

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
FACULTAD DE INGENIERÍA: ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
INFORMÁTICA Y MECÁNICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**“IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE TELE-MEDICIÓN
MEDIANTE LA APLICACIÓN DE TECNOLOGIA TWO WAY
AUTOMATIC COMMUNICATION SYSTEM (TWACS) EN EL
SISTEMA ELECTRICO COMBAPATA DE ELECTRO SUR
ESTE S.A.A”**

INFORME TÉCNICO DE EXPERIENCIA PROFESIONAL PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA

Presentado Por : **Br. RUBEN DARIO CAHUANA YAPO**

Consejero : **M.Sc. Ing. JOSE WILFREDO CALLASI QUISPE**

CUSCO – PERU

2020

PRESENTACIÓN

Señor Decano de la Facultad de Ingeniería: Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, Señores Docentes miembros del Jurado, con la finalidad de optar al Título Profesional de Ingeniero Electricista, y en cumplimiento con las disposiciones del reglamento de grados y títulos presento ante ustedes el informe técnico titulado **"IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE TELE-MEDICIÓN MEDIANTE LA APLICACIÓN DE TECNOLOGIA TWO WAY AUTOMATIC COMMUNICATION SYSTEM (TWACS) EN EL SISTEMA ELECTRICO COMBAPATA DE ELECTRO SUR ESTE S.A.A"**.

Rubén Darío Cahuana Yapó.

DEDICATORIA

A mis padres Pablo y Margarita por el apoyo incondicional...

A mi esposa Esther, por ser mi ayuda idónea, por su paciencia durante todo este proceso, por entenderme y por estar siempre a mi lado...

A mis hijas Shany y Samira, por ser mi motivación...

A mis hermanos Edwin y Yenny por sus muestras de apoyo.

A todos los que fueron parte de este logro...

Rubén

Resumen

El presente informe, desarrolla el proceso de implementación del sistema TWACS (Two Way Automatic communication Systems) en el sistema eléctrico de Combapata de Electro Sur Este.

Así mismo en este documento se presenta el enfoque global de la utilización de la tecnología TWACS en redes de baja tensión y media tensión, como alternativa para el monitoreo, lectura remota, corte y reconexión, seguimiento de clientes, etc., y de esta manera mejorar la gestión del proceso comercial, la gestión de reducción de pérdidas y calidad de servicio eléctrico de la empresa de distribución y comercialización de energía eléctrica Electro Sur Este.

El sistema TWACS utiliza las redes eléctricas de baja tensión y media tensión existentes como medio de comunicación, de este modo no se requiere la instalación de infraestructura adicional al existente, evitando una mayor inversión para la empresa prestadora del servicio eléctrico.

Este informe a su vez desarrolla las tecnologías de tele medición que predominan en la actualidad enfocados al desarrollo de Smart Grid en redes de distribución del país y del mundo, se enfatizan las limitaciones, ventajas y comparación de esta tecnología, sus beneficios y las implicaciones que conlleva la implementación de esta nueva alternativa en el sector eléctrico.

Finalmente se realiza una evaluación económica de la implementación del sistema TWACS.

Abstrac

This report develops the process of implementing the TWACS (Two Way Automatic communication Systems) system in the Electro Sur Este Combapata electrical system.

Likewise, this document presents the global approach to the use of TWACS technology in low voltage and medium voltage networks, as an alternative for monitoring, remote reading, cutting and reconnection, customer tracking, etc., and in this way improve the management of the commercial process, the management of loss reduction and quality of electrical service of the distribution and commercialization of electricity company Electro Sur Este.

The TWACS system uses the existing low voltage and medium voltage electrical networks as a means of communication, thus the installation of additional infrastructure to the existing one is not required, avoiding a greater investment for the company providing the electrical service.

This report in turn develops the tele-measurement technologies that currently predominate focused on the development of Smart Grid in distribution networks in the country and the world, emphasizing the limitations, advantages and comparison of this technology, its benefits and the implications that entails the implementation of this new alternative in the electricity sector.

Finally, an economic evaluation of the implementation of the TWACS system is carried out.

Índice General

Resumen.....	ii
Índice General.....	vi
Índice de Tablas.....	ix
Índice de Figuras.....	xi
Índice de Fotografías	xiii
Glosario de términos	xiv
CAPITULO I.....	1
Aspectos Generales.....	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Descripción de la empresa	1
1.2.1 Razón social	1
1.2.2 De la empresa.....	2
1.2.3 Organigrama.....	3
1.3 Descripción del proyecto	4
1.4 Objetivo del Informe.....	5
1.4.1 Objetivos específicos.....	5
1.5 Aspectos Generales.....	5
1.5.1 Ubicación	5
1.5.2 Alcances	5
1.5.3 Limitaciones	6
CAPITULO II.....	7
Marco teórico.....	7
2.1 Introducción.....	7
2.2 Sistemas eléctricos convencionales	8
2.2.1 Generación eléctrica.....	9
2.2.2 Transmisión eléctrica	9
2.2.3 Distribución eléctrica	10
2.2.4 Comercialización.....	11

2.2.5 SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)	12
2.3 Smart Grid (Redes Inteligentes)	14
2.3.1 Objetivos de las redes inteligentes	15
2.3.2 Principales características y aspectos clave de las Smart grid.	17
2.3.3 Diferencias entre red eléctrica actual y Smart grid	20
2.3.4 Inconvenientes, barreras en la implementación de las Smart grids.....	21
2.3.5 Arquitectura y elementos que componen una Smart Grid	22
2.4 Tele medición	30
2.5 Descripción de las tecnologías de comunicación para sistemas de medición inteligente.....	31
2.5.1 Comunicación por radio frecuencia (RF).....	32
2.5.2 Comunicación GPRS.....	35
2.5.3 Comunicación por la línea de potencia (PLC)	36
2.5.3 Sistema TWACS (Two way automatic communication system).....	40
2.6 Principales proyectos de medición inteligente desarrollados en el Perú	51
2.6.1 Electro Sur Este S.A.A.....	51
2.6.2 Electro Dunas	51
2.6.3 Luz del Sur	51
2.6.4 Enel.....	52
2.6.5 Electro Ucayali.....	52
CAPITULO III	53
Implementación de tele medición TWACS en el sistema eléctrico Combapata	53
3.1 Introducción	53
3.2 Antecedentes	53
3.3 Generalidades.....	54
3.2.1 Alcances	54
3.2.2 Justificación de proyecto	55
3.2.3 Zona de proyecto.....	55
3.2.4 Características geográficas	56
3.2.5 Instalaciones eléctricas existentes	57
3.2.6 Características de los AMT's de Combapata	62
3.4 Descripción del proyecto	62

3.5 Descripción general de la comunicación TWACS	64
3.6 Implementación de tele medición TWACS en el sistema eléctrico Combapata ..	67
3.6.1 Montaje y puesta en servicio de equipos en SET de Potencia	67
CAPITULO IV	102
Evaluación y análisis económico de proyecto	102
4.1 Introducción	102
4.2 Valor actual neto (VAN).....	102
4.3 Tasa interna de rendimiento(TIR).....	103
4.4 Resultados de la implementación del sistema TWACS.....	104
4.4.1 Primera etapa.....	104
4.4.1.1 Plazo y cronograma de ejecución.....	107
4.4.1.2 Presupuesto ejecutado	107
4.4.1.3 Planos y detalles	108
4.4.2 Segunda etapa.....	110
4.4.2.1 Plazo y cronograma de ejecución de obra.....	111
4.4.2.2 Presupuesto ejecutado	111
4.4.2.3 Planos y detalles	112
4.4.3 Rentabilidad de la implementación del sistema TWACS	113
4.4.3.1 Beneficios para Electro Sur Este.....	113
4.4.3.2 Beneficios para el usuario final.....	115
4.4.3.3 Valoración en soles de cada actividad.....	116
4.4.4 Evaluación del VAN y la TIR.....	125
V Conclusiones y recomendaciones	127
Conclusiones	127
Recomendaciones	128
VI Referencias bibliográficas	129
Bibliografía.....	129
Anexos	131

Índice de Tablas

Tabla 1. Información de Electro Sur Este.....	1
Tabla 2. Área de concesión ELSE.....	3
Tabla 3. Provincias y distritos del proyecto	6
Tabla 4. Diferencia entre red eléctrica convencional y las Smart grids	20
Tabla 5. Principales diferencias de medidores convencionales e inteligentes	25
Tabla 6. Requerimientos de potenciales redes de comunicaciones para smart grid.....	29
Tabla 7. Comparación de PLC Banda Angosta y PLC Banda Ancha.....	37
Tabla 8. Estándares de frecuencia de PLC en diferentes regiones	37
Tabla 9. Zona de proyecto	55
Tabla 10. Características Geográficas	56
Tabla 11. Características de AMT's Combapata.....	62
Tabla 12. Tabla Dimensiones de tableros.....	92
Tabla 13. Equipamiento en Centro de Control.....	105
Tabla 14. Equipamiento para las subestaciones de distribución	105
Tabla 15. Equipamiento para operar Recloser.....	106
Tabla 16. Resumen de instalación de tableros.....	106
Tabla 17. Resumen de instalación de tableros por AMT	106
Tabla 18. Plazo y Cronograma de ejecución	107
Tabla 19. Presupuesto del suministro y montaje	107
Tabla 20. Detalle de planos	108
Tabla 21. Resumen de instalación de medidores.....	110
Tabla 22. Resumen de instalación de tableros en AMT's	111
Tabla 23. Plazo y Cronograma de ejecución	111
Tabla 24. Resumen de Presupuesto Ejecutado	112
Tabla 25. Detalle de planos	112
Tabla 26. Cantidad de suministros por Alimentador.....	116
Tabla 27. Costo por toma de lectura.....	116
Tabla 28. Cuadro de Cortes y Reconexiones Combapata histórico	117
Tabla 29. Costo por gestión de corte y reconexión	117
Tabla 30. Costo por energía fuera de servicio	118
Tabla 31. Costo por toma de lectura de AP.....	118
Tabla 32. Perdidas de Energía por Alimentador 2019	119

Tabla 33. Costo por reducción de pérdidas	119
Tabla 34. Costo por gestión de pérdidas.....	119
Tabla 35. Costo por energía no suministrada	121
Tabla 36. Compensación por Mala Calidad de Suministro	122
Tabla 37. Costo por medición de cargabilidad de Transformadores	122
Tabla 38. Costo de Lecturas Erradas	123
Tabla 39. Valoración de impacto positivo.....	123
Tabla 40. Inversión reconocida dentro del VAD.....	125
Tabla 41. Costo de inversión TWACS	125
Tabla 42. Flujo neto.....	125
Tabla 43. Resultados VAN y TIR	126

Índice de Figuras

Figura 1. Área de Concesión de Electro Sur Este.....	2
Figura 2 Organigrama de Electro Sur Este.....	3
Figura 3. Estructura de un Sistema Eléctrico Convencional	8
Figura 4. Modelo Competencia Minorista.....	12
Figura 5. Modelo del Sistema SCADA de Electro Sur Este	13
Figura 6. Esquema de una smart grid	15
Figura 7. Sistemas de energía tradicional(a) frente a sistemas de distribución.....	18
Figura 8. Tendencia tecnología y beneficios	23
Figura 9. Esquema básico de una arquitectura AMI	23
Figura 10. Evolución de sistemas medición smart grid.....	24
Figura 11 Arquitectura general de un smart grid.....	26
Figura 12. Esquema de comunicaciones en sistema AMI.....	26
Figura 13. Neighbor área network.....	27
Figura 14. Wide área network	28
Figura 15. Esquema Sistema RF Mesh.....	33
Figura 16. Arquitectura de la tecnología RF tipo mesh.....	34
Figura 17. Arquitectura de la tecnología RF de Largo Alcance4.....	35
Figura 18. Arquitectura de la tecnología Celular	36
Figura 19. Arquitectura de la Comunicación PLC Carrier + Celular	38
Figura 20. Arquitectura de la Comunicación PLC Communication (Low Frequency ..	39
Figura 21. Esquema de operación sistema TWACS	41
Figura 22. Nivel 1 componente CCE.....	42
Figura 23. Nivel 2 componente SCE.....	43
Figura 24. Nivel 2 componente RCE.....	43
Figura 25. Diagrama de bloques del proceso de modulación de una señal	44
Figura 26. Representación frecuencial de la señal OFDM.....	46
Figura 27. Protocolos para cambios de información	50
Figura 28. Ubicación del Sistema Eléctrico Combapata	56
Figura 29. Esquema Unifilar del sistema SCADA SET – Comabapata.....	57
Figura 30. Diagrama Unifilar de SET Combapata	61
Figura 31. Se establece la arquitectura general del sistema.	63
Figura 32. Señal TWACS saliente de la forma de onda de voltaje	64

Figura 33. Señal TWACS entrante de la forma de onda de corriente	64
Figura 34. Flujo de información	65
Figura 35. Flujo de información	66
Figura 36. Alternativas para la ubicación de equipos en el patio de llaves.....	68
Figura 37. Alternativas para la ubicación de equipos en la Sala de Control.	69
Figura 38. Esquema interior del MTU	74
Figura 39. conexiones a la red de entrada	84
Figura 40. Esquema de instalación de equipos N.....	85
Figura 41. Medidor Washion Libra II	86
Figura 42. Diagrama de bloques de medidor.....	87
Figura 43. Medidor trifásico Aclara Kv2c.....	89
Figura 44. Figura Diagrama de bloques de medidor	90
Figura 45. Diagrama Unifilar de SED tipo 1	96
Figura 46. Diagrama Unifilar de SED tipo 2.....	97
Figura 47. Esquema de instalación y operación TWACS	101
Figura 48. Esquema de instalación y operación TWACS	101
Figura 49 Reporte de Pérdidas del 1993 al 2019 ELSE	120
Figura 50 Cantidad de suministros por Alimentador.....	121
Figura 51. Cantidad de suministros ELSE.....	124

Índice de Fotografías

Fotografía 1. Subestación de Potencia Combapata	58
Fotografía 2. Patio de Llaves SET Combapata.....	59
Fotografía 3. Barra de 24 kV SET Combapata.....	60
Fotografía 4. SET Combapata	67
Fotografía 5. Montaje de Equipos en SET	68
Fotografía 6. Recloser de Marca G&W.....	71
Fotografía 7. Tablero de Control y Rele SEL de Recloser	71
Fotografía 8. Seccionador de Línea.....	72
Fotografía 9. Tablero de mando de Seccionador de Línea	73
Fotografía 10. Transformador de modulación.....	74
Fotografía 11. OMU imagen externa.....	79
Fotografía 12. OMU imagen interior.....	79
Fotografía 13. CRU imagen externa.....	81
Fotografía 14. CRU imagen interior.....	82
Fotografía 15. IPU imagen externa e interna.....	83
Fotografía 16. IPU de la Salida CO01	84
Fotografía 17. Medidor instalado en suministro 10130005818 de la Localidad de Accha distrito de Paruro	88
Fotografía 18. Medidor kV2c instalado en interior tablero en la SED 0040073 - Checacupe.....	91
Fotografía 19. SED 0040073 (trifásica) – Checacupe 1 (izquierda) tablero SED TWACS instalado, (derecha) tablero existente	96
Fotografía 20. SED 0040073 (trifásica) – Checacupe 1 (izquierda) interior tablero SED TWACS instalado, (derecha) interior tablero existente.....	97
Fotografía 21. SED 0041982 (bifásica) – Condorpampa (izquierda) tablero existente, (derecha) tablero SED TWACS instalado	98
Fotografía 22. SED 0041982 (bifásica) – Condorpampa (izquierda) interior tablero existente, (derecha) interior tablero SED TWACS instalado	98
Fotografía 23. Equipos instalados en patio de llaves SET de Combapata	99
Fotografía 24. Equipos instalados en la sala de control de la SET de Combapata.....	99
Fotografía 25. Estación de Trabajo TWACS.....	100
Fotografía 26. Centro de control de ELSE	100

Glosario de términos

Alimentadores: Es el circuito eléctrico en media tensión que nace en la subestación de potencia y que alimenta un área determinada.

AP: Alumbrado Público.

AMI: Del inglés Advanced Metering Infrastructure, que es la infraestructura de medición avanzada.

AMR: Del inglés Automatic Meter Reading, que viene a ser la toma de lectura automática de medidores.

AMT: Alimentador de Media Tensión.

BT: Baja Tensión.

CDAM: se caracteriza por una alta capacidad y un radio de pequeñas células. Emplea tecnología de amplio espectro y un esquema de codificación especial.

EDE's: Empresas de Distribución de Energía Eléctrica.

EERR: Energías Renovables.

ELSE: Electro Sur Este S.A.A.

EPRI: Del inglés Electric Power Research Institute (Instituto de Investigación de Energía Eléctrica).

GIS: Sistema informático Georeferenciado.

HAN: Del inglés Home Area Network, que significa red local.

kWH: Es la unidad de medida de la energía eléctrica consumida en una hora.

Línea MT: Son las líneas que tienen su origen en las subestaciones que distribuyen la energía eléctrica a un sector o área determinada en este nivel de tensión.

MDM: Del inglés Master Data Management que es un Software de Gestión de datos

MT: Media Tensión.

Medidor Eléctrico: Instrumento de medición utilizado para registrar energía y potencia consumidas en cada punto de suministro.

Medidor Inteligente. Instrumento de medición utilizado para registrar energía, potencia, perfiles de carga, capaz de realizar conexión y desconexión remota y en tiempo real.

MTC: Ministerio de Transportes y comunicaciones.

NAN: Del inglés Neighbor Area Network, que significa red vecina.

NTCSE: Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos

NTCSER: Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales

OFDM: Del inglés Orthogonal Frequency Division Multiplexing que es la Multiplexación por división de frecuencia ortogonal.

OMS: Del inglés Outage Management System que es el sistema de gestión de interrupciones

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión de Energía y Minería.

PLC: Del inglés Power Line Communications, que es la comunicación por la línea eléctrica.

RCE: Equipo de comunicación remota.

RF: Radio Frecuencia

SAIDI: Del inglés System Average Interruption Duration Index Indicador de duración de interrupción de suministro eléctrico.

SAIFI: Del inglés System Average Interruption Frequency Index indicado de Frecuencia de interrupción de suministro eléctrico.

SCADA: Del inglés Supervisory Control And Data Acquisition que significa Control de supervisión y Adquisición de Datos.

SEIN: Es el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

SED: Subestación de Distribución.

Smart Grids: Los llamados redes eléctricas inteligentes.

SMI: sistema de medición inteligente

Suministro Eléctrico: Abastecimiento regular de energía eléctrica.

TWACS: Del inglés Two Way Communication Systems, es un sistema de tele medición desarrollado por ACLARA.

UHF: Ultra alta frecuencia.

VAD: Valor Agregado de distribución.

WAN: Del inglés Wide Área Network, que significa red de área amplia.

CAPITULO I

Aspectos Generales

1.1 Introducción

Las actividades profesionales descritas en el presente informe técnico se enmarcan dentro de las funciones asignadas como profesional encargado de la Operación y Mantenimiento de Redes de Media Tensión en la División de Servicios Eléctricos Vilcanota de Electro Sur Este S.A.A. específicamente el informe da a conocer la implementación del sistema de tele medición utilizando la tecnología TWACS (Two Way Automatic Communication Sytems) en el sistema eléctrico Combapata.

En el informe se presenta la tecnología utilizada, el diseño e implementación, evaluando ventajas en aspectos que benefician a la empresa: actividades comerciales y mejoras en el performance del sistema eléctrico respecto a calidad de suministro, como beneficios para el usuario final.

1.2 Descripción de la empresa

1.2.1 Razón social

Electro Sur Este S.A.A. es una empresa concesionaria del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica que opera en el mercado eléctrico peruano desde 27 de abril de 1984 en los Regiones de Cusco, Apurímac, Madre de Dios y la Provincia de Sucre del Departamento de Ayacucho y Distrito de Cayarani Departamento de Arequipa.

Tabla 1. Información de Electro Sur Este

Ítem	Identificación	Descripción
01	Razón Social	Electro Sur Este S.A.A.
02	Domicilio Fiscal	Av. Sucre N° 400 - Bancopata - Santiago - Cusco
03	RUC	20116544289
04	Teléfono	(51) 84 233700
05	Página Web	www.else.com.pe

Fuente: Elaboración propia.

Figura 1. Área de Concesión de Electro Sur Este



Fuente: Electro Sur Este

1.2.2 De la empresa

El objetivo de Electro Sur Este S.A.A es la distribución y comercialización de energía eléctrica en las zonas de concesión otorgadas por el estado peruano, así como la generación y transmisión eléctrica en los sistemas aislados. Siempre que cuente con la autorización respectiva, puede importar o exportar energía eléctrica, además ofrecer servicio de consultoría, contrastar medidores eléctricos, diseñar o ejecutar cualquier tipo de estudio u obra vinculada las actividades eléctricas; así como importar, fabricar y comercializar los bienes y servicios que se requiriesen para la generación, transmisión o distribución de energía.

El área de concesión de Electro Sur Este es de 8, 092 Km² a diciembre del 2017

Tabla 2. Área de concesión ELSE

Región	Extensión geográfica (Km ²)	Área Total Vigente al 2017 (Km ²)
Cusco	72,104	5,709
Apurímac	20,896	2,229
Madre de Dios	85,183	154
Total	178,183	8,092

Fuente: Electro Sur Este

Misión

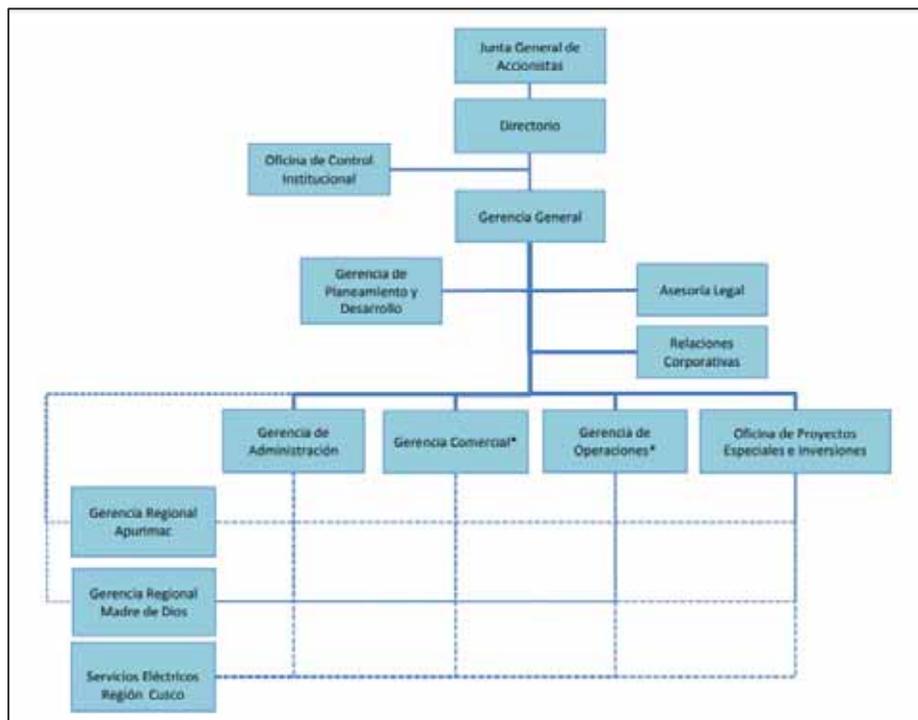
Una empresa distribuidora de energía que brinda servicios de calidad y genera valor económico, social y ambiental para el desarrollo de nuestra comunidad.

Visión

Ser reconocida como la mejor empresa distribuidora de energía del Estado, en calidad de servicio, al 2021.

1.2.3 Organigrama

Figura 2 Organigrama de Electro Sur Este



Fuente: Electro Sur Este

1.3 Descripción del proyecto

El informe técnico, comienza con la implementación del proyecto piloto de tele medición rural en el sistema eléctrico Combapata (Alimentadores de Media Tensión CO01, CO02, CO03, CO04 Y CO05) iniciativa para mejorar los procesos comerciales (Lecturas, cortes, reconexiones y balances de energía) así mismo optimizar el performance de indicadores de calidad de suministro.

Por lo cual se implementa en una primera etapa esta nueva tecnología denominada TWACS. Electro Sur Este convoca a licitación el proceso denominado “Adquisición, Montaje y puesta en Servicio del Sistema de Gestión de Tele medición Rural” Contrato N° 277 - 2015 el cual se adjudica la empresa PROCETRADI S.A.C. por un monto de S/. 2'479,980.10 soles (dos millones cuatrocientos setenta y nueve mil novecientos ochenta con 10/100 soles) a todo costo, incluido el I.G.V. del mismo modo en una segunda etapa se convoca el proceso denominado “Adquisición de Medidores Electrónicos con Módulo de Comunicación de Tele medición Para Sistema Rural” adjudicándose la empresa PROCETRADI S.A.C. mediante Contrato N° 119-2017 por un monto de S/. 4'502,937.26 (cuatro millones quinientos dos mil novecientos treinta y siete con 26/100 soles), desempeñándome como supervisor de mantenimiento y operación de redes eléctricas en la división de Servicios eléctricos Vilcanota, zona donde se implementó el proyecto.

El presente informe técnico se desarrollará con las normas eléctricas según versión vigente tales como:

- Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844.
- Reglamento de la LCE DS-009-93 EM y sus modificatorias.
- Ley para asegurar el desarrollo eficiente generación Eléctrica N° 28832
- Código Nacional de Electricidad - Suministro.
- Código Nacional de Electricidad - Utilización.

- Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctricos
- Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales.
- Norma CENELEC EN-50065-1 (1991).
- IEC 62056 Medición de electricidad - intercambio de datos para lectura de medidas, tarifas y control de carga.
- IEC 62058 Equipo de medición de electricidad.
- IEC 62325 Marco para las comunicaciones del mercado energético.

1.4 Objetivo del Informe

Describir y evaluar la implementación del sistema de tele medición mediante el uso de la tecnología TWACS en Electro Sur Este S.A.A.

1.4.1 Objetivos específicos

- Desarrollar los conceptos teóricos de Smart Grids, métodos de tele medición y tecnología TWACS.
- Desarrollar el proceso de Implementación del sistema de tele medición TWACS en el sistema Eléctrico Combapata
- Analizar y evaluar la implementación del proyecto.

1.5 Aspectos Generales

1.5.1 Ubicación

EL proyecto fue implementado en 06 provincias del departamento del Cusco los cuales son Canchis, Canas, Quispicanchis, Acomayo, Paruro y Chumbivilcas, eléctricamente su implementación se desarrolló en el sistema eléctrico Combapata.

1.5.2 Alcances

El presente Informe Técnico, comprende la presentación, desarrollo e implementación del sistema de tele medición en el sistema eléctrico Combapata desde la Subestación de

Potencia (SET COMBAPATA) así como en sus alimentadores en 22.9 kV (CO01, CO02, CO03, CO04 Y CO05).

Geográficamente alcanza 06 provincias y 20 de distritos:

tabla 3. Provincias y distritos del proyecto

AMT	PROVINCIA	DISTRITOS
CO01	Canchis	Combapata, Checacupe
CO02	Canchis, Quispicanchis	Checacupe, Pitumarca, Cusipata, Quiquijana
CO03	Acomayo, Canas	Mosocllacta, Acopia, Pomacanchi, Sangara, Acomayo, Acos, Pampamarca, Yanaoca, Quehue y Checca
CO04	Chumvivilcas, Paruro	Livitaca, Omacha
CO05	Canchis	Tinta, San Pedro, San Pablo

Fuente: Elaboración propia.

1.5.3 Limitaciones

El proyecto TWACS fue instalado en el sistema eléctrico Combapata, por lo que masificar este proyecto en otros sistemas eléctricos de Electro Sur Este requerirá mayor inversión. A la fecha con la implementación de las 02 etapas del proyecto se alcanzó una cobertura del 12.5% de clientes finales en el Sistema Eléctrico Combapata.

Osinermin en el estudio del VAD (Valor Agregado de Distribución) del año 2019, dispuso que para el periodo 2019-2023 el límite reconocido dentro de la tarifa para la implementación de medición inteligente en usuarios finales es del 1.11% del total de clientes de las EDE's (Empresas de distribución) a nivel nacional, lo que representa una limitante para desplegar la masificación de proyectos con medición inteligente.

CAPITULO II

Marco teórico

2.1 Introducción

Actualmente los sistemas eléctricos de muchos países de la región se forman de un conjunto de centrales de generación, una red de transmisión de alta tensión y un sistema de distribución que provee clientes industriales y residenciales. Esta infraestructura es vulnerable a varias amenazas, a la confiabilidad del sistema, como cortes de electricidad o pérdidas anticipadas de componentes del sistema, las cuales son controladas a la fecha mediante sistemas tradicionales y equipos de protección.

Frente a esta situación, la introducción de las smart grids (redes inteligentes en español) aparece como alternativa para apaciguar estos problemas.

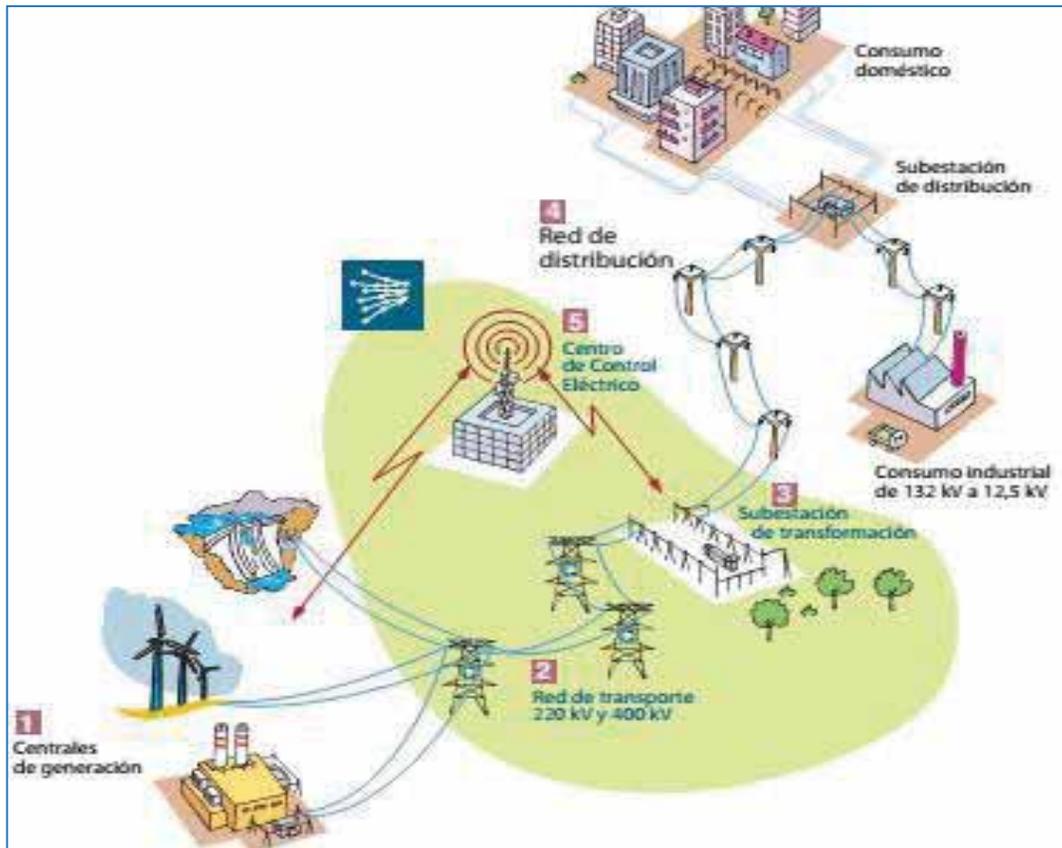
En el caso peruano, existe una iniciativa por parte del Gobierno para promover la introducción de smart grids en el sistema eléctrico nacional, en el que se propone promover el desarrollo de las redes eléctricas inteligentes en el país, con el objetivo de conseguir una mayor eficiencia del sistema eléctrico, mejorar el monitoreo y el control del consumo eficiente de electricidad, y contribuir a una mayor utilización de energías renovables [1].

En esa línea Electro Sur Este desde el 2015 viene impulsando la implementación del proyecto de Tele medición con el uso de tecnología TWACS. Mediante el cual la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. pueda realizar diferentes procesos como, lectura remota de parámetros eléctricos, cortes y reconexiones, monitoreo de calidad de producto, ver perfiles de carga en tiempo real, balances de energía, etc. mediante el uso de la red eléctrica existente como medio de comunicación para el envío y recepción de datos, reduciendo de esta manera los costos operativos que estas actividades representan para la empresa.

2.2 Sistemas eléctricos convencionales

Un sistema eléctrico convencional se define como el conjunto de instalaciones, conductores y equipos necesarios para la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica, además de los mecanismos de control, seguridad y protección [2].

Figura 3. Estructura de un Sistema Eléctrico Convencional



Fuente: www.ree.es

Los primeros sistemas eléctricos se encontraban separados unos de otros; el crecimiento de la demanda de electricidad, y de la consiguiente capacidad de generación y de transporte, supuso un rápido proceso de interconexión de esos pequeños sistemas eléctricos, dando lugar a otros mucho más grandes, tanto en potencia como en extensión geográfica, que son los que existen actualmente. La Figura 3 muestra un esquema de la estructura de un sistema eléctrico actual de generación, transporte y distribución de energía eléctrica. La generación de energía eléctrica tiene lugar en las centrales eléctricas.

La mayor parte de las centrales son hidráulicas y térmicas. Actualmente se está desarrollando el tipo de centrales y así, aunque aún con una potencia instalada mucho menor que las anteriores, existen centrales basadas en fuentes renovables (eólicas, fotovoltaicas, de biogás obtenido a partir de la biomasa o de residuos sólidos urbanos, etc.)

2.2.1 Generación eléctrica

Esta es la primera actividad en la cadena productiva de la industria eléctrica y se encarga de transformar las fuentes de energía primaria en energía eléctrica vía métodos como la inducción electromagnética. La energía primaria es toda aquella energía extraída de la naturaleza y que no ha sufrido algún tipo de transformación o conversión, mientras que la secundaria se obtiene a partir de la energía primaria empleando algún tipo de proceso de transformación o conversión [3].

Las centrales eléctricas son las instalaciones en la que se produce la energía eléctrica. Aunque se existen diferentes formas de clasificar las centrales, la más aceptada lo hace en cuatro grandes grupos:

- Centrales hidroeléctricas.
- Centrales térmicas.
- Centrales nucleares.
- Centrales con energías renovables.

2.2.2 Transmisión eléctrica

El segmento de transmisión eléctrica permite trasladar la electricidad desde los centros de generación hacia las zonas de consumo final. Estos sistemas están compuestos por subestaciones de transformación, líneas de transmisión, torres de transmisión, entre otros equipos e instalaciones (Figura 3).

La transmisión eléctrica registra características de monopolio natural debido a que presenta importantes economías de escala (al igual que la distribución) en el diseño de sus instalaciones con respecto a la capacidad de las líneas; en tal sentido, el costo medio de transportar electricidad por kilómetro de red instalada se reducirá a medida que se incremente la capacidad de transmisión de la red. Las economías de escala se deben a la presencia de importantes costos fijos y a los fuertes aumentos de capacidad derivados de cambios en el voltaje. Los costos fijos se explican por el carácter complejo de la planificación y operación de las líneas de transmisión: valor de las franjas de terreno, obras de acceso, montaje, estructuras de tamaño mínimo, costos de contratación de operadores de las instalaciones, cuadrillas necesarias para realizar las labores de mantenimiento preventivo y correctivo, entre otros. De acuerdo con [4], la justificación de la presencia de este segmento en la industria eléctrica está vinculada, en gran medida, a la localización de las fuentes primarias de energía. Esto se debe a que impacta directamente en los costos de instalación de las centrales y en los de transporte de la energía (es más económico trasladar energía eléctrica en vez de transportar las fuentes de energía primaria hacia los puntos de demanda).

2.2.3 Distribución eléctrica

En el segmento de transmisión se transporta energía eléctrica a altos niveles de tensión y a largas distancias, mientras que en la de distribución se traslada electricidad hacia los consumidores finales mediante redes eléctricas de media y baja tensión.

Las instalaciones de un sistema de distribución de energía eléctrica comprenden líneas y redes primarias en media tensión (MT), subestaciones de distribución (SED), redes de distribución secundaria (BT) y el servicio particular e instalaciones de alumbrado público (AP). Las líneas y redes primarias transportan energía eléctrica en media tensión desde el sistema de transmisión hasta las redes de distribución secundaria y/o conexiones para

usuarios mayores. Para el caso de Electro Sur Este esta tiene redes primarias en niveles de tensión siguientes: 10.0, 10.5, 13.2 y 22.9 (kV), en todo el ámbito de su concesión.

Asimismo, las redes de distribución secundaria transportan energía eléctrica en baja tensión a los usuarios finales. Por último, la parte de la conexión entre la red de distribución secundaria y el medidor eléctrico el cual se denomina acometida.

Por otra parte, el desarrollo de redes inteligentes proporciona una relación bidireccional con respecto a los consumos, precios e información técnica entre las empresas de distribución y los consumidores finales. La Smart grid está compuesta por controles, ordenadores, sistema de automatización, nuevas tecnologías y herramientas que interaccionan entre sí, con el fin de hacer a la red más eficiente, más fiable, más segura y más respetuosa con el ambiente [5].

2.2.4 Comercialización

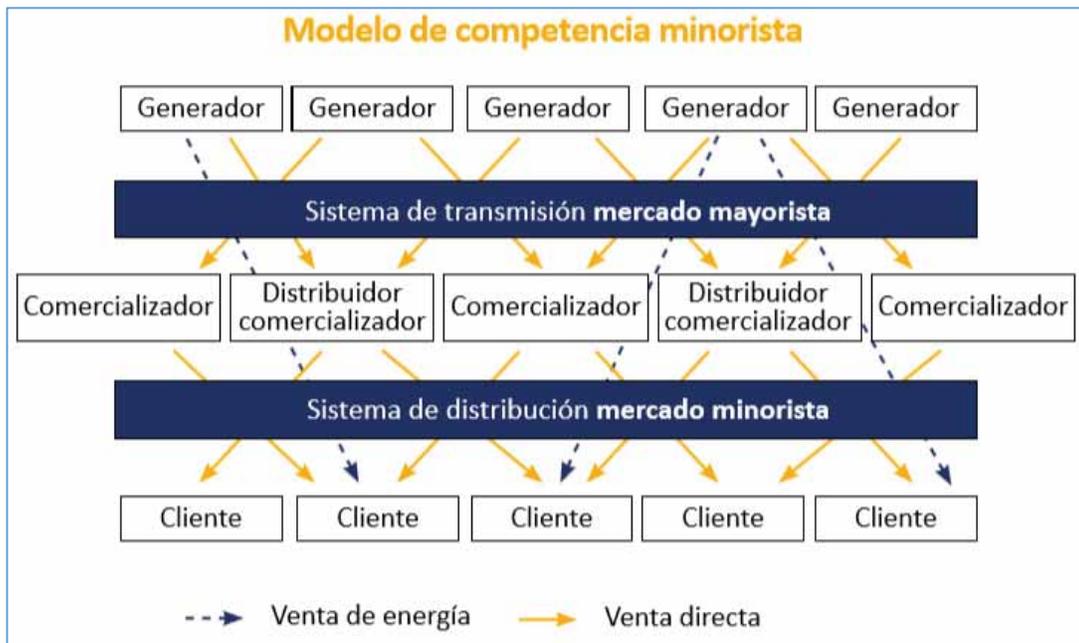
La comercialización eléctrica representa una actividad complementaria al proceso físico de generación y transporte. Su función está emparentada a la entrega de electricidad desde la generación hasta el usuario final y se divide en comercialización mayorista (entre generadores y distribuidores) y minorista (con los usuarios regulados del servicio).

La actividad de comercialización, al igual que la de generación eléctrica, presenta características de ser un mercado potencialmente competitivo, lo que permitiría la entrada de un gran conjunto de operadores en el mercado. Sin embargo, es importante señalar que en el Perú la actividad de la comercialización minorista se encuentra, a la fecha, integrada al segmento de distribución eléctrica.

El segmento de comercialización agrega al sistema mayorista la posibilidad de que los consumidores escojan a sus proveedores del servicio eléctrico (ver Figura 4). El grado de competencia en este diseño será influenciado por el menú de precios, los distintos niveles de calidad u otros servicios que ofrezcan los agentes comercializadores a los usuarios

finales: regulados o no regulados (libres). Si bien es cierto este modelo aún no se implementó en el sistema eléctrico peruano, sin embargo, ya fue considerado en el libro blanco de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, estudio realizado en el año 2005, cuya implementación será más temprano que tarde, países como Colombia y España tienen dentro de sus agentes del mercado eléctrico al Comercializador con buenos resultados.

Figura 4. Modelo Competencia Minorista

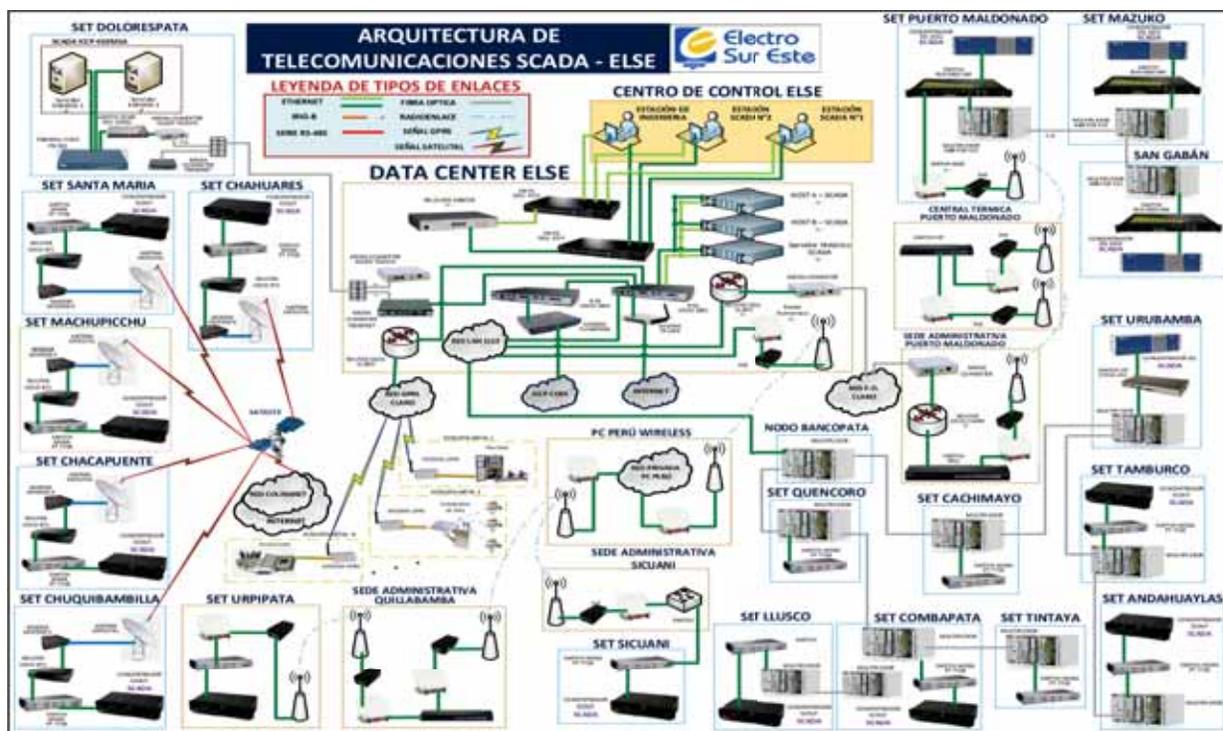


Fuente: Osinergmin

2.2.5 SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)

Los SCADA's son las principales herramientas de las tecnologías de la información en un sistema de transmisión y distribución eléctrica, permitiendo monitorear en tiempo real el sistema eléctrico, predecir comportamiento de consumo, registrar los diferentes eventos alertas y alarmas en función a la delimitación pre establecida y toma las decisiones operacionales del sistema con una buena base de lo que sucede con el sistema eléctrico que se monitorea.

Figura 5. Modelo del Sistema SCADA de Electro Sur Este



Fuente: Electro Sur Este

Gestionar un sistema eléctrico, en el que conviven fuentes generadoras de diversa fuente y tamaño, con redes de transmisión y distribución, asimismo heterogéneas en su extensión y demanda, representa un desafío mayúsculo, incluso para los operadores más experimentados. En una fracción de segundo, las condiciones del sistema pueden cambiar, exigiendo respuestas rápidas para evitar eventos que signifiquen la falla de uno de sus subsistemas o incluso un “black-out”. Para ayudar la gestión de los sistemas eléctricos, las empresas eléctricas cuentan con plataformas SCADA para supervisar y controlar el estado operativo de los diversos componentes de la red.

El principal propósito de un sistema SCADA en la parte eléctrica es mantener confiable el suministro de energía a los consumidores, permitiendo monitorear, controlar y optimizar el proceso de transmisión y distribución eléctrica en tiempo real. Depende entre otros factores, de la matriz de generación, los entornos geográficos, los diferentes tipos de clientelas y el nivel de automatización de las distintas redes,

2.3 Smart Grid (Redes Inteligentes)

El EPRI (Electric Power Research Institute) especifica a las smart grids o redes eléctricas inteligentes como “un sistema de potencia que puede incorporar millones de sensores todos conectados a través de sistema avanzado de comunicaciones y de adquisición de datos. Este sistema incorporará análisis en tiempo real a través de sistemas de cómputo distribuido que permite una actuación más predictiva que reactiva.”

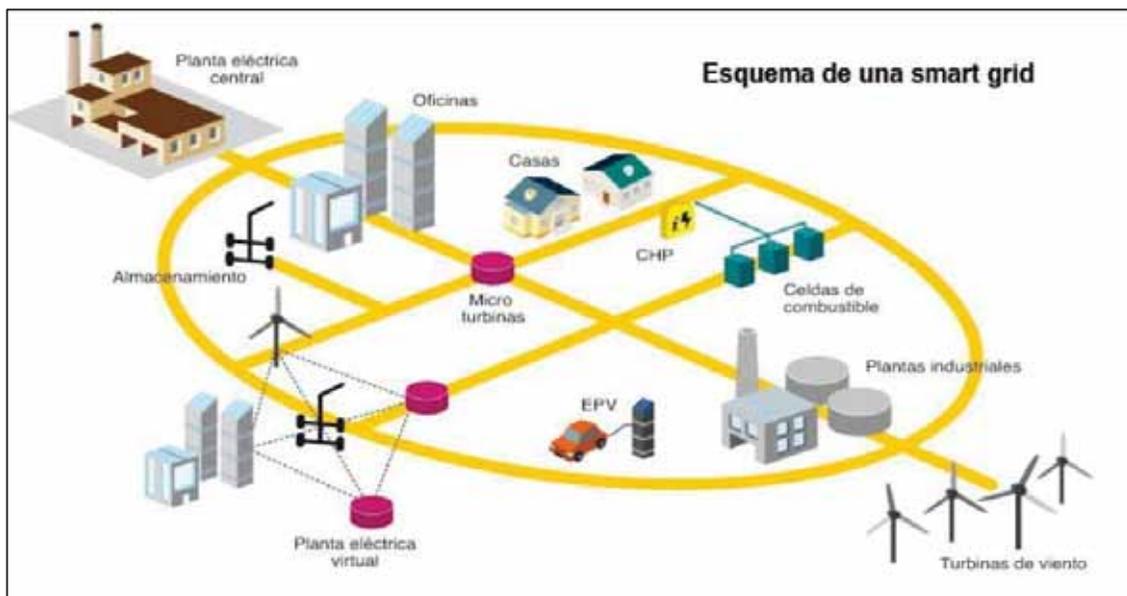
Para ello se usan tecnologías de última generación, implantando un sistema que permita la comunicación bidireccional de electricidad e información entre el consumidor final de la energía y las compañías eléctricas, que satisfaga las necesidades de la era digital, optimizando la eficiencia y fiabilidad de la red eléctrica.

Se puede resumir el fin que persiguen las smart grids en lo siguiente:

- Garantizar óptimos niveles de fiabilidad, seguridad y calidad del suministro.

- Reducir el impacto medioambiental del sistema eléctrico de suministro.
- Dar a los consumidores mayor información de oferta.
- Permitir a los consumidores constituir una parte importante en la optimización del sistema.
- Facilitar y mejorar la conexión y el trabajo de los generadores de todo tipo de tamaños y tecnologías.

Figura 6. Esquema de una smart grid



Fuente: Estudio de la situación actual de las smart grids [6].

2.3.1 Objetivos de las redes inteligentes

Las smart grids están basadas en el uso de sensores, sistemas de comunicación y han de tener capacidad de computación y control de datos para tomar las decisiones más pertinentes en cada momento que permitan obtener un abasto más eficaz, económico y fiable. Estas se vuelven “inteligentes” cuando ante las fluctuaciones que se puedan producir, se consiguen tomar las decisiones más eficientes en tiempo real.

Una red inteligente utiliza equipos y servicios innovadores junto con monitorización inteligente, nuevas técnicas de control, comunicaciones y de autoajuste con el fin de lograr los siguientes objetivos:

- Red eléctrica renovada e innovadora: mejorar la calidad del servicio, robustecer y automatizar la red, con el fin de obtener una red de transporte y distribución de calidad y minimizar las pérdidas en la misma.
- Un abastecimiento seguro: resolver el problema del agotamiento de las fuentes de energía actuales (combustibles fósiles), optimizando la conexión de las zonas con fuentes de energía renovables y minimizando costos. Tener capacidad de suministro de calidad adecuado a la era digital, permitiendo al usuario que lo demande disponer de cierto grado de calidad en su suministro energético para el uso en distintas aplicaciones.
- Reducir el impacto medioambiental: reducir emisiones de humos y gases ayudando a reducir el efecto invernadero, tratando de aumentar la responsabilidad social y la sostenibilidad.
- Gestionar la demanda energética, permitiendo a los consumidores gestionar sus consumos energéticos de una forma más eficiente.
- Permitir la autogestión durante incidencias, asegurando un flujo constante de energía en todos los puntos ante fallos o errores en la red.
- Potenciar la participación activa de los consumidores, incentivando la generación local de energía y la entrega del exceso energético a la red en horas punta. Aportar a los consumidores mayor cantidad de información y opciones a la hora de seleccionar el suministro energético.

- Variedad en modalidades de generación, permitiendo la coexistencia en la red de todo tipo de generadores, sin distinción de tamaño y tecnología (generación energética distribuida).

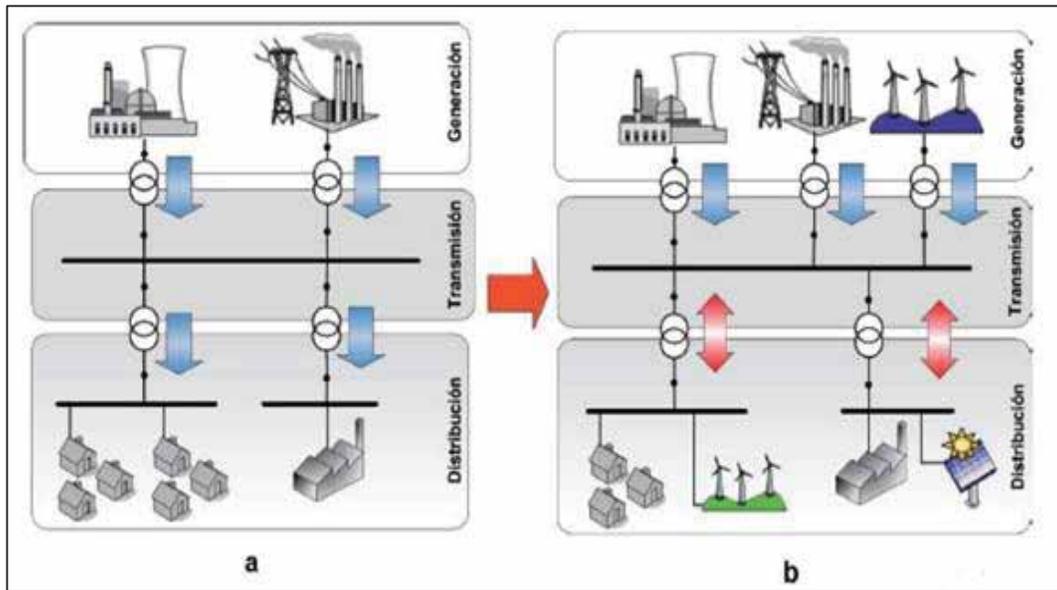
2.3.2 Principales características y aspectos clave de las Smart grid.

Una smart grid no es únicamente una percepción, sino un esquema que combina diversas tecnologías, concretamente las que están vinculadas a la comunicación y el control, que transforman dicha red eléctrica en un modelo distribuido, aumentando su nivel de confianza, disponibilidad y disminuye el costo de la energía. [7]. Para cumplir estas metas se debe hacer especial hincapié en distintos aspectos y características prometedoras de estas nuevas redes inteligentes.

2.3.2.1 Generación distribuida y flujo bidireccional

Sin duda una de las características más notables diferencias a una red inteligente de una tradicional es su capacidad de soportar un flujo de energía bidireccional entre fuentes y carga, donde la información proporcionada por los consumidores es usada por las compañías de servicio para permitir una operación más eficiente de la red eléctrica. Una red donde los usuarios pueden pasar a ser también proveedores gracias al desarrollo de las tecnologías de energía renovable (por ejemplo, mediante una instalación solar fotovoltaica conectada a la red)

Figura 7. Sistemas de energía tradicional(a) frente a sistemas de distribución



Fuente: modernización de las redes de energía eléctrica [8]

2.3.2.2 Un consumidor interactivo

Tradicionalmente, el usuario en la gestión de su demanda únicamente se ha limitado a controlar su demanda energética.

Con las smart grids los compradores tienen un mayor seguimiento sobre la cantidad de energía que se produce y entrega en sus viviendas, y pueden gestionar su propio consumo, gracias a sus equipos instalados, contadores electrónicos y sistemas de gestión automatizados que se comunican entre sí. Dentro del concepto de red inteligente, el consumidor es capaz de generar su propia energía, la cual podrá ser devuelta a la red. [9]

2.3.2.3 Seguridad

En las redes actuales se presentan diferentes situaciones que causan problemas de seguridad debido al propio estado de antigüedad de las infraestructuras de la red eléctrica.

En la mayoría de estas situaciones son los clientes los que han de ponerse en contacto con la empresa eléctrica para denunciar la falla, y de este modo la compañía puede determinar donde se ha producido la interrupción. Una smart grid podría alertar de problemas

potenciales incluso antes de que estos se produjeran, permitiendo la reconfiguración inmediata y evitarían interrupciones y cortes a gran escala.

2.3.2.4 Eficiencia y fiabilidad

Una forma de reducir costos, reducir la contaminación y los riesgos de seguridad en la producción y transferencia energética es usando menos electricidad, por ello las smart grids persiguen reducir el consumo a nivel global usando las nuevas tecnologías.

Las nuevas redes de contadores instalados a lo largo de la Red Inteligente surten de información a los operadores para que puedan ver lo que está sucediendo en cualquier momento, les permite saber con precisión cuanta cantidad de energía se está demandando, evitando así alimentar a las líneas con más electricidad de la indispensable.

Con el transcurrir de los años la red de transporte y suministro de energía tradicional se convierte en obsoleta, dando lugar a la posibilidad de intermitencias en el suministro y desajustes en la calidad de la energía, la incapacidad de saber lo que está sucediendo en la red y la falta de equipos autómatas son causas de estas interrupciones.

Los avances en cuanto a material de construcción, así como los nuevos materiales de conductores y transformadores, las diferentes tecnologías de almacenamiento energético, pero sobre todo el análisis y la asimilación de la información obtenida entre los distintos puntos de control ayudarán a incrementar su eficiencia y fiabilidad.

2.3.2.5 Energías renovables y sostenibilidad

Es evidente que una forma de disminuir el impacto en el medio ambiente que las centrales de generación eléctrica tradicionales ejercen (emisiones de CO₂, efecto invernadero, calentamiento global) es realizar uso de fuentes de energía renovables (EERR), fuentes más limpias y “verdes” como la solar (fotovoltaica o térmica), eólica y geotérmica entre otras.

Pero la energía proveniente de fuentes renovables no es constante, esta muestra fluctuaciones dependiendo de las condiciones meteorológicas como el viento, la lluvia o el brillo del sol, lo que complica el hecho de proveer energía cuando es requerida. Los métodos de almacenamiento de energía, las tecnologías actuales de envío de información, y los sistemas de previsión que añaden las smart grids hacen posible la integración de estas energías sostenibles y su óptimo funcionamiento.

2.3.3 Diferencias entre red eléctrica actual y Smart grid

A continuación, se muestra la diferencia de una red convencional y un Smart grid:

Tabla 4. Diferencia entre red eléctrica convencional y las Smart grids

Característica	Red Actual	Smart Grid
Automatización	Escasa existencia de elementos para la monitorización.	Masiva integración de sensores, tecnologías de medición y automatización en todos los niveles de la red.
Inteligencia y control	Carencia de inteligencia, utilización de sistemas de control manuales	AMI (infraestructura de medición avanzada).
Autoajuste	Se basa en la protección de los dispositivos ante los fallos del sistema.	Detecta automáticamente y responde a problemas en la distribución. Buscan la prevención
Actividad del consumidor	Existe una desinformación general en los consumidores y no participan en la generación eléctrica.	El usuario participa entregando de nuevo a la red el exceso energético generado localmente.
Gestión de la demanda	La gestión de la demanda es inexistente indiferentemente de la franja horaria del día, o del estado de la red eléctrica.	Se incorporan equipos electrónicos inteligentes que permiten ajustar la eficiencia energética.
Calidad eléctrica	Se limita a resolver los cortes de suministro, ignorando los problemas de calidad eléctrica. Persisten problemas de tensión, perturbaciones, ruido en la red, etc.	Se busca identificar y resolver problemas de calidad eléctrica para satisfacer los distintos servicios de los consumidores. Tipos de tarifas asociados a calidades energéticas.
Vehículos eléctricos	En los últimos años se están empezando a introducir puntos de recarga eléctrica de la batería de los vehículos.	Los vehículos eléctricos a través de la generación distribuida de las smart grids, usando enchufes, se pueden cargar usando fuentes sostenibles o pueden inyectar energía a la red del hogar. Pasan a ser generadores de energía.

Generación y almacenamiento	Existen muchos obstáculos para interconectar recursos energéticos distribuidos.	Multitud de dispositivos generadores y de almacenamiento de energía que complementan a las grandes centrales generadoras. Gran participación de energías renovables.
Optimización del transporte eléctrico	Grandes pérdidas energéticas por las infraestructuras antiguas y grandes distancias.	Los sistemas inteligentes de control permiten intercambios de energía entre los distintos dispositivos. Menores distancias, por lo tanto, menores pérdidas
Mercados	Los mercados de venta al por mayor siguen trabajando para encontrar los mejores modelos de operación. No existe una buena integración entre estos. La congestión en la transmisión separa compradores y vendedores.	Buena integración de los mercados al por mayor. Prósperos mercados al por menor. Congestionamientos de transmisión y limitaciones mínimas.
Optimización de bienes y funcionamiento eficiente	Integración escasa de los datos de operación y la gestión de bienes. Mantenimiento basado en el tiempo	Uso de sensores para medir las condiciones de la red. Mantenimiento basado en las condiciones de la red.

Fuente: Smart Grids y la evolución de la red eléctrica [10]

2.3.4 Inconvenientes, barreras en la implementación de las Smart grids.

Se ha visto como los beneficios que aportan las smart grids son numerosos, sin embargo, su implementación no será una tarea rápida, económica, y mucho menos sencilla. En los últimos años en los que la posibilidad y viabilidad de las nuevas redes ha cobrado más importancia son muchos los obstáculos y barreras a los que se tienen que enfrentar.

Barreras económicas:

- a. Inversión inicial elevada y largos plazos de recuperación de inversiones. Llevar a cabo una reestructuración y modernización de los sistemas de generación y transporte para adecuarlos a las características de las smart grids supondría un importante desembolso para las Empresas.
- b. Incertidumbre de las grandes empresas eléctricas para obtener el mismo beneficio que están obteniendo con el sistema tradicional. Con la integración masiva del cliente como generador eléctrico, con un balance neto regulado y una gestión de

la demanda que mejora la eficiencia energética, las grandes empresas pasarían a encontrarse en un marco económico diferente, donde el cómputo global podría o no superar los beneficios que logran hoy en día.

- c. Redefinición de las tarifas eléctricas teniendo en cuenta el sistema de gestión de demanda y al consumidor como parte activa en la generación eléctrica.
- d. El marco regulatorio existente no especifica incentivos por estas inversiones

Barreras técnicas:

- a. Dudas respecto a la madurez de las tecnologías que evolucionan día a día
- b. Necesidad de coexistir y cohabitar durante un periodo de tiempo prolongado con la red actual con el fin de adecuar las nuevas redes sin perder prestaciones.
- c. Falta de estándares en las TIC que utilizan los aparatos de cada empresa suministradora, lo que dificulta definir una estrategia común.

Barreras regulatorias:

- a. Necesidad de regular múltiples aspectos procedentes de la implantación de las smart grids (generación distribuida, propiedad de medidores inteligentes, etc.)

2.3.5 Arquitectura y elementos que componen una Smart Grid

La base principal de las Smart grid lo constituye la infraestructura automatizada de medición o AMI (*Advanced Metering Infrastructure*).

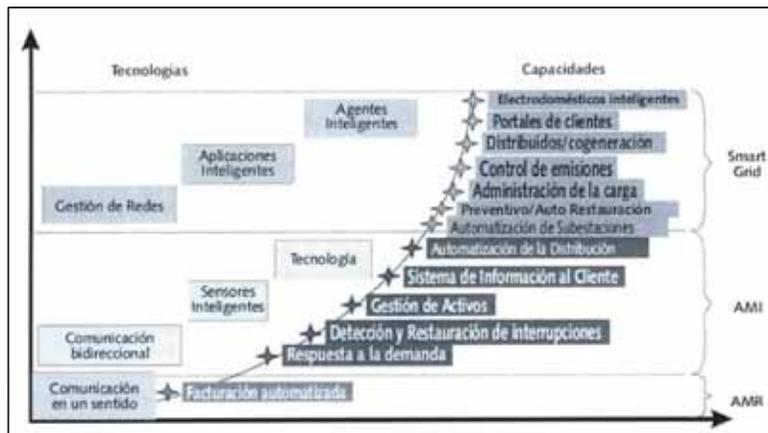
2.3.5.1 Infraestructura de medida avanzada (AMI)

Un elemento clave y primordial en el concepto de smart grid es la comunicación bidireccional y realizar una óptima gestión de la demanda energética en cada momento.

En el año 1974 el Sr. Paraskevakos en EE.UU. obtuvo la primera patente de la tecnología AMR (*Automatic Meter Reading*), en 1977 desplegó y produjo el primer sistema de medida automatizada [11], AMR cuantifica el consumo de los diferentes usuarios a distancia y mejora la eficacia con respecto a los medidores electromecánicos. La

dificultad es que este sistema no permite realizar una comunicación bidireccional, y por consiguiente tampoco es capaz de efectuar la gestión de la demanda energética que apremia el modelo de las redes inteligentes.

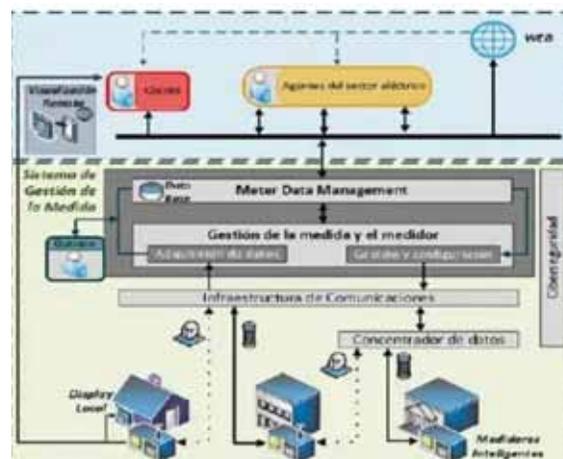
Figura 8. Tendencia tecnología y beneficios



Fuente: IEEE power & energy magazine, hassan farhangi, enero 2010

Es por ello que nace la Infraestructura de Medida Avanzada (AMI), un sistema de comunicación bidireccional que enlaza medidores inteligentes y otros dispositivos de gestión de energía, que es capaz de enlazar y desconectar servicios a distancia, registrar formas de onda, seguimiento de tensión y corriente y ofrecer información en tiempo real de la demanda energética de las compañías.

