



**TOMO II
CARGOS ADICIONALES**

**7.1. ESTUDIO DE PROYECTOS DE
INNOVACIÓN TECNOLÓGICA Y/O EFICIENCIA
ENERGÉTICA**

**7.2. ESTUDIO DE PLAN DE REEMPLAZO
GRADUAL A SISTEMAS DE MEDICIÓN
INTELIGENTE**

**7.3. ESTUDIO DE PROYECTO DE MEJORA DE
CALIDAD DE SUMINISTRO**

PERIODO TARIFARIO 2019 - 2023

Pucallpa, 01 de marzo de 2019



7.1 ESTUDIOS DE PROYECTOS DE INNOVACIÓN TECNOLÓGICA Y/O EFICIENCIA ENERGÉTICA

(CUARTO INFORME)

IMPLEMENTACIÓN DE PROYECTO PILOTO DEL
SISTEMA DE TELEGESTIÓN PARA
TECNOLOGÍA LED DE ALUMBRADO PÚBLICO
(AP)

ELECTRO UCAYALI

FEBRERO - 2019



ÍNDICE

1.	Título del Proyecto:	3
2.	Resumen del Proyecto:	3
3.	Objetivo del Proyecto:	3
4.	Ubicación:	3
5.	Evaluación de las Tecnologías de Telegestión.....	5
6.	Antecedente de del Sistema de Comunicación RPMA.....	6
7.	Descripción del Sistema de Telegestión:	6
7.1.	Arquitectura:	6
7.2.	Compartición de la Plataforma de Comunicación	8
8.	Alcance de Implementación:.....	8
9.	Elementos de la tecnología:.....	10
9.1.	Equipo de AP LED	10
9.2.	Tarjeta de Telegestión:	13
9.3.	Access Point (Concentrador de datos):	13
10.	Antecedentes de Aplicación:	14
11.	Ventajas Obtenibles.....	15
12.	Costos de Implementación:	16
13.	Ahorros de Energía:	16
14.	Calculo de la Rentabilidad VAN y TIR:	16
15.	Programa de Ejecución:	18
16.	Beneficios:	18
17.	Conclusiones:	18

MEMORIA TÉCNICA

1. Título del Proyecto:

Implementación de proyecto piloto del sistema de tele gestión para Tecnología LED de Alumbrado Público (AP).

2. Resumen del Proyecto:

El presente proyecto piloto de innovación tecnológica, propone implementar un Sistema de Tele gestión para tecnologías LED de Alumbrado Público en el centro histórico de la ciudad de Pucallpa, dicho proyecto considera:

- La implementación de 366 Equipos LED de Alumbrado Público.
- La implementación de 366 tarjetas de telegestión para los equipos de Alumbrado público LED.
- El uso de un (01) concentrador a implementarse como parte del proyecto SMI, para por su intermedio comunicar los Equipos LED con el Centro de Control, así como también el sistema de comunicaciones basado en tecnología RPMA.

3. Objetivo del Proyecto:

El objetivo principal del presente proyecto es implementar, en la zona de concesión de Electro Ucayali S.A., un piloto de la tecnología de telegestión LED, implementada en otros países y cuya eficiencia ha sido comprobada. Asimismo, los objetivos secundarios son:

- Optimizar la eficiencia del nivel de consumo del Alumbrado Público (AP).
- Alcanzar mayor disponibilidad de la operatividad de las lámparas de AP.
- Reducción en el costo de Operación y Mantenimiento del equipo de AP.

La implementación del presente proyecto permitirá realizar un análisis de viabilidad técnica y financiera del proyecto, al evaluar los beneficios de cambiar el sistema de iluminación actual por luminarias LED con telegestión.

4. Ubicación:

El proyecto se encontrará ubicado en el centro histórico de PUCALLPA, implementado sobre las redes de BT de Electro Ucayali S.A. Ver figura 1 y Figura 2.



Figura 1: Área de Implementación del Sistema de Telegestión LED.

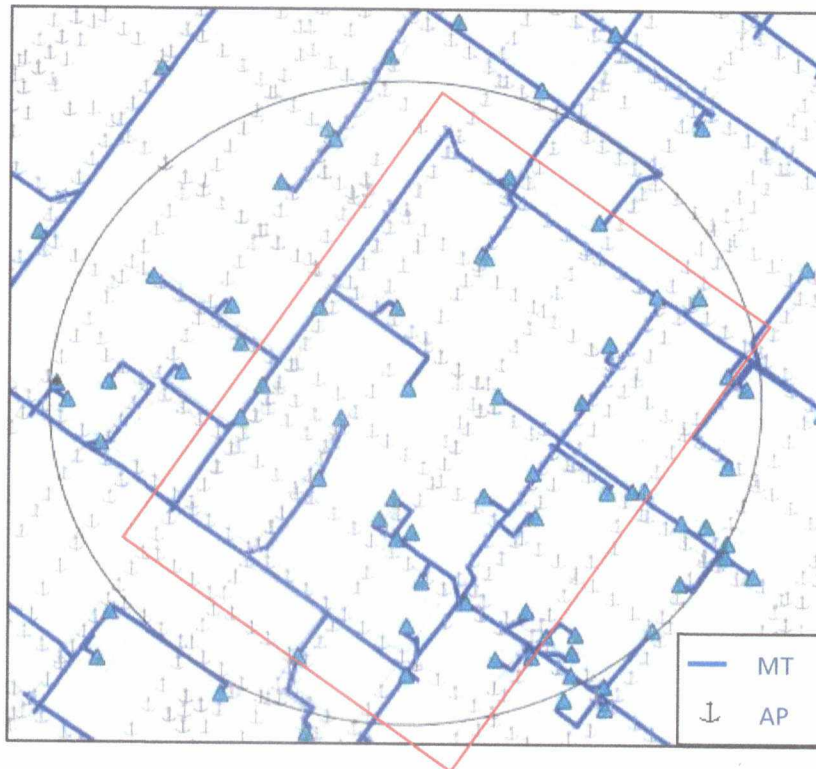


Figura 2: Área de Implementación del Sistema de Telegestión LED.

5. Evaluación de las Tecnologías de Telegestión.

Con el fin de mapear requisitos de aplicaciones y capacidades de redes de comunicación, se analizó los requisitos básicos para siete aplicaciones de Smart City y se comparó con las características de la tecnología de redes más relevantes del mercado actual. Se diseñó un sistema de puntuación basado en qué tan bien cada solución de red cumple con los requisitos de cada aplicación para generar un mapa de calor de las soluciones de red más atractivas para cada aplicación y en general.

Tecnología		Costo Inicial	Costo Continuo	Confiabilidad	Seguridad	Consumo	Latencia	Ancho de banda	Madurez del mercado
Banda estrecha	Sidfox	Muy Bajo	Muy Bajo	Medio-Alto	Medio	Muy bajo	Muy Alto	Muy Bajo	En Desarrollo
	LoRa	Bajo	Bajo	Bajo	Medio	Muy bajo	Alto	Bajo	En Desarrollo
	RPMA	Medio	Bajo-Medio	Medio-Alto	Medio	Muy bajo	Medio-Alto	Bajo	En Desarrollo
Banda Media	PLC	Bajo	Medio	Alto	Alto	Muy bajo	Medio	Bajo	En Desarrollo
	RF Mesh	Muy Bajo	Bajo	Medio-Alto	Medio-Alto	Bajo	Medio	Medio	En Desarrollo
Banda Ancha	3G/4G Celular	Bajo	Medio-Alto	Alto	Alto	Alto	Bajo	Alto	En Desarrollo
	Wifi	Medio-Alto	Muy Bajo	Medio	Bajo-Medio	Medio Alto	Bajo	Alto	En Desarrollo

Las opciones de banda estrecha, incluyen la red propietaria Sigfox, el estándar abierto LoRa WAN y la tecnología de acceso múltiple de fase aleatoria (RPMA).

Las tecnologías de banda estrecha se caracterizan por costos muy bajos y los costos de servicio pueden ser tan bajos como unos pocos dólares al año. Duración de la batería para estas soluciones también son largas: 10 o más años.

Las soluciones **Sigfox**, **LoRa**, **RPMA** y **RF Mesh** aprovechan el espectro sin licencia y sin costo. Sin embargo, la tecnología Sigfox garantiza un ancho de banda Muy Bajo. Respecto al RPMA posee un costo adelantado en los Access Point los cuales llegan a un rango de cobertura de hasta 20 km, pudiendo cubrir gran parte de la ciudad de Pucallpa. La alternativa del PLC es inherentemente más seguro que las opciones de red inalámbrica, esta tecnología requiere de un concentrador por cada Subestación. Finalmente, las opciones de banda ancha

cuestan más que las soluciones de banda estrecha o media y, en muchos casos, brindarán más funciones de las necesarias.

En ese sentido, se precisa que tanto LoRa como RPMA, ofrecen beneficios importantes a nivel de banda no licenciada, así como también permiten tener mayor flexibilidad en la optimización del número de concentradores. En ese sentido, dado que el alcance de la tecnología RPMA (20 km) es superior que LoRa (1 km), se opta por la tecnología RPMA.

6. Antecedente de del Sistema de Comunicación RPMA.

Asimismo, precisar como antecedente que mediante adjudicación del proceso LP-SM-14-2018-ELECTRO UCAYALI-1" IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE", ELECTRO UCAYALI S.A. inició la implementación de un Sistema de Medición Inteligente soportado en tecnología de comunicación de radio frecuencia bajo protocolo RPMA; dicho sistema de comunicación también sería utilizado para la telegestión de Alumbrado Público LED.

7. Descripción del Sistema de Telegestión:

7.1. Arquitectura:

La arquitectura del proyecto, considera una arquitectura de comunicaciones tipo radio frecuencia con telegestión punto a punto:

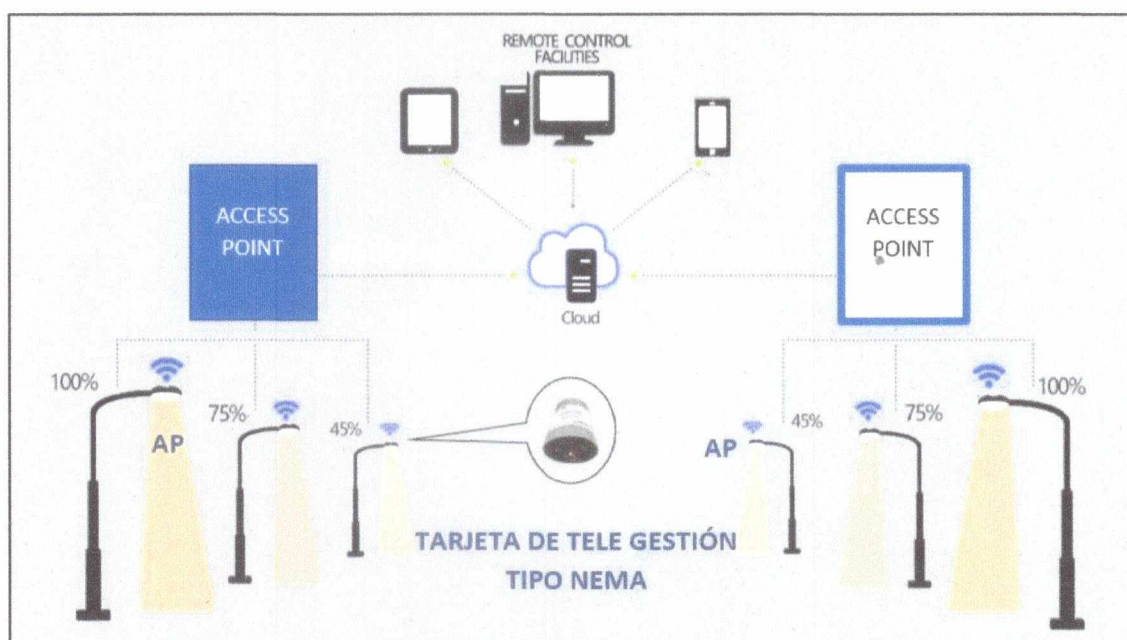


Figura 3: Arquitectura de comunicación del sistema de telegestión de AP.

Comunicación:

El sistema propuesto considera el protocolo de comunicación RPMA, el cual utiliza una banda que no requiere licenciamiento (2,4 GHz), lo que permite generar ahorros en las comunicaciones.

Luminarias LED:

Las luminarias LED se monitorean, controlan y automatizan de forma remota a través de la conectividad inalámbrica RPMA.

El alumbrado público propuesto, proporciona un ahorro de energía de más del 75% con respecto a las soluciones de iluminación tradicionales debido a la combinación de luces LED y control automático, atenuación y alerta habilitados por RPMA.

Conexión de Datos

La conectividad bidireccional entre el equipo de AP LED se realiza mediante protocolo RPMA, el cual, facilita la gestión del alumbrado público. Cuando surgen problemas de mantenimiento, las luminarias envían alertas a través de la red RPMA al centro de control, permitiendo una mejor planificación de eventos, respuesta a emergencias y los planes de ahorro de energía.

Alumbrado Publico

Se proponen lámparas LED de 50W, conforme a la ficha de homologación aprobado por el MEM.

Entre algunas de sus funciones tenemos:

- Control de prendido y apagado del Alumbrado Público.
- Configuración de horarios de prendido y apagado.
- Configuración de parámetros de cada circuito del alumbrado.
- Apagado individual de cada punto de luz.
- Programa para cada punto de luz:
- Aplicación de un horario de encendido y apagado
- Configuración del nivel de iluminación por horarios.
- Medición de parámetros eléctricos por cada lampara.

- Detección de fallas en la red de AP para mejorar la calidad de servicio y mantenimiento.

7.2. Compartición de la Plataforma de Comunicación

El presente proyecto Piloto, considera el aprovechamiento del mismo sistema de comunicaciones que ELECTRO UCAYALI S.A. implementará en su Proyecto Piloto de Medición Inteligente, ello incluye el aprovechamiento de la tecnología de comunicación de radio frecuencia RPMA incluyendo los Access Point (concentradores) del sistema.

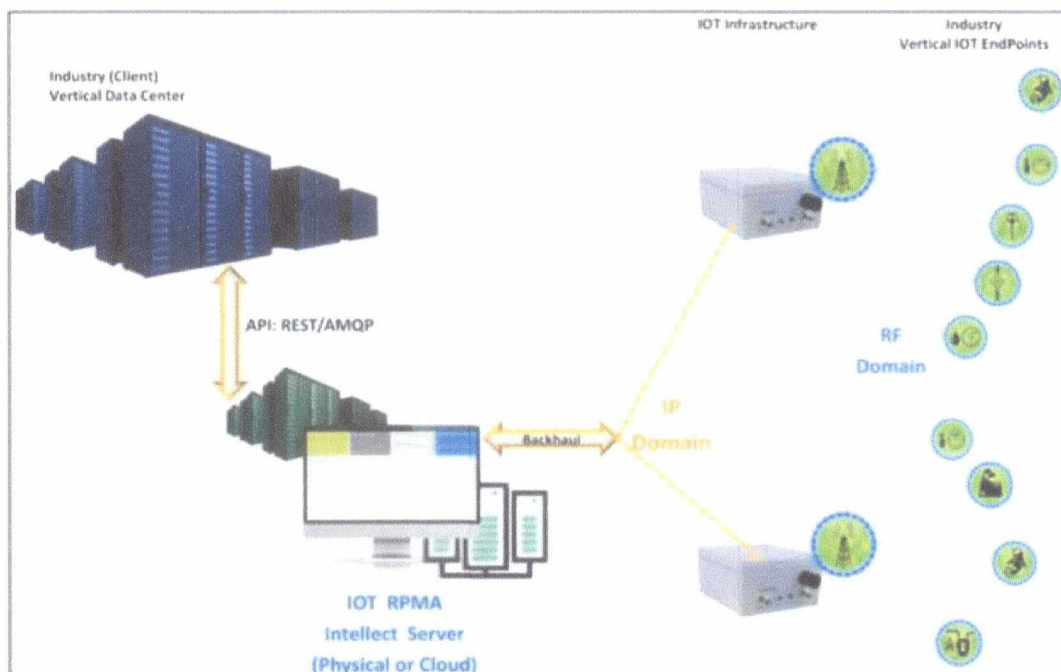


Figura 4: Aprovechamiento Compartido de la Red de Comunicaciones RPMA.

8. Alcance de Implementación:

Se define como área de implementación el centro histórico de la ciudad de Pucallpa, dentro de dicha área se encuentran 40 subestaciones de Distribución y 366 Equipos de Alumbrado Público, los cuales tendrán como punto de enlace el Access Point de la Subestación con cód. VNR 9930037.

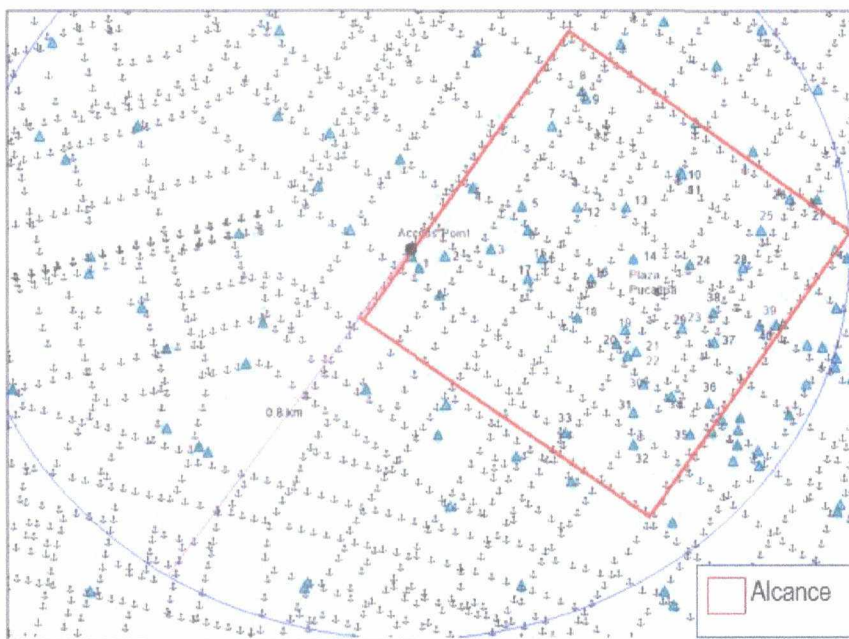


Figura 5: Alcance de Implementación del Primer Piloto

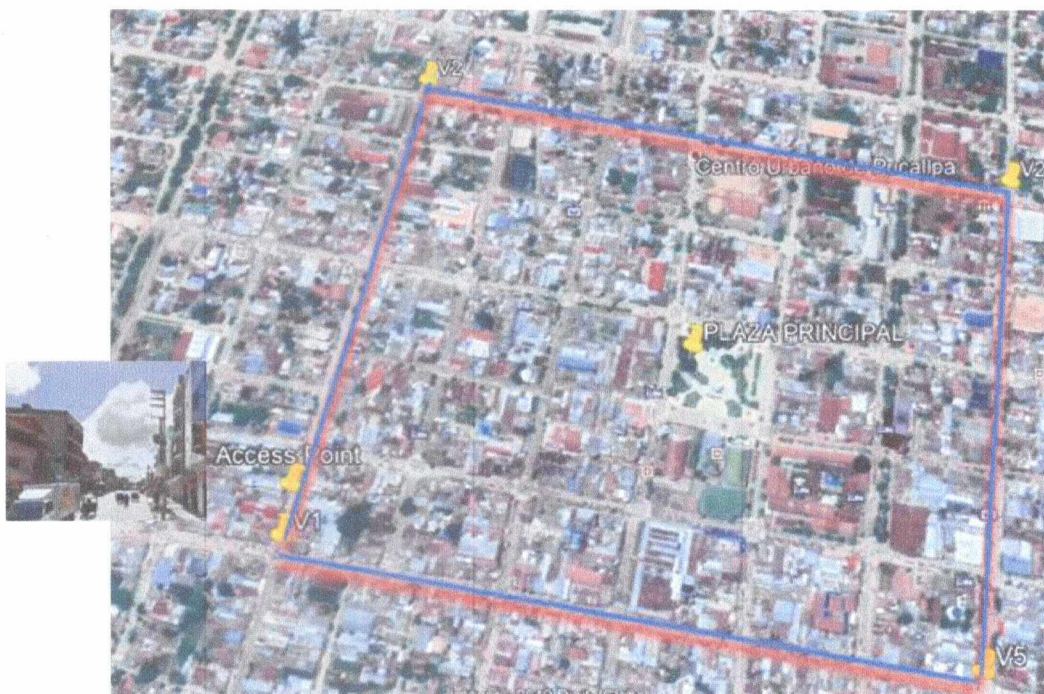


Figura 6: Alcance de Implementación del Primer Piloto

9. Elementos de la tecnología:

9.1. Equipo de AP LED

El equipo de Led que se propone considera las siguientes características técnicas:

CARACTERÍSTICA	ESPECIFICACIÓN	REFERENCIA
Carcasa	Cumplir con lo establecido en la norma de la referencia	Norma ASTM D 3359-17
<p>Será de aleación de aluminio, inyectado a alta presión, fuerte, liviano y resistente a la polución con pintura poliésterica en polvo aplicada electrostáticamente y secado en horno, deberá tener un espesor mínimo de 80 micrones.</p> <p>Se deberá presentar con la propuesta técnica los reportes de las pruebas de envejecimiento acelerado (1,000 horas) y de adherencia de la pintura.</p>		
El Sistema de Fijación será regulable a la pastoral mediante abrazaderas o embone, incluye todos sus accesorios para uso de pastoral desde 1" (33.4 mm) hasta 2" (60,30 mm) de diámetro exterior.	Cumplir con lo establecido en la norma de la referencia	NTP – IEC 605982-3:2014
Tensión de Alimentación (voltios)	Cumplir con lo establecido en la Subregla 2, Regla 020-500 del código de la referencia, además con lo establecido en el numeral 5.1.2 de Tolerancias de la NTCSE.	Código Nacional de Electricidad – Utilización aprobado por Resolución Ministerial N° 037-2006-MEM/DM.
220V +/- 7.5% como mínimo.		y Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos - NTCSE
Frecuencia:	Cumplir con lo establecido en la Regla 020-502 del código de la referencia	Código Nacional de Electricidad – Utilización aprobado por Resolución Ministerial N° 037-2006-MEM/DM,
60 Hertz		
Consumo en Potencia (W)	Cumplir con lo establecido en el numeral 7 de la norma de la referencia	UNE-EN 62722-2-1: 2016
50		Prestaciones de las luminarias LED Parte 2-1
Grado de Protección de la Luminaria (IP)	Cumplir con lo establecido en la Sección 3.6.1 de la norma de la referencia	NTP-IEC 60598-2-3:2014
66 mínimo		LUMINARIAS. Parte 2: Requerimientos particulares. Sección 3: Luminarias para alumbrado público.

Resistencia de Impactos de la luminaria (IK)		UNE-EN 62262:2002
8	Cumplir con lo establecido en toda la norma de la referencia	Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
Vida útil de la luminaria LED		Norma UNE-EN 62722-2-1:2016 Prestaciones de las Luminarias. Parte 2-1: Requisitos particulares para luminarias de LED y LM 80, TM21
≥ 100000 h L70 B10	Cumplir con lo establecido en las Secciones 10.1 y 10.2 de la norma de la referencia	
Eficacia Luminosa de la Luminaria		Norma UNE-EN 62722-2-1:2016 Prestaciones de las Luminarias. Parte 2-1: Requisitos particulares para luminarias de LED.
≥ 110 lm/w, incluido los equipos auxiliares	Cumplir con lo establecido en el Numeral 8.3 de la norma de la referencia	
Temperatura de funcionamiento		IEC 62717:2014+AMD1 2015 CSV LED modules for general lighting – Performance requirements
$\leq -20^{\circ}\text{C} \text{ -- } +40^{\circ}\text{C} \leq$	Cumplir con lo establecido en la Sección 10.3.2.2.1 de la norma de la referencia	
Factor de Potencia		IEC 62717:2014+AMD1 2015 CSV LED modules for general lighting – Performance requirements
≥ 0.90	Cumplir con lo establecido en la Sección 7.2 de la norma de la referencia	
Temperatura de color (K)		ANSI C78.377 A Specifications for the Chromaticity of Solid State Lighting Products
4000K +/- 275	Cumplir con lo establecido en la Sección 4 de la norma de la referencia	
Índice de reproducción cromática		Norma UNE-EN 62722-2-1:2016 Prestaciones de las Luminarias. Parte 2-1: Requisitos particulares para luminarias de LED o IESNA LM-79
IRC ≥ 70	Cumplir con lo establecido en el Numeral 9.3 de la norma de la referencia	
Módulo de protección contra picos de sobretensión		ANSI C62.41- Recommended Practice for Surge Voltages in Low-Voltage AC Power Circuits o IEC 61643
Mínimo 10KV, 5KA	Cumplir con lo establecido en la norma de la referencia	

Temperatura ambiente asignada máxima (ta)	Según norma de la referencia	Cumplir con lo establecido IEC 60598, Temperatura asignada a una luminaria por su fabricante, para indicar la temperatura constante más elevada a que puede funcionar en condiciones normales. Esto no descarta un funcionamiento momentáneo a una temperatura no superior a 10°C.
$\geq 40\text{ }^{\circ}\text{C}$		
Distorsión de Armónicos en corriente	Cumplir con lo establecido en la norma de la referencia	IEC 61000-3-3:2013
$\leq 20\%$		<i>Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-3: Limits - Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current $\leq 16\text{ A}$ per phase and not subject to conditional connection</i>
Parámetros Requeridos al 100% de Operatividad	Datos de simulación de acuerdo a la norma de la referencia	Deberá presentar el estudio fotométrico demostrando que cumple con los niveles de iluminación requeridos por la Norma Técnica Peruana DGE Alumbrado de Vías Públicas en Zonas de Concesión de Distribución para una vía tipo 3
Iluminancia Media Emed: Mínimo 10 lux.		
Uniformidad media de la luminaria ≥ 0.35 .		
Luminancia Media mínima 0.5 cd/m ² y máximo 1.0 cd/m ² .		
Datos para Simulación:	De acuerdo a la norma de la referencia	Norma Técnica Peruana DGE Alumbrado de Vías Públicas en Zonas de Concesión de Distribución para una vía tipo 3
Instalación unilateral al lado izquierdo del flujo vehicular.		
Vano promedio: 30 m.		
Ancho de vía: 05 A 07 m.		
Revestimiento oscuro: (R3007).		
Número de carriles: 2 vías de doble sentido de circulación.		
Altura de montaje: 07 A 09 m.		

El valor del factor de mantenimiento es 0.8.		
Overhang (retranqueo): 1.0 metros.		
Angulo de inclinación del Pastoral: 5°.		

9.2. Tarjeta de Telegestión:

CARACTERÍSTICA	ESPECIFICACIÓN	REFERENCIA
Preparado para sistemas de telegestión o control a distancia sistema "plug & play", a través de un conector tipo NEMA socket de siete (07) pines	Según norma de la referencia	La luminaria deberá venir preparada para poder instalar un sistema de telegestión. Este sistema de conexión de telegestión debe ser sobre la base de un sistema "plug & play", a través de un conector tipo NEMA socket de siete pines, <u>según ANSI C136.41</u> estándar, de manera que, desde fuera, sin abrir la luminaria, para no afectar su hermeticidad y comprometer la garantía del fabricante y así se pueda conectar el sistema de telegestión a instalar en un futuro

9.3. Access Point (Concentrador de datos):

N°	DESCRIPCIÓN
1	Cantidad de medidores o end points por cada punto de acceso mayor a 10,000
2	Arquitectura del tipo Punto - Multipunto
3	Empleo de frecuencia no licenciada para la comunicación hacia los medidores
4	Sensibilidad del Receptor del punto de acceso (AP), mínimo 140 dBm.
5	Registro inmediato y automático de los medidores en la red de comunicaciones

6	En el sistema de comunicaciones deberá soportar información no solo de medición, sino también de otros dispositivos para la gestión operativa
7	El punto de acceso (AP) deberá poder comunicarse con medidores y dispositivos en lugares de difícil acceso, tales como instalaciones subterráneas.
8	El backhaul del sistema de comunicaciones podrá emplear otros como celular, Radio punto a punto, fibra óptica, etc.
9	Cumplimiento de norma IEEE 802.15.4K
10	Soporte NERC CIP 002-009
11	Soporta autenticación de mensajes AES 128 based CMAC
12	Alimentación 48VDC
13	El punto de acceso será redundante

10. Antecedentes de Aplicación:

Se presenta en este informe el caso de éxito del proyecto N.V. Elmar, implementado en la Isla de Aruba; dicho proyecto consideró en primera instancia la implementación de un sistema de medición inteligente a partir de un sistema de radio frecuencia RPMA, luego de verificado la robustez de la solución, en segunda instancia implementaron el sistema de telegestión LED.

El proyecto N.V. Elmar se inició con la implementación de un proyecto de red inteligente. La red Smart buscaba mejorar los procesos de distribución de electricidad y proporcionar a los clientes mayor información, que darían como resultado un uso más eficiente de la energía y de los servicios. La implementación inicial de la red Smart de N.V. Elmar se diseñó para medidores eléctricos inteligentes, sin embargo, un objetivo del proyecto fue asegurar la capacidad de la solución para escalar a aplicaciones adicionales. Bajo dicho contexto se analizó el costo, la longevidad de la red, la cobertura y la confiabilidad de la infraestructura de comunicaciones.

En ese sentido, N.V. Elmar seleccionó la solución de red inteligente soportado en la tecnología RPMA (Random Phase Multiple Access). El lanzamiento del proyecto se inició en el periodo 2013, con 50 medidores inteligentes. Sin embargo, posteriormente luego de evaluar la robustez, escalabilidad y seguridad de la red, concluyeron en la posibilidad de expandir el uso de la red RPMA, sin una inversión de red adicional; bajo dicho enfoque, N.V. Elmar comenzó a implementar una gran cantidad de aplicaciones adicionales.

A fines de 2014, la empresa de servicios públicos agregó Alumbrado Público LED inteligente a la red RPMA, con un total de más de 4,000 luminarias. El alumbrado público fue suministrado por Ingenu, e integró la tecnología RPMA a la solución de alumbrado público NXT Luminaire. LRL ha suministrado desde entonces más de 1,800 luminarias a N.V. Elmar, lo que permite controlar y monitorear el alumbrado público utilizando la misma red que otros dispositivos de redes inteligentes, reduciendo los costos de energía y mantenimiento. N.V Elmar tiene ahora más de 50,000 dispositivos de equipos inteligentes en operación en todo el país insular.



Figura 7: Alcance de Implementación del Primer Piloto

11. Ventajas Obtenibles

Las ventajas obtenibles de la tecnología RPMA son:

- Mayor cobertura: RPMA permite tener mayor alcance en las comunicaciones inalámbricas, alrededor de 20 km, garantizando una cobertura de área amplia con una arquitectura simple.
- Aprovechamiento de red: un solo Access Point de la red RPMA puede brindar cobertura a decenas de dispositivos de punto final.

- Seguro por diseño: La red RPMA proporciona seguridad por diseño con un conjunto completo de garantías de seguridad basadas en algoritmos aprobados por el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST).
- Flexibilidad: Permite optimizar la cantidad de concentradores.

12. Costos de Implementación:

Conforme a lo expuesto el proyecto piloto comprende la implementación de un sistema de Telegestión de AP mediante la implementación de 366 Tarjetas de Telegestión y sus equipos de iluminación LED para AP en el centro histórico de Pucallpa.

12.1. CAPEX:

Suministro	COSTO DE INVERSIÓN (RF RPMA) USD SIN IGV			
	Und.	Cantidad	Prec. Unit. (USD) (*)	Sub-Total (USD.)
Tarjeta de Telegestión	Pza	366.00	124.36	45,515.76
Access Point	Pza	1.00	0.00	0.00
Lámpara de 50W LED + Instalación	Pza	366.00	189.00	69,174.00

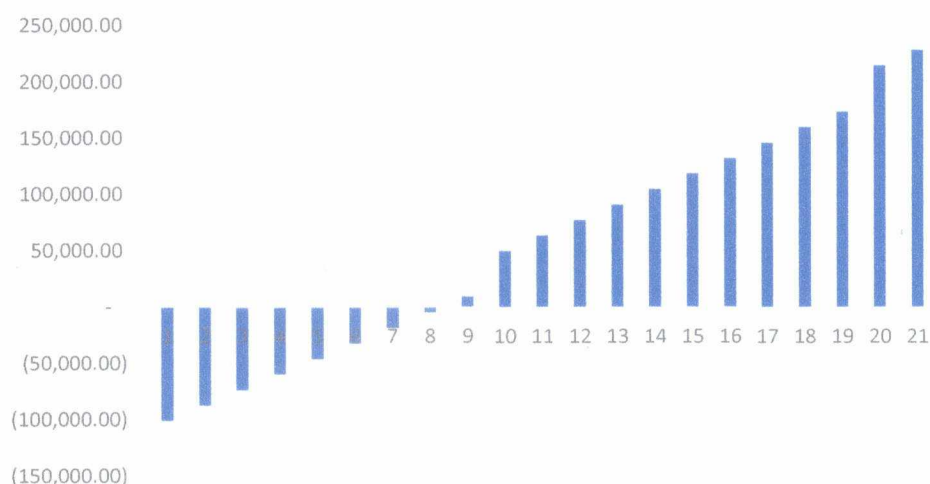
1. Ahorros de Energía:

Se verifica un ahorro total de 56,107.80 kWh al año (Ver Anexo 1), luego de implementado los equipos de iluminación a nivel empresa, dicho ahorro se presentaría a partir del año 2 y considera los ahorros del consumo por reducción de potencia de la lámpara y por optimización del 25% del consumo en la modulación de la iluminación. El Piloto propuesto considera la implementación de 366 Equipos de Iluminación LED, proyectándose un ahorro total de estimado de 168,323.40 KWh en el periodo de regulación (4años).

2. Calculo de la Rentabilidad VAN y TIR:

De acuerdo al alcance y costos utilizados en la evaluación, los indicadores de rentabilidad del piloto son mostrados en detalle en el Anexo 1, como resumen, estos son:

Rentabilidad S/



TIR	12%
VNA	760.20

Es importante precisar que el cálculo de rentabilidad se realiza sobre la estimación de ahorros relevantes comparando la tecnología LED con la tecnología convencional de lámparas de vapor de sodio. Se precisa que los cálculos de los ahorros son obtenidos tomando como referencia los costos comparativos de ambas tecnologías, como son: Consumo de energía y potencia, pérdidas, costos de mantenimiento y costos por reemplazo.

Id	Actividad	USD
1	Implementación Sistema de Tele gestión LED	-45,515.76
2	Implementación Equipos de AP LED	-69,174.00
3	Ahorros por Pérdida de Energía -año (S/.)	10,032.18
4	Ahorro del Consumo KWh-AÑO	41,565.78
5	Ahorro por Mantenimiento, Inspección y Limpieza Luminaria	60,889.25
	Ahorro por reemplazo de Equipos AP	11,397.18
6	Inspección y Limpieza Concentrador	-13,838.47
7	Ahorro por consumo KW -año	5,404.04
	TOTAL	760.20



3. Programa de Ejecución:

Se propone el siguiente cronograma de implementaciones:

CANTIDAD						
Zona	Und.		AÑO1	AÑO2	AÑO3	AÑO4
CENTRO HISTÓRICO DE PUCALLPA	CANT			366		
COSTO USD						
Zona	Und.	COSTO TOTAL	AÑO1	AÑO2	AÑO3	AÑO4
CENTRO HISTÓRICO DE PUCALLPA	USD	114,689.76		114,689.76		
Total	USD	114,689.76	-	114,689.76	-	-

4. Beneficios:

El presente proyecto tiene como principal beneficio el de mejorar la eficiencia energética de Electro Ucayali S.A., acorde a lo referido en la Res. 225-2017 OS/CD. A continuación, se presentan la energía que se estima ahorrar en el periodo 2019-2023, la cual asciende a 168,323.40 kWh.

Actividad	Und.	Cantidad		
AHORRO EN GENERACIÓN-Año	kWh	56,107.80		
AHORRO DE ENERGÍA EN EL PERIODO 2019-2023 kWh				
AÑO1	AÑO2	AÑO3	AÑO4	TOTAL
0	56,107.80	56,107.80	56,107.80	168,323.40

5. Conclusiones:

- El presente proyecto piloto de innovación tecnológica, propone implementar un Sistema de Tele gestión para tecnologías LED de Alumbrado Público en el centro histórico de la ciudad de Pucallpa, dicho proyecto considera: La implementación de 366 Equipos LED de Alumbrado Público y la implementación de 366 tarjetas de telegestión para los equipos de Alumbrado público LED.
- Se analizó los requisitos básicos para siete aplicaciones de Smart City y se comparó con las características de la tecnología de redes más relevantes del mercado actual. Se diseñó un sistema de puntuación basado en qué tan bien cada solución de red cumple con los

requisitos de cada aplicación para generar un mapa de calor de las soluciones de red más atractivas para cada aplicación y en general.

- El análisis financiero del proyecto, permite verificar una tasa interna de retorno del 12% y un valor actual neto de S/. 760.20.
- Se verifica que el proyecto propuesto cumple con los requerimientos exigidos por Osinergmin en la Res. 225-2018 OS/CD. Asimismo, a fin de cumplir con la exigencia de no redundancia de tecnología de la norma citada se recomienda a ELUC, que no se considere tecnología de lámparas LED en el Sistema Eléctrico Modelo del Estudio de costo del VAD.
- Se estima la rentabilidad del estudio, considerando los ahorros obtenidos luego de comparar la tecnología LED y la tecnología convencional, verificándose que la tecnología LED es más eficiente, verificándose reducciones importantes en los costos de: Consumo de energía y potencia, pérdidas, costos de mantenimiento y costos por reemplazo.
- Producto la implementación del proyecto LED, se estima ahorrar en el periodo 2019-2023, una energía ascendente a 168,323.40 kWh.

7.1 ESTUDIOS DE PROYECTOS DE INNOVACIÓN TECNOLÓGICA Y/O EFICIENCIA ENERGÉTICA

IMPLEMENTACIÓN DE TECNOLOGÍAS SMART
GRID EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ELUC

ELECTRO UCAYALI

FEBRERO-2019



ÍNDICE

1. Título del Proyecto	3
2. Descripción del Proyecto	3
3. Situación Actual:	4
4. Antecedentes de la Aplicación	7
4.1. Enel Perú: Aplicación Smartgrid - Telemando a nivel de la red primaria MT.....	8
4.2. Edeq -EMP Colombia: Automatización de la Red de Distribución (AD)	10
4.3. Caso Bluebonnet Electric Cooperative EEUU: Uso de Scada y FLISR.....	11
4.4. Caso Da Nang Power Company Vietnam: Uso de Scada y FLISR	12
5. Tecnologías Smart Grid en Distribución a Implementar en ELUC	14
5.1. Software:.....	14
5.2. Hardware:	16
5.2.1. Reconectores para Redes Inteligentes:.....	16
6. Ubicación, Alcance y Tecnología de Implementación:	19
6.1. Automatización de reconectores con tecnología Smart:.....	19
6.2. Automatización de regulación de tensión:.....	20
7. Ventajas Obtenibles:	21
8. Costos de Implementación:.....	22
9. Costos de Operación y Mantenimiento:.....	22
10. Cálculo de la Rentabilidad	23
11. Programa de Ejecución	25
12. Estimación de Beneficios	25
13. Anexos	26



MEMORIA DESCRIPTIVA

1. Título del Proyecto

Implementación de tecnologías Smart Grid en las Redes de Distribución de Electro Ucayali.

2. Descripción del Proyecto

Este proyecto busca aplicar tecnologías SmartGrid para monitorear parámetros eléctricos de las redes de media tensión en tiempo real y permitir controlar y tomar decisiones sobre las mismas con el objetivo de mejorar la confiabilidad de los sistemas eléctricos de Electro Ucayali S.A.

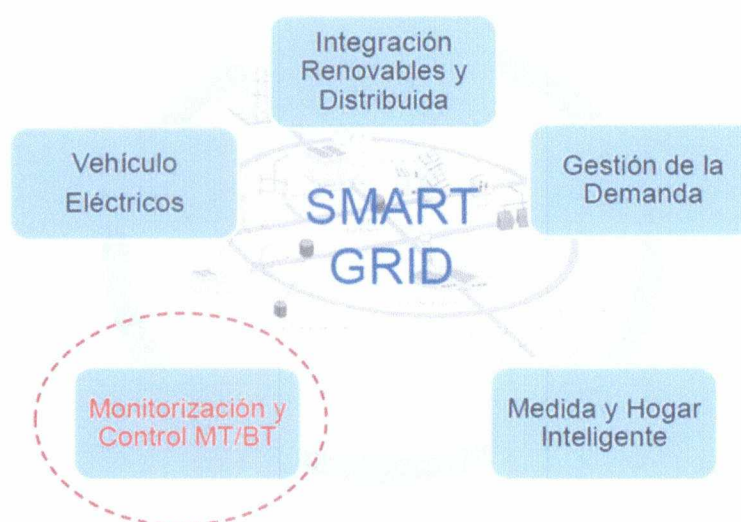
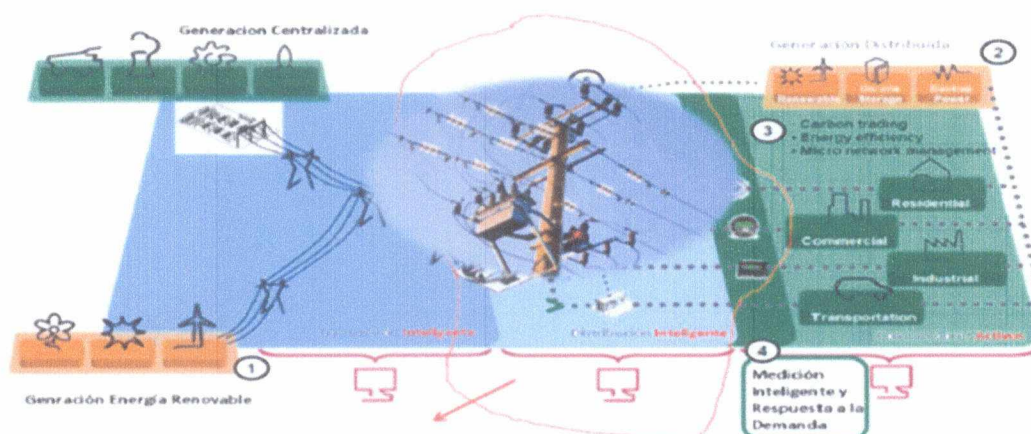


Figura 1: Aspectos importantes donde el SMART GRID pueda mejorar

La propuesta busca impulsar e implementar automatizaciones en la red de distribución eléctrica a través de la instalación e integración de equipos reconectores y reguladores de tensión en distribución bajo carga, al sistema SCADA, mediante equipos de comunicación y software de monitoreo.



- **1era Etapa: Solucionar problemática de Interrupciones Automatizando la Distribución de energía eléctrica.**

Figura 2: Primera Etapa, Solucionar la problemática de interrupciones Automatizando la Distribución de energía eléctrica

Con esto se busca de minimizar las interrupciones del servicio, incidiendo con mayor preponderancia en el indicador SAIDI, empleando nuevas tecnologías que puedan adquirir datos, ejecutar algoritmos de soporte a la decisión, advertir o limitar interrupciones, monitorear el flujo de energía y restaurar el servicio rápidamente.

3. Situación Actual:

A continuación, realizamos una revisión de los indicadores de calidad de suministro atribuibles a distribución del año 2017-2018.

Se observan que los Alimentadores A1, C7, D1, D8 y N6 son los que más aportan en interrupciones al indicador global de SAIDI y SAIFI.

% DE CONTRIBUCIÓN DE ALIMENTADORES A INDICADORES DE CALIDAD DE SUMINISTROS

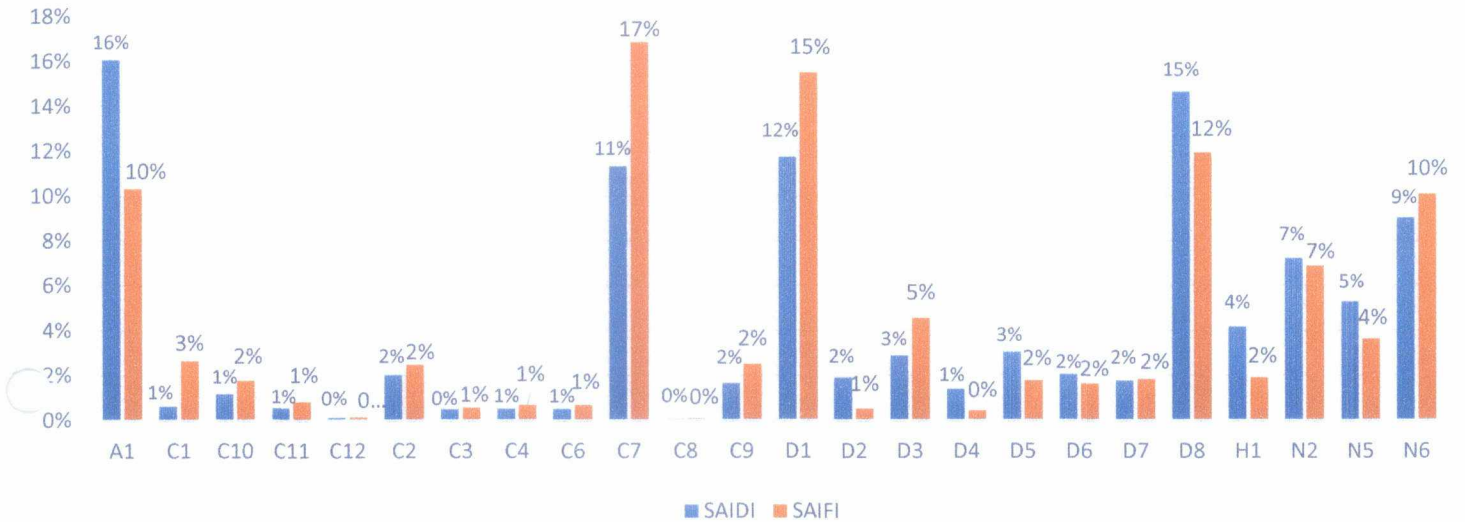


Figura 3: Indicadores de Calidad de Suministro 2018

Se observa también, que los alimentadores más extensos son: D8, A1, D6, D7, D5, N2, N6 y C7.

Cantidad de Red MT por Alimentador (Km)



Figura 4: Cantidad de Red MT por Alimentador

Datos de SAIDI y SAIFI proporcionados por ELECTRO UCAYALI S.A., referidos al número de usuarios por cada Alimentador de media tensión:

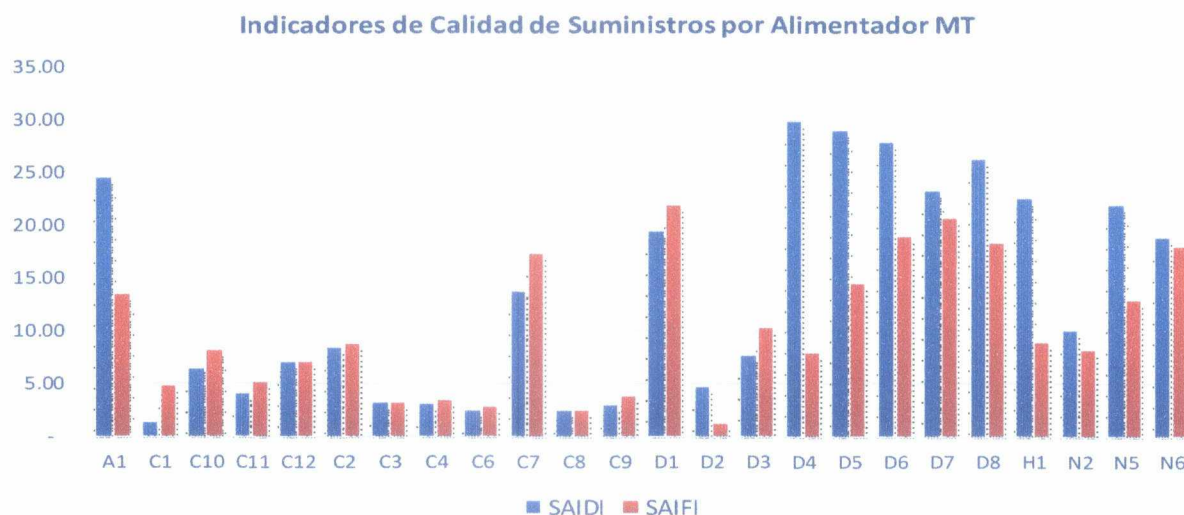


Figura 5: Indicadores de SAIDI Y SAIFI 2018

Se ha identificado los indicadores globales por cada Alimentador de media tensión, que permite una mejor visualización de estos indicadores. Se observa, que los de mayor SAIDI y SAIFI son los alimentadores: A1, D7, D1, N6, C7, D6, D8 y D5.

En líneas de distribución eléctrica la tasa de fallas es directamente proporcional a la longitud de las redes.

Las redes más extensas usualmente corresponden a sistemas rurales en las que generalmente se tienen esquemas de recierre que permiten eliminar las fallas transitorias, cuyas interrupciones no se contabilizan en el cálculo de SAIDI y SAIFI.

