

MODELO DE GESTIÓN PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN CON
TURBOGENERADORES TAURUS 60 TOLERANTE A FALLAS EN EL CAMPO
GUANDO

FABIO LEONARDO VARGAS VARGAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
MAESTRÍA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA

2019

MODELO DE GESTIÓN PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN CON
TURBOGENERADORES TAURUS 60 TOLERANTE A FALLAS EN EL CAMPO
GUANDO

FABIO LEONARDO VARGAS VARGAS

Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de
Magíster en Gerencia de Mantenimiento

Director

MANUEL DE JESÚS MARTÍNEZ

Ph. D. Ingeniería Mecánica

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
MAESTRÍA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA

2019

DEDICATORIA

A Dios por estar siempre en mi vida.

A mi amada esposa Tatiana.

*A mi hermano y padres quienes inculcaron en mí valores y principios claros
para afrontar la vida de manera responsable.*

Fabio Leonardo Vargas Vargas

AGRADECIMIENTOS

A Dios por estar siempre en mi vida para guiarme, a mi amada esposa Tatiana por su amor, comprensión en todos los proyectos emprendidos y su apoyo para llevarlos a feliz término, a mi hermano Julián por su orientación, por creer en mí y ser una fuente inagotable de inspiración y apoyo en cada etapa de mi vida.

A mis padres Pedro y Yaneth por haberme formado con reglas y algunas libertades, con valores de honestidad, responsabilidad y disciplina, siempre motivándome para alcanzar mis sueños, gracias a su sabios consejos que brindan la edad y el amor de padres.

A todos los docentes de la Universidad Industrial de Santander (UIS) por sus conocimientos compartidos durante el transcurso de la maestría, especialmente al ingeniero Manuel de Jesús Martínez por su colaboración y constante disposición.

A Perenco Oil & Gas Colombia Limited, por los espacios de crecimiento brindados, un reconocimiento especial a los ingenieros Nicolás Sandoval y Juan Ayala por su apoyo brindado que permitió llevar a feliz término este proyecto y consigo este logro de un nuevo escalón de mi vida profesional.

El Autor

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN.....	15
1. OBJETIVOS	18
1.1 OBJETIVOS	18
1.1.1 Objetivo General	18
1.1.2 Objetivos Específicos.....	18
2. MARCO CONCEPTUAL	20
2.1 SISTEMAS TOLERANTES A FALLOS	20
2.1.1 Causas de fallos	22
2.1.1.1 Selección o especificaciones erróneas de componentes o equipos	22
2.1.1.2 Errores durante la implementación	22
2.1.1.3 Fallas en componentes o equipos.....	22
2.1.1.4 Perturbaciones externas	22
2.1.2 Caracterización de las fallas	23
2.1.2.1 Causas	23
2.1.2.2 Naturaleza	23
2.1.2.3 Duración	23
2.1.2.4 Extensión	23
2.1.2.5 Variabilidad	24
2.1.3 Filosofía para evitar fallas	25
2.1.3.1 Prevención de fallas.....	25
2.1.3.2 Enmascaramiento de fallas	25
2.1.3.3 Tolerancia a fallas.....	25
2.1.4 Sistemas redundantes	26

2.1.4.1 Redundancia física	27
2.1.4.2 Redundancia Software	27
2.1.4.3 Redundancia informacional	27
2.1.4.4 Redundancia temporal	27
2.1.5 Métodos de evaluación de sistemas tolerantes a falla.	28
2.1.5.1 Función de fiabilidad y tasas de fallas	28
2.1.5.2 Indicadores de mantenimiento.	30
2.2 ANÁLISIS DE MODO Y EFECTOS DE FALLA (FMEA)	31
2.2.1 Tipos de FMEA.	32
2.2.1.1 Análisis de Modo y Efecto de Falla de Sistema (S-FMEA)	32
2.2.1.2 Análisis de Modo y Efecto de Falla de Diseño (D-FMEA)	32
2.2.1.3 Análisis de Modo y Efecto de Falla de Proceso (P-FMEA)	32
2.2.2 Beneficios del FMEA.	32
2.2.3 Implementación del FMEA	33
2.3 SISTEMA DE DESLASTRE DE CARGA	34
2.3.1 Deslastre de carga por baja frecuencia (UFLS)	35
2.3.2 Deslastre de carga por sobre carga	36
2.3.3 Deslastre de carga por baja tensión (UVLS)	36
 3. GENERALIDADES – CENTRO DE GENERACIÓN CAMPO GUANDO	 37
3.1 FUNCIONES Y DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CONJUNTO TURBOGENERADOR	 40
 4. METODOLOGÍA FMEA	 44
4.1 RANGO DE SEVERIDAD	44
4.2 RANGO DE OCURRENCIA	46
4.3 RANGO DE DETECCIÓN	46
4.4 INTERPRETACIÓN RPN	48
4.5 DESARROLLO FMEA	48

5. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA	58
5.1 SISTEMA DE DESLASTRE POR CONDICIÓN TURBOGENERADORES	60
5.1.1 Asignación y configuración salidas digitales PLC.....	62
5.1.2 Diagrama de flujo lógica de control	63
5.1.2.1 Lógica de control para deslastre de carga por falla en turbogenerador (interruptor principal abierto)	64
5.1.2.2 Lógica de control para deslastre de carga por alta temperatura (T5) en los turbogeneradores	65
5.1.3 Interfaz gráfica y matriz de selección	68
5.1.4 Matriz de deslastre.....	71
5.2 SIMULACIÓN LÍMITES DE FRECUENCIA Y TIEMPOS DE EJECUCIÓN	72
5.2.1 Respuesta relé de deslastre por frecuencia MiCOM	73
5.2.2 Simulación sistema de deslastre por condición en turbogeneradores	76
5.2.2.1 Función Reserva Rodante del Sistema.....	77
5.2.2.2 Función para la Selección del Grupo de Deslastre.....	78
5.2.3 Comportamiento de la frecuencia de la red vs tiempo.....	79
5.3 SISTEMA DE SINCRONISMO CON LA RED NACIONAL	83
5.3.1 Comunicación entre el PLC ASP y PLC KW IMPORT-EXPORT	84
5.3.1.1 Comisionamiento panel de sincronismo	85
5.3.1.2 Prueba de sincronismo	86
6. ANÁLISIS ECONÓMICO E IMPACTO SOBRE LA COMPAÑÍA	92
7. CONCLUSIONES	98
BIBLIOGRAFÍA.....	100