Figura 9. Esquema básico de una arquitectura AMI



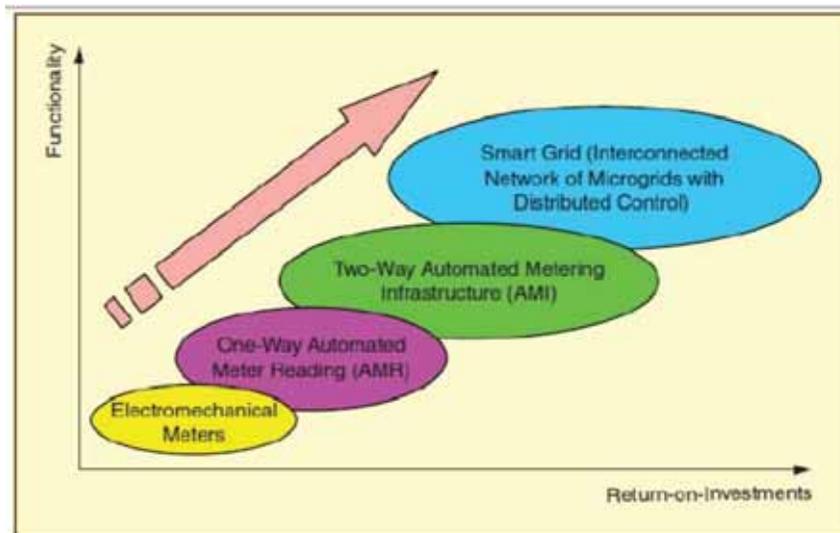
Fuente: Quinto congreso CIER de la energía 2018

2.3.5.2 Medidores inteligentes

Los medidores inteligentes Tele medidos, tienen como objetivo principal de acumular los datos en un lugar que se encuentre alejado para poder transferir los datos a un concentrador, donde se examinara y evaluara la información almacenada.

La Tele medición es una tecnología que nos permite establecer comunicación a distancia con el medidor, con el fin de acceder a la información que esta registra. Puede ser convencional, o estar concentrada, siendo esta última una solución que facilita significativamente el seguimiento comercial en áreas que se consideran de difícil gestión

Figura 10. Evolución de sistemas medición smart grid



Fuente: IEEE power & energy magazine [11]

Los medidores Tele gestionados cuentan con un sistema de tecnología de vanguardia que permite mayores prestaciones de servicio. Este sistema realiza la recaudación de datos en línea que permite a la empresa distribuidora establecer una comunicación de distancia con su medidor de manera confiable y segura, certificando que los clientes se empoderen de la información asociada a su consumo, al recoger reportes diarios con proyecciones al cierre de cada ciclo de facturación.

Tabla 5. Principales diferencias de medidores convencionales e inteligentes

Medidores Convencionales	Medidores Inteligentes
Desconexión y conexión local (se requiere empresas para este servicio)	Desconexión y conexión remota
Lectura local (Se requiere empresas para este servicio)	Lectura remota y automática
El usuario desconoce su consumo	control y consumo de energía del cliente
No cuentan con seguridad de hurto o manipulación	detección de manipulación o hurto
Lectura y consumo mensual	Lectura y consumo en tiempo real

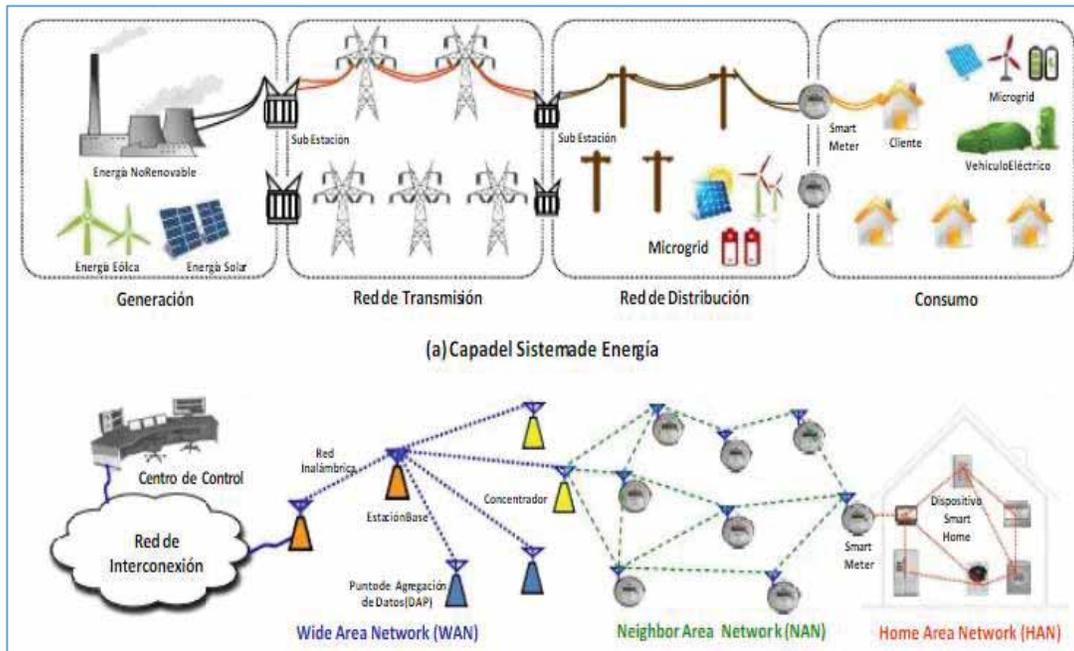
Fuente: Elaboración propia

2.3.5.3 Redes de comunicaciones de una Smart Grid

Dentro de la nueva red eléctrica inteligente se pueden hallar dos niveles diferenciados en su arquitectura, estos son: energía y comunicaciones.

Con relación al campo de la energía se distinguen cuatro áreas funcionales al igual que en la red eléctrica habitual: generación, transporte, distribución, y consumo. Pero en las smart grids el modelo es más complejo, no toda la energía se suministra a través de las centrales eléctricas tradicionales, en las smart grids esta energía puede ser asimismo entregada por las fuentes renovables, por la gestión de demanda de los sistemas de almacenamiento y por la generación distribuida.

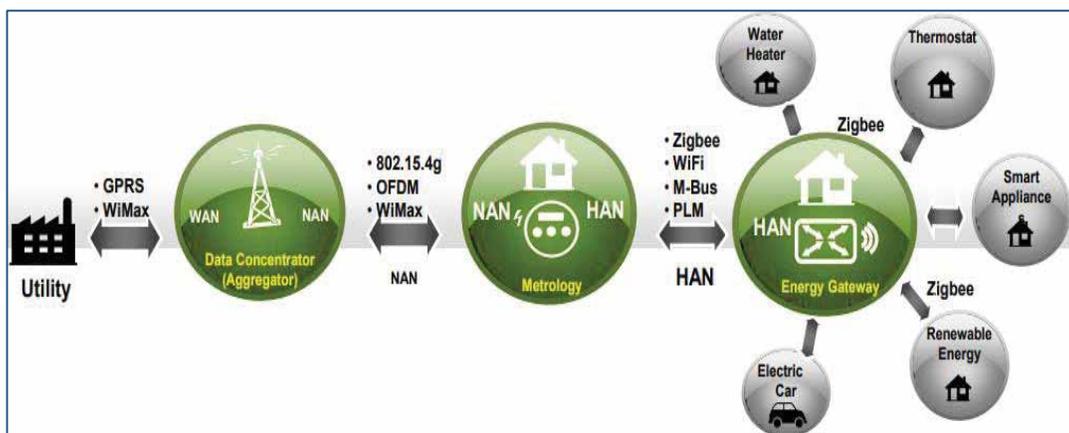
Figura 11 Arquitectura general de un smart grid



Fuente: IEEE Wireless Communications [12].

La arquitectura de las comunicaciones es un sistema que armoniza gran variedad de tecnologías (con la utilización de la IP como protocolo unificador de múltiples protocolos, dominios internos y externos). Dichas tecnologías demandan interfaces bien definidas, por ello se ha buscado la estandarización a través de estos tres subniveles [8] [12]:

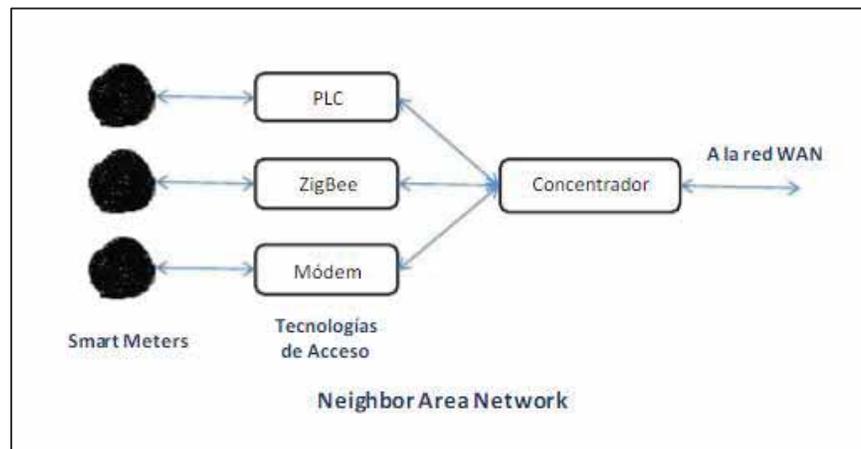
Figura 12. Esquema de comunicaciones en sistema AMI



Fuente: Fuente: Balakrishnan, Meera, and Martin Mienkina. [26]

- HAN (Home Area Network):** Es una red de comunicaciones de corto alcance que enlaza electrodomésticos y otros módulos en el entorno de una vivienda o edificio para controlar la información admitiendo un mejor consumo de energía. El propósito es que esta capa sea transparente a las superiores interactuando con ellas independientemente de las tecnologías manejadas, (por qué no existe una estandarización en las tecnologías a nivel doméstico). Estas redes a su vez pueden estar conectadas a otros elementos secundarios del cliente, como los PEV (PlugIn Electric Vehicle), fuentes de energía renovable y dispositivos de acumulación. Dependiendo si nos encontramos ante un edificio o una empresa se requiere una BAN (Building Area Network) o una IAN (Industrial Area Network).
- NAN (Neighbor Area Network):** Este nivel suministra el intercambio de la información de los medidores inteligentes (smart meters) entre los usuarios consumidores y las empresas eléctricas. Una NAN suministra cobertura dentro de un área geográfica limitada que puede abarcar espacios más grandes.

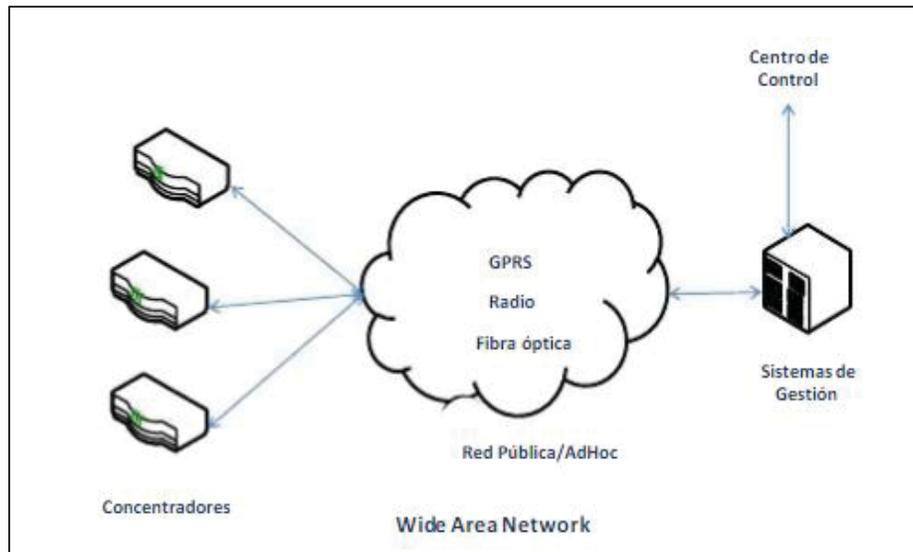
Figura 13. Neighbor área network



- WAN (Wide Area Network):** Es la red de más alto nivel, cubre áreas más extensas e forman por lo general varias redes de menor tamaño. Extracta datos e información procedentes de la NAN y se encarga de transmitirlos recorriendo

largas distancias, a empresas eléctricas, estaciones de distribución de energía, subestaciones, redes de distribución y centros de control

Figura 14. Wide área network



Las necesidades para gestionar servicios adicionales a los consumidores se basan en la asociación de las redes de comunicación con la estructura AMI de flujo bidireccional, así estos clientes podrán tener una gama de beneficios como la monitorización del uso de energía, economizar en función del precio de la energía, etc.

Como se comentó anteriormente en las redes de comunicación de una smart grid, existen tres segmentos de comunicación entre distintas áreas de la red (HAN, NAN y WAN). Definir la tecnología en cada segmento es un gran desafío al que se enfrenta la implantación de estas nuevas redes inteligentes. Se hace necesario actualizar la red de comunicación del sistema eléctrico mediante la incorporación de las nuevas tecnologías de comunicación, que brindan un mayor ancho de banda (fibra óptica, enlaces inalámbricos, etc.).

A nivel HAN las exigencias de ancho de banda no son tan rígidos, pero se requiere de escalabilidad y buena cobertura. Pueden utilizarse tecnologías como Bluetooth para

comunicar dispositivos en distancias cortas, tecnologías como ZigBee, PLC (Power Line Communications) es decir comunicación a través de suministro eléctrico y WiFi, que pueden emplearse junto a redes de sensores para interconectar distintos dispositivos en los hogares.

La transferencia de las lecturas de los medidores de consumo eléctrico demanda un mayor ancho de banda para disminuir la latencia y así proveer respuesta en tiempo real. Las tecnologías más redundantes son Red Inalámbrica Móvil 4G LTE/GSM o WiMAX (Red de Interoperabilidad Mundial para Acceso por Microondas), Red Híbrida Fibra-Coaxial (HFC) o Línea de Abonado Digital (DSL). La opción más fiable, robusta y con posibilidades de escalabilidad es el uso de una Red Óptica Pasiva (Passive Optical Network, PON). [13]

Tabla 6. Requerimientos de potenciales redes de comunicaciones para smart grid

Ítem	Tipo de red	Alcance (m)	Requerimiento de tasa de datos
1	HAN	0-50	Baja tasa de bits para control de la información.
2	NAN	0-700	Capacidades de decenas de cientos de Kbps
3	WAN	Decenas de KM	Dispositivos de Alta capacidad tal como es un router / switch de alta velocidad (capacidades entre cientos de Mbps y Gbps por nodo).

Fuente: Fan, Z. y otros [25]

2.3.5.4 Sistemas de Gestión

Es toda la infraestructura de TIC que admite la gestión de las diversas funcionalidades de la Smart grid, tales como:

- Sistema de conexión y desconexión del suministro
- MDMS (meter data management system) Sistema de gestión y almacenamiento de los registros de consumo eléctrico de los Smart meter

- Sistema de tarificación y facturación.

La infraestructura AMI puede interconectar otros tipos de Smart meter tales como los desarrollados para la medición de suministro de agua o los de gas, proveyendo la comparación del desarrollo de una red apropiada, en caso se razoné conveniente.

2.4 Tele medición

La Telemetría o Tele medición es una técnica computarizada de las comunicaciones que consiste en una control y medida efectuada con ayuda de elementos intermedios que admiten que la medida sea interpretada a una cierta distancia del revelador primario. La característica distinta de la tele medida es la naturaleza de los sistemas de transmisión, que contienen la conversión de la cantidad medida en una magnitud representativa de otra clase, que puede transferirse convenientemente para la medición a distancia. La distancia real no tiene mucha importancia.

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

La Tele medición trae beneficios tanto al cliente como a la empresa que presta el servicio. El cliente se favorece 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 adopta 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 previene

los ingresos reduciendo las pérdidas y robos en la red. Adicionalmente las empresas eléctricas manejan la información de los medidores para mantener un balanceo de carga óptimo en la red 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 compañías han comenzado 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

2.5 Descripción de las tecnologías de comunicación para sistemas de medición inteligente

La diferencia principal entre los diferentes Sistemas de Medición Inteligente (SMI) disponibles en el mercado se basa en la tecnología usada para la comunicación entre los medidores y el software de gestión (MDM).

En la actualidad, las tecnologías de comunicación predominantes respecto a Sistemas de Medición Inteligente (SMI) y disponible en el mercado son:

- Comunicación por Radiofrecuencia (RF).
 - RF tipo Corto Alcance (Mesh)
 - RF tipo Largo Alcance
- Comunicación GPRS
- Comunicación por la línea de Potencia (PLC)
 - PLC Carrier (High frequency)
 - PLC Communication (Low Frequency)

Considerando las tecnologías existentes, el punto principal de diseño de la solución SMI más adecuada para cada empresa concesionaria radica en la tecnología de comunicación a seleccionar.

Dicha elección depende de las características geográficas y demográficas de cada zona, la disponibilidad y cobertura del sistema de comunicación pública, la seguridad y confiabilidad de éste.

Sin embargo, muchos proveedores del Sistema de Medición Inteligente (SMI) brindan soluciones híbridas que unen uno o más sistemas de comunicación para tratar de alcanzar desde el medidor hasta el software de gestión (Plataforma de Gestión).

En el presente informe se considerarán las soluciones de comunicación predominante y disponible, las cuales están constituidas tanto por soluciones híbridas como por soluciones unificadas.

A continuación, se señalan las características principales de cada una de las tecnologías de comunicación:

2.5.1 Comunicación por radio frecuencia (RF)

La técnica RF utiliza el espacio aéreo para la transmisión de señales. Consiste en nodos principales equipados con antenas sirviendo de repetidoras, las cuales usualmente operan a UHF (frecuencia ultra alta). Esta tecnología se clasifica en tipos principalmente: tipo MESH (RF-Mesh) y tipo Largo Alcance (RF de largo alcance).

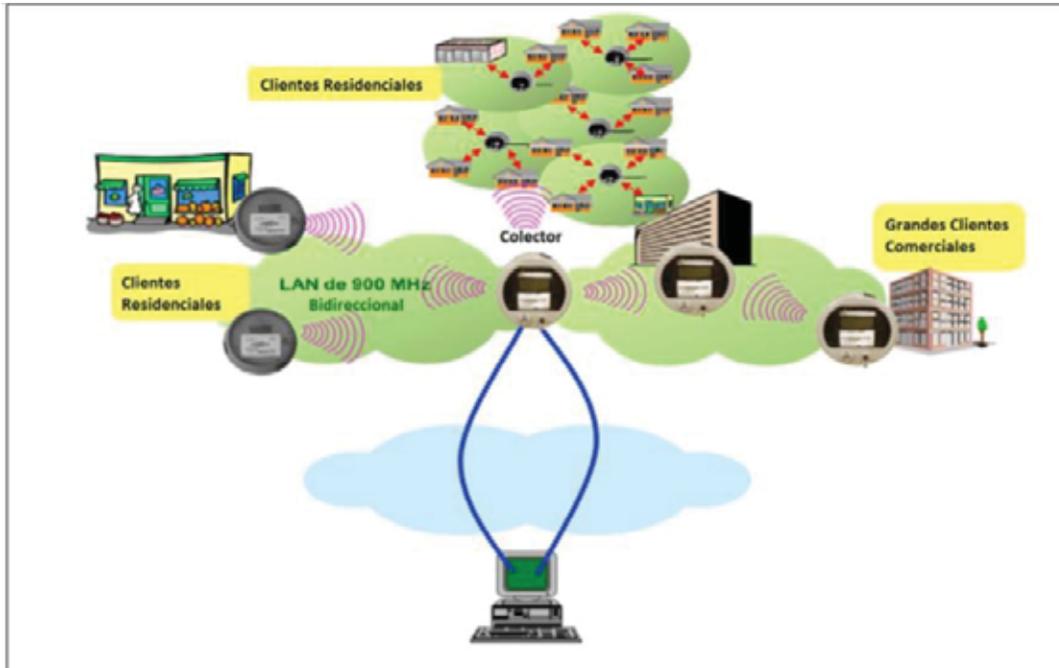
Es importante hacer mención que se requiere repetidoras a distancias máximas de 800 metros en estaciones fijas y la principal limitante es que su concentrador tiene capacidad de hasta 5000 medidores.

2.5.1.1 Radio frecuencia Tipo corto alcance (MESH)

Una Red RF-Mesh está compuesto de medidores y concentradores. Los medidores están provistos de una unidad de radiocomunicación integrada capaz de comunicarse con otros medidores y concentradores de datos. Cada medidor es capaz de encaminar la comunicación de otros medidores, formando una infraestructura de malla como medio de

comunicación y de esta manera se busca que la información pueda viajar por distintos caminos para llegar hasta el software de gestión (Plataforma de Gestión).

Figura 15. Esquema Sistema RF Mesh



Fuente: Estudio de medidores inteligentes [14]

Al ser una solución que requiere implementar infraestructura de comunicaciones, sobre todo para construir la malla de comunicaciones, se requiere de personal especializado en telecomunicaciones para su instalación y mantenimiento, lo que podría generar importantes costos de mantenimiento y operación del sistema.

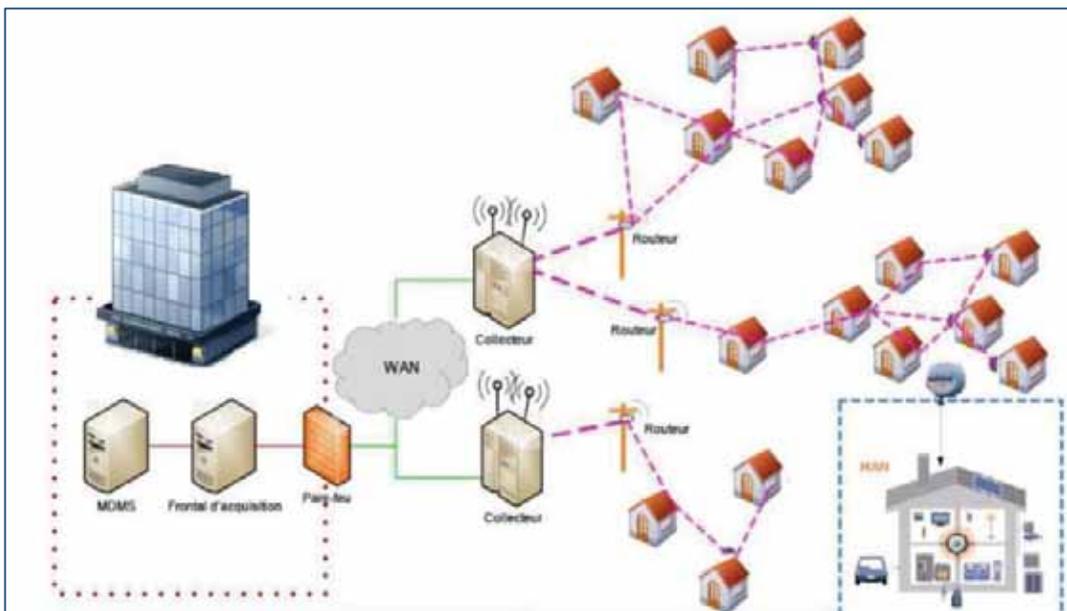
Este tipo de soluciones pueden manejar, la banda de frecuencia no licenciada de 2.4GHz y/o 5.8 GHz, basada en una configuración del tipo red mesh. También podría utilizar frecuencias licenciadas, pero se debe tener en cuenta que este tipo de frecuencias necesitan los permisos del Ministerio de transportes y comunicaciones y pagos de canon anual por punto de comunicación, por lo que se recomienda utilizar la banda de frecuencia no licenciada para evitar sobrecostos innecesarios durante la operación y mantenimiento.

En relación a lo anterior, los proveedores de equipos mencionan que pueden operar en cualquier banda de frecuencia, no obstante, especifican que las bandas de 400 MHz, 900 MHz y 2,4 GHz es donde se han desarrollado principalmente esta tecnología.

Deberá además tenerse en cuenta de que a medida que la red SMI crezca, reuniendo nuevos clientes, los costos correspondientes a la expansión de la red mesh podrían sufrir un incremento notorio dependiendo de la geografía del lugar y la distancia al backbone (se refiere a las principales conexiones troncales de Internet) de la red RF.

A continuación, se muestra la arquitectura clásica de un Sistema de medición inteligente utilizando la tecnología RF tipo Mesh.

Figura 16. Arquitectura de la tecnología RF tipo mesh



Fuente: <https://www.bidon.ca/fr/notes/gridstream-rf-focus-axr-sd>

2.5.1.2. Radio frecuencia tipo largo alcance

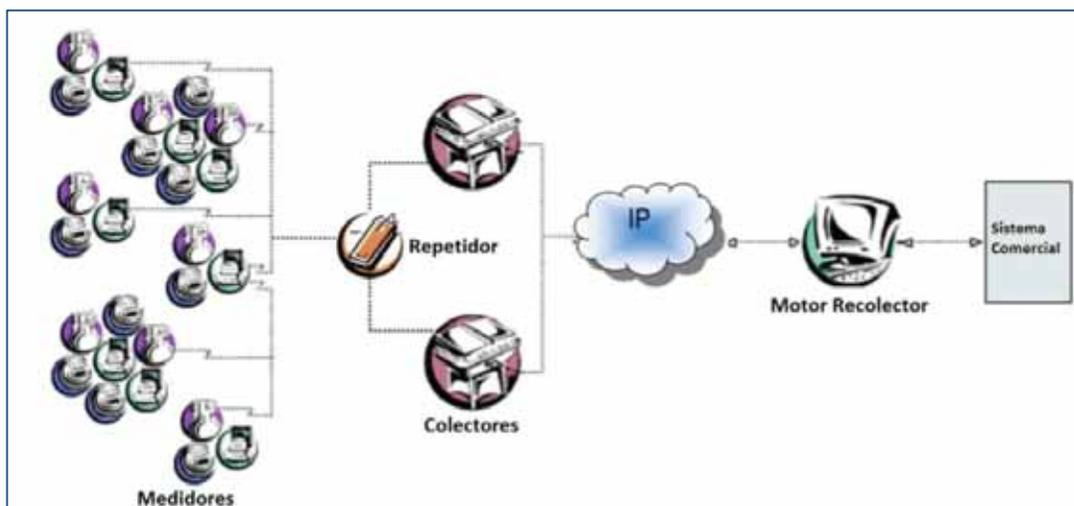
Un sistema RF de largo alcance usa concentradores que recogen los datos desde el dispositivo de comunicación en los medidores y los envían a la Plataforma de Gestión mediante una red WAN.

Las características de alcance y cobertura de cada concentrador, así como la necesidad del uso de repetidores dependerá de cada fabricante, se puede conseguir una distancia de 20 a 40 km de cobertura, dependiendo de la línea de vista, la implementación de la solución requiere de un detallado estudio de radio frecuencia previo a la implementación, para conocer la ubicación de las antenas y concentradores.

Una de las tecnologías evaluada y que cuenta con mayor cobertura y alcance por concentrador se denomina RPMA, la cual ya ha sido efectuada de forma masiva en muchos países a nivel mundial.

A continuación, se muestra la arquitectura clásica de un Sistema de medición inteligente utilizando la tecnología RF de Largo Alcance.

Figura 17. Arquitectura de la tecnología RF de Largo Alcance4



Fuente: Fuente: Estudio de medidores inteligentes [14]

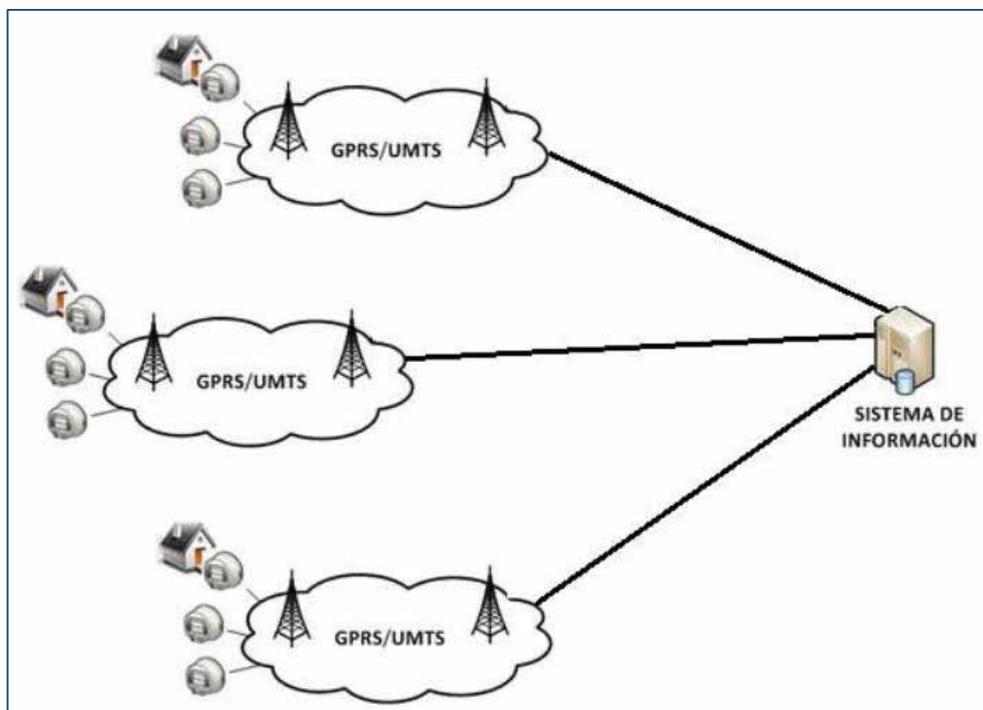
2.5.2 Comunicación GPRS

Los Sistemas de Medición Inteligente (SMI) basados en comunicaciones por la red Celular no requiere que la empresa de distribución desarrollo una red propia de comunicaciones, haciendo que el costo de implementación y mantenimiento del medio de comunicación sea relativamente bajo.

Sin embargo, es importante tener en cuenta que la disponibilidad de las comunicaciones estará sujeta a la confiabilidad de la cobertura que pueda brindar la empresa de comunicaciones. No será posible monitorear un punto de medición si es que no tiene cobertura de comunicaciones.

Es importante, tener en cuenta el costo de operación y mantenimiento se tiene que evaluar el pago al operador celular de forma mensual dependiendo del consumo de datos, es decir, la funcionalidad que se demanda implementar en el Sistema de Medición Inteligente

Figura 18. Arquitectura de la tecnología Celular



Fuente: Estudio de medidores inteligentes [14]

2.5.3 Comunicación por la línea de potencia (PLC)

La tecnología PLC (Power Line Communication) utiliza la red eléctrica para convertirla en una línea digital de transmisión de datos. Algunos sistemas manejan exclusivamente la red de baja tensión (BT), mientras que otros son capaces de transferir señales a través de las líneas de baja tensión y media tensión (MT).

Tabla 7. Comparación de PLC Banda Angosta y PLC Banda Ancha

	PLC banda angosta	PLC banda ancha
Frecuencia	Hasta 500 kHz	Más de 2 MHz
Velocidad de datos	Hasta 200 Kbs	Más de 1 Mbs
Modulación	FSK, SSBPSK, OFDM	OFDM

Fuente: Broadband Power line Communications Networks-Design, [16]

Tabla 8. Estándares de frecuencia de PLC en diferentes regiones

Región	Regulador	Banda de frecuencia	
Europa	CENELEC	3-95 KHz	A-Proveedores de energía
		95-125 KHz	B-Reservado para los usuarios
		125-140 KHz	C-Reservado para los usuarios, acceso CSMA regulado
		140-148.5 KHz	D-Reservado para los usuarios
Japón	ARIB	10-450KHz	
China	EPRI	3-90 KHz	No regulado
		3-500 KHz	
USA	FCC	10-450KHz	

Fuente: Haidine, A. y Lehnert, R.: ((Broadband Powerline Communications Networks- Network Design)), 2004 [16].

2.5.3.1 PLC Carrier (Alta frecuencia)

Esta tecnología utiliza un módulo de comunicación en el medidor que permite transmitir la información de este usando la red eléctrica BT, a través de una señal de alta frecuencia (1,6 a 30 MHz, dependiendo de cada fabricante); además denominada onda portadora, que viaja por la acometida de BT hasta un concentrador (colector) instalado en el poste donde se ubica el transformador de distribución (SED).

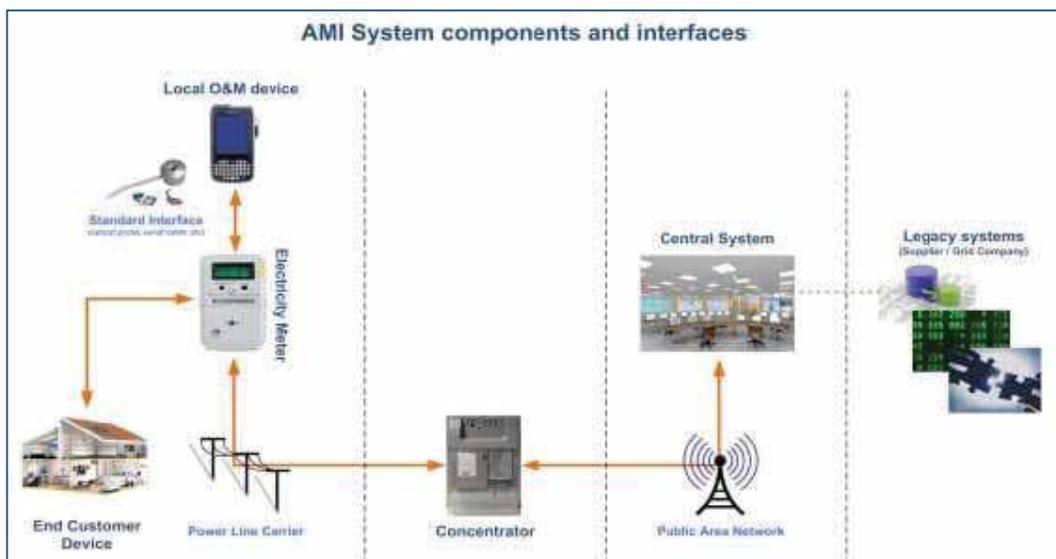
Debido a que el transformador de distribución actúa como un filtro pasa bajas; es decir, no deja pasar la señal de la red de baja tensión a la red de media tensión en la red eléctrica, esta tecnología incluye en cada transformador de distribución un colector, el cual se comunica con el software de gestión (MDM) centralizado mediante una red WAN celular.

La tecnología PLC de alta frecuencia recoge y acumula la información en los colectores ubicados en los transformadores de distribución. Este colector hace uso de otro medio de comunicación para transmitir la información hasta el centro de control donde se sitúa el software de gestión (MDM), el cual generalmente es comunicación Celular (GPRS).

Para el análisis de costos se debe considerar además de los costos de instalación de los colectores, los costos de operación y mantenimiento, los cuales incluyen el mantenimiento de los colectores y el pago anual del uso de datos que conforman la red WAN celular

A continuación, se muestra la arquitectura de un Sistema de Medición Inteligente (SMI) que usa este tipo de comunicación:

Figura 19. Arquitectura de la Comunicación PLC Carrier + Celular



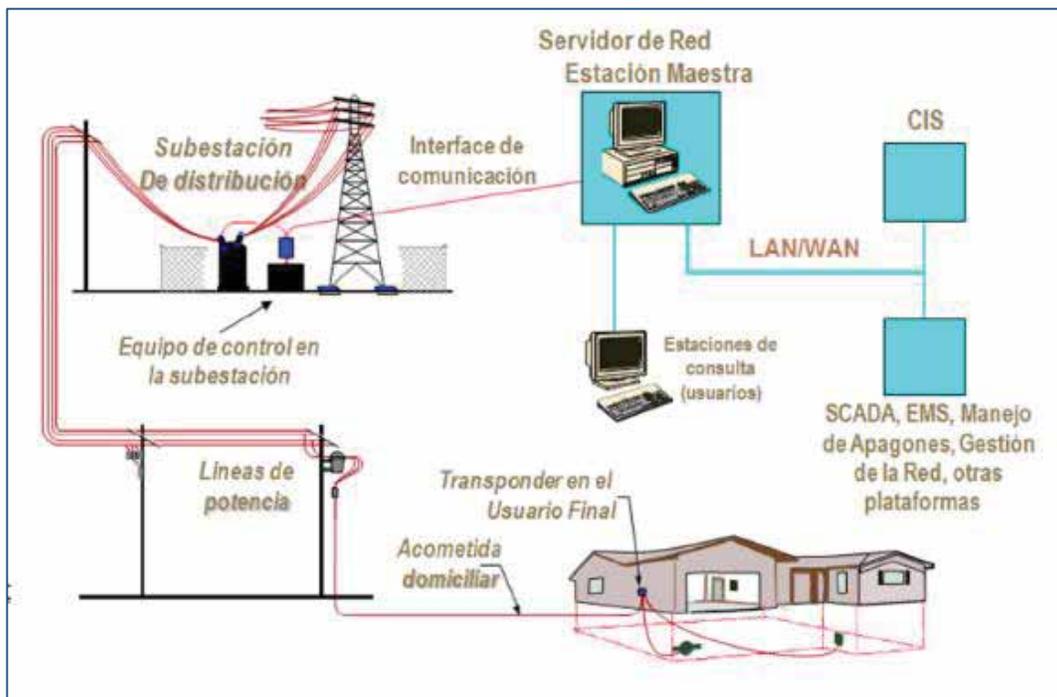
2.5.3.2 PLC Communication (Low Frequency)

Este tipo de comunicación incluye en cada medidor un módulo de comunicación que usa la tecnología PLC Low Frequency. Debido a que las señales de lectura y de mando al medidor es a baja frecuencia (inyección en el cruce por cero de la tensión y de la corriente) es posible entregar dichas señales de la red de baja tensión a la red de media tensión y viceversa.

Por otro lado, como colector este sistema usa una plataforma de comunicación emplazada en la Subestación de Potencia, dicha plataforma recibe y enviara señal a todos los medidores interconectados a todos los alimentadores de la Subestación a través de un Transformador de modulación que inyecta la señal digital directamente en la red de media tensión, además hace uso de unos equipos de recepción de señal y una unidad procesadora. Con esta tecnología de comunicación se consigue cobertura a todos los medidores agrupados a la subestación de potencia. Para el análisis de costos se debe considerar además del costo de instalación de la Plataforma de Comunicación, los costos de operación y mantenimiento, el cual lo conforma en su gran parte el mantenimiento del transformador de modulación. Como este sistema no utiliza la red celular no se requiere un pago anual del uso de datos.

A continuación, se muestra la arquitectura de un Sistema de Medición Inteligente (SMI) que usa este tipo de comunicación:

Figura 20. Arquitectura de la Comunicación PLC Communication (Low Frequency



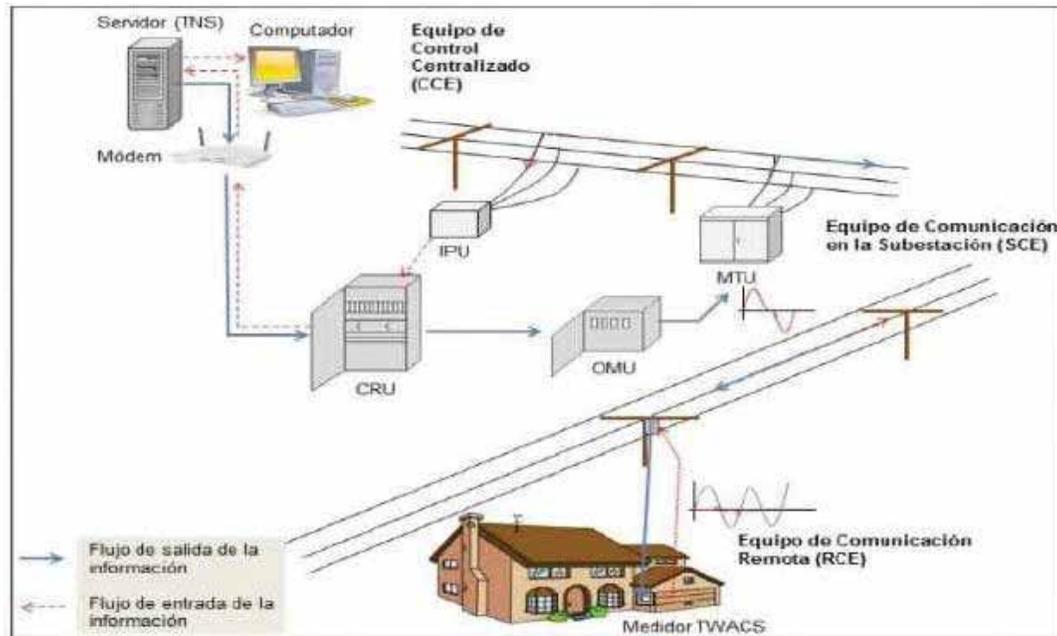
Fuente: Fuente: Estudio de medidores inteligentes [14]

2.5.3 Sistema TWACS (Two way automatic communication system)

El sistema TWACS es un sistema de comunicación que utiliza tecnología que esta patentada para comunicarse a través de la red eléctrica, que proporciona bajo costo, comunicación confiable bidireccional entre el centro de control y los consumidores de electricidad. TWACS utiliza la red eléctrica para envío y recepción de datos desde la subestación hasta el cliente, posibilitando la implementación de servicios diversos tales como: automatización de la medición, tele medición, tarifación diferenciada, administración de cargas y composición de curva de carga. Permite varios niveles de paralelización de tecnologías que aumentan eficazmente su capacidad de manejar varias decenas o cientos de miles de puntos finales. Una de las tecnologías que son utilizadas en combinación con TWACS es el sistema GPRS para que cientos de lecturas de los medidores se puedan llevar a cabo dentro de una hora con la configuración adecuada [17]. TWACS está compuesto por el sistema de información y la plataforma informática, que debe interactuar con los sistemas de información corporativos que comprende el Servidor, el equipo de Comunicación con la red WAN y los equipos de Comunicaciones en Subestación que a su vez tiene los siguientes componentes:

- Unidad de Control de Recepción (Control Receiving Unit (CRU)).
- Transformador de Modulación (Modulation Transformes Unit (MTU)).
- Unidad de Modulación de Salida (Outbound Modulation Unit (OMU)).
- Unidad de Captura de Entrada (Inbound Pickup Unit (IPU))
- Equipos de comunicación remota (RCE), que comprenden todos los dispositivos que pueden comunicarse e interactuar a través del sistema TWACS (medidores residenciales y comerciales)

Figura 21. Esquema de operación sistema TWACS



Fuente: Aclara [18]

Algunas de las herramientas disponibles para los servicios públicos mediante el uso de la plataforma TWACS incluyen [18]:

- Lectura precisa que va directamente a la facturación
- Capacidad para ofrecer servicios pre-pagados
- Conexión y desconexión remota de clientes
- Localización de fallas
- Monitoreo en tiempo real
- Lecturas en tiempo real y almacenamiento redundante de datos del medidor
- Notificación de eventos.
- Obtención de perfiles de carga en tiempo real
- Balances de energía en Subestaciones.
- Control de pérdidas / Detección y prevención de fraude y balances de energía.

- Maniobras de Equipos de protección y maniobra (Recloser y Seccionadores Bajo Carga
- Control de alumbrado público.

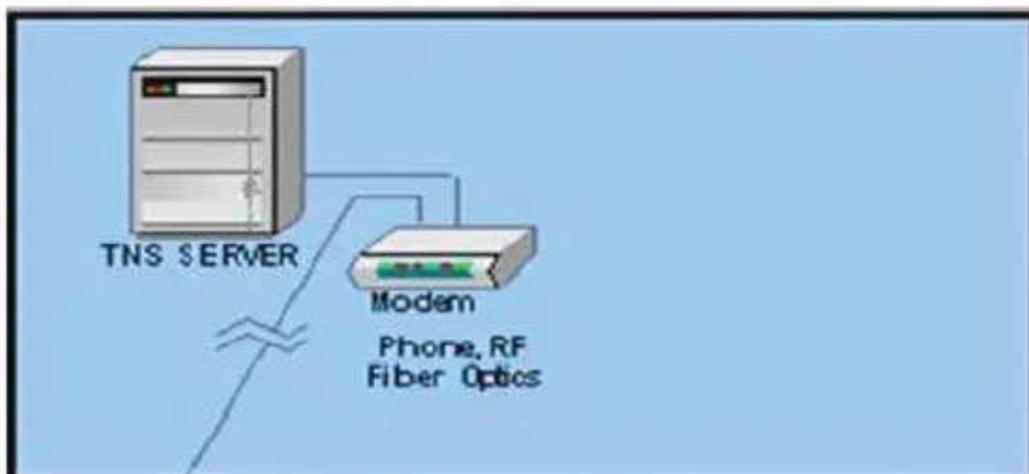
El sistema TWACS opera en banda angosta o baja frecuencia que están en el orden de los 3 khz. TWACS es un sistema de comunicaciones PLC de banda ultra angosta UNB-PLC propietaria de ACLARA y permite transportar un tráfico de hasta 120 bps. La comunicación desde una subestación hacia el Smart meter, se genera en cada sentido por separado variando la corriente / voltaje cerca del cruce por cero voltios de la señal de 60 herz. Así puede llegar a distancias de hasta 200 Km.

La arquitectura TWACS tiene 3 niveles

2.5.3.1 NIVEL 1 central control equipmen (CCE):

Control central de equipamiento, corresponde a los servidores, módems y otros que soportan la gestión centralizada de los equipos y la comunicación con nivel 2. Aquí reside el TNS (TWACS Net Server).

Figura 22. Nivel 1 componente CCE

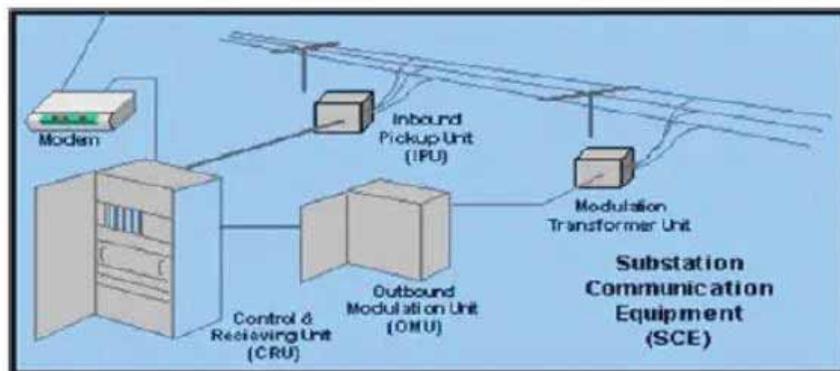


Fuente: Aclara [18]

2.5.3.2 NIVEL 2 substacion communications equipament (SCE):

Equipamiento de comunicaciones de subestación, corresponde a los equipos de interfaces que permite las conexiones de las comunicaciones a la red eléctrica en este punto, tanto entrante como saliente. Los principales elementos son Control & Recieved Unit (CRU), Imbound pickup Unit (IPU), Otbound Modulation Unit (OMU)y Modulation Transformer Unit (MTU).

Figura 23. Nivel 2 componente SCE

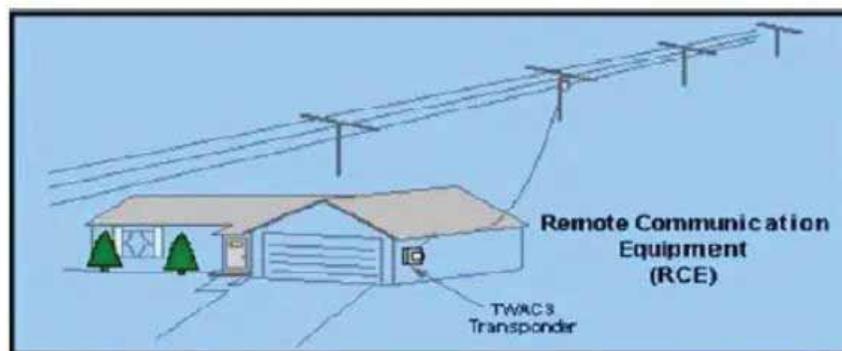


Fuente: Aclara [18]

2.5.3.3 NIVEL 3 Remote Communication Equipmet (RCE):

Equipamiento de comunicaciones remota, incluye al Smart meter y/o otra interfaces/equipos que permitan la comunicación bidireccional y las funciones establecidas a este nivel.

Figura 24. Nivel 2 componente RCE



Fuente: Aclara [18]

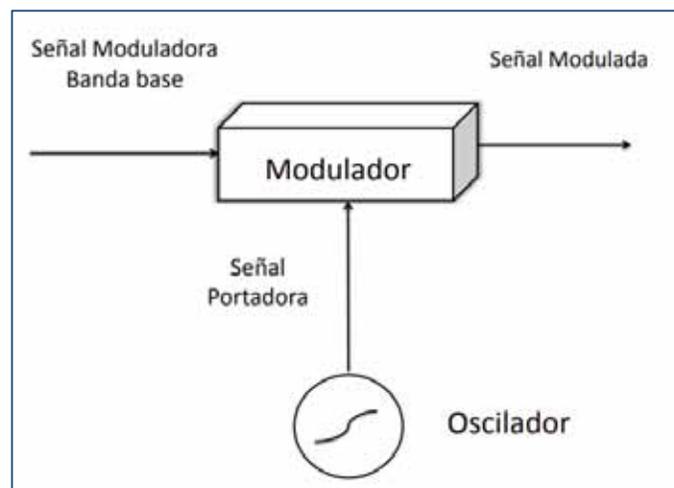
2.5.3.4. Esquemas de modulación

La modulación en PLC cumple las mismas características y parámetros que otros medios de transmisión y está definido por la siguiente expresión:

$$F(t) = A \text{Sen}(\omega t + \theta)$$

Dónde: A es la Amplitud, ω la Frecuencia y θ es la Fase. Al igual que la mayoría de canales de comunicación, el canal PLC introduce atenuación y cambio de fase a las señales enviadas, debido a que este es un medio diseñado para distribución de energía eléctrica, además de afrontar eventos tales como operaciones de arranque y parada de equipos, operación de interruptores de diferentes tipos, cargas lineales y no lineales conectadas por periodos, etc., que hacen prácticamente imposible transmitir señales de información, por eso se establecen técnicas de modulación que permitan minimizar estos efectos. El diagrama de bloques del proceso de modulación se puede observar en Figura 24.

Figura 25. Diagrama de bloques del proceso de modulación de una señal



Fuente: (Tecnología Power line) [19].

El canal PLC puede ser considerado como un canal de múltiples rutas debido a las reflexiones generadas por las discontinuidades de la impedancia ocasionada por fallas en los acoples, lo que genera desvanecimiento de la señal en frecuencia [19].

El tipo de modulación depende de la señal a transmitir, la cual puede ser: Digital (voz y video digitalizados) o Analógica (voz y video).

Las técnicas de modulación convencionales como ASK, PSK y FSK normalmente son excluidos en PLC. Una posible solución para superar los problemas en un canal de comunicaciones de este tipo, es usar un método de modulación que pueda ocuparse de la atenuación desconocida, así como de los cambios de fase y simplificar el receptor. Uno de los métodos de modulación que cumplen con los requisitos es OFDM por su importancia y utilización en PLC

2.5.3.5 Modulación por división de frecuencia OFDM (Ortogonal frequency división multiplexing)

Es un método de codificación de datos digitales en múltiples frecuencias portadoras con origen en aplicaciones de uso militar. OFDM se ha convertido en un esquema de modulación popular para la comunicación digital de banda ancha, ya sean inalámbricas o alámbrica, además en aplicaciones tales como la televisión digital, acceso a Internet DSL, redes inalámbricas, redes de líneas de alta tensión y las comunicaciones móviles 4G. [20].

La modulación PLC empezó con la modulación GMSK y DSSS que ofertaba velocidades de entre 1 y 4 Mbps, pero ya en la segunda generación se empezó a introducir la modulación OFDM.

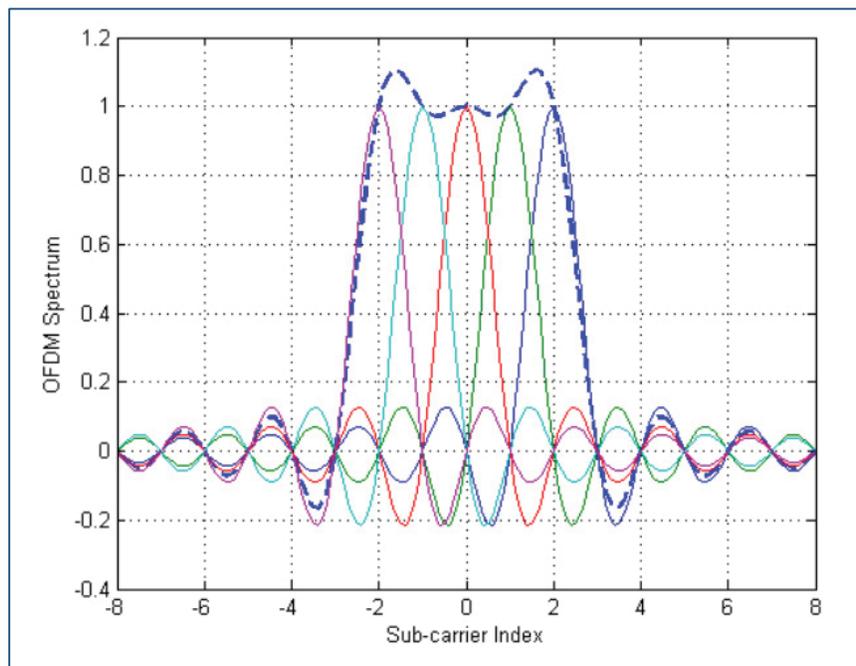
El concepto fundamental de OFDM, es que las subportadoras son ortogonales en frecuencia, lo cual se define por la siguiente ecuación:

$$\int_{T_0}^{T_0+T} f_1(t) \cdot f_2(t) \cdot dt = 0$$

Donde $f_1(t)$ y $f_2(t)$, son las frecuencias de las subportadoras. En modulación FDM convencional, la separación entre las subportadoras adyacentes es de $2/T$ y en OFDM esta separación es de $1/T$, mínimo para que dichas subportadoras sean ortogonales, tal como se muestra en la figura 17. Los datos son divididos en varios flujos o canales en paralelo, uno para cada subportadora y cada subportadora se modula con una técnica convencional como QAM o PSK a velocidades bajas.

Las. Las señales QPSK/QAM producen un espectro en la frecuencia, cuyo ancho de banda se puede expresar como $BW = 2(1+\alpha) R_s$. En OFDM, las portadoras adyacentes pueden solaparse. Así, la suma de N portadoras, permite ahora transmitir N cadenas de transmisión sobre un ancho de banda de $BW = (N+1) R_s$ Esto supone una eficiencia espectral de $N/N+1$ por símbolo para el caso de N portadoras, creciendo con el valor de N , hasta conseguir una eficiencia espectral que es prácticamente el doble de la de las señales QPSK/QAM para valores grandes de N .

Figura 26. Representación frecuencial de la señal OFDM



Fuente: Application of power line communication with OFDM to smart grid system
[20]

Algunas de las ventajas de OFDM sobre otros esquemas son [21]:

- Capacidad para hacer frente a algunas condiciones del canal como atenuación de las altas frecuencias
- La ecualización de canal se simplifica porque OFDM puede ser visto como el uso de muchas señales de banda estrecha moduladas lentamente en vez de una señal modulada de banda ancha rápidamente
- Eliminar la interferencia entre símbolos (ISI) y utilizar ecos y tiempo de dispersión (en la TV analógica estos son visibles como imágenes fantasmas y la borrosidad, respectivamente), insertando un intervalo de guarda entre los símbolos OFDM. Este intervalo de guarda se elige con duración mayor que el máximo retardo de todos los recibidos del mismo símbolo, de forma que las componentes debidas al retardo de un símbolo no interfieran en el siguiente
- Facilita el diseño de redes de frecuencia única (SFN), donde varios transmisores adyacentes envían la misma señal de forma simultánea a la misma frecuencia, ya que las señales de múltiples transmisores distantes se pueden combinar de forma constructiva, en lugar de interferir como lo haría normalmente
- Tiene menos interferencia entre símbolos que los sistemas mono portadora

2.5.3.6 Ventajas técnicas

Existen algunas ventajas considerables de la tecnología PLC sobre otras y en cada una de ellas se consideran aspectos interesantes para la elección sobre otras. A continuación, se presentan algunas ventajas considerables:

- La tecnología PLC utiliza como infraestructura de comunicación la red eléctrica, evitando costos adicionales por montaje

- El éxito de PLC en el entorno comercial es atribuible a tres factores clave. La combinación de la gama de frecuencias, potencia de procesamiento y rendimiento ofrecen mucha más agilidad que las tecnologías de red de banda estrecha
- Posibilita el crecimiento de la cobertura del sistema de manera gradual en el largo plazo, permitiendo atender a todo el espectro de clientes (urbanos, rurales, comerciales, industriales, residenciales) sin requerir de inversiones exorbitantes en el corto plazo

2.3.5.7 Protocolos De Comunicación Normados Para Medidores Inteligentes Y Smart Grid

2.3.5.8 Protocolo DNP 3.0

Está basado en la norma del comité 57, grupo de trabajo 03 del IEC (International Electrotechnical Commission), que permite el desarrollo de un protocolo para aplicaciones de telecontrol, sistema SCADA y sistema de automatización distribuidos. Este sistema fue desarrollado por GE Harris en 1990 y en 1993 fue cedido al grupo de usuarios DNP, que es una organización sin fines de lucro formada por la compañía de servicio público y vendedores. El protocolo DNP 3.0 es un protocolo abierto y de propiedad pública que fue diseñado para lograr la interoperabilidad entre el RTU, IED y estaciones maestras. Este protocolo ha sido adoptado por la IEEE como practica recomendada para la interconexión RTU IED y alternamente empleado en la industria eléctrica.

El protocolo DNP 3.0 es un protocolo asíncrono, abierto, robusto y eficiente con el cual se puede:

- Solicitar y responder múltiples tipos de datos en mensaje sencillo.
- Segmentar mensajes en múltiples tramas para asegurar una mejor detección y recuperación de errores.

- Incluir solamente nuevos datos en los mensajes de respuesta.
- Asignar prioridades a ciertas clases de datos y solicitar esos datos periódicamente de acuerdo con la prioridad establecida.
- Permitir respuesta no solicitadas.
- Soportar sincronización de temporización con un formato estándar de tiempo.

2.3.5.9 Protocolo TCP/IP

Las siglas TCP/IP se refieren a un conjunto de protocolos para comunicaciones de datos. Este conjunto toma su nombre de dos de sus protocolos más importantes, el protocolo TCP (Transmisión Control Protocol) y el protocolo IP (Internet Protocol).

- Los estándares del protocolo TCP/IP son abiertos y ampliamente soportados por todo tipo de sistemas, es decir se puede disponer libremente de ellos y son desarrollados independientemente del hardware de los ordenadores o de los sistemas operativos.
- TCP/IP funciona prácticamente sobre cualquier tipo de medio, no importa si es una red ethernet, una conexión ADSL o una fibra óptica.
- TCP/IP emplea un esquema de direccionamiento que asigna a cada equipo conectado una dirección única en toda la red, aunque la red sea tan extensa como internet

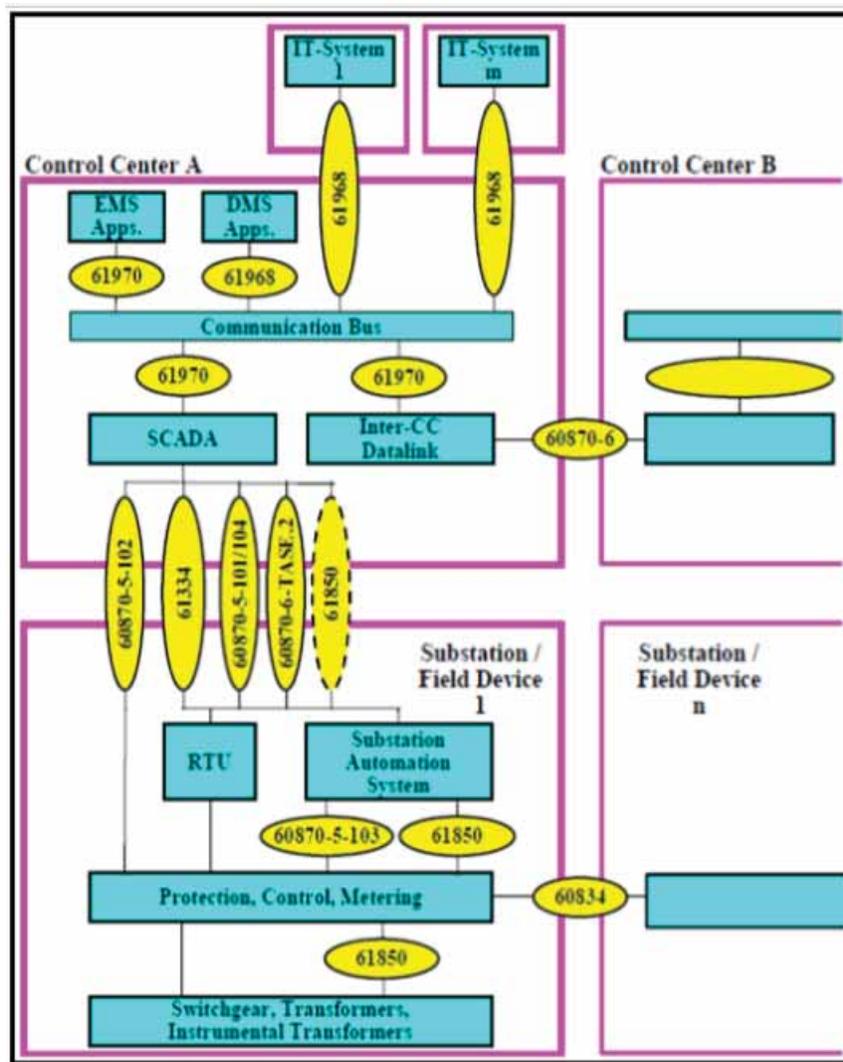
2.3.5.10 Protocolo IEC61850

El protocolo IEC61850 es considerado el estándar para la automatización de equipos de subestación eléctrica de diversos fabricantes, la principal característica que ofrece es la interoperabilidad entre los equipos. Un Grupo de fabricantes colaboran con el desarrollo de protocolo IEC61850, que en la actualidad se vienen realizando investigaciones para la evolución del protocolo a fin de seguir implementando más funciones.

Protocolos de comunicaciones de smart grids

El Sistema Eléctrico de potencia está regulado por el comité técnico TC57 de la comisión electromecánica Internacional (IEC), que buscó estandarizar las comunicaciones en el sistema eléctrico, con el desarrollo de modelos de datos e interfaces genéricos y la usando los mismos protocolos de comunicación ya existentes como TCP/IP o interfaces serie se utilizarán las siguientes normas teniendo en cuenta las utilizaciones y funciones requeridas:

Figura 27. Protocolos para cambios de información



Fuente: (Quiroz, 2017) [22]

2.6 Principales proyectos de medición inteligente desarrollados en el Perú

2.6.1 Electro Sur Este S.A.A.

En Perú Electro sur Este es la primera empresa a nivel país que realizó el primer proyecto integrado de tele medición en usuarios finales el cual consistió en la implementación de un sistema AMI con Plataforma de comunicación tecnología PLC Communication (TWACS) en la Subestación de Potencia Compabata y a la fecha se concluyó con la segunda etapa.

Esta implementación consistió la instalación de medidores inteligentes en 103 puntos en la primera etapa y 384 tableros (en la misma cantidad de SED's) y 3500 medidores en suministro finales en su segunda etapa.

Así mismo se encuentra en proceso de evaluación la 3ra etapa que consistirá en la masificación de medidores inteligentes en todo el sistema eléctrico Combapata, vale decir en todos sus alimentadores de media tensión y sus 24000 usuarios finales que a la fecha se alimentan en este sistema eléctrico.

2.6.2 Electro Dunas

ELECTRODUNAS en el 2016 realizó un piloto, el cual consistió en la implementación de 02 concentradores ubicados en 02 totalizadores, en donde cada totalizador alimenta alrededor de 100 medidores monofásicos, utilizando la tecnología PLC Carrier.

Por otro lado, cada concentrador instalado se comunica con el centro de control utilizando la red celular como medio de comunicación

2.6.3 Luz del Sur

En el 2018, la Empresa Concesionaria Luz del Sur decidió implementar una solución híbrida con el uso de RF Mesh y red celular, tecnología LoRa, con el que le permite

supervisar en tiempo real a un total de 96 medidores de baja tensión ubicados en el Distrito de Lince de una sola Subestación de Distribución.

2.6.4 Enel

Enel Distribución Perú instaló más de 8,700 medidores inteligentes en siete distritos de Lima y Callao como parte de un proyecto piloto que tiene como objetivo crear una red eléctrica más eficiente y digitalizada para mejorar la calidad del servicio.

2.6.5 Electro Ucayali

El año 2019 Electro Ucayali culminó su primer piloto de implementación de medición inteligente en el casco urbano de Ucayali con 200 medidores haciendo uso de Radio Frecuencia, usando tecnología RPMA (Random Phase Multiple Access).