Se encontraron las siguientes tasas de falla con la información reportada para el año 2017-2018:

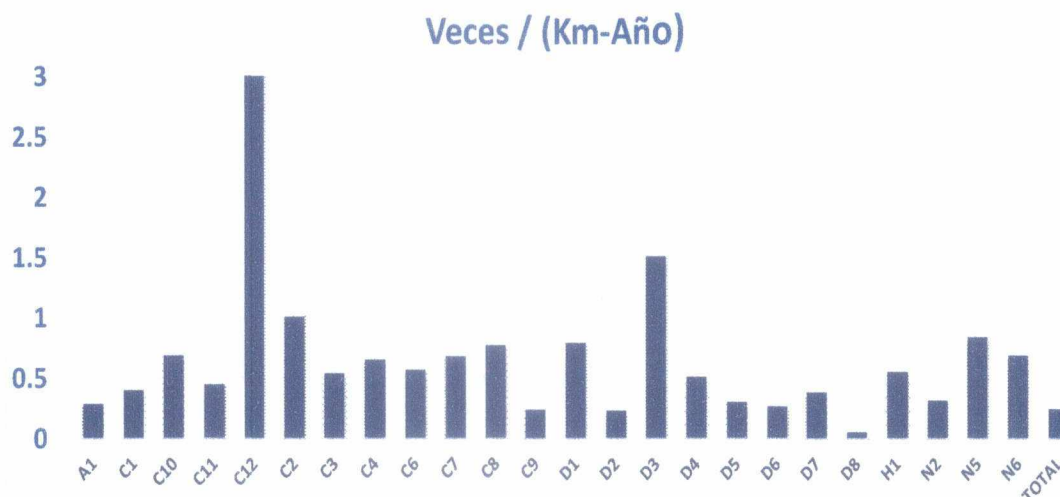


Figura 6: Una tasa promedio de falla en redes de: 0.24 veces / (Km-Año)

En ese sentido, Electro Ucayali se encuentra en la búsqueda de implementar proyectos de innovación que les permitan optimizar la operación de distribución eléctrica. Actualmente las redes eléctricas de Electro Ucayali constan de:

- Redes extensas de distribución de MT, principalmente radiales.
- Operación manual de relés electromecánicos / electrónicos.
- Protección pasiva de redes.
- Las redes MT se maniobran de forma manual y con nulo telecontrol.

Esto genera incidentes de interrupción que impactan en los indicadores de servicio de la distribuidora, como se explica anteriormente y también significan pérdidas de ingresos para las concesionarias.

4. Antecedentes de la Aplicación

Entre los antecedentes de aplicación de automatización de la distribución para redes inteligentes tenemos:

4.1. Enel Perú: Aplicación Smartgrid - Telemando a nivel de la red primaria MT

En los últimos años Enel implementó pilotos Smart Grid en Italia buscando estandarizar el uso de esta tecnología en los países en los que opera.

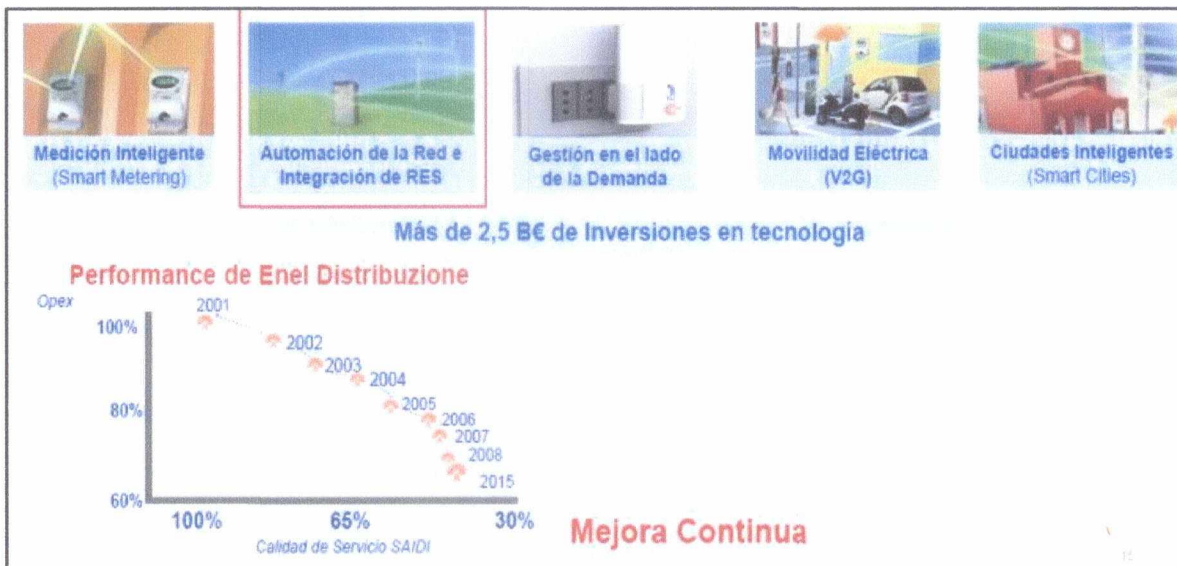


Figura 7: Proyecto Smart Grid ENEL

Automatización de la Red en MT y Control Remoto

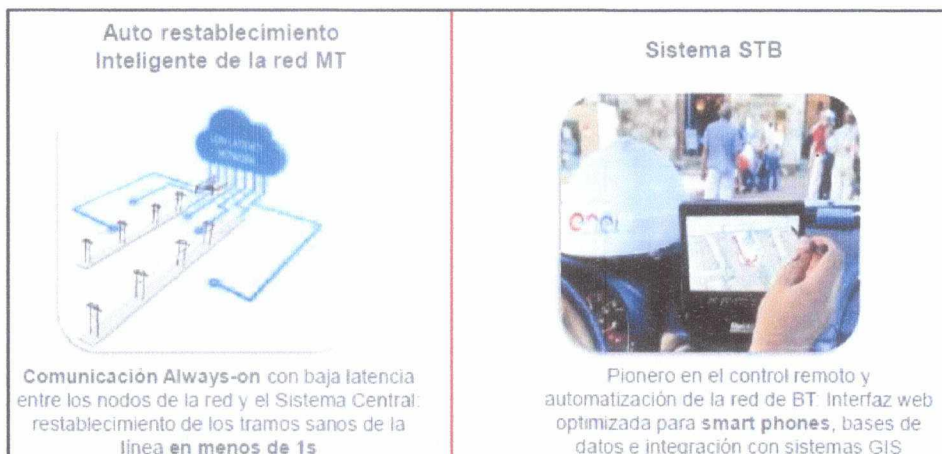


Figura 8: Proyecto Smart Grid ENEL

Fases para la implementación



Figura 9: Proyecto Smart Grid ENEL

Red Primaria de Media Tensión:

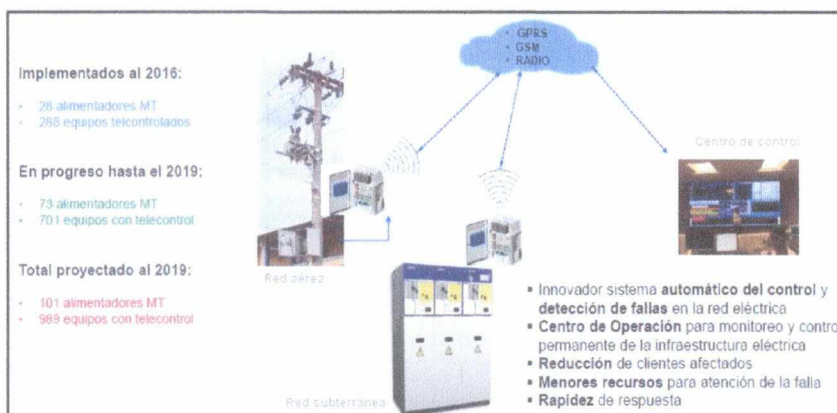


Figura 10: Proyecto Smart Grid ENEL

Caso con Telecontrol:

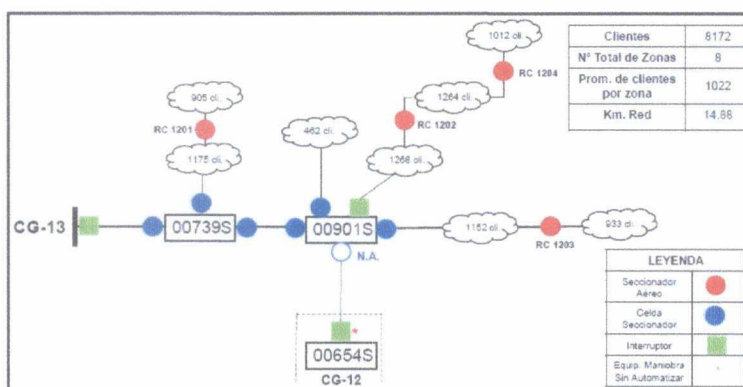


Figura 11: Proyecto Smart Grid ENEL

Equipos con Telecontrol vs Impacto en SAIDI

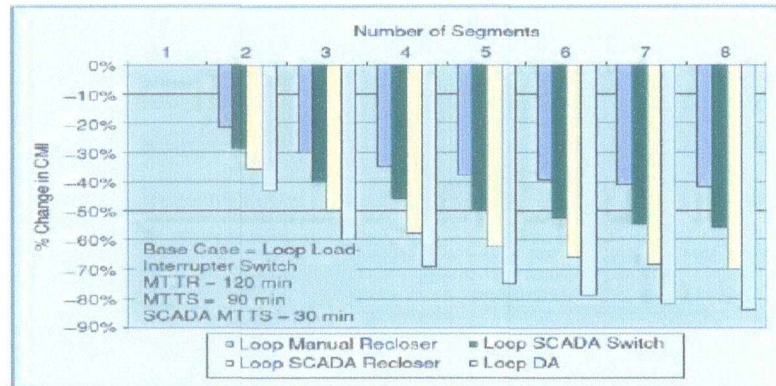


figure 2. Percent CMI or SAIDI change for various feeder designs.

Fuente: "Predicting Reliability Improvements" from IEEE power & energy magazine

Figura 12: Proyecto Smart Grid ENEL

4.2. Edeq -EMP Colombia: Automatización de la Red de Distribución (AD)

La Empresa de Energía del Quindío S.A. ESP (EDEQ SA ESP) y EPM, han incorporado nuevas tecnologías al sistema eléctrico cambiando la concepción del tradicional sistema de distribución hacia el nuevo concepto de redes inteligentes o Smart Grids.

La introducción de dispositivos tales como reconectores es uno de los primeros pasos para la transición hacia las redes inteligentes, las cuales tienen como objetivo mejorar la continuidad del servicio. La automatización de la distribución plantea dos objetivos fundamentales: i) la prevención de fallas y ii) la disminución del impacto de la falla.

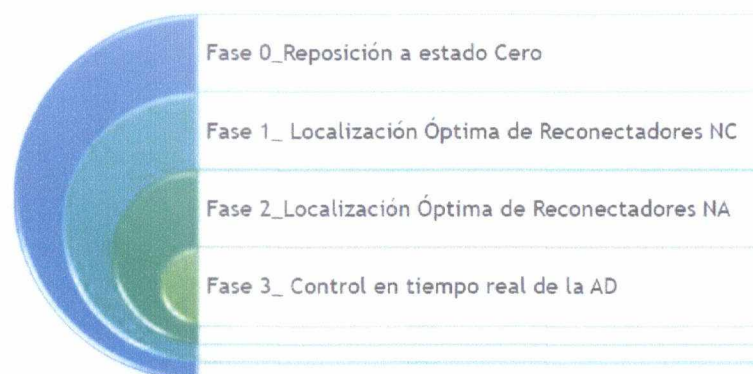


Figura 13: Road Map Smart Grid 2010 al 2015 – Etapa 01

Ubicación Óptima de Reconectores para Transferencias de Carga

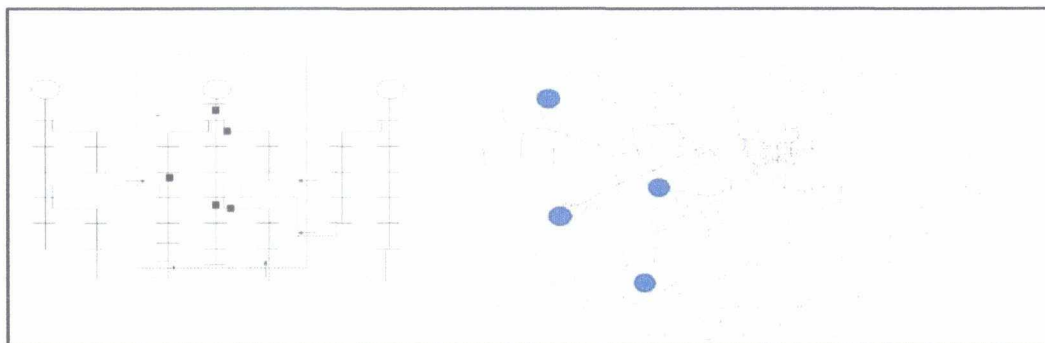


Figura 14: Automatización de Reconectores

Control en tiempo real de la Automatización de la Distribución

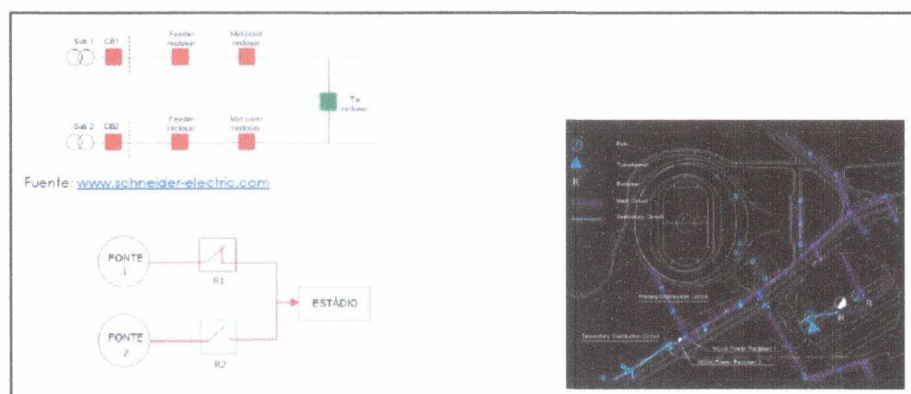


Figura 15: Automatización de Reconectores

4.3. Caso Bluebonnet Electric Cooperative EEUU: Uso de Scada y FLISR

Bluebonnet Electric Cooperative distribuye electricidad en 14 condados del centro de Texas y manteniendo de 44 subestaciones. Bluebonnet emplea actualmente 9 operadores de ADMS y un gerente en su centro de control en Bastrop.

Bluebonnet buscó comprar una solución ADMS para reemplazar el sistema SCADA básico que tenía, teniendo como requisitos que tuviera un componente DMS potente, que permitiera establecer reglas de

autorestauración a nivel de los alimentadores para zonas densamente poblados y con importantes zonas industriales.

- Bluebonnet implementó un nuevo sistema SCADA y configuró el FLISR en las áreas de servicio seleccionadas. Instalaron también aplicaciones Web y móviles para poder informar a usuarios remotos, fuera del centro de control.
- Bluebonnet usó el simulador de entrenamiento del operador (OTS) para calibrar el sistema antes de su puesta en marcha, aplicando fallas en diferentes áreas para ver cómo reaccionaría FLISR.
- Se construyeron plantillas para los dispositivos de campo de Bluebonnet y se mostró a los usuarios de centro de control cómo importar los puntos DNP asociados a la base de datos.
- Se usó el estándar MultiSpeak para compartir datos de fallas, el estado de la subestación y el estado del dispositivo con otros sistemas (OMS).
- Se configuró la aplicación de Deslastre de Carga Rotacional (RLS), con respecto a la descarga automática de circuitos de carga durante caídas de tensión.
- El ADMS da capacidad de ver dispositivos, localizar ubicaciones de fallas, reconfigurar remotamente la red y realizar de manera más precisa de la carga.
- Como próximo paso, se está ejecutando un proyecto piloto con la aplicación Regulación de voltaje dinámico (DVR) para reducir la carga durante las estaciones de mayor pico de consumo.

4.4. Caso Da Nang Power Company Vietnam: Uso de Scada y FLISR

Da Nang Power Company (DNPC) es una empresa de servicios eléctricos que atiende a 300,000 clientes residenciales, comerciales e industriales en la ciudad de Da Nang, la cuarta ciudad más grande de Vietnam.

- En 2012, el gobierno de Vietnam ordenó a DNPC mejorar la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico mediante el desarrollo de una red inteligente.

- Automatiza la red de distribución ayudaría a obtener eficiencias operativas y mejorar la confiabilidad de la fuente de alimentación. Anteriormente, en el caso de un mal funcionamiento de la red, los operadores debían aislar manualmente la ubicación de una falla, cambiar la conexión a la red y transferir la energía, lo que resultaba en interrupciones generalizadas y prolongadas de la energía.
- En 2017, DNPC implementó software de acuerdo con la estrategia de redes inteligentes. Primeramente DNPC seccionó sus alimentadores, reemplazó equipos antiguos, actualizó su plataforma de comunicación y completó los requisitos de modelado de la red.
- Se configuró la base de datos y el software en el centro de control, construyeron maniobras de prueba, completando con éxito el proyecto piloto a fines de 2017.
- El proyecto aumentó significativamente la seguridad eléctrica, la calidad y la confiabilidad del suministro de energía a la red regional. El sistema localiza y aísla automáticamente las secciones de fallas, luego restaura con precisión el servicio para áreas sin fallas. Como resultado, somos capaces de minimizar el impacto de la pérdida de energía para muchos clientes y restaurar rápidamente el suministro de energía a los clientes afectados.
- Basándose en los resultados iniciales, DNPC espera ver una disminución del 43% en SAIFI y una reducción del 16% en SAIDI una vez el software esté completamente implementado.
- DNPC completará el despliegue de la funcionalidad FLISR en sus alimentadores restantes en 2018 y planea agregar más equipos en el futuro para avanzar en su avance hacia una red inteligente.
- Las empresas de servicios públicos en Vietnam consideran a Da Nang PC como una utilidad modelo ejemplo de cómo se puede modernizar con éxito la red de distribución.

5. Tecnologías Smart Grid en Distribución a Implementar en ELUC

5.1. Software:

Actualmente Electro Ucayali se encuentra en proceso de implementar el sistema ADMS (Advanced Distribution Management System) de Survalent, el cual considera el módulo DMS (Distribution Management System), módulo que permite implementar a nivel de Software el SMART GRID en Distribución, con las siguientes funciones:

5.1.1. Funcionalidades Avanzadas SCADA DMS a considerar en el Smart Grid

FLISR (Fault Location, Isolation, and Service Restoration & Loss of Voltage)

Algoritmo de ubicación de fallas que usa la telemetría de los dispositivos de campo, junto con el modelo de red ADMS, para identificar fallas rápidamente, aislarlas y luego reabastecer automáticamente a tantos clientes como sea posible.

Incluye aplicación de Pérdida de voltaje (LOV), que controla la red para detectar caídas repentinas de voltaje, luego lo cual intentará aislar la causa de la pérdida de voltaje de la red y redireccionará la energía a tantos clientes como sea posible.

Características clave:

- Solución centralizada de FLISR.
- Capacidad para habilitar / deshabilitar aplicación por alimentador.
- Modos de funcionamiento semiautomático y automático.
- Agnóstico del vendedor para dispositivos de campo.
- Algoritmo sofisticado de localización de fallas.
- Registro de operaciones de FLISR completo.
- Orden de conmutación creado para cada evento FLISR
- Capacidades de prueba mejoradas
- Integración opcional con DPF y DSE para mejorar el análisis de la restauración del servicio.

Distribution Power Flow (DPF) / Distribution State Estimation (DSE)

Características clave:

- Cálculo de voltajes de fase, corrientes y pérdidas en toda la red.
- Análisis de flujo de potencia trifásico desequilibrado
- Verificaciones de consistencia y eliminación de sesgos de tiempo en todas las mediciones con DSE
- Visualización del mapa de las condiciones actuales de la red con violaciones de seguridad resaltadas
- Alarma configurable por violaciones de seguridad.
- Estudios de conmutación, transferencia de carga, análisis de cortocircuitos y restauración para evaluar configuraciones de red alternativas
- Verificación de validación previa al cambio opcional u obligatorio disponible antes de operar un dispositivo.
- Se ejecuta en horario regular o cuando ocurren cambios significativos en la red.

El proyecto propone habilitar las funcionalidades indicadas para evaluar continuamente la red para detectar, analizar, responder y cuando sea necesario repasar secciones o componentes de la red vía la instalar / operación de reconectores y reguladores.

El Self Healing refiere a la capacidad de la red de analizar, detectar, responder y, cuando resulta necesario, restaurar componentes o secciones de la red, con el objetivo de minimizar las interrupciones del servicio.

Niveles de Automatización

Nivel 1: Dispositivos

Un grupo de reconectores, interruptores de corte en carga, y los interruptores de circuitos alimentadores funcionan juntos para restaurar la energía de la manera más óptima

Nivel 2: Subestación

Control coordinado entre grupos de reconectores, interruptores de rotura de carga y los interruptores de la subestación y posiblemente con subestaciones adyacentes

Nivel 3: Control Centralizado

- Monitores IEDs e interruptores de control
- Equipo de Subestación colectan la información de los IEDs
- Equipo Subestación actúa como puerta de enlace, sirve los datos de IED al centro de control, SCADA y DMS

Self Healing – Nivel 1: Dispositivos

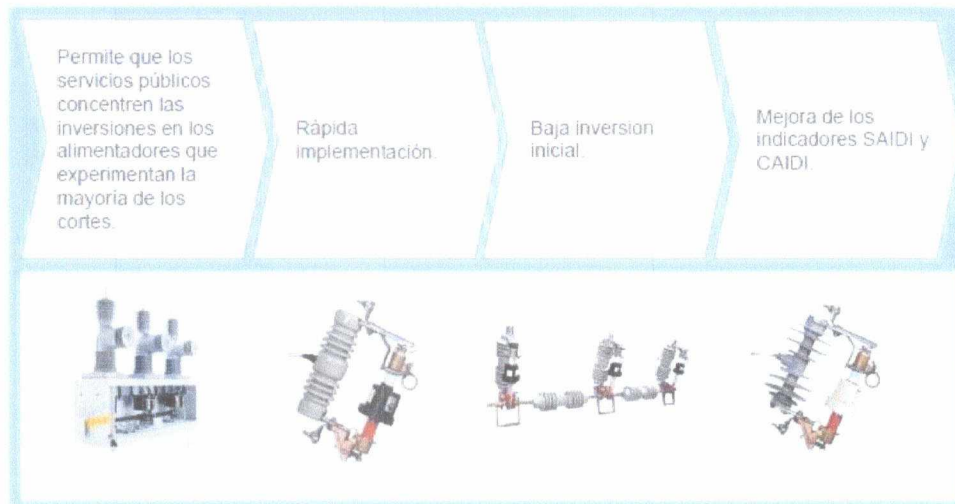


Figura 16: Función Self Healing para Automatización de Red de ELUC

5.2. Hardware:

5.2.1. Reconectores para Redes Inteligentes:

Conforme a lo que se precisa en las secciones anteriores, se tiene mucha experiencia en la automatización de las redes de media tensión en base a Reconectores inteligentes que se integran a un Centro de Control de Distribución para la supervisión, monitoreo y control de las redes eléctricas.

Un requisito clave de un dispositivo de protección inteligente es que sea de tecnología digital, que cuente con módulos de comunicación integrados y facilidad para su integración a los sistemas SCADA.

Como parte de la consultoría, se viene verificando dispositivos con el cubículo de control y comunicaciones que contiene un relé multifunción con funcionalidades de protección de sobrecorriente de fases y tierra, sobrecorriente direccional, falla a tierra sensible, reconexión automática, medición instantánea, registro de eventos, registro de demandas y unidad de terminal remota (RTU) para el control remoto, en un solo equipo. Los módulos de comunicaciones cuentan con protocolos estándares y facilidades para integrarse a través de medios de comunicación como fibra óptica, RF, señal de celulares (GPRS), Internet Wifi, etc.

Por otra parte, las unidades inteligentes tienen como fuente de energía la propia red eléctrica mediante transformadores de baja potencia y para su funcionamiento en momentos donde no se tiene el suministro eléctrico del sistema cuentan con baterías de larga duración.

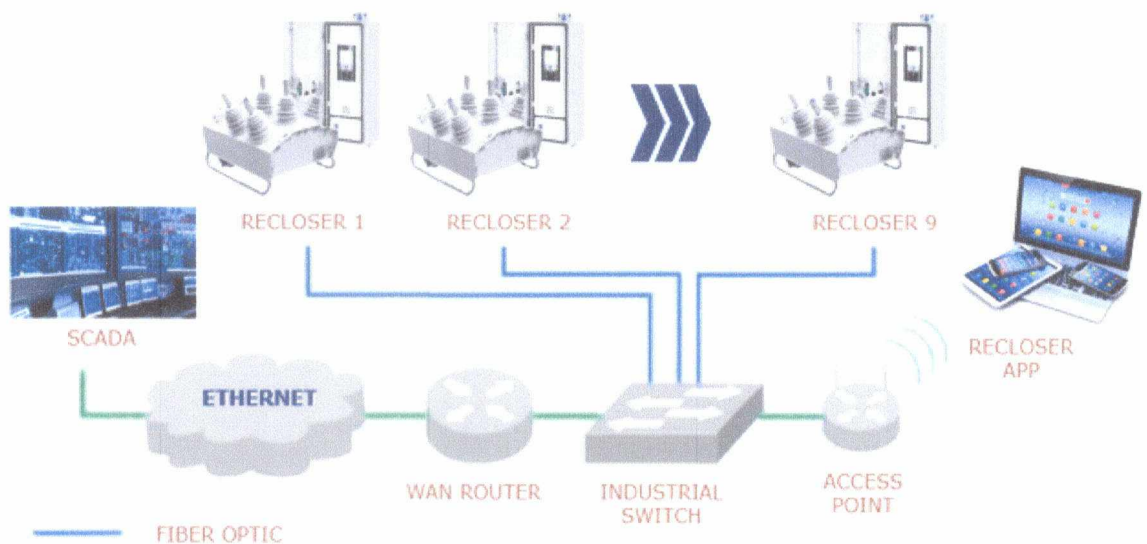


Figura 17: Solución SCADA integrada para subestaciones en Distribución que utilizan fibra óptica

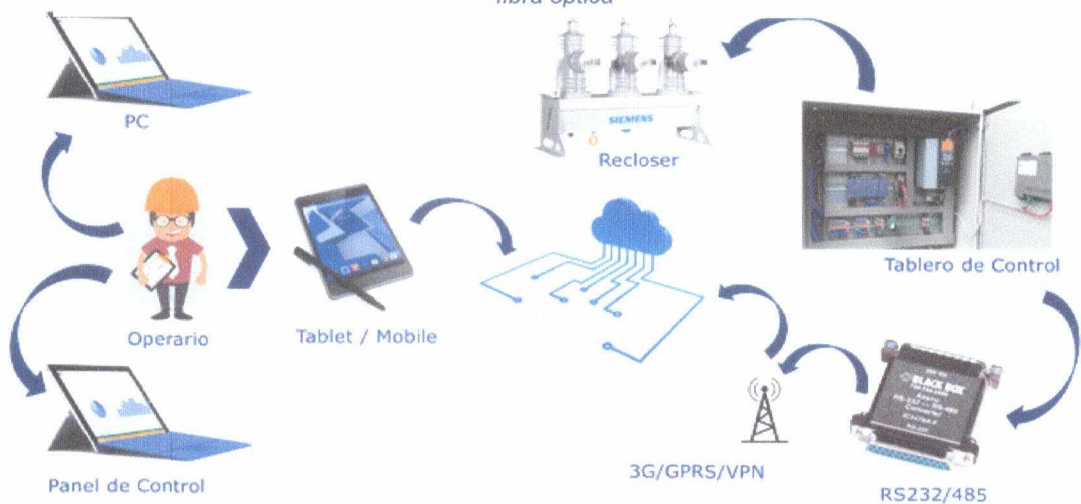


Figura 18: Proceso de comunicación para convertir de este sistema en redes inteligentes.

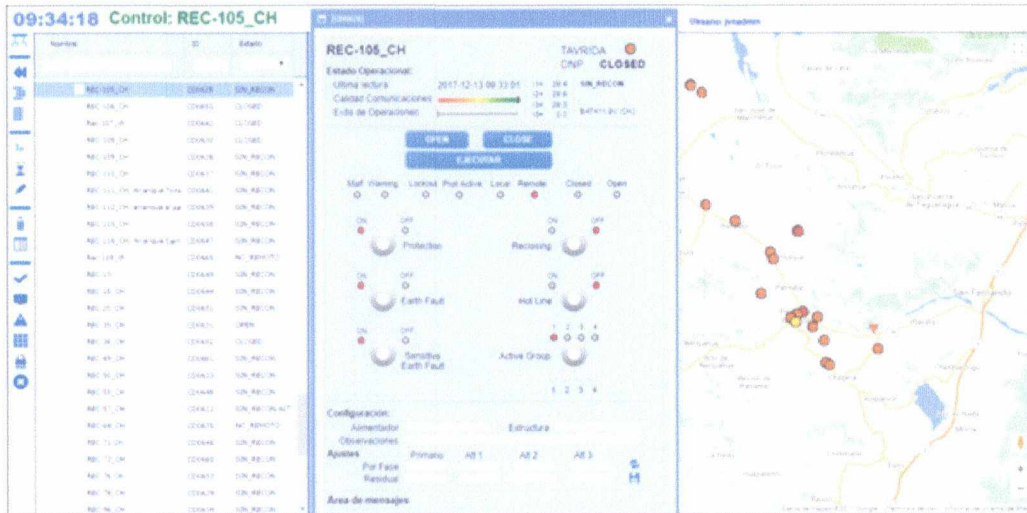


Figura 19: Sistema DMS para control de reconectores.

Los reconectores a implementarse con el proyecto tendrán estas características de dispositivos de protección y control para redes inteligentes. Y para su operación se propone que ELECTRO UCAYALI S.A. realizará la contratación del servicio de comunicaciones por protocolo GPRS o similar con las empresas de telecomunicaciones del país (Claro, Movistar, Bitel, etc.).





Integración de Equipos Etapas de Protección

Los **fusibles** son la **primera etapa de protección** pues protegen los transformadores de distribución en el extremo del alimentador de media tensión.

Algunos fusibles se agrupan y aguas arriba se dispone un **seccionador**. Este **se ajusta en corriente y conteos**, y constituye la **segunda etapa de protección**.

Luego, se disponen los **reconectores**. Estos deben estar coordinados con los seccionadores que se encuentren aguas abajo, **con un intento más de reconexión**.

En general, **algunos reconectores** (de poste o subestación) **se coordinan con un interruptor en SE**.




Figura 20: Sistema DMS para control de reconectores

El utilizar los medios de comunicación comercial existente de comunicaciones inalámbricas resulta ser la más económica para este tipo de aplicaciones y hay experiencia en muchas empresas como Hidrandina, Electrocentro, Luz del Sur, etc.

6. Ubicación, Alcance y Tecnología de Implementación:

Para definir el alcance del presente proyecto, se considera los resultados del estudio de Mejora de Calidad de Suministro, elaborado como parte del ítem 7.3; en el cual se define la mejor ubicación de equipos reconectores para la liberación de las fallas y la mejora de indicadores de performance de Electro Ucayali S.A. En ese sentido para poder presentar el alcance de automatización de reconectores se parte de lo definido en el referido estudio de mejora de calidad:

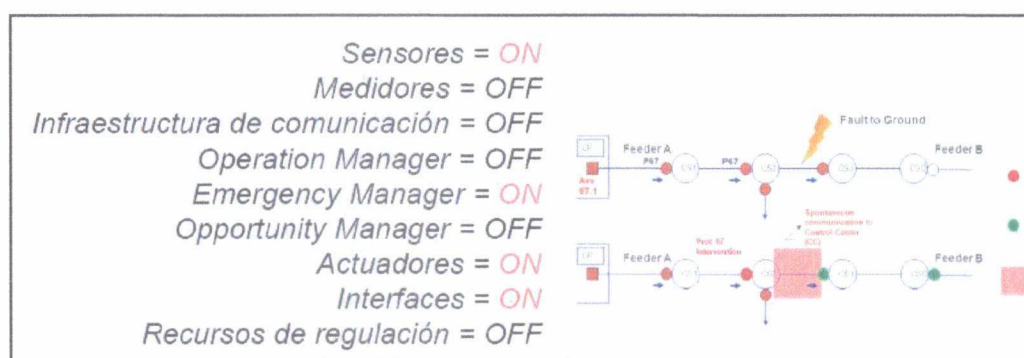


Figura 20: Automatización de la red de Media Tensión



Figura 21: Telemando de la red de Media Tensión

6.1. Automatización de reconectores con tecnología Smart:

La automatización de los reconectores mostrados en la figura 6; considera:

- La implementación de un (01) Gateway de comunicación con protocolo GPRS.
- Configuración de reconectores en el GIS corporativo de ELUC
- Mapeo de señales entre el reconectores y el sistema SCADA ADMS
- Pruebas de integración del reconectores al sistema Scada ELUC.
- Carga de catálogos de equipos y perfiles típicos de carga en los nodos relacionados a la red eléctrica.
- Simulador de operaciones vía módulo de entrenamiento del operador (OTS) para calibrar el sistema FLISR.
- Configuración de parámetros y reglas de ejecución semi-automática y automática de restauración ante interrupciones.
- Prueba de operación del reconectores desde el sistema ADMS.



Figura 22: Ubicación de Reclosers en las redes MT de 10kV

6.2. Automatización de regulación de tensión:

Como parte del estudio del Plan de Inversiones en Distribución de ELUC, se verifica la necesidad de implementar un regulador de tensión en la zona de Campo Verde, el cual deberá ser implementado antes de la derivación hacia el poblado de Semuya, el cual será automatizado con el siguiente detalle:

- La implementación de un (01) Gateway de comunicación con protocolo GPRS.
- Configuración de regulador en el GIS corporativo de ELUC
- Mapeo de señales entre el regulador y el sistema SCADA ADMS
- Pruebas de integración del regulador al sistema Scada ELUC.

- Carga de catálogos de equipos y perfiles típicos de carga en los nodos relacionados a la red eléctrica.
- Configuración de parámetros y reglas de ejecución semi-automática y automática de restauración ante interrupciones.
- Prueba de operación del regulador desde el sistema ADMS.

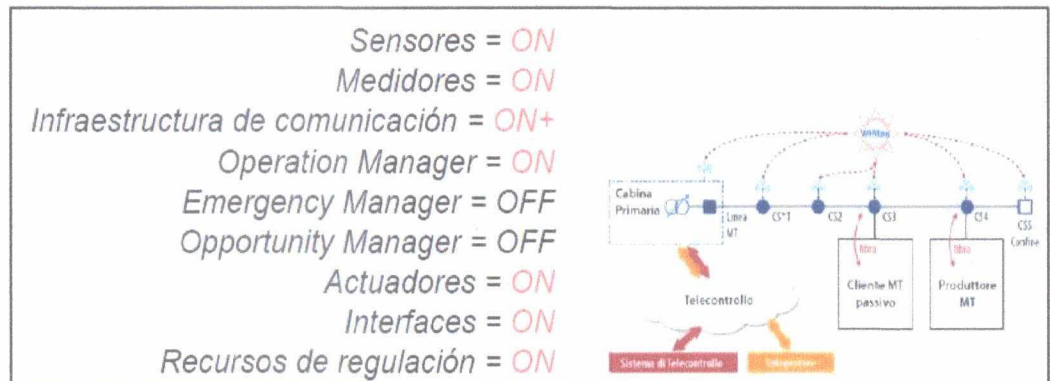


Figura 23: Regulación Avanzada de la tensión en Media Tensión



Figura 24: Ubicación de Regulador de tensión

7. Ventajas Obtenibles:

- Reduce tiempos de restablecimiento en el suministro, con herramientas que permiten mejorar la velocidad de respuesta ante interrupciones, lo cual mejora la calidad de servicio al cliente.
- Permite optimizar la operación del Sistema, disminuyendo los tiempos de interrupción, reduciendo la cantidad de energía no vendida y evitando

sanciones por transgredir tolerancias a nivel de interrupciones, reduciendo las compensaciones.

- Permite iniciar la automatización de la red de distribución y el uso de un ADMS (Advanced Distribution Management System), lo cual permite a los operadores contar con información en línea que permita ubicar, aislar y restaurar fallas que reduzcan los tiempos de interrupción.
- Mejora el aprovechamiento de las redes e instalaciones, al mejorar el conocimiento en tiempo real del comportamiento de las redes, lo cual permite mejorar la toma de decisiones al realizar los planes de mantenimiento y planear maniobras preventivas.
- Reduce riesgos de accidentes debido a que se reducirán las atenciones imprevistas de emergencia por fallas en la red.

8. Costos de Implementación:

El costo de implementación del proyecto (Inversión) ascendería a S/ 673,361.73 Soles, el cual se detalla a continuación:

COSTOS:

INVERSIÓN

Actividad		Subtotal (S/.)
AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN		
Hardware / Equipos		77,041.20
Instalación en campo		38,520.60
Integración al Scada / Habilitación del DMS (40% primer año, 60% segundo año)		498,402.50
	Subtotal	613,964.30
Supervisión Implementación y Monitoreo del Piloto	5%	30,698.22
Gastos Administrativos	5%	30,698.22
	Total Inversión Proyecto	675,360.73

9. Costos de Operación y Mantenimiento:

Este piloto requiere de costos adicionales en comunicaciones (planes para chips GRPS), cuyo costo en los dos años de ejecución del proyecto se estiman en 111,405.63 soles, cuyo detalle se muestra a continuación.

COYM adicional

Actividad	Subtotal (S/.)
Costo Mantenimiento	53,050.30
	Subtotal 53,050.30
Gastos Administrativos	5% 2,652.52
	Total COYM 55,702.82

COYM adicional del PROYECTO

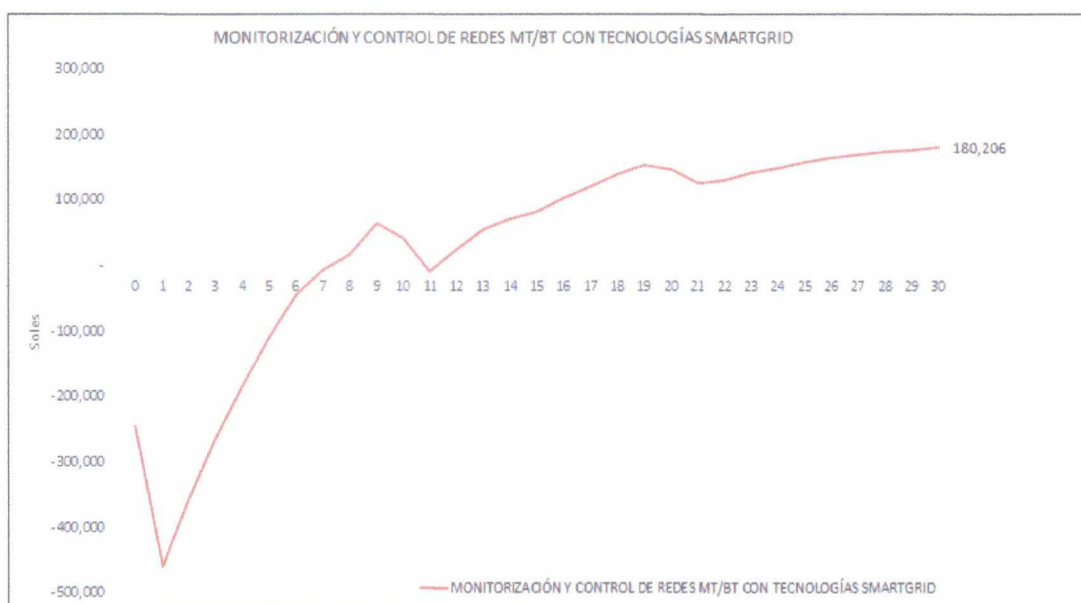
Año	Subtotal (S/.)
Año 1	55,702.82
Año 2	55,702.82
	Total COYM por SED 111,405.63

COSTO TOTAL DEL PILOTO	SOLES	786,766.36
-------------------------------	--------------	-------------------

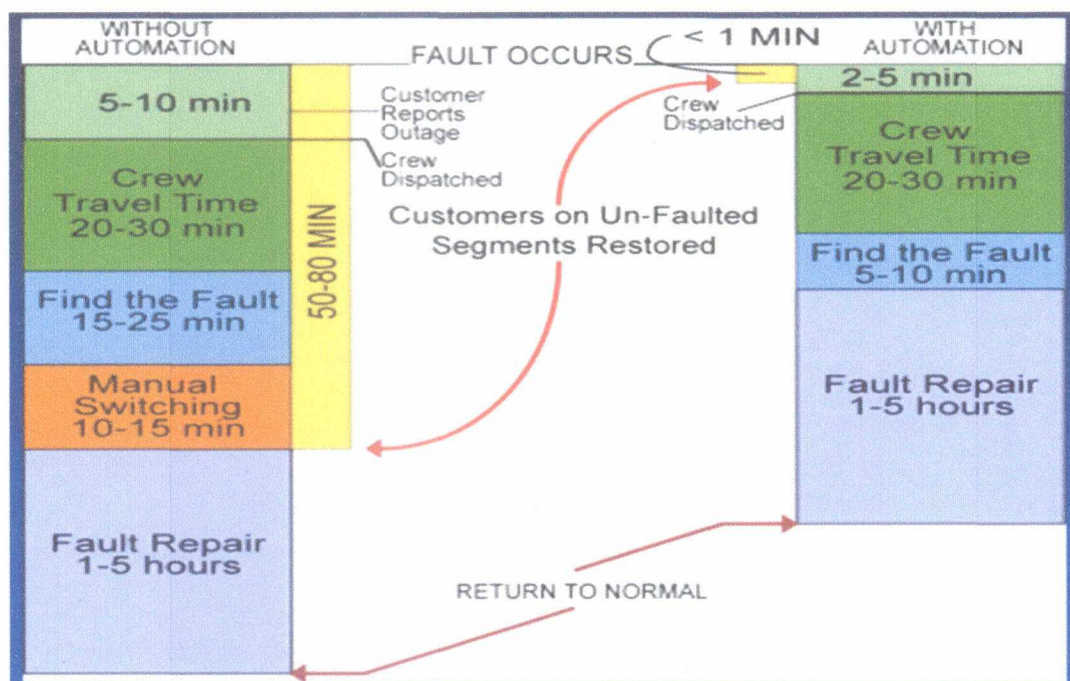
10. Cálculo de la Rentabilidad

La evaluación económica se detalla en el archivo anexo adjunto, cuyo resumen se muestra a continuación:

RESUMEN	
Parámetros	
Tipo de Cambio (Venta al 31/12/2018)	3.379
Tasa de Descuento	12%
Periodo de Evaluación	30 Años
Valor Presente de Costos	
A	MONITORIZACIÓN Y CONTROL DE REDES MT/BT CON TECNOLOGÍAS SMARTGRID
	180,206.17 Soles
	100%



La implementación del telemando a los reconectores permitirá a ELUC gestionar de manera más rápida las fallas de la red para 32,879 de sus clientes (38% ELUC).



Para el cálculo de la rentabilidad se han considerado los ahorros generados por la reducción de inspecciones en líneas aéreas, incremento de ventas de energía por menos interrupciones y una reducción del SAIDI del 5% equivalentes a 0.55 horas, el cual se debe principalmente a que el sistema proporcionará mayor información que permitirá evaluar distintos escenarios de fallas y ejecutar restablecimientos remotos que reducirán el tiempo total de interrupción. El impacto de la reducción se calcula vía un análisis de confiabilidad de falla en el Anexo 3 "Confiabilidad Telemando", el cual se compara contra el SAIDI obtenido luego de la ejecución del proyecto de implementación de RECLOSER (Calidad de Suministro).

CON EL NUEVO SISTEMA	Con Proyecto Telemando	Solo Recloser Sin Telemando	Año 2017
SAIDI	9.104	9.661	14.817
SAIFI	8.257	8.257	12.638
Ahorro en SAIDI	0.557		

11. Programa de Ejecución

La aplicación de este sistema como "Proyecto Piloto" será ejecutado en dos (02) Años, de acuerdo al siguiente programa:

Cuadro 3.- PROGRAMA DE EJECUCIÓN

Concepto	Unidad	Por año		TOTAL
		2020	2021	
Hardware / Equipos (40% primer año, 60% segundo año)	S/.	30,816.48	46,224.72	77,041.20
Instalación en campo (40% primer año, 60% segundo año)	S/.	15,408.24	23,112.36	38,520.60
Integración al Scada / Habilitación del DMS (40% primer año, 60% segundo año)	S/.	199,361.00	299,041.50	498,402.50
Montos de Inversión	S/.	245,585.72	368,378.58	613,964.30
Montos de COyM	S/.	55,702.82	55,702.82	111,405.63
Montos Total Piloto por Año	S/.	301,288.54	424,081.40	725,369.93

12. Estimación de Beneficios

Entre los beneficios del proyecto para el cliente de ELUC se encuentran:

- Incremento de la producción del cliente, debido a que la menor cantidad de interrupciones evitarán: daños y reparación de equipos, generación propia de energía, reiniciación de procesos, pérdidas de producción, reprocesos de materia prima, hora extra de empleados, horas perdidas y otros costos de oportunidad.
- Más tiempo de suministro eléctrico para la población de Ucayali.

Entre los beneficios del proyecto para ELUC se encuentran:

- Con una mayor información en línea se permitirá ubicar, aislar y restaurar fallas, con menores costos por reducción de inspecciones manuales de la red primaria.
- Menos sanciones por transgredir tolerancias a nivel de interrupciones, menos compensaciones.

- Incrementar la cantidad de energía vendida.

La estimación de los beneficios se muestra en el cuadro adjunto:

Beneficios para Clientes	Cantidad	C.U. (US\$)	Total	Unidad
Incremento PBI de Ucayali por reducción de SAIDI	0.56	49758	27,719	US\$
Suministro eléctrico adicional para Ucayali	90829	0.56	50,598	Horas

Beneficios para ELUC	Cantidad	C.U. (US\$)	Total	Unidad
Reducción de costos por menor cantidad de km inspeccionados			30,316	US\$
Incremento de ventas de energía			3,847	US\$
Reducción de sanciones por compensaciones			19,701	US\$
Reducción de recorrido de vehículos por inspecciones			706	Km

13. Anexos

- Anexo 1: Ventajas. - Contiene las ventajas y desventajas del piloto.
- Anexo 2: Análisis de Costos. - Evaluación de costos detallados, modelo de costos, evaluación de costos a 30 años, inversión y plan de trabajo propuesto.
- Anexo 3: Confiabilidad Telemando.- Contiene los cálculos de ahorro por mayor confiabilidad proporcionada por el telemando, ventas de energía no perdidas, reducción de SAIDI y ahorro de compensaciones por calidad de suministro.
- Anexo 4: Confiabilidad Solo Recloser.- Contiene los cálculos de reducción de SAIDI solamente por la implementación de Recloser.
- Anexo 5: Cotización Equipos.- Contiene los costos de los equipos que se requerirían instalar en campo.
- Anexo 6: Inspecciones.- Contiene la estimación del costo en inspecciones que se ahorrarán.
- Anexo 7: Beneficios.- las estimaciones de los beneficios para los clientes de ELUC y la propia ElectroUcayali.
- Anexo 8 Auxiliar Telemando.- Contiene valores auxiliares usados en el cálculo de confiabilidad del proyecto con telemando.
- Anexo 9 Auxiliar Recloser.- Contiene valores auxiliares usados en el cálculo de confiabilidad del proyecto con sólo recloser.

7.1 ESTUDIOS DE PROYECTOS DE INNOVACIÓN TECNOLÓGICA Y/O EFICIENCIA ENERGÉTICA

OPTIMIZACIÓN DE LA GESTIÓN DE ORDENES DE
TRABAJO EN CAMPO

ELECTRO UCAYALI

FEBRERO-2019



ÍNDICE

1. Título del Proyecto	3
2. Descripción del Proyecto	3
3. Situación Actual.....	3
4. Antecedentes de la Aplicación	4
4.1. Caso Enel – Edelnor Perú.- Gestión de Cuadrillas	4
4.2. Caso Electricaribe Colombia. - Gestión de Cuadrillas	7
5. Tecnologías Empleadas:	8
5.1. Integración vía librerías API Google MAPS:.....	8
5.2. Integración con SCADA Survalent:	9
5.3. Integración con GIS Smallworld:	11
5.4. Integración con CIS SIELSE:	13
5.5. Módulos desarrollados a medida:	14
6. Ventajas Obtenibles:	14
7. Costos de Implementación:.....	14
8. Costos de Operación y Mantenimiento:.....	15
9. Cálculo de la Rentabilidad	16
10. Programa de Ejecución	17
11. Estimación de Beneficios	17
12. Anexos	18

MEMORIA DESCRIPTIVA

1. Título del Proyecto

Optimización de la Gestión de Órdenes de Trabajo en Campo

2. Descripción del Proyecto

Este proyecto de innovación tecnológica propone implementar un sistema de "Optimización de la Gestión de Órdenes en Campo" que permitan mejorar el tiempo de respuesta de las atenciones de las cuadrillas de emergencia y recopilar información para mantenimiento.

El objetivo principal es proporcionar herramientas a los responsables operativos que les permitan automatizar las respuestas a los eventos mejorando la capacidad de recuperación de la red.

3. Situación Actual

ELUC actualmente no cuenta con un sistema SCADA y por tanto no tiene herramientas que permitan facilitar la identificación de interrupciones a nivel de alimentadores. A nivel de los casos reportados en BT las asignaciones son manuales.

En general la atención de los casos se realiza de forma manual lo cual no es óptimo, pues las prioridades se manejan de acuerdo al criterio del operador de centro de control.

Electro Ucayali se encuentra en la búsqueda de implementación de proyectos que les permitan optimizar la gestión de la operación de distribución eléctrica, cuya gestión actual es realizada principalmente en forma manual.

Para ello se buscará usar infraestructuras y tecnologías actuales, tales como aplicaciones APP para Smartphone, redes móviles, servicios de la nube que permitan automatizar los controles de la ejecución de trabajos operativos, recorridos realizados, cálculos de prioridades en base al SAIDI / SAIFI y optimizar los procesos operativos de la empresa.

