

**MÉTODOS Y ESTRATEGIAS PARA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE
PRODUCCIÓN DE CRUDO POR EVENTOS ELÉCTRICOS EN EL CAMPO
YARIGUÍ-CANTAGALLO**

**FABIO ALBERTO GOMEZ CASTILLO
YILMAR WALTER DIAZ CANO**

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

**MÉTODOS Y ESTRATEGIAS PARA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE
PRODUCCIÓN DE CRUDO POR EVENTOS ELÉCTRICOS EN EL CAMPO
YARIGUÍ-CANTAGALLO**

**FABIO ALBERTO GOMEZ CASTILLO
YILMAR WALTER DIAZ CANO**

**Monografía presentada para optar al título de Especialista en Sistemas de
Distribución de Energía Eléctrica**

**Director:
GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA
Doctor en Ingeniería Eléctrica**

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

DEDICATORIA

A mi esposa Dora y a mis hijas, por su paciencia, apoyo y motivación para seguir adelante y conseguir esta nueva meta.

También por el tiempo compartiendo esta experiencia y conocimientos a mi compañero y amigo e Ingeniero Yilmar Walter Díaz y su familia por la confianza que me brindo durante la etapa de estudio.

Fabio Alberto Gómez Castillo

A Dios por que siempre ha estado acompañándome en toda la etapa de mis estudios.

A mi Esposa Ivonne Yohana Ramirez Rangel y a Mis Hijos Andrés David Díaz Ramirez y Yilmar Esteban Díaz Ramirez.

A mis Padres, por enseñarme que la herencia más importante que un padre puede dejarle a su hijo es el estudio.

A mi amigo Fabio Alberto Gómez Castillo por su amistad, compromiso y dedicación para la realización de este trabajo.

Yilmar Walter Diaz Cano

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. OBJETIVOS	18
1.1 OBJETIVO GENERAL	18
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	18
2. ANTECEDENTES	19
2.1 RESEÑA HISTÓRICA	19
2.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	21
3. MARCO CONCEPTUAL	23
3.1 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO	25
3.2 CAUSAS DE LAS FALLAS DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA...	27
3.3 COSTO POR PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN	36
4. ANÁLISIS DE LOS ESTUDIOS REALIZADOS	40
4.1 GENERALIDADES	40
4.1.1 Estrategia	41
4.2 IMPLEMENTACIONES REALIZADAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	42
4.2.1 Sistema de sincronismo de los centros de generación con la red de distribución	43
4.2.2 Elementos Profauna.	46
4.2.3 Sistema de puestas tierra, apantallamiento y sobretensiones.	52
4.2.4 Pararrayo desionizador de la carga electrostática ⁵	58
4.2.5 Sistemas Prethorview y Linetview ⁶	60
4.2.6 Cable ecológico o semi aislado	64
4.2.7 Tecnologías no implementadas.	65
4.3 ANÁLISIS DE LOS BENEFICIOS DE LOS ELEMENTOS “PRO-FAUNA”	72

4.4 RESULTADOS.....	75
5. PROTECCIONES INTELIGENTES	82
5.1 AUTOMATIZACIÓN DE ANILLOS (LOOP AUTOMATION).....	83
5.1.1 Aplicaciones de sistemas de automatización en lazos cerrados.....	83
5.1.2 Reglas para operación en redes de lazo cerrados. ⁹	84
5.1.3 Esquemas de automatización de lazo. ⁹	84
5.1.4 Automatización de anillo inteligente y clásica.	85
5.1.5 Condiciones para la reconfiguración en automatización de anillo clásico.....	85
5.1.6 Condiciones para reconfiguración en automatización de bucles inteligentes.	86
5.1.7 Tiempo de control del enlace.	86
5.2 ANÁLISIS DE LA POSIBLE IMPLEMENTACIÓN DEL ANILLO INTELIGENTE	89
5.2.1. Primer Anillo.....	89
5.2.2 Segundo Anillo.....	89
5.2.3 Identificación de los reconectores presentes en los anillos.....	92
5.2.4 Clasificación de los reconectores presentes en los anillos.	96
5.2.5 Comportamiento ante fallas.	97
6. CONCLUSIONES	105
BIBLIOGRAFIA	107

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Precios promedios de barril de petróleo Brent 2012 a 2017	38
Tabla 2. Inversiones realizadas durante los años 2012 a 2017 para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico del campo Yariguí-Cantagallo	39
Tabla 3. Selección de conductores de los transformadores de corriente para el sistema de sincronismo y control de carga de los Centros de generación.	44
Tabla 4. Resumen de soluciones informe de la empresa Keraunos	53
Tabla 5. Diferida eléctrica por fluctuaciones de las señales de tensión	68
Tabla 6. Potencia generadores a gas disponibles	69
Tabla 7. Inversión aproximada Generación distribuida	71

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización campo Yariguí Cantagallo	22
Figura 2. Distribución de redes de distribución de energía eléctrica en el campo Yariguí Cantagallo	24
Figura 3. Diagrama unifilar Yariguí –Cantagallo 2016	26
Figura 4. Pérdidas de producción por fallas en el suministro de energía eléctrico en el año 2012.	29
Figura 5. Pérdidas de producción por fallas en el suministro de energía eléctrico en el año 2013.	32
Figura 6. Pérdidas de producción por fallas en el suministro de energía eléctrico en el año 2014	34
Figura 7. Pérdidas de producción por fallas en el suministro de energía eléctrico en el año 2015	35
Figura 8. Pérdidas de producción por fallas en el suministro de energía eléctrico en el año 2016	36
Figura 9. Pérdidas de producción por fallas en el suministro de energía eléctrico en el año 2017	37
Figura 10. Pérdidas en la producción de barriles de crudo por fallas en el suministro de energía eléctrico en los años 2012 a 2017.	38
Figura 11. Esquema de sincronismo del campo Cantagallo	45
Figura 12. Esquema general de sincronismo del campo Yariguí	46
Figura 13. Desviador de aves BirdMark BM-AG	48
Figura 14. Desviador de aves BirdMark BM-AG instalados sobre la línea 450 tensión 34,5 kV	49
Figura 15. Bus isolation squirrel; Bus isolation squirrel instalado en estructuras de enlace cluster 12 campo Yariguí.....	50

Figura 16. Bushing Connetion Inspection Cover; instalado en PT portico 22 en Cantagallo.....	51
Figura 17. BCIC-10/13.5/3-L. Cubierta para grapa tipo pistola; cubierta aislante para cable; cinta para cables de media tensión	52
Figura 18. Valores de resistencia del sistema de puesta a tierra de la línea 450 del campo Yariguí.....	54
Figura 19. Valores de resistencia de tierra línea 450.....	55
Figura 20. Instalación de los electrodos del sistema de puesta a tierra con cemento conductor	56
Figura 21. Instalación de los electrodos de tierra con cemento conductor circuito Garzas	57
Figura 22. Instalación de DPS cada 500 metros circuito Garzas.....	57
Figura 23. Funcionamiento PDCE.	59
Figura 24. Ejemplo de instalación del equipo Prethorview.....	61
Figura 25. Ventana principal Prethorview	62
Figura 26. Instalación sistema Prethorview en subestación PIA.....	62
Figura 27. Sistema Linetview	64
Figura 28. Circuito hacia Isla 1 en cable semi aislado	65
Figura 29. Alcance del AVC SET DVR	66
Figura 30. Ejemplo de forma de onda entrada versus salida con la implementación del sistema AVC SET DVR.....	67
Figura 31. Configuración AVC SET DVR.....	67
Figura 32. Sistema propuesto a implementar por generador	69
Figura 33. Comportamiento del gas en el campo Yariguí-Cantagallo.....	72
Figura 34. Falla ocasionada por Bird Repelent, Púas Anti Pájaros.....	73
Figura 35. Elemento Bird Repelent, Púas Anti Pájaros retirado después de la falla	74
Figura 36. Elementos para impedir acceso a las estructuras	74
Figura 37. Diferida Eléctrica por Fauna (BLS) del 2012 a 2017	75
Figura 38. Diferida Eléctrica por elementos de red/Generación	76

Figura 39. Nivel de riesgo de descargas atmosféricas nube tierra para campos de ECOPETROL.....	78
Figura 40. Diferida Eléctrica por descargas atmosféricas 2012-2017.....	79
Figura 41. Diferida eléctrica por vegetación 2012-2017.....	80
Figura 42. Diferida Eléctrica por afectación Externa 2012-2017	81
Figura 43. Primer anillo.....	91
Figura 44. Segundo anillo	92
Figura 45. Identificación de los reconectores del Anillo 1	94
Figura 46. Identificación de los reconectores del Anillo 2	95
Figura 47. Esquema anillo 1	96
Figura 48. Esquema anillo 2	97
Figura 49. Falla en el tramo 1 del Anillo 1.....	98
Figura 50. Circuito después de la falla en el tramo I del Anillo 1.....	98
Figura 51. Falla en el tramo III del Anillo 1.....	99
Figura 52. Circuito después de la falla en el tramo III del Anillo 1.....	99
Figura 53. Falla en el tramo IV del Anillo 1	100
Figura 54. Circuito después de una falla en el tramo IV del Anillo 1	100
Figura 55. Falla en el tramo III del Anillo 2.....	101
Figura 56. Circuito después de una falla en el tramo III del Anillo 2	101
Figura 57. Falla en el tramo II del Anillo 2.....	102
Figura 58. Circuito después de una falla en el tramo II del Anillo 2	103
Figura 59. Falla en el tramo IV del Anillo 2	103
Figura 60. Circuito después de Falla en el tramo IV del Anillo 2.....	104

NOMENCLATURA

BES: Sistema de levantamiento / extracción de crudo por medio de Bomba electro sumergible

BLS: Barriles

BLSD: Barriles por día

BM: Sistema de levantamiento / extracción de crudo por medio de bombeo mecánico.

Cluster: Ubicación de varios pozos productores de petróleo.

Diferida eléctrica: Barriles de petróleo dejados de producir por causa del sistema eléctrico.

Diferida: Barriles de petróleo dejados de producir

Hp: *Horse Power*, caballos de fuerza

Hz: Hertz

P.E.N: Perdidas económicas netas por perdida de producción en USD

Workover: trabajo realizado en el pozo para corregir daños en el pozo, realizar el cambio del sistema BES, o cambio de barrilla en el bombeo mecánico.

RESUMEN

TITULO: “MÉTODOS Y ESTRATEGIAS PARA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN DE CRUDO POR EVENTOS ELÉCTRICOS EN EL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO”*

AUTORES: FABIO ALBERTO GÓMEZ CASTILLO
YILMAR WALTER DÍAZ CANO**

PALABRAS CLAVES: Campo Yariguí-Cantagallo, diferidas de producción, fallas, profauna.

DESCRIPCIÓN:

Esta monografía proporciona información detallada de las implementaciones llevadas a cabo en el campo Yariguí-Cantagallo para tener una reducción de pérdidas de producción durante el periodo comprendido del 2012 al 2017. Muestra las experiencias de implementación de tecnologías como elementos “pro-fauna”, cables semi aislados, pararrayos des ionizantes, sistemas de sincronismo, cemento conductivo, así como estudios de aislamiento y sistemas de puesta a tierra para mejorar el sistema de distribución de energía eléctrica.

Dentro de los elementos “pro-fauna” se analizan los resultados obtenidos y las ventajas y desventajas que presenta este tipo de tecnología, ya que no todos los elementos representan un beneficio cuando son instalados.

Se detallan las decisiones tomadas para mejorar las fuentes de alimentación primarias de energía eléctrica y la forma de operación de la red de distribución para mitigar el impacto de las fallas en los niveles de producción de crudo del campo petrolero.

Se presentan las tecnologías analizadas y no implementadas, mostrando porque a nivel técnico-económico no era viable su instalación, dentro de ellas están la generación distribuida, el DVR.

Otro aspecto que se considera en el documento es el aprovechamiento de los equipos instalados como reconectores para mejorar los tiempos de salida de los circuitos eléctricos y así impactar positivamente reduciendo la diferida de producción por fallas en la red de distribución de energía eléctrica.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Especialización en Sistema de Distribución de Energía Eléctrica. Director: Ingeniero Electricista Doctor Ingeniero Industrial en Ingeniería Eléctrica, Gabriel Ordóñez Plata

ABSTRACT

TITLE: "METHODS AND STRATEGIES TO REDUCE THE LOSS OF OIL AND GAS PRODUCTION BY ELECTRICAL EVENTS IN THE YARIGUÍ-CANTAGALLO FIELD"*

AUTHORES: FABIO ALBERTO GÓMEZ CASTILLO
YILMAR WALTER DÍAZ CANO**

KEYWORDS: Yariguí-Cantagallo Field, Deferred production, failures, pro wildlife.

DESCRIPTION:

This monograph provides detailed information on the implementations carried out in the Yariguí-Cantagallo field to have a reduction of production losses during the period from 2012 to 2017. It shows the experiences of implementation of technologies as elements "pro-fauna", cables semi-insulated, ionizing lightning arresters, synchronization systems, conductive cement, as well as insulation studies and grounding systems to improve the electric power distribution system.

Within the "pro-fauna" elements, the results obtained and the advantages and disadvantages of this type of technology are analyzed, since not all the elements represent a benefit when they are installed.

The decisions taken to improve the primary power sources of electric power and the way of operation of the distribution network to mitigate the impact of the failures in oil production levels of the oil field are detailed.

The technologies analyzed and not implemented are presented, showing why, at a technical-economic level, their installation was not feasible, within them are the distributed generation, the DVR.

Another aspect that is considered in the document is the use of the equipment installed as reclosers to improve the times of output of the electric circuits and thus positively impact reducing the deferred production due to faults in the electric power distribution network.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Especialización en Sistema de Distribución de Energía Eléctrica. Director: Ingeniero Electricista Doctor Ingeniero Industrial en Ingeniería Eléctrica, Gabriel Ordóñez Plata

INTRODUCCIÓN

Los campos de producción de crudo por lo general se encuentran en zonas rurales, boscosas y en áreas de difícil acceso, esto hace que su sistema de suministro de energía eléctrica para el levantamiento del aceite este muy expuesto a fallas por fauna, vegetación y descargas atmosféricas. Si a esto se le suma que las redes eléctricas construidas hacia esas zonas no son tan robustas como la de los centros urbanos, se tiene como resultado el frecuente fallo en el suministro de la energía eléctrica de los pozos, generando pérdidas de producción y daños en equipos.

En los campos “maduros” donde se realiza recuperación secundaria con inyección de agua, las fallas del sistema eléctrico son mucho más notable en las pérdidas de producción ya que para extraer el fluido agua-aceite se requiere de bombas electro-sumergibles controladas por variadores de velocidad los cuales son sensibles a las variaciones de tensión y su arranque no es inmediato como el de los motores de bombeo mecánico.

Estos motores que se instalan en el fondo del pozo son muy propensos a llenarse de arenas, o presentan “backspin”, lo que ocasiona demora en la entrada de operación de la bomba, reflejándose en pérdidas de producción o en el peor de los casos en daño a la bomba en fondo y por consiguiente forzando a trabajos de workover para recuperar la producción de hidrocarburos del pozo.

Lo anterior son solo algunos ejemplos de los efectos de las fallas en el suministro de energía eléctrica en los campos petroleros.

Esta monografía se focaliza en plasmar las estrategias, decisiones y acciones tomadas para mitigar las pérdidas de producción del campo Yariguí-Cantagallo,

analizando sus resultados y recomendando posibles mejoras utilizando los equipos instalados en el sistema.

Estas acciones y decisiones tomadas cubren temas como: el uso de tecnologías pro-fauna, los estudios de los sistemas de puesta a tierra, la coordinación de aislamiento, las mejoras en la confiabilidad del suministro de energía, y los convenios con el operador de red para tener mejores indicadores en las líneas eléctricas que alimentan el campo.

1. OBJETIVOS

A continuación, se establece el objetivo general y los específicos de esta monografía.

1.1 OBJETIVO GENERAL

Documentar los métodos y estrategias desarrolladas para reducir las pérdidas de producción por eventos del sistema de distribución de energía eléctrica del campo Yariguí-Cantagallo de Ecopetrol S.A. durante los periodos 2014, 2015, 2016 y 2017.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar las recomendaciones presentadas en los estudios realizados para el Campo Yariguí-Cantagallo, presentándolas y evaluando su costo de implementación.
- Mostrar las modificaciones implementadas señalando su efecto dentro de la red eléctrica en cuanto a la reducción de pérdidas de producción por eventos del sistema de distribución de energía eléctrica.
- Analizar brevemente los elementos anti-fauna ofrecidos en el mercado y mostrar los resultados obtenidos con la utilización de los mismos.
- Mostrar la posibilidad de implementar las funciones del Loop Automation presentes en los reconectores Nulec utilizados en la red de distribución para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico del campo.

2. ANTECEDENTES

Los campos de producción de petróleo en zonas selváticas como las presentes en la geografía colombiana tienen gran afectación en sus barriles extraídos debido a las fallas de sus circuitos de distribución de energía eléctrica por fauna, vegetación, descargas atmosféricas y el problema de confiabilidad del suministro de energía eléctrica del operador de red al que se conecta el sistema eléctrico del campo.

En este capítulo se presentará un resumen del sistema de distribución del campo Cantagallo, así como su ubicación, la evolución que han tenido sus redes de suministro de energía eléctrica, las cargas que se conectan al sistema y las fuentes de generación de energía eléctrica disponibles.

2.1 RESEÑA HISTÓRICA

El campo Yariguí-Cantagallo pasa a la administración de ECOPETROL entre los años 1974 y 1975, mediante las concesiones Cantagallo y San Pablo, creando la compañía Explotaciones Cóndor S.A.

El sistema de suministro de energía eléctrica del campo Cantagallo se abastecía desde la subestación principal Cantagallo a un nivel de tensión de 4,16 kV.

En el año 2009 entran en operación dos centros de generación: Yarigui con 7 MVA de capacidad instalada y el Cantagallo con 3,5 MVA de capacidad instalada, la carga para ese momento era de 1800 kVA en el campo Cantagallo y 1750 kVA en el campo Yariguí.

El suministro de energía eléctrica del campo Yariguí se obtenía de la subestación Termobarranca por una red de distribución de energía eléctrica (llamada línea 5) a 34,5 kV con un recorrido de 29 km desde Termobarranca hasta Puerto Wilches, y de la que se conectaban los campos Llanito, Gala, Galán, los corregimientos Llanito, los municipios Puerto Wilches, Cantagallo, San Pablo, Santa Rosa y Cimití; esta red eléctrica fue cambiada en el año 2013 por la línea 309, una red de distribución de energía eléctrica con un nivel de tensión 115 kV y un recorrido de 33 Km.

La red eléctrica se encontraba cargada con un total de 12,5 MVA, de los cuales Ecopetrol tomaba 4,5 MVA.

En el año 2017 entra a operar la subestación isla VI con un transformador de 25 MVA, 115kV/34,5 kV desde la subestación Puerto Wilches con una red eléctrica de 5,3 km, llamada línea L-311.

En el periodo de 1976 a 1983, bajo la administración de ECOPETROL se perforan 28 pozos en Yariguí (YR-42 a YR-69) y uno en Cantagallo (CG-23), con el fin de disminuir el espaciamiento entre pozos y reemplazar pozos antiguos o con daños mecánicos irreparables.

Con relación a las cargas eléctricas, Ecopetrol implemento el sistema de inyección de agua al yacimiento con 3 bombas con potencia de 1500 hp cada una en el año 2011/2012 (PIA isla VI) aumentando la potencia consumida en Yariguí a 4,5 MVA; por su parte el campo Cantagallo crece paulatinamente hasta alcanzar una potencia de 2,500 MVA para el año 2013.

Con la implementación del sistema de recuperación secundaria con sistema de inyección de agua se aumenta el manejo de fluidos en la superficie y el sistema de levantamiento cambia a Bombeo Electro-Sumergible (BES). Este sistema usa variadores de velocidad de 150 kVA a 250 kVA para motores de 100 HP a 250 HP.

Los variadores de velocidad son sensibles a los cambios repentinos de tensión por lo que las salidas de funcionamiento de los pozos se hacen más frecuentes que en los sistemas mecánicos.

En el año 2012 los niveles de producción se encontraban en 14875 BLSD con unas pérdidas por el sistema eléctrico del 2,1 % que representaban 310 BLSD*. Esto en dinero de la época eran 34.115 dólares diarios que ECOPETROL dejó de recibir**; en el año la suma total de no haber podido extraer este crudo fue de 12,5 millones de dólares, con un precio por barril de 110 dólares en promedio.

Este valor, hace que la empresa tome la decisión de invertir en el sistema eléctrico realizando estudios, implementando nuevas tecnologías y buscando alternativas de suministro y operación de su red de distribución de energía eléctrica.

2.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

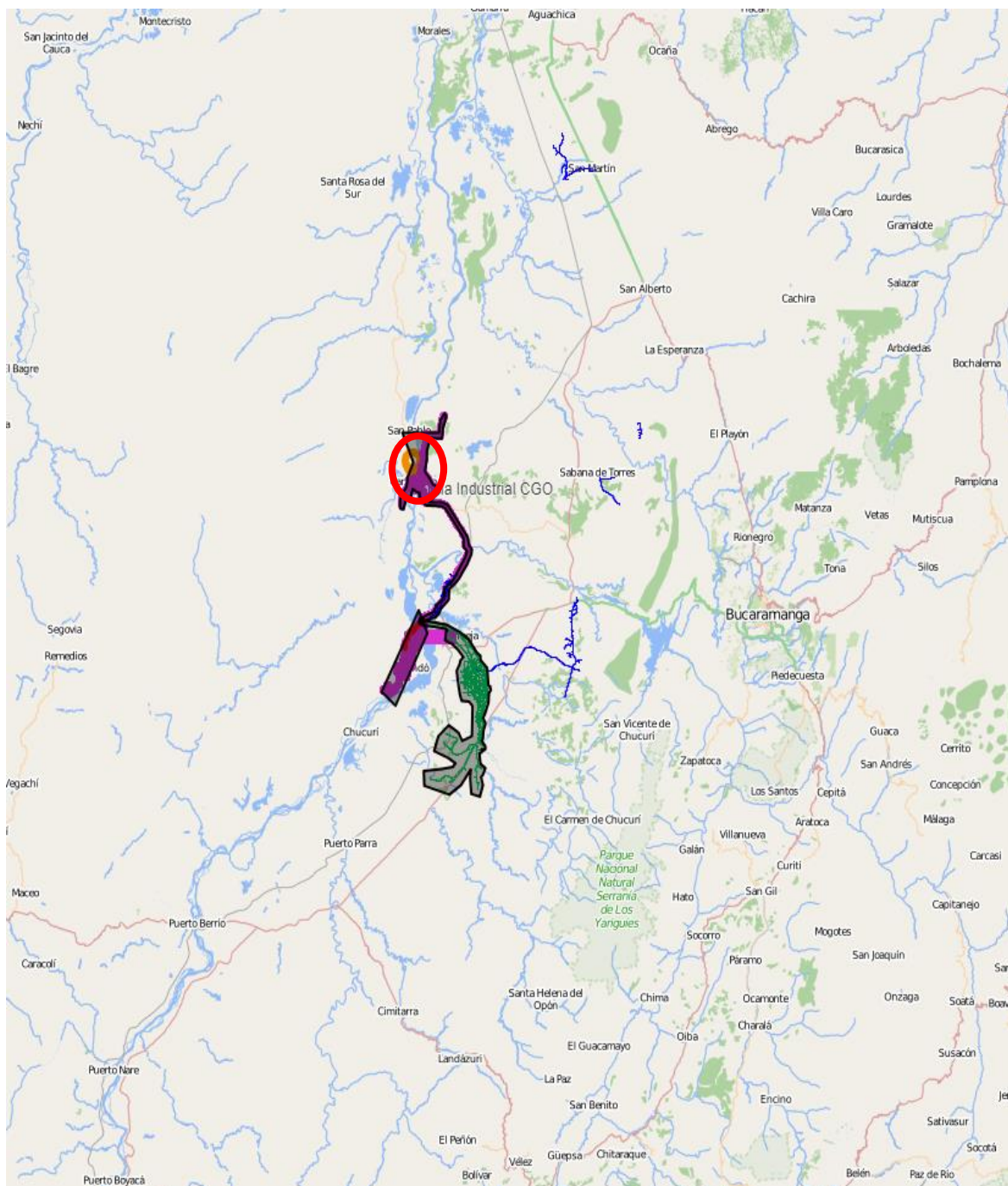
El campo Yariguí-Cantagallo se encuentra a 20 km de Barrancabermeja a márgenes del río Magdalena. El campo Yariguí pertenece a Santander siendo vecino del municipio de Puerto Wilches, mientras que el campo Cantagallo pertenece al sur del departamento de Bolívar en el municipio de Cantagallo.

La Figura 1 muestra el mapa de ubicación del campo. La vía de acceso principal es el Río Magdalena, aunque se cuenta con vías para los municipios de Barrancabermeja y a la troncal de Magdalena Medio.

* Datos tomados del reporte de producción a 31 de diciembre 2012.

** Datos calculados con 109,45 dólares el barril Brent.

Figura 1. Localización campo Yariguí Cantagallo



Fuente: <https://linetview-beta.nowcast.de/linetview/pages/index.html>

3. MARCO CONCEPTUAL

El campo Yariguí-Cantagallo de ECOPETROL tiene una producción promedio diaria de 16.500 BLSD de crudo entre los campos Cantagallo, Yariguí y Garzas.