CAPITULO III

Implementación de tele medición TWACS en el sistema eléctrico Combapata

3.1 Introducción

La implementación del sistema de tele medición TWACS se realizó en 02 etapas, iniciando el primero el 12 de junio del año 2015 teniendo un plazo de ejecución de 220 días calendarios el mismo que se amplió mediante una adenda por implementación de sistema de protección en media tensión dentro de la Subestación de Transformación de Combapata, ampliando el plazo un adicional de 190 días calendarios, el mismo que fue entregado en noviembre del año 2016. La segunda Etapa inicio el 17 de octubre del año 2017 con un plazo de ejecución contractual de 210 días calendarios los mismos que fueron ampliados dándose entrega del trabajo en noviembre del año 2018.

3.2 Antecedentes

A nivel mundial la tendencia es la de cambiar las fuentes de energía convencionales por energías renovables, por ejemplo, la Unión Europea obligó a sus miembros a cumplir para el 2020 con un 20% de reducción de emisión de gases de efecto invernadero, un 20% de aumento de eficiencia energética y 20% de consumo de energía proveniente de fuentes renovables. Las redes inteligentes exceden estos objetivos, integrando fuentes renovables e introduciendo mayor eficiencia y modernización a la red, a través de tecnologías de la información. Empresas Eléctricas de Estados Unidos han desplegado el cambio de más de 8 millones de medidores inteligentes y aproximadamente 132 millones deben implementarse a diciembre del 2020.

En el Perú existen las Leyes N° 28832 Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica publicado el año 2006 y N° 27345 Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía, en esa línea el año 2016 se emite el D.S. 018-2016-EM que modifica el reglamento de la Ley de Concesiones eléctricas y en su décima disposición

complementaria transitoria indica que las EDEs propondrán al organismo regulador el cambio gradual del sistema de medición actual, a medición inteligente con un plazo de hasta 8 años. Aunque recién en noviembre del 2017 OSINERMGIN emite la resolución N° 225-2017-OS/CD mediante el cual aprueba los Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD), donde incluye las disposiciones para la implementación de sistemas de medición inteligentes por parte de las EDE del Perú. Electro sur este a esta fecha ya iniciaba la segunda etapa del proyecto piloto de tele medición mediante la aplicación del sistema TWACS.

3.3 Generalidades.

Electro Sur Este S.A.A. (ELSE), contrató a una empresa especializada para la implementación del Proyecto Llave en Mano “ Adquisición, Montaje y Puesta en Servicio del Sistema de Gestión de Medición Rural” de la sistema eléctrico de Combapata - Cusco, permitiéndole realizar el balance de energía de las subestaciones de distribución con las subestaciones de transformación de las cuales reciben energía, medición del alumbrado público, gestionar cortes, detectar hurtos y registrar demandas de energía y perfil de carga e integrados al sistema de medición de tecnología TWACS el cual permitirá realizar las lecturas de los parámetros eléctricos de consumo de los transformadores de distribución, alumbrado público y usuarios, así como gestionar cortes, detectar hurtos, registrar demandas de energía, con la finalidad de realizar un manejo más eficiente de los recursos, permitiendo a Electro Sur Este incorporar a futuro más subestaciones dentro de su área de concesión.

3.2.1 Alcances

Comprende el diseño e ingeniería de detalle, suministro, montaje, integración, implementación y pruebas del sistema de gestión remota de reclosers, medición de SEDs, alumbrado público y usuarios finales.

3.2.2 Justificación de proyecto

En el año 2016 mediante el D.S. 018-2016-EM el estado mediante el Ministerio de energía y minas, modifica el reglamento de la Ley de Concesiones eléctricas y en su décima disposición complementaria transitoria indica textualmente lo siguiente “En el marco de la declaración de interés nacional de la promoción del Uso Eficiente de la Energía para asegurar el suministro de energía, proteger al consumidor, fomentar la competitividad de la economía nacional y reducir el impacto ambiental negativo del uso y consumo de los energéticos, previsto en la Ley N° 27345, las EDEs propondrán a OSINERGMIN un plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente en el proceso de fijación tarifaria, sujetándose a lo dispuesto en el artículo 163 del presente Reglamento y considerando un horizonte de hasta ocho (08) años de implementación.” Electro Sur Este en esta línea inicio el proyecto de implementación de medición inteligente en su sistema eléctrico más extenso y donde tenía mayores problemas en temas de calidad del servicio en general, (sistema eléctrico Combapata).

3.2.3 Zona de proyecto

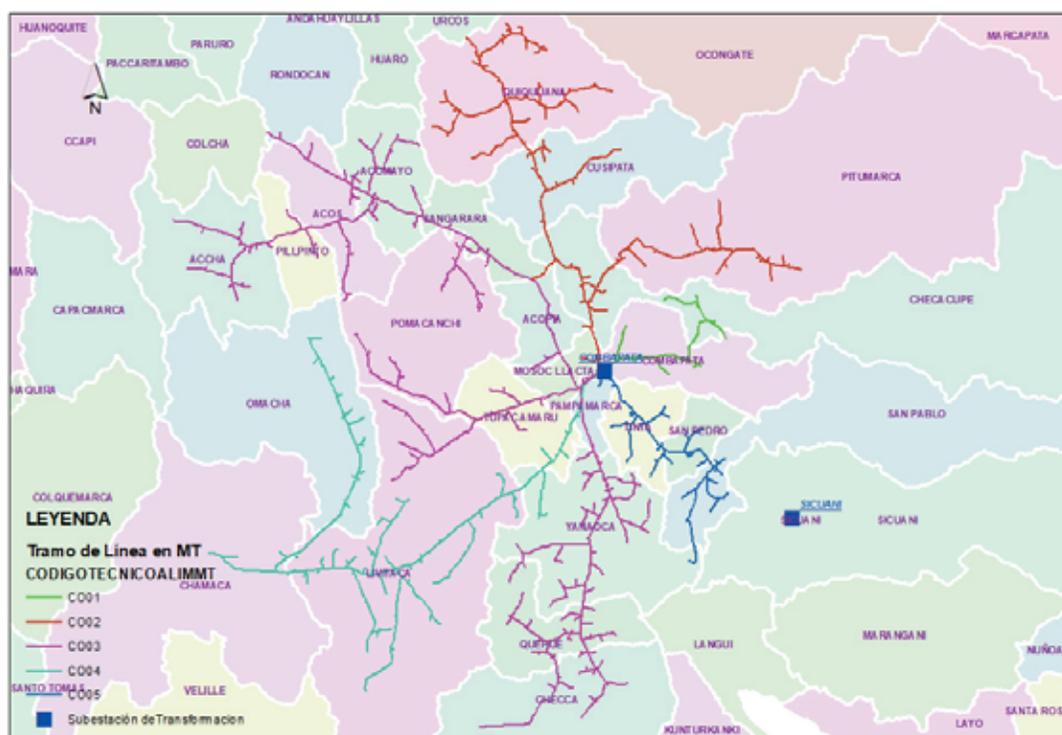
Sistema Eléctrico Combapata Alimentadores de Media Tensión CO01, CO02, CO03, CO04 Y CO05 estas ubicados en las provincias de Canchis, Canas, Acomayo, Quipichacnis, Paruro y Chumbivilcas departamento del Cusco

Tabla 9. Zona de proyecto

ZONA DEL PROYECTO		
DISTRITO	PROVINCIA	DEPARTAMENTO
26 distritos	Canchis, Canas, Acomayo, Quipicanchi, Paruro y Chumvilcas	Cusco

Elaboración propia

Figura 28. Ubicación del Sistema Eléctrico Combapata



Fuente: Electro Sur Este

La SET Combapata 138/66/24 kV, se encuentra ubicada en el distrito de Combapata, provincia de Canchis, departamento de Cusco.

3.2.4 Características geográficas

La zona del proyecto posee una topografía regular, presentando zonas con accesos regulares y otras ubicaciones sin acceso, con vegetación en los sectores a intervenir y otras zonas con difícil acceso con escasa vegetación.

Tabla 10. Características Geográficas

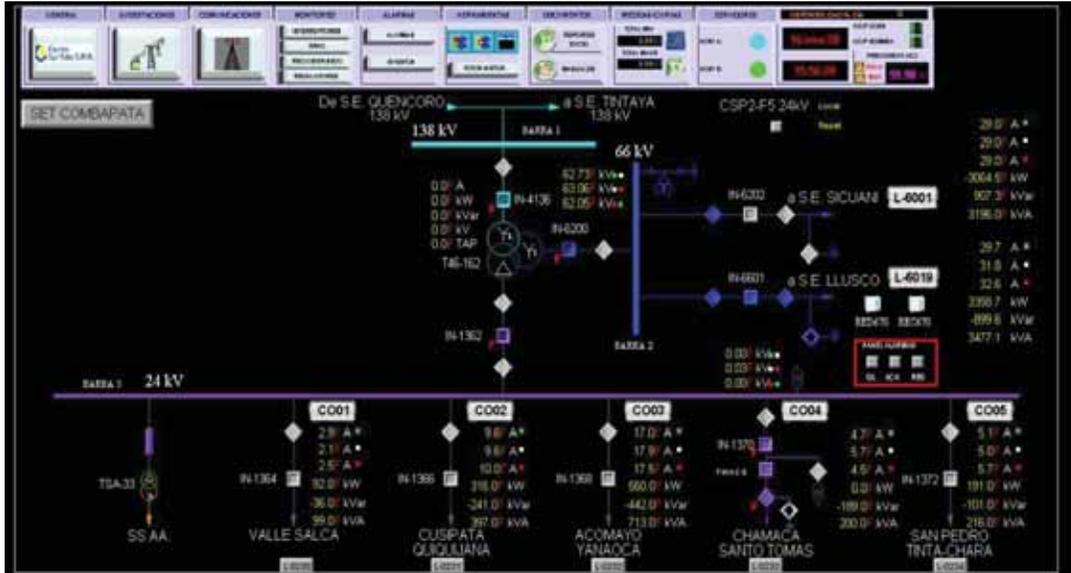
Descripción	Semestres	
	Mayo-Octubre	Noviembre-Abril
Clima	Seco de sierra	lluvioso
Temp. min °C	-5 °C	5 °C
Temp. max °C	20 °C	20 °C
Temp. med °C	15 °C	15 °C
Humedad Relativa	15%	30%
Veloc. viento Km/h	90 km/k	90 km/h

Fuente: Senamhi

3.2.5 Instalaciones eléctricas existentes

A continuación, se presenta una breve descripción de las instalaciones eléctricas existentes, correspondiente a la Subestación Combapata 138/66/24 kV.

Figura 29. Esquema Unifilar del sistema SCADA SET – Comabapata



Fuente: Electro Sur Este

a. Transformador 138/66/24 kV – 15/7/8 MVA

El transformador de potencia cuenta con las siguientes características:

- Tensión : 138±3x2,5%/66/24 kV
- Potencia : 15/7/8 MVA
- Conexión : YNyn0d11
- Vcc : 6/10,2/3,2 % (8 MVA)

Fotografía 1. Subestación de Potencia Combapata



El transformador de potencia cuenta con las siguientes características:

- Tensión : $138 \pm 3 \times 2,5\% / 66 / 24$ kV
- Potencia : 15/7/8 MVA
- Conexión : YNyn0d11
- Vcc : 6/10,2/3,2 % (8 MVA)

b. Patio en 138 kV

La subestación cuenta con dos (2) salidas en 138 kV:

- Salida 1, a S.E. Quencoro, compuesta con los siguientes equipos:
 - 02 trampas de onda, 400 A, 0,2 mH.
 - 01 transformador de tensión de 3 devanados, $138/\sqrt{3}$: $0,1/\sqrt{3}$ - $0,1/\sqrt{3}$; 75VA cl. 0,5; 30VA cl. 3P.
 - 03 pararrayos de 120kV, 10kA.
- Salida 2, a S.E. Tintaya, compuesta con los siguientes equipos:

- 02 trampas de onda, 400 A, 0,2 mH.
- 01 transformador de tensión de 3 devanados, $138/\sqrt{3}$: $0,1/\sqrt{3}$ - $0,1/\sqrt{3}$;
75VA cl. 0,5 ; 30VA cl. 3P.
- 03 pararrayos de 120kV, 10kA.

c. Patio en 66 kV

La subestación cuenta con una (1) salida en 66 kV, a S.E. Sicuani, compuesta con los siguientes equipos:

- 02 seccionadores de barras, 60kV, 400A.
- 01 interruptor 72,5kV, 630A.
- Transformador de corriente de 2 devanados, 30–60/1-1-1A; 30VA cl. 5P10;
20VA cl. 0,5.
- 03 Pararrayos de 60kV, 10kA.
- 01 transformador de tensión de 3 devanados, $66/\sqrt{3}$: $0,1/\sqrt{3}$ - $0,1/\sqrt{3}$; 30VA
cl. 1,0 ; 50VA cl. 0,5.

Fotografía 2. Patio de Llaves SET Combapata



d. Patio en 24 kV

La subestación cuenta con cinco (5) salidas en 24 kV:

- Salida 1, Combapata (AMT CO01).
- Salida 2, Ttio (AMT CO02).
- Salida 3, Accha (AMT CO03).
- Salida 4, Chamaca (AMT CO04).
- Salida 5, Chara (AMT CO05).

Cada una de estas salidas está compuesta con los siguientes equipos:

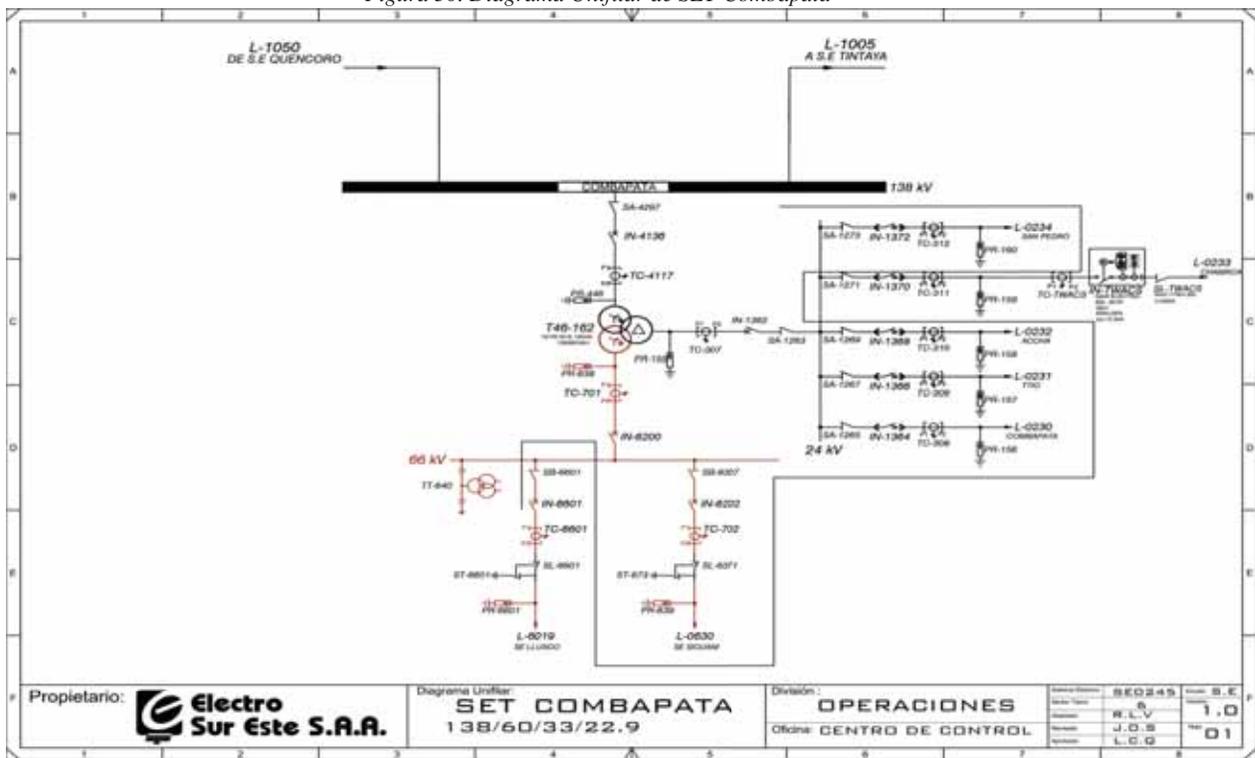
- 01 seccionador de barras, 38kV, 400 A.
- 01 transformador de corriente de 2 devanados, 40-80/1A: 30VA cl. 0,5.
- 03 pararrayos de 24kV, 10kA.
- 01 recloser de 27kV, 400A, 150kV BIL.

Fotografía 3. Barra de 24 kV SET Combapata



A continuación, se muestra el diagrama unifilar de la subestación de Transformación de Combapata con cada característica descritos

Figura 30. Diagrama Unifilar de SET Combapata



Fuente: Electro Sur Este

3.2.6. Características de los AMT's de Combapata

En el cuadro N° 10 se detalla las características de todos los alimentadores de media tensión involucrados dentro del proyecto.

Tabla 11. Características de AMT's Combapata

ITEM	SET	AMT	MT			BT		
			SED	Longitud MT (km)	NMT	NBT	EAP	SUM
1	Combapata	CO01	31	33.67	254	1144	346	1658
2	Combapata	CO02	156	185.72	1311	5310	1852	7087
3	Combapata	CO03	292	470.47	2416	10298	3240	12503
4	Combapata	CO05	73	81.50	506	2893	1170	4211
5	Combapata	CO04	102	197.93	1047	3397	759	3084
TOTAL			654	969.29	5,534	23,042	7,367	28,543

Fuente: electro Sur Este

3.4 Descripción del proyecto

La plataforma TWACS de Aclara operará con dos (02) servidores de aplicación que se encargan de concentrar la información proveniente de los medidores y controladores DST (distribution switching transponder) instalados en campo. El operador podrá acceder al sistema por medio de una (01) estación de operación desde donde este podrá ser comandado.

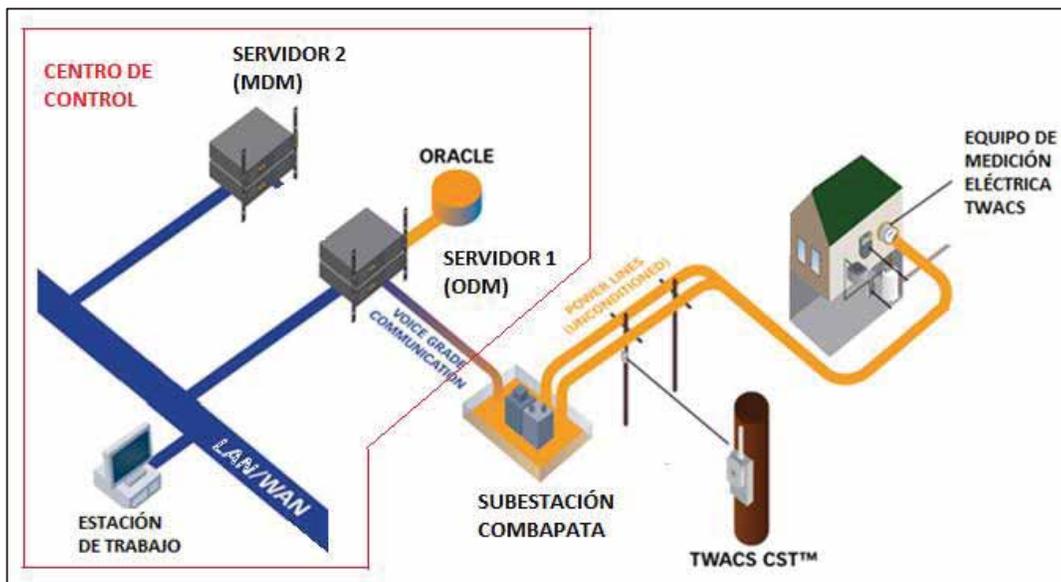
Se implementó un sistema de medición remota para SEDs, alumbrado público y usuarios finales que utiliza, la red eléctrica de distribución MT/BT (media tensión/baja tensión) existente como medio de comunicación, reduciendo costos en mantenimiento y operación, asimismo sea una solución escalable e integrable con plataformas informáticas y de comunicaciones existentes. En cada SED se instaló un medidor para el servicio particular y un medidor de alumbrado público (AP), los que emplean la interfaz TWACS que cuenta con la capacidad de realizar comunicaciones bidireccionales con el software del sistema que se instalará en el Centro de Control de ELSE; utilizando la red eléctrica de distribución M.T./B.T existente.

Asimismo, se instaló el equipamiento electromecánico necesario en la subestación de transformación (SET) para adaptar el sistema TWACS. De igual modo se integró 07 recloser asociados a los alimentadores de la SET Combapata, para enviar mandos de apertura / cierre y visualizar el estado desde el centro de control ELSE.

De acuerdo a lo indicado, ELSE cuenta con un enlace de comunicación TCP/IP del Centro de Control a la SET Combapata, que es utilizado, para la comunicación con el Centro de Control. Este enlace permite acoplar las señales del Centro de Control a la red eléctrica de media tensión de la SET Combapata.

En el Centro de Control de ELSE, se instaló la plataforma de gestión del sistema, compuesta por servidores con software de medición remota, que recolectarán las lecturas de los medidores y el estado de los reclosers integrados al sistema. Esta información se almacena en una base de datos relacional, y cuenta con interfaces estándares, como Multispeak, y/o base de datos, que permite intercambiar información con aplicaciones Comercial y GIS.

Figura 31. Se establece la arquitectura general del sistema.



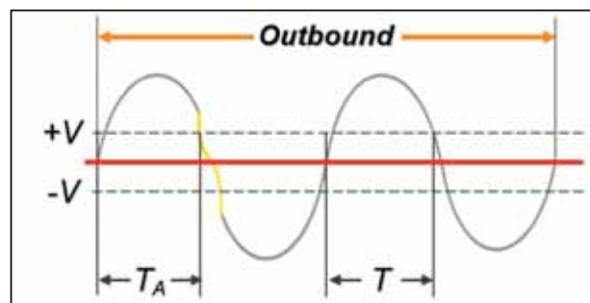
Fuente: Aclara [18]

3.5 Descripción general de la comunicación TWACS

La técnica TWACS de modulación de frecuencia de potencia para la comunicación bidireccional en la línea de alimentación usa el término señalización de salida para distinguir la comunicación desde la subestación a los dispositivos de punto final y la señalización de entrada para la comunicación del dispositivo de punto final detectada en la subestación.

Las señales de salida se transmiten modulando la forma de onda de voltaje cerca del punto de cruce cero. Los binarios y los ceros se indican mediante la ubicación de la modulación, “que se muestra exagerada” para mayor claridad en la Figura 32. Dos ciclos de forma de onda de voltaje producen un bit de señal de salida.

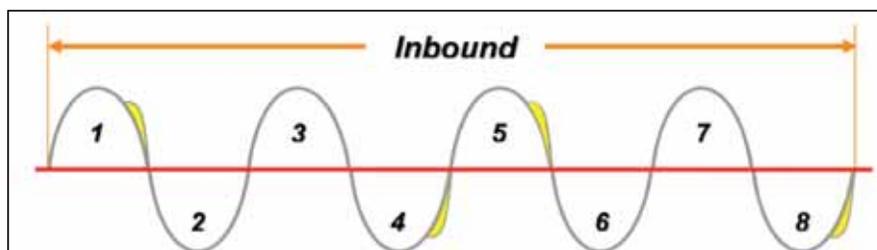
Figura 32. Señal TWACS saliente de la forma de onda de voltaje



Fuente: Aclara [18]

Las señales de entrada se crean produciendo un modelo único de pulsos de corriente en los dispositivos de campo y detectando esos pulsos en la subestación como se ilustra en la Figura 33. Cuatro ciclos de forma de onda de corriente producen un bit de entrada.

Figura 33. Señal TWACS entrante de la forma de onda de corriente

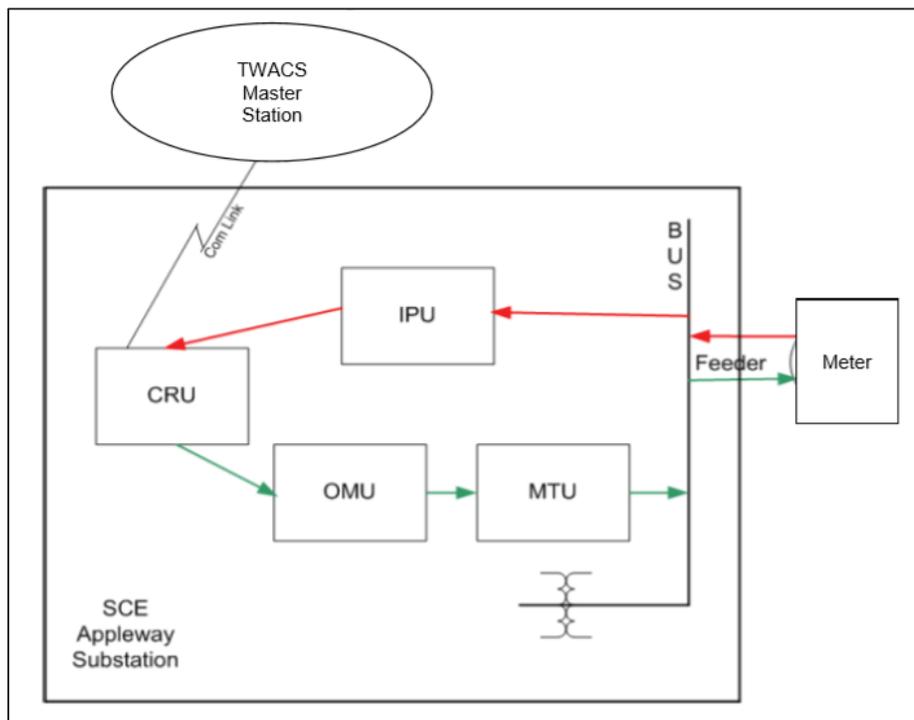


Fuente: Aclara [18]

A diferencia de los sistemas portadores de línea de alta frecuencia, las señales TWACS funcionan a la frecuencia de alimentación, por lo tanto, la comunicación de la línea de alimentación TWACS no requiere repetidores, ni unidades de bloqueo o cualquier otro equipo de acondicionamiento de red para funcionar correctamente. La señal TWACS transita sin obstáculos a través de los transformadores de distribución y no se ve afectada por los equipos y las condiciones que existen en la línea de alimentación, tales como: bancos de condensadores de derivación, transiciones aéreas a subterráneas, autotransformadores, reductores de tensión y armónicos. Los puntos muertos causados por fenómenos de onda estacionaria no existen con la tecnología TWACS, independientemente de la longitud o configuración del alimentador.

El siguiente diagrama ilustra el flujo de información. Las flechas verdes representan las comunicaciones de salida, mientras que las flechas rojas de la figura 34 representan la comunicación de entrada.

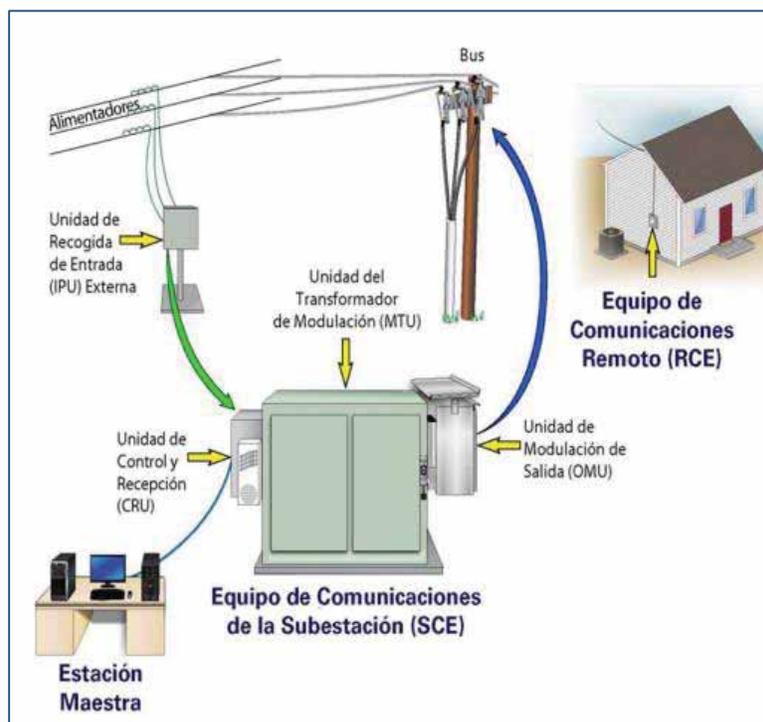
Figura 34. Flujo de información



Fuente: Aclara [18]

El sistema funciona como un esclavo maestro, donde el servidor de la puerta de enlace de la red TWACS son las estaciones maestras y el equipo de comunicación de la subestación y comunicación remota (medidor, CST u otro punto final habilitado por TWACS) es el esclavo. La estación maestra envía un comando a la CRU en la subestación. La CRU interpreta y actúa sobre el comando. Las comunicaciones salientes se inician desde la CRU a la OMU. Cuando se dispara la OMU, su mensaje se comunica en el voltaje del sistema a través de la MTU y es visto por todos los medidores en la subestación, pero solo aquellos medidores que reconocen el número de serie único o la dirección de grupo en el comando responderán. El (los) medidor (es) envían mensajes entrantes a la subestación, que son detectados por las IPU conectadas a los circuitos del transformador de corriente (CT) que se envían a la CRU. El receptor de mensajes entrantes de la CRU decodifica los mensajes y luego la CRU remite el mensaje de regreso a la estación maestra.

Figura 35. Flujo de información



Fuente: Aclara [18]

3.6 Implementación de tele medición TWACS en el sistema eléctrico Combapata

La implementación de TWACS se realizó en 03 niveles los cuales son:

- Montaje y puesta en servicio de equipos en SET de potencia.
- Montaje y puesta en servicio de equipos en SED's.
- Montaje y puesta en servicio de equipos a suministros finales.

Los mismos que se desarrollaran a continuación:

3.6.1 Montaje y puesta en servicio de equipos en SET de Potencia

SET – Combapata

El equipamiento a instalar comprendió básicamente de lo siguiente:

Patio de Llaves

- 01 Unidad del Transformador de Modulación (MTU)
- 01 Unidad de Modulación de Salida (OMU)

Sala de Control

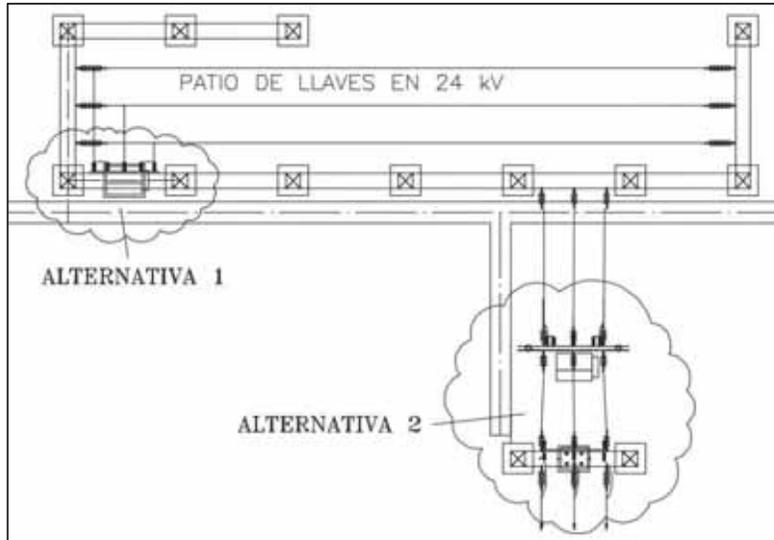
- 01 tablero con 05 Unidades de Recepción de Señales de Entrada (IPU)
- 01 tablero con 01 Unidad de Control y Recepción (CRU)

Fotografía 4. SET Combapata



Para la ubicación del equipamiento en el Patio de llaves se consideró dos alternativas, las cuales se muestran en la Figura 35.

Figura 36. Alternativas para la ubicación de equipos en el patio de llaves.



Fuente: Electro Sur Este

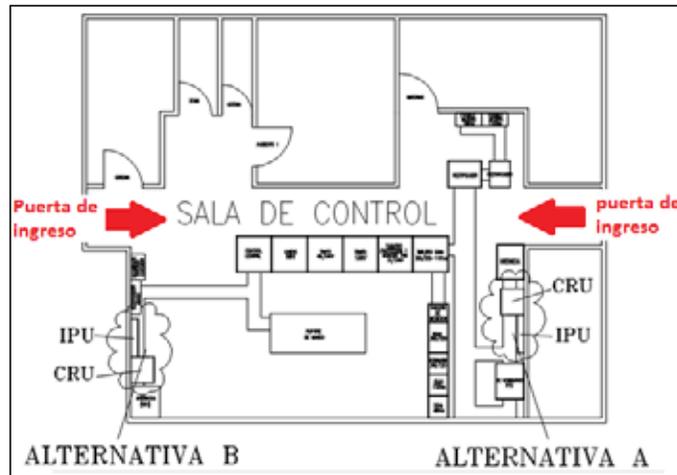
La alternativa 1, correspondía a la conexión de los equipos directamente a la barra en 24kV de la SET Combapata, mientras que en la alternativa 2, la conexión de los equipos se haría en una estructura biposte, adicionalmente se instalaría un recloser y un seccionador de línea en el pórtico existente de la salida 4 (AMT CO04), para fines de mantenimiento y por consideraciones operativas se optó por la alternativa 2.

Fotografía 5. Montaje de Equipos en SET



Para la ubicación del equipamiento en la Sala de Control también se consideró dos alternativas, las cuales se muestran en la Figura 36.

Figura 37. Alternativas para la ubicación de equipos en la Sala de Control.



Fuente: Electro Sur Este

Respecto a la ubicación de equipamiento en la sala de control, se optó por la alternativa B por sugerencia de REP propietaria de la SET de Combapata.

Descripción de Equipamiento

3.6.1.1 Patio de Llaves en 24kV:

Los equipos y materiales requeridos para el patio de llaves en 24 kV fueron los siguientes:

- Reconectador automático (Recloser) 27kV, 630A, 150kV-BIL
- Seccionador tripolar de barra, para instalación vertical, 36kV, 400A, 170kV-BIL.
- Seccionador tripolar de línea, para instalación vertical, 36kV, 400A, 170kV-BIL.
- Pararrayos de Óxido de Zinc 24 kV, Clase 1, 10kA
- Poste de concreto 11/300

- Unidad de Transformación de Modulación (MTU), 75kVA, 22,9/0,48-0,277kV, para instalación en base de concreto.
- Unidad de Modulación de Señales de Salida (OMU).
- Vigas metálicas para soportes de seccionador de barra y seccionadora porta fusible.
- Red de Tierra superficial, conformada por conductores de cobre desnudo 70mm², grapa de doble vía para conductor de 70mm² y empalmes en “T” con soldadura tipo exotérmica.

Sala de Control:

Los equipos y materiales requeridos para la sala de control son los siguientes:

- Tablero con Unidad de Control y Recepción (CRU).
- Tablero con Unidad de Recepción de Señales de Entrada (IPU).
- Inversor 110VDC a 120VAC.
- Conductor de fibra óptica.

3.6.1.1.1 Reconectador Automático de Recierre

El recloser completo está constituido por el interruptor de recierre automático propiamente dicho, que interrumpe el circuito principal; un gabinete conteniendo el sistema de control electrónico, que detecta las corrientes excesivas y activa el interruptor y un cable de control que permite la conexión entre el interruptor y el gabinete de control.

Características eléctricas

Los requerimientos mínimos que cumple son los siguientes:

- Tensión nominal : 22,9 kV
- Tensión Máxima de servicio : 25 kV
- Tensión Máxima del equipo : 38 kV
- Nivel de Aislamiento

- | | | |
|--|---|--------|
| Tensión de frecuencia industrial 60Hz | : | 50 kV |
| Tensión de impulso 1.2/50 us (BIL) | : | 150 kV |
| - Corriente Nominal del Interruptor | : | 630 A |
| - Corriente Cortocircuito Simétrica | : | 12 kA |
| - Corriente mínima disparo | : | 5 A |
| - Ciclos de recierre a capacidad ruptura nominal | : | 3 |
| - Mínimo número de operaciones de recierre | : | 4 |
| - Tipo de cámara de extinción del arco | : | vacío |

Fotografía 6. Recloser de Marca G&W



Fotografía 7. Tablero de Control y Rele SEL de Recloser



3.6.1.1.2 Seccionador de barra y seccionado de línea

El seccionador instalado fue del tipo rotativo, doble corte, 2 columnas por polo, de mando tripolar, con palanca, de instalación a la intemperie, tripolares, de montaje vertical.

Los seccionadores de barra tienen un mecanismo de accionamiento manual, mientras que los seccionadores de línea tienen un mecanismo de accionamiento de las cuchillas de fase y puesta a tierra del tipo manual y motorizado del tipo tripolar.

características eléctricas

- Tensión nominal : 36 kV
- Frecuencia : 60 Hz
- Corriente Nominal continua : 400 A
- Corriente Nominal momentánea : 12 kA
- Nivel de Aislamiento : 170 kV Pico
- Montaje : Exterior
- Altitud de montaje : 4500 msnm
- Distancia entre polos : 700 mm
- Contactos auxiliares : > 6 NA / > 6 NC
- Tensiones Auxiliares (seccionador de línea)
Tensión continua (Vcc) : 110

Fotografía 8. Seccionador de Línea



Fotografía 9. Tablero de mando de Seccionador de Línea



3.6.1.1.3 Unidad de transformador de modulación(MTU)

La Unidad de Transformador de Modulación (MTU) proporciona funciones de adaptación de impedancia y transformación de voltaje para comunicaciones salientes TWACS. El primario de MTU está conectado al bus de subestación MV, mientras que el secundario de conexión a tierra está conectado a la OMU de 480/277 voltios.

La Unidad del Transformador de Modulación (MTU) proporciona el enlace entre el cable de energía y la Unidad de Modulación de Salida (OMU), con lo cual actúa como dispositivo de conexión para modular la señal de salida de TWACS en el bus. La MTU también disminuye el voltaje hasta 277/480 V CA para energizar la OMU.

La Unidad del Transformador de Modulación (MTU) está conformada por un transformador de distribución trifásico, un interruptor de desconexión con fusible de bajo voltaje (LVFDS) y un interruptor de desconexión de alto voltaje (HVDS).

Características eléctricas

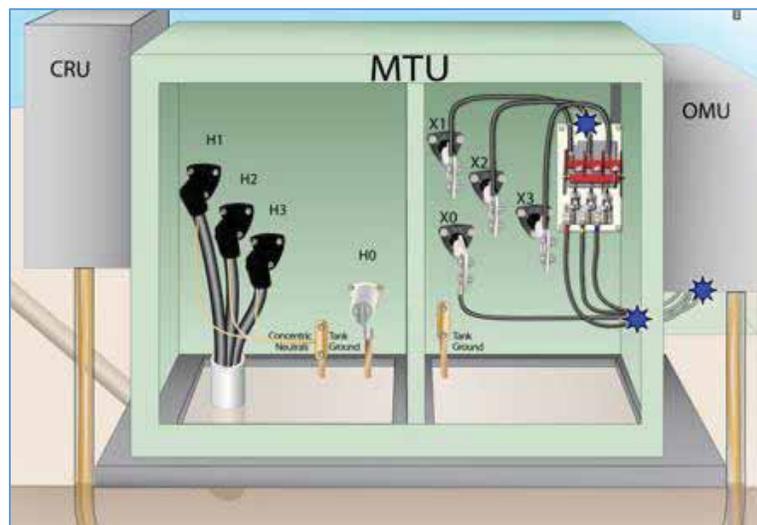
- Tensión nominal primario : 22,9 kV
- Tensión nominal secundario : 480/277 V

- Frecuencia : 60 Hz
- Tipo : Trifásico
- Potencia : 75 Kva
- Tipo de conexión : Dyn
- Impedancia c.c. : 1,8%
- Fusible LVFDS : 200 A

Fotografía 10. Transformador de modulación



Figura 38. Esquema interior del MTU



Fuente: Aclara [18]

3.6.1.1.4 Unidad de modulación de salida (OMU)

En respuesta a los comandos de la CRU, la OMU genera el comando de salida TWACS a través de una serie de cortos controlados de fase a fase o de fase a neutro que extraen corriente a través de la impedancia de la MTU cerca del cruce por cero de la forma de onda de voltaje. La perturbación resultante de la forma de onda del voltaje del bus de distribución codificada en bits se ha representado previamente.

Los elementos clave dentro de la OMU son:

- Conjunto de potencia de corriente continua (DCPA). Reduce el voltaje de entrada de 277 VCA a 46 VCA y crea todos los voltajes de CC necesarios para la OMU. También envía las tres fases de la onda sinusoidal a la OPA para la detección cruzada cero.
- Conjunto de procesador de salida (OPA). Controla las funciones internas de la OMU, que incluyen: activar OSSA para disparar: transmitir información saliente; monitoreo de voltaje de fase y pérdida de fase; y, enviar información cruzada cero y de fin de mensaje a la CRU.
- Ensamblajes de señalización de conmutación de salida (OSSA). Los cuatro OSSA (A, B, C, N), que a veces se denominan "ladrillos" debido a su aspecto de ladrillo rojo, cambian el voltaje de entrada de la MTU para generar el comando de salida. Cada OSSA tiene un SCR de polaridad directa e inversa para permitir disparar en el medio ciclo positivo o negativo. Dos OSSA se disparan en secuencia. El par específico de disparo de OSSA determina si el comando de salida se enviará de fase a fase o de fase a neutro.

La OMU se alimenta desde el lado de baja tensión de 480/277 voltios y conexión a tierra en estrella de la MTU. Por esa razón, la OMU resistente a la corrosión exterior se instala

en o cerca de su MTU asociada. Un calentador opcional controlado por termostato está disponible para la OMU.

Características técnicas

a) Gabinete

- Dimensiones : 13 cm (altura) x 48 cm
(ancho) x 44 cm (profundidad)
- Peso : 90,2 kg
- Tensión nominal : 480/277 V $\pm 20\%$
- Instalación : exterior

b) Conjunto de Energía de Corriente Continua (DCPA)

El Conjunto de Energía de Corriente Continua (DCPA) ofrece las siguientes funciones:

- Reduce el voltaje de entrada de 277 V de CA a 96 V de CA para el uso con el DCPA
- Envía la información de fase al OPA para la detección de paso por cero
- Crea todos los voltajes CC necesarios.

El DCPA recibe energía a través del voltaje del cable de entrada trifásico de la OMU mediante los fusibles de 2 amperios del bloque de fusibles de 277 V CA.

El voltaje rectificado produce un suministro de +48 V CC, que luego va al suministro de energía de un convertidor CC-CC que lo transforma en +5 V CD, +12 V CD y -12 V CC para alimentar los circuitos de accionamiento de compuerta del OPA y los OSSA.

c) Montaje Procesador de Salida (OPA)

El Montaje Procesador de Salida (OPA) controla funciones internas de la OMU, tales como:

- Activación de la señal de los OSSA, que transmite información de salida
- Control del voltaje de fases y de la pérdida de fases
- Envío de la información de paso por cero a la CRU
- Control de la temperatura de la OMU
- Control de la señal de salida para garantizar que sea correcta
- Envío del pulso de Fin de Mensaje (pulso EOM) a la CRU, que le indica que la señal de salida está completa.

El proceso de señalización de salida de la OMU parte cuando el OPA recibe un comando de la CRU. Cuando a la CRU da la orden, el OPA activa el encendido de los OSSA. Cuando los OSSA dejan de señalar, el OPA envía un pulso de “Fin de Mensaje” a la CRU.

d) Conjunto de Interruptor de Señalización de Salida (OSSA)

El Conjunto de Interruptor de Señalización de Salida (OSSA) conmuta el voltaje de entrada proveniente de la MTU para generar comunicación de salida de la TWACS.

Una OMU contiene cuatro OSSA, uno para cada fase además del neutro.

El componente principal de un OSSA es un Rectificador de Control de Silicio (SCR), que realiza la función de conmutación. Si se efectúa en un momento preciso según la orden del OPA, la función de conmutación modula la onda de tensión cerca del paso por cero, con lo cual genera una señalización de salida de TWACS.

El OSSA incluye dos conjuntos de tarjetas de circuitos. Un circuito de accionamiento de compuerta activa el SCR para que se abra y cierre según la orden

del OPA. Este circuito es energizado por el suministro de energía CC del DCPA. Los circuitos de accionamiento de compuerta del SCR se activan mediante los cables provenientes de Montaje Procesador de Salida (OPA). El OSSA también incluye un circuito amortiguador transitorio que suprime las sobretensiones y protege al OSSA. El amortiguador transitorio está protegido por un fusible de 20 amperios en el bloque de fusibles de 277 V CA.

e) Bloque de fusibles de 277 V CA

El bloque de fusibles incluye dispositivos de protección en cada fase para los conjuntos de la OMU.

- Fusible de 20 amperios, protege el circuito amortiguador transitorio del OSSA, retardo de tiempo SC-20 de Bussmann de 600 V.
- Fusible de 2 amperios, protege el DCPA, acción rápida KTK-2 de Bussmann Limitron de 600 V (Fusible de 5 Amperios si se instala el calentador de la OMU).
- Condensador, protege el SCR del OSSA y el DCPA, filtra las sobretensiones de alta frecuencia reduciendo el tiempo de alza de los voltajes de sobretensión.
- Varistor de Óxido Metálico (MOV), protege el SCR del OSSA y el DCPA mediante la sujeción de puntas de voltaje de entrada.

f) Juego de Condensador de Supresión Transitorio (TSC)

El conjunto de Condensador de Supresión Transitorio (TSC) protege a la OMU de las sobretensiones de la MTU. El conjunto de TSC, está instalado entre la MTU y la OMU en el lado secundario del LVFDS. Se instalará un conjunto de TSC para cada OMU.

Los conjuntos de TSC por lo general se montan en el compartimiento de bajo voltaje de un Transformador de Montaje Trifásico, en el cual hay agujeros preperforados

para recibir los soportes de montaje del TSC. Los conjuntos de TSC también se pueden instalar en una caja impermeable separada o, si utiliza un gabinete externo para el Interruptor de Desconexión con Fusible de Bajo Voltaje (LVFDS), el conjunto de TSC se puede montar al interior del gabinete del LVFDS, siempre que exista suficiente espacio para que el juego se instale de manera segura (sólo LVFDS de 400 amperios).

Fotografía 11. OMU imagen externa



Fotografía 12. OMU imagen interior



3.6.1.2 Sala de Control

3.6.1.2.1 Unidad de control y recepción (CRU)

La CRU administra todas las comunicaciones desde y hacia el Equipo de Comunicaciones de la Subestación (SCE). La CRU controla tanto la interfaz de comunicación con la Estación Maestra como la interfaz de comunicación con la Unidad de Modulación de Salida (OMU).

La CRU se divide en cuatro secciones principales:

- **Conjunto del Panel de Distribución (DPA)**, ubicado detrás del Conjunto Universal de Módem, proporciona una entrada de energía a la CRU.
- **Conjunto de Tarjetas (CCA)**: almacena las tarjetas del circuito de la CRU.
- **Paneles de Terminaciones**: proporcionan las terminaciones para las entradas de las IPU Externas. Las entradas forman parte del circuito de detección de señales de entrada.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

a) Tablero

- Material : láminas de acero negro de 2,0mm de espesor; con pintura de base electrostática en polvo y acabado epóxico RAL 7035; grado de protección IP54.
- Dimensiones : 183 cm (altura) x 61 cm (ancho) x 46 cm (profundidad)
- Peso : 73 kg
- Tensión nominal : 120 V CA, 60 Hz, tres hilos
- Instalación : interior

b) Conjunto del Panel de Distribución (DPA)

El Conjunto de Panel de Distribución (DPA) proporciona energía a la CRU y a los periféricos relacionados mediante un sistema de distribución eléctrica. El DPA tiene un

tomacorriente de 120 V de CA con protección de sobretensión que alimenta al Conjunto de Suministro de Energía (CPSA) de la CRU y al dispositivo de comunicaciones y, además, cuenta con un tomacorriente auxiliar de 120 V de CA para el intercambiador de calor y el calentador.

El DPA tiene un bloque de terminales para recibir 120 V de CA. Un LED verde en el exterior de la carcasa del supresor de sobretensión de los cables indica que la unidad está funcionando en forma correcta. Si el LED está apagado, la unidad NO brinda protección ante sobretensiones y se debe revisar.

c) Conjunto de Tarjetas (CCA)

El Conjunto de Tarjetas de la CRU (CCA) contiene los conjuntos de tarjetas de circuitos que efectúan funciones diversas relacionadas con las comunicaciones de entrada y salida con el RCE y con las comunicaciones con la Estación Maestra.

d) Paneles de Terminaciones

Los paneles de terminaciones proporcionan la interfaz para conectar las IPU Externas con la tarjeta madre posterior de la CRU.

Las señales de corriente que van por las IPU Externas se terminan en un resistor del panel de terminaciones, que convierte la señal de corriente en voltaje. Se envía la señal de voltaje al MIRA donde se detectan y decodifican las señales de entrada.

Fotografía 13. CRU imagen externa



Fotografía 14. CRU imagen interior



3.6.1.2.2 Unidad de recepción de señales de entrada (IPU)

La Unidad de Recogida de Entrada (IPU) consta de tres transformadores de corriente (CT), los cuales se conectan en serie con los circuitos de medición ubicados en la sala de control de la SET Combapata. Se emplean como parte del circuito de detección de señales de entrada y se encargan de que la señal de entrada de TWACS circule hacia la Unidad de Control y Recepción, junto con todo el resto de la información y el ruido del cable de energía.

Además, se pueden instalar las IPU para facilitar la detección a nivel de barra o a nivel de un alimentador, un aspecto que se considerará al momento de planificar y cablear los circuitos de detección de señales de entrada.

Las IPU por lo general se ubican cerca de los circuitos de los transformadores de corriente y es común que se monten dentro de las cajas de los CT de medición. Las IPU se conectan con un bloque de derivación en el lado primario y con un panel de terminaciones en la CRU del lado secundario.

Características técnicas

I. Tablero

- Material : láminas de acero negro de 2,0mm de espesor; con pintura de base electrostática en polvo y acabado epóxico RAL 7035; grado de protección IP54.
- Dimensiones : 150 cm (altura) x 100 cm (ancho) x 30 cm (profundidad)
- Instalación : interior

II. IPU de 5 Amperios

La IPU de 5 amperios consta de tres transformadores de corriente (CT) con razones de 1000/5 para 1000 amperios en el lado primario y diseñado para uso con los CT que tienen salida secundaria de 5 amperios. Estos son generalmente los CT para mediciones, reguladores de voltaje o auxiliares con razones desde 100:5 a 2000:5.

- Número de pieza : Y83760-1
- Capacidad nominal de entrada primaria : 5 A
- Frecuencia nominal del cable : 50 o 60 Hz
- Carga : 0,0055 Ω

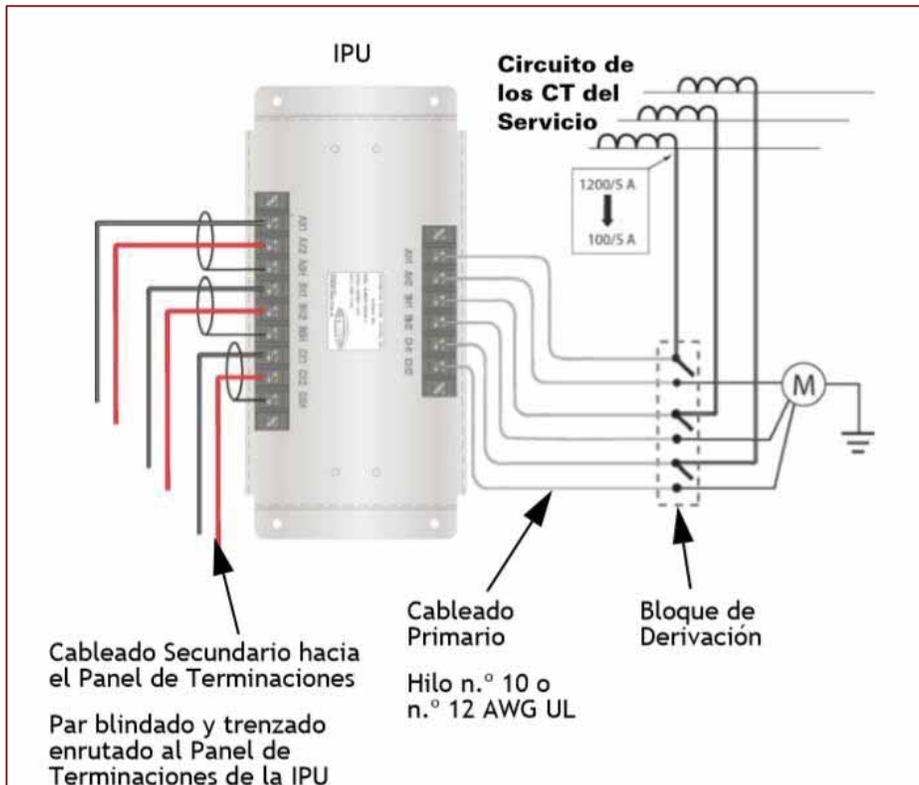
Fotografía 15. IPU imagen externa e interna.



Fotografía 16. IPU de la Salida CO01

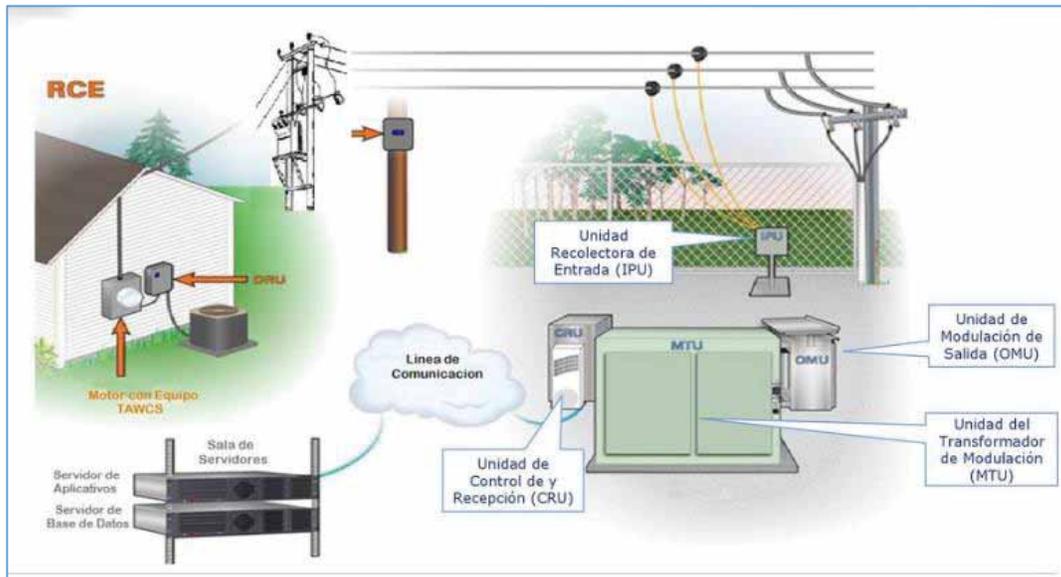


Figura 39. conexiones a la red de entrada



Fuente: Aclara [18]

Figura 40. Esquema de instalación de equipos



Fuente: Aclara [18]

3.6.2 Montaje y puesta en servicio de equipos en subestaciones de distribución

3.6.2.1 Medidores

En el proyecto se instaló medidores para los dos tipos de transformadores en las SEDs existentes: -

- Tipo 1: 3 fases + Neutro, 380/220 VAC
- Tipo 2: 2 fases + Neutro, 440/220 VAC

4460 (cuatro mil cuatrocientos sesenta) medidores monofásicos marca Wasion modelo Libra II como totalizadores para la medición de los circuitos de alumbrado público, subestaciones (SEDs) y clientes finales. Los medidores serán divididos de la siguiente manera

- 3500 medidores monofásicos para clientes finales
- 960 medidores monofásicos para totalizadores y alumbrado público (AP) de las SEDs

146 (ciento cuarenta y seis) medidores trifásicos marca Aclara modelo kV2C para la medición de los circuitos de clientes finales.

Medidores monofásicos

En la implementación en proveedor ofertó medidor Washion modelo Libra II, tanto para medición a nivel de subestaciones como suministros finales monofásicos.

El medidor WASION LIBRA II es un medidor de energía monofásico de dos hilos, de instalación directa. Mide la energía activa (kWh), por defecto método de suma algebraica: la energía recibida y entregada se suma en un registro). El medidor tiene tres componentes principales: una base, un módulo de medidor electrónico y un módulo de comunicación del transpondedor. El módulo electrónico y el módulo de transpondedor están ensamblados en la base. El conjunto de la base contiene un derivador (shunt) de precisión que detecta la corriente y un relé de alta confiabilidad que desconecta automáticamente la línea de alimentación. El módulo electrónico tiene la circuitería de medición que permite la acumulación de energía y contiene información de calibración.

Figura 41. Medidor Washion Libra II

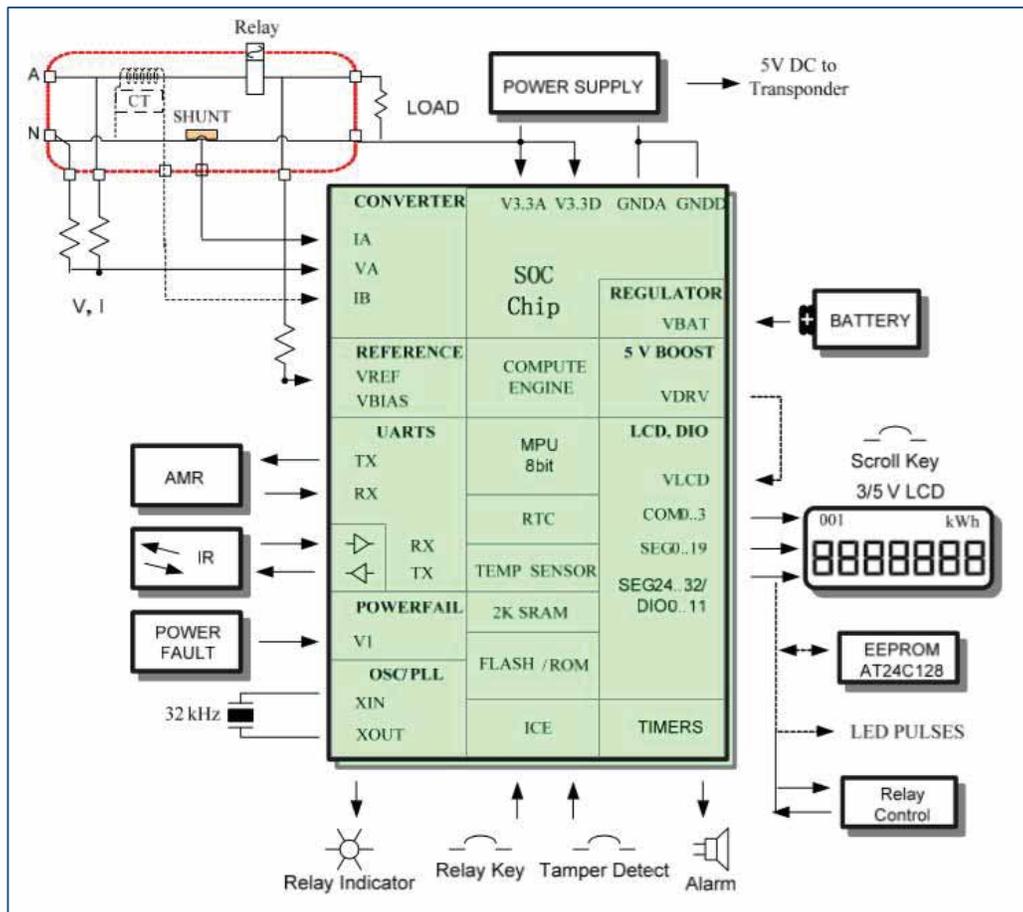


Fuente: Aclara [18]

Las subestaciones de distribuciones presentarán 2 (dos) tipos de alimentadores y este medidor se utilizará para los totalizadores y alumbrado público de las subestaciones de

distribución de Tipo 2 (2 fases + Neutro, 440/220 VAC) y el alumbrado público de las subestaciones de Tipo 1 (3 fases + Neutro, 380/220 VAC); así mismo estos medidores serán instalados en clientes finales monofásicos.

Figura 42. Diagrama de bloques de medidor



Fuente: Manual de medidor Libra II

El medidor Libra II es compatible con el sistema de Medición Avanzada de comunicación por la red eléctrica de dos vías TWACS. TWACS (Sistema de Comunicación Automática de Dos Vías) es un producto de Aclara Power-Line Systems Inc., una compañía con sede en Estados Unidos de América.

Características claves del medidor:

Fabricante : Wasion China Libra II

Tipo de medición	: Energía Activa
Dimensione	: 327.5 x 131.9 x 72.8 mm.
Pantalla	: LCD (indica Energía Activa (KWh), Potencia Instantánea (kW), Frecuencia (Hz))
Alimentación	: 5(60) A a 220V-240/120V, 60Hz
Numero de hilos	: 2
Temperatura	: -40 a + 55°C
Intervalo de tiempo para recopilación:	60 min
Canales para recopilación de datos	: 4 (por intervalo)
Protección carcasa del medidor	: IP54
Cumplimiento de normad (Eléctrica):	IEC 62052-11, IEC 62053-21
Protección carcasa del medidor	: IP54

Fotografía 17. Medidor instalado en suministro 10130005818 de la Localidad de Accha distrito de Paruro



Medidores trifásicos

El proyecto implemento medidor de Aclara modelo kV2c, El medidor Kv2C se encarga del monitoreo real de la calidad de energía y las mediciones reales del costo de servicio. Ya sea que esté midiendo el rango de energía más simple o recopilando información sobre la calidad crítica de servicio y análisis de carga en un circuito polifásico o monofásico, el medidor kV2c se puede configurar para satisfacer cada una de estas necesidades.

Figura 43. Medidor trifásico Aclara Kv2c

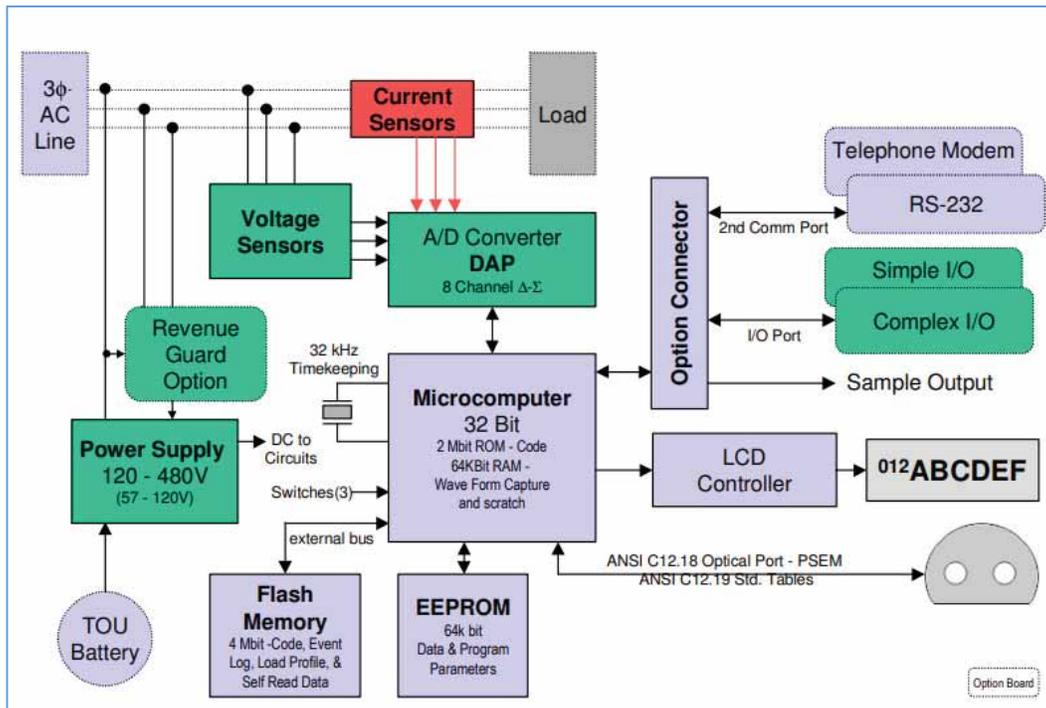


Fuente: Aclara [18]

Los medidores kV2c de la familia Aclara están diseñados para la medición de clase de facturación en aplicaciones comerciales e industriales.

El medidor kV2c de Aclara es uno de los medidores comerciales e industriales de ANSI® con mayor aceptación, con más de 2 millones de unidades distribuidas en la industria desde su lanzamiento al mercado. El diseño resistente de medidores de grado de facturación se basa en la tecnología avanzada de Aclara que ofrece alta precisión y fiabilidad.

Figura 44. Figura Diagrama de bloques de medidor



Fuente: Manual de producto kV2c de Aclara

Características claves del medidor:

Fabricante : ACLARA - EEUU

Tipo de medición : Energía Activa (KWh), Energía Reactiva (KVARh)

Dimensione : 179.6 mm x 241.3 mm x 160.2 mm.

Pantalla : Energía Activa (KWh), Energía Reactiva (KVARh)

Precisión : 0.2%

Alimentación : 0- 20 A, 120V-480V, 60Hz

Numero de hilos : 3 a 4

Temperatura : -40 a + 85°C

Intervalo de tiempo para recopilación: 60 min

Canales para recopilación de datos : 4 (por intervalo)

Material de la carcasa : Policarbonato

Cumplimiento de normad (Eléctrica): ANSI C12.1 y ANSI C12.20

*Fotografía 18. Medidor kV2c instalado en interior tablero en la SED 0040073 -
Checacupe*



3.6.2.2 Tableros TWACS

En la ejecución de proyecto se instalaron tableros de dos tipos para las SEDs existentes

- Tipo 1: Tablero trifásico, 380/220 VAC

- Tipo 2: Tablero monofásico, 440/220 VAC

a) Características del Tablero

Fueron fabricados íntegramente con planchas de acero laminado en frío de 2 mm de espesor, con las dimensiones necesarias para alojar los equipos que se detallan en los esquemas eléctricos El techo del tablero tiene una pendiente de 15°.

El gabinete tiene una puerta frontal, asegurada con un cerrojo, seguro para candado y dos chapas universales. La cara inferior del tablero de distribución cuenta con dos agujeros para el ingreso o salida de los conductores.

Cada agujero ese encuentra equipado con los accesorios necesarios para su hermeticidad una vez colocados los conductores, a fin de evitar el ingreso de humedad, polvo e insectos al interior del tablero (IP 54). Cada gabinete está provisto de dos abrazaderas partidas para su fijación.

El gabinete del tablero y la plancha separadora tienen un tratamiento de arenado y luego cuenta con 2 capas de pintura anticorrosiva a base de cromato de zinc de la mejor calidad, seguido de 2 capas de acabado con esmalte de color gris. Los espesores de las capas de recubrimiento están en el rango de 2 a 3 milésimas de pulgada con película seca.

b) Dimensiones

Se van a tener 2 tipos de tableros de acuerdo al tipo de SED en el que será instalado, los cuales se muestran en el siguiente cuadro:

Tabla 12. Tabla Dimensiones de tableros

SED	Alto(mm)	Ancho(mm)	Profundidad (mm)
Tipo 1	789	650	300
Tipo 2	686	650	250

c) Interruptor Termomagnético

Los interruptores termomagnéticos que se instalaron en los tableros para las SEDs son tripolares o bipolares; que fueron instalados en el interior del gabinete del tablero de distribución.

Los interruptores vienen provistos de terminales de tornillos con contactos de presión para conectarse a los conductores. Los bornes de salida serán del tipo bimetálico a fin de permitir la conexión de conductores de Cobre o Aluminio con una sección circular de 16 a 35 mm².

d) Transformador de Corriente

Fueron instalados solamente en los tableros trifásicos (SED tipo 1) y son del tipo núcleo toroidal, adecuados para instalarse sobre los conductores o barras del tablero de distribución existente. Tendrá las siguientes características principales:

- Tensión Nominal : 1 kV
- Frecuencia : 60 Hz
- Corriente Secundaria : 5 A
- Potencia : 5 VA
- Relación de Transformación: De acuerdo a la potencia del transformador de distribución

e) Medidor Energía Activa Trifásico

El medidor de energía activa trifásico permitirá medir el consumo total de energía activa de las SED tipo 1, al cual fue instalado en el tablero de distribución.

La configuración del sistema eléctrico al cual fue instalado es de 3 hilos + neutro, 380/220V. Las características principales de los medidores de energía trifásicos son las siguientes:

Marca y tipo	:	ACLARA
Tensión Nominal del medidor	:	120 V – 480 V
Frecuencia Nominal	:	60 Hz
Clase de Precisión	:	0.2%
Número de Hilos	:	3 a 4

f) Medidor de Energía Activa Monofásico

El medidor de energía activa monofásico permitirá medir el consumo total de energía activa de la subestación (SED tipo 2) y el consumo total la energía activa en el sistema de alumbrado público (SED tipo 1 y 2) al cual será instalado el tablero de distribución.

La configuración del sistema eléctrico al cual es instalado es de 2 hilos + neutro, 440/220V.

Las características principales de los medidores de energía monofásicos son las siguientes:

Marca y tipo	:	WASION, LIBRA-2
Tipo de Funcionamiento	:	Estático
Tensión Nominal del medidor	:	220 V
Frecuencia Nominal	:	60 Hz
Número de Sistemas	:	01

Número de Hilos : 02

Número de bobinas de corriente : 01

Número de bobinas de tensión : 01

Barras Colectoras y Conductores de Conexionado

Los tableros estarán equipados con barras colectoras de cobre electrolítico de sección rectangular para la puesta a tierra.

Las secciones rectangulares serán diseñadas con las siguientes dimensiones mínimas:

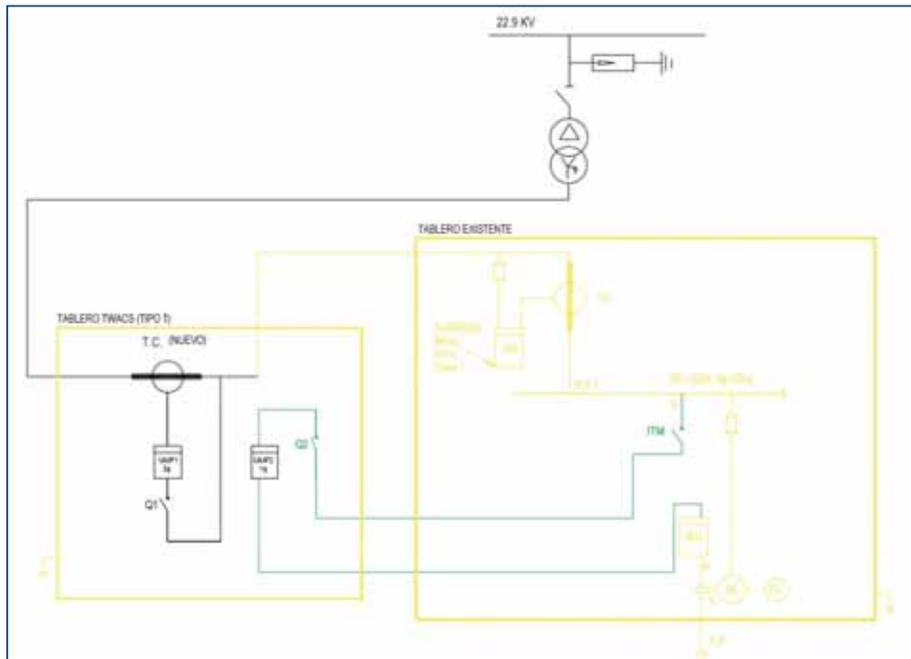
Para la puesta a Tierra : 20 x 3 mm

Para la barra CU Neutro : 20 x 5 mm

Las barras del neutro están provistas de los accesorios correspondientes para recibir o distribuir conductores de cobre o de aluminio cuyas secciones varían entre 16 y 50 mm².

El código de colores de la barra es de color amarillo para la barra de tierra. Los conductores de conexionado son de cobre, del tipo THW, con una sección mínima de 6 mm². Presentan el código de colores definidos para las barras y los accesorios de señalización correspondiente.

Figura 45. Diagrama Unifilar de SED tipo 1



Fuente: Electro Sur Este

Fotografía 19. SED 0040073 (trifásica) – Checacupe 1 (izquierda) tablero SED TWACS instalado, (derecha) tablero existente



Fotografía 20. SED 0040073 (trifásica) – Checacupe 1 (izquierda) interior tablero SED TWACS instalado, (derecha) interior tablero existente

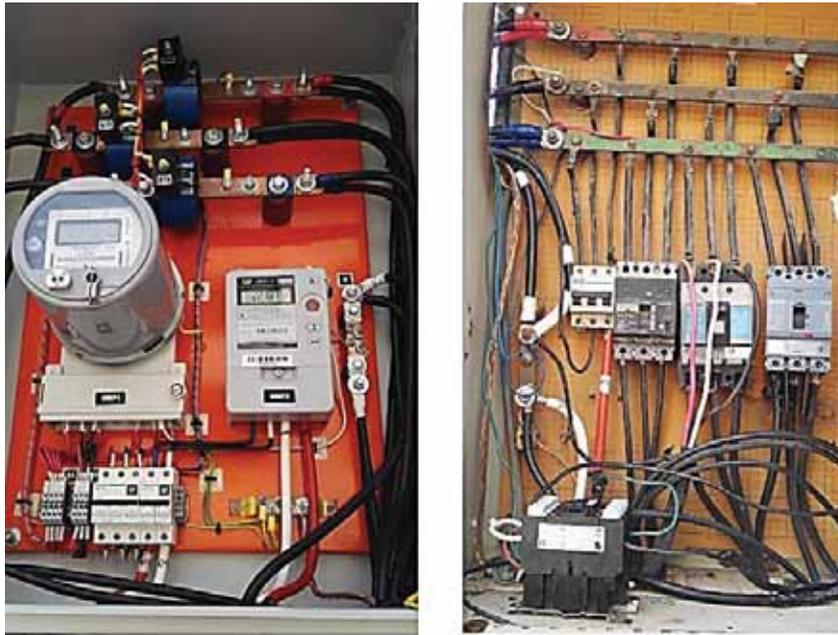
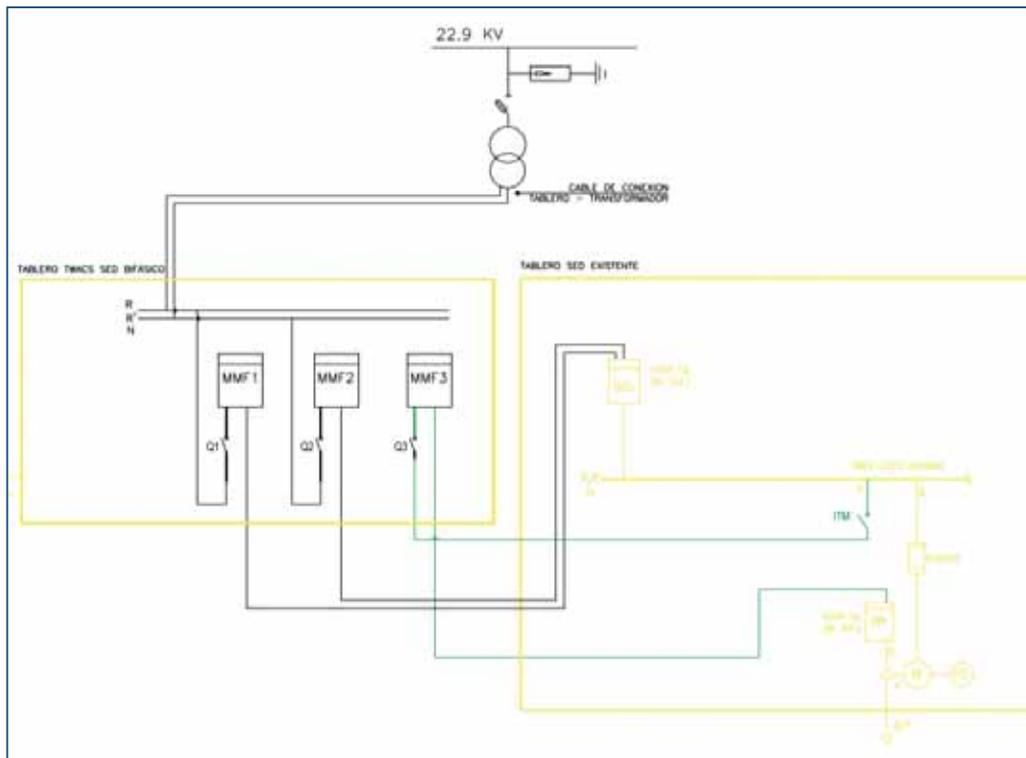


Figura 46. Diagrama Unifilar de SED tipo 2



Fuente: Electro Sur Este

Fotografía 21. SED 0041982 (bifásica) – Condorpampa (izquierda) tablero existente, (derecha) tablero SED TWACS instalado



Fotografía 22. SED 0041982 (bifásica) – Condorpampa (izquierda) interior tablero existente, (derecha) interior tablero SED TWACS instalado



Fotografía 23. Equipos instalados en patio de llaves SET de Combapata



Fotografía 24. Equipos instalados en la sala de control de la SET de Combapata



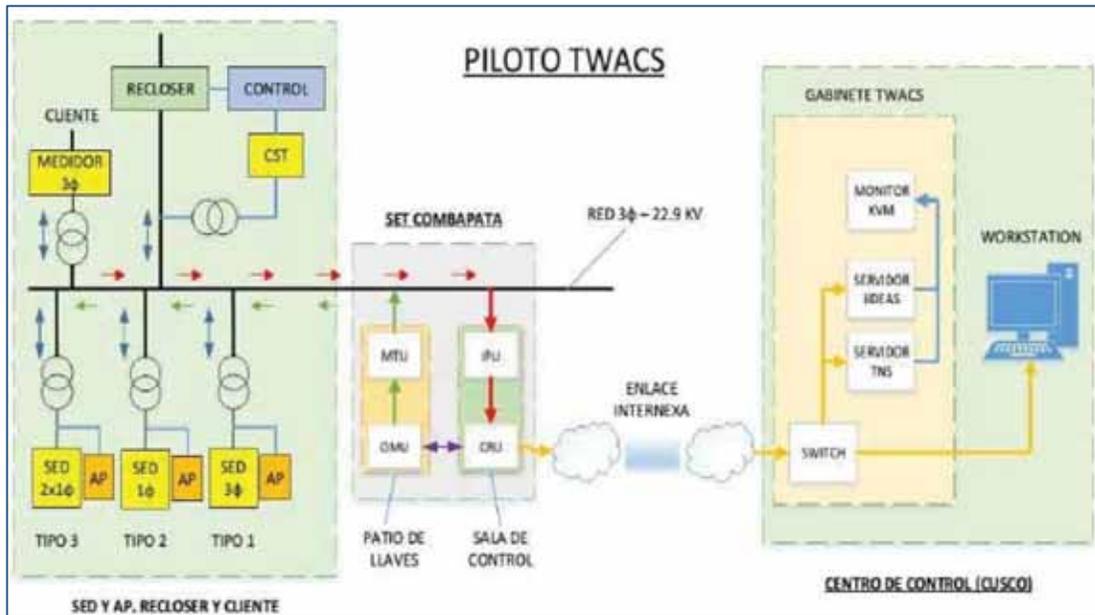
Fotografía 25. Estación de Trabajo TWACS



Fotografía 26. Centro de control de ELSE

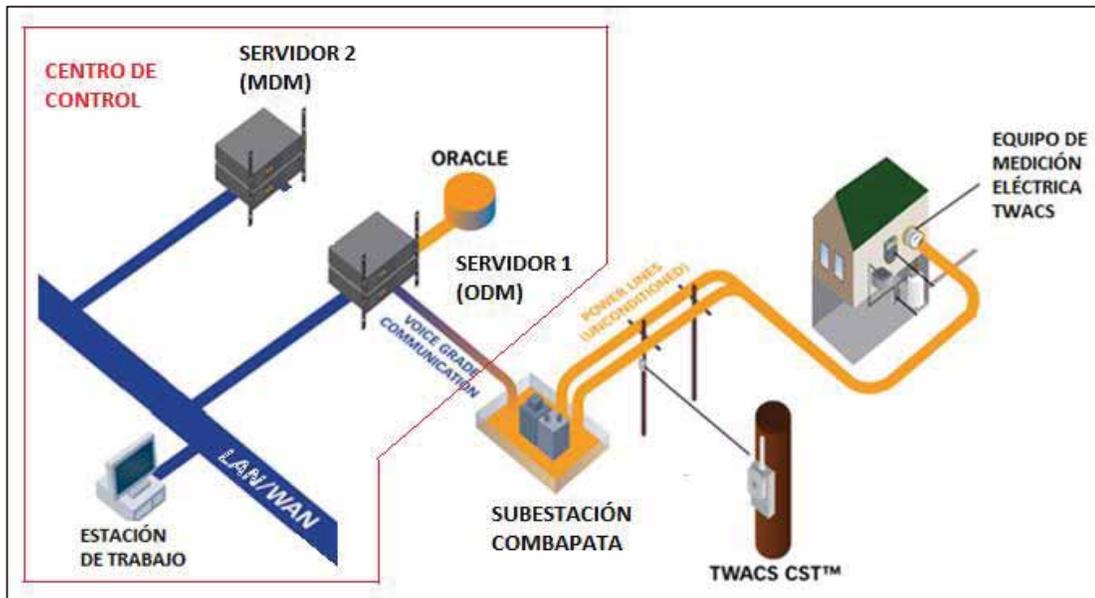


Figura 47. Esquema de instalación y operación TWACS



Fuente: Electro Sur Este

Figura 48. Esquema de instalación y operación TWACS



Fuente: Aclara [18]

CAPITULO IV

Evaluación y análisis económico de proyecto

4.1 Introducción

En este capítulo se desarrollará la evaluación técnico económica de la implementación de la tele medición mediante el sistema TWACS en el sistema eléctrico Combapata de Electro Sur Este. La evaluación considera los gastos operativos comerciales que la empresa desembolsa en caso de contratos de Lecturas, Cortes y Reconexiones, en suministros, elaboración de balances de energía por Subestación de distribución, detección de hurtos de energía, así como la energía dejada de facturar por las interrupciones y compensaciones por exceder límites establecido en la NTCSEER respecto al SAIDI Y SAIFI.

De la misma forma se hará uso de herramientas financieras para evaluar la viabilidad del proyecto que a la fecha ya se encuentra en su segunda etapa concluida. Las herramientas financieras a usar son el Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) expresado en (%).

4.2 Valor actual neto (VAN)

Se define como el valor presente de los beneficios netos que componen un proyecto a lo largo de su vida útil, descontados a la tasa de interés que muestra el costo de oportunidad. Este último se define como el costo de la mejor alternativa dejada de lado que tiene el inversionista para colocar el capital que se destinará al proyecto. Se trata, entonces, de la renta efectiva de la mejor alternativa especulativa de igual riesgo. El VAN mide en moneda de hoy, cuanto más rico es el financista si realiza el proyecto en vez de colocar su dinero en la actividad que le ofrece como rentabilidad la tasa de descuento o costo de oportunidad.

Representación matemática del VAN:

$$VAN = \sum_{t=0}^n FC_t / (1+r)^t$$

VAN usado en la evaluación de Proyectos: Se precisa como el método para evaluar la rentabilidad de un proyecto de inversión que radica en comparar el valor actual de todos los flujos de entrada de efectivo con el valor actual de todos los flujos de salida de efectivo. Representación matemática del VAN) usando en la evaluación de Proyectos:

$$VAN = INV + FLUJO1/(1+i)^1 + FLUJO2/(1+i)^2 + \dots + FLUJO_n/(1+i)^n$$

Será conveniente invertir en el proyecto cuando VAN > 0. En el caso que existan varios proyectos alternativos en paralelo VAN > 0, entonces se invertirá en aquel que optenga el mayor VAN.

4.3 Tasa interna de rendimiento(TIR)

Esta técnica consiste en hallar una tasa de interés en la cual se cumplen las condiciones buscadas en el momento de comenzar o aceptar un proyecto de inversión. La Tasa Interna de Retorno o rendimiento es aquella tasa que está ganando un interés por encima del saldo no recuperado de la inversión en cualquier momento de la duración del proyecto.

Representación matemática del TIR:

$$TIR = \sum_{t=0}^n FC_t / (1+TIR)^t = 0$$

FC = Flujo de Caja, en el estado de cuenta básica que se usa para determinar la rentabilidad de un proyecto de inversión. Reside en agregar los flujos de ingresos y gastos efectivos que están agrupados con la marcha del negocio.

TIR utilizado en la evaluación de Proyectos: Desde un punto de vista matemático, la tasa interna de retorno (TIR) es aquella tasa de interés que hace igual a cero el Valor Actual Neto de un flujo de efectivo.

Representación matemática de la TIR bastante utilizado en la evaluación de Proyectos:

$$0 = - \text{INVERSION} + \text{FLUJO}^1 / (1 + \text{TIR}) + \text{FLUJO}^2 / (1 + \text{TIR})^2 + \dots + \text{FLUJO}^n / (1 + \text{TIR})^n.$$

TIR < Tasa de descuento; se rechaza el proyecto.

TIR = Tasa de descuento es indiferente.

TIR > Tasa de descuento; se acepta el proyecto

La TIR y el VAN proporcionarán el mismo resultado en la elección de la alternativa entre los inversionistas simples, es decir siempre el VAN será una función uniformemente decreciente del tipo de reducción (costo de oportunidad).

4.4 Resultados de la implementación del sistema TWACS

4.4.1 Primera etapa

En esta etapa se instalaron 97 tableros de distribución entre trifásicos y monofásicos en los alimentadores CO01, CO-02, CO03, CO04 y CO-05. Los interfaces de comunicación tienen la capacidad de realizar comunicaciones bidireccionales con el software del sistema instalado en el Centro de Control de ELSE utilizando la red eléctrica de distribución M.T./B. T existente y el medio de comunicación.

Adicionalmente se instaló el equipamiento electromecánico necesario en la subestación de transformación Combapata (SET) para adaptar el sistema propuesto.

Se integró 6 recloser asociadas a los alimentadores (CO-02 y CO-03), para enviar mandos de apertura / cierre y visualizar el estado desde el centro de control ELSE.

En el Centro de Control de ELSE, se instaló la plataforma de gestión del sistema, compuesto por servidores con software de medición remota, que recolectan las lecturas de los medidores y el estado de los reclosers. Esta información se almacena en una base

de datos relacional, y cuenta con interfaces estándares y/o base de datos relacionales, que permiten intercambiar información con aplicaciones SCADA, OMS y GIS.

A continuación, la Tabla 12 muestra el equipamiento que se instaló en el centro de control de Electro Sur Este S.A.A.

Tabla 13. Equipamiento en Centro de Control

ITEM	EQUIPO	CANTIDAD
1	Servidor	2
2	Estación de operación	1
3	Swich de comunicaciones	1
4	Gabinete	1

Fuente: Electro Sur Este

La Tabla 14 se muestra las cantidades del equipamiento tuvo la finalidad de llegar a más clientes rurales monofásicos, debido a que previa visita de campo se observó que la cantidad de SED tipo 2 (Subestaciones de Distribución) monofásico 220 VAC es mínima y con transformadores de muy baja potencia. De las 26 SED que se inspeccionaron solo 01 era de ese tipo, Además las SED de tipo 1 (trifásico 380/220 VAC), son las que tienen cargas más importantes.

Tabla 14. Equipamiento para las subestaciones de distribución

ITEM	EQUIPO	CANTIDAD
1	Medidor totalizador trifásico (para sistemas tipo 1)	17
2	Medidor totalizador monofásico (para sistemas tipo 2)	90
3	Medidor de alumbrado público monofásico (se usarán para cualquiera de los 2 tipos de sistemas)	10

La Tabla 15, muestra el equipamiento requerido para operar 10 Reclosers donde se aprecia que la contratista PROCETRADI, ejecuto 6 unidades de 10, el cual representa el 60% del total.

Tabla 15. Equipamiento para operar Recloser

ITEM	CONTRACTUAL		EJECUTADO	
	EQUIPO	CANTIDAD	EQUIPO	CANTIDAD
1	Modulo remoto Apertura/Cierre	10	Modulo remoto Apertura/Cierre	6

Fuente: Electro Sur Este

La Tabla 15 muestra el resumen de puntos de instalación de los medidores, donde se observa el total de 97 subestaciones por alimentador de media tensión (AMT) y 06 Recloser, se aprecia que en el AMT CO-03 se instalaron más medidores respecto al resto.

Tabla 16. Resumen de instalación de tableros

ITEM	AMT	SED TRIFÁSICA	SED BIFÁSICA	RECLOSER	TOTAL
1	CO01	0	1	0	1
2	CO02	5	14	1	20
3	CO03	6	43	4	53
4	CO04	2	17	0	19
5	CO05	4	5	1	10
TOTAL		17	80	6	103

Fuente: Electro Sur Este

A continuación, la Tabla 16 muestra la relación de subestaciones intervenidas por alimentador, donde se aprecia que hacen un total de 97 SEDs y 06 Recloser. De los cuales 17 son trifásicos (ver Tabla 17), y 80 son bifásicos.

Tabla 17. Resumen de instalación de tableros por AMT

ITEM	AMT	MONOFASICO	TRIFASICO	TOTAL
1	CO01	1	0	1
2	CO02	14	5	19
3	CO03	43	6	49
4	CO04	17	2	19
5	CO05	5	4	9
Total		80	17	97

Fuente: Electro Sur Este

Así mismo se adjunta el anexo N° 4 con la relación total de subestaciones intervenido en esta primera etapa

4.4.1.1 Plazo y cronograma de ejecución

El plazo de entrega y puesta de servicio del Sistema de Medición Remota contractual fue de 220 días calendario, a partir del día siguiente de la suscripción del Contrato N° 277-2015, es decir a partir del 12/06/2015.

El cronograma de ejecución del proyecto se muestra a continuación:

Tabla 18. Plazo y Cronograma de ejecución

Etapa	Actividad	Mes 01	Mes 02	Mes 03	Mes 04	Mes 05	Mes 06	Mes 07	Mes 08
1	Desarrollo de la Ingeniería de Detalle del Proyecto								
2	Suministro de Equipos								
3	Configuración de Software e integración								
4	Pruebas y Puesta en servicio								
5	Capacitación								
5	Aprobación por ELSE								

Fuente: Electro Sur Este

4.4.1.2 Presupuesto ejecutado

El presupuesto ejecutado del suministro y montaje de la implementación del sistema TWACS en la primera Etapa se detalla de la siguiente manera:

Tabla 19. Presupuesto del suministro y montaje

ítem	contrato o adenda	monto contractual con i.g.v. (s/.)	monto parcial con i.g.v.(s/.)	descripción de las actividades y/o partidas:	nuevos soles (s/.)		
					sin igv	igv	con igv
1	Contrato N° 277-2015	2,479,980.10	743,994.03	primer pago - aprobación de ingeniería de detalle (30% del monto contractual)	630,503.42	113,490.61	743,994.03
2			991,992.04	segundo pago - entrega de equipos (40% del monto contractual)	840,671.22	151,320.82	991,992.04
3			743,994.03	tercer pago - puesta en servicio del sistema de gestión de medición rural (30% del monto contractual)	630,503.42	113,490.61	743,994.03
sub total 01					2,101,678.05	378,302.05	2,479,980.10
4		375,990.35	158,693.46	valorización n° 001	134,485.98	24,207.48	158,693.46

5	Adenda N° 041- 2016		217,296.89	valorización n° 002	184,149.91	33,146.98	217,296.89
SUB TOTAL 2					318,635.89	57,345.46	375,990.35
TOTAL					2'420,313.94	435,656.51	2,855,970.45

4.4.1.3 Planos y detalles

Los Planos correspondientes a la implementación del sistema TWCAS son:

Tabla 20. Detalle de planos

Ítem	Descripción	Planos
1	SET Combapata leyenda	324.004-SET-B02
2	SET Combapata diagrama unifilar instalación equipamiento TWACS (alternativa 2)	324.004-SET-C02
3	SET Combapata diagrama unifilar c04 instalación equipamiento TWACS	324.004-SET-C03
4	SET Combapata(sala de control) tablero de IPUS (caja)	324.004-SET-E01
5	SET Combapata tablero para IPUS (disposición de equipos)	324.004-SET-E02
6	SET Combapata (patio de llaves)diagrama de conexonado entre el MTU y OMU	324.004-SET-F01
7	SET Combapata (patio de llaves)diagrama de conexonado entre el MTU y OMU	324.004-SET-F01_02
8	SET Combapata (patio de llaves)diagrama de conexonado entre el MTU y OMU	324.004-SET-F01_02
9	SET Combapata (patio de llaves) red de tierra superficial	324004-SET-F02
10	SET Combapata(sala de control) circuito para alimentación del CRU (alternativas a y b)	324.004-SET-F03
11	SET Combapata (patio de llaves) circuito de medición de corriente (alternativas a y b)	324.004-SET-F04
12	SET Combapata (patio de llaves) circuito de conexonado del medidor pm01, IPU y CRU	324.004-SET-F05
13	SET Combapata (patio de llaves)circuito de conexonado del medidor pm02, IPU y CRU	324.004-SET-F06
14	SET Combapata (patio de llaves) circuito de conexonado del medidor pm03, IPU y CRU	324.004-SET-F07
15	SET Combapata (patio de llaves) circuito de conexonado del medidor pm04, IPU y CRU	324.004-SET-F08
16	SET Combapata (patio de llaves) circuito de conexonado del medidor pm05, IPU y CRU	324.004-SET-F09
17	set Combapata conexonado de equipos de comunicación	324.004-SET-F10
18	SET Combapata (patio de llaves) esquema unifilar del seccionador de línea tablero de control y mando motorizado 110vcc	324.004-SET-F11

19	SET Combapata esquema funcional - circuito de fuerza del seccionador de línea tablero de control y mando motorizado 110vcc	324.004-SET-F12
20	SET Combapata esquema funcional - fuente auxiliar 220vac seccionador de línea - dsl1 tablero de control y mando motizado 110vcc	324.004-SET-F13
21	SET Combapata circuito de conexión para mando sel 351r recloser rec1	324.004-SET-F14
22	SET Combapata diagrama unifilar alimentación 220vac / 110vdc tablero ssa 380vac/220vac/110vdc	324.004-SET-F15
23	SET Combapata esquema de alimentación y señalización recloser tripolar 38kv rec1 tablero de protección y mando - TPM	324.004-SET-F16
24	SET Combapata esquema de alimentación y señalización seccionador tripolar 36kv dsl1 tablero de protección y medida - TPM	324.004-SET-F17
25	SET Combapata esquema de mando remoto desde sala de control recloser tripolar 38kv rec1 tablero de protección y medida - TPM	324.004-SET-F18
26	SET Combapata esquema funcional - mando motorizado seccionador de línea - dsl1 tablero de control y mando motorizado 110vcc	324.004-SET-F19
27	SET Combapata esquema de lectura de estados seccionador tripolar de línea 36kv dsl1 tablero de protección y medida - TPM	324.004-SET-F20
28	SET Combapata conexionado de comunicaciones CDS scout - sel 351r rec1 tablero de protección y medida - TPM	324.004-SET-F21
29	SET Combapata diagrama de lazo de alimentación y señal recloser tripolar 38kv rec1 tablero de protección y medida - TPM	324.004-SET-F22
30	SET Combapata diagrama de lazo de alimentación seccionador tripolar de línea 36kv dsl1 tablero de protección y medida - TPM	324.004-SET-F23
31	SET Combapata diagrama de lazo de alimentación CRU tablero de protección y medida - TPM	324.004-SET-F24
32	SET Combapata diagrama de lazo mando remoto sala de control recloser rec1 tablero de protección y medida - TPM	324.004-SET-F25
33	SET Combapata diagrama de lazo mando remoto sala de control/scada seccionador dsl1 tablero de protección y medida - TPM	324.004-SET-F26
34	SET Combapata diagrama de lazo estados hacia scout seccionador dsl1 tablero de protección y medida - TPM	324.004-SET-F27
35	SET Combapata (sala de control) diagrama de conexión entre los IPUS y CRU	324.004-SET-G01
36	SET Combapata (sala de control) diagrama de conexión entre CRU y centro de control	324.004-SET-G02
37	SET Combapata (patio de llaves) disposición de equipos en planta	324.004-SET-I02
38	SET Combapata (patio de llaves) disposición de equipos en cortes	324.004-SET-I03_01
39	Disposición de equipos en cortes	324.004-SET-I03_02
40	Disposición de equipos en cortes	324.004-SET-I03_03
41	Disposición de equipos en planta (alternativa b)	324.004-SET-I05

42	SET Combapata recorrido de fibra óptica	324.004-SET-J04
43	SET Combapata recorrido de cable de fuerza	324.004-SET-J05
44	SET Combapata recorrido de cable de control	324.004-SET-J06
45	SET Combapata (patio de llaves) obras civiles	324.004-SET-K01

Fuente: Electro Sur Este

4.4.2 Segunda etapa

En esta etapa se instalaron medidores totalizadores para 3746 clientes Baja Tensión en los alimentadores CO01, CO-02, CO03, CO04 y CO-05. Así mismo estos fueron distribuidos en 96 subestaciones trifásicas y 288 subestaciones monofásicas el detalle se observa en la Tabla 20. Los interfaces de comunicación tienen la capacidad de realizar comunicaciones bidireccionales con el software del sistema instalado en el Centro de Control de ELSE utilizando la red eléctrica de distribución M.T./B.T existente y el medio de comunicación.

Tabla 21. Resumen de instalación de medidores

ITEM	CONTRACTUAL		EJECUTADO	
	EQUIPO	CANTIDAD	EQUIPO	CANTIDAD
1	Tablero SED Tipo I Trifásico	96	Tablero SED Tipo I Trifásico	96
2	Tablero SED Tipo II Monofásico	288	Tablero SED Tipo II Monofásico	288
3	Cientes Finales Trifásicos	50	Cientes Finales Trifásicos	0
4	Cientes Finales Monofásicos	3500	Cientes Finales Monofásicos	3746

Fuente: Electro Sur Este

En la tabla 21 muestra el resumen de subestaciones intervenidas, donde se aprecia que hacen un total de 384 SEDs. De los cuales 68 son trifásicos y 316 son bifásicos, así mismo en el anexo N° 5 se adjunta la relación del total de SED's.

Tabla 22. Resumen de instalación de tableros en AMT's

ITEM	AMT	MONOFASICO	TRIFASICO	TOTAL
1	CO01	8	7	15
2	CO02	66	13	79
3	CO03	156	23	179
4	CO04	69	6	75
5	CO05	17	19	36
Total		316	68	384

Fuente: Electro Sur Este

4.4.2.1 Plazo y cronograma de ejecución de obra

El plazo de entrega y puesta de servicio del Sistema de Medición Remota contractual fue de 210 días calendario, a partir del día siguiente de la suscripción del Contrato N° 119-2017, es decir a partir del 17/10/2017.

El cronograma de ejecución del proyecto se muestra a continuación:

Tabla 23. Plazo y Cronograma de ejecución

Epata	Actividad	Mes 01	Mes 02	Mes 03	Mes 04	Mes 05	Mes 06	Mes 07
1	Desarrollo de la Ingeniería de Detalle del Proyecto							
2	Suministro de Medidores Electrónicos con Modulo de comunicación							
3	Instalación de los medidores electrónicos							
4	Integración y pruebas al sistema de AMI de ELSE							

Fuente: Electro Sur Este

4.4.2.2 Presupuesto ejecutado

El presupuesto ejecutado del suministro y montaje de la implementación del sistema TWACS para la segunda etapa se detalla de la siguiente manera:

Tabla 24. Resumen de Presupuesto Ejecutado

Ítem	Descripción	Epata	Cantidad	precio Unitario (S/.)	Precio Total (S/.) inc. IGV
1	Medidores Electrónicos Trifásicos con Tecnología TWCAS	Equipo	146	2,620.11	382,536.06
2	Medidores Electrónicos Monofásicos con Tecnología TWCAS	Equipo	4460	533.62	2,379,945.20
3	Suministro de Tableros para montaje de SED de Tipo 1 Trifásico	Unidad	96	3,186.18	305,873.28
4	Suministro de Tableros para montaje de SED de Tipo 2 Monofásico	Unidad	288	2,290.11	659,551.68
5	Integración al Sistema TWACS	Unidad	4606	58.34	268,714.04
6	Montaje y Puesta en servicio de medidores en subestaciones de distribución	Servicio	1	506,317.00	506,317.00
Total					4,502,937.26

Fuente: Electro Sur Este

4.4.2.3 Planos y detalles

Los Planos correspondientes a la implementación del sistema TWCAS son:

Tabla 25. Detalle de planos

Ítem	DESCRIPCIÓN	PLANOS
1	Sed, AP y clientes finales leyenda.	324.006-102-7-DWG-B02
2	Subestación de distribución (sed) diagrama unifilar de medidores TWACS para sed tipo 1 y AP.	324.006-102-7-DWG-C01
3	Subestación de distribución (sed) diagrama unifilar de medidores TWACS para sed tipo 2 y AP.	324.006-102-7-DWG-C02
4	Clientes finales diagrama unifilar de medidores monofásicos TWACS para clientes finales	324.006-102-7-DWG-C03
5	Clientes finales diagrama unifilar de medidores trifásicos TWACS para clientes finales	324.006-102-7-DWG-C04
6	Subestación de distribución (sed) diagrama multifilar de medidores TWACS para sed tipo 1 y AP.	324.006-102-7-DWG-D01
7	Subestación de distribución (sed) diagrama multifilar de medidores TWACS para sed tipo 2 y AP.	324.006-102-7-DWG-D02
8	Cliente final - diagrama multifilar de medidores monofásicos TWACS para clientes finales	324.006-102-7-DWG-D03
9	Cliente final - diagrama multifilar de medidores trifásicos TWACS para clientes finales	324.006-102-7-DWG-D04
10	Subestación de distribución (sed) tablero TWACS para sed tipo 1 y AP. (caja)	324.006-102-7-DWG-E01

11	Subestación de distribución (sed) tablero TWACS para sed tipo 1 y AP.(abrazaderas)	324.006-102-7-DWG-E02
12	Subestación de distribución (sed) tablero TWACS para sed tipo 1 y AP. (disposición de equipos)	324.006-102-7-DWG-E03
13	Subestación de distribución (sed) tablero TWACS para sed tipo 2 y AP (caja)	324.006-102-7-DWG-E04
14	Subestación de distribución (sed) tablero TWACS para sed tipo 2 y AP (abrazaderas)	324.006-102-7-DWG-E05
15	Subestación de distribución (sed) tablero TWACS para sed tipo 2 y AP (disposición de equipos)	324.006-102-7-DWG-E07
16	Cliente final disposición de medidor monofásico TWACS en caja toma existente	324.006-102-7-DWG-E08
17	Cliente final disposición de medidor trifásico TWACS en caja toma existente	324.006-102-7-DWG-E09
18	Subestación de distribución (sed) ubicación del tablero TWACS en una sed para un monoposte	324.006-102-7-DWG-M01
19	Subestación de distribución (sed) ubicación del tablero TWACS en una sed para un biposte	324.006-102-7-DWG-M02
20	Cliente final ubicación de la cajatoma del medidor monofásico y trifásico en predio	324.006-102-7-DWG-M03

Fuente: Electro Sur Este

4.4.3 Rentabilidad de la implementación del sistema TWACS

La rentabilidad del proyecto se analizará basándose en los conceptos del VAN y TIR. Para calcular estos dos indicadores, se deben considerar los Flujos de Efectivo que el proyecto generaría como rendimiento sobre una proyección de 15 años. Para ello se debe efectuar un estudio que consiste en valorar económicamente el impacto de la aplicación de la tecnología TWACS sobre los procesos que la empresa viene desempeñando en la actualidad, además se debe considerar y estimar un valor económico a todas las actividades y potenciales oportunidades que sugieran la recuperación económica del proyecto.

4.4.3.1 Beneficios para Electro Sur Este

A continuación, se listan todos los beneficios que traerá el despliegue del proyecto de implementación de tele medición mediante el sistema TWACS, tanto en actividades comerciales como operativos para la empresa de distribución Electro Sur Este

a) Actividades Comerciales

— Reducción de gastos en:

- Lectura
- Corte y Reconexión
- Costo de Energía Fuera de Servicio (por tiempo de reposición de corte)
- Lectura de Medidores de alumbrado Público

— Reducción y control de Pérdidas de energía

- Reducción del nivel de perdidas
- Costo Operativo de Gestión de perdidas
 - Inspección de suministros
 - Cuadrillas involucradas
 - Suministros intervenidos
 - Cantidad de energía en hurto
 - Cantidad de seguimiento de clientes encontrados con hurto

b) Actividades Operativas

— Reducción de energía no suministrada por interrupción del suministro y compensaciones

- Energía no suministrada (Por Interrupciones).
- Reducción de compensaciones por mala calidad de suministro.

c) Otros Beneficios

— Mejoras en el Control de Morosidad.

- Menor cantidad de clientes morosos
- Días de morosidad

— Mejoras en indicador de Cobrabilidad.

- Mejora de indicador de calidad de producto.
- Nuevos servicios asociados a gestión de la demanda
 - Desarrollo de nuevos servicios, con información recabada de los medidores inteligentes.
- Reducción de tiempos de reconexión del servicio.
- Reducción de Reclamos por mala facturación.
- Reducción de Lectura erradas.
- Mejores índices de satisfacción del cliente.
- Optimización de la búsqueda y diagnóstico de fallas
- Monitoreo y mando remoto de otros equipos de la red de distribución, tales como: Recloser, Bancos de Capacitores, Señalizadores de fallas, Monitores de transformadores, entre otros.

4.4.3.2 Beneficios para el usuario final

El proyecto desplegado no solo tiene el propósito de mejorar el performance del sistema eléctrico Combapata si no también busca mejorar la calidad de servicio del usuario final, en ese sentido alguno de los beneficios para el usuario final son:

- Mejor Calidad de servicio (Suministro, Producto y Alumbrado Público).
- Acceder a una mejor opción tarifaria.
- Acceso a la información (Lectura, tensiones, perfil de carga) mediante aplicativos desarrollado por la concesionaria.
- Permitirá que a futuro el cliente pueda gestionar mejor su demanda.
- Lectura de su medidor oportuna y correcta sin generar molestias (si el medidor se encuentra dentro del predio).

— A futuro el usuario podrá inyectar energía al sistema (dependerá del marco regulatorio).

4.4.3.3 Valoración en soles de cada actividad

a) Actividades operativas

— Lecturas

ELSE para el periodo 2020 cuenta con el contrato N° 053-2018 mediante el cual se gestiona las lecturas en el sistema eléctrico de Combapata 28543 suministros, cuyo costo unitario por suministro es de S/. 0.86 soles.

Tabla 26. Cantidad de suministros por Alimentador

ITEM	AMT	suministros
1	CO01	1658
2	CO02	7087
3	CO03	12503
4	CO05	4211
5	CO04	3084
TOTAL		28,543

Fuente: Electro Sur Este

Tabla 27. Costo por toma de lectura

Costo mensual por Lectura S/.	N° de medidores	S/. Mes	S/. Año
0.89	28,543	25,403.27	304,839.24

Fuente: Electro Sur Este

En consecuencia, anualmente el proyecto generaría un flujo de efectivo de S/ 301,839.24 por concepto del ahorro de toma de lecturas.

— Cortes y reconexiones

ELSE para el periodo 2020 cuenta con el contrato N°034-2018 mediante el cual se realizan en promedio 2210 cortes al mes en todo el sector de Combapata y aproximadamente la misma cantidad de reconexiones, según el contrato el costo por corte y reconexión es de S/. 19.5 Soles por cada suministro.

Tabla 28. Cuadro de Cortes y Reconexiones Combapata histórico

Item	Mes	Suministros en Corte
1	Diciembre-2019	2265
2	Noviembre-19	1678
3	Octubre-19	1818
4	Septiembre-19	1940
5	Agosto-2019	1808
6	Julio-2019	2050
7	Junio-2019	2121
8	Mayo-2019	2536
9	Abril-2019	2574
10	Marzo-2019	2311
11	Febrero – 2019	2337
12	Enero-2019	2016
13	Diciembre-2018	2515
14	Noviembre-2018	2458
15	Octubre -2018	2195
16	Setiembre-2018	2590
17	Agosto -2018	2240
18	Julio-2018	1878
19	Junio-2018	1962
20	Mayo-2018	2405
21	Abril -2018	2583
22	Marzo-2018	2246
23	Febrero -2018	2023
24	Enero -2018	2502
Promedio		2210

Tabla 29. Costo por gestión de corte y reconexión

Costo mensual por corte y reconexión S/.	Nº de Clientes mes	S/. Mes	S/. Año
19.5	2210	43,095.00	517,140.00

Fuente: Electro Sur Este

Del cuadro anterior anualmente el proyecto generaría un flujo de efectivo de S/ 517,140.00 por concepto del ahorro en actividad de corte y reconexión.

— **Costo de Energía Fuera de Servicio (por tiempo de reposición de corte)**

Corresponde al costo directo de la energía que no se suministra al cliente durante el lapso de tiempo que dura el corte del servicio por falta de pago hasta el restablecimiento del mismo, es decir que esta energía fuera de servicio representa los costos que la Empresa deja de recaudar durante este tiempo. El cálculo realizado se expresa en la siguiente tabla:

Tabla 30. Costo por energía fuera de servicio

Promedio mensual de clientes en corte	Consumo percapita día por cliente (kw-h)	Costo kW-h)	S/. Mes	S/. Año
2210	3.5	0.6376*	4,931.84	59,182.03

Fuente: Electro Sur Este

Del cuadro anterior anualmente el proyecto generaría un flujo de efectivo de S/ 59,182.03 por concepto de energía dejada de facturar.

— **Lectura de medidores de alumbrado Publico**

En todo el sistema eléctrico Combabata (Ver Tabla N° 10) existen 654 subestaciones, en los cuales, según el procedimiento para el reporte de consumo de Alumbrado Público, se tiene que enviar cada mes las lecturas de todas las subestaciones, el costo unitario es de S/ 16.50. contrato administrado por la oficina de Perdidas de ELSE.

Tabla 31. Costo por toma de lectura de AP

Costo mensual por Lectura S/.	N° de SED's	S/. Mes	S/. Año
16.5	654	10,791.00	129,492.00

Fuente: Electro Sur Este

En consecuencia, se estima que anualmente el proyecto generaría un flujo de efectivo de S/. 129,492.00 por concepto de ahorro por toma de lecturas de alumbrado público.

— **Reducción del nivel de Pérdidas**

Osinergmin reconoce a Electro sur Este el 7.77% (Ver Figura N° 049) para el ejercicio 2019, en dicho periodo en el sistema eléctrico Combapata las pérdidas se encuentran en 11.72%, lo que significa que existe 3.95% de perdida de energía que no se encuentra reconocido dentro de la tarifa.

*El precio por kWh corresponde al pliego tarifario al 04 de enero del 2020 (Resolución Nro. G-01-2020-PT/E)

Tabla 32. Pérdidas de Energía por Alimentador 2019

Item	Referencia	Pérdidas de energía mes (Kw-h)	(%)
1	CO 01	89,953.79	12.93
2	CO 02	505,828.98	17.67
3	CO 03	870,409.11	17.40
4	CO 04	75,588.92	14.11
5	CO 05	147,288.98	8.43
Combapata Total		1,270,625.38	11.72

Fuente Electro Sur Este

Por la experiencia de la implementación TWACS en la empresa EM CALI de Colombia donde las pérdidas se redujeron al 6% en promedio en aquellas subestaciones donde se implementó este nuevo sistema, entonces se puede estimar lo siguiente:

Tabla 33. Costo por reducción de pérdidas

Pérdidas de energía - mes kw-h	Porcentaje de pérdidas recuperable	Energía Recuperada mes kw-h	Costo (kW-h)	S/. Mes	S/. Año
1,270,625.38	5.72%	72,679.77	0.6376	46,340.62	556,087.47

Fuente Electro Sur Este

En consecuencia, se estima que anualmente el proyecto generaría un flujo de efectivo de S/. 556,087.47 por concepto de recuperación de energía de pérdidas no técnicas en todo el sistema eléctrico Combapata.

— Costo operativo de gestión de Pérdidas de Energía

De información de la oficina de control de pérdidas en el sistema eléctrico Combapata se tiene como gastos operativos los siguiente:

Tabla 34. Costo por gestión de pérdidas

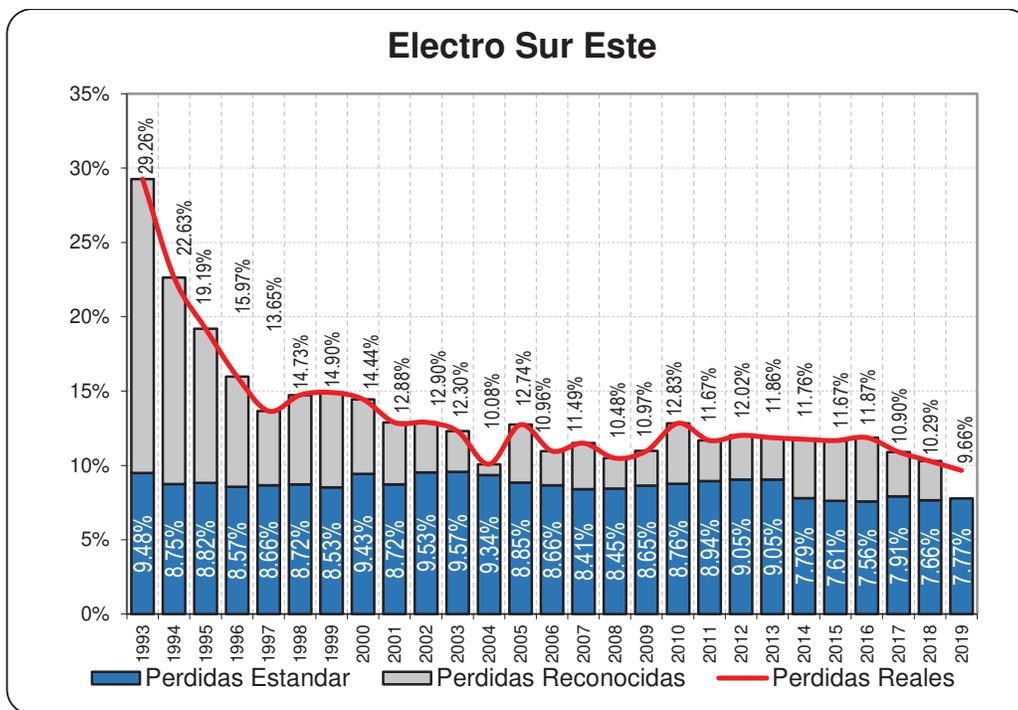
Actividad	Costo unitario S/.	Cantidad	S/. Año
Inspección de suministros	20	28543	570,860.00
Balance de Energía	30	654	19,620.00
		Total	590,480.00

Fuente Electro Sur Este

En consecuencia, se estima que anualmente el proyecto generaría un flujo de efectivo de S/. 590,480.00 por concepto de recuperación de energía de pérdidas no técnicas en todo el sistema eléctrico Combapata.

En la figura 49 se muestra la evolución de pérdidas de energía de Electro sur este desde el año 1993, donde se observa claramente el alto nivel de pérdidas que se tenía, con la aplicación de diferentes acciones al 2019 el porcentaje de pérdidas se encuentra en 9.66% a nivel empresarial.

Figura 49 Reporte de Pérdidas del 1993 al 2019 ELSE



Fuente: Electro Sur Este

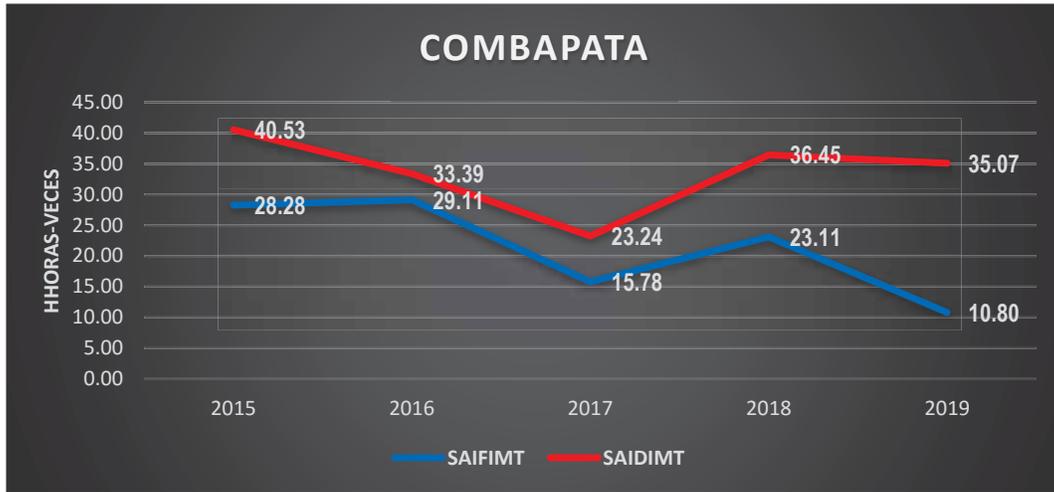
b) Actividades operativas

— Energía no suministrada

Corresponde al costo directo de la energía que no se suministra al cliente durante el lapso de tiempo que dura una interrupción, si bien es cierto esto dependerá de la naturaleza de la interrupción se estima que con la implementación y masificación del sistema TWACS las interrupciones reducirán en 30% por atención oportuna y

reposición del servicio por sistema de respaldo a equipos de Maniobra (Recloser, Seccionadores bajo carga), es decir que esta energía no suministrada representa los costos que la empresa deja de recaudar durante el tiempo que dura la interrupción.

Figura 50 Cantidad de suministros por Alimentador



Fuente Electro Sur Este

Considerando los datos de SAIDI y SAIFI del periodo más crítico (2015) y tomando como referencia la demanda promedio del sistema eléctrico Combapata al 17.01.2020 siendo 2.94 MW.

Tabla 35. Costo por energía no suministrada

Energía Dejada de Suministrar año kw-h	Porcentaje de Energía recuperable	Energía Recuperada mes kw-h	Costo (kW-h)	S/. Año
2,416,528.30	30.00%	724,958.49	0.6376	462,233.53

Fuente Electro Sur Este

En consecuencia, se estima que anualmente el proyecto generaría un flujo de efectivo de S/. 462,233.53 por concepto de energía dejada de suministrar por causa de interrupciones.

— **Compensación por Mala calidad de suministro**

Las compensaciones por mala calidad de suministro, se refiere a la compensación por exceder las tolerancias de SAIDI Y SAIFI, establecido en la NTCSEER, que en promedio asciende a S/. 24,650.96 por año.

Tabla 36. Compensación por Mala Calidad de Suministro

Compensación en el sistema eléctrico Combapata (S/.)					
2015	2016	2017	2018	2019	Promedio
21,049.22	16,770.44	778.97	64,988.52	19,667.67	24,650.96

Fuente: Electro Sur Este

Mediante la implementación del sistema TWACS, se pretende no exceder los niveles permitidos en la norma, en consecuencia, se dejará de compensar S/. 24,650.96 por año.

— **Mediciones de Cargabilidad en Subestaciones**

Electro sur Este para tener información de la cargabilidad de transformador de distribución tiene que realizar la instalación e desinstalación de equipos registrador o analizadores de red en cada SED, sin embargo, con el despliegue del proyecto en todas las SED's se estima reducir S/. 80,115.00 al año.

Tabla 37. Costo por medición de cargabilidad de Transformadores

Tipo	Cantidad	C.U. (S/.)	Total (S/.)
Subestación	654	122.5	80,115.00

Fuente: Electro Sur Este

— **Reducción de Lectura erradas.**

El proceso de facturación inicia con la toma de lecturas por parte de la contratista que en la etapa de consistencia que tiene en promedio 200 lecturas erradas por factor humano en el sector de Combapata, también el personal de ELSE en promedio cada proceso de facturación determina 20 lecturas erradas adicionales en la segunda etapa de consistencia de lecturas y finalmente se tiene en promedio 58 refacturaciones/mes

En resumen, se tiene 278 lecturas erradas/mes en la zona de Combapata. Esta cantidad representa el 1% del total de Lecturas del sector de Combapata.

Lo que significa un gasto adicional para la empresa la verificación de dichas lecturas cuyo costo por suministro es de S/.15.50, con el despliegue del proyecto se estima reducir S/. 51,708.00 al año.

Tabla 38. Costo de Lecturas Erradas

Lecturas erradas	Inspección (S/.)	S/. Mes	S/. Año
278	15.5	4,309.00	51,708.00

Fuente: Electro Sur Este

— **Valoración del impacto positivo**

Adicionalmente se debe tomar en cuenta el potencial impacto positivo de la implementación del sistema TWACS en el servicio eléctrico Combapata de Electro Sur Este. En la que afecta positivamente el proyecto otros beneficios para ELSE (indicadores de cobrabilidad, morosidad, calidad, imagen institucional, etc.) así como para el usuario final (Calidad de servicio, acceso a información, satisfacción del cliente, etc.), estos beneficios adicionales deberían valorarse económicamente, pero debido a la gran cantidad de variables (Percepción de mejoras en la calidad de servicio e imagen empresarial) y dificultades para establecer un precio, se ha creído conveniente estimar este impacto positivo en 1 % del valor de la inversión inicial, en consecuencia, esto representaría un flujo de efectivo de S/. 180,473.28 anual. El cálculo de este valor se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 39. Valoración de impacto positivo

Valoración impacto positivo	Inversión inicial	S/. Año
1 %	18,047,327.95	180,473.28

Fuente: Electro Sur Este

Tabla 40. Inversión reconocida dentro del VAD

Tipo suministro	Cantidad	C.U. (S/.)	Total (S/.)
Monofásico	5,985	533.62	3,193,715.70
Trifásico	146	2,620.11	382,536.06
		Total	3,576,251.76

Fuente: Electro Sur Este

— Costo de inversión inicial

Corresponde a la inversión efectuada a la fecha entre la primera y segunda etapa, que ascienden a S/. 2,855,970.45 y S/. 4,502,937.26 respectivamente mientras, También se estima que para desplegar la masificación en la totalidad de suministros finales del sistema eléctrico Combapata se prevé una inversión de S/. 10,688,420.24.

Tabla 41. Costo de inversión TWACS

Etapa	Inversión S/.
Primera	2,855,970.45
Segunda	4,502,937.26
Masificación en suministros finales	10,688,420.24
Total	18,047,327.95

Fuente: Electro Sur Este

Adicionalmente, se deberá de considera el mantenimiento de todo el sistema desarrollo de soluciones particulares requeridas para el sistema un monto de \$. 45,000.00 año.

4.4.4 Evaluación del VAN y la TIR

Para evaluar el VAN se hará la consideración que la tasa de oportunidad es de 12% (Artículo N° 79 de la LCE)

Tabla 42. Flujo neto

Año	Año	Egresos	Ingresos	Flujo Neto
2015	0	1,427,985.23		-1,427,985.23
2016	1	1,427,985.23		-1,427,985.23
2017	2	2,251,468.63		-2,251,468.63
2018	3	2,251,468.63	134046.33	-2,117,422.30
2019	4		697134.49	697,134.49
2020	5		697134.49	697,134.49
2021	6	5,344,210.12	697134.49	-4,647,075.63
2022	7	5,344,210.12	3,178,796.71	-2,165,413.40

2023	8	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2024	9	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2025	10	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2026	11	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2027	12	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2028	13	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2029	14	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2030	15	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2031	16	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2032	17	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2033	18	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2034	19	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2035	20	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2036	21	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71

VAN	3,601,602.08
TIR	12.8%

Fuente: elaboración Propia

Se considera la puesta en funcionamiento del proyecto de implementación del sistema de tele medición mediante el sistema TWACS para el año 2022, considerando que hasta el año cinco se considera la etapa de implementación.

Tabla 43. Resultados VAN y TIR

VAN	3,601.602.08
TIR	12.8%

Fuente: Elaboración Propia

Se observa VAN mayor que 0, y la TIR mayor que la tasa de oportunidad, por lo tanto, significa que el proyecto encaminado por ELSE es viable desde el punto de vista económico.

V Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

A partir del informe desarrollado se puede concluir en lo siguiente:

1. La tecnología TWACS constituyen una alternativa potente para mejorar indicadores comerciales y operativos (índices de cobrabilidad, morosidad, reducción de pérdidas, satisfacción del cliente, calidad de suministro, calidad de producto, etc.).
2. En el Perú, para la implementación de medidores inteligentes se necesita de un marco regulatorio y normativo que garantice la interoperabilidad entre los diferentes sistemas y productos de los fabricantes.
3. Mediante la tele medición se tiene tranquilidad y confianza, en el proceso de facturación al evitar el error humano en la toma de lecturas, tanto para el usuario como para la empresa. También se tendrá cortes y reconexiones efectivas y oportunas.
4. Uno de los aspectos de mayor relevancia mediante la implementación del sistema TWACS, es el buen comportamiento de esta tecnología bajo las condiciones existentes de la red eléctrica de Electro Sur Este, considerando que la eficiencia de la red TWACS depende de las condiciones de la red eléctrica de baja y media tensión así como del entorno en que se encuentre.
5. Mediante flujos positivos por ahorro en actividades de lectura, corte y reconexión, balances de energía, etc. Se muestra la rentabilidad de la implementación del sistema TWACS en el sistema eléctrico de Combapata con un VAN de 3,601,602.08 y una TIR 12.8%.

Recomendaciones

De la implementación de la tecnología TWACS, se recomienda lo siguiente:

1. Para desplegar la masificación tener en cuenta el estado inicial de las líneas eléctricas (corrosión, empalmes, etc.), ya que esto puede ocasionar o generar atenuaciones o ruido en la red que disminuyen la calidad de las señales transmitidas.
2. Realizar la revisión de los criterios de diseño y configuración de la red pública de baja tensión y media tensión de la concesionaria de forma que el uso del sistema TWACS pueda hacerse más eficientemente.
3. Como la red eléctrica primigeniamente fue diseñada para transmitir electricidad y no datos, puede que otras tecnologías sean más eficaces, en relación a transferencia de información. Sin embargo, es importante evaluar indicadores de rentabilidad en ese escenario.
4. Evaluar modificación de las “Opciones tarifarias” en el país para que la medición inteligente pueda beneficiar a un mayor número de clientes finales, por ejemplo, en el caso de Electro Sur Este el 99% de sus clientes aproximadamente se encuentran en la tarifa BT5b, tarifa en la cual no existe diferenciación en el precio de kw-h en hora punta como en hora fuera de punta.

VI Referencias bibliográficas

Bibliografía

- [1] Vásquez Cordano, Arturo (2017). Aspectos económicos de la implementación de redes inteligentes (smart grids) en el sector eléctrico peruano. Documento de Trabajo No 38, Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin
- [2] Energía y Sociedad (2019). Aspectos básicos de la electricidad. Recuperado de <http://www.energiaysociedad.es/ficha/1-1-aspectos-basicos-de-la-electricidad>
- [3] Bhattacharyya, S. (2011). Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance. Springer.
- [4] Biggar, D. y M. Hesamzadeh (2014). The Economics of Electricity Markets. IEEEWiley Press.
- [5] International Energy Agency, IEA (2011a). Technology Roadmap Smart Grids
- [6] Lopez Vazques Javier C. (2016) Estudio de la situación actual de las smart grids
- [7] Revista Electro Industria (2010). Smart Grid “Incorporando inteligencia en las redes eléctricas”. Recuperado de <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1422&tip=9/>
- [8] Díaz Andrade, C.A. y Hernández, J.C. (2011). Smart Grid: Las TICs y la modernización de las redes de energía eléctrica. Sistemas & telemática, 9(18), 53-81
- [9] El periódico de la Energía (2019), Los costos de la generación con energías renovables son más baratos que los combustibles fósiles. Recuperado de <http://elperiodicodelaenergia.com/los-costes-de-generacion-de-las-renovables-soniguales-o-mas-baratos-que-los-de-combustibles-fosiles/>
- [10] Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones, (2011). Smart Grids y la evolución de la red eléctrica
- [11] Farhangi, H. (2010). The Path of the Smart Grid. IEEE power & energy magazine, 18-28
- [12] Quang-dung Ho, Yue Gao, Y Tho Le-Ngoc, McGill university, (2013). Challenges and research opportunities in wireless communication networks for smart grid. IEEE Wireless Communications
- [13] Inga Ortega, E. M. (2012). Redes de comunicación en smart grid. Ingenius revista de ciencia y tecnología 7. 36-55

- [14] GTD ingenieros consultores (2016) Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas.
- [15] Triana Useche Jordan C. y Rodriguez Leguizamo Ronald E. (2018) Solución IoT con tecnología “LoRa” en monitoreo de cultivos agrícolas. Bogotá: UDFJC.
- [16] Haidine, A. y Lehnert, R. (2004) ((Broadband Powerline Communications Networks-Network Design)).
- [17] Mak, Sioe Tho y Moore, Thomas G.: (¿¿TWACS??, A New Viable Two-Way Automatic Communication System for Distribution Networks. PART II: Inbound Communication)). Power Engineering Review, IEEE, 1984, PER-4(8), pp. 51–51
- [18] ACLARA (2014): ((Substation Communications Equipment (SCE))).
- [19] Méndez, D. (2002): ((Tecnología Powerline)). Curso de Doctorado - Ingeniería de Sistemas y Automática.
- [20] Maneerung, A; Sittichivapak, S. y Hongesombut, K. (2011) ((Application of power line communication with OFDM to smart grid system)). En: 2011 Eighth International Conference on Fuzzy Systems and Knowledge Discovery (FSKD), volumen 4.
- [21] Crespo, C y Castaño, D. (2008) ((Estudio de la modulación OFDM y de los efectos no lineales mediante simulación en Matlab)). En: Proyecto fin de carrera. Universidad de Sevilla. Escuela Superior de Ingenieros.
- [22] Quiroz, L. A. (2017). Sistemas de Telemedida, 30.
- [23] Electro Sur Este (2018) Memoria Anual
- [24] EN-50065-1: ((Signalling on low-voltage electrical installations in the frequency range 3 kHz to 148,5 kHz - Part 1: General requirements, frequency bands and electromagnetic disturbances)). International standar, European Commitee for Electrotechnical Standardization, 1991.
- [25] Fan, Z., Kulkarni, P., Gormus, S., Efthymiou, C., Kalogridis, G., Sooriyabandara, M., . . . Chin, W. (2011). Smart Grid Communications: Overview of Research Challenges, Solutions, and Standardization Activities. Communications Surveys \& Tutorials, IEEE(99), 1-18
- [26] Balakrishnan, Meera, and Martin Mienkina. Designing Smart Meter for the Smart Grid. Freescale Semiconductor (2012). Recuperado de http://www.freescale.com/files.training_pdf/WBNR_SMARTMETER.pdf

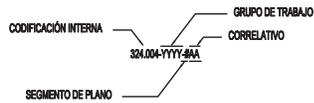
Anexos

**ANEXO 1
PLANOS
INGENIERIA DE DETALLE
PRIMERA ETAPA**

LEYENDA

ITEM	SIMBOLO	DESCRIPCIÓN
1		TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 3 DEVANADOS
1		TRANSFORMADOR DE 88 AA
1		TRAMPA DE ONDA
1		SECCIONADOR DE BARRA
1		INTERRUPTOR DE POTENCIA
1		SECCIONADOR DE PAT
1		RECLOSER
1		INTERRUPTOR EXTRAIBLE
1		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE AUXILIAR
1		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
1		TRANSFORMADOR DE TENSION CAPACITIVO
1		FUSIBLE
1		PARARRAYOS
1		VOLTIMETRO
1		AMPERMETRO
1		WATMETRO
1		VARMETRO
1		RELE DE PROTECCIÓN

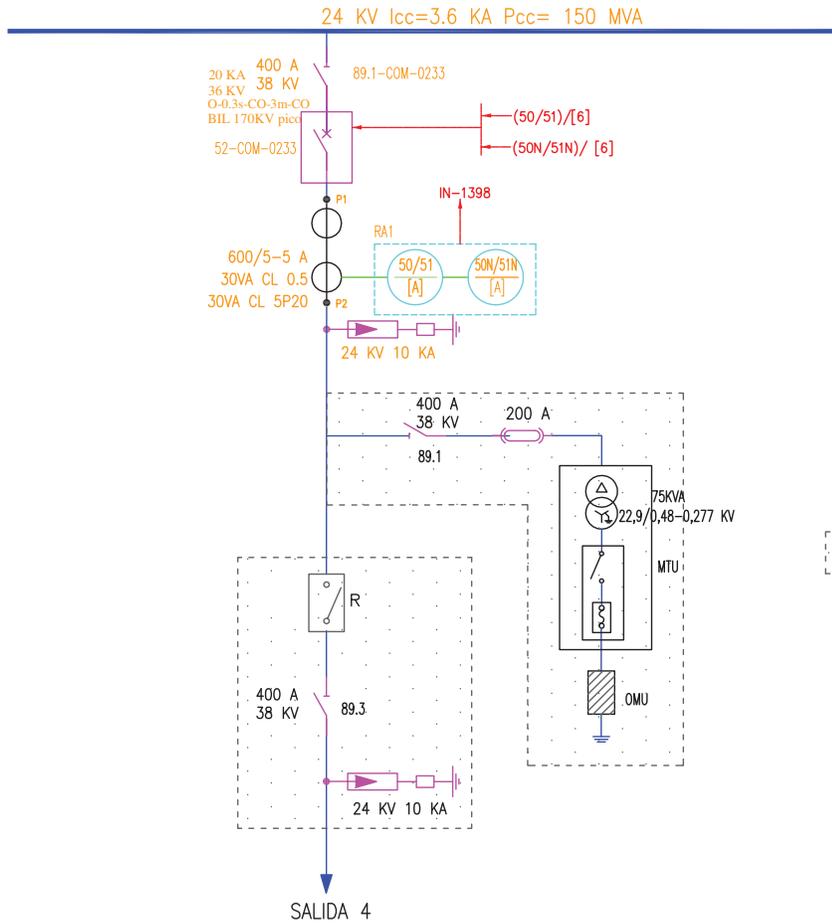
CODIFICACIÓN DE PLANO



YYYY: ELSE PLANO GENERAL
 SET SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (COMBAPATA)
 SED SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN Y ALUMBRADO PÚBLICO, RECLOSER Y CLIENTES FINALES
 CC CENTRO DE CONTROL

- #: A PORTADA
 B INDICE, LEYENDA
 C UNIFILAR GENERAL
 D MULTIFILAR GENERAL
 E PLANO DE TABLERO ELÉCTRICO
 F DIAGRAMA DE CONEXIONADO
 G ESQUEMA DE CONEXIONADO
 H DISPOSICIÓN DE TABLEROS ELÉCTRICOS
 I DISPOSICIÓN DE EQUIPOS
 J RECORRIDO DE CABLES
 K MONTAJE DE EQUIPOS EN GENERAL
 L MONTAJE DE EQUIPOS EN GABINETE
 M UBICACIÓN DE TABLERO EN POSTE
 N ARQUITECTURA DEL SISTEMA

<table border="1"> <tr> <th>NO.</th> <th>DESCRIPCIÓN</th> <th>FECHA</th> <th>REV.</th> <th>APROBADO</th> <th>FECHA</th> </tr> <tr> <td>1</td> <td>SE BUBLE</td> <td>11.05.2016</td> <td>M.S.</td> <td>D.G.</td> <td>17.05.2016</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>REVISIÓN POR EL DISEÑO</td> <td>16.07.2016</td> <td>M.S.</td> <td>D.G.</td> <td>16.07.2016</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>REVISIÓN POR CONEXIÓN</td> <td>28.10.2016</td> <td>M.S.</td> <td>D.G.</td> <td>28.10.2016</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>REVISIÓN POR EL CLIENTE</td> <td>17.08.2016</td> <td>M.S.</td> <td>D.G.</td> <td>17.08.2016</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>CONFECCIÓN FINAL</td> <td>14.08.2016</td> <td>M.S.</td> <td>D.G.</td> <td>14.08.2016</td> </tr> </table>		NO.	DESCRIPCIÓN	FECHA	REV.	APROBADO	FECHA	1	SE BUBLE	11.05.2016	M.S.	D.G.	17.05.2016	2	REVISIÓN POR EL DISEÑO	16.07.2016	M.S.	D.G.	16.07.2016	3	REVISIÓN POR CONEXIÓN	28.10.2016	M.S.	D.G.	28.10.2016	4	REVISIÓN POR EL CLIENTE	17.08.2016	M.S.	D.G.	17.08.2016	5	CONFECCIÓN FINAL	14.08.2016	M.S.	D.G.	14.08.2016	<table border="1"> <tr> <th>PLANO</th> <th>REV.</th> <th>FECHA</th> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </table>		PLANO	REV.	FECHA										CONTRATISTA 	DISEÑO NOMBRE: E.L.S. FECHA Y TIEMPO: 16/07/2016 CLIENTE: Electro Sur Este S.A.S. SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN LEYENDA	PROYECTO: ADQUISICIÓN MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICIÓN RURAL (016-2016-EL-SE) PLANO: 324.004-SET-B02 PÁGINA: 1
NO.	DESCRIPCIÓN	FECHA	REV.	APROBADO	FECHA																																																	
1	SE BUBLE	11.05.2016	M.S.	D.G.	17.05.2016																																																	
2	REVISIÓN POR EL DISEÑO	16.07.2016	M.S.	D.G.	16.07.2016																																																	
3	REVISIÓN POR CONEXIÓN	28.10.2016	M.S.	D.G.	28.10.2016																																																	
4	REVISIÓN POR EL CLIENTE	17.08.2016	M.S.	D.G.	17.08.2016																																																	
5	CONFECCIÓN FINAL	14.08.2016	M.S.	D.G.	14.08.2016																																																	
PLANO	REV.	FECHA																																																				
A	B	C	D	E	F	G	H																																															



LEYENDA				
	89.3	RECIERRE DE LINEA		TRANSFORMADOR DE TENSION DE 30KV/36KV
		INTERRUPTOR EXTRAIBLE		RECIERRE DE 89KV
		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE		VOLTIMETRO
		TRANSFORMADOR DE TENSION CAPACITIVO		AMPERMETRO
		FUELLE		VOLTIMETRO
89.1		INTERRUPTOR DE POTENCIA		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 50/51
		AUTOTRANSFORMADOR		RELE DE PROTECCION
		MTU: UNIDAD DE TRANSFORMACION DE REGULACION		OMI: UNIDAD DE REGULACION DE TENSION

INSTALACIONES COMPRENDIDAS EN EL PROYECTO

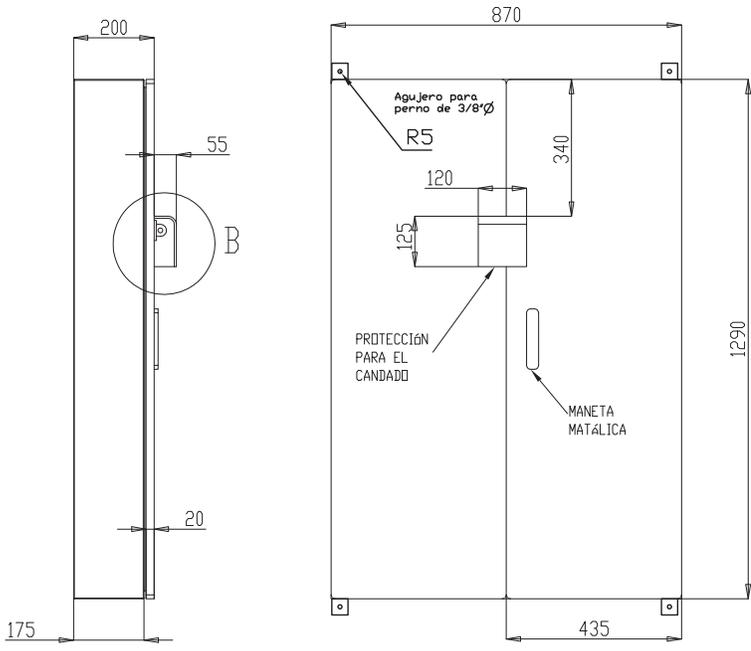
NOTA:
EL SUMINISTRO DEL RECLOSER ESTARÁ A CARGO DE ELECTRO SUR ESTE S.A.A.

NO.	DESCRIPCION	POP.	REV.	APROB.	FECHA	FUND.	REV.	FECHA	CONTENIDO:	UNIDAD	NO.	NOMBRE	FECHA Y TIPO DE	CLIENTE	PROYECTO	FUNDIR.	FECHA
1	REVISIT	L.G.	M.S.	D.G.	17-09-2019												
2	REVISION POR EL CLIENTE	L.G.	M.S.	D.G.	25-07-2019												
3	REVISION POR CONTROLACION	M.S.	M.S.	D.G.	25-07-2019												
4	REVISION POR EL CLIENTE	M.S.	D.G.	D.G.	25-07-2019												
5	REVISION INTERNA	M.S.	D.G.	D.G.	25-07-2019												



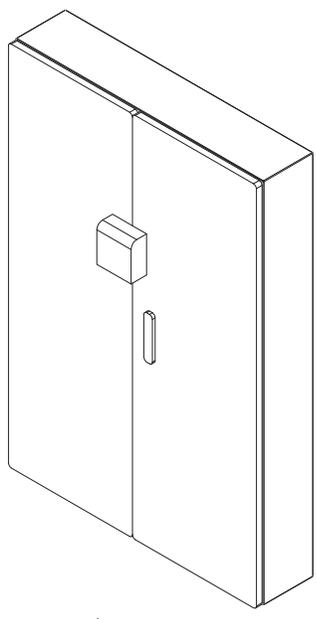
SET COMPACTA
(PATIO DE LLAVES)
DIAGRAMA UNIFILAR C04
INSTALACION EQUIPAMIENTO TWACS

PROYECTO:
ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (019-2016-ELR02)
FUNDIR:
324.004-SET-C03

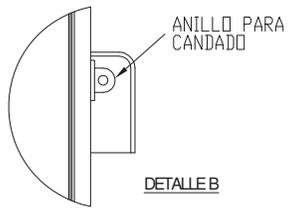


VISTA LATERAL

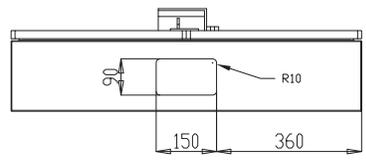
VISTA FRONTAL



VISTA ISOMÉTRICA



DETALLE B



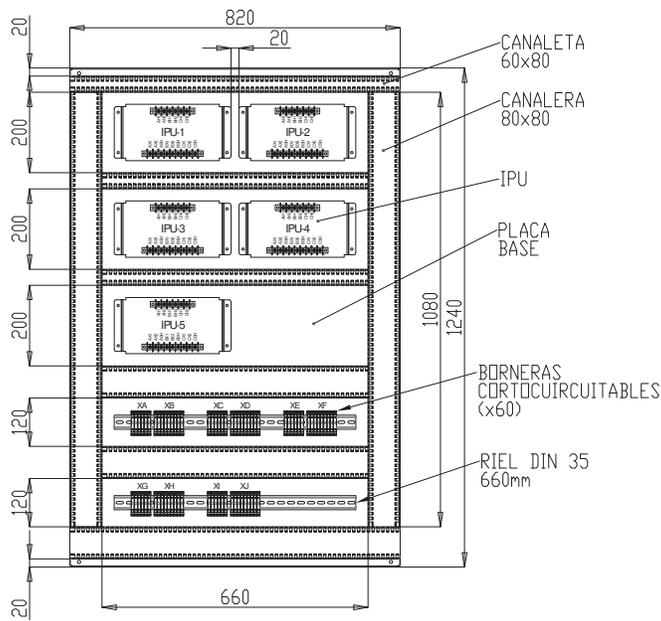
VISTA INFERIOR

NOTA :

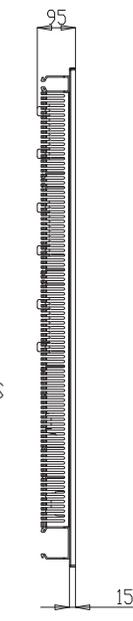
- FABRICACIÓN: LAMINA DE ACERO NEGRO DE 2.0mm
- PINTURA: BASE ELECTROSTÁTICA EN POLVO Y ACABADO EPOXICO RAL 7035
- PROTECCIÓN: IP54

NO.	DESCRIPCIÓN	STOR	REV.	APROBADO	FECHA	RAMO	NO.	TÍTULO	COMITENTE	USUARIO	FECHA Y FIRMA	CLIENTE	PROYECTO	FECHA	REVISOR
1	ASSEMBLY	LD	MES	DDA	07/09/2016										
2	APROBADO PARA CONSTRUCCIÓN	LD	MES	DDA	08/07/2016										
3	OPROBADO PARA CONSTRUCCIÓN	MES	MES	DDA	13/02/2016										
4	REVISADO POR EL CLIENTE	MES	DDA	DDA	17/08/2016										
5	PARA REVISIÓN INTERNA	MES	DDA	DDA	14/08/2015										

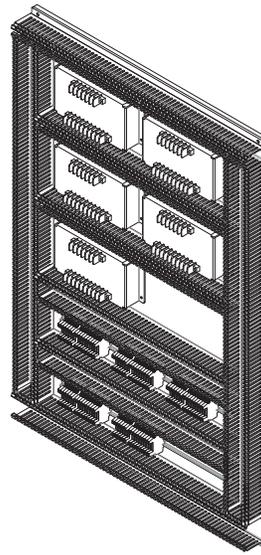
	<table border="1"> <tr> <th>USUARIO</th> <th>FECHA Y FIRMA</th> <th>CLIENTE</th> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	USUARIO	FECHA Y FIRMA	CLIENTE													<table border="1"> <tr> <td> Electro Sur Este S.A.F. </td> <td> SET COMBAPATA (SALA DE CONTROL) TABLERO DE PLUS (CAJ) </td> <td> PROYECTO: ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (016-2016-ELRS) </td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td> NUMERO: 324.004-SET-E01 </td> </tr> </table>	Electro Sur Este S.A.F.	SET COMBAPATA (SALA DE CONTROL) TABLERO DE PLUS (CAJ)	PROYECTO: ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (016-2016-ELRS)			NUMERO: 324.004-SET-E01
USUARIO	FECHA Y FIRMA	CLIENTE																					
Electro Sur Este S.A.F.	SET COMBAPATA (SALA DE CONTROL) TABLERO DE PLUS (CAJ)	PROYECTO: ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (016-2016-ELRS)																					
		NUMERO: 324.004-SET-E01																					



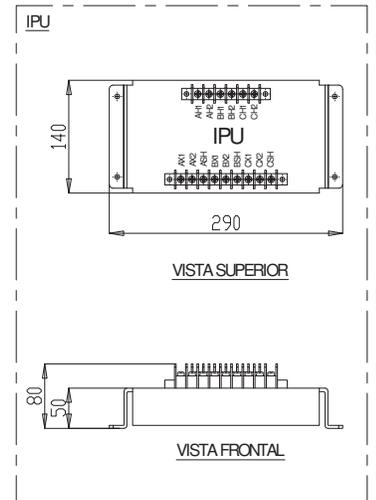
VISTA FRONTAL



VISTA LATERAL



VISTA ISOMÉTRICA



VISTA SUPERIOR

VISTA FRONTAL



VISTA INFERIOR

NOTA :

- LAS CANALETAS UTILIZADAS SON DE 60x80 Y 80x80
- EL ESPESOR DE LA LÁMINA DE LA PLACA BASE ES 2mm

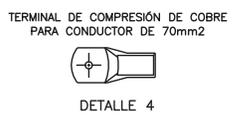
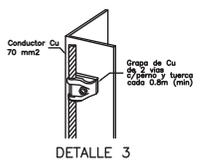
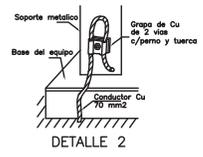
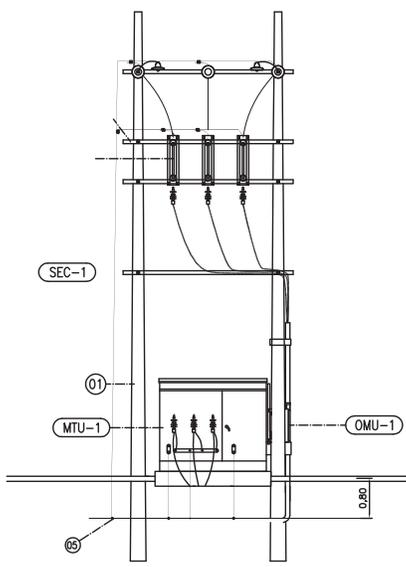
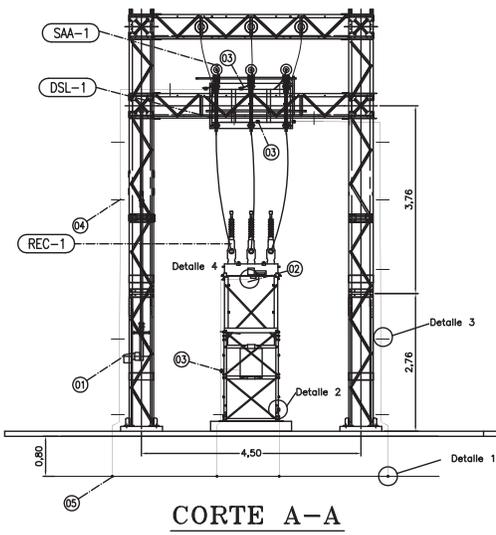
NO.	DESCRIPCIÓN	IMP.	REV.	APROB.	FECHA	PLANO	REV.	TIPO	CONTENIDA	ESTADO	FECHA	QUÉ	PROYECTO	PLANO	REVISIÓN
1	REVISIÓN	L.G.	M.S.	D.G.	07-09-2016					EN	04-09-2016		SET COMPACTA (SALA DE CONTROL) TABLERO PARA (PLUS) (DISPOSICIÓN DE EQUIPOS)	PROYECTO ADQUISICIÓN MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICIÓN RURAL (016-2015-ELSE)	324.004-SET-E02
2	APROBADO PARA CONSTRUCCIÓN	L.G.	M.S.	D.G.	18-07-2016					EN	14-09-2016				
3	APROBADO PARA CONSTRUCCIÓN	L.G.	M.S.	D.G.	18-07-2016					EN	14-09-2016				
4	REVISIÓN PARA EL CLIENTE	M.S.	D.G.	D.G.	18-09-2016					EN	14-09-2016				
5	PARA REVISIÓN INTERNA	M.S.	D.G.	D.G.	14-08-2015					EN	14-09-2016				



SET COMPACTA (SALA DE CONTROL)
 TABLERO PARA (PLUS)
 (DISPOSICIÓN DE EQUIPOS)

PROYECTO
 ADQUISICIÓN MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA
 DE GESTIÓN DE MEDICIÓN RURAL (016-2015-ELSE)
 PLANO: 324.004-SET-E02

0



LISTA DE EQUIPOS

CODIGO	CANTIDAD	DESCRIPCION
DSL-1	01	SECCIONADOR DE LINEA 38kV - 400A - 170kV BIL
REC-1	01	RECIOSER 38kV - 800A - 150kV BIL
SEC-1	03	SECCIONADOR FUSIBLE 38kV - 200A - 200kV BIL
MTU-1	01	UNIDAD DE TRANSFORMACION DE MODULACION 75kVA - 22,9/0,480-0,277kV - 150 kV BIL
OMU-1	01	UNIDAD DE MODULACION DE SEÑALES DE SALIDA
SAA-1	03	PARARRAYOS 24kV - 10kA - 150kV BIL

LEYENDA

ITEM	DESCRIPCION
01	CONDUCTOR COBRE DESNUDO DE 70mm2
02	TERMINAL DE COMPRESIÓN DE COBRE PARA CONDUCTOR DE 70mm2
03	GRAPA DE COBRE DE DOBLE VIA PARA CONDUCTOR DE 70mm2
04	GRAPA DE ENLACE PARA ESTRUCTURA Y CONDUCTOR DE COBRE 70mm2
05	EMPALME EN "T", CON SOLDADURA TIPO EXOTÉRMICA O SIMILAR

REVISIÓN	FECHA	SECC.	APROBADO	FIRMA	CARGO	FECHA	FIRMA	CARGO	FECHA	FIRMA	CARGO
✓ AS BILT	L.G.	M.S.	D.G.			07-09-2016					
✓ REVISIÓN POR EL CLIENTE	L.G.	M.S.	D.G.			08-07-2016					
✓ APROBADO PARA CONSTRUCCIÓN											
✓ REVISIÓN POR EL CLIENTE											
✓ PARA REVISIÓN INTERNA	P.R.	D.G.	D.G.			09-07-2016					

SET COMPACTA (PATIO DE LLAVES)
RED DE TIERRA SUPERFICIAL

PROYECTO: CONTRATO DE ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (016-2016-ELSE)

PROYECTO: 324004-SET-FI2

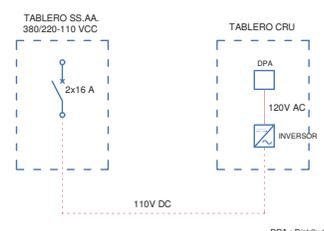
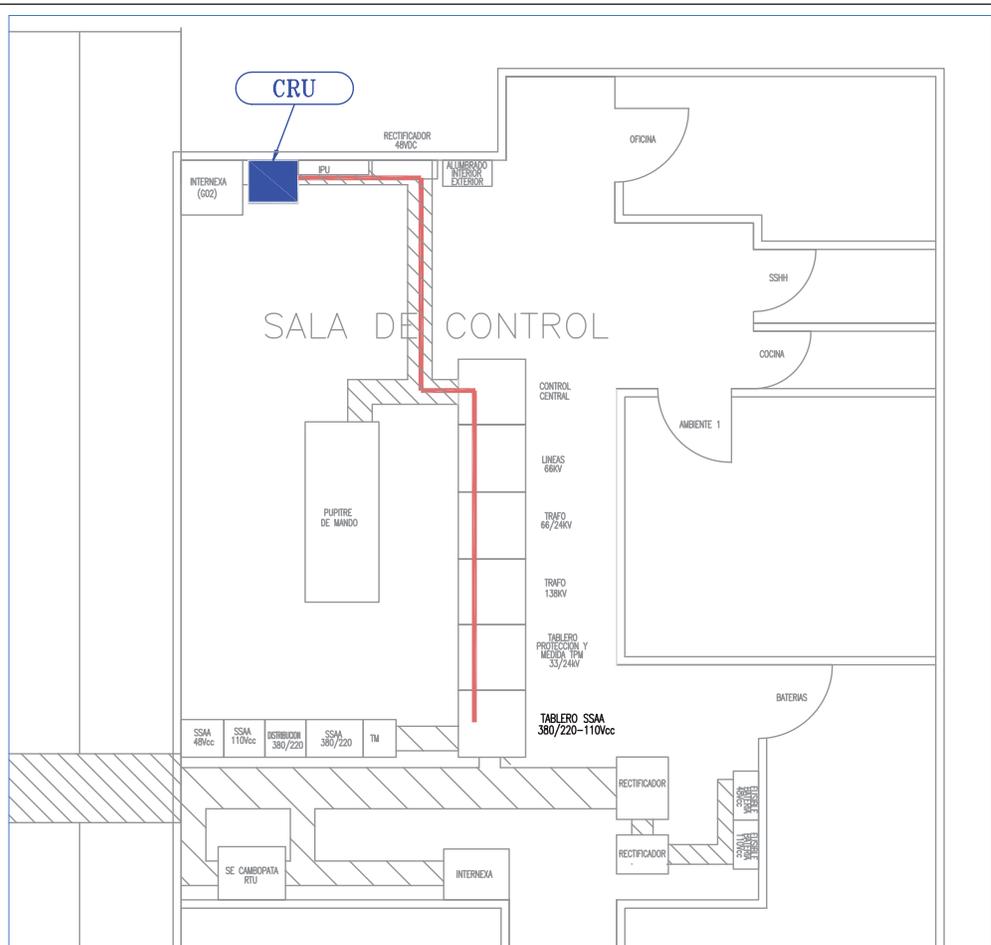


DIAGRAMA UNIFILAR ELECTRICO ALIMENTACIÓN CRU

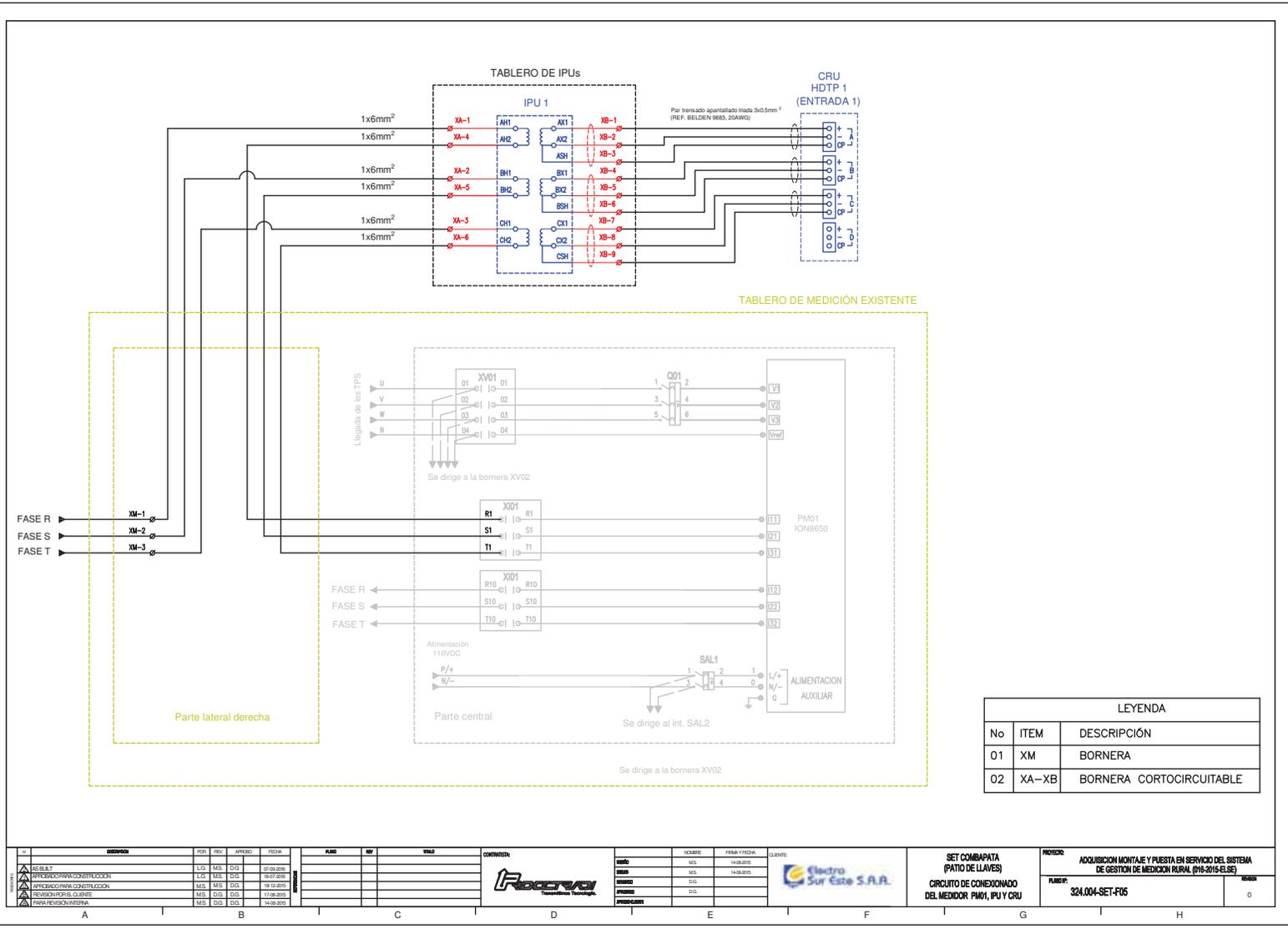
RECORRIDO DEL CIRCUITO DE ALIMENTACIÓN AL CRU (ALTERNATIVA B)

C.C.	ORDEN				FECHA	PUB	REV	TIPO	CONTRATO	USU	NOMBRE	FECHA Y FECHA	CLIENTE	PROYECTO	FOLIO	TOTAL
	1	2	3	4												
AS.BLT	1	1	1	1	07-09-2016									ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (R18-2015-EL-82)	324.004-SET-F03	1
REVISION POR EL CLIENTE	1	1	1	1	18-07-2016											
APPROBACION DE PROYECTO	1	1	1	1	18-03-2016											
REVISION POR EL CLIENTE	1	1	1	1	17-09-2015											
REVISION INTERNA	1	1	1	1	14-08-2015											



SET COMPAPATA (SALA DE CONTROL)
CIRCUITO PARA ALIMENTACIÓN DEL CRU (ALTERNATIVAS A Y B)

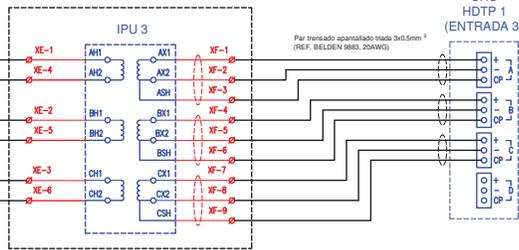
PROYECTO: ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (R18-2015-EL-82)
FOLIO: 324.004-SET-F03



LEYENDA		
No	ITEM	DESCRIPCIÓN
01	XM	BORNERA
02	XA-XB	BORNERA CORTOCIRCUITABLE

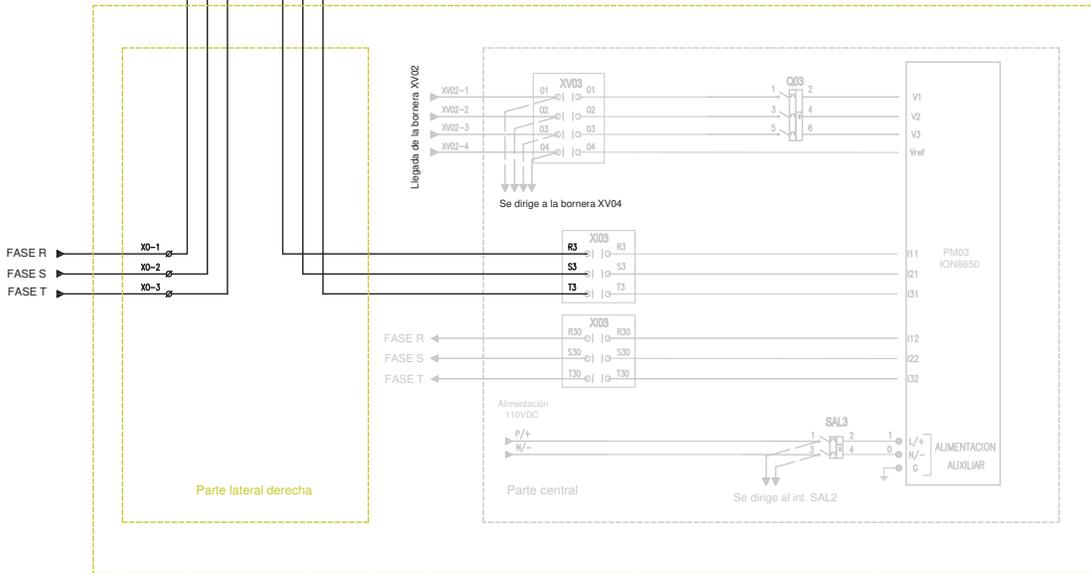
<table border="1"> <thead> <tr> <th>FECHA</th> <th>DESCRIPCIÓN</th> <th>OP1</th> <th>OP2</th> <th>APROBADO</th> <th>FECHA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>RELEVANT</td> <td>L.G.</td> <td>M.S.</td> <td>D.S.</td> <td>07-09-2016</td> </tr> <tr> <td></td> <td>PROYECTO PARA CONSTRUCCIÓN</td> <td>L.G.</td> <td>M.S.</td> <td>D.S.</td> <td>16-01-2016</td> </tr> <tr> <td></td> <td>APROBADO PARA CONSTRUCCIÓN</td> <td>M.S.</td> <td>M.S.</td> <td>D.S.</td> <td>16-12-2015</td> </tr> <tr> <td></td> <td>PERMISO POR EL CLIENTE</td> <td>M.S.</td> <td>D.S.</td> <td>D.S.</td> <td>17-08-2015</td> </tr> <tr> <td></td> <td>PROYECTO DEFINITIVO</td> <td>M.S.</td> <td>D.S.</td> <td>D.S.</td> <td>14-06-2015</td> </tr> </tbody> </table>		FECHA	DESCRIPCIÓN	OP1	OP2	APROBADO	FECHA		RELEVANT	L.G.	M.S.	D.S.	07-09-2016		PROYECTO PARA CONSTRUCCIÓN	L.G.	M.S.	D.S.	16-01-2016		APROBADO PARA CONSTRUCCIÓN	M.S.	M.S.	D.S.	16-12-2015		PERMISO POR EL CLIENTE	M.S.	D.S.	D.S.	17-08-2015		PROYECTO DEFINITIVO	M.S.	D.S.	D.S.	14-06-2015	<table border="1"> <thead> <tr> <th>PLANO</th> <th>REP.</th> <th>VALIDO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		PLANO	REP.	VALIDO				COMPROBADO 		<table border="1"> <thead> <tr> <th>FECHA</th> <th>NOMBRE</th> <th>FIRMA Y FECHA</th> <th>CLIENTE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>M.S.</td> <td>14-08-2016</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>M.S.</td> <td>14-08-2016</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>D.S.</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>D.S.</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		FECHA	NOMBRE	FIRMA Y FECHA	CLIENTE		M.S.	14-08-2016			M.S.	14-08-2016			D.S.				D.S.			SET COMPAPATA (PATO DE LLAVES) CIRCUITO DE CONEXIONADO DEL MEDIDOR PM01, IPU Y CRU		PROYECTO: ADQUISICION MONITAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (018-2015-EL-SE) PLANO: 324.004-SET-F05		HOJA: 0	
FECHA	DESCRIPCIÓN	OP1	OP2	APROBADO	FECHA																																																																						
	RELEVANT	L.G.	M.S.	D.S.	07-09-2016																																																																						
	PROYECTO PARA CONSTRUCCIÓN	L.G.	M.S.	D.S.	16-01-2016																																																																						
	APROBADO PARA CONSTRUCCIÓN	M.S.	M.S.	D.S.	16-12-2015																																																																						
	PERMISO POR EL CLIENTE	M.S.	D.S.	D.S.	17-08-2015																																																																						
	PROYECTO DEFINITIVO	M.S.	D.S.	D.S.	14-06-2015																																																																						
PLANO	REP.	VALIDO																																																																									
FECHA	NOMBRE	FIRMA Y FECHA	CLIENTE																																																																								
	M.S.	14-08-2016																																																																									
	M.S.	14-08-2016																																																																									
	D.S.																																																																										
	D.S.																																																																										
A		B		C		D		E		F		G		H																																																													

TABLERO DE IPU's



CRU
HDTP 1
(ENTRADA 3)

TABLERO DE MEDICIÓN EXISTENTE



LEYENDA		
No	ITEM	DESCRIPCIÓN
01	XO	BORNERA
02	XE-XF	BORNERA CORTOCIRCUITABLE

REVISIÓN	DESCRIPCIÓN	POR	REV.	APPROB.	FECHA
1	REVISIÓN PARA CONSTRUCCIÓN	L.D.	M.S.	D.G.	07-09-2016
2	REVISIÓN PARA CONSTRUCCIÓN	L.D.	M.S.	D.G.	08-02-2016
3	REVISIÓN PARA CONSTRUCCIÓN	M.S.	M.S.	D.G.	18-12-2015
4	REVISIÓN POR EL CLIENTE	M.S.	D.G.	D.G.	17-08-2015
5	PARA REVISIÓN INTERNA	M.S.	D.G.	D.G.	14-08-2015

PLANO	REV.	TÍTULO



CONTRATA	CLIENTE																								
<table border="1"> <tr><td>FECHA</td><td>MS</td><td>14-08-2015</td></tr> <tr><td>REVISIÓN</td><td>MS</td><td>14-08-2015</td></tr> <tr><td>PROYECTO</td><td>MS</td><td>14-08-2015</td></tr> <tr><td>PROYECTANTE</td><td>MS</td><td>14-08-2015</td></tr> </table>	FECHA	MS	14-08-2015	REVISIÓN	MS	14-08-2015	PROYECTO	MS	14-08-2015	PROYECTANTE	MS	14-08-2015	<table border="1"> <tr><td>FECHA</td><td>MS</td><td>14-08-2015</td></tr> <tr><td>REVISIÓN</td><td>MS</td><td>14-08-2015</td></tr> <tr><td>PROYECTO</td><td>MS</td><td>14-08-2015</td></tr> <tr><td>PROYECTANTE</td><td>MS</td><td>14-08-2015</td></tr> </table>	FECHA	MS	14-08-2015	REVISIÓN	MS	14-08-2015	PROYECTO	MS	14-08-2015	PROYECTANTE	MS	14-08-2015
FECHA	MS	14-08-2015																							
REVISIÓN	MS	14-08-2015																							
PROYECTO	MS	14-08-2015																							
PROYECTANTE	MS	14-08-2015																							
FECHA	MS	14-08-2015																							
REVISIÓN	MS	14-08-2015																							
PROYECTO	MS	14-08-2015																							
PROYECTANTE	MS	14-08-2015																							

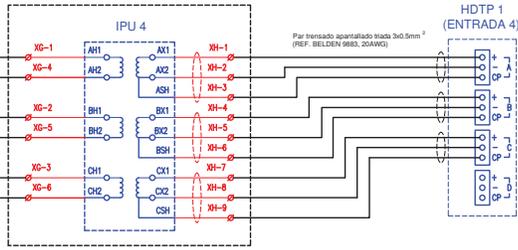


SET COMPAPATA
(PATO DE LLAVES)
CIRCUITO DE CONEXIONADO
DEL MEDIDOR. PMS, IPU Y CRU

PROYECTO	FECHA	REVISIÓN
ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (016-2015-EL-SE)	324.004-SET-F07	0

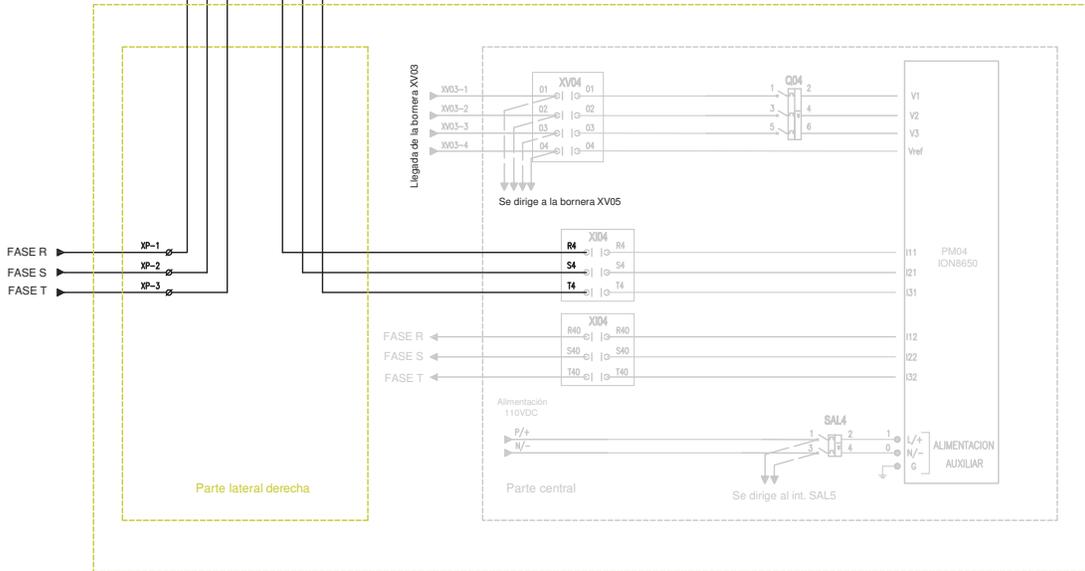
A B C D E F G H

TABLERO DE IPUs



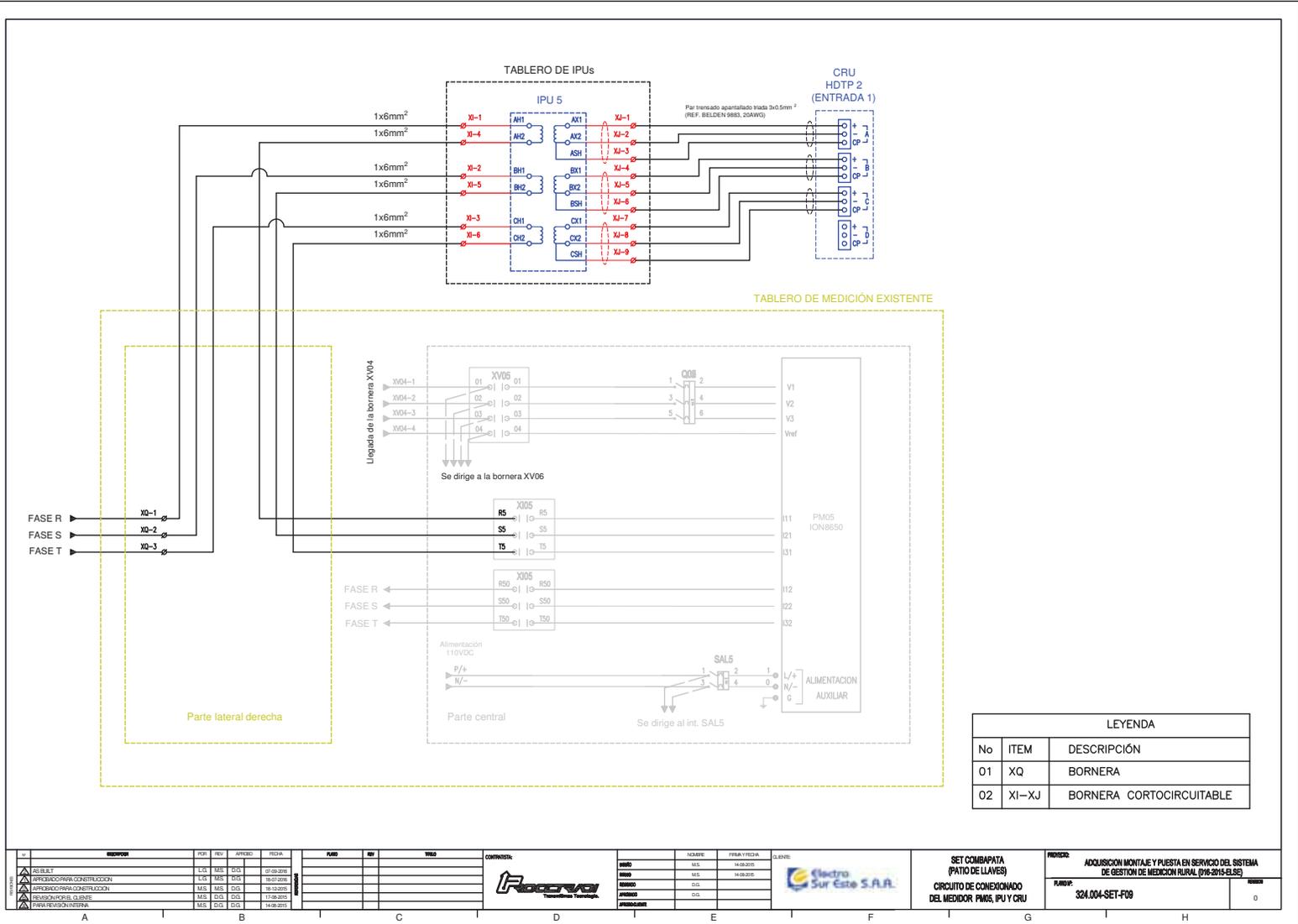
CRU HDTP 1 (ENTRADA 4)

TABLERO DE MEDICIÓN EXISTENTE

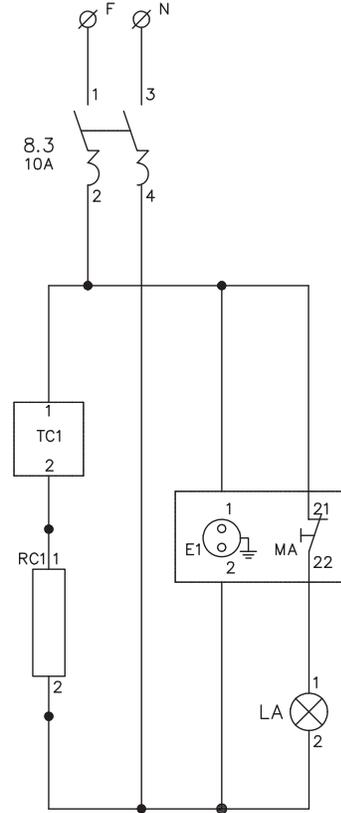


LEYENDA		
No	ITEM	DESCRIPCIÓN
01	XP	BORNERA
02	XG-XH	BORNERA CORTOCIRCUITABLE

FECHA	INDICADOR	OPC	IND	APROBADO	FECHA	PLANO	OP	TITULO	COMITENTE	USUARIO	FECHA DE PUBLICACION	CLIENTE	SET COMPARTATA (PATIO DE LLAVES)	PROYECTO	NUMERO	REVISION
	ASSEMBLY	LG	MS	DS	07-09-2016				PROYECTOS	MS	14-03-2015	Electro Sur Este S.A.A.	ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (018-2015-EL-SE)			
	APROBADO PARA CONSTRUCCION	LG	MS	DS	16-01-2016					MS	14-03-2015		CIRCUITO DE CONEXIONADO DEL MEDIDOR PMA, IPU Y CRU	324.004-SET-F08		0
	APROBADO PARA CONSTRUCCION	MS	MS	DS	16-12-2015					DS						
	REVISION POR EL CLIENTE	MS	DS	DS	17-08-2015					DS						
	REVISION INTERNA	MS	DS	DS	14-08-2015					DS						

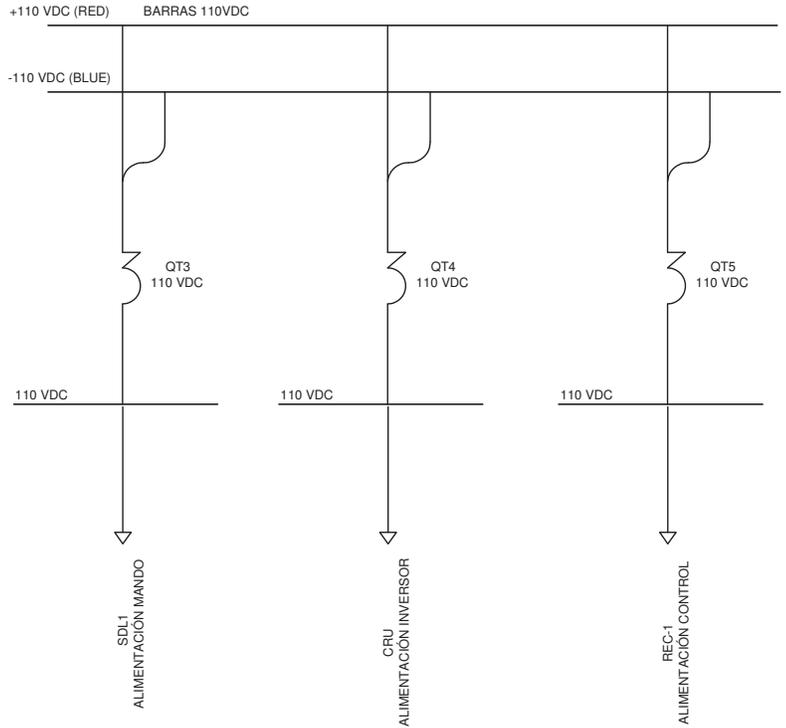
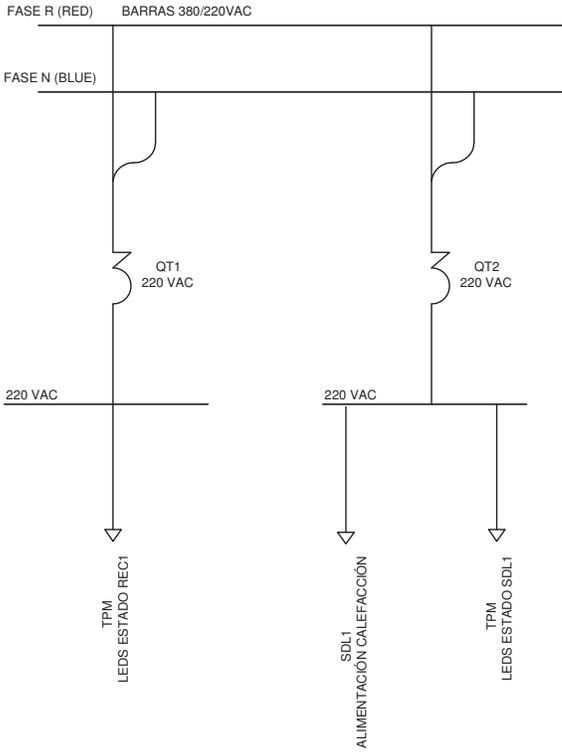


ALIMENTACION CALEFACCION
ALIMENTACION ILUMINACION
220Vac. 60Hz.



REF.	DENOMINACION	FABRICANTE	TIPO
52	INTERRUPTOR DE POTENCIA	?	SUMINISTRO DEL CLIENTE
89P-89T	SECCIONADOR TRIPOLAR 36kV, 400A	FELMEC	S3EG-VT/M
M	MOTOREDUCTOR 1/6HP 90Vcc 15RPM	DAYTON	2H588
a1	GUARDAMOTOR 4-6.3A	SCHNEIDER	GV2ME10
8.1	DISYUNTOR CONTROL 2x10A (CONTROL)	ABB	C10, 2P
8.2	DISYUNTOR CONTROL 2x10A (BLOQUEO)	ABB	C10, 2P
8.3	DISYUNTOR CONTROL 2x10A (FUENTE. AC)	ABB	C10, 2P
C1-C2	CONTACTOR TRIPOLAR 3NA+1NC 110Vcc	ABB	AF09-30-10-13
P1	PULSADOR NA VERDE "ABRIR SECCIONADOR"	SCHNEIDER	XB4-BA3
P2	PULSADOR NA ROJO "CERRAR SECCIONADOR"	SCHNEIDER	XB4-BA4
P3	PULSADOR NC ROJO "PARADA EMERGENCIA"	SCHNEIDER	XB4-BA42
P4	PULSADOR NA NEGRO "DESBLOQUEO MANDO"	SCHNEIDER	XB4-BA4
H1	LAMPARA-LED "SECCIONADOR ABIERTO"	SCHNEIDER	ZBV-B3, VERDE, 110Vcc
H2	LAMPARA-LED "SECCIONADOR CERRADO"	SCHNEIDER	ZBV-B4, ROJO, 110Vcc
A-B	CONTACTO FIN DE CARRERA 1NA+1NC	SCHNEIDER	XCMD2102L1
MA, E	TOMA CORRIENTE + INTERRUPCIÓN SIMPLE	TICINO	25902 / 5028
LA	LAMPARA ALUMBRADO	PHILIPS	220V, 60Hz, 40W
TC	TERMOSTATO CALEFACCION	SCHNEIDER	TS140
RC1	RESISTENCIA CALEFACCION	RESI	220V, 60Hz, 100W
S1	CONMUTADOR DE MANO LOCAL O REMOTO	BREMAS	CSD120481PLI
S2	CONMUTADOR DE CONTACTOS AUXILIARES	SALZER	M220-I-98026A
BA1	BOBINA DE BLOQUEO ACCESO AL MANDO	MAG	E801 SX 110VCC
BA2	BOBINA DE BLOQUEO AL EJE	MAG	E801 SX 110VCC
S3	SELECTOR LOCAL-REMOTO		
P5	PULSADOR PARA CERRAR SECCIONADOR DE LINEA		
P6	PULSADOR PARA ABRIR SECCIONADOR DE LINEA		
H3	LAMPARA-LED VERDE "SECCIONADOR ABIERTO"		
H4	LAMPARA-LED ROJO "SECCIONADOR CERRADO"		

<table border="1"> <thead> <tr> <th>FECHA</th> <th>ACTIVIDAD</th> <th>POR</th> <th>NO.</th> <th>APROBADO</th> <th>FECHA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>ASSEMBLY</td> <td>L.G.</td> <td>M.S.</td> <td>D.G.</td> <td>07-09-2016</td> </tr> <tr> <td></td> <td>APROBADO PARA CONSTRUCCION</td> <td>M.S.</td> <td>M.S.</td> <td>D.G.</td> <td>01-09-2016</td> </tr> <tr> <td></td> <td>ENTREGA AL CLIENTE</td> <td>M.S.</td> <td>D.G.</td> <td>D.G.</td> <td>28-07-2016</td> </tr> <tr> <td></td> <td>ENTREGA AL CLIENTE</td> <td>M.S.</td> <td>D.G.</td> <td>D.G.</td> <td>28-07-2016</td> </tr> </tbody> </table>				FECHA	ACTIVIDAD	POR	NO.	APROBADO	FECHA		ASSEMBLY	L.G.	M.S.	D.G.	07-09-2016		APROBADO PARA CONSTRUCCION	M.S.	M.S.	D.G.	01-09-2016		ENTREGA AL CLIENTE	M.S.	D.G.	D.G.	28-07-2016		ENTREGA AL CLIENTE	M.S.	D.G.	D.G.	28-07-2016					SET COMBARATA ESQUEMA FUNCIONAL - FUENTE AUXILIAR 220Vac SECCIONADOR DE LINEA - DSL1 TABLERO DE CONTROL Y MANDO NOTIZADO 110VCC		PROYECTO: CONTRATO DE ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (R19-2015-EL-SE) PLANEO: 324.004-SET-F13		0
FECHA	ACTIVIDAD	POR	NO.	APROBADO	FECHA																																					
	ASSEMBLY	L.G.	M.S.	D.G.	07-09-2016																																					
	APROBADO PARA CONSTRUCCION	M.S.	M.S.	D.G.	01-09-2016																																					
	ENTREGA AL CLIENTE	M.S.	D.G.	D.G.	28-07-2016																																					
	ENTREGA AL CLIENTE	M.S.	D.G.	D.G.	28-07-2016																																					
A	B	C	D	E	F	G	H																																			

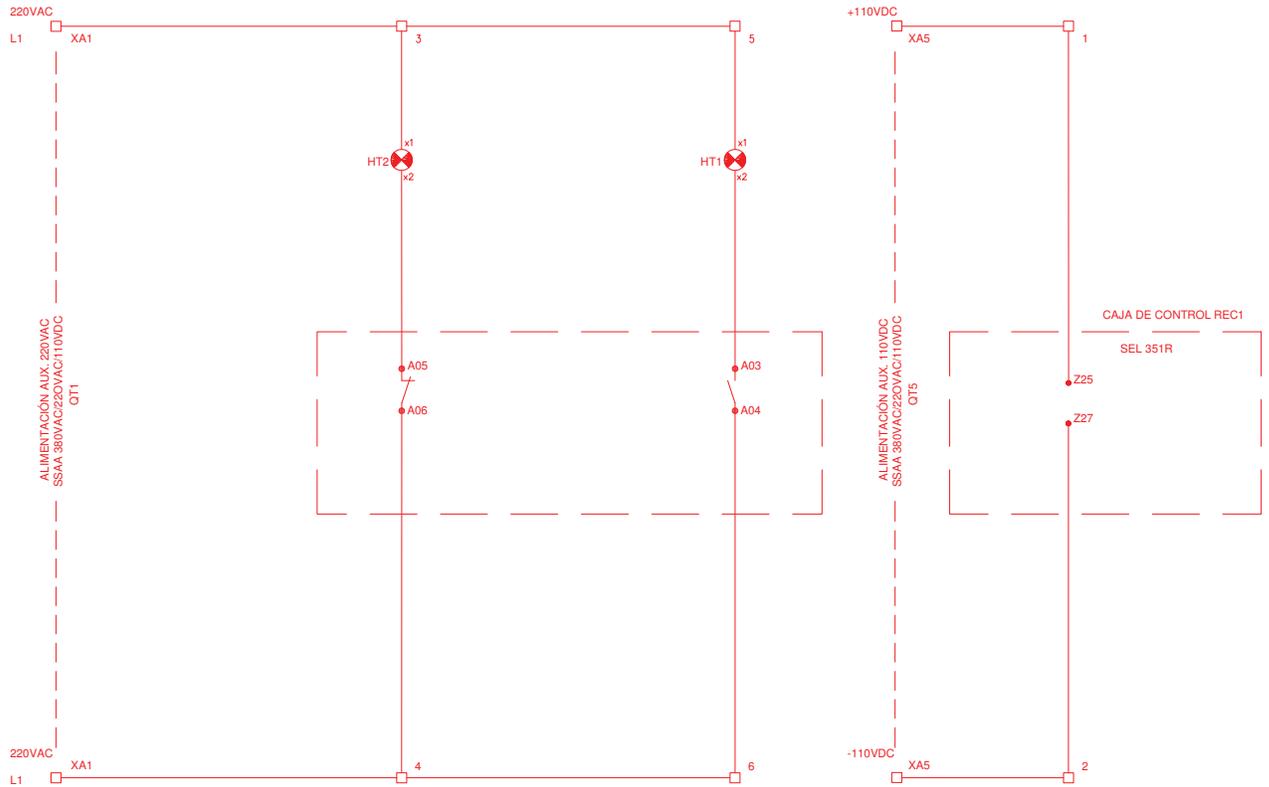


REC1 RECLOSER TRIPOLAR 38KV (PATIO)
 SDL1 SECCIONADOR TRIPOLAR 36KV (PATIO)
 TPM TABLERO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA (SALA DE CONTROL)
 CRU TABLERO TWACS (SALA DE CONTROL)

FECHA	DESCRIPCIÓN	POB.	REV.	APROBADO	FECHA	PROY.	REV.	TRABO	CANTIDAD	CONTRATISTA	DESCRIPCIÓN	FECHA	CLIENTE	PROYECTO	FUENTE	REVISOR
	ASSEMBLY				07-09-2016											
	REVISOR PARA CONSTRUCCIÓN	MCS	DIG		07-09-2016											
	REVISOR POR EL CLIENTE	MCS	DIG		07-09-2016											
	PARA REVISIÓN INTERNA	MCS	DIG		19-07-2016											

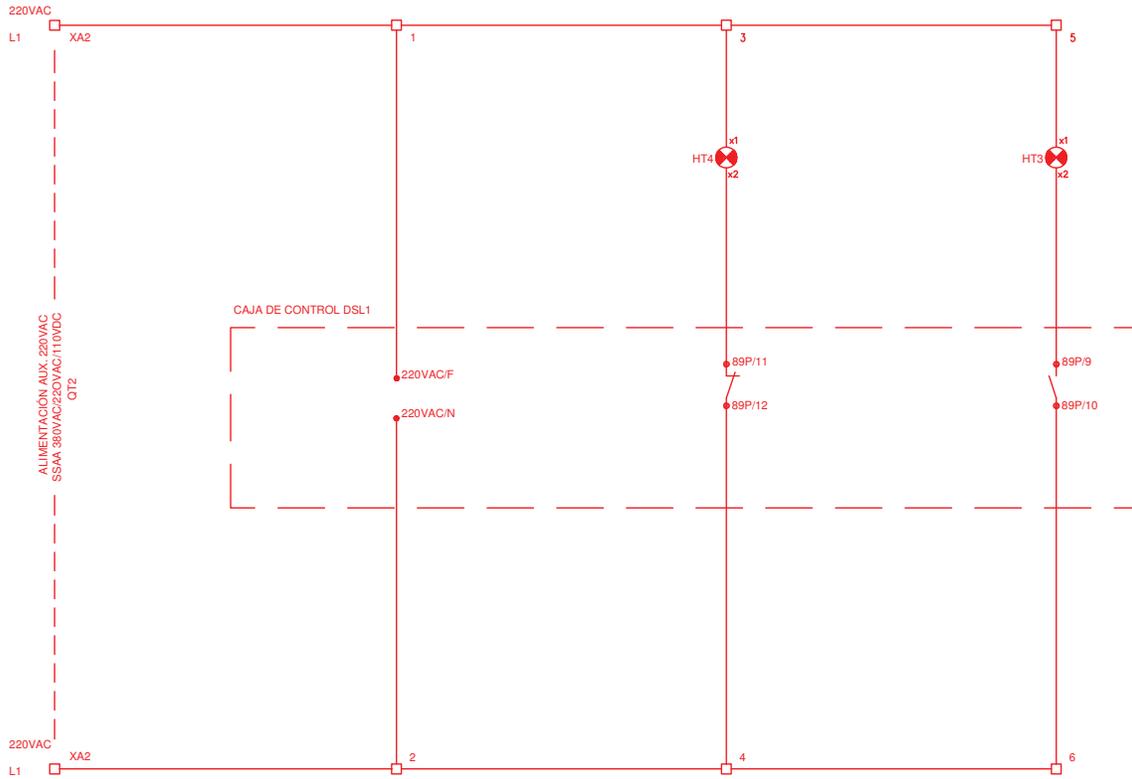
CONTRATISTA	CLIENTE	PROYECTO	FUENTE	REVISOR
		SET COMPAPATA	CONTRATO DE ADQUISICIÓN MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICIÓN RURAL (010-2016-EL-SE)	
		DIAGRAMA UNIFILAR ALIMENTACIÓN		
		TABLERO SSAA 380VAC/220VAC/110VDC		
			324.004-SET-F15	0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
				REC1 ABIERTO				REC1 CERRADO				ALIMENTACIÓN 110VDC	



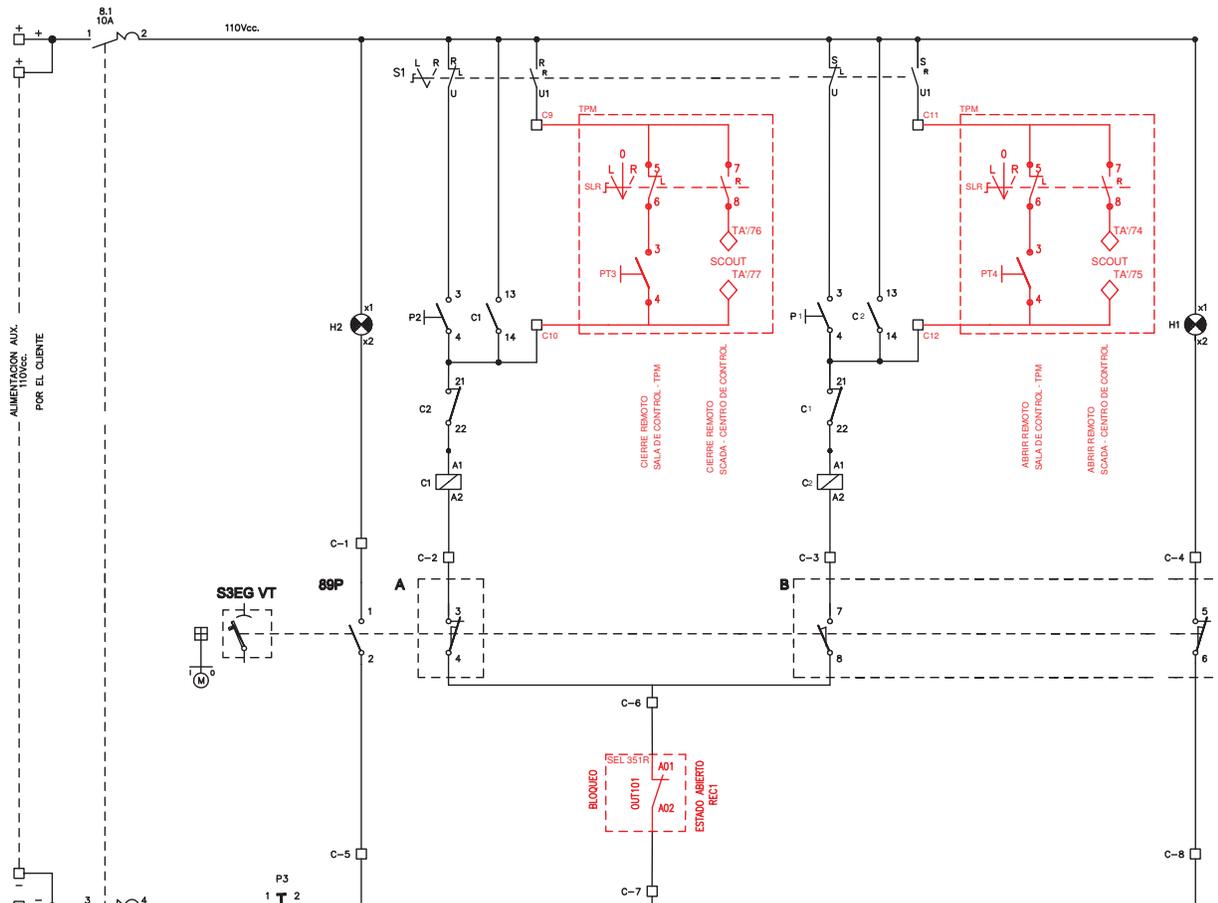
REVISIÓN N.º DESCRIPCIÓN FECHA RESPONSABLE		REVISOR P.º REV. M.S. D.G. M.S. D.G. M.S. D.G. M.S. D.G.		APROBADO FECHA 07-08-2016 01-08-2016 01-08-2016 28-07-2016		PLANO N.º TÍTULO		CONTRAYENTE 		CLIENTE 		SET COMBAPATA ESQUEMA DE ALIMENTACIÓN Y SERIALIZACIÓN RECIOSER TRIPOLAR 380V REC1 TABLERO DE PROTECCIÓN Y MANDO - TPM		PROYECTO CONTRATO DE ADQUISICIÓN MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICIÓN RURAL (016-2016-EL-SE) PLANO N.º 324.004-SET-F16		HOJA 0	
A		B		C		D		E		F		G		H			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
				ALIMENTACIÓN 220VAC				DSL1 ABIERTO				DSL1 CERRADO	



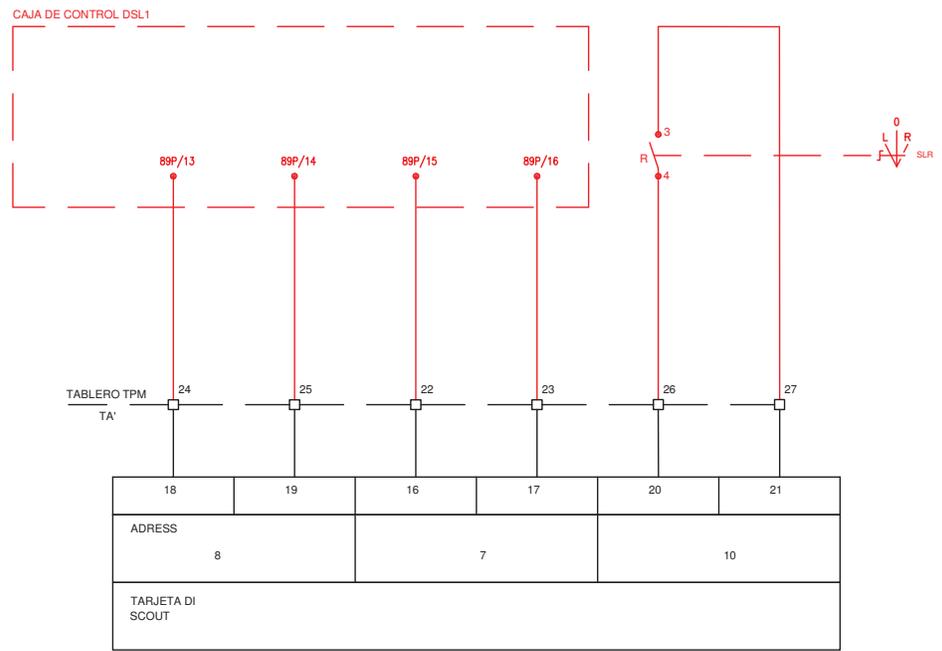
REVISIÓN APROBACIÓN PARA CONSTRUCCIÓN REVISIÓN POR EL CLIENTE PRIMA REVISIÓN INTERNA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	DESIGNACIÓN	OTZ	REF.	APROBADO	FECHA	ELAB.	REVISIÓN	VALID.	CENTRO/OTZ	FECHA	CLIENTE	SET COMBAPATA ESQUEMA DE ALIMENTACIÓN Y SEÑALIZACIÓN SECCIONADOR TRIPOLAR 38kV DSL1 TABLERO DE PROTECCIÓN Y MEDIDA - TPM		
	PROYECTO	CONTRATO DE ADMISIÓN, MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICIÓN RURAL (016-2016-EL-35)	FECHA	CLIENTE	ELECTRO SUR ESTE S.A.S. 324.004-SET-F17			0						
	PROYECTO	324.004-SET-F17	0											

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ALIMENTACION 110Vcc.			SECCIONADOR CERRADO			ORDEN DE CIERRE DEL SECCIONADOR					ORDEN DE APERTURA DEL SECCIONADOR		SECCIONADOR ABIERTO	



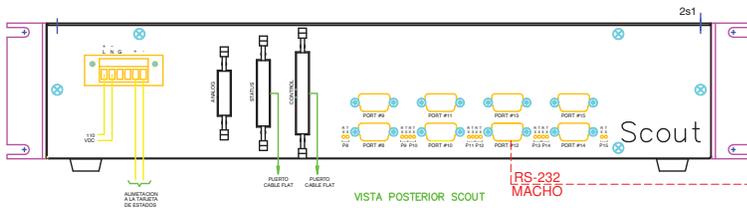
<table border="1"> <tr> <th>ACTIVIDAD</th> <th>POB.</th> <th>DEL.</th> <th>APROBADO</th> <th>FECHA</th> </tr> <tr> <td>ACERCA</td> <td>L.G.</td> <td>M.S.</td> <td>D.G.</td> <td>07/09/2016</td> </tr> <tr> <td>APROBADO PARA CONSTRUCCION</td> <td>M.S.</td> <td>M.S.</td> <td>D.G.</td> <td>07/09/2016</td> </tr> <tr> <td>REVISION POR EL CLIENTE</td> <td>M.S.</td> <td>D.G.</td> <td>D.G.</td> <td>28/07/2016</td> </tr> <tr> <td>REVISION UNIVERSAL</td> <td>M.S.</td> <td>D.G.</td> <td>D.G.</td> <td>28/07/2016</td> </tr> </table>				ACTIVIDAD	POB.	DEL.	APROBADO	FECHA	ACERCA	L.G.	M.S.	D.G.	07/09/2016	APROBADO PARA CONSTRUCCION	M.S.	M.S.	D.G.	07/09/2016	REVISION POR EL CLIENTE	M.S.	D.G.	D.G.	28/07/2016	REVISION UNIVERSAL	M.S.	D.G.	D.G.	28/07/2016	<table border="1"> <tr> <th>PLANO</th> <th>REV.</th> <th>FECHA</th> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>		PLANO	REV.	FECHA				<table border="1"> <tr> <th>CONTRATISTA</th> <th>NOMBRE</th> <th>FECHA Y FIRMA</th> <th>C.E.NEVE</th> </tr> <tr> <td rowspan="3"> </td> <td>L.G.</td> <td>28/07/2016</td> <td></td> </tr> <tr> <td>M.S.</td> <td>07/09/2016</td> <td></td> </tr> <tr> <td>D.G.</td> <td>07/09/2016</td> <td></td> </tr> </table>		CONTRATISTA	NOMBRE	FECHA Y FIRMA	C.E.NEVE		L.G.	28/07/2016		M.S.	07/09/2016		D.G.	07/09/2016		<table border="1"> <tr> <th>SET COMPARTATA</th> <th>PROYECTO</th> </tr> <tr> <td>ESQUEMA FUNCIONAL - MANDO MOTORIZADO</td> <td>CONTRATO DE ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (R16-2016-ELSE)</td> </tr> <tr> <td>SECCIONADOR DE LINEA - DSL1</td> <td>PLANO Nº: 324.004-SET-F19</td> </tr> <tr> <td>TABLERO DE CONTROL Y MANDO MOTORIZADO 110VCS</td> <td></td> </tr> </table>		SET COMPARTATA	PROYECTO	ESQUEMA FUNCIONAL - MANDO MOTORIZADO	CONTRATO DE ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (R16-2016-ELSE)	SECCIONADOR DE LINEA - DSL1	PLANO Nº: 324.004-SET-F19	TABLERO DE CONTROL Y MANDO MOTORIZADO 110VCS		<table border="1"> <tr> <th>REVISION</th> <th>FECHA</th> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> </table>		REVISION	FECHA		
ACTIVIDAD	POB.	DEL.	APROBADO	FECHA																																																																
ACERCA	L.G.	M.S.	D.G.	07/09/2016																																																																
APROBADO PARA CONSTRUCCION	M.S.	M.S.	D.G.	07/09/2016																																																																
REVISION POR EL CLIENTE	M.S.	D.G.	D.G.	28/07/2016																																																																
REVISION UNIVERSAL	M.S.	D.G.	D.G.	28/07/2016																																																																
PLANO	REV.	FECHA																																																																		
CONTRATISTA	NOMBRE	FECHA Y FIRMA	C.E.NEVE																																																																	
	L.G.	28/07/2016																																																																		
	M.S.	07/09/2016																																																																		
	D.G.	07/09/2016																																																																		
SET COMPARTATA	PROYECTO																																																																			
ESQUEMA FUNCIONAL - MANDO MOTORIZADO	CONTRATO DE ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (R16-2016-ELSE)																																																																			
SECCIONADOR DE LINEA - DSL1	PLANO Nº: 324.004-SET-F19																																																																			
TABLERO DE CONTROL Y MANDO MOTORIZADO 110VCS																																																																				
REVISION	FECHA																																																																			

			DSL1 CERRADO		DSL1 ABIERTO		SLR REMOTO		



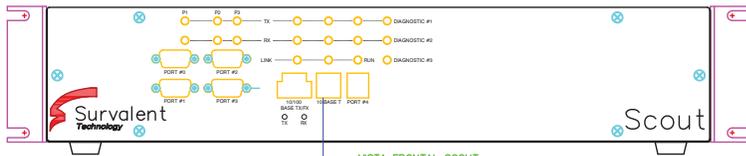
<table border="1"> <tr> <th>INDICADOR</th> <th>DEFINICION</th> <th>IMPRESO</th> <th>FECHA</th> </tr> <tr> <td>AS-QUALT</td> <td>L.G.</td> <td>MS</td> <td>07-09-2016</td> </tr> <tr> <td>APROBADO PARA CONSTRUCCION</td> <td>M.S.</td> <td>MS</td> <td>01-08-2016</td> </tr> <tr> <td>REVISION POR EL CLIENTE</td> <td>M.S.</td> <td>DS</td> <td>01-08-2016</td> </tr> <tr> <td>PRESENCIA EN INSTALA</td> <td>M.S.</td> <td>DS</td> <td>28-01-2016</td> </tr> </table>				INDICADOR	DEFINICION	IMPRESO	FECHA	AS-QUALT	L.G.	MS	07-09-2016	APROBADO PARA CONSTRUCCION	M.S.	MS	01-08-2016	REVISION POR EL CLIENTE	M.S.	DS	01-08-2016	PRESENCIA EN INSTALA	M.S.	DS	28-01-2016	<table border="1"> <tr> <th>PLANO</th> <th>IMP</th> <th>FECHA</th> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>				PLANO	IMP	FECHA				CONTRATISTA:		CLIENTE:		PROYECTO: CONTRATO DE ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (2016-2018-ELSE)	
INDICADOR	DEFINICION	IMPRESO	FECHA																																				
AS-QUALT	L.G.	MS	07-09-2016																																				
APROBADO PARA CONSTRUCCION	M.S.	MS	01-08-2016																																				
REVISION POR EL CLIENTE	M.S.	DS	01-08-2016																																				
PRESENCIA EN INSTALA	M.S.	DS	28-01-2016																																				
PLANO	IMP	FECHA																																					
<table border="1"> <tr> <th>FECHA</th> <th>USUARIO</th> <th>FECHA DE MODIFICACION</th> <th>COMENTARIOS</th> </tr> <tr> <td></td> <td>L.G.</td> <td>28-07-2016</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>L.G.</td> <td>28-07-2016</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>M.S.</td> <td>01-08-2016</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>DS</td> <td>01-08-2016</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>DS</td> <td>01-08-2016</td> <td></td> </tr> </table>				FECHA	USUARIO	FECHA DE MODIFICACION	COMENTARIOS		L.G.	28-07-2016			L.G.	28-07-2016			M.S.	01-08-2016			DS	01-08-2016			DS	01-08-2016		EQUIPO: SET COMBAPATA ESQUEMA DE LECTURA DE ESTADOS SECCIONADOR TRIPOLAR DE LINEA 20KV DEL		PLANOS: 324.004-SET-F20									
FECHA	USUARIO	FECHA DE MODIFICACION	COMENTARIOS																																				
	L.G.	28-07-2016																																					
	L.G.	28-07-2016																																					
	M.S.	01-08-2016																																					
	DS	01-08-2016																																					
	DS	01-08-2016																																					
A		B		C		D		E		F		G		H																									

TABLERO PROTECCION Y MEDIDA TPM (e)



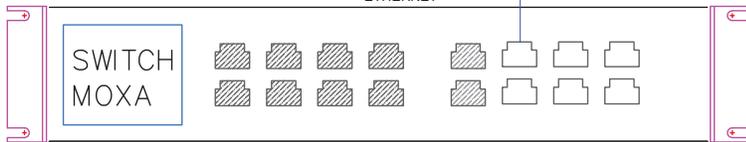
VISTA POSTERIOR SCOUT

RS-232 MACHO



VISTA FRONTAL SCOUT

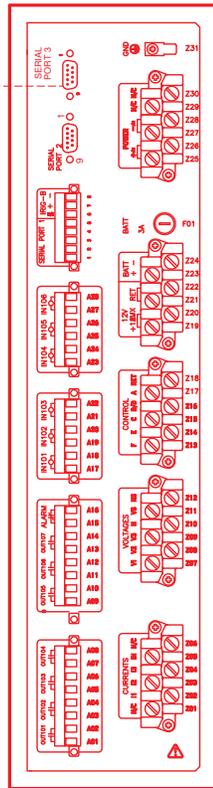
CABLE ETHERNET



CAJA DE CONTROL REC1

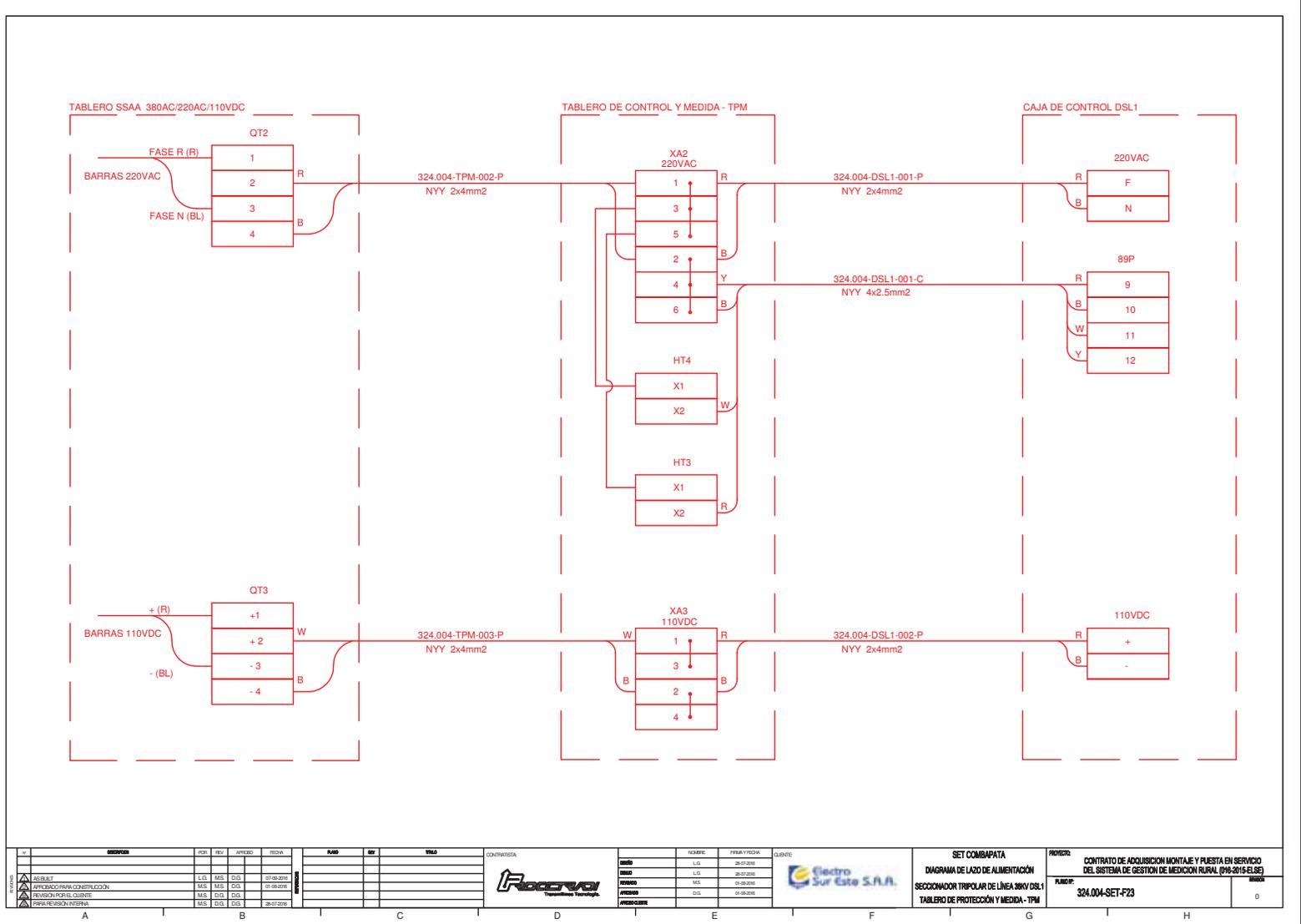
RELE SEL 351R
Recloser Control Side Panel

RS-245 HEMBRA



FECHA	DESCRIPCION	REP.	REQ.	APROBADO	FECHA	PLANO	REP.	FECHA	CONTRATISTA	NUMERO	FECHA / FECHA	CLIENTE	PROYECTO	FECHA
	AS-BUILD	L.G.	M.S.	D.G.	07-08-2016				PROCONSA	REC1	14-08-2016	Electro Sur Este S.A.S.	CONTRATO DE ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (016-2016-EL-02)	08/08/2016
	APROBADO PARA CONSTRUCCION	M.S.	M.S.	D.G.	01-08-2016				PROCONSA	REC1	01-08-2016	Electro Sur Este S.A.S.	CONTRATO DE ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (016-2016-EL-02)	08/08/2016
	REVISION POR EL CLIENTE	M.S.	D.G.	D.G.	17-08-2016				PROCONSA	REC1	01-08-2016	Electro Sur Este S.A.S.	CONTRATO DE ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (016-2016-EL-02)	08/08/2016
	PREPAREDADO EN VERSION	M.S.	D.G.	D.G.	14-08-2016				PROCONSA	REC1	01-08-2016	Electro Sur Este S.A.S.	CONTRATO DE ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (016-2016-EL-02)	08/08/2016

A B C D E F G H A



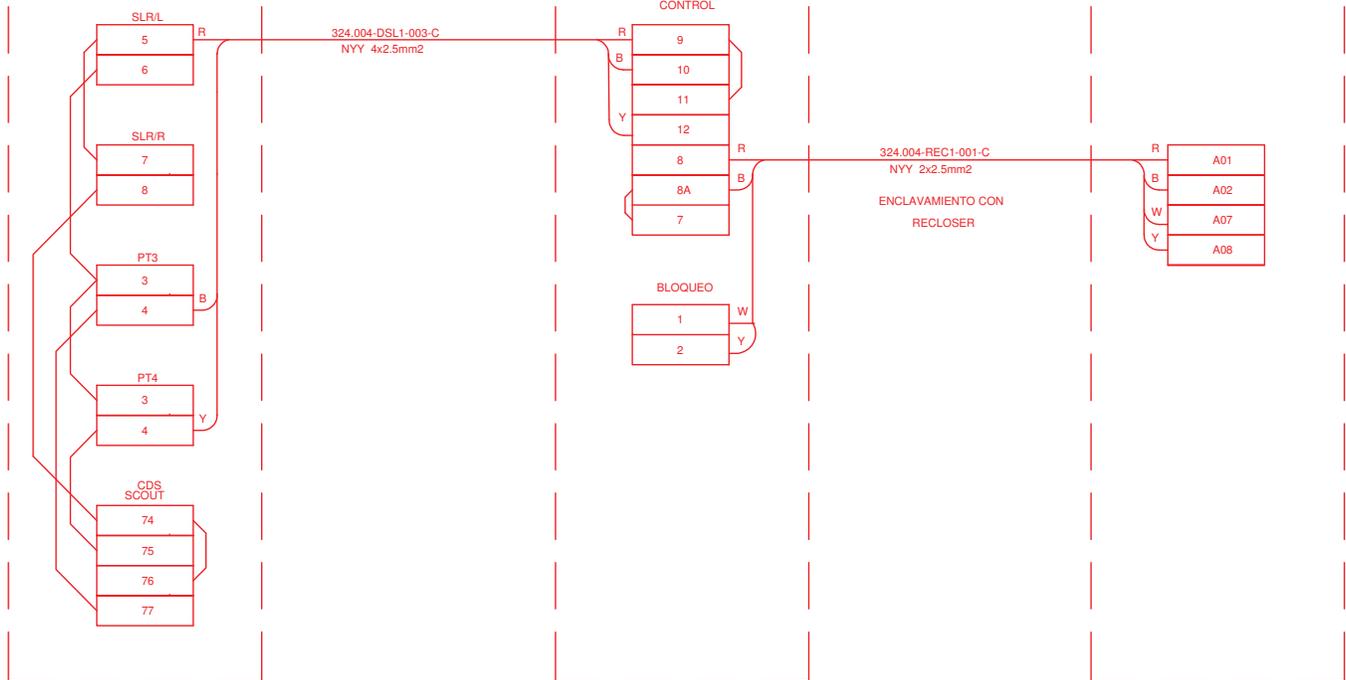
NO	DESCRIPCION	FOR	REV	APROBADO	FECHA	PLANO	OP	TITULO	CONTRATISTA	ITEM	NOMBRE	FECHA Y TIPO DE	CLIENTE	SET COMPACTA	PROYECTO	CONTRATO DE ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION PLURAL (946-014-0145)
1	ASSEMBLY	L.G.	MS	D.G.	07-09-2016					0001	L.G.	20-02-2016		DIAGRAMA DE LAZO DE ALIMENTACION		
2	APLICACION DE PROYECTO DE CONTROLACION	MS	MS	D.G.	07-09-2016					0002	L.G.	20-02-2016		SECCIONADOR TRIPOLAR DE LINEA 38kV DSL1		
3	PROYECTO DE PROYECTO DE CABLES	MS	L.G.	D.G.	07-09-2016					0003	MS	03-08-2016		TABLERO DE PROTECCION Y MEDIDA - TPM		
4	PARALELISMO INTERNA	MS	D.G.	D.G.	28-07-2016					0004	D.G.	01-08-2016				324.004-SET-F23

A I B I C I D I E I F I G I H

TABLERO DE CONTROL Y MEDIDA - TPM

CAJA DE CONTROL DSL1

CAJA DE CONTROL REC 1



NO.	DESCRIPCION	FOR.	REV.	APROBADO	FECHA	NO.	NO.	TITULO	CONTRATISTA	CLIENTE	PROYECTO	FECHA Y HORA	USUARIO
1	AS.BULT	L.G.	MS	D.G.	07-09-2016				ROCOVA	Electro Sur Este S.A.A.	SET COMBAPATA	28-07-2016	
2	APROBADO PARA CONSTRUCCION	MS	MS	D.G.	01-09-2016						DIAGRAMA DE LAZO MANDO REMOTO	28-07-2016	
3	REVISADO POR EL CLIENTE	MS	D.G.	D.G.	01-09-2016						SALA DE CONTROL/CAJADA RECCIONADOR DEL 1	01-09-2016	
4	PROYECTO REVISADO	MS	D.G.	D.G.	28-07-2016						TABLERO DE PROTECCION Y MEDIDA - TPM	01-09-2016	

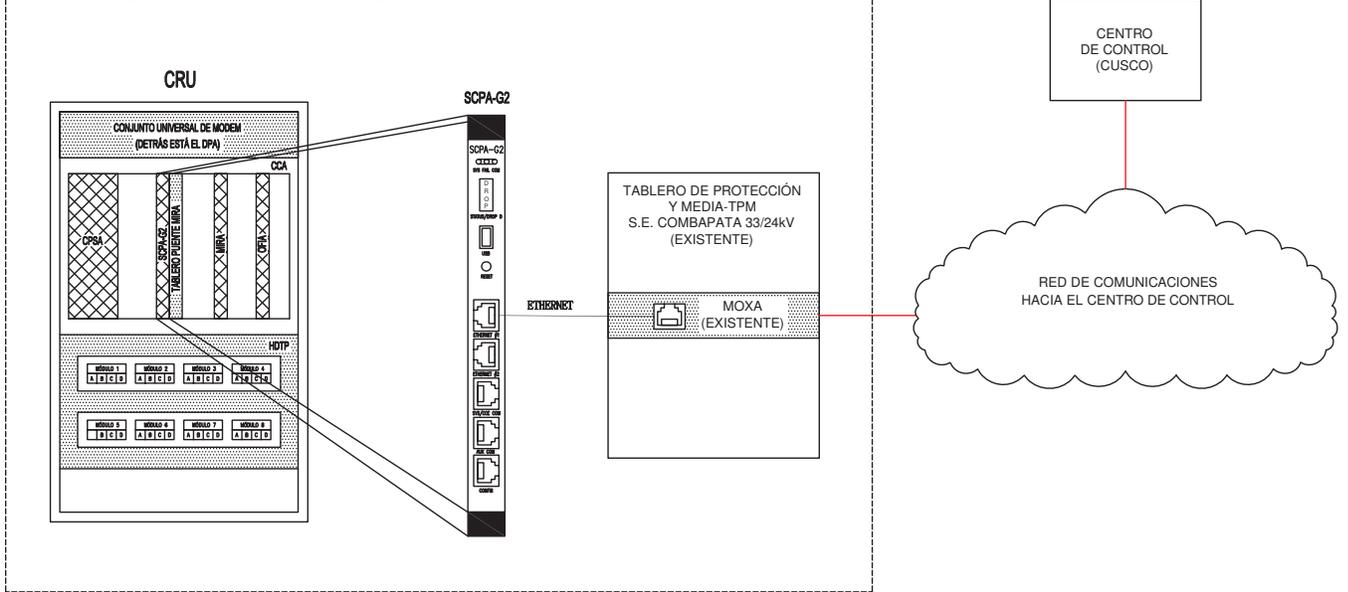


SET COMBAPATA
DIAGRAMA DE LAZO MANDO REMOTO
SALA DE CONTROL/CAJADA RECCIONADOR DEL 1
TABLERO DE PROTECCION Y MEDIDA - TPM

PROYECTO: CONTRATO DE ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (P16-2015-ELSE)
NUMERO: 324.004-SET-F26

A B C D E F G H

SALA DE CONTROL (COMBAPATA)



LEYENDA		
No	ITEM	DESCRIPCIÓN
01	CRU	UNIDAD DE CONTROL Y RECEPCIÓN
02	IPU	UNIDAD DE RECOGIDA DE ENTRADA
03	MIRA	CONJUNTO DE ENTRADAS MÚLTIPLES
04	SCPA-G2	PROCESADOR DE COMUNICACIONES DE SED
05	HDTP	PANEL DE TERMINACIONES DE ALTA DENSIDAD
06	DPA	CONJUNTO DEL PANEL DE DISTRIBUCIÓN

NO	DESCRIPCIÓN	POP	FECH	APROBADO	FECHA
1	REVISIÓN 1	L.S.	M.S.	D.G.	07-09-2016
2	APROBADO PARA LA CONSTRUCCIÓN	L.S.	M.S.	D.G.	18-07-2016
3	APROBADO PARA LA CONSTRUCCIÓN	M.S.	M.S.	D.G.	18-08-2016
4	REVISIÓN PARA EL CLIENTE	M.S.	D.G.	D.G.	17-09-2015
5	PARA REVISIÓN INTERNA	M.S.	D.G.	D.G.	14-08-2015

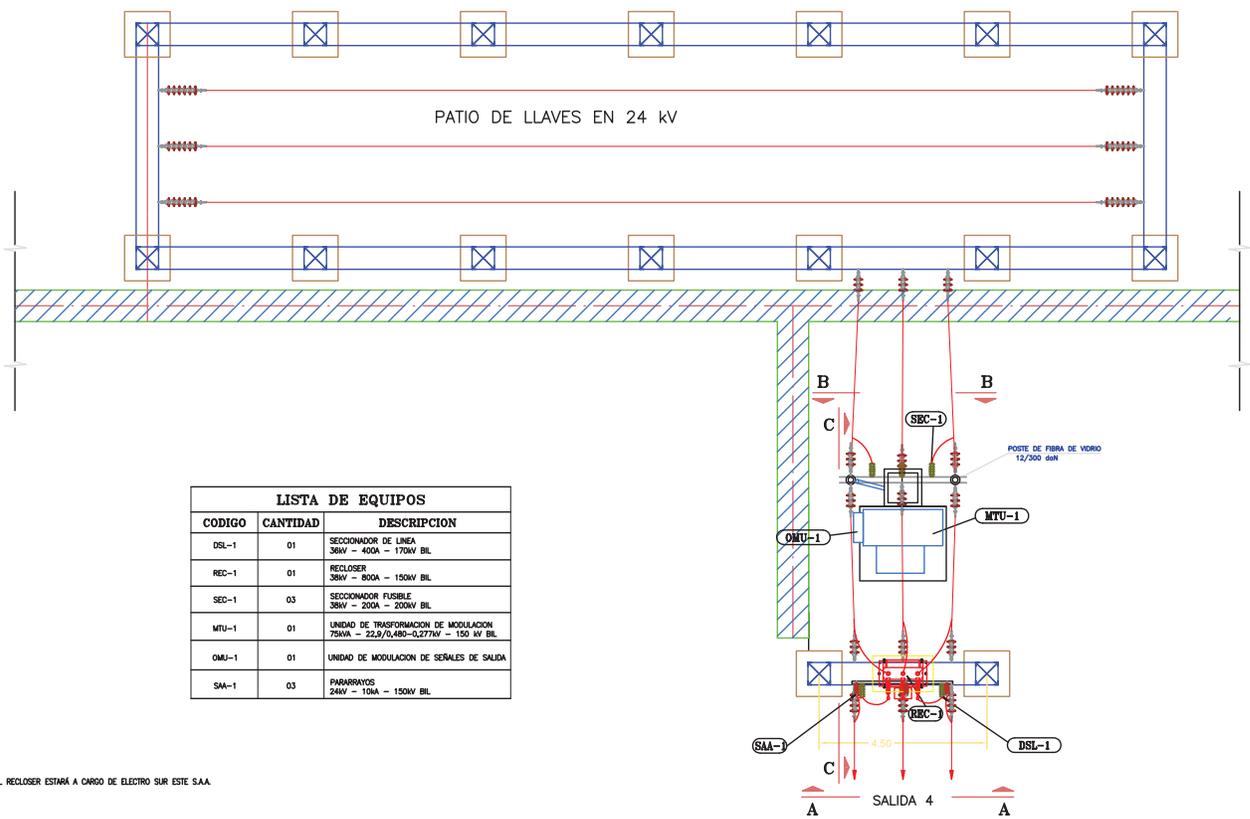
PLANO	NO	FECHA

USUARIO	SEÑALADO	FECHA Y FIRMA	CUENTA



SET COMBAPATA (SALA DE CONTROL)
DIAGRAMA DE CONEXIÓN ENTRE CRU Y CENTRO DE CONTROL

PROYECTO	FECHA	REVISIÓN
ADQUISICIÓN MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE MEDICIÓN RURAL (016-2015-ELSE)	324.004-SET-G02	0



LISTA DE EQUIPOS

CODIGO	CANTIDAD	DESCRIPCION
DSL-1	01	SECCIONADOR DE LINEA 38kV - 400A - 170kV BIL
REC-1	01	RECLOSER 38kV - 400A - 150kV BIL
SEC-1	03	SECCIONADOR FUSIBLE 38kV - 200A - 200kV BIL
MTU-1	01	UNIDAD DE TRANSFORMACION DE MODULACION 75kVA - 22,9/0,480-0,277kV - 150 kV BIL
OMU-1	01	UNIDAD DE MODULACION DE SEÑALES DE SALIDA
SAA-1	03	PARARRAYOS 24kV - 10kA - 150kV BIL

NOTA:
EL SUMINISTRO DEL RECLOSER ESTARA A CARGO DE ELECTRO SUR ESTE S.A.A.

<table border="1"> <thead> <tr> <th>FECHA</th> <th>REVISOR</th> <th>REVISION</th> <th>APROBADO</th> <th>FECHA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>07-09-2016</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>10-07-2016</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				FECHA	REVISOR	REVISION	APROBADO	FECHA	07-09-2016					10-07-2016					<table border="1"> <thead> <tr> <th>PROYECTO</th> <th>FECHA</th> <th>REVISION</th> <th>FECHA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				PROYECTO	FECHA	REVISION	FECHA					<table border="1"> <thead> <tr> <th>FECHA</th> <th>REVISION</th> <th>FECHA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				FECHA	REVISION	FECHA				<table border="1"> <thead> <tr> <th>FECHA</th> <th>REVISION</th> <th>FECHA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				FECHA	REVISION	FECHA			
FECHA	REVISOR	REVISION	APROBADO	FECHA																																														
07-09-2016																																																		
10-07-2016																																																		
PROYECTO	FECHA	REVISION	FECHA																																															
FECHA	REVISION	FECHA																																																
FECHA	REVISION	FECHA																																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th>FECHA</th> <th>REVISION</th> <th>FECHA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				FECHA	REVISION	FECHA				<table border="1"> <thead> <tr> <th>FECHA</th> <th>REVISION</th> <th>FECHA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				FECHA	REVISION	FECHA				<table border="1"> <thead> <tr> <th>FECHA</th> <th>REVISION</th> <th>FECHA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				FECHA	REVISION	FECHA				<table border="1"> <thead> <tr> <th>FECHA</th> <th>REVISION</th> <th>FECHA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				FECHA	REVISION	FECHA														
FECHA	REVISION	FECHA																																																
FECHA	REVISION	FECHA																																																
FECHA	REVISION	FECHA																																																
FECHA	REVISION	FECHA																																																

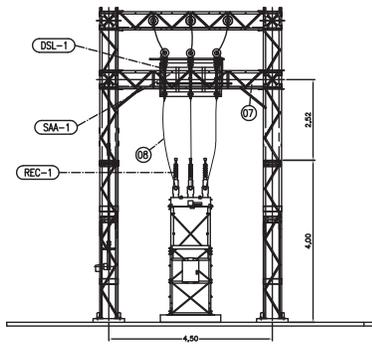


**SET COMPARTATA
(PATIO DE LLAVES)**

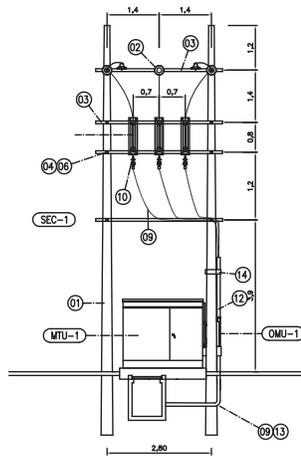
DISPOSICIÓN DE EQUIPOS EN PLANTA

PROYECTO: CONTRATO DE ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (015-2015-EL-SE)

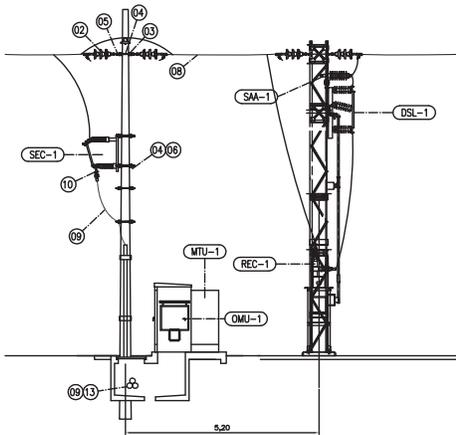
PROYECTO: 324004-SET-402



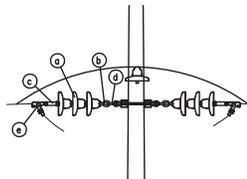
CORTE A-A



CORTE B-B



CORTE C-C



DETALLE CADENA DE AISLADORES

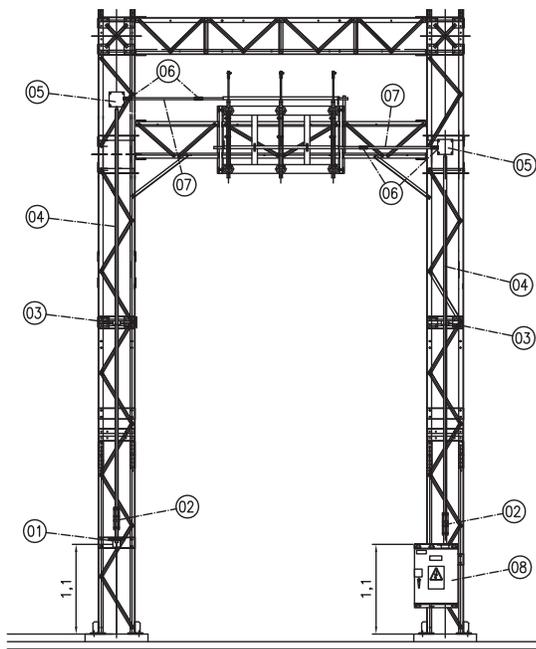
LEYENDA		
CODIGO	CANT.	DESCRIPCION
DSL-1	01	SECCIONADOR DE LINEA, 36kV - 400A - 170kV BIL
REC-1	01	RECIOSER, 36kV - 800A - 150kV BIL
SEC-1	03	SECCIONADOR FUSIBLE, 36kV - 400A - 150kV BIL
MTU-1	01	UNIDAD DE TRANSFORMACION DE MODULACION, 75kVA 22.9/0.480-0.277kV - 150 kV BIL
OMU-1	01	UNIDAD DE MODULACION DE SEÑALES DE SALIDA
SMA-1	03	PARARRAYO, 24kV - 10kA - 150kV BIL
01	02	POSTE DE FIBRA DE VIDRIO, 12/200 deH
02	08	CADENA DE AISLADORES DE SUSPENSION
03	11	PERFIL TIPO L 1"X2" DE 75x75x3400mm. e=6.4 mm. C/DADOS
04	17	PERNO DOBLE ARMADO DE A37 DE 16mmx508mm
05	8	TUERCA C/O PARA PERNO DE 16mmØ
06	44	ARANDELA CUADRADA CUERNA DE 4"X1, 57x57x5mm, AGUJERO DE 18 mmØ
07	01	WSA METALICA PARA SOPORTE DE SECCIONADORES
08	s. req.	CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINO DE 95 mm ²
09	s. req.	CABLE DE ENERGIA UNIPOLAR PARA CABLE XLPE, 18/30 kV, 50 mm ²
10	03	TERMINAL UNIPOLAR PARA CABLE XLPE, 18/30 kV, 50 mm ²
11	06	GRAPA DE DOBLE VIA DE ALUMINO PARA CONDUCTOR DE 95mm ²
12	s. req.	TUBO METALICO Ø 5"
13	s. req.	CODO 90º METALICO Ø 5"
14	04	FLEJE DE ACERO INOXIDABLE DE 19mmØ CON HEBLLA

LEYENDA	
CODIGO	DESCRIPCION
a	Aislador de Porcelana de Suspensión, Clase ANSI 52-3
b	Adaptador Anillo-Bola
c	Adaptador Casquillo-Ojo Largo
d	Grillete Recto
e	Grapa de Anclaje para Conductor de 95 mm ²

REVISION	DESCRIPCION	FECHA	PROY.	REV.	TITULO	CONTENIDO	FECHA	PROYECTISTA	REVISOR	SET COMPAPATA (PATIO DE LLAVES)	INDICAR:
1	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016								DISPOSICIÓN DE EQUIPOS EN CORTES	ADQUISICION MONTEAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (D18-2016-EL-SE)
2	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
3	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
4	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
5	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
6	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
7	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
8	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
9	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
10	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
11	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
12	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
13	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
14	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
15	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
16	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
17	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
18	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
19	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
20	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
21	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
22	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
23	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
24	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
25	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
26	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
27	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
28	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
29	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
30	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
31	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
32	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
33	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
34	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
35	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
36	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
37	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
38	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
39	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
40	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
41	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
42	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
43	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
44	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
45	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
46	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
47	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
48	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
49	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									
50	REVISIÓN POR ELABORACIÓN	15/09/2016									



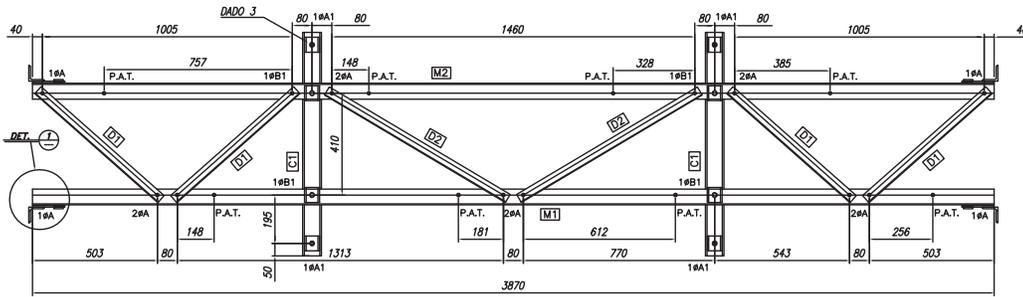
SET COMPAPATA (PATIO DE LLAVES)	INDICAR:	ADQUISICION MONTEAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (D18-2016-EL-SE)
DISPOSICIÓN DE EQUIPOS EN CORTES	PROYECTO:	324004-SET-003
		1 de 3



LEYENDA	
CODIGO	DESCRIPCION
01	CAJA DE MANDO MANUAL
02	PLATINA DE ACOPLE
03	SOPORTE DE TUBO
04	TUBO GALVANIZADO Ø 1 1/4"
05	CAJA DE ENGRANAJE DIRECCIONAL
06	BOBINA DE ACOPLE
07	EJE SUPLEMENTO
08	CAJA DE MANDO MOTORIZADO

DETALLE DE MONTAJE DE SECCIONADOR DE LINEA

<table border="1"> <thead> <tr> <th>FECHA</th> <th>DESCRIPCION</th> <th>REP.</th> <th>REV.</th> <th>APROBADO</th> <th>FECHA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>15/03/2016</td> <td>REVISAT</td> <td>L.G.</td> <td>M.S.</td> <td>D.S.</td> <td>07/09/2016</td> </tr> <tr> <td>15/03/2016</td> <td>REVISION POR EL CLIENTE</td> <td>L.G.</td> <td>M.S.</td> <td>D.S.</td> <td>19/07/2016</td> </tr> <tr> <td>15/03/2016</td> <td>APROBADO PARA CONSTRUCCION</td> <td>L.G.</td> <td>M.S.</td> <td>D.S.</td> <td>18/07/2016</td> </tr> <tr> <td>15/03/2016</td> <td>REVISION POR EL CLIENTE</td> <td>L.G.</td> <td>M.S.</td> <td>D.S.</td> <td>15/07/2016</td> </tr> <tr> <td>15/03/2016</td> <td>APROBADO PARA EJECUCION</td> <td>P.F.</td> <td>M.S.</td> <td>D.S.</td> <td>14/08/2016</td> </tr> </tbody> </table>				FECHA	DESCRIPCION	REP.	REV.	APROBADO	FECHA	15/03/2016	REVISAT	L.G.	M.S.	D.S.	07/09/2016	15/03/2016	REVISION POR EL CLIENTE	L.G.	M.S.	D.S.	19/07/2016	15/03/2016	APROBADO PARA CONSTRUCCION	L.G.	M.S.	D.S.	18/07/2016	15/03/2016	REVISION POR EL CLIENTE	L.G.	M.S.	D.S.	15/07/2016	15/03/2016	APROBADO PARA EJECUCION	P.F.	M.S.	D.S.	14/08/2016	<table border="1"> <thead> <tr> <th>PROY.</th> <th>REP.</th> <th>REVIS.</th> <th>APROBADO</th> <th>FECHA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>				PROY.	REP.	REVIS.	APROBADO	FECHA						COMPROBADA 		<table border="1"> <thead> <tr> <th>FECHA</th> <th>REVISOR</th> <th>PROYECTISTA</th> <th>CLIENTE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>15/03/2016</td> <td>L.G.</td> <td>M.S.</td> <td>19/07/2016</td> </tr> <tr> <td>15/07/2016</td> <td>L.G.</td> <td>M.S.</td> <td>19/07/2016</td> </tr> <tr> <td>18/07/2016</td> <td>L.G.</td> <td>M.S.</td> <td>19/07/2016</td> </tr> <tr> <td>15/07/2016</td> <td>L.G.</td> <td>M.S.</td> <td>19/07/2016</td> </tr> </tbody> </table>		FECHA	REVISOR	PROYECTISTA	CLIENTE	15/03/2016	L.G.	M.S.	19/07/2016	15/07/2016	L.G.	M.S.	19/07/2016	18/07/2016	L.G.	M.S.	19/07/2016	15/07/2016	L.G.	M.S.	19/07/2016			SET COMBAPATA (PATO DE LLAVES) DISPOSICIÓN DE EQUIPOS EN CORTES		PROYECTO: ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (016-2016-EL-82) FUENTE: 324004-SET-03		2 de 3 	
FECHA	DESCRIPCION	REP.	REV.	APROBADO	FECHA																																																																																
15/03/2016	REVISAT	L.G.	M.S.	D.S.	07/09/2016																																																																																
15/03/2016	REVISION POR EL CLIENTE	L.G.	M.S.	D.S.	19/07/2016																																																																																
15/03/2016	APROBADO PARA CONSTRUCCION	L.G.	M.S.	D.S.	18/07/2016																																																																																
15/03/2016	REVISION POR EL CLIENTE	L.G.	M.S.	D.S.	15/07/2016																																																																																
15/03/2016	APROBADO PARA EJECUCION	P.F.	M.S.	D.S.	14/08/2016																																																																																
PROY.	REP.	REVIS.	APROBADO	FECHA																																																																																	
FECHA	REVISOR	PROYECTISTA	CLIENTE																																																																																		
15/03/2016	L.G.	M.S.	19/07/2016																																																																																		
15/07/2016	L.G.	M.S.	19/07/2016																																																																																		
18/07/2016	L.G.	M.S.	19/07/2016																																																																																		
15/07/2016	L.G.	M.S.	19/07/2016																																																																																		



VISTA FRONTAL



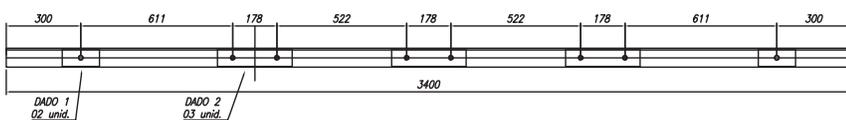
VISTA SUPERIOR

VIGA PARA SOPORTE DE SECCIONADOR DE LINEA

PERFIL PARA CADENAS DE AISLADORES (03 JGOS.)



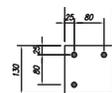
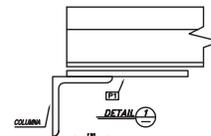
PERFIL PARA SECCIONADOR FUSIBLE (04 JGOS.)



PERFILES "L" DE 3,40m

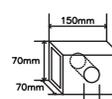
LISTADO DE PIEZAS

ITEM	CANT.	DESCRIPCION	MATERIAL
C1	2	PERFIL "C" DE 2"x3"x3/16"x900	ASTM A36
M2	1	PERFIL "L" DE 2 1/2"x3/16"x3870	ASTM A36
M1	1	PERFIL "L" DE 2 1/2"x3/16"x3870	ASTM A36
D2	2	PERFIL "L" DE 1 1/2"x1/8"x847	ASTM A36
D1	4	PERFIL "L" DE 1 1/2"x1/8"x662mm	ASTM A36
P1	4	PLANCHA 1/4"x130x130	ASTM A36
P2	4	PL 1/4" ø638 ø114 (ARANDELA)	ASTM A36

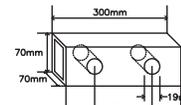


DET.PL~P1

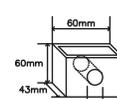
ITEM	DESCRIPCION	CANT.	AGUJERO
B1	PERNO #5/8" X 4"	4	#11/16" ⊕
B	PERNO #5/8" X 1 1/2"	8	#11/16" ⊕
A1	PERNO #5/8" X 4"	4	#11/16" ⊕
A	PERNO #5/8" X 1 1/2"	8	#11/16" ⊕



DADO 1



DADO 2



DADO 3

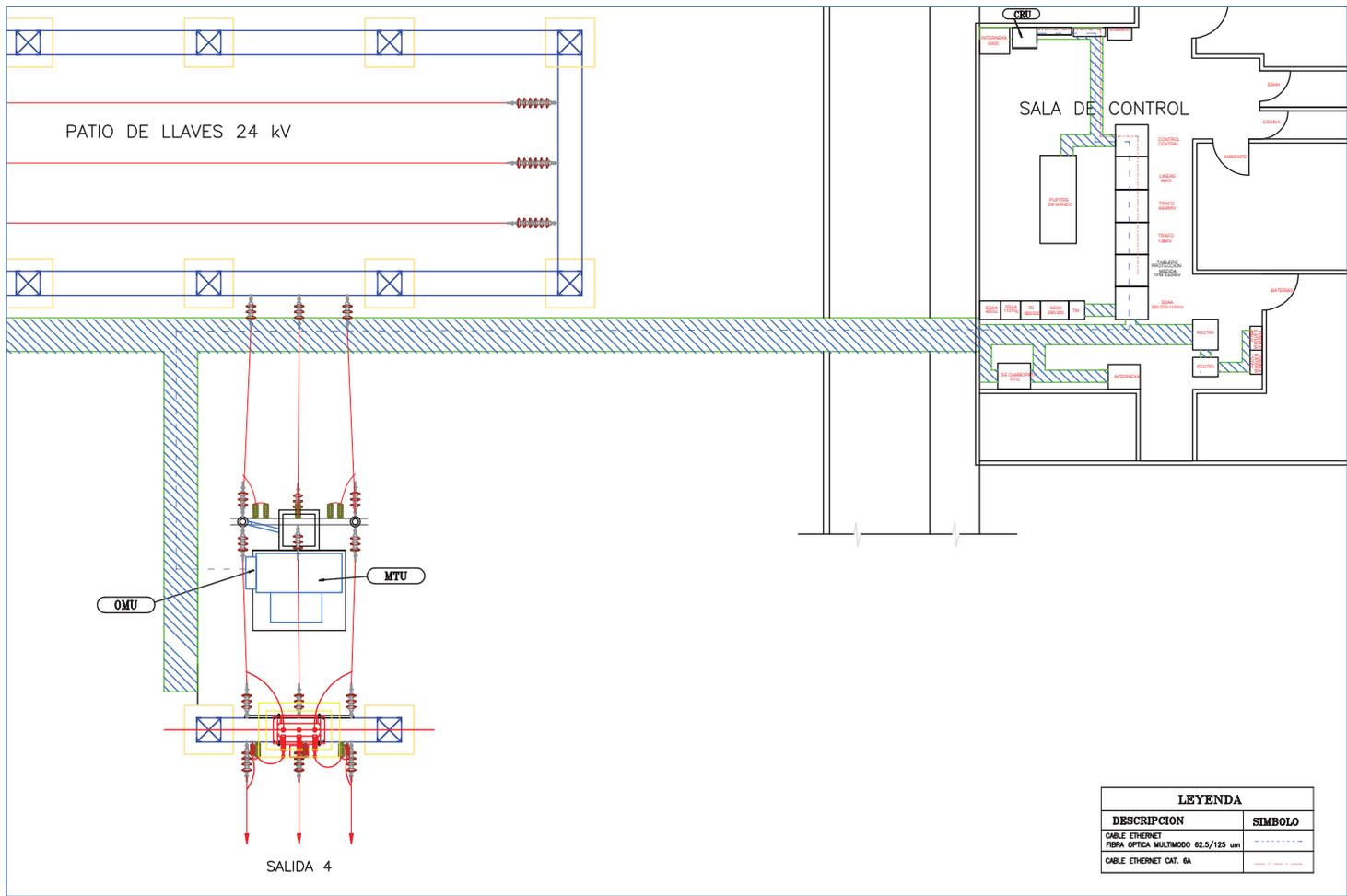
ESPECIFICACIONES TECNICAS

- ACERO ASTM A-36 $F_y = 2500 \text{ kg/cm}^2$
- PERNOS ASTM A394, $F_u = 5200 \text{ kg/cm}^2$
- SOLDADURA AWS E60 $F_u = 4200 \text{ kg/cm}^2$
- GALVANIZADO SEGUN NORMA:
- ESTRUCTURAS ASTM A123
- PERNERIA ASTM A153

NO.	DESCRIPCION	POB.	FECH.	APROB.	FECHA	PLANO	NO.	FECHA	COMPROB.	FECHA	FECHA TECNICA	NO. DISEÑO	FECHA	FECHA TECNICA	FECHA	FECHA TECNICA
1	REVISAR	L.G.	M.S.	D.S.	07-09-2015											
2	REVISAR POR EL CLIENTE	L.G.	M.S.	D.S.	15-09-2015											
3	APROBADO POR COMPROBACION	L.G.	M.S.	D.S.	15-09-2015											
4	REVISAR POR EL CLIENTE	P.P.	M.S.	D.S.	14-08-2015											
5	REVISAR POR EL CLIENTE	P.P.	M.S.	D.S.	14-08-2015											



SET COMPARTA (PATIO DE LLAVES)	FECHA:	ADQUISICION MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (016-2016-EL-SE)
DISPOSICION DE EQUIPOS EN CORTES	PLANO N°:	324004-SET-103
		3 de 3

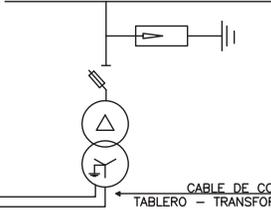


LEYENDA	
DESCRIPCION	SIMBOLO
CABLE ETHERNET	-----
FIBRA OPTICA MULTIMODO 62.5/125 um	-----
CABLE ETHERNET CAT. 6A	-----

<table border="1"> <tr> <th>NO.</th> <th>DESCRIPCION</th> <th>POF</th> <th>REV.</th> <th>APROBADO</th> <th>FECHA</th> </tr> <tr> <td>1</td> <td>AS BULT</td> <td>L.G.</td> <td>M.S.</td> <td>D.G.</td> <td>07-09-2016</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>REVISION POR EL CLIENTE</td> <td>L.G.</td> <td>M.S.</td> <td>D.G.</td> <td>18-07-2016</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>APROBADO PARA CONSTRUCCION</td> <td>L.G.</td> <td>M.S.</td> <td>D.G.</td> <td>18-07-2016</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>REVISION POR EL CLIENTE</td> <td>L.G.</td> <td>M.S.</td> <td>D.G.</td> <td>18-07-2016</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>PARA REVISION INTERNA</td> <td>P.R.</td> <td>D.G.</td> <td>D.G.</td> <td>09-07-2016</td> </tr> </table>		NO.	DESCRIPCION	POF	REV.	APROBADO	FECHA	1	AS BULT	L.G.	M.S.	D.G.	07-09-2016	2	REVISION POR EL CLIENTE	L.G.	M.S.	D.G.	18-07-2016	3	APROBADO PARA CONSTRUCCION	L.G.	M.S.	D.G.	18-07-2016	4	REVISION POR EL CLIENTE	L.G.	M.S.	D.G.	18-07-2016	5	PARA REVISION INTERNA	P.R.	D.G.	D.G.	09-07-2016	<table border="1"> <tr> <th>PLANO</th> <th>NO.</th> <th>TITULO</th> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>		PLANO	NO.	TITULO				<table border="1"> <tr> <th>CONTRATISTA</th> <th>NOMBRE</th> <th>FECHA Y FIRMA</th> <th>CLIENTE</th> </tr> <tr> <td rowspan="5">  </td> <td>PROY.</td> <td>L.G.</td> <td>18-07-2016</td> </tr> <tr> <td>DESA.</td> <td>L.G.</td> <td>18-07-2016</td> </tr> <tr> <td>PROY.</td> <td>M.S.</td> <td></td> </tr> <tr> <td>PROY.</td> <td>D.G.</td> <td></td> </tr> <tr> <td>PROY. OBRAS</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>		CONTRATISTA	NOMBRE	FECHA Y FIRMA	CLIENTE		PROY.	L.G.	18-07-2016	DESA.	L.G.	18-07-2016	PROY.	M.S.		PROY.	D.G.		PROY. OBRAS			<table border="1"> <tr> <td>  </td> <td> SET COMBAPATA RECORRIDO DE FIBRA OPTICA </td> </tr> </table>			SET COMBAPATA RECORRIDO DE FIBRA OPTICA	<table border="1"> <tr> <td> PROYECTO: CONTRATO DE ADQUISICION, MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (016-2016-EL-SE) </td> <td rowspan="2">  </td> </tr> <tr> <td> NUMERO: 324004-SET-104 </td> </tr> </table>		PROYECTO: CONTRATO DE ADQUISICION, MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (016-2016-EL-SE)		NUMERO: 324004-SET-104
NO.	DESCRIPCION	POF	REV.	APROBADO	FECHA																																																																							
1	AS BULT	L.G.	M.S.	D.G.	07-09-2016																																																																							
2	REVISION POR EL CLIENTE	L.G.	M.S.	D.G.	18-07-2016																																																																							
3	APROBADO PARA CONSTRUCCION	L.G.	M.S.	D.G.	18-07-2016																																																																							
4	REVISION POR EL CLIENTE	L.G.	M.S.	D.G.	18-07-2016																																																																							
5	PARA REVISION INTERNA	P.R.	D.G.	D.G.	09-07-2016																																																																							
PLANO	NO.	TITULO																																																																										
CONTRATISTA	NOMBRE	FECHA Y FIRMA	CLIENTE																																																																									
	PROY.	L.G.	18-07-2016																																																																									
	DESA.	L.G.	18-07-2016																																																																									
	PROY.	M.S.																																																																										
	PROY.	D.G.																																																																										
	PROY. OBRAS																																																																											
	SET COMBAPATA RECORRIDO DE FIBRA OPTICA																																																																											
PROYECTO: CONTRATO DE ADQUISICION, MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE GESTION DE MEDICION RURAL (016-2016-EL-SE)																																																																												
NUMERO: 324004-SET-104																																																																												

ANEXO 2
PLANOS
INGENIERIA DE DETALLE
SEGUNDA ETAPA

22.9 KV

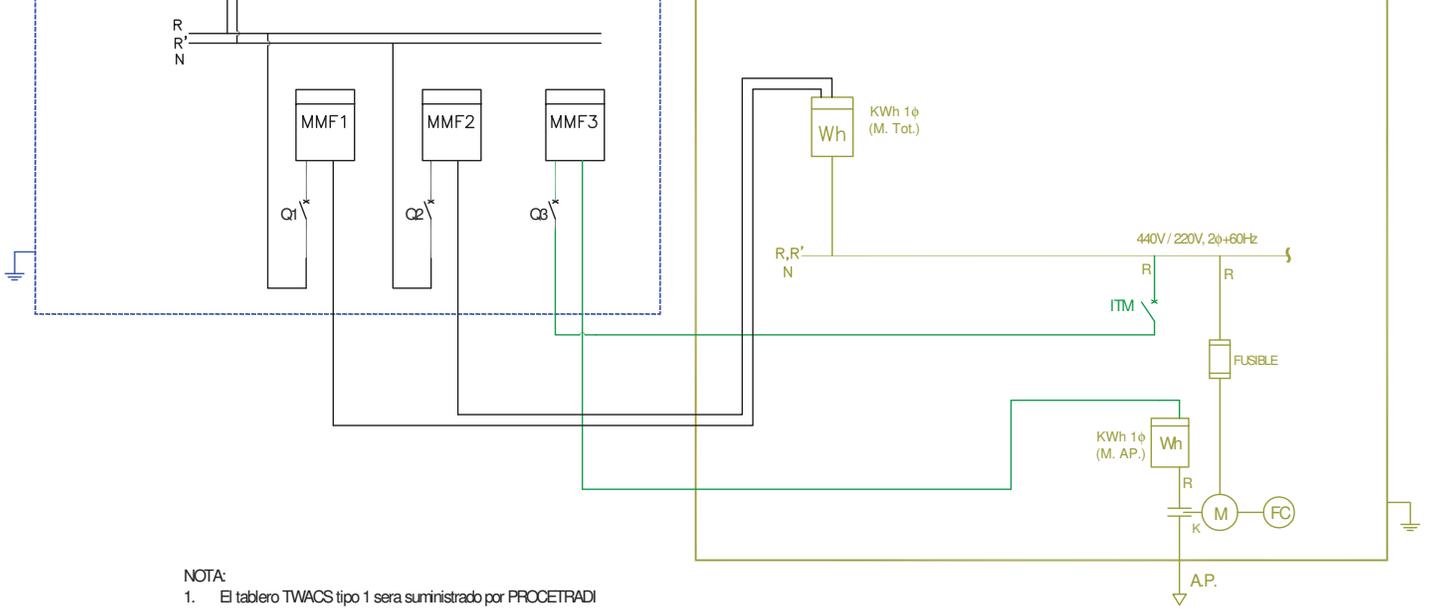


CABLE DE CONEXIÓN
TABLERO - TRANSFORMADOR

CUADRO DE ETIQUETAS	
ETIQUETA	DESCRIPCIÓN
MMF1	Medidor Multifunción Monofásico WASON (FASE 1)
MMF2	Medidor Multifunción Monofásico WASON (FASE 2)
MMF3	Medidor Multifunción Monofásico WASON (AP)
Q1	Interruptor Termomagnético 2P (E3A) FASE 1
Q2	Interruptor Termomagnético 2P (E3A) FASE 2
Q3	Interruptor Termomagnético 2P (32A) AP
M	Selector
FC	Fotoálula
K	Contactor
ITM	Interruptor Termomagnético del circuito Alumbrado Público

TABLERO TWACS SED BIFÁSICO

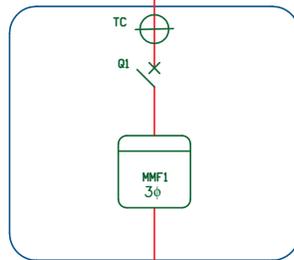
TABLERO SED EXISTENTE



NOTA:
1. El tablero TWACS tipo 1 sera suministrado por PROCETRA DI

<table border="1"> <thead> <tr> <th>NO.</th> <th>DESCRIPCIÓN</th> <th>IMP.</th> <th>REV.</th> <th>IMPRESO</th> <th>FECHA</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>PARA REVISIÓN EN EL CLIENTE</td> <td>A.R.</td> <td>L.G.</td> <td>J.V.</td> <td>20-11-2017</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>PARA REVISIÓN INTERNA</td> <td>A.R.</td> <td>L.G.</td> <td>J.V.</td> <td>13-11-2017</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>PARA REVISIÓN INTERNA</td> <td>A.R.</td> <td>L.G.</td> <td>J.V.</td> <td>13-11-2017</td> </tr> </tbody> </table>				NO.	DESCRIPCIÓN	IMP.	REV.	IMPRESO	FECHA	1	PARA REVISIÓN EN EL CLIENTE	A.R.	L.G.	J.V.	20-11-2017	2	PARA REVISIÓN INTERNA	A.R.	L.G.	J.V.	13-11-2017	3	PARA REVISIÓN INTERNA	A.R.	L.G.	J.V.	13-11-2017	<table border="1"> <thead> <tr> <th>PLANO</th> <th>IMP.</th> <th>REV.</th> <th>IMPRESO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		PLANO	IMP.	REV.	IMPRESO					CONTRATISTA 		NOMBRE A.R. 09-11-2017		CLIENTE 		PROYECTO SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN (SED) DIAGRAMA UNIFILAR DE MEDIDORES TWACS PARA SED TIPO 2 Y A.P.		PROYECTO ADQUISICIÓN DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS CON MÓDULO DE COMUNICACIÓN DE TELEMEDICIÓN PARA SISTEMA RURAL (19-2017-EL-SE)	
NO.	DESCRIPCIÓN	IMP.	REV.	IMPRESO	FECHA																																										
1	PARA REVISIÓN EN EL CLIENTE	A.R.	L.G.	J.V.	20-11-2017																																										
2	PARA REVISIÓN INTERNA	A.R.	L.G.	J.V.	13-11-2017																																										
3	PARA REVISIÓN INTERNA	A.R.	L.G.	J.V.	13-11-2017																																										
PLANO	IMP.	REV.	IMPRESO																																												
						PLANO Nº 324.006-102-7-DWG-002				ESCALA c																																					

ACOMETIDA
RED AEREA/SUBTERRANEA



CAJA TOMA EXISTENTE

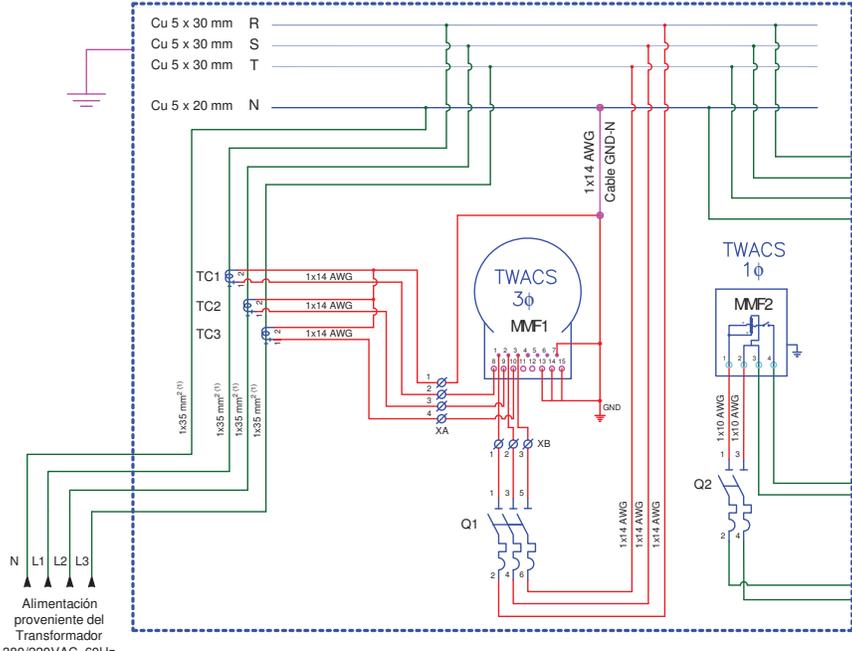
CUADRO DE ETIQUETAS	
ETIQUETA	DESCRIPCION
MMF1	MEDIDOR TRIFÁSICO TWACS
Q1	INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO DE 2 POLOS MAYOR O IGUAL A 36A
TC	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

NOTA:

1. PROCETRAADI sólo suministrara los medidores trifásicos TWACS de los clientes finales, mientras que el montaje, cableado, conexionado y pruebas eléctricas será responsabilidad de ELSE.