4. Antecedentes de la Aplicación

En estos últimos años el mayor desarrollo de tecnologías móviles y de telecomunicaciones ha permitido desplegar al campo aplicaciones que permiten recopilar un mayor detalle de los eventos que ocurren en el campo, así como evidencias de los trabajos realizados.

El registro de las actividades realizadas desde campo permite calcular indicadores en tiempo real que permiten mejorar la gestión operativa de una empresa de distribución.

Estos sistemas van acumulando información estructurada que permite generar un historial de la red convirtiéndose en insumos para futuros planes de mantenimiento.

Entre los países que vienen empleando tecnologías similares se encuentran empresa de Perú, Colombia, Uruguay, España.

Se adjuntan algunos ejemplos de empresa de distribución que usan éste tipo de aplicaciones:

4.1. Caso Enel – Edelnor Perú.- Gestión de Cuadrillas

Endesa, la más grande empresa de Utility en España que proporciona energía eléctrica también en Brasil, Colombia, Perú y Chile, necesitaba una solución para la adquisición y la gestión, de manera optimizada, de las Órdenes de Trabajo de tipo comercial y técnico.

Geocall le ha proporcionado a Endesa las funcionalidades para soportar la gestión de equipos y vehículos en el territorio, gestionar las emergencias y el ciclo de vida de prácticas y notificaciones, controlar las actividades y optimizar tareas y desplazamientos de los recursos en el territorio.

- 6.000 técnicos en el campo a régimen, a nivel internacional
- 30-50% de aumento de la productividad de los recursos
- Integración estándar con sistemas de legado
- Infraestructura común con personalizaciones para País individual
- Aplicación Móvil: componente multi-plataforma que mantiene en relación constante los técnicos con la empresa

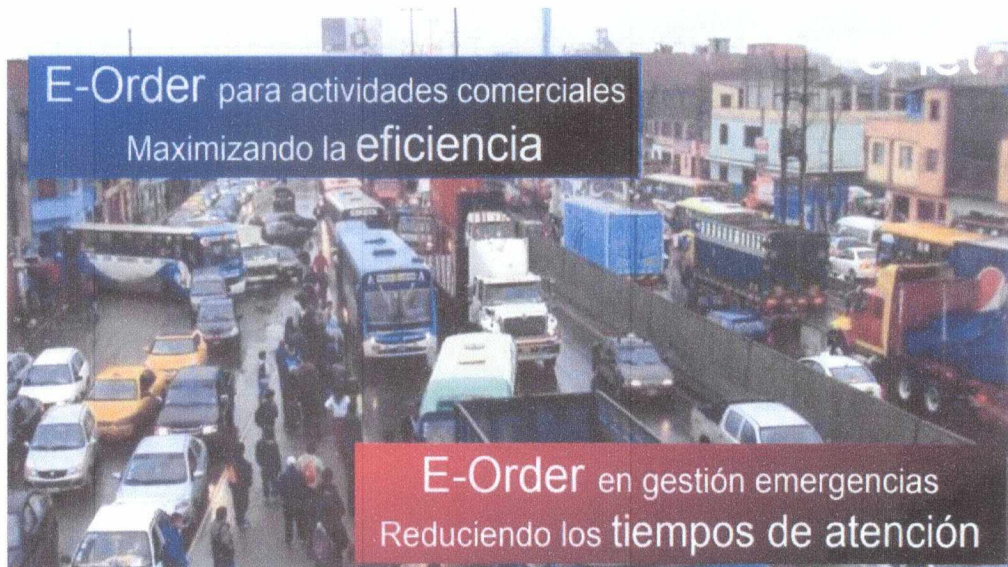


Figura 1: Aplicación de software E-Order

ENDESA - PROYECTO eORDER



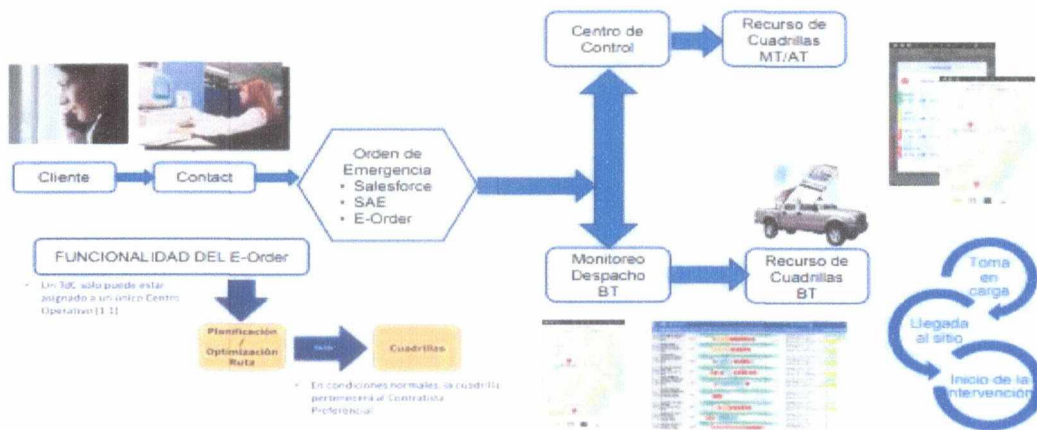
Gestión de las relaciones con los clientes y actividades de mantenimiento de las redes eléctricas en España y LATAM

Endesa, la más grande empresa de Utility en España que proporciona energía eléctrica también en Brasil, Colombia, Perú y Chile, necesitaba una solución para la adquisición

Figura 2: Proveedor de software E-Order

Tecnologías para Baja Tensión

E-Order: el Workforce Manager de Enel



- Optimización de las cuadrillas
- Monitoreo online de las actividades
- Funcionalidades avanzadas de mapas/ cartografía

Figura 3: Diagrama de operación de workforce Enel

4.2. Caso Electricaribe Colombia. - Gestión de Cuadrillas

Electricaribe es una empresa colombiana de energía eléctrica fundada en 1998, filial de la multinacional española Gas Natural Fenosa, que opera en la parte norte del país. Electricaribe es la mayor comercializadora de energía del país.

Electricaribe cuenta con cuadrillas de trabajo que realizan gran parte de su labor en campo atendiendo reclamos por causa de averías, anomalías en la prestación del servicio eléctrico u otras solicitudes del cliente en una amplia zona de concesión.

Debido al escaso control que se tiene sobre este personal, se presenta una baja productividad y los tiempos de espera del cliente son demasiado largos, además se han detectado ineficiencias en la forma de asignar los trabajos a las cuadrillas.

Por estas razones la compañía requirió una solución que le permita gestionar de forma eficiente sus recursos en campo al tiempo que provea herramientas para hacer seguimiento al cumplimiento de las solicitudes de los clientes.

Por ello para resolver el problema:

- Electricaribe implementó un software que permite conocer la ubicación en tiempo real de todas las cuadrillas y automatizar el proceso de asignación de trabajos con base en las prioridades de los clientes, en la cercanía de las cuadrillas al lugar del daño o al tipo de trabajo.
- Las cuadrillas pueden consultar en línea la información de los trabajos y consignar todos los datos de las órdenes directamente a la base de datos usando sus dispositivos móviles.
- El sistema permite gestionar el trabajo de todas las cuadrillas de forma centralizada y sistémica, aumentando la productividad y la eficiencia de las cuadrillas que laboran en campo.
- Electricaribe logró mejorar su productividad, reducir costos, disminuir el tiempo de reparaciones, aumentar la satisfacción de sus trabajadores y mejorar la percepción de sus clientes sobre la calidad de los servicios que presta.

5. Tecnologías Empleadas:

La aplicación propuesta propone realizar un desarrollo a medida que empleará varias tecnologías de sistemas de información para integrarse con varias plataformas existentes o en proceso de implementación en ELUC.

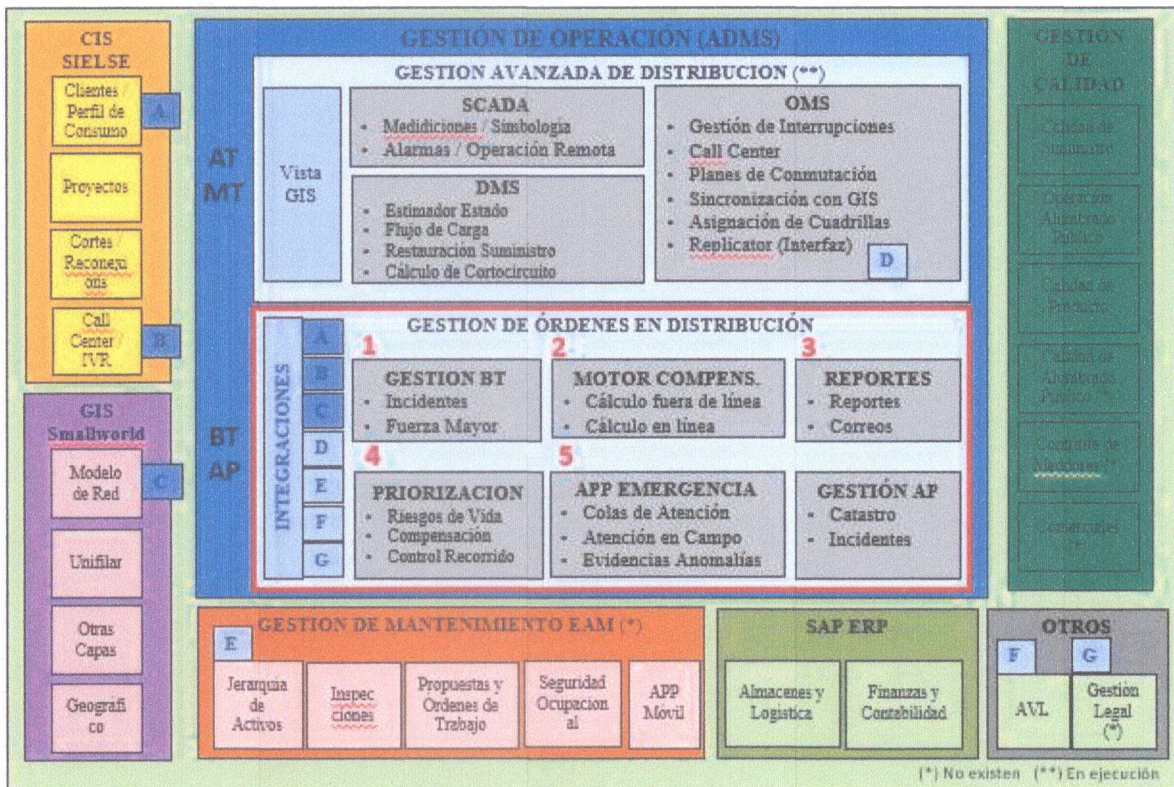


Figura 4: Esquema de sistemas propuestos para ELUC

Así entre las tecnologías a emplear se encuentran:

5.1. Integración vía librerías API Google MAPS:

Se usarán integraciones con las librerías de la empresa Google la cual permite calcular tiempos estimados de recorrido de vehículos, sugiere rutas óptimas entre dos puntos, etc.

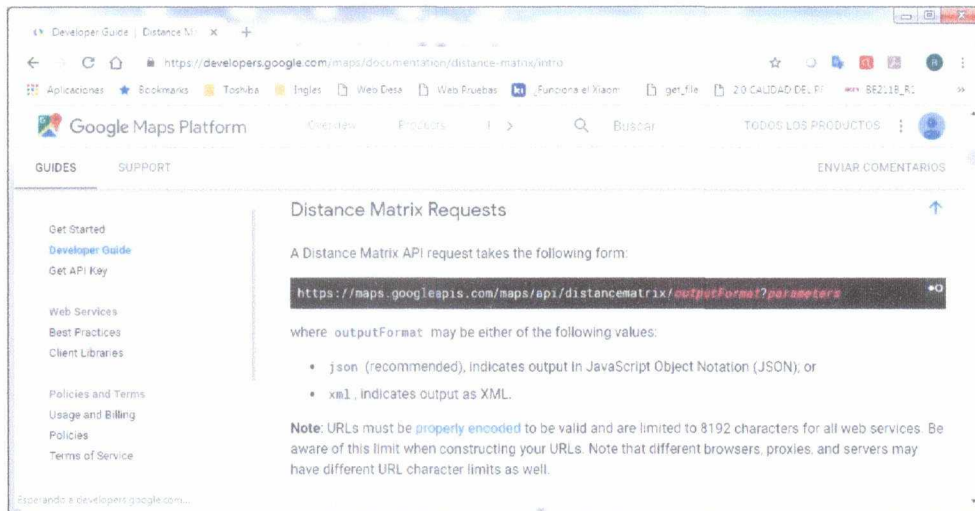


Figura 5: Lista de Google APIs requeridas para el proyecto

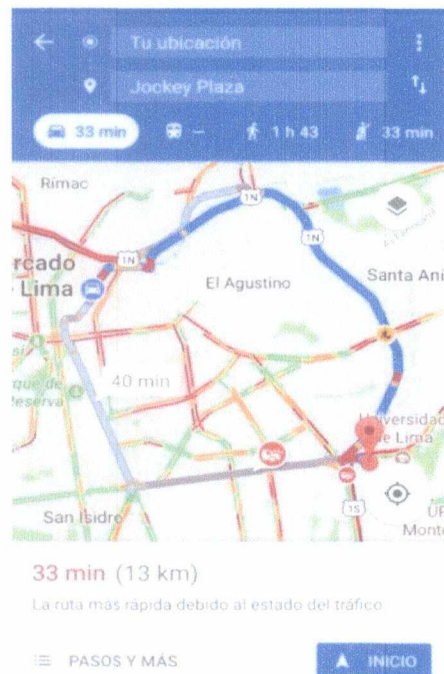


Figura 6: Aplicación de Mapas de Google

5.2. Integración con SCADA Survalent:

El Survalent Replicator es una aplicación cliente / servidor que proporciona la replicación de datos en tiempo real de la base de datos ADMS a un servidor SQL o una base de datos Oracle que reside en una zona desmilitarizada (DMZ).

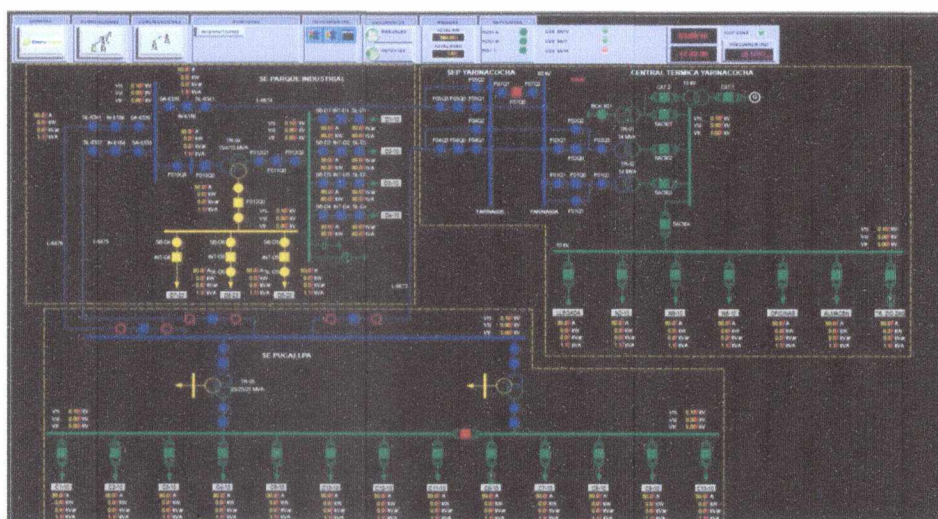


Figura 7: Unifilar Scada Survalent

El administrador del sistema puede seleccionar las tablas de la base de datos ADMS y cualquier campo dentro de esas tablas, para replicarlas en la base de datos relacional en la DMZ.

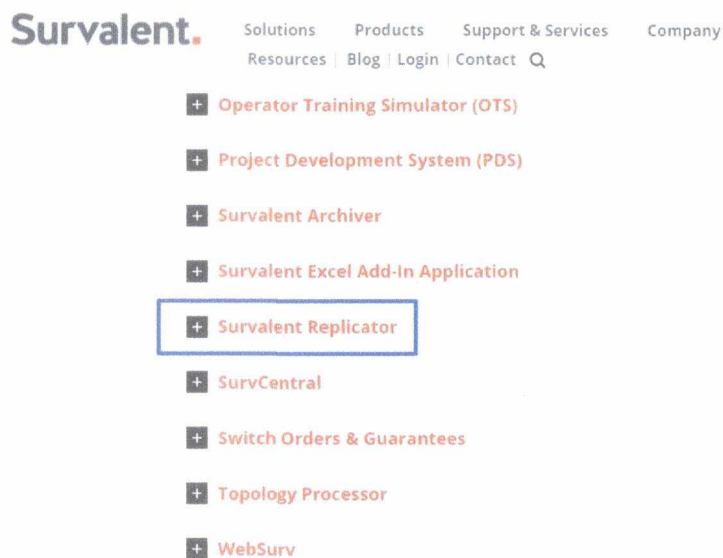


Figura 8: Lista de módulos requeridos Scada Survalent

Los conjuntos de datos históricos también se pueden replicar, por lo que los usuarios corporativos tienen acceso a datos históricos y casi en tiempo real.

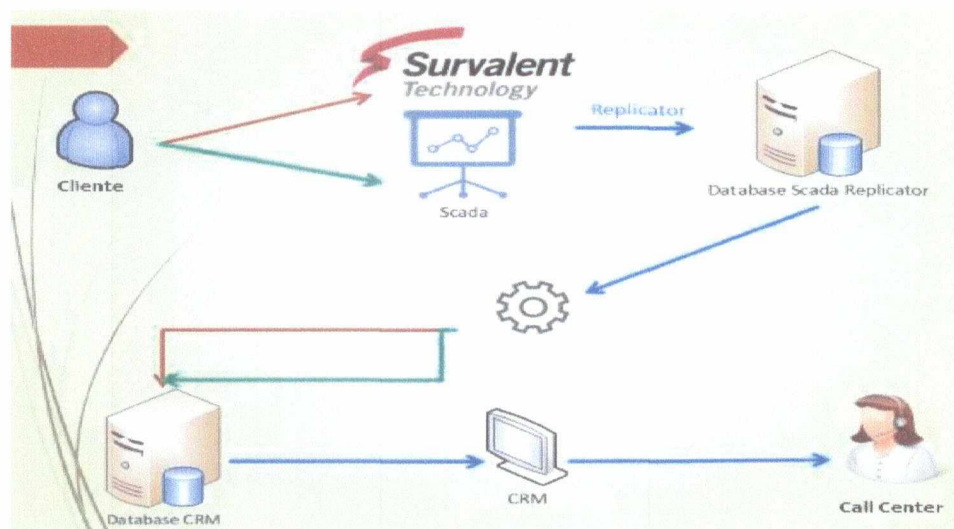


Figura 9: Arquitectura de Componentes de Sistema Scada Survalent

5.3. Integración con GIS Smallworld:

Se desarrollará un programa para extraer información del GIS Smallworld para obtener los datos topológicos de la red de ELUC (alimentadores, subestaciones y clientes) para lo cual se realizará un desarrollo a medida.

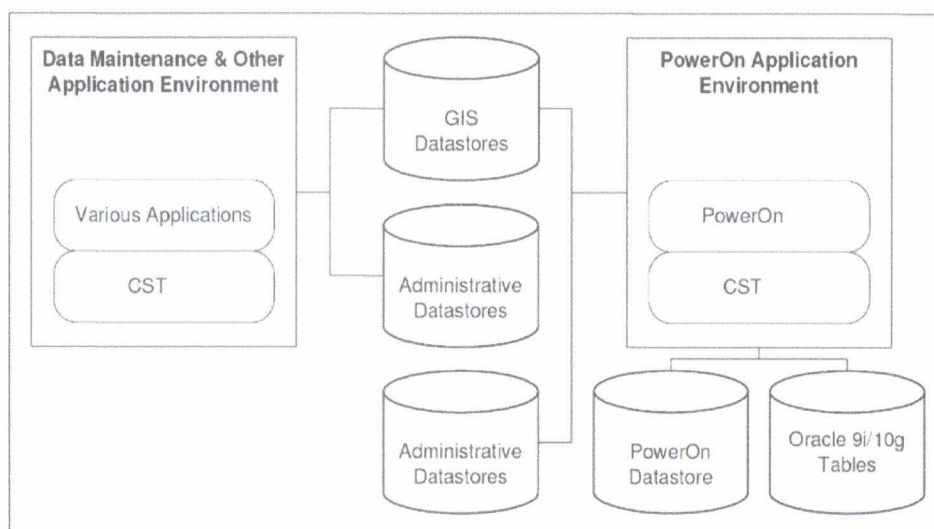


Figura 10: Diagrama de BD Sistema Smallword

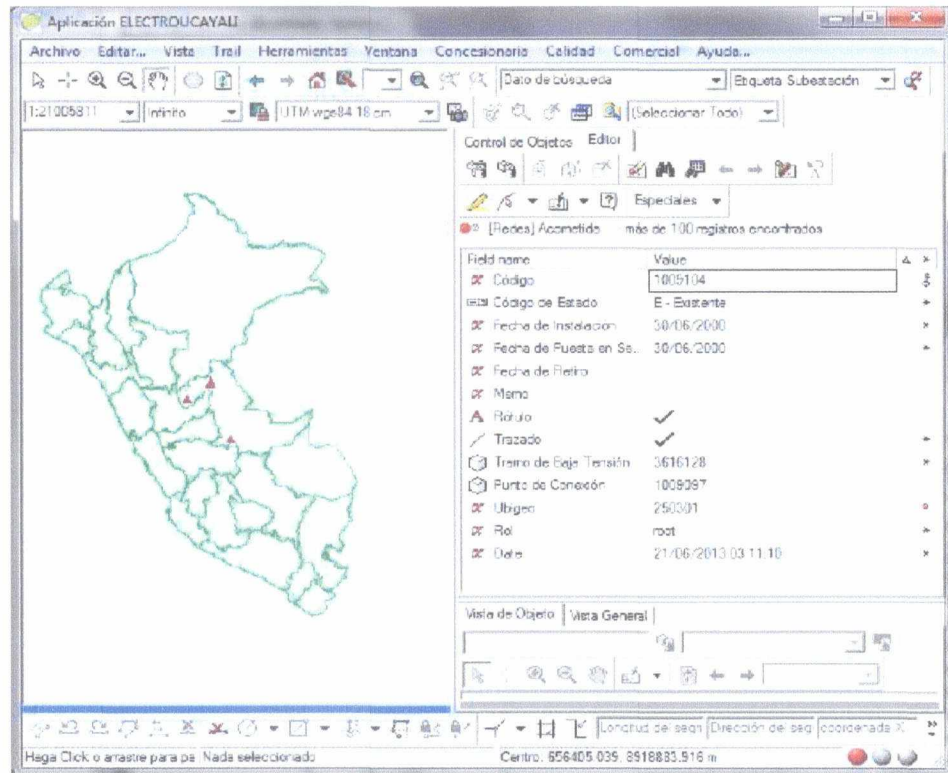


Figura 11: Acceso Principal a Aplicación Smallword

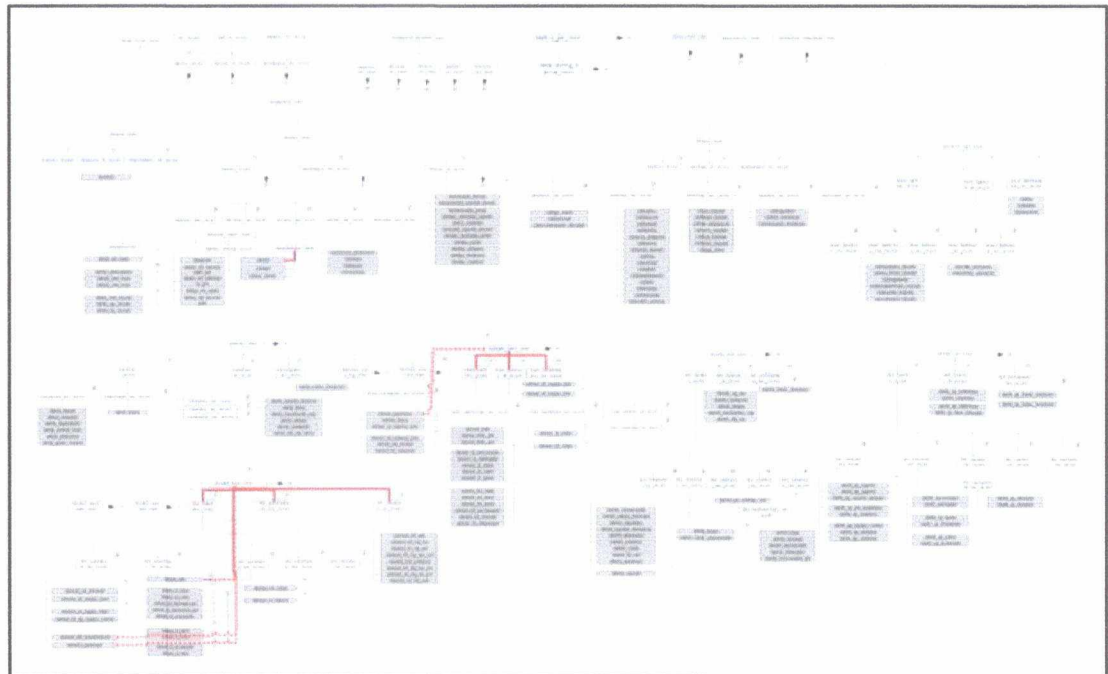
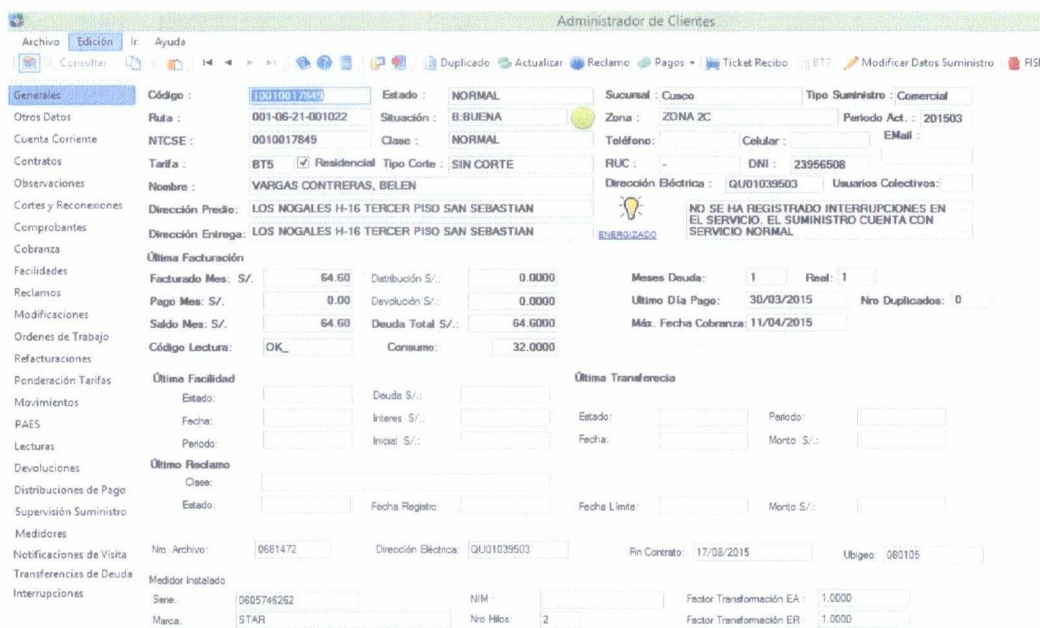


Figura 12: Diagrama de Clases Aplicación Smallword

5.4. Integración con CIS SIELSE:

Se gestionará el desarrollo de un programa para la integración con el software comercial SiELSE para extraer los consumos mensuales por cliente:



Administrador de Clientes

Archivo Edición Ir Ayuda

Consulter Duplicado Actualizar Reclamo Pagos Ticket Recibo BTB Modificar Datos Suministro FISE

Generales Código: 10010017849 Estado: NORMAL Sucursal: Casapa Tipo Suministro: Comercial

Otros Datos Ruta: 001-06-21-001022 Situación: B:BUENA Zona: ZONA 2C Periodo Act.: 201503

Cuenta Corriente NTCSE: 0010017849 Clase: NORMAL Teléfono: Celular: EMail:

Contratos Tarifa: BT5 Residencial Tipo Corte: SIN CORTE RUC: DNI: 23956508

Observaciones Nombre: VARGAS CONTRERAS, BELEN Dirección Eléctrica: QU01039503 Usuarios Colectivos:

Cortes y Reconexiones Dirección Predio: LOS NOGALES H-16 TERCER PISO SAN SEBASTIAN

Comprobantes Dirección Entrega: LOS NOGALES H-16 TERCER PISO SAN SEBASTIAN

Cobranza Última Facturación Facturado Mes: S/. 64.60 Distribución S/.: 0.0000 Meses Deuda: 1 Real: 1

Reclamos Pago Mes: S/. 0.00 Devolución S/.: 0.0000 Último Día Pago: 30/03/2015 Nro Duplicados: 0

Modificaciones Saldo Mes: S/. 64.60 Deuda Total S/.: 64.6000 Máx. Fecha Cobranza: 11/04/2015

Ordenes de Trabajo Código Lectura: OK_ Consumo: 32.0000

Refacturaciones Última Facilidad Estado: Deuda S/.:

Ponderación Tarifas Última Transferencia Estado: Fecha: Período: Monto S/.

Movimientos PAES Fecha: Ingres S/.

Lecturas Período: Inicial S/.

Devoluciones Último Reclamo Clase: Fecha Límite: Monto S/.

Distribuciones de Psgo Estado: Fecha Registro: Monto S/.

Supervisión Suministro Medidores Nro. Archivo: 0681472 Dirección Eléctrica: QU01039503 Pin Contrato: 17/08/2015 Ubigeo: 080105

Notificaciones de Visita Medidor Instalado Sene: D605746262 NIM: Factor Transformación EA: 1.0000

Transferencias de Deuda Interrupciones Marca: STAR Nro Hilos: 2 Factor Transformación ER: 1.0000

Figura 13: Interfaz principal de sistema comercial ELUC

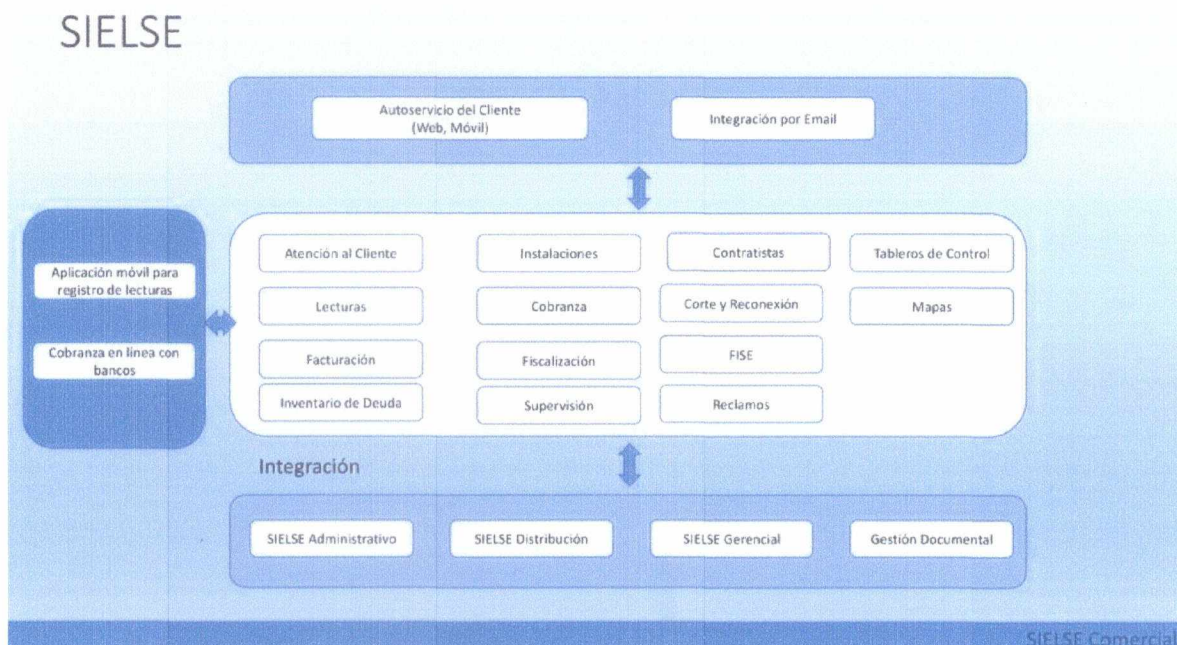


Figura 14: Componentes principales del Sistema Comercial ELUC

5.5. Módulos desarrollados a medida:

Se realizarán una serie de desarrollos a medida tales como:

- Módulo de cálculo de compensaciones en línea.
- Módulo de cálculo de prioridades.
- Módulos de supervisión de órdenes.
- Módulos APP para uso en tablets.
- Módulos de integración.
- Otros.

6. Ventajas Obtenibles:

- Se mejorará el tiempo de atención a los clientes vía la optimización del recorrido de las cuadrillas.
- Se reducirán costos de operación, por la asignación geo referenciada de los casos.
- Se podrá controlar los tiempos promedios de atención de cada cuadrilla, permitiendo hacer la revisión de los tiempos empleados.
- Se identificarán órdenes que afectan a clientes con menores niveles de servicio, mejorando su nivel de servicio y reduciendo costos de compensaciones.
- Permite registrar listas estructuradas de problemas detectados durante la visita de campo para su posterior mantenimiento.
- Se podrá probar pilotos que permitirán automatizar la operación y permitirá acceder al operador de campo de información en línea.
- Al emplear tecnologías y herramientas actuales se podrá obtener mayor aprovechamiento de las mismas para otros desarrollos futuros, principalmente relacionados al mantenimiento.

7. Costos de Implementación:

El costo de implementación del piloto (Inversión) ascendería a 756,575.00 soles, el cual se detalla a continuación:

INVERSIÓN		
Actividad		Subtotal (S./.)
ETAPA 1 - PRIORIZACIÓN FUERA DE LINEA		
Adquisición e implementación de Sistema		309,178.50
Adquisición de Hardware		40,548.00
Adquisición de Software Base		15,205.50
	Subtotal	364,932.00
Supervisión Implementación y Monitoreo del Piloto	5%	18,246.60
Gastos Administrativos	5%	18,246.60
	Total Inversión Proyecto Etapa 1	401,425.20
ETAPA 2 - PRIORIZACIÓN EN LINEA		
Adquisición e implementación de Sistema		280,457.00
Adquisición de Hardware		8,616.45
Adquisición de Software Base		33,790.00
	Subtotal	322,863.45
Supervisión Implementación y Monitoreo del Piloto	5%	16,143.17
Gastos Administrativos	5%	16,143.17
	Total Inversión Proyecto Etapa 2	355,149.80
	Total Inversión Etapa 1 + Etapa 2	756,575.00

8. Costos de Operación y Mantenimiento:

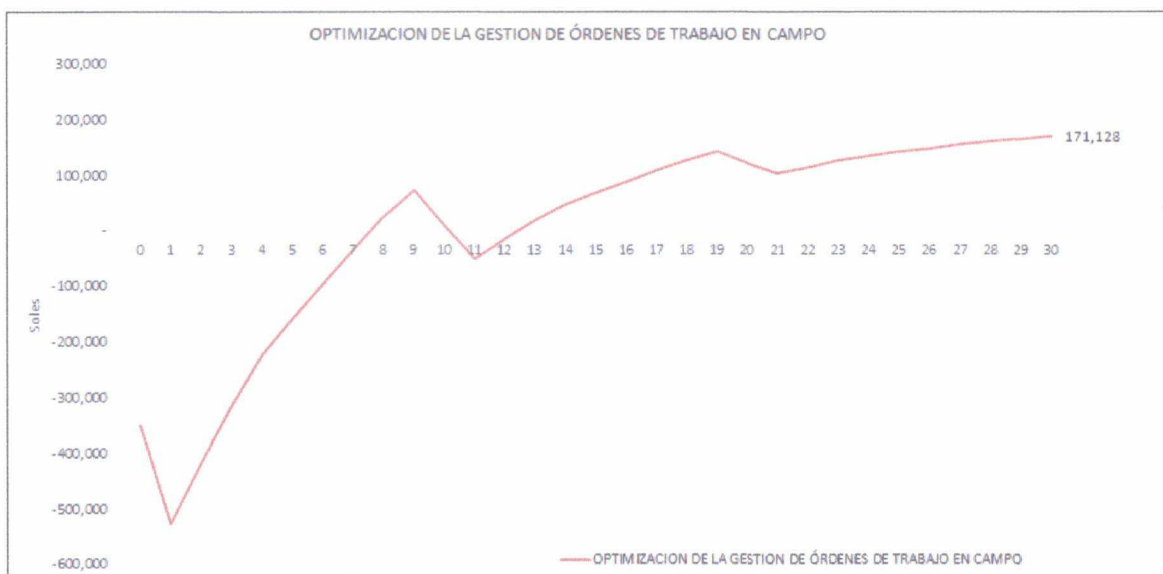
Este piloto requiere de costos adicionales en comunicaciones (planes de datos, mantenimientos del software), cuyo costo en los dos años de ejecución del proyecto se estiman en 109,844.53 soles, cuyo detalle se muestra a continuación:

COYM adicional		
Actividad		Subtotal (S./.)
Costo Mantenimiento ETAPA 1		3,041.10
	Subtotal	3,041.10
Gastos Administrativos	5%	152.06
	Total COYM Etapa 1	3,193.16
Costo Mantenimiento ETAPA 2		98,531.64
	Subtotal	98,531.64
Gastos Administrativos	5%	4,926.58
	Total COYM Etapa 2	103,458.22
COYM adicional del PROYECTO		
Año		Subtotal (S./.)
Año 1		3,193.16
Año 2		106,651.38
	Total COYM	109,844.53
COSTO TOTAL DEL PILOTO		SOLES 866,419.53

9. Cálculo de la Rentabilidad

La evaluación económica se detalla en el Anexo 2, cuyo resumen se muestra a continuación:

RESUMEN	
Parámetros	
Tipo de Cambio (Venta al 31/12/2018)	3.379
Tasa de Descuento	12%
Periodo de Evaluación	30 Años
Valor Presente de Costos	
A	OPTIMIZACION DE LA GESTION DE ÓRDENES DE TRABAJO EN CAMPO
	171,128.47 Soles
	100%



Para el cálculo de la rentabilidad se han considerado los ahorros generados por la mayor eficiencia de las cuadrillas y de la sala de control de cuadrillas, incremento de ventas perdidas, reducción de los tiempos de interrupción por reducción de tiempos de atención y de reducción de compensaciones por calidad de suministro por la priorización de órdenes con mayor impacto al SAIDI, menores tiempos de atención y casos de fuerza mayor mejor sustentados. El detalle del cálculo de los mismos se encuentra en el Anexo 5 "Confiabilidad Nueva", conforme se aprecia en el siguiente cuadro:

Estimación de ahorros		
Venta Mensual de Energía	30,000,000	kWh
Venta promedio x Hora	41,666.67	kWh
Precio de Compra de Energía	0.25	S/. / kWh
Precio de Venta de Energía	0.53	S/. / kWh
SAIDI (Sin Proyecto)	14.40	Horas
SAIDI (Con Proyecto)	13.64	Horas
Reducción en SAIDI Estimado	0.763	Horas
Recupero de Energía dejada de Vender por Periodo	8906	S/.
Ventas de energía adicionales (no interrumpidas)	5272	US\$
% reducción de compensación por menor tiempo de atención	5.60%	Porcentaje
Reducción Estimada por Menores de Tiempos de Atención	19122	US\$
Reducción en SAIDI Estimado	0.109	Horas
% reducción de compensación por priorización de interrupciones	0.80%	
Reducción Estimada por Priorización de Interrupciones Importar	2722	US\$
Reducción en SAIDI Estimado	0.048	Horas
% reducción de compensación por mayor sustento en casos FM	0.35%	
Reducción Estimada en Compensaciones por mejor sustento de	1195	US\$
Reducción en SAIDI Estimado	0.079	Horas
% reducción de compensación por alertas previo a maniobras pr	0.58%	
Reducción de compensaciones por mejor evaluación de impacto	1982	US\$

10. Programa de Ejecución

La aplicación de este sistema como "Proyecto Piloto" será ejecutada en dos (02) Años, de acuerdo al siguiente programa:

Cuadro 3.- PROGRAMA DE EJECUCIÓN

Concepto	Unidad	Por año		TOTAL
		2020	2021	
Montos de Inversión	S/.	401,425.20	355,149.80	756,575.00
Montos de COyM	S/.	3,193.16	106,651.38	109,844.53
Montos Total Piloto por Año	S/.	404,618.36	461,801.17	866,419.53

11. Estimación de Beneficios

Entre los beneficios del proyecto para el cliente de ELUC se encuentran:

- Incremento de la productividad del departamento de Ucayali, debido a que la menor cantidad de interrupciones evitarán daños y reparación de equipos, generación propia de energía, reiniciación de procesos, pérdidas de producción, reprocesos de materia prima, hora extra de empleados, horas pérdidas y otros costos de oportunidad.
- Más tiempo de suministro eléctrico para la población de Ucayali, en particular para los clientes que tienen un menor nivel de servicio.

Entre los beneficios del proyecto para ELUC se encuentran:

- Reducir impacto de indicadores y compensaciones al realizar una evaluación de maniobras con mejor calidad de información.
- Incrementar la cantidad de energía vendida.
- Reducir compensaciones pues se podrá contar con sustentos a tiempo que permitan confirmar que una interrupción fue de fuerza mayor.
- Identificar a clientes de circuitos que han sido afectados reiterativamente por interrupciones, estableciendo indicadores que permiten reducir las transgresiones a las tolerancias establecidas.
- Incrementar la eficiencia de las cuadrillas, al minimizar los tiempos de recepción de tareas y de descarga de los resultados de la misma, eliminar errores por transcripción de datos, reducir el tiempo de respuesta para iniciar el diagnóstico y atención de interrupciones importantes.

Beneficios para Clientes	Cantidad	C.U. (US\$)	Total	Unidad
Incremento PBI de Ucayali por reducción de SAIDI	0.76	49758	37,986	US\$
Suministro eléctrico adicional para Ucayali	87606	0.76	66,879	Horas

Beneficios para ELUC	Cantidad	C.U. (US\$)	Total	Unidad
Reducción de compensaciones por mejor evaluación de impacto de maniobras			3,666	US\$
Ventas de energía adicionales (no interrumpidas)			5,272	US\$
Reducción Estimada en Compensaciones por mejor sustento de casos fuerza mayor			1,195	US\$
Reducción Estimada por Priorización de Interrupciones Importantes			2,722	US\$
Eficiencia en la asignación de trabajos a la cuadrillas.			41,567	US\$

12. Anexos

En el archivo anexo "Optimización de la Gestión de Órdenes en Campo.xlsx" contiene las siguientes hojas:

- Anexo 1: Ventajas.- Contiene las ventajas y desventajas del piloto.
- Anexo 2: Análisis de Costos.- Evaluación de costos detallados, modelo de costos, costos a 30 años, inversión y plan de trabajo propuesto
- Anexo 3: Cuadrillas.- Contienen los costos estimados de ahorros de viajes realizados por las cuadrillas al recibir las órdenes automáticamente y registrar los descargos desde campo.
- Anexo 4: Confiabilidad Actual.- Contiene el análisis de falla confiabilidad con el cual se calcula el SAIDI para la forma como está operando el sistema actual de gestión de órdenes de ELUC.
- Anexo 5: Confiabilidad Nueva.- Contiene el análisis de falla confiabilidad con el cual se calcula el SAIDI y los ahorros generados (menor tiempo en la atención de interrupciones, mayor venta de energía, etc.).
- Anexo 6: Priorización.- Estima el ahorro de priorizar la atención de aquellas órdenes con mayor impacto en el SAIDI.
- Anexo 7: Fuerza Mayor.- Estima la cantidad de casos de fuerza mayor que podrían sustentarse con mayor información tomada del campo y su impacto en los casos fundados.
- Anexo 8: Programada.- Estima la cantidad de casos de mantenimiento que podrían reevaluarse por la afectación del SAIDI en dicho periodo.
- Anexo 9: Beneficios.- Contiene las estimaciones de los beneficios para los clientes de ELUC y la propia ElectroUcayali.
- Anexo 10: Hoja de datos auxiliares usadas para los cálculos de confiabilidad / falla.

0065

7.1 ESTUDIOS DE PROYECTOS DE INNOVACIÓN TECNOLÓGICA Y/O EFICIENCIA ENERGÉTICA

COMUNICACIÓN OMNISCANAL PARA MEJORAR
INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO

ELECTRO UCAYALI

FEBRERO - 2019



ÍNDICE

1. Título del Proyecto	3
2. Descripción del Proyecto	3
3. Situación Actual.....	3
4. Antecedentes de la Aplicación	4
4.1. Caso KLM Holanda: Comunicaciones vía Whatsapp Bussines	6
4.2. Caso ATENTO España: Comunicaciones Omnicanal	7
4.3. Caso RAPPI Colombia: SMS con segmentación de clientes.....	9
5. Tecnologías para la implementación:.....	11
6. Ventajas Obtenibles:	14
7. Costos de Implementación:.....	15
8. Costos de Operación y Mantenimiento:.....	15
9. Cálculo de la Rentabilidad	16
10. Programa de Ejecución	17
11. Estimación de Beneficios	17
12. Anexos	19

MEMORIA DESCRIPTIVA

1. Título del Proyecto

Comunicación Omnicanal para Mejorar Indicadores de Calidad de Servicio.

2. Descripción del Proyecto

El proyecto adjunto busca aplicar tecnologías de telecomunicaciones y servicios en la nube para habilitar vías alternativas que hagan más eficiente la información y la comunicación con los clientes de empresas como Electro Ucayali S.A., las cuales tienen zonas de concesión extensas con áreas rurales incluidas.

Los objetivos iniciales del piloto incluyen:

- Busca aumentar la satisfacción de los clientes al eliminar los factores de incertidumbre y mejorar la calidad del servicio técnico y comercial.
- Evaluar procesos de notificación previa a la realización de actividades de contraste de medidor o de cortes programados para mejorar la comunicación con los clientes.
- Lanzar campañas que incentiven las denuncias por hurtos de energía que permitan obtener de manera fácil y personalizada información y evidencias de hurtos de energía que permitan reducir las pérdidas no técnicas.
- Notificar llegada estimada de una cuadrilla para reducir viajes indebidos.

3. Situación Actual

Lo usual en las empresas de distribución es que las consultas, requerimientos y reclamos surjan del lado del consumidor, por lo que el cliente se moviliza a la empresa para solicitar se le evalúe de acuerdo al marco legal.

Sin embargo, en el área de concesión de Electro Ucayali S.A. existen factores que restringen las visitas de los clientes a los Centros de Atención al Cliente (CAC), factores como: lejanía de áreas rurales, escasa comunicación, rutas y carreteras en mal estado, usuarios adultos mayores, clima adverso.

Son frecuentes los casos en que el usuario, aparte de la distancia que debe recorrer, debe verificar si está llevando recibos, DNI, o número de cliente para identificarlo su suministro en el sistema. Además, debe considerar cuál será su consulta al llegar, de lo contrario el trayecto sería en vano y no encontraría una solución adecuada.

4. Antecedentes de la Aplicación

En estos últimos años el incremento del alcance de las redes de telecomunicaciones y el desarrollo de tecnologías en la nube han permitido crear nuevas tecnologías de servicios que facilitan la comunicación con los clientes, proporcionando herramientas que permiten un acercamiento masivo y a la vez personalizado a segmentos de usuarios, lo cual redundo en mejorar los indicadores la calidad de servicio de la concesionaria.

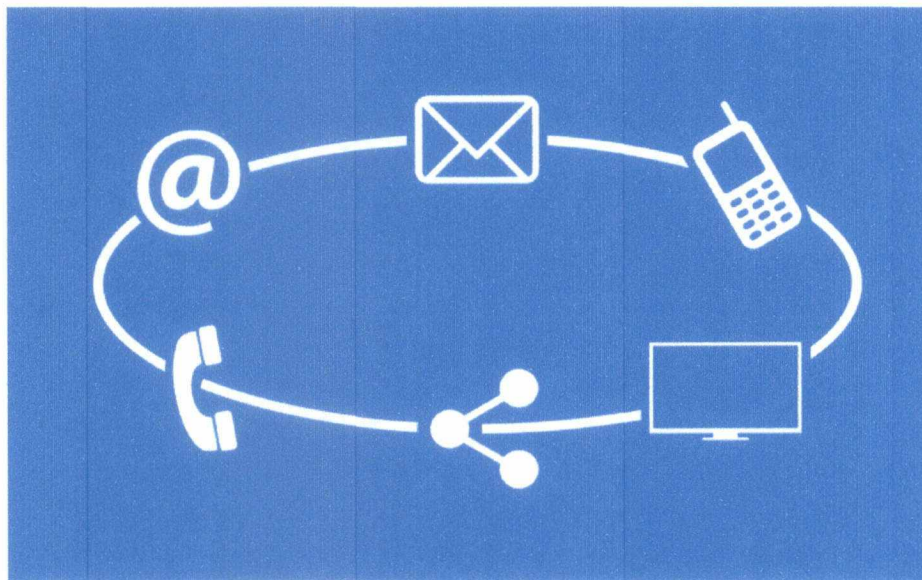


Figura 1: Canales Omnicanal

Estas herramientas facilitan el intercambio de información usando diferentes vías, tales como los SMS en zonas de baja cobertura de telecomunicaciones, o del correo o WhatsApp en zonas con mejor señal.

Estas opciones permiten que los responsables técnicos pueden tener mayor información de las consultas, responder a los eventos inmediatamente e incluso automatizar algunas respuestas lo cual mejora la atención del cliente final.