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Caracterización de fallos.....	24
Figura 2. Posibles causas de fallos.....	26
Figura 3. Relación entre MTTF, MTTR y MTBF.	30
Figura 4. Ubicación geográfica Campo Guando.	37
Figura 5. Tipos de falla primer semestre 2018.	40
Figura 6. Componentes principales grupo electrógeno.	41
Figura 7. Componentes principales turbina Taurus 60.	42
Figura 8. Parte generador 4MW.....	43
Figura 9. Relé MiCOM P14 – Marca AREVA.	58
Figura 10. Sistema deslastre por condición en turbogeneradores.....	62
Figura 11. Diagrama de flujo para deslastre por falla turbina.	66
Figura 12. Diagrama de flujo para deslastre por falla turbina.	67
Figura 13. Interfaz sistema deslastre de carga implementado.	68
Figura 14. Interfaz sistema (Activar / Desactivar cargas a deslastrar).....	72
Figura 15. . Activación grupo de deslastre 1 – Relé MiCOM	73
Figura 16. Oscilografía evento eléctrico – Relé MiCOM.....	74
Figura 17. Metodología propuesta sistema de deslastre redundante.	76
Figura 18. Gráfica de la función que describe el comportamiento frecuencia vs tiempo.....	80
Figura 19. Función $f(x)$ del comportamiento frecuencia vs tiempo.	80
Figura 20. Plano unifilar terraza de generación campo Guando.	84
Figura 21. Arquitectura general red de sincronismo turbinas.	85
Figura 22. Arquitectura general red de sincronismo turbinas.	86
Figura 23. Resultados pruebas satisfactorias de sincronismo.....	86
Figura 24. Falla sobre el algoritmo de control tipo escalera.	87

Figura 25. Secuencia de falla turbina 1.....	88
Figura 26. Secuencia de falla turbina 2.....	89
Figura 27. Secuencia de falla turbina 4.....	89
Figura 28. Transformador sistema de sincronismo 34.5KV – 4.16KV.	90
Figura 29. Pruebas de arranque bomba REDA.....	91
Figura 30. Distribución pérdidas de producción 2018.	92
Figura 31. Pérdidas de producción eventos eléctricos (Año 2018).....	93
Figura 32. Eventos eléctricos 2017 Vs 2018.	95
Figura 33. Retorno de la inversión.	97

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1.Capacidad instalada de autogeneración.	38
Tabla 2. Capacidad rodante del sistema en operación rutinaria.	38
Tabla 3. Demanda o carga del sistema en operación rutinaria.	39
Tabla 4. Pérdidas (BO) Evento Eléctrico primer semestre 2017 vs. 2018.	39
Tabla 5. Criterios de severidad.	45
Tabla 6. Criterios de ocurrencia.	46
Tabla 7. Criterios de detección.	47
Tabla 8. Análisis de Modo y Efecto de Falla.	49
Tabla 9. Grupos de deslastre configurados Relé MiCOM P14.	59
Tabla 10. Asignación TAG para salidas digitales PLC scada eléctrico.	63
Tabla 11. Datos históricos de deslastre Relé MiCOM.	75
Tabla 12. Reconfiguración propuesta límites de frecuencia de deslastre.	82
Tabla 13. Costo de implementación metodología propuesta.	96
Tabla 14. Costo estimado de barril de crudo.	97

RESUMEN

TÍTULO: MODELO DE GESTIÓN PARA EL SISTEMA DE GENERACIÓN CON TURBOGENERADORES TAURUS 60 TOLERANTE A FALLAS EN EL CAMPO GUANDO.¹

AUTORES: FABIO LEONARDO VARGAS VARGAS.²

PALABRAS CLAVES: DISPONIBILIDAD, CONFIABILIDAD, LÓGICA DE CONTROL, PLC, TOLERANTE A FALLAS, DESLASTRE DE CARGA, SINCRONISMO.

DESCRIPCIÓN O CONTENIDO:

El presente trabajo se centra en la elaboración de una metodología de gestión tolerante a fallas aplicada al sistema de generación de campo Guando, el cual es operado por la empresa ango-francesa PERENCO OIL & GAS Colombia Limited dedicada a la exploración y extracción de hidrocarburos (petróleo y gas), con presencia en Colombia desde 1993 cuando inicia operaciones en Colombia.

La implementación de esta metodología busca garantizar el suministro de energía eléctrica a los pozos productores del campo mediante un centro de generación tolerante a fallas, basado en el diseño e implementación de un sistema redundante para el deslastre de cargas selectivas de acuerdo a la condición operativa de los turbogeneradores Taurus 60 instalados en el campo y al resultado obtenido del FMEA aplicado.

Como complemento a esta implementación, se realiza la evaluación técnica para el restablecimiento del sistema de sincronismo entre el centro de generación de campo Guando y la red nacional Lanceros de 34.5 KV, las bondades operativas asociadas a este sistema de sincronismo complementadas con la metodología tolerante a falla objeto de este documento, no es otra diferente a la de garantizar la disponibilidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica al circuito que energiza los pozos productores, ante una eventual falla en cadena de todos los turbogeneradores Taurus 60 del centro de autogeneración de campo Guando, supliendo así el requerimiento energético de los circuitos críticos a través de la red nacional Lanceros.

El impacto económico para la compañía que se pretende retribuir con la implementación del sistema propuesto en este documento, consiste en disminuir los costos asociados a las pérdidas de producción generadas por fallas en el sistema de generación, estimadas en 18.720 USD/Hr.

¹ Trabajo de grado.

² Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Maestría en Gerencia de Mantenimiento. Director: Manuel de Jesús Martínez, Ph. D. en Ingeniería Mecánica.

SUMMARY

TITLE: MODEL OF MANAGEMENT FOR THE TAURUS 60 TURBO-GENERATORS SYSTEM, FAULT TOLERANT IN THE TO GUANDO FIELD.³

AUTHOR: FABIO LEONARDO VARGAS VARGAS.⁴

KEYWORDS: AVAILABILITY, RELIABILITY, CONTROL LOGIC, PLC, FAULT TOLERANT, LOAD SHEDDING, SYNCHRONISM.

DESCRIPTION OR CONTENTS:

The present work focuses on the development of a fault tolerant management methodology applied to the Guando field generation system, which is operated by the French company PERENCO OIL & GAS Colombia Limited dedicated to the exploration and extraction of hydrocarbons (oil and gas), with presence in Colombia since 1993 when it starts operations in Colombia.

The implementation of this methodology seeks to guarantee the supply of electric energy to the producing wells of the field through a fault tolerant generation center, based on the design and implementation of a redundant system for selective load shedding according to the operating condition of the the Taurus 60 turbogenerators installed in the field and the result obtained from the FMEA applied.

As a complement to this implementation, the technical evaluation is performed for the restoration of the synchronism system between the Guando field generation center and the 34.5 KV Lanceros national network, the operative benefits associated with this synchronization system complemented with the tolerant methodology The object of this document is not different from guaranteeing the availability and reliability of the electric power supply to the circuit that energizes the producing wells, in the event of a chain failure of all the Taurus 60 turbogenerators at the Guando field self-generation center , thus supplying the energy requirement of the critical circuits through the Lanceros national network.

The economic impact for the company that is intended to compensate with the implementation of the system proposed in this document, is to reduce the costs associated with production losses generated by failures in the generation system, estimated at 18,720 USD / hr.

³ Bachelor Thesis.

⁴ Faculty of Engineering Physics and Mechanics. Mechanical Engineering School. Magister in Maintenance Management. Director: Manuel de Jesús Martínez, Ph. D. Mechanical Engineering.

INTRODUCCIÓN

Perenco Oil & Gas Colombia Limited, es una filial de la empresa anglofrancesa Perenco Plc, dedicada a la exploración y extracción de hidrocarburos (petróleo y gas), con presencia en Colombia desde 1993, cuando adquiere los activos de Elf Aquitaine Colombia S.A. en la cuenca de los Llanos. En 2014, la empresa tomó control sobre los activos de Petrobras Colombia, incluyendo el contrato de asociación Boquerón en el Departamento de Tolima al que pertenece y en el que opera el Campo Guando. La producción de la empresa en 2018 alcanzó los 22.300 BBL/día.

Los sistemas de levantamiento y/o extracción, así como los procesos de almacenamiento, despacho y producción en general de Campo Guando se realizan con energía eléctrica en su totalidad, a diferencia de otros campos operados con sistemas de levantamiento artificial como bombeo hidráulico o gas Lift donde no se depende del suministro de energía eléctrica necesariamente sino de gas natural como combustible.

El sistema de generación eléctrica en campo Guando pese a ser considerado crítico dentro de la operación, basa su estrategia de mantenimiento en las recomendaciones del fabricante con intervenciones periódicas de manera preventiva, intervenciones correctivas y con algunas técnicas predictivas como termografía, boroscopia y tribología con el análisis de aceite usado, esta estrategia a evidenciando baja efectividad ante modos de falla ya identificados ocasionando la pérdida de la función y/o continuidad de la operación del campo.

La capacidad instalada del sistema de generación eléctrica en campo Guando es de 17.5 MW, compuesto por cuatro (4) turbogeneradores marca Solar Turbines, modelo Taurus 60 y dos (2) moto-generadores Waukesha todos instalados en un

sistema de sincronismo, sin embargo, en su diseño se contempló uno de los Turbogeneradores y un motogenerador en stand-by, por lo que la capacidad rodante del sistema en operación normal es de 13 MW y la demanda del mismo o carga asciende a 12 MW.

De lo anterior se observa que el sistema tiene una reserva rodante limitada de apenas 1 MW (7.7%), una de las consecuencias de esta condición radica en la probabilidad de generar una falla en cadena de todo el sistema de generación ante una desviación puntual de una de las variables de los Turbogeneradores, aspecto que debería subsanar un sistema tolerante a este tipo de fallas, ya que tan solo 4.5 MW (37.5%) de la carga total del campo es considerada crítica, y no es otra diferente al circuito que energiza los pozos productores, con la implementación de una metodología para un sistema de generación tolerante a fallas, que garantizara la disponibilidad del suministro eléctrico en este circuito, se evitarían pérdidas de producción y económicas significativas para la compañía.

Actualmente el campo cuenta con un sistema que deslustra carga escalonadamente dependiendo de la frecuencia en la red, la desventaja de este sistema es que actúa una vez se afecta la red eléctrica con baja frecuencia provocando pares no deseados de pozos productores.

Durante el primer semestre del año 2018 la compañía tuvo pérdidas superiores a 2.000 BBL y superiores a 3.000 BBL en el mismo periodo del año 2017 ocasionadas por fallas en el sistema de generación, específicamente en los turbogeneradores, lo cual demuestra la baja efectividad de los sistemas destinados a garantizar la disponibilidad del servicio en el circuito que energiza los pozos productores del campo.

Mediante el desarrollo de la metodología propuesta en este documento de un sistema de generación tolerante a fallas basado en el diseño de un sistema

redundante para el deslastre de cargas selectivas de acuerdo a la condición operativa de los turbogeneradores, se espera aumentar la disponibilidad del circuito encargado del suministro de energía a los pozos productores de campo Guando, reduciendo así las pérdidas de producción de la compañía debido a fallas en turbogeneradores.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo General. Elaborar una metodología de gestión tolerante a fallas para el sistema de generación en campo Guando compuesto por turbogeneradores Taurus 60 y operado por Perenco Oil & Gas Colombia Limited.

1.1.2 Objetivos Específicos.

- Analizar datos históricos de las pérdidas de producción de campo Guando, ocasionadas por fallas en los turbogeneradores Taurus 60.
- Proponer un Análisis de Modo y Efecto de Falla (FMEA) del sistema de generación para identificar acciones a tener en cuenta en la metodología del sistema tolerante a fallas.
- Diseñar un sistema de control que permita deslastrar cargas selectivas del campo de acuerdo a la condición operativa de los turbogeneradores, con base al cálculo de la carga actual vs la reserva rodante del sistema de generación permitiendo así mejorar su confiabilidad y robustez.
- Proponer acciones de mejora que permitan disminuir las pérdidas de producción ocasionadas por fallas mecánicas, de control y/o eléctricas de los turbogeneradores Taurus 60 de Campo Guando.

- Simular mediante la herramienta simulink de MatLab la metodología propuesta, determinando el comportamiento de la frecuencia Vs el tiempo de la red eléctrica ante una falla en el centro de generación, lo cual permitirá garantizar la selectividad entre los sistemas de deslastre.

2. MARCO CONCEPTUAL

2.1 SISTEMAS TOLERANTES A FALLOS

El diseño y la implementación de técnicas enfocadas a conseguir que los sistemas continúen operando adecuadamente, pese a presentar falla en sus componentes hardware/software, o incluso en equipos completos que hagan parte del mismo sistema se denominan tolerantes a falla.

Con esta técnica no se busca prevenir las fallas sino controlar, subsanar o mitigar los efectos permitiendo proveer servicios en presencia de fallas a las aplicaciones críticas e incrementando considerablemente la confiabilidad de estos sistemas, algunos ejemplos de aplicaciones de este tipo son centrales nucleares con sistemas de control computarizadas, sistemas de control aeronáuticos y espaciales, etc.

A continuación se expondrán algunos conceptos generales necesarios en la filosofía de diseño de los sistemas tolerantes a falla.

- **Falla:** se considera que un sistema falla cuando este presenta un defecto de carácter lógico (Algoritmos de control) o Físico (Hardware), en un componente del sistema, un subsistema del sistema u otro sistema que a interactuado o está interactuando con sistema que se está evaluando. El autor Leandro Torres lo define como el deterioro o el desperfecto en las instalaciones, maquinas o equipos que no permite su normal funcionamiento.⁵

⁵ TORRES, Leandro. Gestión integral de activos físicos y mantenimiento. Barcelona, España: Alfaomega Grupo Editorial, 2015. 498 p. ISBN: 978-987-1609-66-6

- **Latencia de una falla:** se define como el tiempo que transcurre desde que se presenta la falla hasta cuando se evidencia el error en el sistema o equipo.⁶
- **Error:** se puede definir como la manifestación o consecuencia de la falla en el sistema, entre los tres tipos de errores más comunes está el error por omisión, ocurre cuando no se realiza una acción o un comportamiento; el error por comisión, ocurre cuando se toman atajos a un procedimiento; el error irrelevante, ocurre cuando se tienen un mal programa de capacitación y supervisión.
- **Latencia de un error:** se define como el tiempo que transcurre desde que se presenta el error hasta cuando se evidencia ese error en el funcionamiento del sistema o equipo.⁷
- **Avería:** se define como la incapacidad de un componente, equipo o sistema de realizar de manera adecuada la función requerida para la cual fue diseñada. Es decir, si la consecuencia de una falla (error) trasciende a la salida del sistema se puede afirmar que se ha presentado una avería.⁸

⁶ TORRES, Leandro. Gestión integral de activos físicos y mantenimiento. Barcelona, España: Alfaomega Grupo Editorial, 2015. 498 p. ISBN: 978-987-1609-66-6

⁷ Ibíd.

⁸ BASTIDA IBÁÑEZ, Javier. Memorias de clase de Arquitecturas Avanzadas. [En línea]. Valladolid, España: Universidad de Valladolid. Departamento de Informática. [Consultado el: 30 de octubre de 2018]. Disponible en: <https://www.infor.uva.es/~bastida/Arquitecturas%20Avanzadas/Tolerant.pdf>

2.1.1 Causas de fallos. La identificación de las causas de falla centra su análisis e investigación desde la concepción del sistema (diseño), pasando por el desarrollo e implementación, a continuación se describen los tipos de fallas encontrados en cada etapa del sistema o proyecto.

2.1.1.1 Selección o especificaciones erróneas de componentes o equipos. Durante la etapa de diseño se pueden presentar fallas tanto en hardware como en software.

2.1.1.2 Errores durante la implementación. Ocasionados debido a seguir las especificaciones de implementación, uso de componentes incorrectos, mala programación de la lógica de control y/o desarrollo de software.

2.1.1.3 Fallas en componentes o equipos. La falla en componentes puede estar ligada a la mala selección debido a un mal dimensionamiento y una mala selección de materiales, provocando así desgaste prematuro. De igual forma la falla de componentes puede estar ligada al desgaste natural o deterioro debido a cumplimiento de la vida útil.

2.1.1.4 Perturbaciones externas. contempla todas causas de falla ajenas al sistema, entre las más relevantes en los sistemas de generación eléctrica se encuentran las condiciones ambientales tales como tormentas eléctricas, alta temperatura, fauna, flora, así como, interferencias electromagnéticas, errores humanos, etc.

2.1.2 Caracterización de las fallas. A continuación se listan los criterios con los que se caracterizan las fallas.

2.1.2.1 Causas. Las causas de las fallas, de acuerdo a la sección anterior pueden describirse de acuerdo a las especificaciones erróneas durante la etapa de diseño, errores en el proceso de implementación, defectos en los componentes, ya sea por desgaste natural o por mala selección o dimensionamiento.

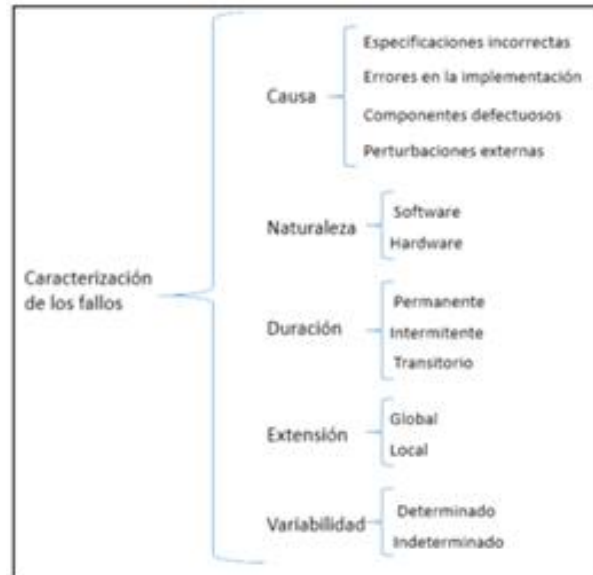
2.1.2.2 Naturaleza. La naturaleza de los fallos especifica la parte del sistema o equipo que falla, el software (lógica de control, sistema operativo, etc.) o hardware (generador eléctrico, turbina, PLC, válvulas de control, caja reductora, etc.).

2.1.2.3 Duración. Hace referencia a la duración de la falla, puede clasificarse en fallas permanentes que son las que perduran en el tiempo hasta tanto no se tome acción correctiva, las fallas intermitentes pueden presentarse de manera aleatoria y finalmente las fallas transitorias son aquellas que se presentan durante breves intervalos de tiempo y coinciden con perturbaciones externas o encendidos de equipos principales con alta demanda eléctrica como bombas de inyección de 1.5 MW cada una.

2.1.2.4 Extensión. La extensión de la falla hace referencia al alcance de la misma, es decir si la falla afecta localmente al componente y/o equipo, o si afecta al sistema global.

2.1.2.5 Variabilidad. Las fallas pueden ser determinadas e indeterminadas, las primeras hacen referencia a que su estado no cambia en el tiempo, caso contrario a las indeterminadas que pueden cambiar cuando varía alguna condición.

Figura 1. Caracterización de fallos.



Fuente: BASTIDA IBÁÑEZ, Javier. Memorias de clase de Arquitecturas Avanzadas. [En línea]. Valladolid, España: Universidad de Valladolid. Departamento de Informática. [Consultado el: 30 de octubre de 2018]. Disponible en: <https://www.infor.uva.es/~bastida/Arquitecturas%20Avanzadas/Tolerant.pdf>

2.1.3 Filosofía para evitar fallas. Existen tres técnicas básicas para garantizar que un sistema siga operando pese a eventuales fallas en sus componentes y/o equipos del sistema. A continuación la descripción de cada técnica.⁹

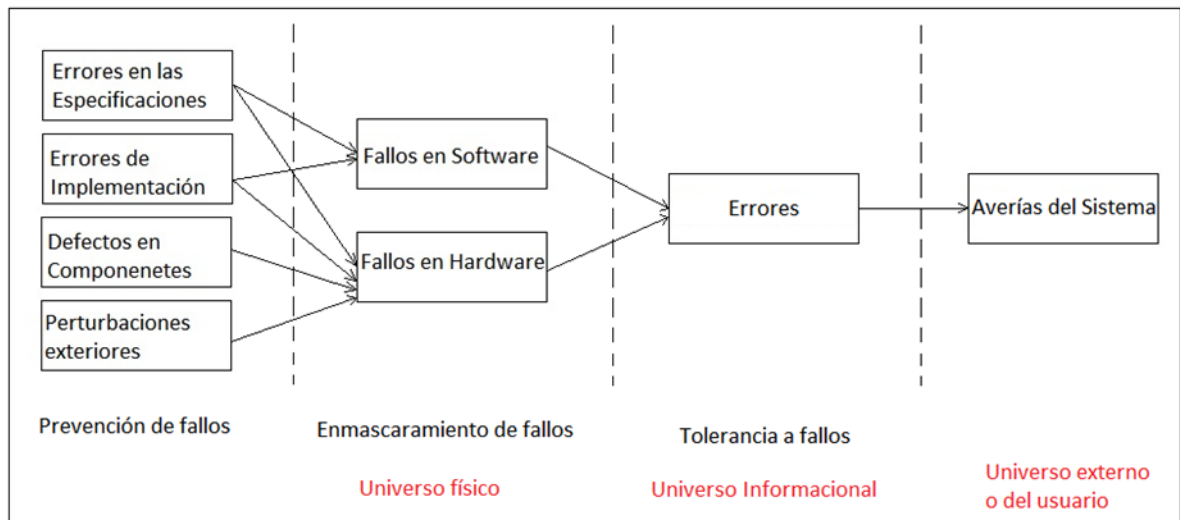
2.1.3.1 Prevención de fallas. Con la aplicación de esta técnica se espera evitar las fallas por medio de la revisión y el up-grade del diseño, así como el análisis detallado de los componentes y/o equipos usados en el sistema. Incluye la validación técnica de las especificaciones con las que se seleccionaron los equipos.

2.1.3.2 Enmascaramiento de fallas. Son técnicas encargadas de cubrir o subsanar las consecuencias que puede llegar a generar una falla sobre el sistema, es decir, esta técnica no evita la falla pero si evita las consecuencias de esta sobre el sistema.

2.1.3.3 Tolerancia a fallas. Como se describió al inicio de este capítulo, los sistemas tolerantes a falla tienen la capacidad de continuar funcionando de forma total o parcial al producirse una falla en un componente o equipo del sistema.

⁹ RAMÍREZ CASTAÑO, Samuel. Análisis de datos de falla. [En línea]. Tesis de Maestría. Manizales: Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales. Facultad de Ingeniería y Arquitectura. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación, 2014. 203 p. [Consultado el: 20 de diciembre de 2018]. Disponible en: <http://www.bdigital.unal.edu.co/46983/1/9212502.2014.pdf>

Figura 2. Posibles causas de fallos.



Fuente: BASTIDA IBÁÑEZ, Javier. Memorias de clase de Arquitecturas Avanzadas. [En línea]. Valladolid, España: Universidad de Valladolid. Departamento de Informática. [Consultado el: 30 de octubre de 2018]. Disponible en: <https://www.infor.uva.es/~bastida/Arquitecturas%20Avanzadas/Tolerant.pdf>

2.1.4 Sistemas redundantes. Se define la redundancia como “el empleo de información, recursos o tiempos adicionales, por encima de los estrictamente necesarios para el correcto funcionamiento de un sistema”. A continuación cada una de las formas que puede tomar la redundancia.¹⁰

¹⁰ JOHNSON, Barry. Fault-Tolerant Microprocessor-Based Systems. [En línea]. En: IEEE Micro, 1986, vol. 4, no. 6, pp. 6 - 21. DOI: 10.1109/MM.1984.291277. [Consultado el: 15 de noviembre de 2018]. Disponible en: <https://doi.ieeeecomputersociety.org/10.1109/MM.1984.291277>

2.1.4.1 Redundancia física. Consiste en instalar equipos adicionales, para suplir el equipo primario en caso de falla. Existen dos tipos de redundancia física, la redundancia pasiva o stand-by se da cuando un solo equipo o elemento funciona y el otro permanece en espera a la falla del equipo principal, se debe garantizar la disponibilidad del equipo en stand-by. La redundancia activa se da cuando ambos equipos o elementos funcionan simultáneamente, generalmente uno configurado como principal o maestro y el otro como secundario o esclavo.

2.1.4.2 Redundancia Software. Consiste en añadir líneas de código y/o algoritmos de control para llevar a cabo funciones de comparación que permitan detectar y corregir fallas. Dentro de las funciones principales esta evitar que los datos se salgan de rango, prevenir errores aritméticos, entre otros.

2.1.4.3 Redundancia informacional. Consiste en adicionar información adicional para permitir la detección y corrección de errores, su principal uso se da en sistemas de transmisión y almacenamiento de bases de datos.

2.1.4.4 Redundancia temporal. Su principal aplicación se da para la detección de fallos transitorios, consiste en repetir los cálculos realizados por el procesador para validarlos su pena de sacrificar tiempo en la ejecución de los algoritmos de control. No requiere hardware adicional.

2.1.5 Métodos de evaluación de sistemas tolerantes a falla.

2.1.5.1 Función de fiabilidad y tasas de fallas. Con la implementación de estas herramientas matemáticas, es posible realizar una medición cuantitativa de los sistemas, en lo relacionado a la tolerancia a fallas.

Función fiabilidad un sistema $R(t)$.¹¹ Se define como la probabilidad de que el sistema funcione correctamente durante todo el intervalo $[t_0, t]$, supuesto que lo hace en el intervalo t_0 .

Suponiendo lo siguientes:

N : Como componentes o equipos idénticos que funcionan correctamente en el instante t_0 .

$N_0(t)$: El número de componentes o equipos que siguen funcionando correctamente en el instante t .

$N_f(t)$: El número de componentes o equipos que fallaron durante el intervalo $[t_0, t]$.

¹¹ BASTIDA IBÁÑEZ, Javier. Memorias de clase de Arquitecturas Avanzadas. [En línea]. Valladolid, España: Universidad de Valladolid. Departamento de Informática. [Consultado el: 30 de octubre de 2018]. Disponible en: <https://www.infor.uva.es/~bastida/Arquitecturas%20Avanzadas/Tolerant.pdf>

La fiabilidad del sistema en el instante t se expresa:

$$R(t): \frac{N_0(t)}{N} = \frac{N_0(t)}{N_0(t) + N_f(t)}$$

De igual manera la probabilidad de que un componente o equipo falle $Q(t)$, puede expresarse:

$$Q(t): \frac{N_f(t)}{N} = \frac{N_f(t)}{N_0(t) + N_f(t)}$$

Si,

$$R(t) + Q(t) = 1$$

Entonces,

$$R(t) = 1 - \frac{N_f(t)}{N}$$

Derivando con respecto al t :

$$\frac{dN_f(t)}{dt} = -N \frac{dR(t)}{dt}$$

Tasa de fallos de un sistema $Z(t)$.¹² Se define como el número esperado de fallos en ese sistema por unidad de tiempo.

La función $Z(t)$ se expresa al dividir el primer miembro $N_0(t)$ y sustituyendo así:

$$Z(t) = \frac{1}{N_0(t)} \frac{dN_f(t)}{dt} = \frac{-N}{N_0(t)} \frac{dR(t)}{dt}$$

¹² SHOOMAN, Martin. Probabilistic reliability: an engineering approach. New York, USA: Editorial McGraw Hill, 1998. 448 p. ISBN: 978-0070570153

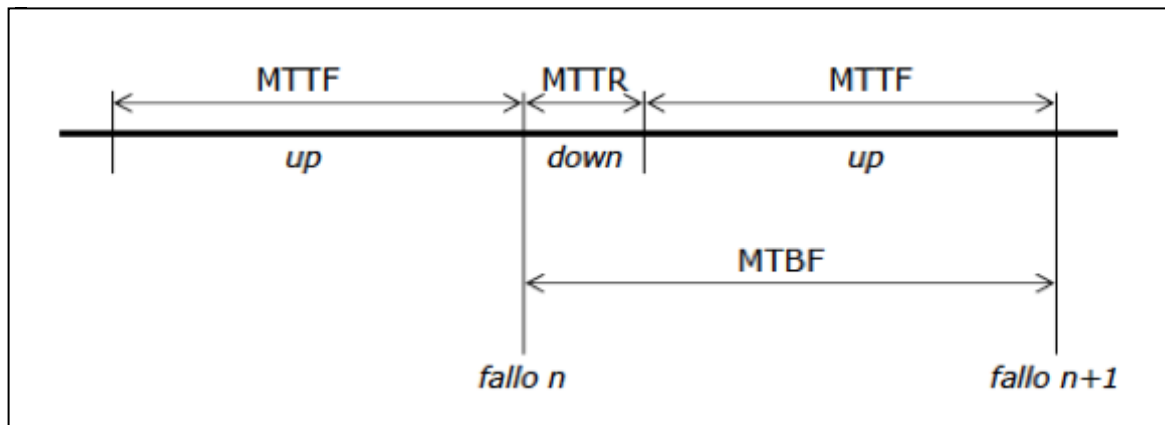
Luego en función de $R(t)$ quedaría:

$$Z(t) = -\frac{1}{R(t)} \frac{dR(t)}{dt}$$

2.1.5.2 Indicadores de mantenimiento.

- **Tiempo medio de reparación (MTTR):** se define como el tiempo medio que toma reparar un sistema cuando se presenta una avería.
- **Tiempo medio ente fallos (MTBF):** se define como el tiempo promedio entre averías consecutivas de un sistema reparable.
- **Tiempo medio para falla (MTTF):** se define como el tiempo que transcurre hasta la última avería.

Figura 3. Relación entre MTTF, MTTR y MTBF.



Fuente: PARDO DÍAZ, Alfonso. Alto rendimiento y alta disponibilidad. [En línea]. [Consultado el: 12 de diciembre de 2018]. Disponible en: https://cetatech.cetaciemat.es/2014/11/alto-rendimiento-y-alta-disponibilidad-parte-1_3/.

2.2 ANÁLISIS DE MODO Y EFECTOS DE FALLA (FMEA)

El Análisis de Modo y Efecto de Falla (FMEA) es un conjunto de directrices, un método y una forma de identificar problemas potenciales y sus posibles efectos en un sistema para priorizarlos y poder concentrar los recursos en planes de prevención, supervisión y respuesta.¹³

Introducidos formalmente a finales de la década de los 40's, especialmente utilizados por la industria militar y aeroespacial durante el desarrollo tecnológico para la misión Apolo, que llevaría al primer hombre a la luna durante la década de los 60's. Ford Motor Company motivado por contrarrestar el alto impacto económico debido a las demandas de responsabilidad civil introdujo a finales de los 70's los FMEA a la industria automotriz para mejorar los estándares de seguridad y demás requisitos regulatorios.

Durante 1993, los tres gigantes de sector industrial automotriz Chrysler, Ford y GM, formalizaron el documento "Potencial Failure Mode And Effects Analysis" que serviría o haría parte de la norma QS 9000 la cual se conoce hoy en día como ISO 16949.

El objetivo del desarrollo del FMEA es reconocer y evaluar fallas potenciales y sus efectos, identificar acciones para reducir o eliminar las probabilidades de falla y finalmente documentar los hallazgos del análisis.

¹³ LEAN SOLUTIONS. AMEF Análisis de Modo y Efecto de Falla. [En línea]. [Consultado el: 16 de Febrero de 2019]. Disponible en: <http://leansolutions.co/conceptos-lean/lean-manufacturing/amef-analisis-de-modo-y-efecto-de-falla/>

2.2.1 Tipos de FMEA.

2.2.1.1 Análisis de Modo y Efecto de Falla de Sistema (S-FMEA). Con la implementación se busca asegurar la compatibilidad de los componentes o equipos del sistema, la implementación de este tipo de análisis debe llevarse a cabo una vez se definan las funciones del sistema y antes de seleccionar el hardware.

2.2.1.2 Análisis de Modo y Efecto de Falla de Diseño (D-FMEA). Permite analizar los componentes de diseño, enfoca su interés en la identificación de los modos de falla asociados con la funcionalidad del sistema, la implementación de este tipo de análisis se lleva a cabo cuando se tengan definidas las funciones del sistema, sin importar que el diseño aun no hubiese sido aprobado.

2.2.1.3 Análisis de Modo y Efecto de Falla de Proceso (P-FMEA). Analiza los procesos de instalación, comisionamiento, ensamble y puesta en marcha del sistema, enfoca su interés en identificar modos de falla que generan averías al sistema (No cumple con la función para el que fue diseñado).

2.2.2 Beneficios del FMEA.¹⁴

- Identifica fallas o defectos antes de su ocurrencia.
- Reduce los costos de garantías y paradas de línea.
- Incrementa la confiabilidad del sistema.

¹⁴ LEAN SOLUTIONS. AMEF Análisis de Modo y Efecto de Falla. [En línea]. [Consultado el: 16 de Febrero de 2019]. Disponible en: <http://leansolutions.co/conceptos-lean/lean-manufacturing/amef-analisis-de-modo-y-efecto-de-falla/>

- Procesos de implementación más eficientes.
- Incrementa la satisfacción del cliente.
- Mantiene el Know-How en la compañía.

2.2.3 Implementación del FMEA.¹⁵ A continuación se listan los pasos que se debe llevar a cabo durante la ejecución del análisis de modo y efecto de falla (FMEA).

- Formación del equipo interdisciplinario.
- Definir el alcance del proceso a analizar.
- Identificar los modos potenciales de falla.
- Listar los efectos potenciales.
- Asignar el grado de severidad de cada efecto.
- Asignar el grado de ocurrencia de cada modo de falla.
- Asignar el grado de detección de cada modo de falla.
- Calcular el NPR (Numero Prioritario de Riesgo) de cada efecto.
- $NPR = Severidad * Ocurrencia * detección$
- Priorizar los modos de falla.
- Generar acciones para mitigar o eliminar el riesgo del modo de falla.
- Calcular nuevamente el NPR para validar si una vez contempladas las acciones del punto anterior el riesgo ha sido eliminado o reducido.

¹⁵ LEAN SOLUTIONS. AMEF Análisis de Modo y Efecto de Falla. [En línea]. [Consultado el: 16 de Febrero de 2019]. Disponible en: <http://leansolutions.co/conceptos-lean/lean-manufacturing/amef-analisis-de-modo-y-efecto-de-falla/>

2.3 SISTEMA DE DESLASTRE DE CARGA

Uno de los principales inconvenientes en la operación de sistemas eléctricos aislados es la estabilidad en la frecuencia de la red, por esta razón los esquemas de deslastre de carga por frecuencia cobran un papel relevante en procura de mantener la estabilidad del sistema garantizando alta disponibilidad en suministro de energía.

La estabilidad en los sistemas eléctricos se define como la capacidad de los generadores en suministrar energía a las cargas después de una falla, manteniendo la frecuencia de la red en un rango aceptable.¹⁶

Durante la operación de los sistemas eléctricos aislados se pueden presentar incidentes tales como tormentas eléctricas y averías mecánicas en generadores que provocan caídas significativas en la frecuencia del sistema o red eléctrica y ante la cual los mecanismos de regulación primaria y secundaria no logran actuar de manera rápida. En estos casos es necesario contar con la desconexión o el deslastre de las cargas menos críticas para estabilizar la frecuencia y así evitar un colapso total del sistema.¹⁷

La eficiencia en este tipo de sistemas se define por la habilidad de deslastrar la menor cantidad de carga posible sin llegar a afectar o poner en riesgo la disponibilidad de red y aprovechando la reserva rodante del sistema de generación.

¹⁶ KUNDUR, Prabha. Power system stability and control. New York, USA: Editorial McGraw Hill, 1994. 1200 p. ISBN: 0-07-035958-X

¹⁷ LEDESMA, Pablo. Deslastre de cargas e interrumpibilidad. [En línea]. [Consultado el: 10 de Febrero de 2019]. Disponible en: http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/operacion-y-control-de-sistemas-electricos/II_OCSE_RFP/deslastre-de-cargas-e-interrumpibilidad/skinless_view

Así mismo se considera robusto si el sistema es eficiente en varios escenarios de operación.¹⁸

2.3.1 Deslastre de carga por baja frecuencia (UFLS).¹⁹ Durante la aparición de una perturbación en el sistema, los gobernadores electrohidráulicos de las unidades generadoras ocasionan una nueva condición de operación en el centro de generación.

Dependiendo de la severidad de esta perturbación y debido a la velocidad de respuesta de los sistemas de control en los generadores, la frecuencia de la red y la velocidad de las máquinas descenderá progresivamente, ocasionando fallas en cadena de las unidades generadoras hasta llegar a la pérdida total del suministro eléctrico en la red. El sistema de deslastre monitorea permanentemente la frecuencia de la red para determinar la carga a desconectar de manera escalonada.

¹⁸ LÓPEZ LARROSA, David y SIGRIST, Lukas. Un esquema centralizado de deslastre de cargas por frecuencia para sistemas eléctricos aislados. [En línea]. Madrid, España: Universidad Pontificia Comillas. 8 p. [Consultado el: 12 de enero de 2019]. Disponible en: <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/14071/IIT-14-170A.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

¹⁹ CESPEDES, Renato; RESTREPO, Bernardo y ROA, Hernando. Deslastre de carga en sistemas de potencia. [En línea]. En: Revista Ingeniería e Investigación de Universidad Nacional de Colombia, 1984, vol. 10, pp. 30 - 34. [Consultado el: 20 de enero de 2019]. Disponible en: <https://revistas.unal.edu.co/index.php/ingenv/article/view/19491/20534>

2.3.2 Deslastre de carga por sobre carga.²⁰ Dada la aparición de las perturbaciones vistas en el ítem anterior. Durante el estado de post-contingencia es probable que se presentan altas corrientes en las líneas de transmisión, En este momento se iniciará la desconexión de las cargas necesarias para la restauración de las condiciones de operación en el mismo.

