Vertebra

Empower your future

¡Hola, Aeronáutica Civil!

Informe final de proyecto

DIAGNÓSTICO Y LA PRIMERA FASE DE LA AUDITORÍA ENERGÉTICA EN LAS INSTALACIONES DEL AEROPUERTO EL ALCARAVAN

Desarrollado:

24 de diciembre de 2024

Ubicación de proyecto:
Yopal – Casanare

Tabla de Contenido

RESUMEN EJECUTIVO 3
INTRODUCCIÓN 4
ALCANCE DEL PROYECTO 5
DESCRIPCIÓN DEL ALCANCE 5
CRONOGRAMA DE TRABAJO 6
1. EVALUACIÓN DE LA SALUD ELÉCTRICA 8
1.1 EVALUACIÓN DE LA SALUD ELÉCTRICA DE LA INSTALACIÓN 8
1.2 ANÁLISIS DE CALIDAD DE ENERGÍA 27
1.3 ESTUDIO TERMOGRÁFICO 35
2. DIAGNÓSTICO DE OPTIMIZACIÓN DE REDES 43
2.1 GESTIÓN DE LA OPORTUNIDAD 43
2.2 NECESIDADES TÉCNICAS 43
2.3 RENTABILIDAD ESTIMADA 44
2.4 MODELO FINANCIERO 46
3. EVALUACIÓN DE OPTIMIZACIÓN TARIFARIA 47
3.2 MODALIDADES DE CONTRATACIÓN 48
3.3 RESULTADOS DE LA PROYECCIÓN – MERCADO REGULADO 49
3.3 RESULTADOS DE LA PROYECCIÓN – MERCADO NO REGULADO 50
4. PREINGENIERÍA DE PROYECTO SOLAR 55
4.1 DESCRIPCIÓN DE LA OPORTUNIDAD 55
4.2 ANÁLISIS DE UBICACIÓN 55
4.3 ANÁLISIS DE CONSUMO ENERGÉTICO 57
4.4 IMPLEMENTACIÓN POTENCIAL 59
5. EVALUACIÓN DE HÁBITOS DE CONSUMO DE SERVICIOS PÚBLICOS 64
5.1 PATRONES GENERALES DE CONSUMO 64
5.2 NOVEDADES IDENTIFICADAS EN CONSUMO DE ENERGÍA 64
5.3 RECOMENDACIONES PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA 68
5.4 NOVEDADES EN EQUIPOS PARA AGUA 69
5.5 SENSIBILIZACIÓN AMBIENTAL EN LA SEDE ADMINISTRATIVA 69
6. PLAN DE AHORRO DE SERVICIOS PÚBLICOS EN HOGARES DE FUNCIONARIOS 72
6.1 PLANEACIÓN GENERAL 72
6.2 CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN 73
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 75

RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe detalla los resultados y recomendaciones del proyecto de diagnóstico y prefactibilidad para la optimización de servicios públicos en el Aeropuerto El Alcaraván (Yopal de la Aeronáutica Civil. Este trabajo tuvo como objetivo identificar oportunidades de ahorro y mitigación de riesgos eléctricos, alineándose con las metas nacionales de sostenibilidad y eficiencia energética.

La evaluación de la salud eléctrica evidenció condiciones críticas, incluyendo desbalances de carga, conexiones deficientes y equipos obsoletos. Estas fallas representan un riesgo significativo para la seguridad operativa y se estima que su corrección permitiría reducir las pérdidas eléctricas en un 3.2% anual, equivalente a $34.2 millones de pesos en ahorros. Adicionalmente, la transición del nivel de tensión actual de 13.2 kV a 34.5 kV generaría una disminución de $118 millones anuales para el Aeropuerto Alcaraván.

En cuanto a la optimización tarifaria, se identificaron fronteras con potencial para migrar al mercado no regulado, lo que podría reducir los costos en un 5% adicional, dependiendo de las condiciones de negociación. Paralelamente, el diseño preliminar de un sistema fotovoltaico para generación de energía limpia mostró un potencial de generación de hasta 1,160 MWh anuales, equivalente al 95% del consumo actual del aeropuerto, con un tiempo de recuperación estimado de 5.14 años y una vida útil proyectada de 25 años.

La evaluación de hábitos de consumo de agua y energía reveló un nivel bajo de conciencia ambiental entre el personal, así como ineficiencias en el uso de equipos como aires acondicionados y luminarias. La implementación de medidas sencillas, como ajustes en la temperatura de los aires (24°C-26°C) y el cambio a iluminación LED, permitiría ahorros adicionales de hasta $32 millones anuales en energía.

Las oportunidades identificadas en el proyecto destacan un gran potencial para la implementación de soluciones solares, que podrían desarrollarse a diferentes escalas hasta abarcar la totalidad del consumo de energía, esto dependiendo de las necesidades y capacidades del aeropuerto. Esto permitiría no solo optimizar el consumo energético, sino también avanzar hacia un modelo de sostenibilidad que refuerce la eficiencia operativa y reduzca los impactos ambientales de las operaciones aeroportuarias.

Para asegurar el correcto despliegue de estas iniciativas, se recomienda la implementación de una plataforma tecnológica de monitoreo de servicios públicos, que permita realizar un seguimiento en tiempo real de los consumos de agua y energía, evaluar el desempeño de los proyectos de optimización y generar reportes automáticos para la toma de decisiones. Esta herramienta centralizaría los datos históricos, facilitaría la detección de desviaciones, y fomentaría una gestión más proactiva de los recursos.

Este diagnóstico marca un paso importante hacia una gestión eficiente y sostenible de los recursos en la Aeronáutica Civil, destacando el impacto positivo que puede tener la adopción de medidas integrales en sus operaciones.

INTRODUCCIÓN

La gestión eficiente de los servicios públicos representa un desafío esencial para las instituciones públicas, especialmente en un contexto global que exige una mayor responsabilidad ambiental, económica y social en el uso de recursos clave como la energía, el agua y el gas. En Colombia, este desafío ha sido reconocido a nivel normativo con la promulgación de la Ley 2294 de 2023, que en su Artículo 237 establece la necesidad de realizar auditorías energéticas en las administraciones públicas como una medida para fomentar el ahorro, la eficiencia y la sostenibilidad en la operación de las entidades gubernamentales.

En este contexto, el DIAGNÓSTICO Y LA PRIMERA FASE DE LA AUDITORÍA ENERGÉTICA EN LAS INSTALACIONES DEL AEROPUERTO EL ALCARAVAN tiene como objetivo central evaluar y proponer medidas que permitan la optimización en el consumo de recursos esenciales, asegurando un enfoque integral que no solo cumple con las disposiciones legales, sino que también aborda los retos particulares de ambas instalaciones. Este enfoque integral responde a la necesidad de ir más allá de la energía, considerando la relevancia de otros servicios públicos críticos como el agua y el gas, cuyos costos y disponibilidad se han visto impactados por la dinámica global y local de los mercados.

A lo largo de este proyecto, se llevaron a cabo una serie de actividades técnicas con objetivos específicos. Entre las metas más destacadas se encuentran:

1. Evaluar la salud eléctrica de las instalaciones, identificando riesgos y oportunidades de mejora mediante el análisis detallado del consumo y las condiciones actuales de la infraestructura eléctrica.
2. Diagnosticar oportunidades de optimización en las redes y tarifas de energía, explorando alternativas como el cambio de nivel de tensión y la posibilidad de operar en mercados regulados y no regulados para maximizar el beneficio económico.
3. Diseñar soluciones innovadoras y viables, como el prediseño de un proyecto solar y la creación de un plan de ahorro de servicios públicos para los hogares de los funcionarios, contribuyendo a la adopción de prácticas sostenibles.

Este informe tiene como propósito presentar los resultados obtenidos, incluyendo los hallazgos clave, análisis realizados y recomendaciones técnicas que servirán de base para la toma de decisiones estratégicas por parte de la Aeronáutica Civil. En el documento se detalla cada una de las actividades ejecutadas, las metodologías utilizadas y los beneficios esperados a corto, mediano y largo plazo para ambas terminales aéreas.

El cumplimiento de estas iniciativas no solo garantizará un uso más eficiente de los recursos, sino que también sentará las bases para la implementación de proyectos futuros con un impacto positivo en términos económicos, ambientales y sociales. Al mismo tiempo, se espera que las medidas aquí planteadas sean un modelo replicable para otros aeropuertos y entidades públicas interesadas en optimizar su gestión de servicios públicos.

ALCANCE DEL PROYECTO

DESCRIPCIÓN DEL ALCANCE

El proyecto aborda de manera integral la evaluación y mejora de la gestión de servicios públicos esenciales en ambas terminales aéreas. Con base en los lineamientos establecidos por la Ley 2294 de 2023 y considerando los retos asociados a la sostenibilidad de los recursos energéticos, hídricos y gasíferos, el alcance del proyecto incluyó las siguientes actividades:

1. Evaluación de la Salud Eléctrica de las Instalaciones: Se llevó a cabo un análisis detallado de las condiciones eléctricas actuales mediante la instalación de analizadores de redes eléctricas por 7 días para medir el consumo en los puntos de mayor demanda, la realización de análisis termográficos en los tableros principales para identificar posibles anomalías térmicas, y una inspección de riesgos eléctricos, enfocada en detectar condiciones que puedan comprometer la seguridad y la eficiencia energética.
2. Diagnóstico de Optimización de Redes, se evaluaron las posibilidades técnicas y económicas de modificar los niveles de tensión de operación, identificando oportunidades para reducir costos en la tarifa de distribución y mejorar la eficiencia general del sistema eléctrico.
3. Evaluación de Optimización Tarifaria: Se analizaron las cuentas de energía asociadas a los aeropuertos para explorar la viabilidad de transitar entre mercados regulados y no regulados. Este análisis incluyó una revisión detallada de las tarifas actuales y una estimación del costo-beneficio asociado a posibles negociaciones con los proveedores.
4. Prediseño de Proyecto Solar: Se desarrolló un diseño preliminar para la implementación de sistemas fotovoltaicos en ambas terminales. Esta actividad incluyó la creación de un render inicial y un análisis costo-beneficio que evaluó la viabilidad técnica, económica y ambiental del proyecto.
5. Evaluación de Hábitos de Consumo de Servicios Públicos: Se llevó a cabo un análisis cualitativo a través de entrevistas con el personal de los aeropuertos, con el objetivo de identificar patrones de consumo y oportunidades de mejora en el uso eficiente de agua, energía y gas. Este componente buscó conectar las prácticas cotidianas con el manejo sostenible de los recursos
6. Diseño del Plan de Ahorro de Servicios Públicos en Hogares de Funcionarios: Se elaboró una propuesta detallada para un programa de capacitación virtual dirigido a los funcionarios de la Aeronáutica Civil. Este programa incluye materiales educativos, módulos temáticos sobre energía y agua, y estrategias prácticas para promover hábitos sostenibles en los hogares.

El alcance planteado abarca tanto aspectos técnicos como educativos y estratégicos, proporcionando una visión integral para la optimización de los servicios públicos en las instalaciones evaluadas. Estas actividades no solo permiten el cumplimiento de las normativas vigentes, sino que también promueven una gestión más sostenible y eficiente de los recursos.

CRONOGRAMA DE TRABAJO

Id	Modo de tarea	ACTIVIDAD	Duración	Inicio Temprano	Final temprano
1		**ALISTAMIENTO DE EQUIPOS, LEVANTAMIENTO INICIAL DE INFORMACIÓN Y COORDINACIÓN DE ACTIVIDADES**	**3 días**	**lun 9/12/24**	**mié 11/12/24**
2		Solicitud de información al cliente (Facturas,correos,diagrama unifilar,planes de expansión,etc).	3 días	**lun 9/12/24**	**mié 11/12/24**
3		Coordinación de cronograma y alistamiento de equipos.	1 día	lun 9/12/24	lun 9/12/24
4		**EVALUACIÓN DE LA SALUD ELÉCTRICA DE LA INSTALACIÓN**	**10 días**	**mié 11/12/24**	**mar 24/12/24**
5		**Medición y análisis de parámetros eléctricos críticos, la inspección de riesgos, y la identificación de puntos críticos de eficiencia.**	**10 días**	**mié 11/12/24**	**mar 24/12/24**
6		Instalación de Analizador de Redes por 7 días en frontera de mayor consumo reportado.	8 días	mié 11/12/24	vie 20/12/24
7		Revisión y análisis de información de Analizador de redes	3 días	vie 20/12/24	mar 24/12/24
8		Análisis Termográfico de Tableros Principales	1 día	mié 11/12/24	mié 11/12/24
9		Revisión y análisis de información del Análisis termográfico	3 días	vie 20/12/24	mar 24/12/24
10		**Inspección de Riesgos Eléctricos**	**1 día**	**mié 11/12/24**	**mié 11/12/24**
11		Revisión de conexiones inadecuadas	1 día	mié 11/12/24	mié 11/12/24
12		Equipos en mal estado o fuera de especificación	1 día	mié 11/12/24	mié 11/12/24
13		Accesibilidad y ventilación de los tableros	1 día	mié 11/12/24	mié 11/12/24
14		Revisión y análisis de Riesgos Eléctricos	10 días	mié 11/12/24	mar 24/12/24
15		**DIAGNÓSTICO DE OPTIMIZACIÓN DE REDES**	**10 días**	**mié 11/12/24**	**mar 24/12/24**
16		Revisión técnico y económico de cambio de nivel de tensión	1 día	mié 11/12/24	mié 11/12/24
17		Clasificación actual de tensión y consumo (comparación tarifaria de acuerdo a los niveles de tensión para la zona)	10 días	mié 11/12/24	mar 24/12/24
18		Requerimientos de adecuaciones necesarios para cambio de nivel de tensión	10 días	mié 11/12/24	mar 24/12/24
19		Impacto en la eficiencia de los equipos posterior a un cambio de nivel de tensión	10 días	mié 11/12/24	mar 24/12/24
20		Revisión y análisis de técnico económico de la viabilidad para un cambio de nivel de tensión	10 días	mié 11/12/24	mar 24/12/24
21		**EVALUACIÓN DE OPTIMIZACIÓN TARIFARIA**	**10 días**	**lun 9/12/24**	**vie 20/12/24**
22		**Este análisis incluirá una revisión tarifaria del mercado de energía con el objetivo de reducir los costos por este servicio público**	**10 días**	**lun 9/12/24**	**vie 20/12/24**
23		Comparación de beneficios entre mercado regulado y no regulado evaluando las ventajas en costos y flexibilidad de cada mercado en relación con el perfil de consumo identificado	10 días	lun 9/12/24	vie 20/12/24
24		Proyección de crecimiento de demanda que permita evaluar un cambio de mercado para las fronteras que apliquen de acuerdo a la carga medida.	10 días	lun 9/12/24	vie 20/12/24



Id	Modo de tarea	ACTIVIDAD	Duración	Inicio Temprano	Final temprano
25		Evaluación de Opciones de Contratación para realizar el cambio de mercado, de acuerdo a las diferentes modalidades de contratación y agentes del mercado, de acuerdo a los patrones de consumo de cada frontera	10 días	lun 9/12/24	vie 20/12/24
26		Estudio de precios en el mercado no regulado y proyecciones de tarifas a futuro identificando coberturas y riesgos	10 días	lun 9/12/24	vie 20/12/24
27		Análisis de cláusulas de indexación y escalabilidad en el mercado	10 días	lun 9/12/24	vie 20/12/24
28		Informe de recomendaciones a nivel tarifario	10 días	lun 9/12/24	vie 20/12/24
29		**PREDISEÑO DE PROYECTO SOLAR**	**10 días**	**mié 11/12/24**	**mar 24/12/24**
30		**Se generará un render que visualizará la posible integración de paneles solares en áreas seleccionadas estratégicamente con potencial de captación solar mediante un software especializado**	**10 días**	**mié 11/12/24**	**mar 24/12/24**
31		Variables que se tendrán en cuenta (Proyección de sombras, ángulos y orientación, cómo también una estimación general de generación de energía)	10 días	mié 11/12/24	mar 24/12/24
32		Revisión costos iniciales de instalación: Se incluirán estimaciones de costos de equipos, mano de obra y logistica para cubrir un porcentaje significativo del consumo de energía	10 días	mié 11/12/24	mar 24/12/24
33		Proyección de ahorros anuales basada en los costos actuales de energía y en la producción estimada del sistema solar	10 días	mié 11/12/24	mar 24/12/24
34		Cálculo de la reducción anual en emisiones de dióxido de carbono de los sistemas solares	10 días	mié 11/12/24	mar 24/12/24
35		**EVALUACIÓN DE HÁBITOS DE CONSUMO DE SERVICIOS PÚBLICOS**	**7 días**	**jue 12/12/24**	**vie 20/12/24**
36		**Se realizarán entrevistas y encuestas, donde indague por los habitos de consumo del punto para energía y agua**	**1 día**	**jue 12/12/24**	**jue 12/12/24**
37		Se tendrán en cuenta las siguientes variables: Parametros configurables de los sistemas, comportamientos diarios, horarios de alta demanda, nivel de confort	1 día	jue 12/12/24	jue 12/12/24
38		Identificación de patrones y correlación de variables mencionadas que impacten el consumo	1 día	jue 12/12/24	jue 12/12/24
39		Estimación del potencial de ahorro al modificar los hábitos de consumo, con una proyección a corto y mediano plazo	7 días	jue 12/12/24	vie 20/12/24
40		**DISEÑO DE PLAN DE AHORRO DE SERVICIOS PÚBLICOS EN HOGARES DE FUNCIONARIOS**	**10 días**	**lun 9/12/24**	**vie 20/12/24**
41		Capacitación del programa al personal	1 día	jue 12/12/24	jue 12/12/24
42		Definición de Objetivos, Metodología y Contenidos Didácticos	10 días	lun 9/12/24	vie 20/12/24
43		Diseño de Herramientas de Evaluación y Seguimiento de Impacto	10 días	lun 9/12/24	vie 20/12/24
44		Diseño de cuestionario, soporte de evidencias de participantes y exámen final para evaluación del progreso	10 días	lun 9/12/24	vie 20/12/24
45		Establecimiento de los requisitos para la certificación digital de los participantes que completen el programa	10 días	lun 9/12/24	vie 20/12/24
46		Elaboración del Cronograma inicial y Estrategia de Comunicación	10 días	lun 9/12/24	vie 20/12/24
47		**INFORME FINAL**	**12 días**	**lun 9/12/24**	**mar 24/12/24**

1. EVALUACIÓN DE LA SALUD ELÉCTRICA

1.1 EVALUACIÓN DE LA SALUD ELÉCTRICA DE LA INSTALACIÓN

Resultados detallados de la evaluación de la salud eléctrica, incluyendo análisis de los datos obtenidos por el analizador de redes, imágenes y datos del estudio termográfico, y observaciones sobre los riesgos eléctricos.

1.1.1 Identificación de Sistemas Eléctricos

Se identificaron los siguientes circuitos durante la visita de inspección realizada en conjunto con el personal del cliente, esto se ejecutó iniciando desde la generalidad (Alimentación del Aeropuerto) hacia lo particular de las instalaciones eléctricas del Aeropuerto bajo el siguiente orden:

1. Punto de conexión
2. Celda de medida
3. Transformadores
4. Tableros eléctricos principales
5. Transformador sin identificación
6. Instalaciones internas

1.1.1.1 Identificación de Punto de Conexión y Sistema de Medida



Figura. Identificación de punto de conexión.



Figura. Identificación de sistema de medida

1.1.2 Hallazgos en Subestación 1: 1250 KVA

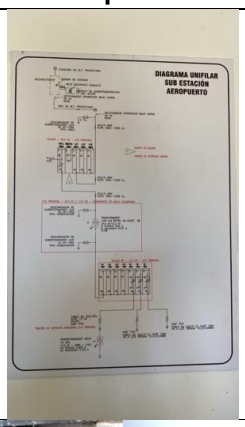
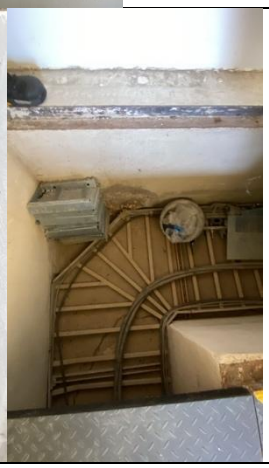
1.1.2.1 Hallazgos en red aérea

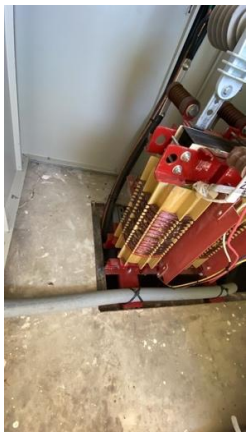
Soporte	Hallazgo
	Red de alimentación, 34.5kv al aeropuerto, no cumple con Señales de Aeronavegación. RETIE 22.10. Las cajas de subterranización de la acometida eléctrica de 34.5kv, no estan visibles, estan tapadas por maleza, falta realización de mantenimiento por parte del operador de red. No Cumple con la señalización para evitar un posible contacto directo al realizar trabajos en la zona. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, CONTACTO DIRECTO, Mantenimiento predictivo y preventivo.

 	En el Patio de la subestación que transforma la tension de 34.5kv a 13.2kv, no se tiene señalización suficiente. No Cumple con la señalización para evitar un posible contacto directo al realizar trabajos en la zona. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, CONTACTO DIRECTO, Mantenimiento predictivo y preventivo.