¿Qué es un servicio de comunicación omnicanal?

- Es una red de soluciones que ofrece a los clientes, con comunicaciones totalmente integradas, no importa qué canal elija un cliente, las empresas pueden gestionar todo en un solo lugar.
- Se deriva de las innovaciones tecnológicas que hacen que la demanda de los consumidores sean realizadas desde canales dispares que requieren ser fusionados en un solo canal.
- Es un cambio de concepción que indica que no hay un canal preferido para las comunicaciones con los clientes. Por ejemplo puede tenerse una llamada de reporte técnico que comience con SMS, cambie al correo electrónico para obtener más información y luego llame al call center para luego volver al SMS para una encuesta de seguimiento.
- Las redes sociales trajeron la expectativa de que las empresas y las marcas están siempre disponibles para responder preguntas y los teléfonos inteligentes nos permiten iniciar esas conversaciones en cualquier lugar, en cualquier momento.

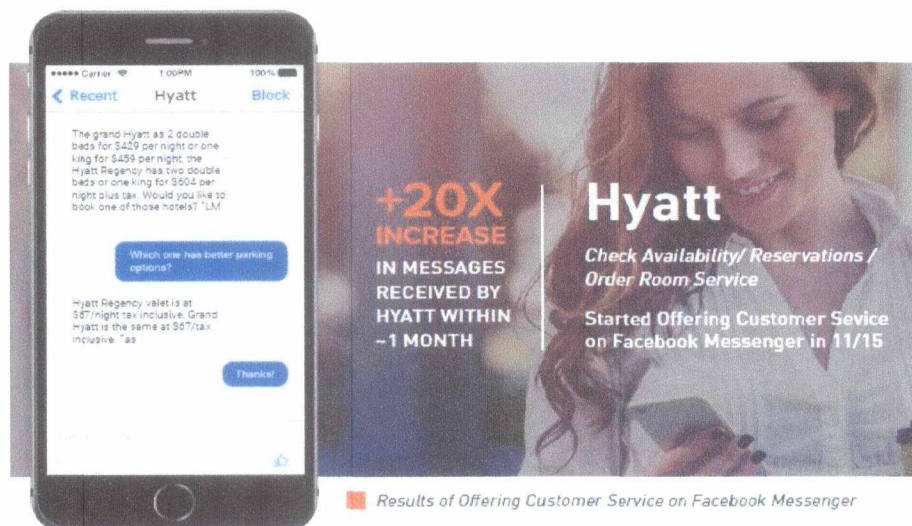


Figura 2: Caso Omnicanal Hyatt

Por ello se propone implementar a manera de piloto un software a medida que permita que Electro Ucayali S.A. pruebe tecnologías aplicadas en otras industrias para optimizar los procesos comerciales y operativos de la empresa, y que luego pueda extenderse a otros procesos que requieran de mayor calidad con una mejor interacción con el cliente (Ej. optimización de tiempos de atención técnica y comercial, atención de nuevos usuarios, etc.).

4.1. Caso KLM Holanda: Comunicaciones vía Whatsapp Bussines

La línea aérea KLM, una de las compañías más grandes del mundo en términos de ingresos de operaciones y de pasajeros movilizados ha sido una de las primeras en iniciar una estrategia omnicanal. Junto a WhatsApp ha creado una solución empresarial que hace posible que empresas como KLM se conecten con sus clientes de una manera rápida y personal. Es por ello que:

- Junto con un pequeño número de empresas WhatsApp está probando formas para que las empresas se comuniquen con los clientes mediante WhatsApp Bussiness.
- Esto permite a KLM estar cerca a sus clientes, los cuales son mil millones de usuarios de diferentes países.
- Se ofrece una forma confiable y multimedia para recibir información de su vuelo y hacer preguntas las 24 horas del día, los 7 días de la semana.
- La información de vuelos de KLM es fácil de encontrar a través de la cuenta de WhatsApp verificada.
- Los mensajes son seguros, de modo que solo los pueden leer el cliente y KLM, y nadie más, ni siquiera WhatsApp.
- Los clientes pueden reconocer fácilmente las empresas verificadas mediante la aplicación comercial oficial de WhatsApp.
- Esto significa que los clientes verán una marca de verificación verde junto al nombre de contacto de KLM en WhatsApp.

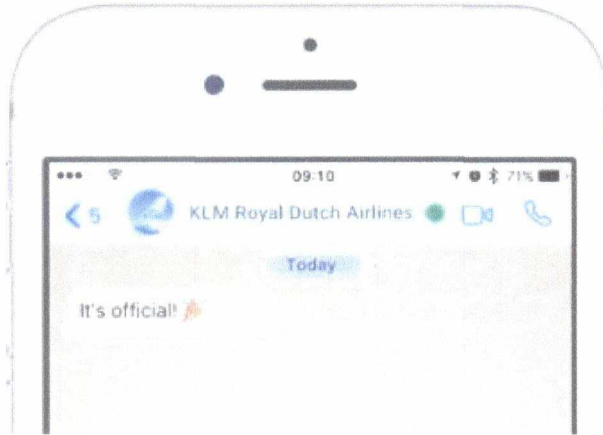


Figura 3: Uso masivo de Redes Sociales

4.2. Caso ATENTO España: Comunicaciones Omnicanal

Atento es una compañía de servicios de relación con clientes y externalización de procesos de negocio. Atento es el mayor proveedor de América Latina y se encuentra entre los cinco principales proveedores a nivel mundial, en términos de ingresos. La compañía lidera los servicios de externalización de contact center en América Latina.

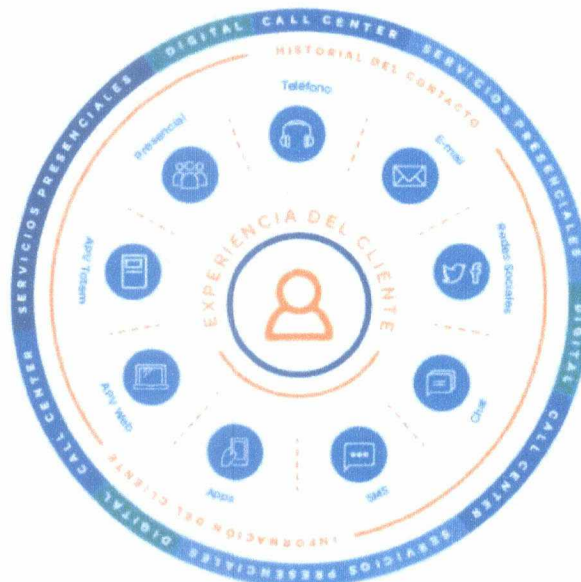


Figura 4: Caso Omnicanal Atento

Para Atento, la Estrategia Omnicanalidad se define como la capacidad tecnológica de integrar todos los canales para gestionar a los consumidores a través de procesos establecidos, mismos que respetan las reglas y condiciones propias de cada canal, adaptando el tono, el mensaje y la experiencia.

Esta estrategia, ofrece al cliente la elección del canal adecuado para la necesidad del momento, y le permite cambiar de un canal a otro sin tener que repetir o interrumpir la atención que recibe. La omnicanalidad facilita al agente el acceso a la información sobre la “jornada del cliente”, para que el consumidor pueda comenzar la conversación por un canal ya sea digital o tradicional, incluso presencial, sin que la conversación se interrumpa o se altere. La conversación es continua y el cambio de canales invisible para éste. Ahí es donde el “jornada” contribuye para una experiencia excelente.

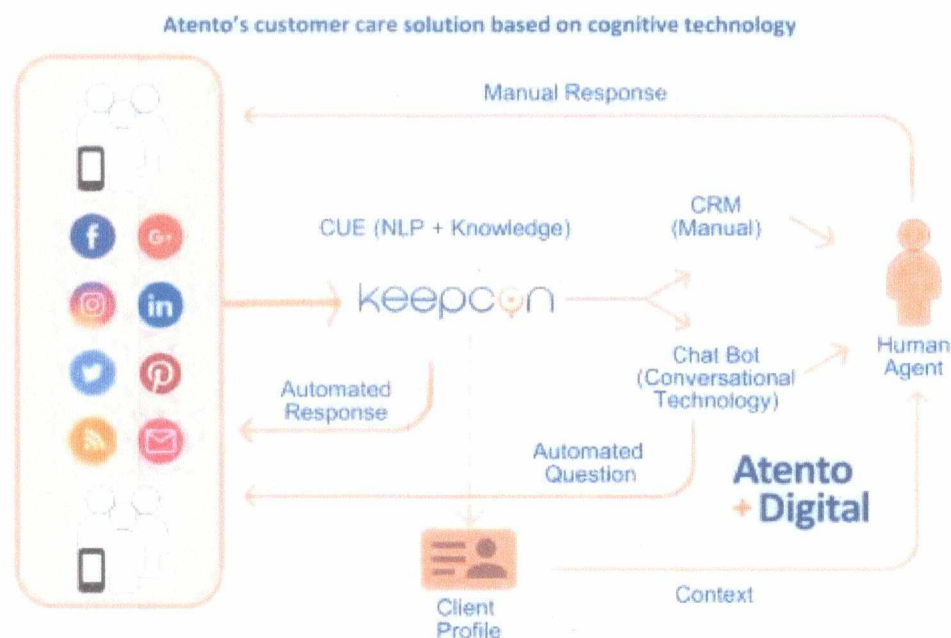


Figura 5: Flujo de proceso Omnicanal Atento

Por ello, con su plataforma omnicanal “Atento” busca:

- Permitir a los consumidores interactuar con las marcas sin importar el canal, en paralelo, registrando la interacción completa.

- En nuestras relaciones personales, conversamos y compartimos información con las personas de manera indistinta y sin importar el formato. El mensaje no define necesariamente el canal.
- Las marcas tienen que interactuar con sus clientes de forma transparente y consistente, sin importar el medio de comunicación elegido por éstos.
- La atención al cliente puede ser de una manera diferente a la tradicional, en una oficina donde se tenía que esperar a ser atendido personalmente.
- La estrategia multicanal está centrada en la tecnología y en la innovación; su base está en ofrecer servicios en la manera que el cliente lo elija: en el momento correcto a través del canal adecuado.
- La integración de los canales se realiza de manera individual, para que sin importar el canal de contacto, la información se preserve. Esto permite conocer cada uno de los pasos que ha dado el consumidor a favor de la marca.
- El consumidor decide la experiencia que quiere tener y nosotros lo acompañamos.

4.3. Caso RAPPI Colombia: SMS con segmentación de clientes

Rappi es una empresa colombiana que en menos de un año ya cuenta con más de 700.000 clientes, 2.000 repartidores, y entrega más de 1 millón de pedidos con más de 400 empleados en México y Colombia. Una compañía con una impresionante tasa de crecimiento considerando la dificultad de desarrollar una nueva idea de negocios en nuevos mercados.

LOS SERVICIOS QUE OFRECE LA APLICACIÓN



Figura 6: Caso Omnicanal Rappi

El funcionamiento de Rappi es igual a muchos servicios web y móviles: mediante su aplicación o sitio web usted puede realizar un pedido de alimento para mascotas, pedir algo de su restaurante favorito o cualquier cosa que desee. La orden será inmediatamente recibida y entregada por el personal de Rappi. El costo de la entrega varía entre 1 o 2 USD y es adicional al costo del producto.

La entrega es eficiente, pero garantizar una entrega rápida no es suficiente para mantenerse en el liderato. Conocer y atender las necesidades específicas de sus clientes es la clave para marcar la diferencia. ¿Cómo lo hace Rappi?

- Mediante segmentación y seguimiento de usuarios en el portal omnicanal Infobip y su integración con API.
- Vía mensajes de recordación. Si un cliente deja de utilizar el servicio, Rappi le enviará un SMS invitándolo a regresar, incluso puede ese mensaje puede estar basado en el historial de pedidos del usuario, es así como pueden enviar cupones o descuentos para motivar una nueva venta.

- Rappi tienen la capacidad de segmentar diferentes ofertas tanto a personas que compran bocadillos por la noche como a las mamás que compran pañales y artículos para bebé durante el día.

5. Tecnologías para la implementación:

Se propone implementar integraciones de los sistemas de Electro Ucayali S.A. con plataformas tecnológicas que proveen servicios de comunicación omnicanal, las cuales tienen estructuras similares a la adjunta:

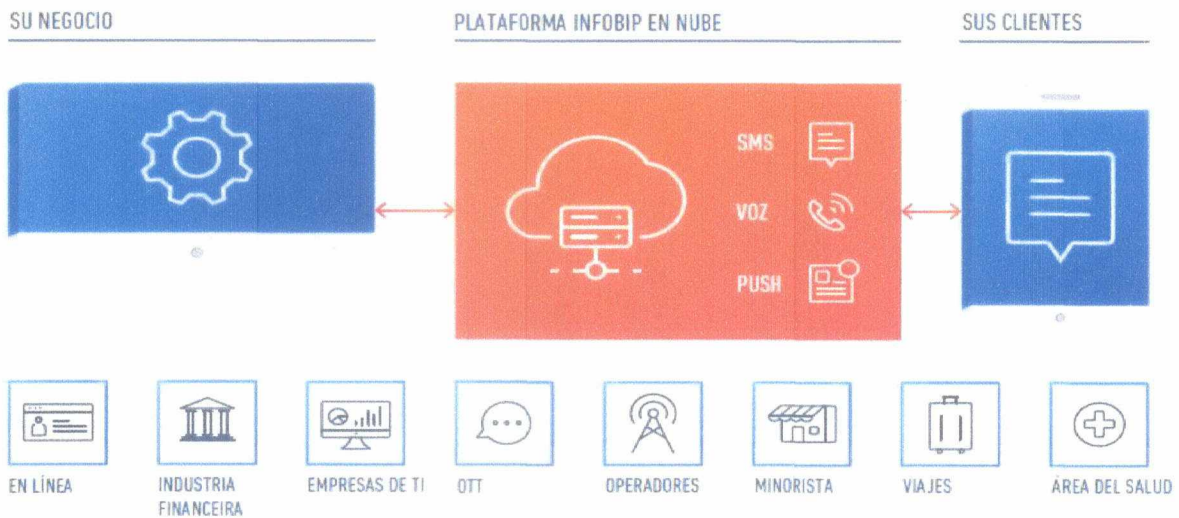


Figura 7: Plataforma Omnicanal

A través de la cual se podrán implementar casos de uso tales como los adjuntos:

- Configuración de flujos de comunicación

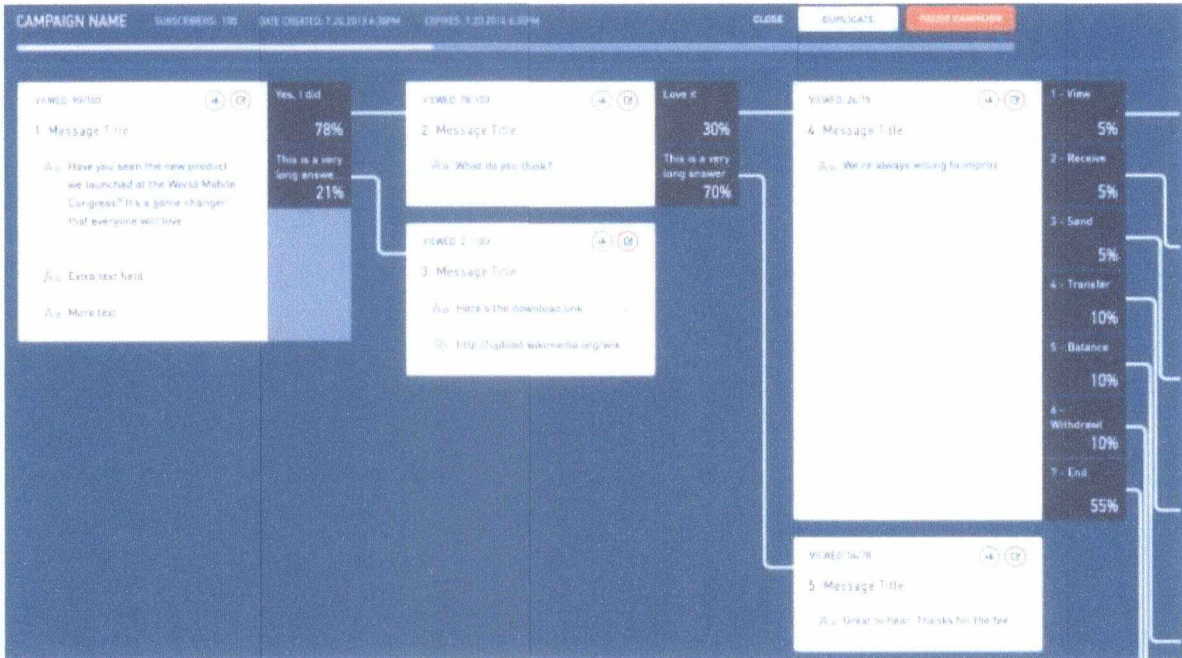


Figura 8: Flujo de Comunicación

- Dar respuestas personalizadas a usuarios (IVR Virtual)



CASOS DE USO

URA- MENÚS DE VOZ

Cree menús de voz interactivos e integrados a su banco de datos con nuestra función URA. ¡Automatice la interacción con el cliente y optimice todo su proceso comercial!

REDES SOCIALES - UNIVERSO ONLINE

Una excelente solución para redes sociales y aplicativos de encuentros, que buscan posibilitar la comunicación entre usuarios, sin revelar datos personales, como nombres y números.

OPT IN/OUT

De forma dinámica, haga que sus clientes suscriban o no sus servicios con una simple llamada. Con nuestros números de voz, sus campañas estarán fácilmente en conformidad con las reglas del mercado.

Figura 9: Personalización de respuestas

- Permitir confirmar si una transacción es válida.



CASOS DE USO

ATENCIÓN AL CLIENTE

Envíe novedades y promociones por mensajes de voz personalizados y previamente grabados a sus clientes en todo el mundo. Pague solamente por los mensajes entregados.

FIRMAS

Administre sus abonados y campañas, por medio de códigos de respuesta (DTMF) y ofrezca una opción simple de opt in/out de listas sin la necesidad de intervención humana. ¡Esté seguro de que sus campañas son legítimas!

CALL CENTERS

Dispare una campaña con un mensaje pregrabado y defina un código de respuesta que redirigirá los clientes interesados directamente al call center y receptionistas disponibles, así como a departamentos específicos.

Figura 10: Transacciones entre clientes y sistema.

- Envío de SMS para alertas, notificaciones, etc.

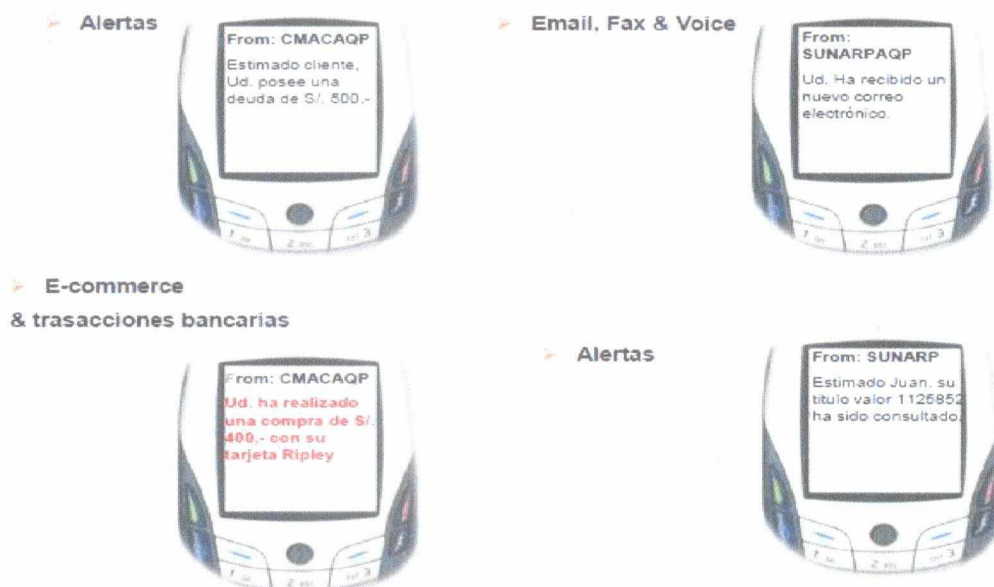


Figura 11: Envío de SMS masivos.

- Obtener indicadores y estadísticas de las comunicaciones realizadas.

METRICS

- **Actionable** metrics
- **Comparisons** with industry average
- **Tips** on how to improve performance and optimize costs
- **Alerts and notifications** based on user defined thresholds

Report Options



PIE CHARTS

- MT Breakdown by statuses



BAR GRAPHS

- MT Delivery rate, top 5 countries
- MT Delivery rate, bottom 5 countries



LINE CHARTS

- MT Delivery time, top 5 countries
- MT Delivery time, bottom 5 countries



CUSTOM

MT Delivery Rate

By Country

Show top 5 values



Figura 12: Estadísticas de Comunicación con el Cliente

6. Ventajas Obtenibles:

- Se fortalece el relacionamiento con los usuarios e interesados con el servicio eléctrico, mejorando los indicadores de calidad de atención al cliente.
- Reducción de los hurtos de energía e incremento de recuperos con suscripción de convenios de fraccionamiento de deuda.
- Menor tiempo de atención, pues se usa tecnologías más adecuadas para recibir información de reclamos de mejor calidad.

- El usuario ahorra tiempo y dinero que empleaba para desplazarse a las Centros de Servicio. Esto es más importante para zonas rurales dispersas.
- La empresa ahorra las visitas viajes de personal técnico que anteriormente tenía que ir reiteradamente a verificar el cumplimiento de requisitos previo a una atención, sobre todo en zonas alejadas.
- Aumenta la opinión positiva de Electro Ucayali.
- Actualización de la información comercial.
- Se crea plataforma que soportaría la implementación de nuevos procesos de comunicación con el cliente.

7. Costos de Implementación:

El costo de implementación del proyecto (Inversión) ascendería a 460,153 Soles, el cual se detalla a continuación:

INVERSIÓN

Actividad	Subtotal (S/.)
ETAPA 1 - COMUNICACIÓN OMNICANAL PARA APOYAR IDENTIFICACION DE PERDIDAS	
Adquisición e implementación de Sistema	329,452.50
Adquisición de Hardware	40,548.00
Adquisición de Software Base	6,082.20
Subtotal	376,082.70
Supervisión Implementación y Monitoreo del Piloto	5% 18,804.14
Gastos Administrativos	5% 18,804.14
Total Inversión Proyecto Etapa 1	413,690.97

ETAPA 2 - CANCELACION DE VIAJES INDEBIDOS POR ATENCIONES DE EMERGENCIA	
Adquisición e implementación de Sistema	42,237.50
Adquisición de Hardware	0.00
Adquisición de Software Base	0.00
Subtotal	42,237.50
Supervisión Implementación y Monitoreo del Piloto	5% 2,111.88
Gastos Administrativos	5% 2,111.88
Total Inversión Proyecto Etapa 2	46,461.25
Total Inversión Etapa 1 + Etapa 2	460,152.22

8. Costos de Operación y Mantenimiento:

Este piloto requiere de costos adicionales en comunicaciones (planes prepagos de envío de SMS, llamadas automáticas, mantenimientos del software), cuyo costo en los dos años de ejecución del proyecto se estiman en 214,104 soles, cuyo detalle se muestra a continuación.

COYM adicional		
Actividad		Subtotal (S/.)
Costo Mantenimiento ETAPA 1		99,757.64
	Subtotal	99,757.64
Gastos Administrativos	5%	4,987.88
	Total COYM Etapa 1	104,745.52
Costo Mantenimiento ETAPA 2		4,392.70
	Subtotal	4,392.70
Gastos Administrativos	5%	219.64
	Total COYM Etapa 2	4,612.34

COYM adicional del PROYECTO		
Año		Subtotal (S/.)
Año 1		104,745.52
Año 2		109,357.85
	Total COYM por SED	214,103.37

COSTO TOTAL DEL PILOTO	SOLES	674,255.59
-------------------------------	--------------	-------------------

9. Cálculo de la Rentabilidad

La evaluación económica se detalla en el **Anexo 2**, cuyo resumen se muestra a continuación:

RESUMEN		
Parámetros		
Tipo de Cambio (Venta al 31/12/2016)		3.379
Tasa de Descuento		12%
Periodo de Evaluación		30 Años
Valor Presente de Costos		
A	COMUNICACIÓN OMNICANAL PARA MEJORAR INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO	219,532.03 Soles 100%



Para el cálculo de la rentabilidad se han considerado principalmente los ahorros generados por la reducción de pérdidas no técnicas y el incremento en las eficiencias de las cuadrillas.

Respecto a la mejora de la eficiencia de las cuadrillas se está considerando los siguientes parámetros:

Estimación de cantidad de viajes indebidos	Mes	Año
Llamadas por interrupción estimadas	283	3401
% de Llamadas para interrupciones nivel BT	60%	60%
% Viajes indebidos estimados (BT)	10%	10%
Estimación de atenciones de cuadrillas canceladas	17	204

Costo de Cuadrilla por viaje indebido	Mes	Año
Costo de cuadrilla emergencia por Turno (US\$)	230.07	230.07
Atenciones estimadas por turno de cuadrilla	10	10
Costo estimado por atención (US\$)	23	23
Costo de ahorro en cuadrillas (US\$)	391	4695

Los impactos calculados se detallan en el anexo 4 al informe adjunto.

10. Programa de Ejecución

La aplicación de este sistema como "Proyecto Piloto" será ejecutada en dos (02) años, de acuerdo al siguiente programa:

Cuadro 3.- PROGRAMA DE EJECUCIÓN

Concepto	Unidad	Por año		TOTAL
		2020	2021	
Montos de Inversión	Sl.	413,690.97	46,461.25	460,152.22
Montos de COyM	Sl.	104,745.52	109,357.85	214,103.37
Montos Total Piloto por Año	Sl.	518,436.49	155,819.10	674,255.59

11. Estimación de Beneficios

Entre los beneficios del proyecto para el cliente de ELUC se encuentran:

- Los consumidores se podrán contactar de manera más sencilla con ELUC para reportar fraudes, lo cual se realizará de manera más impersonal, ahorrándose el viaje a las sucursales.
- Al cancelar viajes de cuadrillas a verificar casos ya resueltos, se permitirá mejorar el tiempo de respuesta de los casos pendiente, reduciendo los tiempos de atención de otras interrupciones
- Se mitigarán riesgos al identificar más instalaciones fuera de norma, reducir pérdidas no técnicas, interrupciones imprevistas y accidentes.
- Se habilitará comunicación bidireccional vía SMS con clientes de zonas rurales, con baja cobertura de red de telecomunicaciones

Entre los beneficios del proyecto para ELUC se encuentran:

- Reducir las pérdidas no técnicas, al facilitar nuevas formas de reportar fraudes.
- Establecer un canal de comunicación de doble vía con el cliente, lo cual le permitirá identificar reportes de solicitudes de atención que ya están canceladas pero que no han sido comunicadas por el cliente, evitando realizar traslados no requeridos, lo cual incidirá en la atención más eficiente de interrupciones.
- Mejorará calidad de información comercial disponible del cliente y sus indicadores de atención lo cual afectará de manera positiva la imagen de ElectroUcayali.

La estimación de los beneficios se muestra en el cuadro adjunto:

Beneficios para Clientes	Cantidad	C.U.	Total	Unidad
Tiempo de clientes para realizar denuncias por CNR (incluyendo traslado)	861	1.5	1,291	Horas
Costo de traslado de clientes para realizar denuncias por CNR (ida y vuelta)	1722	3	1,529	US\$

Beneficios para ELUC	Cantidad	C.U. (US\$)	Total	Unidad
Reducción Estimada en Pérdidas por Ingresos no recibidos			124,250	US\$
Reducción de costos por viajes no realizados			4,695	US\$

Finalmente la implementación de la plataforma omnicanal permitirá facilitar la creación de nuevos canales de comunicación que permitirá a ELUC ofrecer servicios tales como:

- Alertas personalizadas para segmentos de usuarios (Ej. cortes programados).
- Recopilar información multimedia para describir consultas técnicas, comerciales o de infraestructura, reduciendo los traslados del cliente de en zonas rurales a la sucursal y del personal técnico a instalaciones alejadas.

12. Anexos

En el archivo anexo “Comunicación Omnicanal para mejorar indicadores de servicio.xlsx” contiene las siguientes hojas:

- Anexo 1: Ventajas.- Contiene las ventajas y desventajas del piloto
- Anexo 2: Análisis de Costos.- Evaluación de costos detallados, modelo de costos, evaluación de costos a 30 años, inversión y plan de trabajo propuesto
- Anexo 3: Pérdidas No Técnicas.- Contiene los cálculos de ahorro por ventas de energía no perdidas.
- Anexo 4: Viajes Indebidos.- Contienen los costos estimados de ahorros de viajes realizados por cuadrillas para atender casos que ya están solucionados (viajes indebidos).
- Anexo 5.- Costos Omnicanal.- Contienen los costos estimados de acceso a una plataforma omnicanal.
- Anexo 6: Beneficios.- Contiene las estimaciones de los beneficios para los clientes de ELUC y la propia ElectroUcayali.



ITEM 4 (LEVANTAMIENTO DE OBSERVACIONES INFORME 4)

7.2. ESTUDIO DE PLAN DE REEMPLAZO GRADUAL A SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE

ELECTRO UCAYALI

FEBRERO – 2019



7.2 ESTUDIO DE PLAN DE REEMPLAZO GRADUAL A SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE

ELECTRO UCAYALI

PLAN PILOTO Y PLAN GRADUAL DE REEMPLAZO
DE MEDICIÓN INTELIGENTE SEGÚN
REQUERIMIENTO

FEBRERO - 2019



ÍNDICE

1. Título del Proyecto.....	4
2. Objetivo.....	4
3. Descripción Técnica Comercial de la Empresa.....	4
4. Características de un Sistema de Medición Inteligente – SMI (Proyecto AMI ELUC).....	5
4.1. Equipos de Medición.....	6
4.2. Plataforma de Comunicaciones	6
4.3. Plataforma de Gestión	7
4.4. Descripción de las Tecnologías de Comunicación para Sistemas de Medición Inteligente	8
4.4.1. Comunicación por la Línea de Potencia (PLC).....	9
4.4.2. Comunicación por Radio Frecuencia (RF)	12
4.4.3. Comunicación Celular.....	15
5. PRINCIPALES PROYECTOS PILOTO SMI DESARROLLADOS EN PERÚ (PROYECTO AMI ELUC)	16
5.1. ELSE -SISTEMA DE MEDICION INTELIGENTE RURAL – PLC Communication (TWACS)	16
5.2. ELECTRODUNAS -SISTEMA DE MEDICION INTELIGENTE – PLC Carrier + Celular	17
5.3. LUZ DEL SUR – SISTEMA DE MEDICION INTELIGENTE – RF Mesh + Celular	17
5.4. ENEL Proyecto Piloto Perú 10k Smart meters PLC + RF + Red Pública	17
6. EXPERIENCIAS DEL DESARROLLO DE SMI EN EL MUNDO	18
6.1. Empresas Municipales de Cali – EMCALI	18
6.2. Empresas Públicas de Medellín – EPM	18
6.3. Empresa de Energía del Pacífico – EPSA.....	18
6.4. NV ELMAR - ARUBA	18
6.5. CHILQUINTA:.....	19
7. EVALUACION DE TECNOLOGIAS SMI	20
7.1. Comparación de Beneficios Técnicos.....	20

7.2.	Aspectos claves a considerar para la selección de una tecnología SMI	22
7.3.	Descripción de los Elementos del Costo de Inversión (CAPEX).....	26
7.4.	Descripción de los Elementos del Costo de Operación (OPEX)	27
8.	MERCADO OBJETIVO DEL PROYECTO DE MEDICIÓN INTELIGENTE.....	28
9.	ARQUITECTURA Y DISEÑO DE COMUNICACIONES DEL ESTUDIO.....	32
10.	ESTRATEGIA DE REEMPLAZO GRADUAL A SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE	33
10.1.	ENFOQUE DEL PROYECTO SMI E HITOS PRINCIPALES	33
10.1.1.	FASE PROYECTO PILOTO DE SMI.....	33
10.1.2.	FASE DESPLIEGUE MASIVO.....	34
10.1.3.	FASES.....	34
11.	SELECCIÓN DE LA MUESTRA PARA PROYECTO PILOTO.....	34
12.	PROPUESTA DE PLAN DE REEMPLAZO DE MEDIDORES.....	36
13.	COSTOS ESTIMADOS PARA LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE REEMPLAZO DE MEDIDORES.....	36
13.1.	CAPEX.....	36
13.2.	OPEX.....	37
1.	BENEFICIOS OBTENIBLES PARA LOS USUARIOS.....	38
2.	CUANTIFICACIÓN DE LOS BENEFICIOS OBTENIBLES PARA LOS USUARIOS	39
3.	CONCLUSIONES.....	39



ESTUDIO DE PLAN PILOTO Y PLAN DE REEMPLAZO GRADUAL A SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE

1. Título del Proyecto

Estudio de plan piloto y plan gradual de reemplazo de medición inteligente según requerimiento.

2. Objetivo

Desarrollar el estudio de reemplazo gradual de medidores al Sistema de Medición Inteligente, incluyendo el Plan Piloto en atención, considerando un periodo de operación no menor a 18 meses, en correspondencia a dispuesto en el Artículo 163 del Reglamento de la LCE, la cual precisa que las Empresas de Distribución Eléctrica llevaran a cabo el recambio de tecnología considerando un horizonte de implementación de hasta 8 años, de conformidad con la décima disposición complementaria transitoria del DS 018-2016-EM.

En ese sentido, Electro Ucayali S.A. debe presentar un plan gradual de reemplazo a SMI de ocho años, que considere en una primera etapa el desarrollo de proyectos pilotos de SMI en el periodo de regulación y en una segunda etapa el reemplazo a SMI.

Los proyectos y planes deben detallar los costos y sus sustentos, el mercado objetivo, el esquema del sistema de medición inteligente y su justificación y sustento, las características de los medidores, concentradores y sistemas de comunicación, el programa de ejecución, etc.

Los proyectos pilotos deberán tener una duración no menor a 18 meses, considerando la instalación y seguimiento de los SMI, a efectos de evaluar los resultados y costos de los diferentes aspectos de los SMI, así como para evaluar los beneficios para los usuarios.

3. Descripción Técnica Comercial de la Empresa

Electro Ucayali S.A. a diciembre 2018 cuenta con 92,734 clientes de los cuales 88,613 son clientes con medidores monofásicos y 4,108 clientes con medidores trifásicos. Asimismo, a junio 2016 los sistemas eléctricos de ELECTRO UCAYALI S.A. cuenta con la siguiente información técnica:

I T E M	Descripción	Unidad	Metrado	Metrado	Metrado
			Base 30/06/2015	Altas y Bajas 01/07/2015 al 30/06/2016	Consolidado 30/06/2016
1	MEDIA TENSIÓN				
A	RED AÉREA				
A1	RED AÉREA	km	884.810	29.660	914.470
A2	RED AÉREA - NEUTRO	km	36.359	0.000	36.359
B	RED SUBTERRÁNEA				
B1	RED SUBTERRÁNEA	km	5.050	0.000	5.050
C	EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO				
C2	SECCIONADORES	unidad	214.000	0.000	214.000
C3	RECONECTADORES	unidad	8.000	0.000	8.000
C4	OTROS	unidad	29.000	0.000	29.000
	TOTAL EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO (C1 + C2 + C3 + C4):		251.000	0.000	251.000
2	SUBESTACIONES				
A	SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT				
A1	S.E.D AÉREA MONOPOSTE	unidad	323.000	15.000	338.000
A2	S.E.D AÉREA BIPOSTE	unidad	405.000	0.000	405.000
	TOTAL SUBESTACIONES:		728.000	15.000	743.000
3	BAJA TENSIÓN				
A	RED AÉREA				
A1.1	SERVICIO PARTICULAR	km	1.090.593	0.000	1.090.593
A1.2	SERVICIO PARTICULAR - NEUTRO	km	156.923	0.000	156.923
A2	ALUMBRADO PÚBLICO - SOBRE ESTRUCTURA SP	km	1.067.700	0.000	1.067.700
A3	ALUMBRADO PÚBLICO - SOBRE ESTRUCTURA AP	km	25.776	0.000	25.776
A4	EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	unidad	22.727.000	0.000	22.727.000
A5	EQUIPOS DE CONTROL DE ALUMBRADO PÚBLICO	unidad	443.000	0.000	443.000
	TOTAL RED AÉREA (A1.1 + A3):		1.116.369	0.000	1.116.369
B	RED SUBTERRÁNEA				
B3	ALUMBRADO PÚBLICO - EN ZANJA AP	km	0.453	0.000	0.453
B4	EQUIPOS DE ALUMBRADO PÚBLICO	unidad	28.000	0.000	28.000
B6	ESTRUCTURAS DE LA RED SUBTERRÁNEA ALUMBRADO PÚBLICO	unidad	13.000	0.000	13.000
	TOTAL RED SUBTERRÁNEA (B1.1 + B3):		0.453	0.000	0.453

4. Características de un Sistema de Medición Inteligente – SMI (Proyecto AMI ELUC)

El Sistema de Medición Inteligente es una solución compuesta por nuevos equipos de medida, infraestructura de telecomunicaciones y sistemas centrales (software asociado) que permiten una gestión remota y automatizada de los medidores mediante un flujo bidireccional de información por las redes eléctricas, optimizando el funcionamiento de éstas, contribuyendo a mejorar la confiabilidad, seguridad y calidad de servicio y producto.

Los componentes principales de un Sistema de Medición Inteligente son:

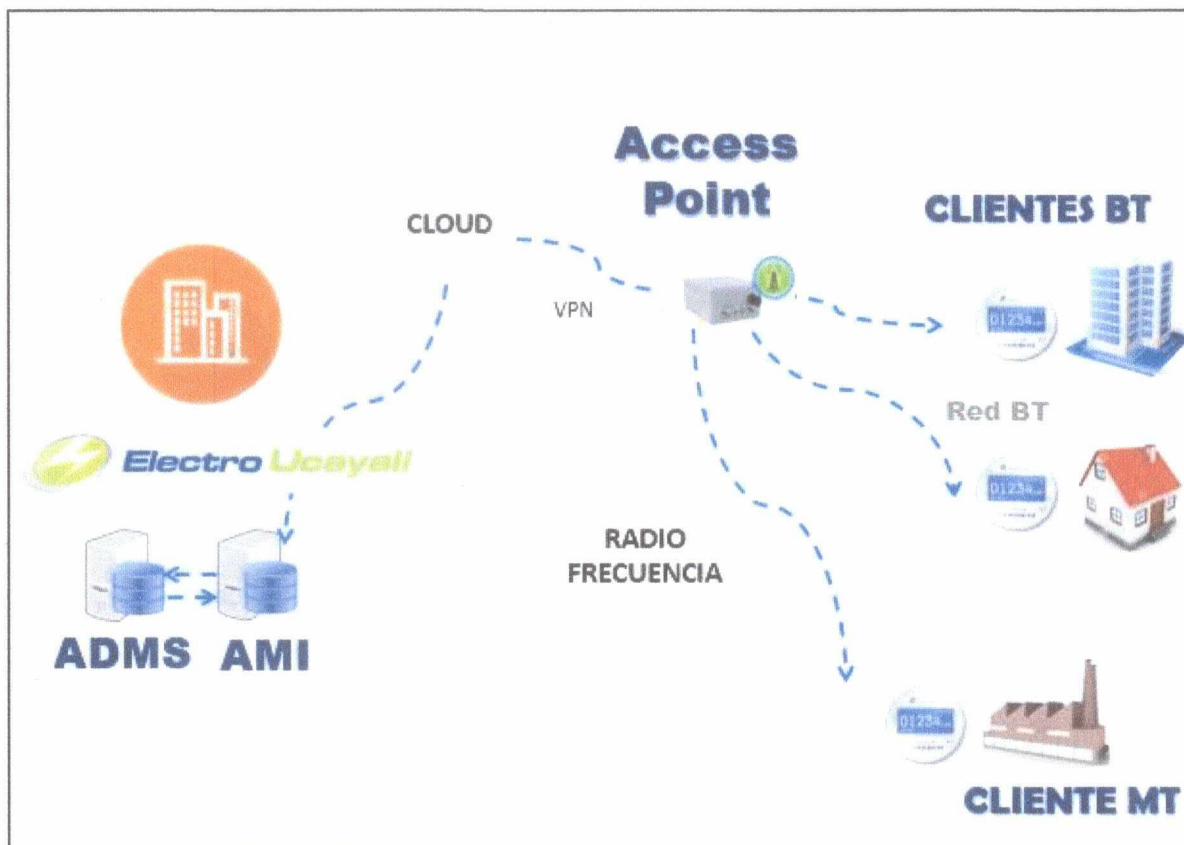


Figura 1: Arquitectura de Red de Medición Inteligente

4.1. Equipos de Medición

Son equipos que se encargan de realizar principalmente la toma de lecturas del consumo de energía; así como, la realización de corte y reconexión, obtención de perfiles, medición de parámetros de calidad, entre otras funcionalidades.

Cada medidor cuenta con módulo de comunicación, cuya función es transmitir las lecturas desde el medidor a la Plataforma de Gestión utilizando como medio la Plataforma de Comunicación.

4.2. Plataforma de Comunicaciones

Se encarga de transmitir la información desde el Módulo de Comunicación de los medidores hacia la Plataforma de Gestión. Es aquí donde se centra la variabilidad de opciones de comunicación para un Sistema de Medición Inteligente y la evaluación se basa en la tecnología a utilizar.

La Plataforma de Comunicación está conformado por equipos denominados "Concentradores", los cuales agrupan las lecturas de múltiples medidores bajo el

mismo estándar y envían la información a través de un back bond (Red Troncal) a la Plataforma de Gestión.

Existen concentradores Secundarios, los cuales están más cercanos a los equipos de medición y los Concentradores Primarios, los cuales forman una red troncal y reciben la información de los Concentradores Secundarios para enviar dicha información a la Plataforma de Gestión, utilizando en algunos casos otros medios de comunicación diferentes a la de los Concentradores Secundarios, tal como el uso de la fibra óptica.

4.3. Plataforma de Gestión

Se encarga de recibir y almacenar la información de los Equipos de Medición y con ello permite realizar una administración global de la información recopilada.

La Plataforma de Gestión está compuesta por los servidores, la estación de operación y el Software de Gestión del Sistema de Medición Inteligente AMI, el cual se denomina MDM (Meter Data Management). Desde el MDM es que los usuarios pueden realizar las diferentes funcionalidades y tareas de un Sistema AMI.

Desde la Plataforma de Gestión es posible realizar el intercambio de información a otros sistemas tecnológicos, tal como es el caso del intercambio de información con el SCADA, que permitirá tener el dato del nivel de tensión en los totalizadores de cada una de las subestaciones para permitir la evaluación del perfil de tensión en tiempo real, de modo tal que, se tomen medidas en la mejora de la calidad del producto.

En el siguiente esquema se muestran los componentes de un Sistema de Medición Inteligente SMI.

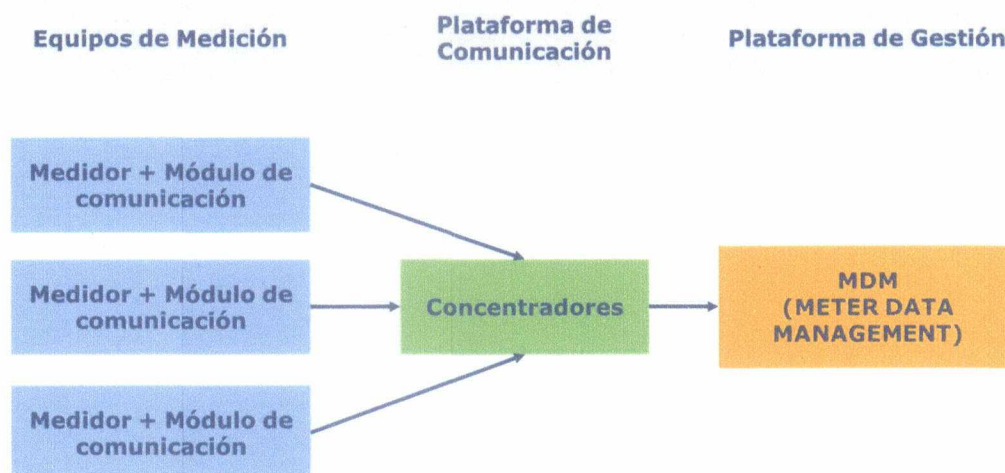


Figura 2: Esquema básico del Sistema de Medición Inteligente

4.4. 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 claramente predominantes para Sistemas de Medición Inteligente (SMI) y disponibles en el mercado son:

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

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) ofrecen soluciones híbridas que unen uno o más sistemas de comunicación para tratar de llegar desde el medidor hasta el software de gestión (Plataforma de Gestión).

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

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

4.4.1. Comunicación por la Línea de Potencia (PLC)

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

PLC Carrier (High frequency) + Celular:

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); también 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.

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, 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 recolecta 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 ubica el software de gestión (MDM), el cual generalmente es comunicación Celular (GPRS, 2G, 3G, 4G).

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:

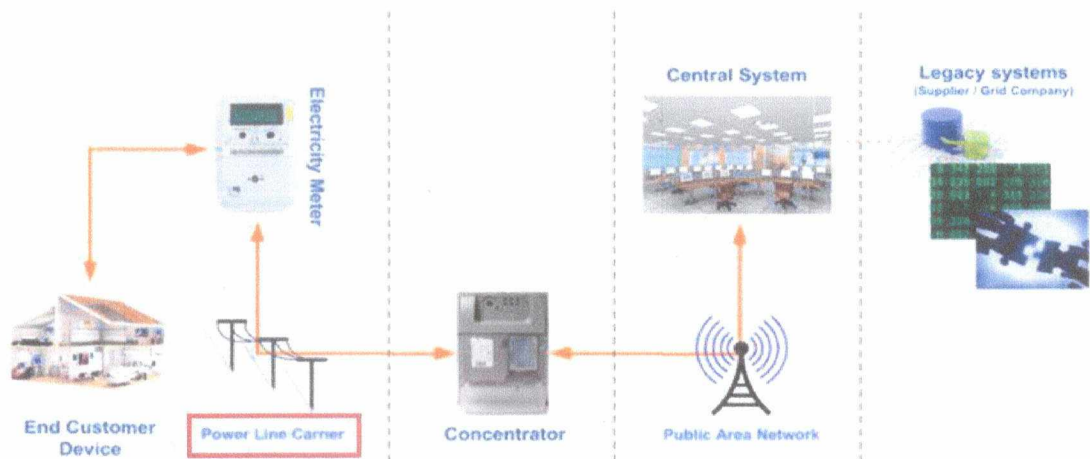


Figura 3: Arquitectura de la Comunicación PLC Carrier + Celular

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 traspasar 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 instalada en la Subestación de Potencia, dicha plataforma recibe y envía la

señal a todos los medidores conectados 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 logra cobertura a todos los medidores asociados 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 usa 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:

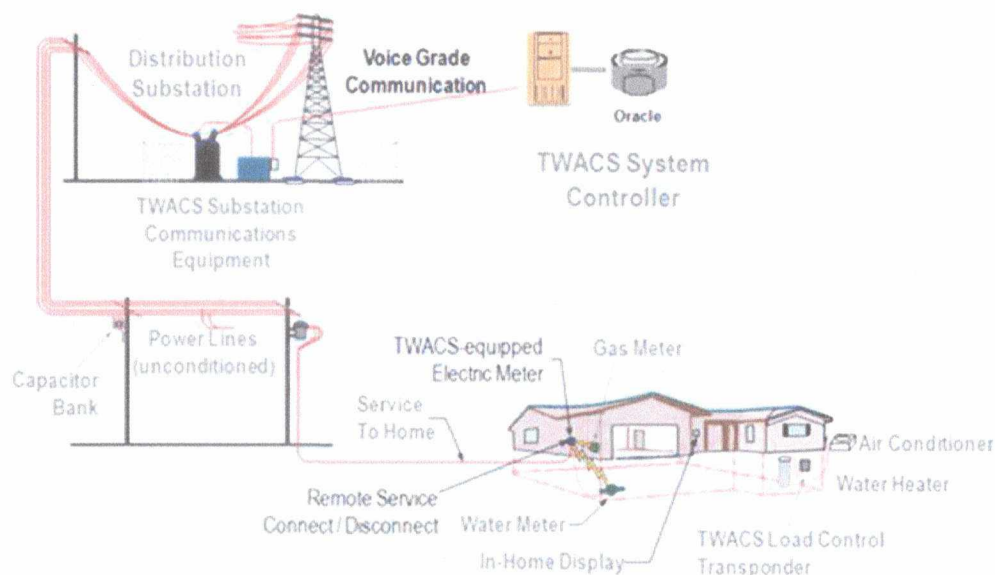


Figura 4. Arquitectura de la Comunicación PLC Communication (Low Frequency)¹

¹ Fuente: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/03/Medidores-Inteligentes-Informe-Final2017_01_31.pdf

4.4.2. 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).

RF tipo 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).

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 MTC 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.

Deberá además tenerse en cuenta de que a medida que la red SMI crezca, incorporando 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 de la red RF. Sin embargo, en la solución

planteada para ELECTROUCAYALI, donde nos concentraremos en la zona urbana de Pucallpa, esta solución tiene que ser revisada a detalle.

Una de las tecnologías evaluada y que cuenta con buena cobertura, libre de licencia por el uso de la frecuencia y alcance por concentrador se denomina LoRa, la cual ya ha sido implementada de forma masiva en muchos países a nivel mundial y hay una solución de Sistema de Medición Inteligente implementado en Santiago de Chile.