El suministro de energía eléctrica proviene principalmente de los Centros de generación Yariguí y Cantagallo quienes aportan un 90 % del consumo total del campo, el restante es tomado de la subestación Puerto Wilches y de la subestación Isla VI. La red de distribución de energía eléctrica se extiende en un área aproximada de 35 km². La Figura 2 muestra la distribución de la red de distribución de energía eléctrica en estos campos.

Figura 2. Distribución de redes de distribución de energía eléctrica en el campo Yariguí Cantagallo



Fuente: Ecopetrol S.A.

El campo cuenta con 33 km de redes de distribución de energía eléctrica de 34,5kV y 10,05 km de redes de distribución de energía eléctrica de 4,16 kV al año 2016, las cuales alimentan 103 pozos, 33 de bombeo mecánico (BM) y 77 de bombeo electrosumergible (BES).

Adicionalmente, tiene 2 redes de distribución de energía eléctrica en 34,5 kV en el campo Yariguí (margen derecha del Río Magdalena), la línea Búfalos y la línea Yariguí, que pueden ser enlazadas y realizar el paso de carga de una a la otra para realizar mantenimientos. El campo Cantagallo cuenta con dos redes de distribución de energía eléctrica de 4,16 kV nombradas circuitos 1 y 2.

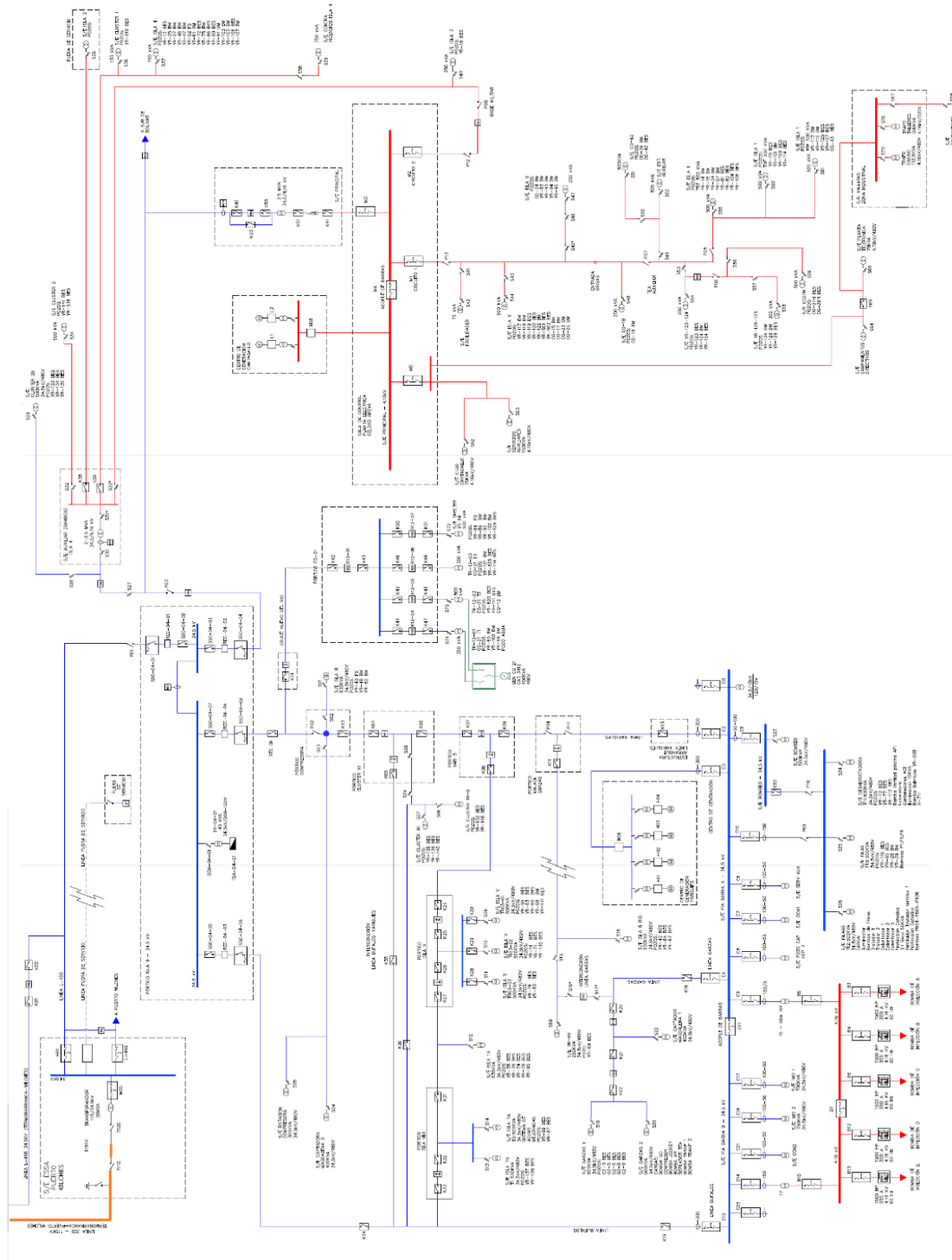
La red de distribución de energía eléctrica, en total atiende las necesidades de las cargas eléctricas de 103 pozos, 33 de bombeo mecánico (BM) y 77 de bombeo electro-sumergible (BES)

3.1 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

El sistema de distribución de energía eléctrica del campo cuenta con 3 puntos principales de distribución, el pósito isla VIII, la subestación PIA isla VI y la subestación principal Cantagallo. La Figura 3 corresponde al diagrama unifilar de la configuración del sistema eléctrico del campo Yariguí-Cantagallo al año 2016.

La línea L-450 de 34,5 kV (propiedad de ECOPETROL desde la subestación Puerto Wilches hasta el campo Cantagallo llega al pósito 8 desde la subestación Puerto Wilches con un recorrido total de 4,2 km. En el pósito 8 salen la línea Yariguí y Búfalos que alimentan el campo Yariguí alimentando 30 pozos y la planta de inyección de agua PIA isla VI.

Figura 3. Diagrama unifilar Yariguí –Cantagallo 2016



Fuente: ECOPETROL S.A. Diagrama unifilar simplificado sistema eléctrico campo Cantagallo

Adicionalmente, del mismo pórtico 8 continúa la línea L-450 a cruzando el río Magdalena hasta la subestación Principal Cantagallo, allí en un transformador de 3,5 MVA se baja el nivel de tensión a 4,16 kV para suministrar la energía eléctrica al campo Cantagallo (54 Pozos) y la isla IV (24 Pozos). Esta línea continua hacia el sur de Bolívar hasta llegar a Cimití e interconectarse con Electricaribe.

Por otra parte, la línea a Garzas sale desde la subestación PIA isla VI y tiene una distancia de 16 km para alimentar 3 pozos y la estación recolectora Garzas.

Los centros de generación de energía eléctrica se encuentran conectados en las subestaciones: principal Cantagallo y la subestación PIA isla VI (ver Figura 3); los generadores suministran la energía eléctrica a 13,8 kV, cada generador se conecta a un transformador de 2500 kVA, en la subestación Cantagallo transformadores Dy1 13,8 kV / 4,16 kV y en la subestación PIA isla VI transformadores dY1 13,8 kV / 34,5 kV*.

La operación de todo el sistema es radial, existiendo enlaces entre las líneas Búfalos y Yariguí. En Cantagallo no hay posibilidad de enlaces entre los circuitos 1 y 2 de 4,16 kV.

3.2 CAUSAS DE LAS FALLAS DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Aunque en los años 2014 y 2015 se llevaron a cabo la mayor parte de las inversiones en el sistema de suministro de energía eléctrica para la mitigación de pérdidas de producción, se van a analizar las estadísticas del campo desde el año 2012 para tener una mejor visión de cómo se llega a realizar el plan de inversiones en la red de distribución de energía eléctrica del campo.

* Datos suministrados por UT Generación Colombia.

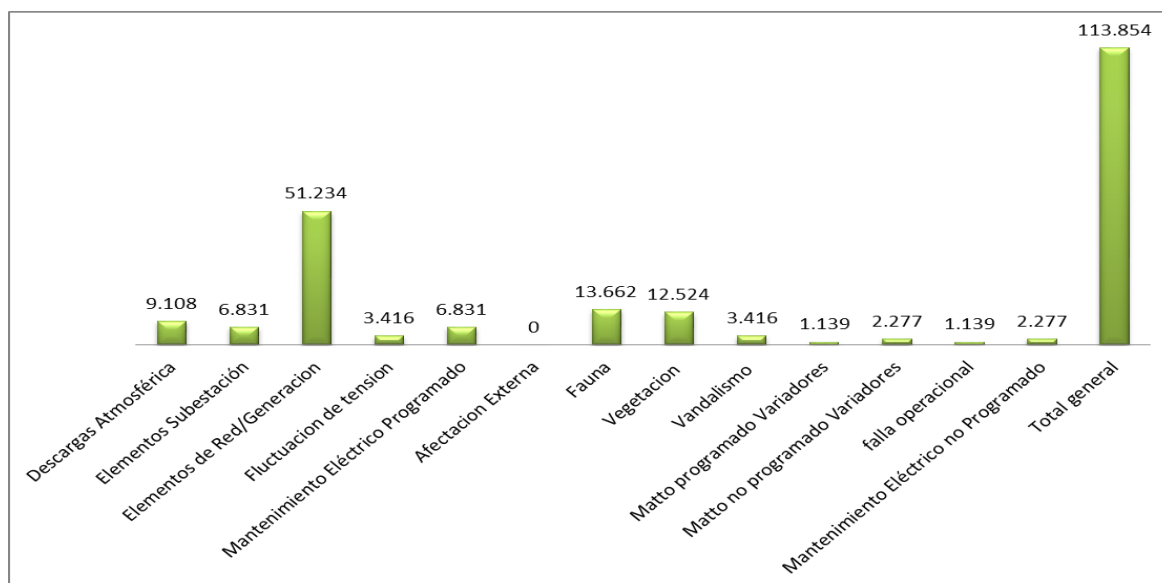
El registro de los eventos eléctricos en los campos petroleros no puede manejarse como en los operadores de red a partir de interrupciones del servicio de energía eléctrica, dados por los indicadores SAIFI Y SAIDI. Estos indicadores no son muy dicientes ni relevantes muchas veces en un campo petrolero, debido a que una perturbación de unos pocos segundos (que no es considerada por los indicadores SAIFI Y SAIDI), tiene un efecto muy alto en la diferida, pues muchas veces dejan de funcionar los equipos, especialmente los motores y volver a arrancar todos los motores eléctricos de los pozos, implica desplazamientos de un gran número de personal dada la extensión del campo, tomando un tiempo en promedio de 50 minutos. Adicionalmente, una poca cantidad de salidas al año del sistema pueden afectar gravemente los pozos por arenamiento o pegado de los ejes de la bomba, lo que implica la salida de servicio del pozo hasta que se haga un trabajo de “Workover” para poder recuperarlo.

Los registros de la afectación por salidas del sistema eléctrico son presentados ante el Gerente como barriles de petróleo dejados de producir, diferida a problemas del sistema eléctrico.

En el año 2012, por fallas en el sistema eléctrico se dejaron de producir 113.854 BLS de petróleo, lo que representa un 2,1%* de la producción del campo en el año. En la Figura 4 se observan las causas principales de estas fallas en el suministro de energía eléctrica.

* Datos tomados del reporte de producción a 31 de diciembre 2012

Figura 4. Pérdidas de producción por fallas en el suministro de energía eléctrica en el año 2012.



Fuente: Valores tomados de la estadística de reportes eléctricos del campo Yariguí-Cantagallo.

La energía eléctrica requerida por el campo en ese momento, era abastecida por los centros de generación de Ecopetrol, ya que la línea L-5, única alimentación del operador de red (ESSA), presentaba fallas muy a menudo, al tener tantos ramales conectados; por lo tanto, su confiabilidad era muy baja y en lugar de servir como respaldo al sistema de generación de Ecopetrol, introdujo más del 50% de las fallas al sistema eléctrico en el año 2011.

El hecho de tener solo las máquinas de generación de Ecopetrol, suministrando la energía eléctrica al campo, genero pérdidas de producción por las fallas en los generadores (ver Figura 4) por detonaciones de los cilindros, por mantenimientos programados o por apagado de las máquinas por desviaciones de temperatura en su sistema interno.

En la Figura 4 se muestra que las otras dos causas más relevantes de las fallas del sistema eléctrico fueron la fauna y la vegetación.

Para el año 2013, con la puesta en funcionamiento por parte de la Electrificadora de Santander de la línea L-309 de 115 kV desde Termo Barranca hasta Puerto Wilches y la construcción de la subestación Puerto Wilches de 25 MVA 115kV / 34,5kV se tomó la decisión de sincronizar los centros de generación con la línea L-450 en Cantagallo y con la línea Búfalos en el lado de puerto Wilches, esto se logra implementando un cierre con sincronismo del interruptor C11 en Yariguí y en el interruptor M3 en Cantagallo, dicho cierre es realizado por los centros de generación cuando sus máquinas encuentran el punto de sincronismo.

Esta decisión mejoro significativamente la confiabilidad de los circuitos por fallas en las máquinas. Para lograr esto, se programan las máquinas de generación para que generen una potencia fija de 4,5 MVA en Yariguí y 2,5 MVA en Cantagallo, que es la requerida para suplir las necesidades de la carga promedio que se consume en el campo, con esto se evita entregar energía a la red.

Dentro de los inconvenientes que se presentan al sincronizar los centros de generación de Ecopetrol con la red de distribución del operador red, está el hecho de que los centros de generación aportan a las fallas que se presentan en la red externa y si se presenta una apertura del interruptor de cabecera los centros de generación intentan tomar la carga total del sistema (12,5 MVA en ese momento), con lo que después de realizar varias pruebas con las protecciones de sobre corriente de los relés, estos no eran los suficientemente rápidos para ser coordinados con las protecciones de los generadores ante fallas externas.

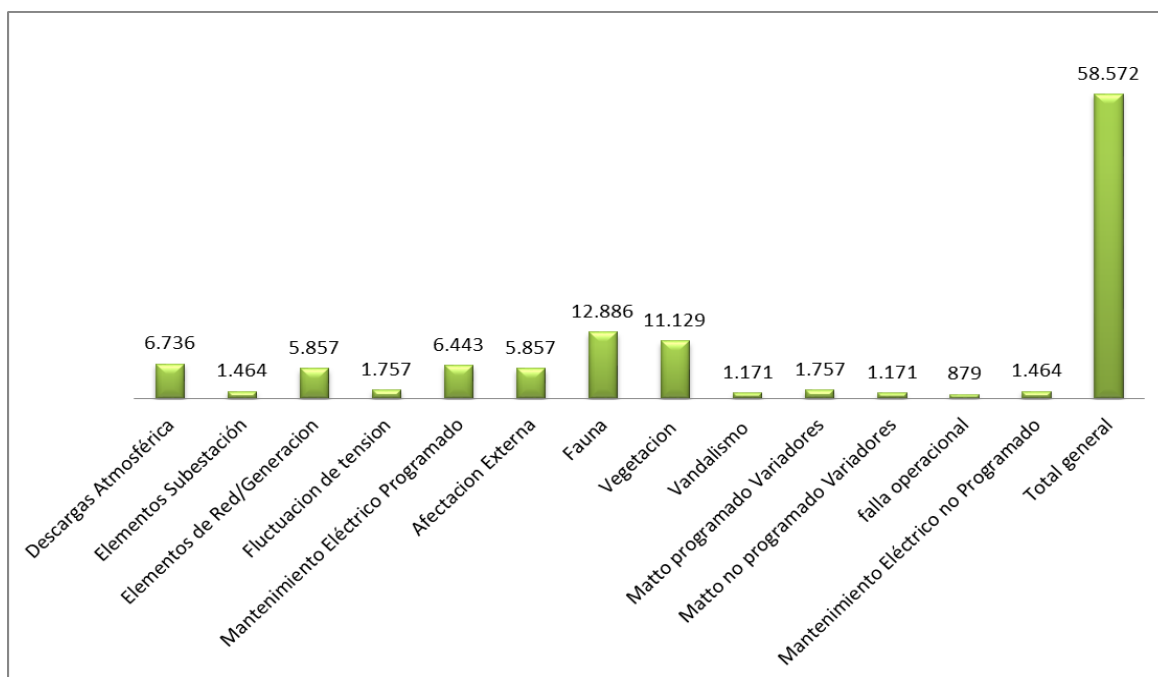
En Yariguí, subestación PIA Isla VI para poder aislar el sistema eléctrico de la red de distribución del operador de red se utiliza la protección de subfrecuencia presente en los relés digitales instalados en la subestación PIA isla VI; se programa para

disparo a 59,6 HZ del interruptor C11 (acople de barra), Así cuando se pierde la alimentación en la red externa y las maquinas se intentan frenar por el aumento de carga (carga de la red pública), el interruptor se abre dejando solo la alimentación del campo de producción, celda C2, y sacrificando la inyección de agua. Cuando regresa la alimentación de la red por el interruptor C15 el centro de generación realiza el cierre de C11 (acople de barras) cuando las maquinas encuentran sincronismo y el sistema se normaliza (ver Figura 3, Diagrama unifilar).

En la subestación Cantagallo no hay este tipo de relés instalados en la subestación PIA Isla VI, pues son equipos mucho más antiguos. La decisión que se toma es enviar un disparo transferido desde las protecciones del centro de generación Cantagallo al interruptor M3 y así asilar el sistema cuando se pierde la alimentación de red. En el momento que la alimentación de red regresa, el centro de generación realiza el cierre del interruptor M3 cuando encuentra sincronismo y el sistema se normaliza.

Estas implementaciones en el sistema de distribución de energía eléctrica, se vieron reflejadas en la disminución de las pérdidas de producción del año 2013, mostradas en la Figura 5, con relación a las presentadas en el año 2012 (ver Figura 4).

Figura 5. Pérdidas de producción por fallas en el suministro de energía eléctrica en el año 2013.



Fuente: Valores tomados de la estadística de reportes eléctricos del campo Yariguí-Cantagallo.

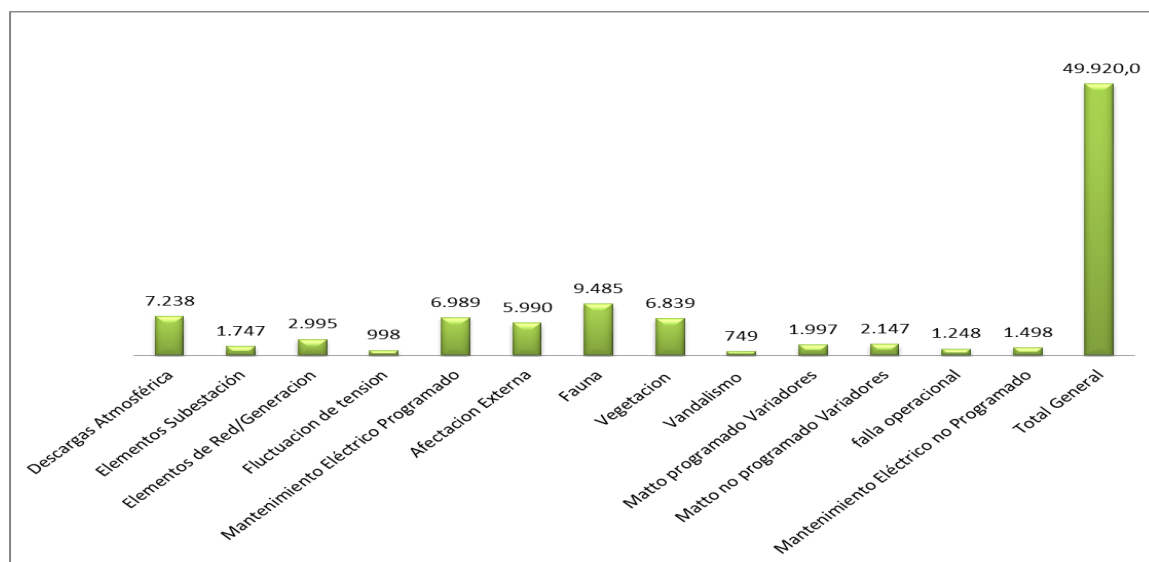
Para el año 2013, se presenta una mejora significativa en las pérdidas de producción del campo Yariguí-Cantagallo con una reducción cercana al 50% con relación a los resultados obtenidos en el año 2012, reduciendo de esta forma las pérdidas de producción por fallas en la red eléctrica a un 1,03% de la producción del año. Aunque durante este año se implementaron podas de servidumbre más seguidas sobre los circuitos del campo y se instalaron de 3 nuevos reconectores, 2 sobre la línea Yariguí y otro sobre el circuito Garzas, para hacer más selectivas las zonas por fallas ocasionadas por fauna y vegetación; éstas se mantuvieron en valores cercanos a los del año anterior. Para este año apareció una nueva tecnología poco conocida, que ofrecía prevenir las fallas por contacto de animales en los circuitos de distribución de energía eléctrica en media tensión.

Se toma entonces la decisión de adquirir este tipo de tecnología para realizar su implementación en los meses finales del año 2013 e iniciando el 2014. Para realizar la implementación de esta tecnología fue necesario realizar interrupciones programadas de la energía eléctrica, es por esto que aparece en el cuarto lugar en cuanto causas de pérdidas de producción, el mantenimiento eléctrico programado, pues en los meses de noviembre y diciembre del 2013 se programaron interrupciones del servicio de energía eléctrica en diversos circuitos para realizar la instalación de los elementos profauna, teniendo que conectar generadores de energía eléctrica Diésel en los pozos más productores de crudo.

La instalación de los elementos profauna se realizó durante 20 meses ya que no era posible interrumpir todos los circuitos del sistema eléctrico, por los compromisos de venta crudo por parte de la empresa.

Ya para el 2014 las pérdidas de producción se redujeron a 49.920 barriles en el año (ver Figura 4), esto representó el 0,8% de la producción total del crudo en este año.

Figura 6. Pérdidas de producción por fallas en el suministro de energía eléctrico en el año 2014



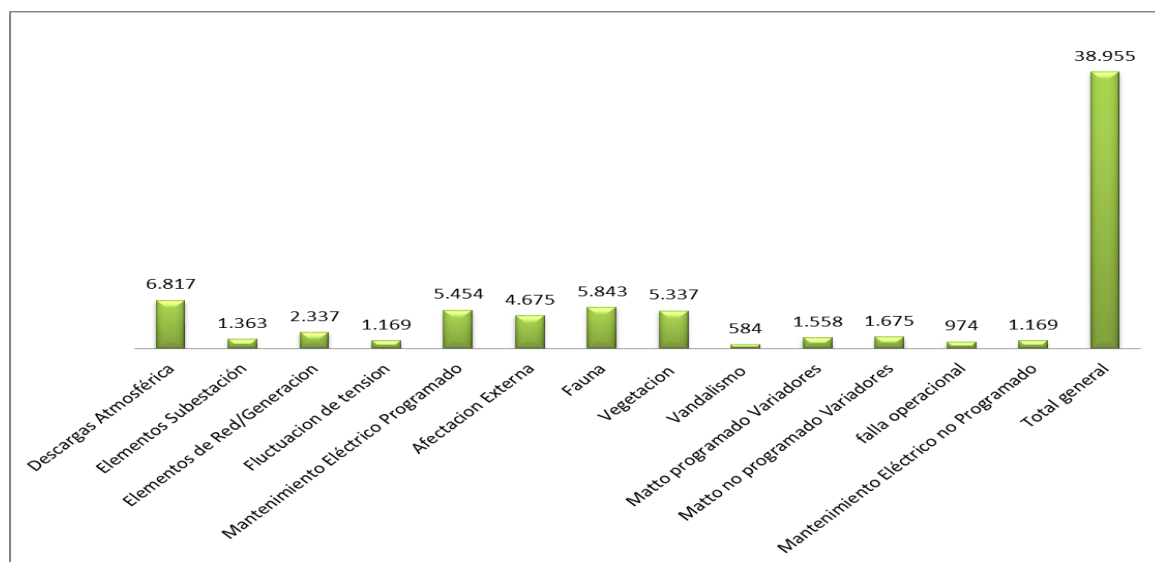
Fuente: Valores tomados de la estadística de reportes eléctricos del campo Yariguí-Cantagallo.

Durante el año 2014 las pérdidas de producción no tienen una mejora significativa respecto al año anterior, pero se continuó trabajando en la implementación de los protectores “profauna” lo que se representó en los 6.989 barriles de pérdidas durante este año por labores el mantenimiento eléctrico programado.

Durante el año 2015, se finaliza la instalación de los elementos “profauna” lo cual se puede notar en la disminución de las pérdidas de la producción diferida por fallas del sistema eléctrico por contacto de animales con la red de distribución, como se muestra en la Figura 7.

Para finales del año 2015, se contrata un estudio con la firma KERAUNOS para realizar el análisis de sobretensión y coordinación de aislamiento buscando mitigar las fallas del sistema eléctrico por descargas atmosféricas.