Tabla. Hallazgos de Subestación

1.1.2.2 Hallazgos en celdas de alimentación

Soporte	Hallazgo
	Diagramas Unifilares no corresponden con lo encontrado en terreno, se deben actualizar. No Cumple con la señalización para evitar un posible contacto directo al realizar trabajos en la zona. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, CONTACTO DIRECTO, Mantenimiento predictivo y preventivo.
 	Los cárcamos de las celdas de 34.5kv y 13.2kv se encuentran con material que no corresponde a su función, se deben retirar, y programar un mantenimiento conjunto periódicamente para evitar fallas. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, EQUIPO DEFECTUOSO, Mantenimiento predictivo y preventivo.

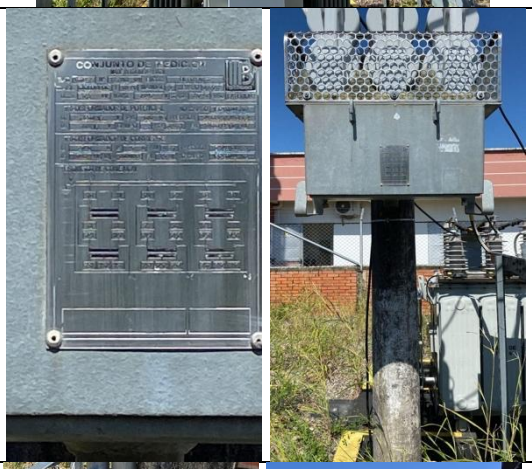
 	Los cárcamos de las celdas de 34.5kv y 13.2kv se encuentran con material que no corresponde a su función, se deben retirar, y programar un mantenimiento conjunto periódicamente para evitar fallas. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, EQUIPO DEFECTUOSO, Mantenimiento predictivo y preventivo.
	Falta de marcación de distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, TENSIONES DE PASO Y CONTACTO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 13.4 distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas figura 13.4. Límites de aproximación.
 	En la celda de la subestación que transforma la tension de 13.2kv a 214v, no se tiene señalización suficiente. No Cumple con la señalización para evitar un posible contacto directo al realizar trabajos en la zona. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, CONTACTO DIRECTO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Adicional a esto, se tiene el transformador instalado en rieles que dan a cárcamo, por lo que una fala en los rieles, pueden generar una falla por contacto directo con tierra.

	Falta de marcación de distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, TENSIONES DE PASO Y CONTACTO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 13.4 distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas figura 13.4. Límites de aproximación.
	Falta de marcación de distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, TENSIONES DE PASO Y CONTACTO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 13.4 distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas figura 13.4. Límites de aproximación.

Tabla. Hallazgos de Subestación

1.1.2.3 Hallazgos en patio de transformación 1250KVA

Soporte	Hallazgo
	En el Patio de la subestación que transforma la tension de 34.5kv a 13.2kv, no se tiene señalización suficiente. No Cumple con la señalización para evitar un posible contacto directo al realizar trabajos en la zona. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, CONTACTO DIRECTO, Mantenimiento predictivo y preventivo.

	En el Patio de la subestación que transforma la tension de 34.5kv a 13.2kv, no se tiene señalización suficiente. No Cumple con la señalización para evitar un posible contacto directo al realizar trabajos en la zona. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, CONTACTO DIRECTO, Mantenimiento predictivo y preventivo.
	Diagramas Unifilares y marquillas se encuentran muy deterioradas, no se pueden leer, se deben actualizar por parte del operador de red. No Cumple con la señalización para evitar un posible contacto directo al realizar trabajos en la zona. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, CONTACTO DIRECTO, Mantenimiento predictivo y preventivo.
	No se evidencia una efectiva instalación de la puesta a tierra, hay una sola caja de inspección, una sola salida de tierra de conexión, y no se puede validar que todas las partes metálicas estén puestos a tierra. No cumple. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, CONTACTO DIRECTO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 23.1 REQUISITOS GENERALES DE SUBESTACIONES.

 	En el Patio de la subestación que transforma la tension de 34.5kv a 13.2kv, no se tiene señalización suficiente. No Cumple con la señalización para evitar un posible contacto directo al realizar trabajos en la zona. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, CONTACTO DIRECTO, Mantenimiento predictivo y preventivo.
 	Las cajas de subterranización de la acometida eléctrica de 34.5kv, no estan visibles, estan tapadas por maleza, falta realización de mantenimiento por parte del operador de red. No Cumple con la señalización para evitar un posible contacto directo al realizar trabajos en la zona. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, CONTACTO DIRECTO, Mantenimiento predictivo y preventivo.

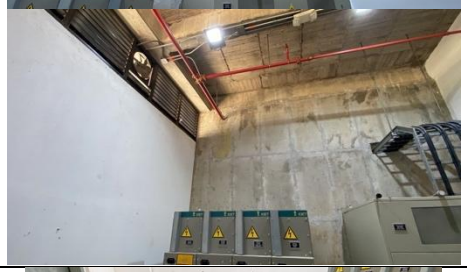
Tabla. Hallazgos de Subestación

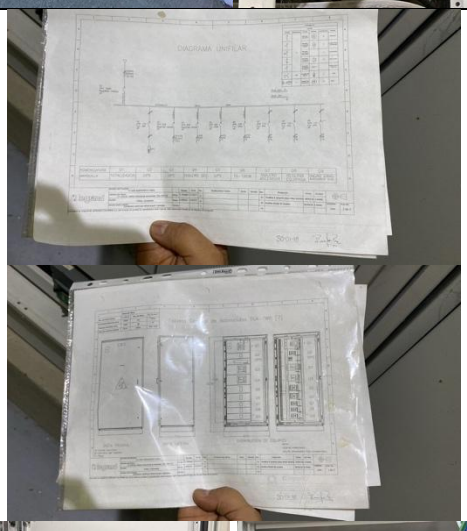
1.1.2.3 Hallazgos en acometida desde cuarto de distribución

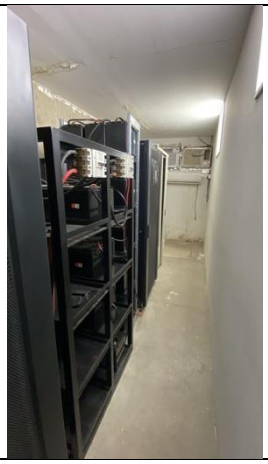
Soporte	Hallazgo
 	Las cajas de subterranización de la acometida eléctrica de 34.5kv, no están limpias, están con sedimento, falta realización de mantenimiento por parte del operador de red. No Cumple con la señalización para evitar un posible contacto directo al realizar trabajos en la zona. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, CONTACTO DIRECTO, Mantenimiento predictivo y preventivo.

Tabla. Hallazgos de Subestación

1.1.3 Hallazgos en Etapa de Distribución 13.2 kV

Soporte	Hallazgo
 	Falta de marcación de distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, TENSIONES DE PASO Y CONTACTO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 13.4 distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas figura 13.4. Límites de aproximación.
 	Falta Iluminación para espacios de trabajo cumpliendo RITEL, falta iluminación de emergencia. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, TENSIONES DE PASO Y CONTACTO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 13.4 distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas figura 13.4. Límites de aproximación.
 	Falta de marcación de distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, TENSIONES DE PASO Y CONTACTO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 13.4 distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas figura 13.4. Límites de aproximación.

	Falta de diagramas unifilares e instructivos de operación RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 20.23.1.4. Rotulado e instructivos.
 	Falta de diagramas unifilares e instructivos de operación RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 20.23.1.4. Rotulado e instructivos. Los Diagramas existentes no tienen la informacion completa, faltan calibres actualizados, e identificación de la carga.

	Las cajas de subterranización de la acometida eléctrica de 34.5kv, no estan visibles, estan tapadas por materiales, falta realización de mantenimiento. No Cumple con la señalización para evitar un posible contacto directo al realizar trabajos en la zona. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, CONTACTO DIRECTO, Mantenimiento predictivo y preventivo.
	El Generador Eléctrico está en buen estado. Cumple con distancias de trabajo alrededor. Falta de marcación de distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, TENSIONES DE PASO Y CONTACTO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 13.4 distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas figura 13.4. Límites de aproximación.
 	Falta Iluminación para espacios de trabajo cumpliendo RITEL, falta iluminación de emergencia. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, TENSIONES DE PASO Y CONTACTO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 13.4 distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas figura 13.4. Límites de aproximación.

 	Cableado expuesto sin protección. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, CONTACTO DIRECTO, aislamiento o recubrimiento de partes activas.
 	Cableado expuesto sin protección. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, CONTACTO DIRECTO, aislamiento o recubrimiento de partes activas. Bandeja no están aterrizadas. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, RAYOS, Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados.
 	Falta de marcación de distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, TENSIONES DE PASO Y CONTACTO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 13.4 distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas figura 13.4. Límites de aproximación. Falta de diagramas unifilares e instructivos de operación RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 20.23.1.4. Rotulado e instructivos.

	No se evidencia una efectiva instalacion de la puesta a tierra, hay una sola caja de inspección, una sola salida de tierra de conexión, y no se puede validar que todas las partes metálicas estén puestos a tierra. No cumple. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, CONTACTO DIRECTO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 23.1 REQUISITOS GENERALES DE SUBESTACIONES.
	Se evidencia rastros de aceite en la tapa del transformador. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, EQUIPO DEFECTUOSO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 23.1 REQUISITOS GENERALES DE SUBESTACIONES.

Tabla. Hallazgos de Etapa de Distribución 13.2kV

1.1.4 Hallazgos en Zona de Aeropuerto Antiguo

Soporte	Hallazgo
	Vano de ingreso sin mantenimiento, red de operador de red con evidencia de falta de mantenimiento, vano caído, con riesgo de arco. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, EQUIPO DEFECTUOSO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 23.1 REQUISITOS GENERALES DE SUBESTACIONES.

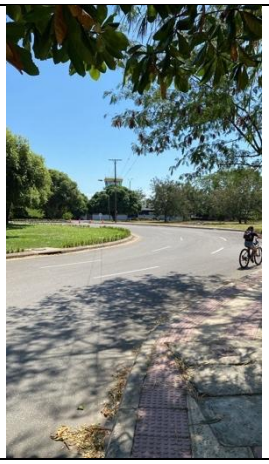
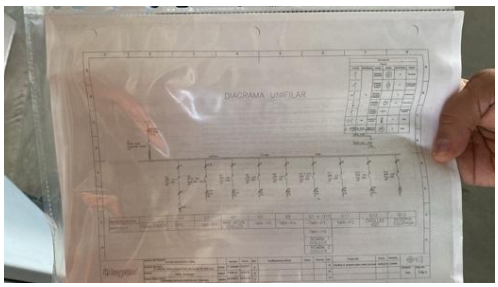
 	Acometida es en baja tensión, y únicamente alimenta 3 reflectores en rotonda de ingreso al aeropuerto antiguo. No existe un medidor.

Tabla. Hallazgos de Etapa de Aeropuerto Antiguo

1.1.5 Hallazgos en Cuarto Técnico Torre Control Piso 3

Soporte	Hallazgo
 	Cableado expuesto sin protección. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, CONTACTO DIRECTO, aislamiento o recubrimiento de partes activas. Bandeja no está aterrizada. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, RAYOS, Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. .
	Falta de diagramas unifilares e instructivos de operación RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 20.23.1.4. Rotulado e instructivos. Los Diagramas existentes no tienen la información completa, faltan calibres actualizados, e identificación de la carga.

 	Falta de marcación de distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, TENSIONES DE PASO Y CONTACTO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 13.4 distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas figura 13.4. Límites de aproximación.
 	Falta de marcación de distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, TENSIONES DE PASO Y CONTACTO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 13.4 distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas figura 13.4. Límites de aproximación.
 	No cumplen espacios mínimos de trabajo, los tableros de abajo no cumplen altura mínima de trabajo. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, EQUIPO DEFECTUOSO, Mantenimiento predictivo y preventivo

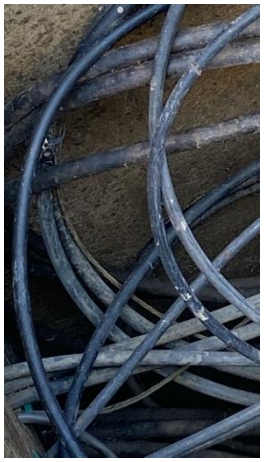
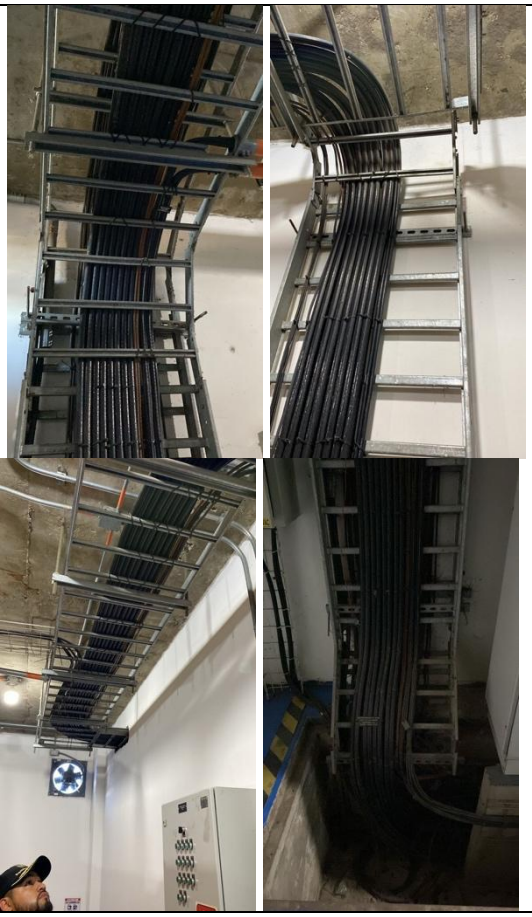
 	No hay marcación de circuitos, identificación de ramales. No cumple RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 20.23.1.4. Rotulado e instructivos. No se evidencia una efectiva instalación de la puesta a tierra no se puede validar que todas las partes metálicas estén puestos a tierra. No cumple. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, CONTACTO DIRECTO, Mantenimiento predictivo y preventivo.
 	No hay marcación de circuitos, identificación de ramales. No cumple RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 20.23.1.4. Rotulado e instructivos. No se evidencia una efectiva instalación de la puesta a tierra no se puede validar que todas las partes metálicas estén puestos a tierra. No cumple. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, CONTACTO DIRECTO, Mantenimiento predictivo y preventivo.
	La Tubería EMT cuenta con marcación naranja para identificarla como tubería eléctrica. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, EQUIPO DEFECTUOSO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Falta de marcación de distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, TENSIONES DE PASO Y CONTACTO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 13.4 distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas figura 13.4. Límites de aproximación.

Tabla. Hallazgos de Cuarto Técnico.

1.1.6 Hallazgos Subestación 500 KVA y 150 KVA

Soporte	Hallazgo
	Cableado expuesto sin protección. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, CONTACTO DIRECTO, aislamiento o recubrimiento de partes activas. Bandeja no están aterrizadas. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, RAYOS, Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados
	Falta de marcación de distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, TENSIONES DE PASO Y CONTACTO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 13.4 distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas figura 13.4. Límites de aproximación.
	Falta Iluminación para espacios de trabajo cumpliendo RITEL, falta iluminación de emergencia. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, TENSIONES DE PASO Y CONTACTO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 13.4.

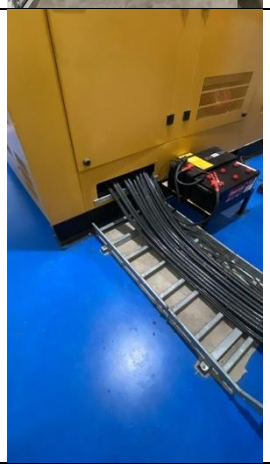
 	Falta de diagramas unifilares e instructivos de operación RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 20.23.1.4. Rotulado e instructivos.
 	Falta de marcación de distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, TENSIONES DE PASO Y CONTACTO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 13.4 distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas figura 13.4. Límites de aproximación.
 	Falta de marcación de distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, TENSIONES DE PASO Y CONTACTO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 13.4 distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas figura 13.4. Límites de aproximación. Falta de diagramas unifilares e instructivos de operación RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 20.23.1.4. Rotulado e instructivos.

Tabla. Hallazgos de Subestaciones Terminales.

1.1.7 Hallazgos en Cuarto Eléctrico Bloque Norte

Soporte	Hallazgo
	Falta de marcación de distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, TENSIONES DE PASO Y CONTACTO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 13.4 distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas figura 13.4. Límites de aproximación.
 	La Tubería EMT cuenta con marcación naranja para identificarla como tubería eléctrica. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, EQUIPO DEFECTUOSO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Cableado expuesto sin protección. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, CONTACTO DIRECTO, aislamiento o recubrimiento de partes activas.

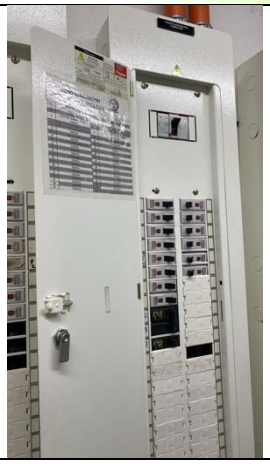
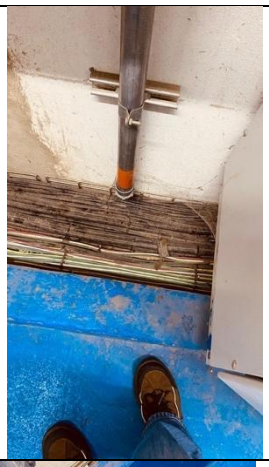
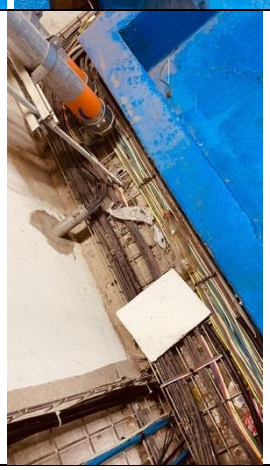
 	Falta de diagramas unifilares e instructivos de operación RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 20.23.1.4. Rotulado e instructivos.

Tabla. Hallazgos de Cuarto Eléctrico Bloque Norte.

1.1.8 Hallazgos en Cuarto Eléctrico Bloque Sur

Soporte	Hallazgo
 	Falta de marcación de distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, TENSIONES DE PASO Y CONTACTO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 13.4 distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas figura 13.4. Límites de aproximación.
 	Cableado expuesto sin protección. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, CONTACTO DIRECTO, aislamiento o recubrimiento de partes activas.

	Falta de diagramas unifilares e instructivos de operación RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 20.23.1.4. Rotulado e instructivos.
 	La Tubería EMT cuenta con marcación naranja para identificarla como tubería eléctrica. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, EQUIPO DEFECTUOSO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Falta de marcación de distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas. RETIE Resolución 90708 de agosto 30 de 2013, aparte 9.3. Factores de Riesgo Eléctrico más Comunes, Tabla 9.5, TENSIONES DE PASO Y CONTACTO, Mantenimiento predictivo y preventivo. Aparte 13.4 distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas figura 13.4. Límites de aproximación.

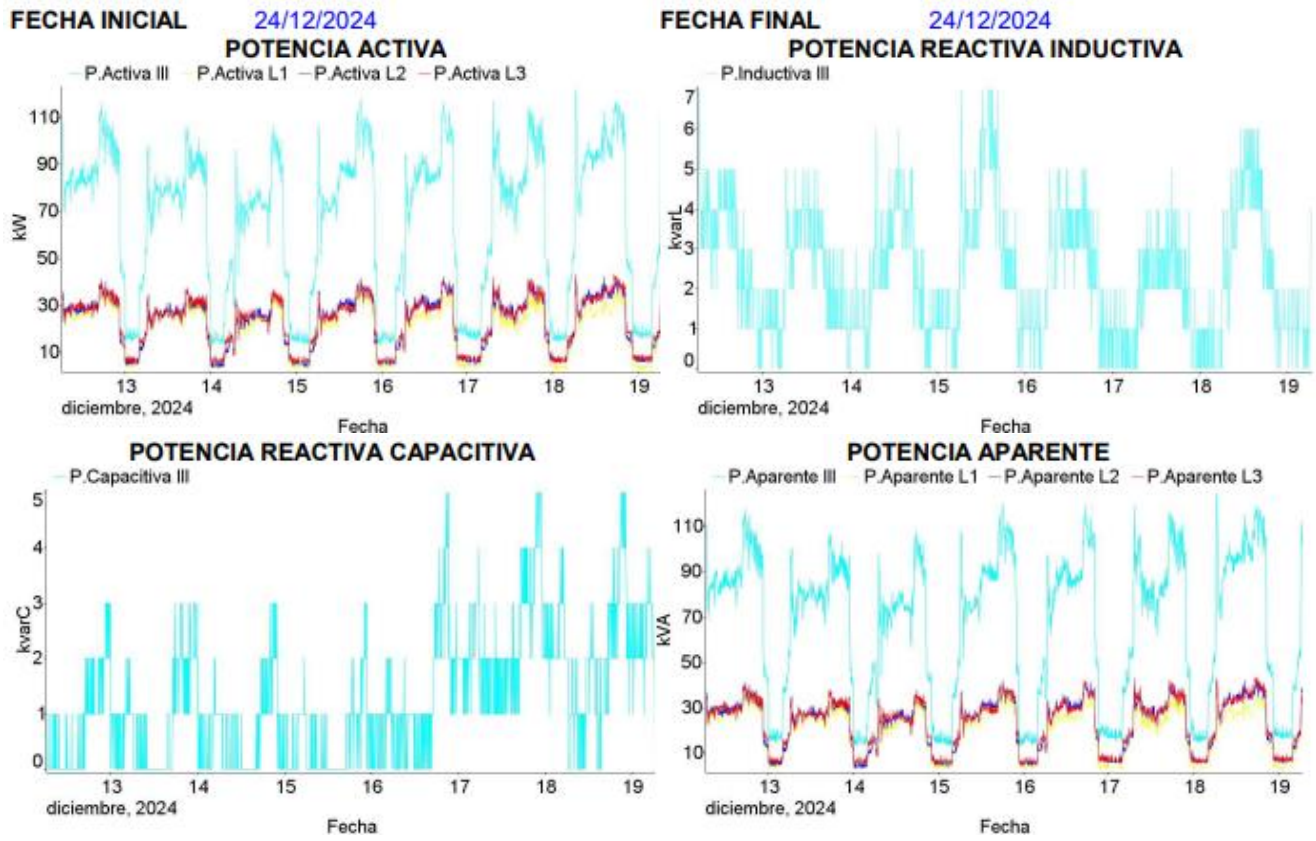
Tabla. Hallazgos de Cuarto Eléctrico Bloque Sur.