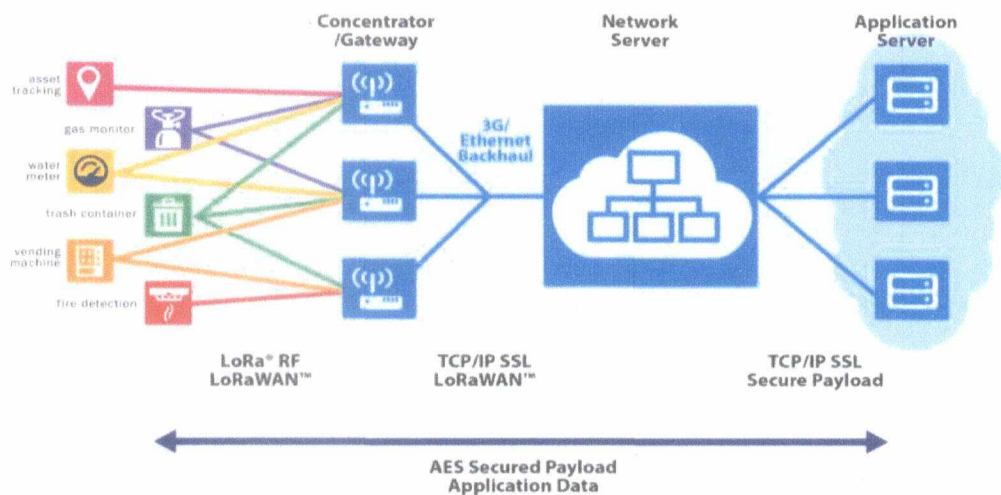


Figura 5. Sistema de adquisición y aplicación de datos en base a tecnología LoRa²

LoRa: La plataforma inalámbrica de largo alcance y de bajo consumo es la opción tecnológica predominante para la construcción de redes inteligentes en todo el mundo. Esta tecnología emplea espectros de frecuencia de uso público en la banda ISM (como el Wifi y Bluetooth), utiliza una modulación de espectro ensanchado en la banda menor al GHz lo que permite largo alcance con distancias mayores a 10 Kilómetros, con alta capacidad de nodos (mayores a 100 nodos) con muchas posibilidades de enmallar y garantizar redundancia en el sistema de comunicaciones.

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

² Fuente: <http://repository.udistrital.edu.co/bitstream/11349/13388/1/TrianaUsecheJordanCamilo2018.pdf>

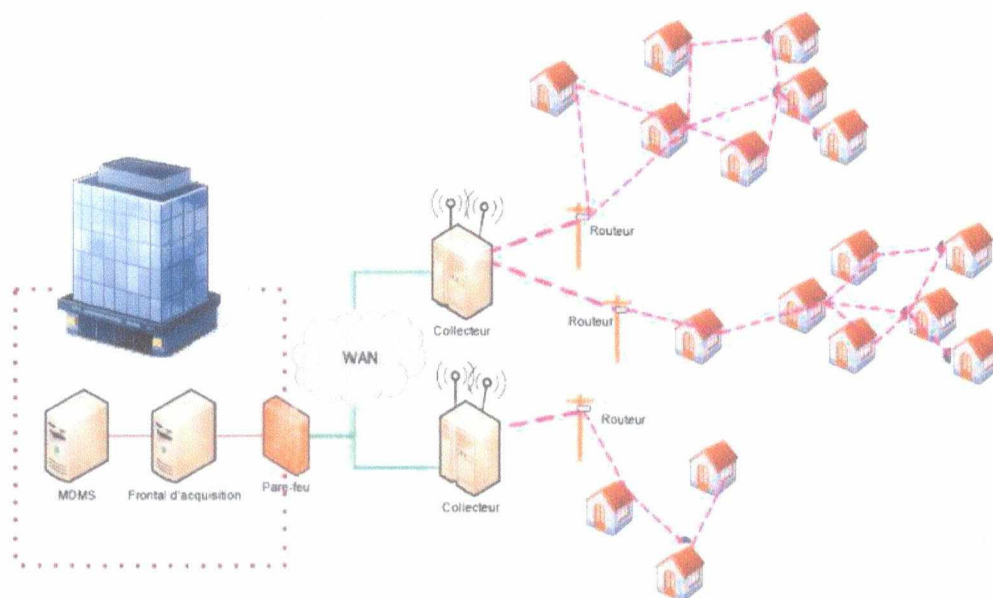


Figura 6. Arquitectura de la tecnología RF tipo Mesh³

RF tipo Largo alcance

Un sistema RF de largo alcance utiliza concentradores que reciben 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 alcanzar 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 implementada 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.

³ Fuente: <https://www.bidon.ca/fr/notes/gridstream-rf-focus-axr-sd>

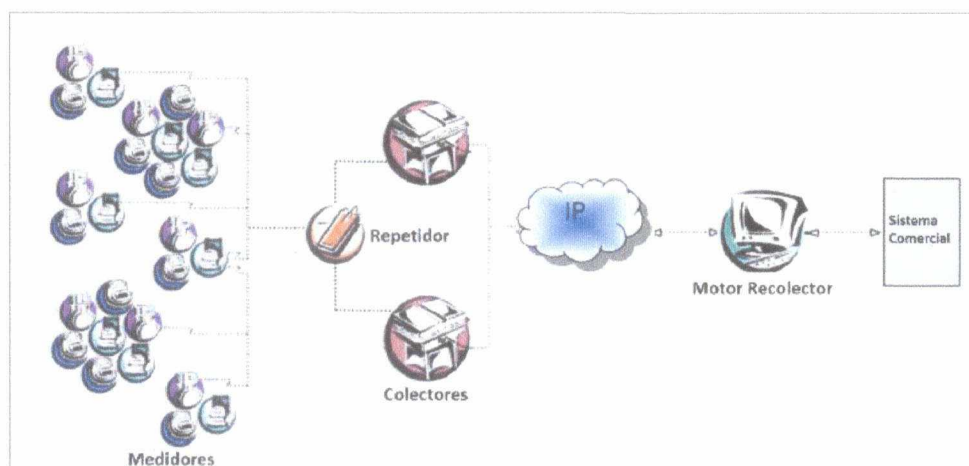


Figura 7. Arquitectura de la tecnología RF de Largo Alcance⁴

4.4.3. Comunicación Celular

Los Sistemas de Medición Inteligente (SMI) basados en comunicaciones por la red Celular no requiere que la empresa de distribución despliegue 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 requiere implementar en el Sistema de Medición Inteligente.

⁴ Fuente: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/03/Medidores-Inteligentes-Informe-Final2017_01_31.pdf

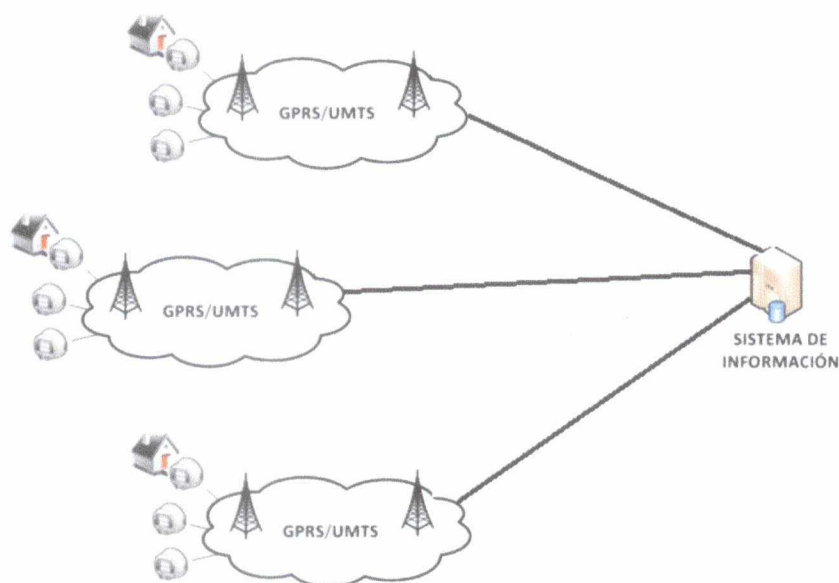


Figura 8. Arquitectura de la tecnología Celular⁵

5. PRINCIPALES PROYECTOS PILOTO SMI DESARROLLADOS EN PERÚ (PROYECTO AMI ELUC)

5.1. ELSE -SISTEMA DE MEDICION INTELIGENTE RURAL – PLC Communication (TWACS)

Este piloto fue desarrollado por la empresa ELECTRO SUR ESTE en el 2015, el cual consistió en la implementación de un sistema AMI con Plataforma de comunicación tecnología PLC Communication (TWACS) en la Subestación de Potencia Compabata, el cual permite realizar la comunicación con todos los medidores utilizando la propia red eléctrica MT y BT. Adicionalmente se implementó el Software de Gestión MDM, así como la instalación de más de 100 puntos de medición en totalizadores.

En el 2017 ELSE realizó la adquisición de 5000 medidores monofásicos con el objetivo de ampliar su sistema de medición y con ello lograr mayores beneficios comerciales y operativos del Sistema.

Uno de los objetivos de ELSE fue mejorar su gestión operativa aprovechando las funcionalidades que tiene este sistema AMI TWACS en este aspecto.

⁵ Fuente: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/03/Medidores-Inteligentes-Informe-Final2017_01_31.pdf

5.2. ELECTRODUNAS -SISTEMA DE MEDICION INTELIGENTE – PLC Carrier + Celular

Este piloto fue desarrollado por la empresa ELECTRODUNAS en el 2016, 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.

5.3. LUZ DEL SUR – SISTEMA DE MEDICION INTELIGENTE – RF Mesh + Celular

En el 2018, la Empresa Concesionaria Luz del Sur decidió implementar una solución híbrida con el uso de RF Mesh, 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.

5.4. ENEL Proyecto Piloto Perú 10k Smart meters PLC + RF + Red Pública⁶

En el 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.

La solución Smart Metering de Enel

Visión general de la solución

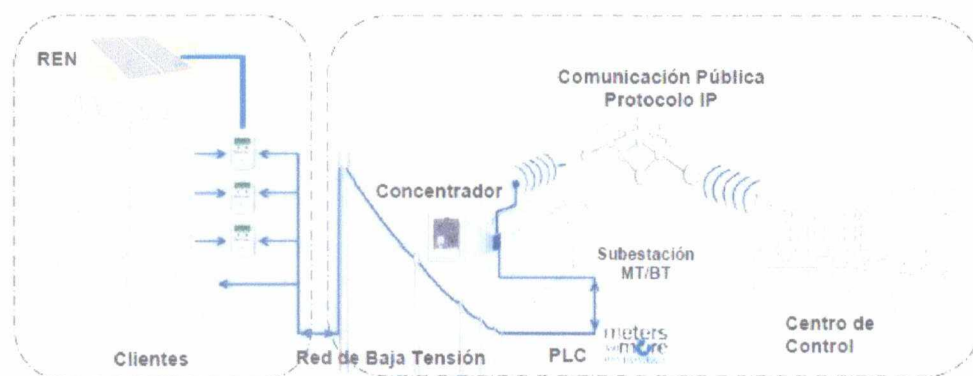


Figura 9. Arquitectura de la solución Smart Metering de Enel.

⁶ Fuente: <https://www.endesa.com/content/dam/enel-pe/medios/pdf/Smart%20Grids%20ENEL%20CIP.PDF>

6. EXPERIENCIAS DEL DESARROLLO DE SMI EN EL MUNDO

6.1. Empresas Municipales de Cali – EMCALI

En el año 2010 EMCALI implementó un sistema de Medición Inteligente sobre la plataforma de comunicaciones TWACS, con tres objetivos principales: reducir pérdidas de energía, soportar el esquema de facturación prepago, y automatizar los procesos de lectura, suspensión y reconexión. Actualmente hay más de 20 mil medidores instalados bajo esta infraestructura. El piloto inicial se ha complementado con medidores que utilizan otras tecnologías y medios de comunicación implementándose un sistema híbrido.

6.2. Empresas Públicas de Medellín – EPM

En el 2010 el Grupo EPM conformó una alianza estratégica para el desarrollo, la producción y la comercialización de medidores prepago de energía eléctrica. Inicialmente, el programa se planteó como un proyecto piloto para conectar a 35 mil familias en 5 años, pero las metas se superaron en sólo 3 y el proyecto se amplió a todo el mercado atendido, incluyendo sus filiales. Actualmente más de 90 mil usuarios tienen medidores prepagos, y de estos, cerca de 87 mil corresponden a usuarios de bajos recursos.

6.3. Empresa de Energía del Pacífico – EPSA

Empresa de Energía del Pacífico – EPSA: EPSA ha instalado lo que se denomina medición centralizada, la cual les permite a los usuarios conocer los consumos de energía, consultando un display instalado en cada domicilio y así poder controlar el consumo diario. El sistema de medición implementa tecnología Prepago PLC PRIME. El software de gestión de información prepago está integrado con el sistema comercial para transmitir los valores de KWh adquiridos en los recaudadores bancarios a los medidores. El sistema le permite a la empresa realizar telemedida y tele gestión remota de clientes, suspensión, corte y reconexión en forma remota, gestión remota de medidores, gestión de la demanda, respuesta control de la demanda y gestión de pérdidas.

6.4. NV ELMAR - ARUBA

Se presenta el caso de éxito del proyecto N.V. Elmar, implementado en la Isla de Aruba; dicho proyecto consideró la implementación de un sistema de medición inteligente a partir de un sistema de radio frecuencia RPMA.

El proyecto N.V. Elmar se inició con la implementación de un proyecto de red inteligente. La red Smart buscaba mejorar los procesos de distribución de electricidad y proporcionar a los clientes mayor información, que darían como resultado un uso más eficiente de la energía y de los servicios. La implementación de la red Smart de N.V. Elmar se diseñó para medidores eléctricos inteligentes, sin embargo, un objetivo del proyecto fue asegurar la capacidad de la solución para escalar a aplicaciones adicionales. Bajo dicho contexto se analizó el costo, la longevidad de la red, la cobertura y la confiabilidad de la infraestructura de comunicaciones.

En ese sentido, N.V. Elmar seleccionó la solución de red inteligente soportado en la tecnología RPMA (Random Phase Multiple Access). El lanzamiento del proyecto se inició en el periodo 2013, con 50 medidores inteligentes. Sin embargo, posteriormente luego de evaluar la robustez, escalabilidad y seguridad de la red, se amplió a más de 40,000 medidores.

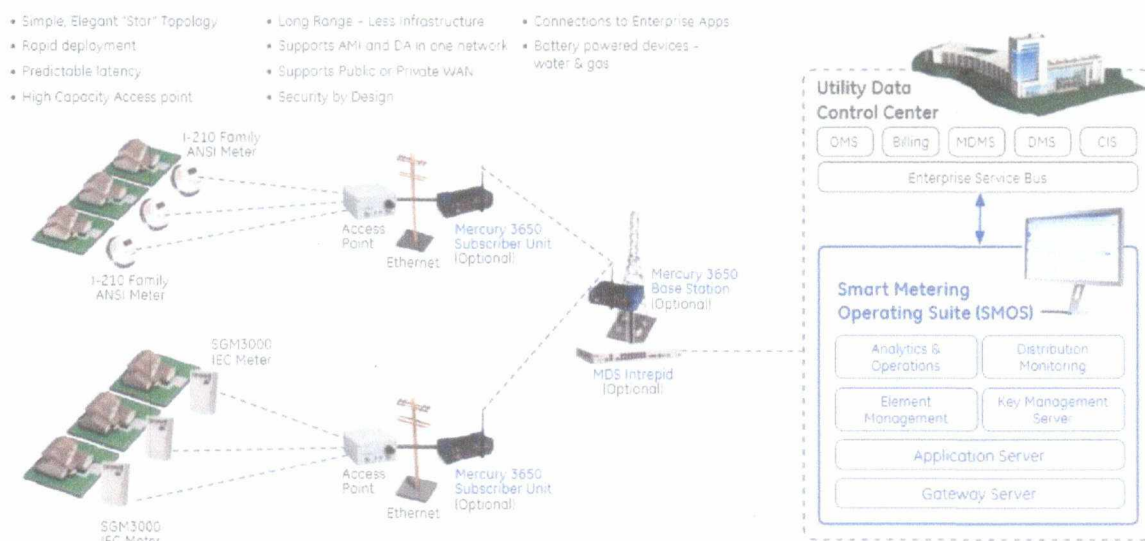


Figura 10: Modelo proyecto de Medición Inteligente NV Elmar Aruba.

6.5. CHILQUINTA:

En la región de Valparaíso implementó tecnología de medición inteligente soportado en RPMA (RF de largo alcance), el alcance del proyecto comprendió 600,000 medidores, el piloto comprendió 7 Access point y 1700 medidores inteligentes.

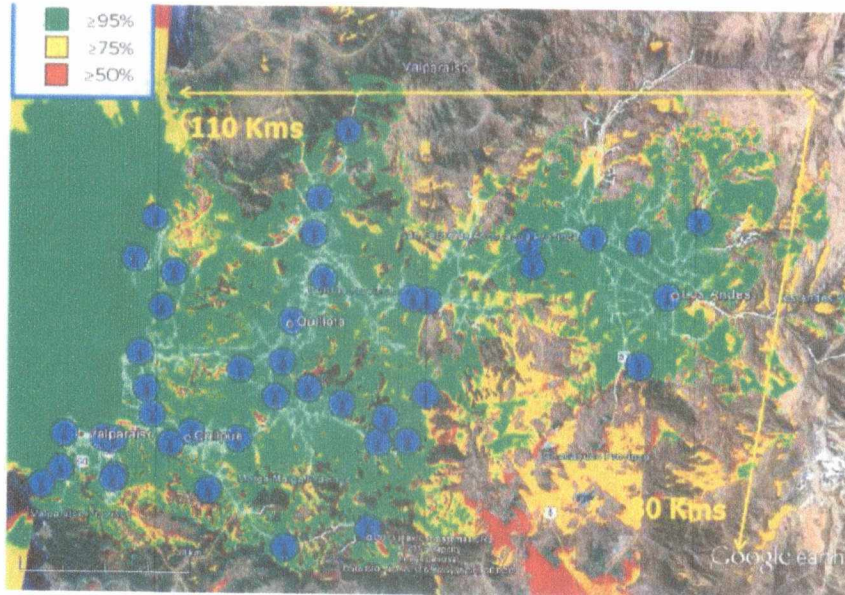


Figura 11: Modelo proyecto de Medición Inteligente de Chilquinta.

7. EVALUACION DE TECNOLOGIAS SMI

7.1. Comparación de Beneficios Técnicos

En la actualidad las empresas de distribución de energía eléctrica en el mundo vienen adoptando e implementando tecnologías que les permitan crecer y optimizar de forma integral las diferentes áreas de las compañías.

Entre los principales beneficios técnicos que permiten los sistemas SMI, tenemos:

Beneficios para la Gestión Comercial

- Lectura remota de medidores
- Corte y reconexión remota
- Realización de Balance de energía
- Reducción de Perdidas
- Detección de medidores adulterados
- Optimización y mejora de atención al cliente
- Capacidad de informar al cliente sobre su consumo.

Beneficios para la Gestión Operativa

- Reducción de interrupciones de energía
- Mejora de los indicadores de calidad de servicio
- 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.
- Reducción de mantenimientos a transformadores de distribución y apoyo en la gestión de activos.

OSINERGMIN N° 225-2017-OS/CD en relación con las características mínimas que deben tener los Sistemas de Medición inteligente a implementarse en el Perú, se realizó una evaluación técnica de las diferentes tecnologías a evaluar, considerando dichas funcionalidades expuestas por OSINERGMIN:

FUNCIONALIDADES MINIMAS REQUERIDAS EN LA RES. 225-2017 OS/CD	PLC-Carrier	PLComm	RF-Mesh	RF Largo Alcance
Registros de energía y potencia en períodos que no superen el lapso de 15 minutos, adecuándose a las condiciones de intervalos de medida utilizados por el COES-SINAC.	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE
Medición bidireccional, positivo aditivo. Posibilidad de medir tanto los retiros de electricidad que el usuario efectúe de la red como eventuales inyecciones que el usuario efectúe al sistema. La componente reactiva deberá ser considerada en ambas direcciones.	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE
El canal de comunicación debe permitir a la empresa, obtener lectura de la demanda y eventualmente emitir órdenes al medidor	CUMPLE (Depende de la capacidad de datos solicitada al proveedor celular)	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE

para realizar tareas específicas.				
El medidor debe estar conectado a un sistema que permita informar al cliente en tiempo real sobre su uso actual u otra información que ayude al cliente a gestionar el costo y uso de la electricidad.	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE
Corte-reposición remoto. Posibilidad de efectuar el corte y reposición del suministro, de manera remota sin necesidad de apersonarse al punto de suministro.	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE
Posibilidad de limitación de potencia consumida por el usuario, para gestión de planes de control de la demanda	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE
Opciones multi-tarifas / Tiempo de Uso y precios flexibles. Posibilidad que el usuario pueda optar en línea por distintas opciones tarifarias.	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE
Alerta de ausencia de tensión: Capacidad de comunicar a la central que el equipo no tiene tensión lo que puede estar asociado a una falla del sistema.	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE

Tabla 1. Evaluación de funcionalidades mínimas según RES 225-2017 OS/CD

Las tecnologías mostradas cumplen con las exigencias mínimas establecidas por Osinermin en la Res. 225-2017 OS/CD.

7.2. Aspectos claves a considerar para la selección de una tecnología SMI

Cada una de las tecnologías presentadas tiene ventajas y desventajas dependiendo de las particularidades de la empresa que desea seleccionar una tecnología. Para realizar una evaluación más profunda, se definen 17 aspectos claves de análisis para la realización de una comparación.

1. Arquitectura e infraestructura tecnológica.
2. Adaptabilidad a la topografía del terreno.
3. Adaptabilidad a las condiciones operativas de las conexiones de los clientes.
4. Adaptabilidad a las condiciones ambientales.
5. Adaptabilidad al estado operativo de la red eléctrica.
6. Adaptabilidad a la longitud de la red.
7. Adaptabilidad al tipo de transformadores de distribución (bajo o alto tamaño)
8. Capacidad de transmisión de información y confiabilidad operativa
9. Complejidad de mantenimiento
10. Seguridad de la información / Sistemas de recuperación
11. Capacidad para identificar fallas en el sistema de comunicación
12. Instalación
13. Compatibilidad con la mayoría de los medidores del mercado
14. Capacidad para operar equipos en la red de distribución
15. Costo por unidad instalada
16. Costos de mantenimiento
17. Experiencia en la aplicación de la tecnología

A continuación, se presenta una tabla comparativa para cada una de las tecnologías, según los criterios presentados previamente.

TIPO TECNOLOGÍA	DE	PLC DE ALTA FRECUENCIA	PLC DE BAJA FRECUENCIA	RF DE LARGA DISTANCIA	SISTEMA MESH DE RF
		BAJA TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN		
MARCAS REFERENTES		ECHELON	ACLARA	SENSUS	ITRON
		QUAD LOGIC	LANDYS&GYR	TRILLIANT	ELSTER
				ACLARA RF	CELLNET
Característica Técnica/Funcional					
		Sólida	Muy Sólida	Muy Sólida	Sólida
Arquitectura e Infraestructura Tecnológica		Sistemas PLC que operan en alta frecuencia requieren, en general, la instalación de equipos especiales (repetidores o puentes) para permitir a la señal pasar desde redes de baja tensión a media tensión. Esto aumenta la vulnerabilidad.			
		Sistemas de Radio Frecuencia Mesh y PLC de baja tensión, en general requieren un alto número de concentradores, lo cual hace la infraestructura de la red más extensa y vulnerable.			
		La infraestructura de los sistemas PLC de Baja Frecuencia que funcionan en media tensión es simple y menos vulnerable, ya que el equipo de comunicación se encuentra en subestaciones operadas por la compañía eléctrica.			
		Los sistemas de radio frecuencia de Larga Distancia, presentan mayor flexibilidad respecto del PLC, debido a que no usa el medio físico de la red sino opera a una frecuencia libre.			
		Buena	Muy Buena	Muy Buena	Buena

Adaptabilidad a la topografía de campo del área servida	En general, las tecnologías PLC son las más eficaces en áreas de servicio con consumidores ubicados desagregadamente (baja densidad) y/o en terrenos muy empinados, excepto aquellas que sólo funcionan en baja tensión.			
	Las tecnologías RF permiten llegar a grandes saltos cubriendo distancias mayores, para ciudades con geografías planas.			
Adaptabilidad a las condiciones operativas de las conexiones de los clientes	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Buena
	Las tecnologías RF se adaptan a las condiciones operativas de la entidad sobre todo cuando se desarrollan en ciudades concentradas. En determinadas condiciones se requerirán de amplificadores.			
	Las tecnologías PLC son insensibles a la ubicación de los medidores y funcionan adecuadamente en cualquier condición, sin embargo, requieren de grandes cantidades de concentradores lo que encarece el proyecto, incluyendo la necesidad de incorporar un concentrador por cada cliente en MT en caso así se decida.			
Adaptabilidad a las condiciones ambientales	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Buena
	Los sistemas con baja cantidad de componentes instalados en la red están menos expuestos a las condiciones climáticas y sus impactos.			
	Si se utilizan técnicas de RF, operan en frecuencias libres, sin embargo, dicha banda debe ser declarada como libre en el País de Implementación. En el caso de Perú es una banda libre.			
Adaptabilidad a la condición operativa de la red eléctrica	Suficiente	Buena	Muy Buena	Muy Buena
	La condición operativa de la red eléctrica puede afectar la calidad y confiabilidad de la transmisión de la señal en algunos sistemas PLC, especialmente aquellos que operan en frecuencia media y alta. Los sistemas de baja frecuencia son menos sensibles a las condiciones de la red, aunque algunos efectos electromagnéticos específicos (armónicos) pueden afectar su rendimiento.			
	La RF no dependen de la condición operativa de la red.			
Adaptabilidad a la longitud de la red	Suficiente	Buena	Muy Buena	Buena
	Redes largas pueden afectar el rendimiento de algunos sistemas PLC que funcionan en frecuencia media y Alta. La instalación de relés y amplificadores puede ser necesaria para asegurar una transmisión de señal adecuada.			
	Si se utilizan sistemas RF de largo alcance, las redes largas dejan de ser un problema.			
Adaptabilidad al tipo de transformadores de distribución (baja o alta Capacidad)	Baja	Alta	Alta	Alta
	El uso de transformadores de pequeña capacidad afecta el rendimiento de los sistemas PLC que requieren la instalación de un puente para pasar señales de líneas de Baja tensión a líneas de media tensión. Para aquellos que sólo operan sobre las líneas de baja tensión y requieren un hub y una línea de comunicación por cada concentrador, los costos de implementación y mantenimiento serán altos.			
Capacidad para transmitir información y confiabilidad operacional	Buena confiabilidad y capacidad	Buena confiabilidad y capacidad	Muy Buena confiabilidad y muy buena capacidad	Buena confiabilidad y muy buena capacidad
	La capacidad de manejar la información de los sistemas RF es más alta que la de los sistemas PLC que operan en la frecuencia media y Baja.			
Complejidad Mantenimiento	Suficiente	Muy Baja	Suficiente	Baja
	En general el mantenimiento de sistemas PLC es más fácil, ya que la red de comunicación es la misma que la Red de Distribución Eléctrica. Un fallo en el enlace de comunicación es un fallo en el suministro de energía a los clientes.			
	Los sistemas de RF requieren un mantenimiento continuo de los equipos instalados en la red por diversos motivos, como bloqueos generados en las "líneas de visión". Sin embargo el costo de mantenimiento es menor que el de PLC			
Seguridad de información/ recuperación de Sistemas	Buena/Muy Buena	Muy Buena/Muy Buena	Buena/Muy Buena	Buena/Suficiente
	Las tecnologías y protocolos RF son más populares y mejor conocidas por el público. Esto implica un mayor riesgo de intervención por agentes externos, ya que la señal viaja a través del espacio aéreo. Sin embargo, ello requiere evaluar los niveles de encriptación de la tecnología que se elija.			
	La protección contra interferencias externas es importante. Pero es aún más crítico la capacidad real del sistema para recuperarse y reconfigurarse después de las fallas.			

Capacidad para identificar fallas en el sistema de comunicación	Buena	Muy Buena	Muy Buena	Suficiente
	En sistemas de RF y PLC tiene facilidad para detectar las fallas.			
Instalación	Simple	Compleja	Simple	Simple
	Los sistemas RF tiene mayor facilidad para la instalación, requieren una planificación más completa y detallada del diseño de la red. Se debe elaborar un diagrama preciso que asegure una alta cobertura y redundancia, teniendo en cuenta la ubicación de los contadores, las restricciones topográficas, la condición del espectro radioeléctrico, etc.			
	El PLC de alta frecuencia requiere del uso de transformadores intermedios o filtros en el lado de alta tensión, ello incrementa los costos.			
	Requieren de espacio en las subestaciones de distribución para colocar los equipos del sistema PLC, lo cual incrementa el grado de dificultad en la instalación.			
Compatibilidad con la mayoría de los medidores en el mercado	Alta	Alta	Muy Alta	Muy Alta
	La mayoría de los sistemas de medición inteligente actualmente disponibles en el mercado pueden incorporar medidores de un gran número de fabricantes. Aunque todavía hay algunas plataformas muy limitadas, la mayoría de ellas han evolucionado hacia la eliminación de las restricciones relativas a la incorporación de equipos de medición.			
Capacidad para operar equipos en líneas de distribución	Baja	Medium	Alta	Alta
	Los sistemas RF operan a través de las líneas de baja tensión y media ofrecen grandes capacidades para operar equipos en las redes de distribución.			
	Los sistemas PLC (alta frecuencia) que funcionan sólo con líneas de baja tensión muestran una capacidad muy limitada para operar el equipo de distribución.			
Otras Características				
Costo por punto de instalación	Promedio	Alta	Promedio	Alta
	Los sistemas PLC, especialmente aquellos que operan en baja frecuencia y que no requieren equipo específico para permitir a la señal para pasar de baja a media tensión, tienen un costo menor por usuario instalado. Sin embargo, dado la necesidad de contar con mayor número de concentradores se hacen más caros.			
	Los costos de inversión de los sistemas RF a largo plazo resulta ser menor.			
Costos Mantenimiento	Alta	Alta	Promedio	Promedio
	Los costes de mantenimiento de los sistemas PLC de baja frecuencia son mayores debido a que se cuenta con mayor número de concentradores.			
Experiencia en la aplicación de la tecnología	Alta	Alta	Alta	Promedio
	Tanto las tecnologías PLC como RF han evolucionado a través de un proceso de establecimiento y desarrollo. PLC y tecnologías RF de largo alcance han estado en el mercado por más tiempo que RF "Mesh".			

Tabla 2. Evaluación de tecnologías.

En forma complementaria a los aspectos anteriores se puede mencionar que en condiciones de falla de suministro no existirá pérdida de información. Específicamente en el caso de las tecnologías que utilizan RF, existe el concepto que los proveedores denominan "último suspiro" el cual hace referencia que el medidor al detectar la falla de suministro efectuará un último envío de la información que tiene almacenada en su memoria, sin implicar que la memoria se borre.

De acuerdo a lo informado por lo proveedores de equipos y tecnologías, se tendrá que en caso que los equipos pierdan conexión con su central o elemento de comunicación jerárquicamente superior, continúan almacenando la información de

manera normal, y una que vez que recuperen la comunicación enviarán la información almacenada que corresponda al intervalo de tiempo que estuvieron incomunicados.

Respecto de los parámetros de desempeño de los sistemas de comunicación asociados a los medidores inteligentes, para los cuales deberían establecerse exigencias mínimas de diseño y operación se tiene por ejemplo que para el sistema AMI, se define la confiabilidad como la cantidad de medidores que se comuniquen para ser leídos una vez al día. En este caso un 95% es aceptable, pero entre 97% y 98% el sistema está operando en forma correcta, dado que habrá medidores que no pueden comunicarse.

Con respecto a la latencia, que se puede asociar al tiempo de respuesta de un medidor frente a una consulta del sistema central, se pueden considerar dos conceptos:

- Latencia de medidor por sí solo, que corresponde a una consulta tipo “on demand” a un solo equipo. En este caso el tiempo de respuesta es sobre 10 segundos, pudiendo llegar a demorar 20 segundos. En el caso de PLC twacs y RF Mesh el tiempo de respuesta es alrededor de 20 segundos aproximadamente.
- Latencia para un conjunto de medidores, asociada a una consulta masiva de equipos. En este caso hay una mayor dependencia de la tecnología de comunicación y de la cantidad de equipos interrogados. En el caso de PLC twacs la consulta de 5.000 medidores se puede realizar en una hora, siendo el tiempo similar para el caso de RF de larga distancia.

7.3. Descripción de los Elementos del Costo de Inversión (CAPEX)

En esta sección se evalúan los costos de implementación, como inversión inicial, de las diferentes tecnologías. El objetivo es realizar un análisis integral de los todos los costos que involucran la implementación de un Sistema de Medición Inteligente y su proyección a través de los años.

Algunos costos han sido tomados del “Estudio de Medidores Inteligentes y su Impacto en Tarifas” realizado por la consultora GTD Ingenieros Consultores para la

Comisión Nacional de Energía (CNE) de Chile (organismo regulador de la energía de Chile)⁷.

La evaluación de los costos de implementación o de inversión del Sistema de Medición Inteligente (CAPEX) consta de 03 partes:

- El equipamiento de medición
- La plataforma de comunicación
- El sistema de gestión de datos de los medidores

Los costos del equipamiento de medición incluyen los siguientes elementos:

Equipamiento de Medición de Energía
- Medidor Monofásico + Modulo de comunicación
- Medidor Trifásico + Modulo de comunicación
Tablero Totalizador, accesorios y montaje

Los costos de la Plataforma de Comunicación incluyen los siguientes elementos:

Plataforma de comunicación
Concentrador Secundario LAN
Concentrador Primario WAN
- Accesorios complementarios (Concentrador Sec. + Concentrador Prim.)
- Montaje de Plataforma de comunicación

Los costos del Sistema de gestión de datos de los medidores incluyen los siguientes elementos:

Sistema de Gestión de Datos
- Software de Gestión (licencia)
- Infraestructura de Plataforma de gestión
- Pruebas y puesta en servicio del sistema

7.4. Descripción de los Elementos del Costo de Operación (OPEX)

En esta sección se evalúan los costos de operación de las diferentes tecnologías. El objetivo es realizar un análisis integral de los todos los costos que involucran la implementación de un Sistema de Medición Inteligente y su proyección a través de los años.

⁷ «Medidores-Inteligentes-Informe-Final2017_01_31.pdf», accedido 17 de marzo de 2018, https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/03/Medidores-Inteligentes-Informe-Final2017_01_31.pdf.

Se toma en cuenta los costos operativos del Sistema de Medición Inteligente, los cuales están asociados al soporte y actualización del software de gestión, el mantenimiento a la infraestructura de comunicación (colectores, antenas, etc.) y los pagos por el uso de Plan de datos (en caso la tecnología use comunicación celular).

Los costos de operación considerados en el presente informe son los siguientes:

Descripción
- Costo Anual por Mtto. de Plataforma de Gestión
- Costo Anual de Mtto. de Plataforma de Comunicación
- Costo Anual de Plan de datos

Finalmente, se evaluarán ciertos indicadores que muestran los costos relativos de implementación y de operación de un sistema de medición inteligente, los cuales brindan un mejor criterio de evaluación y (en caso de requerirse) una fácil proyección del SMI para toda la compañía.

INDICADORES ECONÓMICOS
- Costos de Inversión (CAPEX) de la Plataforma de Comunicación por Medidor
- Costos de inversión y de operación (CAPEX + OPEX) de la Plataforma de Comunicación de Medidor
Costo Medio de Medidor Monofásico / Trifásico
- Costo Medio de Inversión (CAPEX) por Medidor (Comunicación + Plataforma de Gestión)
- Costo Medio de Inversión y operación (CAPEX + OPEX) por Medidor (Comunicación + Plataforma de Gestión)
Costo Medio Total de inversión y operación (CAPEX + OPEX) de todo el Sistema AMI (Medidor 1F)

8. MERCADO OBJETIVO DEL PROYECTO DE MEDICIÓN INTELIGENTE.

El mercado objetivo del proyecto de medición inteligente, queda definido por su zona de responsabilidad técnica. Considerando que el casco urbano de Pucallpa concentra 72,556 medidores, que representa el 78.2% del total de medidores de la Compañía.

En el siguiente cuadro se muestra la distribución de los medidores por opciones tarifarias.

Etiquetas de fila	Sistema Eléctrico	Clientes
BT5B	SUB TOTAL	92861
	AGUAYTIA	3828
	ATALAYA	2521
	CAMPO VERDE	1422
	PUCALLPA	70025
	SER AGUAYTIA	5774
	SER CAMPO VERDE	9291
BT5D	SUB TOTAL	109
	AGUAYTIA	23
	ATALAYA	25
	CAMPO VERDE	4
	PUCALLPA	31
	SER AGUAYTIA	15
	SER CAMPO VERDE	11
BT6	SUB TOTAL	18
	PUCALLPA	18

Tabla 3. Distribución de Clientes por Opción Tarifaria

Asimismo, para el caso de Pucallpa se verifica que el sistema más representativo, económico y por infraestructura técnica es el sistema eléctrico de Pucallpa, comprendiendo al 75% de los usuarios. En total, en el casco urbano del SE Pucallpa se tiene 813 subestaciones de distribución, los cuales deben ser considerados para el envío de la información en tiempo real para los fines operativos.

Teniendo en cuenta los siguientes parámetros técnicos que personalizan la red eléctrica y tienen que ser evaluados para determinar la mejor solución que se adapte a la realidad del sistema eléctrico del Casco Urbano de Pucallpa:

- Arquitectura e infraestructura tecnológica, se requiere un sistema con la menor cantidad de repetidores o equipos adicionales.
- Adaptabilidad a la topografía del terreno, la ciudad de Pucallpa no presenta elevaciones considerables y tiene una longitud máxima de 10km.
- Adaptabilidad a las condiciones operativas de las conexiones de los clientes, existe una variedad de usuarios, tanto monofásico como trifásicos.

- Adaptabilidad a las condiciones ambientales, la solución debe de soportar las altas temperaturas y alto nivel de humedad.
- Adaptabilidad al estado operativo de la red eléctrica, la red eléctrica es susceptible a cambios topológicos debido a que existen tres centros de operación, por otro lado, todas las subestaciones son del tipo aéreo.
- Adaptabilidad a la longitud de la red, es un factor que no es importante, debido a que la red abarca la zona urbana.
- Adaptabilidad al tipo de transformadores de distribución (bajo o alto tamaño), las subestaciones de distribución son del tipo aéreo y cada uno tiene un tablero de distribución con poco espacio para alojar algún concentrador de datos.
- Capacidad de transmisión de información y confiabilidad operativa, este es un aspecto muy importante debido a que se requiere de un sistema de comunicaciones propio y que la información se encuentre siempre disponible.
- Complejidad de mantenimiento, se requerirá sistemas con un bajo requerimiento de mantenimiento en sus componentes.
- Seguridad de la información / Sistemas de recuperación, la información siempre deberá de estar disponible y tener un alto grado de seguridad para evitar que sea vulnerable.
- Capacidad para identificar fallas en el sistema de comunicación, se prevé que durante la operación se disponga de un número reducido de profesionales capacitados que apoyen en la identificación de fallas y soluciones los problemas, por lo que, se requiere que el sistema permita la identificación sencilla de fallos.
- Instalación, al intervenir el sistema de medición de los clientes, se deberá de tener el menor tiempo fuera de servicio, por lo que la instalación deberá de ser sencilla.
- Compatibilidad con la mayoría de los medidores del mercado, es un factor importante, aunque actualmente no existe una estandarización en las soluciones.
- Capacidad para operar equipos en la red de distribución, muy importante este punto ya que podríamos a través de los totalizadores inclusive realizar mandos a distancia.
- Costo por unidad instalada, se requiere tener un costo moderado.

- Costos de mantenimiento, tener que intervenir durante la operación la menor cantidad de veces es primordial.
- Experiencia en la aplicación de la tecnología, haber implementado soluciones y tener una antigüedad aceptable es un buen factor para seleccionar la tecnología más adecuada.

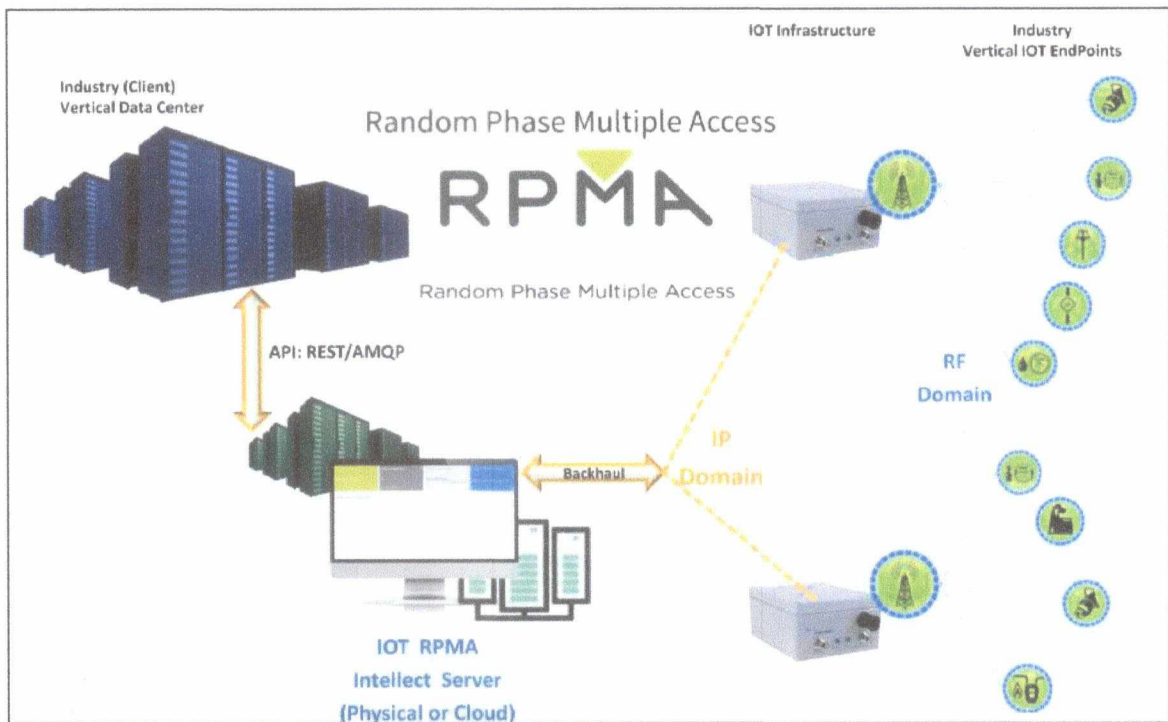
Teniendo en cuenta los parámetros arriba descritos, en el cual se establecen los parámetros necesarios para el área de influencia en donde se instalarán los medidores, y teniendo en cuenta los parámetros analizados en 4.2 tenemos la siguiente ponderación:

TIPO DE TECNOLOGÍA	PLC DE ALTA FRECUENCIA	PLC DE BAJA FRECUENCIA	RF DE LARGA DISTANCIA	SISTEMA MESH DE RF
	BAJA TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN		
Característica Técnica/Funcional				
Arquitectura e Infraestructura Tecnológica	Sólida	Muy Sólida	Muy Sólida	Sólida
	3	4	4	3
Adaptabilidad a la topografía de campo del área servida	Buena	Muy Buena	Muy Buena	Buena
	2	4	4	2
Adaptabilidad a las condiciones operativas de las conexiones de los clientes	Muy Buena	Muy Buena	Muy Buena	Buena
	4	4	4	2
Capacidad para transmitir información y confiabilidad operacional	Muy Buena confiabilidad y capacidad	Muy Buena confiabilidad y capacidad	Buena confiabilidad y muy buena capacidad	Buena confiabilidad y muy buena capacidad
	4	4	4	4
Complejidad Mantenimiento	Suficiente	Muy Baja	Suficiente	Baja
	2	4	2	3
Seguridad de información/ recuperación de Sistemas	Buena/Muy Buena	Muy Buena/Muy Buena	Buena/Muy Buena	Buena/Suficiente
	2	4	3	1
Capacidad para identificar fallas en el sistema de comunicación	Buena	Muy Buena	Muy Buena	Suficiente
	3	4	4	2
Instalación	Simple	Compleja	Simple	Simple
	3	0	3	3
Compatibilidad con la mayoría de los medidores en el mercado	Alta	Alta	Muy Alta	Muy Alta
	3	3	4	4
Capacidad para operar equipos en líneas de distribución	Baja	Medium	Alta	Alta
	2	3	4	4
Otras Características				
	Promedio	Alta	Promedio	Alta

Costo por punto de instalación	3	2	3	2
Costos Mantenimiento	Alta	Alta	Promedio	Promedio
	2	2	3	3
Experiencia en la aplicación de la tecnología	Alta	Alta	Alta	Promedio
	4	4	4	3
TIPO DE TECNOLOGÍA	PLC DE ALTA FRECUENCIA	PLC DE BAJA FRECUENCIA	RF DE LARGA DISTANCIA	SISTEMA MESH DE RF
	BAJA TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN		
TOTAL	37	42	46	35

9. ARQUITECTURA Y DISEÑO DE COMUNICACIONES DEL ESTUDIO

De los resultados obtenidos se evidencia que la mejor solución para el reemplazo gradual de los medidores con un sistema de medición inteligente es el RF de Larga Distancia, para lo cual se propone la siguiente arquitectura de Red.



Arquitectura de Comunicación Proyecto SMI en base a RF de largo alcance.

En dicho contexto, se ha evaluado la tecnología de Radio Frecuencia de Largo Alcance de banda libre RPMA, la cual opera en la banda no licenciada de 2.4 GHz. Aplicándose dicha tecnología al ámbito geográfico de Pucallpa, luego de desarrollado el diseño de

coberturas, se verifica la necesidad de implementar 3 antenas en el casco urbano de la ciudad de Pucallpa.

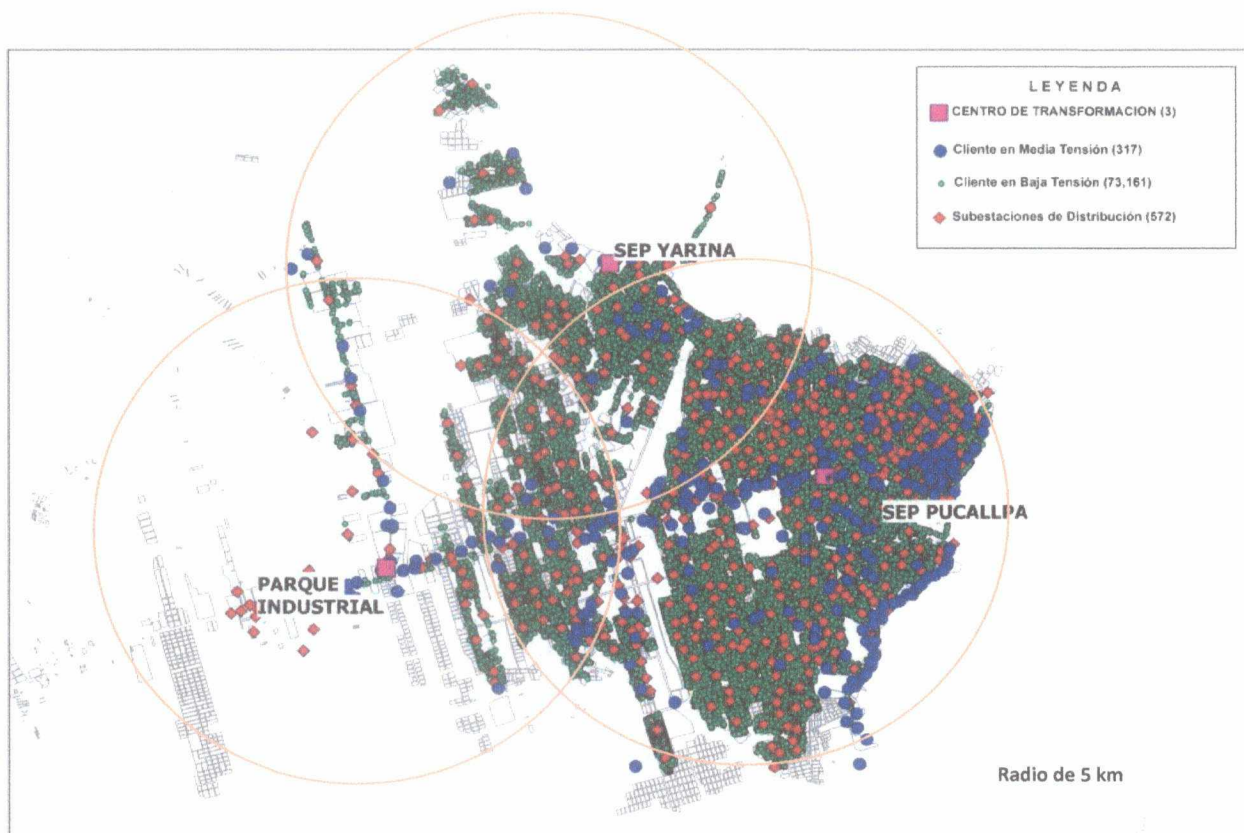


Gráfico: Distribución de Antenas de RF de Largo Alcance a Implementar.

10. ESTRATÉGIA DE REEMPLAZO GRADUAL A SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE

10.1. ENFOQUE DEL PROYECTO SMI E HITOS PRINCIPALES

10.1.1. FASE PROYECTO PILOTO DE SMI

Conforme a lo establecido en el DS 018-2016 EM, esta fase del proyecto piloto permitirá evaluar los resultados, costos de SMI, así como también los beneficios a los usuarios. Esta fase es necesaria ya que permitirá identificar e incurrir las desviaciones respecto a lo planeado a través de los indicadores.

