

**DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y DEL USO Y
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PLANTA MERILÉCTRICA DE LA
EMPRESA CELSIA S.A E.S.P.**

WILLIAM FLÓREZ DUARTE

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2019**

**DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y DEL USO Y
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PLANTA MERILÉCTRICA DE LA
EMPRESA CELSIA S.A E.S.P.**

WILLIAM FLÓREZ DUARTE

Trabajo de Grado para optar al título de
Especialista en Sistema de Distribución de Energía Eléctrica

Director

GERMAN ALFONSO OSMA PINTO

Doctor en Ingeniería

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2019**

DEDICATORIA

A mis padres porque me han inculcado la importancia de la educación continua

A mi esposa y mis hijos por su gran amor y apoyo en todo momento

A Dios porque sin su voluntad nada es posible.

AGRADECIMIENTOS

A mi familia por su apoyo permanente, comprensión en los días de ausencia y motivación en los momentos difíciles o de decaimiento.

A mis compañeros de trabajo, porque sin el apoyo de ellos no hubiera sido posible asistir a clases y terminar la especialización.

A mi empresa Celsia, por promover la búsqueda del fortalecimiento profesional y por el apoyo financiero.

A mi director de proyecto Dr. German Alfonso Osma, ya que, sin su guía, su amabilidad y prontitud en la solución de inquietudes, no hubiera podido terminar la Monografía.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. OBJETIVOS.....	19
1.1 OBJETIVO GENERAL	19
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	19
2. MARCO CONCEPTUAL	20
2.1 SGE EN EL MUNDO	20
2.2 SGE EN LATINOAMÉRICA	22
2.3 SGE EN COLOMBIA	24
2.4 CELSIA S.A E.S.P.	25
3. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA MERILÉCTRICA	26
3.1 PLANTA MERILÉCTRICA	26
3.2 DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	26
3.2.1 Transformadores.....	28
3.2.1.1 Transformador elevador del generador.....	28
3.2.1.2 Transformadores de Arranque y Auxiliares.....	28
3.2.2 Sistema de 4160 V – Motor de arranque.	29
3.2.3 Sistema de Auxiliares de 480 V.	29
3.3 SISTEMAS AUXILIARES DEL ECONOPAC	29
3.3.1 Sistema de aceite lubricante.	30
3.3.1.1 Reservoirio principal de aceite de lubricación.....	30
3.3.1.2 Bombas principales de aceite de lubricación.	30
3.3.1.3 Bomba de lubricación de emergencia.	30
3.3.2 Sistema de aceite de sello del generador.	31
3.3.2.1 Bombas del sistema de sellos.....	31

3.3.2.2 Extractores de vapor de sello.....	31
3.3.3 Sistema de aire de instrumentos.....	31
3.3.4 Sistema de aceite de control (Hidráulico).	31
3.3.4.1 Bombas de suministro hidráulico.	32
3.3.5 Sistema de aire comprimido BOP.	32
3.3.6 Enfriador de aire del rotor.	32
3.3.7 Sistema de enfriamiento de hidrógeno (Glycol).	32
3.3.8 Enfriador Evaporativo.	32
3.4 SISTEMAS AUXILIARES DEL BOP	33
3.4.1 Sistema de agua potable.	33
3.4.2 Sistema de agua contra incendio.....	33
3.4.2.1 Bombas de agua contraincendios.....	33
3.5 TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN	34
3.5.1 Centro de control de motores del Econopac.	34
3.5.2 Centro de control de motores del BOP.	35
3.5.3 Sistemas normales de la CT y el BOP de 240/120 V.....	35
3.5.4 Sistemas esenciales a 125 Vdc.	35
3.6 BANCO DE BATERÍAS Y UPS.....	36
3.6.1 Uninterruptible Power Supply (UPS).....	36
3.6.2 Banco de baterías de CT.	36
3.6.3 Banco de baterías de BOP.	36
3.7 CARACTERIZACIÓN DE EQUIPOS Y SISTEMAS, USO Y CONSUMO	37
3.8 CARACTERÍSTICAS DE MOTORES	38
3.9 AIRES ACONDICIONADOS	40
3.9.1 A.A. Edificio Administrativo 1.	40
3.9.2 A.A. Edificio Administrativo 2.	41
3.9.3 A.A. en el Econopac.	41
3.10 ILUMINACIÓN	42
3.10.1 Iluminación Edificio Administrativo 1.....	42
3.10.2 Iluminación Edificio Administrativo 2.....	43

3.10.3 Iluminación del Econopac y Taller.	43
3.10.4 Iluminación perimetral.	44
3.11 CONSUMO DE ENERGÍA	45
3.11.1 Consumo de Energía Off-Line.	45
3.11.2 Consumo de Energía On-Line.	46
3.12 CÁLCULO DE EFICIENCIA	48
3.12.1 Eficiencia en Motores.....	48
3.12.2 Eficiencia energética de aires acondicionados.	55
3.12.3 Eficiencia energética en iluminación.	57
 4. DIAGNÓSTICO DE INSTALACIONES, SISTEMAS Y EQUIPOS.....	60
4.1 DIAGNÓSTICO DE LA SUBESTACIÓN	61
4.2 DIAGNÓSTICO DE TABLEROS Y CELDAS	63
4.2.1 Diagnóstico del MCC del Econopac.....	63
4.2.2 Diagnóstico del MCC del BOP.	67
4.2.3 Diagnóstico de la celda del AVR.....	69
4.2.4 Diagnóstico de la celda del SwitchGear.....	69
4.2.5 Diagnóstico de la celda del Ampgard.....	72
4.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES	72
4.4 DIAGNÓSTICO DE MOTORES.....	74
4.5 DIAGNÓSTICO DE UPS Y BANCOS DE BATERÍAS	75
4.6 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE ILUMINACIÓN	77
 5. LÍNEA BASE ENERGÉTICA.....	78
5.1 DIAGRAMA DE PARETO	78
5.2 MEDICIÓN Y FRECUENCIA DE RECOLECCIÓN DE DATOS	80
5.2.1 Medidor.	81
5.2.2 Frecuencia de datos.	81
5.3 DEFINICIÓN DE LAS LBE.....	81

6. INDICADORES DE DESEMPEÑO ENERGÉTICO.....	84
6.1 DEFINICIÓN DE LOS IDE	84
6.2 SEGUIMIENTO Y MEDICIÓN DE LOS IDE.....	85
6.3 VERIFICACIÓN DE LOS IDE Y LBE	86
7. CONSIDERACIONES PARA IMPLEMENTAR LA NTC-ISO 50001:2011	88
7.1 ANÁLISIS DAFO Y CAME	88
7.2 ANÁLISIS FINANCIERO.....	92
7.2.1 Proyecto de iluminación LED.	92
7.2.2 Uso de motores de eficiencia Premium.	94
8. CONCLUSIONES	97
BIBLIOGRAFÍA.....	99
ANEXOS.....	102

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características Transformador principal.	28
Tabla 2. Características Transformadores Auxiliares.	28
Tabla 3. Datos de placa de motores en el Econopac.....	39
Tabla 4. Datos de placa de motores en el BOP.....	40
Tabla 5. Aires Instalados en el Edificio Administrativo 1.	40
Tabla 6. Aires Instalados en el Edificio Administrativo 2.	41
Tabla 7. Aires Instalados en zona del Econopac.	42
Tabla 8. Consumo de potencia de iluminación Edificio Administrativo 1.	42
Tabla 9. Consumo de potencia de iluminación Edificio Administrativo 2.	43
Tabla 10. Consumo de potencia de iluminación Econopac y taller.	43
Tabla 11. Consumo de potencia de iluminación perimetral.	44
Tabla 12. Consumo de energía eléctrica Off-Line.....	45
Tabla 13. Resumen consumo Off-Line mes de junio y julio de 2019.	45
Tabla 14. Consumo de energía eléctrica On-Line.....	47
Tabla 15. Resumen consumo On-Line mes de noviembre y diciembre de 2015...47	47
Tabla 16. Medidas tomadas en el MCC del Econopac.	51
Tabla 17. Medidas tomadas en el MCC del BOP.....	52
Tabla 18. Eficiencia en motores del Econopac.	53
Tabla 19. Eficiencia en motores del BOP.	54
Tabla 20. Desviación en la eficiencia calculada motores Econopac.	55
Tabla 21. Desviación en la eficiencia calculada motores BOP.	55
Tabla 22. Cálculo de capacidad aires Edificio Administrativo 1.	56
Tabla 23. Cálculo de capacidad aires Edificio Administrativo 2.	56
Tabla 24. Cálculo de capacidad aires en el Econopac.	57
Tabla 25. Valores límite de eficiencia energética de la instalación (VEEI).....	57
Tabla 26. Cálculo VEEI Edificio Administrativo 1.	58
Tabla 27. Cálculo VEEI Edificio Administrativo 2.	58

Tabla 28. Cálculo VEEI en el Econopac.	58
Tabla 29. Diagnóstico de la subestación según normatividad	61
Tabla 30. Diagnóstico del MCC del Econopac según normatividad.....	63
Tabla 31. Diagnóstico de la Celda del SwitchGear según normatividad.....	70
Tabla 32. Diagnóstico de transformadores auxiliares según normatividad.	73
Tabla 33. Diagnóstico a Motores según normatividad.	74
Tabla 34. Diagnóstico de UPS y Bancos de Baterías según normatividad.....	75
Tabla 35. Ubicación del medidor y frecuencia para los datos.	81
Tabla 36. Datos históricos de Generación vs Consumo.	82
Tabla 37. Indicadores de desempeño energético.	85
Tabla 38. Medición del desempeño del primer semestre de 2019.....	85
Tabla 39. Seguimiento y control de los indicadores.....	86
Tabla 40. Aspectos positivos según análisis DAFO.....	88
Tabla 41. Aspectos negativos según análisis DAFO.	89
Tabla 42. Estrategias resultantes del análisis DAFO.	89
Tabla 43. Valoración de estrategias.....	90
Tabla 44. Mejora en consumo de energía eléctrica.	93
Tabla 45. Costo de la inversión.....	93
Tabla 46. Relación beneficio / costo por cambio iluminación.....	93
Tabla 47. Datos para el análisis financiero.	94
Tabla 48. Relación beneficio / costo por cambio motores.....	95

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Historia de la gestión energética Mundial.	22
Figura 2. Distribución de energía eléctrica dentro de la planta.	27
Figura 3. Proceso de revisión energética.....	38
Figura 4. Participación de las cargas en el consumo de energía Off-Line.	46
Figura 5. Participación de las cargas en el consumo de energía On-Line.	48
Figura 6. Instalación Fluke 435 en el MCC Econopac.	51
Figura 7. Incumplimiento en la SE de los ítems 15 y 16.	62
Figura 8. Incumplimiento en el Econopac de los ítems 1, 2, 9, 10 y 21.	66
Figura 9. Incumplimiento en el Econopac del ítem 3.	66
Figura 10. Incumplimiento en el Econopac del ítem 15.	67
Figura 11. Incumplimiento en el BOP del ítem 3.....	68
Figura 12. Incumplimiento en el BOP de los ítems 1, 2, 9, 10 y 21.....	68
Figura 13. Incumplimiento en el AVR de los ítems 1, 2, 9, 10 y 21.....	69
Figura 14. Incumplimiento en el SwitchGear con el ítem 2.	70
Figura 15. Incumplimiento en el SwitchGear con los ítems 4 y 5.....	71
Figura 16. Incumplimiento en el Ampgard con los ítems 2, 3 y 6.....	72
Figura 17. Incumplimiento en el Ampgard con el ítem 11.	73
Figura 18. Incumplimiento de la UPS y banco baterías en los ítems 2 y 6.	76
Figura 19. Usos significativos de energía con la unidad Offline.....	79
Figura 20. Usos significativos de energía con la unidad Online.....	80
Figura 21. Regresión lineal para las dos líneas base	82
Figura 22. Verificación LBE1 vs Consumo real.....	86
Figura 23. Verificación LBE2 vs Consumo real.....	87
Figura 24. Impacto de estrategias para implementar un SGE.	91

ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Horas operativas mensuales de motores con la CT offline	102
ANEXO B. Revisión de la subestación ME 220 kV de conformidad a la normatividad	104
ANEXO C. Revisión del mcc del Econopac de conformidad a la normatividad ...	108
ANEXO D. Revisión del MCC del BOP de conformidad a la normatividad	112
ANEXO E. Revisión de la celda del AVR de conformidad a la normatividad	116
ANEXO F. Revisión de la celda del SwitchGear de conformidad a la normatividad	120
ANEXO G. Revisión de la celda del Ampgard de conformidad a la normatividad	121
ANEXO H. Revisión a transformadores auxiliares y arranque de conformidad a la normatividad	122
ANEXO I. Revisión a motores de conformidad a la normatividad	125
ANEXO J. Revisión las ups de conformidad a la normatividad.....	126
ANEXO K. Revisión de los bancos de baterías de conformidad a la normatividad	127
ANEXO L. Formato para seguimiento de indicadores IDE	128
ANEXO M. Análisis cualitativo con matriz DAFO Y CAME	129

RESUMEN

TÍTULO: DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y DEL USO Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PLANTA MERILÉCTRICA DE LA EMPRESA CELSIA S.A E.S.P.*

AUTOR: WILLIAM FLÓREZ DUARTE**

PALABRAS CLAVES: Desempeño energético, Eficiencia energética, GTC-ISO 50006, Indicadores de desempeño energético, Línea base energética, NTC-ISO 50001, Sistema de gestión energética.

DESCRIPCIÓN:

Este trabajo se desarrolló con el fin de revisar el estado actual de las instalaciones eléctricas de la central Merilétrica de la empresa Celsia S.A en cuanto al uso y consumo de energía eléctrica, y con esta información revisar el desempeño energético de la planta, determinando cuales sistemas presenta más consumo de energía eléctrica para controlar las desviaciones.

Para lograr esto, se crearon indicadores de eficiencia energética (IDE) y líneas de base de energía (LBE), basados en la norma NTC-ISO 50001 de 2011 y algunos requisitos de la norma GTC-ISO 50006 de 2017, con el objetivo de controlar, revisar y realizar el seguimiento al desempeño energético de la planta, además, se revisaron los indicadores de eficiencia energética IDE y las líneas de base de energía LBE, para verificar la efectividad y funcionalidad de estos, de acuerdo con las disposiciones de la sección 4.6 del estándar NTC-ISO 50001 de 2011.

Finalizada la etapa de diagnóstico, se revisó la viabilidad de implementar un Sistema de Gestión de Energía en la planta con base a las disposiciones de la norma NTC-ISO 50001, analizando las fortalezas y debilidades de la empresa, observando las oportunidades existentes, y así, proponer proyectos de mejora que ayuden a la implementación del SGE, en otras palabras, puede implementarse por etapas, mejorando la eficiencia energética actual.

* Trabajo de Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: DR. German Alfonso Osma Pinto

ABSTRACT

TITLE: DIAGNÓSTICO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y DEL USO Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PLANTA MERILÉCTRICA DE LA EMPRESA CELSIA S.A E.S.P.*

AUTHOR: WILLIAM FLÓREZ DUARTE**

KEYWORDS: Energy efficiency, Energy baselines, Energy efficiency indicators, Energy Management System, Energy performance, NTC-ISO 50001 standard, GTC-ISO 50006 standard.

DESCRIPTION:

This monograph was developed in order to review the current state of the electrical facilities of the electric power plant Meriléctrica of the company Celsia S.A in terms of the use and consumption of electric energy, and with this information review the energy performance of the plant, determining which systems have the most electric energy consumption to control deviations.

To achieve this, energy efficiency indicators (IDE) and energy baselines (LBE) were created, based on the NTC-ISO 50001 standard of 2011 and some requirements of the GTC-ISO 50006 standard of 2017, with the aim of controlling, review and follow the energy performance of the energy power plant. On the other hand, the energy efficiency indicators IDE and energy baselines LBE were reviewed, to check the effectiveness and functionality of these, according to the provisions of section 4.6 NTC-ISO 50001 standard of 2011.

After the entire diagnostic stage, It was review the feasibility of implementing an Energy Management System in the energy power plant based on the NTC-ISO 50001 standard, analyzing the strengths and weaknesses of the company, observing the opportunities are there, to it can proposing improvement projects that would help the implementation of the SGE, in other words, It can implement in stages, improving current energy efficiency.

* Monograph

** Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Director: PhD. German Alfonso Osma Pinto

INTRODUCCIÓN

El uso y consumo de energía eléctrica es un factor determinante en el desarrollo de los procesos de cualquier organización; por tanto, son deseables las prácticas que propendan por el mejoramiento del desempeño energético de los equipos y las instalaciones, porque permiten aumentar la eficiencia de los procesos, reducir costos y gastos por menor consumo energético, incrementando su competitividad y sostenibilidad en el tiempo. Adicionalmente, tales prácticas tienen como beneficio simultáneo la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global.

Celsia S.A E.S.P cuenta con plantas de generación de energía eléctrica de combustión de ciclo simple y combinado en las cuales propone como objetivos dentro del negocio de generación de energía, la reducción de emisiones y residuos que puedan afectar el medio ambiente, disminuir sus costos y aumentar la eficiencia de sus procesos, para cumplirlo basado en la legislación vigente, desea implementar programas de Gestión de la Energía. Ahora bien, aunque la compañía contempla la implementación de Sistemas de Gestión de la Energía (SGE) dentro de su política de sostenibilidad y medio ambiental, a la fecha no se han realizado esfuerzos concretos, ni se han proyectado planes a futuro.

Una de sus centrales de generación de energía es la planta Merilétrica que lleva 20 años de vida útil, lapso durante el cual no se han realizado cambios sustanciales de los equipos instalados; infortunadamente, algunos de estos equipos ya presentan averías o malfuncionamiento. El deterioro normal de los equipos que conforman la planta puede ocasionar mayores consumos de energía, lo que afectaría la energía entregada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y, en consecuencia, aumentar el costo de la energía por consumo interno. Por tal razón,

es necesario que Celsia defina acciones para mejorar el consumo de energía de la central, por ejemplo, con la implementación de un Sistema de Gestión de la Energía.

Para implementar un SGE es importante realizar un diagnóstico del estado de las instalaciones internas, sistemas y procesos, donde se contemplen los tableros de distribución (MCC), motores, bancos de baterías, aire acondicionado, sistemas de iluminación y los equipos de medida para determinar el uso y consumo que hacen de la energía. Además, la especialización en sistemas de distribución de energía aportó conceptos de reglamentación, legislación, análisis, protección de sistemas, confiabilidad, y otros temas vistos como: RETIE, RETILAP, NTC 2050, elementos y equipos de subestaciones, que ayudaron a la solución del problema.

Inicialmente, se realiza un diagnóstico detallado del estado de los equipos e instalaciones eléctricas de la planta en el Capítulo 5, con el fin de caracterizar el uso y consumo de energía. Con base en esta información en los Capítulos 7 y 8, se proponen unas líneas base y un conjunto de indicadores como instrumento para realizar seguimiento al desempeño energético, de conformidad establecido en los numerales 4.4.4 y 4.4.5 de la NTC-ISO 50001 de 2001.

Una vez creados los indicadores de desempeño IDE y línea base energética LBE, se verificó el cumplimiento y funcionalidad de estos, según lo dispuesto en el Numeral 4.6 de la NTC-ISO 50001:2011, con el fin de identificar mejoras, proponer cambios y monitorear los procesos o sistemas de la empresa más críticos, con más consumo de energía eléctrica.

Finalmente, en el Capítulo 9 se revisa unas consideraciones de carácter cualitativo y cuantitativo con el fin de revisar la viabilidad de implementar el sistema de Gestión de la Energía SGE basado en la norma NTC-ISO 50001 de 2011 y algunos requerimientos de la GTC-ISO 50006 de 2017.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar el estado actual de las instalaciones eléctricas de la planta Merilétrica a partir de un diagnóstico del estado actual de equipos e instalaciones, en cuanto al uso y consumo de energía eléctrica, orientado a un análisis de viabilidad de la implementación de un sistema de gestión de la energía basado en la norma ISO 50001:2011.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar la caracterización actual de las instalaciones eléctricas, sistemas y equipos de la planta Merilétrica considerando la potencia, corriente, tensión, factor de potencia, factor de carga y eficiencia, para conocer el uso y los consumos de energía determinando los más críticos.
- Diagnóstico de las instalaciones eléctricas, tableros de distribución (MCC) y equipos eléctricos, para verificar que estén en conformidad a la reglamentación vigente (RETIE, RETILAP y NTC 2050).
- Proponer una línea base de consumo energético de los distintos sistemas y equipos de la planta según el numeral 4.4.4 de la NTC-ISO 50001:2011.
- Proponer indicadores para el seguimiento del desempeño energético de los distintos sistemas y/o equipos según el numeral 4.4.5 NTC-ISO 50001:2011.
- Analizar la viabilidad de implementar un sistema de Gestión de la Energía basado en la NTC-ISO 50001:2011.

2. MARCO CONCEPTUAL

Esta sección muestra los estudios y propuestas preliminares que han tratado temas de eficiencia energética alrededor del mundo hasta llegar a Colombia. Además, como el gobierno y entidades gubernamentales han legislado a favor de la implementación de sistemas de gestión de la energía y uso eficiente de recursos. Además, se nombra de forma global como Celsia dentro de su modelo de negocio de generación de energía desea implementar metas de eficiencia energética, así como una descripción de la central térmica Merilétrica cuyas instalaciones eléctricas, equipos y sistemas serán la base de este estudio.

2.1 SGE EN EL MUNDO

Después de la crisis energética de los años 70, surgió como solución los sistemas de gestión de la energía. A finales de esta década, Japón, después de muchos años de insistir en el tema, saca una ley que obligó a adoptar la filosofía del uso racional y eficiente de la energía. Por su parte, Estados Unidos publicó el Estándar 90 que introdujo el concepto de auditoría energética y se dio la creación de ESCO (Empresas de Servicios Energéticos), cuyo fin es promover el ahorro de energía¹.

Ya en los 90's, la IEA (International Energy Agency) y la Oficina Europea de Estadísticas promueven la creación de indicadores energéticos, entre ellos se encuentran el IE (Intensidad energética).

¹ LAITON, Norangelica. *Viabilidad técnica y operativa para implementar un sistema de gestión energética SGE, en una refinería de Colombia basado en la metodología del estándar ISO 50001*. (Tesis de maestría). [En línea]. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia, Maestría en Ingeniería Eléctrica, 2013. (Recuperado el 14 de noviembre del 2019). Disponible en: <https://cutt.ly/HeDbXoS>

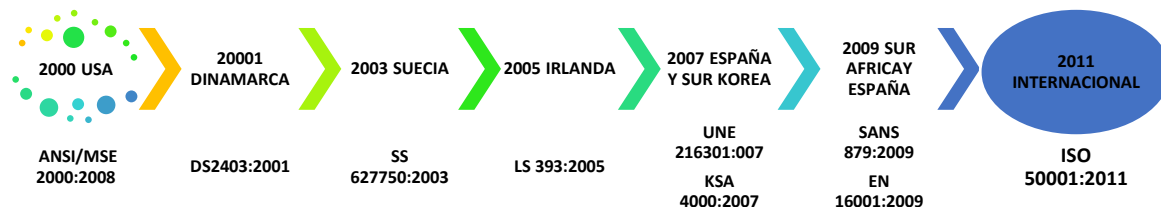
“Los indicadores energéticos son una herramienta importante para analizar interacciones entre la actividad económica y humana, el consumo de energía y las emisiones de dióxido de carbono (CO₂). Estos indicadores muestran a quienes formulan las políticas dónde pueden efectuarse ahorros de energía. Además de proveer información sobre las tendencias respecto al consumo histórico de energía, los indicadores de eficiencia energética pueden también ser utilizados en la modelización y la predicción de la demanda futura de energía”².

A principios del Siglo XXI, aparecen propuestas de carácter tributario y regulatorio para motivar a las empresas a cumplir con los compromisos dados en el protocolo de KIOTO. En esta época sobresalen los Sistemas de Gestión de Energía (SGE) como una alternativa sostenible que ayuda a las empresas durante la crisis económica, aumentando su productividad, competitividad y mostrando el compromiso que estas tienen a favor del medio ambiente.

En 2011, aparece la estándar internacional ISO 50001 cuyo propósito es ayudar a que las empresas definan procesos y sistemas internos para mejorar su desempeño energético, disminuir el consumo de energía y las emisiones de gases de efecto invernadero. Esta norma fue adaptada para Colombia por el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación- ICONTEC según la NTC-ISO 50001 de 2011.

² ORGANIZACIÓN PARA LA COOPERACIÓN Y EL DESARROLLO ECONÓMICOS [OCDE]. *Indicadores de Eficiencia Energética: Bases Esenciales para el Establecimiento de Políticas*. [En línea]. París: International Energie Agency, 2015. (Recuperado el 14 de noviembre del 2019). Disponible en: <https://cutt.ly/weDbpTs>

Figura 1. Historia de la gestión energética Mundial.



Fuente: N. L. ROMERO, «Viabilidad técnica y operativa para implementar un sistema de gestión energética SGE, en una refinería de Colombia basado en la metodología del estándar ISO 50001», Universidad Nacional de Colombia, 2013.

“La Unión Europea emitió la directiva europea 2012/27/UE en octubre de 2012 y que entró en vigor en junio de 2014. Algunas consideraciones importantes en la directiva fueron:

1. Se obliga a los gobiernos a realizar auditorías energéticas a los grandes consumidores energéticos, eximiendo aquellas que tengan implementado un SGE basado en un estándar internacional y certificado por un organismo acreditado.
2. Ordena realizar auditorías energéticas obligatorias a PYMES, con intervalos de 4 años entre auditorías, previo al desarrollo de dichas auditorías, los estados deben brindar capacitación y apoyo financiero a las PYMES para la implementación de auditorías internas”³.

2.2 SGE EN LATINOAMÉRICA

Un estudio del Banco Mundial afirma que entre 2011 y 2030 la demanda de energía en Latinoamérica aumentará un 80 %, siendo el caso de Centroamérica el más

³ LAITON, Óp. Cit.

relevante con un crecimiento de la demanda del 120% de su actual. El aumento de la población, el uso masivo de electrodomésticos y el aumento de la industria producirá un crecimiento en la demanda de energía; este consumo excesivo de energía será el reto principal de las regiones, las cuales deben suplirlas de manera sustentable y eficiente con energías renovables.

Además, otro estudio hecho por IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables) durante los últimos 7 años, en Latinoamérica se han invertido más de 80 Millones de dólares en energías renovables no convencionales, esto convierte a la región en una de las zonas del mundo más dinámica en el sector energético, independizándose fuertemente de la generación de energía convencional. También mencionan el caso puntual de países como Chile, Brasil, México y Argentina quienes son miembros del ECPA (Alianza de energía y Clima de las Américas) donde resaltan el cambio realizado en su infraestructura energética tomando un camino económico más eficiente.

Sobre leyes publicadas se menciona los casos de Uruguay donde se lanzó la Ley de fideicomiso para el financiamiento de proyectos de eficiencia energética, el caso de Venezuela, Perú, Brasil y Panamá donde se sacaron decretos reglamentando la ley de eficiencia energética y en otros países como Costa Rica y Colombia se definió una Ley URE para el uso eficiente de recursos. Para Colombia específicamente fue decretada la Ley URE 697 del 2001 y también se definió la institución encargada de velar el cumplimiento de esta ley, por esto se creó el Consejo Colombiano de Eficiencia Energética en 2010. En la región también se crearon empresas para tal fin, por ejemplo, en Chile nació la Agencia Chilena de eficiencia energética en 2010 y en México el CONUEE en 2012.

La regulación sobre eficiencia energética en los países de Latinoamérica aún no está unificada, por lo que siguen siendo evaluada en cuanto al soporte normativo y político, sin embargo, en la mayoría de las regiones si existe una tendencia en las

tecnologías que se usan o usarán, para fortalecer el sector energético y cumplir con los criterios de URE establecidos.

2.3 SGE EN COLOMBIA

En el país se han desarrollado programas de eficiencia energética, para el uso racional y eficiente de energía en el marco de la Ley 697 de 2001, además del Decreto 2501 de 2007 que propicia el uso racional y eficiente de energía. A su vez, la Presidencia de la Republica, mediante los decretos 3683 de 2003 y 2501 de 2007, promueve las prácticas con fines de uso racional y eficiente de energía y lineamientos generales del PROURE y Creación CIURE.

En el año 2010, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 180919 de 2010, que adopta el Plan de Acción Indicativo 2010- 2015 para desarrollar el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás Formas de Energía No Convencionales, PROURE. Más tarde el país, por medio de la Ley 1715 de 2014, da un paso muy importante para la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional, promoviendo el uso racional y eficiente de energía, usando las nuevas tecnologías que reducirán el uso de energías convencionales, la quema de combustibles fósiles y las emisiones de gases de efecto invernadero.

Actualmente, el PROURE es regido por el PAI- PROURE 2017- 2022 adoptado por la Resolución del Ministerio de Minas y Energías 41286 de 2016, el cual promueve buenas prácticas para el uso de energía, el uso de la norma NTC 50001:2011 como guía para crear al interior de las empresas sistemas de gestión de la energía y también promueve el uso de la NTC 2050, el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE y el Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público –

RETILAP, que dan los requisitos para diseñar y mantener las instalaciones eléctricas y sistemas de iluminación más seguras y eficientes⁴.

2.4 CELSIA S.A E.S.P.

Celsia S.A. E.S.P. es una empresa de energía del Grupo Argos, con un portafolio de energía para ciudades, empresas y hogares. Tiene presencia en Colombia, Panamá y Costa Rica con una capacidad de generación de 2387 MW desde 27 centrales (21 hidroeléctricas, 5 térmicas y 1 eólica) que generan alrededor de 7 750 GWh anuales. El objetivo de la empresa se enfoca en la prestación de servicios públicos como generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica y con EPSA S.A. E.S.P. ha ampliado su portafolio de servicios.

Para Celsia la sostenibilidad es un pilar muy importante para fortalecer la relación con sus grupos de interés, ya que, de esta manera puede generar valor de forma eficiente. Con la diversificación de su portafolio de servicios, participa activamente en el compromiso mundial para ayudar a la disminución de gases de efecto invernadero, incorporando tecnologías para la generación de energía con recursos renovables, haciendo uso eficiente de dichos recursos, además de generar rentabilidad económica e inclusión social en todas las zonas donde tiene presencia.

La empresa está enfocada en reducir los impactos ambientales producto de sus procesos, mediante el cumplimiento de la regulación y normatividad vigente, además, capacita a todos sus grupos de interés, para que usen eficientemente los recursos naturales, la energía eléctrica y traten adecuadamente sus residuos⁵.

⁴ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. *Plan de acción indicativo de Eficiencia Energética 2017 – 2022*. [En línea]. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética, 2017. (Recuperado el 14 de noviembre del 2019). Disponible en: <https://cutt.ly/oeDnflv>

⁵ CELSIA. *Dimensión Ambiental*. [En línea]. Medellín: Grupo Argos, 2019. (Recuperado el 14 de noviembre del 2019). Disponible en: <https://n9.cl/5udu>

3. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA MERILÉCTRICA

Este capítulo describe el funcionamiento y características de los distintos sistemas, y estructuras de la planta, con el fin de mostrar su relevancia e importancia para el normal funcionamiento de la central de generación de energía eléctrica Merilétrica.

3.1 PLANTA MERILÉCTRICA

La planta de generación de energía Eléctrica Merilétrica pertenece a la empresa Celsia S.A. E.S.P y está ubicada en Barrancabermeja, usa un generador y una turbina de combustión a gas (CTG) para suministrar energía eléctrica a alta tensión 230 kV al Sistema Interconectado Nacional (SIN), tiene una capacidad de generar 167 MW. La planta cuenta con una turbina de combustión interna a gas natural marca Westinghouse (W501 FD2), la eficiencia global del ciclo es de 33% y el consumo de gas natural es de 52,35 m³/h (a 60°F y 14,65 PSI).

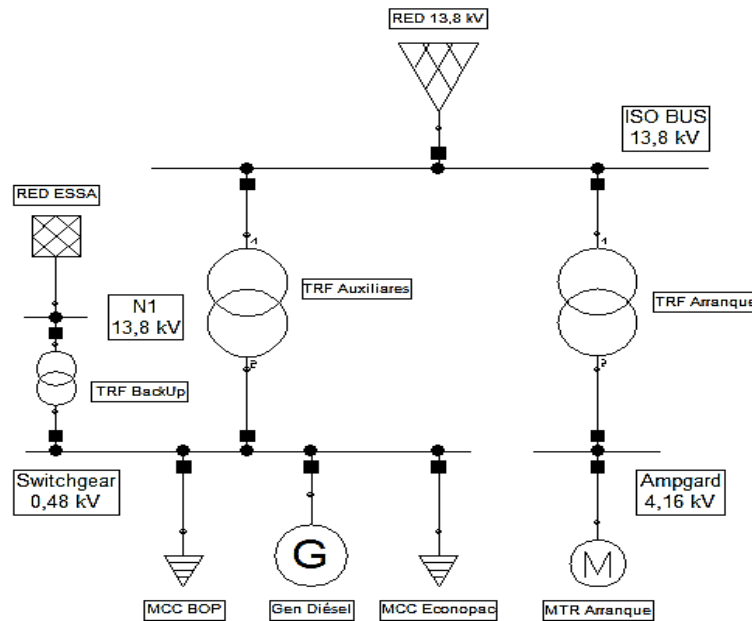
La planta pertenece al esquema de cargo por confiabilidad, por la cual recibe una remuneración de acuerdo con su ENFICC (energía en firme ingreso cargo por confiabilidad) con un OEF (Obligación de Energía en Firme) promedio de 167 MW y un índice IHF (Índice de Disponibilidad histórica por salidas forzadas) entre 7% y 8%. La planta no genera energía eléctrica de forma continua, su producción está ligada al mercado energético del país. La distribución de cargas esenciales de la planta se puede organizar de la siguiente forma:

3.2 DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La función del sistema de distribución de energía eléctrica es proveer de manera segura la energía para cumplir con los requerimientos de media tensión 13,8 kV,

4.160 V y baja tensión 480 V, 240 V, 120 V de la planta. El generador de la CTG tiene una capacidad de tensión de 13,8 kV, trifásico, 60 Hz a través del interruptor del generador y luego a un transformador de elevación de 13,8 kV a 230 kV.

Figura 2. Distribución de energía eléctrica dentro de la planta.



La energía de servicios auxiliares de la planta es distribuida a través de barrajes de 4.160 V y 480 V por el sistema de distribución eléctrica (ver imagen 2). El sistema de distribución de energía en la planta funciona así: la planta se alimenta directamente desde una línea 230 kV y por medio del transformador principal se reduce esta tensión a 13,8 kV distribuida en una barraje para ser usado por los dos transformadores de auxiliares para la alimentación del motor de arranque a 4.160 V y cargas auxiliares esenciales para el funcionamiento de la unidad a 480 V. Además de la distribución normal de energía, también tenemos un sistema de energía de respaldo en caso de que haya ausencia de la energía AC o un apagón. Esta se realiza por medio de tres bancos de baterías uno para cargas DC de la unidad y dos para respaldo de dos UPS 15 kVA y 5 kVA para cargas de la zona administrativa.

3.2.1 Transformadores. En esta sección se realiza la descripción de los transformadores de la planta.

3.2.1.1 Transformador elevador del generador. La salida de tensión del Generador de la Turbina de Combustión (CTG) es de 13.8 kV, conectado al STN de 230 kV a través de un transformador elevador del Generador (GSU) que incrementa la tensión del generador de 13.8 kV a 230 kV para entrar a la red a través de la subestación Comuneros. Cuando la CTG no está operando, el mismo transformador GSU opera de manera inversa para disminuir la tensión de la red de 230 kV a 13.8 kV como se mencionaba anteriormente. El transformador GSU tiene una capacidad de 207 MVA, con corriente 8660 A en baja tensión y 519.6 A para alta tensión.

Tabla 1. Características Transformador principal.

Transformador	Potencia	Primario		Secundario	
	MVA	kV	A	kV	A
Transformador Principal	207	230	519.6	13.8	8660

3.2.1.2 Transformadores de Arranque y Auxiliares. La energía auxiliar de la planta es suministrada por dos transformadores externos enfriados naturalmente por aceite (OA), localizados en búnkeres de contención de concretos separados, localizados al respaldo del transformador principal. El devanado primario de cada transformador es de 13.8 kV, los devanados secundarios están conectados mediante un dispositivo de distribución (SwitchGear) y barrajes a los subsistemas de energía auxiliares de media y baja tensión del sistema de distribución de potencia de la planta. La capacidad de potencia, tensión y corriente de los Transformadores de Arranque y Auxiliar de planta están listados en la siguiente tabla.

Tabla 2. Características Transformadores Auxiliares.

Transformador	Potencia	Primario		Secundario	
	kVA	kV	A	V	A
Transformador de Arranque	3750	13.8	157	4160	520
Transformador Auxiliar	1500	13.8	62.8	480	1804

3.2.2 Sistema de 4160 V – Motor de arranque. La energía de 4160 V de la planta es suministrada a través de un barraje subterráneo de 4160 V al controlador del motor de arranque de 2200 HP de la Turbina de Combustión. El controlador de motor contiene un interruptor de energía principal (ON/OFF) y un interruptor selector de modo (SS1) con posiciones manual, Off, y automático para determinar cómo se va a operar el motor de arranque de la CTG. En automático (posición normal), el Motor de arranque es encendido automáticamente y apagado por el sistema de control (DCS) en la etapa apropiada y la secuencia automática de arranque de la CT.

3.2.3 Sistema de Auxiliares de 480 V. El sistema de distribución de energía de 480 V es suministrado a través del transformador servicios auxiliares de 13.8 kV a 480 V. El transformador está conectado a través de un interruptor alimentador a uno de los extremos del barraje de 480 V en el SwitchGear (ver imagen 2). Este sistema luego conecta energía a los siguientes interruptores alimentadores / proveedores:

- MCC de 480 V de la CT
- MCC de 480 V del BOP
- Generador diésel de emergencia 480 V
- Energía de respaldo de 480 V (circuito rural de 13.8 kV)

Enclavamientos Eléctricos y Mecánicos previenen el cierre simultáneo del Generador diésel y los interruptores de energía de respaldo para prevenir conexión cruzada de diferentes fuentes de energía que pueden ocasionar daños por corto. Solamente uno de estos interruptores puede ser cerrado a la vez.

3.3 SISTEMAS AUXILIARES DEL ECONOPAC

En capítulos posteriores se muestra en detalle la caracterización de los distintos equipos que componen cada sistema de la unidad, con sus respectivos parámetros

nominales como lo son: Potencia en HP y kW, factor de potencia, tensión nominal, corriente nominal, velocidad operativa y eficiencia. A continuación, se describirá la función de cada sistema y sus componentes:

3.3.1 Sistema de aceite lubricante. El propósito del sistema de lubricación de la turbina de combustión es suministrar aceite limpio, filtrado, a la temperatura y presión apropiada para una adecuada lubricación de los rodamientos de la turbina, el generador y el paquete de arranque.

3.3.1.1 Reservorio principal de aceite de lubricación. El reservorio de lubricación de 4500 galones (3600 galones a nivel normal de operación) es una parte integral de la base estructural del paquete mecánico. El reservorio de aceite está equipado con dos extractores de vapor encima del reservorio. El vapor/niebla de aceite es sacado del reservorio usando uno de los dos extractores de vapor que están instalados en paralelo.

3.3.1.2 Bombas principales de aceite de lubricación. Dos bombas centrífugas con motor de 100 HP, verticales tipo sumidero, con capacidad de 100%, operadas con motor AC son instaladas para proporcionar flujo a través del sistema durante la operación normal de la turbina. Cada bomba tiene una capacidad de flujo de 700 gpm a una presión de descarga de 140 psig (9.6 bar). Las bombas reciben alimentación de 480 V desde el MCC del Econopac.

3.3.1.3 Bomba de lubricación de emergencia. Una bomba centrífuga, vertical tipo sumidero con motor DC está instalada para suministrar flujo al sistema en el evento de la pérdida de operabilidad de una bomba AC de lubricación o la imposibilidad para mantener la presión del sistema. La bomba de lubricación de emergencia tiene una capacidad de 500 gpm a una presión de descarga de aproximadamente 21 psig (1.5 bar). La bomba de lubricación de emergencia DC recibe alimentación de 125 Vdc de la sección DC del MCC del Econopac.

3.3.2 Sistema de aceite de sello del generador. Ya que el extremo del eje del rotor del Generador enfriado con hidrógeno debe ser llevado hasta afuera del estrecho recinto de gas, se deben proveer formas de prevenir el escape de gas a lo largo del eje. Se suministran sellos con aceite presurizado a ambos extremos del Generador para este propósito.

3.3.2.1 Bombas del sistema de sellos. Las dos bombas principales lubricación AC de GT proporcionan el flujo de aceite requerido para que los sellos del Generador mantengan el aceite de sello a una presión de seis 6 psi por encima de la presión de hidrógeno en el Generador durante operación normal de la GT. Cuando el sistema de lubricación es apagado, la bomba de reserva AC o la bomba de aceite de sellos DC son usadas para mantener esta presión de aceite de sello.

3.3.2.2 Extractores de vapor de sello. Los extractores de vapor también ventilan las cavidades de cojinetes del Generador para prevenir la acumulación de hidrógeno y suministran una presión negativa en el tanque reservorio de aceite de sellos, lo que causa que se libere el hidrógeno disuelto que haya entrado.

3.3.3 Sistema de aire de instrumentos. El sistema de aire de instrumentos de la turbina suministra aire seco, comprimido para la operación de varios dispositivos de control neumáticamente actuados. El sistema de aire de instrumentos provee filtrado final, monitoreo, y distribución de aire a varios dispositivos de control neumáticos.

3.3.4 Sistema de aceite de control (Hidráulico). El propósito del Sistema de Aceite de Control es suministrar fluido hidráulico filtrado a la presión y temperatura apropiada para una adecuada actuación del cilindro hidráulico de las paletas guía de entrada de CT (IGV) y las cuatro válvulas de control de gas combustible de CT (Etapa Piloto, Etapa A, Etapa B, y Etapa C).

3.3.4.1 Bombas de suministro hidráulico. Dos bombas hidráulicas motorizadas, son instaladas en el reservorio, las bombas y sus filtros de succión están sumergidas en el fluido del sistema. Cada ensamble de bomba incluye un motor de 15 HP.

3.3.5 Sistema de aire comprimido BOP. El sistema de aire comprimido del Balance de Planta (BOP) presuriza, almacena y distribuye aire de servicio de propósitos generales para uso en el taller, banco de instrumentación y en el área de sistema de tratamiento de gas combustible. Adicionalmente los sistemas de aire de instrumentos del BOP y del Econopac, se encuentran interconectados, lo cual les permite tener respaldo.

3.3.6 Enfriador de aire del rotor. Aire para enfriar el interior del rotor y sus álabes giratorios es extraído de la descarga de la cámara del combustor (combustor Shell). Aproximadamente 50% del aire comprimido es usado para refrigerar la turbina. Cerca del 35% del aire comprimido es removido en el punto de descarga del compresor y dirigido al enfriador de tubos aleteados enfriados con ventilador.

3.3.7 Sistema de enfriamiento de hidrógeno (Glycol). Un sistema cerrado de agua de enfriamiento con Corrshield NT 4200L (inhibidor de Corrosión) es utilizado para enfriar el hidrógeno en el Generador. El sistema consiste en dos motores de 100 hp que mueven bombas de capacidad 100%, un tanque de reposición, un enfriador de ventilador y aletas, y tres motores de 25 hp moviendo los ventiladores.

3.3.8 Enfriador Evaporativo. Un enfriador evaporativo está localizado dentro de la casa de filtros. El enfriador evaporativo incluye dos bombas con motor de 5 HP, tuberías, válvulas, medidores de flujo, medio filtrante, sumidero de agua y un cabezal de distribución de agua de reposición.

3.4 SISTEMAS AUXILIARES DEL BOP

Aquí se describen los sistemas auxiliares del sistema de balance de planta BOP.

3.4.1 Sistema de agua potable. Las dos bombas de agua potable tienen una capacidad de flujo de descarga de 5 metros cúbicos por hora (m³/h) a una presión normal de descarga de 60 psi. El sistema opera con una bomba principal y otra de respaldo, la bomba que no está funcionando está para ser arrancada de forma auto / manual. En modo automático, la bomba que se encuentra en modo stand by arrancará automáticamente para mantener la presión del sistema. Los motores que mueven las bombas están alimentados y controlados desde el MCC del BOP de 480 V en el cuarto eléctrico de planta.

3.4.2 Sistema de agua contra incendio. La red de agua del sistema contraincendios consiste en una línea de distribución principal de 8 pulgadas y un circuito cerrado con una línea de 6 pulgadas de acero al carbón con cubrimiento de alquitrán, con válvulas de bloqueo para cortar el flujo cuando sea necesario sin afectar la seguridad de la planta. El sistema de distribución suministra agua a tres (3) hidrantes tipo manguera con carrito para propósitos de extinción de fuego y cuatro (4) monitores alrededor de los edificios y zonas de la planta.

3.4.2.1 Bombas de agua contraincendios. Dos bombas principales son suministradas, cada una de ellas con una capacidad de descarga diseñada de 227 m³/h. Están instaladas junto a las bombas de agua potable en el skid de BOP atrás del Edificio de Control de Planta. La Bomba A es movida por un motor eléctrico y la Bomba B es movida por un motor diésel.

La bomba A contraincendios movida por el motor eléctrico puede ser arrancada manualmente por el Interruptor de “Emergency Run” en su panel de control local.

Puede ser también arrancada automáticamente por una baja presión en el sistema, a través de un interruptor de baja presión conectado al sistema DCS del BOP.

La bomba B diésel de respaldo, puede ser manualmente arrancada en su panel de control local a través del interruptor “Main Switch” posicionándolo en modo Manual. Puede ser también arrancada automáticamente por una muy baja presión de agua en el sistema, a través de un switch de baja presión cuando la presión del sistema caiga por debajo de 50 psig.

Una bomba jockey movida por motor está instalada junto a la bomba de agua contraincendios principal. Esta funciona intermitentemente para mantener la presión básica de agua en el circuito cerrado contraincendios.

3.5 TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN

Los tableros de distribución más relevantes en planta son los centros de control de motores MCC, por lo tanto, se describirán sus características a continuación:

3.5.1 Centro de control de motores del Econopac. Un centro de control de motores (MCC) es usado para la distribución de energía eléctrica con tensión de 480 V y para el control de cargas de los equipos auxiliares de la turbina de combustión. El MCC de la CT consiste en secciones verticales que contienen las combinaciones de ensambles de arrancadores e interruptores alimentadores para las cargas auxiliares de la planta. Las unidades son fácilmente removibles, con acceso a todos los componentes y cableado desde el frente. El barraje principal horizontal de tres fases se extiende a lo largo del gabinete del MCC y es soportado por aisladores no arrastrables de poliéster, vidrio reforzado.

Además de las unidades de arrancador e interruptor alimentador, el MCC del Econopac tiene tableros de distribución a tensión de 120 V para cargas auxiliares (iluminación, tomas corrientes, resistencias de calentamiento) como también un tablero de 125 Vdc para cargas de respaldo en ausencia de tensión. Este sistema de 125 Vdc alimenta el motor de aceite de lubricación y de sellos de emergencia DC, también, el giro lento de la turbina de combustión (Turning Gear), el banco de baterías de la CT, entre otras cargas.

3.5.2 Centro de control de motores del BOP. Un MCC del balance de planta (BOP) a 480 V contiene controladores de motores similares y un transformador reductor de 480 V a 240/120 V, para alimentar a los equipos del BOP, las bombas contraincendios, bombas de agua potable, unidades de aire acondicionado, bombas de agua desmineralizada, compresores de aire y la iluminación interior y exterior de la planta.

El MCC del BOP tiene tableros de distribución a tensión de 240/120 V en secciones separadas. Además, posee un sistema de 125 Vdc que consiste en un panel rectificador DC que alimenta los relés de protección de la línea hacia Comuneros, un inversor (UPS) de 15 kVA que alimenta la mayoría de las cargas vitales de protección y control de la planta, y un inversor (UPS) de 5 kVA que alimenta las consolas del DCS de la CT y del balance de planta (BOP).

3.5.3 Sistemas normales de la CT y el BOP de 240/120 V. Además de las unidades de arrancador e interruptor alimentador, el MCC de la CT y el BOP tiene los tableros de distribución AC en secciones separadas. El tablero de distribución de CT es capaz de manejar 42 circuitos individuales y el tablero de distribución del BOP puede manejar 26 circuitos.

3.5.4 Sistemas esenciales a 125 Vdc. El sistema de 125 Vdc de aceite de sellos de emergencia, el giro lento de la turbina de combustión, las baterías de la CT y de

respaldo del BOP, y los controles del tablero de distribución DC de la Turbina de Combustión.

3.6 BANCO DE BATERÍAS Y UPS

Las características de los bancos de baterías y UPS son las siguientes:

3.6.1 Uninterruptible Power Supply (UPS). El sistema esencial de 120 V del BOP consiste en un inversor de 15 kVA UPS1, que alimenta la mayoría de las cargas vitales de protección y control de la planta, y un inversor de 5 kVA UPS2, que alimenta las consolas del DCS de la Turbina de Combustión y el DCS del sistema de balance de planta (BOP).

3.6.2 Banco de baterías de CT. Las baterías de CT están diseñadas para suministrar ocho horas de servicio para cargas de apagado de emergencia sin corriente de carga. La tensión nominal de las baterías es 125 Vdc. La Tensión de flotación nominal está en 135 Vdc y el límite bajo de descarga es 105 Vdc. Las 60 celdas tienen una capacidad de 530 Ah a una rata de 8 horas. La Tensión mínimo de la batería es 1.75 V por celda a una máxima temperatura ambiente de 49 °C (120 °F).

El cargador de baterías de la CT opera con tensión de 480 V, trifásico a 60 Hz y tiene límite de corriente y capacidad de regulación de tensión. El cargador está dentro del paquete eléctrico y está diseñado para suministrar la carga DC en condiciones normales, más la corriente para recargar una batería descargada en ocho (8) horas. La tensión de flotación regulada es ajustable desde 105 a 140 Vdc.

3.6.3 Banco de baterías de BOP. Hay dos bancos de baterías en el BOP en un cuarto aparte ventilado en la parte trasera del cuarto eléctrico de Planta. Las 60

celdas del banco de baterías libres de mantenimiento tipo gel (120-5-KWNT-120-1) en ese cuarto alimentan el sistema inversor de 5 kVA y está capacitado para un ciclo de descarga de 300 Ah y el banco adyacente de 43 celdas de baterías tipo gel (UPS-EDP5D) alimenta el sistema de inversor de 15 kVA y está capacitado para un ciclo de descarga de 100 Ah.

3.7 CARACTERIZACIÓN DE EQUIPOS Y SISTEMAS, USO Y CONSUMO

La norma NTC-ISO 50001 de 2011 establece que para la implementación de un sistema de gestión de la energía, se debe realizar una revisión energética de la planta, con el fin de establecer el uso y consumo de la energía eléctrica⁶.

Para cumplir con el requerimiento anterior, se debe establecer cuáles son los sistemas de mayor consumo, analizando sus características eléctricas y los datos de medición de consumo de años anteriores y actuales. En el siguiente diagrama se mostrará el flujo de entradas y salidas de la revisión energética.

⁶ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. *Sistemas de gestión de la energía. Requisitos, NTC-ISO 50001*. Bogotá: ICONTEC, 2011, 24 p.

Figura 3. Proceso de revisión energética.



Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, NTC-ISO 50001 Sistemas de Gestión de la Energía. Colombia, 2011, p. 24.

3.8 CARACTERÍSTICAS DE MOTORES

En esta parte del trabajo se muestran las características eléctricas principales de los motores instalados de la planta como lo son: Tensión, corriente, potencia, factor de potencia y eficiencia.

Todos estos datos son nominales y normalmente los motores tienen una placa instalada con estas características, estos datos a su vez, serán útiles a la hora de comparar el consumo real con la carga instalada, verificar el deslizamiento comparando las velocidades y al final calcular la eficiencia de los motores. En las siguientes tablas se muestra los datos de placa encontrados en cada motor.

Tabla 3. Datos de placa de motores en el Econopac.

Sistema	Motor	Tensión Nominal [V]	Corriente Nominal [A]	Potencia [HP]	Potencia [kW]	Factor Potencia [%]	Eficiencia Nominal [%]
Aceite de Lubricación	Bomba 1	460	111	100	74,6	90,1	93
	Bomba 2	460	111	100	74,6	90,1	93
	Bomba DC	125	110	15	11,2	--	90
	Ventilador 1	460	12,5	10	7,5	85	89,5
	Ventilador 2	460	12,5	10	7,5	85	89,5
	Ventilador 3	460	12,5	10	7,5	85	89,5
	Extractor 1	460	9,1	7,5	5,6	92	84
	Extractor 2	460	9,1	7,5	5,6	92	84
Aceite de Sellos	Bomba AC	480	1,8	1	0,7	74	77
	Bomba DC	125	7,5	1	0,7	--	78
	Extractor 1	380-415	3,1-3	3	2,2	92	84
	Extractor 2	380-415	3,1-3	3	2,2	92	84
Aceite de Control	Bomba1	460	18,1	15	11,2	85	92,4
	Bomba 2	460	18,1	15	11,2	85	92,4
Aire Instrumentos	Compresor	460	12,7	10	7,5	83	91,7
Rotor Air Cooler	Ventilador	460	38,8	30	22,4	85	91,7
Glycol	Bomba 1	460	112	100	74,6	87,4	95,4
	Bomba 2	460	112	100	74,6	87,4	95,4
	Ventilador 1	460	38,9	25	18,7	68,7	88,5
	Ventilador 2	460	38,9	25	18,7	68,7	88,5
	Ventilador 3	460	38,9	25	18,7	68,7	88,5
Arranque	Motor	4.160	287	2.200	1.641,2	90	90
Turning Gear	Motor	125	84	12	9	--	84
Enfriador Evaporativo	Bomba 1	460	6	5	3,7	93	85,5
	Bomba 2	460	6	5	3,7	93	85,5
Ventiladores Recinto Turbina	Ventilador 1	460	6,5	7	5,2	80	80
	Ventilador 2	460	6,5	7	5,2	80	80
	Ventilador 3	460	6,5	7	5,2	80	80
	Ventilador 4	460	6,5	7	5,2	80	80
Potencia Instalada Total [kW]						2135,8	

Ahora los datos eléctricos nominales de los motores instalados en el sistema de balance de planta BOP.

Tabla 4. Datos de placa de motores en el BOP.

Sistema	Motor	Tensión Nominal [V]	Corriente Nominal [A]	Potencia [HP]	Potencia [kW]	Factor Potencia [%]	Eficiencia Nominal [%]
Agua Potable	Bomba 1	440	3,1	3	2,2	86	84
	Bomba 2	440	3,1	3	2,2	86	84
Agua Demi	Bomba	480	2,7	2	1,5	80	87
Compresor Aire	Compresor 1	460	36,3	30	22,4	90,5	91,2
	Compresor 2	460	36,3	30	22,4	90,5	91,2
Sistema contra Incendio	Bomba AC	460	89	75	56	87,2	93,6
	Bomba Jockey	460	3,9	3	2,2	89	81,5
108,9							

3.9 AIRES ACONDICIONADOS

En este ítem se realiza la revisión de los aires acondicionados instalados en las zonas administrativas, sala de control y los distintos paquetes de la central, para determinar la carga instalada, uso y consumo con el fin de determinar su idoneidad en cuanto a eficiencia energética se trata.

3.9.1 A.A. Edificio Administrativo 1. El Edificio Administrativo 1 consta de cuatro oficinas, una cafetería, sala de juntas, la recepción, cuarto de comunicaciones y baños. Cada oficina cuenta con un sistema de aire acondicionado tipo split con tecnología invertir. A continuación, se mostrará el perfil de carga instalada.

Tabla 5. Aires Instalados en el Edificio Administrativo 1.

Ubicación	BTU.h	Tensión Nominal [V]	Corriente Nominal [A]	Potencia [kW]
Líder de planta	12.000	220	4,25	0,95
Líder Gestión Recursos	12.000	220	4,25	0,95

Líder Administrativa	12.000	220	4,25	0,95
Gerencia	12.000	220	4,25	0,95
Sala de Juntas	24.000	220	8,30	1,86
Cocina	12.000	220	4,20	0,94
Cuarto Comunicaciones	12.000	220	4,80	1,08
Recepción	24.000	220	11,20	2,51
Total				10,19

3.9.2 A.A. Edificio Administrativo 2. El Edificio Administrativo 2 consta de la sala de control, del cuarto de instrumentación, tres oficinas, el cuarto de los dos bancos de batería para UPS y un cuarto de almacenamiento de repuestos electrónicos. Los sistemas de aire son tipo mini Split y aire acondicionado tipo cassette con tecnología invertir. A continuación, se mostrará el perfil de carga instalada.

Tabla 6. Aires Instalados en el Edificio Administrativo 2.

Ubicación	BTU.h	Tensión Nominal [V]	Corriente Nominal [A]	Potencia [kW]
Sala de Control	48.000	220	10,8	2,50
	48.000	220	10,8	2,50
Cuarto Eléctrico	35.000	220	16	3,38
	33.500	220	16	3,30
Cuarto repuestos	11.800	220	5,8	1,09
	12.000	220	6,8	1,40
Cuarto Baterías	11.800	220	5,8	1,09
Instrumentación	36.000	220	19	4,20
Líder Mantenimiento	12.000	220	4,8	1,08
Mecánico	12.000	220	6	1,24
Total				19,46

3.9.3 A.A. en el Econopac. En el Econopac existe distintos sistemas de refrigeración para cada paquete dependiendo de la facilidad de su instalación y las necesidades que haya en cada uno, por ejemplo, el paquete eléctrico donde se encuentra el centro de control de motores tiene dos aires tipo paquete de 36000 BTUh, mientras que en el paquete de excitatriz debido a las altas temperaturas que maneja el barraje DC de excitación durante la generación tiene instalado dos aires tipo mochila de 60000 BTUh.

Tabla 7. Aires Instalados en zona del Econopac.

Ubicación	BTU.h	Tensión Nominal [V]	Corriente Nominal [A]	Potencia [kW]
Paquete Eléctrico	36.000	480	5,8	5
	36.000	480	5,8	5
Paquete excitatriz	60.000	220	15,6	6
	60.000	220	15,6	6
Line Equipment Room	12.000	220	5,8	1,09
Total				23,09

3.10 ILUMINACIÓN

Para la iluminación se tendrá en cuenta la cantidad de lámparas instaladas, el tipo de lámpara, luminaria o reflector y el total de potencia consumida en kW.

3.10.1 Iluminación Edificio Administrativo 1. El edificio tiene todas las oficinas administrativas y de gerencia descritas en el ítem 5.2.2., su diseño esta dado para cumplir con un nivel de iluminancia promedio de 500 lx que es el exigido actualmente para oficinas según Tabla 440.1 del RETILAP.

Tabla 8. Consumo de potencia de iluminación Edificio Administrativo 1.

Ubicación	Tipo	Cantidad	Potencia [W]	Potencia Total [kW]
Líder de planta	Fluorescente 2 x TL5 [49 W]	3	108	0,32
Líder Gestión Recursos	Fluorescente 2 x TL5 [49 W]	3	108	0,32
Líder Administrativa	Fluorescente 2 x TL5 [49 W]	3	108	0,32
Gerencia	Fluorescente 2 x TL5 [49 W]	3	108	0,32
Sala de Juntas	Fluorescente 2 x TL5 [49 W]	6	108	0,65
Cocina	Fluorescente 2 x TL5 [49 W]	2	108	0,22
Cuarto Comunicaciones	Fluorescente 2 x TL5 [49 W]	2	108	0,22
Recepción	Fluorescente 2 x TL5 [49 W]	3	108	0,32
Archivo	Fluorescente 2 x TL5 [49 W]	3	108	0,32
Total				3,024

3.10.2 Iluminación Edificio Administrativo 2. La iluminación para este edificio tiene las mismas características del edificio anterior, pero con la diferencia que este tiene una bodega de almacenamiento de repuestos que uso lámparas Metal Halide de 400 W.

Tabla 9. Consumo de potencia de iluminación Edificio Administrativo 2.

Ubicación	Tipo	Cantidad	Potencia [W]	Potencia Total [kW]
Sala de Control	Fluorescente 2 x TL5 [49 W]	10	108	1,08
Cuarto Eléctrico	Fluorescente 2 x TL5 [49 W]	8	108	0,86
Cuarto repuestos	Fluorescente 2 x TL5 [49 W]	2	108	0,22
Cuarto Baterías	Fluorescente 2 x TL5 [49 W]	2	108	0,22
Instrumentación	Fluorescente 2 x TL5 [49 W]	8	108	0,86
Líder Mantenimiento	Fluorescente 2 x TL5 [49 W]	2	108	0,22
Mecánico	Fluorescente 2 x TL5 [49 W]	2	108	0,22
Almacén Repuestos	Lámpara Metal Halide [250 W]	10	250	2,50
Total				6,18

3.10.3 Iluminación del Econopac y Taller. La iluminación del taller tiene una carga instalada alta, sin embargo, solo es usada en ocasiones, porque la mayoría de trabajos son en campo, solo trabajos de soldadura o cuando se usa el banco del taller para revisar un equipo. Por otro lado, en la iluminación interior del Econopac se usa lámparas fluorescentes tubular y en el exterior por la iluminación perimetral que será tratada en el siguiente capítulo.

Tabla 10. Consumo de potencia de iluminación Econopac y taller.

Ubicación	Tipo	Cantidad	Potencia [W]	Potencia Total [kW]
Paquete Eléctrico	Fluorescente 2 x TL5 [49 W]	8	108	0,86
Paquete excitatriz	Fluorescente 2 x TL5 [49 W]	4	108	0,43
Line Equipment Room	Fluorescente 2 x TL5 [49 W]	2	108	0,22
Recinto de turbina	Reflectores [400 W]	8	400	3,20
Taller Mecánico	Lámpara Metal Halide [400 W]	10	400	4,00
Total				8,71

3.10.4 Iluminación perimetral. La iluminación perimetral se usa para iluminar la zonas exterior e interior de la planta, como los caminos, senderos, vías de tránsito peatonal y vehicular y perímetro en general. El 100% de esta carga es usada entre las 18:00 y 06:00, su control automático se realiza por medio de temporizadores.

Tabla 11. Consumo de potencia de iluminación perimetral.

Poste	Tipo		Potencia Reflector [W]	Potencia Luminaria [W]	Potencia Total [kW]
	Reflector	Luminaria			
1	2	1	400	200	1,0
2	0	1	400	200	0,2
3	3	0	400	200	1,2
4	3	0	400	200	1,2
5	2	0	400	200	0,8
6	1	0	400	200	0,4
7	2	0	400	200	0,8
8	3	0	400	200	1,2
9	1	1	400	200	0,6
10	3	0	400	200	1,2
11	3	0	400	200	1,2
12	2	0	400	200	0,8
13	0	1	400	200	0,2
14	2	1	400	200	1,0
15	1	1	400	200	0,6
16	1	1	400	200	0,6
17	4	0	400	200	1,6
18	2	0	400	200	0,8
19	1	1	400	200	0,6
20	1	0	400	200	0,4
21	2	0	400	200	0,8
22	1	0	400	200	0,4
23	3	0	400	200	1,2
24	2	0	400	200	0,8
25	2	0	400	200	0,8
26	0	1	400	200	0,2
27	0	1	400	200	0,2
28	1	1	400	200	0,6
29	0	1	400	200	0,2
30	0	1	400	200	0,2
31	0	1	400	200	0,2
32	0	1	400	200	0,2
33	0	1	400	200	0,2
TOTAL					22,4

3.11 CONSUMO DE ENERGÍA

Ahora se revisará el consumo real de energía teniendo las horas operativas de cada equipo, de sistemas (iluminación, aire acondicionado) con el fin de determinar las cargas críticas de la planta y de esta manera definir en capítulos posteriores la(s) línea(s) base(s) y los indicadores para la gestión eficiente de la energía de la central.

Teniendo en cuenta el total de cargas instaladas se realizará una revisión del consumo de energía de la planta Merilétrica para dos escenarios OFF-LINE Y ON-LINE, ya que dependiendo de que la unidad se encuentra en servicio o no, los consumos de energía eléctrica serán distintos.

3.11.1 Consumo de Energía Off-Line. Con las horas operativas promedio de cada equipo y sistema se calcula la energía consumida diaria y mensual, para ser comparada con los datos de los medidores de energía del BOP y el Econopac para determinar que cargas son las más críticas.

Tabla 12. Consumo de energía eléctrica Off-Line.

Sistema / Ubicación	Potencia Instalada [kW]	Consumo día [MWh/día]	Consumo mes [MWh/mes]
Motores Econopac	2.002,08	1,73	51,84
Motores BOP	108,05	0,07	2,13
Aires acondicionados	54,86	0,66	19,72
Iluminación Interior	17,91	0,11	3,37
Iluminación Perimetral	22,4	0,27	8,06
Otras Cargas	7	0,17	5,00
Total		3,00	90,13

Ahora se observará el consumo de energía tomado directamente desde los medidores instalados en el MCC del Econopac y el MCC del BOP.

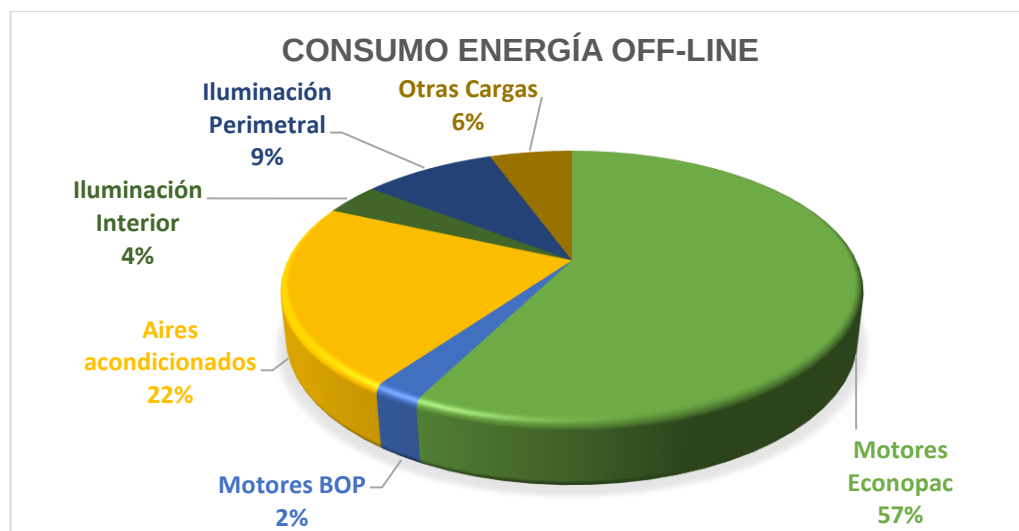
Tabla 13. Resumen consumo Off-Line mes de junio y julio de 2019.

AÑO 2019	Junio		Julio	
GENERACIÓN ELÉCTRICA	Día	Mes	Día	Mes
Generación Neta [MWh]	0	0	0	0

Generación Bruta [MWh]	0	0	0	0
Generación Neta Comercial [MWh]	0	0	0	0
Motor de Arranque [MWh]	0	0	0	0
Consumo Econopac [MWh]	2,13	63,89	2,13	64,02
Consumo BOP [MWh]	0,86	25,85	0,89	26,56
Total [MWh]	2,99	89,74	3,02	90,58

Dentro de las otras cargas se encuentran los PC de escritorio, portátiles, fotocopidores, impresoras, cafeteras, celulares, radios, antenas, routers, etc.

Figura 4. Participación de las cargas en el consumo de energía Off-Line.



El resultado muestra la gran participación que tienen los motores en el consumo de energía eléctrica de la central, esto es un dato relevante a la hora de determinar las cargas críticas. Los datos potencia, horas operativas diarias y mensuales, se encuentran detalladas en el Anexo A al final de este trabajo.

3.11.2 Consumo de Energía On-Line. Para el caso de la energía consumida en generación la carga es más alta, ya que se necesitan más equipos en servicio como lo son los ventiladores para refrigeración, bombas de agua, compresores de aire comprimido, bombas de aceite de control, Glycol y Cooler evaporativo, etc.

Tabla 14. Consumo de energía eléctrica On-Line.

Sistema / Ubicación	Potencia Instalada [kW]	Consumo día [MWh/día]	Consumo mes [MWh/mes]
Motores Econopac	2.002,08	5,19	155,59
Motores BOP	108,05	0,60	18,05
Aires acondicionados	54,86	0,66	19,72
Iluminación Interior	17,91	0,18	5,27
Iluminación Perimetral	22,40	0,27	8,06
Otras Cargas	7	0,17	5
Total		7,06	211,7

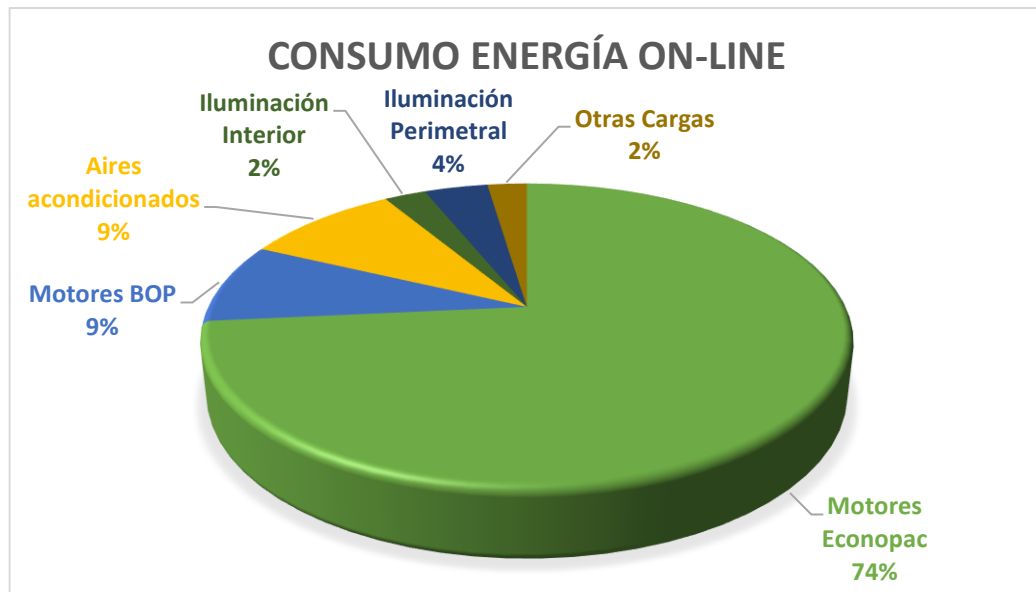
Ahora se comparará con el consumo de energías de la planta en época de generación plena a Full Load, para esto se tomará el periodo comprendido entre noviembre y diciembre de 2015 cuando ocurrió el último fenómeno del niño.

Tabla 15. Resumen consumo On-Line mes de noviembre y diciembre de 2015.

Año 2015	Noviembre		Diciembre	
GENERACIÓN ELÉCTRICA	Día	Mes	Día	Mes
Generación Neta [MWh]	3.839,90	115.197,12	3.929,60	117.888,02
Generación Bruta [MWh]	3.877,42	116.322,62	3.967,97	119.039,09
Generación Neta Comercial [MWh]	3.839,88	115.196,26	3.929,60	117.888,02
Motor de Arranque [kWh]	0	0	0	0
Consumo Econopac [MWh]	4,85	145,40	5,08	152,41
Consumo BOP [MWh]	2,07	62,10	2,13	63,90
Total [MWh]	6,92	207,50	7,21	216,31

Aquí se obtiene el promedio de consumo de energía y se compara con los datos de horas operativas de los equipos y sistemas, así: $E_{\text{Promedio}} = 7,06 \text{ MW/día}$ o $E_{\text{Promedio}} = 211,9 \text{ MW/mes}$, datos muy similares si se comparan las tablas 15 y 14.

Figura 5. Participación de las cargas en el consumo de energía On-Line.



La participación de los motores en el consumo de energía se incrementa en un 17% en el Econopac y un 7% en el BOP.

Por ello se concluye que se deben definir dos tipos de línea base, así como indicadores de energía, una para el Econopac y otra para el BOP, y esto dependerá si la unidad se encuentra o no en servicio.

3.12 CÁLCULO DE EFICIENCIA

En esta parte del trabajo se calcula la eficiencia de los motores, aires acondicionados y la iluminación en planta.

3.12.1 Eficiencia en Motores. Existen muchas normas nacionales e internacionales sobre ensayos para determinar la eficiencia de los motores de inducción como los son la norma IEE 112, IEC 60034-2-1 o la Norma Técnica

Colombiana NTC 3477, pero como su nombre lo dice, son ensayos que normalmente se realizan en laboratorio y con el equipo fuera de servicio.

Para los equipos de la planta que se encuentra en funcionamiento y que por ningún motivo pueden ser retirados, porque afectaría la disponibilidad, se debe hacer uso de otra metodología para el cálculo de la eficiencia de los motores de la central por tal motivo se usará la metodología del deslizamiento que se mostrará a continuación.

El método del deslizamiento es muy usado en la industria por su facilidad y porque es poco invasivo. Este define que el factor de carga es proporcional al deslizamiento y está dado por la siguiente formula⁷:

$$FC = \frac{n_s - n_m}{n_s - n_n} \times 100 \quad [\%]$$

$n_s \rightarrow$ Velocidad sincrónica

$n_m \rightarrow$ Velocidad medida (Foto tacómetro)

$n_n \rightarrow$ Velocidad nominal (placa)

Entonces la eficiencia estará dada por:

$$\eta = \frac{P_s}{P_e} = \frac{P_{\text{mecánica}}}{P_{\text{entrada}}}$$

$$\% \eta = \frac{P_s}{P_e} \times 100 \quad [\%]$$

$P_s \rightarrow$ Potencia mecánica $P_s = FC \times P_n$

⁷ OBREGON, Josué. *Medición de la eficiencia a motores de inducción utilizando el método de deslizamiento*. (Tesis de maestría). [En línea]. Monterrey: Universidad Autónoma de Nuevo León, Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica con Especialidad en Potencia, 2005. (Recuperado el 14 de noviembre del 2019). Disponible en: <http://eprints.uanl.mx/1744/1/1020150560.PDF>

$P_n \rightarrow$ Potencia nominal (placa)

$P_e \rightarrow$ Potencia entrada (medida con un analizador de calidad)

Por otra parte, estos cálculos deben ser corregidos por variación de tensión, ya que en ocasiones los motores no trabajan a tensión nominal.

$$AVV = \left[\frac{V_{prom}}{V_{nom}} - 1 \right]$$

$AVV \rightarrow$ Variación del voltaje

$V_{prom} \rightarrow$ Voltaje promedio (medido con analizador de calidad)

$V_{nom} \rightarrow$ Voltaje nominal (placa)

Finalmente, la ecuación para calcular la eficiencia corregida es:

$$\eta_{corr} = \eta \times [1 + AVV] [\%]$$

Para realizar estos cálculos es necesario tomar de placa (tabla 21) y medir los siguientes parámetros operativos de cada motor:

- Corriente medida promedio
- Voltaje medido promedio
- Velocidad medida
- Potencia medida en kW
- Factor de Potencia medido

La medida de la tensión corriente, potencia y factor de potencia se realizó con el medidor de calidad de energía de marca Fluke referencia 435 y la medida de velocidad se realizó con el tacómetro marca Amprobe de referencia TACH-20.

Figura 6. Instalación Fluke 435 en el MCC Econopac.



En las tablas 16 y 17 se muestran los datos medidos con el analizador de calidad Fluke 435, estas medidas son muy importantes ya que ayudan a calcular con las formulas anteriores, la eficiencia de cada uno de los motores instalados en la planta.

Tabla 16. Medidas tomadas en el MCC del Econopac.

Sistema	Motor	Corriente Medida [A]	Voltaje Medido [V]	Potencia medida [kW]	FP medido [%]
Aceite de Lubricación	Bomba 1	77,79	479,3	56,83	88
	Bomba 2	76,93	479,4	55,57	87
	Ventilador 1	10,85	479,7	6,94	77
	Ventilador 2	15,39	479,2	9,96	78
	Ventilador 3	10,86	481,8	7,07	78
	Extractor 1	4,06	482,1	2,54	75
	Extractor 2	4,57	479,7	2,96	78
	Extractor 2	4,37	480,1	3,31	91
Aceite de Sellos	Bomba AC	2,11	480,3	1,16	66
	Extractor 1	5,07	479,8	3,50	83
	Extractor 2	4,37	480,1	3,31	91
Aceite de Control	Bomba1	8,82	479,6	4,03	55
	Bomba 2	8,39	480,3	3,98	57
Aire Instrumentos	Compresor	13,87	479,7	9,45	82
Rotor Air Cooler	Ventilador	27,08	476,7	16,10	72
Glycol	Bomba 1	95,74	477,4	68,87	87
	Bomba 2	90,95	481,5	65,23	86
	Ventilador 1	32,97	480,4	15,91	58
	Ventilador 2	32,28	479,6	15,55	58

	Ventilador 3	33,02	478,2	15,86	58
Enfriador Evaporativo	Bomba 1	3,78	481,2	2,71	86
	Bomba 2	3,53	483,3	2,48	84
Ventiladores Recinto Turbina	Ventilador 1	77,79	479,5	4,59	81
	Ventilador 2	77,79	479,2	4,22	79
	Ventilador 3	77,79	479,5	4,05	78
	Ventilador 4	77,79	479,7	4,51	82

Dentro de los datos obtenidos con el Fluke 435 no se encuentran los motores DC y el Motor de Arranque, ya que son motores de factor de uso mínimo, con horas operativas casi despreciables, además estos motores el fabricante los define como equipos de emergencia y no pueden ser objetivo de discusión ni modificación.

Tabla 17. Medidas tomadas en el MCC del BOP.

Sistema	Motor	Corriente Medida [A]	Voltaje Medido [V]	Potencia [kW]	Factor Potencia [%]
Agua Potable	Bomba 1	4,24	479,7	2,82	80
	Bomba 2	4,55	479,2	2,72	72
Agua Demi	Bomba	2,92	480,4	1,46	60
Compresor Aire	Compresor 1	29,99	478,2	21,36	86
	Compresor 2	34,20	478,6	24,95	88
Sistema contra Incendio	Bomba AC	72,10	480,1	52,16	87
	Bomba Jockey	3,65	479,6	2,58	85

Se realiza el cálculo manual de la eficiencia de un motor de la bomba del sistema de lubricación como ejemplo, y los demás se muestran en las tablas 18 y 19.

Datos iniciales para motor bomba 1 L-O.

$$n_s \rightarrow 3600 \text{ rpm}$$

$$n_m \rightarrow 3501 \text{ rpm}$$

$$n_n \rightarrow 3450 \text{ rpm}$$

$$FC = \frac{n_s - n_m}{n_s - n_n} \times 100 = \frac{3600 - 3501}{3600 - 3450} \times 100 = 66\%$$

Potencia mecánica:

$$P_s = FC \times P_n$$

$$P_s = 0,66 \times 74,6 = 49,236 \text{ [kW]}$$

$$P_n \rightarrow 74,6 \text{ kW}$$

$$P_e \rightarrow 56,83 \text{ kW}$$

La eficiencia será:

$$\eta = \frac{P_s}{P_e} \times 100 = \frac{49,236}{56,83} \times 100 = 86,64\%$$

La variación de voltaje es:

$$AVV = \left[\frac{V_{prom}}{V_{nom}} - 1 \right] = \left[\frac{479,3}{460} - 1 \right] = 0,0419$$

La eficiencia corregida es:

$$\eta_{corr} = \eta \times [1 + AVV] = 86,64 \times 1,0419 = \mathbf{90,27 \%}$$

Tabla 18. Eficiencia en motores del Econopac.

Sistema	Motor	Vel_ nominal [RPM]	Vel_ sincrónica [RPM]	Vel_ medida [RPM]	FC calculado [%]	FC x AVV [%]	Eficiencia [%]
Aceite de Lubricación	Bomba 1	3.450	3.600	3501	66,00	68,77	90,27
	Bomba 2	3.450	3.600	3503	64,67	67,39	90,47
	Ventilador 1	1.750	1.800	1762	76,00	79,25	85,19
	Ventilador 2	1.750	1.800	1762	76,00	79,17	59,30
	Ventilador 3	1.750	1.800	1762	76,00	79,60	83,99
	Extractor 1	3.550	3.600	3583	34,00	35,63	78,49
	Extractor 2	3.550	3.600	3582	36,00	37,54	70,96
Aceite de Sellos	Bomba AC	1.725	1.800	1729	94,67	94,73	60,92
	Extractor 1	3.480	3.600	3516	70,00	73,01	77,81
	Extractor 2	3.450	3.600	3502	65,33	68,19	76,84
Aceite de Control	Bomba1	1.765	1.800	1791	25,71	26,81	74,44
	Bomba 2	1.765	1.800	1791	25,71	26,85	75,49
Aire Instrumentos	Compresor	1.760	1.800	1764	90,00	93,85	74,09
Rotor Air Cooler	Ventilador	1.180	1.200	1.188	60,00	62,18	86,43
Glycol	Bomba 1	1.785	1.800	1.788	80,00	83,03	89,93
	Bomba 2	1.785	1.800	1.789	73,33	76,76	87,79

	Ventilador 1	890	900	894	60,00	62,66	73,45
	Ventilador 2	890	900	894	60,00	62,56	75,03
	Ventilador 3	890	900	894	60,00	62,37	73,35
Enfriador Evaporativo	Bomba 1	3.450	3.600	3.521	52,67	55,09	75,83
	Bomba 2	3.450	3.600	3.525	50,00	52,53	79,01
Ventiladores Recinto Turbina	Ventilador 1	1.760	1.800	1.775	62,50	68,77	74,20
	Ventilador 2	1.760	1.800	1.776	60,00	68,77	77,47
	Ventilador 3	1.760	1.800	1.776	60,00	68,77	80,73
	Ventilador 4	1.760	1.800	1.775	62,50	68,77	75,51

Aunque la precisión del tacómetro es de +/- 0,2% en rpm, hay factores como la variación de frecuencia, transitorios o desbalance de tensiones al momento de la medida que pueden afectar la eficiencia y por ende la medida.

Tabla 19. Eficiencia en motores del BOP.

Sistema	Motor	Vel_ nominal [RPM]	Vel_ sincrónica [RPM]	Vel_ medida [RPM]	FC calculado [%]	FC x AVV [%]	Eficiencia [%]
Agua Potable	Bomba 1	3.410	3.600	3.438	85,26	92,96	73,77
	Bomba 2	3.410	3.600	3.438	85,26	92,86	76,40
Agua Demi	Bomba	3.336	3.600	3.441	60,23	60,28	61,60
Compresor Aire	Compresor 1	3.563	3.600	3.572	75,68	78,67	82,43
	Compresor 2	3.563	3.600	3.569	83,78	87,17	78,19
Sistema contra Incendio	Bomba AC	1.780	1.800	1.784	80,00	83,50	89,56
	Bomba Jockey	3.450	3.600	3.471	86,00	89,66	77,78

Como se mencionó antes, este método es poco invasivo y aplicable en equipos que se encuentran operativos, además de que se debe contar con un tacómetro de alta precisión. Según la norma NEMA MG1 la velocidad nominal dada en placa puede

tener una incertidumbre de +/- 20%⁸, por tal motivo se toma como los equipos de eficiencia crítica aquellos cuyo error supere el 20% con respecto al valor nominal.

Tabla 20. Desviación en la eficiencia calculada motores Econopac.

Sistema	Motor	Eficiencia nominal [%]	Eficiencia calculada [%]	Desviación [%]
Aceite de Lubricación	Ventilador 2	89,5	59,30	33,74
Aceite de Sellos	Bomba AC	77	60,92	20,89

Tabla 21. Desviación en la eficiencia calculada motores BOP.

Sistema	Motor	Eficiencia nominal [%]	Eficiencia calculada [%]	Desviación [%]
Agua Demi	Ventilador 2	87	61,60	29,20

Todos los cálculos de eficiencia serán tenidos en cuenta más adelante, para determinar la viabilidad de la implementación de un sistema de eficiencia energética en la planta Merilétrica.

3.12.2 Eficiencia energética de aires acondicionados. La totalidad de los aires instalados en la central son de marca reconocidas como: Samsung, LG, Carrier además son de tecnología Inverter, que son equipos de alta eficiencia, por lo cual no es relevante para este trabajo calcular su eficiencia.

Sin embargo, se puede revisar el dimensionamiento de dichos equipos teniendo en cuenta algunos criterios de fabricantes y algunas recomendaciones encontradas en sitios web, para determinar si no hay equipos sobre dimensionados que ocasionen altos consumos de energía eléctrica.

⁸ JURADO, Alejandro; ROBBIANO, Juan; y FERREYRA, Federico. Determinación in situ de la eficiencia de un motor eléctrico. [En línea]. *Ingeniería Eléctrica*, 2017, no. 324, pp. 54-60. (Recuperado el 14 de noviembre del 2019). Disponible en: <https://cutt.ly/beDvTb5>

Tabla 22. Cálculo de capacidad aires Edificio Administrativo 1.

Ubicación	Capacidad nominal [BTUh]	Área [m ²]	Carga Térmica [BTU]	Capacidad calculada [BTUh]
Líder de planta	12.000	14,92	1.900	11.598
Líder Gestión Recursos	12.000	11,04	1.900	9.076
Líder Administrativa	12.000	11,04	1.900	9.076
Gerencia	12.000	15,17	1.900	11.760
Sala de Juntas	24.000	18,15	5.400	17.198
Cocina	12.000	17,13	1.900	13.036
Cuarto Electrónico	12.000	8,27	3.900	9.272
Recepción	24.000	11,90	3.400	11.135
Archivo	12.000	12,11	1.900	9.773

En las tablas 22, 23 y 24 para calcular la capacidad de los aires se tiene en cuenta una carga térmica C_T por ejemplo: (1) persona: 500 BTU, (1) bombillo: 400 BTU, (1) Computador: 400 BTU y un factor frigorífico que dependen del clima⁹. Para el clima se tiene un factor frigorífico F_f de 650 BTU (°T>34°) que será multiplicado por el área del sitio donde será instalado el aire, entonces obtenemos la capacidad así:

$$C_{A/A} = A \times F_f + C_T \text{ [BTUh]}$$

Tabla 23. Cálculo de capacidad aires Edificio Administrativo 2.

Ubicación	Capacidad nominal [BTUh]	Área [m ²]	Carga Térmica [BTU]	Capacidad calculada [BTUh]
Sala de Control	48.000	60,50	7.300	46.625
	48.000			
Cuarto Eléctrico	35.000	42,85	7.600	35.453
	33.500			
Cuarto repuestos	11.800	11,75	1.700	9.338
	12.000			
Cuarto Baterías	11.800	7,12	5.300	9.930
Instrumentación	36.000	30,22	7.500	27.143
Líder Mantenimiento	12.000	7,31	1.900	6.651
Mecánico	12.000	11,40	1.900	9.310

Por ejemplo en sala de control hay 10 lámparas con $C_T = 4000$, una persona en turno $C_T = 500$ y 7 computadores con $C_T = 2800$.

⁹ VILLALOBOS, Pedro. ¿Cómo dimensionar un aire acondicionado? [En línea]. El Blog de Pedro, 2018. (Recuperado el 14 de noviembre del 2019). Disponible en: <https://cutt.ly/PeDnU90>

Tabla 24. Cálculo de capacidad aires en el Econopac.

Ubicación	Capacidad nominal [BTUh]	Área [m ²]	Carga Térmica [BTU]	Capacidad calculada [BTUh]
Paquete Eléctrico	36.000	28,80	15.000	33.720
	36.000			
Paquete excitatriz	60.000	11,70	35.000	42.605
	60.000			
Line Equipment Room	12.000	12,25	2.900	10.863

3.12.3 Eficiencia energética en iluminación. En el artículo 440.3 de Reglamento técnico de iluminación y alumbrado público está definida el cálculo del valor de eficiencia energética de la Instalación VEEI mediante la siguiente fórmula¹⁰:

$$VEEI = \frac{P \times 100}{A \times E_{\text{prom}}} \text{ [W/m}^2\text{]}$$

P → Potencia total instalada [W]

A → Superficie iluminada [m²]

E_{prom} → Iluminancia promedio horizontal [lux]

Se calcula el VEEI en la iluminación de cada edificio según los datos mostrados en las tablas 26, 27 y 28 y se comparará con los datos de la tabla 440.3 del RETILAP.

Tabla 25. Valores límite de eficiencia energética de la instalación (VEEI).

Grupo	Actividades de la zona	Límites de VEEI
Zonas de baja importancia lumínica	Aulas y laboratorios ¹¹	4,0
	Zonas comunes ¹²	4,5
	Almacenes, archivos, salas técnicas y cocinas	5,0

¹⁰ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 18 1331 (06, agosto, 2009). Por la cual se expide el Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público – RETILAP. Bogotá, 2009. 246 p.

¹¹ Espacios utilizados por cualquier persona o usuario, como recepción, vestíbulos, pasillos, escaleras, espacios de tránsito de personas, aseos públicos, etc.

¹² Incluye la instalación de iluminación de aulas y las pizarras de las aulas de enseñanza, aulas con monitores de computador, música, laboratorios de idiomas, aulas de dibujo técnico, aulas de prácticas y laboratorios, manualidades, talleres de enseñanza y aulas de arte, aulas de preparación y talleres, aulas comunes de estudio y aulas de reunión, aulas clases nocturnas y educación de adultos, salas de lectura, guarderías, salas de juegos de guarderías y sala de manualidades

Zonas de alta importancia lumínica	Administrativa en general	6,0
---	---------------------------	-----

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público - RETILAP. COLOMBIA, 2009, p. 246.

Tabla 26. Cálculo VEEI Edificio Administrativo 1.

Ubicación	P_ Total [kW]	Área [m ²]	E_ Prom [lux]	VEEI [W/m ²]
Líder de planta	0,32	14,92	500	4,34
Líder Gestión Recursos	0,32	11,04	500	5,87
Líder Administrativa	0,32	11,04	500	5,87
Gerencia	0,32	15,17	500	4,27
Sala de Juntas	0,65	18,15	500	7,14
Cocina	0,22	17,13	500	2,52
Cuarto Comunicaciones	0,22	8,27	500	5,23
Recepción	0,32	11,90	500	5,45
Archivo	0,32	12,11	500	5,35

Tabla 27. Cálculo VEEI Edificio Administrativo 2.

Ubicación	P_ Total [kW]	Área [m ²]	E_ Prom [lux]	VEEI [W/m ²]
Sala de Control	1,08	60,50	500	3,57
Cuarto Eléctrico	0,86	42,85	500	4,03
Cuarto repuestos	0,22	11,75	300	6,13
Cuarto Baterías	0,22	7,12	500	6,07
Instrumentación	0,86	30,22	500	5,72
Líder Mantenimiento	0,22	7,31	500	5,91
Mecánico	0,22	11,40	500	3,79
Almacén Repuestos	2,50	117,71	500	4,25

Tabla 28. Cálculo VEEI en el Econopac.

Ubicación	P_ Total [kW]	Área [m ²]	E_ Prom [lux]	VEEI [W/m ²]
Paquete Eléctrico	0,86	28,80	500	6,00
Paquete excitatriz	0,43	11,70	500	7,38
Line Equipment Room	0,22	12,25	500	3,53
Recinto de turbina	3,20	141,75	300	7,52
Taller mecánico	4,00	240,00	300	5,56

Comparando los resultados obtenidos VEEI con los de la Tabla 440.3 del RETILAP, se observa que son similares según los criterios dados de zonas con baja o alta importancia lumínica, con lo cual se concluye que por diseño la iluminación de la planta cumple. La iluminación perimetral no será tomada en cuenta para estos cálculos, ya que VEEI solo aplica para zonas interiores.

En capítulos posteriores se tendrá en cuenta estos datos al analizar la viabilidad de la implementación de un sistema de eficiencia energética en la planta Merilétrica con iluminación LED, ya que al ser tecnología de menor potencia el VEEI disminuirá.

4. DIAGNÓSTICO DE INSTALACIONES, SISTEMAS Y EQUIPOS

En este capítulo se hace un reconocimiento sobre el estado actual de las instalaciones de la planta con base a los requisitos exigidos en el RETIE¹³, RETILAP¹⁴ y NTC 2050¹⁵ según aplique. Aquí se define si se cumple o no con los requisitos dados y que aspectos se pueden mejorar para que las instalaciones estén direccionadas al cumplimiento de la normatividad vigente.

Sin embargo, se debe recordar que esta planta fue diseñada y construida en el año 1997 y según el campo de aplicación dado en el artículo 2 del RETIE se dice que: “Los requisitos del presente reglamento aplican a las instalaciones eléctricas construidas con posterioridad a la entrada en vigencia del mismo, así como a las ampliaciones y remodelaciones”¹⁶.

Por tal motivo este diagnóstico se realiza de manera que la planta no incurra en sobre costos por rediseños, pruebas o medidas eléctricas, estudios de corto circuito, flujos de carga, arco eléctrico y demás, que exija las normas o reglamentos mencionados y usados para tal fin.

Por último, los requisitos que mencionen como referencia la norma NFPA 70E, que trata temas de riesgo eléctrico tampoco serán tenidos en cuenta, ya que la finalidad de este trabajo es la de revisar las instalaciones eléctricas de la planta en cuanto a uso y consumo de energía eléctrica para la posible implementación de un sistema de gestión de la energía y no es de vital importancia para este proceso. El cumplimiento de las exigencias dadas por la resolución 1348 de 2009, están siendo

¹³ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 9 0708 (30, agosto, 2013). Por la cual se expide el Reglamento Técnico en instalaciones Eléctrica - RETIE. Bogotá: Gobierno de Colombia, 2013, 211 p.

¹⁴ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 18 1331, Óp. Cit.

¹⁵ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Código Eléctrico Colombiano. Requisitos, NTC 2050. Bogotá: ICONTEC, 1998, 1042 p.

¹⁶ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 9 0708, Óp. Cit.

tratados por un programa de certificación de seguridad y salud en el trabajo de la compañía y los encargados son de otras dependencias.

4.1 DIAGNÓSTICO DE LA SUBESTACIÓN

El RETIE tiene disposiciones que debe cumplir cualquier empresa que tenga dentro de sus instalaciones procesos de transformación de energía con subestaciones que manejen tensiones mayores a 1 kV ¹⁷.

Para facilitar el proceso de reconocimiento de las instalaciones se diseñó una plantilla en Excel donde están contenidos los requisitos exigidos artículo por artículo para las instalaciones de la planta, por ejemplo, para la revisión de la subestación de la central se tiene en cuenta las exigencias del Capítulo 6 del RETIE con su respectivos artículos e ítems.

Para no hacer tediosa la revisión de este trabajo, solo se adjuntará al desarrollo del mismo, aquellos requisitos donde no se hace cumplimiento y se dará una posible solución del mismo, los demás requisitos revisados se adjuntarán en el Anexo B al final de este trabajo.

Tabla 29. Diagnóstico de la subestación según normatividad.

ÍTEM	ARTÍCULO - RETIE	DESCRIPCIÓN	SI / NO	HALLAZGO
15	Artículo 23.1, Ítem d	En cada entrada de una subestación eléctrica debe fijarse una señal con el símbolo de riesgo eléctrico, así como en la parte exterior de la malla eslabonada, cuando sea accesible a personas.	NO	La malla y puerta de acceso tiene el aviso de riesgo eléctrico pero no cumple con las especificaciones del RETIE Artículo 6.
16	Artículo 23.1, Ítem e	Los muros o mallas metálicas que son utilizados para encerrar las subestaciones, deben tener una altura	NO	Si se pudo verificar que la malla esté conectada al sistema de puesta a tierra,

¹⁷ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 9 0708, Óp. Cit.

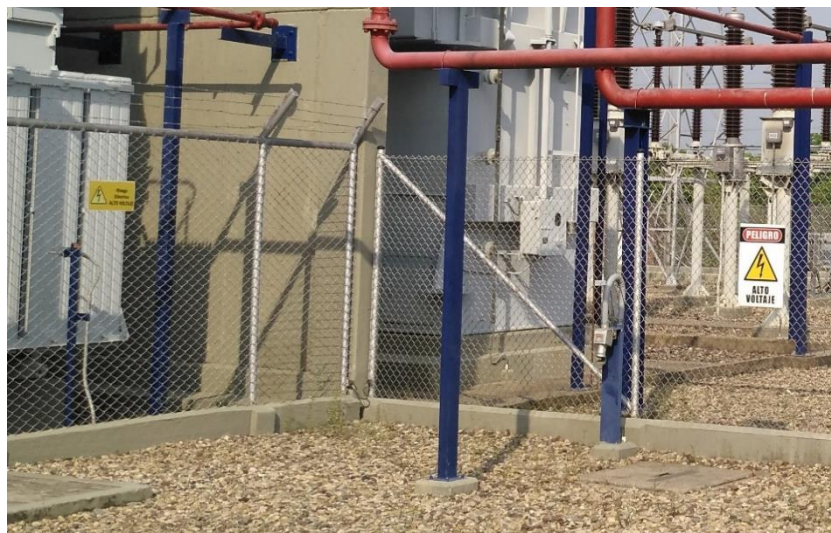
		mínima de 2,50 metros y deben estar debidamente conectados a tierra.		pero se desconoce la altura.
18	Artículo 23.1, Ítem g	En todas las subestaciones se deben calcular las tensiones de paso, contacto y transferidas, para asegurar que no se exponga a las personas a tensiones por encima del umbral de soportabilidad.	NO	La subestación no cuenta con el cálculo ni la medida de estas variables.
26	Artículo 24.1, Ítem c	Deben medirse las tensiones de paso, contacto y transferidas, asegurando que no se exponga a riesgo a personas con tensiones por encima del umbral de soportabilidad. La medición debe hacerse en las mallas de encerramiento y hasta un metro del lado externo.	NO	No se tiene un estudio completo de las tensiones de paso y contacto que incluya las siguientes áreas: 1. Transformadores. 2. Paquete eléctricos. 3. Ampgard motor Arranque. 4. SwitchGear.

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. COLOMBIA, 2013, p. 211.

Solución

- Para el ítem 15 se debe realizar un cambio de la marcación y señalización de la subestación donde este consignado el símbolo de riesgo eléctrico con su respectivo nivel de tensión, según lo exigido por el RETIE.

Figura 7. Incumplimiento en la SE de los ítems 15 y 16.



- Para los ítems 16, 18 y 26 se debe realizar una solicitud de servicio para contratar una empresa con experiencia certificada en medición de tensión de paso y contacto en subestaciones eléctricas, que a su vez asesore sobre qué tipos de señalización, marcación y medidas se deben tomar en caso de inconsistencias.

También se debe aprovechar para realizar un estudio sobre arco eléctrico y medición de Resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación e instalaciones de la planta en general.

4.2 DIAGNÓSTICO DE TABLEROS Y CELDAS

Se realiza el diagnóstico de los MCC del Econopac, del BOP y la celda del AVR, revisando los requisitos exigidos en el Artículo 20.23.1 correspondiente a tableros o celdas de baja tensión y demás requisitos exigidos por la normatividad vigente. Los demás requisitos revisados se encuentran en los Anexos C, D y E.

4.2.1 Diagnóstico del MCC del Econopac

Tabla 30. Diagnóstico del MCC del Econopac según normatividad.

ÍTEM	ARTÍCULO - RETIE	DESCRIPCIÓN	SI / NO	HALLAZGO
1	Artículo 6 Artículo 23.1, Ítem d Resolución 1348: Artículo 24	Tiene la señalización de seguridad eléctrica en accesos a subestaciones y cuartos eléctricos.	NO	No se cuenta con señalización de seguridad eléctrica en las puertas de acceso al paquete eléctrico (Riesgo eléctrico, Nivel de tensión etc.)
2	Artículo 6 Artículo 20.23.1.4	Cuenta con la señalización de seguridad eléctrica gabinetes eléctricos. (Símbolo de riesgo eléctrico y nivel de tensión)	NO	Algunos tableros cuentan solo con el símbolo de riesgo eléctrico, mientras que otros tableros no poseen o la que poseen no cumplen con el RETIE.
3	Artículo 6.3 Resolución 1348 Art 12	Se debe cumplir con el código de colores para conductores aislados de potencia, establecido en las tablas 6,5 y	NO	Los tableros ni celdas cumplen con el código de colores.

		6,6 según corresponda. Se tomará como válido para determinar este requisito el color propio de acabo exterior del conductor o una marcación clara en las parte visibles, con pintura, con cinta o rótulos adhesivos del color respectivo.		
5	Artículo 20.23.1.4 Resolución 1348: Artículo 13	Se cuenta con planos y/o diagramas unifilares actualizados en tableros, cuartos y subestaciones.	NO	En el paquete eléctrico están los planos eléctricos pero no están actualizados tampoco hay diagramas unifilares en los tableros.
9	Artículo 13.4, ítem b	Fijar etiquetas donde se indique el nivel de riesgo y el equipo requerido.	NO	En planta no se ha realizado un análisis de riesgos ni de arco eléctrico para determinar los elementos de protección a utilizar.
10	Artículo 13.4 ítem i	Se cuenta con la señalización del límite de aproximación restringido.	NO	Los límites de aproximación restringida no se encuentran señalizados.
15	Artículo 17 RETILAP: Artículo 470.2.4	La instalación tiene iluminación de emergencia y su ubicación cumple con las condiciones.	NO	La ubicación de la iluminación de emergencia cumple con la norma, pero el programa de mantenimiento no se lleva y algunas no están operativas.
18	Artículo 19.2, ítem e	Se cuenta con herramientas manuales de trabajo en subestaciones (aisladas).	NO	Dentro del paquete eléctrico no se tiene ningún tipo de herramienta, cada trabajador posee su kit de herramientas.
20	Artículo 20.23.1.2, ítem e	Las partes externas de los tableros se encuentran sólidamente puestas a tierra (puertas y estructura) y sus terminales deben ser identificados con el símbolo de puesta a tierra.	NO	La puerta de todos los tableros en el paquete eléctrico no están conectados a tierra.
21	Artículo 20.23.1.4, ítem i	Todo tablero debe contar con el diagrama unifilar actualizado.	NO	Los tableros no cuentan con diagrama unifilar
22	Artículo 20.23.2, ítem g	Las celdas cuentan con certificado de pruebas resistencia contra arco interno	NO	Las celdas no cuentan que medida de resistencia de arco interno.
26	Artículo 21.1, ítem t	Cuenta con la señalización de emergencia (ruta evacuación y señales luminosas).	NO	No se cuentan con señalización de ruta de evacuación ni señales

				luminosas para casos de emergencia.
29	Resolución 1348: Artículo 29	¿El MCC cuenta con kit de salvamento?	NO	En el cuarto paquete eléctrico no tiene equipos de protección personal de ninguna clase.
31	NTC-2050: 500-3, 500-5, 500-7	Se cuenta con planos que indican tanto en planta como en elevación la extensión de las áreas clasificadas.	NO	No existen planos en planta de las zonas clasificadas.

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. COLOMBIA, 2013, p. 211. INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, NTC 2050 Código Eléctrico Colombiano. 1998, p. 1042.

Solución

- Para los ítems 1, 2, 9, 10 y 21 se debe instalar la señalización como el símbolo de riesgo y arco eléctrico correspondiente, además de colocar los diagramas unifilares y la marcación con delimitación de áreas restringidas.
- Para el ítem 3 se debe realizar un inventario de todos los equipos, tableros y acometidas eléctricas que no cumplan con el código de colores según el nivel de tensión, para que sean instalados.
- Para el ítem 15 se debe actualizar el programa de mantenimiento de la iluminación de la central para que contemple la iluminación de emergencia.
- Para los ítems 20 y 29 se seguirá manejando un kit de herramienta personal, pero con la salvedad de dejar en el paquete eléctrico un kit de salvamento básico, así como una cajita con herramienta portátil como destornilladores aislados y un multímetro.
- Para los ítems 26 y 31 se debe implementar un programa para la actualización de los planos eléctricos y la ruta de evacuación, ya sea con personal interno o externo.

Figura 8. Incumplimiento en el Econopac de los ítems 1, 2, 9, 10 y 21.



Figura 9. Incumplimiento en el Econopac del ítem 3.

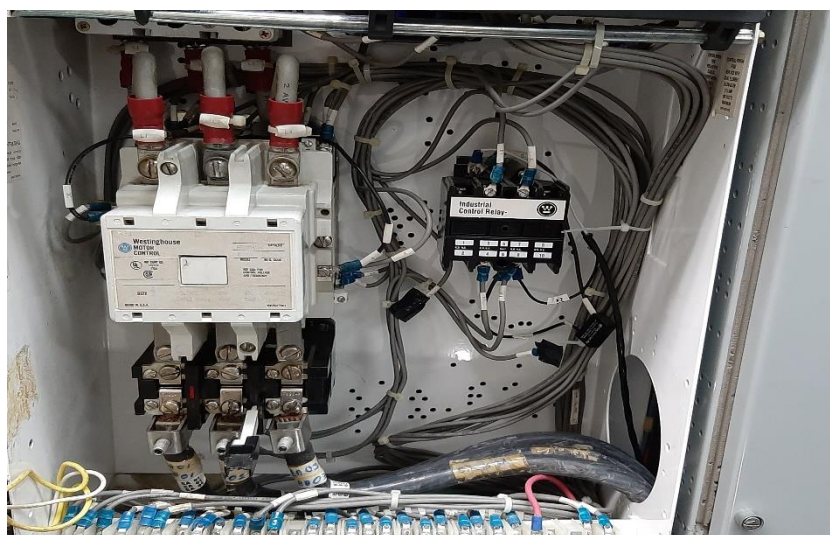
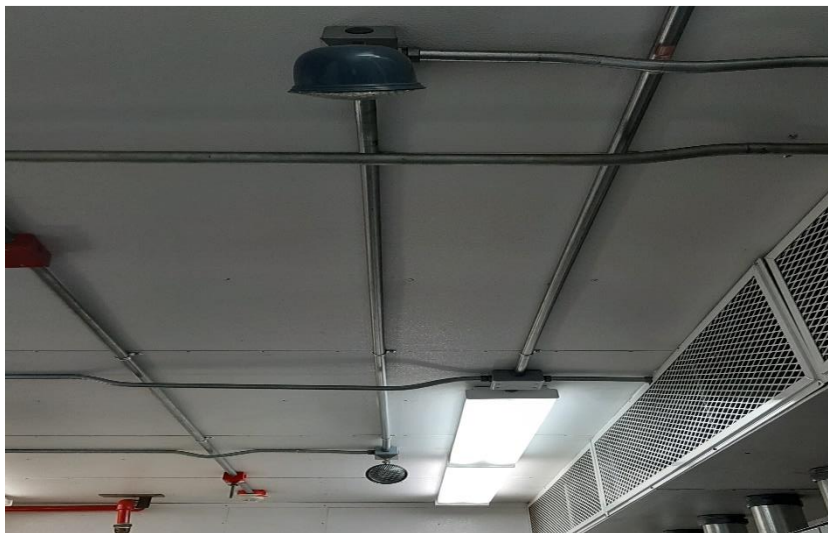


Figura 10. Incumplimiento en el Econopac del ítem 15.



4.2.2 Diagnóstico del MCC del BOP. El incumplimiento de los requisitos en el MCC del BOP es similar a los encontrados en el MCC del Econopac y estarán en detalle en el Anexo D. Aquí, solo se mostrarán imágenes del incumplimiento.

Figura 11. Incumplimiento en el BOP del ítem 3.



Figura 12. Incumplimiento en el BOP de los ítems 1, 2, 9, 10 y 21.



4.2.3 Diagnóstico de la celda del AVR. El incumplimiento de los requisitos en la celda del AVR se asemeja a los del MCC, sin embargo, aquí existe la posibilidad de ocurrencia de arco eléctrico con DC.

Figura 13. Incumplimiento en el AVR de los ítems 1, 2, 9, 10 y 21.



Esta celda cuenta con barraje y cargas en corriente directa para la excitación del generador, por lo cual se realizó consulta de requisitos exigidos en el RETIE y la NTC 2050 para este tipo de tableros sin encontrar nada relevante. En cuanto a las soluciones son las mismas a las establecidas en el numeral 7.2.1. El cumplimiento de todos los requisitos evaluados para esta celda se encuentran el Anexo E.

4.2.4 Diagnóstico de la celda del SwitchGear. Se revisará el cumplimiento de los requisitos de la celda del SwitchGear.

Tabla 31. Diagnóstico de la Celda del SwitchGear según normatividad.

ÍTEM	ARTÍCULO - RETIE	DESCRIPCIÓN	SI / NO	HALLAZGO
2	Artículo 6.3 Resolución 1348: Artículo 12	Se cumple con lo establecido en el RETIE en cuanto a códigos de colores para conductores.	NO	Los conductores no cumplen con la exigencia del artículo 6,3 en código de colores.
3	Artículo 10.1, Artículo 20.23.1.4 Resolución 1348: Artículo 13	Se cuenta con Planos y/o diagramas unifilares en tableros, cuartos y subestaciones.	NO	En el SwitchGear no se encontró diagrama unifilar, ni planos eléctricos.
4	Artículo 10,3 NTC 2050: Sección 110.7, 110.12	¿La integridad de las instalaciones eléctricas es adecuada?	NO	Ya la celda muestra síntomas de oxidación, ya que la celda está ubicada en el exterior
5	Artículo 13.4, Artículo 10.1	¿Tiene etiquetas donde indique el nivel de riesgo y equipo requerido?	NO	Las celdas no cuentan con señalización de arco eléctrico.
6	Artículo 13.4, Ítem i	Se cuenta con la marcación de límite de aproximación restringido.	NO	Los límites de aproximación restringida no se encuentran demarcados.
11	Artículo 20.23.2, Ítem g	Las celdas cuentan con certificado de pruebas resistencia contra arco interno.	NO	Las celdas no cuentan con la información requerida.

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. COLOMBIA, 2013, p. 211.

Figura 14. Incumplimiento en el SwitchGear con el ítem 2.



Solución

- Para los ítems 3, 5 y 6 se debe instalar o mejorar la señalización en cuanto al símbolo de riesgo y arco eléctrico correspondiente, además se debe colocar los diagramas unifilares y la marcación con delimitación de áreas restringidas.
- Para el ítem 2 se debe realizar un inventario de todas las acometidas eléctricas que no cumplan con el código de colores y según el nivel de tensión serán instaladas.
- Para el ítem 11 ya se ha evidenciado la necesidad de solicitar el servicio para la medida de arco eléctrico, el cual ayudará a definir la señalización, delimitación de áreas de riesgo y los elementos de protección personal según el riesgo al que se exponga la persona.

Figura 15. Incumplimiento en el SwitchGear con los ítems 4 y 5.



Figura 16. Incumplimiento en el Ampgard con los ítems 2, 3 y 6.



4.2.5 Diagnóstico de la celda del Ampgard. El Ampgard es otra celda de tipo exterior que maneja cargas de la planta, como se describió en el capítulo 4, su función principal es llevar la acometida de potencia eléctrica, monitorear y controlar el motor de arranque. En el diagnóstico realizado se encontró el incumplimiento de los mismos ítems que el SwitchGear, por tal motivo solo se mostrara la evidencia fotográfica del incumplimiento, ya que las soluciones serán similares a las de la sección anterior.

4.3 DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES

Se realiza el diagnóstico de los transformadores de servicios auxiliares y Motor de arranque cada uno de ellos descritos en el Capítulo 4. Los demás requisitos revisados estarán descritos en detalle en el Anexo H.

Figura 17. Incumplimiento en el Ampgard con el ítem 11.



Tabla 32. Diagnóstico de transformadores auxiliares según normatividad.

ÍTEM	ARTÍCULO - RETIE	DESCRIPCIÓN	SI / NO	HALLAZGO
3	Artículo 20.25.1, ítem b	Todos los transformadores sumergidos en líquido refrigerante que tengan cambiador o conmutador de derivación de operación exterior sin tensión, deben tener un aviso: “manióbrese sin tensión”.	NO	Los transformadores no poseen el aviso de maniobra sin tensión para el cambia taps.
11	Artículo 21.1, ítem u	Para evitar los peligros que pudieran originar el incendio de un transformador de más de 100 kVA o un interruptor de gran volumen de aceite, se debe construir un foso o sumidero en el que se colocarán varias capas de gravilla que servirán como filtro y para ahogar la combustión.	NO	Los transformadores están instalados sobre un foso pero no tiene las capas de gravilla suficiente.

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. COLOMBIA, 2013, p. 211.

Solución

- Para el ítem 3 se debe instalar un aviso para confirmar al personal autorizado que las maniobras se deben hacer sin tensión.
- Para el ítem 11 se debe mejorar la cantidad de gravilla instalada sobre las rejillas del foso, en lo posible usar de mayor tamaño, ya que, se evidencio que un 30% de la gravilla inicialmente usada cayo al fondo del foso.

4.4 DIAGNÓSTICO DE MOTORES

Esta revisión se realiza según los requisitos exigidos por el Artículo 20.21 del RETIE y que aplica porque son motores que tienen complementos mecánicos como bombas, embragues, variadores de velocidad¹⁸. La totalidad de la revisión se mostrará en el Anexo I.

Tabla 33. Diagnóstico a Motores según normatividad.

ÍTEM	ARTÍCULO - RETIE	DESCRIPCIÓN	SI / NO	HALLAZGO
2	Artículo 6.3 Resolución 1348: Artículo 12	Se cumple con lo establecido en el RETIE en cuanto a códigos de colores para conductores.	NO	Las acometidas de potencia de los motores no cumplen con la exigencia del artículo 6.3 en código de colores.
4	Artículo 20.21.1, ítem c	Todo motor eléctrico debe estar provisto de un diagrama de conexiones el cual debe adherirse al encerramiento o lugar visible y debe estar hecha de un material durable, con letras indelebles.	NO	Ningún motor de la planta cuenta con el diagrama de conexiones en lugar visible.

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. COLOMBIA, 2013, p. 211.

¹⁸ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 9 0708, Óp. Cit.

Solución

- Para el ítem 2 se debe realizar un inventario de todas las acometidas eléctricas que no cumplan con el código de colores y según el nivel de tensión serán instaladas.

El incumplimiento del código de colores, la falta de señalización y de diagramas unifilares o de conexionado fue muy frecuente encontrado en todo el diagnóstico, por eso, como se mencionó al inicio de este capítulo, la planta entro en servicio antes de la entrada en vigencia del RETIE, de la NTC 2050 o el RETILAP y por tal motivo, no es obligatorio cumplir con los requisitos exigidos por la normatividad, sin embargo, esta revisión ayuda encontrar los detalles en los cuales la planta está fallando para que pueda corregirlos y así mismo mejorar sus procesos.

4.5 DIAGNÓSTICO DE UPS Y BANCOS DE BATERÍAS

La unidad cuenta con tres bancos de baterías uno de ellos instalado en el paquete eléctrico para alimentar los motores de emergencia y otros que son respaldo de dos UPS de capacidad 5 kVA y 15 kVA instalados en el cuarto Eléctrico.

Para realizar el diagnóstico de la UPS y los bancos de Baterías nos basamos en condiciones del RETIE y la norma NTC 2050. Todos los requisitos revisados se encuentran en el Anexo J.

Tabla 34. Diagnóstico de UPS y Bancos de Baterías según normatividad.

ÍTEM	ARTÍCULO - RETIE	DESCRIPCIÓN	SI / NO	HALLAZGO
2	Artículo 20.26	Las UPS deben tener las siguientes indicaciones de parámetros nominales en la marcación: Tensión, corriente, frecuencia, potencia	NO	Dentro de los paneles frontales y laterales la UPS no posee marcación alguna que

		aparente, potencia activa y número de fases.		muestre los parámetros nominales.
6	NTC 2050: Artículo 110.17, ítem c	Las entradas a cuartos y otros lugares protegidos que contengan partes energizadas expuestas, se deben marcar con señales de advertencia visibles que prohíban la entrada a personal no calificado.	NO	Aunque existe un cuarto aislado con control de acceso, no existe una señal de advertencia visible.

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. COLOMBIA, 2013, p. 211. INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, NTC 2050 Código Eléctrico Colombiano. 1998, p. 1042.

Figura 18. Incumplimiento de la UPS y banco baterías en los ítems 2 y 6.



Solución

- Para el ítem 2 se debe instalar una placa que tenga inscrito los parámetros técnicos de la UPS exigidos en el Artículo 20.26 del RETIE.
- Para el ítem 6 se debe instalar en general en toda la planta la señalización para el control de acceso a personal que no esté autorizado a sitios que requieren una capacitación específica.

4.6 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE ILUMINACIÓN

Para el diagnóstico del sistema de iluminación de la planta tanto interno como externo el RETILAP resalta la importancia de que dichas instalaciones cumplan con requisitos de uso racional y eficiente de energía, por ello, en el capítulo anterior se realizó una revisión sobre el valor de eficiencia energética de cada uno de los diseños de iluminación realizado a cada edificio.

Como se mencionó anteriormente, la instalación de la planta fue antes de la entrada en vigencia del RETILAP, entonces todos los requisitos en cuanto al diseño de la iluminación, certificación de las instalaciones y productos usados no deben ser de riguroso cumplimiento.

En cuanto a las condiciones de seguridad y confort, ya se estableció que las condiciones de seguridad y salud en el trabajo, están siendo revisadas por otra dependencia de la compañía, con la finalidad de viabilizar una certificación de toda la compañía en la norma técnica colombiana que aplique para tal fin.

5. LÍNEA BASE ENERGÉTICA

Basados en los requerimientos del Capítulo 4.4.3 de la norma NTC-ISO 50001 de 2011, se realizó la revisión energética de la unidad, cuyos resultados son fundamentales para la definición de indicadores de desempeño energético IDE y línea(s) base energética LBE.

El desarrollo del diagnóstico energético de la central Merilétrica se muestra en el Capítulo 5, estableciendo el uso y consumo de energía eléctrica, por sistemas y áreas respectivamente, usando datos de medidores pasados y presentes, identificando áreas de uso significativo¹⁹.

La norma también hace mención a las mejoras que se pueden implementar para el desempeño energético, pero esto, se analizará en detalle en el Capítulo 9, donde se revisa las consideraciones para implementar un sistema de eficiencia energética.

5.1 DIAGRAMA DE PARETO

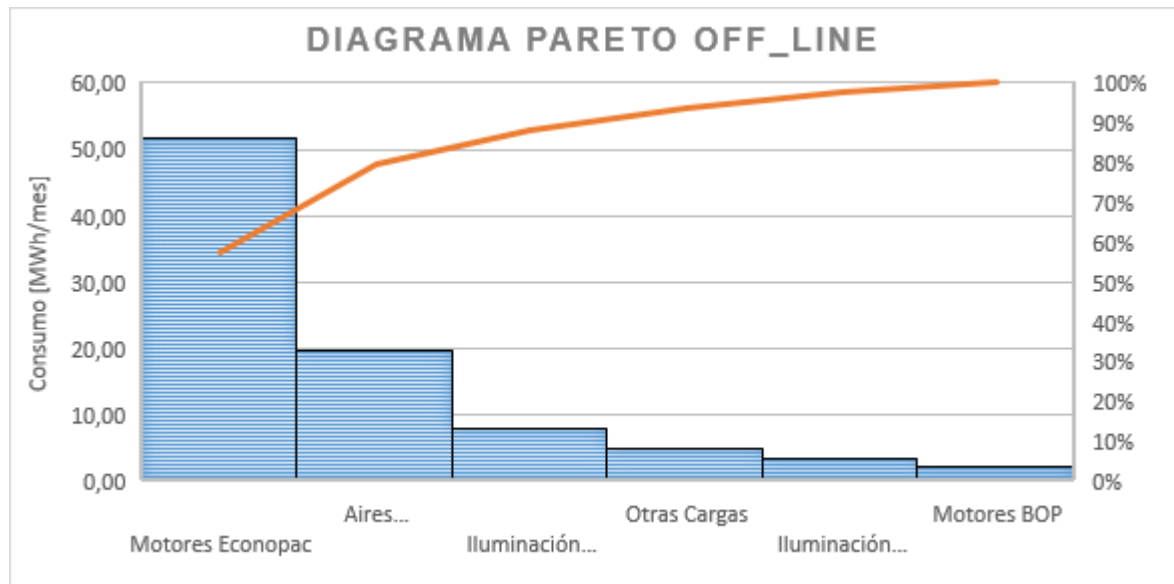
Es importante definir los sistemas o áreas de la planta de alto consumo energético, ya que ellos ofrecen un gran impacto en el costo por consumo de energía eléctrica y también tienen un gran potencial para la implementación de mejoras que aumente el desempeño energético de la central.

La norma NTC-ISO 50001 de 2011 permite que cada empresa defina a su criterio cuales usos o consumos de energía son más relevantes, sin embargo, se usara una

¹⁹ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. *NTC-ISO 50001*. Óp. Cit.

herramienta muy útil como el diagrama de Pareto para definir los consumos representativos con su regla 80/20²⁰.

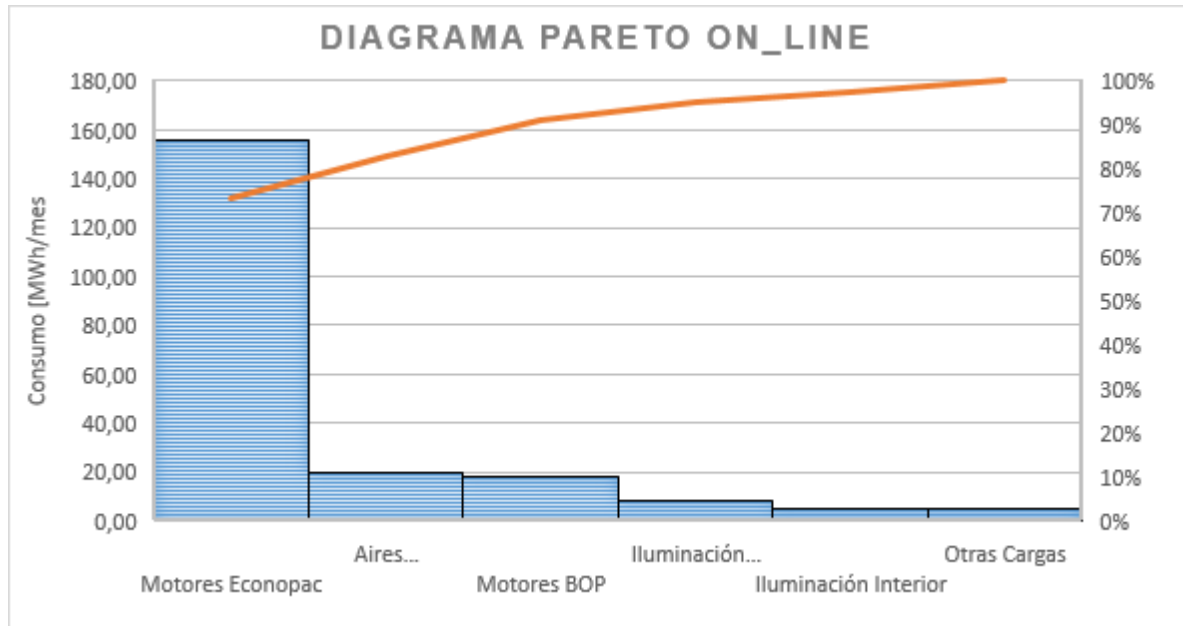
Figura 19. Usos significativos de energía con la unidad Offline.



Como se observa los datos son similares a los obtenidos en la imagen 3. Ahora se realiza el diagrama Pareto para el uso de energía con la unidad Online.

²⁰ DE LAIRE, Michel; FIALLOS, Yahaira; y AGUILERA, Ángela. *Guía de Implementación de Sistemas de Gestión de Energía basados en la ISO 50001*. [En línea]. Chile: Agencia de Sostenibilidad Energética, 2018. (Recuperado el 14 de noviembre del 2019). Disponible en: <https://cutt.ly/ReDcTHI>

Figura 20. Usos significativos de energía con la unidad Online.



En las tablas 12 y 13 del ítem 5.4 se compararon los resultados obtenidos de la revisión de consumo de energía con los datos medidos con la unidad Offline y ambos datos son similares, esto mismo aplica para las tablas 14 y 15 con datos de consumo de energía con la unidad Online, sin embargo, aunque ya están definidos los usos significativos, la línea base que se definirá será con base a los medidores que se encuentran instalados, entonces, será una LBE1 para el Consumo del Econopac y una LBE2 para el consumo del BOP.

5.2 MEDICIÓN Y FRECUENCIA DE RECOLECCIÓN DE DATOS

La norma GTC-ISO 50006 de 2017 tiene unos criterios para la medición y selección de la frecuencia de recolección de datos. A continuación, se muestra la característica de los medidores usados y la periodicidad para toma de los datos²¹.

²¹ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. *Medición del desempeño energético usando líneas de base energética (LBE) e indicadores de desempeño energético (IDE). Requisitos, GTC-ISO 50006*. Bogotá: ICONTEC, 2017, 39 p.

5.2.1 Medidor. En el MCC del Econopac instalado en el paquete eléctrico y el MCC del BOP instalado en el cuarto eléctrico están instalados unos medidores marca Schneider de referencia Powerlogic ION 6200. Sus características más importantes son:

- Medición trifásica, precisión de clase 0.5 (IEC, ANSI)
- Voltaje, corriente, potencia, frecuencia, factor de potencia y energía.
- Distorsión armónica total
- 2 salidas de pulso digital
- Puerto de comunicaciones RS-485
- Protocolo: Modbus RTU

5.2.2 Frecuencia de datos. Como se trata de datos de consumo de energía ya tomados en planta, entonces se adopta la misma frecuencia para la creación de los indicadores y líneas base. La frecuencia de recolección de datos será diaria y serán tomados en la ronda de media noche, pero la evaluación de cumplimiento tendrá una periodicidad mensual, por tal motivo los datos tendrán unidades de MWh/mes. Entonces, los datos a recolectar serán los siguientes:

Tabla 35. Ubicación del medidor y frecuencia para los datos.

Ubicación medidor	Unidad	Frecuencia
SwitchGear	MWh/mes	diaria
MCC Econopac	MWh/mes	diaria
MCC BOP	MWh/mes	diaria
Ampgard MTR Arranque	MWh/mes	diaria
Excitatriz	MWh/mes	diaria

5.3 DEFINICIÓN DE LAS LBE

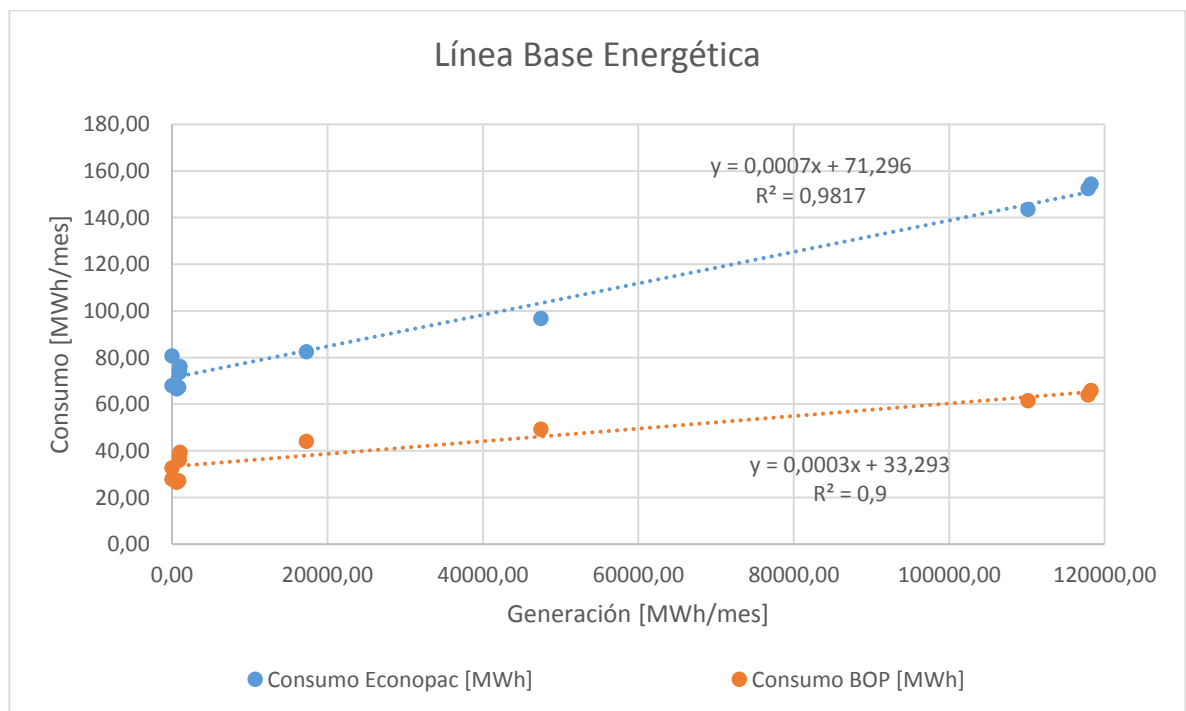
Se diseñan dos LBE para estudiar el consumo de energía eléctrica en el Econopac y el BOP, cada una será útil para evaluar los consumos tanto con la unidad en servicio como fuera de servicio.

Para ello, se tomarán datos históricos de la unidad seleccionando un dato mensual desde el año 2015 a la fecha, con distintos datos de generación y consumo para hacer una regresión lineal que nos muestre una tendencia del comportamiento del consumo de energía [MWh] vs generación [MWh] de todo un año.

Tabla 36. Datos históricos de Generación vs Consumo.

Año	Mes	Consumo Econopac [MWh]	Consumo BOP [MWh]	Generación Neta [MWh]
2018	Octubre	67,83	27,79	0,00
2018	Noviembre	80,67	32,66	0,00
2019	Mayo	66,46	26,42	597,60
2019	Marzo	67,18	27,20	848,80
2017	Septiembre	73,55	36,04	931,00
2017	Julio	74,79	37,94	947,20
2016	Junio	76,17	39,30	1.027,76
2016	Agosto	82,37	43,98	17.269,61
2016	Abril	96,66	49,27	47.453,96
2016	Febrero	143,49	61,48	110.155,22
2015	Diciembre	152,41	63,90	117.888,02
2016	Enero	154,33	65,89	118.244,12

Figura 21. Regresión lineal para las dos líneas base



Se realizó una gráfica de dispersión de los datos de la tabla 36, para verificar que tendencia tenían y si se podía representar con una recta. Según los resultados obtenidos las dos líneas bases tienen una correlación positiva con un coeficiente de correlación mayor a 0,85, por lo tanto, representan el comportamiento del consumo de energía eléctrica de la planta con cualquier escenario operativo de la unidad.

Como se puede observar en las ecuaciones el corte con el eje Y, muestra el valor de consumo de la planta en un escenario de cero Generación, estos datos pueden compararse con los datos obtenidos en la revisión de usos y consumos de energía obtenidos con las tablas 12 y 13. Entonces la línea base energética para el consumo del Econopac (LBE1) queda definida por la siguiente ecuación:

$$C_{ECO} = 0,0007 \times G_{ME} + 71,296 \left[\frac{\text{MWh}}{\text{mes}} \right]$$

Y la línea base energética para el consumo del BOP (LBE2) por esta ecuación:

$$C_{BOP} = 0,0003 \times G_{ME} + 33,293 \left[\frac{\text{MWh}}{\text{mes}} \right]$$

Donde:

- $C_{ECO} \rightarrow$ Consumo de energía mensual del Econopac
- $C_{BOP} \rightarrow$ Consumo de energía mensual del BOP
- $G_{ME} \rightarrow$ Generación neta mensual de la planta Merilétrica

6. INDICADORES DE DESEMPEÑO ENERGÉTICO

Una vez definida las líneas base, se deben definir los indicadores para monitorear el desempeño energético por consumo de energía. El numeral 4.4.5 de la NTC-ISO 50001 dice que los IDE definidos deben ser verificados según las líneas bases creadas²², en lo posible, debe existir una LBE por cada IDE.

En el capítulo anterior se definieron dos líneas bases LBE1 y LBE2 que corresponden a los consumos de energía eléctrica de las dos estructuras principales de la planta Econopac y BOP respectivamente. Esta conclusión fue resultado de una revisión energética que se realizó a la central en cuanto al uso y consumo de energía eléctrica donde se definieron que los consumos significativos de la planta están allí, ya que ambas contienen todas las cargas correspondientes a motores, iluminación y aires acondicionados.

6.1 DEFINICIÓN DE LOS IDE

La norma dice que los IDE pueden ser un parámetro, un cociente o un modelo complejo²³, lo que debe ser importante es que debe ser cuantificable y ayude a verificar el desempeño energético de la planta, así que, se crearan dos Indicadores IDE1 e IDE2 que representaran el consumo de energía por unidad de tiempo del Econopac y del BOP respectivamente.

A continuación, se muestra una tabla con la descripción, el tipo y la aplicación de los IDE creados, todo basado en el Anexo C de la norma GTC-ISO 50006:2017.

²² INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. *NTC-ISO 50001*. Óp. Cit.

²³ *Ibíd.*

Tabla 37. Indicadores de desempeño energético.

Descripción	IDE1	IDE2
Tipo	Medición de valor energético	Medición de valor energético
Proceso	Consumo de energía del Econopac	Consumo de energía del BOP
Propósito	Aumentar la eficiencia y controlar los costos por consumo de energía de la central	Aumentar la eficiencia y controlar los costos por consumo de energía de la central
Indicador	Consumo de energía del Econopac [MWh/mes]	Consumo de energía del BOP [MWh/mes]
Meta	Esta dada por la LBE1: $C_{ECO} = 0,0007 \times G_{ME} + 71,296 \frac{\text{MWh}}{\text{mes}}$	Esta dada por la LBE2: $C_{BOP} = 0,0003 \times G_{ME} + 33,293 \frac{\text{MWh}}{\text{mes}}$

Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, GTC-ISO 50006 Medición del desempeño energético usando líneas base energética (LBE) e indicadores de desempeño energético (IDE). Colombia, 2017, p 26.

6.2 SEGUIMIENTO Y MEDICIÓN DE LOS IDE

Los Indicadores IDE deben ser medidos y analizados según el numeral 4.6 de la norma, con el fin de determinar su idoneidad. Para esto se crea una un archivo en excel con las siguientes características para cada IDE ver Anexo L:

Tabla 38. Medición del desempeño del primer semestre de 2019.

Consumo / Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Generación Neta [MWh/mes]	810,28	0,00	848,80	0,00	597,60	0,00
C ECO Real [MWh/mes]	70,77	62,25	67,18	61,36	66,46	63,89
C ECO esperado [MWh/mes]	71,86	71,30	71,89	71,30	71,71	71,30
Desempeño LBE1 [MWh/mes]	1,09	9,05	4,71	9,94	5,25	7,41
C BOP Real [MWh/mes]	27,57	23,76	24,42	24,15	27,20	25,85
C BOP esperado [MWh/mes]	33,54	33,29	33,55	33,29	33,47	33,29
Desempeño LBE2 [MWh/mes]	5,96	9,53	9,13	9,14	6,27	7,44

La plantilla también tendrá información acerca del periodo de muestreo, del responsable del seguimiento y control, observaciones por condiciones normales o desvíos y en caso de esta última, que acción se debe tomar para corregirlo. La siguiente tabla muestra la información para el mes de febrero y marzo de 2019.

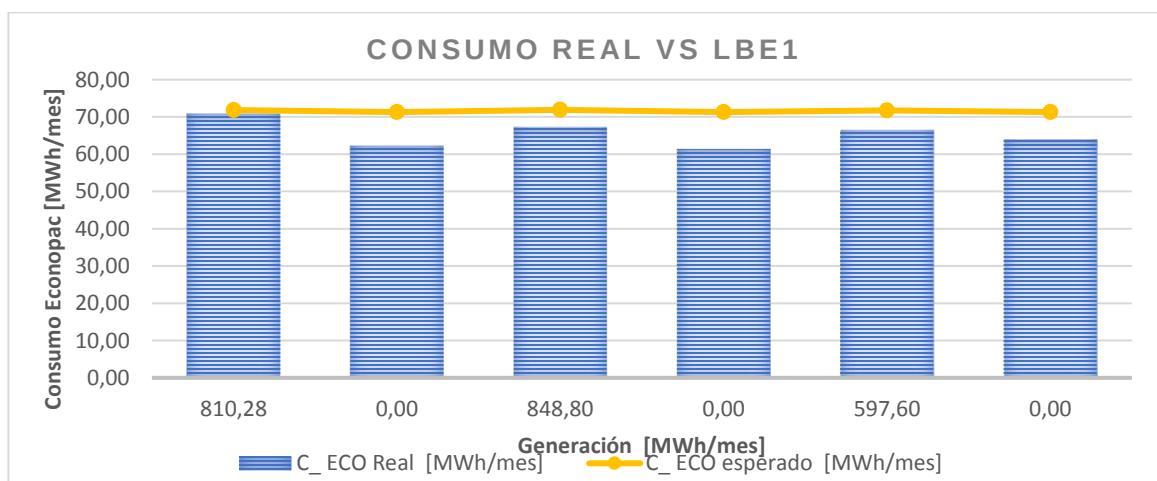
Tabla 39. Seguimiento y control de los indicadores.

PERIODO	Enero 2019	Febrero 2019
OBSERVACIÓN	Mejoro el desempeño energético en 1,09 MWh. Hubo operación de la unidad en éste periodo.	Mejoro el desempeño energético en 9,05 MWh. No hubo operación de la unidad en éste periodo.
ACCIONES A TOMAR	Continuar con el programa de ahorro y uso eficiente de la Energía.	Continuar con el programa de ahorro y uso eficiente de la Energía.
RESPONSABLE	Líder de Planta Ingeniero de Operación	Líder de Planta Ingeniero de Operación
PLAZO	Febrero 2019	Marzo 2019

6.3 VERIFICACIÓN DE LOS IDE Y LBE

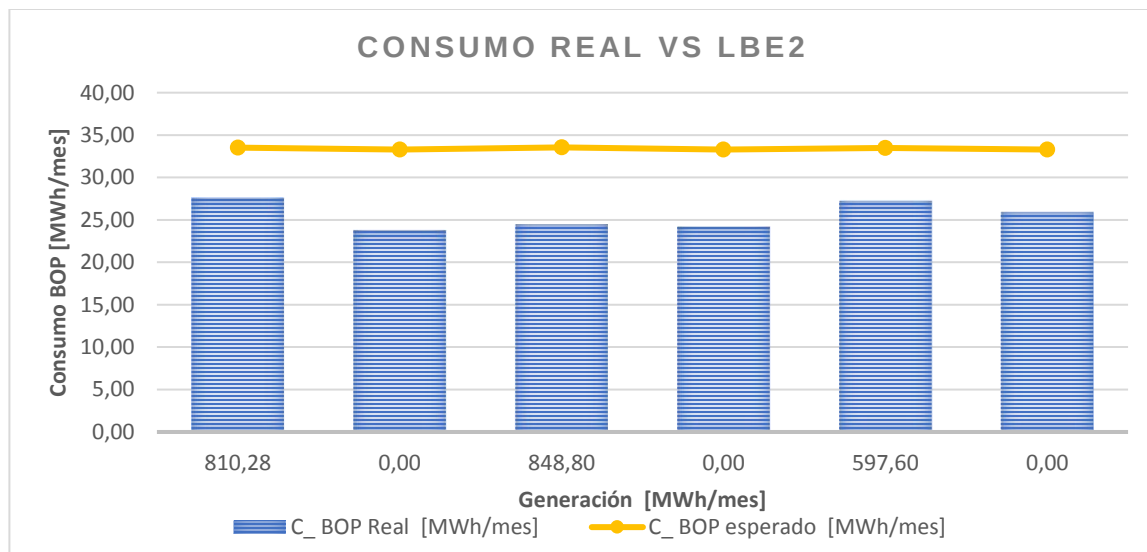
La norma NTC-ISO 50001 de 2011 dice que una vez creada una línea base y unos indicadores estos deben tener un seguimiento para verificar la eficacia de su implementación y si es necesario realizar ajustes. Por tal motivo, comprobaremos las LBE para los consumos reales registrados en el primer semestre del año 2019 en una gráfica donde se mostrará la LBE que representa el consumo esperado o meta, el consumo medido que será el real y la diferencia que para el trabajo será tomado como el desempeño energético.

Figura 22. Verificación LBE1 vs Consumo real.



Como se puede ver en la imagen anterior, el seguimiento del desempeño energético se puede hacer de forma visual y es muy fácil de entender, por lo cual se da cumplimiento a otro de los requisitos exigidos por la NTC-ISO 50001:2011. La siguiente gráfica muestra el comportamiento del IDE2 vs LBE2.

Figura 23. Verificación LBE2 vs Consumo real.



Estas graficas también van insertadas en el archivo para seguimiento y control de los Indicadores de desempeño energético que se muestra en el Anexo L.

7. CONSIDERACIONES PARA IMPLEMENTAR LA NTC-ISO 50001:2011

Este capítulo presenta un análisis cualitativo para analizar la viabilidad de implementar un sistema de gestión de eficiencia energética basado en la norma NTC-ISO 50001 de 2011, para lo cual se revisa las fortalezas y debilidades que existen en la planta, así como las oportunidades que se dan externamente para promover su implementación.

7.1 ANÁLISIS DAFO Y CAME

La matriz DAFO revisa dentro de una organización que fortalezas posee y que debilidades debe minimizar para que pueda implementar una estrategia de éxito o mejorar un proceso, por otra parte, el análisis CAME ayuda a definir estrategias que puedan combatir o mitigar los impactos negativos y fortalecer los positivos hallados en la matriz DAFO²⁴. A continuación, se revisan los aspectos mencionados:

Tabla 40. Aspectos positivos según análisis DAFO.

ORIGEN	ASPECTOS POSITIVOS
INTERNO	FORTALEZAS 1. Diversificación del parque de generación con el uso de recursos renovables. 2. Promueve buenas prácticas para el uso y consumo de energía en la planta. 3. Cuenta con sistema de gestión de la calidad y ambiental robusto. 4. Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero CO ₂ y NO _x . 5. Monitoreo y control de costos por consumo de energía.
	OPORTUNIDADES 1. Suplir las necesidades energéticas con nuevas tecnología (equipos más eficientes). 2. Mejorar los ingresos por generación al disminuir el consumo interno. 3. Aplicar a incentivos tributarios que promuevan el uso eficiente de la energía. 4. Creación de políticas públicas que financien proyectos eficientes. 5. Mejorar la competitividad y sostenibilidad del negocio (mejorar imagen institucional).

²⁴ SOBRADO, Juan. *Análisis DAFO y creación de estrategias (CAME, DAFO Cruzado)*. [En línea]. Learning Legendario, 2018. (Recuperado el 14 de noviembre del 2019). Disponible en: <https://cutt.ly/yeDb6Sq>

Tabla 41. Aspectos negativos según análisis DAFO.

ORIGEN	ASPECTOS NEGATIVOS
INTERNO	DEBILIDADES 1. La alta dirección no ha hecho esfuerzos para la implementación de un SGE. 2. No existe conocimiento sobre la importancia de implementar un SGE. 3. No hay diagnóstico sobre el estado de la central en cuanto al uso y consumo de energía. 4. Insuficientes recursos financieros propios. 5. No existe un gestor energético o representante por la dirección.
EXTERNO	AMENAZAS 1. Aumento en el costo de la energía por alto consumo interno. 2. Caída en la demanda de energía, por uso masivo de energías alternativas. 3. Cambios en los precios del dólar que afecte la compra de equipos. 4. Aumento de impuestos y trámites para importación de productos y servicios. 5. Disminución del apoyo financiero por parte del gobierno para promover proyectos de eficiencia energética.

Fuente: J. D. SOBRADO, «Análisis DAFO y creación de estrategias (CAME, DAFO cruzado)», 2018. [En línea]. Disponible en: https://learninglegendario.com/analisis-dafo-creacion-estrategias-came-dafo-cruzado/#El_Analisis_DAFO_como_punto_de_partida_para_crear_estrategias.

Con el análisis CAME podemos establecer las estrategias a implementar para que apoyados en las fortalezas y oportunidades podamos mejorar las debilidades y mitigar las amenazas. En la Tabla 42 se muestran los resultados obtenidos:

Tabla 42. Estrategias resultantes del análisis DAFO.

CAME	FORTALEZAS (F)	DEBILIDADES (D)
OPORTUNIDADES (O)	Estrategias FO 1. Aprovechar el surgimiento de nuevas tecnologías para reemplazar equipos críticos por equipos más eficientes. 2. Aprovechar los sistemas de gestión de calidad y gestión ambiental para facilitar la implementación de un SGE. 3. Conservar los programas internos sobre el buen desempeño energético, para mejorar los ingresos y la sostenibilidad.	Estrategias DO 1. Aprovechar el aumento en la demanda de energía y la deducción de impuestos, para viabilizar el cambio de equipos críticos a equipos de mayor eficiencia. 2. Capacitar al personal incluyendo directivos sobre la importancia y beneficios de implementar un SGE. 3. Aprovechar el impulso gubernamental para el promover el uso de FNCER y programas de eficiencia energética para aplicar a incentivos tributarios.
AMENAZAS (A)	Estrategias FA 1. Mejorar el desempeño energético dentro la planta. 2. Aumentar el portafolio de servicios de la empresa promoviendo el uso	Estrategias DA 1. Capacitar a personal de la empresa que monitoree las nuevas tendencias tecnológicas en el sector energético.

	eficiente de la energía a los usuarios para disminuir las pérdidas. 3. Disminuir las emisiones de CO2 y Nox, para mejorar la imagen corporativa ante la sociedad y las entidades gubernamentales, y así, atraer inversión local o extranjera.	2. Revisar en la planta el uso y consumo de energía eléctrica para definir o mejorar las metas energéticas. 3. Incrementar los esfuerzos de la dirección para implementar planes de eficiencia energética, y así, reducir costos para apalancar nuevos proyectos.
--	--	---

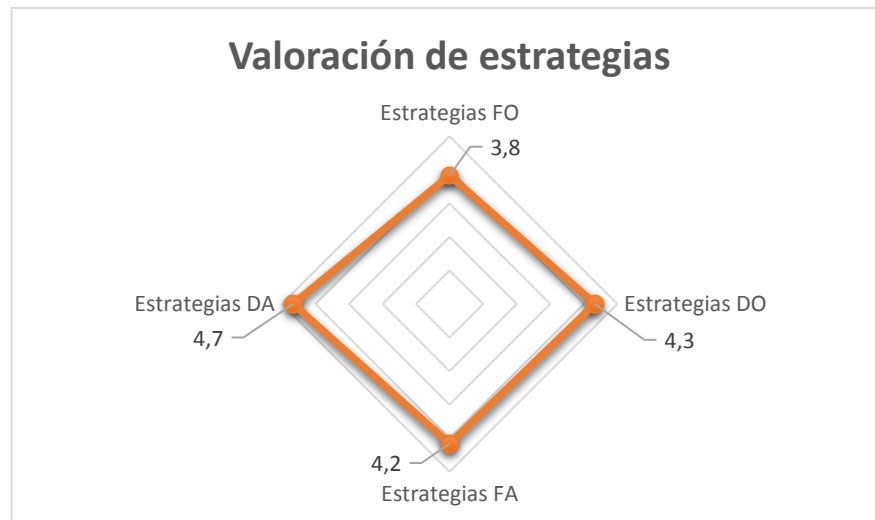
Ahora se deben valorar las estrategias para encontrar las de mayor impacto para implementar el SGE, por ejemplo, la estrategia más atractiva tendrá un puntaje de 5 y la de menos impacto tendrá un puntaje de 1. En la siguiente tabla se evalúan de forma cuantitativa cada estrategia determinando las más relevantes.

Tabla 43. Valoración de estrategias.

Estrategias FO	3,8	Estrategias DO	4,3
1. Aprovechar el surgimiento de nuevas tecnologías para reemplazar equipos críticos por equipos más eficientes.	3	1. Aprovechar el aumento en la demanda de energía y la deducción de impuestos, para viabilizar el cambio de equipos críticos a equipos de mayor eficiencia.	4
2. Aprovechar los sistemas de gestión de calidad y gestión ambiental para facilitar la implementación de un SGE.	4,5	2. Capacitar al personal incluyendo directivos sobre la importancia y beneficios de implementar un SGE.	5
3. Conservar los programas internos sobre el buen desempeño energético, para mejorar los ingresos y la sostenibilidad.	4	3. Aprovechar el impulso gubernamental para el promover el uso de FNCER y programas de eficiencia energética para aplicar a incentivos tributarios.	4
Estrategias FA	4,2	Estrategias DA	4,7
1. Mejorar el desempeño energético dentro la planta.	4,5	1. Capacitar a personal de la empresa que monitoree las nuevas tendencias tecnológicas en el sector energético.	4,5
2. Aumentar el portafolio de servicios de la empresa promoviendo el uso eficiente de la energía a los usuarios para disminuir las pérdidas.	4	2. Revisar en la planta el uso y consumo de energía eléctrica para definir o mejorar las metas energéticas.	4,5
3. Disminuir las emisiones de CO2 y Nox, para mejorar la imagen corporativa ante la sociedad y las entidades gubernamentales, y así, atraer inversión local o extranjera.	4	3. Incrementar los esfuerzos de la dirección para implementar planes de eficiencia energética, y así, reducir costos para apalancar nuevos proyectos.	5

Los promedios anteriores se pueden valorar de forma gráfica y comprobar el impacto de cada estrategia.

Figura 24. Impacto de estrategias para implementar un SGE.



Como se puede observar, algunas de las estrategias definidas en el análisis CAME han sido tratadas durante el desarrollo de este trabajo por eso no tienen tanto impacto, sin embargo, al final la implementación del SGE para la planta será posible si se cumple la estrategia DA: *“Incrementar los esfuerzos de la dirección para implementar planes de eficiencia energética, y así, reducir costos para apalancar nuevos proyectos”*.

Para cumplir con lo anterior se debe implementar la estrategia DO: *“Capacitar al personal incluyendo directivos sobre la importancia y beneficios de implementar un SGE”*. Es decir, superando una debilidad existente en la compañía se podría aprovechar la oportunidad. En el Anexo M se encuentra la matriz DAFO / CAME completa.

Finalmente, la implementación del sistema de gestión de la energía depende de los esfuerzos que realice la compañía y del potencial de beneficios que encuentre en el SGE. También es importante resaltar que la empresa tiene unos sistemas de gestión de la calidad y ambiental consolidados, donde ya se realizan controles de

uso de energía y emisiones de gases de efecto invernadero, con los cuales se puede apoyar para facilitar una certificación en la norma NTC-ISO 50001:2011.

7.2 ANÁLISIS FINANCIERO

No se puede realizar un análisis económico completo, ya que se desconoce los costos propios por certificación, la implementación, costos por personal contratado, etc. Sin embargo, se puede revisar el impacto económico que puede traer un cambio en el uso de tecnologías que consumen energía eficientemente.

Se evaluará el impacto económico debido al cambio de iluminación de los edificios administrativos con lámparas fluorescentes por lámparas led y por el cambio de cargas críticas usando motores normales por motores de eficiencia alta eficiencia.

7.2.1 Proyecto de iluminación LED. Para promover el uso de eficiencia energética en el sistema de iluminación de la planta, se realiza un estudio del impacto económico de reemplazar la iluminación actual por iluminación con tecnología LED. Para que el gasto sea mínimo se escoge lámparas con las mismas dimensiones y características, para que el análisis solo contemple el costo de la lámpara, reflector o luminaria led según aplique. Los reemplazos que se plantean son los siguientes:

- | | |
|--------------------------------|------------------------------|
| • Fluorescente 2 x TL5 [49 W] | Panel LED 30x120 [45 W] |
| • Reflector [400 W] | Reflector LED SYLVEO [200 W] |
| • Luminaria [200 W] | LED Street Light [120 W] |
| • Lámpara Metal Halide [400 W] | Reflector LED SYLVEO [200 W] |

Conocidos los cambios, se calcula los nuevos consumos para determinar los costos de la energía.

Tabla 44. Mejora en consumo de energía eléctrica.

Sistema / Ubicación	Potencia Instalada [kW]	Energía [MWh/día]	Consumo [MWh/mes]
Iluminación Interior	8,22	0,08	2,52
Iluminación Perimetral	11,52	0,11	3,17
Total		0,19	5,69

Como se observa en la tabla anterior comparando con los resultados de consumo con la maquina fuera de servicio obtenidos en la Tabla 12, los ahorros en consumo son: 25.22% en iluminación interior y 60.67% en iluminación perimetral.

Un dato para analizar la inversión es: como la unidad está consumiendo energía del SIN cuando esta offline, el costo de la energía es aproximadamente de 300 [\$/kWh].

Tabla 45. Costo de la inversión.

Tecnología Led	Valor instalado	Unidad	Valor Total
Panel led 30x120 [45 W]	\$ 100.000	76	\$ 7.600.000
Reflector LED SYLVEO [200 W]	\$ 370.000	66	\$ 24.420.000
LED Street Light [120 W]	\$ 150.000	20	\$ 3.000.000
Total			\$ 35.020.000

Otro dato a resaltar es el ahorro por costos de energía porque con el cambio a iluminación led, el ahorro mensual será de \$1.722.000, es decir un ahorro anual es de \$20.664.000. Entonces, el análisis a 5 años cuenta con un WACC para la inversión de 11,5% y un incremento en la tarifa de energía del 2% anual.

Tabla 46. Relación beneficio / costo por cambio iluminación.

Costo / Beneficio	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Costo anual	\$ 9.594.842	\$ 9.594.842	\$ 9.594.842	\$ 9.594.842	\$ 9.594.842
Costo VPN	\$ 35.020.000				
Beneficio anual	\$ 20.664.000	\$ 20.705.328	\$ 20.746.739	\$ 20.788.232	\$ 20.829.809
Beneficio VPN	\$ 80.670.201				
Relación B/C	2,3				

Como la relación beneficio / costo es mayor de 1 la inversión es viable económicamente. Por otro lado, si se observa el beneficio anual, se demuestra que la inversión se recuperaría antes de cumplir el segundo año.

7.2.2 Uso de motores de eficiencia Premium. Las tablas 20 y 21 tiene los cálculos de eficiencia de los motores de la planta, pero cambiarlos a motores más eficientes no es una decisión autónoma; depende de la autorización y aprobación del fabricante, ya que, se podría incumplir con criterios de diseño y hay temas de las pólizas de seguro de la unidad que se podrían incumplir.

Sin embargo, para evaluar el impacto económico que tendría cambiar un motor de eficiencia standard a eficiencia premium, se realiza un análisis financiero que tendrá en cuenta la relación beneficio-costos de cambiar el motor de mayor consumo energético encontrado en la revisión energética, ósea, el motor de la bomba de lubricación, cuyo factor de uso es del 100% teniendo en cuenta los dos motores.

Tabla 47. Datos para el análisis financiero.

Datos motor actual	Datos motor nuevo
Motor de eficiencia standard IE2	Motor de eficiencia premium IE4
Eficiencia standard: 93%	Eficiencia premium: 95.4%
Costo motor M1: \$ 15.600.000	Costo motor M2: \$ 22.300.000

Calculo del ahorro anual por consumo de energía

$$A_{\text{año}} = P \times H \times C \times \left(\frac{1}{E_p} - \frac{1}{E_s} \right) \left[\frac{\$}{\text{año}} \right]$$

P → Potencia del motor en kW

H → Horas operativas del motor por año

C → Costo de la energía (300 \$/kW)

E_p → Eficiencia premium

E_s → Eficiencia standard

$$A_{\text{año}} = 74,6 \times 8760 \times 300 \times \left(\frac{1}{0,93} - \frac{1}{0,945} \right) \left[\frac{\$}{\text{año}} \right]$$

$$A_{\text{año}} = 5.303.274,5 \left[\frac{\$}{\text{año}} \right]$$

El resultado de ahorro obtenido (beneficio) es para un motor que opera todo el año (8760 horas), pero como estas horas están repartidas entre los dos motores del sistema de lubricación, se debe multiplicar por 2 la diferencia entre los costos de los motores CM2 y CM1, para calcular la recuperación de la inversión:

$$R_{inv} = 2 \times \left(\frac{\$CM2 - \$CM1}{A_{año}} \right) [\text{año}]$$

$$R_{inv} = 2 \times \left(\frac{\$6.700.000}{\$5.303.274,5} \right) = 2,53 [\text{año}]$$

Estos resultados muestran viabilidad, ya que se recupera la inversión en dos años y medio, pero esta viabilidad es obtenida comparando la decisión de comprar motores de eficiencia estándar o comprar motores de eficiencia premium, es decir, se debe cambiar el motor por daño. Ahora se analiza el beneficio / costo de cambiar los existentes por unos de mayor eficiencia.

Tabla 48. Relación beneficio / costo por cambio de motores.

Costo / Beneficio	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Costo anual	\$ 12.219.587	\$ 12.219.587	\$ 12.219.587	\$ 12.219.587	\$ 12.219.587
Costo VPN	\$ 44.600.000				
Beneficio anual	\$ 5.303.275	\$ 5.313.881	\$ 5.324.509	\$ 5.335.158	\$ 5.345.828
Beneficio VPN	\$ 20.703.456				
Relación B/C	0,46				

Financieramente los resultados de la tabla anterior, muestran que la inversión no es viable, ya que la relación B/C es menor de 1. Por tal motivo se concluye, que los motores deben ser cambiados para mejorar su eficiencia, solo si existe un daño grave y el motor no puede ser reparado.

En los datos obtenidos de eficiencia en las tablas 18 y 19 existen motores que deberían ser reemplazados, pero como sus horas operativas son mínimas ver Anexo A. no se justifica su reemplazo, ya que el ahorro anual sería pequeño y la

recuperación de la inversión tomaría muchos años, sin embargo, todos los hallazgos encontrados en el trabajo se pondrán a consideración de la dirección de la empresa para que se tomen las decisiones pertinentes, en conjunto con el fabricante.

8. CONCLUSIONES

Las líneas bases e indicadores son definidos según lo establecido en los numerales 4.4.4 y 4.4.5 de la norma NTC-ISO 50001 de 2011, estos se pudieron crear a partir de los datos obtenidos en la revisión energética realizada en este trabajo, por lo tanto, los resultados son la base para implementar el sistema de gestión de la energía SGE en la planta.

Con la revisión energética se define que los sistemas más críticos de la planta son el Econopac y el BOP cuyas cargas de mayor impacto son los motores eléctricos, por otro lado, se estableció que hay un impacto en el consumo de energía de la planta cuando la unidad se encuentra en servicio, debido a que la carga requerida para la generación de energía es mayor. Entonces, las LBE e IDE se definieron con base en estos sistemas, concluyendo que la variable relevante para su cálculo es la generación diaria de la planta.

De los datos hallados de eficiencia para los motores de la central, se establece que son muy cercanos a los datos nominales, pero no son iguales, debido a que el método de deslizamiento no es exacto, pero por condiciones de la instalación de estos, era el único que se podía realizar debido a que los equipos no pueden sacarse de servicio porque afecta la disponibilidad de la unidad.

Además, los resultados obtenidos en este trabajo dan un panorama del uso y consumo de energía, con lo cual se puede implementar una gran cantidad de mejoras en cuanto al uso de energía, por ejemplo, el cambio de la iluminación actual por iluminación LED mejora el valor VEEI disminuyéndolo, esto indica que se necesita menos energía por área iluminada, también establece que al momento de necesitar un reemplazo de motor por avería, es viable hacerlo por un motor con alta eficiencia, ya que la recuperación de la inversión es rápida.

Por otro lado, la revisión de las instalaciones de la central de conformidad a la normatividad vigente RETIE, RETILAP y NTC 2050, da otra posibilidad para mejorar la señalización de la planta, los accesos para trabajos, identificación de áreas peligrosas, acometidas y equipos de la planta, para ayudar a prevenir errores, malas maniobras o situaciones de riesgo que pueden afectar al personal, impactar la disponibilidad de la máquina y aumentar gastos por costos en reparaciones.

El capítulo 9 es muy concluyente en cuanto a la implementación del sistema de gestión de la energía, ya que el análisis cualitativo define que Celsia debe realizar un esfuerzo importante para lograrlo, y para ello puede aprovechar por un lado los incentivos tributarios que está dando el estado para promover el uso eficiente de recursos energéticos, y también puede aprovechar que cuenta con la certificación en NTC-ISO 9001 de 2008 e NTC-ISO 14001 de 2004. Este último factor es nombrado en el Anexo B de la norma NTC-ISO 50001 de 2011, ya que, existe una correspondencia entre estas normas lo que felicitaría su implementación y el proceso de certificación, donde lo único faltante es la definición de las líneas bases e indicadores de desempeño energético que fue el aporte de este trabajo.

Finalmente, el diagnóstico del estado actual de la planta en cuanto al uso y al consumo de energía eléctrica en la planta Merilétrica, es el aporte más importante de este trabajo, cuyos resultados dan una perspectiva más amplia sobre la viabilidad de implementar un Sistema de Gestión de Energía o no, y cuya decisión depende de la empresa, pero en caso de que la compañía decida no hacerlo, se puede establecer unas acciones de mejora para promover el buen uso de la energía eléctrica en las distintas áreas de la central.

BIBLIOGRAFÍA

CELSIA. *Dimensión Ambiental*. [En línea]. Medellín: Grupo Argos, 2019. (Recuperado el 14 de noviembre del 2019). Disponible en: <https://n9.cl/5udu>

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 18 1331 (06, agosto, 2009). Por la cual se expide el Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público – RETILAP. Bogotá: Gobierno de Colombia, 2009, 246 p.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 9 0708 (30, agosto, 2013). Por la cual se expide el Reglamento Técnico en instalaciones Eléctrica - RETIE. Bogotá: Gobierno de Colombia, 2013, 211 p.

DE LAIRE, Michel; FIALLOS, Yahaira; y AGUILERA, Ángela. *Guía de Implementación de Sistemas de Gestión de Energía basados en la ISO 50001*. [En línea]. Chile: Agencia de Sostenibilidad Energética, 2018. (Recuperado el 14 de noviembre del 2019). Disponible en: <https://cutt.ly/ReDcTHI>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. *Código Eléctrico Colombiano. Requisitos, NTC 2050*. Bogotá: ICONTEC, 1998, 1042 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. *Medición del desempeño energético usando líneas de base energética (LBE) e indicadores de desempeño energético (IDE). Requisitos, GTC-ISO 50006*. Bogotá: ICONTEC, 2017, 39 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. *Sistemas de gestión de la energía. Requisitos, NTC-ISO 50001*. Bogotá: ICONTEC, 2011, 24 p.

JURADO, Alejandro; ROBBIANO, Juan; y FERREYRA, Federico. Determinación in situ de la eficiencia de un motor eléctrico. [En línea]. *Ingeniería Eléctrica*, 2017, no. 324, pp. 54-60. (Recuperado el 14 de noviembre del 2019). Disponible en: <https://cutt.ly/beDvTb5>

LAITON, Norhangelica. *Viabilidad técnica y operativa para implementar un sistema de gestión energética SGE, en una refinería de Colombia basado en la metodología del estándar ISO 50001*. (Tesis de maestría). [En línea]. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia, Maestría en Ingeniería Eléctrica, 2013. (Recuperado el 14 de noviembre del 2019). Disponible en: <https://cutt.ly/HeDbXoS>

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Plan de acción indicativo de Eficiencia Energética 2017 – 2022. [En línea]. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética, 2017. (Recuperado el 14 de noviembre del 2019). Disponible en: <https://cutt.ly/oeDnflv>

OBREGON, Josué. *Medición de la eficiencia a motores de inducción utilizando el método de deslizamiento*. (Tesis de maestría). [En línea]. Monterrey: Universidad Autónoma de Nuevo León, Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica con Especialidad en Potencia, 2005. (Recuperado el 14 de noviembre del 2019). Disponible en: <http://eprints.uanl.mx/1744/1/1020150560.PDF>

ORGANIZACIÓN PARA LA COOPERACIÓN Y EL DESARROLLO ECONÓMICOS [OCDE]. *Indicadores de Eficiencia Energética: Bases Esenciales para el Establecimiento de Políticas*. [En línea]. París: International Energy Agency, 2015. (Recuperado el 14 de noviembre del 2019). Disponible en: <https://cutt.ly/weDbpTs>

SOBRADO, Juan. *Análisis DAFO y creación de estrategias (CAME, DAFO Cruzado)*. [En línea]. Learning Legendario, 2018. (Recuperado el 14 de noviembre del 2019). Disponible en: <https://cutt.ly/yeDb6Sq>

VILLALOBOS, Pedro. ¿Cómo dimensionar un aire acondicionado? [En línea]. El Blog de Pedro, 2018. (Recuperado el 14 de noviembre del 2019). Disponible en: <https://cutt.ly/PeDnU90>

ANEXOS

ANEXO A. Horas operativas mensuales de motores con la CT offline

Sistema	Motor	Potencia nominal [kW]	Potencia operativa [kW]	Horas servicio [h/mes]	Consumo [MW/mes]
Aceite de Lubricación	Bomba 1	74,6	56,83	552	31,37
	Bomba 2	74,6	55,57	168	9,34
	Bomba DC	11,2	11,00	0	0
	Ventilador 1	7,5	6,94	0	0
	Ventilador 2	7,5	9,96	0	0
	Ventilador 3	7,5	7,07	0	0
	Extractor 1	5,6	2,54	552	1,40
	Extractor 2	5,6	2,96	168	0,50
Aceite de Sellos	Bomba AC	0,7	1,16	0	0
	Bomba DC	0,7	0,70	0	0
	Extractor 1	2,2	3,50	552	1,93
	Extractor 2	2,2	3,31	168	0,56
Aceite de Control	Bomba1	11,2	4,03	10	0,04
	Bomba 2	11,2	3,98	4	0,02
Aire Instrumentos	Compresor	7,5	9,45	320	3,02
Rotor Air Cooler	Ventilador	22,4	16,10	4	0,06
Glycol	Bomba 1	74,6	68,87	10	0,69
	Bomba 2	74,6	65,23	4	0,26
	Ventilador 1	18,7	15,91	0	0
	Ventilador 2	18,7	15,55	0	0
	Ventilador 3	18,7	15,86	0	0
Arranque	Motor	1.641,2	1.600	0	0
Turning Gear	Motor	9,0	3,00	20	0,06
Enfriador Evaporativo	Bomba 1	3,7	2,71	2	0,01
	Bomba 2	3,7	2,48	2	0
Ventiladores Recinto Turbina	Ventilador 1	5,2	4,59	240	1,10
	Ventilador 2	5,2	4,22	48	0,20
	Ventilador 3	5,2	4,05	48	0,19
	Ventilador 4	5,2	4,51	240	1,08
Consumo de energía Total [MW/mes]					51,84

Sistema	Motor	Potencia nominal [kW]	Potencia operativa [kW]	Horas servicio [h/mes]	Consumo [MW/mes]
Agua Potable	Bomba 1	2,24	2,82	40	0,11
	Bomba 2	2,24	2,72	40	0,11
Agua Demi	Bomba	1,49	1,46	0	0
Compresor Aire	Compresor 1	22,38	21,36	40	0,85
	Compresor 2	22,38	24,95	40	1,00
Sistema contra Incendio	Bomba AC	55,95	52,16	1	0,05
	Bomba Jockey	2,24	2,58	1	0
Consumo de energía Total [MW/mes]					2,13

ANEXO B. Revisión de la subestación ME 220 kV de conformidad a la normatividad

ÍTEM	ARTÍCULO - RETIE	DESCRIPCIÓN	SI / NO	HALLAZGO
1	Artículo 6 Artículo 23.1, Ítem d	Tiene la señalización de seguridad eléctrica (Símbolo de riesgo eléctrico y nivel de tensión)	SI	El transformador tiene aviso de riesgo eléctrico pero no cumple con los requisitos del RETIE Artículo 6.
2	Artículo 20.25.1, Ítem a	Los transformadores deben tener un dispositivo de puesta a tierra para conectar sólidamente el tanque, el gabinete, el neutro y el núcleo, acorde con los requerimientos de las normas técnicas que les apliquen y las características que requiera su operación.	SI	El transformador de la subestación cuenta con un dispositivo solido de puesta a tierra para el neutro.
3	Artículo 20.25.1, Ítem b	Todos los transformadores sumergidos en líquido refrigerante que tengan cambiador o conmutador de derivación de operación exterior sin tensión, deben tener un aviso: "manióbrese sin tensión".	N/E	Por el tamaño de los transformadores este aviso no puede ser revisado.
4	Artículo 20.25.1, Ítem c	Todos los transformadores sumergidos en líquido refrigerante deben tener un dispositivo de alivio de sobrepresión automático, fácilmente reemplazable, el cual debe operar a una presión inferior a la máxima soportada por el tanque.	SI	El transformador cuenta con dos dispositivos de liberación de presión marca Qualitrol,
5	Artículo 20.25.1, Ítem f	El nivel máximo de ruido (presión de ruido LPA) no debe superar los niveles establecidos en las normas técnicas de producto aplicables.	SI	El nivel de ruido es menor a 50 dB.
6	Artículo 20.25.1, Ítem h	Todo transformador debe estar provisto de una placa fabricada en material resistente a la corrosión y fijada en un lugar visible.	SI	El transformado tiene la placa de acero inoxidable en buen estado y es legible.
7	Artículo 20.25.2, Ítem b	Los transformadores refrigerados en aceite no deben ser instalados en niveles o pisos que estén por encima o contiguos a sitios de habitación, oficinas y en general lugares destinados a ocupación permanente de personas, que puedan ser objeto de incendio o daño por el derrame del aceite. Los transformadores con más de 2000 galones de aceite deben instalarse mínimo a 9 m de las paredes de la subestación, si no se cumple esa condición deben colocarse paredes resistentes al fuego conforme a	SI	El transformador está alejado de los lugares ocupados por personas (Oficinas). También cuenta con muro resistente a fuego.

		la norma NFPA 255. Si el volumen de aceite está entre 500 y 2000 galones, la distancia se puede reducir a 7 m y si no se puede cumplir tal distancia se debe colocar la pared resistente al fuego mínimo de dos horas.		
8	Artículo 20.25.2, Ítem e	Todo transformador con tensión nominal superior a 1000 V debe protegerse por lo menos en el primario con protecciones de sobrecorriente, cuando se usen fusibles estos deben ser certificados y seleccionados de acuerdo con una adecuada coordinación de protecciones.	SI	El Transformador GSU está protegido con dos relés de sobre corriente 50 / 51 marca Basler instalados en el GPR del paquete eléctrico.
9	Artículo 20.25.2, Ítem f	El nivel de ruido en la parte externa del encerramiento no debe superar los valores establecidos en las disposiciones ambientales sobre la materia, de acuerdo con la exposición a las personas.	SI	El nivel de ruido es menor a 50 dB.
10	Artículo 21.1, Ítem u	Para evitar los peligros que pudieran originar el incendio de un transformador de más de 100 kVA o un interruptor de gran volumen de aceite, se debe construir un foso o sumidero en el que se colocarán varias capas de gravilla que servirán como filtro y para ahogar la combustión.	SI	El transformado está instalado sobre un foso, además de contar con un sistema contra incendio tipo diluvio.
11	Artículo 16	Tiene protección externa contra descargas atmosféricas.	SI	Toda la subestación esta surcada por los cables de guarda
12	Artículo 23, Ítem a	Subestaciones de patio de alta y extra alta tensión (puede incluir, maniobra, transformación o compensación).	SI	Es una subestación de transformación con bahía de salida de generación.
13	Artículo 23.1, Ítem a	Toda subestación debe contar con un diseño eléctrico.	SI	El diseño eléctrico se realizó en el año 1997 con la normatividad vigente de la época por la empresa Tipiel S.A.
14	Artículo 23.1, Ítem c	En los espacios en los cuales se encuentran instaladas las subestaciones con partes energizadas expuestas, deben colocarse y asegurar la permanencia de cercas, pantallas, tabiques o paredes, de tal modo que limite la posibilidad de acceso a personal no autorizado. Las puertas deben contar con elementos de seguridad que limite la entrada de personal no autorizado.	SI	Toda la subestación está rodeada con dos puertas de acceso controlado. Las llaves las mantiene el Ingeniero de operación de la planta.
15	Artículo 23.1, Ítem d	En cada entrada de una subestación eléctrica debe fijarse una señal con el símbolo de riesgo eléctrico, así como en la parte exterior de la malla eslabonada, cuando sea accesible a personas.	NO	La malla y puerta de acceso tiene el aviso de riesgo eléctrico pero no cumple con las

				especificaciones del RETIE Artículo 6.
16	Artículo 23.1, Ítem e	Los muros o mallas metálicas que son utilizados para encerrar las subestaciones, deben tener una altura mínima de 2,50 metros y deben estar debidamente conectados a tierra.	NO	Si se pudo verificar que la malla esté conectada al sistema de puesta a tierra, pero se desconoce la altura.
17	Artículo 23.1, Ítem f	Con el fin garantizar la seguridad tanto del personal que trabaja en las subestaciones como del público en general, se deben cumplir los requisitos de puesta a tierra que le apliquen, establecidos en el artículo 15° del presente Anexo General.	SI	Se evidencia que las estructuras están conectadas al sistema de puesta a tierra.
18	Artículo 23.1, Ítem g	En todas las subestaciones se deben calcular las tensiones de paso, contacto y transferidas, para asegurar que no se exponga a las personas a tensiones por encima del umbral de soportabilidad.	NO	La subestación no cuenta con el cálculo ni la medida de estas variables.
19	Artículo 23.1, Ítem m	Los enclavamientos entre los diferentes elementos de corte y seccionamiento en una subestación son indispensables por razones de seguridad de las personas y conveniencia operativa de la instalación para no permitir que se realicen maniobras indebidas.	SI	Existe un gabinete con los mandos remotos para operar el seccionador y las cuchillas de puesta tierra, cuya llave permisivo se controla en sala de control.
20	Artículo 23.1, Ítem s	Con el fin de realizar las labores de mantenimiento en las subestaciones con seguridad para el personal encargado, es imprescindible que el sistema permita poner a tierra las partes energizables.	SI	Se utilizan puestas a tierra temporales y fijas (cuchillas de puesta a tierra).
21	Artículo 23.1, Ítem t	La posición de los elementos que realicen la puesta a tierra de la celda deben estar claramente identificados a través de un elemento que indique visualmente la maniobra de puesta a tierra del equipo.	SI	En el gabinete de control remoto se puede visualizar su estado, así como desde el DCS en sala de control. Visualmente también se puede verificar.
22	Artículo 23.1, Ítem u	En las subestaciones está prohibido que crucen canalizaciones de agua, gas natural, aire comprimido, gases industriales o combustibles, excepto las tuberías de extinción de incendios y de refrigeración de los equipos de la subestación.	SI	No se presentan cruces de canalizaciones de agua, gas natural, aire comprimido, gases industriales o combustibles.
23	Artículo 23.1, Ítem v	Para evitar los peligros de propagación de un incendio ocasionado por derrame del aceite, se debe construir un foso o sumidero en el que se agregarán varias capas de gravilla que sirvan como filtro y absorbente para ahogar la combustión; se exceptúan las subestaciones tipo	SI	El transformado está instalado sobre un foso, además de contar con un sistema contra incendio tipo diluvio.

		poste, las de tipo pedestal y las subestaciones con transformadores en aceite cuya capacidad total no supere 112,5 kVA.		
24	Artículo 24.1, Ítem a	Las subestaciones de alta/extra alta tensión deben ser construidas bajo estándares que garanticen tanto la seguridad como la confiabilidad.	SI	El diseño eléctrico se realizó en el año 1997 con la normatividad vigente de la época por la empresa Tipiel S.A.
25	Artículo 24.1, Ítem b	La subestación debe estar provista de manuales de operación y mantenimiento, precisos que no den lugar a equivocaciones.	SI	En el cuarto de control están ubicados los manuales de operación y planos actualizados.
26	Artículo 24.1, Ítem c	Deben medirse las tensiones de paso, contacto y transferidas, asegurando que no se exponga a riesgo a personas con tensiones por encima del umbral de soportabilidad. La medición debe hacerse en las mallas de encerramiento y hasta un metro del lado externo.	NO	No se tiene un estudio completo de las tensiones de paso y contacto que incluya las siguientes áreas: 1. Transformadores. 2. Paquete eléctricos 3. Ampgard motor Arranque. 4. SwitchGear
27	Artículo 10,3 NTC 2050: Sección 110.7 110.12	¿La integridad de las instalaciones eléctricas es adecuada?	SI	Actualmente la central cuenta con un programa de mantenimiento de estricto cumplimiento donde se garantiza la integridad y operatividad de las instalaciones de la central.

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. COLOMBIA, 2013, p. 211. INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, NTC 2050 Código Eléctrico Colombiano. 1998, p. 1042.

ANEXO C. Revisión del mcc del Econopac de conformidad a la normatividad

ÍTEM	ARTÍCULO - RETIE	DESCRIPCIÓN	SI / NO	HALLAZGO
1	Artículo 6 Artículo 23.1, Ítem d Resolución 1348: Artículo 24	Tiene la señalización de seguridad eléctrica en accesos a subestaciones y cuartos eléctricos.	NO	No se cuenta con señalización de seguridad eléctrica en las puertas de acceso al paquete eléctrico (Riesgo eléctrico, Nivel de tensión etc.)
2	Artículo 6 Artículo 20.23.1.4	Cuenta con la señalización de seguridad eléctrica gabinetes eléctricos. (Símbolo de riesgo eléctrico y nivel de tensión)	NO	Algunos tableros cuentan solo con el símbolo de riesgo eléctrico, mientras que otros tableros no poseen o la que poseen no cumplen con el RETIE.
3	Artículo 6.3 Resolución 1348 Art 12	Se debe cumplir con el código de colores para conductores aislados de potencia, establecido en las tablas 6,5 y 6,6 según corresponda. Se tomará como válido para determinar este requisito el color propio de acabo exterior del conductor o una marcación clara en las parte visibles, con pintura, con cinta o rótulos adhesivos del color respectivo.	NO	Los tableros ni celdas cumplen con el código de colores.
4	Artículo 8 Artículo 21.1, Ítem n Artículo 21.1, Ítem o	La central de generación debe tener un sistema automático de extinción de incendios y un plan de emergencia. El SCI debe operar mínimo a las señales de temperatura y humo.	SI	El Econopac cuenta con un sistema de extinción de incendios con polvo químico seco llamado FM 200, controlado desde el Femwalnet donde llegan las señales de los sensores de temperatura.
5	Artículo 20.23.1.4 Resolución 1348: Artículo 13	Se cuenta con Planos y/o diagramas unifilares actualizados en tableros, cuartos y subestaciones.	NO	En el paquete eléctrico están los planos eléctricos pero no están actualizados tampoco hay diagramas unifilares en los tableros.
6	Artículo 10.3 NTC 2050: Sección 110.7, 110.12	¿La integridad de las instalaciones eléctricas es adecuada?	SI	Actualmente la central cuenta con un programa de mantenimiento de estricto cumplimiento donde se garantiza la integridad y operatividad de las instalaciones de la central.
8	Artículo 10.4	La subestación o cuarto eléctrico de media y baja tensión cuenta con puertas o espacio suficiente para la entrada o salida de los equipos, para	SI	El paquete eléctrico cuenta con puerta de acceso amplias que permiten el ingreso y retiro

		efectos de su montaje inicial o posterior reposición.		de equipos instalados en él.
9	Artículo 13.4, ítem b	Fijar etiquetas donde se indique el nivel de riesgo y el equipo requerido.	NO	En planta no se ha realizado un análisis de riesgos ni de arco eléctrico para determinar los elementos de protección a utilizar.
10	Artículo 13.4 ítem i	Se cuenta con la señalización del límite de aproximación restringido.	NO	Los límites de aproximación restringida no se encuentran señalizados.
11	Artículo 15	Se cuenta con un sistema de puesta a tierra que garantice la protección contra tensiones de paso y contacto dentro de la subestación.	SI	El paquete eléctrico, está montado sobre un patín en el cual se evidencian varios puntos de conexión a tierra.
12	Artículo 18.1	Se encuentran divulgadas las cinco reglas de oro para trabajo en redes o equipos desenergizados.	SI	La expedición del permiso de trabajo eléctrico, así como el instructivo de mantenimiento enuncia y obliga el chequeo de la cinco reglas de oro.
13	Artículo 16	Tiene protección externa contra descargas atmosféricas.	N/A	El paquete eléctrico se encuentra debajo y al lado de estructuras metálicas más altas que tienen apantallamiento (Cables de guarda S/E)
14	Artículo 17 RETILAP: Artículo 410	La instalación cuenta con sistema de iluminación principal y en buen estado	SI	El sistema de iluminación se encuentra en buen estado y cumple con los requisitos mínimos exigidos por el RETILAP.
15	Artículo 17 RETILAP: Artículo 470.2.4	La instalación tiene iluminación de emergencia y su ubicación cumple con las condiciones.	NO	La ubicación de la iluminación de emergencia cumple con la norma, pero el programa de mantenimiento no se lleva y algunas no están operativas.
16	Artículo 18.3 y 24.6 NTC 2050: 110-16	Las celdas, gabinetes y tableros que estén sujetos a inspecciones, mantenimientos, y operaciones poseen espacios de trabajo según tabla 110.16(A) NTC 2050	SI	Los espacios de trabajo son óptimos
17	Artículo 18.3 y 24.6 NTC 2050: 110-16 a	El espacio de trabajo posee el ancho de la celda, tablero, gabinete o mayor a 76,2 cm (el que sea mayor)	SI	Los espacios de trabajo son óptimos
18	Artículo 19.2, ítem e	Se cuenta con herramientas manuales de trabajo en subestaciones (aisladas).	NO	Dentro del paquete eléctrico no se tiene ningún tipo de

				herramienta, cada trabajador posee su kit de herramientas.
19	Artículo 20.23.1.1, Ítem a	El tablero posee protección que evite el contacto de las partes energizadas	SI	Todo el acceso del MCC para las casillas, tiene enclavamientos que obligan al equipo a estar desenergizado para su intervención.
20	Artículo 20.23.1.2, Ítem e	Las partes externas de los tableros se encuentran sólidamente puestas a tierra (puertas y estructura) y sus terminales deben ser identificados con el símbolo de puesta a tierra.	NO	La puerta de todos los tableros en el paquete eléctrico no están conectados a tierra.
21	Artículo 20.23.1.4, Ítem i	Todo tablero debe contar con el diagrama unifilar actualizado.	NO	Los tableros no cuentan con diagrama unifilar
22	Artículo 20.23.2, Ítem g	Las celdas cuentan con certificado de pruebas resistencia contra arco interno	NO	Las celdas no cuentan que medida de resistencia de arco interno.
23	Artículo 21.1, Ítem k	En los cuartos de baterías no deben existir vapores de alcohol, amoníaco, ácido acético, clorhídrico, nítrico o residuos volátiles. Estos cuartos no deben tener comunicación directa con el centro de control, deben ser secos, bien ventilados y no estar sujetos a vibraciones perjudiciales que puedan originar desprendimientos de gases y desgastes prematuros, se debe disponer además de un dispositivo para lavado de ojos y manos en caso de emergencia.	SI	El banco de baterías que se encuentra en el paquete eléctrico no contiene vapores tóxicos, ni explosivos, es bien compacto y se encuentra bien ventilado.
24	Artículo 21.1, Ítem n	La central de generación debe tener un sistema automático de extinción de incendios y un plan de emergencias.	SI	El paquete eléctrico cuenta con un sistema de extinción de incendios automático FM 200, además toda la central cuenta con un plan de atención de emergencias.
25	Artículo 21.1, Ítem s	En las centrales que exijan personal operando permanentemente, debe disponerse de un alumbrado de emergencia que provenga de una fuente diferente al alumbrado normal. Cada lámpara de este sistema debe tener una autonomía mínima de 60 minutos.	SI	Existe una iluminación de emergencia autónoma alimentada desde el banco de baterías.
26	Artículo 21.1, Ítem t	Cuenta con la señalización de emergencia (ruta evacuación y señales luminosas).	NO	No se cuentan con señalización de ruta de evacuación ni señales

				luminosas para casos de emergencia.
27	Artículo 23.4, Ítem b	Las instalaciones de los cuartos eléctricos, subestaciones y sala de control deben estar libres de materiales combustibles, polvo y humo, y no serán utilizadas para reparación, fabricación o almacenamiento, excepto para partes menores esenciales en el mantenimiento del equipo instalado.	SI	El cuarto paquete eléctrico no es utilizado para almacenamiento.
28	Resolución 1348: Artículo 18	Se realiza mantenimiento periódico para los equipos y sistemas eléctricos.	SI	Se tiene programa de mantenimiento SAP
29	Resolución 1348: Artículo 29	¿El MCC cuenta con kit de salvamento?	NO	En el cuarto paquete eléctrico no tiene equipos de protección personal de ninguna clase.
30	NTC 2050: Artículo 250 Resolución 1348: Artículo 14 (c).	Todas las estructuras metálicas no portadoras de corriente como puertas de acceso, mallas de cerramiento, escaleras, estructuras de refuerzo, bandejas portacables, etc. Se encuentran sólidamente puestas a tierra.	SI	Toda la estructura del Paquete eléctrico y del MCC se encuentran sólidamente conectadas a tierra.
31	NTC-2050: 500-3, 500-5, 500-7	Se cuenta con planos que indican tanto en planta como en elevación la extensión de las áreas clasificadas.	NO	No existen planos en planta de las zonas clasificadas.

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. COLOMBIA, 2013, p. 211. INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, NTC 2050 Código Eléctrico Colombiano. 1998, p. 1042.

ANEXO D. Revisión del MCC del BOP de conformidad a la normatividad

ÍTEM	ARTÍCULO - RETIE	DESCRIPCIÓN	SI / NO	HALLAZGO
1	Artículo 6 Artículo 23.1, Ítem d Resolución 1348: Artículo 24	Tiene la señalización de seguridad eléctrica en accesos a subestaciones y cuartos eléctricos.	NO	No se cuenta con señalización de seguridad eléctrica en las puertas de acceso al cuarto eléctrico (Riesgo eléctrico, Nivel de tensión etc.)
2	Artículo 6 Artículo 20.23.1.4	Cuenta con la señalización de seguridad eléctrica gabinetes eléctricos. (Símbolo de riesgo eléctrico y nivel de tensión)	NO	Algunos tableros cuentan solo con el símbolo de riesgo eléctrico, mientras que otros tableros no poseen o la que poseen no cumplen con el RETIE.
3	Artículo 6.3 Resolución 1348 Art 12	Se debe cumplir con el código de colores para conductores aislados de potencia, establecido en las tablas 6,5 y 6,6 según corresponda. Se tomará como válido para determinar este requisito el color propio de acabado exterior del conductor o una marcación clara en las parte visibles, con pintura, con cinta o rótulos adhesivos del color respectivo.	NO	Los tableros ni celdas cumplen con el código de colores.
4	Artículo 8 Artículo 21.1, Ítem n Artículo 21.1, Ítem o	La central de generación debe tener un sistema automático de extinción de incendios y un plan de emergencia. El SCI debe operar mínimo a las señales de temperatura y humo.	SI	El BOP cuenta con una red de agua para sistema contra incendio, extintores multipropósito y de polvo químico seco, además llegan las señales de los sensores de temperatura y de humo a la sala de control.
5	Artículo 20.23.1.4 Resolución 1348: Artículo 13	Se cuenta con Planos y/o diagramas unifilares actualizados en tableros, cuartos y subestaciones.	NO	En el cuarto eléctrico están los planos eléctricos pero no están actualizados tampoco hay diagramas unifilares en los tableros.
6	Artículo 10.3 NTC 2050: Sección 110.7, 110.12	¿La integridad de las instalaciones eléctricas es adecuada?	SI	Actualmente la central cuenta con un programa de mantenimiento de estricto cumplimiento donde se garantiza la integridad y operatividad de las instalaciones de la central.
8	Artículo 10.4	La subestación o cuarto eléctrico de media y baja tensión cuenta con puertas o espacio suficiente para la entrada o salida de los equipos,	SI	El cuarto eléctrico cuenta con puerta de acceso amplias que permiten el

		para efectos de su montaje inicial o posterior reposición.		ingreso y retiro de equipos instalados en él.
9	Artículo 13.4, ítem b	Fijar etiquetas donde se indique el nivel de riesgo y el equipo requerido.	NO	En planta no se ha realizado un análisis de riesgos ni de arco eléctrico para determinar los elementos de protección a utilizar.
10	Artículo 13.4 Ítem i	Se cuenta con la señalización del límite de aproximación restringido.	NO	Los límites de aproximación restringida no se encuentran señalizados.
11	Artículo 15	Se cuenta con un sistema de puesta a tierra que garantice la protección contra tensiones de paso y contacto dentro de la subestación.	SI	El cuarto eléctrico, está montado sobre un patín en el cual se evidencian varios puntos de conexión a tierra.
12	Artículo 18.1	Se encuentran divulgadas las cinco reglas de oro para trabajo en redes o equipos desenergizados.	SI	La expedición del permiso de trabajo eléctrico, así como el instructivo de mantenimiento enuncia y obliga el chequeo de la cinco reglas de oro.
13	Artículo 16	Tiene protección externa contra descargas atmosféricas.	N/A	El cuarto eléctrico se encuentra debajo y al lado de estructuras metálicas más altas que tienen apantallamiento (Cables de guarda S/E)
14	Artículo 17 RETILAP: Artículo 410	La instalación cuenta con sistema de iluminación principal y en buen estado	SI	El sistema de iluminación se encuentra en buen estado y cumple con los requisitos mínimos exigidos por el RETILAP.
15	Artículo 17 RETILAP: Artículo 470.2.4	La instalación tiene iluminación de emergencia y su ubicación cumple con las condiciones.	NO	La ubicación de la iluminación de emergencia cumple con la norma, pero el programa de mantenimiento no se lleva y algunas no están operativas.
16	Artículo 18.3 y 24.6 NTC 2050: 110-16	Las celdas, gabinetes y tableros que estén sujetos a inspecciones, mantenimientos, y operaciones poseen espacios de trabajo según tabla 110.16(A) NTC 2050	SI	Los espacios de trabajo son óptimos
17	Artículo 18.3 y 24.6 NTC 2050: 110-16 a	El espacio de trabajo posee el ancho de la celda, tablero, gabinete o mayor a 76,2 cm (el que sea mayor)	SI	Los espacios de trabajo son óptimos
18	Artículo 19.2, ítem e	Se cuenta con herramientas manuales de trabajo en subestaciones (aisladas).	NO	Dentro del cuarto eléctrico no se tiene ningún tipo de herramienta, cada trabajador posee su kit de herramientas.

19	Artículo 20.23.1.1, Ítem a	El tablero posee protección que evite el contacto de las partes energizadas	SI	Todo el acceso del MCC para las casillas de control de motores tiene enclavamientos que obligan al equipo estar desenergizados para su intervención.
20	Artículo 20.23.1.2, Ítem e	Las partes externas de los tableros se encuentran sólidamente puestas a tierra (puertas y estructura) y sus terminales deben ser identificados con el símbolo de puesta a tierra.	NO	La puerta de todos los tableros en el cuarto eléctrico no están conectados a tierra.
21	Artículo 20.23.1.4, Ítem i	Todo tablero debe contar con el diagrama unifilar actualizado.	NO	Los tableros no cuentan con diagrama unifilar
22	Artículo 20.23.2, Ítem g	Las celdas cuentan con certificado de pruebas resistencia contra arco interno	NO	Las celdas no cuentan que medida de resistencia de arco interno.
23	Artículo 21.1, Ítem n	La central de generación debe tener un sistema automático de extinción de incendios y un plan de emergencias.	SI	El cuarto eléctrico cuenta con un sistema de extinción de incendios por red de agua, también cuenta con extintores multipropósito y de polvo químico seco, además toda la central cuenta con un plan de atención de emergencias.
24	Artículo 21.1, Ítem s	En las centrales que exijan personal operando permanentemente, debe disponerse de un alumbrado de emergencia que provenga de una fuente diferente al alumbrado normal. Cada lámpara de este sistema debe tener una autonomía mínima de 60 minutos.	SI	Existe una iluminación de emergencia autónoma alimentada desde el banco de baterías.
25	Artículo 21.1, Ítem t	Cuenta con la señalización de emergencia (ruta evacuación y señales luminosas).	NO	No se cuentan con señalización de ruta de evacuación ni señales luminosas para casos de emergencia.
26	Artículo 23.4, Ítem b	Las instalaciones de los cuartos eléctricos, subestaciones y sala de control deben estar libres de materiales combustibles, polvo y humo, y no serán utilizadas para reparación, fabricación o almacenamiento, excepto para partes menores esenciales en el mantenimiento del equipo instalado.	SI	El cuarto eléctrico no es utilizado para almacenamiento.
27	Resolución 1348: Artículo 18	Se realiza mantenimiento periódico para los equipos y sistemas eléctricos.	SI	Se tiene programa de mantenimiento SAP

28	Resolución 1348: Artículo 29	¿El MCC cuenta con kit de salvamento?	NO	En el cuarto eléctrico no tiene equipos de protección personal de ninguna clase.
29	NTC 2050: Artículo 250 Resolución 1348: Artículo 14 (c).	Todas las estructuras metálicas no portadoras de corriente como puertas de acceso, mallas de cerramiento, escaleras, estructuras de refuerzo, bandejas portacables, etc. Se encuentran sólidamente puestas a tierra.	SI	Toda la estructura del cuarto eléctrico y del MCC se encuentran sólidamente conectadas a tierra.
30	NTC-2050: 500-3, 500-5, 500-7	Se cuenta con planos que indican tanto en planta como en elevación la extensión de las áreas clasificadas.	NO	No existen planos en planta de las zonas clasificadas.

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. COLOMBIA, 2013, p. 211. INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, NTC 2050 Código Eléctrico Colombiano. 1998, p. 1042.

ANEXO E. Revisión de la celda del AVR de conformidad a la normatividad

ÍTEM	ARTÍCULO - RETIE	DESCRIPCIÓN	SI / NO	HALLAZGO
1	Artículo 6 Artículo 23.1, Ítem d Resolución 1348: Artículo 24	Tiene la señalización de seguridad eléctrica en accesos a subestaciones y cuartos eléctricos.	NO	No se cuenta con señalización de seguridad eléctrica en las puertas de acceso al paquete eléctrico (Riesgo eléctrico, Nivel de tensión etc.)
2	Artículo 6 Artículo 20.23.1.4	Cuenta con la señalización de seguridad eléctrica gabinetes eléctricos. (Símbolo de riesgo eléctrico y nivel de tensión)	NO	Algunos tableros cuentan solo con el símbolo de riesgo eléctrico, mientras que otros tableros no poseen o la que poseen no cumplen con el RETIE.
3	Artículo 6.3 Resolución 1348 Art 12	Se debe cumplir con el código de colores para conductores aislados de potencia, establecido en las tablas 6,5 y 6,6 según corresponda. Se tomará como válido para determinar este requisito el color propio de acabo exterior del conductor o una marcación clara en las parte visibles, con pintura, con cinta o rótulos adhesivos del color respectivo.	NO	Los tableros ni celdas cumplen con el código de colores.
4	Artículo 8 Artículo 21.1, Ítem n Artículo 21.1, Ítem o	La central de generación debe tener un sistema automático de extinción de incendios y un plan de emergencia. El SCI debe operar mínimo a las señales de temperatura y humo.	SI	El AVR cuenta con un sistema de extinción de incendios con polvo químico seco llamado FM 200, controlado desde el Femwalnet donde llegan las señales de los sensores de temperatura.
5	Artículo 20.23.1.4 Resolución 1348: Artículo 13	Se cuenta con Planos y/o diagramas unifilares actualizados en tableros, cuartos y subestaciones.	NO	En el paquete eléctrico están los planos eléctricos pero no están actualizados tampoco hay diagramas unifilares en los tableros.
6	Artículo 10.3 NTC 2050: Sección 110.7, 110.12	¿La integridad de las instalaciones eléctricas es adecuada?	SI	Actualmente la central cuenta con un programa de mantenimiento de estricto cumplimiento donde se garantiza la integridad y operatividad de las instalaciones de la central.
8	Artículo 10.4	La subestación o cuarto eléctrico de media y baja tensión cuenta con puertas o espacio suficiente para la entrada o salida de los	SI	El paquete eléctrico cuenta con puerta de acceso amplias que permiten el

		equipos, para efectos de su montaje inicial o posterior reposición.		ingreso y retiro de equipos instalados en él.
9	Artículo 13.4, ítem b	Fijar etiquetas donde se indique el nivel de riesgo y el equipo requerido.	NO	En planta no se ha realizado un análisis de riesgos ni de arco eléctrico para determinar los elementos de protección a utilizar.
10	Artículo 13.4 Ítem i	Se cuenta con la señalización del límite de aproximación restringido.	NO	Los límites de aproximación restringida no se encuentran señalizados.
11	Artículo 15	Se cuenta con un sistema de puesta a tierra que garantice la protección contra tensiones de paso y contacto dentro de la subestación.	SI	El paquete eléctrico, está montado sobre un patín en el cual se evidencian varios puntos de conexión a tierra.
12	Artículo 18.1	Se encuentran divulgadas las cinco reglas de oro para trabajo en redes o equipos desenergizados.	SI	La expedición del permiso de trabajo eléctrico, así como el instructivo de mantenimiento enuncia y obliga el chequeo de la cinco reglas de oro.
13	Artículo 16	Tiene protección externa contra descargas atmosféricas.	N/A	El AVR se encuentra debajo y al lado de estructuras metálicas más altas que tienen apantallamiento (Cables de guarda S/E)
14	Artículo 17 RETILAP: Artículo 410	La instalación cuenta con sistema de iluminación principal y en buen estado	SI	El sistema de iluminación se encuentra en buen estado y cumple con los requisitos mínimos exigidos por el RETILAP.
15	Artículo 17 RETILAP: Artículo 470.2.4	La instalación tiene iluminación de emergencia y su ubicación cumple con las condiciones.	NO	La ubicación de la iluminación de emergencia cumple con la norma, pero el programa de mantenimiento no se lleva y algunas no están operativas.
16	Artículo 18.3 y 24.6 NTC 2050: 110-16	Las celdas, gabinetes y tableros que estén sujetos a inspecciones, mantenimientos, y operaciones poseen espacios de trabajo según tabla 110.16(A) NTC 2050	SI	Los espacios de trabajo son óptimos
17	Artículo 18.3 y 24.6 NTC 2050: 110-16 a	El espacio de trabajo posee el ancho de la celda, tablero, gabinete o mayor a 76,2 cm (el que sea mayor)	SI	Los espacios de trabajo son óptimos
18	Artículo 19.2, ítem e	Se cuenta con herramientas manuales de trabajo en subestaciones (aisladas).	NO	Dentro del paquete eléctrico no se tiene ningún tipo de herramienta, cada trabajador posee su kit de herramientas.
19	Artículo 20.23.1.1, ítem a	El tablero posee protección que evite el contacto de las partes energizadas	SI	ANEXO A Todo el acceso la celda del AVR tiene enclavamientos que

				obligan al equipo estar desenergizado para su intervención.
20	Artículo 20.23.1.2, Ítem e	Las partes externas de los tableros se encuentran sólidamente puestas a tierra (puertas y estructura) y sus terminales deben ser identificados con el símbolo de puesta a tierra.	NO	La puerta de todos los tableros en el paquete eléctrico no están conectados a tierra.
21	Artículo 20.23.1.4, Ítem i	Todo tablero debe contar con el diagrama unifilar actualizado.	NO	Los tableros no cuentan con diagrama unifilar
22	Artículo 20.23.2, Ítem g	Las celdas cuentan con certificado de pruebas resistencia contra arco interno	NO	Las celdas no cuentan que medida de resistencia de arco interno.
23	Artículo 21.1, Ítem n	La central de generación debe tener un sistema automático de extinción de incendios y un plan de emergencias.	SI	El paquete eléctrico cuenta con un sistema de extinción de incendios automático FM 200, además toda la central cuenta con un plan de atención de emergencias.
24	Artículo 21.1, Ítem s	En las centrales que exijan personal operando permanentemente, debe disponerse de un alumbrado de emergencia que provenga de una fuente diferente al alumbrado normal. Cada lámpara de este sistema debe tener una autonomía mínima de 60 minutos.	SI	Existe una iluminación de emergencia autónoma alimentada desde el banco de baterías.
25	Artículo 21.1, Ítem t	Cuenta con la señalización de emergencia (ruta evacuación y señales luminosas).	NO	No se cuentan con señalización de ruta de evacuación ni señales luminosas para casos de emergencia.
26	Artículo 23.4, Ítem b	Las instalaciones de los cuartos eléctricos, subestaciones y sala de control deben estar libres de materiales combustibles, polvo y humo, y no serán utilizadas para reparación, fabricación o almacenamiento, excepto para partes menores esenciales en el mantenimiento del equipo instalado.	SI	El cuarto paquete eléctrico no es utilizado para almacenamiento.
27	Resolución 1348: Artículo 18	Se realiza mantenimiento periódico para los equipos y sistemas eléctricos.	SI	Se tiene programa de mantenimiento SAP
28	Resolución 1348: Artículo 29	¿La celda cuenta con kit de salvamento?	NO	En el cuarto paquete eléctrico no tiene equipos de protección personal de ninguna clase.

29	NTC 2050: Artículo 250 Resolución 1348: Artículo 14 (c).	Todas las estructuras metálicas no portadoras de corriente como puertas de acceso, mallas de cerramiento, escaleras, estructuras de refuerzo, bandejas portacables, etc. Se encuentran sólidamente puestas a tierra.	SI	Toda la estructura del Paquete de excitación y la celda del AVR se encuentran sólidamente conectadas a tierra.
30	NTC-2050: 500-3, 500-5, 500-7	Se cuenta con planos que indican tanto en planta como en elevación la extensión de las áreas clasificadas.	NO	No existen planos en planta de las zonas clasificadas.

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. COLOMBIA, 2013, p. 211. INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, NTC 2050 Código Eléctrico Colombiano. 1998, p. 1042.

ANEXO F. Revisión de la celda del SwitchGear de conformidad a la normatividad

ÍTEM	ARTÍCULO - RETIE	DESCRIPCIÓN	SI / NO	HALLAZGO
1	Artículo 6, Artículo 20.23.1.4	Cuenta con la señalización de seguridad eléctrica gabinetes eléctricos. (Símbolo de riesgo eléctrico y nivel de tensión)	SI	El SwitchGear cuenta con una señalización de seguridad.
2	Artículo 6.3 Resolución 1348: Artículo 12	Se cumple con lo establecido en el RETIE en cuanto a códigos de colores para conductores.	NO	Los conductores no cumplen con la exigencia del artículo 6,3 en código de colores.
3	Artículo 10.1, Artículo 20.23.1.4 Resolución 1348: Artículo 13	Se cuenta con Planos y/o diagramas unifilares en tableros, cuartos y subestaciones.	NO	En el SwitchGear no se encontró diagrama unifilar, ni planos eléctricos.
4	Artículo 10,3 NTC 2050: Sección 110.7, 110.12	¿La integridad de las instalaciones eléctricas es adecuada?	NO	Ya la celdas muestra síntomas de oxidación, ya que la celda está ubicada en el exterior
5	Artículo 13.4, Artículo 10.1	¿Tiene etiquetas donde indique el nivel de riesgo y equipo requerido?	NO	Las celdas no cuentan con señalización de arco eléctrico.
6	Artículo 13.4, Ítem i	Se cuenta con la marcación de límite de aproximación restringido.	NO	Los límites de aproximación restringida no se encuentran demarcados.
7	Artículo 18.3, Artículo 24.6 NTC 2050 110.16	Las celdas, gabinetes y tableros que estén sujetos a inspecciones, mantenimientos, y operaciones poseen espacios de trabajo según tabla 110.16(A) NTC 2050	SI	Los espacios de trabajo son óptimos
8	Artículo 18.3, Artículo 24.6 NTC 2050 110.16 a	El espacio de trabajo posee el ancho de la celda, tablero, gabinete o mayor a 76,2 cm (el que sea mayor)	SI	Los espacios de trabajo son óptimos
9	Artículo 18.3, Artículo 24.6 NTC 2050 110.16 f	Se cuenta con espacio dedicado a equipos eléctricos y este cumple con las condiciones de seguridad necesarias.	SI	El dimensionamiento de la celda del SwitchGear es adecuado y cumple con las condiciones de seguridad.
10	Artículo 20.23.1.2, Ítem e	Las partes externas de los tableros se encuentran sólidamente puestas a tierra (puertas y estructura).	SI	La parte externa de las celdas si está conectada a tierra.
11	Artículo 20.23.2, Ítem g	Las celdas cuentan con certificado de pruebas resistencia contra arco interno.	NO	Las celdas no cuentan con la información requerida.

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. COLOMBIA, 2013, p. 211. INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, NTC 2050 Código Eléctrico Colombiano. 1998, p. 1042.

ANEXO G. Revisión de la celda del Ampgard de conformidad a la normatividad

ÍTEM	ARTÍCULO - RETIE	DESCRIPCIÓN	SI / NO	HALLAZGO
1	Artículo 6, Artículo 20.23.1.4	Cuenta con la señalización de seguridad eléctrica gabinetes eléctricos. (Símbolo de riesgo eléctrico y nivel de tensión)	SI	El Ampgard cuenta con una señalización de seguridad.
2	Artículo 6.3 Resolución 1348: Artículo 12	Se cumple con lo establecido en el RETIE en cuanto a códigos de colores para conductores.	NO	Los conductores no cumplen con la exigencia del artículo 6,3 en código de colores.
3	Artículo 10.1, Artículo 20.23.1.4 Resolución 1348: Artículo 13	Se cuenta con Planos y/o diagramas unifilares en tableros, cuartos y subestaciones.	NO	En el Ampgard no se encontró diagrama unifilar.
4	Artículo 10,3 NTC 2050: Sección 110.7, 110.12	¿La integridad de las instalaciones eléctricas es adecuada?	NO	Ya la celda muestran síntomas de oxidación, ya que están ubicada en el exterior
5	Artículo 13.4, Artículo 10.1	¿Tiene etiquetas donde indique el nivel de riesgo y equipo requerido?	NO	La celda no cuentan con señalización de arco eléctrico.
6	Artículo 13.4, Ítem i	Se cuenta con la marcación de límite de aproximación restringido.	NO	Los límites de aproximación restringida no se encuentran demarcados.
7	Artículo 18.3, Artículo 24.6 NTC 2050 110.16	Las celdas, gabinetes y tableros que estén sujetos a inspecciones, mantenimientos, y operaciones poseen espacios de trabajo según tabla 110.16(A) NTC 2050	SI	Los espacios de trabajo e intervención de equipos son óptimos.
8	Artículo 18.3, Artículo 24.6 NTC 2050 110.16 a	El espacio de trabajo posee el ancho de la celda, tablero, gabinete o mayor a 76,2 cm (el que sea mayor)	SI	Los espacios de trabajo son óptimos
9	Artículo 18.3, Artículo 24.6 NTC 2050 110.16 f	Se cuenta con espacio dedicado a equipos eléctricos y este cumple con las condiciones de seguridad necesarias.	SI	El dimensionamiento de la celda del Ampgard del motor de arranque es adecuado y cumple con las condiciones de seguridad.
10	Artículo 20.23.1.2, Ítem e	Las partes externas de los tableros se encuentran sólidamente puestas a tierra (puertas y estructura).	SI	La parte externa de las celdas no está conectada a tierra.
11	Artículo 20.23.2, Ítem g	Las celdas cuentan con certificado de pruebas resistencia contra arco interno.	NO	La celda no cuentan con la información requerida.

ANEXO H. Revisión a transformadores auxiliares y arranque de conformidad a la normatividad

ÍTEM	ARTÍCULO - RETIE	DESCRIPCIÓN	SI / NO	HALLAZGO
1	Artículo 6, Artículo 23.1., ítem d Resolución 1348: Artículo 24	Tiene la señalización de seguridad eléctrica (Símbolo de riesgo eléctrico y nivel de tensión)	SI	El Ampgard cuenta con una señalización de seguridad.
2	Artículo 20.25.1, ítem a	Los transformadores deben tener un dispositivo de puesta a tierra para conectar sólidamente el tanque, el gabinete, el neutro y el núcleo, acorde con los requerimientos de las normas técnicas que les apliquen y las características que requiera su operación.	SI	El transformador de sistemas Auxiliares y Arranque de la subestación cuenta con un dispositivo solido de puesta a tierra para el neutro.
3	Artículo 20.25.1, ítem b	Todos los transformadores sumergidos en líquido refrigerante que tengan cambiador o conmutador de derivación de operación exterior sin tensión, deben tener un aviso: "manióbrese sin tensión".	NO	Los transformadores no poseen el aviso de maniobra sin tensión para el cambia taps.
4	Artículo 20.25.1, ítem c	Todos los transformadores sumergidos en líquido refrigerante deben tener un dispositivo de alivio de sobrepresión automático, fácilmente reemplazable, el cual debe operar a una presión inferior a la máxima soportada por el tanque.	SI	El transformador cuenta con un dispositivo de liberación de presión marca Qualitrol,
5	Artículo 20.25.1, ítem d	Los transformadores de distribución, deben poseer un dispositivo para levantarlos o izarlos, el cual debe ser diseñado para proveer un factor de seguridad mínimo de cinco para transformadores en refrigerados en aceite y de tres para transformadores secos. El esfuerzo de trabajo es el máximo desarrollado en los dispositivos del levantamiento por la carga estática del transformador completamente ensamblado.	SI	Los transformadores cuentan con unos anclajes fijos para facilitar su izaje, de acuerdo a su tamaño se necesitan grúas hidráulicas de gran tamaño.
6	Artículo 20.25.1, ítem f	El nivel máximo de ruido (presión de ruido LPA) no debe superar los niveles establecidos en las normas técnicas de producto aplicables.	SI	El nivel de ruido de los transformadores es menor a 50 dB.

7	Artículo 20.25.1, ítem h	Todo transformador debe estar provisto de una placa fabricada en material resistente a la corrosión y fijada en un lugar visible.	SI	La placa de características ya presenta síntomas de oxidación.
8	Artículo 20.25.2, ítem b	Los transformadores refrigerados en aceite no deben ser instalados en niveles o pisos que estén por encima o contiguos a sitios de habitación, oficinas y en general lugares destinados a ocupación permanente de personas, que puedan ser objeto de incendio o daño por el derrame del aceite. Los transformadores con más de 2000 galones de aceite deben instalarse mínimo a 9 m de las paredes de la subestación, si no se cumple esa condición deben colocarse paredes resistentes al fuego conforme a la norma NFPA 255. Si el volumen de aceite está entre 500 y 2000 galones, la distancia se puede reducir a 7 m y si no se puede cumplir tal distancia se debe colocar la pared resistente al fuego mínimo de dos horas.	SI	El transformador está alejado de los lugares ocupados por personas (Oficinas).
9	Artículo 20.25.2, ítem e	Todo transformador con tensión nominal superior a 1000 V debe protegerse por lo menos en el primario con protecciones de sobrecorriente, cuando se usen fusibles estos deben ser certificados y seleccionados de acuerdo con una adecuada coordinación de protecciones.	SI	Los dos transformadores poseen relés de protección de sobrecorriente 50 / 51 marca Basler.
10	Artículo 20.25.2, ítem f	El nivel de ruido en la parte externa del encerramiento no debe superar lo valores establecidos en las disposiciones ambientales sobre la materia, de acuerdo con la exposición a las personas.	SI	Los transformadores cuentan con una estructura que aísla el ruido.
11	Artículo 21.1, ítem u	Para evitar los peligros que pudieran originar el incendio de un transformador de más de 100 kVA o un interruptor de gran volumen de aceite, se debe construir un foso o sumidero en el que se colocarán varias capas de gravilla que servirán como filtro y para ahogar la combustión.	NO	Los transformadores están instalado sobre un foso pero no tiene las capas de gravilla suficiente.
12	Artículo 16	Tiene protección externa contra descargas atmosféricas.	SI	El paquete eléctrico se encuentra debajo y al lado de estructuras metálicas más altas que tienen

				apantallamiento (Cables de guarda S/E)
13	Artículo 10,3 NTC 2050: Sección 110.7, 110.12	¿La integridad de las instalaciones eléctricas es adecuada?	SI	Actualmente la central cuenta con un programa de mantenimiento de estricto cumplimiento donde se garantiza la integridad y operatividad de las instalaciones de la central.

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. COLOMBIA, 2013, p. 211. INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, NTC 2050 Código Eléctrico Colombiano. 1998, p. 1042.

ANEXO I. Revisión a motores de conformidad a la normatividad

ÍTEM	ARTÍCULO - RETIE	DESCRIPCIÓN	SI / NO	HALLAZGO
1	Artículo 6, Artículo 23.1., ítem d Resolución 1348: Artículo 24	Tiene la señalización de seguridad eléctrica (Símbolo de riesgo eléctrico y nivel de tensión).	SI	Los MCC y Motores individuales cuenta con la señalización de seguridad.
2	Artículo 6.3 Resolución 1348: Artículo 12	Se cumple con lo establecido en el RETIE en cuanto a códigos de colores para conductores.	NO	Las acometidas de potencia de los motores de planta no cumplen con la exigencia del artículo 6.3 en código de colores.
3	Artículo 20.21.1, ítem a	Los parámetros nominales de tensión, corriente, frecuencia, velocidad, eficiencia, corriente de arranque deben estar probados por una norma técnica.	SI	El 90% de los motores son marca Siemens o marca similares de conformidad con los requerimiento exigidos.
4	Artículo 20.21.1, ítem c	Todo motor eléctrico debe estar provisto de un diagrama de conexiones el cual debe adherirse al encerramiento o lugar visible y debe estar hecha de un material durable, con letras indelebles.	NO	Ningún motor de la planta cuenta con el diagrama de conexiones en lugar visible.
5	Artículo 20.21.2, ítem c	Se debe conservar la posición de trabajo de la máquina (horizontal o vertical).	SI	Todos los motores fueron instalados según los diseños y requerimientos dados por el fabricante.
6	Artículo 20.21.2, ítem d	Las carcasas de las máquinas eléctricas rotativas deben ser sólidamente conectadas a tierra.	SI	Todas las carcasas de los motores de la planta se encuentran sólidamente conectados al sistema de puesta a tierra.
7	Artículo 20.21.2, ítem e	Queda totalmente prohibido la utilización de motores abiertos en puntos accesibles a personas y animales.	SI	Los motores usados en planta son de tipo enclosure.
8	Artículo 20.21.2, ítem i	Todo motor con corriente nominal igual o superior a 3 A debe tener una protección termomagnética dedicada.	SI	La acometida de potencia de todos los motores de la planta es controlada desde una casilla en el MCC, donde se encuentra instalada la protección térmica y magnética correspondiente.

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. COLOMBIA, 2013, p. 211.

ANEXO J. Revisión las ups de conformidad a la normatividad

ÍTEM	ARTÍCULO - RETIE	DESCRIPCIÓN	SI / NO	HALLAZGO
1	Artículo 6, Artículo 23.1., ítem d Resolución 1348: Artículo 24	Tiene la señalización de seguridad eléctrica (Símbolo de riesgo eléctrico y nivel de tensión)	SI	La UPS cuenta con la señalización de seguridad adecuada.
2	Artículo 20.26	Las UPS deben tener las siguientes indicaciones de parámetros nominales en la marcación: Tensión, corriente, frecuencia, potencia aparente, potencia activa y número de fases.	NO	Dentro de los paneles frontales y laterales la UPS no posee marcación alguna que muestre los parámetros nominales.
3	NTC 2050: Artículo 645.10	Se debe instalar un medio que desconecte todos los equipos electrónicos que haya en una sala de computadores. El cuadro de control de estos medios de desconexión debe ser único, estar bien identificado y ser fácilmente accesible desde las puertas principales de salida. El medio de desconexión instalado debe desconectar también las baterías de los equipos conectados a ellas.	SI	La UPS tiene un sistema de control para deslastre de carga y desconexión del banco de baterías en caso de corto o incendio. Los cuartos de baterías cuentan con sensores de humo, gas y temperatura.
4	NTC 2050: Artículo 645.15	Todas las partes metálicas expuestas no portadoras de corriente de los equipos informáticos se deben poner a tierra según establece la Sección 250 o deben tener doble aislamiento.	SI	todos los equipos y sistemas se encuentra sólidamente conectados a tierra al SPT general de la planta.

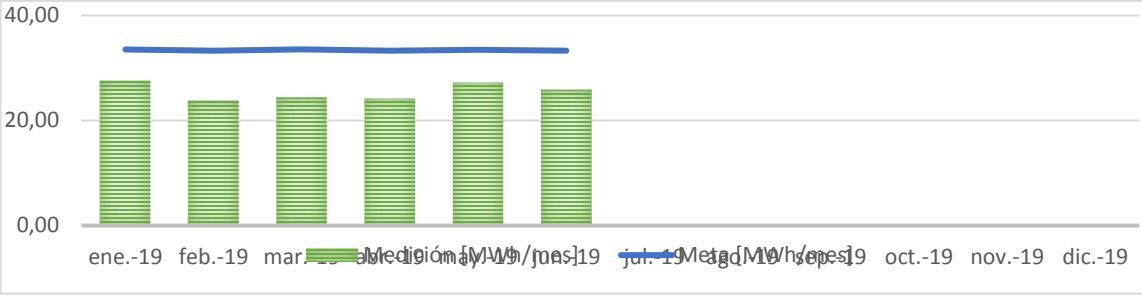
Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. COLOMBIA, 2013, p. 211. INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, NTC 2050 Código Eléctrico Colombiano. 1998, p. 1042.

ANEXO K. Revisión de los bancos de baterías de conformidad a la normatividad

ÍTEM	ARTÍCULO - RETIE	DESCRIPCIÓN	SI / NO	HALLAZGO
5	Artículo 6, Artículo 23.1, ítem d Resolución 1348: Artículo 24	Tiene la señalización de seguridad eléctrica (Símbolo de riesgo eléctrico y nivel de tensión)	SI	Los bancos de baterías cuenta con la señalización de seguridad adecuada.
6	NTC 2050: Artículo 110.17, ítem c	Las entradas a cuartos y otros lugares protegidos que contengan partes energizadas expuestas, se deben marcar con señales de advertencia visibles que prohíban la entrada a personal no calificado.	NO	Aunque existe un cuarto aislado con control de acceso, no existe una señal de advertencia visible,
7	NTC 2050: Artículo 480.3	El alambrado y los equipos alimentados por baterías de acumuladores deben someterse a los requisitos de este código relativos a las instalaciones y equipos que funcionen a la misma tensión.	SI	Los conductores usados para las interconexiones entre celdas y alimentación hacia las cargas cumplen con los requisitos técnicos.
8	NTC 2050: Artículo 250.22, Artículo 480.4	Los sistemas de c.c. que se deban poner a tierra deben tener la conexión de puesta a tierra en una o más de sus fuentes de alimentación. No se debe hacer conexión de puesta a tierra en las acometidas individuales ni en ningún otro punto de la instalación del predio.	SI	La puesta a tierra de los bancos de baterías está instalada a la salida de los cargadores.
9	NTC 2050: Artículo 480.8, ítem a	Debe haber ventilación y difusión de los gases provenientes de las baterías suficientes para evitar la acumulación de una mezcla explosiva.	SI	Todos los cuartos de banco de baterías cuentan con sistema de aire acondicionado, que mantienen una temperatura estable, además, también tiene instalado un sensor de gas y temperatura para activar el SCI.
10	NTC 2050: Artículo 480.8, ítem b Artículo 110.17, ítem c	Las partes energizadas deben estar resguardadas y protegidas contra contacto accidental.	SI	Los bancos de baterías están aislados y protegidos con control de acceso por parte de operaciones.

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. COLOMBIA, 2013, p. 211. INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, NTC 2050 Código Eléctrico Colombiano. 1998, p. 1042.

ANEXO L. Formato para seguimiento de indicadores IDE

	SEGUIMIENTO DE INDICADORES												
	Código			Versión			Fecha de vigencia						
NOMBRE DEL INDICADOR		Consumo de energía eléctrica en el ECO/BOP					PROCESO RELACIONADO			GOP			
OBJETIVO DE LA MEDICIÓN		Hacer uso eficiente de la energía eléctrica											
RESPONSABLE DE LA MEDICIÓN		Ingeniero de operación ME					META		Se calcula con la fórmula "(0,0003*Gen + 33,293)" de acuerdo a la cantidad de energía generada en el mes				
													
RESULTADOS DEL INDICADOR													
Periodo	Ene 19	Feb 19	Mar 19	Abr 19	May 19	Jun 19	Jul 19	Ag o 19	Se p 19	O ct 19	No v 19	Di c 19	Total
Generación [MWh/mes]													
Meta [MWh/mes]													
Medición [MWh/mes]													
DIFERENCIA													
PERIODO	OBSERVACIÓN			ACCIONES A TOMAR			RESPONSABLE		PLAZO		SEGUIMIENTO		
ene-19									feb-19		Mensual		
feb-19									mar-19		Mensual		
mar-19									abr-19		Mensual		
abr-19									may-19		Mensual		
may-19									jun-19		Mensual		
jun-19									jul-19		Mensual		
jul-19									ago-19		Mensual		
ago-19									sep-19		Mensual		
sep-19									oct-19		Mensual		
oct-19									nov-19		Mensual		
nov-19									dic-19		Mensual		
dic-19									ene-20		Mensual		

ANEXO M. Análisis cualitativo con matriz DAFO Y CAME

INTERNAS EXTERNAS	FORTALEZAS 1. Diversificación del parque de generación con el uso de recursos renovables. 2. Promueve buenas prácticas para el uso y consumo de energía en la planta. 3. Cuenta con sistema de gestión de la calidad y ambiental robusto. 4. Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero CO2 y NOx. 5. Monitoreo y control de costos por consumo de energía.	DEBILIDADES 1. La alta dirección no ha hecho esfuerzos para la implementación de un SGE. 2. No existe conocimiento sobre la importancia de implementar un SGE. 3. No hay diagnóstico sobre el estado de la central en cuanto al uso y consumo de energía. 4. Insuficientes recursos financieros propios. 5. No existe un gestor energético o representante por la dirección.
OPORTUNIDADES 1. Suplir las necesidades energéticas con nuevas tecnología (equipos más eficientes). 2. Mejorar los ingresos por generación al disminuir el consumo interno. 3. Aplicar a incentivos tributarios que promuevan el uso eficiente de la energía. 4. Creación de políticas públicas que financien proyectos eficientes. 5. Mejorar la competitividad y sostenibilidad del negocio (mejorar imagen institucional).	Estrategias FO 1. Aprovechar el surgimiento de nuevas tecnologías para reemplazar equipos críticos por equipos más eficientes. 2. Aprovechar los sistemas de gestión de calidad y gestión ambiental para facilitar la implementación de un SGE. 3. Conservar los programas internos sobre el buen desempeño energético, para mejorar los ingresos y la sostenibilidad.	Estrategias DO 1. Aprovechar el aumento en la demanda de energía y la deducción de impuestos, para viabilizar el cambio de equipos críticos a equipos de mayor eficiencia. 2. Capacitar al personal incluyendo directivos sobre la importancia y beneficios de implementar un SGE. 3. Aprovechar el impulso gubernamental para el promover el uso de FNCER y programas de eficiencia energética para aplicar a incentivos tributarios.
AMENAZAS 1. Aumento en el costo de la energía por alto consumo interno. 2. Caída en la demanda de energía, por uso masivo de energías alternativas. 3. Cambios en los precios del dólar que afecte la compra de equipos. 4. Aumento de impuestos y trámites para importación de productos y servicios. 5. Disminución del apoyo financiero por parte del gobierno para promover proyectos de eficiencia energética.	Estrategias FA 1. Mejorar el desempeño energético dentro la planta. 2. Aumentar el portafolio de servicios de la empresa promoviendo el uso eficiente de la energía a los usuarios para disminuir las pérdidas. 3. Disminuir las emisiones de CO2 y Nox, para mejorar la imagen corporativa ante la sociedad y las entidades gubernamentales, y así, atraer inversión local o extranjera.	Estrategias DA 1. Capacitar a personal de la empresa que monitoree las nuevas tendencias tecnológicas en el sector energético. 2. Revisar en la planta el uso y consumo de energía eléctrica para definir o mejorar las metas energéticas. 3. Incrementar los esfuerzos de la dirección para implementar planes de eficiencia energética, y así, reducir costos para apalancar nuevos proyectos.