1.2 ANÁLISIS DE CALIDAD DE ENERGÍA

Se realizó la instalación del analizador de redes MYe Box 1500 el 11 de diciembre en el totalizador del cuarto técnico de 3x1250 para medir todo lo asociado a la subestación de 500 kVA. A continuación, se presentan las salidas del software del analizador y que representan los resultados de la medición.



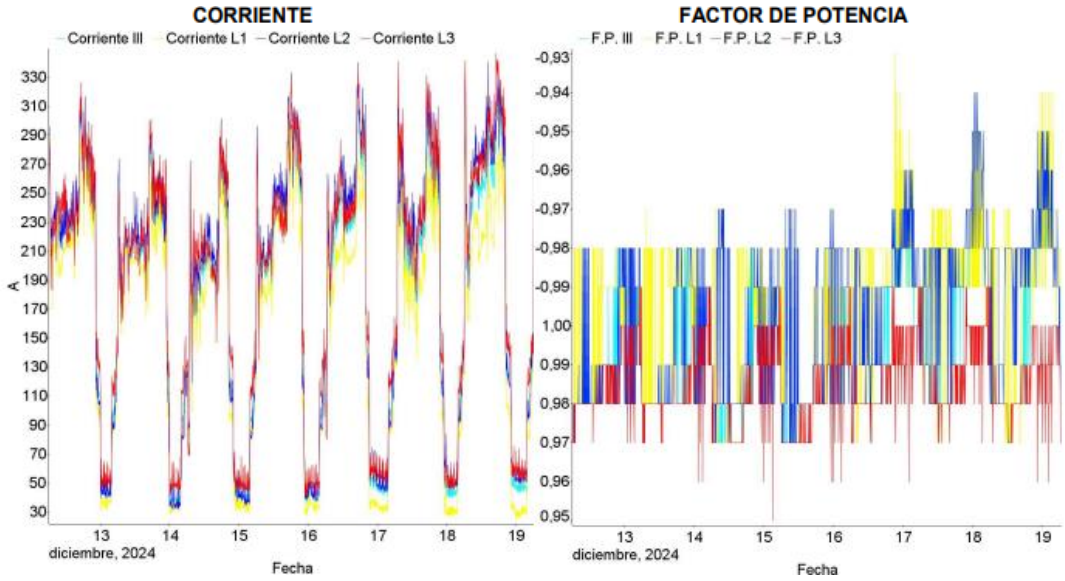
Figura. Soporte de instalación de analizador de redes



La relación Potencia activa y Potencia reactiva inductiva se mantuvo por debajo del 50% en promedio, por lo que durante esta medición no se evidencian riesgos por penalización de excesos de energía reactiva inductiva.

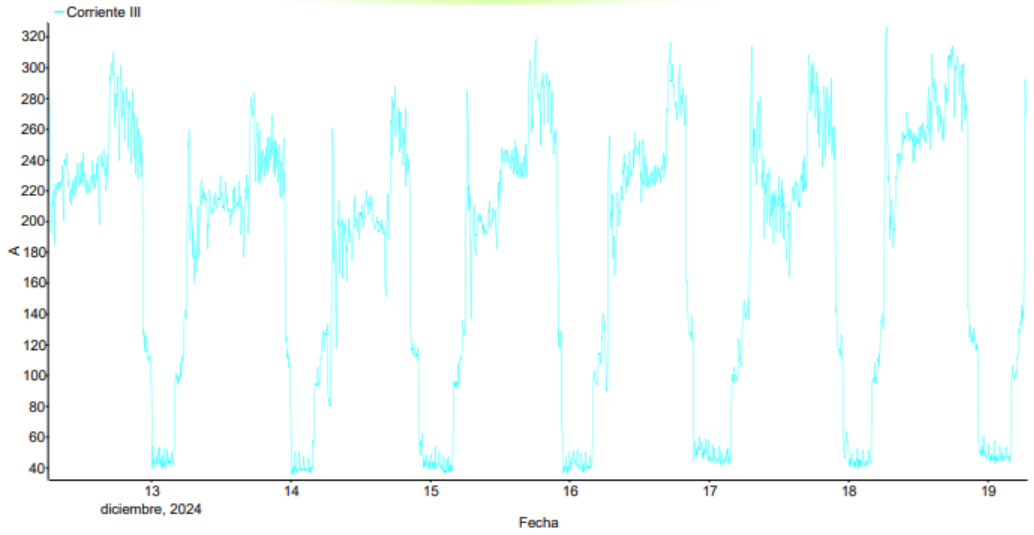
El valor máximo de la potencia reactiva inductiva superó los 7 kVar, por lo que en este momento no es un riesgo o genera afectación a la red, pero se debe realizar seguimiento regular.

El valor máximo de la potencia reactiva capacitiva superó los 5 kVar, por lo que en este momento no es un riesgo o genera afectación a la red, pero se debe realizar seguimiento regular esto ya que con el tiempo puede aumentar y generar penalizaciones.

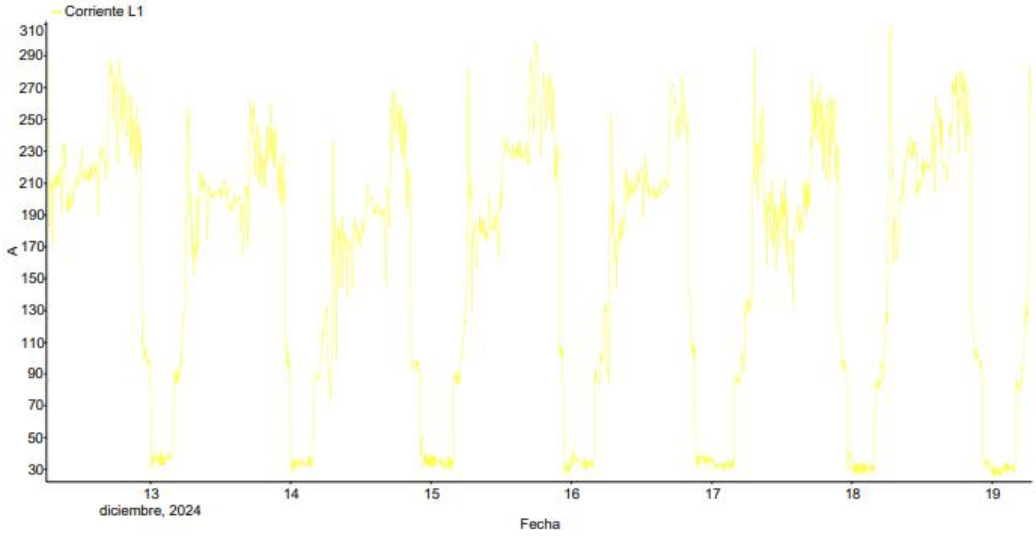


La corriente y el factor de potencia tienen una tendencia similar, teniendo corrientes pico de hasta 350 Amperios, y partiendo desde 30 Amperios.

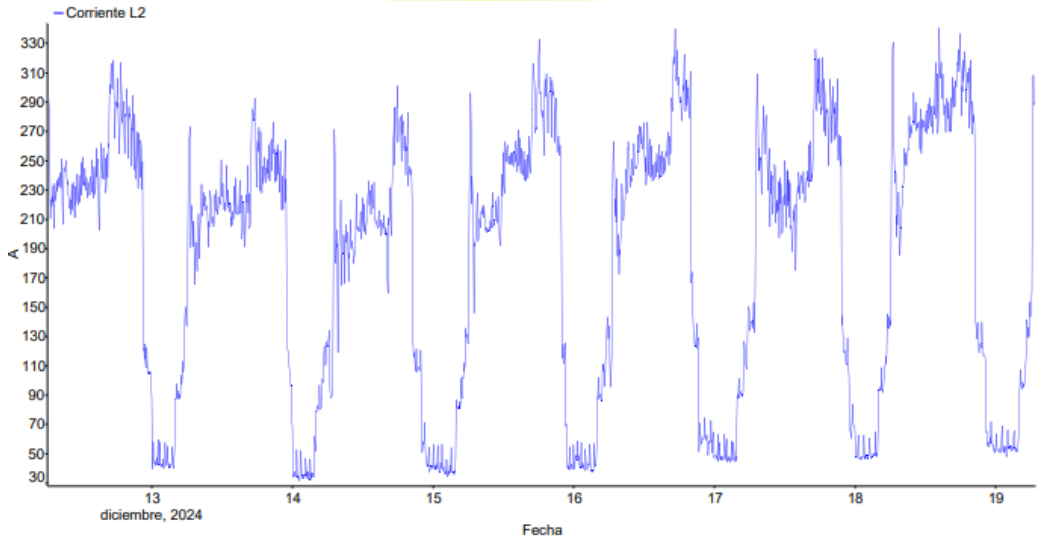
El factor de potencia se comporta con un mínimo de 0.95 hasta un máximo de -0.93 lo que nos indica que en ciertos periodos de tiempo se tienen excesos de potencia capacitiva que si bien aún no son considerables se tiene una tendencia, se debe realizar seguimiento para evitar penalizaciones por energía reactiva, así como también se debe revisar con los equipos instalados bajo esta subestación que no tengan ninguna afectación por este comportamiento.



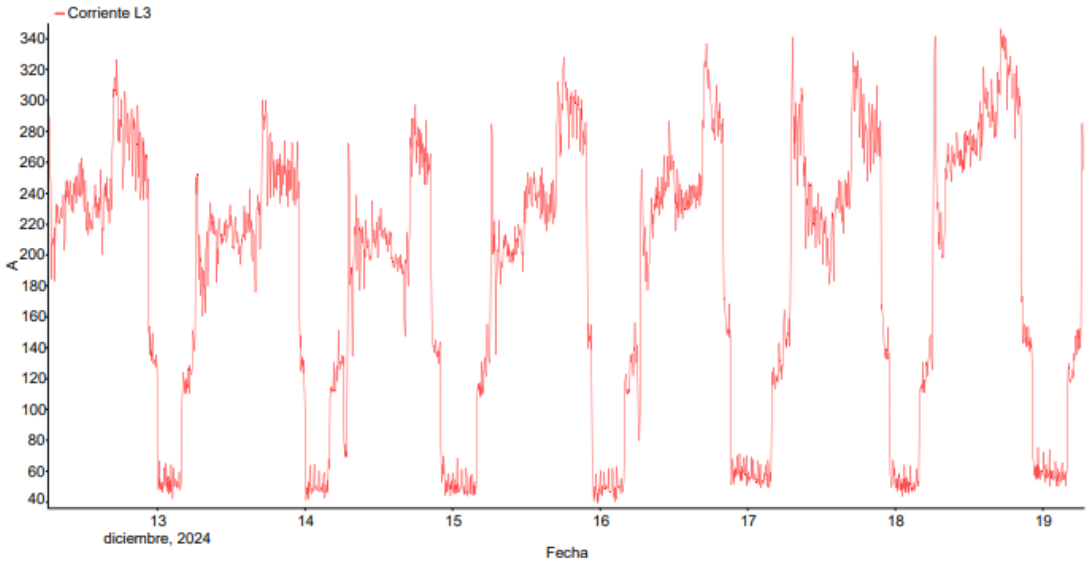
Se presentan corrientes trifásicas pico de 320 Amperios con valles desde los 40 Amperios, con una tendencia al aumento de la corriente durante el día pero principalmente en la tarde y horas de la noche.



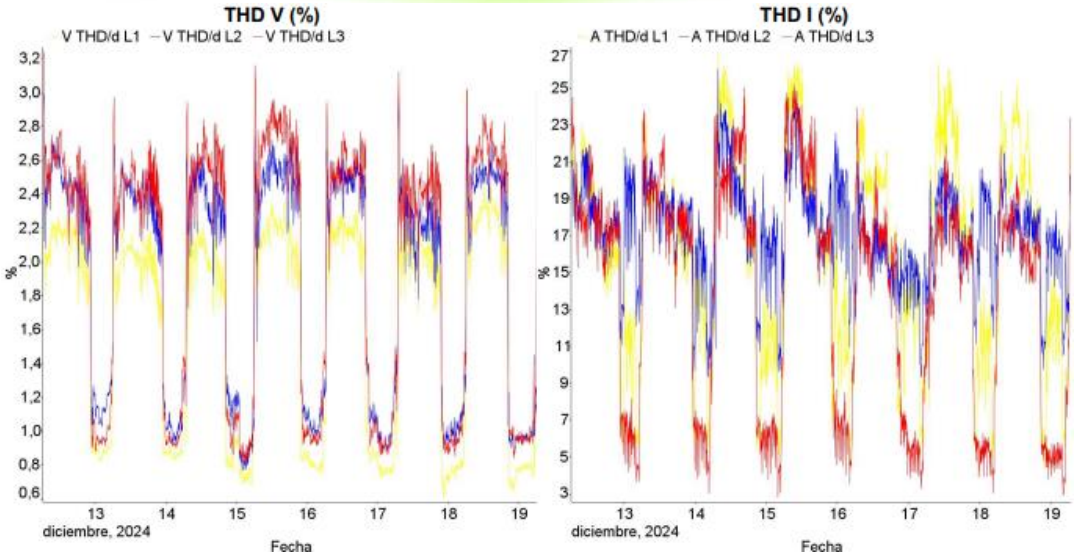
La corriente en la fase amarilla presenta picos posterior al medio día de hasta 310A aproximadamente, partiendo desde los 30A aproximadamente, se presentan picos en horas de la mañana en un periodo de tiempo corto, quizá por algún motor, bomba o compresor que trabaja en ese horario o al dar inicio a la operación del punto.



La corriente en la fase azul presenta picos posteriores al medio día de hasta 335A aproximadamente, partiendo desde los 30A aproximadamente, se presentan picos en horas de la mañana en un periodo de tiempo corto, quizá por algún motor, bomba o compresor que trabaja en ese horario o al dar inicio a la operación del punto.

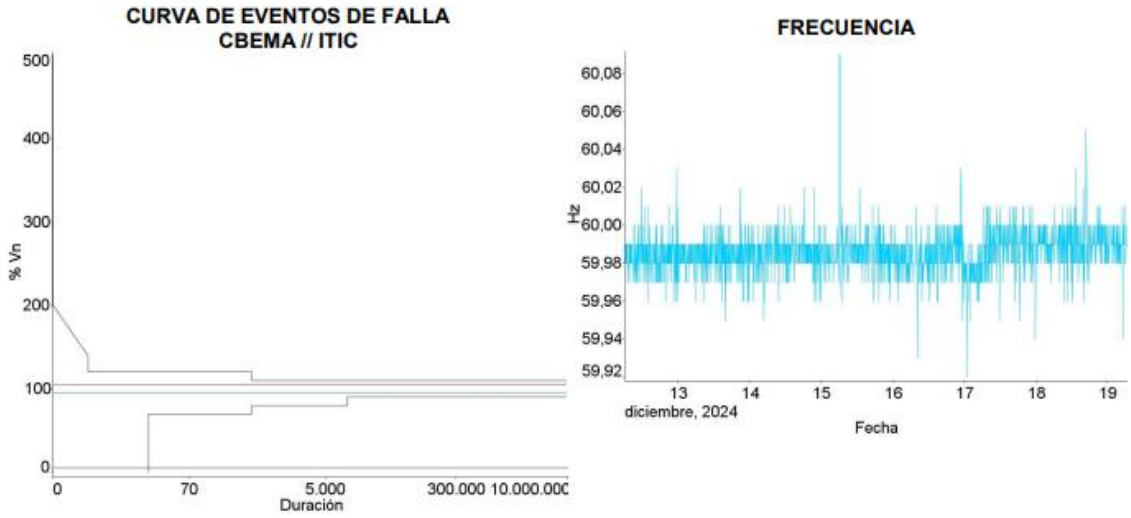


La corriente en la fase amarilla presenta picos posteriores al medio día de hasta 345A aproximadamente, partiendo desde los 40A aproximadamente, se presentan picos en horas de la mañana en un periodo de tiempo corto, quizá por algún motor, bomba o compresor que trabaja en ese horario o al dar inicio a la operación del punto.



El comportamiento del THD en tensión está dentro del rango normativo en horas donde no se tiene operación o la carga disminuye, según IEEE 519, que nos permite un 2% como máximo para dicho parámetro, pero es superado en ocasiones principalmente en la línea 2 y 3, lo que es de análisis en posibles fallas futuras, es decir, debe estar bajo supervisión semestral como recomendación para evitar que sobrepase los límites y nos implique fallas en los equipos.

El THD en corriente no está dentro del mínimo permitido de la norma IEEE 519 que marca como máximo el 8%, esto solo se cumple en horas valle de la madrugada y para la línea 3, se debe realizar seguimiento y en caso dado implementar un equipo que mitigue y controle esta variable para llegar a los parámetros que establece la norma para evitar fallas futuras.

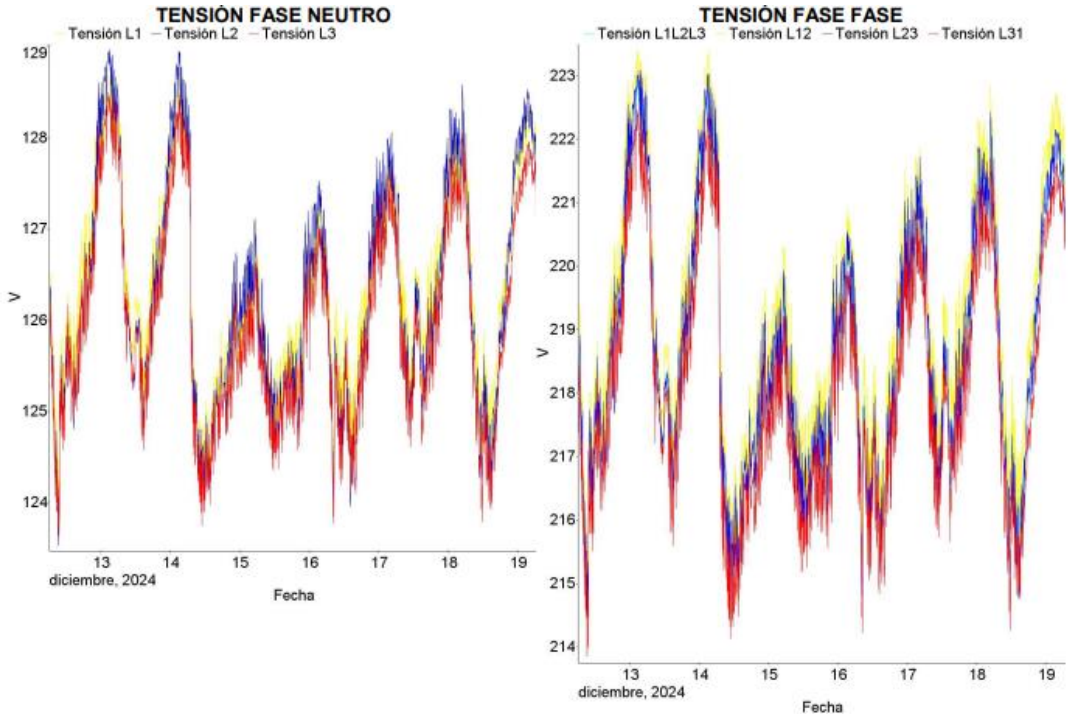


En el análisis de la curva CBEMA, vemos que no hay eventos registrados que nos permitan evidenciar alguna falla en la instalación, por tal razón, se debe estar alerta en la

notificación de fallas momentáneas o permanentes como lo son:

1. Parpadeos de iluminación.
2. Caídas de tensión que impidan arranques de equipo
3. Quema de equipos, o desgaste prematuro de vida útil

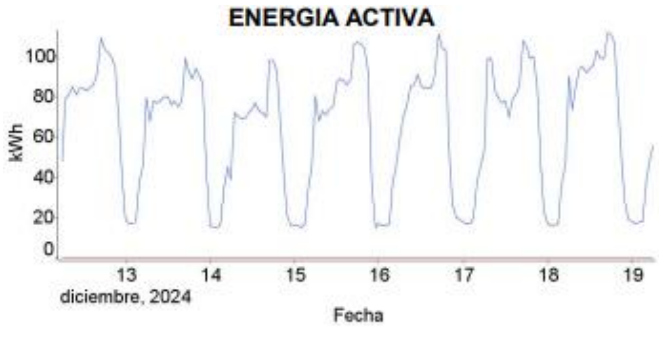
Otro hito del análisis de fallas, es el de verificar el estado de la frecuencia del suministro, la cual, según nuestra norma NTC 1340, permite valores de 59.8Hz a 60.2Hz, por lo tanto, según la medición realizada se tiene que revisar a fondo una causa acerca de estas caídas o picos en la frecuencia.

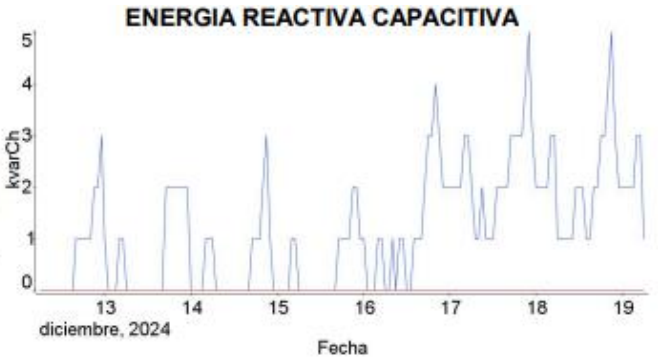


Los niveles de tensión establecidos por la norma técnica colombiana 1340 (NTC - 1340) tienen como límite superior el 110% máximo, y como límite inferior el 90%, al que puede llegar la instalación con los valores en tensión, los cuales, en nuestro caso, teniendo en cuenta que el nivel de tensión es 220/127V, tendríamos nuestro nivel inferior ubicado en 219/124V y nuestro nivel superior 239/138V.

Por lo tanto, después de verificar las tendencias de máximos y mínimos de la tensión de fase neutro, se observa que para las tres fases se tiene un mínimo de 123V y un máximo de 129V, lo que nos permite ratificar que están dentro del rango permitido, pero están cerca de presentar caídas de tensión que puedan afectar la operación de los equipos, se debe dar seguimiento y brindar revisión en el siguiente mantenimiento a esta novedad evitando un correctivo ante una falla.

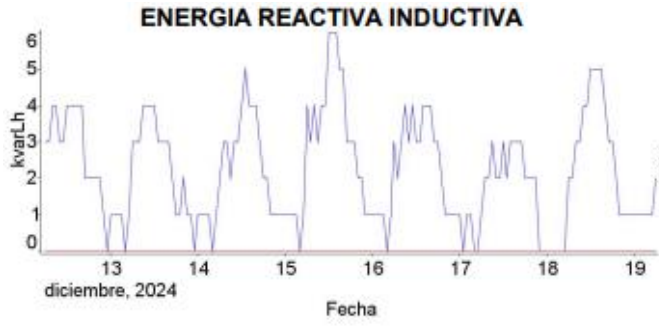
Para las tendencias de máximos y mínimos de la tensión de fase-fase, se observa que para las tres fases se tiene un mínimo de 214V y un máximo de 224V, lo que nos permite ratificar que están dentro del rango permitido.

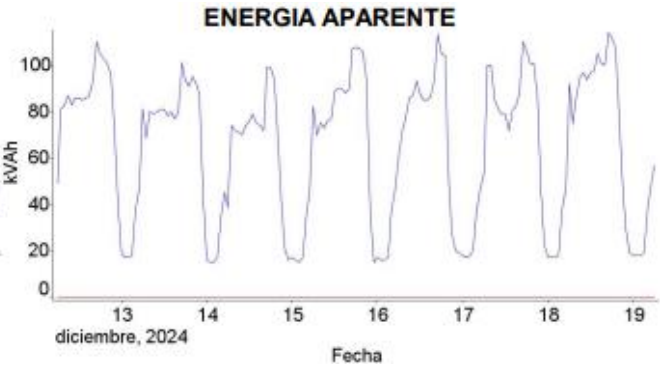




La energía activa es una referencia de la energía que se aprovechó durante la medición, por lo tanto, se tiene una validación de la medida muy lineal, cercana a los 80 kWh promedio en operación y con picos de hasta 110 kWh.

La energía reactiva capacitiva, normalmente es energía que genera la instalación con sus equipos electrónicos, bancos de condensadores, iluminación, etc, en la instalación se tiene un valor en aumento entendiendo que es por el aumento de demanda por la temporada, por lo que se debe hacer seguimiento del comportamiento general, y evaluarlo frente al cobro de energía, para saber si este valor lo están penalizando.





La relación energía activa y energía reactiva inductiva se mantuvo por debajo del 50%, teniendo en cuenta los picos, que sobrepasan los 6 kVarLh, por el momento no está muy cerca del límite, pero se debe dar seguimiento ante cambios en la instalación o en la carga para evitar posibles penalizaciones por este concepto.

La energía aparente, tiene una tendencia muy cercana a la energía activa, por lo que se ratifica la medida como una medida coherente por la forma de sus tendencias.

1.3 ESTUDIO TERMOGRÁFICO

Se realizó un estudio termográfico a los tableros principales con un equipo FLIR C2 el 11 de diciembre con la finalidad de identificar o detectar diferencias de temperatura en los componentes eléctricos, lo que facilita la identificación de conexiones deficientes, sobrecargas, desbalance de cargas, fallas potenciales que generen paradas de operación o, aún más importante, accidentes del personal en terreno.

El análisis de las termografías que se muestran a continuación fue realizado a partir de la norma "ANSI/NETA Standard for Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems" donde se hace una clasificación basada en la comparación de la temperatura del material con la temperatura ambiente. La tabla siguiente muestra la clasificación:

Diferencia de temperatura	Acción recomendada (Normativa)	Acciones técnicas
1°C-10°C (CLASIFICACIÓN 1)	Se debe hacer seguimiento y realizar revisiones básicas periódicamente	1. Verificar torque de conexiones mecánicas 2. Validar uso adecuado de cables y protecciones (Capacidades NTC 2050) 3. Verificar el área de contacto del cable, borne, punto de conexión.
11°C-20°C (CLASIFICACIÓN 2)	Se debe reparar en el próximo mantenimiento	De no mejorar el delta de temperatura a partir de las acciones técnicas de la clasificación 1. Se deben realizar las siguientes acciones: 1. Cambio de bornes y herrajería. 2. Verificar el estado de los contactos internos de las protecciones, de encontrarse deteriorados realizar el cambio de la protección 3. Si el cable está conectado a barraje directamente, seguir los lineamientos de la perforación adecuada según la NTC 2050.
21°C-40°C (CLASIFICACIÓN 3	Se debe reparar lo más pronto posible	Posterior a la implementación de las recomendaciones para las clasificaciones 1 y 2, se deben reparar las novedades encontradas lo más pronto posible.
>40°C (CLASIFICACIÓN 4)	Se debe reparar inmediatamente	Posterior a la implementación de las recomendaciones para las clasificaciones 1 y 2, se deben reparar

		las novedades encontradas de manera inmediata.

Tabla. Descripción basada en la tabla 100.18 de ANSI/NETA MTS-2011

El Estándar ANSI / NETA para Especificaciones de Pruebas de Mantenimiento para Equipo de Energía Eléctrica e instalaciones, fue desarrollado para su uso por los responsables de la operación continua de las instalaciones eléctricas existentes y equipos para guiarlos en la especificación y realización de las pruebas necesarias para garantizar que estas instalaciones y aparatos funcionen satisfactoriamente, minimizando el tiempo de inactividad y maximizando la vida útil de materiales y equipos. Este informe se realiza como medida predictiva y preventiva para asegurar el funcionamiento seguro y confiable de los sistemas y equipos eléctricos existentes.

Las pruebas de mantenimiento pueden identificar posibles áreas problemáticas antes de que se conviertan en problemas importantes que requieran mucho tiempo y costosas soluciones.

Estas variaciones entre la temperatura ambiente "*Sp1*" que se evidencian en cada imagen son las que se toman como referencia en la comparación de cada medición con respecto a los puntos medidos "*Bx1…Bxn*". Con el fin de realizar la respectiva clasificación de acuerdo al estándar "ANSI/NETA Standard for Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems" y dar un concepto o recomendación para cada caso en específico de acuerdo a lo que se registra por el equipo utilizado.

1.3.1 Conceptos Clave

1.3.1.1 Protecciones o secciones analizadas

Estas se pueden identificar por los nombres estándar "*Bx1…Bxn"* y estas están demarcadas por recuadros para delimitar la zona por analizar (Ver imagen posterior).

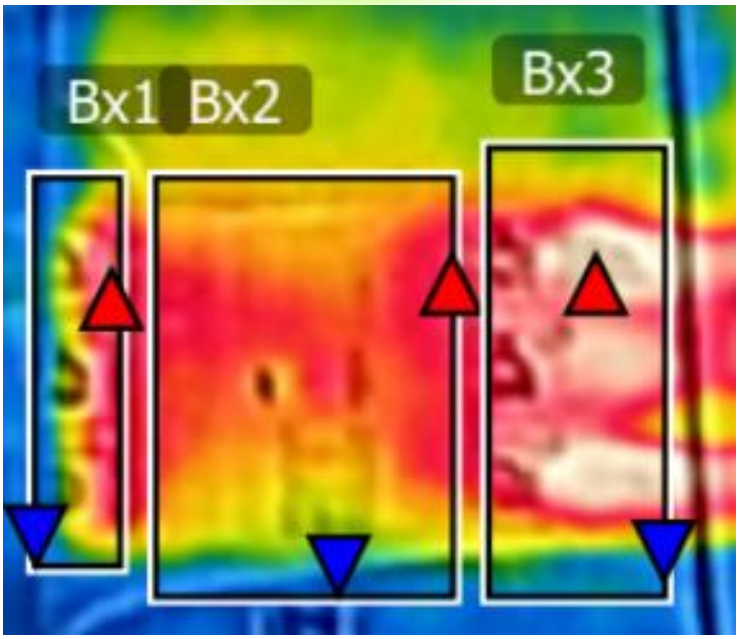


Figura. Ejemplo de Protecciones o secciones analizadas

Dentro de dichos recuadros se tienen 2 puntos resaltados en azul y rojo respectivamente, donde el punto azul representa la menor temperatura registrada dentro de dicha zona delimitada "*Bxn*" y por el contrario el punto rojo representa la máxima temperatura que se registra en la imagen termográfica. A partir de estos puntos se toman las medidas registradas en la tabla "*Medidas*" que se encuentra a costado izquierdo de las imágenes térmicas (Ver imagen posterior)

Medidas

Bx1	Max	32,8 °C
	Min	29,5 °C
	Average	30,8 °C
Bx2	Max	31,5 °C
	Min	28,7 °C
	Average	30,1 °C
Bx3	Max	30,1 °C
	Min	29,1 °C
	Average	29,6 °C
Sp1		29,1 °C

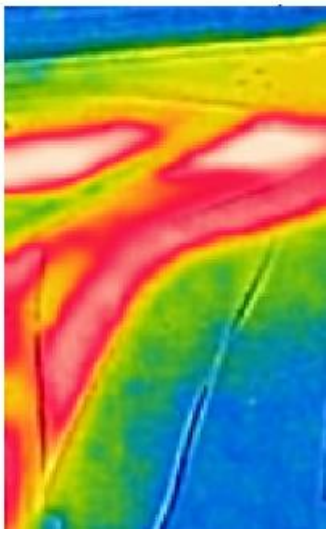


Figura. Ejemplo de Tabla Medidas

1.3.1.2 Temperatura ambiente (Sp1)

La temperatura ambiente que se utilizará en cada uno de los análisis de acuerdo a las imágenes termográficas recopiladas será la determinada por la registrada en un circuito

dentro de la termografía con el menor valor de temperatura medido, estará determinada por “Sp1” y así mismo en cada una de ellas cambia su valor debido a la distancia, el ángulo y las zonas en las cuales se enfoca la termografía. (Ver imagen posterior).

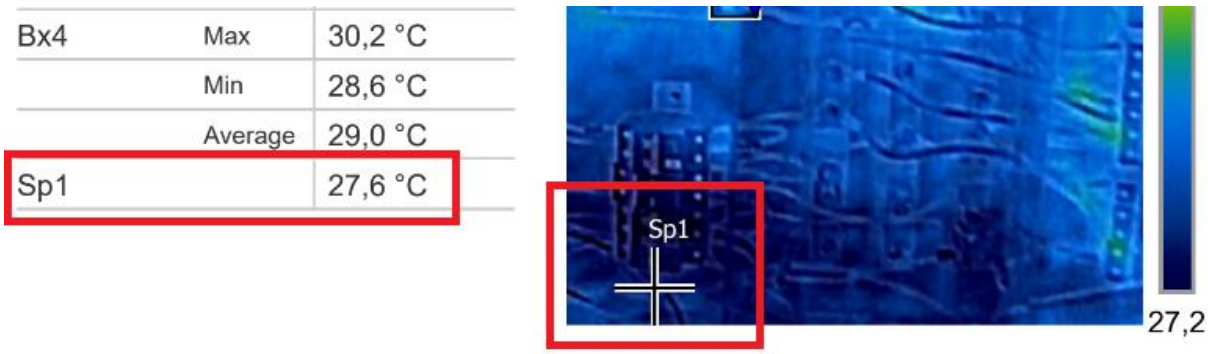


Figura. Ejemplo de Temperatura ambiente (Sp1).

Como se puede observar en la imagen anterior y bajo los recuadros color rojo, dentro de la imagen térmica se señala con una cruz y la etiqueta “*Sp1*”y al final de la tabla de “Medidas” donde se registran las temperaturas para cada protección y para cada segmento a revisar, se tiene el valor en grados °C de la temperatura ambiente para cada imagen tomada.

1.3.1.3 Imagen “normal” del circuito

En la parte inferior de cada revisión se tiene la fotografía normal del circuito o zona con el fin de contrastar qué puntos son los que se están registrando (Ver imagen posterior).



Figura. Ejemplo de imagen de tablero eléctrico visual normal

1.3.2 Cuarto Técnico #1

1.3.2.1 Tablero Principal

Medidas		
Bx1	Max	27,0 °C
	Min	22,2 °C
	Average	24,7 °C
Bx2	Max	26,4 °C
	Min	22,2 °C
	Average	24,8 °C
Bx3	Max	24,1 °C
	Min	21,8 °C
	Average	23,5 °C
Sp1		20,1 °C

Parámetros	
Emisividad	0.95
Temp. refl.	17 °C

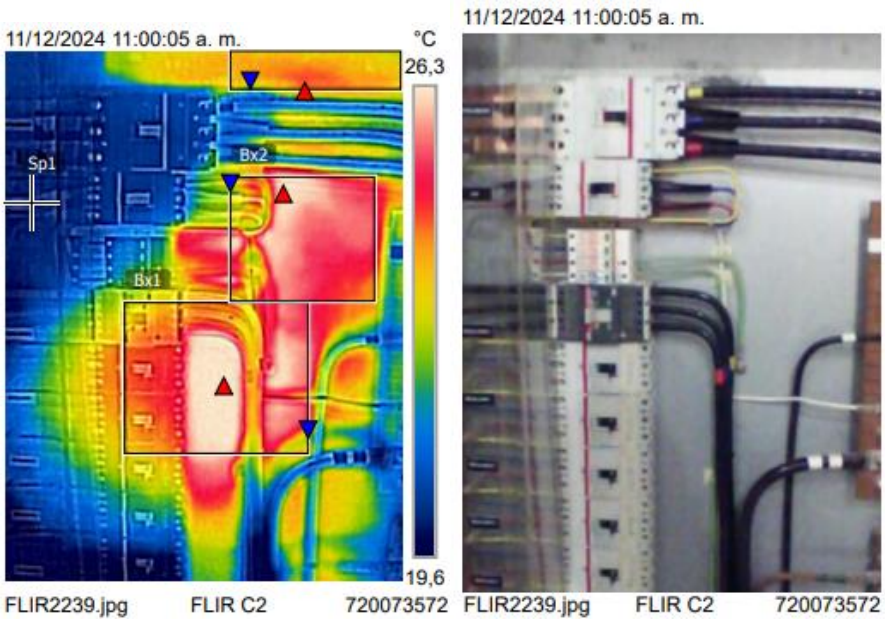


Figura. Resultados de Cuarto Técnico #1.

Las protecciones analizadas la fotografía FLIR 2239 están dentro de la clasificación 1, evaluado con la temperatura ambiente (Sp1), lo que amerita que se realice seguimiento y se tenga en cuenta si hay variación excesiva (cercano a diferencia de 10°C) para el próximo mantenimiento.

Medidas		
Bx1	Max	24,6 °C
	Min	22,2 °C
	Average	24,0 °C
Bx2	Max	27,4 °C
	Min	22,3 °C
	Average	24,6 °C
Bx3	Max	27,4 °C
	Min	21,4 °C
	Average	24,6 °C
Bx4	Max	24,2 °C
	Min	20,5 °C
	Average	23,4 °C
Bx5	Max	26,2 °C
	Min	21,2 °C
	Average	24,3 °C
Bx6	Max	25,1 °C
	Min	20,7 °C
	Average	23,5 °C
Sp1		20,3 °C

Parámetros	
Emisividad	0.95
Temp. refl.	17 °C

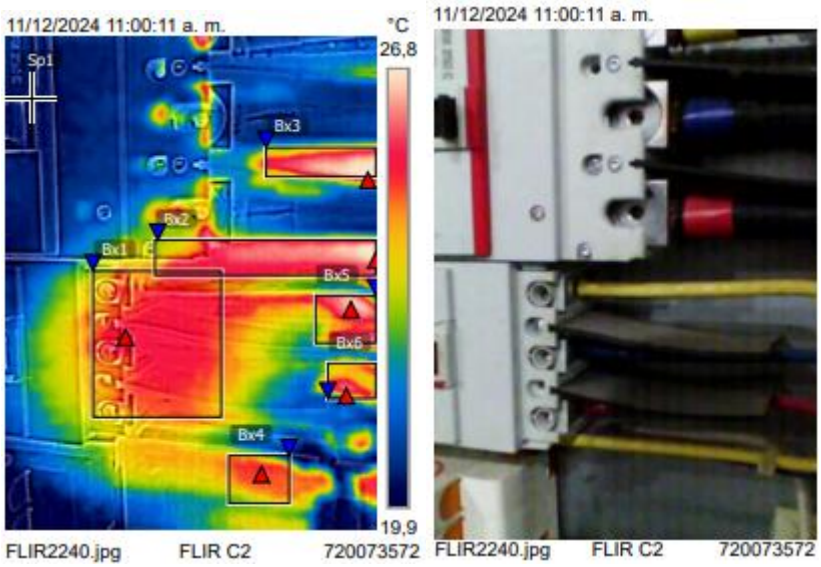


Figura. Resultados de Cuarto Técnico #1.

Las protecciones analizadas la fotografía FLIR 2240 están dentro de la clasificación 1, evaluado con la temperatura ambiente (Sp1), lo que amerita que se realice seguimiento y se tenga en cuenta si hay variación excesiva (cercano a diferencia de 10°C) para el próximo mantenimiento.

1.3.3 Cuarto técnico #2

1.3.3.1 Tablero Principal



Figura. Resultados de Cuarto Técnico #2 (Parte 1)

De acuerdo al análisis de las siguientes protecciones en la fotografía FLIR 2288, están dentro de la clasificación 1 para los puntos Bx1, Bx3 y Bx4, para los puntos Bx2 y Bx5 aplica la clasificación 2 evaluado con respecto a la temperatura ambiente (Sp1), se debe realizar en el siguiente las acciones técnicas especificadas anteriormente para los puntos identificados, pero principalmente para el punto Bx4 y Bx5.

De acuerdo al análisis de equipos en la fotografía FLIR 2289, están dentro de la clasificación 4 para los puntos Bx1 y Bx2, por lo que se deben reparar inmediatamente y realizar las acciones técnicas aplicables necesarias para dar corrección a esta novedad sin afectar la operación del usuario.

Medidas		
Bx1	Max	112,4 °C
	Min	38,5 °C
	Average	67,2 °C
Bx2	Max	76,6 °C
	Min	39,1 °C
	Average	56,9 °C
Sp1		34,3 °C

Parámetros	
Emisividad	0.95
Temp. refl.	17 °C

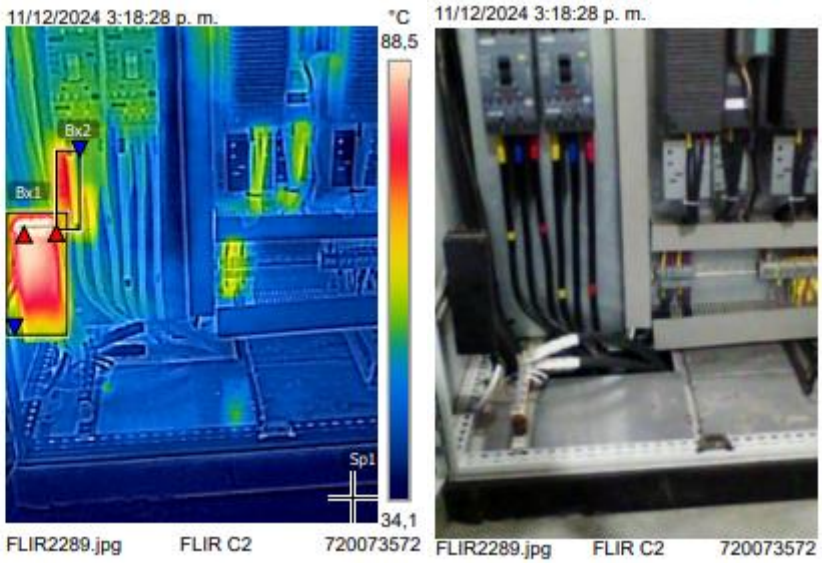


Figura. Resultados de Cuarto Técnico #2 (Parte 2)

Medidas		
Bx1	Max	46,6 °C
	Min	39,1 °C
	Average	41,4 °C
Bx2	Max	48,7 °C
	Min	38,4 °C
	Average	42,6 °C
Bx3	Max	42,0 °C
	Min	37,1 °C
	Average	40,3 °C
Bx4	Max	42,2 °C
	Min	37,2 °C
	Average	40,3 °C
Bx5	Max	45,5 °C
	Min	37,9 °C
	Average	42,1 °C
Sp1		36,3 °C

Parámetros	
Emisividad	0.95
Temp. refl.	17 °C

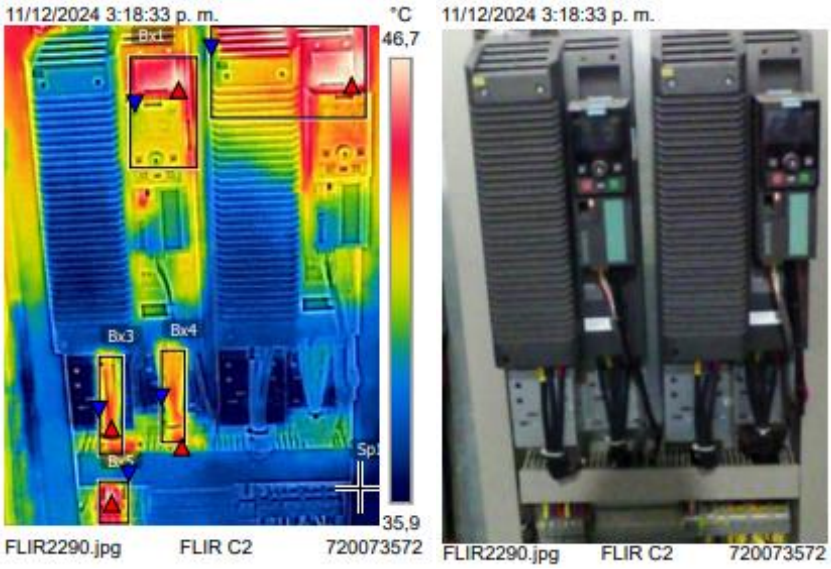


Figura. Resultados de Cuarto Técnico #2 (Parte 3)

De acuerdo al análisis de las siguientes protecciones en la fotografía FLIR 2290, están dentro de la clasificación 1 para los puntos Bx3, Bx4 y Bx5, para los puntos Bx1 y Bx2 aplica la clasificación 2 evaluado con respecto a la temperatura ambiente (Sp1), se debe realizar en el siguiente las acciones técnicas especificadas anteriormente para los puntos identificados.

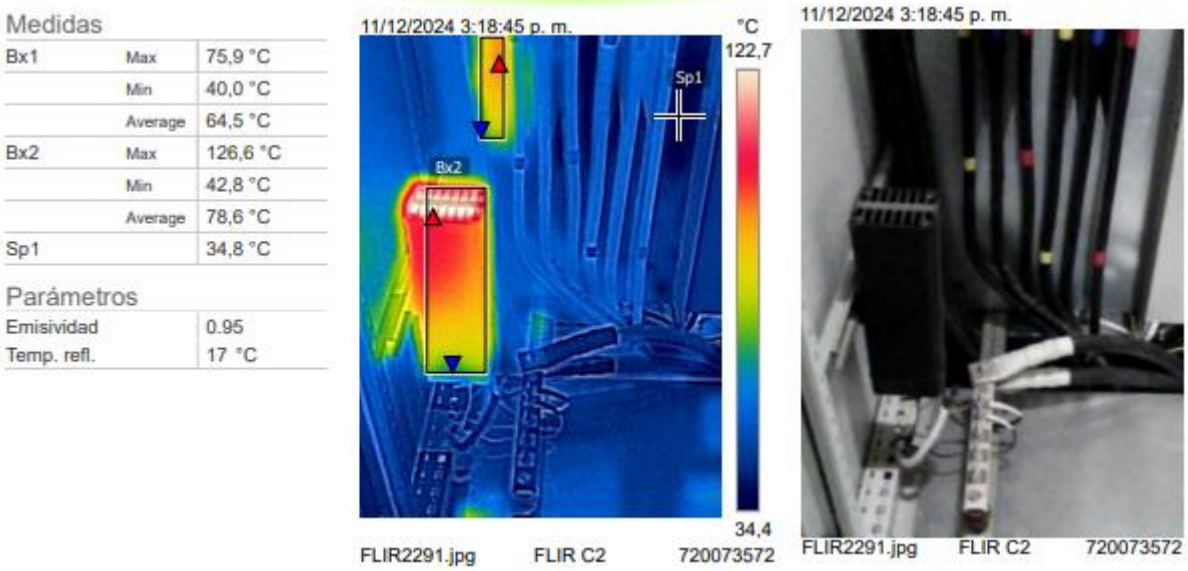


Figura. Resultados de Cuarto Técnico #2 (Parte 4)

De acuerdo al análisis de equipos en la fotografía FLIR 2291, están dentro de la clasificación 4 para el punto Bx2 y para el Bx1 clasificación 3, por lo que se deben reparar inmediatamente y realizar las acciones técnicas aplicables necesarias para dar corrección a esta novedad sin afectar la operación del usuario.

2. DIAGNÓSTICO DE OPTIMIZACIÓN DE REDES

2.1 GESTIÓN DE LA OPORTUNIDAD

El Diagnóstico de Optimización de Redes fue una actividad clave dentro del proyecto, enfocada en evaluar las redes de suministro eléctrico del Aeropuerto. Este análisis buscó identificar oportunidades para ajustar los niveles de tensión con el fin de reducir costos asociados a las tarifas de distribución, en línea con los marcos regulatorios vigentes y las mejores prácticas internacionales.

Durante esta etapa, se realizó una evaluación detallada de las condiciones técnicas de las redes eléctricas, considerando tanto la infraestructura existente como las demandas energéticas específicas de cada aeropuerto. Esto incluyó el análisis de los perfiles de consumo, la estructura tarifaria y las capacidades actuales de los transformadores y conexiones. La actividad se apoyó en herramientas avanzadas de modelado energético y simulación, que permitieron proyectar escenarios de optimización y sus respectivos beneficios.

Los resultados obtenidos en este diagnóstico sentaron las bases para determinar la factibilidad técnica y económica de realizar cambios en el nivel de tensión. Estos ajustes no solo impactarían positivamente en la reducción de costos operativos, sino que también contribuirían a la sostenibilidad de las operaciones aeroportuarias, alineándose con los objetivos estratégicos del proyecto.

A partir de lo anterior, se realizó un análisis comparativo de escenarios tarifarios con el objetivo de determinar si un incremento en el nivel de tensión podría resultar en una reducción significativa y costo-eficiencia de la tarifa de distribución.

Para el presente análisis se considerará la información de la cuenta contrato 121008744 del proveedor ENERCA, conectada a Nivel de Tensión 2 y con un consumo promedio de 98,717 kWh, debido a ser la de mayor consumo dentro del aeropuerto.

2.2 NECESIDADES TÉCNICAS

Como parte del diagnóstico de optimización de redes, se identificó la necesidad de realizar una transición del nivel de tensión de 13.2 kV (nivel 2) al nivel de tensión 34.5 kV (nivel 3). Este cambio es esencial para mejorar la capacidad y eficiencia energética del aeropuerto, optimizando la distribución y garantizando el cumplimiento de los estándares técnicos y normativos establecidos por la regulación colombiana. La intervención técnica se divide en tres componentes clave:

En primer lugar, se instalará una nueva celda de media tensión para operar a 34.5 kV. Esta celda, diseñada con tecnología en gas SF6, será integrada al tren de celdas existente, lo que asegura una transición armónica con la infraestructura actual. Para cumplir con los requisitos normativos establecidos por la Resolución CREG 038, la celda incluirá transformadores de corriente y transformadores de potencial, esenciales para garantizar

mediciones precisas y el correcto funcionamiento del sistema eléctrico. Además, se instalarán dos medidores adaptados al nuevo nivel de tensión, que permitirán registrar los consumos energéticos conforme a las exigencias regulatorias. Este proceso no solo moderniza el sistema de medición, sino que también asegura la interoperabilidad de la nueva celda con los equipos existentes.

La gestión ante ENERCA, el operador de red local, constituye el segundo eje de la intervención. Este paso es crucial, ya que implica la aprobación técnica y administrativa del cambio de nivel de tensión. En esta etapa, se elaborará un proyecto técnico detallado que incluirá planos, cálculos de ingeniería y especificaciones técnicas que respalden la viabilidad del cambio. Posteriormente, ENERCA ejecutará las maniobras necesarias para llevar a cabo la transición, siguiendo estrictos protocolos de seguridad y operatividad. Una vez culminado el procedimiento técnico, se procederá a la legalización del servicio, lo que permitirá actualizar la conexión del aeropuerto al nuevo nivel de tensión en los registros oficiales del operador de red.

Finalmente, el proyecto contempla el retiro de la medida actual que opera en 13.2 kV y la adecuación de la acometida eléctrica para garantizar el suministro desde la salida del transformador al nivel de 34.5 kV. Este paso incluye el desmonte de los equipos de medición existentes, que serán retirados cuidadosamente para evitar cualquier interrupción en el suministro eléctrico. Posteriormente, se deberán realizar las adaptaciones necesarias en la acometida para asegurar su compatibilidad con los requerimientos técnicos del nuevo nivel de tensión.

La transición al nivel de tensión de 34.5 kV permitirá al aeropuerto optimizar su sistema de distribución eléctrica, reducir pérdidas de energía y mejorar la estabilidad del suministro. Este proyecto no solo representa un avance técnico significativo, sino que también refuerza la sostenibilidad y eficiencia operativa del aeropuerto, preparándolo para satisfacer las crecientes demandas energéticas de sus operaciones futuras.

2.3 RENTABILIDAD ESTIMADA

El modelo económico desarrollado para el proyecto de cambio de nivel de tensión en el Aeropuerto El Alcaravan considera varios factores clave para evaluar su viabilidad financiera. Como punto de partida, se utilizaron las tarifas promedio para 2024 de ENERCA, diferenciadas por nivel de tensión 2 y nivel 3. Estas tarifas, ajustadas a una tendencia de incremento del 5% anual, reflejan el comportamiento histórico del mercado en los últimos cinco años. Este ajuste permite proyectar los costos energéticos durante los 20 años de vida útil del proyecto.

El consumo promedio anual de la cuenta, identificado en el diagnóstico previo, se utilizó como base para estimar la demanda inicial. Este consumo se incrementará a una tasa del 4% anual, acorde con las tendencias nacionales de crecimiento en la demanda eléctrica. Este factor es crucial, ya que permite reflejar el impacto de un uso creciente de la infraestructura aeroportuaria en los costos y beneficios proyectados del proyecto.

Asimismo, los costos de mantenimiento se calcularon como un 0.5% anual del CAPEX, un estándar que asegura la sostenibilidad operativa del sistema eléctrico durante su vida útil.

El CAPEX, estimado por el equipo técnico, incluye todos los costos necesarios para llevar el proyecto a cabo: diseño, adquisición de equipos, instalación, adecuaciones técnicas, y gestión ante ENERCA. Este monto fue considerado como la inversión inicial para calcular indicadores financieros como el Payback y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Parámetro	Unidad	Dato
Incremento del precio de energía	%	6%
CAPEX	COP	$ 500,000,000
OPEX ANUAL	COP	$ 2,500,000
Tarifa D Actual (Nivel 2)	COP/kWh	$ 174.15
Tarifa D Nueva (Nivel 3)	COP/kWh	$ 74.20
Contribución	-	NO
Consumo Promedio Mensual	kWh / mes	98,717

Tabla. Parámetros de Simulación

El análisis financiero muestra que el proyecto permitirá una reducción significativa de costos en el suministro eléctrico, gracias a la diferencia tarifaria entre los niveles de tensión 2 y 3. Este ahorro acumulado, sumado a los beneficios derivados del incremento de la eficiencia y la menor incidencia de pérdidas energéticas, permitirá recuperar la inversión inicial (Payback) en un periodo de únicamente 3.7 años. Además, la TIR del proyecto se estima en niveles que superan el costo de capital promedio, dando como resultado 33.4%, confirmando su viabilidad y atractivo financiero.

2.4 MODELO FINANCIERO

Año	Consumo Energía Sede	Tarifa energía de la red	Tarifa Contribución	Costo actual de Distribución	Tarifa Energía Nuevo NT	Tarifa Contribución	Nuevo costo de Distribución	Ahorro Total	Flujo de caja acumulado
0									-$ 500,000,000
1	1,184,604	$ 174.2	$ 0.0	$ 206,298,787	$ 74	$ 0	$ 87,897,617	$ 118,401,170	-$ 381,598,830
2	1,231,988	$ 184.6	$ 0.0	$ 227,423,782	$ 78.7	$ 0	$ 96,898,333	$ 130,525,450	-$ 251,073,381
3	1,281,268	$ 195.7	$ 0.0	$ 250,711,978	$ 83.4	$ 0	$ 106,820,722	$ 143,891,256	-$ 107,182,125
4	1,332,518	$ 207.4	$ 0.0	$ 276,384,884	$ 88.4	$ 0	$ 117,759,164	$ 158,625,720	$ 51,443,595
5	1,385,819	$ 219.9	$ 0.0	$ 304,686,696	$ 93.7	$ 0	$ 129,817,702	$ 174,868,994	$ 226,312,589
6	1,441,252	$ 233.1	$ 0.0	$ 335,886,614	$ 99.3	$ 0	$ 143,111,035	$ 192,775,579	$ 419,088,168
7	1,498,902	$ 247.0	$ 0.0	$ 370,281,403	$ 105.3	$ 0	$ 157,765,605	$ 212,515,798	$ 631,603,966
8	1,558,858	$ 261.9	$ 0.0	$ 408,198,219	$ 111.6	$ 0	$ 173,920,803	$ 234,277,416	$ 865,881,382
9	1,621,212	$ 277.6	$ 0.0	$ 449,997,717	$ 118.3	$ 0	$ 191,730,293	$ 258,267,423	$ 1,124,148,806
10	1,686,061	$ 294.2	$ 0.0	$ 496,077,483	$ 125.4	$ 0	$ 211,363,475	$ 284,714,007	$ 1,408,862,813
11	1,753,503	$ 311.9	$ 0.0	$ 546,875,817	$ 132.9	$ 0	$ 233,007,095	$ 313,868,722	$ 1,722,731,535
12	1,823,643	$ 330.6	$ 0.0	$ 602,875,901	$ 140.9	$ 0	$ 256,867,022	$ 346,008,879	$ 2,068,740,414
13	1,896,589	$ 350.4	$ 0.0	$ 664,610,393	$ 149.3	$ 0	$ 283,170,205	$ 381,440,188	$ 2,450,180,602
14	1,972,453	$ 371.4	$ 0.0	$ 732,666,497	$ 158.3	$ 0	$ 312,166,834	$ 420,499,663	$ 2,870,680,266
15	2,051,351	$ 393.7	$ 0.0	$ 807,691,546	$ 167.8	$ 0	$ 344,132,717	$ 463,558,829	$ 3,284,239,095
16	2,133,405	$ 417.4	$ 0.0	$ 890,399,161	$ 177.8	$ 0	$ 379,371,908	$ 511,027,253	$ 3,795,266,348
17	2,218,741	$ 442.4	$ 0.0	$ 981,576,035	$ 188.5	$ 0	$ 418,219,591	$ 563,356,444	$ 4,358,622,791
18	2,307,491	$ 468.9	$ 0.0	$ 1,082,089,421	$ 199.8	$ 0	$ 461,045,277	$ 621,044,144	$ 4,979,666,935
19	2,399,790	$ 497.1	$ 0.0	$ 1,192,895,378	$ 211.8	$ 0	$ 508,256,314	$ 684,639,064	$ 5,664,305,999
20	2,495,782	$ 526.9	$ 0.0	$ 1,315,047,864	$ 224.5	$ 0	$ 560,301,760	$ 754,746,104	$ 6,419,052,103

Tabla. Resultados de Modelo Económico.

3. EVALUACIÓN DE OPTIMIZACIÓN TARIFARIA

La evaluación de optimización tarifaria se centró en identificar oportunidades de mejora y negociación dentro de los mercados regulado y no regulado, con el objetivo de maximizar la eficiencia económica de las cuentas contrata asociada al aeropuerto. Este análisis incluyó un enfoque detallado en los aspectos técnicos, contractuales y regulatorios de cada cuenta, ofreciendo recomendaciones específicas que consideran tanto el contexto normativo vigente como las condiciones particulares de cada frontera eléctrica.

Para llevar a cabo esta actividad, se realizó una revisión exhaustiva de las cuentas de contrato suministradas por el cliente, evaluando el nivel de tensión, los consumos energéticos y los sistemas de medida asociados. Este proceso fue clave para determinar las oportunidades de normalización y para identificar las barreras técnicas y administrativas que podrían influir en la migración de fronteras hacia un mercado más favorable. Adicionalmente, se tuvo en cuenta la resolución CREG 038 de 2014, que regula los sistemas de medida en Colombia, garantizando que todas las propuestas cumplieran con los estándares de medición y reporte establecidos por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

El análisis se estructuró en torno a cinco factores fundamentales:

1. Consumo energético: Se evaluó el consumo mensual de cada frontera eléctrica, identificando casos con consumos nulos o bajos, menores a 2.000 kWh/mes, que no suelen ser atractivos para los comercializadores en el mercado regulado. Asimismo, se identificaron fronteras con consumos superiores a 55.000 kWh/mes, las cuales cumplen con los requisitos para migrar al mercado no regulado, donde podrían beneficiarse de tarifas más competitivas.
2. Sistema de medida: Se analizaron las modalidades de adquisición de equipos de medición de energía (comodato, alquiler o venta), considerando los costos y beneficios asociados. Este factor fue crucial para garantizar la normalización de la medición en las fronteras que aún no cumplen con los requisitos de calibración y medición en cuatro cuadrantes establecidos por la normativa.
3. Alcance del mercado: Se revisó la capacidad operativa de los comercializadores de energía dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN), asegurando que los agentes seleccionados tuvieran cobertura la ubicación del aeropuerto.
4. Clasificación de usuarios: Se consideró la tipología de los usuarios (oficiales, comerciales, residenciales, entre otros), así como su actividad económica y perfil de consumo. En particular, se identificaron fronteras con potencial para clasificar como usuarios no regulados, lo que permitiría negociar tarifas más favorables.
5. Cantidad de fronteras: Este factor fue determinante en las negociaciones contractuales, ya que una mayor concentración de fronteras eléctricas dentro de una misma región ofrece ventajas económicas para los comercializadores y mejora las condiciones de negociación para el cliente.

En conjunto, estos elementos proporcionaron un panorama integral sobre las oportunidades de optimización tarifaria, permitiendo diseñar estrategias personalizadas para cada cuenta de energía. Las recomendaciones resultantes ofrecen un equilibrio entre cumplimiento normativo, eficiencia económica y viabilidad técnica, sentando las bases para una gestión energética más sostenible y eficiente.

3.2 MODALIDADES DE CONTRATACIÓN

En este mercado se tienen las siguientes modalidades de contratación como también de adquisición de equipos:

Los contratos de suministro de energía eléctrica en el mercado regulado suelen establecer un periodo mínimo de vinculación de un año con un comercializador determinado. No obstante, al optar por modalidades contractuales como el comodato o el alquiler de equipos, con el fin de cambiar de comercializador o de mercado, se suelen pactar cláusulas de permanencia que pueden extenderse hasta un plazo máximo de cinco años.

En caso de resolución anticipada del contrato, se aplicarán penalizaciones calculadas en función del tiempo de permanencia, las cuales incluyen la amortización de los equipos cedidos en comodato o alquilados, así como los costos de instalación y puesta en marcha asumidos por el proveedor.

Lo anteriormente dicho no excluye a la modalidad contractual de venta, sin embargo, en la modalidad de venta hay una inversión por parte de usuario final y por ende los costos de penalización de salidas disminuyen drásticamente dado que el comercializador de energía habrá invertido únicamente en costos de instalación.

- Comodato: El comodato es una Modalidad de adquisición en el que el comercializador de energía entrega al usuario final el equipo de medición de energía para que lo use de manera gratuita durante un tiempo determinado. Al finalizar este periodo, el usuario final debe devolver el equipo de medición de energía en las mismas condiciones en que lo recibió, salvo el desgaste natural por el uso.
- Alquiler: El alquiler es una Modalidad de adquisición en el que el comercializador de energía entrega al usuario final el equipo de medición de energía para que lo use, sin embargo, tendrá una tarifa fija que se cobrará de manera mensual por el uso de ese equipo. El comercializador se encarga de todas las tareas relacionadas con el equipo, incluyendo mantenimiento y reparaciones, al finalizar este periodo, el usuario final debe devolver el equipo de medición de energía en las mismas condiciones en que lo recibió, salvo el desgaste natural por el uso.
- Venta: La venta es una Modalidad de adquisición en el que el comercializador de energía vende al usuario final el equipo de medición de energía para que lo use, esto implica la calibración de equipos este en perfectas condiciones. El usuario final se encarga de todas las tareas relacionadas con el equipo, incluyendo mantenimiento y reparaciones.

Se analizaron las oportunidades para las cuentas contrato relacionadas a continuación. Debido a las condiciones y experiencia del mercado de Vertebra Soluciones, solo tiene oportunidad la frontera 121008744 debido a su nivel de consumo.

Cuenta Contrato	Nivel de tensión	OR	Titular de cuenta	Consumo Promedio
120045112	NIVEL 1 < 1kV	ENERCA	AEROCIVIL	1,785
121008744	NIVEL 2 > 1kV < 30kV	ENERCA	AEROCIVIL	98,717
459820726	NIVEL 1 < 1kV	ENERCA	AEROCIVIL	-

Tabla. Cuentas contrato de Aeropuerto.

3.3 RESULTADOS DE LA PROYECCIÓN – MERCADO REGULADO

Según nuestra evaluación para el mercado regulado, BIA ENERGY y VATIA se posicionan como líderes en cuanto a volatilidad tarifaria, experiencia del agente comercial, gestión de la relación y extensión de la red de distribución. NEU ENERGY, por su parte, también se encuentra entre las opciones más destacadas. Sin embargo, se recomienda que ante un panorama energético complejo y sujeto a constantes cambios, la recomendación de un cambio de mercado en junio de 2025.

Se proyectan las tarifas a partir de históricos en las mismas, pero que de igual manera se debe tener en cuenta que son muchos los factores que influyen en la determinación del costo unitario de energía, ya que la afectación en algún componente del mismo puede repercutir significativamente en el valor final, es por ello que los valores desde 2023 se tienen fluctuaciones entre meses considerables y sin un comportamiento marcado, pero que a nivel general y en promedio las tarifas de energía siempre tienden a aumentar, es por ello que en los valores proyectados a 2025 se tiene el valor medio y de acuerdo al límite de confianza se tiene en promedio de $200 tanto para el valor superior como inferior, esto debido a las variaciones presentadas en los meses anteriores que afectan el modelo analítico.

Los contratos de suministro de energía eléctrica en el mercado regulado suelen establecer un periodo mínimo de vinculación de un año con un comercializador determinado. No obstante, al optar por modalidades contractuales como el comodato o el alquiler de equipos, con el fin de cambiar de comercializador o de mercado, se suelen pactar cláusulas de permanencia que pueden extenderse hasta un plazo máximo de cinco años. En caso de resolución anticipada del contrato, se aplicarán penalizaciones calculadas en función del tiempo de permanencia, las cuales incluyen la amortización de los equipos cedidos en comodato o alquilados, así como los costos de instalación y puesta en marcha asumidos por el proveedor.

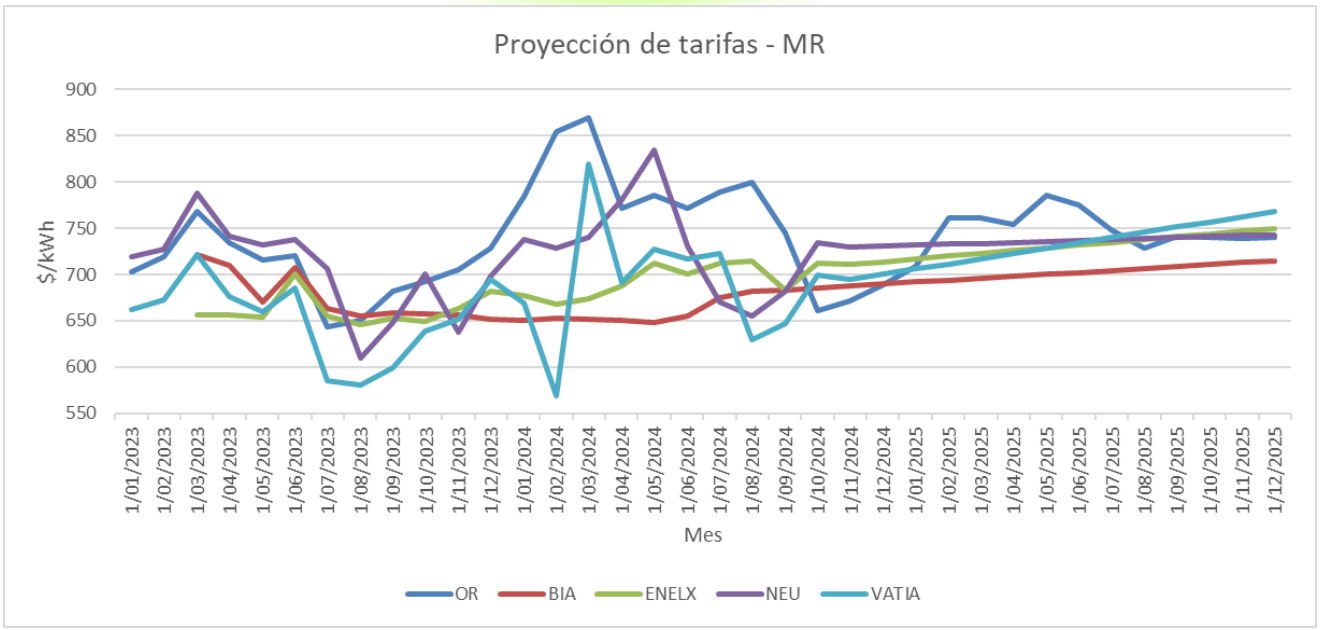


Figura. Proyección de tarifas en Mercado ENERCA NT2

Teniendo en cuenta lo anterior se proyectan los ahorros anuales por comercializador de energía:

Comercializador	Neu	Bia Energy	Enel X	Vatia	Enertotal
Ahorro anual estimado	$47,422,830	$58,397,228	$81,946,332	$49,725,917	$ 0

Tabla. Proyección ahorro en Mercado Regulado.

Estos valores están sujetos a la fecha de ingreso de la frontera, fluctuaciones en el mercado de energía o de los mismos comercializadores que puedan afectar la tarifa de energía publicada, todo ello bajo la normativa vigente.

3.3 RESULTADOS DE LA PROYECCIÓN – MERCADO NO REGULADO

Para el Mercado No Regulado lo principal es cumplir con los requerimientos para acceder al mismo, para ello se debe tener una cuenta que tenga un consumo superior a 55.000kWh/mes o 0.1MW de carga instalada, es por ello que en este momento la cuenta contrato 214798107 podría acceder a este mercado.

Partiendo de la aclaración anterior, para este mercado se tienen diferentes tipos de negociaciones y varían entre agentes, condiciones del mercado, condiciones de la instalación, mercado, etc. debido a que son contratos bilaterales, sin embargo, para todos los escenarios siempre se negocian los mismos 2 componentes del costo unitario de energía C (Comercialización) y G (Generación), en estos componentes es donde radica la negociación, esto ya que los demás los establece el mercado de energía y la normativa

colombiana.

En este caso se deben tener de igual manera bastantes variables a tener en cuenta durante la negociación para tener un precio de energía competitivo, variables cómo:

- Índice de referencia para indexación
- Mes de referencia para indexación
- Duración del contrato
- Cantidad de energía a negociar (Teniendo en cuenta el comportamiento del consumo horario)
- Precio de la "G" Generación
- Precio de la "C" Comercialización
- Precio de bolsa

Dando alcance a las variables mencionadas a tener en cuenta, relacionamos el comportamiento atípico que se tuvo este año en el precio de bolsa a comparación de los años anteriores, esto con el fin de exponer la recomendación e importancia de negociar un precio fijo en el componente "G" Generación ya que en esta variable es donde se tiene el mayor impacto en la tarifa para este tipo de negociaciones.

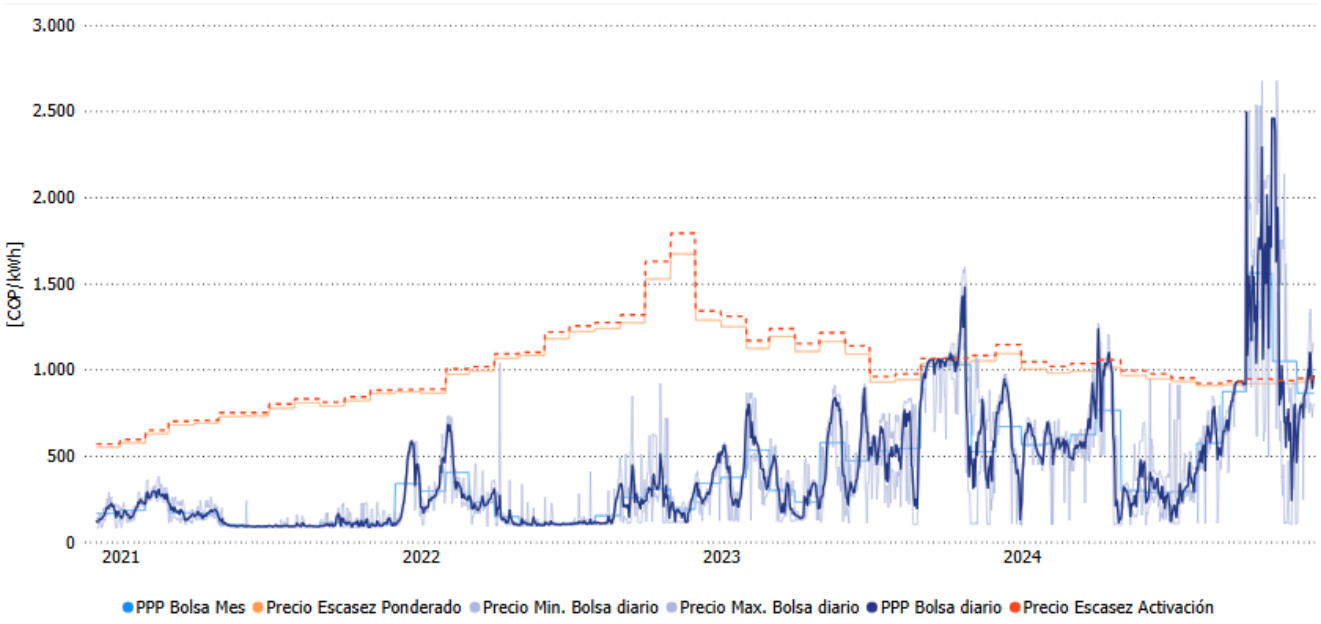


Figura. Comportamiento de Precio Bolsa de Energía.

En octubre de 2024 el Precio promedio ponderado fue de 1.049,46 $/kWh siendo este valor mayor en un 2,14% respecto al mismo mes del año 2023 (1.027,52 $/kWh); En Noviembre de 2024 el Precio promedio ponderado fue de 1.560,49 $/kWh siendo este valor mayor en más de un 100% respecto al mismo mes del año 2023 (523,28 $/kWh) y para el mes de diciembre (mes en curso) el Precio promedio ponderado actual es de 830,35 $/kWh siendo este valor menor en un 12,17% respecto al mismo mes del año 2023 (639,67 $/kWh)

Además, las condiciones de hidrología y climatología influyen significativamente en este precio, dado que la matriz energética del país depende en un 70% de la disponibilidad hídrica. Las predicciones de diferentes agencias, que actualmente apuntan a una probabilidad de lluvia del 57%, son esenciales para anticipar Variaciones en la generación hidroeléctrica y su impacto en los costos del mercado, reforzando la necesidad de un análisis continuo y adaptativo.

3.3.1 Contratación con Tarifa Fija

Estos contratos establecen un precio fijo de "G" Generación y "C" Comercialización durante un período determinado. Se comparten algunos ejemplos de cómo se tendrá su comportamiento de estos componentes para este tipo de contratación a precio fijo de G+C.

	PRESTADOR 1		
AÑOS	**G**	**C**	**G+C**
2025	$390	$10	$400
2026	$343	$9	$352
2027	$341	$9	$350
	$358	**$9**	$367

Tabla. Ejemplo de Tarifas para Prestador 1.

	PRESTADOR 2		
AÑOS	**G**	**C**	**G+C**
2025	$370	$10	$380
2026	$370	$10	$380
2027	$345	$10	$355
	$362	**$10**	$372

Tabla. Ejemplo de Tarifas para Prestador 2.

3.3.2 Contratación con Tarifa Mixta

Estos contratos establecen un precio variable "G" Generación, lo que implica tener un porcentaje en precio fijo y otro porcentaje directamente ligado al precio de energía en la bolsa, y para la "C" Comercialización un precio fijo. A continuación, se comparten algunos ejemplos de cómo se tendrá su comportamiento de estos componentes para este tipo de

contratación:

	Precio Fijo G		Precio en Bolsa G		Compon. C
AÑOS	**%**	**Valor**	**%**	**Valor**	**Valor**
2025	70	$390	30	Proyectado	$10
2026	80	$343	20	Proyectado	$9
2027	90	$ 341	10	Proyectado	$9

Tabla. Ejemplo de Tarifas Mixtas.

3.3.3 Potencial de Ahorro

En ambas modalidades de contratación se tienen cláusulas o límites adicionales que tal cómo se mencionó anteriormente dependen de cada contrato en específico. Por lo general se utilizan estos tipos de contrato de “Pague lo consumido” y “Pague lo demandado”.

En el contrato “Pague lo consumido” no se tiene un límite de consumo bajo el cual mantienen la tarifa, por lo que el usuario puede consumir toda la energía que requiera y la tarifa se va a mantener.

Por otra parte, para el contrato “Pague lo demandado” por lo general se establece un límite de consumo bajo el cual la tarifa se mantiene, sin embargo, al superar este consumo horario o mensualmente la tarifa puede tener variaciones en su valor final.

Dada la volatilidad actual del mercado energético, caracterizada por la estrecha relación entre la generación hidroeléctrica y las condiciones climáticas, se recomienda realizar un cambio de mercado en junio de 2025. Se presenta como una medida prudente y estratégica para garantizar la estabilidad y competitividad en el mediano y largo plazo.

Para garantizar que las tarifas se mantengan competitivas y se ajusten a las fluctuaciones del mercado, se recomienda indexar las tarifas al Índice de Precios al Productor (IPP). El IPP refleja los cambios en los costos de producción, lo que permite un ajuste más preciso de las tarifas a las condiciones reales del mercado.

El índice de referencia propuesto es el mes de noviembre de 2024, este índice podrá ir cambiando a medida que pase el tiempo y se pueda establecer un mes de referencia. Al considerar todas estas condiciones y estimar valores de mercado para una estimación de ahorros por cambio de mercado, se tienen las siguientes condiciones para la proyección:

- Consumo promedio de 98,717kWh/mes
- Precio regulado promedio de 264 $/kWh
- Indexación con IPP
- G+C precio fijo promedio para 2025 de 384,72 $/kWh

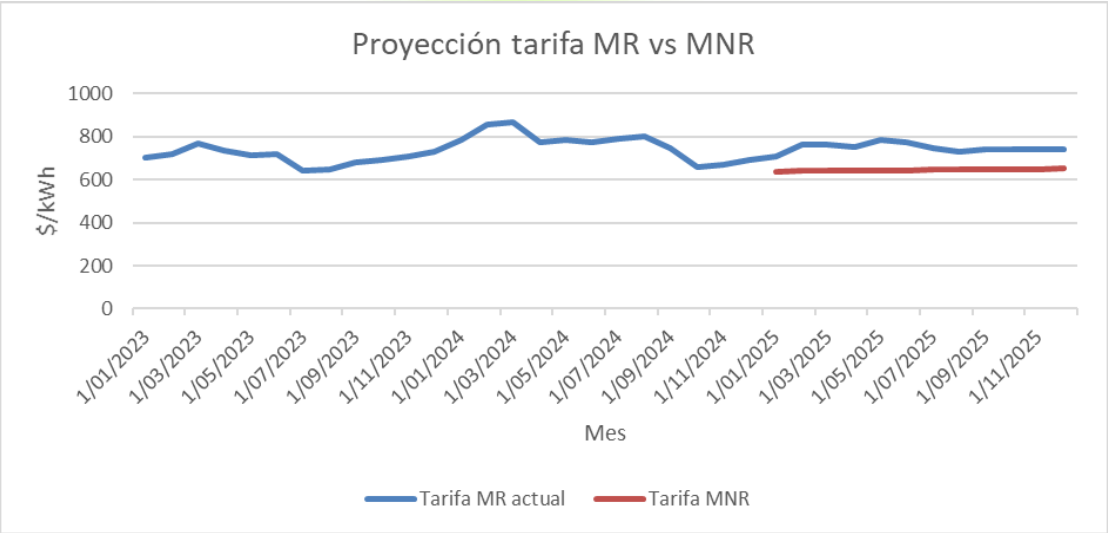


Figura. Proyección tarifaria Mercado No Regulado para 2025

Teniendo en cuenta la proyección anterior se estiman ahorros anuales de 123 MCOP aproximadamente bajo condiciones normales del mercado, un contrato con tarifa fija, indexado con IPP, consumo promedio de 98,717 kWh/mes.

Mes	Tarifa MNR	Valor pagado MNR	Valor pagado tarifa actual	Ahorro cambio de mercado (Estimado)
ene-25	638.67	$ 63,047,899	$ 69,956,343	$ 6,908,444
feb-25	639.73	$ 63,152,574	$ 75,129,958	$ 11,977,384
mar-25	640.80	$ 63,257,667	$ 75,101,394	$ 11,843,727
abr-25	641.87	$ 63,363,181	$ 74,411,599	$ 11,048,418
may-25	642.94	$ 63,469,117	$ 77,604,093	$ 14,134,976
jun-25	644.02	$ 63,575,477	$ 76,516,802	$ 12,941,325
jul-25	645.10	$ 63,682,262	$ 73,826,776	$ 10,144,515
ago-25	646.19	$ 63,789,474	$ 71,934,282	$ 8,144,808
sep-25	647.28	$ 63,897,115	$ 73,208,037	$ 9,310,922
oct-25	648.37	$ 64,005,187	$ 73,049,313	$ 9,044,126
nov-25	649.47	$ 64,113,691	$ 72,991,097	$ 8,877,406
dic-25	650.57	$ 64,222,629	$ 73,014,811	$ 8,792,183
Total anual (estimado)		**$ 763,576,272**	**$ 886,744,507**	**$ 123,168,234**

4. PREINGENIERÍA DE PROYECTO SOLAR

4.1 DESCRIPCIÓN DE LA OPORTUNIDAD

La transición energética en Colombia avanza como una estrategia clave para garantizar la sostenibilidad ambiental y la seguridad energética del país. En línea con los compromisos internacionales de reducción de emisiones de carbono, el aumento de la participación de fuentes renovables en la matriz energética es una prioridad. La energía solar, como una de las soluciones más viables y accesibles, está llamada a desempeñar un rol protagónico gracias a las condiciones geográficas privilegiadas del país, que permiten un alto rendimiento en la generación fotovoltaica.

En este contexto, la preingeniería del proyecto solar es un paso fundamental para evaluar la viabilidad técnica y económica de implementar un sistema fotovoltaico que impulse el aprovechamiento de energías limpias en las instalaciones. Este estudio preliminar incluye un análisis detallado de las características del sitio, la capacidad de generación esperada y las necesidades energéticas específicas, sentando las bases para una transición eficiente hacia el uso de fuentes renovables.

Los resultados de esta etapa no solo permitirán identificar el potencial de ahorro energético y económico, sino que también alinearán las operaciones aeroportuarias con las metas nacionales de diversificación energética. De esta forma, el proyecto contribuye al fortalecimiento de una matriz más sostenible, consolidando un modelo de operación que integra responsabilidad ambiental, eficiencia energética y generación de valor para las comunidades y el país.

4.2 ANÁLISIS DE UBICACIÓN

El Aeropuerto Alcaraván, ubicado en la ciudad de Yopal, Colombia, se encuentra en las coordenadas 5.286667, -72.383. El aeropuerto cuenta con un transformador de 1250 kVA y un consumo promedio mensual de 98.546 kilowatts, según las facturas de luz proporcionadas por el operador de red Enerca. También se revisó la base de datos meteorológica de la NASA (https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/), y con esta se pudo constatar que esta zona tiene unas horas de surtido promedio de 4,32 HSP diarias.

Para este proyecto, se consideró la utilización de 1411 paneles solares de 580 watts cada uno, lo que representa una potencia total de 818,2 kilowatts. La instalación se distribuiría en un área total de 3747,3 metros cuadrados.

Se presentan dos alternativas para la instalación de los paneles solares: la primera, colocarlos sobre los techos existentes en el aeropuerto, y la segunda, colocarlos sobre el suelo. La primera alternativa solo permitiría instalar 935 paneles, lo que no cubriría el 100% del consumo promedio mensual. Sin embargo, la segunda alternativa permitiría instalar la cantidad total de paneles necesarios

e presentan dos alternativas para la instalación de los paneles solares: la primera, colocarlos sobre los techos existentes en el aeropuerto, y la segunda, colocarlos sobre el suelo. La primera alternativa solo permitiría instalar 935 paneles, lo que no cubriría el 100% del consumo promedio mensual. Sin embargo, la segunda alternativa permitiría instalar la cantidad total de paneles necesarios.



Figura. Alternativas ubicación proyecto solar.

Se consultó la página web del operador de red ENERCA, específicamente la sección de autogeneradores a pequeña escala, donde se encuentra la resolución CREG 174 de 2021. Al ingresar el número de cuenta y código del transformador dispuestos en la factura de luz del cliente, se constató la potencia máxima permitida para la instalación de paneles solares fotovoltaicos.

El transformador en cuestión cuenta con las siguientes características técnicas:
- Capacidad: 1250 kilovoltamperios (kVA)
- Voltaje de baja tensión: 220 V
- Voltaje de Entrada: 13,2 kV

Estas características serán fundamentales para el diseño y la implementación del sistema fotovoltaico.

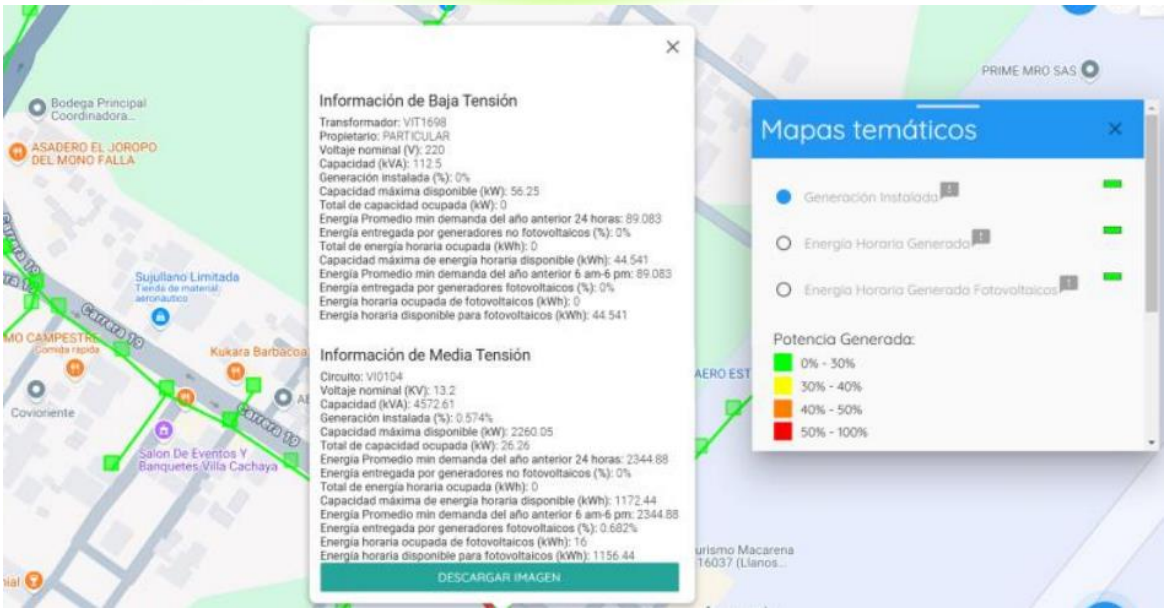


Figura. Información de OR-ENERCA acerca del Transformador

4.3 ANÁLISIS DE CONSUMO ENERGÉTICO

Para realizar un análisis preciso del consumo de energía, se tomó en cuenta un recibo de luz que contenía seis registros de consumo.

Mes	Cantidad	Unidades
Mes 1	89,900	kWh/mes
Mes 2	108,000	kWh/mes
Mes 3	86,700	kWh/mes
Mes 4	91,300	kWh/mes
Mes 5	112,000	kWh/mes
Mes 6	94,800	kWh/mes
Promedio	**107,123**	**kWh/mes**

Tabla. Consumo energético promedio

El promedio de estos registros es de 107,123 kilowatts hora/mes. Este valor será fundamental para determinar la capacidad del sistema fotovoltaico requerido para cubrir el consumo de energía del aeropuerto.

El cálculo realizado arrojó que para cubrir la demanda de energía promedio calculada, se

requerirían 818,2 kWp de potencia, distribuidos en 1411 paneles solares, cada uno con una potencia de 580 Wp. Además, se estima que se necesitaría un área total de 3747,3 metros cuadrados para la instalación de los paneles solares.

Es importante destacar que, según el recibo de luz, el costo unitario de la energía es de $671,65 por kilowatt hora consumido. Esta información es fundamental para evaluar la viabilidad económica del proyecto de generación de energía solar fotovoltaica.

Item	Valor	Magnitud
Consumo Mensual	107,123	kWh/mes
Consumo Diario	3,570	kWh/día
HSP (PROM)	4,5175	h/d
PR	86%	-
Potencia de panel	580	Wp
Potencia total	818,2	kWp
Cantidad de paneles	1.411	No. Paneles
Área de panel	2,7	m2
Área total	3.747,3	m2
Costo unitario	671,65	$/kWh

Tabla. Parámetros de simulación

Para realizar un cálculo preciso, se consultó la base de datos meteorológica de la NASA, considerada una de las más confiables a nivel mundial. Según esta base de datos, se determinó que el promedio anual de horas de sol pico en la zona es de 4.52 horas.

A continuación, se presentan tres temas clave para la implementación del sistema solar fotovoltaico:

- Visualización de la instalación: se presentan las áreas estratégicas para visualizar cómo quedarán los paneles solares en las cubiertas y techos, incluyendo la proyección de sombras.
- Costos del sistema: se detalla el presupuesto para la implementación del sistema solar fotovoltaico, incluyendo todos los componentes y servicios necesarios.
- Ahorro anual de energía y emisiones: se presentan los cálculos del ahorro anual de energía y la reducción de emisiones de dióxido de carbono que se lograrán con la implementación del sistema solar fotovoltaico.

Capacidad Transformador	112,5	kVA
Tensión	220	V
Cantidad paneles por transformador	193,97	N° Paneles
Cantidad paneles final	190	N° Paneles
Potencial final	110,2	kWp
Ahorro	16,3%	-
Área de panel	2,7	m2
Área total	504,7	m2

Tabla. Parámetros eléctricos de simulación

4.4 IMPLEMENTACIÓN POTENCIAL

4.4.1 Render de Áreas Estratégicas

Para realizar el estudio de sombras y visualizar cómo quedarían los paneles solares instalados en las cubiertas de los techos del aeropuerto, se utilizó el software especializado PIVOSOL, desarrollado por Valentín Software.

A continuación, se presentan imágenes que muestran cómo quedarían los módulos fotovoltaicos instalados sobre los respectivos tejados, identificados por áreas y ordenados alfabéticamente. Esto permitió identificar las sombras y su impacto en cada una de las cubiertas, lo que fue fundamental para optimizar la instalación de los paneles solares.

La primera alternativa para la instalación de los paneles solares consistió en utilizar los techos existentes en el aeropuerto, visibles en la imagen adjunta. Mediante el software especializado PVSol, se determinó que en estos techos caben 935 paneles solares, lo que representa una potencia total de 542,3 kWp.

Aunque este valor no es suficiente para cubrir el 100% del consumo requerido, puede ser considerado como una alternativa futura. Además, en esta zona se encuentra un transformador de 220 volts y 500 kVA, que podría ser utilizado para cubrir parte del consumo energético, siempre y cuando se reduzca la cantidad de paneles solares y kilovatios en esta zona. La inclinación y orientación óptima para paneles solares en Colombia es hacia el sur, con un ángulo de inclinación entre 10° y 15°. Sin embargo, en el proyecto del aeropuerto de Yopal, la instalación se adaptará a la inclinación existente de los techos o tejados, que oscila entre 12° y 15°. Aunque la ubicación ideal es importante, es fundamental ajustar el diseño a la realidad de las cubiertas y techos existentes,

asegurando una integración efectiva y eficiente.



Figura. Render general de instalación de los paneles. Alternativa 1.

En la segunda alternativa, se optó por implementar los paneles solares sobre suelo, utilizando estructuras para minigranjas solares. Con el objetivo de cubrir la mayor cantidad de consumo de energía posible, se utilizaron 1411 paneles, cada uno con una potencia de 580 watts, lo que representa una potencia total de 818,2 kilowatts. Este arreglo fotovoltaico ocuparía un área total de 3747,3 metros cuadrados.

En las imágenes adjuntas, se puede visualizar la ubicación exacta de los módulos fotovoltaicos y el efecto de sombra sobre los mismos. Los paneles solares se proyectan con una inclinación de 12 grados, orientados hacia el sur, lo que se considera la configuración ideal para maximizar la captación de energía solar en esta ubicación. Esta orientación y ángulo de inclinación permiten optimizar la producción de energía renovable y asegurar un rendimiento eficiente del sistema.

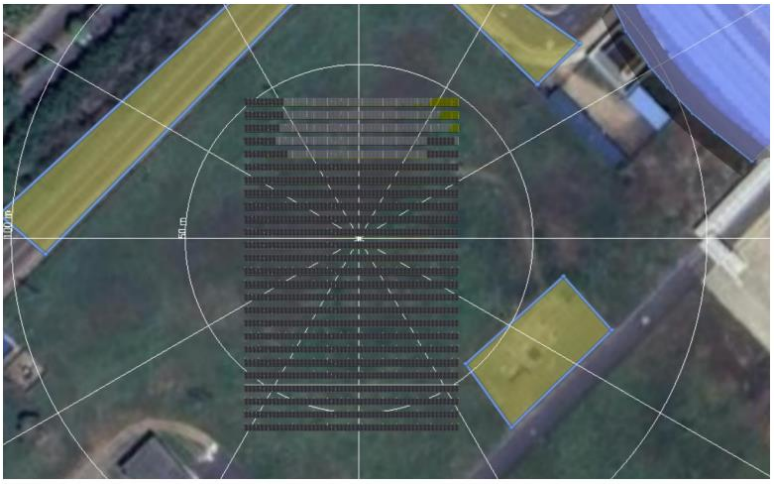


Figura. Render general de instalación de los paneles. Alternativa 2.

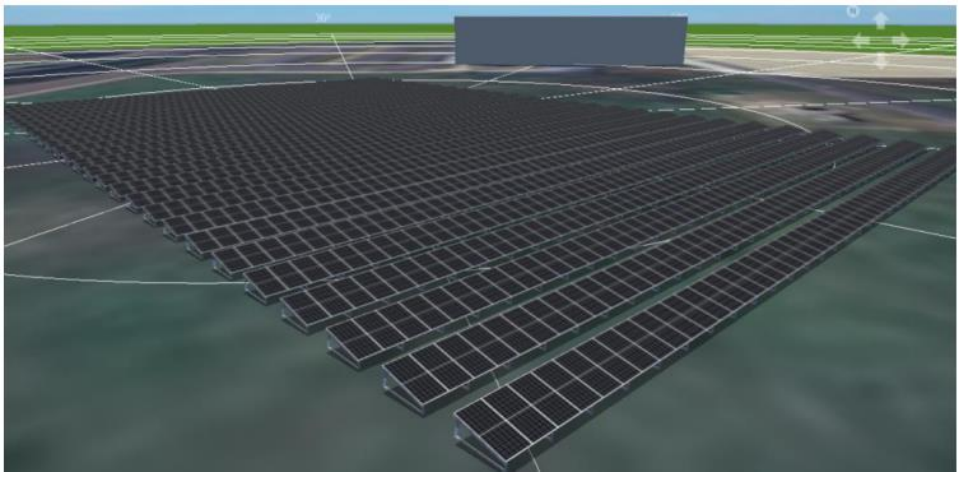


Figura. Render general de instalación de los paneles. Alternativa 2.

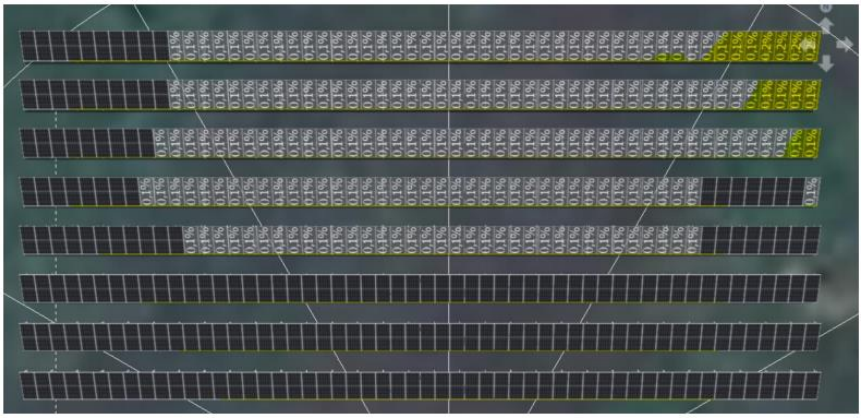


Figura. Render general de instalación de los paneles. Alternativa 2.

Se estima que este sistema fotovoltaico generará anualmente 1159,2 MWh, lo que representaría un ahorro anual de $765.756.843, equivalente al 96,4% del consumo promedio mensual.

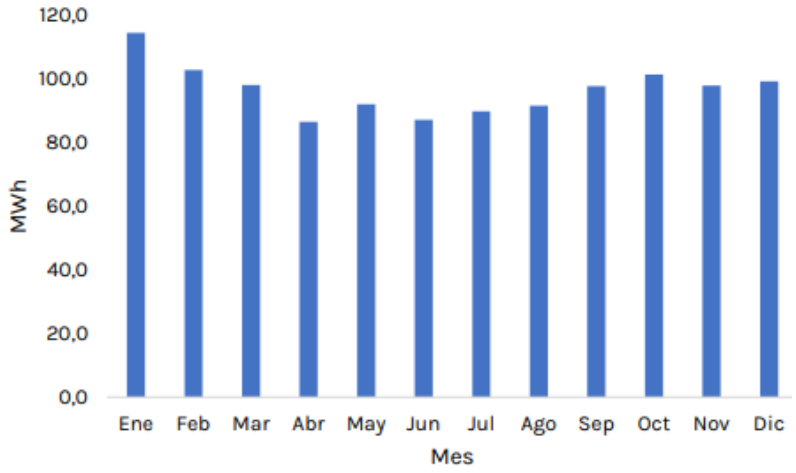


Figura. Generación del sistema por mes

4.4.2 Costo-Beneficio del Proyecto

Como recomendación, se tomará la Alternativa 2 para la evaluación del Costo-Beneficio debido a su mayor impacto potencial. El presupuesto inicial para el sistema solar fotovoltaico es de $3,940,970,000. Este monto incluye:

- Suministro e instalación de 1411 paneles solares monocristalinos de 580 W, con un valor total estimado de $1,391.028.000.
- Sistema de montaje o estructura con rieles autoperforantes y accesorios, con un valor de $275,039,000.
- Conjunto de inversores, con un valor de $420,000,000.

Además, se consideran los siguientes costos:

- Cable solar y cable para el tramo AC.
- Accesorios de fijación.
- Gabinetes de conexión, barrajes y conectores.
- Elementos de distribución, protecciones e interruptores automáticos.
- Cambio del medidor bidireccional.
- Aplicación a incentivos tributarios.
- Ingeniería, diseño y trámites con el operador de red.
- Construcción y puesta en marcha.
- Dictamen RETIE.

Mes	OR Actual		SSFV	ORV CON SSFV		Ahorro
	Consumo promedio (kWh)	Valor promedio ($789,85/kWh)	Generación (kWh)	Nuevo consumo promedio (kWh)	Valor promedio ($789,85/kWh)	Ahorro Mensual ($)
Enero	98,546	$66,188,421	114,525,10	-15,979,10	- $10,732,363	$68,334,973
Febrero	98,546	$66,188,421	102,851,00	-4,305,00	- $2,891,453	$66,766,782
Marzo	98,546	$66,188,421	98,164,40	381,60	$256,302	$65,932,114
Abril	98,546	$66,188,421	86,553,60	11,992,40	$8,054,695	$58,133,692
Mayo	98,546	$66,188,421	92,056,40	6,489,60	$4,358,740	$61,829,672
Junio	98,546	$66,188,421	87,186,90	11,359,10	$7,629,340	$58,559,061
Julio	98,546	$66,188,421	89,875,00	8,671,00	$5,823,877	$60,364,513
Agosto	98,546	$66,188,421	91,620	6,925,90	$4,651,781	$61,536,640
Septiembre	98,546	$66,188,421	97,742,20	803,80	$539,872	$65,648,535
Octubre	98,546	$66,188,421	101,436,50	-2,890,50	- $1,941,404	$66,576,784
Noviembre	98,546	$66,188,421	97,953,30	592,70	$398,087	$65,790,325

Diciembre	98,546	$66,188,421	99,255,10	-709,10	- $476,267	$66,283,752
Total	1,182,552	$794,261,051	1,159,219,60	23,332,40	$15,671,206	$765,756,843

El ahorro que se podría garantizar en el primer año de funcionamiento del sistema es de $765,756,843, siempre y cuando se mantenga la energía promedio estimada en el estudio preliminar. Sin embargo, si la demanda aumenta, el porcentaje de ahorro mensual (96,4%) disminuiría, en caso contrario, el porcentaje mensual aumentaría. En la siguiente tabla se muestran datos de consumos actuales, con el sistema solar instalado y con un ahorro ($) mensual aproximado. Con estos datos de base, el retorno del proyecto sería de 5.14 años.

La instalación de este sistema fotovoltaico permitirá un ahorro significativo en emisiones de dióxido de carbono (CO2), con una reducción estimada de 130.5 toneladas por año. Esta disminución es crucial en el contexto actual de cambio climático, ya que las emisiones de CO2 son uno de los principales contribuyentes al calentamiento global. Al optar por una fuente de energía renovable y limpia como la energía solar, estamos dando un paso importante hacia la reducción de nuestra huella de carbono y la protección del medio ambiente.

5. EVALUACIÓN DE HÁBITOS DE CONSUMO DE SERVICIOS PÚBLICOS

Durante la evaluación de hábitos de consumo realizada en el Aeropuerto, se identificaron varias novedades tanto en los equipos utilizados como en los hábitos de consumo del personal en diferentes áreas. Los hallazgos abarcan tanto el consumo de agua como de energía.

5.1 PATRONES GENERALES DE CONSUMO

- **Horario Administrativo:** En el horario de operación del área administrativa, se observó que varios equipos permanecen encendidos en áreas no ocupadas. Esto se debe a configuraciones inadecuadas y falta de un protocolo para el apagado de equipos al finalizar la jornada.
- **Horario de Almuerzo:** Durante el almuerzo, a pesar de que algunas áreas no están en plena operación, los equipos continúan funcionando sin restricción, lo que genera aumentos innecesarios en el consumo energético.
- **Consumo No Controlado al Final de la Operación:** Al final del día, no se implementa un protocolo de apagado adecuado, lo que ocasiona consumos hormiga durante la noche, aumentando la carga energética sin necesidad.
- **Conciencia de Ahorro de Energía:** Se evidenció un nivel bajo de conciencia sobre el ahorro o aprovechamiento adecuado de los recursos. Las horas de mayor demanda fueron alrededor del mediodía, cuando los sistemas de aire acondicionado alcanzan su mayor carga.
- **Confort en Zonas con Aire Acondicionado:** En algunas zonas, el confort térmico era deficiente debido a choques de temperatura fuertes generados por configuraciones inadecuadas de los aires acondicionados, con temperaturas muy bajas en ciertos recintos.

5.2 NOVEDADES IDENTIFICADAS EN CONSUMO DE ENERGÍA

5.2.1 Aires Acondicionados

- Temperaturas Inadecuadas: Equipos configurados entre 16°C y 18°C.
- Problemas de Sellado y Filtraciones: Áreas con filtraciones o cerramientos inadecuados.
- Sobredimensionamiento de Equipos: Varias unidades para una misma zona con un número reducido de personas.
- Equipos Deteriorados: Algunos equipos presentan desgaste evidente que requiere mantenimiento o reemplazo.
- Recomendación: Revisar con el proveedor si los equipos son de la capacidad adecuada y si están correctamente ubicados.



Figura. Soporte de inspección de aires acondicionados.



Figura. Soporte de inspección de aires acondicionados.

5.2.2 Luminarias

- Bajo Uso de Luz Natural: Se observa un escaso aprovechamiento de la luz natural.
- Iluminación en Áreas Desocupadas: Las luces permanecen encendidas en zonas no utilizadas.
- Cumplimiento del RETILAP: Se debe revisar la normativa aplicable en algunos espacios.
- Falta de Sectorización de Iluminación: Se carece de una adecuada distribución y control de la iluminación por zonas.



Figura. Soporte de inspección de luminarias.

5.2.3 Equipos de Ofimática

- Equipos Encendidos Constantemente: No se desconectan ni se suspenden cuando no están en uso.
- Cargadores de Dispositivos Conectados Innecesariamente: Se dejan cargadores de laptops y teléfonos conectados sin ser utilizados.

5.2.4 Equipos de Refrigeración

- Equipos en Funcionamiento Sin Carga: Algunos refrigeradores permanecen encendidos sin alimentos o con una carga mínima.
- Equipos Antiguos o Desgastados: Equipos que requieren mantenimiento o reemplazo.

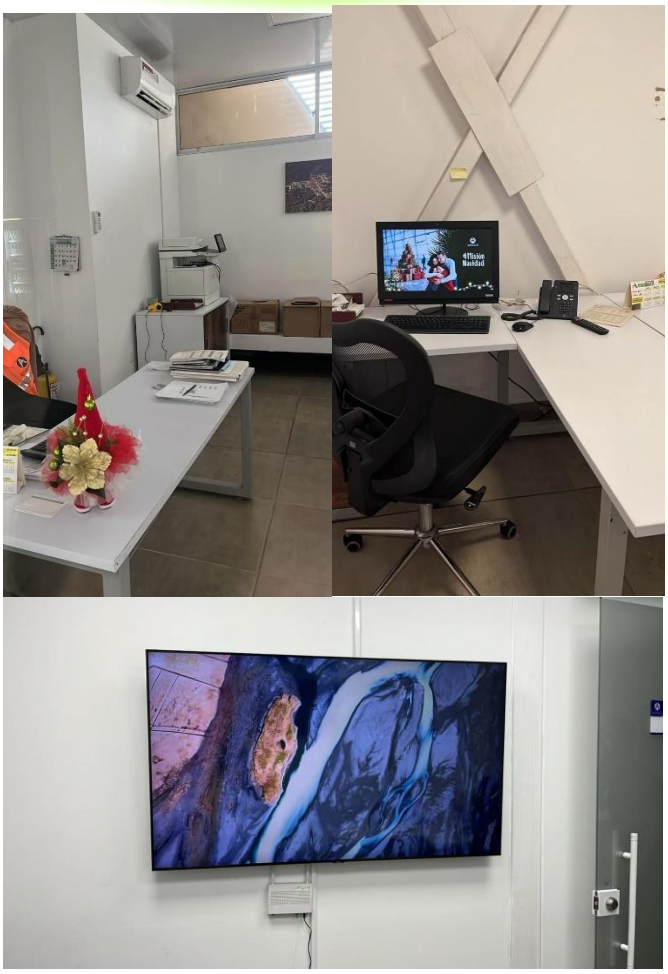


Figura. Soporte de inspección de equipos de ofimática.



Figura. Soporte de inspección de refrigeración.

5.3 RECOMENDACIONES PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA

5.3.1 Aires Acondicionados

- Temperatura Adecuada: Configurar entre 24°C y 26°C para optimizar el consumo sin sacrificar confort.
- Uso Inteligente: Encender solo cuando haya ocupación en las salas.
- Mantenimiento Regular: Limpiar filtros mensualmente y revisar unidades internas y externas periódicamente.
- Sellado de Espacios: Asegurarse de que puertas y ventanas estén cerradas para evitar pérdidas de aire frío.
- Equipos Eficientes: Utilizar sistemas con tecnología inverter o de categoría A/B según el RETIQ.

5.3.2 Luminarias

- Cambio a Iluminación LED: Sustituir bombillas incandescentes o fluorescentes por LED para reducir hasta un 80% del consumo.
- Sensores de Movimiento: Instalar en áreas de bajo tránsito como baños o pasillos.
- Aprovechamiento de Luz Natural: Reubicar estaciones de trabajo cerca de ventanas para reducir la dependencia de la iluminación artificial.
- Apagar Luces Innecesarias: Fomentar el hábito de apagar las luces en espacios sin uso.
- Sectorización de Iluminación: Mejorar el control de luces según la ocupación.
- Cumplimiento Normativo: Realizar instalaciones siguiendo el RETILAP y RETIE para garantizar el correcto funcionamiento y seguridad.

5.3.3 Equipos de Ofimática

- Ahorro de Energía: Configurar los equipos para entrar en modo de suspensión o apagar pantallas tras un período de inactividad.
- Apagar Equipos al Final del Día: Fomentar la desconexión total al final de la jornada.
- Uso de Laptops: Priorizar el uso de laptops sobre computadoras de escritorio, ya que consumen menos energía.
- Desconexión de Equipos No Utilizados: Apagar equipos como impresoras y proyectores cuando no se utilicen.
- Modelos Eficientes: Priorizar la compra de equipos de bajo consumo energético.

5.3.4 Equipos de Refrigeración

- Ubicación Adecuada: Evitar fuentes de calor cercanas a los refrigeradores.
- Ajuste de Temperatura: Mantener temperaturas óptimas de refrigeración y congelación para evitar el consumo innecesario.
- Mantenimiento Regular: Limpiar equipos y revisar ductos, sellos y componentes para asegurar un funcionamiento eficiente.
- Uso Adecuado: No introducir alimentos calientes y evitar mantener las puertas abiertas más tiempo del necesario.
- Optimización del Espacio Interno: Distribuir bien los productos para asegurar una

circulación adecuada del aire.
- Cambio de Equipos: Sustituir equipos antiguos o ineficientes por modelos de mayor eficiencia energética.

5.4 NOVEDADES EN EQUIPOS PARA AGUA

5.4.1 Inodoros, Griferías, Bombas y Tanques:

- Goteras o Fugas: Se detectaron fugas en algunas instalaciones.
- Flujo de Agua Irregular: Aperturas o cierres irregulares que afectan el consumo de agua.

5.4.2 Recomendaciones para el Consumo de Agua:

- Mantenimiento Periódico: Realizar limpieza de ducterías y revisar componentes desgastados en bombas.
- Revisión de Fugas: Inspección regular de tuberías y conexiones para reparar fugas.
- Control y Programación: Instalar sistemas de automatización con sensores de nivel y presión para optimizar el uso.
- Inodoros de Doble Descarga: Instalar inodoros con opción de descarga diferenciada.
- Dispositivos de Bajo Flujo: Incorporar kits de ahorro de agua en los inodoros existentes.
- Aireadores en Grifos: Instalar dispositivos para reducir el caudal de agua sin afectar la presión.
- Cierre Automático de Grifos: Usar sistemas de cierre automático en áreas comunes para evitar desperdicios.

5.5 SENSIBILIZACIÓN AMBIENTAL EN LA SEDE ADMINISTRATIVA

En la sede administrativa de la Aeronáutica en el Aeropuerto Alcaraván, se llevó a cabo una jornada de sensibilización ambiental el 12 de diciembre de 2024, con el objetivo de promover una conciencia más profunda sobre el impacto del consumo de agua y energía en el medio ambiente. Esta actividad, realizada durante la mañana, se diseñó para involucrar activamente a los participantes a través de dinámicas interactivas, proporcionando una experiencia educativa y práctica.

La sensibilización se centró en tres pilares fundamentales: conciencia ecológica, prácticas sostenibles y educación ambiental. Durante la sesión, se explicó cómo el consumo de agua y energía impacta de manera directa el ecosistema local y global, haciendo énfasis en la necesidad de adoptar hábitos de consumo responsables en todos los ámbitos de la vida cotidiana, tanto en el entorno laboral como en el hogar. Los participantes fueron introducidos en temas clave como el ciclo del agua en Colombia, la generación de energía en el país y las tecnologías actuales para la gestión eficiente de ambos recursos.

La actividad central consistió en talleres prácticos que involucraron la lectura detallada de facturas de consumo de agua y energía. Esto permitió a los asistentes comprender de manera más clara cómo se refleja su uso de estos recursos en los cargos mensuales y cómo pequeños ajustes en los hábitos diarios pueden generar grandes ahorros. A través de ejemplos específicos y simulaciones, los participantes pudieron identificar los

patrones de consumo ineficientes, lo que despertó una reflexión colectiva sobre la necesidad de cambiar esos hábitos.

Por otro lado, se utilizaron representaciones gráficas para ilustrar el impacto ambiental de la generación de energía en Colombia, donde se discutió cómo los métodos de producción afectan a nuestro entorno. Además, se profundizó en la importancia de cuidar el recurso más valioso de todos: el agua. Se destacó la necesidad de reportar fugas y novedades para preservar este recurso en nuestros lugares de trabajo.

Además, se compartieron tips y estrategias para fomentar la cultura del ahorro energético y del consumo responsable de agua. Se explicó cómo pequeños gestos como apagar las luces cuando no son necesarias, usar la luz natural en lugar de iluminación artificial, ajustar los termostatos a temperaturas adecuadas, y la instalación de aireadores y dispositivos de ahorro en los grifos, pueden tener un impacto significativo en la reducción de la huella hídrica y energética.



Figura. Fotografía 1 de sensibilización ambiental

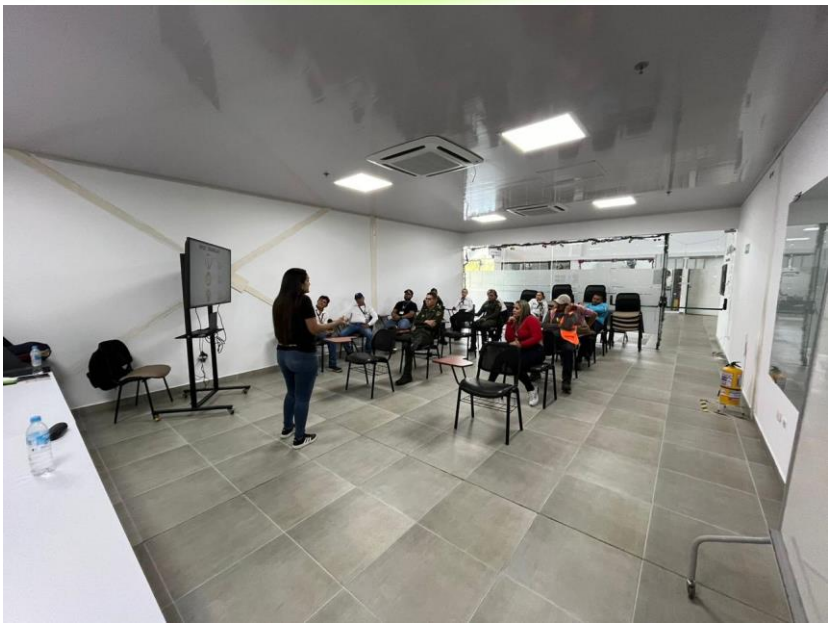


Figura. Fotografía 2 de sensibilización ambiental

6. PLAN DE AHORRO DE SERVICIOS PÚBLICOS EN HOGARES DE FUNCIONARIOS

6.1 PLANEACIÓN GENERAL

Con el propósito de apoyar a los funcionarios en la optimización del consumo de agua y energía en sus hogares, se ha diseñado un programa que ofrece herramientas prácticas, actividades interactivas y estrategias efectivas. De esta forma, podrán implementar pequeños cambios en sus hábitos diarios que generen un impacto significativo en su economía, su calidad de vida y el cuidado del medio ambiente.

El programa busca enseñar a los participantes cómo gestionar de manera eficiente estos recursos esenciales mediante conceptos claros, actividades prácticas y estrategias de ahorro. Además, pretende fortalecer la conciencia ambiental y fomentar una cultura de sostenibilidad, convirtiéndolos en agentes de cambio comprometidos con construir un futuro más responsable.

La duración del programa es de 6 meses y se desarrolla en modalidad 100% virtual teniendo como canal de comunicación un sistema de comunicación masiva como WhatsApp o correo electrónico. El material formativo consistirá en cartillas en PD, cápsulas educativas en vídeo y mensajes informativos que recibirán 2 veces por semana.

El programa consiste en el desarrollo de 2 módulos de formación: La energía eléctrica y el agua.

El módulo 1: La energía eléctrica, busca que el participante comprenda el contexto de la energía eléctrica en Latinoamérica, la generación y el uso de este recurso en los hogares e identifica oportunidades de ahorro tomando decisiones inteligentes y aplicando hábitos de consumo sostenibles; de esta manera, como resultado de aprendizaje podrá reconocer y ejecutar hábitos de consumo sostenibles para usar de manera eficiente el recurso energético y obtener beneficios económicos, ambientales y sociales. El temario de este módulo consta de:

- Tema 1. Conceptos clave de la energía eléctrica.
- Tema 2. La energía eléctrica y su generación.
- Tema 3. Proceso de generación de energía en Colombia y su distribución.
- Tema 4. Conociendo el consumo de energía en el hogar.
- Tema 5. Bombillas, etiquetado energético y factura de energía.
- Tema 6. Exploración de oportunidades de ahorro.

Por su parte, el módulo 2: El agua, busca que el participante comprenda el contexto y la importancia del agua a nivel mundial, la influencia del ser humano en la disponibilidad del recurso y su uso en los hogares, también que identifique oportunidades de ahorro tomando decisiones inteligentes y aplicando hábitos de consumo sostenibles; de esta manera, como resultado de aprendizaje podrá reconocer y ejecutar hábitos de consumo sostenibles para usar de manera eficiente el recurso hídrico y obtener beneficios

económicos, ambientales y sociales. El temario de este módulo es el siguiente:

- Tema 1. Conceptos clave.
- Tema 2. El ciclo del agua.
- Tema 3. Disponibilidad de agua en el planeta.
- Tema 4. Huella Hídrica.
- Tema 5. El ciclo urbano del agua.
- Tema 6. Factura de agua.
- Tema 7. Acciones para ahorrar agua.
- Tema 8. Eco actividades.

Al finalizar la recepción de material de estudio se realizará una sesión sincrónica de una hora en modalidad virtual, a través de plataformas como Zoom, Teams, Meet, etc. El objetivo de esta sesión es reforzar los temas vistos en las cartillas de los módulos 1 y 2, resolver dudas y realizar actividades para identificar la eficiencia del consumo en los hogares.

Como método de evaluación, se desarrolla un examen final que consta de 10 preguntas relacionadas a las temáticas de los módulos 1 y 2 de programa, con el fin de validar que el material se revisó y que se adquirieron los conocimientos. Se aprueba con 8 respuestas correctas.

Adicionalmente, posterior a la sesión sincrónica se deben compartir las facturas de agua y energía del hogar, con el fin de realizar un análisis de consumo e identificar los porcentajes de ahorro obtenidos con la aplicación de los hábitos de consumo aprendidos durante el programa.

Finalmente, quienes hayan cumplido a satisfacción el programa, recibirán una certificación por su participación y desempeño. Para certificarse, el participante deberá revisar el material de estudio, asistir a la sesión sincrónica, aprobar el examen final y compartir sus facturas de agua y energía del hogar.

6.2 CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN

Con este programa, los participantes adquieren las herramientas necesarias para gestionar de manera eficiente el consumo de agua y energía en sus hogares, aplicando hábitos responsables que generen ahorros económicos y reduzcan su impacto ambiental.

Asimismo, al finalizarlo, habrán fortalecido su conciencia sobre la importancia de estos recursos esenciales y desarrollado una mayor implicación en la construcción de una cultura ambiental sostenible. Este aprendizaje no solo beneficiará su vida cotidiana, sino que los convertirá en agentes de cambio capaces de inspirar y promover prácticas responsables en sus familias y comunidades.

MES	SEMANA	ACTIVIDAD
MES 1	Sem 1.	Inscripciones
	Sem 2.	Sesión de bienvenida
	Sem 3.	Envío presaber
	Sem 4.	Alistamiento
MES 2	Sem 1.	Bienvenida y envío de prueba pre saber (no evaluativa)
	Sem 2.	Envío de cartillas energía tema 1 y 2
	Sem 3.	Envío de cartillas energía tema 3 y 4
	Sem 4.	Envío de cartillas energía tema 5 y 6
MES 3	Sem 1.	Envío de recordatorios de ahorro de servicios
	Sem 2.	Envío de cartillas agua tema 1 y 2
	Sem 3.	Envío de cartillas agua tema 3 y 4
	Sem 4.	Envío de cartillas agua tema 5 y 6
MES 4	Sem 1.	Envío de cartilla agua tema 7 y 8
	Sem 2.	Desarrollo de la sesión sincrónica virtual
	Sem 3.	Examen final
	Sem 4.	Cápsula 1 y 2 de energía
MES 5	Sem 1.	Cápsula 1 y 2 de agua
	Sem 2.	Piezas de refuerzo hábitos de consumo
	Sem 3.	Envío de facturas
	Sem 4.	Envío de facturas
MES 6	Sem 1.	Análisis de ahorros
	Sem 2.	Generación de resultados y certificados
	Sem 3.	Generación de resultados y certificados
	Sem 4.	Entrega de certificados y encuesta satisfacción

Tabla. Cronograma de despliegue de los módulos.

De esta manera, estarán preparados para enfrentar los desafíos actuales, contribuyendo a un futuro más consciente, solidario y sostenible, donde el cuidado del medio ambiente sea un compromiso compartido.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las actividades realizadas en el marco de este proyecto han permitido identificar oportunidades significativas para que la Aeronáutica Civil optimice sus servicios públicos, capitalice ahorros y mitigue riesgos eléctricos en sus instalaciones. Los resultados obtenidos destacan el potencial de ahorro a través de la transición al nivel de tensión 34.5 kV, la implementación de medidas de mantenimiento eléctrico, el diseño de proyectos de energía renovable y el fortalecimiento de una cultura organizacional de sostenibilidad. Además, se han identificado estrategias para mejorar la eficiencia operativa mediante la optimización de tarifas y la reducción de consumos hormiga, lo que contribuye a consolidar un modelo de gestión más responsable y eficiente.

La evaluación de la salud eléctrica reveló condiciones que deben ser atendidas para garantizar la seguridad del personal y la continuidad operativa. Problemas como la falta de diagramas unifilares, conexiones deficientes y desbalances de carga indican una necesidad urgente de mantenimiento y actualización de la infraestructura eléctrica. Por otro lado, el diagnóstico de optimización de redes resaltó la importancia de transitar hacia un nivel de tensión más alto (34.5 kV), lo que permitirá reducir costos en las tarifas de distribución y mejorar la estabilidad del suministro.

En el ámbito de la optimización tarifaria, se identificaron ventajas significativas al explorar tanto el mercado regulado como el no regulado. Esto incluye la posibilidad de negociar tarifas más competitivas y ajustar los contratos para maximizar la eficiencia económica. Además, el diseño preliminar de un proyecto solar demostró el impacto positivo que la incorporación de energías renovables tendría en la matriz energética de las instalaciones, alineándose con las metas nacionales de transición energética.

Finalmente, la evaluación de hábitos de consumo de los servicios públicos resaltó la necesidad de fortalecer la sensibilización ambiental y establecer protocolos más estrictos para el uso eficiente de recursos como el agua y la energía. Este aspecto resulta crucial no solo para la sostenibilidad operativa, sino también para la construcción de una cultura organizacional responsable.

Como recomendaciones, que podrían considerarse también los siguientes pasos en el marco de este proyecto, se plantea:

1. **Fortalecimiento de la Infraestructura Eléctrica**
   Se recomienda priorizar las intervenciones identificadas en la evaluación de salud eléctrica, tales como la instalación de celdas de medida con tecnología moderna, la actualización de los tableros principales y la corrección de las anomalías detectadas en el estudio termográfico. Estas acciones no solo mitigarán riesgos eléctricos, sino que también optimizarán el consumo energético y la seguridad operativa.

2. **Transición a un Nivel de Tensión Superior**
   La migración al nivel de tensión 34.5 kV debe considerarse una prioridad estratégica.

Esta transición no solo generará ahorros económicos significativos, sino que también fortalecerá la capacidad del aeropuerto para manejar incrementos futuros en la demanda energética. Se recomienda establecer un cronograma detallado para la ejecución del proyecto, incluyendo las gestiones necesarias ante el operador de red.
.

3. **Implementación de Estrategias de Optimización Tarifaria**
   En el corto plazo, la Aeronáutica Civil debe negociar con los comercializadores de energía para obtener condiciones más favorables en sus contratos actuales. En el mediano plazo, se sugiere evaluar la migración de las fronteras con mayores consumos al mercado no regulado, lo que permitirá acceder a tarifas más competitivas.

4. **Avance en la Transición Energética**
   Se recomienda llevar a cabo un estudio técnico más detallado para la implementación de sistemas solares fotovoltaicos, considerando la capacidad actual de los transformadores y las áreas disponibles para la instalación de paneles. Este proyecto no solo reducirá costos energéticos, sino que también fortalecerá la reputación de la Aeronáutica como una entidad comprometida con la sostenibilidad.

5. **Promoción de una Cultura de Ahorro y Sostenibilidad**
   Para maximizar el impacto de las medidas implementadas, es fundamental reforzar la sensibilización ambiental y establecer protocolos claros para el uso eficiente de los recursos. La capacitación periódica del personal y el monitoreo continuo de los consumos permitirán consolidar una cultura organizacional sostenible.

6. **Seguimiento y Monitoreo Continuo**
   Finalmente, se recomienda implementar sistemas de telemedida y auditorías regulares para monitorear el impacto de las medidas adoptadas. Esto garantizará que los avances sean sostenibles y que se puedan realizar ajustes en tiempo real para optimizar los resultados.

Finalmente, se recomienda la implementación de una plataforma tecnológica de monitoreo que permita realizar un seguimiento en tiempo real de los consumos de agua y energía, así como del avance de los proyectos de optimización. Esta herramienta facilitaría la identificación temprana de desviaciones, la evaluación continua de los resultados obtenidos, y la generación de reportes automáticos para la toma de decisiones informadas. Además, la plataforma puede servir como un punto central para integrar datos históricos, simular escenarios futuros y fomentar la participación activa de los colaboradores mediante métricas claras y objetivos compartidos. Esta solución tecnológica no solo fortalecerá la capacidad de la Aeronáutica para gestionar sus recursos de manera más eficiente, sino que también asegurará la sostenibilidad de las iniciativas implementadas.