Los resultados de esta fase permitirán a la empresa y al regulador evaluar los resultados y tomar las decisiones que sean necesarias para continuar

con el despliegue masivo. Especialmente el regulador tiene que pronunciarse respecto al tiempo para el despliegue masivo, a los montos de inversión, el financiamiento y los cambios normativos si los hubiera. Se asume que esta fase se inicia a partir de la aprobación del plan por parte de OSINERGMIN.

10.1.2. FASE DESPLIEGUE MASIVO

Se asume que esta fase se inicia con la autorización de OSINERGMIN para continuar con el despliegue masivo luego de evaluar los resultados de la fase anterior.

La última fase del proyecto de reemplazo de medidores es la realización del despliegue masivo. Durante la fase de despliegue masivo, se realizará el despliegue completo de la solución, medidores y comunicaciones. Simultáneamente se continuará con el rediseño de los procesos en base a la función adquirida en la fase piloto.

10.1.3. FASES



11. SELECCIÓN DE LA MUESTRA PARA PROYECTO PILOTO

A fin de definir el alcance del proyecto piloto, se ha considerado la aplicación de la metodología de determinación de muestra poblacional. Para la selección de la muestra de clientes en baja tensión y media tensión se ha procedido a estratificar la población total en función de las bandas tarifarias asegurando así la normalidad de los clientes dentro de cada una de las bandas.

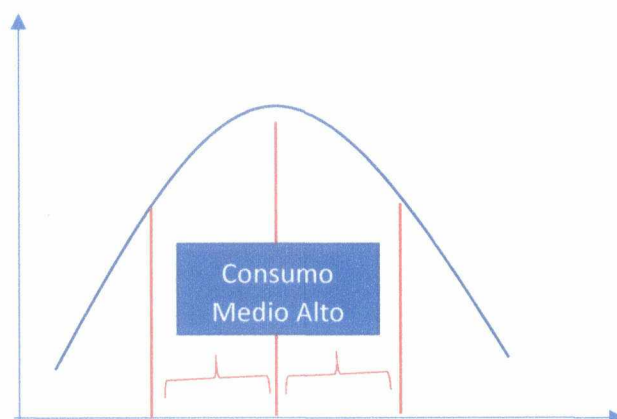


Figura 12: Dimensionado de La Población asumiendo distribución Normal.

$$n = \frac{Z^2 N p q}{e^2 (N - 1) + Z^2 p q}$$

Para la selección de la muestra de clientes en baja tensión se ha procedido a estratificar la población total en función de las bandas tarifarias asegurando así la normalidad de los clientes dentro de cada una de las mismas obteniéndose:

PLAN DE REEMPLAZO DE MEDIDORES								
Opc. Tarifaria	CLIENTES TOTALES	SELECCIÓN DE LA MUESTRA REPRESENTATIVA PARA REEMPLAZO DE MEDIDORES						
		Parametros	BT5B	BT5D	BT6	MT2	MT3	MT4
BT5B	92861	n	8704	108	18	57	174	7
BT5D	109	Z	1.96	1.96	1.96	1.69	1.69	1.69
BT6	18	N	92861	109	18	71	445	7
MT2	71	p	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
MT3	445	q	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
MT4	7	e	1.0%	1.0%	1.0%	5%	5%	5%
TOTAL	93511							

Del cuadro anterior, 9,068 clientes sería el alcance del Piloto para extraer conclusiones significativas relativas a aspectos como reducción de consumo, cambio de tarifa y otros que derivarían en un beneficio y reducción de costes para toda la cadena de valor del suministro eléctrico. En tal sentido, el número de medidores que se propone reemplazar en el primer periodo 2019-2023 es de 9,068.

12. PROPUESTA DE PLAN DE REEMPLAZO DE MEDIDORES

Se propone que el plan de reemplazo de medidores, se realice en un periodo de 8 años, conforme lo establece el artículo 163° del reglamento de la LCE y considerando la décima disposición transitoria del DS 018-2016 EM.

PROGRAMA DE REEMPLAZO DE MEDIDORES											
Opción Tarifaria	Cantidad por año (PROYECTO PILOTO)				Total	Cantidad por año				Total	Cantidad de Clientes al 31.12.2018
	1	2	3	4		5	6	7	8		
BT5B	170	4267	4267		8704	20000	20000	20757	23400	84,157.00	92861
BT5D			108		108	1				1.00	109
BT6			18		18					-	18
MT2			57		57	14				14.00	71
MT3			174		174	60	60	60	91	271.00	445
MT4			7		7					-	7

13. COSTOS ESTIMADOS PARA LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE REEMPLAZO DE MEDIDORES.

13.1. CAPEX

Los costos finales atribuibles a la implementación de los medidores inteligentes, consideran el sistema de comunicaciones, equipos de medición y costos atribuibles a la implementación, conforme se describe en las secciones anteriores la tecnología de SMI seleccionada se soporta sobre una red de comunicaciones en Radio Frecuencia de Largo Alcance, los costos se estiman en 2,432,985.00 USD. (Ver Anexo 1-Archivo COSTO USD(CAPEX))

Opción Tarifaria	Cantidad por año				Total	Opción Tarifaria	USD				Total
	1	2	3	4			1	2	3	4	
BT5B	170	4267	4267	0	8704	BT5B	191,718	1,071,637	988,243	-	2,251,598
BT5D	0	0	108	0	108	BT5D	1,894	1,120	25,013	-	28,026
BT6	0	0	18	0	18	BT6	316	187	4,169	-	4,671
MT2	0	0	57	0	57	MT2	999	591	34,020	-	35,611
MT3	0	0	174	0	174	MT3	3,051	1,804	103,852	-	108,706
MT4	0	0	7	0	7	MT4	123	73	4,178	-	4,373

13.2. OPEX

La tecnología de radio Frecuencia de Largo Alcance considera dos partidas de Operación y Mantenimiento relevantes: 1) Costo Operativo del Sistemas de Gestión MDM (Meter Data Management) y 2) Mantenimiento de los tres Access Point propuestos a instalar en el proyecto (Ver Anexo 1 COSTO OPEX (USD)), considerando que los medidores ingresan en funcionamiento para fines del segundo semestre de cada año, el COYM se contabiliza a partir del siguiente periodo.

Opción Tarifaria	Cantidad por año				Total	Opción Tarifaria	USD				Total
	1	2	3	4			1	2	3	4	
BT5B		170	4267	4267	8704	BT5B		5,261	137,302.16	269,344	269,344
BT5D		0	0	108	108	BT5D		-	-	3,342	3,342
BT6		0	0	18	18	BT6		-	-	557	557
MT2		0	0	57	57	MT2		-	-	1,764	1,764
MT3		0	0	174	174	MT3		-	-	5,384	5,384
MT4		0	0	7	7	MT4		-	-	217	217

1. BENEFICIOS OBTENIBLES PARA LOS USUARIOS

Los clientes finales de Electro Ucayali se pueden beneficiar sensiblemente de la Medición Inteligente, una vez hayan sido convenientemente informados, entrenados e involucrados, ya que podrán gestionar principalmente sus consumos y al mismo tiempo gozar de nuevos servicios.

Principales beneficios:

ITEM	Beneficios	Detalle
1.-	Lecturas automáticas y remotas:	<ul style="list-style-type: none"> • Se asegurará la facturación precisa y en tiempo casi real, sin depender de estimaciones o la necesidad de estar en el domicilio para las lecturas. • Mejora en los ciclos de facturación • Integración de sistemas y servicios contratados • Notificación de interrupción y restauración del servicio • Gestión cercana al cliente • Portal WEB para clientes
2.-	Información sobre el comportamiento del consumo de electricidad:	<ul style="list-style-type: none"> • Respuesta a la demanda. Los usuarios podrán gestionar su demanda a partir de la visualización del comportamiento de sus consumos.
3.-	Mejoras en la calidad de suministro.	<ul style="list-style-type: none"> • Gestión de interrupciones del servicio • Alertas tempranas • Monitoreo de transformadores • Monitoreo de la red de alumbrado público
4.-	Racionalizar sus consumos y gestión de robos.	<ul style="list-style-type: none"> • Alertas de robo de energía e identificación de sabotaje. • Detección de fraudes. • Desconexión y conexión remota del servicio del cliente. • Soluciones para pago adelantado.
5.-	Mayor Información para el Cliente:	<ul style="list-style-type: none"> • Los clientes pueden gestionar mejor los servicios energéticos a la vez que reducen el número de quejas, gracias a la detección temprana de fallos en los medidores y una recuperación más rápida de los servicios o una actualización casi

		<p>inmediata de los cambios de configuración.</p> <ul style="list-style-type: none"> • La posibilidad de integrar otros servicios asociados como el uso de micro generación eléctrica renovable.
--	--	---

2. CUANTIFICACIÓN DE LOS BENEFICIOS OBTENIBLES PARA LOS USUARIOS

Ítem	Gestión de Clientes	RATIO DE AHORRO (*)
1	Administración y control del consumo de energía	
1.1	Ahorro de consumo Clientes BT (MWh)	3.0%
1.2	Ahorro de consumo Clientes MT (MWh)	2.25%
2	Administración y control del consumo de potencia	
2.2	Ahorro de consumo Clientes MT (MW)	15.50%
3	Notificación de interrupción y restauración del servicio	
3.1	Ahorro de Tiempo y traslado promedio a Oficina para reclamo por interrupción	1.5 Hrsx20% de Clientes
3.3	Restauración de servicio luego de corte por falta de pago	8 Hrsx20% de Clientes
4	Mejorar la Calidad de la Red	
4.1	Mayor disponibilidad de suministro para el cliente (Reducción del tiempo por rápida reposición ante interrupciones por falla)	0.2 Hrs en el Indicador del SAIDI

(*) Porcentajes de referencia internacional Ecuador y Argentina

Los cálculos en detalle se muestran en el anexo 1.

3. CONCLUSIONES

- La tendencia internacional, principalmente en países desarrollados, es realizar despliegues masivos que abarcan la totalidad de los clientes de una empresa de distribución. Si bien abarcar millones de clientes resulta extremadamente costoso en términos monetarios, resulta rentable socialmente debido a una masiva respuesta de los consumidores ante nuevos estímulos al ahorro, lo que a su vez ayuda a la conservación del medio ambiente.

- Las diversas tecnologías cumplen con los requerimientos regulatorios por OSINERGMIN, lo que definirá la selección de la tecnología a utilizar debe ser confirmado mediante la realización de diversos pilotos para cada una de las tecnologías.
- De la evaluación técnica, la opción que tiene mayores prestaciones la tecnología RF Largo Alcance (RPMA) con un bajo costo de mantenimiento por el menor uso de concentradores y mayor alcance de cobertura, que cubre completamente el casco urbano de la Ciudad de Pucallpa.
- Se propone un plan de reemplazo de medidores, considerando un piloto de 9,068 medidores en diferentes opciones tarifarias, dicha cantidad de medidores fue estimada bajo la metodología de muestreo poblacional, considerando un total de 93,511 clientes entre urbanos y rurales.
- Se muestran los principales beneficios que generaría el SMI para los clientes, siendo los más relevantes: a) Los usuarios podrán gestionar su demanda a partir de la visualización del comportamiento de sus consumos, b) Mejoras en la calidad de suministro, c) alertas de robo de energía e identificación de sabotaje y d) Los clientes pueden gestionar mejor los servicios energéticos a la vez que reducen el número de quejas, gracias a la detección temprana de fallos en los medidores y una recuperación más rápida de los servicios o una actualización casi inmediata de los cambios de configuración.



**ITEM 4 (LEVANTAMIENTO DE
OBSERVACIONES INFORME 4)**

**7.3. ESTUDIO DE PROYECTO DE MEJORA
DE CALIDAD DE SUMINISTRO**

ELECTRO UCAYALI

FEBRERO – 2019



7.3 ESTUDIO DE PROYECTO DE MEJORA DE CALIDAD DE SUMINISTRO

IMPLEMENTACIÓN DE SENSORES INTELIGENTES
DE FALLA E IMPLEMENTACIÓN DE
RECONECTADORES

ELECTRO UCAYALI

FEBRERO - 2019



ÍNDICE

1.	Título del Proyecto:	4
2.	Alcance Del Proyecto	4
3.	Objetivo Del Proyecto.....	4
4.	Contexto	4
5.	Normas Aplicables	4
6.	Ubicación Geográfica.....	5
7.	Sistema Eléctrico en Estudio.....	6
7.1.	SEP Pucallpa:	6
7.2.	SEP Parque Industrial:	7
7.3.	SEP Yarinacocha:.....	8
7.4.	SEP Aguaytía:	9
7.5.	Dispositivos de Protección en Redes de MT:.....	9
8.	Análisis de la Calidad del Suministro - Año 2017.....	10
8.1.	Indicadores Globales de Calidad de Suministro	10
8.2.	Análisis de Indicadores de Calidad de Suministro por Alimentadores de Media Tensión del año 2017-2018.....	11
9.	Propuesta de Mejoras de Calidad del Suministro	13
9.1.	Análisis de Confiabilidad del Sistema de Distribución:.....	13
9.2.	Tolerancias Normativas:.....	14
9.3.	Sensores Inteligentes para Localización de Fallas	14
9.4.	Implementación de Reconectores:	18
9.5.	Análisis de Confiabilidad en Alimentadores de 10KV	21
9.6.	Análisis de Confiabilidad en Alimentadores de 22.9 kV	22
9.7.	Estudio de Coordinación de Protecciones.....	24
9.7.1.	Ajustes de los Sistemas de Protección por Alimentador	25
9.7.2.	Fijación de Ajustes de los Nuevos Reconector:.....	29
10.	Costos Involucrados de Implementación, Operación y Mantenimiento	36
11.	Cálculo de la Rentabilidad.....	36
11.1.	Análisis económico proyecto mejora de calidad del suministro – Electro Ucayali	36
12.	Programa de Ejecución de Obras	39
13.	Conclusiones	39

14.	Recomendaciones.....	41
15.	Anexos.....	41
15.1.	Indicadores de falla y otros datos relacionados a calidad del suministro entregados por ELUC...41	41
15.2.	Mapas con localización de Reconectador a lo largo de cada alimentador MT.	46
15.3.	Reducciones en SAIDI y SAIFI por Alimentador y ponderación de usuarios beneficiados, a partir del año 2022.	53
15.4.	Algunas hojas de coordinación de protecciones de fases (51/50) y tierra (51N/50N).	56

MEMORIA DESCRIPTIVA

1. Título del Proyecto:

Implementación de sensores inteligentes de falla e implementación de reconectadores.

2. Alcance Del Proyecto

- Análisis de la calidad de suministro del año 2017-2018.
- Análisis de confiabilidad e indicadores de calidad de suministro con incorporación de nuevos reconectadores con tecnología para redes inteligentes.
- Breve estudio de coordinación de protecciones para validar la confiabilidad de las protecciones propuestas para mejorar la calidad del suministro.
- Análisis económico de la propuesta de solución.

3. Objetivo Del Proyecto

Mejorar la calidad del suministro de más de 65,000 clientes con la incorporación de tecnología de redes inteligentes en base a sensores de detección de falla inteligente y reconectadores multifunción en las redes de media tensión de PUCALLPA 10kV, 22.9kV y Aguaytía 22.9kV.

4. Contexto

La Empresa de Servicio Público de Electricidad ELECTRO UCAYALI S.A., con el fin de seguir brindando la mejor calidad de sus servicios y abastecer de energía a la creciente demanda, tomó la decisión de proponer la ejecución del proyecto "IMPLEMENTACIÓN DE SENSORES INTELIGENTES DE FALLA E IMPLEMENTACIÓN DE RECONNECTADRES" para mejorar la calidad del suministro en los sistemas eléctricos de distribución de PUCALLPA 10kV/22.9kV y Aguaytía 22.9kV. Proyectos que se presentan en el presente el informe para la aprobación de Osinergmin y consecuentemente su incorporación en la fijación del VAD 2019-2023 como cargo adicional.

5. Normas Aplicables

El estudio presentado ha sido desarrollado en base a las siguientes normas:

- IEEE Std. 242-2001™ Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems.

- IEEE C37.104 Guide for automatic reclosing of line circuit breakers for AC Distribution and Transmission lines.
- IEEE C37.112 Standard Inverse-Time Characteristic Equations for overcurrent relays.
- ANSI/IEEE STD.141-1986, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants.
- ANSI/IEEE C37.5, IEEE Guide for Calculation of Fault Currents for Application of AC Voltage Circuit Breakers Rated on Total Current Basis.
- Electric Power Distribution Reliability, Second Edition, Richard E. Brown.
- Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería – Aldo Gary Arriagada Mass, Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución.

6. Ubicación Geográfica

El proyecto se encuentra situado en plena selva amazónica a 154 msnm y como coordenadas geográficas de Pucallpa, Perú, en grados y minutos decimales: Longitud: $074^{\circ}33'13.93''$ Latitud: $S8^{\circ}22'44.94''$. La condición climatológica de Pucallpa es muy cálido, moderadamente lluvioso y con amplitud térmica moderada. La media anual de temperatura máxima y mínima (periodo 1950-1991) es 32.0°C y 20.7°C , respectivamente.



Figura 1: Mapa Geográfico de la Zona de Pucallpa, lugar de implementación del proyecto

7. Sistema Eléctrico en Estudio

A continuación, se describen los sistemas eléctricos de media tensión de Pucallpa y Aguaytía:

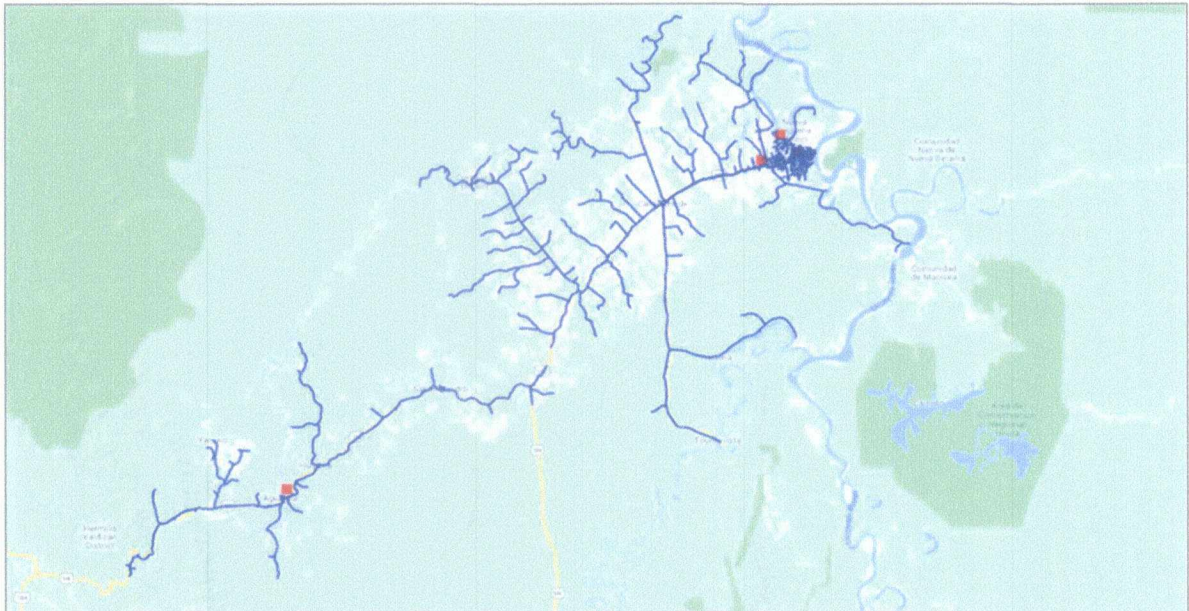


Figura 2: Extensión de redes de media tensión de Pucallpa y Aguaytía

7.1. SEP Pucallpa:

La Subestación eléctrica de potencia Pucallpa es alimentada por tres líneas de transmisión L-6475, L-6476, L-6673. En dicha subestación, en el patio de llaves se cuenta con dos Transformadores de Potencia.

“TR3 Pucallpa” de características $(60\pm 13 \times 1.00\%) / 22.9 / 10\text{kV}$, 20/5.33/20MVA y grupo conexión YN/yn/d5; y el “TR5 PUCALLPA” de características $(60\pm 13 \times 1.00\%) / 22.9 / 10\text{kV}$, 30/30/30MVA y grupo conexión YN/yn/d5. Estos transformadores no trabajan en paralelo.

El lado de 10kV del transformador “TR5 Pucallpa” alimenta a la barra Pucallpa_10A, esta barra cuenta con siete alimentadores (C1, C2, C3, C4, C11, C12, C13) y un transformador ZIG-ZAG (C5-TRZ) para aterrizar la barra.

El lado de 10kV del transformador “TR3 Pucallpa” alimenta a la barra Pucallpa_10B, esta barra cuenta con cinco alimentadores (C6, C7, C8, C9, C10) y un transformador ZIG-ZAG (C3-TRZ) para aterrarse la barra.

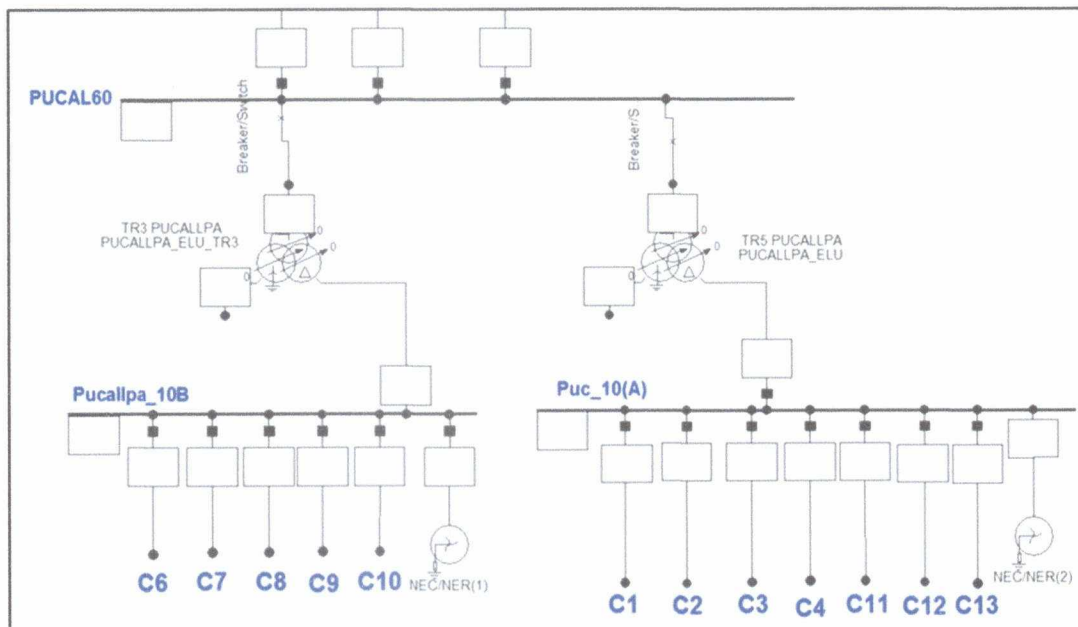


Figura 3: Salidas de media tensión de SEP Pucallpa

7.2. SEP Parque Industrial:

La barra 60kV de la SEP Parque Industrial es alimentado por (02) transformadores de potencia “PUC_1671” de $(138\pm 10 \times 1.00\%)/60/10\text{kV}$, 55/55/18 MVA, grupo de conexión YN/yn/5 y “Tr2 Pucallpa” $(138\pm 10 \times 1.00\%)/60/10\text{kV}$, 55/55/18 MVA, grupo de conexión YN/yn/d5; estos transformadores, son propiedad de ISA REP.

En la barra 60kV tenemos un transformador de potencia de propiedad de Electro Ucayali (TR4); las características de este transformador son las siguientes, $(60\pm 10 \times 1.00\%)/22.9/10\text{kV}$, 40/40/40 MVA, grupo conexión YN/yn/d5. Como protección principal del transformador, se cuenta con un relé Multifuncional marca ABB modelo RET670.

En lado de 10 kV del transformador se encuentra un relé de sobrecorriente marca ABB modelo REF630.

En la barra de 10kV se cuenta con un transformador ZIG-ZAG y cuatro alimentadores (D1, D2, D3, D4) para poder suministrar energía a los clientes de esta subestación "Parque Industrial".

En la barra de 22.9kV se cuenta con cuatro alimentadores (D5, D6, D7, D8) para poder suministrar energía a los clientes en 22.9kV.

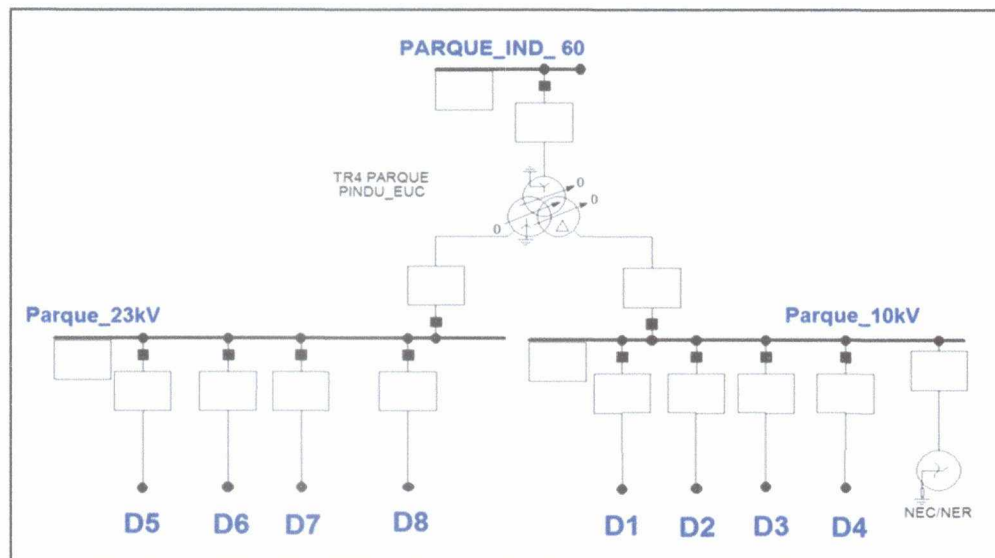


Figura 4: Salidas de media tensión de SEP Parque Industrial

7.3. SEP Yarinacochoa:

El sistema Eléctrico de distribución Yarinacochoa es alimentado por la línea L-6674 que viene de ISA REP y L-6673 que viene de Subestación de Pucallpa.

Existe una celda para el Transformador de Potencia, esta celda está constituida por un (01) transformador de potencia "TR2 SEYA" de $(60\pm 8 \times 1.25\%) / 10\text{kV}$, 14 MVA, grupo conexión YN/D5. Cuenta con un relé de Multifuncional marca ABB en el lado de 10kV, con controlador REF630.

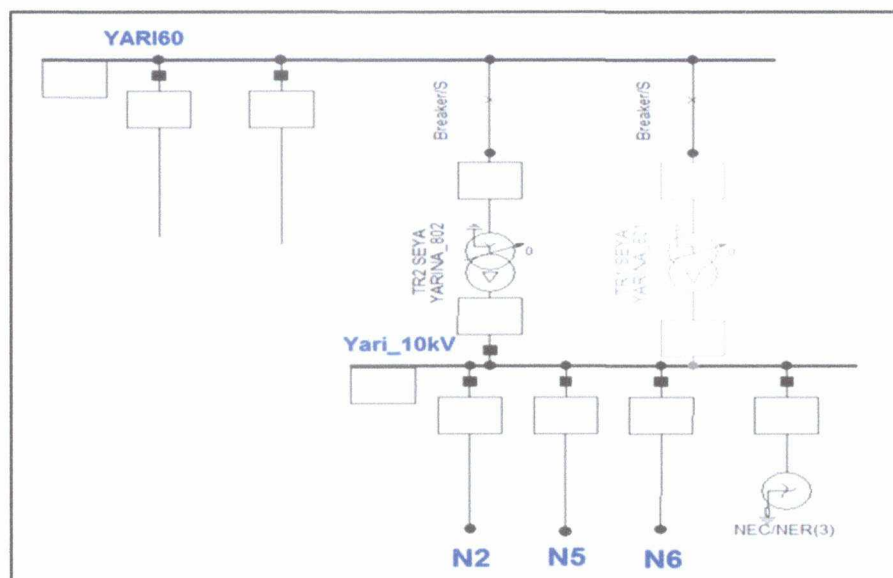


Figura 5: Salidas de media tensión de SEP Yarinacocha

En la barra de 10kV se cuenta con un transformador ZIG-ZAG Aterrado y tres alimentadores (N2, N5, N6) para poder suministrar energía, provenientes del sistema eléctrico “Yarinacocha”.

7.4. SEP Aguaytía:

El sistema Eléctrico de distribución Aguaytía es alimentado por la barra 22.9kV que viene de las instalaciones de ISA REP. Este sistema de distribución cuenta solamente con una celda de alimentador (A1), que aguas abajo se deriva en dos circuitos.

7.5. Dispositivos de Protección en Redes de MT:

Se tienen alrededor de 15 Reconector para un total de 1407 Km de red MT. Es decir, un Reconector por cada 94 Km-red.

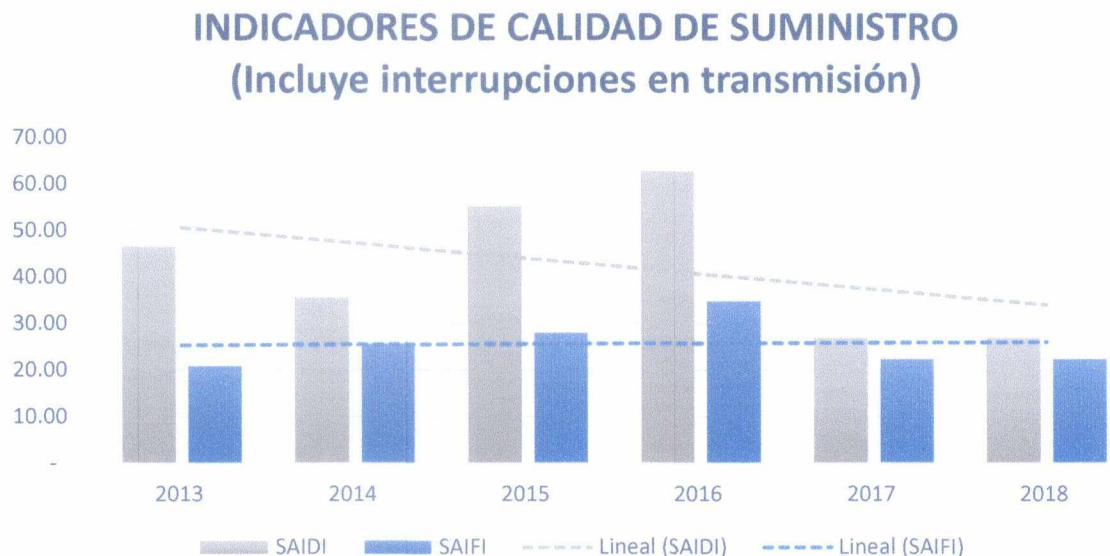
Alimentador	Reconector
A1	5
C10	1
C7	1
D5	1
D6	1
D8	6

En general observamos que ELECTRO UCAYALI S.A. no cuenta con un sistema SCADA, así como los sistemas de protección de Redes MT en base a Reconectores no se encuentran integradas a un sistema de supervisión, monitoreo y control (telemando).

8. Análisis de la Calidad del Suministro - Año 2017

8.1. Indicadores Globales de Calidad de Suministro

A continuación, realizamos una revisión de los indicadores de calidad de suministro globales de los años 2013 al 2018 (incluyen las interrupciones causadas por el sistema de transmisión):



El promedio de la estadística de indicadores de performance del periodo 2013-2018, nos muestra una tendencia a: SAIFI = 26 y SAIDI= 42.

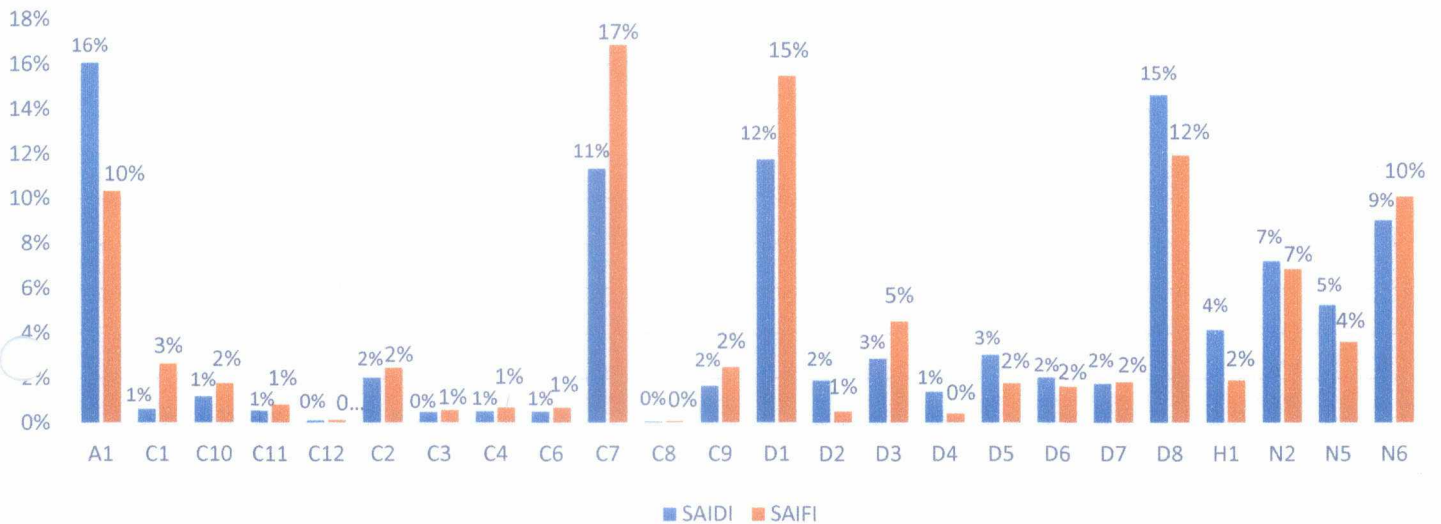
8.2. Análisis de Indicadores de Calidad de Suministro por Alimentadores de Media Tensión del año 2017-2018

A continuación, realizamos una revisión de los indicadores de calidad de suministro atribuibles a distribución del año 2017-2018:

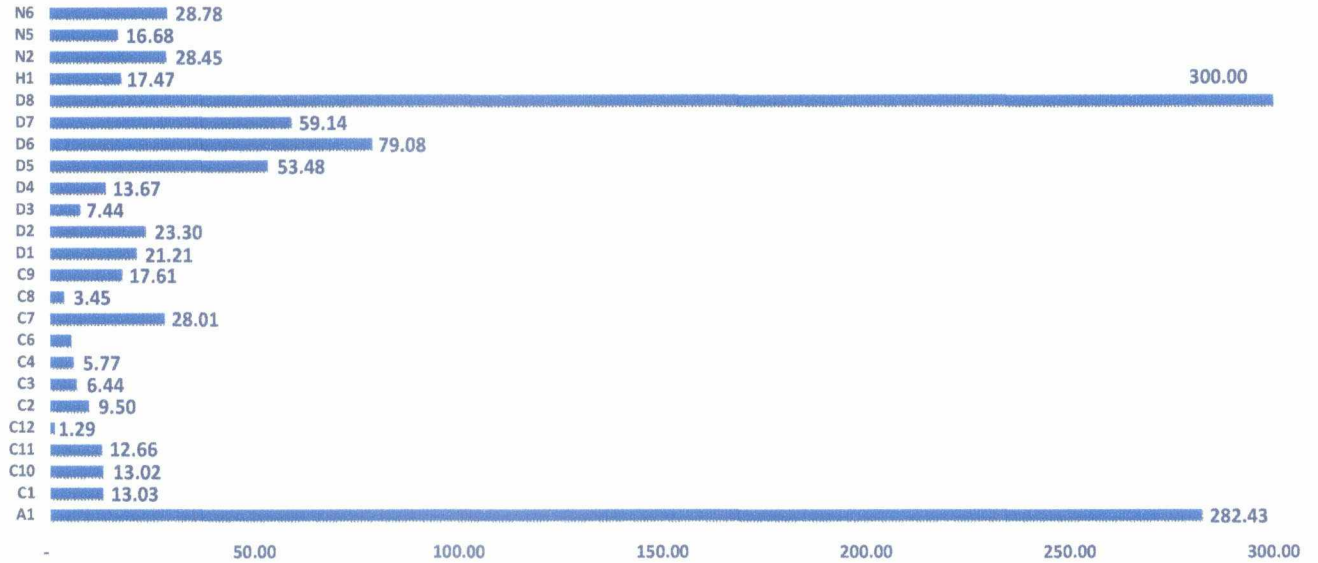
Se observan que los Alimentadores A1, C7, D1, D8 y N6 son los que más aportan en interrupciones al indicador global de SAIDI y SAIFI.

Se observa también, que los alimentadores más extensos son: D8, A1, D6, D7, D5, N2, N6 y C7.

% DE CONTRIBUCIÓN DE ALIMENTADORES A INDICADORES DE CALIDAD DE SUMINISTROS

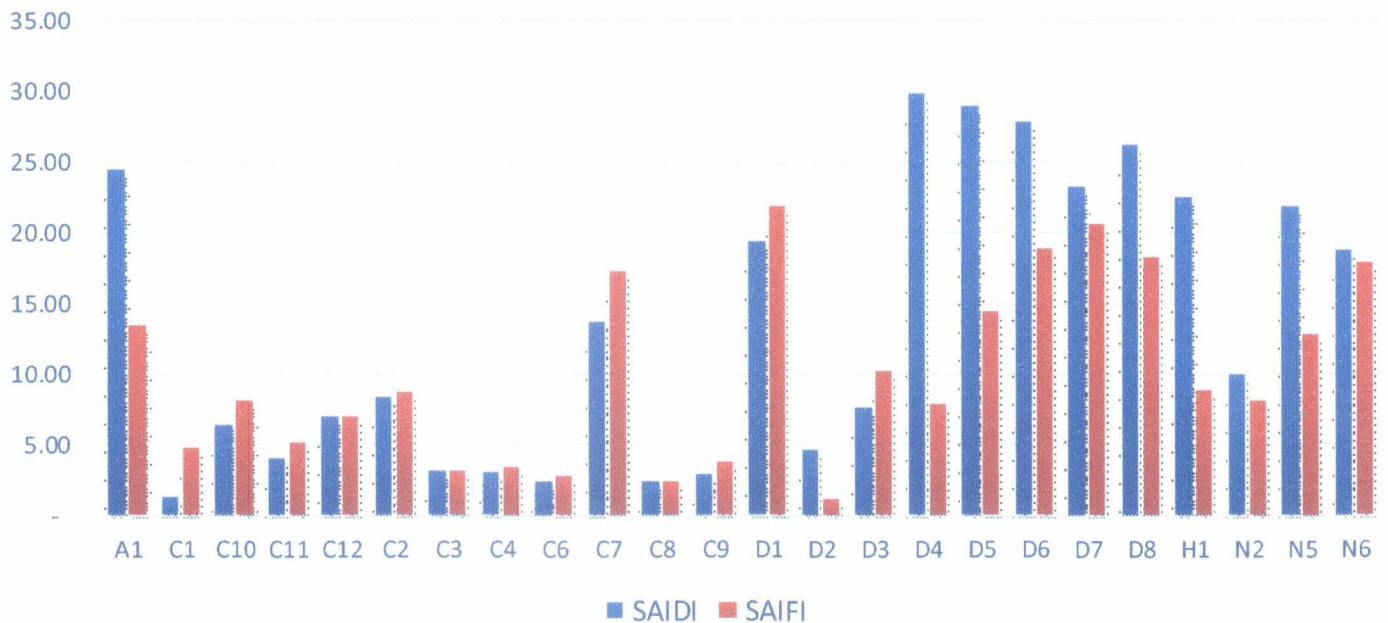


Cantidad de Red MT por Alimentador (Km)



Datos de SAIDI y SAIFI proporcionados por ELECTRO UCAYALI S.A., referidos al número de usuarios por cada Alimentador de media tensión:

Indicadores de Calidad de Suministros por Alimentador MT

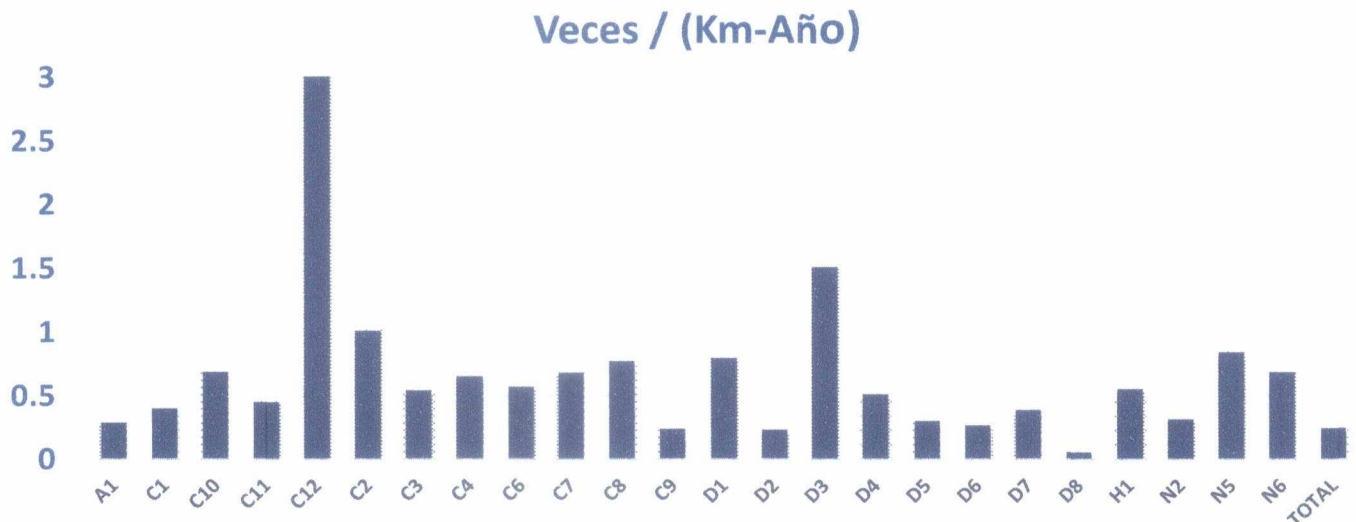


Se ha identificado los indicadores globales por cada Alimentador de media tensión, que permite una mejor visualización de estos indicadores. Se observa, que los de mayor SAIDI y SAIFI son los alimentadores: A1, D7, D1, N6, C7, D6, D8 y D5.

En líneas de distribución eléctrica la tasa de fallas es directamente proporcional a la longitud de las redes.

Las redes más extensas usualmente corresponden a sistemas rurales en las que generalmente se tienen esquemas de recierre que permiten eliminar las fallas transitorias, cuyas interrupciones no se contabilizan en el cálculo de SAIDI y SAIFI.

Se encontraron las siguientes tasas de falla con la información reportada para el año 2017-2018:



Una tasa promedio de falla en redes de: 0.24 veces / (Km-Año)

9. Propuesta de Mejoras de Calidad del Suministro

9.1. Análisis de Confiabilidad del Sistema de Distribución:

En capítulos anteriores (sección 7.5) se observó que se tiene en promedio un reconector por cada 94 km de Red de MT. Ello supone que una apertura de un dispositivo genera la salida de servicio de una red de distribución muy extensa.

Entre otras medidas, una opción para reducir el número y duración de las interrupciones, es reducir el alcance de los dispositivos de protección (menos cantidad de Km de red).

Del análisis de la longitud de las redes de MT de cada alimentador, se propone la implementación de Sensores Inteligentes de Falla y la incorporación de 18 nuevos reconectores, a instalarse en los distintos alimentadores para lograr la reducción SAIDI y SAIFI para Electro Ucayali S.A.

9.2. Tolerancias Normativas:

Entre otros aspectos normativos tomados en cuenta para la solución propuesta tenemos las tolerancias de la NTCSE, la cual establece tolerancias en cuanto a calidad de suministro:

ZONA	SEMESTRAL		ANUAL		ANUAL (+30%)	
	N	D	N	D	N	D
Urbana (ST2 y 3)	4	7	8	14	10.4	18.2
Rural					12	24

- Los alimentadores en 10kV en lo posible no superar 8 y 14 en SAIFI y SAIDI, por corresponder al ST2 y ST3.
- Los alimentadores en 22.9kV en lo posible no superar 12 y 24 en SAIFI y SAIDI, por corresponden a redes rurales predominantemente.

9.3. Sensores Inteligentes para Localización de Fallas

Con el desarrollo acelerado de tecnologías IoT, hoy en día existe en el mercado soluciones para identificar y localizar fallas en sistemas de distribución en base a Sensores Inteligentes capaces de integrarse a los sistemas SCADA y además de proporcionar software avanzados de Analítica para mejorar la gestión técnica de los sistemas eléctricos y mejorar la calidad del servicio.

No requieren de baterías, pues se alimentan por inducción de la propia red, cuentan con dispositivos de comunicación celular embebidos y con protocolos de comunicación

estándar. Asimismo, tienen facilidades para su montaje en servicio en base a maniobras con pértiga.

Las empresas eléctricas que suministran energía en las zonas rurales principalmente tienen dificultades para localizar las fallas. Por las grandes distancias que recorren las redes MT los tiempos de localización y reposición del servicio eléctrico ante fallas son significativas y una forma de reducir la duración de las interrupciones es mediante sensores que nos proporcionen la zona de falla y reporten al Centro de Control.



Figura 6: Diagrama multifuncional de comunicación flexible de los sensores inteligentes.

Con el objetivo de reducir los tiempos de reposición por fallas se ha previsto la instalación de 09 Sensores Inteligentes en las redes rurales más extensas de Electro Ucayali. En el gráfico siguiente se muestran la localización de cada uno de estos dispositivos.

Mediciones:

Detección de Eventos eléctricos por corriente y tensión (transitorias y permanentes).

- Monitoreo de corrientes (Precisión 1%) – Valor cada 15min, 30min, 1hora, configurable. Perfiles de carga (para corrientes mayores a 3A).
- Monitoreo de tensiones (Precisión 0.5%) – Valor cada 15min, 30min, 1hora, configurable. Perfiles de tensión.

- Registro de Oscilografías de corriente y tensión y exportación en formato COMTRADE (para corrientes mayores a 12A).
- Monitoreo de potencias activas, reactivas y aparentes. Gráfica.
- Monitoreo de factor de potencia. Gráfica de perfiles.
- Monitoreo de armónicos de tensión THD hasta 7°.
- Detección de eventos de ausencia de Tensión.
- Detección de eventos SAG, SWELL de Tensión

Funcionalidades para mejorar la gestión de Distribución:

- Identificación y localización de fallas.

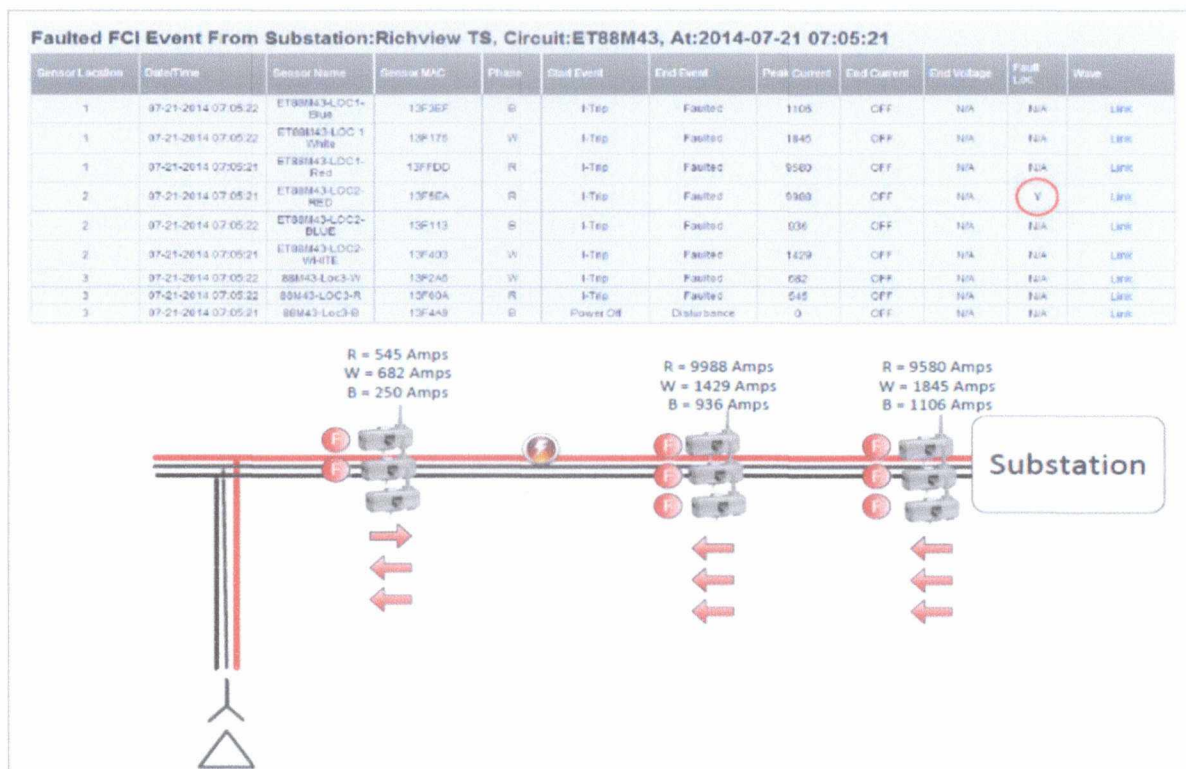


Figura 7: Localización de fallas.

- Monitoreo de tensiones, corrientes, potencias, fdp.

- Registro de fallas y oscilografías.

