectura del contador hasta la emisión y reparto de la factura.
- ii) **Error en el Sistema de Medición:** Deficiencia en el Sistema de Medición, debido al mal funcionamiento de uno o más de sus componentes, que origina una inadecuada medición o registro del Consumo.
- iii) **Error en la Instalación del Sistema de Medición:** Error del Concesionario al realizar la instalación o el conexionado externo del Sistema de Medición, que origina una inadecuada medición o registro del Consumo.
- iv) **Vulneración de la Condiciones del Suministro:** Para efectos de la presente norma, específicamente se considera a la intervención o manipulación de uno o más de los componentes de la Conexión, realizada por una persona distinta del Concesionario, que modifique la medición o registro normal del Consumo, o no permita que dicho Consumo sea medido o registrado.

En ese sentido, a continuación se detallará cada una de las herramientas brindadas por el medidor Elster A3RLN de los clientes mayores a través de la telemetría.

- **Perfil de carga.** El perfil de carga permite determinar la fecha y hora en que se da la máxima demanda de los clientes. De esa manera siempre se tendrá los datos del comportamiento de la carga.

Algunas empresas solicitan su perfil de carga, en ese sentido, a través de la Telemedición esta información siempre estará disponible inmediatamente el usuario lo solicite.

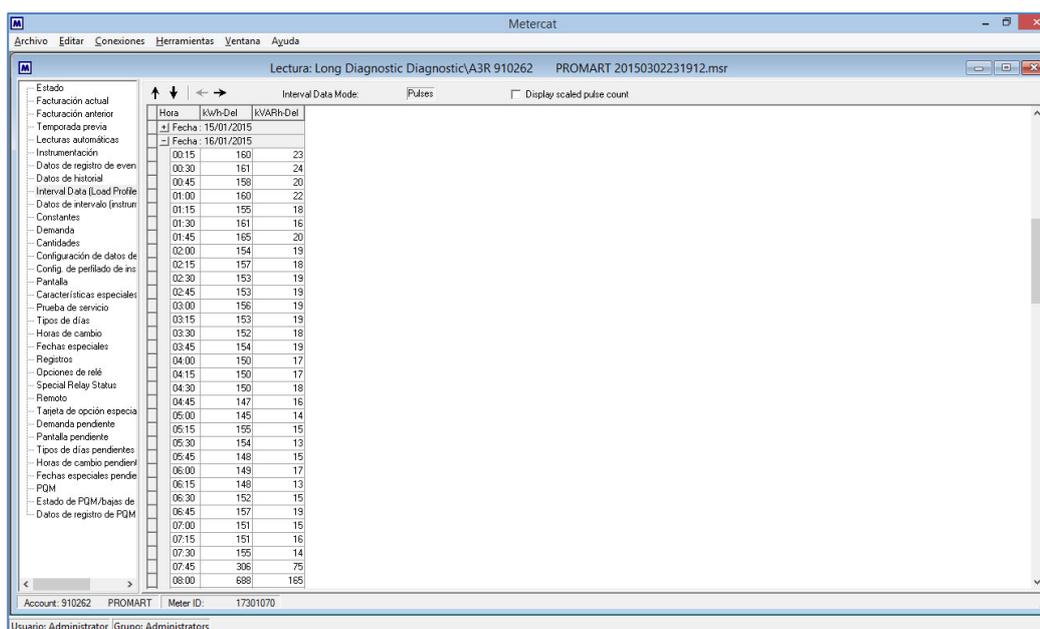


Figura N° 4.45. Perfil de carga del cliente

Fuente: Elaboración propia –Extraído del Software Metercat

En ese sentido, al tener siempre disponible esta información se detectaría oportunamente los errores en el proceso de facturación.

- **Instrumentación.** Esta opción permite verificar si el medidor se encuentra bien instalado o cualquier error en la instalación del sistema de medición, es decir permite visualizar el diagrama fesoría de las señales de corriente y tensión del medidor, de acuerdo al tipo de conexión.

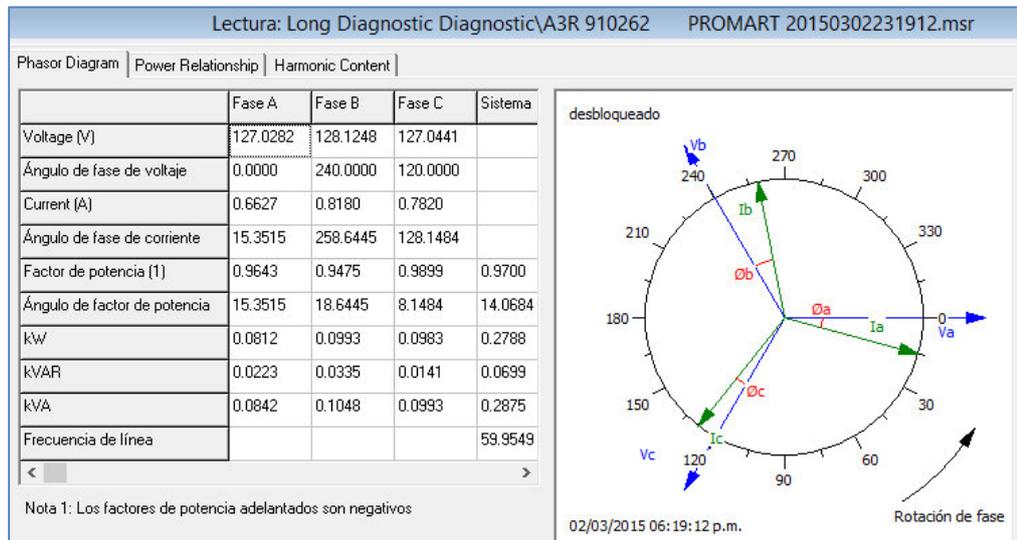


Figura N° 4.46. Perfil de carga del cliente

Fuente: Elaboración propia –Extraído del Software Metercat

También es posible a través de esta herramienta detectar cualquier vulneración de las condiciones de suministro, toda vez que existe casos en que los clientes desconectan las señales de corriente o tensión del medidor para que se registre menos consumo.

- **Registros de Eventos.** El registro de eventos permite detectar vulneración de las condiciones de suministro a través del reseteo adrede de la demanda y cuando se apaga las señales de corriente o tensión del medidor.

El registro de eventos también permite determinar si los reclamos por calidad de suministro (interrupciones) y calidad de producto por tensión, frecuencia e incluso perturbaciones son fundados o infundados.

| Número de sec. | Fecha/hora | Evento |
|----------------|--------------------------|--------------------------------|
| 43 | 01/03/2015 09:49:19 p.m. | Encendido primario |
| 48 | 01/03/2015 09:37:01 p.m. | Apagado primario |
| 47 | 01/03/2015 12:00:00 a.m. | Se produjo reinicio de demanda |
| 46 | 15/02/2015 05:31:23 p.m. | Encendido primario |
| 45 | 15/02/2015 05:58:38 a.m. | Apagado primario |
| 44 | 14/02/2015 10:42:40 a.m. | Encendido primario |
| 43 | 14/02/2015 10:17:27 a.m. | Apagado primario |
| 42 | 01/02/2015 12:00:00 a.m. | Se produjo reinicio de demanda |
| 41 | 01/01/2015 12:00:00 a.m. | Se produjo reinicio de demanda |
| 40 | 18/12/2014 07:15:40 a.m. | Encendido primario |
| 39 | 18/12/2014 06:52:27 a.m. | Apagado primario |
| 38 | 01/12/2014 12:00:00 a.m. | Se produjo reinicio de demanda |
| 37 | 13/11/2014 10:46:24 a.m. | Encendido primario |
| 36 | 13/11/2014 10:29:19 a.m. | Apagado primario |
| 35 | 06/11/2014 12:26:06 a.m. | Encendido primario |
| 34 | 05/11/2014 11:58:41 p.m. | Apagado primario |
| 33 | 01/11/2014 12:00:00 a.m. | Se produjo reinicio de demanda |
| 32 | 24/10/2014 04:00:17 p.m. | Encendido primario |
| 31 | 24/10/2014 03:53:13 p.m. | Apagado primario |
| 30 | 23/10/2014 02:37:54 p.m. | Encendido primario |
| 29 | 23/10/2014 02:22:20 p.m. | Apagado primario |
| 28 | 15/10/2014 06:43:36 p.m. | Encendido primario |
| 27 | 15/10/2014 05:52:06 p.m. | Apagado primario |
| 26 | 02/10/2014 12:01:23 p.m. | Encendido primario |
| 25 | 02/10/2014 11:57:01 a.m. | Apagado primario |
| 24 | 01/10/2014 12:00:00 a.m. | Se produjo reinicio de demanda |
| 23 | 27/09/2014 06:09:29 p.m. | Encendido primario |
| 22 | 27/09/2014 06:02:44 p.m. | Apagado primario |
| 21 | 26/09/2014 10:02:59 a.m. | Encendido primario |
| 20 | 26/09/2014 09:39:08 a.m. | Apagado primario |
| 19 | 21/09/2014 07:00:04 a.m. | Encendido primario |
| 18 | 21/09/2014 04:58:34 a.m. | Apagado primario |
| 17 | 18/09/2014 07:15:06 p.m. | Encendido primario |
| 16 | 18/09/2014 05:17:17 p.m. | Apagado primario |
| 15 | 14/09/2014 05:13:00 p.m. | Encendido primario |
| 14 | 14/09/2014 03:08:01 a.m. | Apagado primario |

Figura N° 4.47. Perfil de carga del cliente

Fuente: Elaboración propia –Extraído del Software Metercat

4.3.4. Análisis económico.

El presente análisis no contempla incorporación de nuevos clientes, solo contempla los actuales 400 cliente mayores de las ciudades de Pucallpa con tarifa MT, Campo Verde y Aguallita mas no los de Atalaya porque en dicha ciudad la conectividad de la red celular es muy débil.

A continuación se muestra las consideraciones para el análisis:

- **Inversión inicial.**

La inversión inicial del estudio es de S/. 398,200.00 nuevos soles, la cual se detalla a continuación:

Tabla N° 4.15. Inversión inicial del estudio de Telemedición

| Descripción | Inversión (S/.) |
|--|-------------------|
| Servicio de transmisión de datos (Incluido IGV) | 15.00 |
| Modem interno GPRS (Incluido IGV) | 890.00 |
| Sub total por punto telemedido | 905.00 |
| Número de Puntos Telemedidos para el análisis | 400.00 |
| Sub total por los puntos telemedidos | 362,000.00 |
| Gastos Asociados (10%) | 36,200.00 |
| TOTAL | 398,200.00 |

Fuente: Elaboración propia

- **Ahorro por pago de toma de lecturas mensuales.**

El costo de toma de lectura a través de puerto óptico para Electro Ucayali S.A. sería de S/. 16.50 nuevos soles, por lo tanto para los 400 clientes mayores en un periodo de un año se realizará un ahorro de S/. 79,200.00 nuevos soles. Se precisa que la toma de lectura actual es de forma manual y no es materia de comparación para el estudio.

- **Gastos de operación y mantenimiento.**

Se considera los gastos de operación y mantenimiento igual a cero debido que no es necesario realizar ninguna intervención adicional después de haber instalado los módems en los medidores de los clientes.

- **Ahorro por pago a intervenciones técnicas.**

Electro Ucayali realiza servicios de intervenciones técnicas cada año a un porcentaje de clientes mayores. El valor de cada intervención es de S/. 700.00 nuevos soles.

Se prevé que con la Telemedición de los Clientes Mayores el porcentaje de revisiones se reduzca de 30% a 20% generando un ahorro de S/. 28,000 nuevos soles anuales.

Tabla N° 4.16. Ahorro producido por pago a intervenciones técnicas

| Escenario | % de Intervenciones | Clientes a intervenir | Precio de Intervencion S/. | Costo total del servicio S/. |
|---------------------|---------------------|-----------------------|----------------------------|------------------------------|
| Sin Telemedición | 30 | 120 | 700 | 84000 |
| Con Telemedición | 20 | 80 | 700 | 56000 |
| Ahorro (S/.) | | | | 28000 |

Fuente: Elaboración propia

- **Ahorros no cuantificables en el análisis.**

Mediante el uso de la Telemedición se podrá detectar oportunamente cualquier error en los sistemas de medición o vulneraciones de las condiciones de suministro (hurto de energía), lo que generaría recuperos de energía a favor de la concesionaria y un posterior incremento en la facturación de los clientes intervenidos. Sin embargo, en el presente análisis no se tomará en cuenta dichos ingresos.

Por último, se precisa que consideraremos un periodo de evaluación de 10 años y una tasa de retorno de 12%.

A continuación se considerará dos escenarios probables de Telemedición en Electro Ucayali S.A:

4.3.4.1. Escenario “Telemedición uno a uno”.

En este escenario no se contempla la adquisición de un software para la toma de lectura automática, la Telemedición se realiza a través del mismo software propietario de los medidores Elster llamado Metercat, el cual posee la única desventaja de ser más lento debido a que lee uno a uno los medidores.

El análisis costo beneficio de la implementación del sistema de Telemedición da resultado un VAN positivo y un TIR mayor que el 12% por ende, es VIABLE. Asimismo del análisis beneficio costo se puede concluir que por cada nuevo sol invertido existe un beneficio de 1.7 nuevos soles. En ese sentido, la Telemedición de los 400 clientes mayores con tarifa MT3 es factible.

Tabla N° 4.17. Análisis económico de la Telemedición – Escenario “Telemedición uno a uno”

| Años | Inversión Inicial (S/.) | Ahorro por pago de toma de lectura (S/.) | Ahorro por pago de intervenciones técnicas (S/.) | Gastos de Operación y mantenimiento (S/.) | Flujo Neto (S/.) |
|------|-------------------------|--|--|---|------------------|
| 0 | 398,200.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | -398,200.000 |
| 1 | | 79,200.000 | 28,000.000 | 0.000 | 107,200.000 |
| 2 | | 79,200.000 | 28,000.000 | 0.000 | 107,200.000 |
| 3 | | 79,200.000 | 28,000.000 | 0.000 | 107,200.000 |
| 4 | | 79,200.000 | 28,000.000 | 0.000 | 107,200.000 |
| 5 | | 79,200.000 | 28,000.000 | 0.000 | 107,200.000 |
| 6 | | 79,200.000 | 28,000.000 | 0.000 | 107,200.000 |
| 7 | | 79,200.000 | 28,000.000 | 0.000 | 107,200.000 |
| 8 | | 79,200.000 | 28,000.000 | 0.000 | 107,200.000 |
| 9 | | 79,200.000 | 28,000.000 | 0.000 | 107,200.000 |
| 10 | | 79,200.000 | 28,000.000 | 0.000 | 107,200.000 |

Tasa de evaluación es de 12%

| | |
|-----------------|----------------|
| VAN | S/. 207,503.91 |
| TIR | 24% |
| B/C | 1.70 |
| PROYECTO | VIABLE |

Fuente: Elaboración propia

4.3.4.2. Escenario “Telemedición masiva”.

En el mercado existe diversos software que brindan el servicio de adquisición de datos y guardado de información, tal es el caso del Primeread y el Smarkia.

Según un estudio de mercado, el costo anual de los software sería aproximadamente S/. 35,000.00 nuevos soles.

El análisis costo beneficio de la implementación del sistema de Telemedición en este escenario da como resultado un VAN positivo y un TIR mayor que el 12% por ende, es VIABLE. Asimismo del análisis beneficio costo se puede concluir que por cada nuevo sol invertido existe un beneficio de 1.15 nuevos soles. En ese sentido, la Telemedición de los 400 clientes mayores con tarifa MT3 es también factible y genera los siguientes beneficios adicionales:

- Ofrece una gama de medidores para leer, los software de toma de lectura masiva son compatibles con muchas marcas de medidores a comparación del Metercat que solo lectura medidores Elster.
- El tiempo de descarga de información es hasta 10 veces más rápido que para el sistema de Telemedición uno a uno.
- Permite lecturar en simultáneo.