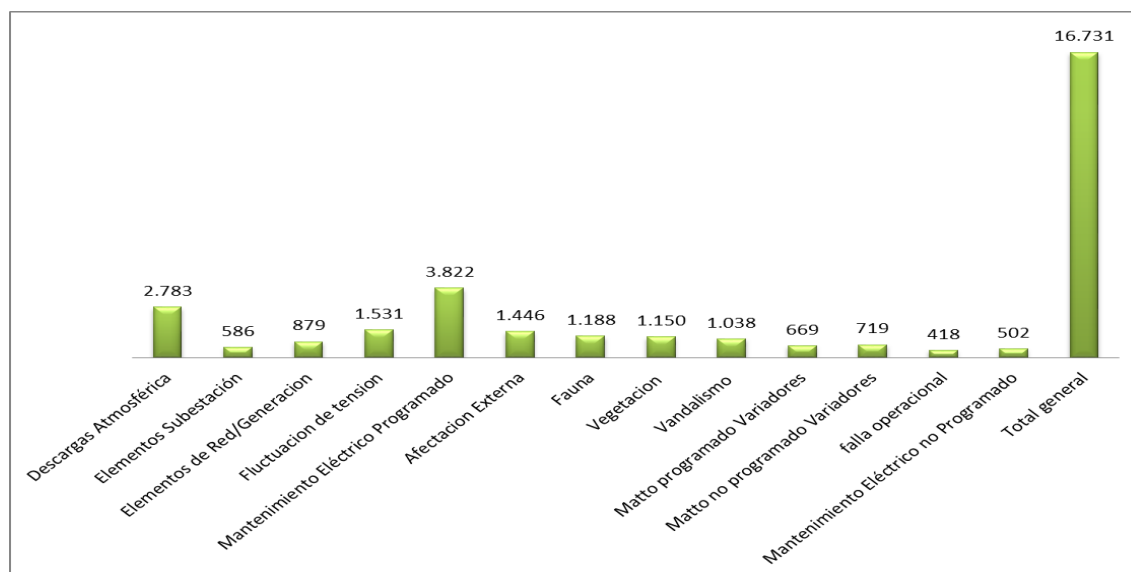
Figura 7. Pérdidas de producción por fallas en el suministro de energía eléctrica en el año 2015



Fuente: Valores tomados de la estadística de reportes eléctricos del campo Yarigüí-Cantagallo.

En el año 2016, se ven reflejadas las acciones tomadas durante los años anteriores obteniendo solo 16.731 barriles de petróleo dejados de producir durante el año por fallas en el suministro de energía eléctrica a los pozos del campo. Esta producción equivale al 0,26% de la producción total del año. Este tipo de comportamiento en la producción de crudo del campo, es el esperado por la Gerencia de la empresa, ya que muestra que la mayor diferida es producto de los mantenimientos programados del sistema de distribución de energía eléctrica (ver Figura 8).

Figura 8. Pérdidas de producción por fallas en el suministro de energía eléctrica en el año 2016



Fuente: Valores tomados de la estadística de reportes eléctricos del campo Yariguí-Cantagallo.

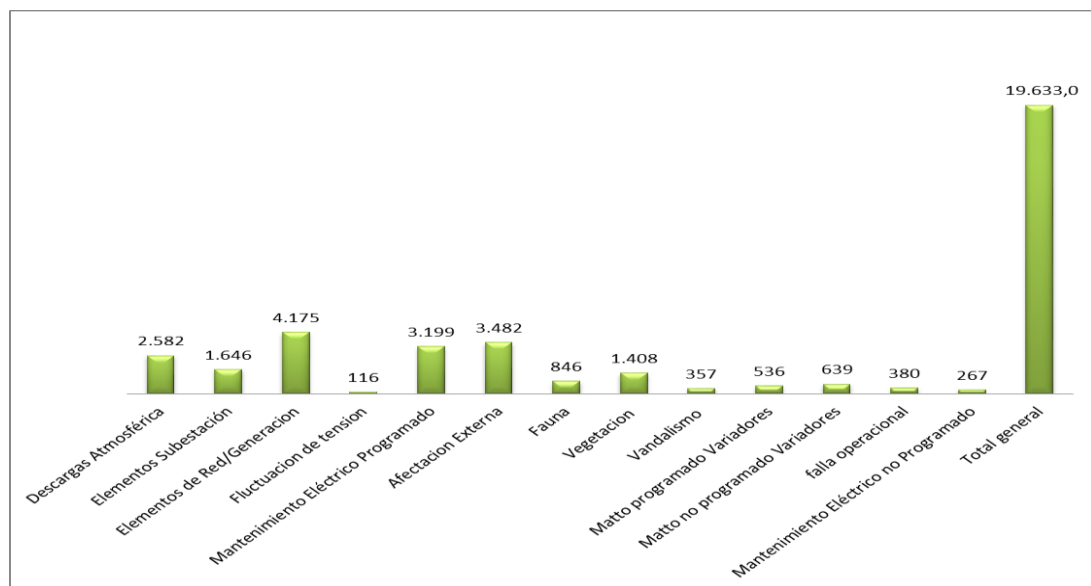
En el año 2017, se observa un aumento en los barriles de crudo dejados de producir durante el año por fallas en el suministro de energía eléctrica a los pozos del campo, esto se debe principalmente a 2 factores: el aumento de la fallas del sistema eléctrico por afectación externa, y por una falla puntual que se presentó en el centro de generación Yariguí, durante un mantenimiento programado de la línea de 115 kV Termo Barranca Puerto Wilches. En el siguiente capítulo se analizara con más detalle este evento.

3.3 COSTO POR PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN

El costo por barriles dejados de producir en un campo petrolero, es uno de los que más impacto tiene en el negocio de extracción de crudo, ya que el precio del barril es variable y se debe aprovechar extraer la mayor cantidad de crudo mientras los

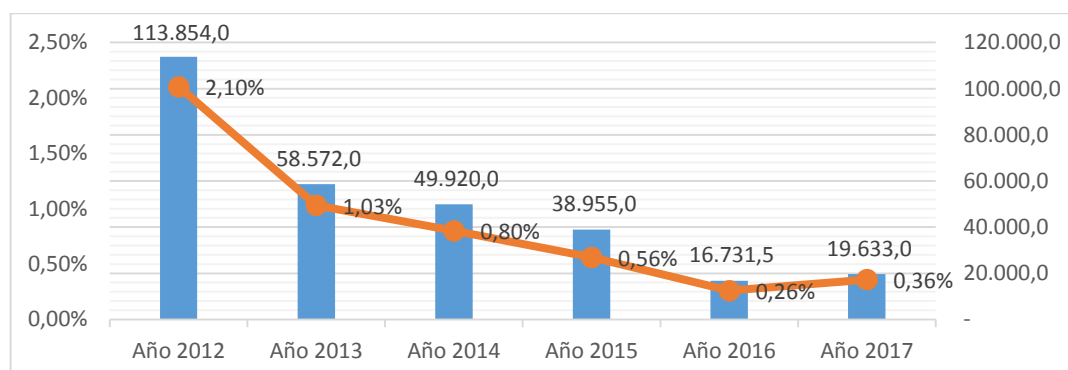
precios son adecuados. Además, al aumentar los ingresos disminuyendo las pérdidas diferidas, quedan más recursos para proyectos de inversión y exploración. Y si por el contrario tienen una caída significativa se hace necesario tener los mayores niveles de producción posible para que los inversionistas no vean afectados sus ingresos. En la Figura 10 se muestra el comportamiento de las pérdidas de producción por fallas en el suministro de energía eléctrica a los pozos del campo durante los años 2012 a 2017.

Figura 9. Pérdidas de producción por fallas en el suministro de energía eléctrica en el año 2017



Fuente: Valores tomados de la estadística de reportes eléctricos del campo Yariguí-Cantagallo.

Figura 10. Pérdidas en la producción de barriles de crudo por fallas en el suministro de energía eléctrica en los años 2012 a 2017.



Fuente: Valores tomados de la estadística de reportes eléctricos del campo Yariguí-Cantagallo.

Finalmente, para cuantificar el costo de las pérdidas de producción durante los años del análisis de esta monografía, es necesario conocer el costo del Barril de petróleo Brent que rige para Colombia. Durante este periodo de tiempo fue variable este costo como se aprecia en la Tabla 1.

Tabla 1. Precios promedios de barril de petróleo Brent 2012 a 2017

	Precio Brent	Diferida	Costo de la diferida electrica
Año 2012	USD 112	113.854	USD 12.712.938
Año 2013	USD 109	58.572	USD 6.367.362
Año 2014	USD 99	49.920	USD 4.939.584
Año 2015	USD 54	38.955	USD 2.089.157
Año 2016	USD 45	16.731	USD 753.083
Año 2017	USD 55	19.633	USD 1.075.888
P.E.N.			USD 27.938.012

Fuente: Registros Históricos Ecopetrol S.A.

En total, las pérdidas económicas netas por pérdida de producción (P.N.D) para ECOPETROL ascendieron a 27,9 millones de dólares en los 6 años que son motivos de este análisis.

Por otra parte, la inversión realizada para la reducción de pérdidas de producción se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Inversiones realizadas durante los años 2012 a 2017 para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico del campo Yariguí-Cantagallo

	Inversion en el sistema electrico	DESCRIPCION
Año 2012	USD 0	Año en que se decide iniciar el programa de Gerenciamiento electrico
Año 2013	USD 420.000	implementacion sistema de sincronismo en centros de generacion Yariguí y Cantagallo
Año 2014	USD 385.000	compra e instalacion elementos "profauna"
Año 2015	USD 425.000	compra e instalacion elementos "profauna"
Año 2016	USD 400.000	cambio aislamiento de las lineas, estudios de sobres tensiones, estudio de puestas a tierra
Año 2017	USD 950.000	cambio aislamiento de las lineas, mejoramiento de sistemas de puesta a tierra, cambios de conductor desnudo a ecologico
TOTAL INVERSION EN 6 AÑOS		USD 2.580.000

Fuente: Registros Histórico Ecopetrol S.A.

La inversión realizada en el sistema eléctrico no incluye los costos operacionales de red, ni del mantenimiento de la misma. Esta inversión representa el 9% del P.E.N. de los 6 años.

4. ANÁLISIS DE LOS ESTUDIOS REALIZADOS

Durante la recopilación de información se encontró que Ecopetrol realizó una serie de estudios que ayudaron a la toma de decisiones por parte de la empresa. En este capítulo se encuentran dichos estudios, decisiones tomadas, tecnologías analizadas e implementadas.

Al final del capítulo se presentarán los resultados que se obtuvieron con las implementaciones realizadas.

4.1 GENERALIDADES

En el año 2012, el campo Cantagallo presentaba una alta diferida eléctrica*, era el momento de realizar un alto y replantear formas diferentes de hacer las cosas. Lo primero que se analiza es que las interrupciones en el sistema eléctrico son mayoritariamente causadas por fallas en la alimentación; por otra parte, los centros de generación tienen interrupciones frecuentes por fallas en las maquinas, como se describió en el capítulo anterior.

Como resultado del análisis realizado, se creó el programa “Gerenciamiento Eléctrico” que no es otra cosa que la realización de solicitudes, ideas y oportunidades que el personal electricista de mantenimiento presenta ante el Gerente del activo y que mediante una mesa de trabajo se determina que inversiones se deben realizar al año siguiente.

* Barriles de petróleo dejados de producir por causa del sistema eléctrico.

Partiendo de que el sistema de distribución local no ofrecía la suficiente confiabilidad, se genera un contrato aprovechando el gas presente en el campo. Este contrato era de generación de energía eléctrica local por un tercero, siendo el gas suministrado por ECOPETROL y pagado el servicio por kW-hora. Este contrato no permitía la conexión a la red de distribución existente.

El precio por kW-hora representa para ECOPETROL una gran ventaja económica que aun hoy en día puede aprovechar, estando cercana a los 97 pesos por kW-hora consumido.

Dentro de la estrategia de gerenciamiento se realizaron convenios con el operador de red para tender una línea de transmisión local de 115 kV y la construcción de una subestación de 25 MVA, como se mencionó en el numeral 2.2. Aprovechando esta nueva infraestructura se toma la decisión de incluir en el plan de inversiones la conexión de los centros de generación con esta nueva infraestructura, modificando el contrato con los centros de generación.

4.1.1 Estrategia. Dentro de lo que se pretende con el plan de gerenciamiento se tomó la decisión de desarrollar la siguiente estrategia.

- Registrar los eventos eléctricos que representan pérdidas de producción. Este registro inició con solo 4 ítems registrables que fueron aumentando hasta llegar a los 13 que se manejan actualmente. Estos permiten identificar de forma clara los puntos que se deben abordar, por lo que es muy importante llevarlos adecuadamente para poder sustentar los resultados.
- Generar anualmente un plan de inversiones para ser ejecutado al año siguiente. Este plan de inversiones se decide en mesas de trabajo con todos los participantes posibles, y tiene como base disminuir las pérdidas de producción,

por lo que se debe analizar los registros de fallas eléctricas para atender las fallas más recurrentes.

- Investigación e identificación de nuevas tecnologías. Uno de los temas más importantes dentro del plan de gerenciamiento eléctrico esta la investigación de nuevas tecnologías que se pueden aplicar en el campo.
- Implementación de las tecnologías aplicables. Durante esta implementación por lo general habrá impactos en la producción, ya que implica por lo general el desconexión del sistema eléctrico o parte de él, por lo que no siempre podrá desarrollarse de inmediato.

Dentro de la estrategia de gerenciamiento se realizaron convenios con el operador de red (ESSA) para tender una línea de transmisión local de 115 kV (línea 309) y la construcción de una subestación de 25 MVA (subestación Puerto Wilches), como se mencionó en el numeral 2.2.

Aprovechando esta nueva red de distribución, se toma la decisión de incluir en el plan de inversiones la conexión de los centros de generación de energía eléctrica con esta nueva infraestructura, lo cual requirió la modificación del contrato con los centros de generación.

4.2 IMPLEMENTACIONES REALIZADAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

En las redes de distribución y en el desarrollo de sistemas de protección y control, han ido mejorando y apareciendo tecnologías que ayudan a mejorar la confiabilidad de los sistemas eléctricos. ECOPETROL ha realizado una serie de inversiones enfocadas a disminuir sus pérdidas de producción por causa de interrupciones de

su sistema de distribución de energía eléctrica. A continuación, se presentan las inversiones realizadas.

4.2.1 Sistema de sincronismo de los centros de generación con la red de distribución. Conectar en paralelo los centros de generación con la red distribución local, disminuye las salidas por desconexión de alguna de las 6 máquinas generadoras de energía eléctrica. El campo Yariguí cuenta con 4 máquinas de generación de energía eléctrica para los sistemas de extracción de crudo y la planta de inyección de agua; por otra parte, el campo Cantagallo tiene 2 máquinas de generación de energía eléctrica. Los dos sistemas están conectados a la línea 450 (34,5 kV) del operador de red.

Los centros de generación tienen la capacidad de mantener las cargas de cada campo de forma aislada, así que la tarea consistía en controlar las maquinas con una carga fija y aislar lo más rápidamente posible la red interna ante fallas presentadas en el operador de red.

Con una inversión de 420 mil dólares se implementó el sistema de sincronismo con la red de 34,5 kV. Esta inversión contempló la compra de la tarjeta SYNC 1320, del sistema DCM 100 (ambos de Cummins) y 1 relé BECKWITH M-3425.

Se requirió realizar la instalación de los cables para las señales de tensión y corriente del sistema sincronismo y control. Estas señales se toman de los tableros existentes y se llevan hasta los centros de generación, por lo que se calculó el calibre de los conductores de acuerdo al Burden de los transformadores de medida seleccionados:

- Transformadores de corriente (CT) de Cantagallo: 300/5 A; 10P20; 5VA
- Transformadores de tensión (PT) de Cantagallo: $4160V/\sqrt{3}$ / $120V/\sqrt{3}$; 10VA
- Transformadores de corriente (CT) de Yariguí: 500/5 A; 10P20; 5 VA
- Transformadores de tensión (PT) de Yariguí: $4160V/\sqrt{3}$ / $120V/\sqrt{3}$; 10VA

Por otra parte, el Burden de los relés a conectar son los siguientes:

- Entrada de corriente: 0,025 Ω
- Entrada de tensión: 0,5 VA

Las distancias a los centros de generación son:

- Centro de generación Yariguí 50 metros
- Centro de generación Cantagallo 70 metros

En la Tabla 3 se resumen las características de los conductores utilizados para la conexión de los transformadores de corriente y el Burden de los elementos conectados a estos transformadores.

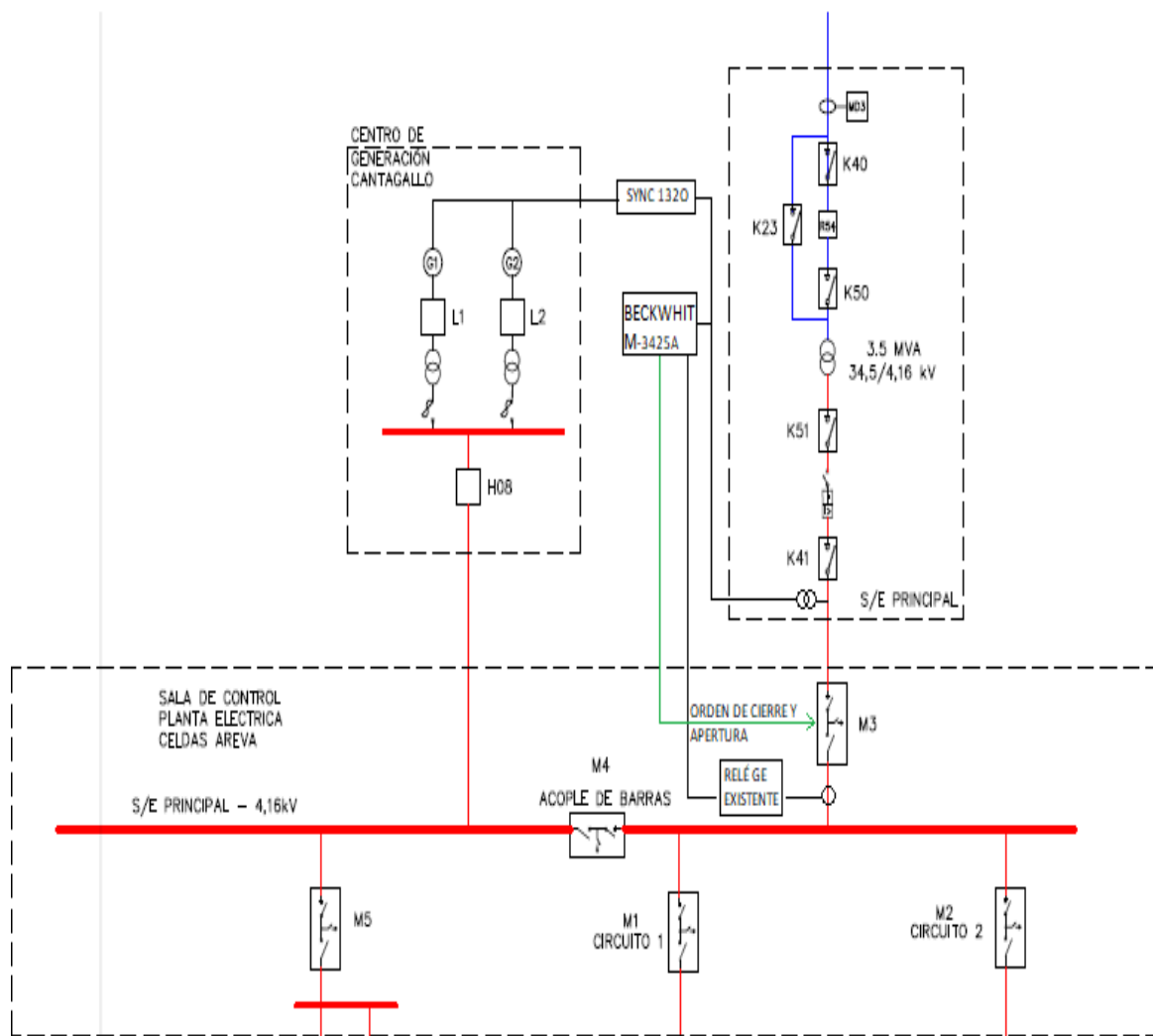
Tabla 3. Selección de conductores de los transformadores de corriente para el sistema de sincronismo y control de carga de los Centros de generación.

	Conductor		distancia	Burden cable	Burden relés X2	Burden total
	calibre	(Ω/m)				
Yariguí	4 AWG	0,0011	70	1,925	2	3,925
Cantagallo	6 AWG	0,0017	50	2,125	2	4,125

Las señales de los transformadores de tensión se llevan en un conductor calibre 14 AWG, pues el Burden de los equipos que se van a conectar es muy bajo para superar los 10 VA.

En el campo Cantagallo se realizó el cableado de las posiciones del interruptor M3, donde se encuentra el punto de sincronismo con el sistema, así como los mandos de cierre y de apertura como se muestra en el esquema de la Figura 11.

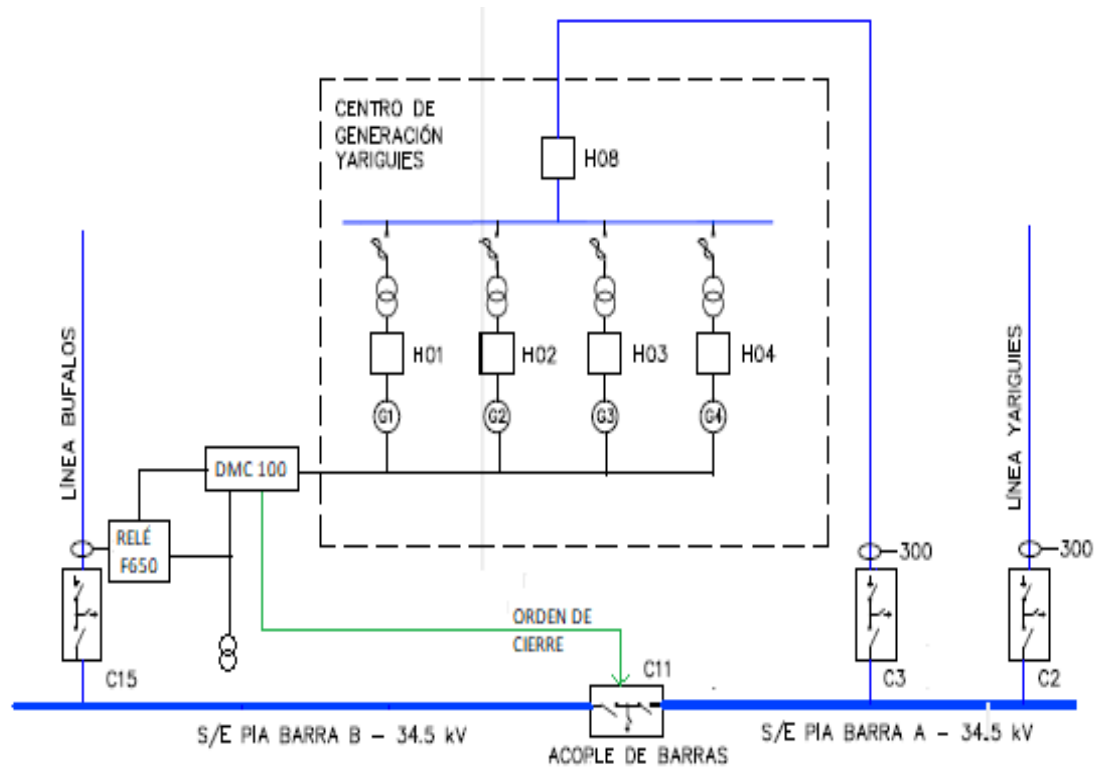
Figura 11. Esquema de sincronismo del campo Cantagallo



Fuente: Ecopetrol S.A.

En el campo Yariguí se realizó el cableado de las posiciones del interruptor C11 y C15 para que el centro de generación pueda saber si se encuentra trabajando en modo isla o si está conectado a la red. El punto de sincronismo se hace en el C11 al cual se le habilita la protección sub frecuencia en 59,6 Hz para que aisle las cargas y el centro de generación de la red en caso de una falla externa y así proteger la producción que se encuentra alimentada por la línea Yariguí (ver Figura 12).

Figura 12. Esquema general de sincronismo del campo Yariguí



Fuente: Ecopetrol S.A.

El impacto de haber realizado este esquema de sincronismo entre la red de distribución y los centros de generación fue evidente, pues se redujeron de 51.234 BLS en el 2012 a 5.857 BLS en el 2013 las pérdidas causadas por fallas en los elementos de la red de distribución y de los sistemas de generación de energía eléctrica.

4.2.2 Elementos Profauna. Una de las nuevas tecnologías implementadas en el campo de las redes de distribución de energía eléctrica, es la instalación de elementos pro-fauna, para evitar el contacto y la electrocución de aves, marsupiales y reptiles con las líneas de distribución.

Las redes de distribución de energía eléctrica son necesarias para el desarrollo de todos los sistemas de producción, pero su tendido afecta el paisaje, está en contacto

con la vegetación y afecta las especies de animales de la región que por contacto con las redes sufren electrocución o daño al estrellarse con ellas durante el vuelo.

En el contexto internacional este impacto ha recibido especial atención, pues la electrocución de un ave; además de su impacto ambiental, suele producir interrupciones en el suministro de energía eléctrica, lo cual puede conllevar costos económicos superiores a los derivados del reemplazo de las estructuras que revisten un mayor riesgo

Estos elementos pro-fauna no solo evitan las fallas en las redes eléctricas, sino que logran preservar la vida de animales y plantas, haciendo las redes de distribución de energía eléctrica más amigables con el medio ambiente.