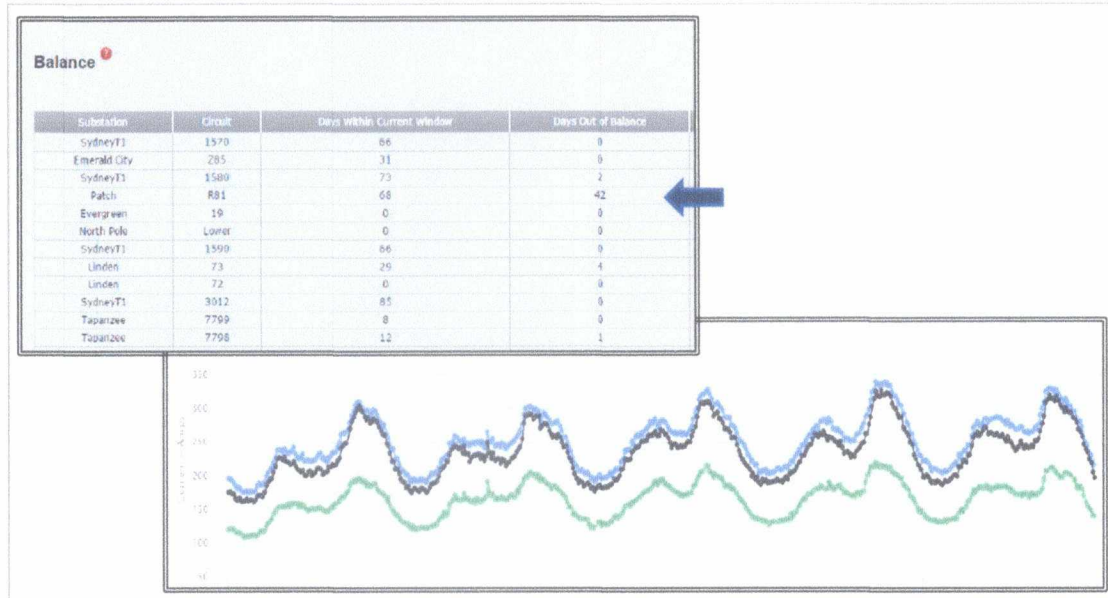


Figura 8: Desbalances de fallas de una subestación

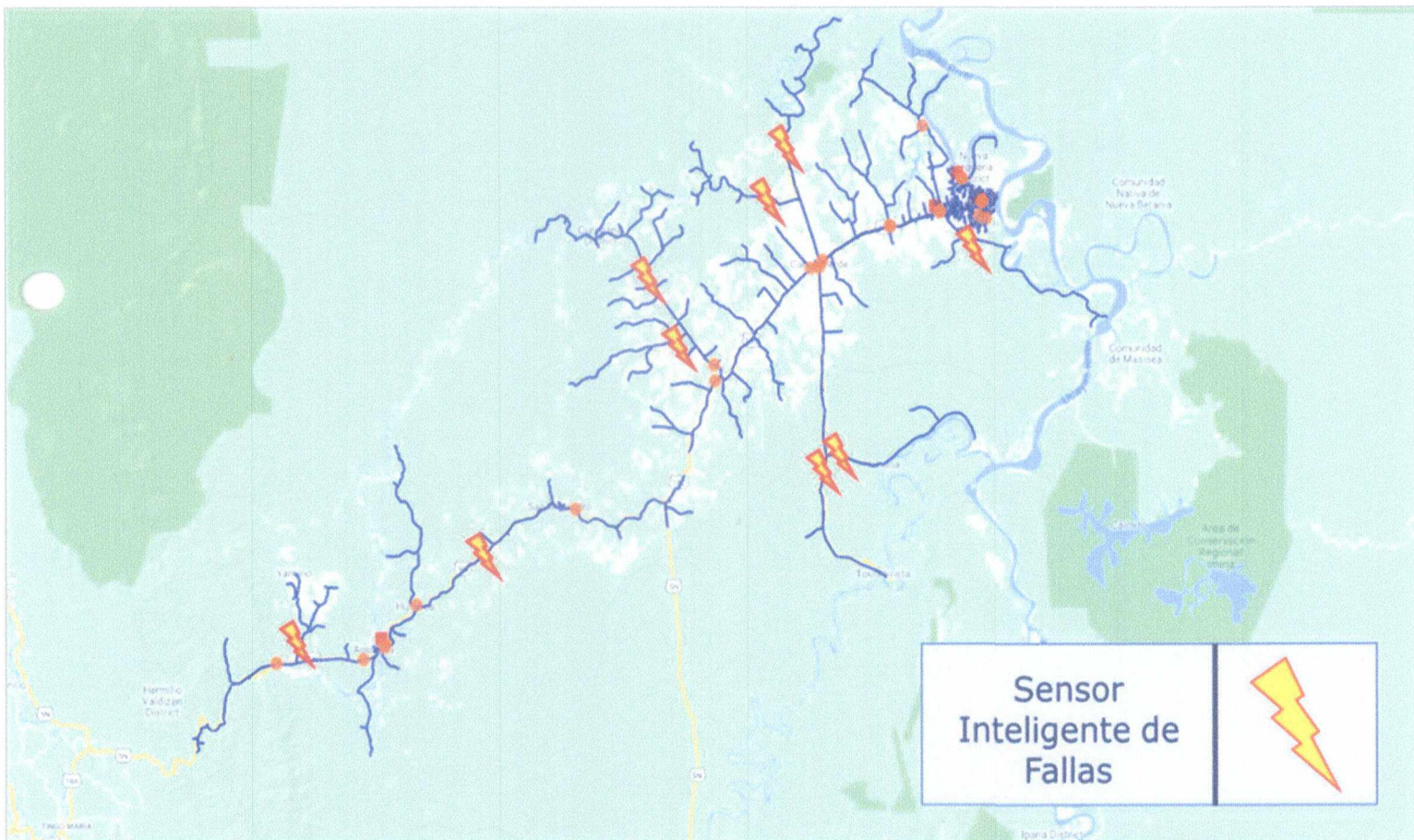


Figura 9: Localización de Sensores Inteligentes de falla.

9.4. Implementación de Reconectores:

De la información procesada en el capítulo anterior referido a la estadística de salidas del servicio de Electro Ucayali, se obtuvieron tasas de falla y duración promedio de cada interrupción; tasas que fueron utilizadas en los cálculos para proponer la nueva condición de operación, los cuales se muestran en el **Anexo 1**. Obteniendo como resultado la necesidad de implementar 18 Reconector nuevos en la red.

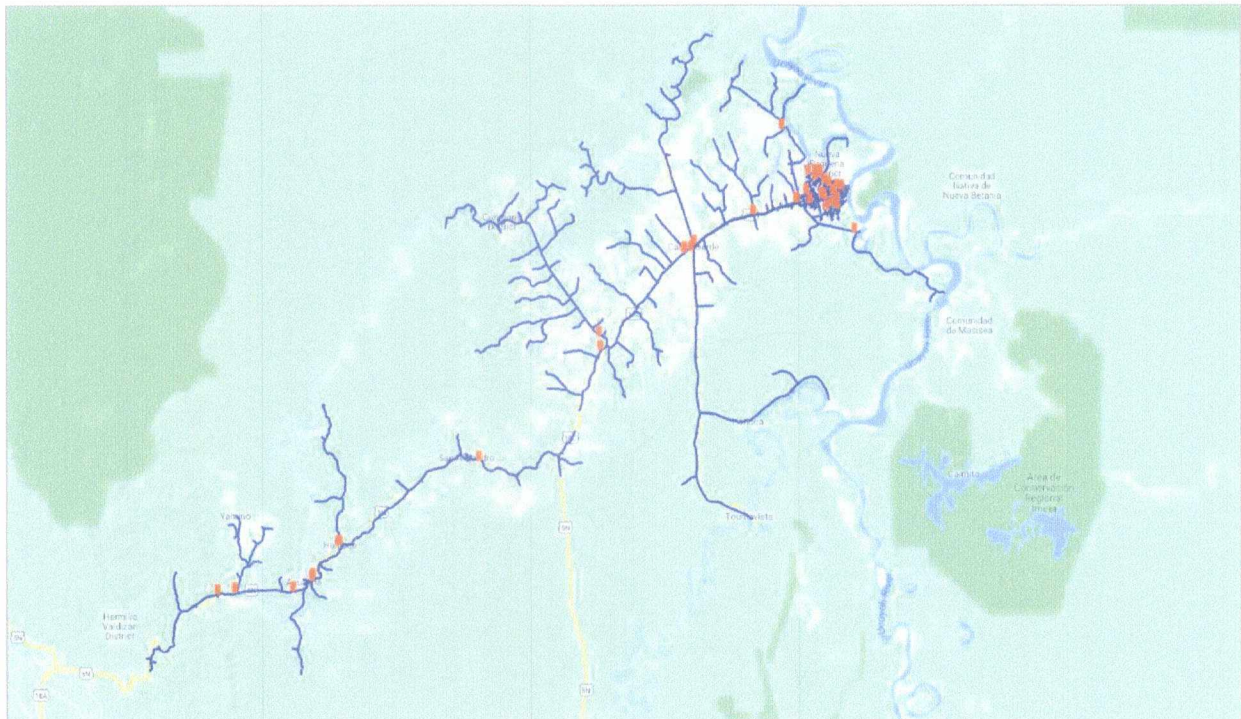


Figura 10: Localización de Reclosers en las redes MT de 10 y 22.9kV

Para la ubicación de los nuevos Reconector se tomó en cuenta las distancias de separación que deben guardar entre dispositivos de protección a lo largo de la red, así como no debe superarse de 4 equipos de protección en serie a lo largo de la red. Asimismo, con ayuda del software DAP que funciona en entorno GIS (como se muestran los mapas en google mapas) se obtienen los datos de alcances en Km-red de cada sistema de protección (zonas de alcance), número de usuarios atendidos por zona, elementos aguas arriba y aguas abajo, etc.



Figura 11: Esquema Resumen de la Implementación del Proyecto



Figura 12: Localización de Reclosers en las redes MT de 10kV

Datos utilizados en el cálculo de Confiabilidad:

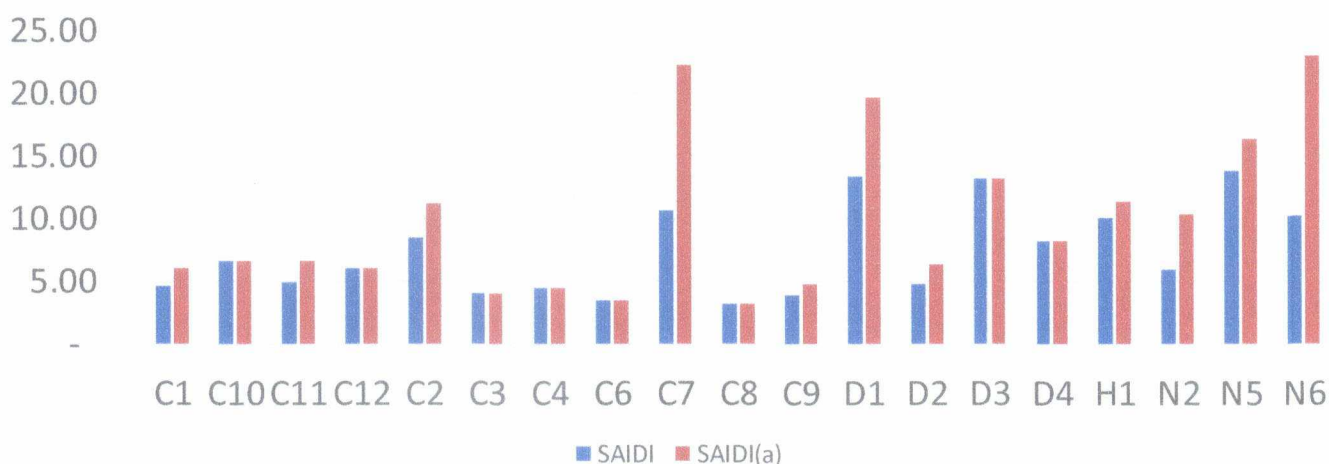
Subestación	Instalación	Descripción	equipo AA	Km - red	Clientes	Salidas/Km-Año	Salidas/Año	Durac(Hrs)
SEP PUCALLPA	C1	INP008	0	8.00	3883	0.40	3.20	1.17
SEP PUCALLPA	C1	RECP003	INP008	5.03	2255	0.40	2.01	1.17
SEP PUCALLPA	C10	9872787	INP001	5.31	221	0.68	3.63	1.17
SEP PUCALLPA	C10	INP001	0	7.71	2184	0.68	5.28	1.17
SEP PUCALLPA	C11	INP010	0	7.52	1106	0.44	3.35	1.17
SEP PUCALLPA	C11	RECP002	INP010	5.14	649	0.44	2.28	1.17
SEP PUCALLPA	C12	INP011	0	1.29	219	4.00	5.15	1.17
SEP PUCALLPA	C2	INP007	0	5.67	1883	1.01	5.72	1.17
SEP PUCALLPA	C2	RECP004	INP007	3.83	1226	1.01	3.87	1.17
SEP PUCALLPA	C3	INP006	0	6.44	1983	0.54	3.46	1.17
SEP PUCALLPA	C4	INP004	0	5.77	2183	0.65	3.74	1.17
SEP PUCALLPA	C6	INP002	0	5.25	2757	0.56	2.96	1.17
SEP PUCALLPA	C7	125915061	INP003	9.61	4230	0.68	6.52	1.17
SEP PUCALLPA	C7	INP003	0	6.49	2377	0.68	4.40	1.17
SEP PUCALLPA	C7	RECP005	INP003	5.04	1525	0.68	3.42	1.17
SEP PUCALLPA	C7	RECP017	125915061	6.88	2606	0.68	4.67	1.17
SEP PUCALLPA	C8	INP009	0	3.45	362	0.77	2.66	1.17
SEP PUCALLPA	C9	INP012	0	6.42	2381	0.23	1.50	1.17
SEP PUCALLPA	C9	RECP001	INP012	11.19	4977	0.23	2.61	1.17
SEP YARINA	N2	INP014	0	9.55	2941	0.31	2.99	1.17
SEP YARINA	N2	RECP011	INP014	11.68	3543	0.31	3.65	1.17
SEP YARINA	N2	RECP012	INP014	7.22	2860	0.31	2.26	1.17
SEP YARINA	N5	INP013	0	6.55	585	0.80	5.24	1.17
SEP YARINA	N5	RECP018	INP013	10.13	2535	0.80	8.10	1.17
SEP YARINA	N6	INP015	0	10.04	3471	0.68	6.86	1.17
SEP YARINA	N6	RECP009	INP015	12.78	95	0.68	8.72	1.17
SEP YARINA	N6	RECP010	INP015	5.96	2643	0.68	4.07	1.17
PARQUE INDUSTRIAL	D1	INP021	0	8.90	668	0.79	7.05	1.17
PARQUE INDUSTRIAL	D1	RECP007	INP021	7.58	1903	0.79	6.00	1.17
PARQUE INDUSTRIAL	D1	RECP008	INP021	4.73	555	0.79	3.74	1.17
PARQUE INDUSTRIAL	D2	INP022	0	10.42	2431	0.23	2.41	1.17
PARQUE INDUSTRIAL	D2	RECP006	INP022	12.89	2849	0.23	2.98	1.17
PARQUE INDUSTRIAL	D3	INP018	0	7.44	66	1.51	11.22	1.17
PARQUE INDUSTRIAL	D4	INP016	0	13.67	71	0.51	6.94	1.17
PARQUE INDUSTRIAL	D5	9960527	INP019	39.56	1318	0.30	11.71	1.17
PARQUE INDUSTRIAL	D5	INP019	0	13.92	38	0.30	4.12	1.17
PARQUE INDUSTRIAL	D6	9960546	INP023	54.36	383	0.26	14.29	1.17
PARQUE INDUSTRIAL	D6	INP023	0	24.72	565	0.26	6.50	1.17
PARQUE INDUSTRIAL	D7	INP020	0	29.79	551	0.30	8.94	1.17
PARQUE INDUSTRIAL	D7	RECP016	INP020	29.35	427	0.38	11.25	1.17
PARQUE INDUSTRIAL	D8	9873591	9920017	111.59	1334	0.05	5.54	1.17
PARQUE INDUSTRIAL	D8	9880288	9920017	110.57	1058	0.05	5.49	1.17
PARQUE INDUSTRIAL	D8	9880350	9920057	0.02	0	0.05	0.00	1.17
PARQUE INDUSTRIAL	D8	9920017	INP017	84.32	657	0.05	4.18	1.17
PARQUE INDUSTRIAL	D8	9920040	9920057	34.58	472	0.05	1.72	1.17
PARQUE INDUSTRIAL	D8	9920057	9920017	301.83	3455	0.05	14.98	1.17
PARQUE INDUSTRIAL	D8	INP017	0	17.32	237	0.05	0.86	1.17
SEP AGUAYTÍA	A1	9873370	9960185	21.29	589	0.29	6.10	1.17
SEP AGUAYTÍA	A1	9873402	9873370	38.20	412	0.29	10.95	1.17
SEP AGUAYTÍA	A1	9873446	INA024	50.49	1484	0.29	14.47	1.17
SEP AGUAYTÍA	A1	9873493	9873446	41.68	1191	0.29	11.95	1.17
SEP AGUAYTÍA	A1	9960185	INA024	37.22	3676	0.29	10.67	1.17
SEP AGUAYTÍA	A1	INA024	0	15.61	499	0.29	4.47	1.17
SEP AGUAYTÍA	A1	RECP013	INA024	39.69	303	0.29	11.38	1.17
SEP AGUAYTÍA	A1	RECP014	9873370	38.24	342	0.29	10.96	1.17
C.H. CANUYA	H1	INP025	0	11.72	806	0.55	6.46	1.17
C.H. CANUYA	H1	RECP015	INP025	5.76	1586	0.55	3.18	1.17

El cálculo de SAIDI y SAIFI por cada alimentador y los indicadores globales se realizaron con el método de frecuencia – duración; método ampliamente utilizado en distribución.

9.5. Análisis de Confiabilidad en Alimentadores de 10KV

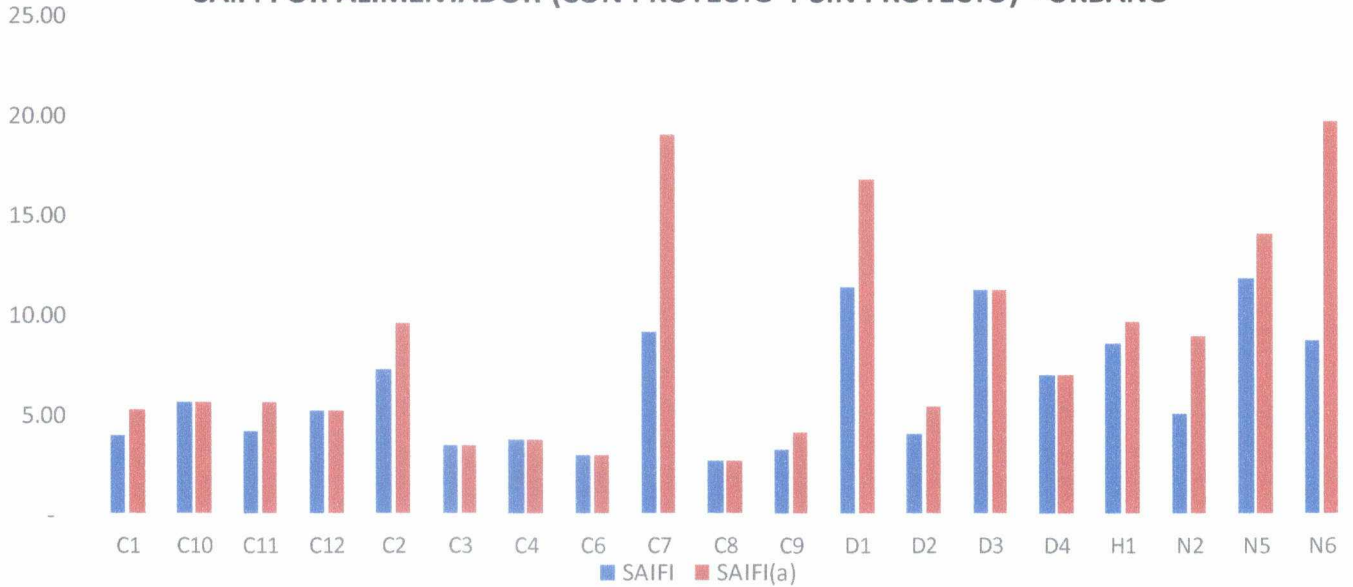
Realizando los cálculos, incorporando los nuevos reconectores, se tienen los siguientes resultados que demuestran una reducción en el SAIDI y SAIFI en los alimentadores de 10kV (zona urbana).

SAIDI POR ALIMENTADOR (CON PROYECTO Y SIN PROYECTO) - URBANO



En color azul resultados de SAIDI con proyecto de mejora y rojo sin proyecto. Se logró reducir los picos que superan 15 horas.

SAIFI POR ALIMENTADOR (CON PROYECTO Y SIN PROYECTO) - URBANO

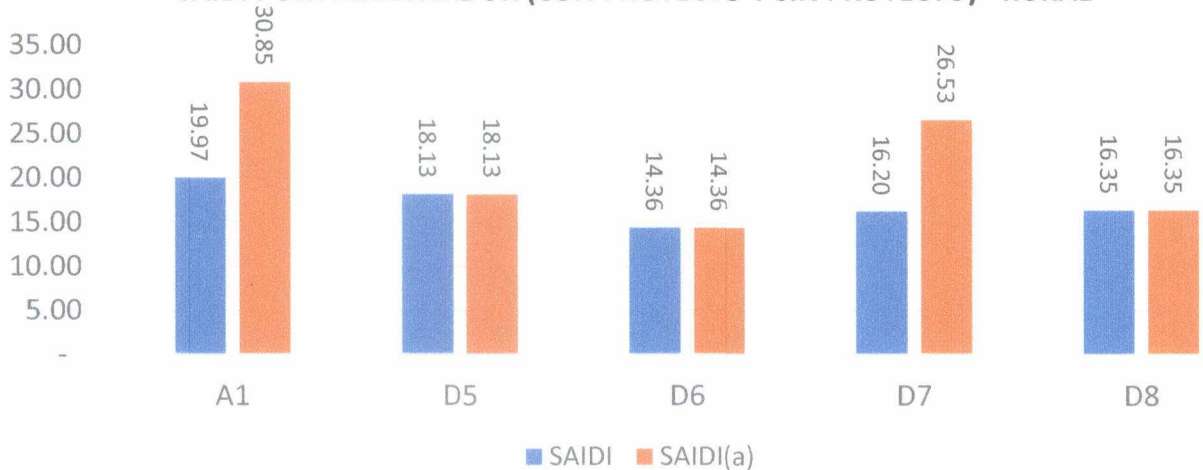


En color azul resultados de SAIFI con proyecto de mejora y rojo sin proyecto. Se logró reducir el número o frecuencia de salidas del servicio que superan 10 veces por año.

9.6. Análisis de Confiabilidad en Alimentadores de 22.9 kV

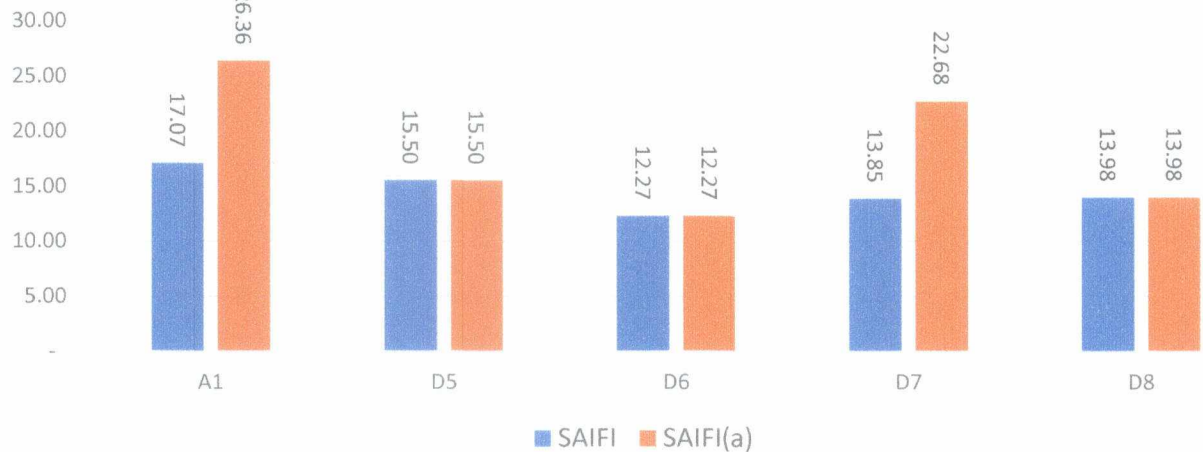
Realizando los cálculos, incorporando los nuevos reconectores, se tienen los siguientes resultados que demuestran una reducción en el SAIDI y SAIFI en los alimentadores de 22.9kV (zona rural).

SAIDI POR ALIMENTADOR (CON PROYECTO Y SIN PROYECTO) - RURAL



En color azul resultados de SAIDI con proyecto de mejora y naranja sin proyecto. Se logró reducir los casos que superan 20 horas.

SAIFI POR ALIMENTADOR (CON PROYECTO Y SIN PROYECTO) - RURAL



En color azul resultados de SAIFI con proyecto de mejora y naranja sin proyecto. Se logró reducir los casos que superan 15 interrupciones por año.

Finalmente, las Metas propuestas en SAIDI y SAIFI en cada alimentador son:

Alimentador	SAIDI(META)	SAIFI(META)	SAIDI(SIN PROY)	SAIFI(SIN PROY)	KV	Usuarios
A1	19.97	17.07	30.85	26.36	22.90	8496
C1	4.60	3.94	6.09	5.21	10.00	6138
C10	6.56	5.61	6.56	5.61	10.00	2405
C11	4.90	4.19	6.59	5.63	10.00	1755
C12	6.03	5.15	6.03	5.15	10.00	221
C2	8.48	7.25	11.23	9.60	10.00	3109
C3	4.05	3.46	4.05	3.46	10.00	1983
C4	4.38	3.74	4.38	3.74	10.00	2183
C6	3.47	2.96	3.47	2.96	10.00	2757
C7	10.65	9.10	22.24	19.01	10.00	10738
C8	3.11	2.66	3.11	2.66	10.00	362
C9	3.81	3.26	4.80	4.10	10.00	7358
D1	13.30	11.36	19.64	16.79	10.00	3126
D2	4.70	4.01	6.30	5.38	10.00	5280
D3	13.13	11.22	13.13	11.22	10.00	4900
D4	8.12	6.94	8.12	6.94	10.00	350
D5	18.13	15.50	18.13	15.50	22.90	1356
D6	14.36	12.27	14.36	12.27	22.90	948
D7	16.20	13.85	26.53	22.68	22.90	978
D8	16.35	13.98	16.35	13.98	22.90	7213
H1	10.03	8.57	11.28	9.64	10.00	2392
N2	5.92	5.06	10.40	8.89	10.00	9344
N5	13.83	11.82	16.38	14.00	10.00	3120
N6	10.20	8.72	22.99	19.65	10.00	6209
TOTAL	9.66	8.26	14.82	12.64		

Una reducción de más del 30% en SAIDI y SAIFI en beneficio de más de 65,000 clientes de zonas urbanas y rurales.

Usuarios beneficiados	
Zona Urbana	47,054
Zona Rural	17,880
Total	64,934

Los resultados obtenidos toman como premisa que se garantiza una coordinación de protecciones adecuada entre los Reconectador en redes MT y los sistemas de protección aguas arriba (celdas de salida de media tensión).

9.7. Estudio de Coordinación de Protecciones

La incorporación de nuevos equipos de protección como son: los 18 Reconectador propuestos en las líneas de distribución de media tensión, requieren la revisión de los estudios de coordinación de protecciones. Por lo que, se hace el estudio de coordinación de protecciones, para demostrar que los nuevos equipos de protección guardarán una adecuada coordinación de protecciones en el sistema, cumpliendo con los principios de velocidad, selectividad, fiabilidad y seguridad.

Electro Ucayali cuenta con un Estudio de coordinación de protecciones realizado el año 2017, la misma que se toma como referencia para verificar la coordinación de protecciones de los Reconectador nuevos propuestos para mejorar la calidad del suministro.

9.7.1. Ajustes de los Sistemas de Protección por Alimentador

Ajustes de sobrecorriente de fases 50ph/51ph Pucallpa transformador TR5 – barra 10Kv.

Relé Modelo	Ubicación-Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>	I>>>	t>>>
REF630_Barra_tr5_AP	Puc_10(A)	10	TC 2500/5	2200.00	IEC Def time	0.45	5000.00	0.24	--	--
REF630_C1_AP	SALIDA AMT C1	10	300/5	330.00	IEC Norm. Inv.	0.05	900.00	0.13	3300.00	0.03
REF630_C2_AP	SALIDA AMT C2	10	TC 300/5	330.00	IEC Norm. Inv.	0.13	900.00	0.13	3300.00	0.03
REF630_C3_AP	SALIDA AMT C3	10	TC 300/5	330.00	IEC Norm. Inv.	0.05	900.00	0.13	3300.00	0.03
REF630_C4_AP	SALIDA AMT C4	10	TC 300/5	330.00	IEC Norm. Inv.	0.05	900.00	0.13	3300.00	0.03
REF630_C11_AP	SALIDA AMT C11	10	TC 300/5	330.00	IEC Norm. Inv.	0.10	900.00	0.25	3300.00	0.03
REF630_C12_AP	SALIDA AMT C12	10	TC 300/5	330.00	IEC Norm. Inv.	0.05	900.00	0.13	3300.00	0.03
REF630_C13_AP	SALIDA AMT C13	10	TC 300/5	105.00	IEC Norm. Inv.	0.05	3000.00	0.03	--	--
G&W_RP-C11_AP	547421.43_P	10	TC 500/1	150.00	C2 - IEC-Very Inv.	0.05	650.00	0.05	--	--

Ajustes de sobrecorriente de tierra 50n/51n Pucallpa Transformador TR5 – Barra 10KV

Relé Modelo	Código-Ubicación	kV	TC	Io>	curva	to>	Io>>	to>>	I _{SEF}	t _{SEF}
P139_ZigZag_AP	Puc_10(A)	10	TC 200/5	12.00	Definite	2.00	240.00	0.62	--	--
REF630_Barra_tr5_AP	Puc_10(A)	10	TC 200/5	12.00	IEC Def time	1.70	200.00	0.42	--	--
REF630_C1_AP	SALIDA AMT C1	10	300/5	12.00	IEC Norm. Inv.	0.10	150.00	0.02	12.00	1.00
REF630_C2_AP	SALIDA AMT C2	10	TC 300/5	12.00	IEC Norm. Inv.	0.10	150.00	0.02	12.00	1.30
REF630_C3_AP	SALIDA AMT C3	10	TC 300/5	12.00	IEC Norm. Inv.	0.10	150.00	0.02	12.00	1.00
REF630_C4_AP	SALIDA AMT C4	10	TC 300/5	12.00	IEC Norm. Inv.	0.10	150.00	0.02	12.00	1.00
REF630_C11_AP	SALIDA AMT C11	10	TC 300/5	18.00	IEC Norm. Inv.	0.10	165.00	0.22	12.00	1.40
G&W_RP-C11_AP	547421.43_P	10	TC 500/5	10.00	C1 - IEC-Std Inv.	0.05	150.00	1.00	0.00	1.00
REF630_C12_AP	SALIDA AMT C12	10	TC 300/5	12.00	IEC Norm. Inv.	0.10	150.00	0.10	12.00	1.00
REF630_C13_AP	SALIDA AMT C13	10	TC 300/5	12.00	IEC Norm. Inv.	0.10	150.00	0.02	12.00	1.00

Ajustes de sobrecorriente de fases 50ph/51ph Pucallpa Transformador TR3 – Barra 10KV

Relé Modelo	Ubicación-Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>	I>>>	t>>>
REF630_Barra_tr3_AP	Pucallpa_10B	10	TC 2000/5	1500	IEC Def time	0.4	2900.00	0.28	--	--
P139_C6_AP	SALIDA AMT C6	10	TC 300/5	330.00	IEC Std Inv.	0.05	900.00	0.13	2550.00	0.05
REF630_C7_AP	SALIDA AMT C7	10	TC 300/5	330.00	IEC Norm. Inv.	0.08	900.00	0.25	2550.00	0.05
P139_C8_AP	SALIDA AMT C8	10	TC 300/5	330.00	IEC Std Inv.	0.05	900.00	0.13	2550.00	0.05
REF630_C9_AP	SALIDA AMT C9	10	TC 300/5	330.00	IEC Norm. Inv.	0.08	900.00	0.25	2550.00	0.05
REF630_C10.1_AP	SALIDA AMT C10.1	10	TC 300/5	330.00	IEC Norm. Inv.	0.08	900.00	0.25	2550.00	0.05
REF630_C10.2_AP	SALIDA AMT C10.2	10	TC 300/5	330.00	IEC Norm. Inv.	0.08	900.00	0.13	2550.00	0.05

Ajustes de sobrecorriente de tierra 50n/51n Pucallpa Transformador TR3 – Barra 10kV

Relé Modelo	Código-Ubicación	kV	TC	Io>	curva	to>	Io>>	to>>	I _{SEF}	t _{SEF}
P139_C6_AP	SALIDA AMT C6	10	TC 300/5	12	IEC Std Inv.	0.1	300	0.02	12	1.5
REF630_C7_AP	SALIDA AMT C7	10	TC 300/5	12	IEC Norm. Inv.	0.1	300	0.22	12	1.5
P139_C8_AP	SALIDA AMT C8	10	TC 300/5	12	IEC Std Inv.	0.1	300	0.02	12	1.5
REF630_C9_AP	SALIDA AMT C9	10	TC 300/5	12	IEC Norm. Inv.	0.1	300	0.22	12	1.5
REF630_C10.1_AP	SALIDA AMT C10.1	10	TC 300/5	12	IEC Norm. Inv.	0.1	300	0.22	12	1.5
REF630_C10.2_AP	SALIDA AMT C10.2	10	TC 300/5	12	IEC Norm. Inv.	0.1	300	0.02	12	1.5

Ajustes de sobrecorriente de Fases 50ph/51ph Yarinacochoa

Relé Modelo	Ubicación- Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>	I>>>	t>>>
REF630_Barra10kV_AP	Yari_10kV	10	1200/1	1044.00	IEC Norm. Inv.	0.10	2580.00	0.22		
REF630_N2_AP	SALIDA AMT N2	10	600/1	378.00	IEC Norm. Inv.	0.07	750.00	0.25	2400.00	0.06
REF630_N5_AP	SALIDA AMT N5	10	600/1	330.00	IEC Norm. Inv.	0.06	750.00	0.25	2100.00	0.06
REF630_N6_AP	SALIDA AMT N6	10	600/1	330.00	IEC Norm. Inv.	0.06	750.00	0.25	2100.00	0.06
G&W_RP-N2_AP	9895154	10	500/1	150.00	C2 - IEC-Very Inv.	0.05	650.00	0.05		
G&W_RP-N5_AP	9896438	10	500/1	120.00	C2 - IEC-Very Inv.	0.05	650.00	0.05		
G&W_RP-N6_AP	9895694	10	500/1	130.00	C2 - IEC-Very Inv.	0.05	650.00	0.05		

Ajustes de sobrecorriente de tierra 50n/51n Yarinacochoa

Relé Modelo	Código-Ubicación	kV	TC	Io>	curva	to>	Io>>	to>>	Iset	tset
REF630_ZigZag_AP	Yari_10kV	10	50/1	10.00	IEC Def time	2.00	250.00	0.62	--	--
REF630_Barra10kV_AP	Yari_10kV	10	50/1	10.00	IEC Def time	1.60	225.00	0.42	--	--
REF630_N2_AP	SALIDA AMT N2	10	50/1	175.00	IEC Norm. Inv.	0.22	13.00	0.12	10.00	1.40
REF630_N5_AP	SALIDA AMT N5	10	50/1	175.00	IEC Norm. Inv.	0.22	13.00	0.12	10.00	1.40
REF630_N6_AP	SALIDA AMT N6	10	50/1	175.00	IEC Norm. Inv.	0.22	13.00	0.12	10.00	1.40
G&W_RP-N2_AP	9895154	10	500/1	10.00	C1 - IEC-Std Inv.	0.05	150.00	0.00	10.00	1.00
G&W_RP-N5_AP	9896438	10	500/1	10.00	C1 - IEC-Std Inv.	0.05	150.00	0.00	10.00	1.00
G&W_RP-N6_AP	9895694	10	500/1	10.00	C1 - IEC-Std Inv.	0.05	150.00	0.00	10.00	1.00

Ajustes de sobrecorriente de fases 50ph/51ph parque industrial

Relé Modelo	Ubicación- Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>
REF630_Barra10kV_AP	Parque_10kV	10	TC 2500/5	2750.00	IEC Norm. Inv.	0.05	4000.00	0.25
REF630_D1_AP	ATM D1	10	TC 300/5	330.00	IEC Very Inv.	0.05	2001.00	0.05
REF630_D2_AP	ATM D2	10	TC 250/5	325.00	IEC Very Inv.	0.05	2000.00	0.05
REF630_D3_AP	ATM D3	10	TC 250/5	300.00	IEC Very Inv.	0.05	2000.00	0.05
REF630_D4_AP	ATM D4	10	TC 250/5	300.00	IEC Very Inv.	0.05	2000.00	0.05
REF615_D5	ATM D5	22.9	TC 150/5	120.00	ANSI NORM INV	0.20	900.00	0.04
REF630_D6	ATM D6	22.9	TC 100/5	100.00	IEC NORM INV	0.15	300.00	0.20
SEL 351R_D7	ATM D7	22.9	TC 500/5	50.00	C1 STAND INV	0.15	400.00	0.20
REF630_D8	ATM D8	22.9	TC 150/5	120.00	IEC NORM INV	0.12	900.00	0.20

Ajustes de sobrecorriente de tierra 50n/51n Parque Industrial

Relé Modelo	Código- Ubicación	kV	TC	Io>	curva	to>	Io>>	to>>
REF630_Barra10kV_AP	Parque_10kV	10	50/1	10.00	IEC Norm. Inv.	0.15	400.00	0.24
REF630_D1_AP	ATM D1	10	TC 300/5	10.50	IEC Norm. Inv.	0.05	126.00	0.03
REF630_D2_AP	ATM D2	10	TC 250/5	10.00	IEC Norm. Inv.	0.05	125.00	0.03
REF630_D3_AP	ATM D3	10	TC 250/5	10.00	IEC Norm. Inv.	0.05	125.00	0.03
REF630_D4_AP	ATM D4	10	TC 250/5	10.00	IEC Norm. Inv.	0.05	125.00	0.03
REF615_D5	ATM D5	22.9	TC 150/5	7.50	ANSI NORM INV	0.20	100.50	0.20
REF630_D6	ATM D6	22.9	TC 100/5	20.00	IEC NORM INV	0.15	100.00	0.20
SEL 351R_D7	ATM D7	22.9	TC 500/5	20.00	C1 STAND INV	0.15	175.00	0.10
REF630_D8	ATM D8	22.9	TC 150/5	19.50	IEC NORM INV	0.12	174.00	0.20
SPAJ111C_ZIGZAG	ZIGZAG	10	TC 200/5	40	DEF TIME	1.00	400.00	0.40

SE AGUAYTÍA

Refé Modelo	Eq. Proteg.	kV	TC	TT	I>			Curva	t>	I>>			
			(A)	(kV)	p.u.	Sec.	Prim.			p.u.	Sec.	Prim.	t>>
7SJ602	Aguaytía	22.9	600/1	-	1.090	1.090	654.00	IEC VI	0.10	-	-	-	-
Recloser R05	Red MT	22.9	-	-	-	-	450.00	IEC NI	0.06	-	-	-	-
Recloser R10	Red MT	22.9	-	-	-	-	300.00	IEC NI	0.03	-	-	-	-
Recloser R15	Red MT	22.9	-	-	-	-	200.00	IEC NI	0.01	-	-	-	-
Recloser R20	Red MT	22.9	-	-	-	-	450.00	IEC NI	0.05	-	-	-	-
Recloser R25	Red MT	22.9	-	-	-	-	450.00	IEC NI	0.05	-	-	-	-
Recloser R30	Red MT	22.9	-	-	-	-	300.00	IEC NI	0.04	-	-	-	-

Ajustes de la protección de sobrecorriente de fase en la red 22.9 Kv - Aguaytía

Refé Modelo	Eq. Proteg.	kV	TC	TT	I0>			Curva	T0>	I0>>			
			(A)	(kV)	p.u.	Sec.	Prim.			p.u.	Sec.	Prim.	T0>>
7SJ602	Aguaytía	22.9	600/1	-	0.066	0.066	39.60	IEC VI	0.50	0.033	0.033	19.80	10.00
Recloser R5	Red MT	22.9	-	-	-	-	42.00	IEC NI	0.25	-	-	20.00	9.00
Recloser R10	Red MT	22.9	-	-	-	-	42.00	IEC NI	0.15	-	-	20.00	8.00
Recloser R15	Red MT	22.9	-	-	-	-	42.00	IEC NI	0.05	-	-	20.00	7.00
Recloser R20	Red MT	22.9	-	-	-	-	42.00	IEC NI	0.25	-	-	20.00	9.00
Recloser R25	Red MT	22.9	-	-	-	-	42.00	IEC NI	0.25	-	-	20.00	9.00
Recloser R30	Red MT	22.9	-	-	-	-	42.00	IEC NI	0.15	-	-	20.00	8.00

Ajustes actuales de la protección de sobrecorriente de tierra en la red 22.9Kv – Aguaytía

9.7.2. Fijación de Ajustes de los Nuevos Reconector:

SEP AGUAYTÍA:

- RECP013: Mismos ajustes de R10.
- RECP014: Mismos ajustes de R15.

FASE:

Relé Modelo	Ubicación- Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>
RECP013_A1	RECP013	22.9	TC 500/1	300.00	IEC Very. Inv.	0.03		
RECP014_A1	RECP014	22.9	TC 500/1	200.00	IEC Very. Inv.	0.04		

NEUTRO:

Relé Modelo	Ubicación- Código	Kv	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>
RECP013_A1	RECP013	22.9	TC 500/1	42.00	IEC Very. Inv.	0.15	20.00	8.00
RECP014_A1	RECP014	22.9	TC 500/1	42.00	IEC Very. Inv.	0.15	20.00	8.00

SEP PARQUE INDUSTRIAL:

SALIDA D7: Cambiar los ajustes de esta salida a los mismos ajustes de D8.

Fases:

Relé Modelo	Ubicación- Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>
SEL 351R_D7	ATM D7	22.9	TC 500/5	120.00	C1 STAND INV	0.12	900.00	0.20

Neutro:

SEL 351R_D7	ATM D7	22.9	TC 500/5	19.50	C1 STAND INV	0.10	174.00	0.20
-------------	--------	------	----------	-------	-----------------	------	--------	------

• **RECP016**

Fases:

Relé Modelo	Ubicación- Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>
RECP016_D7	RECP016	22.9	TC 500/5	60.00	IEC NORM INV	0.10	500.00	0.05

Neutro:

Relé Modelo	Ubicación- Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>
RECP016_D7	RECP016	22.9	TC 500/5	15.00	IEC NORM INV	0.05	150.00	0.05

• **RECP006**

Fases:

Relé Modelo	Ubicación- Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>
RECP006_D2	RECP006	10	TC 500/1	200.00	IEC EXT INV	0.05	1800.00	0.00

Neutro:

Relé Modelo	Ubicación- Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>
RECP006_D2	RECP006	10	TC 500/1	9.00	DEF TIME	0.25	180.00	0.10

Nota: Ajuste de salida D2 debe eliminarse el instantáneo. 51F: T > 0.07

Relé Modelo	Ubicación- Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>
REF630_D2_AP	ATM D2	10	TC 250/5	325.00	IEC VERY INV	0.08	00	

PROTECCIÓN ZIGZAG (NEUTRO):

Relé Modelo	Ubicación- Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>
SPAJ111C_ZIGZAG	ZIGZAG	10	TC 200/5	40	DEF TIME	1.00	400.00	0.60
REF630_Barra10kV_AP	Parque_10kV	10	50/1	10.00	DEF TIME	0.60	320.00	0.45
REF630_D2_AP	ATM D2	10	TC 250/5	10.00	DEF TIME	0.40	250.00	0.30

MODIFICAR AJUSTES DE D1 IGUAL A D2:

- RECP007 Y RECP008: LOS MISMOS AJUSTES DE RECP006

FASES:

Relé Modelo	Ubicación-Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>
RECP007_D1	RECP006	10	TC 500/1	200.00	IEC EXT INV	0.05	1800.00	0.00
RECP008_D1	RECP006	10	TC 500/1	200.00	IEC EXT INV	0.05	1800.00	0.00

NEUTRO:

Relé Modelo	Ubicación-Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>
RECP007_D1	RECP006	10	TC 500/1	9.00	DEF TIME	0.25	180.00	0.10
RECP008_D1	RECP006	10	TC 500/1	9.00	DEF TIME	0.25	180.00	0.10

ALIMENTADOR N6:

- RECP009: LOS MISMOS AJUSTES DEL RECLOSER G&W
- RECP010: LOS MISMOS AJUSTES DEL RECLOSER G&W

FASES:

Relé Modelo	Ubicación-Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>
RECP009_N6	RECP009	10	TC 500/1	150.00	IEC VERY INV	0.05	650.00	0.00
RECP010_N6	RECP010	10	TC 500/1	150.00	IEC VERY INV	0.05	650.00	0.00

NEUTRO:

Relé Modelo	Ubicación-Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>
RECP009_N6	RECP009	10	TC 500/1	10.00	IEC NORM INV	0.05	150.00	0.00
RECP010_N6	RECP010	10	TC 500/1	10.00	IEC NORM INV	0.05	150.00	0.00

ALIMENTADOR N5:

- RECP018

FASES:

Relé Modelo	Ubicación-Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>
RECP018_N5	RECP018	10	TC 500/1	120.00	IEC VERY INV	0.05	650.00	0.00

NEUTRO:

Relé Modelo	Ubicación-Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>
RECP018_N5	RECP018	10	TC 500/1	10.00	IEC NORM INV	0.05	150.00	0.00
RECP018_N5	RECP018	10	TC 500/1	10.00	DEF TIME	0.30		

ALIMENTADOR N2:

- RECP011 Y RECP012

FASES:

Relé Modelo	Ubicación-Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>
RECP009_N2	RECP011	10	TC 500/1	150.00	IEC VERY INV	0.05	650.00	0.00
RECP010_N2	RECP012	10	TC 500/1	150.00	IEC VERY INV	0.05	650.00	0.00

NEUTRO:

Relé Modelo	Ubicación-Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>
RECP009_N2	RECP011	10	TC 500/1	10.00	IEC NORM INV	0.05	150.00	0.00
RECP010_N2	RECP012	10	TC 500/1	10.00	IEC NORM INV	0.05	150.00	0.00

ALIMENTADOR C7:

- **RECP005 Y RECP017: REQUIERE CAMBIOS EN C7 (FASES)**

Relé Modelo	Ubicación-Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>	I>>>	t>>>
REF630_C7_AP	SALIDA AMT C7	10	TC 300/5	330.00	IEC Norm. Inv.	0.08	1200.00	0.30	2550.00	0.05
R05_C7_AP	RECLOSER R05	10	TC 500/1	200.00	IEC Very. Inv.	0.05				

NEUTRO:

Relé Modelo	Ubicación-Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>	I>>>	t>>>
REF630_C7_AP	SALIDA AMT C7	10	TC 300/5	50.00	DEF TIME	0.60	450.00	0.35		
R05_C7_AP	RECLOSER R05	10	TC 500/1	10.00	IEC NORM INV	0.06	10.00	0.42		

FASES:

Relé Modelo	Ubicación-Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>
RECP005_C7	RECP005	10	TC 500/1	100.00	IEC VERY INV	0.05	900.00	0.00
RECP017_C7	RECP017	10	TC 500/1	100.00	IEC VERY INV	0.05	900.00	0.00

NEUTRO:

Relé Modelo	Ubicación-Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>	I>>>	t>>>
RECP005_C7	RECP005	10	TC 500/1	9.00	DEF TIME	0.20	100.00	0.12	225.00	0.00
RECP017_C7	RECP017	10	TC 500/1	9.00	DEF TIME	0.20	100.00	0.12	225.00	0.00

ALIMENTADOR C1, C2, C9 Y C11:

- RECP001, RECP002, RECP003, RECP004: LOS MISMOS AJUSTES DEL RECLOSER RP – 09

FASES:

Relé Modelo	Ubicación-Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>	I>>>	t>>>
RECP001_C1	RECP003	10	TC 500/1	150.00	IEC VERY INV	0.05	650.00	0.05		
RECP001_C2	RECP004	10	TC 500/1	150.00	IEC VERY INV	0.05	650.00	0.05		
RECP001_C9	RECP001	10	TC 500/1	150.00	IEC VERY INV	0.05	650.00	0.05		
RECP001_C11	RECP002	10	TC 500/1	150.00	IEC VERY INV	0.05	650.00	0.05		

NEUTRO:

Relé Modelo	Ubicación-Código	kV	TC	I>	curva	t>	I>>	t>>	I>>>	t>>>
RECP001_C1	RECP003	10	TC 500/1	10.00	IEC NORM INV	0.05	150.00	0.00		
RECP001_C2	RECP004	10	TC 500/1	10.00	IEC NORM INV	0.05	150.00	0.00		
RECP001_C9	RECP001	10	TC 500/1	10.00	IEC NORM INV	0.05	150.00	0.00		
RECP001_C11	RECP002	10	TC 500/1	10.00	IEC NORM INV	0.05	150.00	0.00		

CAMBIOS DE AJUSTES EN C1 y C2: PROTECCIÓN FALLAS A TIERRA

Relé Modelo	Código-Ubicación	kV	TC	Io>	curva	to>	Io>>	to>>	I _{SEF}	t _{SEF}
REF630_C1_AP	SALIDA AMT C1	10	300/5	12.00	IEC Norm. Inv.	0.10	150.00	0.25	12.00	1.00
REF630_C2_AP	SALIDA AMT C2	10	TC 300/5	12.00	IEC Norm. Inv.	0.10	150.00	0.25	12.00	1.30

Se ha verificado conforme se pueden observar en los anexos la correcta coordinación de protecciones entre los sistemas de protección existentes y los nuevos Reconector propuestos para mejorar la calidad del suministro.