Tabla N° 4.18. Análisis económico de la Telemedición – Escenario “Telemedición masiva”

| Años | Inversión Inicial (S/.) | Ahorro por pago de toma de lectura (S/.) | Ahorro por pago de intervenciones técnicas (S/.) | Gastos de Operación y mantenimiento (S/.) | Gastos por software de adquisición de datos | Flujo Neto (S/.) |
|------|-------------------------|--|--|---|---|------------------|
| 0 | 398,200.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | -398,200.000 |
| 1 | | 79,200.000 | 28,000.000 | 0.000 | 35,000.000 | 72,200.000 |
| 2 | | 79,200.000 | 28,000.000 | 0.000 | 35,000.000 | 72,200.000 |
| 3 | | 79,200.000 | 28,000.000 | 0.000 | 35,000.000 | 72,200.000 |
| 4 | | 79,200.000 | 28,000.000 | 0.000 | 35,000.000 | 72,200.000 |
| 5 | | 79,200.000 | 28,000.000 | 0.000 | 35,000.000 | 72,200.000 |
| 6 | | 79,200.000 | 28,000.000 | 0.000 | 35,000.000 | 72,200.000 |
| 7 | | 79,200.000 | 28,000.000 | 0.000 | 35,000.000 | 72,200.000 |
| 8 | | 79,200.000 | 28,000.000 | 0.000 | 35,000.000 | 72,200.000 |
| 9 | | 79,200.000 | 28,000.000 | 0.000 | 35,000.000 | 72,200.000 |
| 10 | | 79,200.000 | 28,000.000 | 0.000 | 35,000.000 | 72,200.000 |

Tasa de evaluación es de 12%

| | |
|-----------------|---------------|
| VAN | S/. 9,746.10 |
| TIR | 13% |
| B/C | 1.15 |
| PROYECTO | VIABLE |

Fuente: Elaboración propia

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES.

- Se identificó las variables y parámetros necesarios para la implementación del sistema de Telemedición de la energía eléctrica del alimentador C12 de Electro Ucayali tales como:

Adquisición de datos: Medidores de cada sistema de medición de los clientes y el totalizador del alimentador C12, medio de adquisición de datos compatible con los medidores y enlace de comunicación compatible con el medio.

Comunicación e intermediación: servicio de transmisión de datos, cobertura de red y configuración de la VPN.

Acceso a la información: software de adquisición y procesamiento de información.

- Se hizo un recuento de las principales tecnologías de transmisión de datos que Electro Ucayali S.A. podría optar tales como: fibra óptica, vía microondas, vía satélite y vía comunicaciones celular.
- La tecnología de comunicación elegida fue vía redes móviles celulares mediante cobertura GPRS (2G) toda vez que es la más sencilla y practica con menos costo de inversión.
- Se diseñó e implementó el sistema de Telemedición de la energía eléctrica del alimentador C12 de Electro Ucayali S.A. para el periodo de facturación febrero 2015 correspondiente al mes de consumo de enero 2015 y se comparó la facturación con lo obtenido en la toma de lectura de ese mes.
- Se elaboró el balance en media tensión de energías y potencias del alimentador C12 de Electro Ucayali S.A. que permiten controlar y monitorear los parámetros de consumo a través del sistema de Telemedición correspondiente al periodo comercial febrero 2015.
- Asegurar la calidad de servicio genera una mejor atención a los reclamos, por ende, en la presente investigación se estableció los siguientes mecanismos para la mejora de la calidad de servicio basado en la oportuna detección de inconvenientes y su posterior corrección.

Mejora de la calidad del producto: Monitoreo de la tensión, frecuencia y perturbaciones.

Mejora de la calidad de suministro: monitoreo y validación de interrupciones.

Mejora de la calidad de servicio: Atención oportuna y eficaz de los reclamos.

- Se estableció mecanismos para la detección rápida y oportuna de los cuatro inconvenientes más comunes en la facturación de los clientes mayores como error en el proceso de facturación, error en la instalación del sistema de medición, error en el sistema de medición y Vulneración de las condiciones de suministro; a través de la Telemedición de los perfiles de carga, perfiles de instrumentación y registros de eventos almacenados en los medidores.
- Se realizó el análisis costo – beneficio, técnico –económico del estudio concluyendo que el sistema de adquisición de datos de la facturación vía Telemedición es viable para los escenarios Telemedición uno a uno y Telemedición masiva; obteniendo que por cada nuevo sol invertido en el primer escenario se obtiene un beneficio de 1.7 nuevos soles y que para el segundo escenario se obtiene un beneficio menor de 1.15 pero de aplicación mucho más rápida.
- Finalmente se pudo concluir que GPRS es la mejor opción para la futura implementación de este estudio ya que es una tecnología de punta que está en pleno auge y muchas empresas la utilizan por seguridad, confiabilidad, escalabilidad, y sobre todo por los costos ya que son mínimos al momento de la transmisión de datos.

RECOMENDACIONES.

- Se recomienda realizar el estudio con las nuevas tecnologías de red móvil 3G o 4G, toda vez que son más veloces en la transmisión de datos.
- Se recomienda realizar la creación de un software que permita la adquisición de lecturas que genere menos costo y que se acomode a la empresa eléctrica.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFÍA

TESIS

- Morales, Diana “Diseño e implementación de un sistema de monitoreo mediante Telemedición del consumo de energía eléctrica de clientes especiales, de la empresa eléctrica Abanto Regional Centro Norte S.A.” Tesis para optar el título de Ingeniero en Electrónica y de Control. Ecuador. 2011. 233 p.
- Bustamante, Galo “Estudio de factibilidad para la implementación de Telemedición en empresas de distribución de Ecuador”. Tesis para optar el título de Ingeniero Eléctrico. Ecuador. 2011. 197 p.
- Christian, Gallardo “Análisis de factibilidad para la implementación de un sistema de Telemedición utilizando el método de radio frecuencia para una empresa de distribución”. Tesis para optar el título de Ingeniero Eléctrico. Ecuador. 2009. 151 p.
- Adriana Paulina Araujo Reyes (2008) “Diseño de un Sistema de Telemedición de la Energía Eléctrica de la Red Subterránea para la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A”. Tesis para optar el título de Ingeniero en Electrónica y Comunicación. Ecuador. 2008. 196 p.
- Beterreix, et al (2006) “Transmisión de Datos por la Red Eléctrica (Plc) en Banda Angosta”. Tesis para optar el título de Ingeniero en Electrónica. Argentina. 2006. 92 p.

TEXTOS.

- Decreto Supremo Nº 020-97-EM “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos” Ministerio de Energía y Minas
Perú. 2010. 49 p.
- Problemática de la Supervisión de la Calidad del Servicio Eléctrico en el Perú.
OSINERG
Perú. 2004. 88 p.
- Technical Manual A3 ALPHA METER
Elsther Company
EE.UU. 2003. 192 p.
- NORMA EC010 - MEM “Obras de Suministro de Energía y Comunicaciones”
Ministerio de Energía y Minas
Perú. 2006. 73 p.
- Cisco Networking Academy Program CCNA 1 and 2 “ Ccent Cisco Certified Entry Networking Technician Study Guide”
Cisco Company
EE.UU. 2013. 414 p.

- Soluciones M2M de Telefónica
Telefónica Movistar
España. 2011. 26 p.
- Manual de usuario de la plataforma SMARKIA
SMARKIA
España. 2013. 101 p.
- “Manual práctico de electricidad para ingenieros”
DONALD G. FINK
España. 1981. 281 p

CITAS WEB

- Folgado, José. “El suministro de la electricidad”. Red Eléctrica de España. 2009.[Consulta: 04 de Noviembre de 2014]. Disponible en:
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/el_suministro_de_la_electricidad.pdf
- Sovero, Nelly. “Telemedición, su efecto en la gestión comercial”. Empresa HINDRANDINA. Perú .2009. [Consulta: 10 de Noviembre de 2014]. Disponible en:
<http://slideplayer.es/slide/1101890/>
- SMARKIA. “SMARKIA MONITOR” Empresa SMARKIA S.A. España. 2014 [Consulta: 10 de Diciembre de 2014]. Disponible en:
<http://www.smarkia.com/>
- PrimeStone. “Soluciones para Empresas con Energía”. Empresa PrimeStone S.A. 2014. [Consulta: 11 de Diciembre de 2014]. Disponible en:
<http://primestone.info/es/>
- Elster. “Software Metercat”. Empresa Elster S.A. EE.UU. 2014. [Consulta: 11 de Diciembre de 2014]. Disponible en:
<http://www.elstersolutions.com/>
- Electrophenia Microinformática y telecomunicaciones “Instalaciones Telefónicas” Perú. 2013 [Consulta: 30 de Enero de 2015]. Disponible en:
<http://electrophenia.blogspot.pe/>
- Acosta, Edgar. “Redes de comunicación” Ecuador 2002. . [Consulta: 11 de Febrero de 2015]. Disponible en:
<http://serviger.8m.com/>
- Instituto Tecnológico de Aguas Calientes “Telecomunicaciones TICS” México 2014. [Consulta: 10 de Febrero de 2015]. Disponible en:
<http://telecomunicaciones2.webnode.mx/rss/>

ANEXOS

ANEXO N° 01

Vistas fotográficas de las instalaciones de medida de los clientes y el totalizador del alimentador C12



PROMART HOMECENTER

Vista Panorámica del Predio



Caja Portamedidor antes de abrir



Apertura de caja porta medidor



TIENDAS POR DEPARTAMENTO RIPLEY ORIENTE S.A.C

Ubicación de Suministro



Caja Portamedidor antes de abrir



Apertura de caja porta medidor



TIENDAS PERUANAS S.A.-OECHSLE

Ubicación de Suministro



Caja Portamedidor antes de abrir



Apertura de caja porta medidor



PATRIMONIO EN FIDEICOMISO D.S N°093-2002-EF INTERPROPERTIES

Ubicación de Suministro



Caja Portamedidor antes de abrir



Apertura de caja porta medidor



CINEPLEX S.A

Ubicación de Suministro



Caja Portamedidor antes de abrir



Medición de Parámetros Eléctricos



TOTALIZADOR DEL AMT C12

SUBESTACION DE POTENCIA PUCALLPA (SEPU)



Totalizador del AMT C12



ANEXO N° 02

Partes técnicas de las intervenciones técnicas realizadas a cada cliente del alimentador C12



Electro Ucayali
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE Ucayali

INFORME DE INTERVENCIÓN DE SUMINISTROS

Nº 000182

| | | | | | | | | | | | |
|--------------------|--|----------------|--|------|--|-------|----|----|----|-------------|-----------|
| 1. DATOS GENERALES | | Suministro | 9 0 2 6 3 2 | O.T. | | Fecha | 26 | 01 | 15 | Hora Inicio | 10:43 am. |
| | | Nombre | SUPERMERCADOS PERUANOS S.A - PLAZA VEA | | | | | | | Hora Final | 12:03 PM |
| | | Dirección Real | JR. EGLINTON / JR. AMAZONAS - YARINACOCCHA | | | | | | | Teléfono | |

2. EQUIPO DE MEDICIÓN

| | | | |
|----------------------------------|----------------------|-----|-------|
| Radiol | | C12 | |
| Datos del Medidor Electrónico | | | |
| Marca | ELSTER | | |
| Modelo | AZRAL | | |
| Serie | 17301069 | | |
| Código | | | |
| Año de Fabricación | 2014 | | |
| Clase de Precisión | 0.2 | | |
| Eje | 1F () 3F (X) | | |
| Hilos | 2 () 3 () 4 (X) | | |
| Constante | K _h = 1.8 | | |
| Rango Corriente | min: 2.5 max: 70 | | |
| Rango Tensión | 120 - 480. | | |
| Lecturas del Medidor Electrónico | | | |
| 2 | 1135.5 | 8. | 952.9 |
| 3 | 293.3 | 9. | 244.6 |
| 4 | 213.0 | 10. | 179.3 |
| 5 | 0.396 | 11. | 0.420 |
| 6 | 922.4 | 12. | 773.5 |
| 7 | 0.396 | 13. | 0.429 |

| | | | |
|---------------------|---------------|------------------|---------------|
| Tipo de Suministro | | Nivel de Tensión | |
| () Monofásico | () 220 V | () 220 V | () 220 V |
| (X) Trifásico | () 380 V | () 380 V | () 380 V |
| Tipo acometida | | (X) 10 KV | |
| () Aérea | () 13.2 KV | () 13.2 KV | () 13.2 KV |
| () Subterránea | () 22.9 KV | () 22.9 KV | () 22.9 KV |
| (X) Mixta | () | () | () |
| Sistema de Medición | | | |
| () Baja tensión | () Directa | () Directa | () Directa |
| (X) Media tensión | (X) Indirecta | (X) Indirecta | (X) Indirecta |
| Desfase de Hora | | Medidor | Real |
| | | 10:13 | 10:16 3 min |
| Tarifa | | MT4 | |
| Modo Test | | Hora inicio | Hora fin |
| | | | |

| | | | | |
|------------------------------------|----------|--|--------|----------------|
| Mediciones en el Patrón de energía | | Verificación de la Potencia registrada | | |
| Tensiones | | Parámetro | Patrón | Medidor |
| R-S: 224 | R-N: 128 | (KW) | 0.332 | |
| S-T: 224 | S-N: 129 | (KVar) | 0.075 | |
| T-R: 223 | T-N: 128 | Verificación precisión del medidor (Error %) | | |
| Corrientes | | % In | | |
| R | 0.843 | S | 0.882 | Error 1 +0.229 |
| T | 0.842 | N | | Error 2 +0.226 |
| Posee Memoria: SI () NO () | | Error 3 | +0.234 | |
| | | Prom. | | |

| | | | | |
|-----------|-------------|-------------|---------------------------------|--|
| PRECINTOS | Encontrados | Instalados | Estado componentes Medidor | |
| Caja | Serie | | Borrera sin tapa | |
| Borne | Tipo | | Caja Medidor sin tapa | |
| Copa | Serie | 1064274 | Caja CT sin tapa | |
| Reset | Tipo | Doble ancla | CT - PT Sin tapa bornera | |
| | Serie | 1064185 | Transformador sin sello/candado | |
| | Tipo | Doble Ancla | Sellos Borneras rotos | |
| | Serie | 1080497 | Sello reset roto | |
| | Tipo | Doble ancla | Sello capsula roto | |

3. TRANSFORMADORES DE MEDIDOR Y OTROS

| | | | | |
|---------------------------|---|--|---|----------|
| Tipo de trafo de medición | | Transf. de Potencia (En casos de entrega en MT y medición en BT) | | |
| PT-CT | — | Marca | — | Modelo |
| trafomix | — | Serie | — | Potencia |
| | | | | KVA |

| | | | | | | |
|--------------------|------------------------------|-------|-------|----------------------------|----|----|
| Descripción | Transformadores de corriente | | | Transformadores de tensión | | |
| | T1/Trafomix | T2 | T3 | T1/Trafomix | T2 | T3 |
| Marca | | | | | | |
| Modelo | | | | | | |
| Serie N° | | | | | | |
| Año de Fabr. | | | | | | |
| Clase Precisión | | | | | | |
| Rel. Transf. | | | | | | |
| Polaridad | | | | | | |
| Ip (A) | 16.63 | 17.96 | 17.45 | | | |
| I _s (A) | 0.833 | 0.915 | 0.884 | | | |
| Ip / Is | 19.98 | 19.60 | 19.70 | | | |

| | | | | | |
|----------------------|----------|-----------|-----------|--------------------------|------|
| PRECINTOS | Retirado | Instalado | Existente | Factor de facturación | |
| | | | | Prim. | 2000 |
| T1 (T ₁) | | | | Sec. | 220 |
| T2 | | | | Prim. | 100 |
| T3 | | | | Sec. | 5 |
| | | | | Factor de transformación | |
| | | | | FACTOR TOTAL | |

Observaciones:

No se tuvo acceso a los datos de los transformadores de corriente.

| | | | | | | | |
|---------------------------------------|----------|---------|----------|-----------|----------|---------------------|----------|
| Elementos que requieren Normalización | | | | | | | |
| Elemento | Instalar | Cambiar | Reubicar | Recablear | Proteger | Elemento | Instalar |
| Caja de medidor | | | | | | Caja de CT | |
| Medidor | | | | | | Cable de control | |
| Trafomix | | | | | | Acometida | |
| PT - CT | | | | | | Seccionador cut out | |
| Crucetas | | | | | | | |
| Fusibles | | | | | | | |
| Murete | | | | | | | |

Otras actividades de normalización propuesta

Mantenimiento de Transformador de Potencia

Mantenimiento de transformadores combinados tensión - corriente

Reprogramación de medidor electrónico

Principales Observaciones

| | | | | |
|--------------|--|------------|------------|-----------|
| Trafo medida | Interno en: | Caseta (X) | Murete () | Poste () |
| | Externo en: | Pared () | Murete () | Poste () |
| Medidor | Interno en: | Caseta (X) | Murete () | Poste () |
| | Externo en: | Pared () | Murete () | Poste () |
| Caseta | Particular (X) Del cconsecionario () No tiene () | | | |

Cumplimiento de lo dispuesto en el DS 571-2006-MEM/DM

Se adjunta Diagrama Eléctrico/Mecánico N°

Se tomó las vistas fotograficas a color y fechadas

Cliente facilitó levantamiento o inventario de carga instalada

Se realizó corte de servicio eléctrico del suministro

Actividades realizadas

Revisión integral de suministro

Detección de irregularidad en acometida o sistema de medición

Reprogramación de medidor

| | | | | | | | |
|-------------|--------------------|-------------------------|--|-----------------|---------------------------|-------------|----------------------|
| CLIENTE | | AUTORIDAD INTERVENIENTE | | ELECTRO UCAYALI | | CONTRATISTA | |
| Nombre: | Freddy Gonzalez B | Nombre: | | Nombre: | José Ángel Manday Robique | Nombre: | José Manuel Maruliza |
| DNI: | 44470577 | DNI: | | DNI: | 38087600 | DNI: | 416389301 |
| Parentesco: | JEFE MANTENIMIENTO | Institución: | | Cargo: | SUPERVISOR EUSA | Cargo: | Supervisor |

|  | | INFORME DE INTERVENCIÓN DE SUMINISTROS | | | Nº 000183 | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|---|---|---|---|-------------------------|--|-------------|------------|----------------------------|-------------------|---|--|--------------------|-------------------------|---|-------------------|---|---|--------------------|------------------------|---------------------------------------|
| 1. DATOS GENERALES | | Suministro: 9 10 2 6 2 0.T. | Fecha: 26 01 2015 | DIA MES AÑO | Hora Inicio: 12:49 p.m. | Hora Final: 13:11 p.m. | | | | | | | | | | | | | | | |
| Nombre: Horizontales Peruanas S.A. Promast Dirección Real: Calle Amargosa Equitativa - Laurocacho | | Teléfono: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2. EQUIPO DE MEDICIÓN | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Radial | | C12 | | Datos del Medidor Electrónico | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Marca: ELSTER Modelo: ALPHA A32M Serie: 17301074 Código: 2014 Año de Fabricación: 0-2 Clase de Precisión: 1F () 3F (X) Hilos: 2 () 3 () 4 (X) Constante: Kh=1.8 Rango Corriente: min: 2.5 max: 10 Rango Tensión: 120-480 | Tipo de Suministro <input type="checkbox"/> Monofásico <input type="checkbox"/> 220 V <input type="checkbox"/> Trifásico <input type="checkbox"/> 380 V Tipo acometida <input checked="" type="checkbox"/> 10 KV <input type="checkbox"/> Aérea <input type="checkbox"/> 13.2 KV <input checked="" type="checkbox"/> Subterránea <input type="checkbox"/> 22.9 KV <input type="checkbox"/> Mixta <input type="checkbox"/> | | Mediciones en el Patrón de energía Tensiones: R-S: 224 R-N: 129.10 S-T: 225 S-N: 130.08 T-R: 223 T-N: 129.14 Verificación de la Potencia registrada: Parámetro Patrón Medidor Dif. (KW) 0.211 — — (KVar) 0.058 — — Verificación precisión del medidor (Error %) % In — Pulsos — Corrientes Cos φ 0.95 R 0.544 S 0.655 Error 1 10.255% T 0.626 N — Error 2 40.254% Possee Memoria: SI () NO () Error 3 — Prom. | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Lecturas del Medidor Electrónico 2 658.48 564.8 3 132.89 115.7 4 139.610 120.7 5 0.363 11 0.290 6 518.7 12 444.1 7 0.402 13 0.406 | | Sistema de Medición <input type="checkbox"/> Baja tensión <input type="checkbox"/> Directa <input checked="" type="checkbox"/> Media tensión <input checked="" type="checkbox"/> Indirecta | | PRECINTOS | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tarifa MT4 | | Modo Test | | <table border="1"> <tr> <th>Encontrados</th> <th>Instalados</th> <th>Estado componentes Medidor</th> </tr> <tr> <td>Caja Serie / Tipo</td> <td> / </td> <td>Borrera sin tapa / Caja Medidor sin tapa</td> </tr> <tr> <td>Borne Serie / Tipo</td> <td>10642 +6 / Doble Anillo</td> <td>Caja CT sin tapa / CT - PT Sin tapa bornera</td> </tr> <tr> <td>Copa Serie / Tipo</td> <td> / </td> <td>Transformix sin sello/candado / Sellos Borneras rotos</td> </tr> <tr> <td>Reset Serie / Tipo</td> <td>1080492 / Doble Anillo</td> <td>Sello reset roto / Sello capsula roto</td> </tr> </table> | | | Encontrados | Instalados | Estado componentes Medidor | Caja Serie / Tipo | / | Borrera sin tapa / Caja Medidor sin tapa | Borne Serie / Tipo | 10642 +6 / Doble Anillo | Caja CT sin tapa / CT - PT Sin tapa bornera | Copa Serie / Tipo | / | Transformix sin sello/candado / Sellos Borneras rotos | Reset Serie / Tipo | 1080492 / Doble Anillo | Sello reset roto / Sello capsula roto |
| Encontrados | Instalados | Estado componentes Medidor | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Caja Serie / Tipo | / | Borrera sin tapa / Caja Medidor sin tapa | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Borne Serie / Tipo | 10642 +6 / Doble Anillo | Caja CT sin tapa / CT - PT Sin tapa bornera | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Copa Serie / Tipo | / | Transformix sin sello/candado / Sellos Borneras rotos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Reset Serie / Tipo | 1080492 / Doble Anillo | Sello reset roto / Sello capsula roto | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3. TRANSFORMADORES DE MEDIDOR Y OTROS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PT-CT | | Transf. de Potencia (En casos de entrega en MT y medición en BT) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| trafomix | | Marca | | Modelo | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Descripción | | Serie | | Potencia KVA | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Transformadores de corriente | | Transformadores de tensión | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| T1 / Trafomix T2 T3 | | T1 / Trafomix T2 T3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Marca Modelo Serie N° Año de Fabr. Clase Precisión Rel. Transf. Polaridad | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| IP: (A) 11.08 12.48 12.98 IE: (A) 0.549 0.672 0.643 Ip / Is 20.1 20.0 20.1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PRECINTOS | | Retirado | | Instalado | | Existente | | | | | | | | | | | | | | | |
| T1 Serie / Tipo | | | | | | Factor de facturación Prim. 10000 45.4545 Sec. 220 V T2 Serie / Tipo Prim. 100 20 Sec. 5 Factor de transformación FACTOR TOTAL 909.09 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Observaciones: No se tuvo acceso a los datos de los transformadores de Potencia y de Tensión | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CLIENTE Nombre: Juan Pablo Debernardi DNI: 42855 Parentesco: PROMART - Coordinador de Mantenimiento | | AUTORIDAD INTERVENIENTE Nombre: JUAN PABLO DEBERNARDI DNI: 42855 Institución: | | ELECTRO UCAYALI Nombre: Jorge Jorge Mendez Rodriguez DNI: 46389301 Cargo: Supervisor E.D.S.A. | | CONTRATISTA Nombre: Juanes Narvaiz DNI: 46389301 Cargo: Supervisor | | | | | | | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | | | |
|--------------------|--|----------------|--|------|--|-------|----|----|------------|-------------|----------|--|
| 1. DATOS GENERALES | | Suministro | 9117339 | O.T. | | Fecha | 26 | 01 | 15 | Hora Inicio | 17:11 PM | |
| | | Nombre | TIENDAS POR DEPARTAMENTO RIDLEY ORIENTE | | | | | | Hora Final | 17:46 PM | | |
| | | Dirección Real | AV. CENTENARIO / JR. EGLINTON - YARINACOCCHA | | | | | | Teléfono | | | |

| | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|----------------------|--------------------|-------|---|--|--|--|---|--|--|--------|----------|------|
| 2. EQUIPO DE MEDICIÓN | | Tipo de Suministro | | Nivel de tensión | | Mediciones en el Patrón de energía | | Verificación de la Potencia registrada | | | | | |
| Radical | | C12 | | <input type="checkbox"/> Monofásico <input checked="" type="checkbox"/> Trifásico | | <input checked="" type="checkbox"/> 220 V <input type="checkbox"/> 380 V | | Tensiones | | Parámetro | Patrón | Medidor | Dif. |
| Datos del Medidor Electrónico | | Tipo acometida | | <input type="checkbox"/> 10 KV <input type="checkbox"/> Aérea <input type="checkbox"/> Subterránea <input checked="" type="checkbox"/> Mixta | | Sistema de Medición | | R-S: 225 R-N: | | (KW) | 0.353 | — | — |
| Marca | ABRAL | | | <input type="checkbox"/> 13.2 KV <input type="checkbox"/> 22.9 KV | | <input type="checkbox"/> Baja tensión <input checked="" type="checkbox"/> Directa <input checked="" type="checkbox"/> Media tensión <input checked="" type="checkbox"/> Indirecta | | S-T: 225 S-N: 139.59 | | (KVar) | 0.094 | — | — |
| Modelo | 17301072 | | | <input type="checkbox"/> Directa <input checked="" type="checkbox"/> Indirecta | | Desfase de Hora | | T-R: 224 T-N: 129.84 | | Verificación precisión del medidor (Error %) | | | |
| Serie | 2014 | | | <input type="checkbox"/> Directa <input checked="" type="checkbox"/> Indirecta | | Medidor Real Difer. | | <input type="checkbox"/> 0.87 S 1.02 <input type="checkbox"/> 0.92 N | | % In | | — | |
| Código | 0.2 | | | <input type="checkbox"/> Directa <input checked="" type="checkbox"/> Indirecta | | <input type="checkbox"/> 17:42 <input type="checkbox"/> 17:46 <input type="checkbox"/> 4min | | <input type="checkbox"/> 0.87 S 1.02 <input type="checkbox"/> 0.92 N | | Pulsos | | — | |
| Año de Fabricación | 1F () 3F (X) | | | <input type="checkbox"/> Directa <input checked="" type="checkbox"/> Indirecta | | Tarifa | | <input type="checkbox"/> 0.87 S 1.02 <input type="checkbox"/> 0.92 N | | Cos φ | | 0.96 | |
| Clase de Precisión | 2 () 3 () 4 (X) | | | <input type="checkbox"/> Directa <input checked="" type="checkbox"/> Indirecta | | Modo Test | | <input type="checkbox"/> 0.87 S 1.02 <input type="checkbox"/> 0.92 N | | Error 1 | | 10.076 % | |
| Fase | min: 2.5 max: 10 | | | <input type="checkbox"/> Directa <input checked="" type="checkbox"/> Indirecta | | Hora inicio Hora fin | | <input type="checkbox"/> 0.87 S 1.02 <input type="checkbox"/> 0.92 N | | Error 2 | | 10.073 % | |
| Filios | R _h = 1.8 | | | <input type="checkbox"/> Directa <input checked="" type="checkbox"/> Indirecta | | Equipo Patrón | | <input type="checkbox"/> 0.87 S 1.02 <input type="checkbox"/> 0.92 N | | Error 3 | | 10.070 % | |
| Constante | Rango Corriente | | | <input type="checkbox"/> Directa <input checked="" type="checkbox"/> Indirecta | | Marca: MTE Modelo: PWS 2.39mX | | <input type="checkbox"/> 0.87 S 1.02 <input type="checkbox"/> 0.92 N | | Prom. | | — | |
| Rango Tensión | Rango Tensión | | | <input type="checkbox"/> Directa <input checked="" type="checkbox"/> Indirecta | | Serie: 53579 Clase: 0.17 | | <input type="checkbox"/> 0.87 S 1.02 <input type="checkbox"/> 0.92 N | | | | | |
| Lecturas del Medidor Electrónico | | Rango Tensión | | <input type="checkbox"/> Directa <input checked="" type="checkbox"/> Indirecta | | pinzas de corriente y tensión | | <input type="checkbox"/> 0.87 S 1.02 <input type="checkbox"/> 0.92 N | | | | | |
| 2 | 719.6 | 6. | 604.3 | <input type="checkbox"/> Directa <input checked="" type="checkbox"/> Indirecta | | Marca: EMU Serie: 53635 | | <input type="checkbox"/> 0.87 S 1.02 <input type="checkbox"/> 0.92 N | | | | | |
| 3 | 765.6 | 9. | 138.6 | <input type="checkbox"/> Directa <input checked="" type="checkbox"/> Indirecta | | Marca: AEMC Serie: 35775 Mbet | | <input type="checkbox"/> 0.87 S 1.02 <input type="checkbox"/> 0.92 N | | | | | |
| 4 | 167.4 | 11. | 0.418 | <input type="checkbox"/> Directa <input checked="" type="checkbox"/> Indirecta | | Marca: — Serie: — | | <input type="checkbox"/> 0.87 S 1.02 <input type="checkbox"/> 0.92 N | | | | | |
| 5 | 0.328 | 10. | 138.6 | <input type="checkbox"/> Directa <input checked="" type="checkbox"/> Indirecta | | | | <input type="checkbox"/> 0.87 S 1.02 <input type="checkbox"/> 0.92 N | | | | | |
| 6 | 550.1 | 12. | 465.7 | <input type="checkbox"/> Directa <input checked="" type="checkbox"/> Indirecta | | | | <input type="checkbox"/> 0.87 S 1.02 <input type="checkbox"/> 0.92 N | | | | | |
| 7 | 0.430 | 13. | 0.458 | <input type="checkbox"/> Directa <input checked="" type="checkbox"/> Indirecta | | | | <input type="checkbox"/> 0.87 S 1.02 <input type="checkbox"/> 0.92 N | | | | | |

| | | | | | | | | | |
|--|--|--------------------------|--|-----------------------------------|--|--------------------------|--|---|--|
| 3. TRANSFORMADORES DE MEDIDOR Y OTROS | | PRECINTOS | | Encontrados | | Instalados | | Estado componentes Medidor | |
| Tipo de trafos de medición | | Retirado | | Instalado | | Existente | | Bornera sin tapa Caja Medidor sin tapa Caja CT sin tapa CT - PT sin tapa bornera Transformix sin sello/candado Sellos Borneras rotos Sello reset roto Sello capsula roto | |
| Transf. de Potencia (En casos de entrega en MT y medición en BT) | | Factor de facturación | | V Prim. 1000V Sec. 220V 454545 | | I Prim. 100 Sec. 5 20 | | | |
| PT-CT | | Factor de transformación | | V Prim. 1000V Sec. 220V 454545 | | I Prim. 100 Sec. 5 20 | | | |
| trafomix | | FACTOR TOTAL | | 1000.0409 | | | | | |
| Descripción | | Retirado | | Instalado | | Existente | | | |
| Marca | | | | | | | | | |
| Modelo | | | | | | | | | |
| serie N° | | | | | | | | | |
| Año de Fabr. | | | | | | | | | |
| Clase Precisión | | | | | | | | | |
| Rel. Transf. | | | | | | | | | |
| Polaridad | | | | | | | | | |
| IP: (A) | | 17.62 | | 20.28 | | 18.03 | | | |
| Is: (A) | | 0.868 | | 1.03 | | 0.921 | | | |
| Ip / Is | | 20.2 | | 19.4 | | 19.6 | | | |

| | | | |
|--|--|--|--|
| Observaciones: | | Elementos que requieren Normalización | |
| No se tuvo acceso a los datos de los transformadores de tensión y corriente, por encontrarse inutilizados. | | Elemento: Caja de medidor Medidor Trafomix PT - CT Cruceñas Fusibles Murete | |
| | | Elemento: Caja de CT Cable de control Acometida Seccionador cut out | |
| | | Otras actividades de normalización propuesta Mantenimiento de Transformador de Potencia Mantenimiento de transformadores combinados tensión - corriente Reprogramación de medidor electrónico | |
| | | Principales Observaciones Trafos medida: Interno en: Caseta (X) Murete () Poste () Externo en: Pared () Murete () Poste () Medidor: Interno en: Caseta (X) Murete () Poste () Externo en: Pared () Murete () Poste () Caseta: Particular (X) Del conectorario () No tiene () Circuito secundario con tramo empotrado | |
| | | Cumplimiento de lo dispuesto en el DS 571-2006-MEM /DM Se adjunta Diagrama Eléctrico/Mecánico N° 287 Se tomó las vistas fotograficas a color y fechadas 281 Cliente facilitó levantamiento o inventario de carga instalada 1 Se realizó corte de servicio eléctrico del suministro NO | |
| | | Actividades realizadas Revisión integral de suministro 28 Detección de irregularidad en acometida o sistema de medición 1 Reprogramación de medidor 1 | |

| | | | | | | | |
|---|--|---|--|--|--|--|--|
| CLIENTE Nombre: Marco Garcia B DNI: 40449495 Parentesco: Mantenimiento | | AUTORIDAD INTERVIENIENTE Nombre: DNI: Institución: | | ELECTRO UCAYALI Nombre: Ana Inés Miranda Rodriguez DNI: 40087600 Cargo: SUPERVISOR EUSA | | CONTRATISTA Nombre: James Narvaiz J DNI: 46289301 Cargo: SUPERVISOR | |
|---|--|---|--|--|--|--|--|



INFORME DE INTERVENCION DE SUMINISTROS

Nº 000185

| | | | | | | | | | | |
|--------------------|----------------|---------------------------------------|------|--|-------|----|----|------------|-------------|----------|
| 1. DATOS GENERALES | Suministro | 9117346 | O.T. | | Fecha | 26 | 01 | 2015 | Hora Inicio | 16:18 pm |
| | Nombre | Tienda Pasajero S.A. OCHSLF | | | | | | Hora Final | 17:00 pm | |
| | Dirección Real | Av. Constanza Jr. Egumán - Yauyasocha | | | | | | Teléfono | | |

2. EQUIPO DE MEDICION

| <p>Radial C12</p> <p>Datos del Medidor Electronico</p> <p>Marca: Ester</p> <p>Modelo: 3RAL</p> <p>Serie: 17301071</p> <p>Codigo:</p> <p>Año de Fabricación: 2014</p> <p>Clase de Precisión: 0.2</p> <p>Fase: 1F () 3F (X)</p> <p>Hilos: 2 () 3 () 4 (X)</p> <p>Constante: Kh = 1.8</p> <p>Rango Corriente: min: 2.5 max: 10</p> <p>Rango Tension: 120 - 480</p> <p>Lecturas del Medidor Electronico</p> <table border="1"> <tr><td>2</td><td>603.4</td><td>144.2</td></tr> <tr><td>3</td><td>108.4</td><td>94.1</td></tr> <tr><td>4</td><td>143.5</td><td>119.1</td></tr> <tr><td>5</td><td>0.307</td><td>0.363</td></tr> <tr><td>6</td><td>454.8</td><td>380.0</td></tr> <tr><td>7</td><td>0.324</td><td>0.376</td></tr> </table> | 2 | 603.4 | 144.2 | 3 | 108.4 | 94.1 | 4 | 143.5 | 119.1 | 5 | 0.307 | 0.363 | 6 | 454.8 | 380.0 | 7 | 0.324 | 0.376 | <p>Tipo de Suministro</p> <p>() Monofasico () 220 V</p> <p>(X) Trifasico () 380 V</p> <p>Tipo acometida (X) 10 KV</p> <p>() Aérea () 13.2 KV</p> <p>() Subterránea () 22.9 KV</p> <p>(X) Mixta ()</p> <p>Sistema de Medición</p> <p>() Baja tensión () Directa</p> <p>(X) Media tensión (X) Indirecta</p> <p>Desfase de Medidor Real Difer.</p> <p>Hora: 14:38 14:41</p> <p>Tarifa: 474</p> <p>Modo Test</p> <p>Hora inicio</p> <p>Hora fin</p> <p>Equipo Patrón</p> <p>Marca: MTE Modelo: MMS 2.300MX</p> <p>Serie: 53579 Clase: 0.1%</p> <p>pinzas de corriente y Tensión</p> <p>Marca: ETH Serie: 5363.5</p> <p>Marca: AEMC Serie: 35735MDC1</p> <p>Marca: Serie:</p> | <p>Mediciones en el Patrón de energía</p> <p>Tensiones</p> <p>R-S: 224 R-N: 128.64</p> <p>S-T: 224 S-N: 129.73</p> <p>T-R: 222 T-N: 126.74</p> <p>Verificación de la Potencia registrada</p> <p>Parámetro Patrón Medidor Dif.</p> <p>(KW) 0.218</p> <p>(KVar) 0.035</p> <p>Verificación precisión del medidor (Error %)</p> <p>% In</p> <p>Pulsos</p> <p>Corrientes Cos φ</p> <p>R 0.66 S 0.77 Error 1 +0.140</p> <p>T 0.73 N Error 2 +0.172</p> <p>Posee Memoria: SI () NO () Error 3 +0.120</p> <p>Prom.</p> | <table border="1"> <tr> <th>PRECINTOS</th> <th>Encontrados</th> <th>Instalados</th> <th>Estado componentes Medidor</th> </tr> <tr> <td>Caja</td> <td></td> <td></td> <td>Bornera sin tapa</td> </tr> <tr> <td>Copla</td> <td></td> <td></td> <td>Caja Medidor sin tapa</td> </tr> <tr> <td>Borne</td> <td></td> <td></td> <td>Caja CT sin tapa</td> </tr> <tr> <td>Borne</td> <td>1064260</td> <td>1064193</td> <td>CT - PT Sin tapa bornera</td> </tr> <tr> <td>Copla</td> <td>Doble Ancla</td> <td>Doble Ancla</td> <td>Transformis sin sello/candado</td> </tr> <tr> <td>Reset</td> <td></td> <td></td> <td>Sellos Borneras rotos</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Sello reset roto</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Sello capsula roto</td> </tr> </table> | PRECINTOS | Encontrados | Instalados | Estado componentes Medidor | Caja | | | Bornera sin tapa | Copla | | | Caja Medidor sin tapa | Borne | | | Caja CT sin tapa | Borne | 1064260 | 1064193 | CT - PT Sin tapa bornera | Copla | Doble Ancla | Doble Ancla | Transformis sin sello/candado | Reset | | | Sellos Borneras rotos | | | | Sello reset roto | | | | Sello capsula roto |
|---|-------------|-------------|-------------------------------|---|-------|------|---|-------|-------|---|-------|-------|---|-------|-------|---|-------|-------|--|--|--|-----------|-------------|------------|----------------------------|------|--|--|------------------|-------|--|--|-----------------------|-------|--|--|------------------|-------|---------|---------|--------------------------|-------|-------------|-------------|-------------------------------|-------|--|--|-----------------------|--|--|--|------------------|--|--|--|--------------------|
| 2 | 603.4 | 144.2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | 108.4 | 94.1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 4 | 143.5 | 119.1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | 0.307 | 0.363 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | 454.8 | 380.0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 7 | 0.324 | 0.376 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PRECINTOS | Encontrados | Instalados | Estado componentes Medidor | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Caja | | | Bornera sin tapa | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Copla | | | Caja Medidor sin tapa | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Borne | | | Caja CT sin tapa | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Borne | 1064260 | 1064193 | CT - PT Sin tapa bornera | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Copla | Doble Ancla | Doble Ancla | Transformis sin sello/candado | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Reset | | | Sellos Borneras rotos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | Sello reset roto | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | Sello capsula roto | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

3. TRANSFORMADORES DE MEDIDOR Y OTROS

| <p>Tipo de trafos de medición</p> <p>PT-CT</p> <p>trafomix</p> <p>Transformadores de corriente</p> <table border="1"> <tr><th>Descripción</th><th>T1 / Trafomix</th><th>T2</th><th>T3</th></tr> <tr><td>Marca</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Modelo</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>serie N°</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Año de Fabr.</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Clase Precisión</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Rel. Transf.</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Polaridad</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>IP: (A)</td><td>12.56</td><td>17.20</td><td>16.47</td></tr> <tr><td>Is: (A)</td><td>0.638</td><td>0.871</td><td>0.818</td></tr> <tr><td>Ip / Is</td><td>19.7</td><td>19.7</td><td>20.1</td></tr> </table> <p>Transformadores de tensión</p> <table border="1"> <tr><th>Descripción</th><th>T1 / Trafomix</th><th>T2</th><th>T3</th></tr> <tr><td>Marca</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Modelo</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>serie N°</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Año de Fabr.</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Clase Precisión</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Rel. Transf.</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Polaridad</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>IP: (A)</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Is: (A)</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Ip / Is</td><td></td><td></td><td></td></tr> </table> <p>PRECINTOS</p> <table border="1"> <tr><th>Retirado</th><th>Instalado</th><th>Existente</th></tr> <tr><td>T1 Serie</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>T1 Tipo</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>T2 Serie</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>T2 Tipo</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>T3 Serie</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>T3 Tipo</td><td></td><td></td></tr> </table> <p>Factor de facturación</p> <table border="1"> <tr><td>Prim.</td><td>10000</td><td>17</td></tr> <tr><td>Sec.</td><td>220</td><td>13</td></tr> <tr><td>Prim.</td><td>100</td><td>20</td></tr> <tr><td>Sec.</td><td>5</td><td>20</td></tr> <tr><td>Factor de transformación</td><td colspan="2">909.0909</td></tr> <tr><td>FACTOR TOTAL</td><td colspan="2"></td></tr> </table> | Descripción | T1 / Trafomix | T2 | T3 | Marca | | | | Modelo | | | | serie N° | | | | Año de Fabr. | | | | Clase Precisión | | | | Rel. Transf. | | | | Polaridad | | | | IP: (A) | 12.56 | 17.20 | 16.47 | Is: (A) | 0.638 | 0.871 | 0.818 | Ip / Is | 19.7 | 19.7 | 20.1 | Descripción | T1 / Trafomix | T2 | T3 | Marca | | | | Modelo | | | | serie N° | | | | Año de Fabr. | | | | Clase Precisión | | | | Rel. Transf. | | | | Polaridad | | | | IP: (A) | | | | Is: (A) | | | | Ip / Is | | | | Retirado | Instalado | Existente | T1 Serie | | | T1 Tipo | | | T2 Serie | | | T2 Tipo | | | T3 Serie | | | T3 Tipo | | | Prim. | 10000 | 17 | Sec. | 220 | 13 | Prim. | 100 | 20 | Sec. | 5 | 20 | Factor de transformación | 909.0909 | | FACTOR TOTAL | | | <p>Elementos que requieren Normalización</p> <table border="1"> <tr> <th>Elemento</th> <th>Instalar</th> <th>Cambiar</th> <th>Reubicar</th> <th>Recablear</th> <th>Proteger</th> <th>Elemento</th> <th>Instalar</th> <th>Cambiar</th> <th>Reubicar</th> <th>Recablear</th> </tr> <tr><td>Caja de medidor</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>Caja de CT</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Medidor</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>Cable de control</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Trafomix</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>Acometida</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>PI-CT</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>Seccionador cut out</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Crucetas</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Fusibles</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Murete</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> </table> <p>Otras actividades de normalización propuesta</p> <p>Mantenimiento de Transformador de Potencia</p> <p>Mantenimiento de transformadores combinados tensión - corriente</p> <p>Reprogramación de medidor electrónico</p> <p>Principales Observaciones</p> <p>Trafos medida</p> <p>Interno en: Caseta (X) Murete () Poste ()</p> <p>Externo en: Pared () Murete () Poste ()</p> <p>Medidor</p> <p>Interno en: Caseta (X) Murete () Poste ()</p> <p>Externo en: Pared () Murete () Poste ()</p> <p>Caseta</p> <p>Particular (X) Del conserionario () No tiene ()</p> <p>Circuito secundario con tramo empotrado</p> <p>Cumplimiento de lo dispuesto en el DS 571-2006-MEM/DM</p> <p>Se adjunta Diagrama Eléctrico/Mecánico N°</p> <p>Se tomó las vistas fotograficas a color y fechadas</p> <p>Cliente facilitó levantamiento o inventario de carga instalada</p> <p>Se realizó corte de servicio eléctrico del suministro</p> <p>Actividades realizadas</p> <p>Revisión integral de suministro</p> <p>Detección de irregularidad en acometida o sistema de medición</p> <p>Reprogramación de medidor</p> | Elemento | Instalar | Cambiar | Reubicar | Recablear | Proteger | Elemento | Instalar | Cambiar | Reubicar | Recablear | Caja de medidor | | | | | | Caja de CT | | | | | Medidor | | | | | | Cable de control | | | | | Trafomix | | | | | | Acometida | | | | | PI-CT | | | | | | Seccionador cut out | | | | | Crucetas | | | | | | | | | | | Fusibles | | | | | | | | | | | Murete | | | | | | | | | | |
|--|---------------|---------------|----------|-----------|----------|---------------------|----------|---------|----------|-----------|--|--|----------|--|--|--|--------------|--|--|--|-----------------|--|--|--|--------------|--|--|--|-----------|--|--|--|---------|-------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|---------|------|------|------|-------------|---------------|----|----|-------|--|--|--|--------|--|--|--|----------|--|--|--|--------------|--|--|--|-----------------|--|--|--|--------------|--|--|--|-----------|--|--|--|---------|--|--|--|---------|--|--|--|---------|--|--|--|----------|-----------|-----------|----------|--|--|---------|--|--|----------|--|--|---------|--|--|----------|--|--|---------|--|--|-------|-------|----|------|-----|----|-------|-----|----|------|---|----|--------------------------|----------|--|--------------|--|--|--|----------|----------|---------|----------|-----------|----------|----------|----------|---------|----------|-----------|-----------------|--|--|--|--|--|------------|--|--|--|--|---------|--|--|--|--|--|------------------|--|--|--|--|----------|--|--|--|--|--|-----------|--|--|--|--|-------|--|--|--|--|--|---------------------|--|--|--|--|----------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|----------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--------|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| Descripción | T1 / Trafomix | T2 | T3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Marca | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Modelo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| serie N° | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Año de Fabr. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Clase Precisión | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Rel. Transf. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Polaridad | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| IP: (A) | 12.56 | 17.20 | 16.47 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Is: (A) | 0.638 | 0.871 | 0.818 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ip / Is | 19.7 | 19.7 | 20.1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Descripción | T1 / Trafomix | T2 | T3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Marca | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Modelo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| serie N° | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Año de Fabr. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Clase Precisión | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Rel. Transf. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Polaridad | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| IP: (A) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Is: (A) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ip / Is | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Retirado | Instalado | Existente | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| T1 Serie | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| T1 Tipo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| T2 Serie | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| T2 Tipo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| T3 Serie | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| T3 Tipo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Prim. | 10000 | 17 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sec. | 220 | 13 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Prim. | 100 | 20 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sec. | 5 | 20 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Factor de transformación | 909.0909 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| FACTOR TOTAL | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Elemento | Instalar | Cambiar | Reubicar | Recablear | Proteger | Elemento | Instalar | Cambiar | Reubicar | Recablear | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Caja de medidor | | | | | | Caja de CT | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Medidor | | | | | | Cable de control | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Trafomix | | | | | | Acometida | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PI-CT | | | | | | Seccionador cut out | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Crucetas | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Fusibles | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Murete | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Observaciones:

No se tuvo acceso a los datos de los transformadores de tensión y corriente por encontrarse en zona con alto riesgo eléctrico.

| | | | |
|---|---|--|---|
| <p>CLIENTE</p> <p>Nombre: Juan Torres</p> <p>DNI: 00123095</p> <p>Parentesco: Jefe Ab. OCHSLF</p> | <p>AUTORIDAD INTERVENIENTE</p> <p>Nombre:</p> <p>DNI:</p> <p>Institución:</p> | <p>ELECTRO UCAYALI</p> <p>Nombre: Jefe Jorge Mendoza Rodriguez</p> <p>DNI: 20787680</p> <p>Cargo: Supervisor EDESA</p> | <p>CONTRATISTA</p> <p>Nombre: James Narvaiza V.</p> <p>DNI: 46389301</p> <p>Cargo: Supervisor CIECO</p> |
|---|---|--|---|

1. DATOS GENERALES
 Suministro: 918015 O.T. Fecha: 26 01 15 Hora Inicio: 15:19 P.m.
 Nombre: PATRIMONIO EN FIDEICOMISO D.S N° 093-2002 EF INT Hora Final: 16:17 PM
 Direccion Real: AV. CENTENARIO N° 1642, MZ 365 LOTE N° 16 Teléfono:

2. EQUIPO DE MEDICION: YARINACOCHA.

Radial e12

Datos del Medidor Electronico
 Marca: elster
 Modelo: A3PAL
 Serie: 1301074
 Año de Fabricación: 2014
 Clase de Precisión: 0.2
 Fase: 1F () 3F (X)
 Hilos: 2 () 3 () 4 (X)
 Constante: Kh = 1.8
 Rango Corriente: min: 2.5 max: 10
 Rango Tensión: 120-480

Lecturas del Medidor Electronico
 2 939.4 758.8
 3 904.0 178.4
 4 205.8 165.1
 5 0.506 0.532
 6 133.6 543.4
 7 0.517 0.532

Tipo de suministro: () Monofasico () 220 V (X) Trifasico () 380 V
 Tipo acometida: () Aérea () 13.2 KV (X) Subterránea () 22.9 KV (X) Mixta ()
 Sistema de Medición: () Baja tensión () Directa (X) Media tensión (X) Indirecta
 Desfase de Medidor: Real Difer.
 Hora: 14:28 14:31 5min
 Tarifa: M74
 Modo Test: Hora inicio Hora fin

Mediciones en el Patrón de energía
 Tensiones: Parámetro Patrón Medidor Dif.
 R-S: 223 R-N: 128.08 (KW) 0.42
 S-T: 223 S-N: 128.06 (KVar) 0.09
 T-R: 221 T-N: 128.24
 Verificación precisión del medidor (Error %)
 % In Pulsos
 Corrientes: Cos φ 0.97
 R 1.18 S 1.24 Error 1 40.246
 T 1.22 N Error 2 40.244
 Posee Memoria: SI () NO () Error 3 40.254
 Prom.

PRECINTOS Encontrados Instalados Estado componentes Medidor

| | | | | | |
|-------|-------|-------------|-------------|-------------------------------|--|
| Caja | Serie | 1 | 1 | Bornera sin tapa | |
| | Tipo | | | Caja Medidor sin tapa | |
| Borne | Serie | 1064274 | 1064183 | Caja CT sin tapa | |
| | Tipo | Doble ancla | Doble Ancla | CT - PT Sin tapa bornera | |
| Copa | Serie | | | Transformix sin sello/candado | |
| | Tipo | | | Sellos Borneras roto | |
| Reset | Serie | 1080438 | | Sello reset roto | |
| | Tipo | Doble ancla | | Sello capsula roto | |

Equipo Patrón
 Marca: MTE Modelo: PWS2-30PMX
 Serie: 53579 Clase: 0.1%
 pinzas de corriente y Tensión
 Marca: FMH Serie: 53635
 Marca: AFHC Serie: 35775 MDCT

3. TRANSFORMADORES DE MEDIDOR Y OTROS

Tipo de trafos de medición Transf. de Potencia (En casos de entrega en MT y medición en BT)

PT-CT: trafomix Marca: Serie: Potencia: KVA

| Descripción | Transformadores de corriente | | | Transformadores de tensión | | |
|-----------------|------------------------------|-------|-------|----------------------------|----|----|
| | T1/Trafomix | T2 | T3 | T1/Trafomix | T2 | T3 |
| Marca | | | | | | |
| Modelo | | | | | | |
| Serie N° | | | | | | |
| Año de Fabr. | | | | | | |
| Clase Precisión | | | | | | |
| Rel. Transf. | | | | | | |
| Polaridad | | | | | | |
| Ip: (A) | 43.3 | 47.7 | 48.6 | | | |
| Ic: (A) | 1.120 | 1.193 | 1.135 | | | |
| Ip / Is | 39.8 | 39.9 | 40.1 | | | |

PRECINTOS Retirado Instalado Existente Factor de facturación

| | | | | | |
|-----------|--|--|--|--------------------------|----------|
| T1 (Prim) | | | | Prim. 11000/3 | 45.45454 |
| T1 (Tipo) | | | | Sec. 280 | 40 |
| T2 (Prim) | | | | Prim. 280 | 40 |
| T2 (Tipo) | | | | Sec. 5 | |
| T3 (Prim) | | | | Factor de transformación | |
| T3 (Tipo) | | | | FACTOR TOTAL | 1818.18 |

Observaciones:
 No se tiene acceso a los datos de los transformadores de tensión y corriente por encontrarse energizados.

Elementos que requieren Normalización

| Elemento | Instalar | Cambiar | Reubicar | Recablear | Proteger | Elemento | Instalar | Cambiar | Reubicar | Recablear |
|-----------------|----------|---------|----------|-----------|----------|---------------------|----------|---------|----------|-----------|
| Caja de medidor | | | | | | Caja de CT | | | | |
| Medidor | | | | | | Cable de control | | | | |
| Trafomix | | | | | | Acometida | | | | |
| PT - CT | | | | | | Seccionador cut out | | | | |
| Cruceatas | | | | | | | | | | |
| Fusibles | | | | | | | | | | |
| Murete | | | | | | | | | | |

Otras actividades de normalización propuesta

Mantenimiento de Transformador de Potencia
 Mantenimiento de transformadores combinados tensión - corriente
 Reprogramación de medidor electrónico

Principales Observaciones

Trafos medida: Interno en: Caseta (X) Murete () Poste ()
 Externo en: Pared () Murete () Poste ()
 Medidor: Interno en: Caseta (X) Murete () Poste ()
 Externo en: Pared () Murete () Poste ()
 Caseta: Particular () Del concesionario () No tiene ()
 Circuito secundario con tramo empotrado

Cumplimiento de lo dispuesto en el DS 571-2006-MEM/DM

Se adjunta Diagrama Eléctrico/Mecánico N°
 Se tomó las vistas fotograficas a color y fechadas
 Cliente facilitó levantamiento o inventario de carga instalada
 Se realizó corte de servicio eléctrico del suministro

Actividades realizadas

Revisión integral de suministro
 Detección de irregularidad en acometida o sistema de medición
 Reprogramación de medidor

CLIENTE: Nombre: David Gallo, DNI: 03020, Parentesco: hermano

AUTORIDAD INTERVENIENTE: Nombre: , DNI: , Institución:

ELECTRO UCAYALI: Nombre: Tony Jorge Mendieta Rodriguez, DNI: 20697000, Cargo: Supervisor EUSA

CONTRATISTA: Nombre: James Norvaiga V., DNI: 46389301, Cargo: Supervisor.

| | | | | | | | | | |
|--------------------|--|----------------|--|------|--|-------|------------|-------------|------------|
| 1. DATOS GENERALES | | Suministro | 9 2 06 50 | O.T. | | Fecha | 26 01 2017 | Hora Inicio | 18:02 P.M. |
| | | Nombre | E. Impulso S.A. | | | | | Hora Final | 18:33 P.M. |
| | | Dirección Real | Av. Combustible / Jr. Eglington Y Animacocha | | | | | Teléfono | |

2. EQUIPO DE MEDICION

| | | | |
|--|--|---|--|
| Radiof Tipo de Suministro: () Monofásico () 220 V, (x) Trifásico () 380 V Tipo acometida: (x) 10 KV, () Aérea () 13.2 KV, () Subterránea () 22.9 KV Sistema de Medición: () Baja tensión () Directa, (x) Media tensión (x) Indirecta Desfase de Medidor: Real 18:32, Difer. 18:35 3 min Tarifa: HT4 | | Mediciones en el Patrón de energía Tensiones: R-S: 221, R-N: 127.30, S-T: 221, S-N: 128.39, T-R: 220, T-N: 127.52 Verificación de la Potencia registrada: Parámetro (KW) 0.204, (KVar) 0.089 Verificación precisión del medidor (Error %): % In, Pulsos, Corrientes Cos φ 0.95 R 0.567, S 0.588, Error 1 0.057, T 0.609, N 0.061, Error 2 0.061, Error 3 0.089, Prom. | |
| Datos del Medidor Electrónico Marca: ELSTER, Modelo: AZRAL, Serie: 17301073, Año de Fabricación: 2014, Clase de Precisión: 0.2, Fase: 1F () 3F (x), Hilos: 2 () 3 () 4 (x), Constante: K4=1.8, Rango Corriente: min: 2-5 max: 10, Rango Tensión: 120-480V | | Lecturas del Medidor Electrónico 2 206.8, 3 142.5, 4 98.1, 5 52.9, 6 57.2, 7 39.4, 8 0.254, 9 0.288, 10 149.5, 11 103.0, 12 0.299, 13 0.313 | |
| Equipo Patrón Marca: HFE, Modelo: PWS 9.3gmx, Serie: 53579, Clase: 0.1%, pinzas de corriente y Tensión Marca: FMM, Serie: 53635, Marca: AENC, Serie: 35735 MDC T | | PRECINTOS Encontrados, Instalados, Estado componentes Medidor: Bornera sin tapa, Caja Medidor sin tapa, Caja CT sin tapa, CT - PT Sin tapa bornera, Transformis sin sello/candado, Sellos Borneras rotos, Sello reset roto, Sello capsula roto | |

3. TRANSFORMADORES DE MEDIDOR Y OTROS

| | | | |
|------------------------------|-------------|--|-----------|
| Tipo de trafos de medición | | Transf. de Potencia [En casos de entrega en MT y medición en BT] | |
| PT-CT | trafomix | Marca | Modelo |
| | | Serie | Potencia |
| | | | KVA |
| Transformadores de corriente | | Transformadores de tensión | |
| Descripción | T1/Trafomix | T2 | T3 |
| Marca | | | |
| Modelo | | | |
| Serie N° | | | |
| Año de Fabr. | | | |
| Clase Precisión | | | |
| Rel. Transf. | | | |
| Polaridad | | | |
| IP: (A) | 4.30 | 3.82 | 4.60 |
| IS: (A) | 0.436 | 0.38 | 0.452 |
| IP / IS | 9.8 | 10.00 | 10.1 |
| PRECINTOS | | Factor de facturación | |
| | Retirado | Instalado | Existente |
| T1 | | | |
| T2 | | | |
| T3 | | | |
| Observaciones: | | FACTOR TOTAL | |

Observaciones:
No se tuvo acceso a los datos de los transformadores de tensión y por ende no se pudo energizar.

Elementos que requieren Normalización

| Elemento | Instalar | Cambiar | Reubicar | Recablear | Proteger | Elemento | Instalar | Cambiar | Reubicar | Recablear |
|-----------------|----------|---------|----------|-----------|----------|---------------------|----------|---------|----------|-----------|
| Caja de medidor | | | | | | Caja de CT | | | | |
| Medidor | | | | | | Cable de control | | | | |
| Trafomix | | | | | | Acometida | | | | |
| PT - CT | | | | | | Seccionador cut out | | | | |
| Crucetas | | | | | | | | | | |
| Fusibles | | | | | | | | | | |
| Murete | | | | | | | | | | |

Otras actividades de normalización propuesta:

- Mantenimiento de Transformador de Potencia
- Mantenimiento de transformadores combinados tensión - corriente
- Reprogramación de medidor electrónico

Principales Observaciones

| | | | | |
|---|----------------|-----------------------|--------------|-----------|
| Trafos medida | Interno en: | Caseta (x) | Murete () | Poste () |
| | Externo en: | Pared () | Murete () | Poste () |
| Medidor | Interno en: | Caseta (x) | Murete () | Poste () |
| | Externo en: | Pared () | Murete () | Poste () |
| Caseta | Particular (x) | Del concesionario () | No tiene () | |
| Circuito secundario con tramo empotrado | | | | |

Cumplimiento de lo dispuesto en el DS 571-2006-MEM/DM

Se adjunta Diagrama Eléctrico/Mecánico N° SI

Se tomó las vistas fotograficas a color y fechadas SI

Cliente facilitó levantamiento o inventario de carga instalada

Se realizó corte de servicio eléctrico del suministro NO

Actividades realizadas

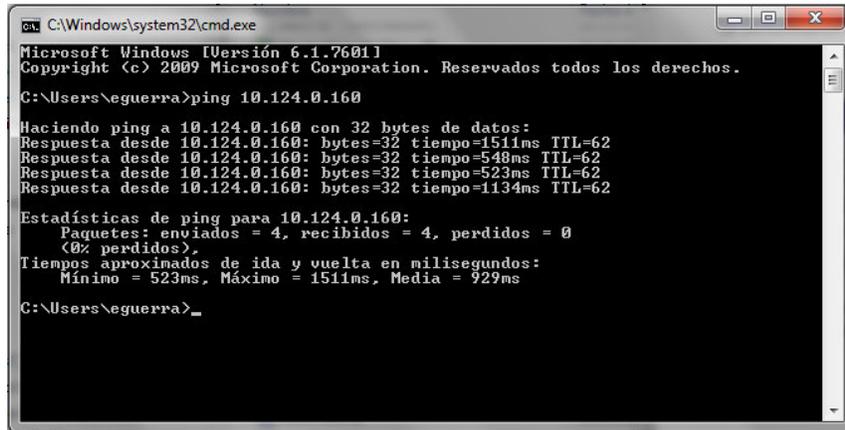
- Revisión integral de suministro SI
- Detección de irregularidad en acometida o sistema de medición
- Reprogramación de medidor

| | | | |
|---|--|---|---|
| CLIENTE Nombre: <u>Proyecto BARRAL</u> DNI: <u>48170091</u> Parentesco: <u>Jefe Financiero</u> | AUTORIDAD INTERVINIENTE Nombre: DNI: Institución: | ELECTRO UCAYALI Nombre: <u>Jefe José Mercedes Rodríguez</u> DNI: <u>27027600</u> Cargo: <u>Supervisor FUSA</u> | CONTRATISTA Nombre: <u>Jaime Narvaez</u> DNI: <u>46389301</u> Cargo: <u>Supervisor CISEC</u> |
|---|--|---|---|

ANEXO N° 03

Pruebas de comunicación de los medidores de los clientes y el totalizador del AMT C12

Ping al cliente: Supermercados Plaza Veá. Conexión buena



```
C:\Windows\system32\cmd.exe
Microsoft Windows [Versión 6.1.7601]
Copyright (c) 2009 Microsoft Corporation. Reservados todos los derechos.

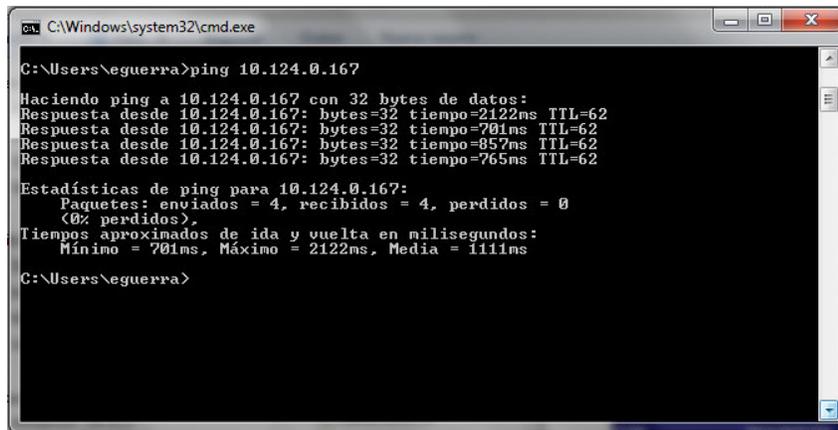
C:\Users\eguerra>ping 10.124.0.160

Haciendo ping a 10.124.0.160 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 10.124.0.160: bytes=32 tiempo=1511ms TTL=62
Respuesta desde 10.124.0.160: bytes=32 tiempo=548ms TTL=62
Respuesta desde 10.124.0.160: bytes=32 tiempo=523ms TTL=62
Respuesta desde 10.124.0.160: bytes=32 tiempo=1134ms TTL=62

Estadísticas de ping para 10.124.0.160:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
    (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 523ms, Máximo = 1511ms, Media = 929ms

C:\Users\eguerra>_
```

Ping al cliente: Promart. Conexión buena



```
C:\Windows\system32\cmd.exe

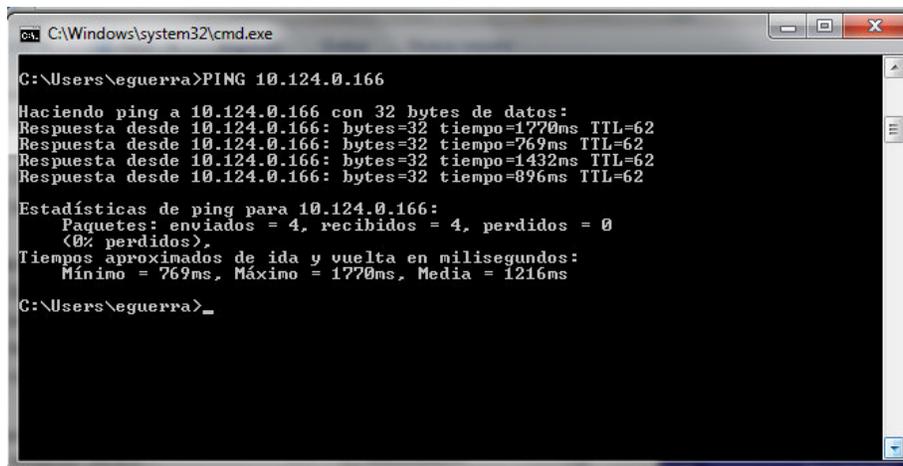
C:\Users\eguerra>ping 10.124.0.167

Haciendo ping a 10.124.0.167 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 10.124.0.167: bytes=32 tiempo=2122ms TTL=62
Respuesta desde 10.124.0.167: bytes=32 tiempo=701ms TTL=62
Respuesta desde 10.124.0.167: bytes=32 tiempo=857ms TTL=62
Respuesta desde 10.124.0.167: bytes=32 tiempo=765ms TTL=62

Estadísticas de ping para 10.124.0.167:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
    (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 701ms, Máximo = 2122ms, Media = 1111ms

C:\Users\eguerra>
```

Ping al cliente: Riplay. Conexión buena



```
C:\Windows\system32\cmd.exe

C:\Users\eguerra>PING 10.124.0.166

Haciendo ping a 10.124.0.166 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 10.124.0.166: bytes=32 tiempo=1770ms TTL=62
Respuesta desde 10.124.0.166: bytes=32 tiempo=769ms TTL=62
Respuesta desde 10.124.0.166: bytes=32 tiempo=1432ms TTL=62
Respuesta desde 10.124.0.166: bytes=32 tiempo=896ms TTL=62

Estadísticas de ping para 10.124.0.166:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
    (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 769ms, Máximo = 1770ms, Media = 1216ms

C:\Users\eguerra>_
```

Ping al cliente: Oeschle. Conexión buena

```
C:\Windows\system32\cmd.exe

C:\Users\eguerra>ping 10.124.0.165

Haciendo ping a 10.124.0.165 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 10.124.0.165: bytes=32 tiempo=2387ms TTL=62
Respuesta desde 10.124.0.165: bytes=32 tiempo=665ms TTL=62
Respuesta desde 10.124.0.165: bytes=32 tiempo=847ms TTL=62
Respuesta desde 10.124.0.165: bytes=32 tiempo=825ms TTL=62

Estadísticas de ping para 10.124.0.165:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
              (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 665ms, Máximo = 2387ms, Media = 1181ms

C:\Users\eguerra>_
```

Ping al cliente: patrimonio Fideicomiso. Conexión buena

```
C:\Windows\system32\cmd.exe

C:\Users\eguerra>ping 10.124.0.164

Haciendo ping a 10.124.0.164 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 10.124.0.164: bytes=32 tiempo=1337ms TTL=62
Respuesta desde 10.124.0.164: bytes=32 tiempo=731ms TTL=62
Respuesta desde 10.124.0.164: bytes=32 tiempo=880ms TTL=62
Respuesta desde 10.124.0.164: bytes=32 tiempo=884ms TTL=62

Estadísticas de ping para 10.124.0.164:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
              (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 731ms, Máximo = 1337ms, Media = 958ms

C:\Users\eguerra>_
```

Ping al cliente: Totalizador C12. Conexión buena

```
C:\Windows\system32\cmd.exe

C:\Users\eguerra>ping 10.124.0.35

Haciendo ping a 10.124.0.35 con 32 bytes de datos:
Respuesta desde 10.124.0.35: bytes=32 tiempo=1424ms TTL=62
Respuesta desde 10.124.0.35: bytes=32 tiempo=1049ms TTL=62
Respuesta desde 10.124.0.35: bytes=32 tiempo=788ms TTL=62
Respuesta desde 10.124.0.35: bytes=32 tiempo=817ms TTL=62

Estadísticas de ping para 10.124.0.35:
    Paquetes: enviados = 4, recibidos = 4, perdidos = 0
              (0% perdidos),
    Tiempos aproximados de ida y vuelta en milisegundos:
        Mínimo = 788ms, Máximo = 1424ms, Media = 1019ms

C:\Users\eguerra>_
```

ANEXO N° 04

Cotización de los módems GRPS instalados en los medidores de los clientes y totalizador del alimentador C12.

Página 1 de 2
 No. Cot 2014-0191
 12-mar-14



Cotización 2014-0191

Cliente: EMP CONCESIONARIA DE ELECT DE UCAYALI SA
RUC: 20232236273
Atención: Carmen Patricia Reátegui Araujo **Preparado por:** Luis Aching - Cilix
Telf: **Correo:** luis.aching@cilixsolutions.com
eMail: creategui@electroucayali.com.pe **Fecha:** 12-mar-14
Su Referencia: **No. Cotización:** 2014-0191

Oferta Detallada

| Item | Cant. | Código: | Descripción: | V.Unitario | V. Parcial | |
|------|-------|---------------|--|---------------------|------------|-------------------|
| 1 | 140 | CI-Alph@-GPRS | <p>Modem interno con comunicación celular GPRS para medidores de energía ANSI Marca: Cilix Solutions, Modelo: Alph@-GPRS</p> <p>CARACTERISTICAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tetrabanda: 850/900/1800/1900 MHz. • Alimentación: Interna del medidor • Temp. Operación: -20 °C a 75 °C • Protocolo: Transparente TCP/IP • Consumo: 0.20W en stand-by y 0.42W en TX/RX • Conectores: Socket hembra de 2x10 (2.54mm) con el medidor • Antena: Interna Tipo U.F.L • Opcional: tipo SMA hembra • Operadores: Claro o Movistar (GPRS): Es necesario SIM co plan de datos y direccion IP estática <p>VENTAJAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • Instalación fácil y rápida, no requiere desenergizar el medidor. • Tetrabanda y compatible con todos los operadores celulares del Perú • Alimentación y antena interna • Totalmente "Underglass" al no poseer elementos externos al medidor • Bajo consumo • Porta SIM-Card de fácil acceso. • LED brillante indicador de estado de la conexión celular. • Compatible con los medidores ANSI • Comunicación transparente, no se requiere de un software adicional | 890.00 S/. | 124,600.00 | |
| | | | | Sub Total | S/. | 124,600.00 |
| | | | | IGV - 18% | S/. | 22,428.00 |
| | | | | Precio Total | S/. | 147,028.00 |

Cilix Solutions S.A.C. **RUC 20517204154** www.cilixsolutions.com
 Av. Angamos Este 2495 Dpto. 301 Tel: +51 1 98 927 4000 / 6513900
 San Borja, Lima Peru Fax: +51 1 628 8080

ANEXO N° 05

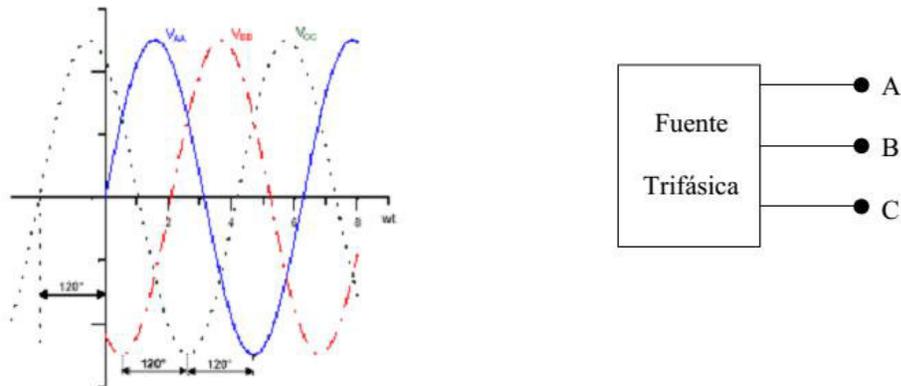
Sistemas Trifásicos

Circuitos Eléctricos Trifásicos.

Introducción.

La mayor parte de la generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica se efectúa por medio de sistemas polifásicos; por razones económicas y operativas los sistemas trifásicos son los más difundidos.

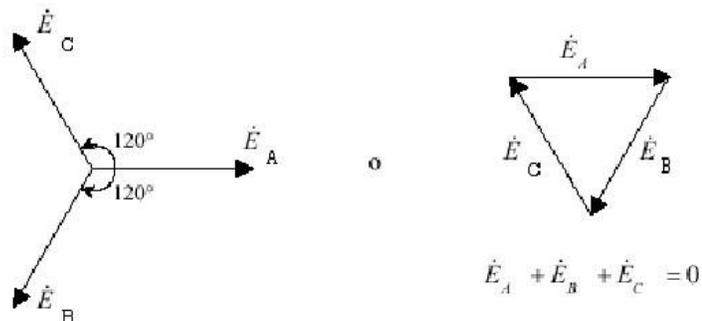
Una fuente trifásica de tensión esta constituida por tres fuentes monofásicas de igual valor eficaz pero desfasadas 120° entre ellas. La siguiente figura ilustra lo expuesto.



Analíticamente se puede expresar:

$$\begin{cases} e_A(t) = \sqrt{2}U \cos(\omega t) \\ e_B(t) = \sqrt{2}U \cos(\omega t - 2\pi/3) \\ e_C(t) = \sqrt{2}U \cos(\omega t + 2\pi/3) \end{cases}$$

Fasorialmente:



Definiciones:

Tensión de línea ó compuesta: tensión entre dos líneas del sistema (U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}).

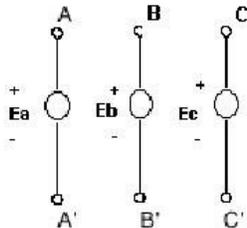
Tensión de fase: tensión de cada fuente del sistema o tensión sobre la impedancia de cada rama.

Corriente de línea: corriente por la línea que sale de la fuente o corriente solicitada por la carga.

Corriente de fase: corriente por la fuente o por la impedancia de cada rama.

Sistema Triángulo y Sistema Estrella.

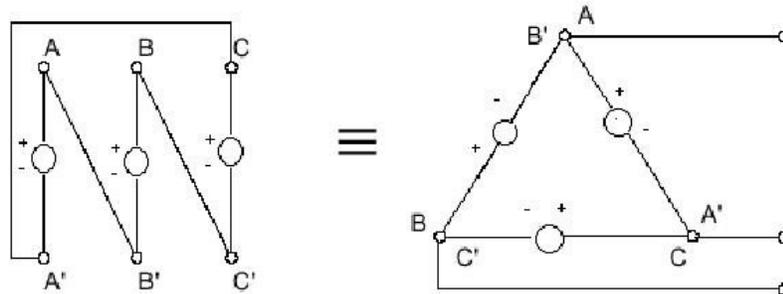
En la siguiente figura cada fuente representa la bobina de un generador trifásico donde se inducen las tres tensiones del sistema trifásico



Estas tres fuentes se pueden conectar en una de las dos formas que se presentarán a continuación.

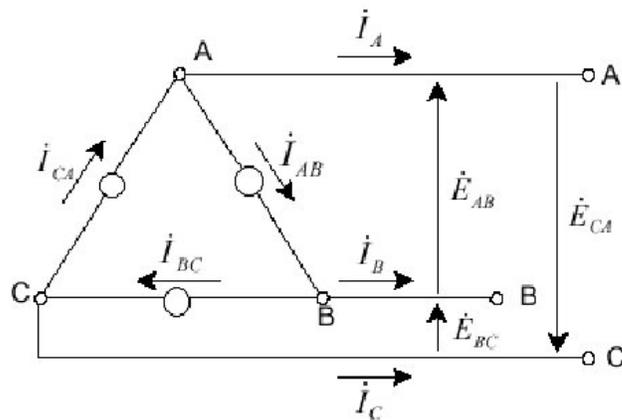
Conexión en triángulo.

La conexión de las tres fuentes se realiza de la siguiente forma:



Para este tipo de conexión las tensiones de fase coinciden con las tensiones de línea. Las corrientes de fase (I_{AB}, I_{BC}, I_{CA}) son distintas de las corrientes de línea (I_A, I_B, I_C).

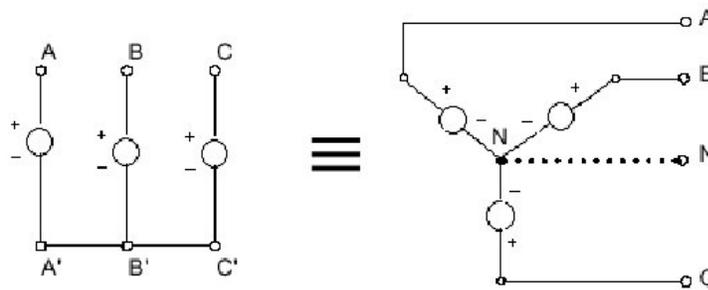
La siguiente figura ilustra estas magnitudes.



Se puede demostrar que para esta conexión la corriente de línea es igual a la corriente de fase multiplicada por raíz de tres.

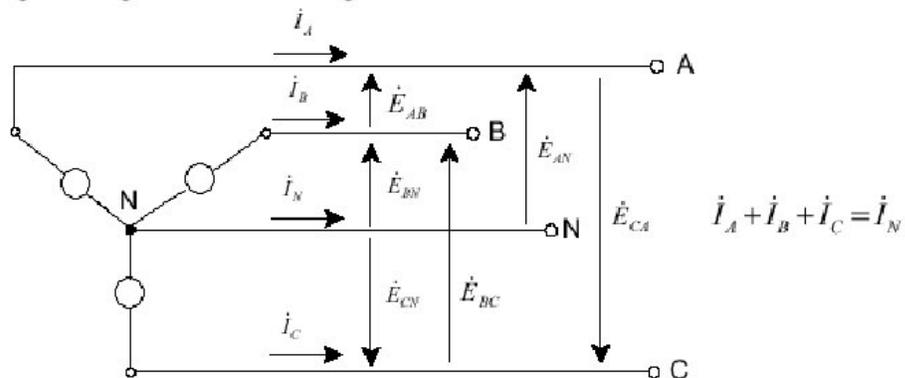
Conexión en Estrella.

La conexión de las tres fuentes se realiza de la siguiente forma:



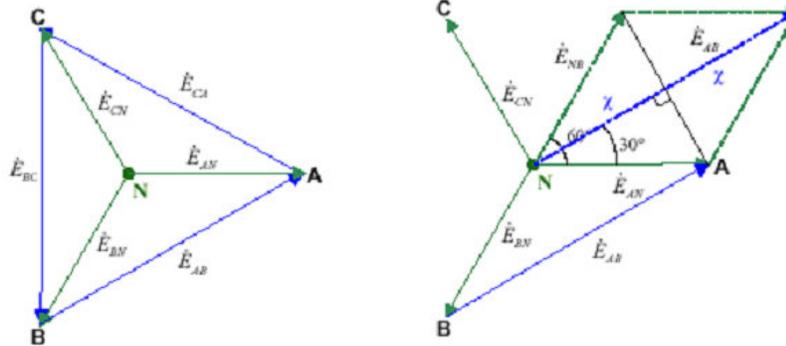
Para este tipo de conexión las corrientes de línea (I_A, I_B, I_C) y de fase (I_{AB}, I_{BC}, I_{CA}) coinciden en cambio las tensiones de línea (E_{AB}, E_{BC}, E_{CA}) y de fase (E_{AN}, E_{BN}, E_{CN}) son distintas.

La siguiente figura ilustra estas magnitudes.



El punto N se denomina **neutro** y como se puede observar las tensiones de fase están definidas respecto de este punto.

La siguiente figura ilustra la relación entre las tensiones de fase y de línea.



Las dos figuras anteriores son equivalentes.

A partir de estas figuras se puede deducir la relación entre las tensiones de fase y de línea.

$$x = E_{AN} \cdot \cos 30^\circ = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot E_{AN}$$

$$E_{AB} = 2 \cdot x = \sqrt{3} \cdot E_{AN}$$

Por lo que:

$$\dot{E}_{AB} = \sqrt{3} \cdot E_{AN} \angle 30^\circ$$

Análogamente:

$$\dot{E}_{BC} = \sqrt{3} \cdot E_{BN} \angle 270^\circ$$

$$\dot{E}_{CA} = \sqrt{3} \cdot E_{CN} \angle 150^\circ$$

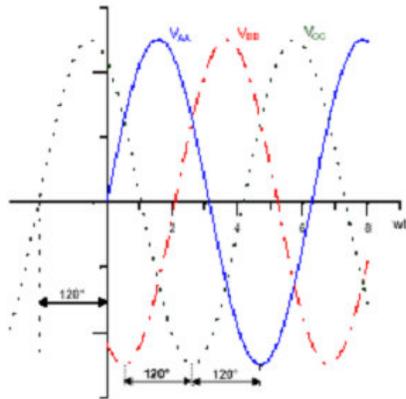
Los sistemas de tensiones de fase y de línea difieren en modulo en raíz de tres y están desfasados 30° .

Secuencia de fases.

El orden en que las tensiones o corrientes adquieren sus valores máximos se denomina secuencia de fases. Así la secuencia ABC significa que la tensión V_a presenta su máximo antes que la tensión V_b y a su vez esta lo hace antes que la tensión V_c .

Esto es valido para cualquier otra secuencia y para las corrientes.

La siguiente figura ilustra la secuencia ABC.



De acuerdo a la secuencia de fases se definen:

Secuencia directa: cuando respecto a un punto fijo los tres vectores de tensión girando en sentido antihorario pasan por el punto fijo en el siguiente orden: A, B, C.

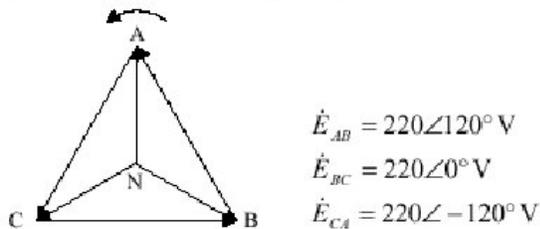
Secuencia Inversa: cuando respecto a un punto fijo los tres vectores de tensión girando en sentido antihorario pasan por el punto fijo en el siguiente orden: C, B, A.



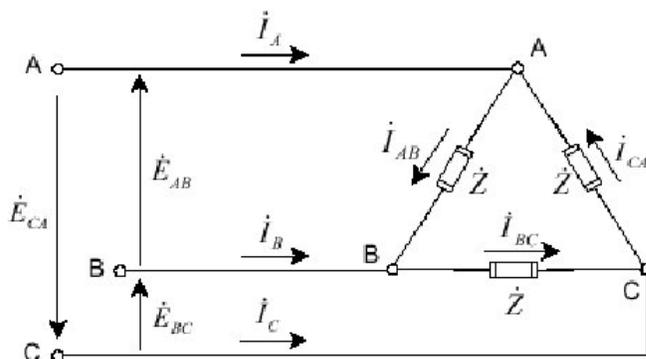
Carga Equilibrada.

La carga se puede conectar en estrella o en triángulo al igual que la fuente. Se dice que la **carga es equilibrada** cuando las tres impedancias de carga son iguales.

Por ejemplo para el caso de carga conectada en triángulo alimentada por un sistema directo de tensiones de valor eficaz 220 V, esto es:



Se tiene:



Con $\bar{Z} = 5\angle 45^\circ \Omega$ entonces:

$$\dot{i}_{AB} = \frac{\dot{E}_{AB}}{\bar{Z}} = \frac{220\angle 120^\circ}{5\angle 45^\circ} = 44\angle 75^\circ \text{ A}$$

$$\dot{i}_{BC} = \frac{\dot{E}_{BC}}{\bar{Z}} = \frac{220\angle 0^\circ}{5\angle 45^\circ} = 44\angle -45^\circ \text{ A}$$

$$\dot{i}_{CA} = \frac{\dot{E}_{CA}}{\bar{Z}} = \frac{220\angle -120^\circ}{5\angle 45^\circ} = 44\angle -165^\circ \text{ A}$$

Las corrientes de línea se calculan:

$$\dot{i}_A = \dot{i}_{AB} - \dot{i}_{CA} = 44\angle 75^\circ - 44\angle -165^\circ$$

$$\dot{i}_A = 76,21\angle 45^\circ \text{ A}$$

$$\dot{i}_B = \dot{i}_{BC} - \dot{i}_{AB} = 44\angle -45^\circ - 44\angle 75^\circ$$

$$\dot{i}_B = 76,21\angle -75^\circ \text{ A}$$

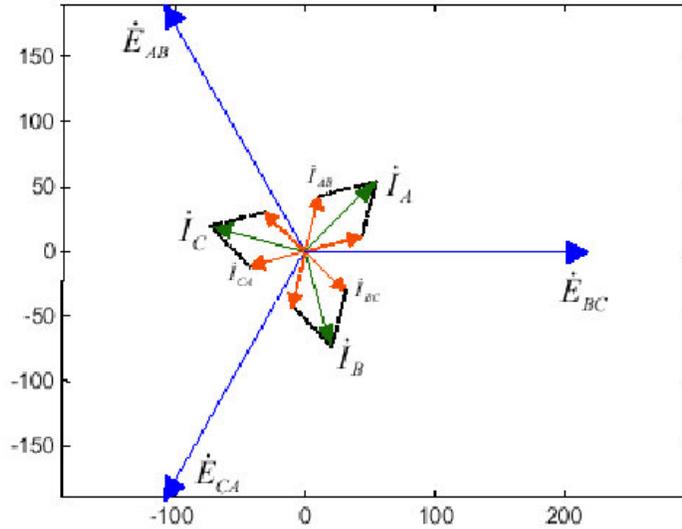
$$\dot{i}_C = \dot{i}_{CA} - \dot{i}_{BC} = 44\angle -165^\circ - 44\angle -45^\circ$$

$$\dot{i}_C = 76,21\angle 165^\circ \text{ A}$$

Se puede observar que la relación entre las corrientes de fase y de línea es raíz de tres.

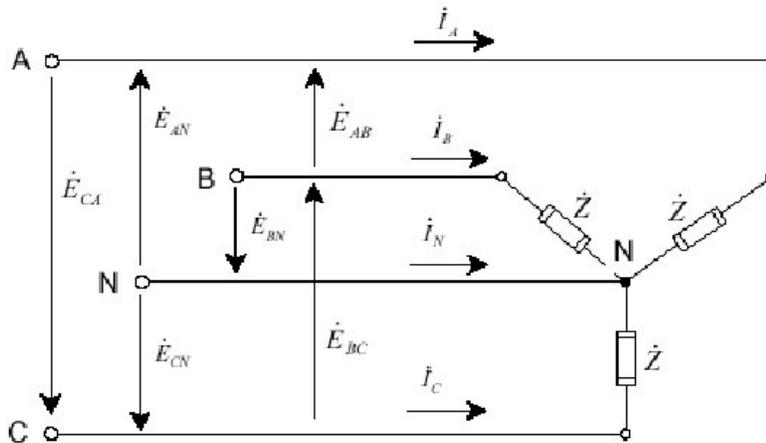
$$\begin{array}{l} I_A = I_B = I_C = 76,21 \text{ A} \\ I_{AB} = I_{BC} = I_{CA} = 44 \text{ A} \end{array} \quad \left| \quad \frac{I_L}{I_f} = \frac{76,21}{44} = \sqrt{3}$$

A continuación se presenta el diagrama fasorial para una cara equilibrada alimentada por un sistema directo de tensiones:



La relación de fases entre el sistema de corrientes de fase y de línea es 30° .

Carga equilibrada conectada en estrella.



En general la carga puede tener o no accesible el neutro.

Para el caso genérico en que la carga este dada por:

$$Z \angle \theta^\circ$$

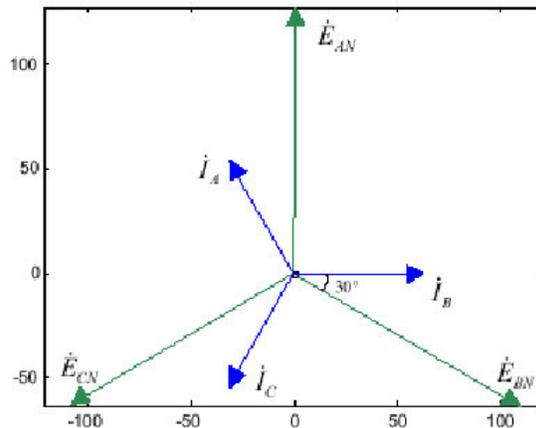
Alimentada por un sistema de tensiones directas donde se cumple:

$$\dot{E}_{AN} = \frac{E_1}{\sqrt{3}} \angle \phi^\circ$$

Se tiene:

$$\dot{I}_A = \frac{\dot{E}_{AN}}{Z} = \frac{E_{AN} \angle \phi^\circ}{Z \angle \theta^\circ} = \frac{E_{AN}}{Z} \angle \phi - \theta^\circ$$

Así pues si $\phi - \theta = 30^\circ$ entonces:



El caso de cargas equilibradas es de interés central pues en la práctica las instalaciones eléctricas y máquinas se diseñan y construyen para que sean una carga de este tipo.

Circuito monofásico equivalente.

Como se señaló anteriormente en la practica la mayoría de las cargas se pueden asimilar a cargas equilibradas.

A continuación se presentará un método para reducir un circuito trifásico, esto es carga equilibrada alimentada por un sistema de tensiones directa, a un circuito monofásico equivalente.

Dada una carga trifásica conectada en triángulo es posible encontrar una carga conectada en estrella eléctricamente equivalente donde la impedancia de la carga equivalente esta dada por:

$$\dot{Z}_Y = \dot{Z}_\Delta / 3$$

De esta forma cualquier carga equilibrada es posible representarla en estrella.

De la misma forma es posible representar cualquier sistema de tensiones trifásico simétrico directo por una fuente conectada en estrella respetando las siguientes relaciones:

Circuito em Δ:

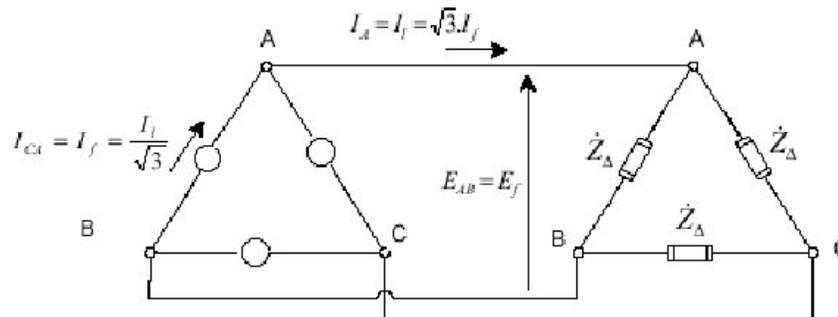
$$\begin{cases} I_\ell = \sqrt{3} \cdot I_f \\ E_\ell = E_f \end{cases}$$

Circuito em Y:

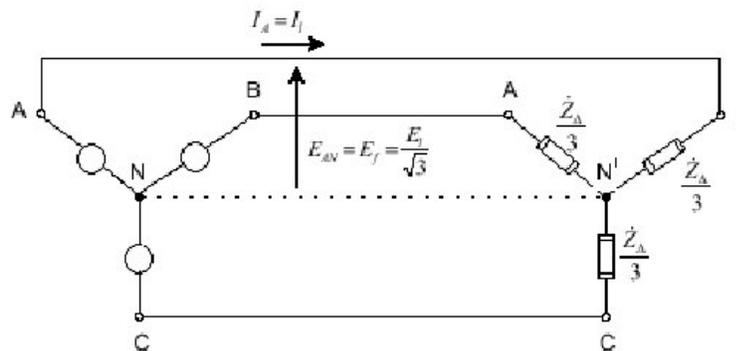
$$\begin{cases} I_\ell = I_f \\ E_\ell = \sqrt{3} \cdot E_f \end{cases}$$

Resumiendo es siempre posible, mediante la utilización de equivalentes eléctricos, representar un sistema trifásico equilibrado mediante una fuente en estrella y una carga en estrella.

Para fijar ideas tomemos el siguiente ejemplo:



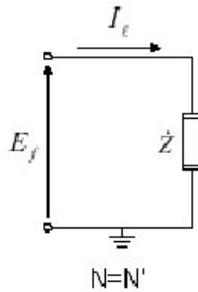
Este sistema es eléctricamente equivalente al siguiente:



Es posible demostrar que los dos neutros están a la misma tensión:

$$\begin{aligned} \bar{V}_{AN} &= \bar{Z}I_A + \bar{V}_{N'N} \\ \bar{V}_{BN} &= \bar{Z}I_B + \bar{V}_{N'N} \\ \bar{V}_{CN} &= \bar{Z}I_C + \bar{V}_{N'N} \\ \underbrace{\bar{V}_{AN} + \bar{V}_{BN} + \bar{V}_{CN}}_{=0} &= \bar{Z}(\underbrace{I_A + I_B + I_C}_{=0}) + 3\bar{V}_{N'N} \\ \text{Entonces: } \bar{V}_N &= \bar{V}_{N'} \end{aligned}$$

Por estar los dos neutros a la misma tensión puedo plantear el siguiente circuito para una fase:



Resolviendo este circuito se obtiene la corriente de una fase, las corrientes de las otras fases se pueden obtener sin necesidad de resolver un circuito pues tendrán el mismo módulo que la calculada y estarán desfasada 120° y -120° respecto de la calculada.

Luego si se quiere las corrientes por las fase del generador original o por las impedancias originales se deben utilizar las relaciones para corrientes dentro y fuera de un triángulo.

De esta forma la resolución de un circuito trifásico con fuente simétrica y carga equilibrada se resume a la resolución de un circuito monofásico.

Potencia Trifásica.

Se presentará el caso de carga equilibrada y fuente perfecta directa por ser lo más común en la práctica.

Como se explico en los apartados anteriores para este tipo de sistema los módulos de las corrientes de fase son iguales (lo mismo con las corrientes de línea) por lo que la potencia consumida por una fase es un tercio de la potencia total. Para fijar ideas supóngase el caso de una carga conectada en estrella:

$$P_{fase} = E_f \cdot I_f \cdot \cos \phi$$

$$P_T = 3 \cdot E_f \cdot I_f \cdot \cos \phi$$

$$\text{como } E_f = \frac{E_l}{\sqrt{3}} \text{ e } I_f = I_l$$

$$P_T = \sqrt{3} \cdot E_l \cdot I_l \cdot \cos \phi$$

Para una carga conectada en triángulo se llega al mismo resultado, por lo que:

$$P = \sqrt{3} \cdot E_l \cdot I_l \cdot \cos \phi \quad [W]$$

$$Q = \sqrt{3} \cdot E_l \cdot I_l \cdot \text{sen } \phi \quad [VAR]$$

$$S = \sqrt{3} \cdot E_l \cdot I_l \quad [VA]$$

$$FP = \cos \phi$$

Ejemplo:

Una carga conectada en triángulo de valor $\bar{Z} = 12\angle 30^\circ$ y una carga de valor $\bar{Z} = 5\angle 45^\circ$ conectada en estrella son alimentadas desde una fuente trifásica de valor 208 V. Determinar corrientes de línea, potencias y factor de potencia.

Primero se transforma la carga conectada en triángulo a su equivalente en estrella:

$$\dot{Z}_Y = \frac{\dot{Z}_\Delta}{3} = \frac{12\angle 30^\circ}{3} = 4\angle 30^\circ \Omega$$

Se determina la impedancia equivalente:

$$\dot{Z}_{eq} = 4\angle 30^\circ // 5\angle 45^\circ = \frac{20\angle 75^\circ}{8,92\angle 38,38^\circ} = 2,24\angle 36,62^\circ \Omega$$

Se puede calcular la corriente tomada de la fuente:

$$I_L = \frac{E_L}{\sqrt{3} \cdot Z_{eq}} = \frac{208}{\sqrt{3} \cdot 2,24} = 53,57 \text{ A}$$

Se tiene todo para calcular las potencias:

$$\theta = \angle Z_{eq} = 36,62^\circ$$

$$FP = \cos \phi = \cos(36,62^\circ) = 0,80 \text{ atrasado}$$

$$P = \sqrt{3} \cdot E_L \cdot I_L \cdot \cos \phi = \sqrt{3} \cdot 208 \cdot 53,57 \cdot 0,8 = 15490 \text{ W}$$

$$Q = \sqrt{3} \cdot E_L \cdot I_L \cdot \sin \phi = \sqrt{3} \cdot 208 \cdot 53,57 \cdot \sin(36,62^\circ) = 11512 \text{ VAR}$$

$$S = \sqrt{3} \cdot E_L \cdot I_L = \sqrt{3} \cdot 208 \cdot 53,57 = 19294 \text{ VA}$$

Medición de potencia trifásica.

Método de los dos Watímetros: Teorema de Blondell.

Mediante la utilización de dos watímetros, conectados en cualquiera dos líneas de un sistema trifásico de tres hilos, es posible obtener la potencia total trifásica.

La lectura de uno de los watímetros puede ser negativa pero la suma de las dos indicaciones debe ser mayor o igual a cero.

$$P_1 = E_{AB} \cdot I_A \cdot \cos(\angle \text{entre } \dot{E}_{AB} \text{ e } \dot{I}_A)$$

$$P_2 = E_{CB} \cdot I_C \cdot \cos(\angle \text{entre } \dot{E}_{CB} \text{ e } \dot{I}_C)$$

$$P_T = P_1 + P_2$$

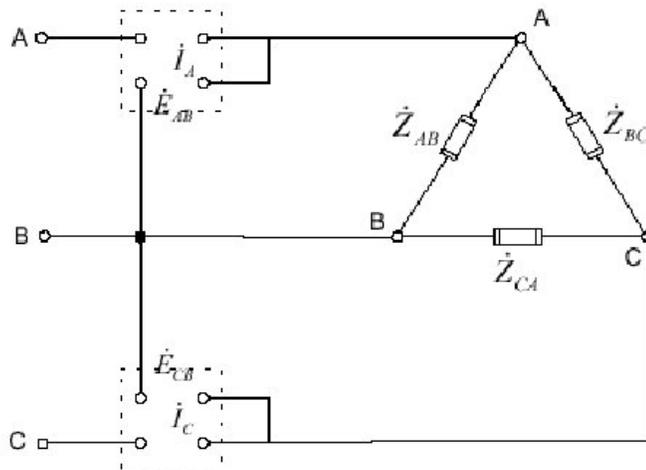
Para el caso de un sistema de tensiones perfecto y carga equilibrada, siendo θ el argumento de la carga, se tiene:

$$P_1 = E_L I_L \cos(\theta + 30^\circ)$$

$$P_2 = E_L I_L \cos(\theta - 30^\circ)$$

$$P_T = P_1 + P_2$$

A continuación se esquematiza la conexión de los watímetros.



Para el caso de sistema de tensiones perfecto y carga equilibrada, la potencia reactiva se puede obtener a partir de la indicación de los watímetros de la siguiente forma:

$$Q = \sqrt{3}(P_2 - P_1)$$

De esta forma se puede determinar el factor de potencia de la instalación de la siguiente forma:

$$\operatorname{tg} \theta = \left| \frac{\sqrt{3}(P_2 - P_1)}{P_1 + P_2} \right|$$

$$FP = \cos(\operatorname{Arctg} \theta)$$

ANEXO N° 06

Resumen de características técnicas medidores A3R

Medidor A3



El medidor ALPHA A3 es construido tomando en cuenta las fortalezas de diseño de los medidores ALPHA A2

Como sus predecesores, el medidor ALPHA A3 utiliza técnicas de medición digital patentadas por ELSTER las cuales ofrecen una gran exactitud y bajos costos de mantenimiento. En cuanto a soporte de estándares de arquitectura abierta, el medidor A3 ALPHA es el primer medidor con Standard ANSI C12.18, C12.19 y protocolo de comunicación C12.21. Otras de sus características incluyen medición avanzada de los cuatro cuadrantes, compensación de pérdidas por líneas de transmisión y transformadores**, y grabación de datos de instrumentación*.

El medidor A3 incorpora una fuente polifásica que permite al medidor ser energizado de cualquiera de las fases, de esta manera si alguna de las fases es desconectada, el medidor se alimenta de cualquiera de las fases restantes, ya sea línea- línea o línea-neutro.

Registro de datos por intervalos y eventos

El circuito principal en el medidor A3 ALPHA posee 128 KB de memoria no volátil para guardar el perfil de carga, registro de datos y registro de lecturas. Las opciones de grabación incluyen hasta 32 canales de instrumentación* en 2 sets independientes de 16 canales cada uno. Adicionalmente, para incrementar su capacidad de almacenamiento se puede añadir una memoria de 1 Mb*.

* Características opcionales.

** Característica opcional de fábrica.

www.elster.com

Monitoreo de Calidad de Energía (PQM)

Provee de un monitoreo continuo del servicio las 24 horas del día. El PQM busca excepciones a las definiciones del usuario como voltaje, corriente y distorsión armónica total. Cada una de las 12 pruebas PQM puede controlar activación de relés*, alertas, entradas de registro de fecha y hora, inclusive una llamada telefónica para reportar la condición*.

Pruebas de servicio

Las pruebas de servicio se ejecutan para verificar la validez del servicio eléctrico así como la correcta conexión del medidor. El medidor A3 verifica el tipo de servicio, rotación o inversión de fase y la validez de los voltajes de fase. El medidor también determina si las corrientes de fase están dentro de los umbrales definidos por el usuario.

Medición para facturación

El medidor A3 ALPHA es muy exacto en lo que respecta medición para facturación (Clase 0.2). Los usuarios de medidores ALPHA encontrarán muy familiar al medidor ALPHA A3. El ALPHA A3 provee de funciones de facturación avanzadas para los cuatro cuadrantes, compensación de pérdidas por líneas y transformadores*, e incremento de canales de grabación del perfil de datos sin la necesidad de aumentar tarjetas externas.

Distribuidores Autorizados



Tecnología que impulsa el desarrollo

ELSTER es el líder en telemedición: el medidor A3 permite la lectura y programación de manera remota, pudiendo ser integrados en sistemas de medición.

Perfil de Instrumentación

El medidor A3 ALPHA, puede grabar 50 valores distintos de instrumentación, los cuales pueden ser asignados a cada canal. Además, el algoritmo para cada canal puede ser seleccionado de manera independiente. Los algoritmos seleccionados pueden ser: valor mínimo, valor máximo, valor promedio y el último valor de un intervalo. Con esta capacidad integrada el medidor puede grabar valores de voltaje, potencia activa, potencia aparente, corriente, distorsiones, potencia reactiva, ángulo de fase y rotación de fase.

Comunicaciones

Los datos pueden ser obtenidos usando el puerto óptico (estándar). Adicionalmente al puerto óptico, hay disponibles otras interfaces de comunicación para realizar lecturas remotas como:

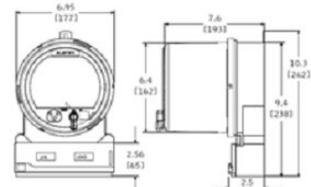
- Módem telefónico interno de 2400 baudios con sistema de llamada por apagones.
- Interfaz serial RS-232.
- Interfaz serial RS-485.
- Lazo de corriente de 20mA (CLO)
- Interfaz serial externa.
- Controlador interno de LAN (ILCI)
- Nodo interno de LAN (ILNI)
- Itron 50ESS ERT®.

Sobre el Grupo ELSTER

Líder mundial en infraestructura de medición avanzada, medición integrada y aplicación de soluciones para las industrias de gas, electricidad y agua. Los sistemas y soluciones de ELSTER son producto de más de 170 años de experiencia en medición de recursos y energía. Elster provee soluciones y tecnología avanzada para ayudar a las empresas a adquirir y utilizar los sistemas de medición de una manera más fácil, eficiente y confiable para mejorar el servicio al cliente, aumentar la eficiencia operacional e incrementar ingresos. Las soluciones AMI de ELSTER permiten a las empresas distribuir adecuadamente los recursos de gas, electricidad y agua mejorando significativamente la relación costo-eficiencia.

Especificaciones Técnicas

| | | | |
|---|---|--|-------------------------|
| Precisión | 0.2 | | |
| Corriente máxima | Continua hasta 120% de la corriente nominal del medidor | | |
| | Temporal (1 seg.) a 200% de la corriente máxima del medidor | | |
| Rango de Corriente | 0 hasta Amperios de clase del medidor | | |
| Corriente de Arranque | Forma 1S y 3S | Otras formas | |
| | 10mA para clase 20 100mA para clase 200 160mA para clase 320 | 5mA para clase 20 50mA para clase 200 80mA para clase 320 | |
| Rangos de Voltaje | Nominal 120V a 480V | Operación 96V a 528V | |
| Frecuencia | 60Hz ± 5% | | |
| Rango de temperatura | -40 °C a +85°C (dentro de la tapa del medidor) | | |
| Rango de humedad | 0% a 100% (sin condensación) | | |
| Consumo | Fuente de alimentación | Circuito voltimétrico | Circuito amperimétrico |
| | Menor a 3W | 0.008W @ 120V 0.03 W @ 240V 0.04 W @ 480V | Típico 0.1mΩ a 25°C |
| Variación frente a la onda de voltaje | Test realizada | Resultado | |
| | ANSI C37.90.1 Oscilatorio | 2.5 kV, 2500 impulsos | |
| | Transiente rápido | 5 kV, 2500 impulsos | |
| | ANSI C62.41 | 6 kV a 1.2/50 µs, 10 impulsos | |
| | IEC 61000-4-4 | 4 kV, 2.5 KHz. Impulsos repetitivos durante un minuto | |
| | ANSI C12.1 dieléctrico | 2.5 kV, 60 Hz durante un minuto | |
| Deslizamiento 0.000A (sin corriente) | No mayor de un pulso medido por cantidad, de acuerdo a los requerimientos de la norma ANSI C12.1 | | |
| Precisión del reloj interno | Cumple con los límites ANSI de 0.02% usando el cristal de 32.768 kHz. El comportamiento inicial esperado es igual o menor que ±55 segundos por mes a temperatura a la sombra. | | |
| Capacidad de operación durante apagones | Supercondensador con valor nominal de 0.1F, 5.5V | Batería de Litio LiSOCl ₂ vida útil sin uso de 20 años, en trabajo continuo a 25°C 5 años | |
| | 6 horas a 25°C | Valor nominal: 800mAh | |
| Pesos de despacho (valores aproximados) | Unidad | Caja con 4 medidores | |
| | Base S | 5.06 libras (2.30 kg) | 13.46 libras (6.11 kg) |
| | Base A | 7.38 libras (3.35 kg) | 26.02 libras (11.82 kg) |
| Comunicaciones | | | |
| Puerto óptico | 300 a 28,800 bps | | |
| Comunicaciones remotas | 1,200 a 19,200 bps | | |
| País de Fabricación | Estados Unidos | | |



Las dimensiones son referenciales y están expresadas en pulgadas (milímetros). No usarlas para construcción



www.elster.com