Con una inversión total de 810.000 dólares durante los años 2014 y 2015 se instalaron los elementos pro-fauna que se describen a continuación.

- **BIRD REPELLENT; DESVIADOR AVES**

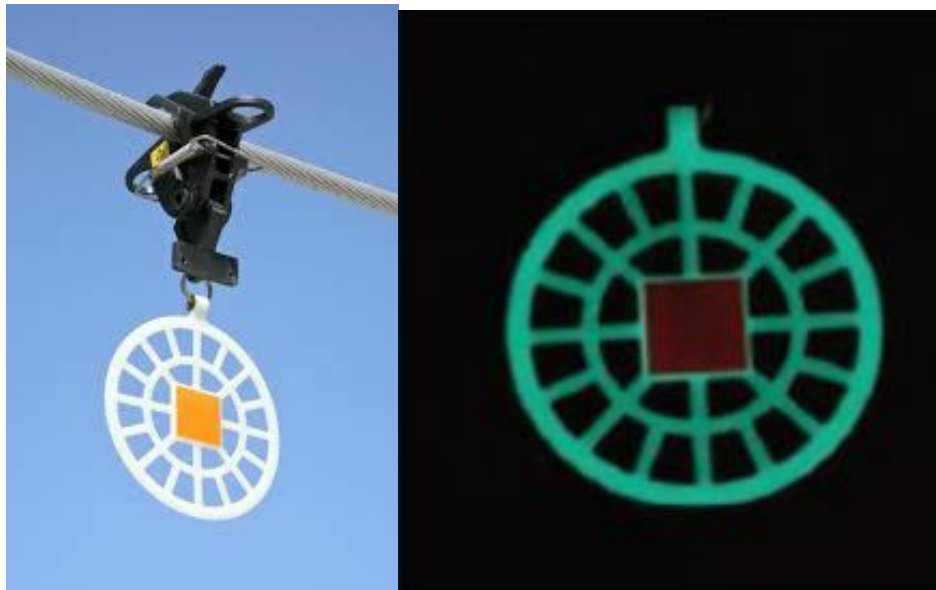
Un problema frecuente en las redes eléctricas es la colisión de aves con esta infraestructura, y se genera debido a que las redes eléctricas son un obstáculo que impide el libre vuelo de las aves, especialmente los días de niebla o bruma, pues pasan desapercibidas para las grandes aves durante el vuelo e impactan contra ellas, muriendo en el acto o en los siguientes días (ya que, si quedan inutilizadas las alas o quedan heridas de importancia no podrán sobre vivir).

En la zona donde están ubicados los campos Yariguí y Cantagallo, es frecuente la presencia de buitres (chulos en el argot popular) que rondan en busca de carroña. Estas aves impactan con las redes de distribución al descender sobre animales muertos o desechos de comida arrojados por los pobladores, pues no son capaces

de distinguir el cable de aluminio desnudo. También especies como búhos, lechuzas y gavilanes son frecuentes en la zona.

Para prevenir que las aves impacten con las líneas desnudas se instalan estos desviadores de aves. De la variedad que hay en el mercado se escoge el BirdMark BM-AG (ver Figura 13), por la presencia de aves nocturnas en la zona. Después de la instalación de estos dispositivos no se han presentado fallas por colisión de aves con las líneas.

Figura 13. Desviador de aves BirdMark BM-AG

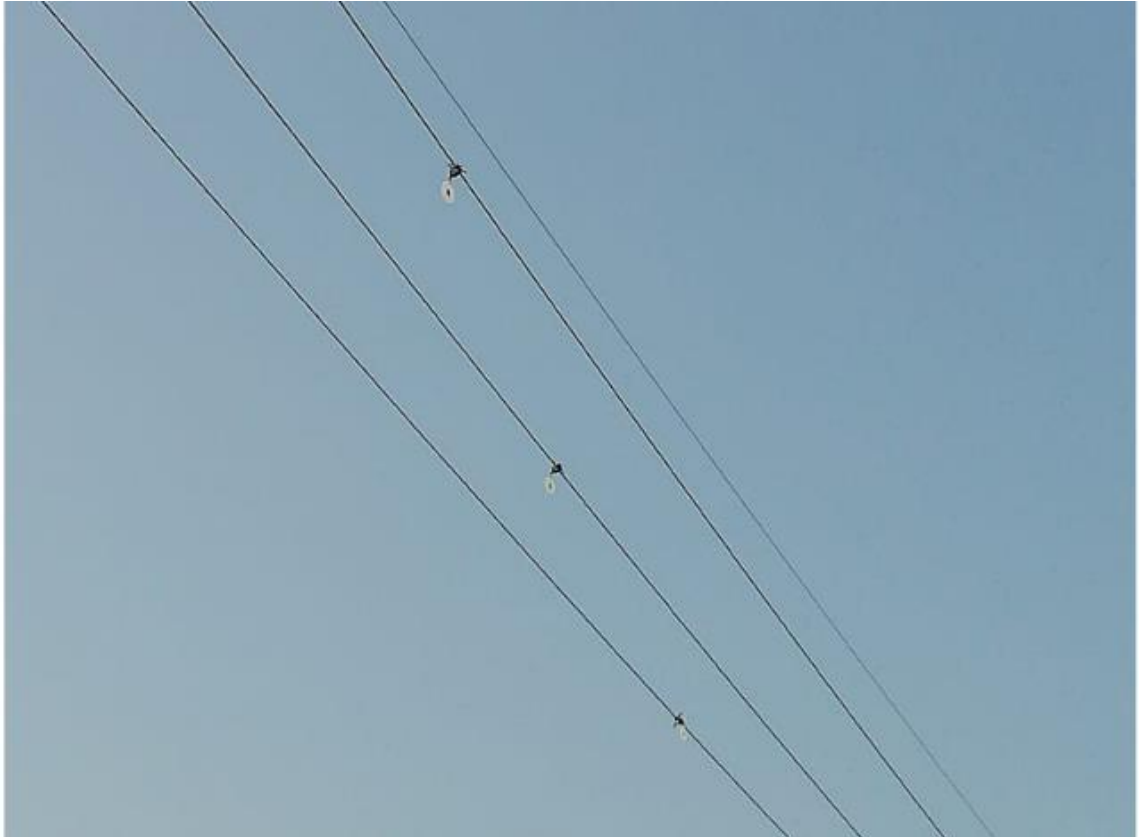


La distancia de instalación de estos desviadores es cada 20 metros intercalados por las 3 fases.

Un inconveniente que se presenta es la ubicación geográfica del campo por la alta presencia de tormentas y ventiscas, algo que ocasiona que los desviadores de vuelo se desprendan de las grapas que los sostienen en la línea, por lo que se deben reemplazar seguido, aumentando el costo de mantener las líneas señalizadas con estos dispositivos. En total se han colocado 400 de estos elementos, la instalación

no implica el apagado de las líneas, pues se van instalando con pértiga. La Figura 14 muestra la instalación de los desviadores de aves en una red de distribución de 34,5 kV

Figura 14. Desviador de aves BirdMark BM-AG instalados sobre la línea 450 tensión 34,5 kV



- **BUS ISOLATION SQUIRREL GUARD**

Otra de las fallas frecuentes en el sistema de eléctrico de los campos se debe al arco producido por el acercamiento de aves pequeñas que se posan en los aisladores de seccionadores o cuchillas y que al momento de alzar el vuelo sus alas alcanzan a romper las distancias seguras y se produce un arco que causa la muerte al ave y la salida del circuito de distribución.

De igual manera zarigüeyas, ardillas u otros animales pequeños pueden entrar en contacto con las partes energizadas de los equipos. La instalación los sistemas de aislamiento mostrados en la Figura 15, previene el contacto de los animales con los aisladores de la red eléctrica. La instalación de estos dispositivos, debería realizarse en el montaje de las estructuras ya que en sistema que estén operando se requiere desconectar el sistema eléctrico para realizar su instalación.

Figura 15. Bus isolation squirrel; Bus isolation squirrel instalado en estructuras de enlace cluster 12 campo Yariguí



Fuente: WILDLIFE AND ASSET PROTECTION PRODUCTS SELECTION GUIDE

- **BUSHING CONNECTION INSPECTION COVER (BCIC)**

La función de estos dispositivos es similar al BUS ISOLATION SQUIRREL GUARD, y es aislar la parte energizada como bujes de transformadores de potencia y medida (PT) y reconectores, evitando así el contacto indeseado de animales.

Estos equipos por lo general son muy concurridos por las aves que incluso anidan en ellos por mantenerse calientes. La Figura 16 muestran estos dispositivos instalados en un pórtico del campo Cantagallo.

Figura 16. Bushing Connetion Inspection Cover; instalado en PT portico 22 en Cantagallo



Fuente: WILDLIFE AND ASSET PROTECTION PRODUCTS SELECTION GUIDE

Los BCIC se han instalados en los transformadores de potencial que alimentan los reconectadores y unos cuantos transformadores que tienen sus bornes expuestos. ECOPETROL como medida de seguridad han realizado el cambio de la mayoría de quipos de trasformación por transformadores de bujes cubiertos.

En el caso de los transformadores de potencial de los reconectadores, se han ido reemplazando por transformadores de servicios auxiliares de 45 kV que alimentan la iluminación de los pórticos y de ahí se toma la alimentación para el control de los reconectadores. Solo en equipos lejanos donde no hay otra fuente de baja tensión o hay solo un reconectador se usan los transformadores de potencial, siendo la opción de este aislamiento una muy buena alternativa para evitar el contacto de aves con los equipos.

- **BCIC-10/13.5/3-L. CUBIERTA PARA GRAPA TIPO PISTOLA; CUBIERTA AISLANTE PARA CABLE; CINTA PARA CABLES DE MEDIA TENSION**

Este dispositivo BCIC se usa para cubrir la grapa al final de la cadena de aisladores en las estructuras de retención o cambio de dirección, y junto con las cubiertas y la cinta proporcionan en su conjunto una buena protección para evitar contacto de aves u otros animales entre las líneas y las crucetas.

ECOPETROL ha realizado la instalación de estos elementos en el 80% de sus redes, y en los nuevos proyectos se contempla dentro del presupuesto que las redes eléctricas desde el diseño incluyan estos equipos. La Figura 17 muestra este tipo de cubierta para los conductores desnudos.

Figura 17. BCIC-10/13.5/3-L. Cubierta para grapa tipo pistola; cubierta aislante para cable; cinta para cables de media tensión



Fuente: WILDLIFE ANDASSET PROTECTIONPRODUCTS SELECTION GUIDE

4.2.3 Sistema de puestas tierra, apantallamiento y sobretensiones. Se realizó un análisis integral de protección contra rayos sobre las líneas de distribución y transmisión de los diferentes niveles de tensión encontrados en el campo Cantagallo de Ecopetrol: 115 kV, 34,5 kV y 4,16 kV, aplicando los estándares IEEE 1243 de 1997 e IEEE 1410 DE 2010, considerando tanto los impactos directos como los impactos indirectos sobre las redes. Este estudio fue contratado a la empresa Keraunos. La Tabla 4 muestra el resumen de los resultados del estudio.

Tabla 4. Resumen de soluciones informe de la empresa Keraunos

Tabla 3-2 Resumen de soluciones para el circuito de Cantagallo

Nivel de Tensión	Circuito	Estado Inicial		Apantallamiento		Puesta a tierra (5 ohms)		Aislamiento (CFO = 350 kV)				Descargadores cada 500 m + RPT 5 ohms			
		F.D	F.I	F.T	F.T	% mejora	F.D	F.I	F.T	%mejora	F.D	F.I	F.T	%mejora	
115 kV	Termo Barranca - Puerto Wilches	1.1	0.0	1.1	--	--	0.1	0.1	92.2%						
	Puerto Wilches - Isla VI	0.5	0.0	0.5	0.3	44.52%	0.0	0.0	96.2%						
	Garzas	1.1	12.3	13.4	13.3	0.75%	0.2	12.5	6.9%	0.2	6.0	6.3	53.1%	5.5	5.7
34.5 kV	Yarigui	0.5	6.5	7.0	7.0	0.01%	0.1	6.6	6.0%	0.1	3.2	3.3	52.8%	2.9	3.0
	Búfalos	0.3	4.1	4.4	4.4	0.06%	0.1	4.2	5.6%	0.1	2.0	2.1	52.5%	1.8	1.9
	SE YR84 a SE Puerto Wilches	0.5	5.3	5.8	5.8	0.82%	0.1	5.4	7.2%	0.1	2.6	2.7	53.2%	2.4	2.5
	SE CANTAGALLO - SE YR129	0.3	2.7	3.0	3.0	0.02%	0.0	2.8	8.4%	0.1	1.3	1.4	53.6%	1.2	1.3
	Estación Auxiliar - Pórtico PC4	0.3	1.7	2.0	2.0	0.13%	0.1	1.7	12.5%	0.1	0.8	0.9	54.9%	0.8	0.8
	Línea 9 - Pórtico 8.1	0.3	3.7	4.0	4.0	0.06%	0.0	3.8	6.4%	0.1	1.8	1.9	53.1%	1.7	1.7
4.16 kV	SE Cantagallo - Nuevo Pórtico 8	0.2	1.0	1.2	1.2	0.04%	0.0	1.1	13.2%	0.1	0.5	0.6	54.7%	0.5	0.5
	Circuito 1	0.9	12.2	13.1	13.1	0.01%	0.2	12.4	5.2%	0.1	2.5	2.6	80.0%	5.5	5.7
	Circuito 2	0.6	4.4	5.0	5.0	0.01%	0.2	4.6	8.8%	0.1	0.9	1.0	80.4%	2.0	2.1

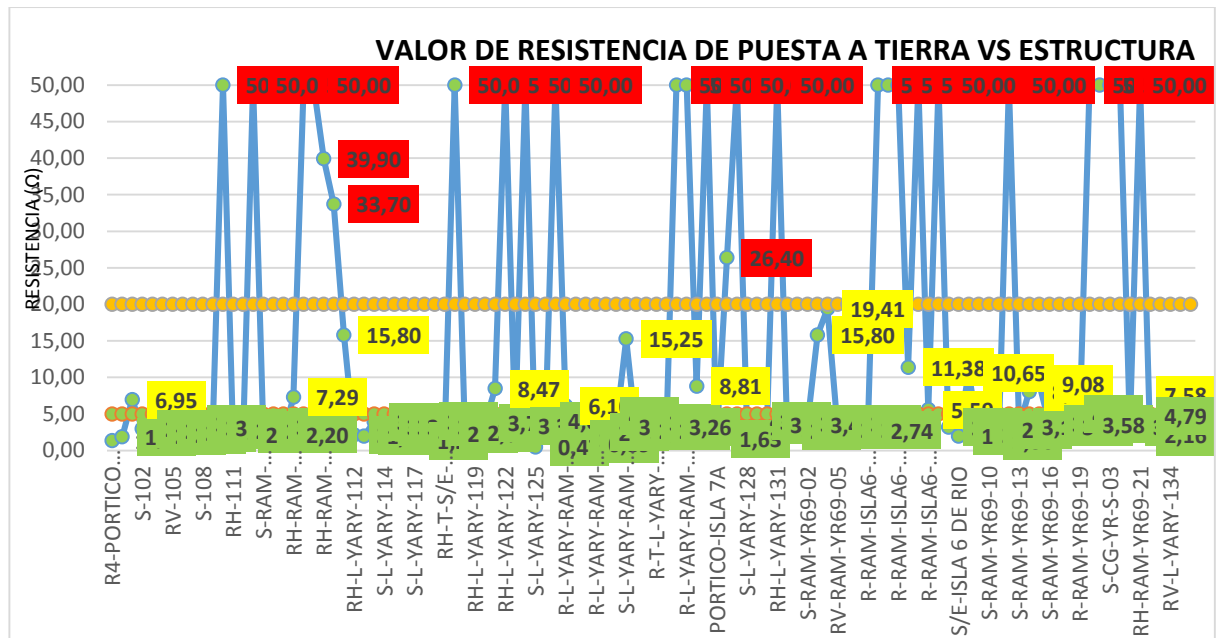
F.D: Flameo por impacto directo, F.I: Flameo por impacto indirecto.

Fuente: Informe de Keaunos³

Como se puede ver en la Tabla 4, las principales mejoras se presentan en la instalación de DPS cada 500 m y la mejora del sistema de puestas a tierra a un valor de resistencia menor de 5 Ω.

Para esto se hizo un barrido de toma de medidas de los sistemas de puesta a tierra realizado por la firma Concrelec Ltda. La Figura 18 muestra los resultados de la medición de los sistemas de puesta a tierra para la línea 450 del campo Yariguí.

Figura 18. Valores de resistencia del sistema de puesta a tierra de la línea 450 del campo Yariguí



El 61% de las estructuras del circuito tienen sistema de puesta a tierra con valores menores a 5 Ω , cumpliendo con lo recomendado por Keraunos.

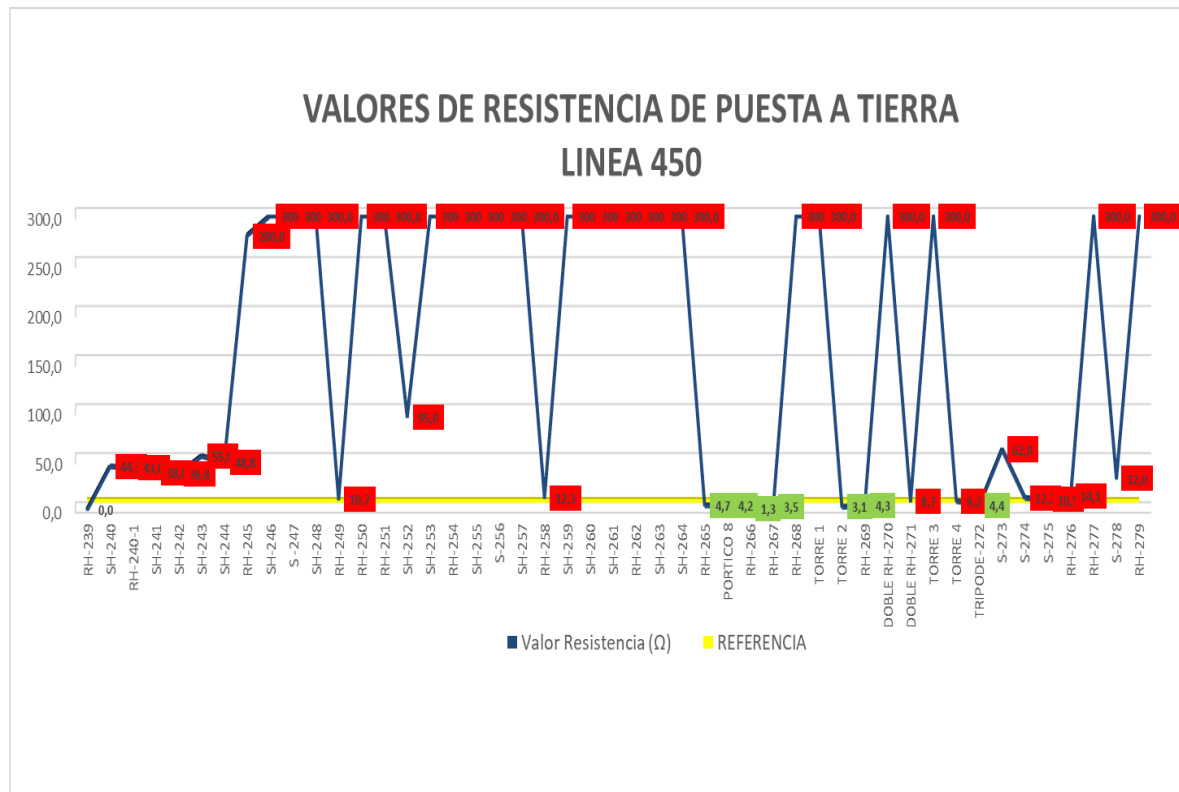
El 14% de las estructuras tienen sistemas de puesta a tierra con valores entre los 5 y 20 Ω , cumpliendo igualmente con lo exigido por el RETIE.

El 75% de las estructuras tienen sistema de puesta a tierra con valores por debajo de 20 Ω , cumpliendo con lo exigido por el RETIE.

El 3% de las estructuras tienen instalado el sistema de puesta a tierra, pero no cumplen con lo exigido por el RETIE.

El estudio arrojó que el 22% de las estructuras no tiene instalado sistema de puesta a tierra, está cortado o presenta valores superiores a la escala del equipo (300 Ω), por lo tanto, NO CUMPLEN lo exigido por el RETIE y recomendado por Keraunos. La Figura 19 presenta un resumen de los valores de los sistemas de puesta a tierra.

Figura 19. Valores de resistencia de tierra línea 450



El 45% de las estructuras del circuito L-450 no cuentan con bajante del cable de guarda al sistema de puesta tierra, o está cortada.

Solo el 15% de las estructuras del circuito L-450 tienen la resistencia del sistema de puesta a tierra por debajo de los 5 Ω , de acuerdo con lo recomendado en el estudio técnico realizado por Keraunos.

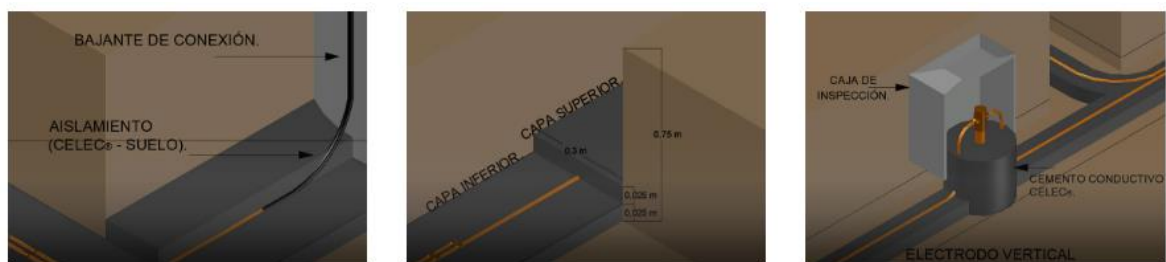
Un 40% de las estructuras tiene bajante, pero la resistencia de puesta a tierra está por encima de $5\ \Omega$.

Por otra parte, en el 80% de los herrajes de las estructuras se evidencia corrosión.

De igual forma el informe incluye las líneas circuito 1 y 2, las líneas Búfalos y Garzas con resultados similares, por lo que no se enuncian en este documento.

Para mejorar los sistemas de puesta a tierra, se utiliza la tecnología del cemento conductor, que da mayor durabilidad a los electrodos, es libre de mantenimiento eléctrico, tiene baja inductancia, baja resistencia a corriente continua, baja impedancia total, una resistividad de $0,048\ \Omega/\text{m}$ y además tiene la rigidez de un mortero y funciona en estado seco. Las figuras 20 y 21 muestran cómo se realiza la instalación de los electrodos del sistema de puesta a tierra con cemento conductor. Por otra parte, la Figura 22 muestra la instalación de los DPS en la red de distribución del circuito Garzas.

Figura 20. Instalación de los electrodos del sistema de puesta a tierra con cemento conductor



Fuente: <https://protecem.com/es/celec>

Figura 21. Instalación de los electrodos de tierra con cemento conductor circuito Garzas



Figura 22. Instalación de DPS cada 500 metros circuito Garzas



También se mejoró el apantallamiento de la línea 450 instalándole doble cable de guarda desde la subestación Puerto Wilches hasta el campo Cantagallo.

4.2.4 Pararrayo desionizador de la carga electrostática⁵ El PDCE es un Sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas y Protector Electromagnético que evita el impacto del rayo sobre la estructura que protege. El PDCE es un sistema inhibidor de rayos que deriva al sistema de puesta a tierra las corrientes electrostáticas. Su principio de funcionamiento está basado en equilibrar o compensar el campo eléctrico variable existente en su entorno, evitando que se genere el trazador ascendente en el PDCE y en la estructura que protege, dependiendo de su radio de cobertura.

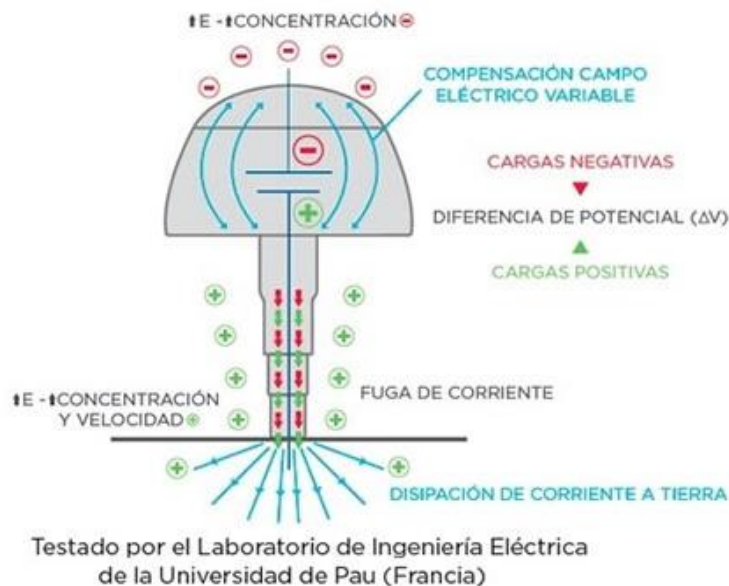
Se trata de un dispositivo formado por un elemento conductor de recepción conectado a tierra y cargado positivamente y un elemento conductor de captación conectado al aire (separado por un aislador) y cargado negativamente. Al aumentar el campo eléctrico se produce un efecto de atracción de cargas, de positivo a negativo, induciendo a subir las cargas positivas (tierra) hacia el elemento de recepción.

Por otro lado, el aumento del campo eléctrico por encima del elemento de captación induce a depositarse carga negativa (nube) sobre el mismo. En ese momento se produce una diferencia de potencial variable en función de la velocidad de aumento del campo eléctrico entre ambos elementos, apareciendo de forma instantánea una fuga de corriente a tierra (del orden de entre 50 mA a 1,8 A de forma aproximada), consecuencia de la compensación de campo eléctrico generada de forma continua y secuencial en el interior del PDCE.

Este proceso está regulado por una válvula de expansión y compresión que es la responsable de las fases de paso de corriente y/o de la absorción de las sobretensiones inducidas externas. La válvula se expande cuando hay una fuga de corriente y expulsa la sobrepresión generada en el proceso. Una vez que el PDCE ha finalizado la compensación del campo de forma transitoria, la válvula se comprime y deja de actuar.

El PDCE evita la formación del rayo (eficacia del 99%), en el 1% de posibilidad de impacto de rayo, se comportará, como un fusible térmico, absorbiendo parte de la energía del rayo en calor por fusión de sus componentes internos, reduciendo al mínimo los efectos por sobre tensión; minimiza de forma significativa (entre un 60% a 90%), los efectos indirectos (sobretensiones inducidas externas) provocados por impactos de rayos en su entorno. La Figura 23 presenta el principio de funcionamiento del PDCE.

Figura 23. Funcionamiento PDCE.



Fuente: <http://www.thekaltda.com>

Existen efectos secundarios que acompañan las descargas atmosféricas:

- Transitorios atmosféricos
- Pulsos electromagnéticos (PEM)

Es importante resaltar que las descargas entre nube y nube de tormenta y dentro de la nube, son muy frecuentes y crean todos estos efectos secundarios. Los PDCE están diseñados para proteger de los tan peligrosos pulsos electromagnéticos de

los rayos y de los campos magnéticos radiados. La tecnología PDCE disipa la energía radiada por el aire referenciándola al sistema de puesta a tierra en forma de corriente a partir de una gama de frecuencias, atenuando de forma efectiva los campos magnéticos radiados o inducidos, campos eléctricos y pulsos electromagnéticos de cualquier frecuencia, potencia o tensión. El pararrayos Desionizador de carga electrostática ofrece protección máxima de las instalaciones frente a los efectos electromagnéticos radiados, campos electrostáticos permanentes o variables, campos magnéticos permanentes.

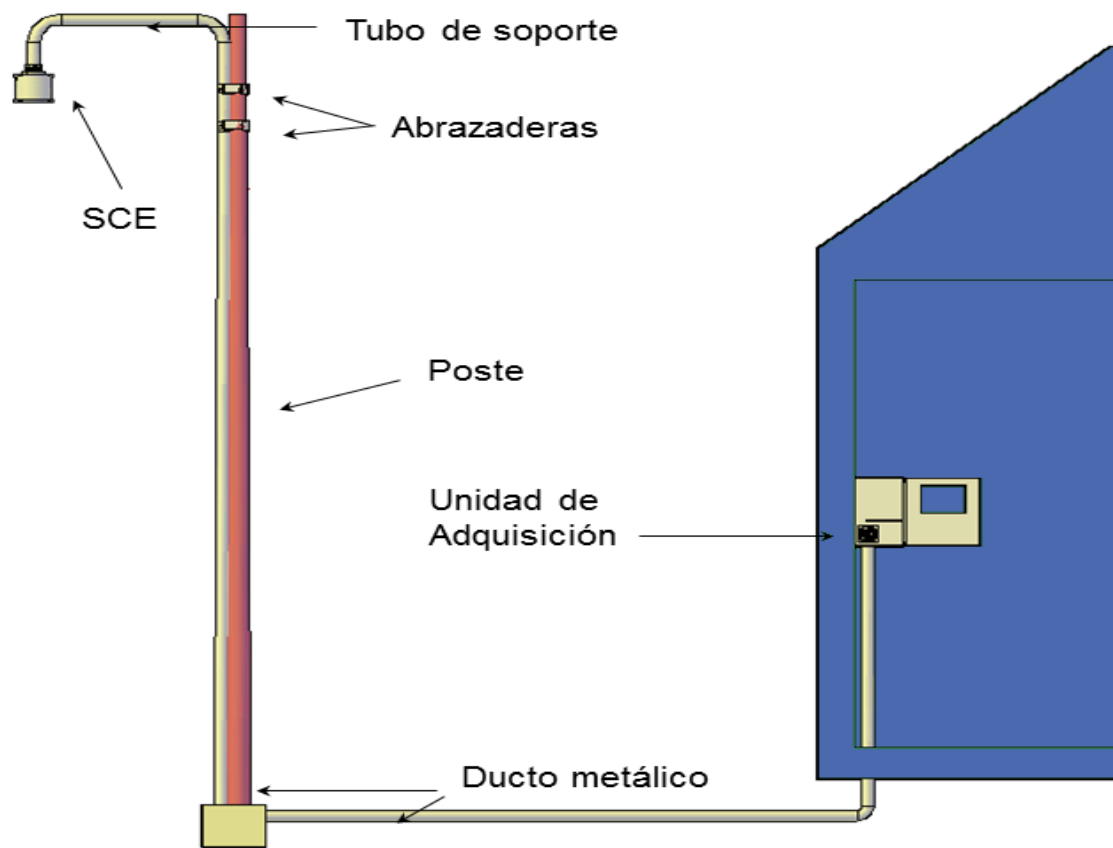
Según los ensayos en campo con pruebas en equipos instalados por 15, 8, 4, 3 y 2 años los resultados muestran que la probabilidad de impactos a menos de 100 m de la estructura donde se encuentra el pararrayos es inferior al 0,2%, a 500 m inferior al 5% y a 900 metros inferior al 20%*.

Considerando estas mejoras, se han instalado 4 de estos equipos en las torres de la línea 450 del cruce del río con 0 impactos en las estructuras desde su instalación. Se plantea instalar estos equipos en el cruce del río de la línea Yariguí y en las torres de la línea 311 de la subestación Puerto Wilches isla VI.

4.2.5 Sistemas Prethorview y Linetview⁶. PreThorView es una aplicación que permite visualizar las mediciones del molino de campo eléctrico. Se compone de un software de visualización que se integra con un complemento de control. El software de visualización, notifica por medios visuales el riesgo de rayos en un área de hasta 20 km². Informa en tiempo real, guarda históricos de las alarmas y las mediciones del campo eléctrico. Es accesible a través de un navegador web. La Figura 24 presenta un ejemplo de la instalación del equipo PreThorView. Por otra parte, la Figura 25 muestra un pantallazo de la ventana principal del software del equipo PreThorView.

* *Datos tomados de la página <http://www.dinnteco.com/ensayoscampo>.

Figura 24. Ejemplo de instalación del equipo Prethorview.



Fuente: Manual instalación Prethorview; Keraunos S.A.S

El complemento de control es utilizado para el monitoreo de la señal del molino de campo eléctrico, permitiendo ver el comportamiento de la señal y realizar los ajustes durante los mantenimientos y calibraciones del equipo.

Figura 25. Ventana principal Prethorview



Figura 1 Ventana Principal PreThorView

Fuente: manual usuario Prethorview; Keraunos S.A.S

Tres de estos quipos se instalaron, uno en el campo Cantagallo, uno en la subestación PIA en Yariguí (Puerto Wilches) y otro en la estación Garzas. La Figura 26 muestra la instalación realizada en la subestación PIA.

Figura 26. Instalación sistema Prethorview en subestación PIA



El sistema Linetview es una plataforma en tiempo real que muestra las descargas atmosféricas que se producen en una región de interés, mostrando la densidad de las descargas atmosféricas y el desplazamiento de la tormenta, así como la

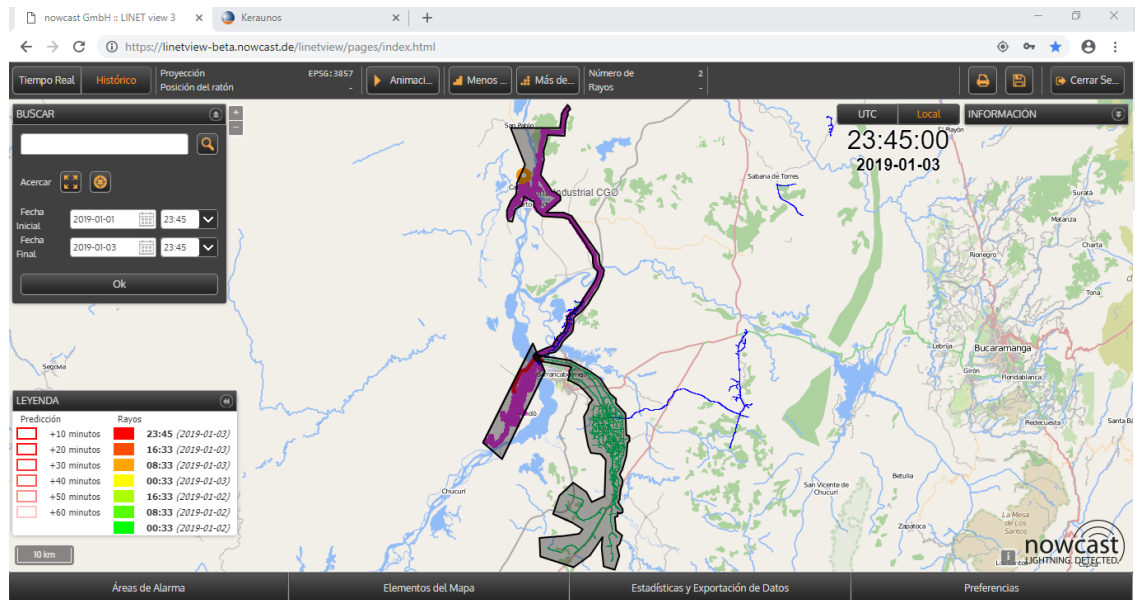
corriente de la descarga y el registro histórico de los rayos. La Figura 27 muestra un pantallazo del sistema Linetview.

Los sistemas Prethor y Linet no se contemplan en el plan de inversiones de los campos, porque fueron programas y licencias que se compraron a nivel nacional por ECOPETROL.

El uso de estas herramientas permite tomar decisiones de operación en el momento que se acerca la tormenta a la zona de influencia.

En el campo Cantagallo se desarrolló un protocolo que consiste en abrir los interruptores de enlace con el operador de red durante la presencia de tormentas en la zona, esto trae 2 beneficios, las corrientes de corto circuito disminuyen en las redes de distribución del campo al ser alimentadas solo por las máquinas de generación, esto hace que las perturbaciones sean menores y los variadores no se vean afectados. La otra ventaja es que los impactos en las torres de la línea 309 de 115 kV y las fallas en la línea 450 desde Cantagallo hacia el sur de Bolívar, ambas con deficiencia de apantallamiento, no perturban el sistema interno del campo.

Figura 27. Sistema Linetview



Fuente: Ecopetrol S.A

4.2.6 Cable ecológico o semi aislado. Las interrupciones del sistema eléctrico de los campos por contactos de vegetación con las líneas han tenido un impacto significativo en la diferida eléctrica del campo Yariguí Cantagallo ya que se encuentra en una zona tropical con mucha presencia de bosques, cultivos de palma y con un crecimiento rápido de vegetación.

Esta tecnología permite servidumbres menos exigentes y minimiza la posibilidad de que un contacto rama línea inicie un incendio forestal.

Durante los años 2016 y 2017 se montaron 13 km de cable aislado, continuando en el 2018 y se espera en el 2019 tener el 70 % de las líneas en este tipo de cable. La Figura 28 muestra la utilización de un cable semi aislado en la red distribución que va hacia la subestación Isla 1.

Figura 28. Circuito hacia Isla 1 en cable semi aislado



En los años 2016 y 2017 se realizó la inversión más fuerte en el sistema de distribución de energía eléctrica del campo. Con resultados favorables en la producción de crudo.

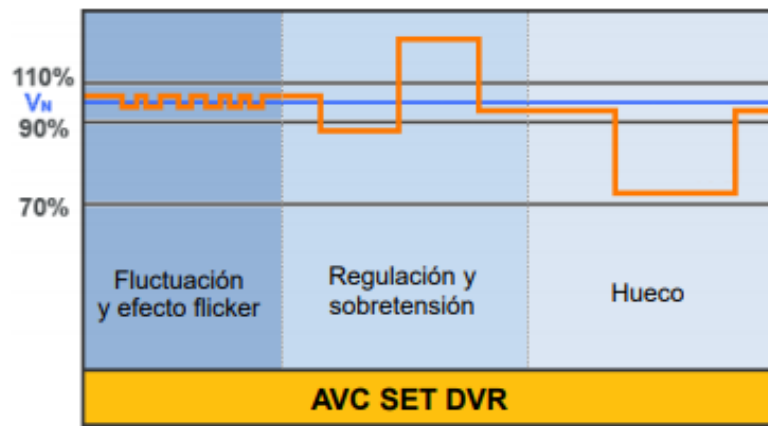
4.2.7 Tecnologías no implementadas. Dentro de las nuevas tecnologías que se analizaron en los planes de gerenciamiento eléctrico hubo tecnologías que se descartaron por diversos motivos. En este numeral se enuncian algunas de estas tecnologías y los motivos por los cuales se decidió no implementarlas.

- **AVC SET DVR⁷**

El AVC SET DVR es un sistema diseñado para mitigar y eliminar el efecto de las perturbaciones eléctricas que afectan a procesos y/o servicios críticos, mediante la eliminación de fluctuaciones de tensión (incluido el flicker), variaciones lentas y

rápidas de tensión, huecos de tensión y sobretensiones transitorias en líneas de media tensión. La Figura 29 muestra las fluctuaciones de tensión que este dispositivo logra mitigar.

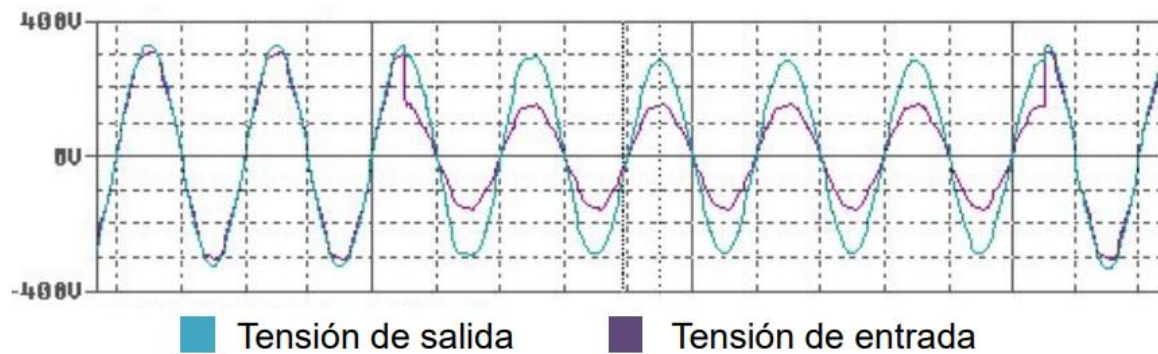
Figura 29. Alcance del AVC SET DVR



Este compensador flexible inyecta y absorbe energía, es capaz de corregir las desviaciones de tensión de entrada para ofrecer una tensión estable ($V_n \pm 0,5\%$) con una respuesta rápida. Compensa de forma constante huecos de hasta el 30%, o durante 30 segundos hasta el 50%. En la Figura 30 se muestra un registro de actuación del sistema AVC.

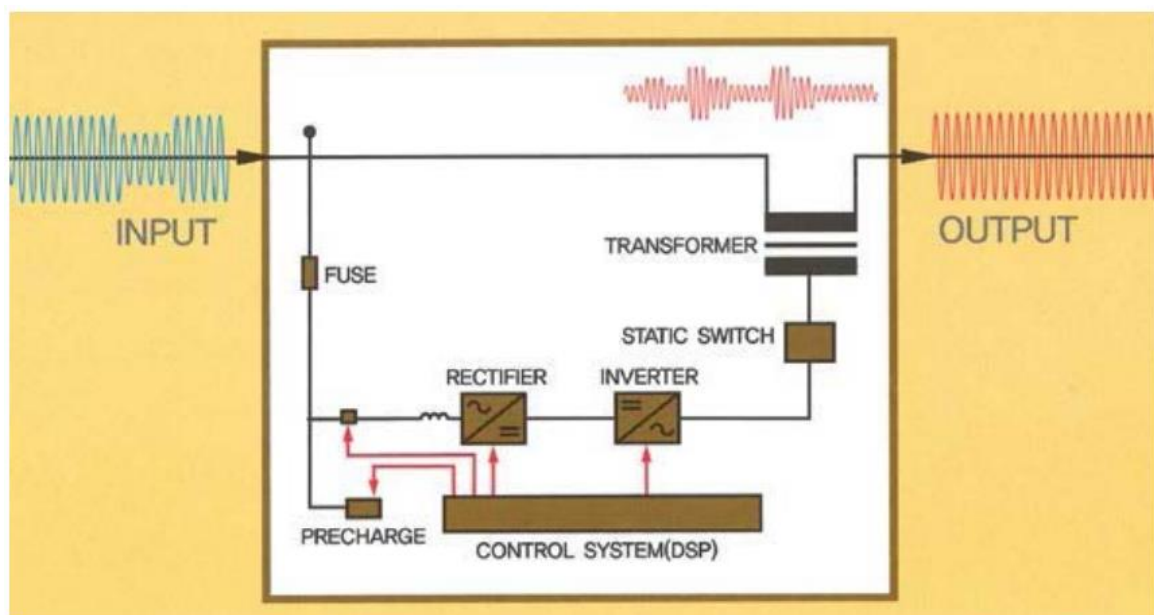
El compensador AVC SET DVR está diseñado con una topología de transformador serie con capacidad de compensación activa, necesita siempre mantener la fuente de energía conectada (RED) puesto que no es una UPS, si la fuente se pierde, la salida también es cero.

Figura 30. Ejemplo de forma de onda entrada versus salida con la implementación del sistema AVC SET DVR



La Figura 31 presenta el esquema de la configuración del sistema AVC SET DVR.

Figura 31. Configuración AVC SET DVR



Por otra parte, en la Tabla 5 se presentan los datos de la diferida eléctrica debida a las fluctuaciones en la de tensión del sistema eléctrico del campo Yariguí Cantagallo, así como su costo por año en Dólares del 2012 al 2017.

Tabla 5. Diferida eléctrica por fluctuaciones de las señales de tensión

Fluctuacion de tension			
AÑO	DIFERIDA	PRECIO BARRIL	TOTAL
2012	3.416	USD 112	USD 381.388
2013	1.757	USD 109	USD 191.021
2014	998	USD 99	USD 98.792
2015	1.169	USD 54	USD 62.675
2016	1.531	USD 45	USD 52.601
2017	116	USD 55	USD 83.899
TOTAL	8.987		USD 870.375

Debido a que las pérdidas de producción por las fluctuaciones de la señales de tensión no son muy altas en los últimos 6 años (ver Tabla 5) y la disminución de la diferida por esta causa en el año 2017, ECOPETROL decide no invertir en el equipo AVC SET DVR que tiene un costo cercano a los 1,3 millones de dólares.

- **Generación Distribuida**

En el campo Yariguí Cantagallo durante la entrada de los pozos 171H, 528, 46, 54, 56, 172, 167, en el 2016, por atrasos en la construcción de redes y subestaciones se compraron tres generadores a gas CAT 3412, 1 generador CAT 3406 y se le realizó un re-potenciamiento a un CAT 3408 y a un CUMMINS GTA19. La Tabla 6 muestra los valores de potencia instalada disponibles a partir de las inversiones realizadas por la empresa en los sistemas de generación de energía eléctrica.

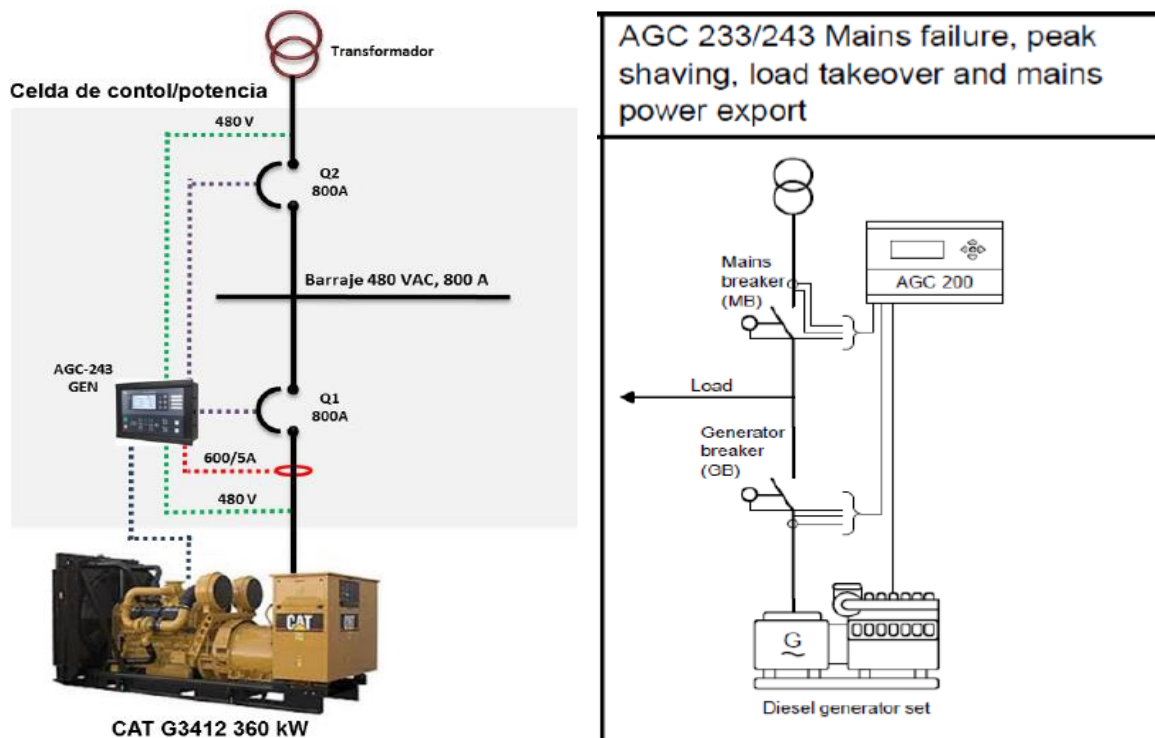
Para aprovechar esta capacidad en sistemas de generación, se plantea aprovechar la potencia de estos seis equipos que se desconectaron cuando entraron en servicio las subestaciones de pozos, instalándolos en los Clúster donde mayor producción se presenta con el fin de que en el momento de una falla externa o fallas en la red de distribución, el generador pueda aislarse y mantener la carga de los pozos del Clúster. Mientras el generador se encuentre sincronizado con la red, entrega el

excedente de energía eléctrica al resto del sistema, esta configuración se presenta en la Figura 32.

Tabla 6. Potencia generadores a gas disponibles

	Potencia (kW)	Cantidad	Total (kW)
CAT 3412	350	3	1050
CAT 3406	180	1	180
CAT 3408	250	1	250
GTA 19	300	1	300
Potencia total disponible			1780

Figura 32. Sistema propuesto a implementar por generador



Fuente: Oferta técnico-económica PROTECCION, AUTOMATIZACION Y CONTROL S.A.S.

El equipo de control, AGC 233/243 de la Figura 32, está basado en sistemas a base de un microprocesador y es un equipo de control y gerenciamiento de plantas generadoras de potencia eléctrica. El AGC-233 contiene todos los circuitos necesarios de medición trifásica y muestra en pantalla los valores de alarma que generen en el sistema y ya ha sido probado con éxito en las instalaciones del Campo Provincia de ECOPETROL S.A.

Este equipo contiene todas las funciones necesarias para control y las protecciones requeridas para proteger del grupo generador y aislarlo de la red durante eventos externos sin perder la conexión de la carga. El equipo de control AGC 233/243 permite la implementación de las siguientes funciones:

ANSI 32R- Potencia Inversa

ANSI 50P- Corto circuito

ANSI 51- Sobre corriente

ANSI 51V- Sobre corriente dependiente de tensión

ANSI 59P- Sobre tensión de fase

ANSI 27P- Bajo tensión de fase

ANSI 81O/U- Sobre baja frecuencia

ANSI 47- Desbalance de tensión

ANSI 46- Desbalance de corriente

ANSI 37RV- Baja excitación

ANSI 37FV- Sobre excitación

A continuación, en la Tabla 7 se resume la inversión requerida para integrar los sistemas de generación para tener en funcionamiento en el campo un sistema de generación distribuida que permitiera una mejor gestión del suministro de la energía requerida en el campo Yariguí Cantagallo.

Tabla 7. Inversión aproximada Generación distribuida

Elemento	Precio (USD)	Cantidad	Total (USD)
Transformador 500 KVA *	17.800	4	71.200
Transformador 300 KVA *	12.500	2	25.000
Tablero control y protección**	20.800	6	124.800
Adecuacion civil de áreas***	10.000	6	60.000
Cable media tension***	19	180	3.330
Cable de baja tension***	12	480	5.520
Conexión de gas***	7.500	6	45.000
Total			334.850

Fuente: ECOPETROL S.A.

*Precios cotización transformadores ABB

**Precio cotización PROTECCION, AUTOMATIZACION Y CONTROL S.A.S

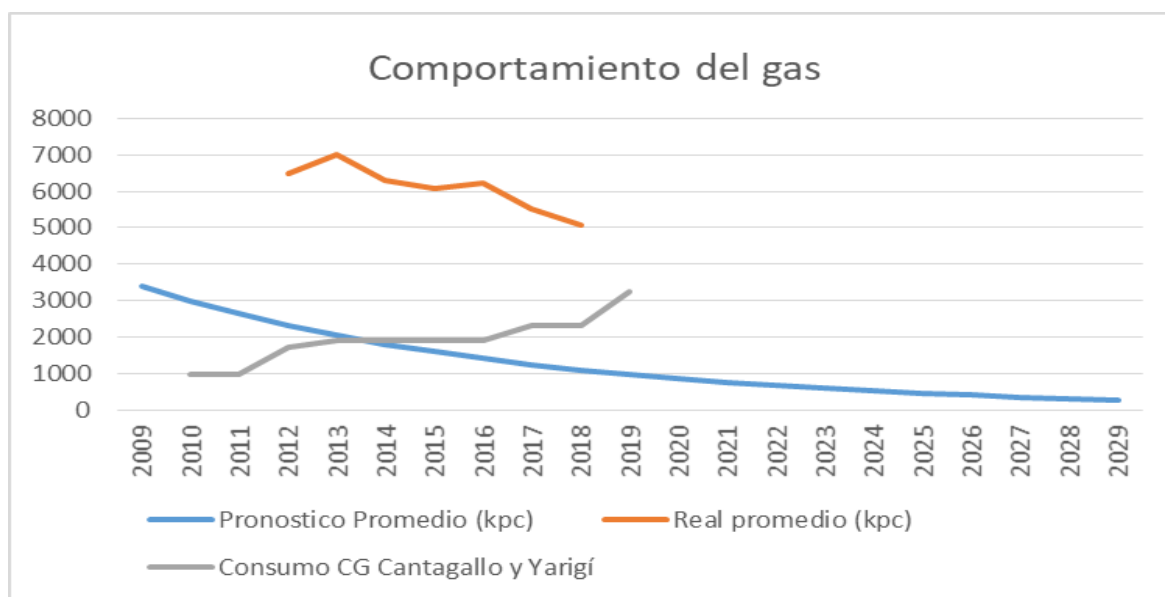
***Precios de contratos anteriores en ECOPETROL S.A.

El escenario de generación distribuida se analiza en el año 2017, con una inversión a realizar cercana a los 350 mil dólares (ver Tabla 7) y se compara con el pronóstico de gas del yacimiento que se tiene ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), este pronóstico se muestra en la Figura 31, línea azul en miles de pies cúbicos (kpc).

Como se observa en la Figura 31, el consumo del gas ha tenido un aumento debido a la perforación de nuevos pozos para aumentar la producción del campo, así que el yacimiento presenta una caída dada vez más drástica en la producción del gas y se estima que en el año 2020 solo haya capacidad para suministrar el gas a los centros de generación.

Esta corta duración pronosticada del gas y la negociación con los centros de generación para aumentar su capacidad total de 8,6 MVA a 12 MVA hizo que ECOPETROL tomara la decisión de no invertir en la implementación de un sistema de generación distribuida.

Figura 33. Comportamiento del gas en el campo Yariguí-Cantagallo



Fuente: ECOPETROL S.A.

4.3 ANÁLISIS DE LOS BENEFICIOS DE LOS ELEMENTOS “PRO-FAUNA”

Los elementos pro-fauna son de gran utilidad en las redes de distribución de energía eléctrica rurales y urbanas, evitando fallas en los circuitos y evitando el daño o muerte de animales nativos que muchas veces están en vía de extinción. En particular desde el año 2014 no se presenta muerte de búhos o lechuzas por electrocución, especie muy valorada por la escasa cantidad de esta clase de especímenes que aún se encuentran en la zona. Esto se debe a los elementos reflectivos puestos en las líneas y cerca a los pórticos que les permiten a las aves nocturnas distinguir las líneas y no estrellarse con ellas.

Sin embargo, el uso de estos elementos debe ser analizado de acuerdo a las especies de aves que habitan la región, pues no todos los elementos pro-fauna representan beneficios. Este es el caso de elemento BIRD REPELLENT, PUAS ANTI PAJAROS mostrado en la Figura 34. Este elemento para instalar en crucetas y cuya

función es evitar que los pájaros de alas de mediana envergadura se posen sobre ellas no dio el resultado esperado, ya que las aves de mayor tamaño no pueden posarse, pero las de un tamaño menor que habitan la zona encuentran que es un lugar adecuado para anidar. Esto ocasiona que aumente el riesgo de fallas en la línea por presencia de aves en la estructura o por acercamiento del nido a los puntos energizados.

Figura 34. Falla ocasionada por Bird Repellent, Púas Anti Pájaros



Fuente: ECOPETROL S.A.

Estos elementos fueron instalados en un tramo del circuito Búfalos, presentando fallas recurrentes por nidos de aves, por lo que se procedió a su desmantelamiento de todas las estructuras y a la suspensión de su instalación. La Figura 35 muestra el estado en que quedó un Bird Repellent, Púas Anti Pájaros después de ser retirado por una falla que se presentó en el sistema eléctrico.

Los elementos pro-fauna enumerados en el numeral 2.2.2 presentaron resultados satisfactorios, y básicamente consisten en ampliar la distancia de contacto entre la posible ubicación del animal y el punto energizado.

Elementos sencillos que no forman parte de esta tecnología y que evitan el acceso de los animales a las estructuras han sido muy efectivos. En la Figura 36 se

muestran dos de estos elementos, conocidos en el medio como “discos del templete” y “gorros chinos”.

Figura 35. Elemento Bird Repellent, Púas Anti Pájaros retirado después de la falla



Fuente: ECOPETROL S.A.

Figura 36. Elementos para impedir acceso a las estructuras



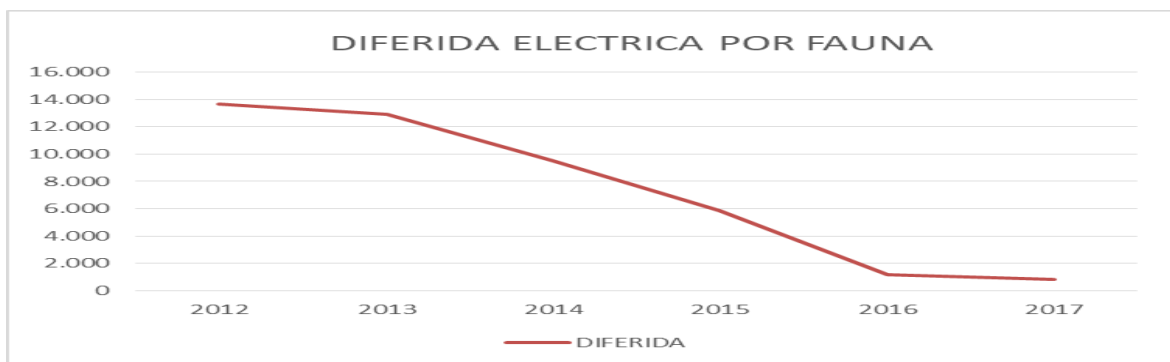
Fuente: ECOPETROL S.A.

En las estadísticas de fallas del sistema de distribución de energía eléctrica del campo Yariguí Cantagallo se tiene que el 70% de las fallas de los circuitos por fauna son debidas a aves, y el 30% a serpientes, monos y zarigüeyas, por esto la

implementación de elementos que impidan o dificulten el acceso de las estructuras es un gran beneficio para el sistema eléctrico y para el ecosistema de la zona.

En la Figura 37 se observa la disminución de la diferida eléctrica con la implementación de esta tecnología en las redes de distribución del campo Yarigui Cantagallo.

Figura 37. Diferida Eléctrica por Fauna (BLS) del 2012 a 2017



Fuente: Estadísticas de ECOPETROL.

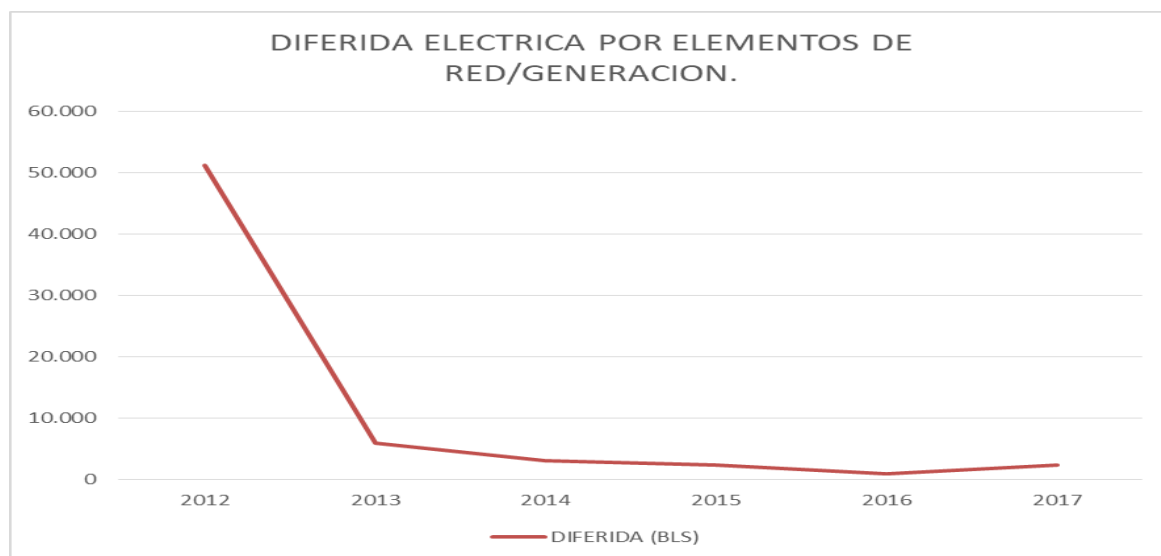
4.4 RESULTADOS

Los resultados de las acciones tomadas y las tecnologías implementadas en el campo Yarigui-Cantagallo fueron de gran aceptación por parte de la gerencia del activo, ya que los indicadores de pérdidas de producción por fallas en los circuitos de distribución de energía eléctrica disminuyeron drásticamente como se indica en la Figura 10.

Dentro de los resultados obtenidos uno de los más significativos fue la conexión de los generadores de energía eléctrica a la red de distribución de la empresa Electrificadora de Santander, pues el sistema contando con dos fuentes de generación, permanece estable por más tiempo. La implementación del sistema de

sincronismo y la operación en isla en el momento de fallas externas permitió que los índices de diferida eléctrica cayeran abruptamente del año 2012 al 2013 como se muestra en la Figura 38.

Figura 38. Diferida Eléctrica por elementos de red/Generación



Fuente: Estadísticas de ECOPETROL.

En la Figura 38 se observa un incremento en la diferida entre los años 2016 y 2017; esto se debe a que el 22 de Noviembre del 2017 durante un mantenimiento programado de la línea 309 de Termo barranca a Puerto Wilches se presenta una falla en el centro de generación Yariguí, quedando esta parte del campo sin energía por un lapso de cuatro horas, hasta que retornó el suministro de energía eléctrica a la línea de 115 kV, pues los generadores no lograban arrancar mostrando una falla de factor de potencia en adelante, por lo que salían de servicio.

Esto puso en evidencia, la fragilidad del sistema en cuanto a sus fuentes de alimentación de energía eléctrica cuando no se cuenta con una de ellas, por lo que se tomó la decisión de llegar a un acuerdo con el operador de red de adelantar el plan de inversiones donde se tenía la construcción de una nueva línea de 115 kV Termobarranca Puerto Wilches para el 2024, logrando adelantarla para el 2019.

Adicionalmente otro aspecto que requiere un análisis a futuro, es que debido a la gran cantidad de variadores de velocidad instalados en el campo para los sistemas BES y los filtros asociados a estos variadores, hacen que los generadores de energía eléctrica tengan una carga eléctrica casi del 100% de carácter capacitivo, lo cual dificulta la puesta en servicio de los generadores. Este tema no es del alcance de esta monografía.

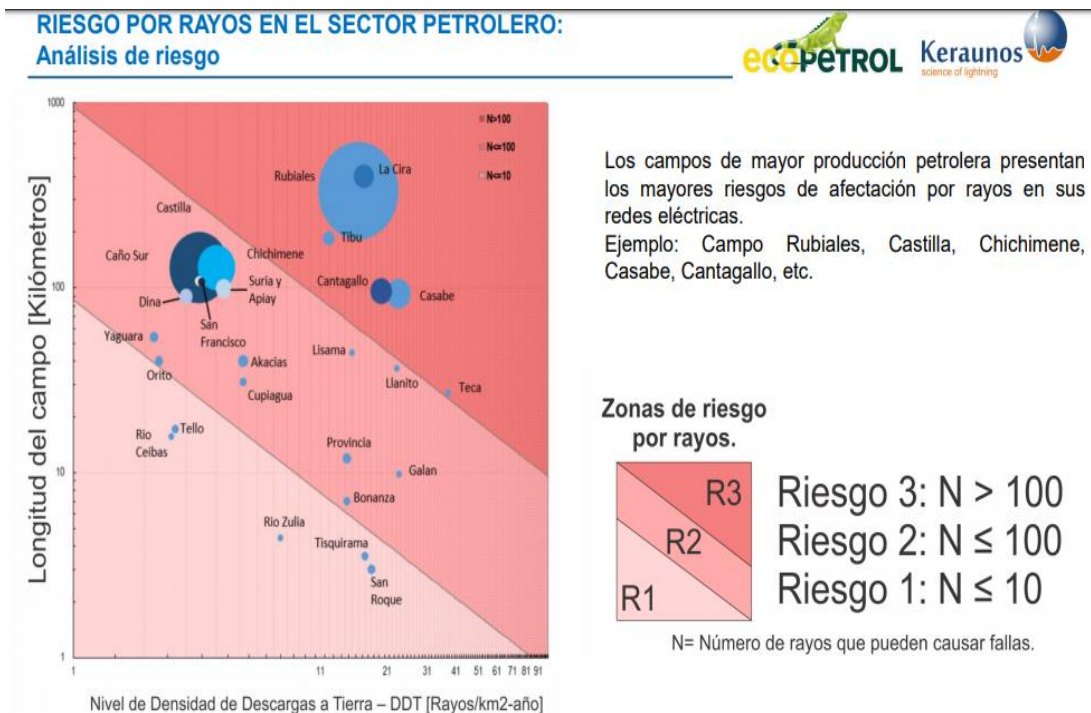
Las descargas atmosféricas son un inconveniente para las redes eléctricas del campo de producción, ya que la zona es una de las que más descargas reciben en el año.

Según lo reportado por Keraunos, el campo Yariguí-Cantagallo recibe 218 descargas con alta probabilidad de impactar las líneas de distribución. Con la mejora de los sistemas de puesta a tierra con cemento conductor y la instalación de DPS cada 500 metros, las salidas de circuitos por descargas atmosféricas disminuyeron notablemente en los años 2016 y 2017.

La Figura 39 presenta el nivel de riesgo de descargas atmosféricas nube tierra para los campos de Ecopetrol.

Luego de medidas periódicas de los sistemas de puestas a tierra (se toman cada cuatro meses), las variaciones de las medidas entre periodos no superan el 3%, por lo que el cemento conductor es un producto que además de mejorar la resistividad del terreno tiene un buen comportamiento en el tiempo, tanto que los fabricantes dan garantías de cinco a diez años.

Figura 39. Nivel de riesgo de descargas atmosféricas nube tierra para campos de ECOPETROL



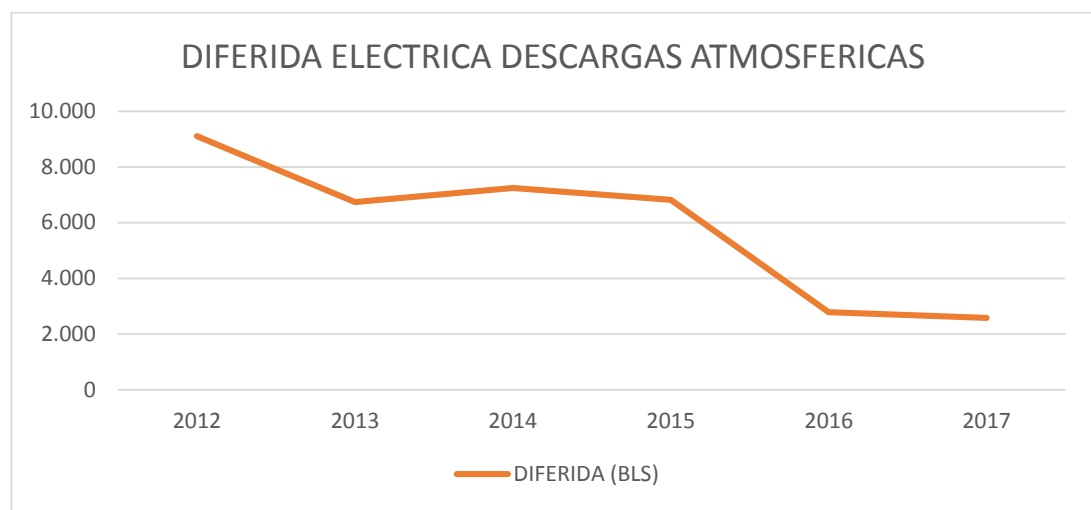
Fuente: Informe Keraunos

La Figura 40 muestra la diferida Eléctrica debida a las descargas atmosféricas durante los años 2012 a 2017, en la cual se observa la disminución que se ha logrado con las implementaciones que se han realizado en los sistemas de protección y apantallamiento de los sistemas eléctricos del campo Yariguí Cantagallo.

En el tema de descargas atmosféricas hay mucho aun por decir, por lo que se está probando con la tecnología mencionada en el numeral 3.2.4 “PARARRAYOS DESIONIZADOR DE LA CARGA ELECTROSTATICA”, implementada a mediados del 2018 por lo que aún no se tienen suficientes registros para mostrar sus resultados.

Tecnologías como PRETHORVIEW Y LINETVIEW son de gran ayuda pues muestran en tiempo real la presencia de tormentas sobre la zona de influencia, lo que permite la toma de decisiones como aislarse de la fuente de alimentación de la red de distribución de la empresa Electrificadora de Santander si las descargas atmosféricas están cerca de las líneas de transmisión regional o sobre la subestación Termobarranca.

Figura 40. Diferida Eléctrica por descargas atmosféricas 2012-2017



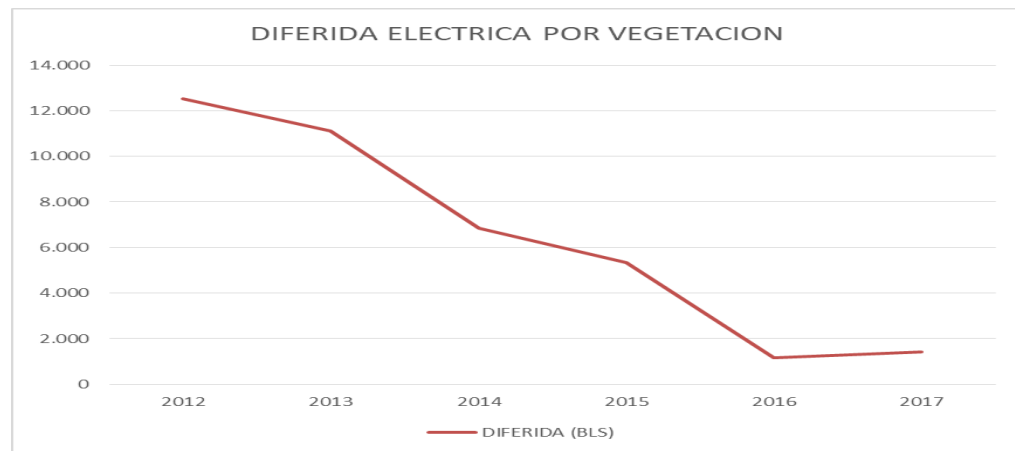
Fuente: Estadísticas de ECOPETROL.

La implementación de cable semi aislado en los circuitos ha permitido disminuir las fallas del sistema eléctrico por contacto de la vegetación con las redes eléctricas, y éstas al ser más compactas evitan que se tengan que realizar talas de árboles o podas mayores sobre especies nativas y cuidadas por las entidades ambientales.

La Figura 41 muestra la evolución de la diferida eléctrica por contacto del sistema eléctrico con la vegetación durante los años 2012 a 2017. También se observa el impacto positivo del cable semi aislado en prevenir fallas en el sistema eléctrico.

El cable semi aislado es una gran mejora en cualquier circuito de media tensión, pero su costo es elevado comparado con el cable de aluminio desnudo, además de que su peso hace que las estructuras tengan que ser más robustas para soportarlo, lo que encarece aún más la instalación, esto no lo hace atractivo para los operadores de red, sobre todo de en líneas rurales.

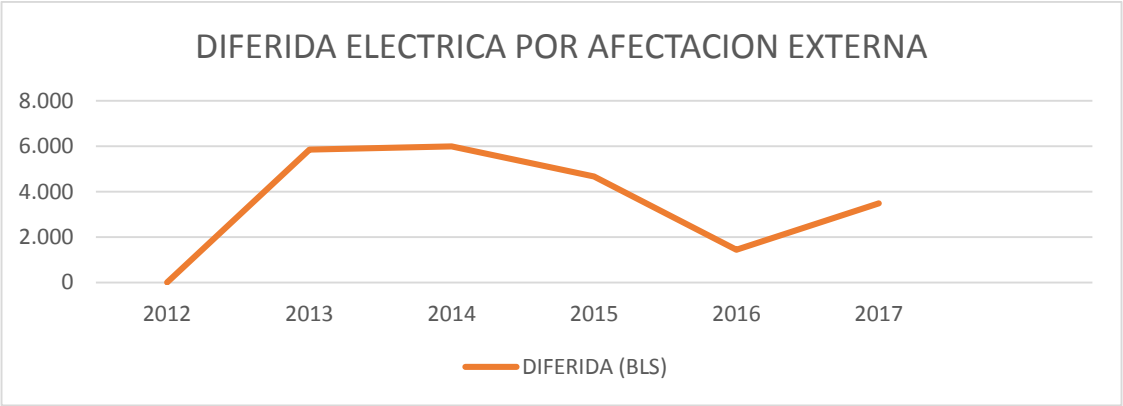
Figura 41. Diferida eléctrica por vegetación 2012-2017



Fuente: Estadísticas de ECOPETROL.

Las afectaciones externas tienen relación con las fallas sobre la línea 309 de 115 kV de Termobarranca Puerto Wilches que tiene una cantidad de fallas, en promedio cuatro veces al mes durante temporada de lluvias, este es un elemento que tiene una cantidad de barriles por recuperar como se muestra en la Figura 42.

Figura 42. Diferida Eléctrica por afectación Externa 2012-2017



Fuente: Estadísticas de ECOPETROL.

5. PROTECCIONES INTELIGENTES

Uno de los principales retos para los campos petroleros que manejan sus propias redes es la continuidad del servicio, seguridad del suministro, equipos y personas con una característica de calidad en la tensión. Respondiendo a requisitos como tiempo mínimo de interrupciones, ubicación de la falla, reconfiguración del sistema y reducción del tamaño de la zona en falla. Para responder a todos estos requisitos operan sus sistemas con reconectadores.

Los reconectadores son dispositivos con funciones de comunicación, automatización, análisis y capacidad de ser integrados a un sistema de automatización en subestaciones.

Para la implementación de los reconectadores se debe coordinar con otros dispositivos dentro de la red para monitorizar señales de tensión, corriente y de esta forma tener estimaciones de la frecuencia y dirección del flujo de energía eléctrica.

Los reconectadores pueden configurarse con función de autorecierre después de una falla. Gracias a esta función el suministro de energía se restablecerá después de una falla transitoria, si la falla es permanente el reconectador abrirá y cerrará el número de veces que está configurada la función de autorecierre, hasta quedar abierto y bloqueado.

Típicamente después de una falla en redes de anillo o bucle, el operador debe abrir el reconectador o equipo ubicado aguas abajo del reconectador que opere, y posteriormente cerrar el punto del anillo que está abierto restableciendo el suministro de energía quedando aislada la parte fallada.

Para solucionar la falla el operador debe enviar a una cuadrilla para reparar la red, una vez esta reparado el daño se deben pasar a su estado normal de funcionamiento el alimentador y los dispositivos operados. En los sistemas de control manuales el restablecimiento de la falla se ve afectado por el tiempo de maniobra.

Para minimizar el tiempo de reconfiguración del sistema y aislar una falla, los operadores de red requieren la utilización de sistemas automáticos de restablecimiento como es la automatización de lazos cerrados o automatización de anillos.

5.1 AUTOMATIZACIÓN DE ANILLOS (LOOP AUTOMATION)

El sistema de automatización de anillos (*Loop Automation*), es el encargado de detectar, aislar y restaurar el suministro de energía eléctrica en las secciones de red no fallada, en sistemas con configuración en anillo donde se utilizan reconectores Nu-lec.

Con los dispositivos modernos de recierre y seccionamiento es posible realizar funciones de restablecimiento automático y aislamiento de fallas en menos de un minuto, considerando los estados: interruptor abierto/cerrado, ausencia de tensión y operación por fallas.

5.1.1 Aplicaciones de sistemas de automatización en lazos cerrados. Las aplicaciones de sistemas de automatización de anillos son implementadas en sistemas eléctricos que suministren energía eléctrica a:

- ✓ Grandes industrias.
- ✓ Hospitales.
- ✓ Universidades.

- ✓ Pueblos.

5.1.2 Reglas para operación en redes de lazo cerrados.⁹ Algunas de las reglas que deben seguir estos sistemas automáticos son:

- ✓ Sin intervención del operador.
- ✓ Detección de la tensión.
- ✓ Temporizadores.
- ✓ Indicadores de falla.
- ✓ Comunicación de igual a igual. (automatización inteligente).

5.1.3 Esquemas de automatización de lazo.⁹ Con relación a los esquemas de automatización se deben tener en cuenta los siguientes:

- ✓ Esquema de cambio automático radial doble (dos alimentadores y una subestación).
- ✓ Anillo abierto: dos alimentadores y dos subestaciones.
- ✓ Enlace múltiple: múltiples fuentes con puntos en la red abiertos.

Para la automatización en lazo no precisamente se necesitan dos subestaciones para su configuración, sin embargo, dos fuentes diferentes sería una condición de redundancia o confiabilidad

La automatización en lazo puede tener una configuración de seccionador y reconectador, o solo seccionadores considerando las limitaciones que a continuación se mencionan.

En la automatización de lazos clásico, los seccionadores solo puede ser utilizados como alimentadores o enlaces. Sin embargo, se recomienda en caso de no ser obligatorio en cada cabecera instalar un dispositivo de interrupción de fallas.

Por otra parte, para la automatización de lazos inteligentes, los seccionadores pueden utilizarse como dispositivos alimentadores, punto medio o enlace, se recomienda si no es obligatorio instalar un dispositivo de interrupción de fallas.

5.1.4 Automatización de anillo inteligente y clásica. La automatización de anillos, restaura el suministro de energía eléctrica a la red en la que no tiene incidencia la falla, de acuerdo a una configuración clásica o inteligente. La configuración clásica opera el sistema sin comunicadores y sin operadores, esta configuración utiliza la detección de tensión y temporizadores. Por el contrario, la automatización de anillo inteligente utiliza comunicación entre equipos de igual a igual para eliminar la posibilidad que un dispositivo se cierre en el momento de la falla, durante la reconfiguración de la red.

- **TIPOS DE DISPOSITIVOS**

Dependiendo de su ubicación en la red cada dispositivo ya sea reconectador o seccionador se debe configurar particularmente como:

- ✓ **Reconectador FEEDER:** este reconectador es el más cercano a la alimentación del sistema.
- ✓ **Reconectador de TIE:** es el encargado de enlazar los dos sistemas de suministro y se ubica para la unión de dos circuitos alimentadores.
- ✓ **Reconectador MID PONIT:** este reconectador va ubicado entre el reconectador del alimentador principal y el reconectador de enlace.

5.1.5 Condiciones para la reconfiguración en automatización de anillo clásico. Para realizar la reconfiguración de un anillo se deben tener en cuenta las siguientes condiciones:

- ✓ El dispositivo alimentador se desplaza cuando pierde suministro, es decir cuando ha cumplido con el ciclo de recierres automáticos y no se ha eliminado la falla.
- ✓ El dispositivo alimentador nunca debe permitir flujo de energía hacia la fuente, la función principal de este dispositivo es aislar la fuente. Idealmente cada fuente debe tener un dispositivo alimentador.
- ✓ El dispositivo de punto medio cambia de grupo de protección a el grupo alternativo, también cambia a modo de disparo único por un periodo corto de tiempo cuando pierde suministro de energía eléctrica.
- ✓ El enlace se cierra cuando el dispositivo detecta suministro a un solo lado de la red, es decir al lado no fallado.

5.1.6 Condiciones para reconfiguración en automatización de bucles inteligentes. En la automatización de bucles inteligentes los dispositivos tienen la ventaja de comunicarse entre sí, en este tipo de automatización se debe manejar las reglas básicas complementadas con las siguientes:

1. Cuando un dispositivo alimentador o punto medio pasa a un estado de bloqueo por acción de la operación de la protección debe enviar orden de disparo al dispositivo descendente si ese dispositivo corresponde a un punto medio.
2. Un alimentador debe enviar orden de apertura a su dispositivo descendente si este es un punto medio, después de haber perdido la fuente de suministro.
3. Si el dispositivo que se encuentra aguas abajo del alimentador corresponde a un enlace se enviara una orden de inhibición para evitar su cierre en falla.
4. Se requiere mensaje de confirmación para permitir cierre del dispositivo de enlace.

5.1.7 Tiempo de control del enlace. Consiste en el bloqueo del bucle de automatización o bloqueo del cierre del enlace durante un tiempo programable durante una falla, contado a partir de un mensaje recibido por un alimentador o punto medio que opero su protección.

- **CONTROL DE BUCLES MEDIANTE MENSAJES**

El dispositivo de enlace se controla mediante un mensaje cuando se presenta una falla, el dispositivo que opere por falla envía un mensaje al dispositivo aguas abajo, si este dispositivo no es un enlace este enviara a su vez un mensaje de cierre al enlace.

Cuando se presenta una falla al dispositivo alimentador envía un mensaje al dispositivo aguas abajo, si este dispositivo no es un enlace este enviara a su vez un mensaje de cierre al enlace, iniciando el temporizador de activación de bucle.

- **GRUPOS DE CONEXIÓN**

Una vez reconfigurada la red mediante lazos de automatización, el dispositivo de punto medio debe operar con el grupo de protección alternativo que debe estar configurado para cuando la corriente fluya en sentido contrario.

- **RESTAURACIÓN AUTOMÁTICA⁸:**

La restauración consiste en el cierre de los dispositivos alimentador y punto medio, y apertura del dispositivo de enlace. Para la restauración se deben cumplir las siguientes condiciones:

1. El dispositivo alimentador se cierra cuando se restaura el suministro de energía eléctrica aguas arriba.
2. Un dispositivo de punto medio se cierra cuando detecte suministro de energía eléctrica en ambos extremos.
3. El dispositivo de enlace se abre cuando detecta una potencia inversa o reducción del 50% de la potencia que fluye a través de él.

- **PARÁMETROS UN LAZO DE AUTOMATIZACIÓN**

Los parámetros que se deben considerar en un lazo de automatización son:

- ✓ Determinar nivel mínimo de tensión que el dispositivo detecta como suministro.
- ✓ Tiempo mínimo de detención de cambio de estado activo/inactivo y la respuesta del evento ON/OFF.
- ✓ Tiempos de coordinación: El dispositivo de punto medio debe cambiar su grupo de conexión en los que el enlace cierre.
- ✓ La configuración de lazo de automatización deberá empezar a operar antes que cualquier dispositivo recibe el circuito de falla.
- ✓ Tiempo de cambio automático: En un esquema de lazo, el tiempo de cambio debe ser superior al de la secuencia de autorecierre.
- ✓ Bloqueo de carga en vivo: cuando se utiliza la automatización de lazo cerrado se debe desactivar la configuración de bloqueo de carga en vivo.

- **LIMITACIONES PARA LA OPERACIÓN DEL LAZO DE AUTOMATIZACIÓN**

Las limitaciones que se pueden presentar en la operación de un lazo de automatización son las siguientes:

- ✓ La función lazo de automatización no está disponible.
- ✓ Los interruptores de disparo y cierre están configurados para aislar.
- ✓ El mecanismo de conmutación este en falla.
- ✓ El interruptor está bloqueado por baja presión de gas.
- ✓ Los datos del interruptor son inválidos.
- ✓ **La batería está en condiciones anormales.**

Se debe evaluar que los tres posibles tipos de dispositivos: alimentadores, punto medio y enlace estén en condiciones operativas.

5.2 ANÁLISIS DE LA POSIBLE IMPLEMENTACIÓN DEL ANILLO INTELIGENTE

Para la aplicación del anillo inteligente, inicialmente se identificaron los segmentos anillados del campo, se caracterizaron de cada uno de los anillos, se inventariaron los reconectores presentes en el mismo y que función establecería cada reconector en el anillo.

5.2.1. Primer Anillo. El primer anillo del circuito Yariguí, tiene la alimentación principal desde el interruptor C2 de la línea Yariguí y secundaria desde el C15 de línea Búfalos, ubicados en el pórtico de Isla 6 en la barra A alimentada por la red y la barra B alimentada por centro de generación. Este anillo cuenta con 11 seccionadores y 2 cuchillas monopolares. En este anillo se tienen cierta cantidad de cargas, el pórtico isla 7A alimenta las subestaciones isla 7A e isla 7B, las cuales cuentan con dos transformadores de 500KVA para la alimentación de cuatro pozos tipo BES. El pórtico Isla 5 alimenta por medio de tres seccionadores las subestaciones isla 5A, isla 5B, isla 5C las cuales cuentan con tres transformadores de 500KVA para la alimentación de ocho pozos tipo BES y un pozo tipo BM y las cargas que se encuentran en la subestación isla 1A alimentando dos pozos tipo BES.

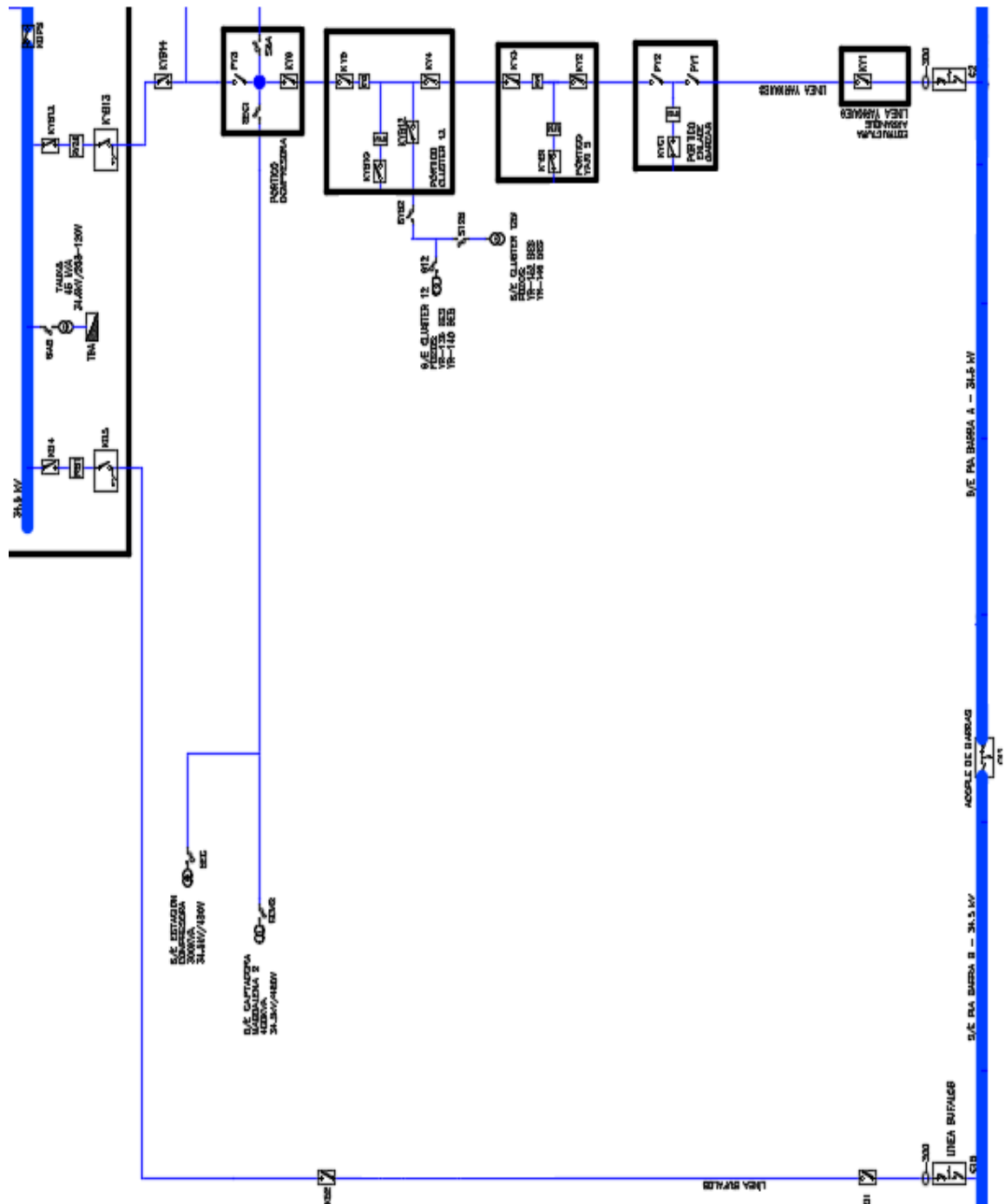
La protección de este anillo está a cargo de los reconectores RYB1, RYB2, RYB3 y RYB4, también de los interruptores C2 Y C15. La Figura 43 presenta el esquema eléctrico del primer anillo.

5.2.2 Segundo Anillo. El segundo anillo del circuito Yariguí, tiene la alimentación principal desde el interruptor C2 de la línea Yariguí y secundaria desde el C15 de línea Búfalos, ubicados en el pórtico de Isla 6 en la barra A alimentada por la red y la barra B alimentada por centro de generación. Este anillo cuenta con once seccionadores y tres cuchillas monopolares. En este anillo se tienen las siguientes cargas: el pórtico clúster doce alimenta las subestaciones clúster 12 y clúster 12B

para la alimentación de cuatro pozos tipo BES. El pósito compresor las subestaciones isla 8, captadora Magdalena 2 y estación compresora las cuales cuentan con tres transformadores de 630KVA, 400KVA Y 300KVA respectivamente para la alimentación de un pozo tipo BES y las cargas de la compresora alimentadas por compresora y captadora Magdalena2.

La protección de este anillo está a cargo de los reconectores RYB6, RY2, RY1 y RB1, también de los interruptores C2 Y C15. La Figura 44 presenta el esquema eléctrico del segundo anillo.

Figura 44. Segundo anillo



5.2.3 Identificación de los reconectores presentes en los anillos. En todo sistema eléctrico es común que se presenten fallas por diferentes factores, para lo

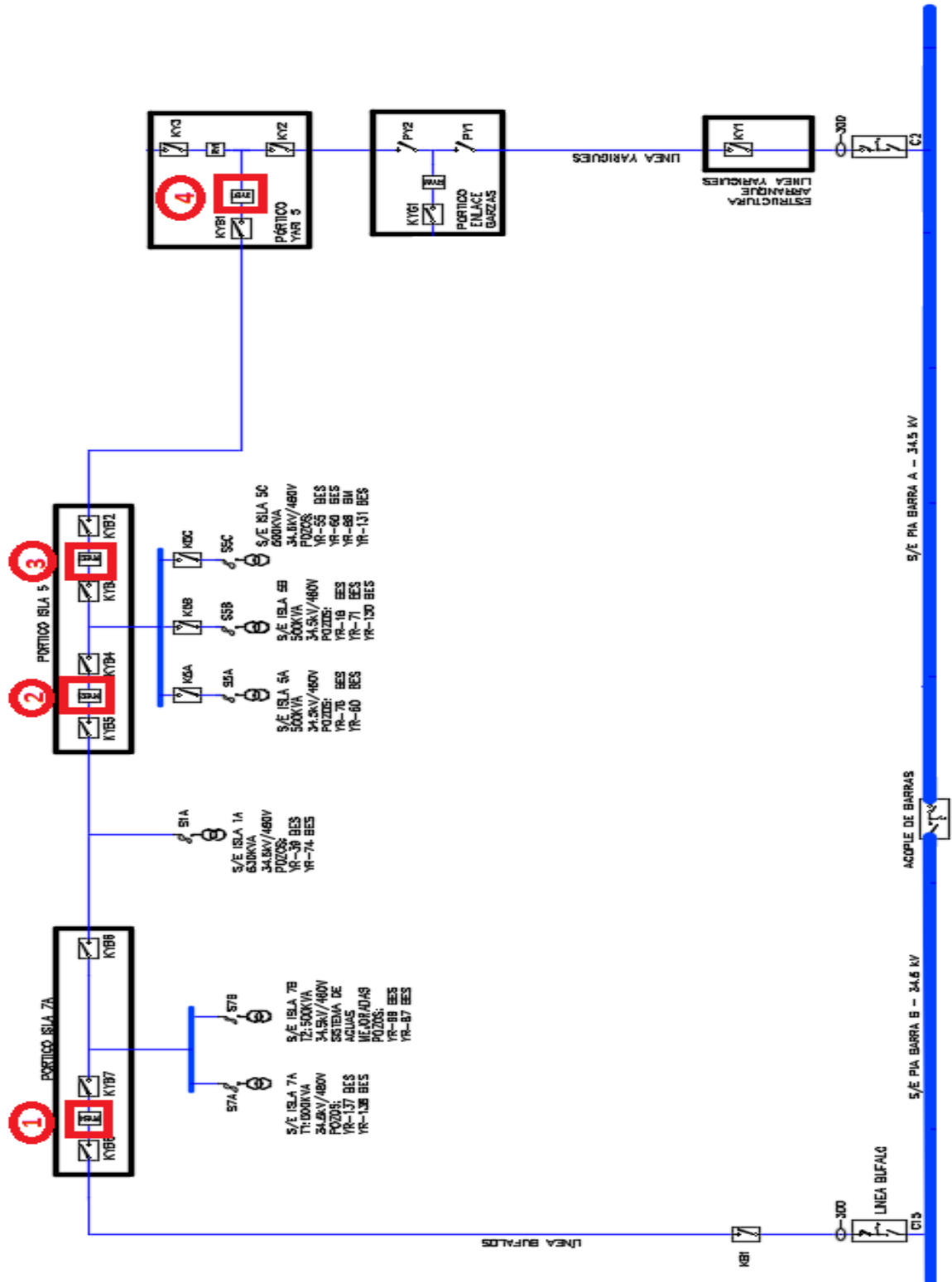
cual es importante tener soluciones en cortos lapsos de tiempo. Las fallas pueden ocasionar interrupciones del suministro de energía eléctrica en ciertas partes del sistema y en el peor de los casos sacar todo el sistema de funcionamiento. En la industria petrolera una pérdida de energía eléctrica genera una pérdida grande de dinero pues los pozos de crudo son alimentados por un sistema eléctrico, lo cual generaría un aplazamiento en su funcionamiento. Para no presentar estos problemas se emplean elementos de protección, los cuales disminuyen la cantidad de áreas afectadas y de esta forma los pozos sin suministro de energía eléctrica. Para minimizar las pérdidas por fallas en el sistema eléctrico, están integrados al sistema una cantidad de reconectadores los cuales actúan inmediatamente se percibe la falla.

En esta ocasión los reconectadores cumplen una función importante para proteger el sistema, aislando la falla de forma segura y así minimizando las áreas afectadas, para lo cual se deben identificar la cantidad de reconectadores presentes en el anillo.

- **ANILLO 1**

En el Anillo 1 del campo Yariguí se identificaron los reconectadores RYB4, RYB2, RYB3 y RYB1 los cuales van a minimizar las áreas afectadas evitando la interrupción del suministro de energía eléctrica de los quince pozos presentes en este anillo. La Figura 45 identifica en el esquema eléctrico del Anillo 1, los reconectadores disponibles.

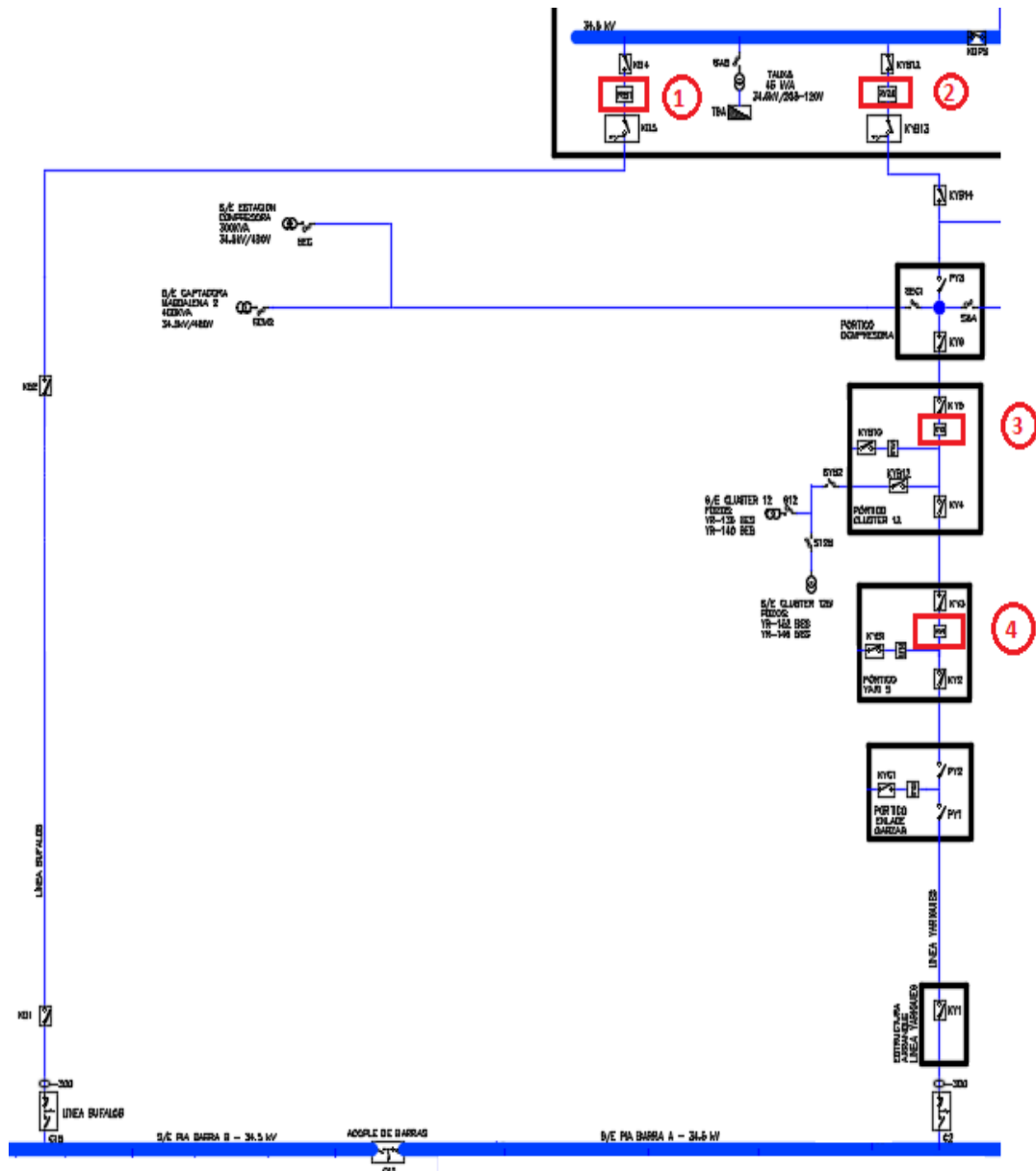
Figura 45. Identificación de los reconectores del Anillo 1



- **ANILLO 2**

En el Anillo 2 del campo Yariguí se identificaron los reconectores RB1, RYB5, RY1, RY2 RYB4, RYB2, RYB3 y RYB1. La Figura 46 muestra los reconectores disponibles en el Anillo 2.

Figura 46. Identificación de los reconectores del Anillo 2



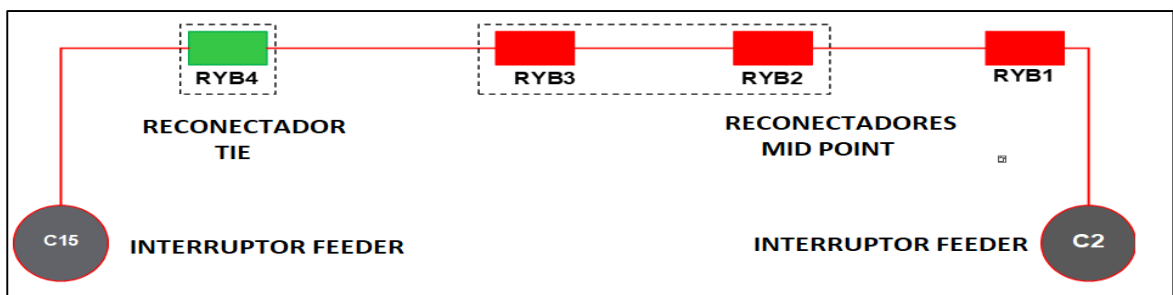
5.2.4 Clasificación de los reconectores presentes en los anillos. La herramienta “*loop automation*” es una herramienta que hace más versátil la protección del sistema. Esta herramienta del programa WSOS clasifica los reconectores en tres tipos los cuales por su lógica establecida ya en el programa desempeñan una función diferente en el anillo en el cual están establecidos. Esta lógica depende de la posición del reconector en el anillo para lo cual se debe saber qué tipo de reconector va a ser cada uno en el anillo.

- **ANILLO 1**

En el Anillo 1 se identificaron cuatro reconectores para los cuales dependiendo de su posición se les estableció que tipo de reconector desempeñarían (ver Figura 47).

- ✓ RYB4-reconector TIE
- ✓ RYB3-reconector MID POINT
- ✓ RYB2-reconector MID POINT
- ✓ RYB1-reconector MID POINT
- ✓ C15- Interruptor funcionando como FEEDER
- ✓ C2- Interruptor funcionando como FEEDER

Figura 47. Esquema anillo 1

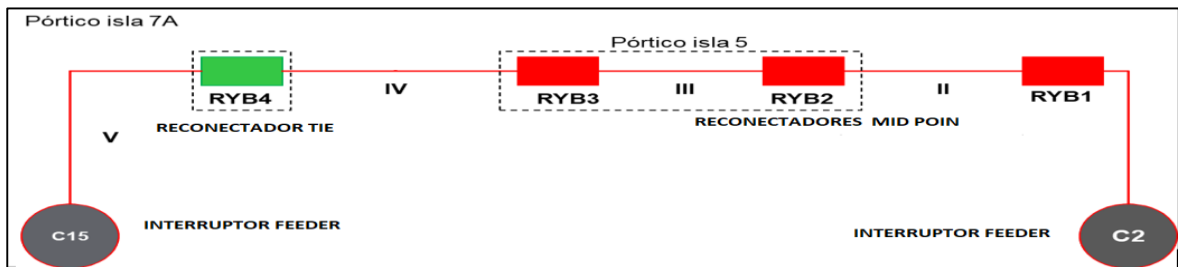


- **ANILLO 2**

En el anillo 2 se identificaron cuatro reconectadores para los cuales se les asigno el tipo de reconectador que van a desempeñar en el lazo de automatización (ver Figura 48).

- ✓ RB1-reconectador TIE
- ✓ RY1-reconectador MID POINT
- ✓ RY2-reconectador MID POINT
- ✓ RYB6- reconectador MID POINT
- ✓ C2-interruptor FEEDER
- ✓ C15-interruptor FEEDER

Figura 48. Esquema anillo 2

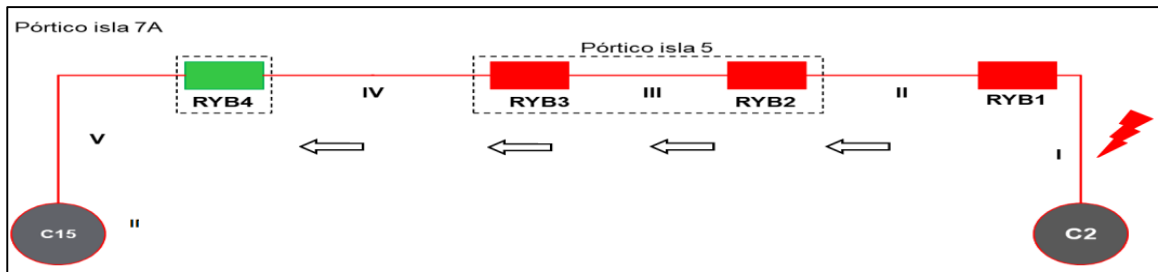


5.2.5 Comportamiento ante fallas. En este numeral se presentará como funcionaría el sistema de automatización en anillo ante algunas fallas, en cada uno de los dos anillos

- **Comportamiento ante algunas fallas en el Anillo 1**

La Figura 49 esquematiza la actuación de los reconectadores en caso de presentarse una falla en el tramo I del Anillo 1.

Figura 49. Falla en el tramo 1 del Anillo 1



Para una falla en el tramo I se daría la siguiente secuencia de operación:

1. El interruptor C2 (ACTUANDO COMO FEEDER) abre desenergizando el tramo en falla.
2. El reanclador RYB1 (MID POINT) abre quedando bloqueado es decir inhibiendo los recierres.
3. El reanclador RYB4 (TIE) percibe la usencia de tensión y cierra para energizar los tramos fuera de falla.
4. Los reancladores RYB3 y RYB2 (MID POINT) sienten el cambio de dirección de potencia y cambian el grupo de protección.

La Figura 50 presenta el estado de los reancladores después de una falla en el tramo I del Anillo 1.

Figura 50. Circuito después de la falla en el tramo I del Anillo 1

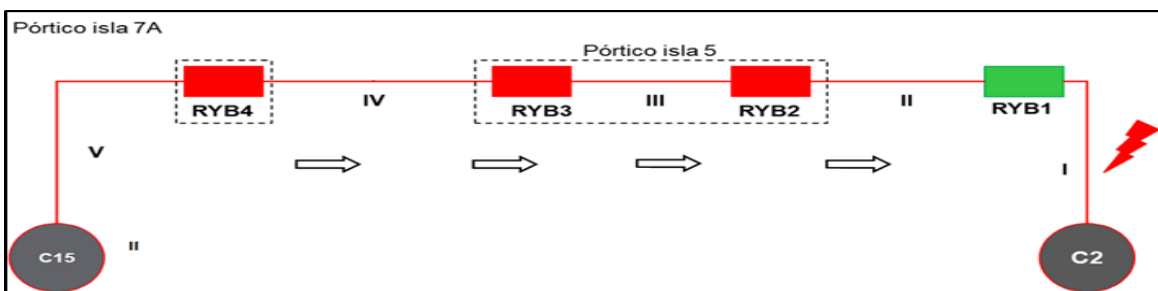
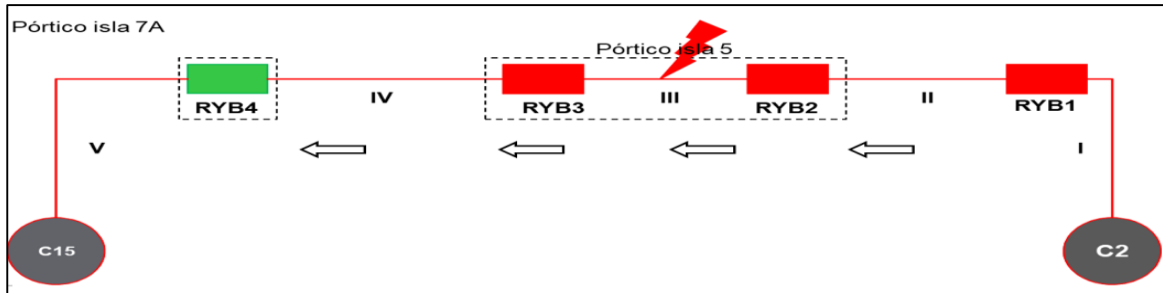


Figura 51. Falla en el tramo III del Anillo 1

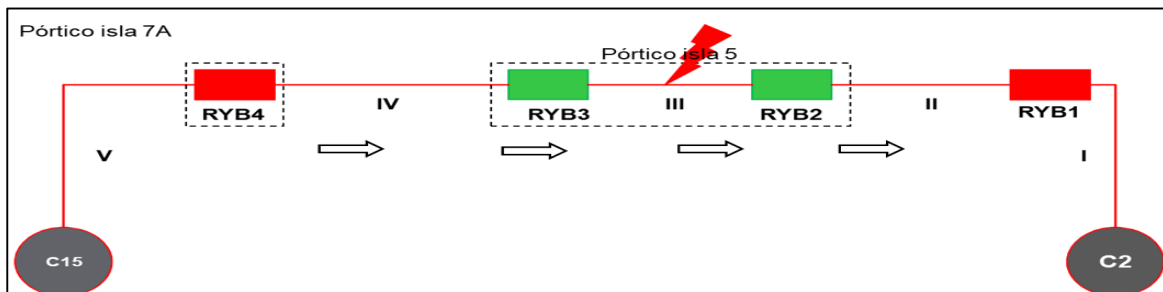


Si se presenta una falla en el tramo III del Anillo 1 (ver Figura 51) se presentará la siguiente secuencia de operación:

1. El reanclador RYB2 (FEEDER) abre desenergizando el tramo en falla.
2. El reanclador RYB3 (MID POINT) abre quedando bloqueado es decir inhibiendo los recierres.
3. El reanclador RYB4 (TIE) percibe la usencia de tensión y cierra para energizar los tramos fuera de falla.
4. El reanclador RYB1 (MID POINT) siente el cambio de dirección de potencia y cambian el grupo de protección.

La Figura 52 presenta el estado de los reancladores después de una falla en el tramo III del Anillo 1.

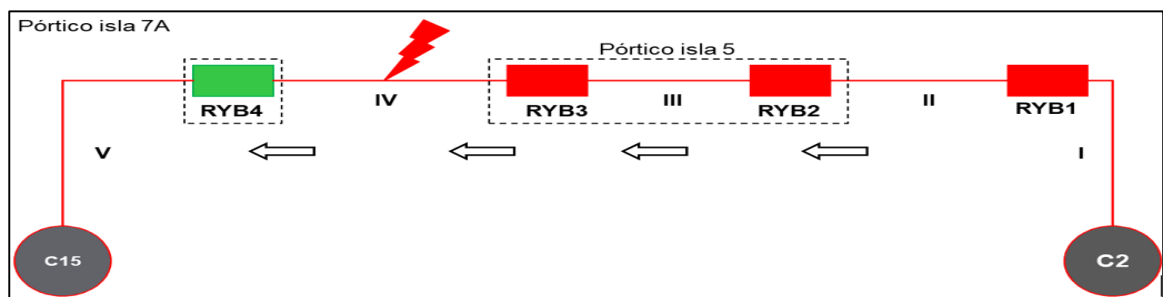
Figura 52. Circuito después de la falla en el tramo III del Anillo 1



Si se presenta una falla en el tramo IV del Anillo 1 (ver Figura 53) se presentará la siguiente secuencia de operación:

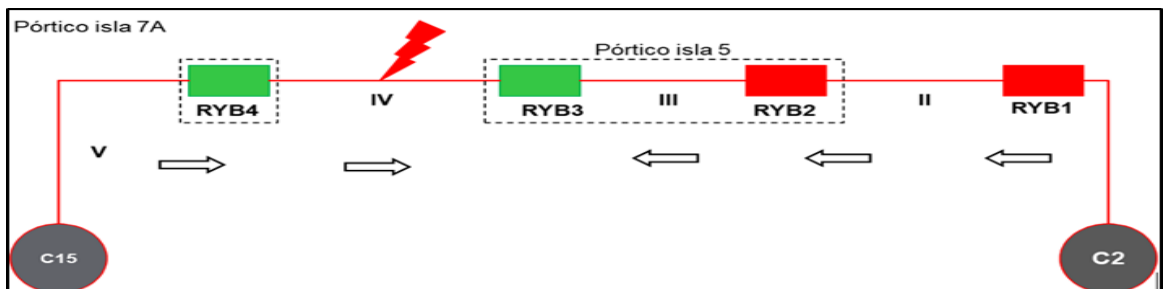
1. El reconectador RYB3 (FEEDER) abre desenergizando el tramo en falla.
2. El reconectador RYB4 (TIE) inhibe los disparos quedando bloqueado.
3. Los reconectores RYB2 Y RYB1 cambian el grupo de protecciones.

Figura 53. Falla en el tramo IV del Anillo 1



La Figura 54 presenta el estado de los reconectores después de una falla en el tramo IV del Anillo 1.

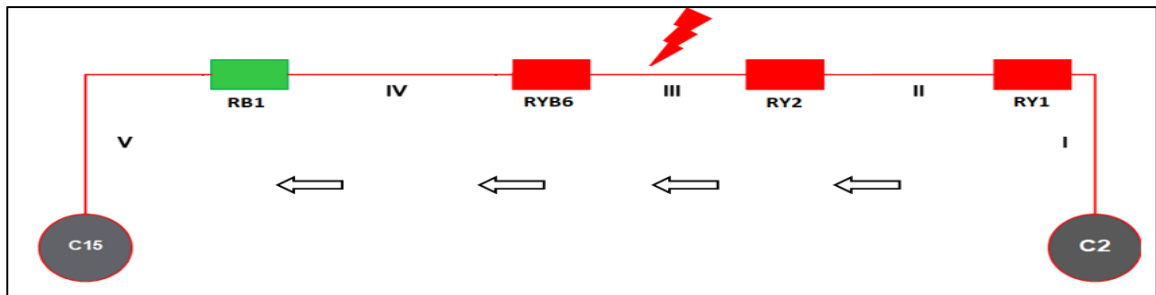
Figura 54. Circuito después de una falla en el tramo IV del Anillo 1



- **Comportamiento ante algunas fallas en el anillo 2**

La Figura 55 muestra la actuación de los reconectores en caso de presentarse una falla en el tramo III del Anillo 2.

Figura 55. Falla en el tramo III del Anillo 2

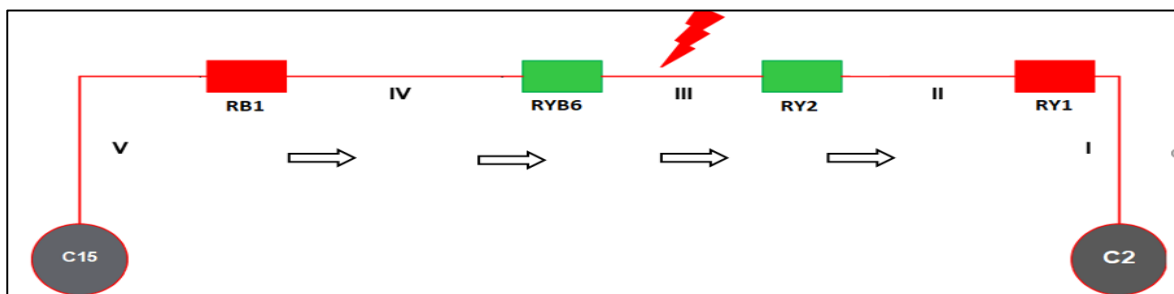


Si se presenta una falla en el tramo III del Anillo 2 (ver Figura 55) se presentará la siguiente secuencia de operación:

1. El reconvertidor RY2 (MID POINT) abre para desenergizar el tramo en falla.
2. El reconvertidor RYB6 (MID POINT) abre y bloquea sus disparos para aislar la falla permanente cuando se vuelva a restablecer el servicio de energía eléctrica.
3. El reconvertidor RB1 (TIE) Percibe la ausencia de tensión y cierra para restablecer el servicio de energía eléctrica de los tramos fuera de falla.
4. Los reconvertidores RY1 (MID POINT) cambia el grupo de protección al sentir el cambio de dirección de la potencia.

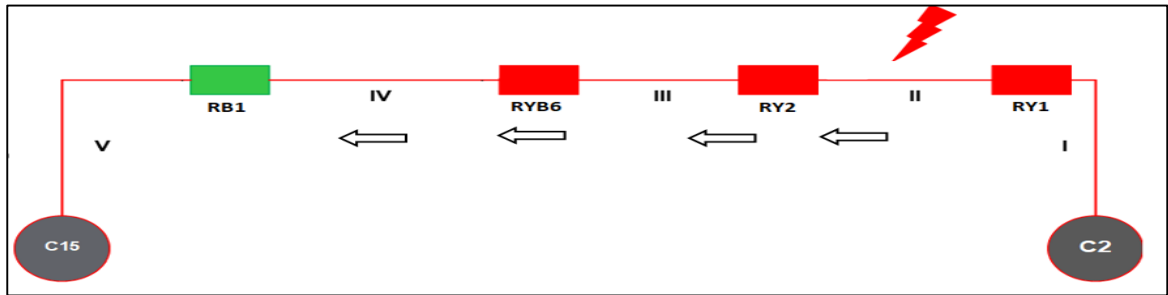
La Figura 56 presenta el estado de los reconvertidores después de la falla en el tramo III del Anillo 2.

Figura 56. Circuito después de una falla en el tramo III del Anillo 2



La Figura 57 presenta el estado de los reconectadores después de una falla en el tramo II del Anillo 2.

Figura 57. Falla en el tramo II del Anillo 2



Si se presenta una falla en el tramo II del Anillo 2 (ver Figura 57) se presentará la siguiente secuencia de operación:

1. El reconectador RY1 (MID POINT) abre desenergizando el tramo en falla.
2. El reconectador RY2 (MID POINT) abre quedando bloqueado es decir inhibiendo los recierres.
3. El reconectador RB1 (TIE) percibe la usencia de tensión y cierra para restablecer el servicio de energía eléctrica de los tramos fuera de falla.
4. Los reconectadores RYB6 sienten el cambio de dirección de potencia y cambian el grupo de protección.

La Figura 58 presenta el estado de los reconectadores después de la falla en el tramo II del Anillo 2.

Por otra parte, la Figura 59 presenta el estado de los reconectadores después de una falla en el tramo IV del Anillo 2.

Figura 58. Circuito después de una falla en el tramo II del Anillo 2

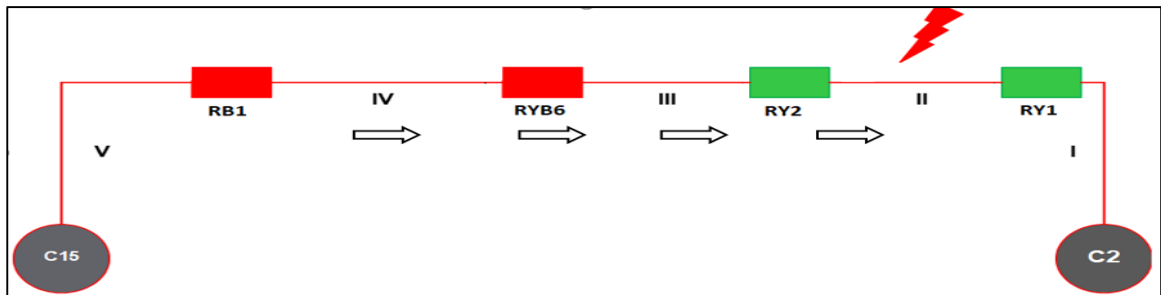
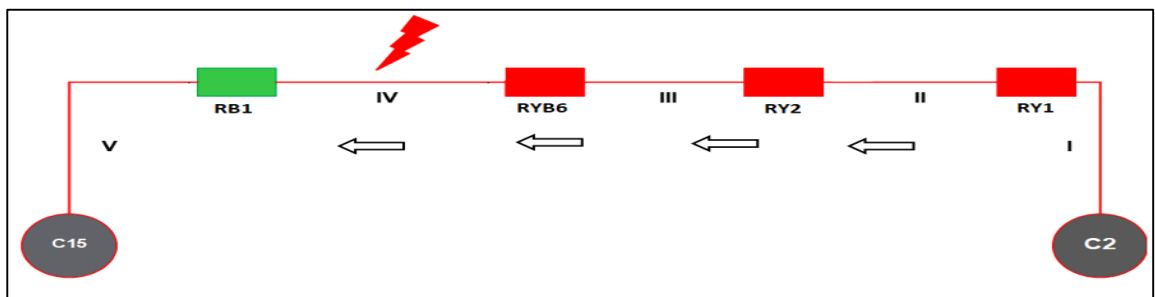


Figura 59. Falla en el tramo IV del Anillo 2

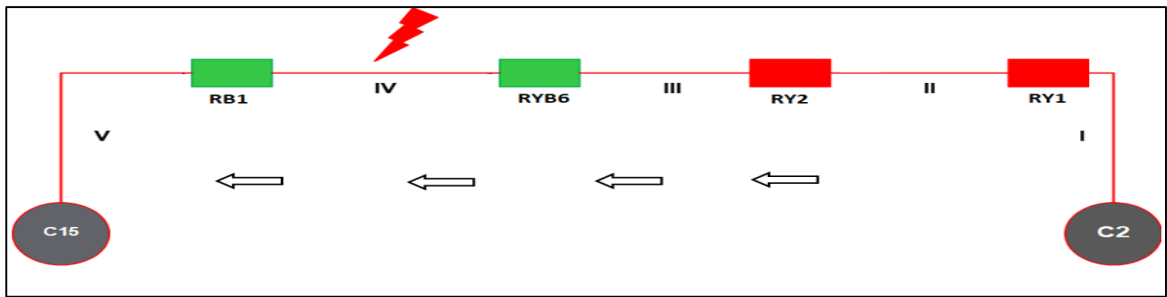


Si se presenta una falla en el tramo IV del Anillo 2 (ver Figura 59) se presentará la siguiente secuencia de operación:

1. El reactivador RYB6 (MID POINT) abre desenergizando el tramo en falla.
2. El reactivador RB1 (MID POINT) se bloquea es decir inhibiendo los recierres.
3. Los reactivadores RY1 y RY2 (MID POINT) sienten el cambio de dirección de potencia y cambian el grupo de protección.

Finalmente, la Figura 60 presenta el estado de los reactivadores después de la falla en el tramo IV del Anillo 2.

Figura 60. Circuito después de Falla en el tramo IV del Anillo 2



6. CONCLUSIONES

A continuación, se presentan las conclusiones más relevantes de este estudio, así como algunas recomendaciones.

En general las mejoras y tecnologías implementadas durante los años estudiados (2012-2017) han surtido un efecto favorable en las estadísticas de pérdidas de producción por fallas del sistema de distribución de energía eléctrica.

La tecnología de elementos pro-fauna es fundamental para tener una reducción de las fallas de circuitos, pero debe analizarse las especies de la región específica donde se va a implementar, en el caso del campo Yariguí-Cantagallo hay presencia de aves muy variadas, golondrinas, pericos, buitres, garzas, gavilanes búhos y una gran cantidad de especies más, por lo que se recomienda a ECOPETROL la asesoría de biólogos que puedan identificar la mejor manera de ahuyentar este tipo de aves con sonidos o elementos visuales y mantenerlas así lejos de las estructuras de las redes de distribución de energía eléctrica y de los pórticos de maniobra.

Los sistemas de puesta a tierra, la coordinación de aislamiento y el apantallamiento doble de los circuitos, disminuye en gran medida las salidas de los sistemas eléctricos por descargas atmosféricas, y esto ayudado con sistemas que en tiempo real informan de la proximidad de una tormenta, facilita la operación del sistema y lo hace menos vulnerable a las descargas atmosféricas que se puedan presentar en las redes de distribución de energía eléctrica, siendo una buena alternativa para reducir las fallas de los circuitos del sistema eléctrico durante tormentas eléctricas.

En la meta propuesta de reducir las pérdidas de producción de crudo por salidas de los sistemas eléctricos de media tensión, las redes del campo tienen un gran

potencial con la función automatización de anillo (Loop Automation) disponible en los reconectores Nulec instalados en el sistema de distribución, esto reduciría el tiempo de restauración del servicio de energía eléctrica de la mayor parte del sistema, asilando solo el sector afectado.

Las afectaciones externas son en este momento las que más impactan en la producción del campo, pero aun así estas pérdidas de producción son menores a las que se sometería el sistema si trabajara de forma aislada del operador de red. ECOPETROL debe seguir adelantando gestión con el operador de red para que se cumpla el compromiso de tener la línea de transmisión de 115 kV de Termobarraca a Puerto Wilches para el año 2019, esta obra daría un respaldo óptimo al sistema de suministro principal de energía eléctrica y así lograr bajar la diferida eléctrica por afectación externa.

BIBLIOGRAFIA

ARIZA SALAZAR, Alejandro y GUTIÉRREZ CHAPARRO, Jesús Alberto. Métodos Para La Prevención De Fallas Ocasionadas Por Aves Y Otros Animales En Redes Eléctricas Aéreas. Trabajo de Grado Ingeniero Electricista. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. 2017. 87p.

DINNTECO lighththing off. Ficha Técnica: Pararrayos Pdce. Theka Ltda. Bogota D.C. 2015. 1p.

GONZÁLEZ RIVERA, Gonzalo por encargo SAG. Medidas De Mitigación De Impactos En Aves Silvestres Y Murciélagos. Producto III: Propuesta Técnica. Santiago de Chile. 2014. 83p.

KERAUNOS S.A.S. Manual De Usuario PreThorView. Version 3. Bogotá D.C. 2017. 10p

RIVERA ARIAS, Jaime E. Concrelec Ltda. Por encargo de Ecopetrol S.A. Informe Inspección Por Medición De Puesta A Tierra De Estructuras De Media Tensión Campo Yariguí – Catagallo. 4 documentos. Cantagallo Sur de Bolivar. Abril 2017. 32p

SCHNEIDER ELECTRIC. Loop Automation Overhead Mv Self-Healing Classic-Intelligent. Australia. 2013. 22p.

SCHNEIDER ELECTRIC. Loop Automation Technical Manual For The Advc Controller Range. Australia. 2013. 83p.

SOTO, Edinson. Keraunos S.A.S. por encargo de Contrelec Ltda. Análisis De Sobreensiones Y Coordinación De Aislamiento Para La Red De Distribución De Energía Del Campo Cantagallo Y Las Líneas De 115 Kv: Barrancabermeja – Puerto Wilches Y Puerto Wilches - Isla Vi. Cantagallo Sur de Bolívar. Marzo 2016. 136p.

ZIGOR. Avc Set Dvr Innovador compensador de huecos de tensión. Nota técnica. Bogotá. 2015. 2p.