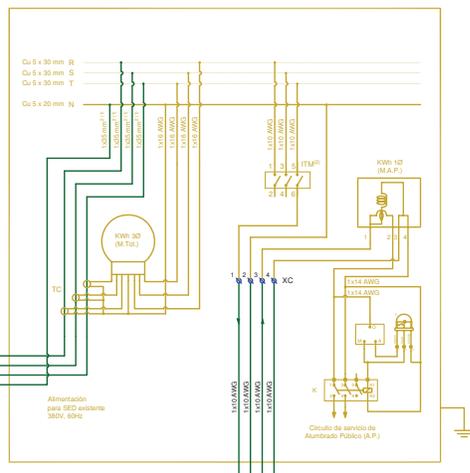
NO.	DESCRIPCION	POP.	SECT.	IMPRESO	FECHA	PLANO	REV.	TIPO	CONTRATISTA	USUARIO	FECHA	FECHA Y FOLIO	CLIENTE	CIENTES FINALES	PROYECTO	PLANO	
									PROCETRAADI				Electro Sur Este S.R.L.	DIAGRAMA UNIFILAR DE MEDIDORES TRIFÁSICOS TWACS PARA CLIENTES FINALES	ADQUISICIÓN DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS CON MÓDULOS DE COMUNICACIÓN DE TELEMEDICIÓN PARA SISTEMA RURAL (119-2017-EL-SE)	324.006-102-7-DWG-004	C

TABLERO TWACS SED TRIFÁSICO



Alimentación proveniente del Transformador 380/220VAC, 60Hz

TABLERO SED EXISTENTE



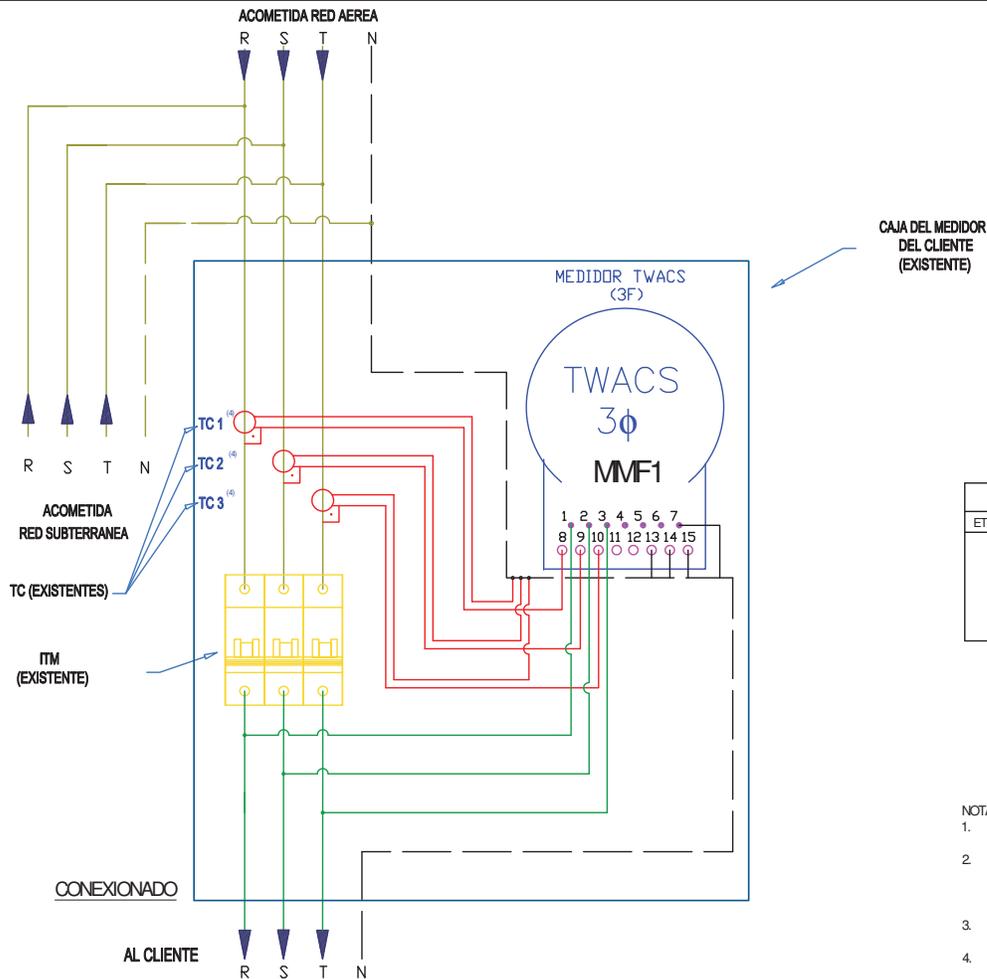
CUADRO DE ETIQUETAS	
ETIQUETA	DESCRIPCIÓN
TC1	Transformador de Corriente Fase R ⁽⁴⁾
TC2	Transformador de Corriente Fase S ⁽⁴⁾
TC3	Transformador de Corriente Fase T ⁽⁴⁾
MMF1	Medidor Multifunción Trifásico KV2C (TOTAL)
MMF2	Medidor Multifunción Monofásico WASON (AP)
Q1	Interruptor Termomagnético 3P (40A) TOTAL
Q2	Interruptor Termomagnético 2P (32A) AP
XA	Borneras de 6mm ² para TC (Cortocircuitables)
XB	Borneras de 6mm ² para TC (Cortocircuitables)
XC	Borneras de 6mm ² aérea (AP)

- NOTAS:
- La sección del cable es variable dependiendo de la instalación existente durante el montaje.
 - El MMF2 se conectará al interruptor termomagnético que a su vez protege al circuito de alumbrado público (AP) del tablero SED existente.
 - Las características eléctricas de TC1, TC2 y TC3 son las mismas.
 - TC: Transformador de Corriente, todos los TC Line Potencia 5VA y clase 0.2.
 - SED: Subestación de Distribución.
 - La lista de tableros con los códigos SED y nombres SED se especifica en el plano 324.006-102-7-DWG-D01-1.
 - El tablero TWACS SED TRIFÁSICO será suministrado por PROCETRAD.

NO.	DESCRIPCIÓN	IMP.	REV.	FECHA	PROY.	REV.	FECHA	CONTRATISTA	NOMBRE	FECHA/FIRMA	CLIENTE	SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN (SED)	PROYECTO	REVISOR
								PROCETRAD	AR	09-11-2017		DIAGRAMA MULTIFILAR DE MEDIDORES TWACS PARA SED TIPO 1 Y A.P.	ADQUISICIÓN DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS CON MÓDULOS DE COMUNICACIÓN DE TELEMEDICIÓN PARA SISTEMA RURAL (19-2017-ELSES)	
	PARA REVISIÓN EXTERNA	AR	L.G.	J.V.	D.G.		01-11-2017		AR	09-11-2017				
	PARA REVISIÓN INTERNA	AR	L.G.	J.V.	D.G.		01-11-2017							
	PARA REVISIÓN INTERNA	AR	L.G.	J.V.	D.G.		01-11-2017							



PROYECTO: ADQUISICIÓN DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS CON MÓDULOS DE COMUNICACIÓN DE TELEMEDICIÓN PARA SISTEMA RURAL (19-2017-ELSES)
 PLAN: 324.006-102-7-DWG-D01

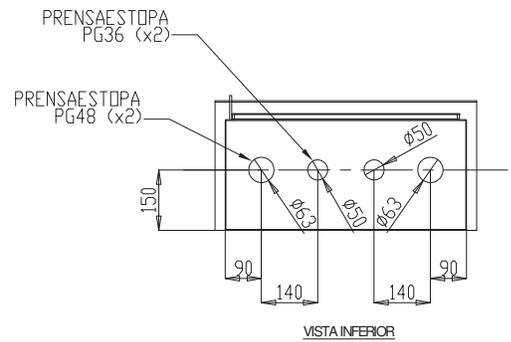
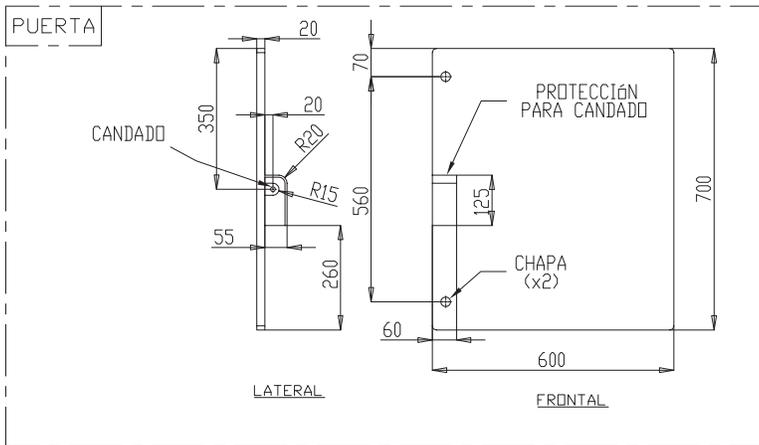
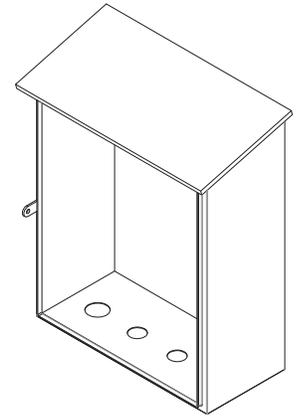
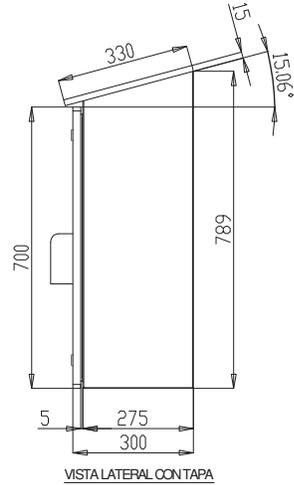
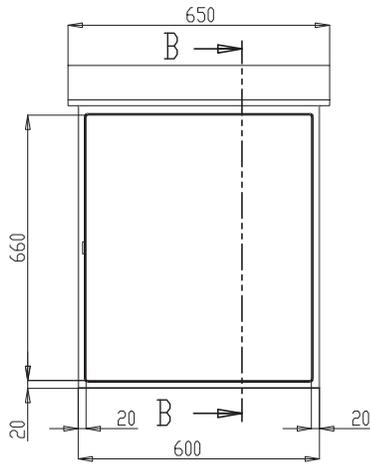
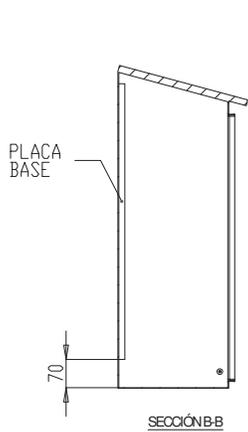


CUADRO DE ETIQUETAS	
ETIQUETA	DESCRIPCIÓN
TC1	Transformador de Corriente Fase R ⁽⁴⁾
TC2	Transformador de Corriente Fase S ⁽⁴⁾
TC3	Transformador de Corriente Fase T ⁽⁴⁾
ITM	Interruptor Termomagnético existente
MMF1	Medidor trifásico TWACS

NOTA:

- Los medidores actuales de los Clientes serán reemplazados por el nuevo medidor trifásico TWACS.
- PROCEPTRADI sólo suministrará los medidores trifásicos TWACS de los clientes finales, mientras que el montaje, cableado, conexionado y pruebas eléctricas será responsabilidad de ELSE.
- El ITM deberá tener capacidad mayor a 36A por recomendación del fabricante.
- TC: Transformador de Corriente, todos los TC Line Potencia 5VA y clase 0.2 existente.

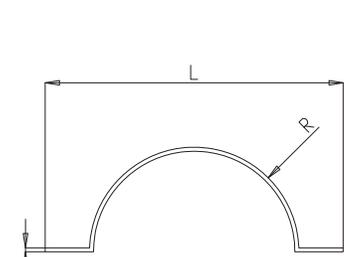
NO.	DESCRIPCIÓN	POP	REV.	APROBADO	FECHA	PLANO	REV.	TÍTULO	CONTENIDA	ESTADO	FECHA	PRIMERA FECHA	CLIENTE	PROYECTO	PLANO Nº	REVISIÓN
1	PARA REVISIÓN POR EL CLIENTE	A.R.	L.G.	J.V.	D.S.	01-11-2007				PROYECTO	01-11-2007		Electro Sur Este S.R.A.	ADQUISICIÓN DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS CON MÓDULOS DE COMUNICACIÓN DE TELEMEDICIÓN PARA SISTEMA RURAL (16-2017-ELSE)	324.006-102-7-DWG-004	
2	PARA REVISIÓN INTERNA	A.R.	L.G.	J.V.	D.S.	01-11-2007				PROYECTO	01-11-2007					
3	PARA REVISIÓN INTERNA	A.R.	L.G.	J.V.	D.S.	01-11-2007				PROYECTO	01-11-2007					



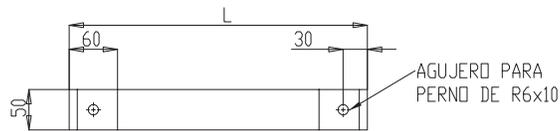
NOTAS:

- 1.- Fabricación: Lámina de acero negro de 2 mm.
- 2.- Pintura: Electroestática en polvo y acabado epóxico RAL 7035.
- 3.- Todas las medidas están en mm.

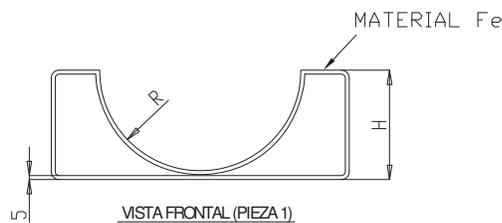
NO.	DESCRIPCIÓN	POP.	FECH.	APROB.	FECHA	PROY.	REV.	FECH.	CONTRATISTA	CLIENTE	PROYECTO	FECHA
1	PARA REVISIÓN POR EL CLIENTE	A.R.	L.G.	J.V.	D.G.	07-11-2007					SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN (SED) TABLERO TWACS PARA SED TIPO 1 Y A.P. (CAJA)	PROYECTO: ADQUISICIÓN DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS CON MÓDULOS DE COMUNICACIÓN DE TELEMEDICIÓN PARA SISTEMA RURAL (18.2017-EL-82) PLANOP: 324.008-102-7-DWG-E01
2	PARA REVISIÓN INTERNA	A.R.	L.G.	J.V.	D.G.	07-11-2007						
3	PARA REVISIÓN INTERNA	A.R.	L.G.	J.V.	D.G.	10-11-2007						



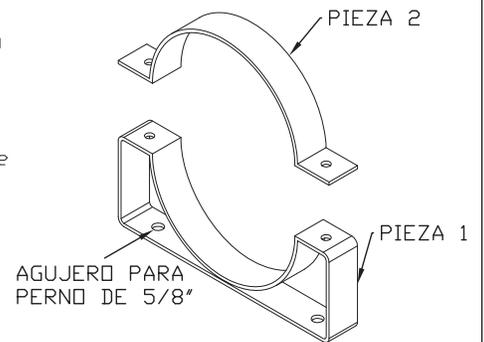
VISTA FRONTAL (PIEZA 2)



VISTA SUPERIOR (PIEZA 1)

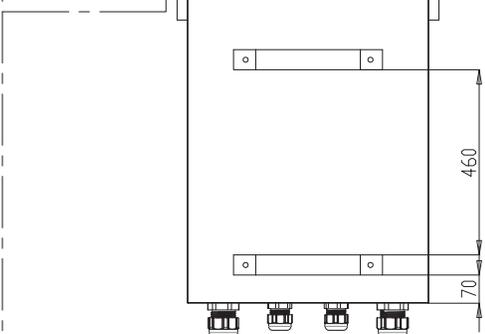


VISTA FRONTAL (PIEZA 1)

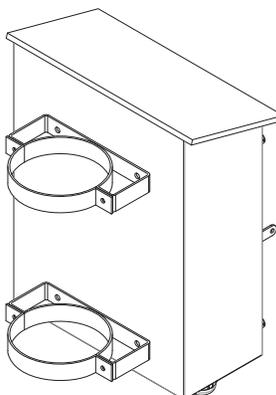


VISTA ISOMÉTRICA

ABRAZADERAS
EN TABLERO



VISTA POSTERIOR



VISTA ISOMÉTRICA

NOTAS:

1. La lista de tableros y las dimensiones se encuentra en el plano N° 324.006-102-7-DWG-ED2-1.
2. Todas las medidas están en mm.

NO.	DESCRIPCIÓN	POP.	REV.	APROB.	FECHA
1	ADQUISICIÓN/CONFECCIÓN DE TABLERO PARA REVISIÓN EXTERNA.	A.R.	L.G.	J.L.	02-11-2017
2	ADQUISICIÓN/CONFECCIÓN DE TABLERO PARA REVISIÓN INTERNA.	A.R.	L.G.	J.L.	02-11-2017
3	ADQUISICIÓN/CONFECCIÓN DE TABLERO PARA REVISIÓN INTERNA.	A.R.	L.G.	J.L.	02-11-2017

PLANO	REV.	TÍTULO



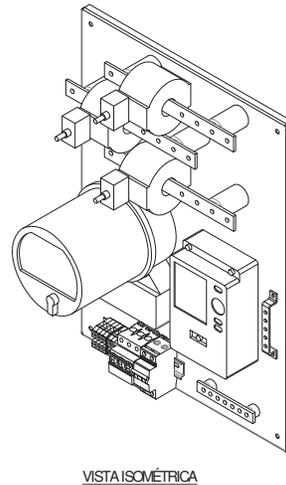
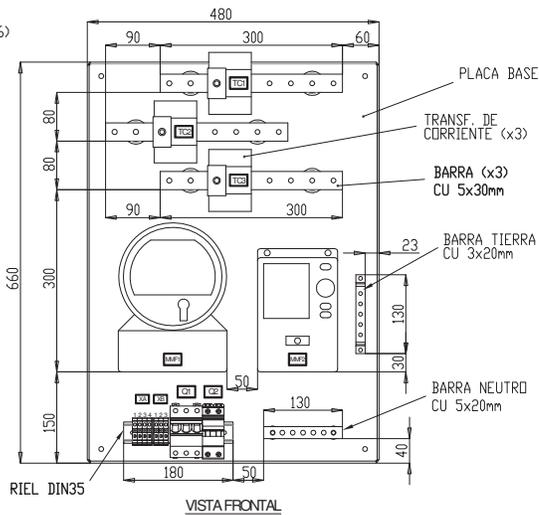
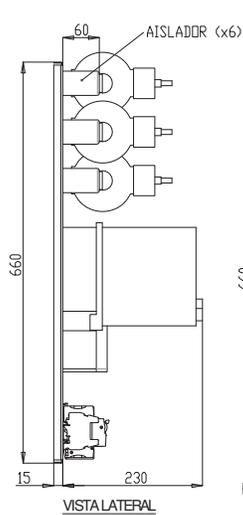
FECHA	REVISOR	PROYECTISTA	DISEÑO
02-11-2017	A.R.	J.L.	J.L.
02-11-2017	A.R.	J.L.	J.L.



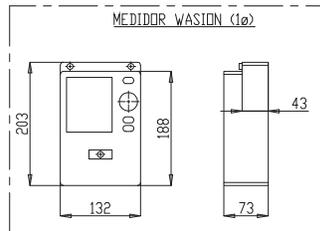
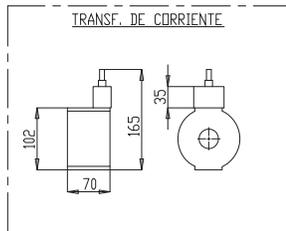
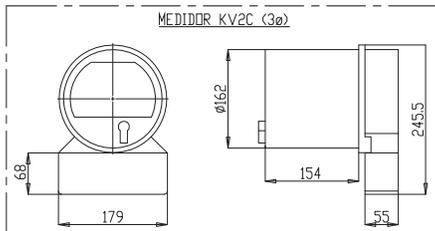
SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN (SED)
TABLERO TWACS PARA SED TIPO 1 Y A.P.
(ABRAZADERAS)

PROYECTO: ADQUISICIÓN DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS CON MÓDULOS DE COMUNICACIÓN DE TELEMEDICIÓN PARA SISTEMA RURAL (19-2017-ELS2)
PLANO: 324.006-102-7-DWG-ED2

A B C D E F G H



CUADRO DE ETIQUETAS	
ETIQUETA	DESCRIPCIÓN
TC1	Transformador de Corriente Fase R ⁽⁴⁾
TC2	Transformador de Corriente Fase S
TC3	Transformador de Corriente Fase T
MMF1	Medidor Multifunción Trifásico KV2C (TOTAL)
MMF2	Medidor Multifunción Monofásico WASON (AP)
Q1	Interruptor Termomagnético 3P (40A) TOTAL
Q2	Interruptor Termomagnético 2P (32A) AP
XA	Borneras de 6mm ² para TC (Cortocircuitables)
XB	Borneras de 6mm ² para tensión FST



NOTAS:

1. TC: Transformador de Corriente.
2. SED: Subestación de Distribución.
3. Todos los TC tienen Potencia 5VA y Clase 0.2.
4. Las características eléctricas de TC1, TC2 y TC3 son las mismas.
5. Todas las medidas están en mm.
6. La lista de tableros con los códigos y nombres SED se especifican en el plano 324.006-102-7-DWG-D01-1.

NO.	DESCRIPCIÓN	POP.	REV.	FECHA	PROY.	PLANO	REV.	TÍTULO	CONTENIDA	ELABOR.	FECHA	REVISIÓN	FECHA	PROYECTO	PLANO	REV.	TÍTULO
1	PARA REVISIÓN POR EL CLIENTE	A.S.	L.G.	J.J.	D.G.	27-11-2017											
2	PARA REVISIÓN INTERNA	A.S.	L.G.	J.V.	D.G.	15-11-2017											
3	PARA REVISIÓN INTERNA	A.S.	L.G.	J.J.	D.G.	15-11-2017											

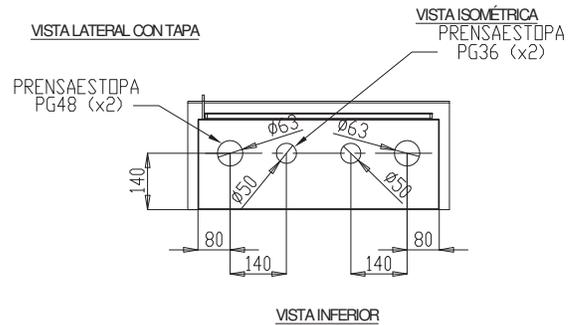
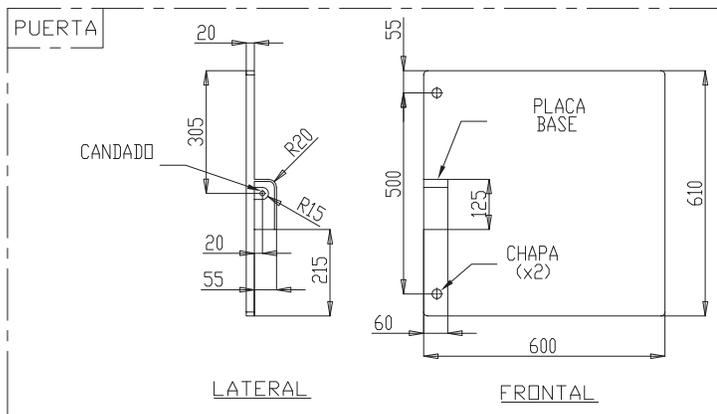
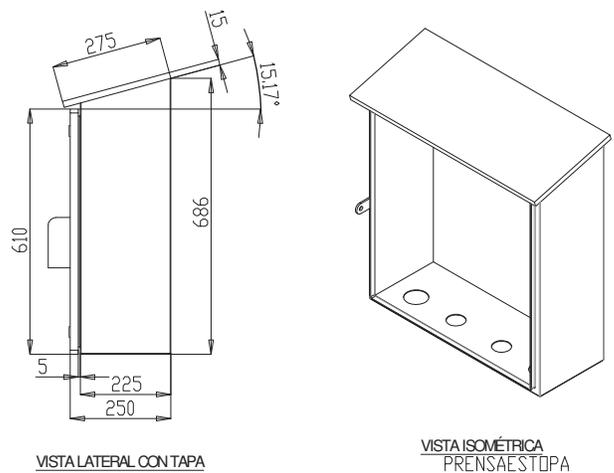
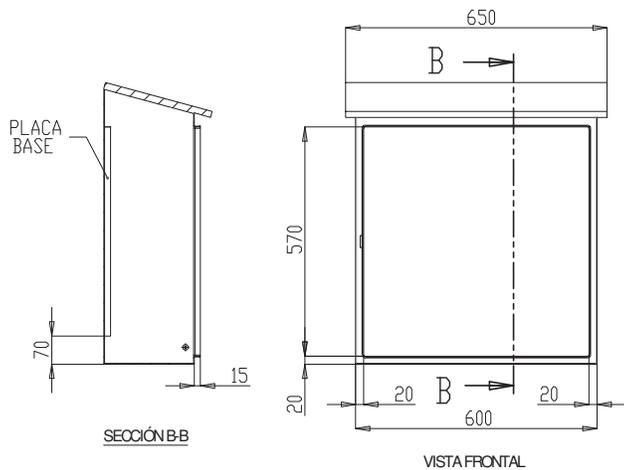
NO.	DESCRIPCIÓN	FECHA	PROYECTO
1	ELABORADO	A.S.	08-11-2017
2	REVISADO	A.S.	09-11-2017
3	APROBADO	L.G.	
4	APROBADO	J.V.	
5	APROBADO	J.J.	

NO.	DESCRIPCIÓN	FECHA	PROYECTO
1	ELABORADO	A.S.	08-11-2017
2	REVISADO	A.S.	09-11-2017
3	APROBADO	L.G.	
4	APROBADO	J.V.	
5	APROBADO	J.J.	



SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN (SED)
TABLERO TWACS PARA SED TIPO 1 Y AP.
(DISPOSICIÓN DE EQUIPOS)

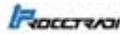
PROYECTO: ADQUISICIÓN DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS CON MÓDULOS DE COMUNICACIÓN DE TELEMEDICIÓN PARA SISTEMA RURAL (19-2017-EL-SE)
PLANO: 324.006-102-7-DWG-E03



NOTAS:

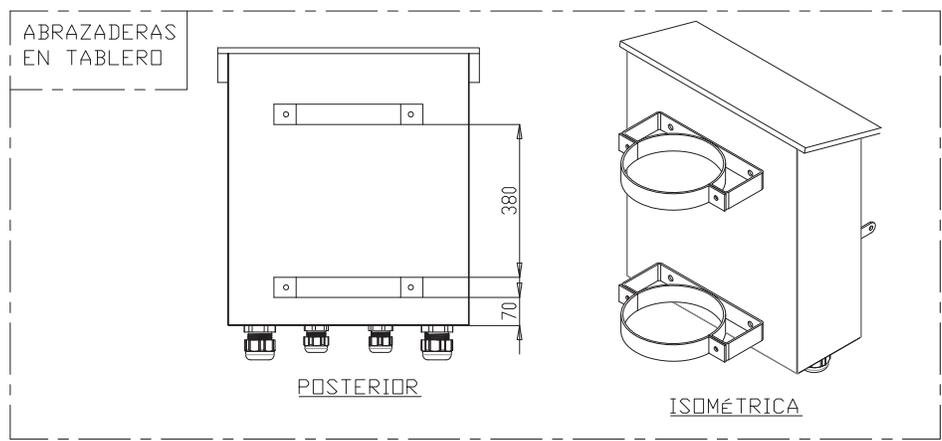
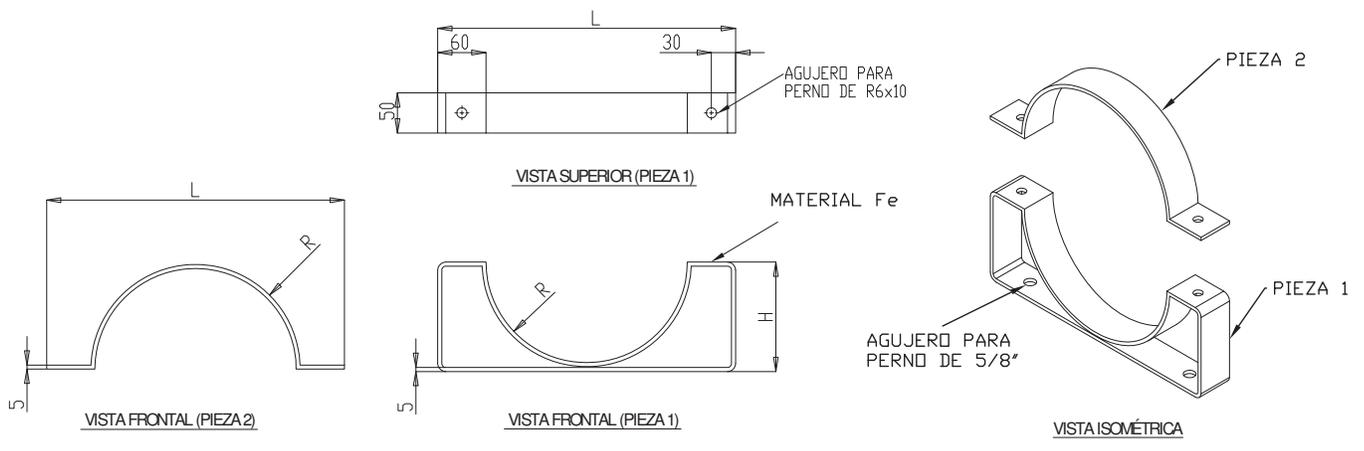
- 1.- Fabricación: Lámina de acero negro de 2 mm.
- 2.- Pintura: Electroestática en polvo y acabado epóxico RAL 7035.
- 3.- Todas las medidas están en mm.

NO.	DESCRIPCIÓN	POP.	FECH.	APROB.	FECHA	PLANO	NO.	TÍTULO	CONTRATISTA	FECHA	FECHA	CLIENTE	PROYECTO	FECHA	FECHA
1	PARA REVISIÓN POR EL CLIENTE	A.R.	L.G.	J.V.	D.G.	01-11-2017			PROYECTOS	08-11-2017	08-11-2017	Electro Sur Este S.R.A.	SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN (SED)	08-11-2017	08-11-2017
2	PARA REVISIÓN INTERNA	A.R.	L.G.	J.V.	D.G.	10-11-2017			PROYECTOS	10-11-2017	10-11-2017	Electro Sur Este S.R.A.	TABLERO TWACS PARA SED TIPO 2 Y A.P. (CAJA)	10-11-2017	10-11-2017
3	PARA REVISIÓN INTERNA	A.R.	L.G.	J.V.	D.G.	10-11-2017			PROYECTOS	10-11-2017	10-11-2017	Electro Sur Este S.R.A.	TABLERO TWACS PARA SED TIPO 2 Y A.P. (CAJA)	10-11-2017	10-11-2017



PROYECTO: ADQUISICIÓN DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS CON MÓDULOS DE COMUNICACIÓN DE TELEMEDICIÓN PARA SISTEMA RURAL (119-2017-EL-82)

PLANO: 324.006-102-7-DWG-EDM



NOTAS:

- Los valores de R, L y H son variables según estructura de cada Subestación de Distribución (SED). En el Plano 324.006-102-7-DWG-E06 se listan dichos valores.
- Todas las medidas están en mm.

NO.	DESCRIPCIÓN	DISE.	REV.	APROB.	FECHA	PLANO	NO.	TIPO	COMPARTAMENTO	FECHA	PROYECTO	FECHA
1	PARA REVISIÓN EN EL CABINETE	A.S.	L.G.	J.V.	D.G.	01-11-2017						
2	PARA REVISIÓN INTERNA	A.S.	L.G.	J.V.	D.G.	15-11-2017						
3	PARA REVISIÓN INTERNA	A.S.	L.G.	J.V.	D.G.	17-11-2017						

NO.	FECHA	PARA Y TIPO DE	DISEÑADO
1	01-11-2017	ABR	A.S.
2	01-11-2017	ABR	A.S.
3		L.G.	
4		J.V.	
5		D.G.	

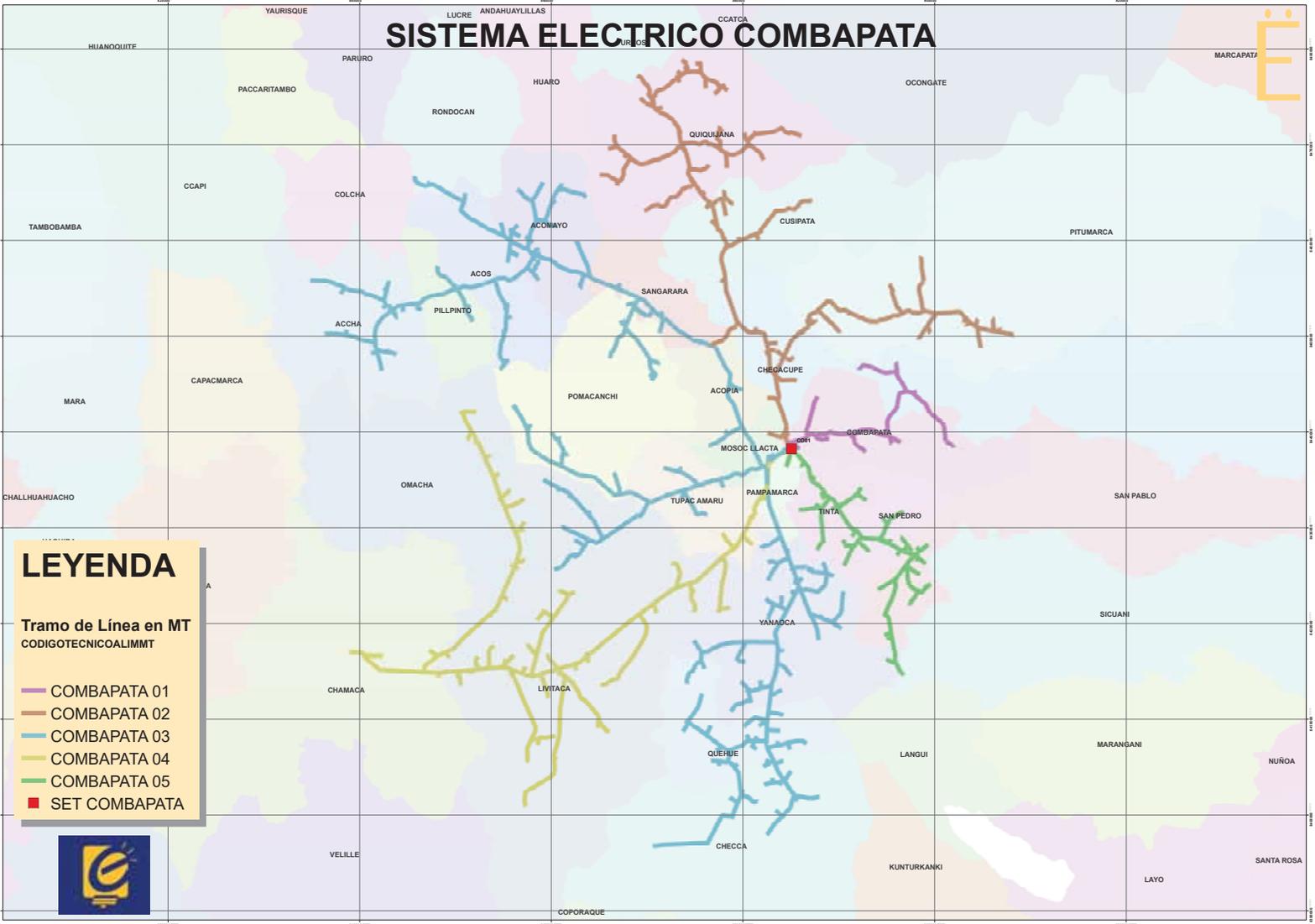
PROYECTO	FECHA	PROYECTO
SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN (SED)		
TABLERO TWACS PARA SED TIPO 2 Y A.P. (ABRAZADERAS)		

PROYECTO	FECHA	PROYECTO
ADQUISICIÓN DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS CON MÓDULO DE COMUNICACIÓN D ETELECOMUNICACIÓN PARA SISTEMA RURAL (118-2017-EL-82)		
PLANO:		
324.006-102-7-DWG-E06		

ANEXO 3

Plano de Ubicación del Proyecto

SISTEMA ELECTRICO COMBAPATA



LEYENDA

Tramo de Línea en MT
CODIGOTECNICOALIMMT

- COMBAPATA 01
- COMBAPATA 02
- COMBAPATA 03
- COMBAPATA 04
- COMBAPATA 05
- SET COMBAPATA



ANEXO 4

Resumen de instalación de tableros por Subestación

PRIMERA ETAPA

ITEM	AMT	CODIGO SED	DISTRITO	NOMBRE SED	SISTEMA
1	CO05	40168	SAN PABLO	SAN PABLO 1	TRIFASICO
2	CO03	40114	MOSOCLLACTA	MOSOCLLACTA	TRIFASICO
3	CO03	40134	POMACANCHI	POMACANCHI 3	TRIFASICO
4	CO02	40073	CHECACUPE	CHECACUPE 1	TRIFASICO
5	CO02	40082	CUSIPATA	CUSIPATA 1	TRIFASICO
6	CO04	40105	TUNGASUCA	TUNGASUCA 1	TRIFASICO
7	CO02	40096	QUIQUIJANA	ACCOPATA	TRIFASICO
8	CO02	40093	QUIQUIJANA	QUIQUIJANA 1	TRIFASICO
9	CO05	40166	SAN PEDRO	SAN PEDRO 1	TRIFASICO
10	CO03	40041	YANAOCA	YANAOCA 2	TRIFASICO
11	CO02	40077	PITUMARCA	PITUMARCA 2	TRIFASICO
12	CO03	40368	QUEHUE	QUEHUE	TRIFASICO
13	CO03	40141	ACOMAYO	ACOMAYO 2	TRIFASICO
14	CO04	42274	LIVITACA	LIVITACA	TRIFASICO
15	CO05	40032	PAMPAMARCA	CHOSCANI I	TRIFASICO
16	CO03	40137	SANGARARA	SANGARARA 2	TRIFASICO
17	CO05	40374	TINTA	JOSEFINA EZQUERRA	TRIFASICO
18	CO05	42185	SAN PABLO	HUAYLLAPAMPA I	BIFASICO
19	CO02	41290	PITUMARCA	HUASAPAMPA	BIFASICO
20	CO01	41394	COMBAPATA	PALCCOYO	BIFASICO
21	CO02	41291	PITUMARCA	LLAULLIRI	BIFASICO
22	CO02	41750	COMBAPATA	SECTOR MOLINO HUASA	BIFASICO
23	CO03	40449	ACOPIA	HUAYRACHAPI	BIFASICO
24	CO02	41293	PITUMARCA	KARHUI	BIFASICO
25	CO03	40495	TUPAC AMARU	ROSASANI I	BIFASICO
26	CO03	40504	TUPAC AMARU	CCOCHAPATA II	BIFASICO
27	CO04	41031	TUPAC AMARU	ATUNTAYA - TUPAC AMARU	BIFASICO
28	CO02	41019	URCOS	SAN JOSE 2	BIFASICO
29	CO02	41319	QUIQUIJANA	CANCHA CANCHA CENTRAL	BIFASICO
30	CO02	40877	QUIQUIJANA	USI	BIFASICO
31	CO03	40489	CHECCA	TUCSA	BIFASICO
32	CO02	41381	CUSIPATA	TINTINCO CHILLIHUANI	BIFASICO
33	CO03	40457	YANAOCA	LLALLAPARA CHICO	BIFASICO
34	CO03	40472	YANAOCA	HANCOYO	BIFASICO

35	CO03	41909	YANA OCA	BARRIO QUISIO	BIFASICO
36	CO04	40884	OMACHA	PERCCACCATA	BIFASICO
37	CO03	41755	CHECCA	CHULLUPATA	BIFASICO
38	CO04	40882	OMACHA	CALVARIO PAMPA	BIFASICO
39	CO03	41761	CHECCA	TECCOPAMPA	BIFASICO
40	CO03	40715	ACCHA	HUYAINO	BIFASICO
41	CO03	41716	CHECCA	BARRIO KANATA	BIFASICO
42	CO03	41677	QUEHUE	MACHACCOYO	BIFASICO
43	CO03	41715	CHECCA	BARRIO MARCAMARCA	BIFASICO
44	CO03	41678	QUEHUE	ROSASPATA - YANAHUARA	BIFASICO
45	CO03	41731	QUEHUE	TRES DE MAYO	BIFASICO
46	CO03	41680	QUEHUE	CHITIPAMPA	BIFASICO
47	CO04	41970	LIVITACA	AUSANTA	BIFASICO
48	CO04	41996	LIVITACA	PARCCO	BIFASICO
49	CO04	41994	LIVITACA	QUERONE	BIFASICO
50	CO04	40728	LIVITACA	PISQUICOCHA	BIFASICO
51	CO04	40725	LIVITACA	QUECHAPAMPA	BIFASICO
52	CO04	41995	LIVITACA	LLAULLIPATA	BIFASICO
53	CO04	40894	OMACHA	LECHEOCCO	BIFASICO
54	CO04	41988	OMACHA	HUANACOPAMPA	BIFASICO
55	CO03	40369	ACOS	HUAYQUI	BIFASICO
56	CO03	41026	ACOMAYO	S.E. CHORRILLOS - TACASI	BIFASICO
57	CO03	41718	CHECCA	CUTY	BIFASICO
58	CO03	41983	LIVITACA	PARCCORA	BIFASICO
59	CO04	40893	OMACHA	HATUNCANCHA	BIFASICO
60	CO04	41975	LIVITACA	TUNSUMA II	BIFASICO
61	CO04	41978	LIVITACA	CCALANI	BIFASICO
62	CO04	41980	LIVITACA	PUCUTO	BIFASICO
63	CO04	41982	LIVITACA	CONDORPAMPA CHICO	BIFASICO
64	CO03	41986	LIVITACA	HUAYLLABAMBA	BIFASICO
65	CO03	41717	CHECCA	CHULLUNQUIANI	BIFASICO
66	CO03	41255	ACOS	CAMPI II	BIFASICO
67	CO04	40885	OMACHA	COYANI	BIFASICO
68	CO05	40371	SAN PABLO	JUNUCUCHO	BIFASICO
69	CO03	40722	PAMPAMARCA	SUCHUPUGIO	BIFASICO

70	CO05	41349	SAN PABLO	SELVA ALEGRE 1	BIFASICO
71	CO03	40455	YANAoca	CCOROJO	BIFASICO
72	CO03	40456	YANAoca	CHACACSILLA	BIFASICO
73	CO03	40505	TUPAC AMARU	LACTUYO	BIFASICO
74	CO03	40451	YANAoca	CHALLAPAMPA	BIFASICO
75	CO03	40468	YANAoca	SALVADOR II	BIFASICO
76	CO02	40673	CUSIPATA	PATACOLCA	BIFASICO
77	CO03	40482	QUEHUE	PERCARO	BIFASICO
78	CO03	40480	QUEHUE	CHIRUPAMPA	BIFASICO
79	CO03	40493	TUPAC AMARU	HUAYLLUTA	BIFASICO
80	CO03	40494	TUPAC AMARU	PAMPAHUASI	BIFASICO
81	CO02	41872	QUIQUIJANA	URINCCOSCCO	BIFASICO
82	CO03	42035	YANAoca	ALTO CURANI	BIFASICO
83	CO03	40459	YANAoca	ACCOSAYA	BIFASICO
84	CO03	40458	YANAoca	LLALLAPARA GRANDE3	BIFASICO
85	CO02	40923	QUIQUIJANA	MAHUAYPAMPA	BIFASICO
86	CO02	40898	QUIQUIJANA	CUCHUYPAMPA	BIFASICO
87	CO03	40475	YANAoca	LACTUIRE	BIFASICO
88	CO03	40469	YANAoca	PUCA PUCA	BIFASICO
89	CO03	40454	YANAoca	CHUCHUCALLA GRANDE	BIFASICO
90	CO03	40452	YANAoca	HUASALAYME	BIFASICO
91	CO02	41020	QUIQUIJANA	COMUNIDAD TTIO	BIFASICO
92	CO03	40476	YANAoca	PUNA VAQUERIA	BIFASICO
93	CO03	40477	YANAoca	CANTERIA	BIFASICO
94	CO03	40496	TUPAC AMARU	URINSAYA COLLANA	BIFASICO
95	CO05	40370	SAN PEDRO	JUQUI	BIFASICO
96	CO02	41300	CHECACUPE	PAMPALAGUA	BIFASICO
97	CO05	41348	SAN PABLO	SELVA ALEGRE 2	BIFASICO

ANEXO 5

Resumen de instalación de tableros por Subestación

SEGUNDA ETAPA

ITEM	AMT	SED	DISTRITO	NOMBRE SED	SISTEMA
1	CO05	40060	COMBAPATA	VELASCO 2	TRIFASICO
2	CO05	40061	COMBAPATA	VELASCO 1	TRIFASICO
3	CO05	40173	SAN PABLO	CHARA 3 (CENTRAL)	TRIFASICO
4	CO05	40172	SAN PABLO	CHARA 2 (CCASAPAMPA)	TRIFASICO
5	CO05	40171	SAN PABLO	CHARA 1 (MAYUPATA)	TRIFASICO
6	CO05	40170	SAN PABLO	SAN PABLO 3	TRIFASICO
7	CO05	40167	SAN PEDRO	SAN PEDRO II	TRIFASICO
8	CO05	40510	SAN PEDRO	CCUCHUMA III	TRIFASICO
9	CO05	40509	SAN PEDRO	CCUCHUMA II	TRIFASICO
10	CO05	40034	TINTA	TUPAC AMARU	TRIFASICO
11	CO05	40035	TINTA	TINTA 3	TRIFASICO
12	CO05	40640	TINTA	PUMAORCCO	MONOFASICO
13	CO05	40639	TINTA	PUMAORCCO I	MONOFASICO
14	CO05	40641	TINTA	SULLIA	MONOFASICO
15	CO05	40375	TINTA	FERROCARRIL	TRIFASICO
16	CO05	40630	TINTA	UCHUPAMPA	MONOFASICO
17	CO02	40072	COMBAPATA	CHILCANI	TRIFASICO
18	CO01	40062	COMBAPATA	HUANTURA 1	TRIFASICO
19	CO01	40063	COMBAPATA	HUANTURA 2	TRIFASICO
20	CO01	40622	COMBAPATA	JUCUYRE	MONOFASICO
21	CO01	40518	COMBAPATA	OCUVIRI	TRIFASICO
22	CO05	40033	PAMPAMARCA	PAMPARQUI	TRIFASICO
23	CO02	40361	COMBAPATA	TIQUIYA	TRIFASICO
24	CO02	40516	COMBAPATA	CHACHAPOYAS	MONOFASICO
25	CO02	40074	COMBAPATA	CALLE TUPAC AMARU	TRIFASICO
26	CO02	40075	COMBAPATA	CHECACUPE 3	TRIFASICO
27	CO02	40362	COMBAPATA	SUTTOC	TRIFASICO
28	CO02	41299	COMBAPATA	CCAÑOCOTA	MONOFASICO
29	CO02	40305	COMBAPATA	CCAYOCCA	TRIFASICO
30	CO02	40081	CUSIPATA	YAUCAT	MONOFASICO
31	CO02	40083	CUSIPATA	5 DE OCTUBRE	MONOFASICO
32	CO02	40084	CUSIPATA	PAUCARPATA (CUSIPATA 2)	TRIFASICO
33	CO02	40085	CUSIPATA	TINTINCO	TRIFASICO
34	CO02	40086	CUSIPATA	PARUPUCYO	MONOFASICO
35	CO02	40320	CUSIPATA	CHUQUICAHUANA	MONOFASICO
36	CO02	40685	CUSIPATA	SAÑO	MONOFASICO
37	CO02	41301	CUSIPATA	MISKIUNIYOC	MONOFASICO
38	CO02	41320	QUIQUIJANA	Alto Nevado	MONOFASICO
39	CO02	41321	QUIQUIJANA	HUADHUAN LAGUNA CENTRAL	MONOFASICO

40	CO02	41322	QUIQUIJANA	HUADHUAN LAGUNA ALTA	MONOFASICO
41	CO02	41323	QUIQUIJANA	TINCO LLACTA	MONOFASICO
42	CO02	41324	QUIQUIJANA	ANTA LLAQTA	MONOFASICO
43	CO02	41325	QUIQUIJANA	PATAQUEHUAR UNION	MONOFASICO
44	CO02	41326	QUIQUIJANA	MARCURAN	MONOFASICO
45	CO02	41768	QUIQUIJANA	Comunidad de Pataquehuar	MONOFASICO
46	CO02	40094	QUIQUIJANA	CALLE ESPINAR	MONOFASICO
47	CO02	40100	QUIQUIJANA	TTIO	MONOFASICO
48	CO02	41303	QUIQUIJANA	ACCOPATA	MONOFASICO
49	CO02	41317	QUIQUIJANA	ÑAÑURAN	MONOFASICO
50	CO02	41318	QUIQUIJANA	Sector Tincoc	MONOFASICO
51	CO02	40378	QUIQUIJANA	URIN QOSQO	MONOFASICO
52	CO02	40920	QUIQUIJANA	C. P. URINCCOSCO - ANILMAYO	MONOFASICO
53	CO02	40921	QUIQUIJANA	MUYURIMA-ANILMAYO	MONOFASICO
54	CO02	40922	QUIQUIJANA	CRUZPATA-ANILMAYO	MONOFASICO
55	CO02	42271	QUIQUIJANA	CALLATIAC QUEMPORAY	MONOFASICO
56	CO03	40110	YANAOCA	JILAYHUA (CCOLLANA)	MONOFASICO
57	CO03	40111	YANAOCA	JILAYHUA (PHAUCHI)	MONOFASICO
58	CO03	40112	YANAOCA	COLLIRI I	MONOFASICO
59	CO03	40488	YANAOCA	CCOMAYO	MONOFASICO
60	CO03	41754	YANAOCA	HATUN HUAYCO	MONOFASICO
61	CO03	41758	YANAOCA	COLLPAMAYO	MONOFASICO
62	CO03	41762	YANAOCA	CCORAPATA I	MONOFASICO
63	CO03	41763	YANAOCA	CCORAPATA II	MONOFASICO
64	CO03	41764	YANAOCA	IRUBAMBA	MONOFASICO
65	CO03	41733	YANAOCA	Comunidad Manura	MONOFASICO
66	CO03	41737	YANAOCA	Comunidad Ccomayo Huaycco	MONOFASICO
67	CO03	41753	YANAOCA	VISTA ALEGRE	MONOFASICO
68	CO03	41756	YANAOCA	HATUN TUCSA	MONOFASICO
69	CO03	41757	YANAOCA	HUISHUANCA	MONOFASICO
70	CO03	41759	YANAOCA	PARCCOMA I	MONOFASICO
71	CO03	41760	YANAOCA	PARCCOMA II	MONOFASICO
72	CO03	41727	YANAOCA	Comunidad Isullani	MONOFASICO
73	CO03	41728	YANAOCA	Comunidad Pulpera	MONOFASICO
74	CO03	41729	YANAOCA	Comunidad Ccomayo Alto	MONOFASICO
75	CO03	41730	YANAOCA	Comunidad Oscolloni	MONOFASICO
76	CO03	41732	YANAOCA	Comunidad Huallatocco	MONOFASICO
77	CO03	41679	YANAOCA	QUEHUE	MONOFASICO
78	CO03	40465	QUEHUE	PAROMANI	TRIFASICO
79	CO03	40467	QUEHUE	SALVADOR I	MONOFASICO
80	CO03	40470	QUEHUE	CCANCCAYLLO	MONOFASICO

81	CO03	40471	QUEHUE	HAQUIRA CUNCA	TRIFASICO
82	CO03	41681	QUEHUE	QUEHUE	MONOFASICO
83	CO03	41941	QUEHUE	Calle Atahualpa	TRIFASICO
84	CO03	42038	QUEHUE	LOCALIDAD DE JAYO JAYO	MONOFASICO
85	CO03	42041	QUEHUE	LOCALIDAD DE OQUE CCACCA	MONOFASICO
86	CO03	40316	POMACANCHIS	LAYME	MONOFASICO
87	CO03	40453	POMACANCHIS	CHUCHUCALLA CHICO	MONOFASICO
88	CO03	40460	POMACANCHIS	CHOLLOCANI	MONOFASICO
89	CO03	40461	POMACANCHIS	ROSASPATA	MONOFASICO
90	CO03	40462	POMACANCHIS	CALVARIO	MONOFASICO
91	CO03	40463	POMACANCHIS	HUYO HUYO	MONOFASICO
92	CO03	40635	POMACANCHIS	COMUNIDAD PICOTAYOC	MONOFASICO
93	CO03	42037	POMACANCHIS	C.C. YANAOCA	MONOFASICO
94	CO03	42039	POMACANCHIS	LOCALIDAD DE LAYME MARCA	MONOFASICO
95	CO03	40117	POMACANCHIS	SANTO DOMINGO 2	MONOFASICO
96	CO03	40120	POMACANCHIS	YANAMPAMPA	TRIFASICO
97	CO03	40121	POMACANCHIS	CHAHUAY	MONOFASICO
98	CO03	40123	POMACANCHIS	MARCACONGA 1	TRIFASICO
99	CO03	40125	POMACANCHIS	MARCACONGA 3	MONOFASICO
100	CO03	40126	POMACANCHIS	MARCACONGA 4	MONOFASICO
101	CO03	40772	POMACANCHIS	HUARASAYCO - ACOPIA	MONOFASICO
102	CO03	40902	POMACANCHIS	CAMPO FERIAL KULLUPATA	MONOFASICO
103	CO03	41308	ACOMAYO	CHORACA BAJA	MONOFASICO
104	CO03	41309	ACOMAYO	CHORACA ALTA	MONOFASICO
105	CO03	41311	ACOMAYO	SAÑOPAQUI CHUÑO PAMPA	MONOFASICO
106	CO03	41312	ACOMAYO	TOCCORANI I	TRIFASICO
107	CO03	41313	ACOMAYO	TOCCORANI II	MONOFASICO
108	CO03	41314	ACOMAYO	SANTA ANA	MONOFASICO
109	CO03	41315	ACOMAYO	SANTA LUCIA I	MONOFASICO
110	CO03	41316	ACOMAYO	SANTA LUCIA II	TRIFASICO
111	CO03	41252	ACOMAYO	PUMACANCHI	TRIFASICO
112	CO03	41376	ACOMAYO	CANCHA CANCHA	MONOFASICO
113	CO03	41383	ACOMAYO	LLACTAMPAMPA	MONOFASICO
114	CO03	41391	ACOMAYO	PUICA	MONOFASICO
115	CO03	41371	ACOMAYO	TUCUMARCA	MONOFASICO
116	CO03	41372	ACOMAYO	INCA SALTANA	MONOFASICO
117	CO03	41373	ACOMAYO	HUADHUA	MONOFASICO
118	CO03	41374	ACOMAYO	LAMPA QUISELLACTA	MONOFASICO
119	CO03	41375	ACOMAYO	TUCURA	MONOFASICO
120	CO03	40152	ACOMAYO	CORMA	MONOFASICO
121	CO03	40153	ACOMAYO	SANKA	TRIFASICO

122	CO03	40754	ACOMAYO	CHILCAPATA	MONOFASICO
123	CO03	40755	ACOMAYO	HUAMANRURO	MONOFASICO
124	CO03	40767	ACOMAYO	CHALANEA	MONOFASICO
125	CO04	41620	LIVITACA	SALLANGARA 1	MONOFASICO
126	CO04	41621	LIVITACA	SALLANGARA 2	MONOFASICO
127	CO04	42216	LIVITACA	LIVITACA	MONOFASICO
128	CO04	40726	LIVITACA	AUCHO	MONOFASICO
129	CO03	40040	LIVITACA	YANAoca 1	MONOFASICO
130	CO04	41618	LIVITACA	QQUECHA QQUEHUINCHA - SECTOR ESPILL	MONOFASICO
131	CO04	41619	LIVITACA	QQUECHA QQUEHUINCHA - SECTOR ESPILLI	MONOFASICO
132	CO04	41971	LIVITACA	CCATIACANCHA	MONOFASICO
133	CO04	41616	LIVITACA	QQUECHA QQUEHUINCHA - SECTOR HUAM	MONOFASICO
134	CO04	41972	LIVITACA	QUECHAQUEHUINCHA	MONOFASICO
135	CO04	40723	LIVITACA	QUEWINCHA	MONOFASICO
136	CO04	40724	LIVITACA	CCACCAPAQUI	MONOFASICO
137	CO04	41973	LIVITACA	SHIWA	MONOFASICO
138	CO04	41974	LIVITACA	TUNSAMA	MONOFASICO
139	CO04	41977	LIVITACA	CCORIMAYO	MONOFASICO
140	CO04	41979	LIVITACA	KISIO	MONOFASICO
141	CO04	40727	LIVITACA	CASERIO	MONOFASICO
142	CO04	41626	LIVITACA	HUANCANE 1	MONOFASICO
143	CO04	41627	LIVITACA	HUANCANE 2	MONOFASICO
144	CO04	41628	LIVITACA	HUANCANE 3	MONOFASICO
145	CO04	41629	LIVITACA	HUANCANE 4	MONOFASICO
146	CO04	41976	LIVITACA	PARCCOPAMPA	MONOFASICO
147	CO04	41981	LIVITACA	HUACACHARA	MONOFASICO
148	CO04	41990	LIVITACA	PAMPAHUASI	MONOFASICO
149	CO04	41991	LIVITACA	PAMPAHUASI	MONOFASICO
150	CO03	40756	ACOMAYO	CCOCHAPATA	MONOFASICO
151	CO03	40662	ACOS	COMUNIDAD DE CAHUATURA	MONOFASICO
152	CO03	40663	ACOS	COMUNIDAD DE TAHUCABAMBA	MONOFASICO
153	CO03	40150	ACCHA	ACCHA 3	TRIFASICO
154	CO03	40664	ACCHA	BARRIO BELENPAMPA	MONOFASICO
155	CO03	40665	ACCHA	COMUNIDAD HAPUQUI	MONOFASICO
156	CO03	40713	ACCHA	BELLAVISTA	MONOFASICO
157	CO03	40714	ACCHA	AYA	TRIFASICO
158	CO03	40716	ACCHA	PFOCCORHUAY	TRIFASICO
159	CO03	40149	ACCHA	ACCHA 2	TRIFASICO
160	CO03	41379	ACCHA	KISKACANCHA	MONOFASICO