Se ha sugerido algunos cambios en los ajustes de las protecciones existentes a fin de asegurar una correcta coordinación de protecciones.

Este fue un análisis resumido de la coordinación de protecciones, un estudio definitivo será necesario elaborar cuando se implemente el proyecto.

10. Costos Involucrados de Implementación, Operación y Mantenimiento

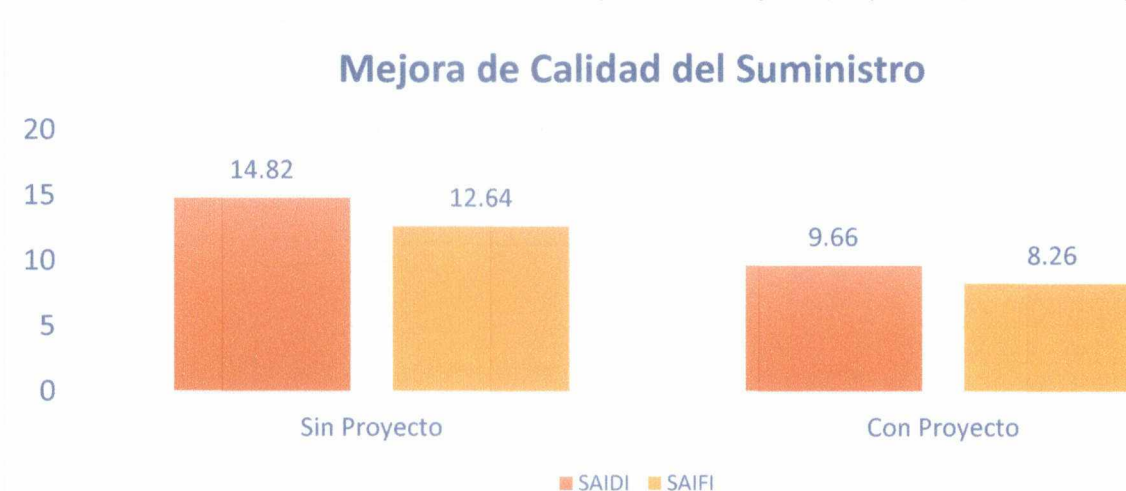
Los costos asociados al proyecto de implementación de sensores inteligentes de falla e implementación de reconectores, se expone a continuación.

Nro.	Descripción	Cantidad	C.U. (US\$)	Sub Total (US\$)
1	Reconector Automáticos con Alimentación en MT, multifunción con módulo de comunicaciones para Celular (GRPS), protocolo estándar en 10kV.	13	16,800.00	218,400.00
	Costo de Mantenimiento e Instalación		3,200.00	41,600.00
	Reconector Automáticos con Alimentación en MT, multifunción con módulo de comunicaciones para Celular (GRPS), protocolo estándar en 22.9kv.	5	16,800.00	84,000.00
	Costo de Mantenimiento e Instalación		3,200.00	16,000.00
2	Sensores Inteligentes de Fallas (con monitoreo de Tensión, Corriente y Potencia) en 22.9kV	9	4,324.00	38,916.00
	Costo de Mantenimiento e Instalación		676.00	6,084.00
Total US \$				405,000.00

11. Cálculo de la Rentabilidad

11.1. Análisis económico proyecto mejora de calidad del suministro – Electro Ucayali

Se presenta el comparativo del SAIDI y SAIFI con y sin proyecto. (Ver anexo 2)



Se considerará la evolución semestral de los últimos 9 años de compensaciones por Calidad de Suministro. (Anexo 2)

Anexo N° 2: Evolución semestral por Empresa Distribuidora de Compensaciones por Calidad de Suministro

Empresa	Monto Compensado por Calidad de Suministro [US\$]													
	2010-S1	2010-S2	2011-S1	2011-S2	2012-S1	2012-S2	2013-S1	2013-S2	2014-S1	2014-S2	2015-S1	2015-S2	2016-S1	2016-S2
Edecañete	43 548	11 255	15 490	24 178	20 095	19 048	19 048	36 668	54 541	78 545	42 529	15 679	*	*
Edelnor	1 126 600	1 100 738	830 657	772 447	1 078 786	557 279	1 367 513	548 865	760 721	695 600	981 668	851 990	854 866	1 104 874
Electrocentro	152 473	186 300	151 019	163 190	166 557	153 206	57 665	244 979	150 134	132 253	94 415	400 555	52 598	253 779
Electronorte	172 141	108 757	19 770	338 280	253 894	275 811	94 251	239 979	168 844	276 603	333 994	297 192	194 839	195 555
Electrosur	297 185	203 495	153 285	104 745	99 327	266 681	193 039	166 005	266 008	32 066	16 595	49 297	62 376	68 059
Electronoroeste	131 274	139 032	136 154	170 845	369 380	232 931	107 225	288 831	296 909	302 171	249 555	206 491	218 784	172 369
Electro Oriente	1 089 013	1 444 522	1 529 263	1 884 118	314 452	423 783	293 614	272 020	705 902	534 162	188 340	486 780	79 647	488 757
Electro Puno	26 659	28 644	12 993		40 237	34 296	5 017	21 734	65 506	24 844	46 699	25 210	114 871	337 388
Electro Sur Este	159 643	396 492	94 215	278 653	224 113	244 563	140 666	297 108	140 846	293 924	201 615	216 157	158 041	128 328
Electro Dunas	183 044	188 736	66 133	72 381	45 790	17 494	61 479	87 005	36 115	3 508	56 435	947	5 076	58 145
Electro Ucayali	74 082	314 079	195 254	125 137	24 366	620 472	32 168	189 682	37 855	288 731	37 535	194 428	171 139	105 173
Hidrandina	231 396	203 297	143 949	438 764	474 271	464 297	259 844	817 762	725 579	474 952	786 457	165 663	545 294	476 718
Luz del Sur	142 017	122 926	119 717	166 292	210 867	245 746	779 958	424 154	1 085 814	868 697	509 700	440 681	315 438	211 726
Seal	168 502	271 479	242 709	160 125	350 553	230 772	165 663	200 308	179 444	206 313	359 827	162 262	346 139	267 441
Total	3 997 577	4 719 752	3 710 609	4 699 156	3 672 690	3 786 379	3 577 150	3 835 101	4 674 218	4 212 369	3 905 366	3 513 332	3 119 109	3 868 314

*A partir del año 2016 no se considera la empresa Edecañete por ser absorbido por Luz del Sur

Año	Compensación (US\$)
2010	388,161
2011	320,391
2012	644,838
2013	221,850
2014	326,586
2015	231,963
2016	276,312
2017	193,418
2018	193,418
Distribución (60%)	186,463
Reducción(35%)	65,262

Venta Mensual de Energía	30,000,000	kWh
Venta Promedio por Hora	41,666.67	kWh
Precio de Compra de Energía	0.25	S./kWh
Precio de Venta de Energía	0.53	S./kWh
Reducción de SAIDI	5.16	Horas
Recupero de Energía dejada de Vender	60200	S/.
Tipo de Cambio	3.379	S./US\$
Tasa de Descuento para el VAN	12	%

$$(Reducción(35\%)) + \frac{Recupero\ de\ Energía\ dejada\ de\ Vender}{Tipo\ de\ Cambio} = INGRESOS$$

$$65,262 + \frac{60,200}{3.379} = 83,078$$

Detalle de la Reducción del 35%: El SAIDI(Meta) y SAIFI(Meta) final resulta un 35% menor a los Valores Medios de SAIDI Y SAIFI Sin Proyecto. Por tanto, se concluye que en promedio el número y duración de interrupciones se reducen en este porcentaje; así como las compensaciones y energía dejada de vender. Representando ahorros o ingresos producto de los beneficios del proyecto.

El detalle de la valorización realizada para determinar el monto de inversión en reconectores y sensores de fallas propuesto (US\$ 405,000), se explica en el punto “10. Costos involucrados de Implementación y Operación y Mantenimiento”.

Año	Año	Egresos	Ingresos	Flujo Neto
2019	0	135,000.00		-135,000
2020	1	135,000.00		-135,000
2021	2	135,000.00		-135,000
2022	3		83,063	83,063
2023	4		83,063	83,063
2024	5		83,063	83,063
2025	6		83,063	83,063
2026	7		83,063	83,063
2027	8		83,063	83,063
2028	9		83,063	83,063
2029	10		83,063	83,063
2030	11		83,063	83,063
2031	12		83,063	83,063
2032	13		83,063	83,063
2033	14		83,063	83,063
2034	15		83,063	83,063
2035	16		83,063	83,063
2036	17		83,063	83,063
2037	18		83,063	83,063
2038	19		83,063	83,063
2039	20		83,063	83,063

VAN	104,371
TIR	16%

Se considera la puesta en funcionamiento del proyecto de implementación de Mejora de Calidad de Suministro para el año 2022, considerando que los tres primeros años se llevará a cabo la implementación.

12. Programa de Ejecución de Obras

CRONOGRAMA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS RECONECTADORES y SENSORES DE FALLA																											
Año	2019							2020							2021												
Actividad	O	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Elaboración del expediente de contratación	█	█	█	█	█	█	█																				
Adquisición del equipo reconector								█	█	█	█	█	█	█													
Montaje y Puesta en servicio															█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
Capacitación																											
Operación																											
FIN DE PROYECTO CON UN TOTAL DE 27 MESES																											

13. Conclusiones

- El mayor número de interrupciones del servicio eléctrico ocurren por las fallas monofásicas a tierra (70% a 80%). Y generalmente las fallas a tierra son de alta impedancia que no pueden ser correctamente aisladas por las protecciones tradicionales en base a fusibles en las redes de distribución.
- La solución ante la problemática de las fallas monofásicas a tierra es la utilización de sistemas de protección distintas a los fusibles, que cuenten con una alta sensibilidad y muy flexible para la coordinación de protecciones. Esto, sólo se puede conseguir a través de los sistemas de protección típicos de celdas de media tensión (Interruptor + Transformadores de Corriente y Tensión + Relé multifunción) o sistemas más económicos que tienen similar característica como son los Reconector para media tensión.

- Por tanto, se recomienda la implementación sistemas de protección para redes inteligentes en base a Reconectador en tramos de red de media tensión para garantizar una coordinación de protecciones acordes a las necesidades de las redes de distribución urbanas y rurales.
- Es clave la integración de Reconectador Inteligentes a un Centro de Control de Distribución para mejorar la calidad del suministro para los clientes de Electro Ucayali por las siguientes ventajas:
 - Conocimiento en tiempo real de ocurrencia de fallas.
 - Reducción del tiempo de localización de zona de falla.
 - Rápida reposición del servicio eléctrico.
 - Conocimiento del comportamiento de sus sistemas eléctricos.
 - Facilidad para Reconfiguración de redes para minimizar el número de clientes afectados por cortes de energía.
 - Mejorar la estadística de fallas y la identificación de modos de falla (causas).
 - Ayuda a conocer el estado de la calidad de tensión por el registro de mediciones de tensión.
 - Etc.
- Asimismo, para reducir los tiempos de reposición del servicio en redes de media tensión muy extensas se necesita la implementación de Sensores Inteligentes para la localización de las fallas; así como de la analítica para eliminar o mitigar los modos de falla en las líneas.
- Se proponen las reducciones en SAIDI y SAIFI por Alimentador y ponderación de usuarios beneficiados, a partir del año 2022.

ALIMENTADOR DESCRIPCIÓN	CON PROYECTO	
	SAIDI	SAIFI
C1	4.60	3.94
C11	4.90	4.19
C2	8.48	7.25
C7	10.65	9.10

C9	3.81	3.26
H1	10.03	8.57
N2	5.92	5.06
N5	13.83	11.82
N6	10.20	8.72
A1	19.97	17.07
D1	13.30	11.36
D2	4.70	4.01
D7	16.20	13.85

- En atención a la carta N° G-370 – 2019, mediante la cual Electro Ucayali nos alcanza las observaciones al segundo, tercer y cuarto Informe de contrato G 146 – 2018/EU, se ha procedido a levantar la observación mediante el presente informe.

14. Recomendaciones

Se recomienda la instalación de los 18 Reconector inteligente con sus sistemas de comunicaciones establecidos en el estudio a fin de mejorar la calidad del suministro para los usuarios de Electro Ucayali.

Asimismo, se recomienda la instalación de los 09 Sensores Inteligentes para detección de fallas en las redes de media tensión extensas.

15. Anexos

15.1. Indicadores de falla y otros datos relacionados a calidad del suministro entregados por ELUC.

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE PUCALLPA	1306794	1306794	1306794	1306794	1306794
Instalación	C1	C1	C10	C10	C11
Descripción	INP008	RECP003	9872787	INP001	INP010
Km	8.00	5.03	5.31	7.71	7.52
Cientes	3,883	2,255	221	2,184	1,106
Fallas/Km-Año	0.40	0.40	0.68	0.68	0.44
Fallas/Año	3.20	2.01	3.63	5.28	3.35
Durac(Hrs)	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17
	0	INP008	INP001	0	0

1306794	1306794	1306794	1306794	1306794	1306794	1306794	1306794	1306794
C11	C12	C2	C2	C3	C4	C6	C7	C7
RECP002	INP011	INP007	RECP004	INP006	INP004	INP002	125915061	INP003
5.14	1.29	5.67	3.83	6.44	5.77	5.252	9.607	6.487
649	219	1,883	1,226	1,983	2,183	2757	4230	2377
0.44	4.00	1.01	1.01	0.54	0.65	0.56	0.68	0.68
2.28	5.15	5.72	3.87	3.46	3.74	2.96	6.52	4.40
1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17
INP010	0	0	INP007	0	0	0	INP003	0

1306794	1306794	1306794	1306794	1306794	1306795	1306795	1306795	1306795
C7	C7	C8	C9	C9	N2	N2	N2	N5
RECP005	RECP017	INP009	INP012	RECP001	INP014	RECP011	RECP012	INP013
5.040	6.877	3.449	6.417	11.193	9.555	11.676	7.215	6.553
1525	2606	362	2381	4977	2941	3543	2860	585
0.68	0.68	0.77	0.23	0.23	0.31	0.31	0.31	0.80
3.42	4.67	2.66	1.50	2.61	2.99	3.65	2.26	5.24
1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17
INP003	125915061	0	0	INP012	0	INP014	INP014	0

1306795	1306795	1306795	1306795	1306796	1306796	1306796	1306796	1306796
N5	N6	N6	N6	D1	D1	D1	D2	D2
RECP018	INP015	RECP009	RECP010	INP021	RECP007	RECP008	INP022	RECP006
10.127	10.045	12.777	5.958	8.903	7.577	4.727	10.416	12.886
2535	3471	95	2643	668	1903	555	2431	2849
0.80	0.68	0.68	0.68	0.79	0.79	0.79	0.23	0.23
8.10	6.86	8.72	4.07	7.05	6.00	3.74	2.41	2.98
1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17
INP013	0	INP015	INP015	0	INP021	INP021	0	INP022

1306796	1306796	1306796	1306796	1306796	1306796	1306796	1306796	1306796
D3	D4	D5	D5	D6	D6	D7	D7	D8
INP018	INP016	9960527	INP019	9960546	INP023	INP020	RECP016	9873591
7.435	13.670	39.561	13.921	54.360	24.717	29.791	29.345	111.587
66	71	1318	38	383	565	551	427	1334
1.51	0.51	0.30	0.30	0.26	0.26	0.30	0.38	0.05
11.22	6.94	11.71	4.12	14.29	6.50	8.94	11.25	5.54
1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17
0	0	INP019	0	INP023	0	0	INP020	9920017

1306796	1306796	1306796	1306796	1306796	1306796	1306797	1306797	1306797
D8	D8	D8	D8	D8	D8	A1	A1	A1
9880288	9880350	9920017	9920040	9920057	INP017	9873370	9873402	9873446
110.566	0.023	84.318	34.584	301.827	17.315	21.291	38.199	50.494
1058	0	657	472	3455	237	589	412	1484
0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.29	0.29	0.29
5.49	0.00	4.18	1.72	14.98	0.86	6.10	10.95	14.47
1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17
9920017	9920057	INP017	9920057	9920017	0	9960185	9873370	INA024

1306797	1306797	1306797	1306797	1306797	1306798	1306798
A1	A1	A1	A1	A1	H1	H1
9873493	9960185	INA024	RECP013	RECP014	INP025	RECP015
41.683	37.221	15.612	39.695	38.236	11.715	5.756
1191	3676	499	303	342	806	1586
0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.55	0.55
11.95	10.67	4.47	11.38	10.96	6.46	3.18
1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17
9873446	INA024	0	INA024	9873370	0	INP025

La tasa de Interrupción se expone en el Subtítulo de los cuadros anteriores como Falla por año.

Protección

	C1	C1	C10	C10	C11	C11	C12
Protección	INP008	RECP003	9872787	INP001	INP010	RECP002	INP011
Lamda	3.20	5.21	8.91	5.28	3.35	5.63	5.15
Indisp	3.740	6.093	10.422	6.174	3.914	6.587	6.029
Treparac	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17
Cientes	3,883	2,255	221	2,184	1,106	649	219
Producto (H)	14,521	13,740	2,303	13,484	4,329	4,275	1,320
Producto (L)	12,411	11,744	1,969	11,525	3,700	3,654	1,128

C2	C2	C3	C4	C6	C7	C7	C7
INP007	RECP004	INP006	INP004	INP002	125915061	INP003	RECP005
5.72	9.60	3.46	3.74	2.96	10.92	4.40	7.82
6.697	11.228	4.049	4.380	3.468	12.781	5.152	9.154
1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17
1,883	1,226	1,983	2,183	2,757	4,230	2,377	1,525
12,610	13,766	8,030	9,560	9,560	54,063	12,245	13,960
10,778	11,765	6,863	8,171	8,171	46,208	10,466	11,931

C7	C8	C9	C9	N2	N2	N2	N5
RECP017	INP009	INP012	RECP001	INP014	RECP011	RECP012	INP013
11.19	2.66	1.50	4.10	2.99	6.64	5.24	5.24
13,091	3,115	1,750	4,802	3,494	7,765	6,133	6,134
1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17
2,606	362	2,381	4,977	2,941	3,543	2,860	585
34,114	1,127	4,166	23,898	10,277	27,510	17,541	3,588
29,157	964	3,560	20,425	8,784	23,513	14,992	3,067

N5	N6	N6	N6	D1	D1	D1	D2
RECP018	INP015	RECP009	RECP010	INP021	RECP007	RECP008	INP022
13.34	6.86	15.58	10.92	7.05	13.05	10.79	2.41
15,612	8,023	18,228	12,782	8,247	15,265	12,625	2,816
1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17
2,535	3,471	95	2,643	668	1,903	555	2,431
39,577	27,848	1,732	33,783	5,509	29,049	7,007	6,845
33,826	23,801	1,480	28,874	4,708	24,828	5,989	5,850

D2	D3	D4	D5	D5	D6	D6	D7
RECP006	INP018	INP016	9960527	INP019	9960546	INP023	INP020
5.38	11.22	6.94	15.83	4.12	20.79	6.50	8.94
6,299	13,132	8,122	18,516	4,820	24,325	7,603	10,457
1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17
2,849	66	71	1,318	38	383	565	551
17,946	867	577	24,404	183	9,316	4,296	5,762
15,338	741	493	20,858	157	7,963	3,672	4,924

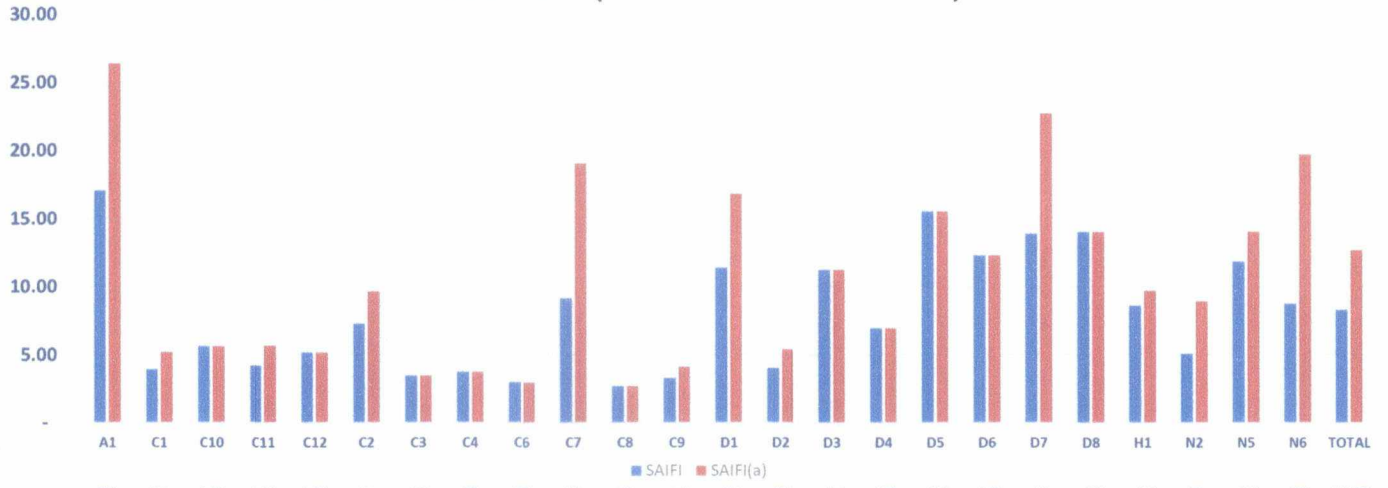
D7	D8	D8	D8	D8	D8	D8	D8	A1
RECP016	9873591	9880288	9880350	9920017	9920040	9920057	INP017	9873370
20.19	9.72	9.67	14.98	5.04	16.70	19.16	0.86	16.77
23,623	11,376	11,316	17,528	5,902	19,535	22,423	1,005	19,619
1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17
427	1,334	1,058	-	657	472	3,455	237	589
10,087	15,175	11,973	-	3,877	9,220	77,470	238	11,555
8,621	12,970	10,233	-	3,314	7,881	66,214	204	9,876

A1	A1	A1	A1	A1	A1	A1	H1	H1
9873402	9873446	9873493	9960185	INA024	RECP013	RECP014	INP025	RECP015
17.05	18.94	26.42	15.14	4.47	15.85	17.06	6.46	9.64
19,947	22,165	30,907	17,715	5,235	18,544	19,959	7,564	11,279
1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17
412	1,484	1,191	3,676	499	303	342	806	1,586
8,218	32,893	36,810	65,119	2,612	5,619	6,826	6,096	17,889
7,024	28,114	31,462	55,657	2,233	4,802	5,834	5,210	15,290

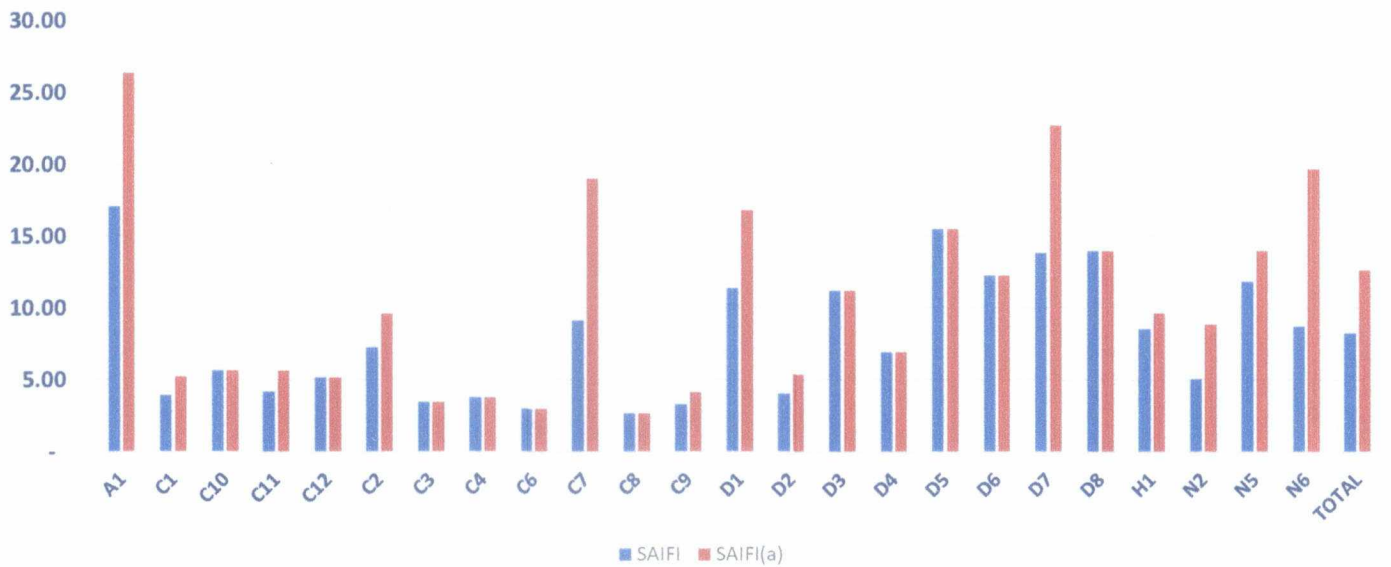
CON EL NUEVO SISTEMA		Año 2017
SAIDI	9.66	14.82
SAIFI	8.26	12.64

Alimentador	SAIDI (Meta)	SAIFI (Meta)	SAIDI(Act)	SAIFI(Act)	KV	Usuarios	Km-Red	Protecciones
A1	19.97	17.07	30.85	26.36	22.9	8496	282.43	8
C1	4.60	3.94	6.09	5.21	10	6138	13.03	2
C10	6.56	5.61	6.56	5.61	10	2405	13.02	2
C11	4.90	4.19	6.59	5.63	10	1755	12.66	2
C12	6.03	5.15	6.03	5.15	10	221	1.29	1
C2	8.48	7.25	11.23	9.60	10	3109	9.50	2
C3	4.05	3.46	4.05	3.46	10	1983	6.44	1
C4	4.38	3.74	4.38	3.74	10	2183	5.77	1
C6	3.47	2.96	3.47	2.96	10	2757	5.25	1
C7	10.65	9.10	22.24	19.01	10	10738	28.01	4
C8	3.11	2.66	3.11	2.66	10	362	3.45	1
C9	3.81	3.26	4.80	4.10	10	7358	17.61	2
D1	13.30	11.36	19.64	16.79	10	3126	21.21	3
D2	4.70	4.01	6.30	5.38	10	5280	23.30	2
D3	13.13	11.22	13.13	11.22	10	4900	7.44	1
D4	8.12	6.94	8.12	6.94	10	350	13.67	1
D5	18.13	15.50	18.13	15.50	22.9	1356	53.48	2
D6	14.36	12.27	14.36	12.27	22.9	948	79.08	2
D7	16.20	13.85	26.53	22.68	22.9	978	59.14	2
D8	16.35	13.98	16.35	13.98	22.9	7213	660.22	7
H1	10.03	8.57	11.28	9.64	10	2392	17.47	2
N2	5.92	5.06	10.40	8.89	10	9344	28.45	3
N5	13.83	11.82	16.38	14.00	10	3120	16.68	2
N6	10.20	8.72	22.99	19.65	10	6209	28.78	3
TOTAL	9.66	8.26	14.82	12.64			1,407.36	57
Reducción	35%	35%	14.82	12.64				

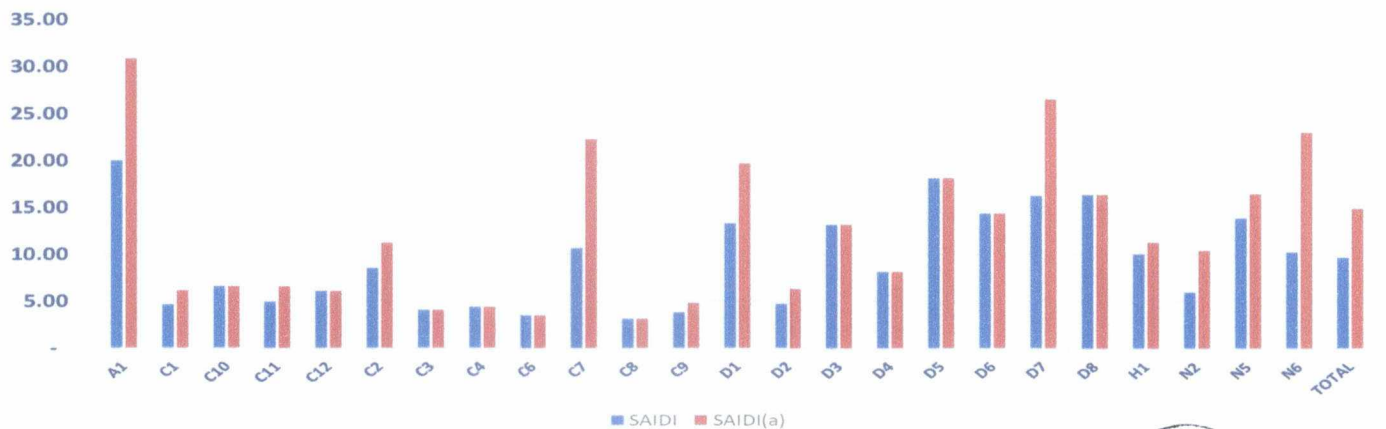
SAIDI POR ALIMENTADOR (CON PROYECTO Y SIN PROYECTO) - URBANO



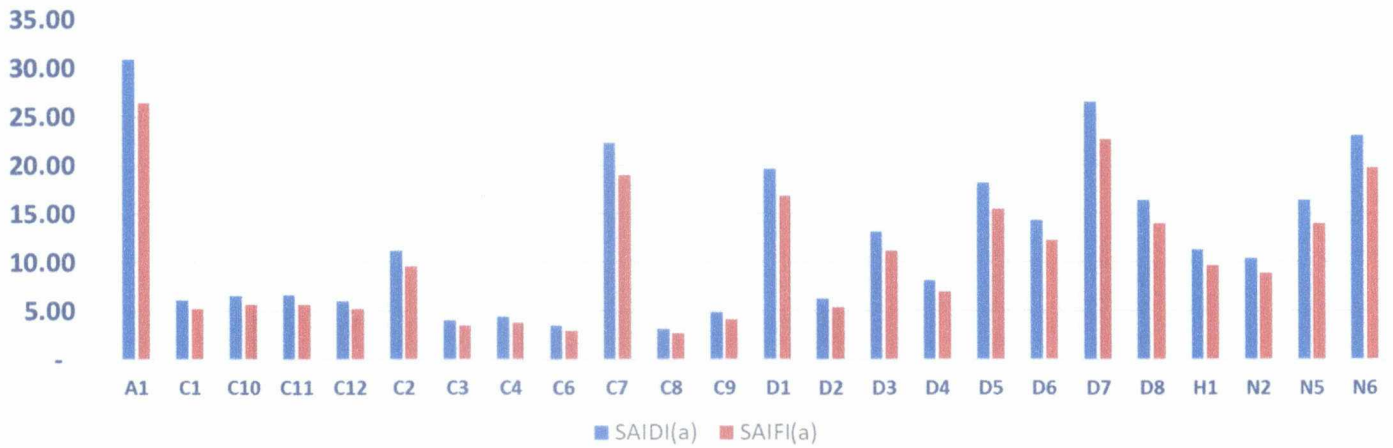
SAIDI POR ALIMENTADOR (CON PROYECTO Y SIN PROYECTO) - RURAL



SAIDI POR ALIMENTADOR (CON PROYECTO Y SIN PROYECTO) - RURAL



INDICADORES DE CALIDAD DEL SUMINISTRO POR ALIMENTADOR AÑO 2017

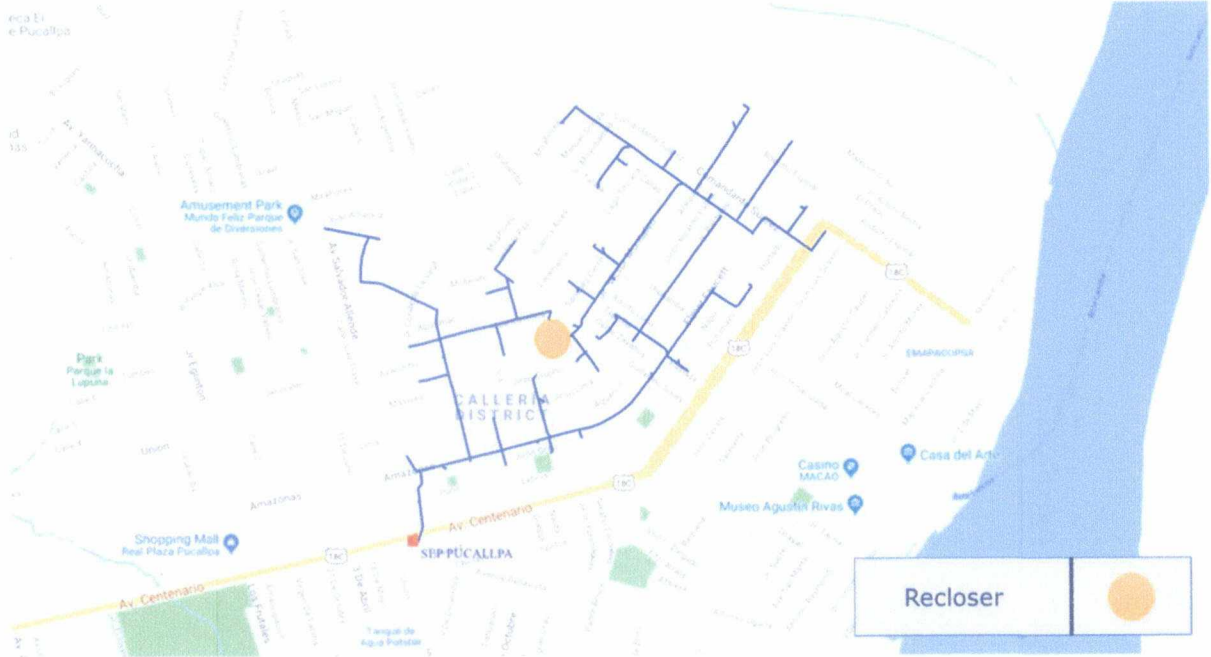


15.2. Mapas con localización de Reconector a lo largo de cada alimentador MT.

ALIMENTADOR A1:



ALIMENTADOR C1:



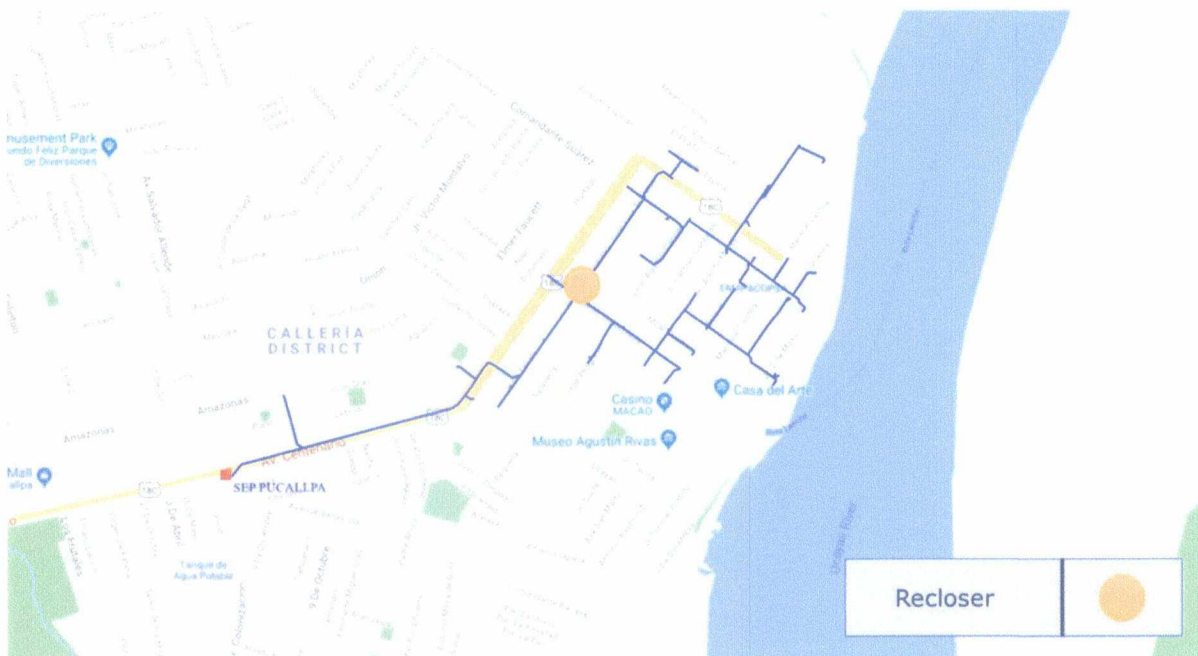
ALIMENTACIÓN C11:



ALIMENTADOR C2:

CUARTO INFORME VERSIÓN FINAL





ALIMENTADOR C7:



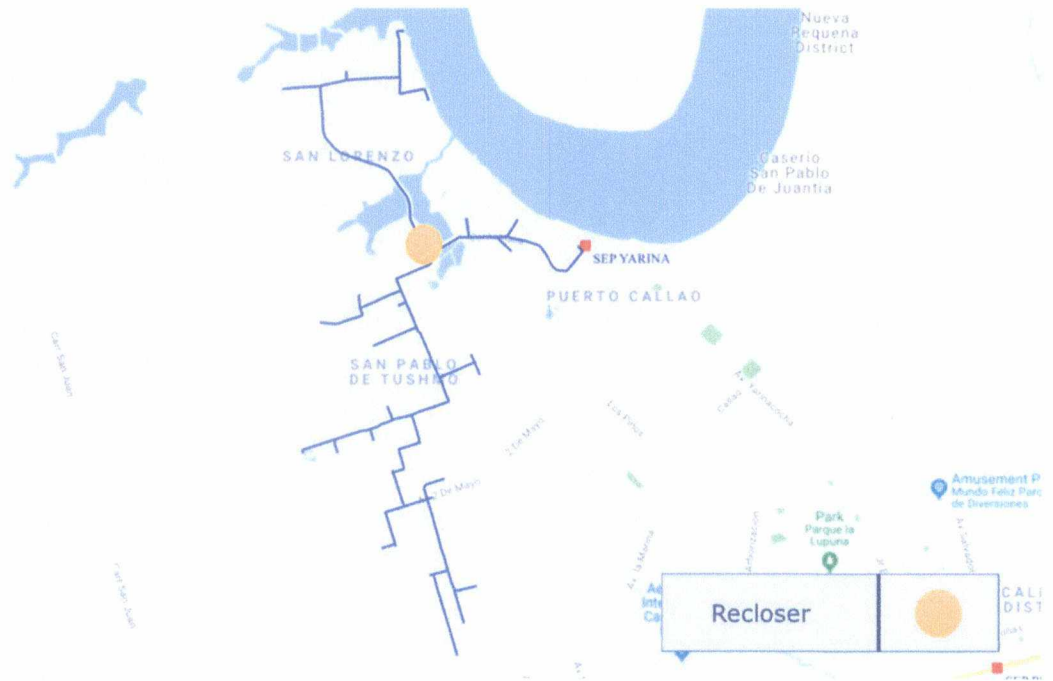
ALIMENTADOR C9:



ALIMENTADOR N2:



ALIMENTADOR N5:



ALIMENTADOR N6:



ALIMENTADOR D1:



ALIMENTADOR D2:



ALIMENTADOR D7:



ALIMENTADOR H1:



15.3. Reducciones en SAIDI y SAIFI por Alimentador y ponderación de usuarios beneficiados, a partir del año 2022.

Alimentador	C1	
Descripción	SAIDI	SAIFI
Sin Proyecto	6.09	5.21
Con Proyecto	4.60	3.94
% Reducción	24%	24%
Cientes Beneficiados	6,138	
Nuevos Reclosers	1	

Alimentador	C11	
Descripción	SAIDI	SAIFI
Sin Proyecto	6.59	5.63
Con Proyecto	4.90	4.19
% Reducción	26%	26%
Cientes Beneficiados	1,755	
Nuevos Reclosers	1	

Alimentador	C2	
Descripción	SAIDI	SAIFI
Sin Proyecto	11.23	9.60
Con Proyecto	8.48	7.25
% Reducción	24%	24%
Cientes Beneficiados	3,109	
Nuevos Reclosers	1	

Alimentador	C7	
Descripción	SAIDI	SAIFI
Sin Proyecto	22.24	19.01
Con Proyecto	10.65	9.10
% Reducción	52%	52%
Cientes Beneficiados	10,738	
Nuevos Reclosers	2	

Alimentador	C9	
Descripción	SAIDI	SAIFI
Sin Proyecto	4.80	4.10
Con Proyecto	3.81	3.26
% Reducción	21%	21%
Cientes Beneficiados	7,358	
Nuevos Reclosers	1	

Alimentador	H1	
Descripción	SAIDI	SAIFI
Sin Proyecto	11.28	9.64
Con Proyecto	10.03	8.57
% Reducción	11%	11%
Clientes Beneficiados	2,392	
Nuevos Reclosers	1	

Alimentador	N2	
Descripción	SAIDI	SAIFI
Sin Proyecto	10.40	8.89
Con Proyecto	5.92	5.06
% Reducción	43%	43%
Clientes Beneficiados	9,344	
Nuevos Reclosers	2	

Alimentador	N5	
Descripción	SAIDI	SAIFI
Sin Proyecto	16.38	14.00
Con Proyecto	13.83	11.82
% Reducción	16%	16%
Clientes Beneficiados	3,120	
Nuevos Reclosers	1	

Alimentador	N6	
Descripción	SAIDI	SAIFI
Sin Proyecto	22.99	19.65
Con Proyecto	10.20	8.72
% Reducción	56%	56%
Clientes Beneficiados	6,209	
Nuevos Reclosers	2	

Alimentador	A1	
Descripción	SAIDI	SAIFI
Sin Proyecto	30.85	26.36
Con Proyecto	19.97	17.07
% Reducción	35%	35%
Clientes Beneficiados	8,496	
Nuevos Reclosers	2	

Alimentador	D1	
Descripción	SAIDI	SAIFI
Sin Proyecto	19.64	16.79
Con Proyecto	13.30	11.36
% Reducción	32%	32%
Clientes Beneficiados	3,126	
Nuevos Reclosers	2	

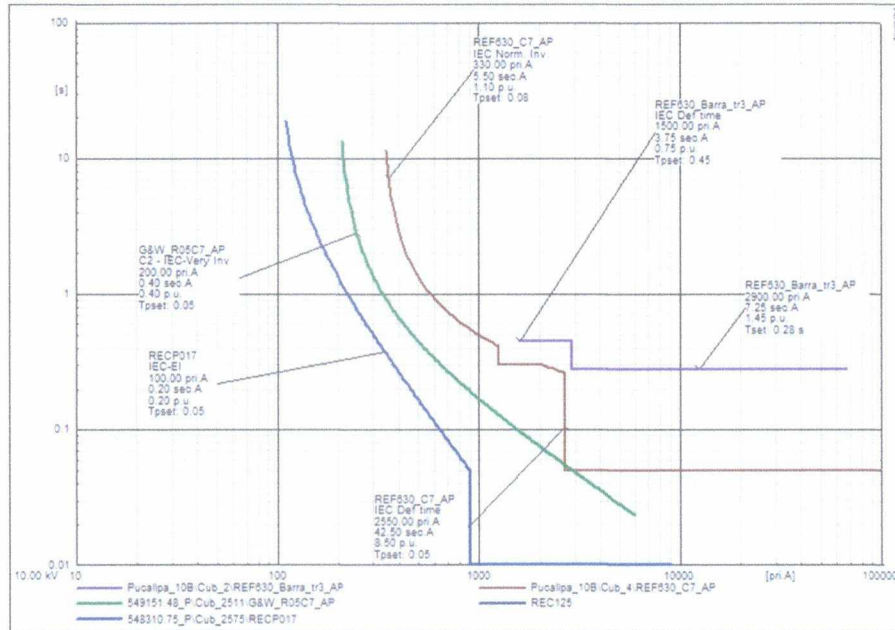
Alimentador	D2	
Descripción	SAIDI	SAIFI
Sin Proyecto	6.30	5.38
Con Proyecto	4.70	4.01
% Reducción	25%	25%
Clientes Beneficiados	5,280	
Nuevos Reclosers	1	

Alimentador	D7	
Descripción	SAIDI	SAIFI
Sin Proyecto	26.53	22.68
Con Proyecto	16.20	13.85
% Reducción	39%	39%
Clientes Beneficiados	978	
Nuevos Reclosers	1	

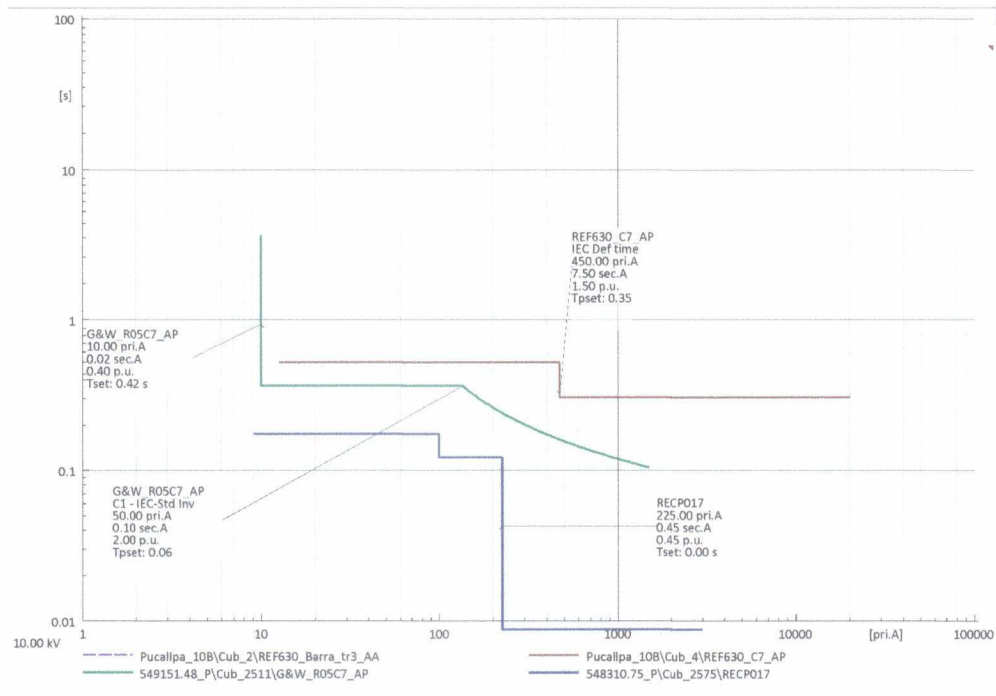
15.4. Algunas hojas de coordinación de protecciones de fases (51/50) y tierra (51N/50N).

ALIMENTADOR C7:

FASES:

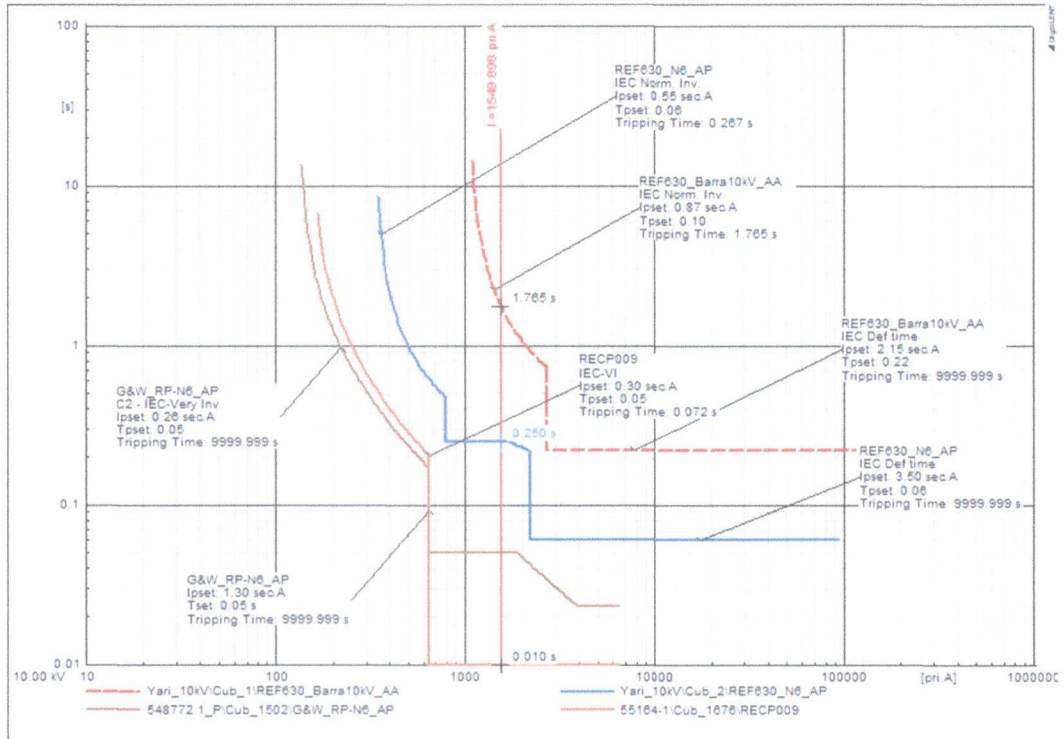


TIERRA:



ALIMENTADOR N6:

FASES:



TIERRA:

