

Propuesta de Mejora del Plan de Mantenimiento a Nivel Nacional del Sistema de Telemetría de una Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural

María Angélica Goyeneche Montenegro, Carlos Andrés Aguilar Sánchez y
Francisco Javier Córdoba Flórez

Especialización en Gerencia de Mantenimiento, Universidad ECCI

Seminario de Investigación II

Ing. Miguel Ángel Urián Tinoco

Noviembre 15, 2020

Universidad ECCI

Bogotá D.C

Dedicatoria

A mi hija, el motor de mis acciones y proyectos y a mi esposo mi mano amiga y soporte, con quienes construimos y hacemos nuestros sueños realidad, los amo.

María Angélica Goyeneche Montenegro

A mi mamá y a mi familia, lo más importante de mi vida, por su apoyo incondicional y sembrar en mí el espíritu y las ganas para ser cada día una mejor persona y un mejor profesional.

Francisco Javier Córdoba Flórez

A mi familia, mi futura esposa, que son el motor principal en mi vida, por su apoyo incondicional en este proceso.

Carlos Andrés Aguilar Sánchez

Agradecimientos

Agradecemos al ingeniero Jorge Meza por su confianza y apoyo además de creer en nuestro proyecto, a la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural por proporcionarnos la información necesaria para la elaboración de esta investigación y a su área jurídica por su asesoría; a la Universidad ECCI por brindarnos su apoyo en el convenio para el manejo de la información corporativa para la el desarrollo del documento y al profesor Miguel Ángel Urián por su guía, todos sus aportes y sugerencias.

Agradezco a mis jefes y a los profesionales senior del centro de control por colaborar con el tiempo necesario para el desarrollo de este documento, a los técnicos que aportaron de su conocimiento en campo, a mi gran equipo de trabajo de grado, a aquellas personas maravillosas quienes me colaboraron con los cuidados y amor a mi pequeña mientras me dediqué a mis estudios y en especial a mi esposo por sus ideas, aportes, apoyo, paciencia y amor incondicional.

María Angélica Goyeneche Montenegro

Agradezco a mi mentor, jefe y amigo el ingeniero Ángel Gabriel Fernández por sus sabios consejos, su apoyo incondicional, fue y será un gran ejemplo a seguir, agradezco a Cecilia Alomía quien fue una mamá más en todos los aspectos, sus consejos, su calor humano y cada una de sus palabras vivirán en mi corazón y en la búsqueda continua de ser una mejor persona, también agradezco a mi primo Luis Fernando Rosero por su paciencia y todo el tiempo dedicado en explicarme áreas y temas de mantenimiento lo cual fue una base importante para desarrollar esta especialización, por último, agradezco a mis compañeros por todo el esfuerzo y conocimiento compartido.

Francisco Javier Córdoba Flórez

Agradezco a los docentes por el apoyo, conocimientos brindado, motivación durante el desarrollo de este trabajo de grado, así como mis colegas por la oportunidad de participar y aportar mis conocimientos en este trabajo de grado.

Carlos Andrés Aguilar Sánchez

Introducción

La creciente demanda de gas Natural en el país hizo necesario el monitoreo en tiempo real de la operación con el fin de garantizar un servicio confiable, continuo, seguro, amigable con el medio y de calidad para los usuarios, de esta manera surge la necesidad del uso de un sistema de telemetría, cuyo propósito es brindar información operativa que permita realizar predicciones de comportamiento de la red de distribución, dar atención de manera oportuna a las anomalías y fallas, mitigando los riesgos operativos y la falta de suministro.

Con el fin de mejorar la obtención de la información en tiempo real, se decide implementar estrategias que mejoren el plan de mantenimiento actual al sistema de telemetría, y alcanzar un crecimiento en el indicador de comunicaciones.

Resumen

El sector de hidrocarburos a nivel mundial cobra una gran importancia tanto que su uso se ve reflejado en el sector industrial como en el residencial, de ahí que el control y manejo adecuado de su suministro es vital en la cadena de producción y consumo; para ello la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural ha adoptado un sistema de telemetría basado en el SCADA encargado de recibir los datos generados en cada estación generando las alertas respectivas con el fin de llevar un control y toma de decisiones adecuadas y oportunas.

Para el presente proyecto se tomaron como base los datos recolectados como procesos, fichas técnicas de los equipos, y datos extraídos del software SAP en el año 2018, en donde se caracterizaron los procesos presentes, se realizó un taxonomía de los equipos con mayor cantidad de fallas, se aplicó técnicas como el RCM, análisis de Pareto y Diagrama de causa y efecto, herramientas que permitieron el análisis de la información, generando una propuesta de mejora al plan de mantenimiento reduciendo los cantidad de correctivos por preventivos, lo cual ayudará a tener un mejor control de los costos, disminuir tiempos de respuesta y mejorar la calidad de vida de los trabajadores.

Palabras claves:

Hidrocarburos, sistema de telemetría, SCADA, SAP, RCM, análisis de Pareto y Diagrama de causa y efecto

Abstract

The worldwide hydrocarbon sector is of great importance given its use in both industrial and residential sector, hence the vital need to manage and control its end to end supply chain from production to consumption. For this, The Natural Gas Trading and Distribution Company has adopted a telemetry system based on SCADA with the objective to collect data generated in each station in order to launch the respective alerts to enable appropriate and timely decision making. This project, collected data such as processes, equipment technical specifications, and extracted data from the ERP (SAP) from year 2018 to define the baseline. Processes were characterized, equipment with the highest amount of failures where segmented according to a defined taxonomy, using techniques such as RCM, Pareto and fishbone, tools that allowed the analysis of the information and the creation of a proposal to improve the maintenance plans in order to reduce the amount of corrective maintenance, which will have an impact on a better cost control, reduce response times and improvement of the quality of life of workers.

Palabras claves:

Hydrocarbons, telemetry system, SCADA, SAP, RCM, Pareto analysis and cause and effect diagram

Índice de contenido

1. Propuesta de Mejora del Plan de Mantenimiento a Nivel Nacional del Sistema de telemetría de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural.....	11
2. Problema de la Investigación	11
2.1. Descripción del Problema	11
2.2. Formulación del Problema	12
2.3. Sistematización del Problema	12
3. Objetivos	13
3.1. Objetivo General	13
3.2. Objetivos Específicos.....	13
4. Justificación y Delimitación	14
4.1. Justificación.....	14
4.2. Delimitación.....	15
4.3. Limitaciones.....	16
5. Marcos Referenciales.....	17
5.1. Estado del Arte	17
5.1.1. Estado del Arte Nacional	17
5.1.2. Estado del Arte Internacional.....	22
5.2. Marco Teórico	28
5.2.1. Gas Natural	29
5.2.2. Telemetría y SCADA en la industria de hidrocarburos.....	33
5.2.3. Mantenimiento de equipos.....	36
5.3. Marco Legal	38
6. Marco Metodológico	40
6.1. Recolección de la Información.....	40
6.1.1. Tipo de Investigación.....	40
6.1.2. Fuentes de Obtención de la Información	40
6.1.3. Herramientas	41
6.1.4. Metodología	41
6.1.5. Información Recopilada.....	42
6.2. Análisis de la Información	49
6.2.1. Taxonomía	49

6.2.2.	Análisis de criticidad.....	50
6.2.3.	Análisis de Pareto	51
6.3.	Propuesta(s) de Solución.....	54
6.3.1.	Planificación y rendimiento de costos del mantenimiento preventivo	54
6.3.2.	Plan de capacitaciones	55
6.3.3.	Ineficiencia de mantenimiento y material en stock.....	55
6.3.4.	Reportes e informes	57
6.3.5.	Análisis y planes de acción.....	57
6.3.6.	Motivaciones.....	57
7.	Impactos esperados.....	59
8.	Análisis financiero.....	61
9.	Conclusiones y recomendaciones.....	64
9.1.	Conclusiones	64
9.2.	Recomendaciones.....	65
10.	BIBLIOGRAFÍA.....	66

Listado de figuras

Figura 1. Crecimiento del consumo energético 2015-2050.....	15
Figura 2. Producción de gas Natural en Colombia Vs. Consumo	30
Figura 3. Proceso de análisis ABC	36
Figura 4. Cronograma Propuesta de Mejora del Plan de Mantenimiento a Nivel Nacional del Sistema de Telemetría de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural	42
Figura 5. Esquema general para la distribución y comercialización de gas natural	43
Figura 6. Sistema de comunicación	44
Figura 7. Recolección de datos	44
Figura 8. Discriminación de los componentes de un sistema de telemedición.....	45
Figura 9. Principios de seguridad de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural.....	46
Figura 10. Planeación del mantenimiento preventivo	47
Figura 11. Taxonomía del sistema de telemedición	49
Figura 12. Matriz de Criticidad.....	50
Figura 13. Resumen de Reporte SAP 2018	51
Figura 14. Resumen de Análisis de Pareto	51
Figura 15. Diagrama de Causa y Efecto	52
Figura 16. Resumen de mayor número de visitas generadas en el año 2018	53
Figura 17. Costos por visitas en el año 2018	61
Figura 18. Costos de mantenimiento en el año 2018.....	61
Figura 19. Simulación de costos durante el año 2018 con una visita preventiva por estación....	62
Figura 20. Simulación de costos durante el año 2018 con contratación directa.....	62
Figura 21. Análisis comparativo de costos de mantenimiento de 2018.....	63

Listado de tablas

Tabla 1. Composición típica básica del gas	29
Tabla 2. Marco Normativo y Legal. Fuente Autores	38
Tabla 3. Actividades del mantenimiento preventivo del sistema de telemetría.....	48

1. Propuesta de Mejora del Plan de Mantenimiento a Nivel Nacional del Sistema de telemetría de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural

2. Problema de la Investigación

2.1. Descripción del Problema

La Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural es una empresa de servicios públicos vigilados por la Superintendencia de Servicios Públicos y la CREG (Comisión reguladora de energía y gas), tiene como actividad principal la distribución y comercialización de gas natural por red de tubería en sus filiales de Colombia (ubicadas en los departamentos de: Cundinamarca, Boyacá, Cesar y Santander); para poder suministrar el servicio, cuenta con una red de distribución de más de 22.000 kilómetros y estaciones encargadas de regular la presión, controlar y medir el consumo de los diferentes municipios, contrastar la información con facturación para garantizar que esta sea verídica y confiable, además de apoyar la gestión de detección de fraudes.

Su sistema de telemetría es vital para la operación, debido a que a través de él se monitorea en tiempo real el estado de la presión de la red de distribución, esto con el fin de garantizar un servicio continuo y seguro anticipando eventos de emergencia. Toda estación de regulación está expuesta a múltiples fallas, tanto de los equipos propios de la telemetría como de las empresas que aportan servicios al sistema para mantenerlo operativo. De acuerdo con los reportes de comunicación diarios, hay estaciones que requieren múltiples visitas correctivas, generando sobrecostos al plan de mantenimiento; es necesario identificar en las estaciones y cuantificar las fallas con mayor frecuencia de acuerdo con lo encontrado durante la ejecución de los correctivos, para establecer planes de acción que permitan mitigarlas y mejorar los indicadores de comunicación de las estaciones.

2.2. Formulación del Problema

La falta de monitoreo de las estaciones de regulación las expone a fallas en el suministro que no puedan ser detectadas a tiempo para no afectar al cliente final, por ello, surge la siguiente pregunta: ¿Cómo mitigar las fallas de comunicación en las estaciones para mejorar la disponibilidad de la información obtenida a través del sistema de telemetría en tiempo real de la operación de distribución de gas por la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural?

2.3. Sistematización del Problema

- ¿Caracterizar la situación actual de la comunicación de las estaciones y plan de mantenimiento del sistema de telemetría de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural a nivel nacional permite identificar los activos críticos de la compañía para elaborar una propuesta de mejora?
- ¿Qué metodologías y estrategias implementan otras empresas nacionales e internacionales para mejorar el plan de mantenimiento?
- ¿El análisis de los datos y los resultados de la implementación del método de mantenimiento son apropiados para elaborar una propuesta de mejora del plan de mantenimiento de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural?

3. Objetivos

3.1. Objetivo General

Plantear una propuesta de mejora del plan de mantenimiento preventivo a los sistemas de telemetría de las estaciones de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural a nivel nacional, que asegure el rendimiento de recursos y reduzca la cantidad de mantenimientos correctivos, inmediatos y urgencias.

3.2. Objetivos Específicos

- Caracterizar el sistema de comunicación de las estaciones y plan de mantenimiento actual del sistema de telemetría de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural a nivel nacional.
- Investigar otras empresas del sector de hidrocarburos y energía, metodologías aplicadas, legislación, información nacional e internacional para detectar estrategias que apoyen y mejoren el plan de mantenimiento.
- Realizar un análisis de los datos obtenidos, evaluarlos a través de un método de mantenimiento y elaborar una propuesta de mejora del plan de mantenimiento de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural, que contribuya a garantizar el rendimiento de los recursos, mejorar el estado de comunicaciones de las estaciones y reducir la cantidad de mantenimientos preventivos y correctivos.

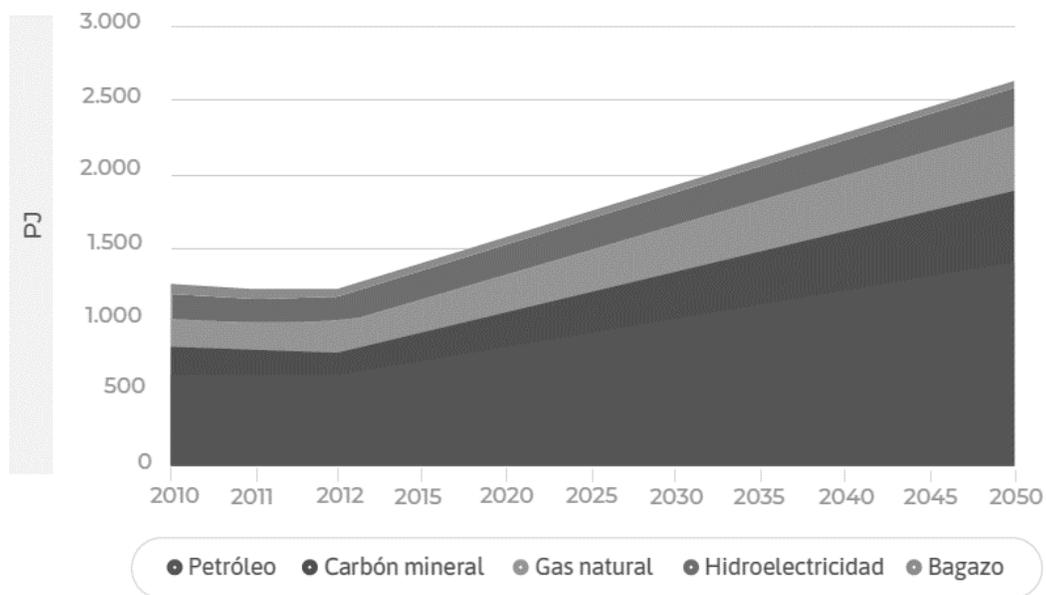
4. Justificación y Delimitación

4.1. Justificación

Para las empresas de distribución de gas natural es importante tener acceso a la información en tiempo real y que esta sea verídica y confiable con el fin de dar cumplimiento a lo establecido por la ley y dar soporte a la facturación, satisfacción de grandes clientes, sustentar, gestionar y soportar proyectos de detección de fraudes, lo cual hace que la relevancia de mantener el proceso de telemetría este afectando los elementos misionales de la empresa por lo cual se hace necesario generar una solución para esta problemática. El proceso de mejora continua y la optimización del plan de mantenimiento preventivo dentro de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural son fundamentales y constantes, su objetivo es mejorar tiempos, recursos, costos y en particular tiempos de respuesta en casos de emergencia. La Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural cuenta con un protocolo de mantenimiento estructurado para los sistemas de telemetría, cuyo principal propósito es el monitoreo en tiempo real de la red de distribución de gas natural; la disponibilidad de este sistema debe garantizar el monitoreo en un 85% del tiempo, sin embargo, se presentan fallas de comunicación que dificultan alcanzar esta cifra de disponibilidad, y casos particulares en los cuales las estaciones presentan una alta recurrencia de fallas de comunicación que generan múltiples visitas de mantenimiento correctivo a lo largo del año, por lo cual nace una oportunidad de mejora, cuya base es el estudio de información que se obtuvo entre el 2017 y 2018 de los mantenimientos, tanto preventivos como correctivos del sistema de telemetría en las estaciones y su caracterización completa, que son referentes a actividades de verificación y mantenimiento de las conexiones eléctricas, infraestructura, modem, antena, RTU, y alimentación eléctrica. Con ello, se busca mejorar la disponibilidad de los recursos y activos de

la empresa, generando una mejor rentabilidad y confiabilidad en el desarrollo del proceso, garantizando un servicio constante al cliente final, quien como se observa en la Figura 1 se proyecta que aumente el consumo de gas exponencialmente durante los próximos años.

Figura 1. *Crecimiento del consumo energético 2015-2050*



Nota. El gráfico representa el comportamiento del consumo energético durante los periodos del año 2010 hasta el año 2050. Fuente: NATURGAS, Indicadores 2019

4.2. Delimitación

Esta propuesta se desarrollará dentro del marco que corresponde a las labores de mantenimiento preventivo y correctivo del sistema de telemetría de las instalaciones auxiliares ubicadas en las filiales de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural del territorio colombiano. Comprenderá información correspondiente a las actividades realizadas de mantenimientos tanto preventivos como correctivos en periodos anuales.

4.3. Limitaciones

Actualmente la empresa se encuentra en proceso de reestructuración del aplicativo SAP por lo que se limita la información pertinente a labores de mantenimiento de 2019, esta información no será tenida en cuenta dentro del estudio.

5. Marcos Referenciales

5.1.Estado del Arte

5.1.1. *Estado del Arte Nacional*

5.1.1.1. **Metodología para la definición de tareas de mantenimiento basado en confiabilidad, condición y riesgo aplicada a equipos del sistema de transmisión nacional.**

En el año 2014, el ingeniero León Martínez planteó una metodología para la definición de tareas de mantenimiento basado en confiabilidad, como trabajo de grado para la Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín, que estudia la condición y riesgo aplicado a equipos del sistema de transmisión nacional; este documento es una propuesta elaborada donde contextualizan algunas metodologías ya existentes tales como mantenimiento basado en confiabilidad (RCM), mantenimiento basado en condición (CBM) y mantenimiento basado en riesgo (MBR).

A partir de una evaluación del histórico de fallas en estos equipos comprendidas entre 1999 y 2013, elabora un análisis estadístico de probabilidad de falla y elabora el cálculo de confiabilidad una vez la información se encuentre organizada, clasificada, agrupada y estructurada.

Finalmente, con los resultados obtenidos, elabora un planteamiento formal de la metodología que desea implementar, la cual permite la formulación de la programación del mantenimiento. El autor no escatima en expresar la necesidad del monitoreo. (Bibliotecas et al., 2014)

Este proyecto proporciona información y herramientas, para desarrollar un análisis detallado del actual plan de mantenimiento con el que cuenta la empresa en estudio a sus equipos

de telemetría a través de las metodologías RCM, CBM y MBR. Los resultados de estos análisis, permitirán proponer cambios que redefinen la programación de los mantenimientos y su frecuencia; así mismo, se espera mitigar la recurrencia de los correctivos, y reducir de esta manera los costos.

5.1.1.2. Estandarización del presupuesto plurianual de costos de mantenimiento y sus determinantes en la industria del oil & gas.

En el año 2014 el ingeniero Gonzalo Andrés Torres Pérez planteó una estandarización del presupuesto plurianual de costos de mantenimiento y sus determinantes en la industria del oil & gas. Como trabajo de grado en la Universidad EAFIT, se realizó un análisis de los costos de mantenimiento con el fin de determinar cuáles son los aspectos metodológicos necesarios para elaborar el presupuesto de mantenimiento y de esta forma estandarizar el proceso en la organización. Todo este estudio determinó los procesos que necesitan ser reestructurados y de igual forma establecer una adecuada política de mantenimiento para cada uno de los activos. (Torres Pérez & Torres Pérez, 2014).

Estos resultados determinaron cuales son las variables más importantes a tener en cuenta en busca de una mejor rentabilidad. Para el caso del proyecto enfocado en la empresa en estudio se utilizará este método para definir cuáles son las variables más importantes a tener en cuenta para definir un adecuado mantenimiento preventivo y de la misma forma cuáles son los activos críticos en la telemetría de las estaciones.

5.1.1.3. Análisis e implementación de la actualización del centro de control del sistema SCADA de gases de occidente S.A. E.S.P.

En el año 2016, Leidy Yinet Ferro, realizó un análisis para la implementación de un sistema SCADA en el Centro de Control de gases de Occidente, este análisis consiste en el

planteamiento de una propuesta de mejora para la actualización del centro de control del sistema SCADA de la empresa Gases de Occidente S.A. E.S.P, como trabajo de grado para Universidad Distrital Francisco José de Caldas; la propuesta identifica factores necesarios como las consideraciones exigidas por la normativa colombiana y el plano legal acerca del monitoreo de las redes de distribución en tiempo real, identificación del estado actual del centro de control y el SCADA, recolección de la información de la empresa a nivel operativo para la consigna de variables críticas en SCADA, propuesta de actualización incluyendo el diseño de la estructura de la información que se almacenará en el sistema de acuerdo a los requerimientos del cliente, despliegues HMI y generalidades que permitan a los operadores garantizar la gestión de su operación. (Lara & Yineth, 2016a).

La información que suministra el documento, permite contextualizar los requerimientos normativos que demanda la CREG y el Ministerio de minas y energía para la planificación de los mantenimientos de los sistemas de telemetría en la industria de hidrocarburos, de esta manera, permite enmarcar los parámetros que se establezcan en la propuesta de mejora del plan de mantenimiento de la empresa en estudio, sin salirnos del marco legal nacional.

5.1.1.4. Retos en la infraestructura de telecomunicaciones en Colombia para la implementación de las redes eléctricas inteligentes.

En el año 2014 la ingeniera Clara Cecilia Uparela Imbeth determinó los retos que tiene Colombia para la infraestructura de telecomunicaciones para la implementación de las redes inteligentes, como trabajo de grado de maestría en la Universidad Nacional de Colombia.

En su documento, integra los factores de la necesidad de integrar redes eléctricas inteligentes con el ánimo de garantizar un suministro eléctrico confiable y de calidad. Para la elaboración del documento, realiza una investigación exhaustiva de los modelos de diferentes

países que utilizan redes eléctricas inteligentes y cómo impacta en la calidad del servicio en respuesta a la demanda de los usuarios. Elabora un estructurado plan de los requerimientos y necesidades para la implantación de sistemas de telecontrol y la transmisión de información confiable, estudia las posibles arquitecturas, redes, modos de transmisión entre otros, siempre teniendo en cuenta el significativo costo que representa y el marco legal de los entes regulatorios. (Imbeth & Cecilia, 2019).

La información que suministra el documento, permite enmarcar estrategias de mejora en los protocolos de transmisión de información que se pueden implementar en los sistemas de telecomunicación de la empresa en estudio, como nuevas tecnologías e infraestructura para mejorar la comunicación de subestaciones con el centro de control, además considera el impacto de los operadores de telecomunicaciones del país en cuanto a las operaciones que dependen de la disponibilidad del servicio de ellos. También es una referencia puntual al suministro de servicios públicos en Colombia y a la legislación de estos.

5.1.1.5. Diseño de un modelo de prácticas y procedimientos de contingencias para la operación de las centrales de procesamiento de fluidos (Cpfs) de Campo Rubiales.

En el año 2019 los ingenieros Jorge Andrés Mónico Muñoz y Juan David Rodríguez Mahecha diseñaron un modelo de prácticas y procedimientos de contingencias para la operación de centrales de procesamiento de fluidos de Campo Rubiales.

En su documento describe todas los actores que integran el proceso de fluidos enfatizando en cómo se realiza este último y los equipos para su desarrollo, esto les permitió identificar los escenarios vulnerables que requieren la administración de procesos de seguridad y estimar un nivel de seguridad a través de una matriz de riesgo, en donde el SCADA de Ecopetrol cumple con un papel de supervisión del comportamiento de fluidos y controlar los procesos en

campo y detectar de manera oportuna las emergencias en los procesos que atenten contra la seguridad, por este motivo contextualizan la relevancia de la disponibilidad de la información en tiempo real del proceso. (Monico Muñoz & Rodriguez Mahecha, 2019).

La información que suministra el documento, destaca la relevancia del uso de sistemas de telemetría en el sector de hidrocarburos para garantizar la seguridad de operadores y usuarios, la necesidad de la información y disponibilidad de la misma la cual debe ser real, verídica y confiable y estandariza las buenas prácticas y acciones de contingencia, además plantea estrategias para mitigar el impacto de los procesos del sector, dando cabida a la necesidad de incorporar sistemas SCADA de alta fidelidad en la información y que cumpla con los estándares por la normativa ANSI/ISA-18.2-2016 y ANSI/ISA-101.01-2015 de HMI de alto desempeño.

5.1.1.6. Análisis de confiabilidad de equipos remotos de subestaciones y alimentadores en sistemas de telemedición.

En el año 2015, el ingeniero Jorge Gómez, elaboró un estudio de confiabilidad sobre los equipos remotos en subestaciones de telemedición como trabajo de grado de la Universidad de los Andes en Colombia. Su investigación es una contextualización exhaustiva de los sistemas SCADA, las HMI y los sistemas de telemedición los equipos que la comprenden (RTU, dispositivos de monitoreo, tecnologías de comunicación, dispositivos de protección, IEDs, entre otros) con el fin de establecer los criterios para elaborar un análisis de confiabilidad a partir de los índices por tecnología, con el fin de dar cumplimiento a la normativa de la CREG 097 de 2008 (cuyo propósito es la calidad del servicio de los sistemas de los sistemas de distribución) y 043 de 2010 (cuyo propósito es establecer un esquema de incentivos y compensaciones para garantizar un alto nivel de confiabilidad en la medición y registro de la información de interrupciones en la red). (Mora & Leonardo, 2015).

Este documento es una herramienta base para aplicar a las necesidades del sistema de telemetría de la empresa en estudio. Explica la necesidad de mantener un alto nivel de monitoreo del sistema de distribución, con el fin de detectar anomalías a tiempo, que puedan ser atendidas previo a una falla y/o suspensión del servicio, con el fin de evitar pérdidas en compensaciones.

5.1.2. *Estado del Arte Internacional*

5.1.2.1. Research on CBM of the intelligent substation SCADA system. National Taiwan.

En el año 2019, el ingeniero Jyh-Cherng Gu, realiza una investigación de mantenimiento preventivo basada en condición (CBM) de una subestación de telemetría y sistema SCADA de la industria Taipower en Taiwán como trabajo de grado para la Universidad de Ciencia y Tecnología.

El documento se constituye de tres partes, la primera parte desglosa la arquitectura del sistema SCADA en la subestación inteligente; compuesto por servidores, Software HMI (Interfaz Hombre-Máquina) SCADA, medio de comunicación, sistema eléctrico, protecciones entre otras. La segunda parte, comprende el levantamiento de información para establecer los criterios de ponderación subjetiva; finalmente, una tercera parte, comprende el estudio de su caso particular, empleando el método CBM. (Gu et al., 2019).

Esta tesis resulta una herramienta de provecho para el estudio que se desea elaborar en este proyecto, además de ser una referencia para elaborar planes de mantenimiento estratégicos en los servicios públicos.

5.1.2.2. Diseño de un sistema de medición y supervisión de gas natural para cuantificar, controlar y registrar el consumo de una planta generadora de ciclo combinado.

En el año 2014 el ingeniero Benjamín Calderón Padrós planteó el diseño de un sistema de medición y supervisión de gas natural para cuantificar, controlar y registrar el consumo de una planta generadora de ciclo combinado. Como proyecto de grado en la Universidad Privada Antenor Orrego, se realizó el diseño de un sistema mediante el cual se logró controlar el consumo de gas utilizado específicamente en dos turbinas y dos calderas, con el fin de obtener como resultados la eficiencia y el consumo del proceso; esto se llevó a cabo mediante la selección adecuada de instrumentos de medida que permitieron la recolección de los datos necesarios, que sirvieron para alimentar el sistema SCADA el cual es el encargado de almacenar estos datos de forma organizada para su posterior interpretación. (Calderón Padrós, 2014).

De acuerdo al análisis de este proyecto se concluye que la forma en que el ingeniero determinó cuales son los elementos y la información relevante para implementar el sistema SCADA puede ser de utilidad para el proyecto que se pretende desarrollar en la empresa en estudio, por lo cual se realizará un proyecto basado en la jerarquización de los elementos necesarios o relevantes para el desarrollo del proceso, así como la implementación de un mantenimiento preventivo que asegure la disponibilidad del monitoreo de las estaciones de manera remota.

5.1.2.3. Diseño de un sistema inteligente de monitoreo y control en tiempo real para tanques de almacenamiento de gasolina utilizando tecnología de hardware y software libre para pequeñas y medianas empresas.

En el año 2019 el ingeniero Hamilton Gabriel Chamorro Salazar planteó el diseño de un sistema inteligente de monitoreo y control en tiempo real para tanques de almacenamiento de gasolina utilizando tecnología de hardware y software libre para pequeñas y medianas empresas. Como proyecto de grado en la Universidad de Guayaquil, se realizó el diseño de un sistema para controlar los niveles almacenados de combustible depositado en tanques, utilizando algoritmos que permitan realizar el análisis sin importar la geometría del depósito. Como propósito general de esta gestión se encuentra la automatización del proceso de recolección de datos (niveles de combustible), mediante el uso de controladores electrónicos que serán los encargados de transmitir la información, para su posterior almacenamiento en una base de datos, permitiendo una lectura clara y confiable de los niveles y pérdidas generadas en tiempo real, buscando una reducción de costos operativos y de mantenimiento. (Salazar & Gabriel, 2019).

Este trabajo de grado resulta muy provechoso para el alcance de la propuesta de mejora del plan de mantenimiento en la empresa en estudio, debido a que en él se resalta la importancia del manejo en tiempo real de los datos para controlar el estado de los activos y así evitar posibles fallas que afecten la rentabilidad del negocio.

5.1.2.4. Diseño del sistema SCADA para el área de recepción, almacenamiento y distribución de hidrocarburos líquidos en la planta PETROPERÚ - Cusco.

En el año 2019 el ingeniero Ronald Alex Quispe Gonzales planteó el diseño del sistema SCADA para el área de recepción, almacenamiento y distribución de hidrocarburos líquidos en la planta PETROPERÚ - Cusco. Como proyecto de grado en la Escuela Profesional de Ingeniería Electrónica, se realizó la investigación dando solución a la solicitud planteada por la empresa PETROPERÚ, quien busca dar un mejor control a los procesos realizados en planta. En este caso la solución está compuesta por la implementación funcional del sistema SCADA y los elementos

de medida necesarios. Para desarrollar su implementación fue necesario realizar una caracterización completa de las necesidades del cliente y una selección exhaustiva de los instrumentos de medida, dando paso a la estructuración del sistema SCADA y su puesta en marcha comprobando en los resultados una optimización en los procesos, generación de reportes, el manejo de información real y oportuna frente a posibles situaciones de riesgo, lo cual sería de gran ayuda para la toma de decisiones en caso de que la empresa decida implementar esta solución. (González & Alex, 2019).

Para el caso del proyecto propuesto en la empresa en estudio esta información resulta de gran ayuda para comprender la importancia de la selección de los equipos de medida y el grado de relevancia en los resultados o información que estos se encargan de transmitir, así como la rapidez con la que se debe interpretar la información.

5.1.2.5. Caso de estudios: Metrogas, Gestión de Emergencia.

En el año 2016, el ingeniero Gustavo Andrés Carranza Rosales planteó un caso de estudio con la empresa Metrogas de Chile, con enfoque en la gestión de emergencia. Como proyecto de grado en la Universidad de Chile, se realizó un análisis de los antecedentes de la empresa desde sus inicios hasta identificar su situación actual, en donde la problemática principal que se encontró se enfoca en la comunicación realizada en el Call Center, quienes se encargan de evaluar los avisos de emergencia y definir si se trata de una falsa o una emergencia, sin embargo, los niveles de eficiencia de esta labor y el manejo de los recursos no son los adecuados. Razón por la cual se pretende reforzar el área con personal capacitado que tenga experiencia en el tema y maneje de forma adecuada los avisos de emergencia. (Rosales et al., 2016).

Para el caso de la empresa en estudio esta propuesta es de gran relevancia ya que resalta la importancia del recurso humano y su toma de decisiones, después de realizar un análisis exhaustivo de los datos recolectados a través de la telemetría.

5.1.2.6. Los sistemas SCADA en la automatización industrial.

En el año 2015, el ingeniero Esteban Pérez López desarrollo un artículo en donde resalta la importancia de implementar los sistemas SCADA en la automatización industrial, debido a la seguridad con la cual se pueden gestionar los diferentes equipos en campo, pero con la agilidad en la toma de decisiones desde una estación remota mediante el análisis de datos gráficos y gestión de alarmas generadas. Adicional menciona los casos exitosos de la implementación en la industria en donde tras la implementación del sistema SCADA se ha generado mejoras en el producto final debido al control de sustancias durante y posterior al proceso, realizando un análisis de las variables y gráficos generados. De esta manera es posible tener un control preciso de la eficiencia y efectividad de cada uno de los procesos presentes en la cadena productiva. (Pérez-López & Pérez-López, 2015a).

En el caso del trabajo en la empresa en estudio es de gran utilidad debido a que resalta la importancia de mantener en un estado óptimo el sistema SCADA con el fin de realizar un control adecuado de los elementos de medida ubicados en cada una de las instalaciones auxiliares o estaciones.

5.1.2.7. Operación remota de la distribución basada en la supervisión y control remotos de reconectadores.

En el año 2014, el ingeniero Carlos Landázuri publicó un artículo en la Revista Técnica Energía de Ecuador, sobre una estrategia de mejora de confiabilidad para los sistemas eléctricos

de media tensión para elevar su protección en caso de falla (ya sean cortocircuitos o sobrecargas), para el cual sugiere el uso de reconectores. Para elaborar su investigación, la distribuye en tres etapas: un análisis del entorno, las consideraciones técnicas y finalmente su propuesta de solución y aplicación práctica. (Landázuri, 2014).

Este artículo proporciona información y herramientas para contextualizar la operación de los centros de control, un análisis detallado del funcionamiento de los sistemas de SCADA y una propuesta de control y mitigación de fallas eléctricas, los cuales pueden ser una estrategia de mejora a las fallas de los sistemas eléctricos de las estaciones auxiliares de la empresa en estudio.

5.1.2.8. Diseño e implementación de un sistema de telemetría para el monitoreo de un sistema de generación de energía solar fotovoltaico.

En el año 2015, los ingenieros Julián Enrique Castro Segura y Rosemberg Posso García plantearon el diseño e implementación de un sistema de telemetría para el monitoreo de un sistema de generación de energía solar fotovoltaico. Como proyecto de grado en la Universidad Tecnológica de Pereira, se realizó el diseño de un sistema de telemetría que permitiera el monitoreo y control de las variables generadas en el sistema de generación de energía eléctrica a partir de un sistema fotovoltaico, permitiendo anticiparse a problemas generados por la pérdida de capacidad eléctrica, lo cual es un tema importante debido a que esta es la fuente de energía que se utiliza en la fundación KYRIOS para diferentes servicios primarios. Para lograr este objetivo se implementaron diferentes instrumentos de medición y validación, así como una serie de alternativas para el manejo y almacenamiento de la información generada. Por último, se verificó que la eficiencia del sistema se basa en la implementación de un mantenimiento adecuado priorizando los componentes electrónicos que se encuentran expuestos tales como las fuentes de conexión y sensores necesarios. (Castro Segura & Posso García, 2015).

Para el caso de la empresa en estudio resulta importante tener en cuenta aspectos relacionados con el mantenimiento de instrumentos de telemetría, debido a que estos son la fuente principal de funcionamiento de las estaciones de monitoreo y control, adicional es fundamental tener en cuenta el factor de la capacitación del personal, el cual debe tener el conocimiento necesario para garantizar un funcionamiento óptimo del sistema.

5.1.2.9. Un enfoque robusto de detección de ciberataques que utiliza características óptimas de los sistemas de energía SCADA en redes inteligentes.

En el año 2020, los ingenieros Gumaei, MM Hassan, S. Huda et al. Publicaron un artículo para el Diario de Soft Computing, sobre las redes inteligentes las cuales se establecen como un modelo de sistema ciber físico (CPS). Encargada de integrar las capacidades de comunicación de los dispositivos inteligentes en la red para garantizar, optimizar y facilitar la operación y el control remotos de los sistemas de energía. (Gumaei et al., 2020).

Este artículo propone desarrollar un modelo de detección de ciberataques optimizado para Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) en el cual consta de un sistema de redes inteligentes basado en dos grandes etapas las cuales son: clasificación y características. El objetivo de la etapa de clasificación es segregar los eventos normales y anormales de eventos de ciberataques. El objetivo de la etapa de características se basa en establecer cuáles son las características informativas, representativas y todas las características altamente relevantes, las cuales pueden ser útiles a la hora de desarrollar un sistema de detección de ciberataques para la base de datos de la empresa en estudio.

5.2.Marco Teórico

Partiendo del análisis de la problemática generada en el sistema de telemetría en la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural se realiza una investigación con el fin

de identificar las diferentes metodologías que ayuden al desarrollo y cumplimiento de los objetivos específicos, garantizando la confiabilidad del servicio de manera continua y segura, para ello se abarcan temas como red de distribución de gas natural, sistema SCADA, sistemas de monitoreo y tipos de mantenimiento.

5.2.1. *Gas Natural*

El gas natural es una energía de origen fósil extraída del subsuelo y considerada como el tipo de energía más amigable con el medio ambiente, cuya demanda mundial crece con mayor rapidez a la de otros combustibles fósiles, debido a que sus reservas no se encuentran concentradas geográficamente a diferencia del petróleo, además de ser abundantes; las tecnologías para su transporte y distribución para su consumo lo hacen uno de los hidrocarburos más económicos. Es distribuido a través de tuberías de acero y polietileno localizadas bajo tierra para su consumo en hogares, comercios, industrias y automotores. (Vidal & Fontalvo, 2018)

El gas natural cuenta con una composición típica básica de acuerdo con la Tabla 1:

Tabla 1. *Composición típica básica del gas*

Constituyente	Fórmula química	Composición por volumen (%)
Metano	CH ₄	81.86
Etano	C ₂ H ₆	11.61
Propano	C ₃ H ₈	1.92
I-Butano	C ₄ H ₁₀	0.23
N-Butano	C ₄ H ₁₀	0.22
Nitrógeno	N ₂	0.90

Dióxido de carbono	CO ₂	3.18
--------------------	-----------------	------

Nota. La tabla muestra la composición de los elementos básicos presentes en el gas.

Fuente: («¿Qué es?» Grupo Vanti, 2020a)

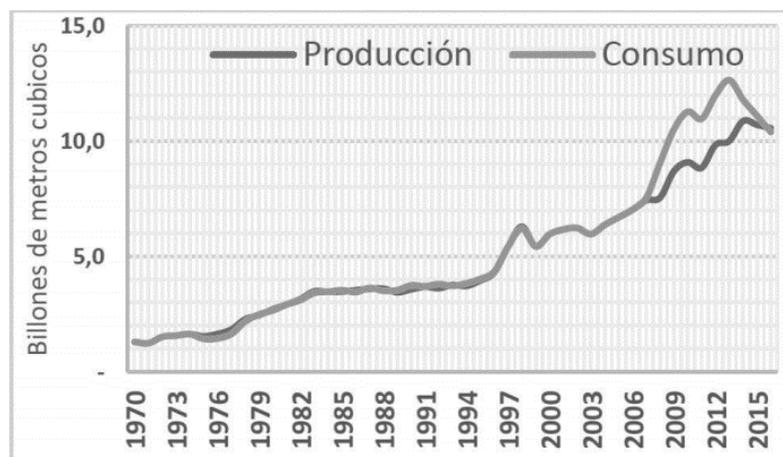
5.2.1.1. ¿Dónde se encuentra el Gas Natural?

El gas natural puede obtenerse de diferentes fuentes como: directamente de yacimientos naturales (ya sea libre o no asociado si se encuentra solo, o mezclado con crudo), pozos petrolíferos donde se acumula bajo una intensa presión, depósitos subterráneos profundos, depósitos de gas natural bajo la superficie del suelo, el fondo del mar. (Vidal & Fontalvo, 2018)

5.2.1.2. Particularidades del gas natural en Colombia.

Colombia contiene la cuarta reserva más grande de Latinoamérica de gas natural, por esta razón, es uno de los productos de energía primaria más importantes del país, es así como las empresas productoras y transportadoras, buscan la masificación de su consumo. El rango de variación del poder calorífico oscila entre 900 y 1.400 BTU/PC (BTU por pie cúbico). Sus principales campos de producción se encuentran localizados en la costa atlántica, Santander, los llanos orientales y en el Huila. («¿Qué es?» Grupo Vanti, 2020b)

Figura 2. Producción de gas Natural en Colombia Vs. Consumo



Nota. El gráfico representa el comportamiento de la producción vs el consumo de gas natural generado en Colombia durante los periodos del año 1970 hasta el año 2015. Fuente: Fontalvo & Vidal, 2018

5.2.1.3. Componentes de la infraestructura.

Para el proceso de comercialización de gas natural, este atraviesa una serie de etapas que pretenden asegurar la confiabilidad del servicio; normalmente en el proceso suelen participar múltiples empresas hasta llegar al usuario final. (Lara & Yinet, 2016b)

5.2.1.3.1. Empresas productoras. Estas empresas son las que se encargan de la extracción y refinado del gas natural de los pozos para luego ser entregado a la empresa encargada del transporte. (Lara & Yinet, 2016b)

5.2.1.3.2. Empresas de transporte. Estas empresas son las encargadas de recibir el gas natural y lo ingresan a la red de gasoductos de tuberías de diferentes diámetros en acero, cuya función es transportar este gas hasta las estaciones de distribución. Deben garantizar el flujo continuo del gas y una alta presión, para evitar las pérdidas de presión, la línea de transporte cuenta con la instalación de compresores. (Lara & Yinet, 2016b)

5.2.1.3.3. Empresas de distribución. Estas empresas son las encargadas de reducir la presión a determinado valor nominal, para ello utilizan unas estaciones conocidas como instalaciones auxiliares, las cuales serán las encargadas de distribuir las a los puntos de consumo a través de redes de acero para alta presión y polietileno para media presión, de acuerdo con la especificación y necesidad del mercado. (Lara & Yinet, 2016b)

5.2.1.4. Hidrocarburos en Colombia y necesidad de telemetría.

Toda empresa que busca competitividad en el mercado, debe identificar los activos y tecnologías clave de inversión estratégica para su crecimiento, en el caso de las empresas del servicio público, su pilar debe ser la disponibilidad del servicio de forma confiable, segura, de calidad y responsable con el medio, es por esta razón que la monitorización a distancia de las operaciones, garantiza el funcionamiento del servicio, el cumplimiento de la normativa que protege a los usuarios y los estándares de calidad que desean obtener a través del ejercicio de sus prácticas de prestación de servicios, para esta monitorización se utilizan sistemas supervisión de proceso, equipos de telemetría y SCADA (Supervisión, Control y adquisición de datos).

De acuerdo con lo enmarcado por la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) el CNOGas (Consejo Nacional de Operación de Gas Natural) propone la reglamentación de la instalación obligatoria de equipos de telemedición a grandes consumidores conectados a sistemas de transporte o sistemas de distribución, puntos de entrada de campos de producción y puntos de transferencia entre sistemas de transporte, esto con el fin de:

- Monitorear el comportamiento en tiempo real del hidrocarburo, la demanda, la identificación de situaciones de riesgo operacional, las emergencias y el racionamiento programado.
- Efectuar balances diarios.
- Mejorar la confiabilidad de la operación de la red de distribución y la continuidad del servicio. (*D-074-12 EQUIPOS DE TELEMETRÍA A USUARIOS INDUSTRIALES Y ESTACIONES DE GNV.pdf*, s. f.)

5.2.2. Telemetría y SCADA en la industria de hidrocarburos.

5.2.2.1. La telemetría.

La telemetría corresponde a todos los equipos encargados del procesamiento de señales y envío de datos en tiempo real a un centro de control, es decir, corresponderá a todo componente inherente al hardware. Ajustándose al marco normativo de la CREG-074 - 2012: Equipos de telemetría a usuarios no regulados, industriales y estaciones de GNV conectados a sistemas de transporte, los sistemas de telemedición regularmente están compuestos por una parte inherente a la medición (transductores, RTU y Tarjeta de control) y otra a la comunicación (medios de transmisión y sistema de alimentación) y estos últimos serán los que se conocen como el sistema de telemetría:

- Transductores: Encargados de percibir señales o impulsos eléctricos y transformarlas en información.
- RTU (Unidad terminal Remota): Encargada de recibir la información, organizarla y guardarla de acuerdo con las necesidades de la empresa, para finalmente suministrar esta información a los servidores de consulta del SCADA.
- Tarjeta de control: Es la encargada de la adquisición de datos o señales de entrada. Aunque la tarjeta hace parte de la medición, es importante resaltar que cuenta con un puerto de comunicación y un puerto de alimentación que harán parte del mantenimiento de telemetría.
- Gabinete: este se encargará de la organización y protección de los equipos.
- Sistema de alimentación: ya sea suministro AC (corriente alterna), UPS (uninterruptible power supply, sistema de alimentación ininterrumpida) o panel solar y baterías de respaldo, cada uno con su respectivo regulador de voltaje, el suministro eléctrico es

indispensable para alimentar y mantener operativos todos los equipos del sistema de telemetría y medición.

- Medios de transmisión: son los equipos o sistemas propios de la comunicación y el enlace con el SCADA; comprende módem, antena, SIMCARD de telefonía móvil (2G/GSM, 3G/GPRS o 4G/UMTS), fibra óptica, canales dedicados, enlaces satelitales, tubería de expansión, conexión y cableado entre otros. (*D-074-12 EQUIPOS DE TELEMETRIA A USUARIOS INDUSTRIALES Y ESTACIONES DE GNV.pdf*, s. f.)

5.2.2.2. Sistemas SCADA.

La palabra SCADA corresponde a las siglas en inglés Supervisory Control And Data Acquisition, es decir a sistemas software de adquisición de datos en tiempo real, encargados de las buenas prácticas de monitoreo y supervisión remota de procesos industriales automatizados, para garantizar la eficiencia, seguridad y calidad del proceso gracias a una interfaz gráfica que permite la interacción de la información que proporciona el sistema al usuario, lo que normalmente se conoce como HMI correspondiente a las siglas en inglés de human-machine interface. (Pérez-López & Pérez-López, 2015b)

El sistema SCADA debe cumplir con el marco normativo ANSI ISA 101 – 2015: Interfaces hombre – máquina. Cumplimiento mayor a API RP 1165 – 2007 y ANSI/ISA 18.2 – 2016: Estándar de gestión de alarmas. Cumplimiento mayor a API 1167 – 2010. Este se debe caracterizar por:

- Dentro de su arquitectura, esta debe presentarse como abierta y flexible, además debe ser capaz de adaptarse y ampliarse.
- Por otra parte, es indispensable que tenga conectividad con otras aplicaciones y bases de datos, ya sean locales o remotas.

- Su principal objetivo es la supervisión, esta se caracteriza por la representación gráfica de los datos a través del lenguaje HMI que permitirá observar a través del monitor cualquier cambio de las variables, de esta manera alertar al operador de cambios normales (alarmas) y en la operación diaria (eventos) los cuales deben ser consignados en el sistema para su posterior análisis.
- Permitir la transmisión de información con equipos periféricos de campo a work station.
- Contar con base de datos, la cual debe permitir la gestión de datos adquiridos y cuyo acceso debe ser rápido para su explotación para la gestión de calidad, seguimiento estadístico, control de variables entre otros.

5.2.2.3. Monitoreo de la operación de distribución de Gas Natural.

El gas natural es un servicio continuo, es decir, se brinda durante las 24 horas del día. Dada la naturaleza del servicio, y la criticidad operativa que representa el mismo, es indispensable que este sea monitoreado, con el fin de realizar predicciones de comportamiento de la red de distribución, y dar atención a las anomalías y fallas que se evidencian, con el fin de disminuir el riesgo de falta de suministro o accidentes, garantizando un servicio confiable, continuo, seguro, de calidad y amigable con el medio. Las estaciones o sistemas que requieren monitoreo se clasifican en: Actuadores, City Gate, Estaciones de gas natural comprimido, Estaciones de regulación de distrito, Estaciones de regulación de industrias, Estaciones de gas natural vehicular, datalogger, odorizadores y cromatógrafos.

5.2.3. *Mantenimiento de equipos.*

El mantenimiento se puede definir como una estrategia empresarial que representa una gran parte del presupuesto operacional, cuyo objetivo es la conservación del buen estado y evitar la degradación y desgaste de una cosa.

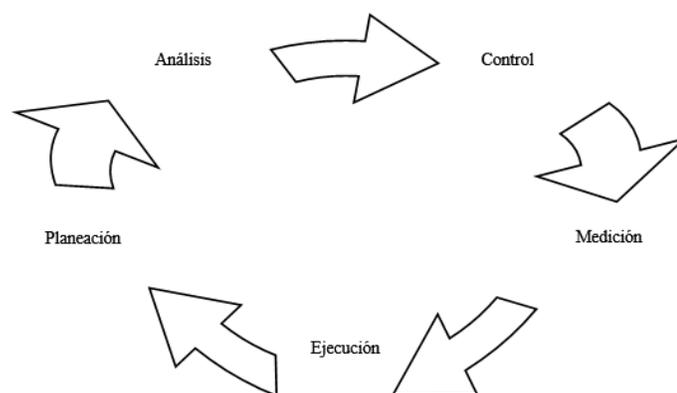
5.2.3.1. **Tipos de Mantenimiento**

El mantenimiento puede ser de dos tipos, el primero es el mantenimiento de actualización, en donde se debe identificar la obsolescencia tecnológica e invertir en actualizaciones que se adapten a las nuevas exigencias del mercado, y el segundo es de conservación, que se divide en preventivo, el cual es programado por el área encargada de la planificación del mantenimiento de manera periódica con determinadas actividades preestablecidas, y correctivo, el cual es programado al detectar fallas o anomalías.

5.2.3.2. **Metodologías de estudio de mantenimiento**

5.2.3.2.1. Análisis de modos de falla, efectos y criticidad (AMFEC). El análisis ABC se pretende en la reducción de costos clasificando productos de acuerdo con criterios preestablecidos, que son determinados de manera subjetiva y arbitraria, como se puede observar en el siguiente diagrama de proceso:

Figura 3. *Proceso de análisis ABC*



Nota. El gráfico representa el ciclo de análisis compuesto por la planeación, el análisis, el control, la medición y la ejecución, lo cual se conoce como Análisis ABC. Fuente: Propia.

Beneficios del análisis ABC:

- El análisis ABC se enfoca en analizar las actividades del proceso de producción.
- Ayuda a determinar bienes y servicios que contribuyen al negocio.
- Proporciona información estratégica para la planeación y toma de decisiones.
- Mide el rendimiento del personal y los departamentos, además identifica el personal requerido.
- No afecta la estructura orgánica funcional.

Problemas del análisis ABC:

- Involucra una atención exagerada en la administración y optimización de costos.
- Requiere alto esfuerzo y capacitación para su correcta aplicación.
- Los criterios son subjetivos y se determinan a partir de la experiencia de aquel que lo implementa.
- Consume gran parte de los recursos durante la planeación y la ejecución.
- Aún con la precisión que tiene en cuanto a costos, no obtiene el costo exacto de los productos. (Aguilar-Otero et al., s. f.)

5.2.3.2.2. Mantenimiento basado en condición. La característica de este método tiene como base los resultados o antecedentes de las inspecciones realizadas previamente a los equipos, esto con el fin de generar estrategias correctivas que permitan anticiparse a una posible falla. Para esto se deben tener en cuenta algunos pasos como los modos

de falla en los equipos, métodos de detección temprana de los modos de falla y la gestión integrada de los datos. Adicional gracias a este método es posible evaluar el activo desde su estado inicial hasta el actual y de igual forma la evolución de su nivel de deterioro con el fin de controlarlo mediante un mantenimiento correctivo.

(Bibliotecas et al., 2014)

5.2.3.2.3. Mantenimiento centrado en la confiabilidad - RCM. El RCM o Reliability Centred Maintenance es un método utilizado desde hace más de treinta años para generar estrategias de gestión de activos, con el fin de aumentar la fiabilidad de los procesos o activos, principalmente disminuyendo los tiempos de parada para no afectar la cadena productiva, y de igual forma aumentando su disponibilidad. Este método se compone de 8 fases: el listado y codificación de equipos, listado de funciones y sus especificaciones, determinación de fallos funcionales y fallos técnicos, determinación de los modos de fallo, estudio de las consecuencias de los fallos, determinación de las medidas preventivas, agrupación de las medidas preventivas, y la puesta en marcha de las medidas preventivas. Como resultado de estas fases se busca presentar un programa de mantenimiento preventivo balanceado que en lo posible aumente la fiabilidad del activo pero que mantenga un mínimo costo. (Bibliotecas et al., 2014)

5.3. Marco Legal

Tabla 2. Marco Normativo y Legal. Fuente Autores

Norma	Tema	Observación
ANSI/ISA-18.2-2016	Gestión de los sistemas de alarma, para los procesos industriales ¹	Establece la gestión de sistemas de alarma para los procesos industriales, dando prioridad a la rapidez con la que el operario debe actuar al percibir una notificación de una condición insegura. Para esto es necesario tener un sistema de alarmas definido que

		incluya la documentación, el diseño, el uso y los procedimientos que apliquen.
ANSI/ISA-101.01-2015	Interfaces humano-máquina para sistemas de automatización de procesos ²	Estandarización de algunos aspectos para su desarrollo y mantenimiento durante su uso en las diferentes estaciones de trabajo, entre ellos se encuentra la orientación en el diseño, implementación, operación, procesos de trabajo continuo, ingeniería de factores humanos (HFE) y ergonomía
CREG-074	Equipo de telemetría a usuarios regulados, industriales y estaciones de GNV conectados a sistemas de transporte ³	Se implementa la instalación obligatoria de sistemas de telemedición para consumidores conectados a sistemas de transporte o sistemas de distribución, teniendo en cuenta el monitoreo en tiempo real.
CREG-043-2010	Disposiciones con la regulación de la calidad del servicio en los sistemas de distribución de local ⁴	Garantizar tener una telemedición adicional a partir de los dos años de que haya iniciado su aplicación del esquema de incentivos y compensaciones, por lo tanto, deberá tener mínimo dos elementos en cada uno de los circuitos de su red
CREG-473-2010	Libre utilización dentro del territorio nacional mediante equipos de radiocomunicación ⁵	Permite toda la medición y control mediante el método remoto de todas las magnitudes físicas y posteriores a su medición en la estación la transferencia de datos para el lector, lo cual permite controlar e identificar el estado actual de cada una de las estaciones.

Nota. La tabla muestra las normas aplicables al sistema de telemetría y su mantenimiento.

Fuente:

¹. (ANSI/ISA-18.2-2016, *Management of Alarm Systems for the Process Industries*, s. f.)

². (ANSI/ISA-101.01-2015, *Human Machine Interfaces for Process Automation Systems*, s. f.)

³. (D-074-12 *EQUIPOS DE TELEMETRÍA A USUARIOS INDUSTRIALES Y ESTACIONES DE GNV.pdf*, s. f.)

⁴. (Alcaldía de Medellín, s. f.)

⁵. (Normograma del Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones [RESOLUCION_MINTIC_0473_2010], s. f.)

6. Marco Metodológico

6.1. Recolección de la Información

La información se obtuvo por medio de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural una vez se formalizó el acuerdo para poder utilizar los datos recopilados en el software SAP y SCADA, utilizados para realizar el control, toma de decisiones y mantenimientos de tipo correctivo en sus estaciones distribuidas en el territorio nacional.

Esta información hace parte del consolidado del año 2018, pero su aplicación está enfocada en los periodos anuales que se deseen utilizar o aplicar.

6.1.1. Tipo de Investigación

Este proyecto tiene como base una mezcla de investigación documental y de campo, lo cual la convierte en mixta; se utilizará información de equipos como manuales, fichas técnicas, procedimientos e información detallada sobre las fallas y decisiones tomadas verificables mediante los datos recopilados en SAP, además, los autores generaran una propuesta de acuerdo con el análisis de esta información.

6.1.2. Fuentes de Obtención de la Información

6.1.2.1. Fuentes primarias.

Las fuentes primarias utilizadas en el proyecto tienen como base los manuales, fichas técnicas de equipos, procedimientos, datos consolidados de SAP y SCADA.

6.1.2.2. Fuentes secundarias.

Las fuentes secundarias utilizadas en el proyecto abarcan investigaciones nacionales e internacionales, normativas y teorías utilizadas en industrias similares, las cuales se encuentran referenciadas en capítulos anteriores.

6.1.3. Herramientas

Entre las herramientas utilizadas para el desarrollo de este proyecto se encuentran:

- Caracterización de la operativa y del sistema de telemetría de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural.
- Taxonomía del sistema.
- RCM.
- Diagrama de Pareto.
- Diagrama de Ishikawa.

6.1.4. Metodología

Para desarrollar y dar cumplimiento al objetivo principal se establecieron tres pasos o etapas compuestas por la caracterización, la investigación y el análisis, las cuales a su vez hacen parte de cada uno de los objetivos específicos.

Para el primer objetivo se realizará una caracterización del sistema de comunicaciones de las estaciones y plan de mantenimiento actual del sistema de telemetría de la empresa en estudio a nivel nacional, entre las herramientas necesarias se encuentran procedimientos, manuales, fichas técnicas de equipos, y datos consolidados de SAP.

Para el segundo objetivo se investigará las técnicas y metodologías utilizadas en el sistema de telemetría del sector hidrocarburos, en el mantenimiento preventivo y normatividad legal aplicable para sistemas de telemetría basados en SCADA.

Para el tercer objetivo se definirá la propuesta de mejora del plan de mantenimiento analizando los datos obtenidos mediante la aplicación del RCM.

6.1.4.1. Cronograma

Figura 4. *Cronograma Propuesta de Mejora del Plan de Mantenimiento a Nivel Nacional del Sistema de Telemetría de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural*

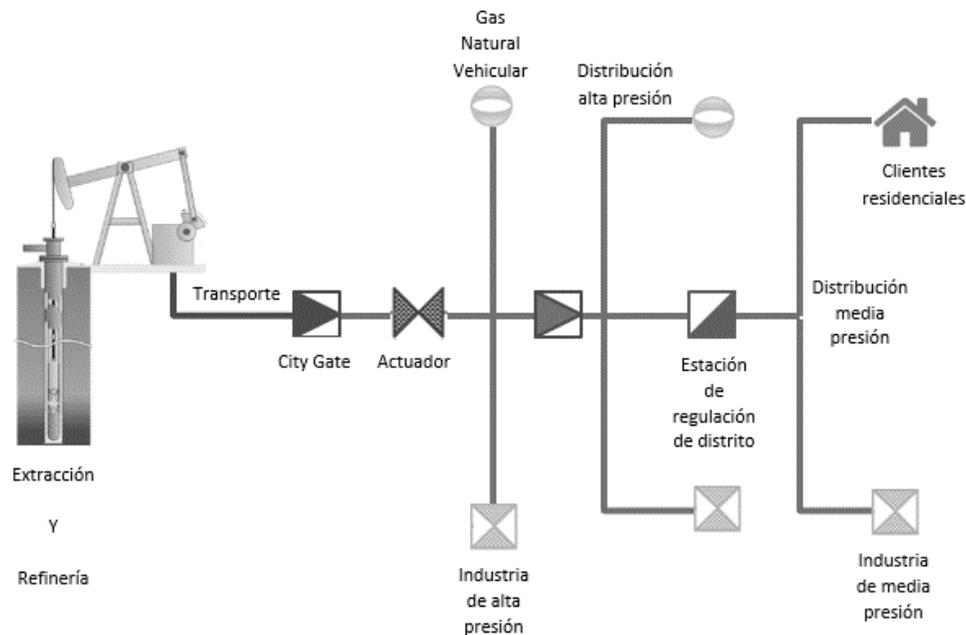
FASES	ACTIVIDAD	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV
1. DIAGNOSTICO	1.1. Revisar los flujos de proceso del área de mantenimiento	■				
	1.2. Revisar instructivos	■				
	1.3. Revisar procesos específicos del área de mantenimiento	■				
	1.4. Revisar el manual de descripción de cargos	■				
	1.5. Revisar históricos de mantenimientos del 2018 (SAP PM)	■				
	1.6. Revisar la normativa interna de operaciones de mantenimiento	■				
	1.7. Revisar históricos de comunicaciones de las estaciones en SCADA, Datasheet o especificaciones técnicas de equipos del sistema de telemetría que se encuentran operando en campo	■				
	1.8. Estudiar los contratos de mantenimiento y el margen de costos que implica	■				
	1.9. Elaborar análisis de criticidad del sistema de telemetría	■	■			
2. INVESTIGACIÓN	2.1 Revisar normativa nacional e internacional de operaciones de mantenimiento	■	■			
	2.2. Realizar benchmarking de la gestión del plan de mantenimiento de telemetría de las empresas nacionales e internacionales del sector Oil & Gas		■			
	2.3. Profundizar detalladamente la estructura de las metodologías de mantenimiento preventivo		■	■		
	2.4. Elegir el método más adecuado de acuerdo a las necesidades del estudio		■	■		
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y PROPUESTA DE MEJORA	3.1. Detectar posibilidades de mejora aplicando la metodología seleccionada al plan de mantenimiento actual de la empresa			■		
	3.2. Consolidar resultados, costos e indicadores			■		
	3.3. Realizar simulaciones, gráficas y filtrar resultados			■	■	
	3.4. Elaborar una propuesta de mejora al plan de mantenimiento de telemetría SCADA				■	
	3.5. Elaborar una simulación con la propuesta de mejora				■	■
	3.6. Elaborar el informe gerencial de la propuesta de mejora del plan de mantenimiento					■

Nota. El gráfico representa el proceso del desarrollo de la investigación. Fuente: Propia.

6.1.5. Información Recopilada

6.1.5.1. La operación

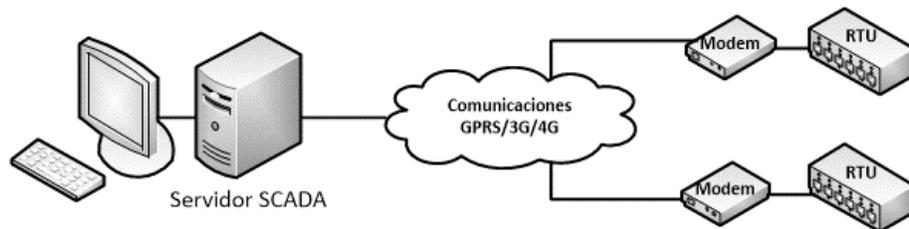
La operación de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural está constituida por un sistema de transporte, un sistema de distribución y una serie de instalaciones auxiliares (City Gate, Descompresoras, Actuadores, Estaciones de regulación de Distrito, Estaciones de regulación de industria y Estaciones de gas natural vehicular) encargadas de la regulación de la presión y corte de suministro, con el fin de suministrar gas natural a sus clientes.

Figura 5. Esquema general para la distribución y comercialización de gas natural

Nota. El gráfico representa los procesos que componen la estructura de producción y distribución de gas natural. Fuente: Propia.

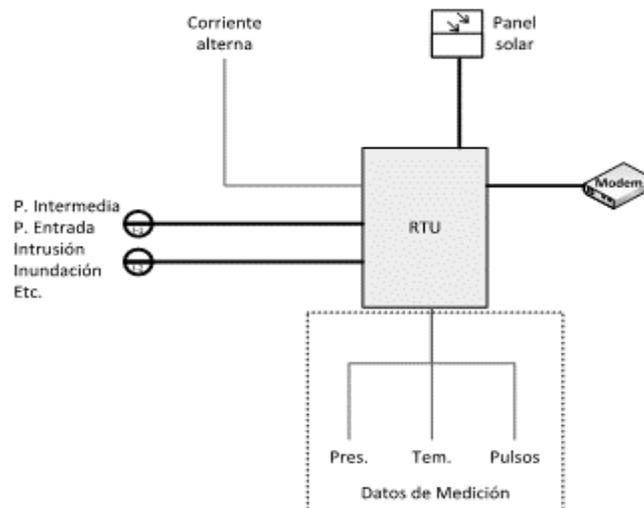
6.1.5.2. Monitoreo de la operación

A nivel normativo, los sistemas de telemetración son indispensables para garantizar la continuidad de los servicios, para este caso en particular busca garantizar la seguridad del mismo, y están compuestos por una parte inherente a la medición y otra a la comunicación, pero aterrizado a la realidad, hay una tercera parte que los compone y es la sistematización de la información a través del SCADA, que dispone la información en despliegues HMI para ser interpretada y gestionada, este resulta ser un componente clave, dado que la estabilidad y eficiencia de este sistema garantiza la información de toda la operación en tiempo real.

Figura 6. Sistema de comunicación

Nota. El gráfico representa la estructura básica del sistema de comunicación de la empresa en estudio. Fuente: Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural, 2020.

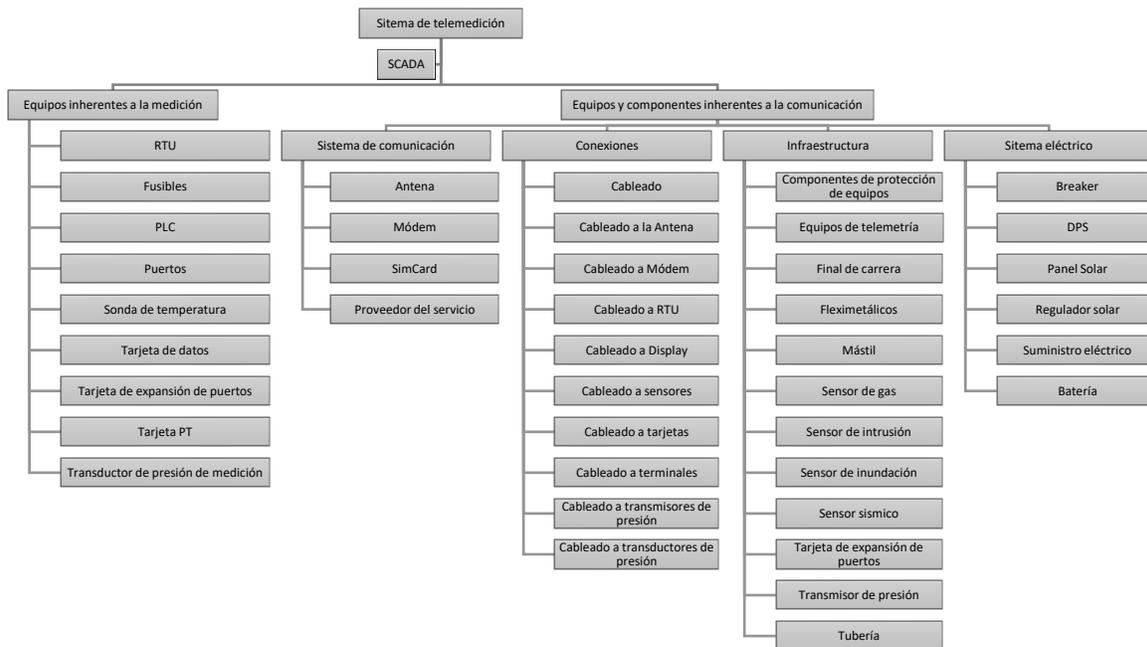
Las Unidades terminales remotas distribuidas a lo largo de las instalaciones auxiliares de la empresa, reciben la información proporcionada a través de los componentes de medición (transductores, transmisores, sondas, sensores entre otros), la organizan y la envían a través del sistema de telecomunicación y un operador a los servidores SCADA para que esta sea evaluada y discriminada por él.

Figura 7. Recolección de datos

Nota. La figura representa el esquema básico del sistema de recolección de datos. Fuente: Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural, 2020.

En ese orden de ideas, se conocerá como sistema de telemetría los equipos que comprometen la comunicación de la instalación auxiliar con el SCADA.

Figura 8. Discriminación de los componentes de un sistema de telemetración



Nota. El gráfico representa la discriminación de los componentes del sistema de telemetración. Fuente: Propia.

6.1.5.3. Disposiciones generales del mantenimiento de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural

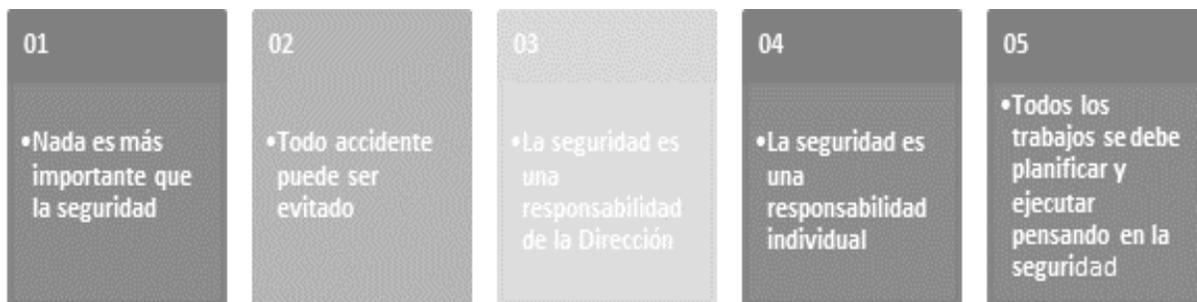
La política o estrategia de mantenimiento en la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural consiste en definir los objetivos técnico-económicos del servicio, así como los métodos a implementar y los medios necesarios para alcanzarlos. Algunos objetivos son:

- Máxima disponibilidad sin importar el costo.
- A un coste fijando en el presupuesto.

- Asegurar un rendimiento.
- Garantizar la seguridad.
- Maximizar los trabajos programados, reduciendo las urgencias.
- Reducir las improvisaciones.

Dentro de la política se establece que la seguridad es primero, al inicio, durante y al finalizar cualquier actividad, todos los colaboradores deben cumplir cada una de las condiciones de seguridad. Para esto, la empresa en estudio ha dispuesto 5 principios que pone a conocimiento de todos sus colaboradores.

Figura 9. Principios de seguridad de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural



Nota. El gráfico representa los cinco principios fundamentales de seguridad de la empresa en estudio. Fuente: Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural, 2020.

6.1.5.3.1. Planeación del mantenimiento preventivo del sistema de telemetría. El Centro de Control de la empresa en estudio determinó a través de un análisis de criticidad de las estaciones la cantidad de visitas de mantenimiento al sistema de telemetría por estación según el tipo; este análisis se basó en el riesgo operativo que representa una estación de acuerdo a su tipo, como resultado, las estaciones más críticas como City

Gates, Descompresoras, Actuadores y estaciones de regulación de Distrito deben ser visitadas 2 veces anualmente, y estaciones menos críticas para la operación como estaciones de regulación de industria, estaciones de gas natural vehicular, Datalogger, Odorizadores y Puntos de control deben ser visitas anualmente.

Figura 10. *Planeación del mantenimiento preventivo*



Nota. El gráfico representa las etapas que componen la planeación del mantenimiento preventivo. Fuente: Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural, 2020.

Esta información es suministrada a Planificación de mantenimiento e integridad (PMI), área responsable de la planificación, verificación y análisis de los resultados de las órdenes de trabajo realizadas en campo y de los registros en el sistema de gestión del mantenimiento. PMI realizará la creación y liberación mensual de las OT del Plan de mantenimiento (PdM) preventivo en el sistema de gestión del mantenimiento para su ejecución.

6.1.5.3.2. Ejecución del mantenimiento del sistema de telemetría. La empresa en estudio dispuso que la ejecución del mantenimiento al sistema de telemetría lo ejecutaría una empresa contratista que será seleccionada por el personal de compras de acuerdo con las ofertas de las empresas que participen en el concurso y licitación después de la preselección dispuesta por el Centro de control. Para la contratación:

- Se cuenta con un personal de 10 técnicos repartidos para las Brigadas, 8 para las filiales GN-GNCB-D7 y 2 para las filiales GOR-GNACER.
- Se cobrará la visita de manera individual y los repuestos por aparte, estos costos varían de acuerdo con el tipo de mantenimiento, ya sea preventivo o correctivo, y de acuerdo a la filial en donde se ejecute.
- Los tiempos de respuesta varían de acuerdo a la criticidad operativa que representa una estación, para descompresoras y la City Gate de Bucaramanga las fallas de comunicación no deben durar más de 1h (una hora) si la falla cumple con este tiempo debe enviarse personal inmediatamente, para otras City Gate, Actuadores y estaciones de regulación de distrito el tiempo de respuesta debe ser no mayor a 24h (veinticuatro horas) y las demás el tiempo de respuesta no debe ser superior a 3 (tres) días. Esta condición puede ajustarse y hacer excepciones en casos particulares.

Las labores de mantenimiento las dispuso el Centro de control como se muestra a continuación:

Tabla 3. *Actividades del mantenimiento preventivo del sistema de telemetría*

<i>RG</i> <i>Revisión general</i>	Revisión de parámetros (Calibración no asociada a medición)
	Verificación de señales Digitales
	Actualizaciones de configuración y verificación de comunicación
	Revisión general, organización de cableado, detección de anomalías y fallas
	Limpieza general
<i>PC</i> <i>Prueba de control</i>	Simulación de órdenes y comprobación de la autonomía de las RTU
	Pruebas de escritura
	Activación de solenoides
<i>SE</i> <i>Sistema eléctrico</i>	Verificación de tierras (normativa RETIE)
	Revisión general de alimentación por panel

Nota. La tabla muestra las actividades que se realizan durante el mantenimiento preventivo del sistema de telemetría. Fuente: («¿Qué es?» Grupo Vanti, 2020c)

6.2. Análisis de la Información

6.2.1. Taxonomía

La taxonomía se desarrolla con el objetivo de identificar, ordenar y codificar el sistema de telemetría de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural, así identificando el sistema, subsistemas, equipos y componentes, basados bajo esa información se procede a realizar la codificación.

Figura 11. Taxonomía del sistema de telemedición

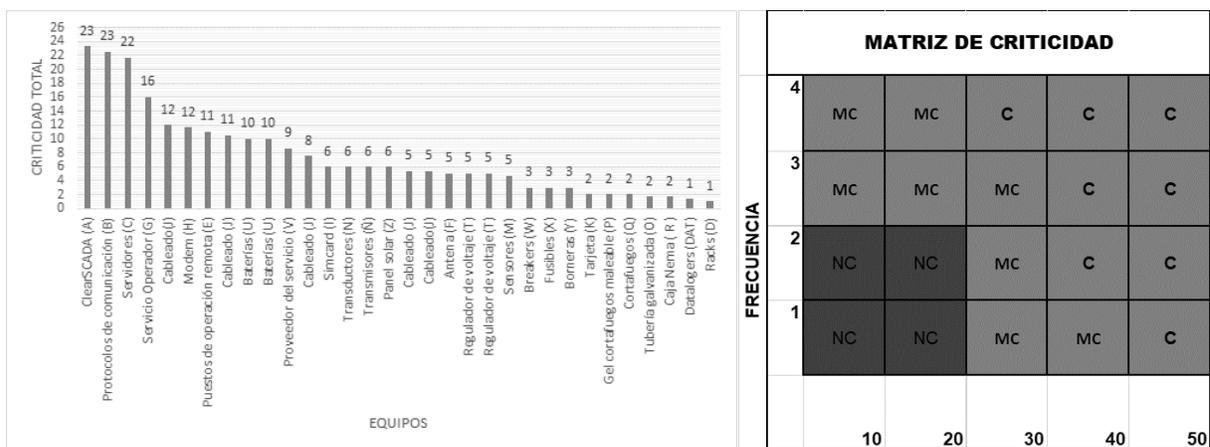
SISTEMA	SUBSISTEMAS	EQUIPO	COMPONENTE	CÓDIGO
Sistema de Telemetría de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural	Sistema SCADA (S)	Software (SOF)	ClearSCADA (A)	STV-S-SOF-A
			Protocolos de comunicación (B)	STV-S-SOF-B
		Hardware (HAR)	Servidores (C)	STV-S-HAR-C
			Racks (D)	STV-S-HAR-D
			Puestos de operación remota (E)	STV-S-HAR-E
	Redes de comunicación con unidades remotas de campo.(R)	Sistema de transmisión de datos (STD)	Antena (F)	STV-R-STD-F
			Servicio Operador (G)	STV-R-STD-G
			Modem (H)	STV-R-STD-H
			Simcard (I)	STV-R-STD-I
		Tarjeta de A.Datos (TSD)	Cableado (J)	STV-R-STD-J
			Cableado (J)	STV-R-TSD-J
			Tarjeta (K)	STV-R-TSD-K
	Captadores de datos (C)	Unidad Terminal Remota (RTU)	Cableado (J)	STV-C-RTU-J
		Instrumentación de campo (IDC)	Sensores (M)	STV-C-IDC-M
			Transductores (N)	STV-C-IDC-N
			Transmisores (Ñ)	STV-C-IDC-Ñ
		Sistema de protección de equipos (SPE)	Tubería galvanizada (O)	STV-C-SPE-O
			Gel cortafuegos maleable (P)	STV-C-SPE-P
			Cortafuegos (Q)	STV-C-SPE-Q
		Caja Nema (R)	STV-C-SPE-R	
	Datalogers (DAT)		STV-C-DAT	
	Sistema eléctrico. (E)	SISTEMA DE CORRIENTE ALTERNA (SAC)	Regulador de voltaje (T)	STV-E-SAC-T
			Baterías (U)	STV-E-SAC-U
Cableado(J)			STV-E-SAC-J	
Proveedor del servicio (V)			STV-E-SAC-V	
Breakers (W)			STV-E-SAC-W	
SISTEMA DE CORRIENTE DIRECTA (SDC)		Fusibles (X)	STV-E-SAC-X	
		Borneras (Y)	STV-E-SAC-Y	
		Regulador de voltaje (T)	STV-E-SDC-T	
		Baterías (U)	STV-E-SDC-U	
		Cableado(J)	STV-E-SDC-J	
Panel solar (Z)	STV-E-SDC-Z			

Nota. El gráfico representa el resultado de la taxonomía del sistema de telemetría de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural. Fuente: Propia.

6.2.2. *Análisis de criticidad*

Se desarrolla bajo la metodología de cuantificar las consecuencias o fallas de todos los componentes del sistema de telemetría de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural, lo que permite identificar cuáles son los eventos que están generando mayor repercusión dentro del sistema.

Figura 12. Matriz de Criticidad



<p>Frecuencia de Fallas Pobre mayor a 2fallas/año = 4 Promedio 1 - 2 fallas/año = 3 Buena 0.5 - 1 fallas/año = 2 Excelente menos de 0,5 fallas/año = 1</p>	<p>Flexibilidad Operacional No existe opción de producción y no hay función de repuesto = 4 Hay opción de repuesto compartido/Almacén = 2 Función de repuesto disponible = 1</p>
<p>Impacto en Seguridad Ambiente Higiene Afecta la seguridad humana tanto externa como interna y requiere la notificación a entes externos de la organización = 8 Afecta el ambiente /instalaciones = 7 Afecta las instalaciones causando daños severos = 5 Provoca daños menores (ambiente - seguridad) = 3 No provoca ningún tipo de daño a personas, instalaciones o al ambiente = 1</p>	<p>Costo de Mantenimiento Mayor o igual a \$ 2000000 = 2 Inferior a \$2000000 = 1</p>
	<p>Impacto Operacional Perdida de todo el despacho = 10 parada del sistema o subsistema y tiene repercusión en otros sistemas = 7 Impacta en niveles de inventario o calidad = 4 No genera ningún efecto significativo sobre operaciones y producción = 1</p>

Nota. El gráfico representa el análisis de Criticidad organizado de manera descendente del sistema de telemetría de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural.

Fuente: Propia.

6.2.3. Análisis de Pareto

Se realiza un análisis de Pareto para identificar el 80 % de los eventos correctivos más frecuentes presentados en el año 2018, se evidencia que el año 2018 se presentaron 1061 eventos correctivos.

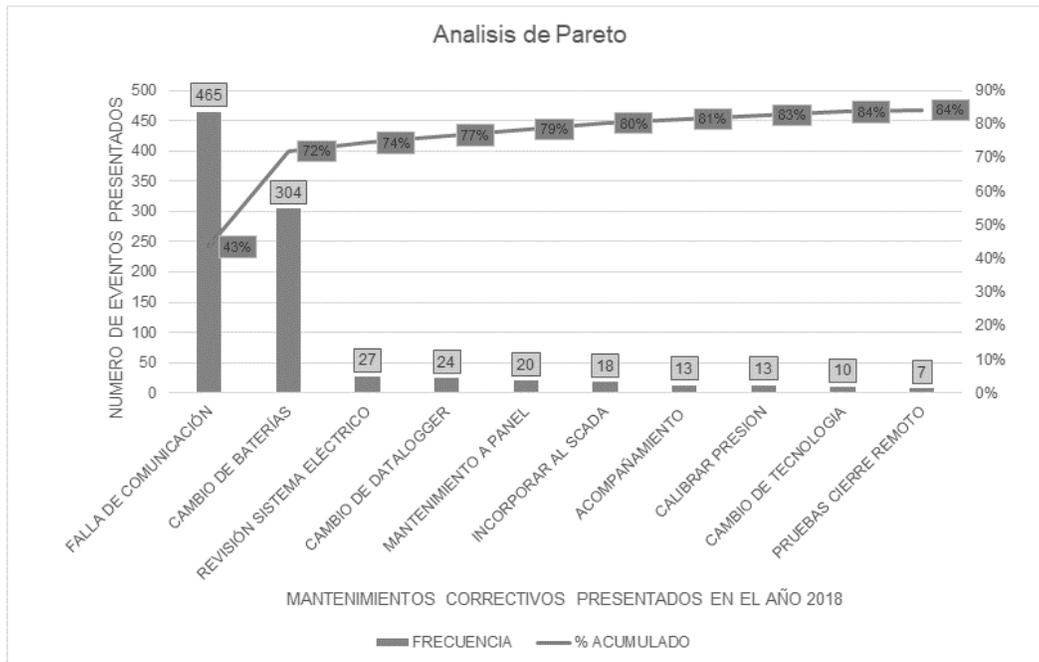
Figura 13. Resumen de Reporte SAP 2018

CIERRE REPORTE DE SAP PM 2018											
MES	PREVENTIVO EN BOGOTÁ	PREVENTIVO CUNDI & SABANA	PREVENTIVO SANTANDER	PREVENTIVO CESAR	CORRECTIVO EN BOGOTÁ	CORRECTIVO CUNDI & SABANA	CORRECTIVO SANTANDER	CORRECTIVO CESAR	PREVENTIVO MENSUAL	CORRECTIVO MENSUAL	TOTAL MENSUAL MTTOS
ENERO	61	17	8	0	88	30	13	1	86	132	218
FEBRERO	56	24	12	0	79	15	5	0	92	99	191
MARZO	50	27	9	11	55	13	17	0	97	85	182
ABRIL	40	26	8	0	65	30	8	0	74	103	177
MAYO	39	28	6	0	45	12	11	0	73	68	141
JUNIO	39	29	8	0	39	10	9	0	76	58	134
JULIO	52	31	9	0	44	12	8	0	92	64	156
AGOSTO	41	31	8	0	52	16	9	7	80	84	164
SEPTIEMBRE	54	28	6	10	40	13	7	0	98	60	158
OCTUBRE	48	33	7	0	65	35	9	0	88	109	197
NOVIEMBRE	33	32	11	0	60	29	6	1	76	96	172
DICIEMBRE	36	30	8	0	68	28	6	1	74	103	177
					TOTAL PREV ANUAL					TOTAL ANUAL MTTOS	2067
PREVENTIVO ANUAL	549	336	100	21	1006				TOTAL CORR ANUAL	COSTOS MTTOS TELEMETRÍA 2018	
CORRECTIVO ANUAL					700	243	108	10	1061	\$ 478.145.000	

Nota. El gráfico representa el resumen del cierre de SAP PM 2018. Fuente: Propia.

Figura 14. Resumen de Análisis de Pareto

NOVEDADES CORRECTIVAS					
FALLA	FRECUENCIA	PORCENTAJE	ACUMULADO	% ACUMULADO	
FALLA DE COMUNICACIÓN	465	43,46%	465	43%	
CAMBIO DE BATERÍAS	304	28,41%	769	72%	
REVISIÓN SISTEMA ELÉCTRICO	27	2,52%	796	74%	
CAMBIO DE DATALOGGER	24	2,24%	820	77%	
MANTENIMIENTO A PANEL	20	1,87%	840	79%	
INCORPORAR AL SCADA	18	1,68%	858	80%	



Nota. El gráfico representa el análisis de Pareto de las fallas que se presentan en el sistema de telemetría de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural. Fuente: Propia.

Dentro del análisis de Pareto desarrollado se identifica que los mayores eventos presentados es la falla de comunicación por lo tanto se realiza un análisis de causa y efecto.

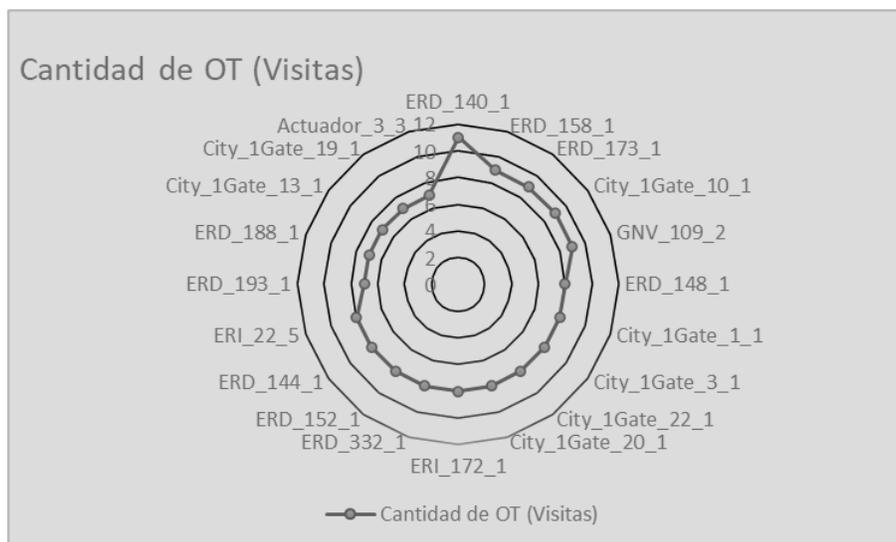
Figura 15. Diagrama de Causa y Efecto



Nota. El gráfico representa el Diagrama de Causa y Efecto del 80% de las fallas identificadas en el análisis de Pareto. Fuente: Propia.

De acuerdo con los reportes recibidos en el centro de control, se realiza la caracterización de las estaciones que presentan mayores eventualidades dentro del periodo evaluado.

Figura 16. Resumen de mayor número de visitas generadas en el año 2018



Nota. El gráfico representa los resultados del análisis por número de intervenciones correctivas generadas en el año 2018. Fuente: Informe cierre mantenimiento 2018 de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural.

6.3.Propuesta(s) de Solución

De acuerdo con el análisis del diagrama de causa y efecto se detectaron los siguientes puntos a mejorar en la gestión de mantenimiento:

- Planificación y rendimiento de costos del mantenimiento preventivo
- Plan de capacitaciones
- Ineficiencia de mantenimiento y material en stock
- Reportes e informes
- Análisis y planes de acción
- Motivaciones

6.3.1. *Planificación y rendimiento de costos del mantenimiento preventivo*

Cuando se elaboró la planificación se tuvo en cuenta la criticidad operativa que representaba el tipo de estación. Una vez realizado el análisis se encontró que las estaciones prioritarias no suelen presentar fallas de comunicación recurrentes a diferencia de las otras, se debe considerar reducir la cantidad de visitas preventivas a una anualmente para estas estaciones, esto ampliará la disponibilidad de las brigadas para dar cumplimiento a los tiempos de respuesta en caso de fallas y mantenimientos correctivos además de reducir los costos en preventivos.

Actualmente la cantidad de mantenimientos preventivos es de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$MP = (2 \times NEP) + NER$$

Donde:

- MP = Número de mantenimientos preventivos
- NEP = Número de estaciones prioritarias

- NER = Número de estaciones restantes

Al visitar las estaciones prioritarias de manera anual se reduce la cantidad de mantenimientos preventivos de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$MP = NEP + NER$$

6.3.2. Plan de capacitaciones

Se encontró que el personal de mantenimiento tercerizado actualmente no cuenta con un plan de capacitación adecuado, por lo cual es necesario establecer estrategias de capacitación y ejecutar un plan canguro de seis meses en donde reciben el acompañamiento del personal experimentado que será el líder de brigada, el cual establecerá todas las actividades de mantenimiento que serán evaluadas y supervisadas.

6.3.3. Ineficiencia de mantenimiento y material en stock

- Es necesario consultar de manera diaria al Centro de control la continuidad de las fallas previamente reportadas, esto con el fin de evitar visitas correctivas innecesarias, además esto permite elaborar día a día la traza de rutas estratégicas incorporando los mantenimientos correctivos que se detectan la noche anterior para mejorar los tiempos de respuesta.
- Dentro del análisis de Pareto se encontraron algunas fallas que pueden ser corregidas desde el mantenimiento preventivo:
- Cambio de baterías: el personal debe cargar baterías de tipo alcalino, litio, secas en stock para el momento de realizar su reemplazo. Es necesario que el personal de telemetría sea capacitado por el área de medición para que al momento de realizar esta maniobra no se vean afectados los equipos de medición, por otro lado, es necesario el cambio de baterías por unas de mayor capacidad que

aseguren el funcionamiento continuo del sistema en las estaciones que presentan intermitencia, así mismo, debido al tamaño de este tipo de baterías, se debe incluir el cambio de las cajas Nema de mayor capacidad y amplitud para estos equipos.

- Revisión del sistema eléctrico: la ejecución de mantenimientos preventivos a estaciones que cuentan con fallas en su acometida eléctrica debe realizarse con el acompañamiento del personal encargado del suministro eléctrico para su solución inmediata.
- Cambio de datalogger: el personal debe cargar en su stock equipos datalogger para realizar el cambio en el mantenimiento preventivo, para reducir la cantidad de intervenciones correctivas relacionadas con el cambio de datalogger.
- Mantenimiento a paneles: las estaciones que cuentan con fallas de comunicación o intermitencias debido a la capacidad del panel requieren ser discriminadas para realizar el cambio a uno con mayor capacidad, por otro lado, las estaciones cuyo panel se encuentra ubicado en un mástil requieren una preparación y acompañamiento de personal certificado en alturas y la contratación de andamios certificados para la limpieza y mantenimiento de estos equipos, además permitirá la detección de roturas o fallas físicas del mismo.
- Incorporación de nuevas estaciones al SCADA: este tipo de actividades no corresponde a mantenimientos preventivos ni correctivos, por lo cual se requiere que el personal del área de construcción sea el encargado de coordinar con el servicio técnico y con el personal de PMI este tipo de actividades por fuera de la gestión de mantenimiento.

6.3.4. Reportes e informes

La información registrada en los reportes de mantenimiento debe ser más clara y específica para ser consignada en el sistema de gestión de mantenimiento, esto con el fin de poder obtener información crítica para posteriores estudios y establecer planes de acción. Es posible brindar herramientas para elaborar los informes digitales durante las labores de mantenimiento y ser consignada esta información en el sistema de gestión de mantenimiento de manera oportuna. Se evidenció que la consignación de información en los formatos de informes no es homogénea, clara y consecuente, por esta razón se considera que los formatos de informes deben ser actualizados, y el personal debe ser capacitado para consignar la información en ellos.

6.3.5. Análisis y planes de acción

Se identifica que el seguimiento al mantenimiento está restringido a la ejecución o no del mismo. Se considera que debe realizarse una evaluación periódica de las actividades del mantenimiento preventivo sujeta a los hallazgos para establecer en el plan de mantenimiento nuevas actividades.

6.3.6. Motivaciones

La información en tiempo real se convirtió con el pasar del tiempo en una parte crítica de la operación, ha permitido detectar fallas de regulación a tiempo para evitar riesgos por sobrepresión en el sistema e incumplimientos a los clientes por falta de suministro, es decir, el sistema de telemetría permite a la empresa centrarse en la gestión crítica del negocio. Por otro lado, si la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural tiene el control en la ejecución y seguimiento al mantenimiento del sistema de telemetría le permite el control de la compra de materiales, equipos e insumos de manera eficiente para dar solución a las fallas detectadas en campo, facilita la toma de decisiones, permite el estudio de la gestión y planeación

del mantenimiento y la detección de falencias en él; por estas razones se considera que el personal encargado del mantenimiento de telemetría no debe estar subcontratado; este es un tema sensible para las empresas, sin embargo en este caso particular se considera la contratación directa una motivación al personal como una estrategia de mejora, no solo porque esta idea posibilita recortar costos de mantenimiento, sino porque estimula a las brigadas a sensibilizarse y empatizar con activos corporativos y así mismo desarrollar sentido de pertenencia con la empresa, mejorando su desempeño al momento de ejecutar sus labores diarias.

Si bien la motivación no es un indicador medible, si se puede enfatizar como la contratación directa impacta en la calidad de vida de los trabajadores al darles los beneficios corporativos de la empresa en estudio y mejora sus niveles salariales, estas mejoras tienen a su vez un impacto en la eficiencia del personal brigadista durante las labores de mantenimiento al poder enfocar su concentración en el trabajo y no en sus necesidades personales.

7. Impactos esperados

Es importante este trabajo por el impacto que tiene a nivel nacional. Las estrategias planteadas en el capítulo de propuestas de solución operan bajo el efecto dominó y estima impactar en los siguientes puntos:

- Disminución de visitas preventivas en 20%
- Reducción en gastos por visitas de un 19% eliminando la contratación tercerizada y contratando un equipo más para GN-GNCB-TGID7 y otro para GOR-GNCER
- Posibilidad de ampliar la contratación del personal disponible para trabajos de telemetría en un 20%
- Incorporar un contrato para realizar mantenimiento general y limpieza de paneles con mástil, debe incluir personal con certificado en alturas y andamios certificados.
- Mejorar la disponibilidad de las unidades al reducir las visitas preventivas en un 20%
- Mejorar la disponibilidad de unidades para atención de correctivos en un 10% incrementando las unidades disponibles
- Mejorar el indicador de comunicación en estaciones con paneles a los que no se les ha realizado limpieza y se encuentran cubiertos en un 3%
- Mejorar el indicador de comunicación en un 1% debido a la atención de correctivos de manera oportuna ya que se tiene mayor disponibilidad de personal.
- Reducir las estaciones fuera de línea por fallas AC incorporando sistema de alimentación por panel o reubicando el mismo en un 20%, así mismo mejorando el indicador de comunicación en un 2%

- Mejora de sueldos en un 40%
- Mejora en beneficios corporativos 100%
- Mejoras económicas no salariales 40%

8. Análisis financiero

En las disposiciones generales del mantenimiento de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural, se establece que los cobros de visita varían de acuerdo con el tipo de mantenimiento, ya sea preventivo o correctivo, y de acuerdo con la filial en donde se ejecute de acuerdo con el siguiente esquema:

Figura 17. Costos por visitas en el año 2018

COSTO PREVENTIVO GN	COSTO PREVENTIVO CUNDI-TGID7	COSTO PREVENTIVO GOR	COSTO PREVENTIVO GNACER	COSTO CORRECTIVO GN	COSTO CORRECTIVO CUNDI-TGID7	COSTO CORRECTIVO GOR	COSTO CORRECTIVO GNACER
\$ 200.000	\$ 225.000	\$ 750.000	\$ 780.000	\$ 145.000	\$ 155.000	\$ 525.000	\$ 550.000

Nota. El gráfico representa los resultados del análisis de los costos por visitas en el año 2018. Fuente: Propia.

De acuerdo con la figura 13 que contiene la información de órdenes de trabajo por filial en el 2018, y el costo de ejecución de cada una de ellas establecido en la figura 15, se calcula el costo de las visitas de mantenimiento preventivas y correctivas al sistema de telemetría durante el 2018 para un total de \$478.145.000 (cuatrocientos setenta y ocho millones, ciento cuarenta y cinco mil pesos):

Figura 18. Costos de mantenimiento en el año 2018

MES	PREVENTIVO EN BOGOTÁ	PREVENTIVO CUNDI & SABANA	PREVENTIVO SANTANDER	PREVENTIVO CESAR	CORRECTIVO EN BOGOTÁ	CORRECTIVO CUNDI & SABANA	CORRECTIVO SANTANDER	CORRECTIVO CESAR	PREVENTIVO MENSUAL	CORRECTIVO MENSUAL
ENERO	\$ 12.200.000	\$ 3.825.000	\$ 6.000.000	\$ -	\$ 12.760.000	\$ 4.650.000	\$ 6.825.000	\$ 550.000	\$ 22.025.000	\$ 24.785.000
FEBRERO	\$ 11.200.000	\$ 5.400.000	\$ 9.000.000	\$ -	\$ 11.455.000	\$ 2.325.000	\$ 2.625.000	\$ -	\$ 25.600.000	\$ 16.405.000
MARZO	\$ 10.000.000	\$ 6.075.000	\$ 6.750.000	\$ 8.580.000	\$ 7.975.000	\$ 2.015.000	\$ 8.925.000	\$ -	\$ 31.405.000	\$ 18.915.000
ABRIL	\$ 8.000.000	\$ 5.850.000	\$ 6.000.000	\$ -	\$ 9.425.000	\$ 4.650.000	\$ 4.200.000	\$ -	\$ 19.850.000	\$ 18.275.000
MAYO	\$ 7.800.000	\$ 6.300.000	\$ 4.500.000	\$ -	\$ 6.525.000	\$ 1.860.000	\$ 5.775.000	\$ -	\$ 18.600.000	\$ 14.160.000
JUNIO	\$ 7.800.000	\$ 6.525.000	\$ 6.000.000	\$ -	\$ 5.655.000	\$ 1.550.000	\$ 4.725.000	\$ -	\$ 20.325.000	\$ 11.930.000
JULIO	\$ 10.400.000	\$ 6.975.000	\$ 6.750.000	\$ -	\$ 6.380.000	\$ 1.860.000	\$ 4.200.000	\$ -	\$ 24.125.000	\$ 12.440.000
AGOSTO	\$ 8.200.000	\$ 6.975.000	\$ 6.000.000	\$ -	\$ 7.540.000	\$ 2.480.000	\$ 4.725.000	\$ 3.850.000	\$ 21.175.000	\$ 18.595.000
SEPTIEMBRE	\$ 10.800.000	\$ 6.300.000	\$ 4.500.000	\$ 7.800.000	\$ 5.800.000	\$ 2.015.000	\$ 3.675.000	\$ -	\$ 29.400.000	\$ 11.490.000
OCTUBRE	\$ 9.600.000	\$ 7.425.000	\$ 5.250.000	\$ -	\$ 9.425.000	\$ 5.425.000	\$ 4.725.000	\$ -	\$ 22.275.000	\$ 19.575.000
NOVIEMBRE	\$ 6.600.000	\$ 7.200.000	\$ 8.250.000	\$ -	\$ 8.700.000	\$ 4.495.000	\$ 3.150.000	\$ 550.000	\$ 22.050.000	\$ 16.895.000
DICIEMBRE	\$ 7.200.000	\$ 6.750.000	\$ 6.000.000	\$ -	\$ 9.860.000	\$ 4.340.000	\$ 3.150.000	\$ 550.000	\$ 19.950.000	\$ 17.900.000
									\$ 276.780.000	\$ 201.365.000
	\$ 109.800.000	\$ 75.600.000	\$ 75.000.000	\$ 16.380.000	\$ 101.500.000	\$ 37.665.000	\$ 56.700.000	\$ 5.500.000	TOTAL ANUAL	
	TOTAL ANUAL PREVENTIVOS				TOTAL ANUAL CORRECTIVOS				\$ 478.145.000	
	\$ 276.780.000				\$ 201.365.000					

Nota. El gráfico representa el costo generado en mantenimiento segregado por meses en el año 2018. Fuente: Propia.

Se calcula el costo de las visitas de mantenimiento para el 2018 si se reducen las visitas de mantenimiento preventivo a una visita anual por estación teniendo en cuenta que la mayoría de las fallas de comunicación no se concentran en las estaciones de tipo CG, CGV, ACT y ERD, para un total de \$406.085.000 (Cuatrocientos seis millones, ochenta y cinco mil pesos):

Figura 19. *Simulación de costos durante el año 2018 con una visita preventiva por estación*

FILIALES					
CG-ACT-ERD-GNC	GN	GNCB-TGID7	GOR	GNCER	TOTAL
Cantidad de estaciones	147	56	38	2	243
Costo por mantenimiento	\$ 200.000	\$ 225.000	\$ 750.000	\$ 780.000	
Total	\$ 29.400.000	\$ 12.600.000	\$ 28.500.000	\$ 1.560.000	\$ 72.060.000
COSTO REDUCIENDO LA CANTIDAD DE PREVENTIVOS					\$ 406.085.000

Nota. El gráfico representa la simulación del costo en el año 2018 reduciendo las visitas preventivas. Fuente: Propia.

Se calcula el costo de las visitas de mantenimiento para el 2018 si el personal hubiese estado contratado directamente, teniendo en cuenta que para el 2018 el salario del personal técnico se aproximaba a \$1'400.000 (millón cuatrocientos mil pesos) y unos beneficios no salariales aproximados de \$600.000 (seiscientos mil pesos) y que de acuerdo a las disposiciones generales del mantenimiento de la empresa comercializadora y distribuidora de Gas Natural para telemetría, se contaban con 10 técnicos, para un total de \$325.680.000 (Trecientos veinticinco millones, seiscientos ochenta mil pesos):

Figura 20. *Simulación de costos durante el año 2018 con contratación directa*

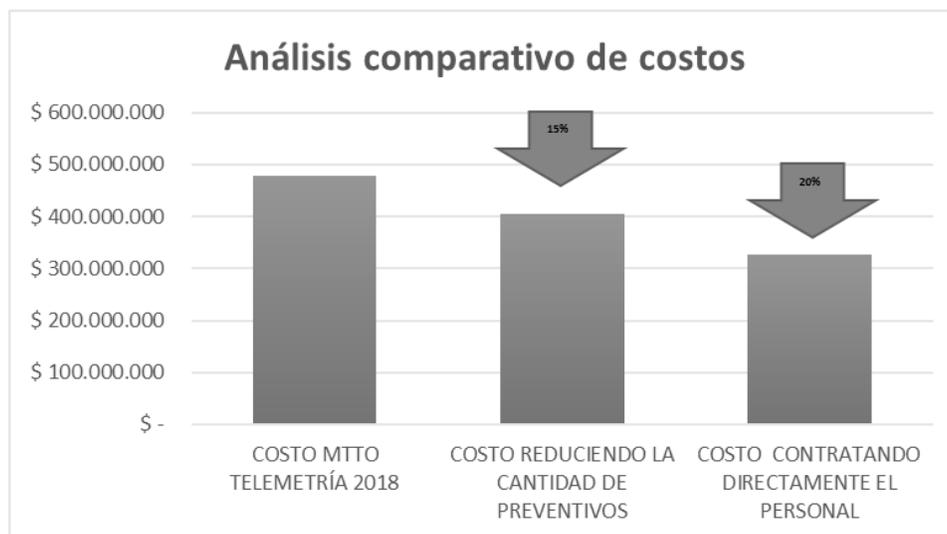
PERSONAL	SALARIO ESTIMADO	COSTO ESTIMADO MENSUAL	COSTO ESTIMADO MENSUAL + BENEFICIOS	COSTO ESTIMADO ANUAL
10	\$ 1.400.000	\$ 2.114.000	\$ 2.714.000	\$ 325.680.000

Nota. El gráfico representa la estimación del costo si se hubiera realizado la contratación directa. Fuente: Propia.

Se comparan los resultados encontrando una reducción de costos de mantenimiento de un 15% reduciendo la cantidad de mantenimientos preventivos a una visita por estación de manera anual, y una reducción del 20% si se realiza la contratación directa del personal encargado del mantenimiento de telemetría.

Figura 21. Análisis comparativo de costos de mantenimiento de 2018

COSTO MTO TELEMETRÍA 2018	COSTO REDUCIENDO LA CANTIDAD DE PREVENTIVOS	COSTO CONTRATANDO DIRECTAMENTE EL PERSONAL
\$ 478.145.000	\$ 406.085.000	\$ 325.680.000
Porcentaje	15%	20%



Nota. El gráfico representa la comparación de los costos generados por el mantenimiento en la telemetría de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural en el año 2018.

Fuente: Propia.

9. Conclusiones y recomendaciones

9.1. Conclusiones

En esta investigación se planteó una propuesta de mejora del plan de mantenimiento preventivo a los sistemas de telemetría de las estaciones de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural a nivel nacional, que asegure el rendimiento de recursos y reduzca la cantidad de mantenimientos preventivos y correctivos, inmediatos y urgencias.

Lo más importante del proceso de análisis fue la detección de sobrecostos en mantenimientos correctivos debido a la cantidad de visitas realizadas a estaciones para realizar labores que pueden ser desarrolladas durante el mantenimiento preventivo, adicional a la detección de sobrecostos debido a la frecuencia anual de visitas preventivas a estaciones cuya naturaleza en sus sistemas de telemetría mantienen una operación de comunicación estable.

Uno de los factores que contribuye al análisis es la aplicación del Diagrama de Pareto, lo cual permitió establecer el 80% de los mantenimientos correctivos al sistema de telemetría de la Empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural, para ello se realizó el análisis mediante el diagrama de causa y efecto, permitiendo identificar las causales de este porcentaje, detectando posibles nuevas acciones para el desarrollo de las labores de mantenimientos preventivos y planteando de esta forma las propuestas de solución que permitan mejorar los indicadores de comunicación.

Lo más difícil del planteamiento fue el análisis financiero donde se identifica que al realizar la contratación del personal de mantenimiento de manera directa por la compañía, reduciría hasta un 20% de los gastos generados anualmente, sin embargo, este es un tema sensible para la empresa dada la naturaleza de su estrategia y razón de ser.

9.2.Recomendaciones

- Aplicar las actividades propuestas como resultado de la investigación para lograr obtener las mejoras en confiabilidad y reducción de costos.
- Dar continuidad a estrategias de mejora en el plan de mantenimiento de manera anual.
- Dar continuidad a la presente investigación y recopilar las lecciones aprendidas.
- Elaborar un manual de buenas prácticas de mantenimiento al sistema de telemetría.
- Mantener una descripción de las actividades correctivas a través de la codificación que se realizó en el desarrollo de este proyecto.

10. BIBLIOGRAFÍA

Aguilar-Otero, J. R., Torres-Arcique, R., & Magaña-Jiménez, D. (s. f.). *Empleando criterios de riesgo y confiabilidad*. 13.

Alcaldía de Medellín. (s. f.). Alcaldía de Medellín. Recuperado 8 de septiembre de 2020, de https://www.medellin.gov.co/normograma/docs/resolucion_creg_0043_2010.htm

ANSI/ISA-18.2-2016, *Management of Alarm Systems for the Process Industries*. (s. f.).

Recuperado 5 de julio de 2020, de <https://www.isa.org/store/ansi/isa-182-2016,-management-of-alarm-systems-for-the-process-industries/46962374>

ANSI/ISA-101.01-2015, *Human Machine Interfaces for Process Automation Systems*. (s. f.).

Recuperado 5 de julio de 2020, de <https://www.isa.org/store/ansi/isa-10101-2015,-human-machine-interfaces-for-process-automation-systems/41921133>

Bibliotecas, D. N. de, Martínez Giraldo, L. A., Martínez Giraldo, L. A., & Martínez Giraldo, L. A. (2014). *Repositorio institucional UN* [Masters, Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín]. <http://www.bdigital.unal.edu.co/45948/>

Calderón Padrós, B. (2014). *Diseño de un Sistema de Medición y Supervisión de Gas Natural para Cuantificar, Controlar y Registrar el Consumo de una Planta Generadora de Ciclo Combinado*. *Universidad Privada Antenor Orrego*.
<http://repositorio.upao.edu.pe/handle/upaorep/603>

Castro Segura, J. E., & Posso García, R. (2015). *Diseño e implementación de un sistema de telemetría para el monitoreo de un sistema de generación de energía solar fotovoltaico*.
<http://repositorio.utp.edu.co/dspace/handle/11059/5637>

D-074-12 EQUIPOS DE TELEMETRIA A USUARIOS INDUSTRIALES Y ESTACIONES DE

GNV.pdf. (s. f.). Recuperado 5 de julio de 2020, de

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/a8a89bdf799f0fe05257afd0052f932/\\$FILE/D-074-](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/a8a89bdf799f0fe05257afd0052f932/$FILE/D-074-)

[12%20EQUIPOS%20DE%20TELEMETRIA%20A%20USUARIOS%20INDUSTRIALES%20Y%20ESTACIONES%20DE%20GNV.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/a8a89bdf799f0fe05257afd0052f932/$FILE/D-074-12%20EQUIPOS%20DE%20TELEMETRIA%20A%20USUARIOS%20INDUSTRIALES%20Y%20ESTACIONES%20DE%20GNV.pdf)

González, Q., & Alex, R. (2019). Diseño del sistema Scada para el área de recepción, almacenamiento y distribución de hidrocarburos líquidos en la planta Petroperú—Cusco. *Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco*.

<http://repositorio.unsaac.edu.pe/handle/UNSAAC/4177>

Gu, J.-C., Liu, C.-H., Chou, K.-Y., & Yang, M.-T. (2019). Research on CBM of the Intelligent Substation SCADA System. *Energies (19961073)*, *12*(20), 3892-3892.

<https://doi.org/10.3390/en12203892>

Gumaei, A., Hassan, M. M., Huda, S., Hassan, Md. R., Fortino, G., Camacho, D., & Del Ser, J. (2020). A robust cyberattack detection approach using optimal features of SCADA power systems in smart grids. *Applied Soft Computing*, 106658.

<https://doi.org/10.1016/j.asoc.2020.106658>

Imbeth, U., & Cecilia, C. (2019). *Retos en la infraestructura de telecomunicaciones en Colombia para la implementación de las redes eléctricas inteligentes*.

<https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/53428>

Landázuri, C. E. (2014). Operación Remota de la Distribución basada en la Supervisión y Control remotos de Reconectores. *Revista Técnica Energía*, 142-150.

- Lara, F., & Yinet, L. (2016a). *Análisis e Implementación de la Actualización del Centro de Control del Sistema SCADA de Gases de Occidente S.A. E.S.P.*
<http://repository.udistrital.edu.co/handle/11349/3409>
- Lara, F., & Yinet, L. (2016b). *Análisis e Implementación de la Actualización del Centro de Control del Sistema SCADA de Gases de Occidente S.A. E.S.P.*
<http://repository.udistrital.edu.co/handle/11349/3409>
- Monico Muñoz, J. A., & Rodríguez Mahecha, J. D. (2019). *Diseño de un modelo de prácticas y procedimientos de contingencias para la operación de las Centrales de Procesamiento de Fluidos (CPF's) de Campo Rubiales.*
<https://repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/7634>
- Mora, G., & Leonardo, J. (2015). Análisis de confiabilidad de equipos remotos de subestaciones y alimentadores en sistemas de telemedición. *instname: Universidad de los Andes.*
<https://repositorio.uniandes.edu.co/handle/1992/17753>
- Normograma del Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones [RESOLUCION_MINTIC_0473_2010].* (s. f.). Recuperado 8 de septiembre de 2020, de https://normograma.mintic.gov.co/mintic/docs/resolucion_mintic_0473_2010.htm
- Pérez-López, E., & Pérez-López, E. (2015a). Los sistemas SCADA en la automatización industrial. *Revista Tecnología en Marcha*, 28(4), 3-14.
- Pérez-López, E., & Pérez-López, E. (2015b). Los sistemas SCADA en la automatización industrial. *Revista Tecnología en Marcha*, 28(4), 3-14.
- ¿Qué es? (2020a, marzo 22). *Grupo Vanti*. <https://www.grupovanti.com/conocenos/el-gas-natural/que-es/>

¿Qué es? (2020b, marzo 22). *Grupo Vanti*. <https://www.grupovanti.com/conocenos/el-gas-natural/que-es/>

Rosales, C., Andrés, G., & 1992-. (2016). *Caso de estudios: Metrogas, gestión de emergencia*. <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/138282>

Salazar, C., & Gabriel, H. (2019). *Diseño de un sistema inteligente de monitoreo y control en tiempo real para tanques de almacenamiento de gasolina utilizando tecnología de hardware y software libre para pequeñas y medianas empresas* [Thesis, Universidad de Guayaquil. Facultad de Ciencias Matemáticas y Físicas. Carrera de Ingeniería En Networking y Telecomunicaciones]. <http://repositorio.ug.edu.ec/handle/redug/39347>

Torres Pérez, G. A., & Torres Pérez, G. A. (2014). *Estandarización del presupuesto plurianual de costos de mantenimiento y sus determinantes en la industria del Oil & Gas* [Info:eu-repo/semantics/masterThesis, Universidad EAFIT]. <http://repository.eafit.edu.co/handle/10784/5438>

Vidal, E., & Fontalvo, C. (2018). Alternativa para la generación de gas natural sintético a partir de una fuente de energía renovable mediante tecnología “Power to Gas” en Colombia. *Fuentes: El reventón energético*, 16(1), 71-79.