161	CO02	42289	CHECACUPE	CC.PP. CANGALLI SECTOR NORTE	TRIFASICO
162	CO05	41515	SAN PABLO	PACPACCA ALTA	MONOFASICO
163	CO05	41514	SAN PABLO	PACPACCA CENTRAL	MONOFASICO
164	CO05	41513	SAN PABLO	PACPACCA BAJA	MONOFASICO
165	CO05	41512	SAN PABLO	HUAYLLANI I	MONOFASICO
166	CO05	41511	SAN PABLO	HUAYLLANI II	MONOFASICO
167	CO05	40656	SAN PABLO	COMINIDAD DE IRUBAMBA	MONOFASICO
168	CO05	42186	SAN PABLO	HUAYLLAPAMPA	MONOFASICO
169	CO05	40655	SAN PABLO	COMUNIDAD DE SURUHAYLLA	MONOFASICO
170	CO05	40164	SAN PEDRO	QQUEA	TRIFASICO
171	CO05	40621	SAN PEDRO	BARRIO SANTA CRUZ	MONOFASICO
172	CO05	40162	SAN PEDRO	QUEROMARCA 4	TRIFASICO
173	CO05	40161	SAN PEDRO	QUEROMARCA 3	TRIFASICO
174	CO05	40163	SAN PEDRO	PICHURA	MONOFASICO
175	CO05	40159	SAN PEDRO	QUEROMARCA 1	TRIFASICO
176	CO05	41354	TINTA	SUYTTOCCO	MONOFASICO
177	CO05	40382	TINTA	JILANACA	TRIFASICO
178	CO05	41353	TINTA	URPICANCHA	MONOFASICO
179	CO05	40381	TINTA	UTAPIA	TRIFASICO
180	CO05	40383	TINTA	QUILLIHUARA	MONOFASICO
181	CO01	40618	COMBAPATA	COMUNIDAD OROSCOCHA ALTO	MONOFASICO
182	CO01	40617	COMBAPATA	COMUNIDAD OROSCOCHA BAJO	MONOFASICO
183	CO01	40069	COMBAPATA	JAYUBAMBA	TRIFASICO
184	CO01	40070	COMBAPATA	CULLCUIRA	TRIFASICO
185	CO01	41369	COMBAPATA	TIRUMA	MONOFASICO
186	CO01	41249	COMBAPATA	CHIARA	TRIFASICO
187	CO01	40066	COMBAPATA	CHIARA 1	TRIFASICO
188	CO02	41295	PITUMARCA	UCHULLUCLLU	MONOFASICO
189	CO02	41294	PITUMARCA	CONGUMIRE	MONOFASICO
190	CO02	41296	PITUMARCA	OSEFINA	MONOFASICO
191	CO02	41297	PITUMARCA	ACCOTOCCO	MONOFASICO
192	CO02	41292	PITUMARCA	ZEA	MONOFASICO
193	CO02	41390	PITUMARCA	HUITO	TRIFASICO
194	CO02	41370	PITUMARCA	HUATABAMBA	MONOFASICO
195	CO02	41470	PITUMARCA	JUAN VELASCO ALVARADO	TRIFASICO
196	CO02	40513	PITUMARCA	Ilavi Chacachapampa (SECTOR PATA PATA pI	MONOFASICO
197	CO02	40517	PITUMARCA	COMUNIDAD CHARI	TRIFASICO
198	CO02	40927	QUIQUIJANA	MOCCORAISE-HUANCANE	MONOFASICO
199	CO02	41809	QUIQUIJANA	YANAMPAMPA	MONOFASICO
200	CO02	40089	QUIQUIJANA	COLCA BAJO	MONOFASICO

201	CO02	41018	QUIQUIJANA	COMUINIDAD DE SACHAC	MONOFASICO
202	CO02	40915	QUIQUIJANA	C.P. HUAYLLAHUAYLLA	MONOFASICO
203	CO02	41808	QUIQUIJANA	HAYUNI	MONOFASICO
204	CO02	40909	QUIQUIJANA	C.P.HAYUNI	MONOFASICO
205	CO02	40910	QUIQUIJANA	C.P. HAYUNI	MONOFASICO
206	CO02	40911	QUIQUIJANA	C.P. LLAMPA CENTRAL	MONOFASICO
207	CO02	41016	QUIQUIJANA	COMUNIDAD DE LLAMPA 01	MONOFASICO
208	CO02	41017	QUIQUIJANA	COMUNIDAD DE LLAMPA 02	MONOFASICO
209	CO02	41807	QUIQUIJANA	LLAMPA QUERAHUI	MONOFASICO
210	CO02	40914	QUIQUIJANA	C.P. SACHAC	MONOFASICO
211	CO02	40913	QUIQUIJANA	C.P. SACHAC	MONOFASICO
212	CO02	40912	QUIQUIJANA	C.P. SACHAC	MONOFASICO
213	CO02	41806	QUIQUIJANA	CERA CERA 01	MONOFASICO
214	CO02	41800	QUIQUIJANA	ALTA CONCEPCION	MONOFASICO
215	CO02	41799	QUIQUIJANA	YAHUAR HUATA	MONOFASICO
216	CO02	41798	QUIQUIJANA	CERA CERA 02	MONOFASICO
217	CO02	40925	QUIQUIJANA	CUCHUYRUMI-ANILMAYO	MONOFASICO
218	CO02	41989	QUIQUIJANA	ALTO MAYUHUASI	MONOFASICO
219	CO02	42272	QUIQUIJANA	CP CALLATIAC PUCACCOCHA	MONOFASICO
220	CO02	41921	QUIQUIJANA	CALLQUI	MONOFASICO
221	CO02	41920	QUIQUIJANA	CALLQUI	MONOFASICO
222	CO02	41263	QUIQUIJANA	CHIMPACALQUI	TRIFASICO
223	CO02	40379	QUIQUIJANA	CALLATIAC	MONOFASICO
224	CO03	40102	PAMPAMARCA-YANAOCA	CHACAMAYO	MONOFASICO
225	CO04	40104	PAMPAMARCA-YANAOCA	PAMPAMARCA 2	MONOFASICO
226	CO03	40106	PAMPAMARCA-YANAOCA	PABELLONES II - IROMOCCO	MONOFASICO
227	CO03	40107	PAMPAMARCA-YANAOCA	PABELLONES 1	MONOFASICO
228	CO03	40108	PAMPAMARCA-YANAOCA	QQUECHA-QQUECHA	MONOFASICO
229	CO03	40109	PAMPAMARCA-YANAOCA	JILAYHUA (SACHASURI)	MONOFASICO
230	CO03	40483	YANAOCCHA	HUINCHIRI I	MONOFASICO
231	CO03	40485	YANAOCCHA	CHAUPIBANDA	MONOFASICO
232	CO03	41739	YANAOCCHA	QUENQOMAYO	MONOFASICO
233	CO03	41738	YANAOCCHA	CHOCAYHUA	MONOFASICO
234	CO03	40643	YANAOCCHA	COMUNIDAD DE CHACAYHUA	MONOFASICO
235	CO03	40474	YANAOCCHA	MACHACUYO	MONOFASICO
236	CO03	40484	YANAOCCHA	HUINCHIRI II	MONOFASICO
237	CO03	41862	YANAOCCHA	HUINCHIRI	MONOFASICO
238	CO03	40486	YANAOCCHA	TANDABAMBA	MONOFASICO
239	CO03	41714	YANAOCCHA	PHUYUNCCO	MONOFASICO

240	CO03	40487	YANAOCCA	CHITIBAMBA	MONOFASICO
241	CO03	41734	YANAOCCA	Comunidad Patancapampa	MONOFASICO
242	CO03	41735	YANAOCCA	Comunidad Huancara	MONOFASICO
243	CO03	41736	YANAOCCA	Comunidad Ttuyo	MONOFASICO
244	CO03	40478	YANAOCCA	HAMPATURA	MONOFASICO
245	CO03	41429	YANAOCCA	HUALAYCHO	MONOFASICO
246	CO03	41430	YANAOCCA	HUALAYCHO II	MONOFASICO
247	CO03	41428	YANAOCCA	CARHUAÑA	MONOFASICO
248	CO03	41427	YANAOCCA	COMUNIDAD HAMPATURA	MONOFASICO
249	CO03	42084	YANAOCCA	PATARRANCHO - YANAoca	MONOFASICO
250	CO03	40479	YANAOCCA	HUMAHUAÑA	MONOFASICO
251	CO03	42036	YANAOCCA	LOCALIDAD TOTORANI	MONOFASICO
252	CO03	41357	YANAOCCA	PAMPIO	MONOFASICO
253	CO03	41355	YANAOCCA	CCOCCOYLLANI	MONOFASICO
254	CO03	41356	YANAOCCA	QUELLAHUANI	MONOFASICO
255	CO04	40450	YANAOCCA	CASCANI	MONOFASICO
256	CO04	41359	YANAOCCA	CCOYANKY	MONOFASICO
257	CO04	41358	YANAOCCA	PITUYO	MONOFASICO
258	CO04	40249	YANAOCCA	PONGOÑA	MONOFASICO
259	CO04	40248	YANAOCCA	CCOTAYA	TRIFASICO
260	CO04	40473	YANAOCCA	MACHACOYO B	MONOFASICO
261	CO04	40245	YANAOCCA	QUEHUAR	MONOFASICO
262	CO03	41366	POMACANCHIS	PAMPAHUASI	MONOFASICO
263	CO03	42085	POMACANCHIS	MACCURA	MONOFASICO
264	CO03	42083	POMACANCHIS	TICTACANI - SURIMANA	MONOFASICO
265	CO03	41949	POMACANCHIS	SURIMANA	TRIFASICO
266	CO03	40445	POMACANCHIS	TOCOCORI	MONOFASICO
267	CO03	40502	POMACANCHIS	COCHAPATA	MONOFASICO
268	CO03	40503	POMACANCHIS	CCOCHAPATA I	MONOFASICO
269	CO03	40446	POMACANCHIS	MISQUIHUNU	MONOFASICO
270	CO03	40139	POMACANCHIS	PITUMARCA II	MONOFASICO
271	CO03	41498	POMACANCHIS	CABRA CANCHA	MONOFASICO
272	CO03	41382	POMACANCHIS	ACCHA ACCHA	MONOFASICO
273	CO03	42277	POMACANCHIS	SANGARARA	TRIFASICO
274	CO03	40130	POMACANCHIS	MANKURA	MONOFASICO
275	CO03	41305	POMACANCHIS	Fortaleza (SAYAQRUMI)	MONOFASICO
276	CO03	41304	POMACANCHIS	SAYHUA	MONOFASICO
277	CO03	41306	POMACANCHIS	TARCA	MONOFASICO
278	CO03	41770	POMACANCHIS	TOMAYCO	MONOFASICO
279	CO03	41769	POMACANCHIS	MAYUHUILLCA	MONOFASICO
280	CO03	41310	POMACANCHIS	SAN JUAN	TRIFASICO

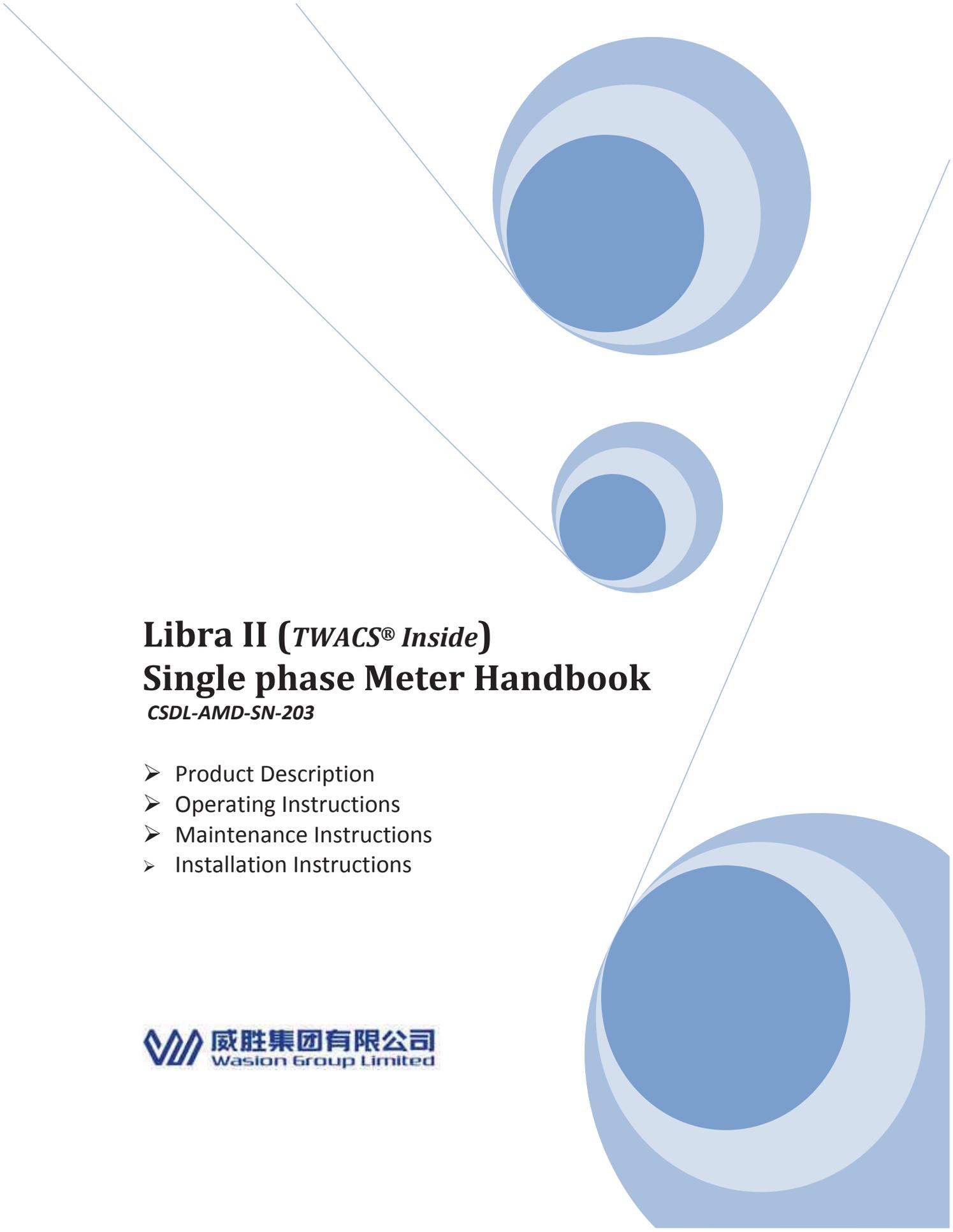
281	CO03	41307	POMACANCHIS	CHORAQUECHA	MONOFASICO
282	CO03	41771	POMACANCHIS	QUERANEO - IHUINA	MONOFASICO
283	CO03	41302	ACOMAYO	MANCURA	MONOFASICO
284	CO03	41682	ACOMAYO	CANCHANURA	MONOFASICO
285	CO03	40649	ACOMAYO	LLANSAPACHACA	TRIFASICO
286	CO03	40671	ACOMAYO	COMUNIDAD LLAPAYPAMPA	MONOFASICO
287	CO03	40143	ACOMAYO	SIMPPE	MONOFASICO
288	CO03	40769	ACOMAYO	PERCCA	MONOFASICO
289	CO03	41327	ACOMAYO	TAUTEA	MONOFASICO
290	CO03	40251	ACOMAYO	HUASCAR	TRIFASICO
291	CO03	40147	ACOMAYO	PILLPINTO 2	TRIFASICO
292	CO03	40768	ACOMAYO	CCARCCOBAMBA	MONOFASICO
293	CO03	40666	LIVITACA	COMUNIDAD TOTORA LIVITACA	TRIFASICO
294	CO03	41984	LIVITACA	HACIENDA SAN ISIDRO	MONOFASICO
295	CO03	41985	LIVITACA	SIHUAYLLULLO	MONOFASICO
296	CO03	40737	LIVITACA	HALLCO-LIVITACA	MONOFASICO
297	CO03	40736	LIVITACA	PATAQUEÑA-LIVITACA	MONOFASICO
298	CO04	41992	LIVITACA	HUAYNAPATA	MONOFASICO
299	CO04	42276	LIVITACA	LIVITACA	TRIFASICO
300	CO03	41666	LIVITACA	PATAQUEÑA SECTOR PARACA 2	MONOFASICO
301	CO03	41667	LIVITACA	PATAQUEÑA SECTOR PARACA 1	MONOFASICO
302	CO04	41993	LIVITACA	TOCRA	MONOFASICO
303	CO04	41987	LIVITACA	SAHUA SAHUA	MONOFASICO
304	CO04	41624	LIVITACA	QUEHUINCHA SECTOR CERROPAMPA 1	MONOFASICO
305	CO04	41625	LIVITACA	QUEHUINCHA SECTOR CERROPAMPA 2	MONOFASICO
306	CO04	40879	LIVITACA	SAHUA SAHUA	TRIFASICO
307	CO04	40908	LIVITACA	SAHUA-SAHUA OMACHA	MONOFASICO
308	CO04	41449	LIVITACA	MOYOPAMPA	MONOFASICO
309	CO04	42273	LIVITACA	LIVITACA	TRIFASICO
310	CO04	40895	LIVITACA	C.P. HUCHUYPAYPA	MONOFASICO
311	CO03	41378	LIVITACA	PARCCO	MONOFASICO
312	CO03	41436	LIVITACA	IVINA	MONOFASICO
313	CO03	41377	LIVITACA	HUASARAY	MONOFASICO
314	CO03	41384	LIVITACA	PACCO	MONOFASICO
315	CO03	41380	LIVITACA	AMANCAY	MONOFASICO
316	CO03	41388	LIVITACA	MALMACHI	MONOFASICO
317	CO03	41389	LIVITACA	SAUSIYOC	MONOFASICO
318	CO03	41385	LIVITACA	TAMBO	MONOFASICO
319	CO03	41439	LIVITACA	YARCAPATA	MONOFASICO

320	CO03	41387	LIVITACA	CCOMARA	MONOFASICO
321	CO03	41386	LIVITACA	CCUCA	MONOFASICO
322	CO04	41615	ACCHA	TICAMAYO	MONOFASICO
323	CO04	40891	ACCHA	C.P. TAWI	MONOFASICO
324	CO04	40890	ACCHA	C.P. TAWI A	MONOFASICO
325	CO04	40889	ACCHA	C. P. CHAPINA	MONOFASICO
326	CO04	40888	ACCHA	C. P. PARCCO	MONOFASICO
327	CO04	40887	ACCHA	C.P. ANTAPALLPA I	TRIFASICO
328	CO04	40886	ACCHA	C. P. ANTAPALLPA - BARRIO VILLA VISTA	MONOFASICO
329	CO04	40883	ACCHA	C.P.PICHACA	MONOFASICO
330	CO04	40881	ACCHA	C.P.ANTAYAJE	MONOFASICO
331	CO04	40880	ACCHA	C.P. DE OMACHA	TRIFASICO
332	CO03	40648	ACOMAYO	POMACANCHI	MONOFASICO
333	CO03	41469	ACOMAYO	COLLPA	MONOFASICO
334	CO01	41749	COMBAPATA	Sector Upina	MONOFASICO
335	CO02	41767	QUIQUIJANA	Sector Motoyniyoc	MONOFASICO
336	CO04	42214	LIVITACA	LIVITACA	MONOFASICO
337	CO04	42215	LIVITACA	LIVITACA	MONOFASICO
338	CO03	42343	LIVITACA	QUEHUE - CARRIO CHIROCOLLO	MONOFASICO
339	CO03	42344	LIVITACA	CURUPAMPA - QUEHUE	MONOFASICO
340	CO03	42350	LIVITACA	QUEHUE - CHIARAJE	MONOFASICO
341	CO02	42433	PITUMARCA	S.E. ANANISO	MONOFASICO
342	CO02	42434	PITUMARCA	S.E. CCONCHA	MONOFASICO
343	CO01	42441	COMBAPATA	S.E. CHILLUYOC	MONOFASICO
344	CO01	42536	COMBAPATA	LLAULLINI - SALLOCCA	MONOFASICO
345	CO01	42537	COMBAPATA	C.C. JAYUBAMBA	MONOFASICO
346	CO02	42608	URCOS	CALLATIAC CENTRAL	MONOFASICO
347	CO02	42609	URCOS	PUCCACOCHA	MONOFASICO
348	CO02	42610	URCOS	ANILMAYO	MONOFASICO
349	CO04	42611	LIVITACA	CHAUPIMAYO	MONOFASICO
350	CO04	42612	LIVITACA	MINASPUGIO	MONOFASICO
351	CO04	42613	LIVITACA	MINASPUGIO	MONOFASICO
352	CO04	42614	LIVITACA	QUILKEYMARCA	MONOFASICO
353	CO04	42615	LIVITACA	QUILKEYMARCA	MONOFASICO
354	CO04	42616	LIVITACA	QUIMVALENTE	MONOFASICO
355	CO04	42617	LIVITACA	QUIMVALENTE	MONOFASICO
356	CO04	42618	LIVITACA	QUIMVALENTE	MONOFASICO
357	CO04	42619	LIVITACA	SA ÆOTA	MONOFASICO
358	CO04	42620	LIVITACA	AYAHUAYCCO	MONOFASICO
359	CO04	42623	LIVITACA	AUSANTA-LIVITACA	MONOFASICO

360	CO04	42639	LIVITACA	S.E. ILLATUYO II	MONOFASICO
361	CO04	42640	LIVITACA	S.E. MATAHUAYLLA	MONOFASICO
362	CO03	42361	ACOMAYO	ACOMAYO	TRIFASICO
363	CO03	42561	YANAoca	YANAoca - CANAS - CUSCO	TRIFASICO
364	CO03	42564	ACOMAYO	ACOMAYO - ACOS	TRIFASICO
365	CO04	42279	QUEHUE	SED KAYNO 01	MONOFASICO
366	CO04	42280	QUEHUE	SED KAYNO 02	MONOFASICO
367	CO04	42281	QUEHUE	SED KAYNO 03	MONOFASICO
368	CO04	42282	QUEHUE	SED KAYNO 04	MONOFASICO
369	CO04	42283	QUEHUE	SED KAYNO 05	MONOFASICO
370	CO04	42284	QUEHUE	SED KAYNO 06	MONOFASICO
371	CO03	42339	LIVITACA	LACTUIRE 01	MONOFASICO
372	CO03	42340	LIVITACA	BARRIOS ALTOS	MONOFASICO
373	CO03	42341	LIVITACA	BARRIO CHACATAQUI	MONOFASICO
374	CO03	42342	LIVITACA	SUNTURA Y CCUCA	MONOFASICO
375	CO03	42345	LIVITACA	LECCOTERA	MONOFASICO
376	CO03	42346	LIVITACA	MANURA	MONOFASICO
377	CO03	42351	LIVITACA	PAMPAYLLACTA	MONOFASICO
378	CO04	40731	QUEHUE	KAYNO	MONOFASICO
379	CO03	41665	LIVITACA	SAPAYHUARMI	MONOFASICO
380	CO03	41908	PONGOÑA	MACHACCOYO A	MONOFASICO
381	CO03	41911	LIVITACA	QUELLAHUANI II	MONOFASICO
382	CO03	42353	LIVITACA	HUAYLLANI CCOMAYO	MONOFASICO
383	CO02	42429	QUIQUIJANA	SE SELLINQA	MONOFASICO
384	CO02	42428	QUIQUIJANA	SE KINRAYA	MONOFASICO

ANEXO 6

Manual de Medidor WASION Libra II



Libra II (*TWACS® Inside*) Single phase Meter Handbook

CSDL-AMD-SN-203

- Product Description
- Operating Instructions
- Maintenance Instructions
- Installation Instructions

CSDL-AMD-SN-203, Libra-2aV1.1(TWACS Inside) Single Phase Meter v2.21

The information contained in this document is subject to change without notice.

WASION makes no warranty of any kind with regard to this material, including, but not limited to, the implied warranties of merchantability and fitness for a particular purpose. WASION will not be liable for errors contained herein or incidental consequential damages in connection with the furnishing, performance, or use of this material.

This document contains proprietary information that is protected by copyright. All rights are reserved. No part of this document may be photocopied or otherwise reproduced without consent of WASION.

Copyright© 2007 by WASION

Published in a limited copyright sense, and all rights, including trade secrets are reserved.

Document Edition – First 11/2007, Last 01/2011

Export Develop Dept.
Wasion Group Limited
Hunan Province, China

TABLE OF CONTENTS

1.0	Product Description	5
1.1	General Information.....	5
1.1.1	Physical Description	6
1.1.2	Meter Forms.....	6
1.1.3	Physical variants.....	6
1.1.3.1	Voltage ratings.....	7
1.1.3.2	Test Amp Rating.....	7
1.1.3.3	Frequency.....	7
1.1.3.4	Temperature.....	7
1.1.3.5	Typical Watts Loss.....	7
1.2	Normal Operating Mode	7
1.2.1	On site user features	8
1.2.1.1	Operation.....	8
1.2.1.2	Maintenance.....	8
1.3	Software Tool	8
1.4	Technical Information.....	8
1.4.1	Theory of Operation.....	9
1.4.1.1	Sensing Devices.....	9
1.4.1.2	Meter Chip.....	9
1.4.1.3	EEPROM	10
1.4.1.4	Relay	10
1.4.1.5	Power Supply.....	10
1.4.1.6	LCD.....	10
1.4.1.7	Infrared optical port.....	10
1.4.1.8	Pulses output IED	10
1.4.1.9	LED, Button and Annunciator	10
2.0	Operating Instructions.....	12
2.1	Mechanical Structure	12
2.2	Nameplate Information and Labels.....	12
2.2.1	Nameplate Information	14
2.3	Display.....	14
2.3.1	Display elements.....	14
2.3.2	Display Mode	15
2.3.2.1	Scroll Button Actions	17
2.3.2.2	Enter Button Actions.....	17
2.3.2.3	Program Button Actions.....	18
2.3.2.4	Nomal display mode.....	18
2.3.2.5	Test Display Mode	18
2.3.2.6	Alternate Display Mode.....	18
2.3.3	Energy Accumulation.....	19
2.3.4	Display Detail	20
2.3.5	Digital Power Indicator	20
2.3.6	Real Time Energy Direction Indicators.....	20
2.3.7	Power Up Display Sequence	21
2.3.8	Self-Tests and Error Codes.....	21
2.4	Load Control Logic.....	21
2.4.1	Relay state.....	22
2.4.2	Load control logic	22
3.0	Maintenance Instructions	25

THE INFORMATION CONTAINED HEREIN IS VITAL TO THE SECURITY OF WASION AND MUST NOT BE DISCUSSED WITH OR DISTRIBUTED TO OUTSIDE SUPPLIERS.

3.1 Test Procedures.....	25
3.1.1 Meter Testing Tools	25
3.1.1.1 Calibration LED	25
3.2 Field Accuracy Test	25
3.2.1 Disk Analog Testing	25
3.2.2 Instantaneous Power Testing.....	26
3.3 Shop Test	27
3.3.1 Meter Shop Equipment.....	27
3.3.1.1 Equipment Setup	27
3.3.1.2 Testing	27
3.3.2 General Watthour Meter Test Procedure.....	27
3.4 Service	28
3.5 Repair.....	28
3.6 Returning a Meter	28
3.7 Cleaning	28
3.8 Storage	28
3.9 Troubleshooting Guide.....	28
3.9.1 Self-Tests and Error Codes	29
4. Installation Instructions	30
4.1 General.....	30
4.2 Inspection.....	30
4.3 Storage	31
4.4 Unpacking.....	31
4.5 Selecting a site	31
4.6 Meter installation.....	31

1.0 Product Description

WASION LIBRA II Meter is an electronic single-phase two-wire energy meter, direct connected. It measures active energy (kWh, default algebraic sum method: received- and delivered energy is added in one register). The meter has three major components – a base, an electronic meter module and a transponder communication module. The electronic module and transponder module assemble to the base. The base assembly contains a precision shunt that senses the current and a high reliable relay that auto-disconnect the power line. The electronic module has the metering circuitry that enables energy accumulation and contains calibration information.

Libra II meter is compatible with the TWACS[®] two-way power line communication Advanced Metering system. TWACS[®] (Two-Way Automatic Communication System) is a product of Aclara Power-Line Systems Inc., a U.S.-based company. The TWACS[®] Technology leads the Americas in Advanced Metering with over 14 million end-points connected at over 300 utilities, all of them accessible on a real-time basis, 24 hours a day and 7 days a week. For unparalleled system performance, specify the TWACS[®] AMI system with Wasion meters!

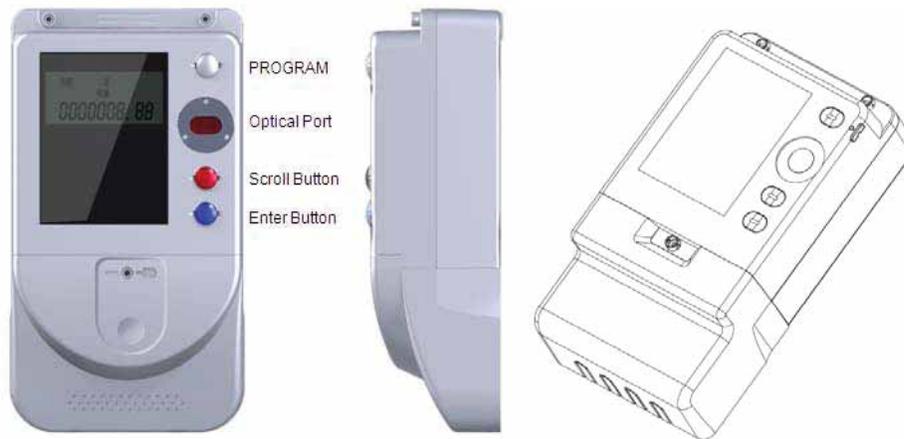


Figure 1-1: Libra II (TWACS[®] Inside) Single Phase Meter

1.1 General Information

Meter Key features:

- Class 1 - IEC 62052-11(2003), 62053-21(2003)
- Rated for indoor installation – IP54(indoor)
- 10(80)A @ 220V-240/120V, 50Hz or 60Hz
- Also available for other currents/voltages
- Built-in up to 120A magnetically latching service connect / disconnect relay
 - ✓ High reliability

THE INFORMATION CONTAINED HEREIN IS VITAL TO THE SECURITY OF WASION AND MUST NOT BE DISCUSSED WITH OR DISTRIBUTED TO OUTSIDE SUPPLIERS.

- ✓ Pushbutton for “close” (two-step)
- Meter contains several supply capacity limitation algorithms for demand limiting
- Line voltage and reactive quantities are also available for remote retrieval
- Many tamper detection features
- Easy-to-read LCD display
- Infra-red optical port, ANSI C12.18-1996
- Data organized according to ANSI C12.19-1997

TWACS® Module Key Features:

- Communications module is inside meter
- Immediate, real-time access to meter data
- Storage of historical data for 35 days (min)
- Daily readings “snapshot” at midnight
- Remotely configurable:
 - 15-, 30- or 60-minute Load Profile data with up to four channels
 - 15-, 30- or 60-min Peak Demand
- Capacity limiting parameters
- Control of disconnect switch with single or two-step method (using pushbutton)
- Access to Engineering Quantities such as line voltage, reactive quantities, etc.
- Logging of Sustained and Momentary power outages
- Remotely upgradeable module firmware

1.1.1 Physical Description

The meter uses a poly carbonate (PC+10%fill) cover. The cover is molded in one piece and the base assembly contains the shunt and a 120A relay.

The Liquid Crystal Display (LCD) indicates energy consumption, instantaneous power, demand, voltage, current, frequency, temperature, a display segment check, an alarm icon and relay state indicator. The display is covered in detail in Chapter 2.0, Operation Instructions. The 6 large characters of the LCD display alphanumeric information.

A configuration port is located at the 3 o'clock position of the meter face. The factory uses the configuration port to configure the meter for a specific application. It is also used in conjunction with a serial adapter and MeterBuddy® software to reset accumulated energy to zero.

1.1.2 Meter Forms

The meter is available in several variants, which can be selected depending upon the application (DIN or BS, must be specified when the meter is ordered).

1.1.3 Physical variants

The basic physical description of the meter and available are same. Based on DIN or BS application, the relay inside and wire connection will be difference.

1.1.3.1 Voltage ratings

Meters are available that operate at a single nominal supply voltage of 120 or 220-240 VAC +10% - 10%, meeting IEC accuracy class 1.0 requirements. The operating voltage must be specified when the meter is ordered.

1.1.3.2 Test Amp Rating

The test amp (design full load value) value for each Class is shown below:

- 10 Amps for Class 80
- 10 Amps for Class 100

These values are traditionally the current value used in conjunction with the rated nameplate voltage to conduct the “Full Load” and “Lag” calibration test. It is printed on the nameplate and referred to as “10(80)A”.

1.1.3.3 Frequency

The meter operates and correctly measures energy associated with 50 or 60 Hz electrical systems. Meter operation frequency must be specified when the meter is ordered.

1.1.3.4 Temperature

The meter will withstand and operate properly through temperature variations from -40°C to +55°C. The LCD display may cease to function at temperatures below -25°C and above +55°C. The meter will also withstand storage temperatures ranging from -40°C to +70°C.

1.1.3.5 Typical Watts Loss

The typical watts loss will be under 2VA/1.3W for the voltage circuits and 0.5VA for the current circuits.

1.2 Normal Operating Mode

The meter accumulates and displays kWh/kvarh/kVAh. The meter provides various features, some of which are configurable at the factory.

- kWh energy measurement accumulated in 4 ways:
 1. Exported kWh: The exported energy (In IEC standard “Exported” means from consumer to utility)
 2. Imported kWh: The imported energy (In IEC standard “Imported” means from utility to consumer)
 3. Imported + Exported kWh: The Imported and exported energy are added together.
 4. Imported – Exported kWh: The net energy is calculated.
- kVARh energy measurement accumulated in 2 ways:
 1. Exported kvarh: The exported energy is accumulated
 2. Imported kvarh: The Imported energy is accumulated
- Imported energy and Exported energy average demand

- Instantaneous quantities: power, voltage, current, frequency, temperature etc, display on the LCD.
- Display of Energy is 6 digits
- Disk Analog functionality on LCD – The disk analog is simulated on the display as explained in Chapter 2.
- Imported and Exported indicators on LCD
- Relay state indicators on LCD
- Alarm indicators on LCD
- Scroll Button – can be used to scroll display all quantities
- Reset energy to zero in field – Authorized personnel can reset the energy accumulation to zero on site with MeterBuddy® Software or Press the Program Button.
- Simple energy overflow – The energy will restart from 000,000 again.
- Relay Armed Button – when the relay state is “armed”, the key will confirm the action. When both of the seal-key and relay-confirm-key are pressed at same time, it will change the state of relay (from “open” to “close”, or from “close” to “open”).
- Remote IR, which used to communicate with the MeterBuddy® software
- Cover tampered detected.

1.2.1 On site user features

1.2.1.1 Operation

The meter has many features for easy of use on site.

- Nameplate and label information
- Numeric display with key annunciators
- Several display parameters including Energy accumulation, Instantaneous power/voltage/current/frequency/temperature, demand, Imported/Exported indication and Disk analog etc.
- Test mode display on LCD.

These features are described in detail in Section 2.0, “Operating Instructions” of this manual.

1.2.1.2 Maintenance

Maintenance instructions are covered in Section 3.0 of this manual.

1.3 Software Tool

The meter is supported by the MeterBuddy® Software (version 1.0 or greater), which facilitates the resetting of the energy accumulation to zero, calibrate and other functions. Refer to Reading and Programming Instruction manual for MeterBuddy®.

There is a reset adaptor that is available, part number WH109-1. The adaptor fits over a remote IR to connect to PC or Handset’s RS232 port.

1.4 Technical Information

This section contains the theory of operation and general circuit configuration of the Meter.

1.4.1 Theory of Operation

The theory of operation of Single Phase meter is explained in conjunction with the block diagram shown in Figure 1-3.

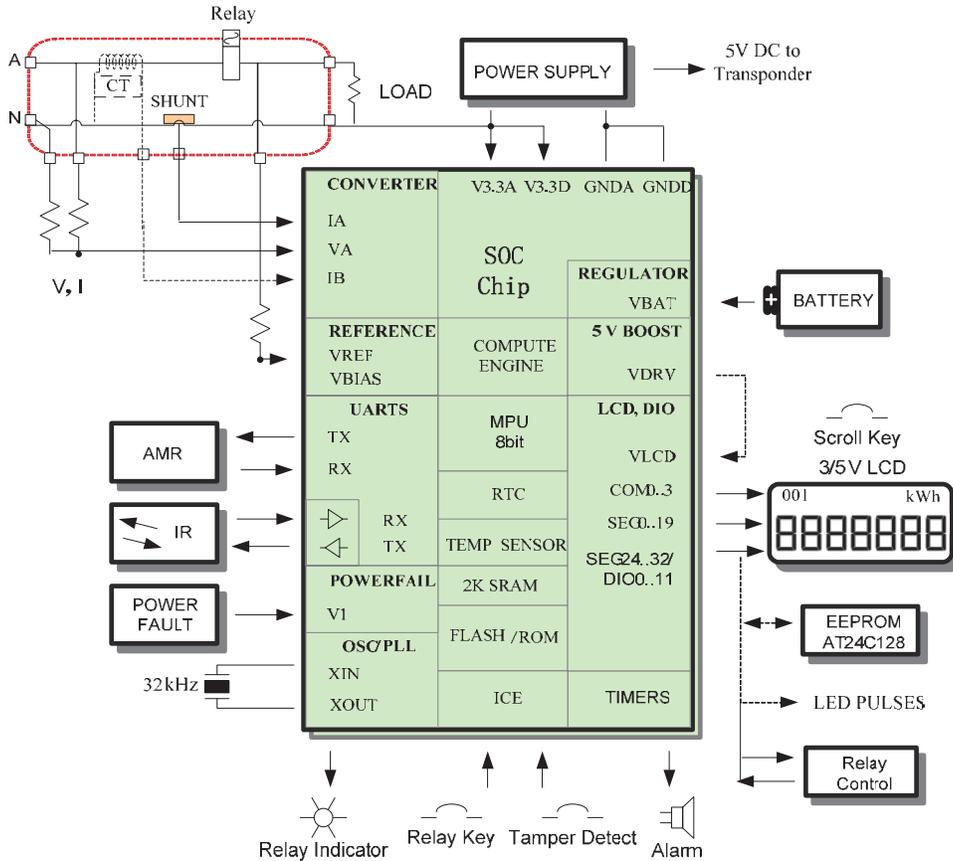


Figure 1-3 Meter Block Diagram

1.4.1.1 Sensing Devices

A current transformer and a shunt that feed the scaled current signals to the meter chip senses current. The voltage signal is scaled for measurement using a precision resistor divider circuit.

1.4.1.2 Meter Chip

- ✧ Single Converter Technology™ with a 21-bit delta-sigma ADC
- ✧ 4 analog inputs plus auxiliary inputs
- ✧ On-chip temperature measurement for digital temperature compensation
- ✧ Precision voltage reference
- ✧ 32-bit compute engine
- ✧ 8051-based MPU (80515), 1 clock cycle per instruction

- ◇ Real Time Clock (RTC)
- ◇ 152 segments for LCD drive
- ◇ 2 UARTs.
- ◇ Voltage comparator(s)
- ◇ Hardware Watch Dog Timer.
- ◇ Synchronous serial interface (SSI) for real time data.
- ◇ Real-time monitoring of CE variables (“scope”)

1.4.1.3 EEPROM

The IEC meter is equipped with a non-volatile memory that is used to store the metered data, calibration parameters, configuration constants and the program parameters. The non-volatile memory does not require a battery to retain information when line power is not present.

- ◇ Schmitt Trigger, Filtered Inputs for Noise Suppression
- ◇ Write Protect Pin for Hardware and Software Data Protection
- ◇ High Reliability
- ◇ Data Retention: 40 Years

1.4.1.4 Relay

The IEC meter is equipped with n 80A(max) relay that is used to auto-disconnect or remote-disconnect (and reconnect) the power supply to the premise.

1.4.1.5 Power Supply

The IEC meter is powered from the line voltage. It has an operating range of -20% to +10% of rating. Versions are available for either 50Hz or 60Hz operation as specified at time of order. Please see our note on nominal and supply voltage ranges in section 1.1.3.1.

1.4.1.6 LCD

LCD is designed to meet all requirements of C12.10, e.g. kWh, kvarh, VA, Voltage, Current, Demand, TOU, Relay control etc. But the IEC meter only implement basic function.

1.4.1.7 Infrared optical port

The optical port meets to ANSI C12.18-1996 physical layer standard. This port is used to communication with computer tools. The computer tools can be used to program meter.

1.4.1.8 Pulses output IED

The IEC meter is equipped with an IR LED that is used to output kWh pulses.

1.4.1.9 LED, Button and Annunciator

Enter Button, When Relay is in “Armed” state, user can press this button to confirm the action.

Scroll Button, Switch to Alternate Display Mode.

Cover Tamper Button, this button is used to detect terminal cover-opened unexpectedly.

Program Button, this button is used to Change the meter to Programable Mode. When this button is pressed for 3 seconds or more, meter can accept "Control" and "Write Table" command (Only for IR port, the transponder or AMR module inner don't need this button pressed). it will delay for 30 minutes without Program Button being pressed. It need be sealed after using.

ANEXO 7

Manual de Medidor ACLARA kv2c



**kV2c Electronic Meter
User Manual**

132231-TUM
Revision 1
www.Aclara.com

Proprietary Notice

This document contains information that is private to Aclara Technologies LLC, an Ohio limited liability company, and/or that is private to Aclara Meters LLC, a Delaware limited liability company (individually or collectively “Aclara”). This information may not be published, reproduced, or otherwise disseminated without the express written authorization of Aclara.

Any software or firmware described in this document is furnished under a license and may be used or copied only in accordance with the terms of such license.

Disclaimer

The information in this document is subject to change without notice and should not be construed as a commitment by Aclara. Aclara assumes no responsibility for any errors that may appear in this document.

No responsibility is assumed for the use or reliability of software on equipment that is not supplied by Aclara.

I-210+, I-210+c, kV2c, kV2c+, and MeterMate are trademarks of Aclara Meters LLC.

Aclara
Confidential and Proprietary
Copyright 2007-2017. All Rights Reserved.

Table of Contents

Chapter 1: Introduction	1
Support1
Technical Support1
Returning Product1
Chapter 2: Product Description	3
Operating Range and Ratings4
Physical Variants5
Fitzall® Operation5
Timebase6
Hardware Options6
AMI Interface6
Battery Port6
Communications Option Boards7
Input / Output Option Boards7
Output Pulse7
Metering Modes8
Demand8
Demand Load Profile9
Time of Use (TOU)9
TOU Load Profile9
Site Genie System9
Power Guard System	10
On-Site Features	11
Theory of Operation	12
Sensing Devices	12
Data Acquisition	12
Microcomputer	12
Nonvolatile Memory	12
Power Supply	13
TOU Battery	13
Option Boards	13
Chapter 3: Operating Information	15
Labels	15
Upper Nameplate	15
Lower Nameplate	16
Softswitch and Load Profile Labels	17
Input/Output	18
Display	19
Normal	20
Alternate	21
Site Genie	21
Service Display	23
Display Scroll	24
Phasor	25
Diagnostics	27

Diagnostic Output	32
Test	33
Reset Switch	33
Frozen	33
Display Switch	34
Chapter 4: Testing and Maintenance	35
Test Mode	35
Initiating	35
Energy Calculations	36
Field Accuracy.	36
Maximum Demand Reading	36
Disk Analog Testing	37
Shop Test	38
Equipment	38
Test Constant	38
Watt-Hour Test.	40
Var Hour Test	40
Battery Replacement	41
Battery Port	41
Non-Battery Port.	41
Service, Repair, & Storage	42
Troubleshooting	42
Errors.	42
Er 000 002 - Battery Failure & Power Outage	43
Er 000 020 - Hardware Failure	44
Er 000 200 - Non-Volatile Data Error	44
Er 001 000 - Firmware Code Error	44
Er 100 000 - Voltage Reference Error	44
Er 200 000 - DSP Error.	44
Cautions	45
CA 000 001 - Low Battery	45
CA 000 010 - Unprogrammed.	45
CA 000 040 - Loss of Program	46
CA 000 400 - Low Potential	46
CA 004 000 - Demand Overload.	46
CA 040 000 - Leading kVARh	46
CA 400 000 - Received kWh	47
Incorrect Password	47
Time Change	47
High Temperature.	47
Conditions without Codes.	48

Chapter 5: Upgrading	49
Softswitches	49
B: Quadrant Measurement	50
C: Call in on Outage	50
E: Event Log	51
G: Revenue Guard Plus	51
H: Huge	51
I: Instrument Transformer Correction	51
K: kVA, kVA _r , and PF Measurement	52
L: Transformer Loss Compensation	52
M: Expanded Measurement	52
Q: Power Quality Measurement	53
R: Basic Recording	53
T: Time of Use	53
V: Fast Voltage Event Monitor/Log	54
W: Waveform Capture	54
X: Expanded Recording	54
Z: Totalization	54
Meter Modes	55
AMI Modules	56
Dominican Republic Models	56
Meter Disassembly	57
Meter Cover Removal	57
kV2c Module Removal	57
Option Board Removal	58
Communication Board Installation	59
I/O Board Installation	60
I/O Cable Installation	62
S-Base	62
A-Base	63
Installation of I/O Cable to Bezel	66
Meter Assembly	67
Chapter 6: Site Analysis Guides	69
Form 1S (2W-1 ϕ)	70
Form 2S (3W-1 ϕ)	71
Form 3S (2W-1 ϕ)	72
Form 3S (3W-1 ϕ)	73
Form 4S (3W-1 ϕ)	74
Form 9S (4W-4 Δ)	75
Form 9S (4W-Y)	76
Form 12S (3W-1 ϕ)	77
Form 12S (3W-N)	78
Form 12S (3W- Δ)	79
Form 16S (4W- Δ)	80
Form 16S (4W-Y)	81
Form 36S (4W-Y)	82
Form 45S (3W-1 ϕ)	83
Form 45S (3W- Δ)	84

Form 45S (4W-Δ)	85
Form 45S (4W-Δ)	86
Form 45S (4W-Y)	87
Form 45S (4W-Y)	88
Form 45S (5W-2φ)	89
Form 56S (3W-1φ)	90
Form 56S (3W-Δ)	91
Form 56S (4W-Δ)	92
Form 56S (4W-Δ)	93
Form 56S (4W-Y)	94
Form 56S (4W-Y)	95
Form 56S (5W-2φ)	96
Form 10A (4W-Δ)	97
Form 10A (4W-Y)	98
Form 13A (3W-1φ)	99
Form 13A (3W-N)	100
Form 13A (3W-Δ)	101
Form 16A (4W-Δ)	102
Form 16A (4W-Y)	103
Form 36A (4W-Y)	104
Form 45A (3W-1φ)	105
Form 45A (3W-Δ)	106
Form 45A (4W-Δ)	107
Form 45A (4W-Δ)	108
Form 45A (4W-Y)	109
Form 45A (4W-Y)	110
Form 45A (5W-2φ)	111
Form 48A (4W-Δ)	112
Form 48A (4W-Y)	113
Chapter 7: Diagrams	115

INTRODUCTION

The purpose of this document is to provide qualified metering personnel with product description; operating, maintenance, and upgrading instructions, site analysis guides, and diagrams for the kV2c meter family. It is not intended to replace the extensive training necessary to install or remove meters from service. Any work on or near energized meters, meter sockets, or other metering equipment presents the danger of electrical shock. All work on these products must be performed by qualified industrial electricians and metering specialists only. All work must be done in accordance with local utility safety practices and procedures.

Support

If you have a questions, an issue, or would like to speak with Aclara Support personnel, please contact Aclara using one of the following methods.

Technical Support

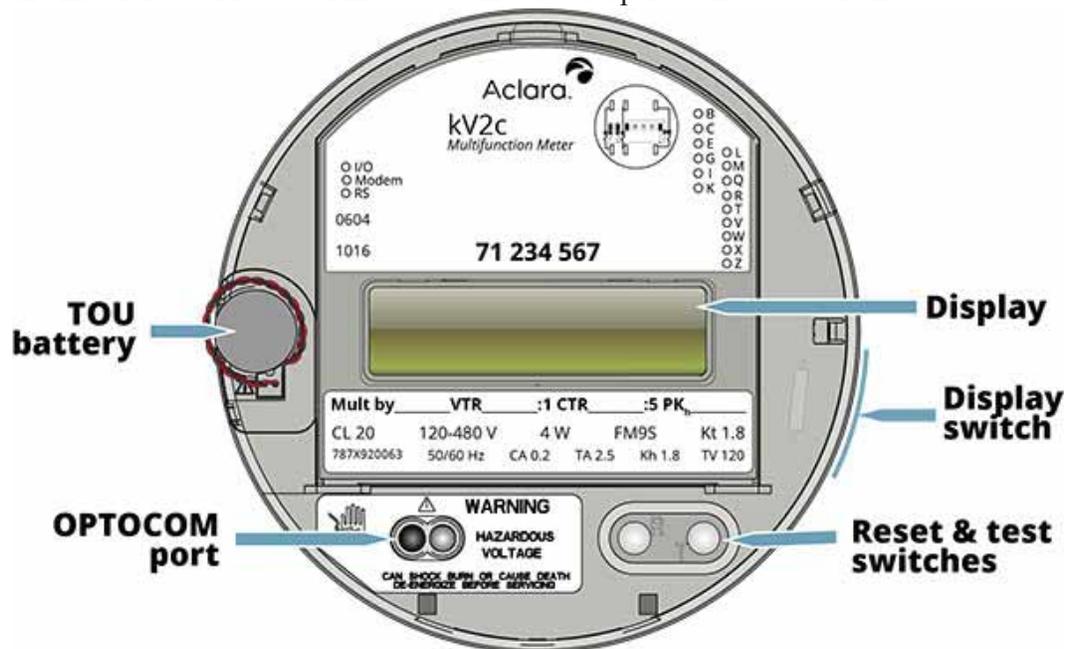
Email support@aclara.com or call 1-800-892-9008 to speak with an Aclara representative.

Returning Product

To return product, email rma@aclara.com or call 1-800-892-9008.

PRODUCT DESCRIPTION

The kV2c meter base assembly provides provision for all common S base and A base configurations. The meter is housed in a one-piece, clear cover that provides access to the OPTOCOM™ optical communications port and the demand reset switch. The demand reset and test switches are located on the lower right side of the meter face. The cover must be removed to operate the test switch.



The Time of Use (TOU) battery is located on the left side of the meter face. An optional battery port can be ordered in the cover to enable changing the battery without removing the meter cover.

The display indicates energy consumption and other data using alphanumeric characters and icons. Please refer to *Display* on page 19 for more details.

The display switch is used to change display modes. It is located on the right side of the meter face slightly below the midpoint and is activated by a magnet. Please refer to *Display Switch* on page 34 for more information.

The OPTOCOM port is located at the lower left side of the meter face, and allows a computer to communicate with the meter using standard tables (ANSI C12.19) and the ANSI standard protocol for two-way meter communication (ANSI C12.18). The OPTOCOM port can communicate at speeds from 9600 to 56,000 baud.

Operating Range and Ratings

The operating attributes along with their values are listed in the following table:

Attribute	Value
Voltage (standard)	120 V to 480 V (+10 / -20%)
kV2c+ (w/low voltage option)	57 V to 120 V (+10 / -20%)
kV2c+ (w/high voltage option)	600 V (+10 / -20%)
kV2c (w/enhanced power supply)	120 V to 480 V (\pm 20%)
Operating Temperature	-40°C to +85°C
Storage Temperature	-40°C to +85°C
Relative Humidity	95% non-condensing
Frequency	50 or 60Hz
Power Consumption	
Single Phase	1.2 watts
Three Phase	1.7 watts
Accuracy	
S-base	\pm 0.2% Class 0.2 per ANSI C12.20
A-base	\pm 0.5% Class 0.5 per ANSI C12.20
Current	Class 20, Class 200, Class 320
Enclosure	One-piece polycarbonate cover

Physical Variants

The available ANSI Standard S Base and A Base Forms are outlined below:

Form	Wires	Circuit	Elements	Self-Contained/ Transformer Rated	Class
1	2	1 Φ	1	Self-Contained	200, 320
2	3	1 Φ	1	Self-Contained	200, 320
3S	2	1 Φ	1	Transformer Rated	20
3CS	2	1 Φ	1	Transformer Rated	20
4S	3	1 Φ	1	Transformer Rated	20
9S	4	3 Φ Y or Δ	3	Transformer Rated	20
9S	4	3 Φ	3	Self-Contained	200, 320
10A	4	3 Φ Y or Δ	3	Transformer Rated	20
48A	4	3 Φ Y or Δ	3	Transformer Rated	20
12S	3	Network or 3 Φ Δ	2	Self-Contained	200, 320
12SB	3	3 Φ	2	Transformer Rated	20
16S	4	3 Φ Y or Δ	3	Self-Contained	200, 320
16A	4	3 Φ Y or Δ	3	Self-Contained	150
16SB	4	3 Φ	3	Transformer Rated	20
36S ^{1,3}	4	3 Φ Y	3	Transformer Rated	20
36A ^{1,3,4}	4	3 Φ Y	2½	Transformer Rated	20
45S ^{2,3}	3,4,5	1 Φ , 2 Φ , Network, 3 Φ Y or Δ	2	Transformer Rated	20
45A ^{2,3}	3,4,5	1 Φ , 2 Φ , Network, 3 Φ Y or Δ	2	Transformer Rated	20
56S ⁵	3,4,5	1F, 2F, Network, 3F Y or Δ	2	Transformer Rated	20

1 Form 36S replaces 6S

2 Form 45S replaces Form 5S and may also be used in 4-wire circuits

3 These forms are the traditional 2 and 2½ element solutions for metering 4-wire circuits in the United States. 2 and 2½ element meters in 4-wire circuits do not produce a Blondel solution, and may lead to systematic errors when voltage imbalance occurs.

4 Identical to Form 46A

5 Form 56S replaces Form 26S

Fitzall® Operation

The Fitzall feature allows users to meter a wide variety of electric service with only 2 basic meter types. A basic form 9S (or 10A or 48A) meter is used for transformer-rated applications, and form 16S (or 16A) is used for self-contained applications. By using the MeterMate™ software to convert the meter for a different service type and providing an appropriately wired socket, any service can be metered. For more information on the Fitzall feature, refer to the Fitzall User Guide.

Timebase

The standard meter keeps time from the line frequency. A special version is available with a high precision crystal oscillator for use where line frequency does not provide adequate stability for line-based time keeping. Choices of these variants must be made when ordering meters.

Hardware Options

Each feature described in this section is a hardware option that can be added to the meter. Option boards are generally not interchangeable between the kV and kV2c meters, but may be interchangeable between a kV2 and kV2c meter. The internal modem and RSX boards, however, may be used in any of the three meter types. No other common usage is permitted. The kV2c with enhanced power supply does not support the internal modem and RSX communications boards.

AMI Interface

The meter has an interface that can be used with various AMR modules. Power and data signals allow an AMR device to operate and retrieve metering data through this interface. The interface scheme must be configured to match the installed AMR device requirement. See *AMI Modules* on page 56 for more information and a list of supported AMR modules. Use of unlisted AMR/AMI modules shall result in voided warranty as Aclara can no longer guarantee the safety and integrity of the product.

Battery Port

The kV2c meter offers a cover battery port enabling changing of the meter TOU battery without removing the meter cover. This battery is used for time keeping during power outages. Covers with battery ports may be ordered with the meter or retrofitted in the field.

Communications Option Boards

Two communications options boards are offered for the kV2c. One is an internal 2400 baud telephone modem circuit board (type T-2). The second is the RSX board (type RSX-2), which is used to connect the meter to an external modem via a RS-232 interface or to provide for data connection to a RS-485 system. Either the internal modem or RSX board may be installed but not both at the same time. These communications options may be ordered with the meter or installed in the field. For more information on the internal modem or the RSX board, please contact your Aclara representative.

NOTE Communication option boards are not supported on the kV2c with Enhanced Power Supply (EPS). Communication with EPS is restricted to AMI vendor options.

Input / Output Option Boards

Two types of I/O option boards are available for the kV2c meter. The Simple I/O board (type S I/O-1) provides two form C outputs: one form A output and one real time pricing input to the meter. The outputs are programmable to provide a variety of functions including energy pulses, alerts, or End of Interval indication.

The Multiple I/O board (type M I/O-1) provides two form C outputs (with a common K connection); six form A outputs (with one common connection); one real time pricing input; and four pulse inputs to the meter that may be used as either 3 wire (form C) or 2 wire (form A) inputs. Pulse inputs are used as data inputs to the meter. Processing of this data is very flexible including most processes used for internal measurements and totalization. Either of the I/O boards may be installed but not both at the same time. These options may be ordered with the meter or installed in the field.

Output Pulse

When this document refers to Form A pulse initiator outputs, it is technically referring to two-wire, bi-stable outputs. Every contact change of state represents the programmed value of Wh/VArh/Qh/VAh.

A traditional Form A output represents a normally open, momentary closure type of output where one cycle (where the contact state changes from open to closed and back to open again) represented the desired output value.

Most modern solid state metering products, including the kV2c meter, have adopted the revised definition of Form A outputs where each change of contact state (from open to closed or from closed to open) represents the desired output value. Similarly, every change of state is counted as a pulse for the external inputs (A or C).

Metering Modes

The kV2c meter is capable of four different metering modes: demand, demand load profile, Time of Use (TOU), and Time of Use load profile. Aside from the softswitches required to enable load profile and TOU metering, changing metering modes does not require the installation of any additional hardware.

Demand

- Demand is the most basic mode of operation. It does not require a battery. The basic meter in demand mode provides the following:
- Energy measurement (5 quantities)
- Demand (5 quantities: block, or rolling demand, maximum, cumulative, and continuously cumulative displays) - Alternatively, 5 thermal demand measures are available.
- Coincident values at the time of maximum demand (2 quantities per demand)
- Fundamental only and fundamental plus harmonics measurements (available simultaneously)
- Bi-directional energy measurements
- Self-monitoring of meter operation for 7 meter error conditions and 5 meter caution conditions.
- Site Genie[®] site analysis information including 8 installation diagnostics
- Power Guard System - Power Quality information - many useful measurements
- Alternate display scroll
- Test mode to test meter operation and site characteristics without impacting billing quantities or load profile data.
- I/O board support for pulse outputs, alert outputs, pulse inputs, and real time pricing input
- Programming Seal function for enhanced security
- Security Table of key meter events

Demand Load Profile

Demand load profile provides the same features as the demand operating mode, but adds features based on the time and date. The meter may be configured to record demand intervals or self-reads into the meter memory.

Demand load profile operating mode requires that either an R or X softswitch and configuration via MeterMate software.

Time of Use (TOU)

TOU operation allows the user to specify different rates for different times of the each day of the week, seasons, and holidays. TOU requires a T and either an R or an X softswitch. It also requires configuration of the TOU Schedule via MeterMate software.

TOU Load Profile

The TOU load profile operating mode is the same as demand load profile operation, with the exception that it separates recorded measurements based on the time of day of the energy consumption. TOU load profile requires a T and either an R or and X softswitch. Multiple schedules may be configured for different days of the week, seasons, and holidays

Site Genie System

The Site Genie Monitoring System displays circuit information used by the kV2c meter to determine service type. Diagnostic information and counters are also displayed. The information in the Site Genie display scroll can be used to help determine why an installation error or diagnostic error has occurred. Voltages and currents displayed in the Site Genie mode are fundamental frequency only measurements. The Site Genie display scrolls through 26 display screens (grouped as follows):

- Service type
- Voltage phase angles, A, B, C
- Voltages, A, B, C
- Current phase angles A, B, C
- Currents, A, B, C
- Power factor (kW/kVA)
- Distortion Power Factor
- Diagnostic counters 1-8

Power Guard System

The Power Guard system provides measurements for monitoring and evaluating power quality and system characteristics. Many quantities are available for meter display and table reading via local or remote communication. Some quantities can be defined by the user and some definitions may require softswitches to access these measures.

- Line frequency
- Phase sequence-ABC or CBA
- Phase voltages: fundamental or fundamental plus harmonics-RMS
- Phase voltage phase angles (display or table reading only)
- Phase currents: fundamental or fundamental plus harmonics-RMS
- Phase current phase angles (display or table reading only)
- Neutral current
- Power-Active, per phase (fundamental or fundamental plus harmonics)
- Power-Reactive, per phase (fundamental or fundamental plus harmonics)
- Apparent power (kVA) per phase
- Power factor (user defined)
- Displacement power factor (fundamental frequency)
- Outage counter
- Date and time of last outage (TOU and demand load profile)
- Cumulative power outage time (TOU and demand load profile)
- Site Genie diagnostics
- Distortion diagnostic with counter (user defined)
- High neutral current diagnostic with counter
- Over voltage / under voltage diagnostic with counter
- Distortion kVA per phase
- Distortion Power Factor (DPF)-Total and per phase
- Total Harmonic Distortion (THD) per voltage phase or current phase
- Total demand distortion per phase

The following conditions are monitored for control of alert outputs.

- Low power factor alert (user defined)
- High demand alert (user defined)
- Diagnostics 1-8
- Meter cautions
- Demand overload
- End-Of-Interval alert
- Time-of-Use (TOU) rate alert
- Real time pricing alert

On-Site Features

The kV2c meter provides several tools for field personnel to use when at the site of a meter installation:

- Nameplate and label information
- Alphanumeric display with key annunciators
- Ability to change the display mode between Normal, Alternate, Site Genie, and Test
- Site Genie mode with information on the installation voltages, currents, phase angles, and several installation diagnostic functions
- Allows software changes and feature additions to be completed in the field
- Provides a disk analog representation on the display, as well as a test mode for field calibration testing without impacting billing data
- Ability to perform a self-test of meter operation

Theory of Operation

This section contains the general circuit configuration of the kV2c meter. The theory of operation of the kV2c meter is described in the following sections. Revenue Guard Plus option is only available for the kV2c+ meter.

Sensing Devices

Voltages are sensed by three separate high impedance resistive voltage dividers. Currents are sensed by up to three separate Current Transformers, each feeding to the current signal sampling circuit. The sensors provide scaled signals to the Data Acquisition Platform (DAP) chip.

Data Acquisition

The Data Acquisition Platform (DAP) chip contains six independent, fully integrated analog to digital converters, one for each current and voltage signal. The converters are continuous time, delta-sigma analog to digital converters digitizing each signal 1.68 million times per second. Each input signal has a dedicated converter; multiplexing is not used. The converter over sampling rate of 512 provides approximately 3280 complete sets of decimated samples per second. For a full three element meter, 6 sets of 16-bit samples are processed, providing more than 54 decimated sample sets per line cycle.

Microcomputer

The microcomputer is a 32-bit expandable single chip microcomputer. It receives 16 bit data samples from the DAP chip. The microcomputer provides all data processing functions, including sample processing and digital filtering, accumulations, products, and calculation of advanced quantities. It does time keeping and provides all register and display functions of the meter. It uses non-volatile memories on the circuit board for storage of metered data and program parameters. It communicates through the OPTOCOM port for reading and programming.

Nonvolatile Memory

The kV2c meter is equipped with two nonvolatile memory devices. All data values and program parameters are stored in semiconductor nonvolatile memory; battery is not required for data storage. EEPROM memory stores programmed operating parameters and meter data. Flash memory is used for special program provisions and memory intensive data requirements. Meter data quantities are updated at each power fail event. Stored data is constantly checked to prevent errors.

Power Supply

The kV2c meter is powered from the A phase voltage line. It has solid-state switching power supply, and is available in three voltage ranges. Please see Operating Range and Ratings on page 14 for details.

It is important not to exceed:

- 528 Vrms (L-N) for the standard (120-480 V) version,
- 132 Vrms (L-N) for the low voltage (57-120 V) version
- 382 Vrms (L-N) for the high voltage (600V) version on the power supply voltage input terminals
- 576 Vrms on the power supply voltage input terminals for the 120-480 Vrms supply.

TOU Battery

A standard 3.6 V, half-size AA, lithium battery maintains the meter clock when the meter is programmed as a TOU meter or demand meter with load profile recorder. All billing and programming information is stored in non-volatile memory, the battery is primarily used for maintaining date and time information during a power outage. Under normal conditions, the battery should provide more than 1 year of service during outage conditions (time on battery backup), and more than 10 years of service during storage conditions, or when properly installed in an energized meter.

NOTE A battery is not required for meters with 4.11 and later firmware versions.

Option Boards

The basic meter provides connections, signals, and power for one or two other snap in option boards. One is a communications board that uses either 2400 baud telephone modem or RS-232 or RS-485 standard communications. The second is a pulse Input/Output interface board. It is available as either a Simple I/O or Multiple I/O version.

ANEXO 8
Calculo de VAN y TIR

Año	Año	Egresos	Ingresos	Flujo Neto
2015	0	1,427,985.23		-1,427,985.23
2016	1	1,427,985.23		-1,427,985.23
2017	2	2,251,468.63		-2,251,468.63
2018	3	2,251,468.63	134046.33	-2,117,422.30
2019	4		697134.49	697,134.49
2020	5		697134.49	697,134.49
2021	6	5,344,210.12	697134.49	-4,647,075.63
2022	7	5,344,210.12	3,178,796.71	-2,165,413.40
2023	8	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2024	9	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2025	10	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2026	11	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2027	12	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2028	13	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2029	14	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2030	15	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2031	16	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2032	17	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2033	18	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2034	19	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2035	20	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71
2036	21	149,850.00	3,178,796.71	3,028,946.71

VAN	3,601,602.08
TIR	12.8%

Ingresos (año)	Monto (S./)
lecturas	304,839.24
Cortes y Reconexiones	517,140.00
Costo de Energia Fuera de Servicio	59,182.03
Lectura AP	129,492.00
Reduccion nivel de perdidas	556,087.47
Reduccion CO de gestion de Perdidas	590,480.00
Energia no suministrada	446,211.95
compensacion por mala calidad de suminis	24,650.96
Medicion de Cargabilidad	80,115.00
Lecturas Erradas	51,708.00
valoracion de proyecto	180,473.28
Inversión reconocida	238,416.78
Total Ingresos	3,178,796.71

Egresos (año)	Monto (S./)
Primera Etapa	2,855,970.45
Segunda Etapa	4,502,937.26
Tercera Etapa	10,688,420.24
Total Egresos	18,047,327.95

Inversión reconocido en el VAD	3,576,251.76
---------------------------------------	---------------------