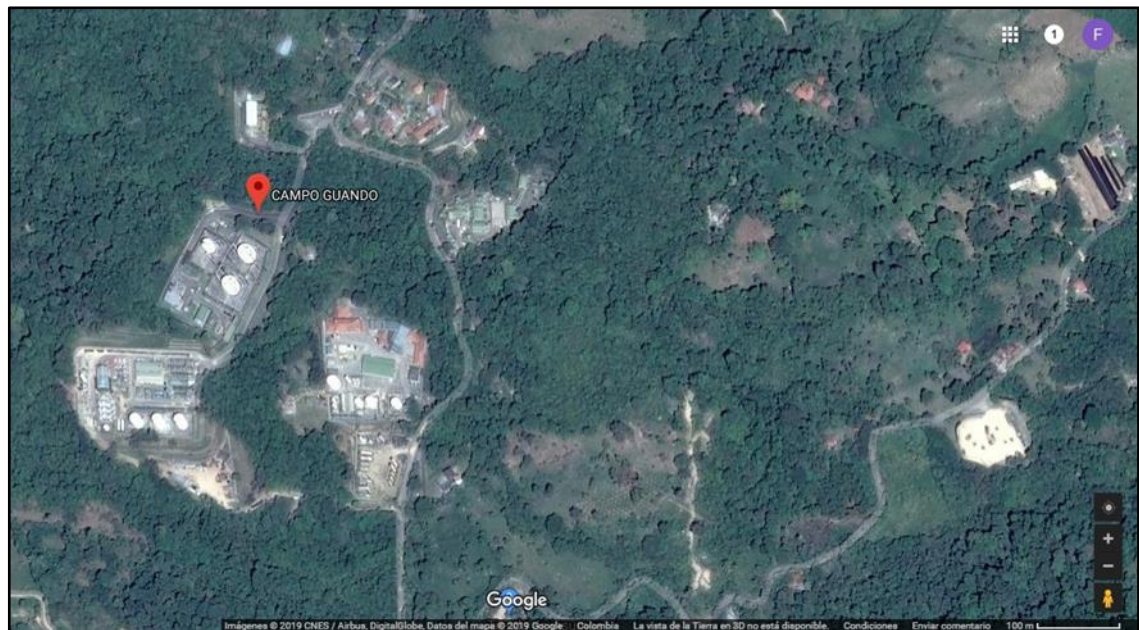
2.3.3 Deslastre de carga por baja tensión (UVLS). Con el objetivo de evitar un colapso general del sistema, los sistemas de deslastre por baja tensión se centran básicamente en la características del sistema una vez ocurrida la perturbación, monitorean los niveles de tensión de la red y utilizan esta información para accionar el deslastre de la carga previamente configurado.

²⁰ LÓPEZ RODRÍGUEZ, Karol. Metodología híbrida para el deslastre de carga en sistemas eléctricos. Proyecto de Grado Ingeniera Electricista. Pereira: Universidad Tecnológica De Pereira. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería Eléctrica, 2015. 88 p. [Consultado el: 20 de enero de 2019]. Disponible en: <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/5468/621317L864.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

3. GENERALIDADES – CENTRO DE GENERACIÓN CAMPO GUANDO

El caso de análisis planteado en este documento se lleva a cabo para la metodología de gestión tolerante a fallas, aplicada a un centro de generación con cuatro turbinas Taurus 60 de marca Solar Turbines. Este centro de generación se encuentra ubicado en el campo petrolero Guando, operado por la empresa multinacional Perenco OIL & GAS Colombia Limited y georeferenciado así, 4°10'39.2"N 74°35'10.8"W.

Figura 4. Ubicación geográfica Campo Guando.



Fuente: GOOGLE. Campo Guando. [En línea]. [Consultado el: 12 de Febrero de 2019]. Disponible en: <https://www.google.com/maps/place/CAMPO+GUANDO/@4.1796941,-74.5890226,1367m/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0x8e3ee0a263936d85:0x4a61d968cd329172!8m2!3d4.1796941!4d-74.5847084>

El centro de generación del campo se compone de cuatro turbogeneradores Taurus 60 de 4 MW cada uno y dos motogeneradores Waukesha que sumados tienen capacidad de 1.5 MW. El consumo de gas combustible de este sistema asciende a 3.000 Mscf de los cuales 2.650 Mscf son aportados por los pozos productores del campo y 350 Mscf se compran al gasoducto Flandes.

Tabla 1. Capacidad instalada de autogeneración.

Ítem	Equipo	Capacidad	Cantidad	Capacidad Total
1	Turbogenerador Gas/Diesel Solar Turbines – Taurus 60	4 MW	4	16 MW
2	Motogenerador Waukesha Gas REF: L7042GSI	1 MW	1	1 MW
3	Motogenerador Waukesha Gas REF: F3521GSI	0.5 MW	1	0.5 MW

La capacidad instalada de autogeneración del campo asciende a 17.5 MW, sin embargo, en su filosofía de funcionamiento se concibió un turbogenerador y un motogenerador en standby, por lo que en condiciones rutinarias de operación la capacidad rodante del sistema es de 13 MW y la carga demandada es de 12 MW distribuidos así.

Tabla 2. Capacidad rodante del sistema en operación rutinaria.

Capacidad Rodante	Equipo	Capacidad	Cantidad	Capacidad Total
<i>Generación</i>	Turbogenerador Gas/Diesel Solar Turbines – Taurus 60	4 MW	3	12 MW
	Motogenerador Waukesha Gas REF: L7042GSI	1 MW	1	1 MW
	Capacidad Total de Generación			13 MW

Tabla 3. Demanda o carga del sistema en operación rutinaria.

Demanda Sistema	Equipo	Carga	Cantidad	Carga Total
<i>Cargas</i>	Bomba Horizontal REDA HPS G3	1.2 MW	6	7.2 MW
	Campo (Anillo Eléctrico)	4.5 MW	1	4.5 MW
	Otras Cargas	0.3 MW	1	0.3 MW
<i>Carga Total</i>				<i>12 MW</i>

De lo anterior se concluye que el sistema tiene una reserva rodante limitada de apenas 1 MW, constituyéndose esto como una debilidad del centro de generación representada en la probabilidad de generar una falla en cadena de todo el sistema ante la desviación puntual de una de las variables de los Turbogeneradores, al mismo tiempo representa la oportunidad de mejora y base de la metodología de gestión tolerante a falla aplicada en el centro de generación planteada en este documento.

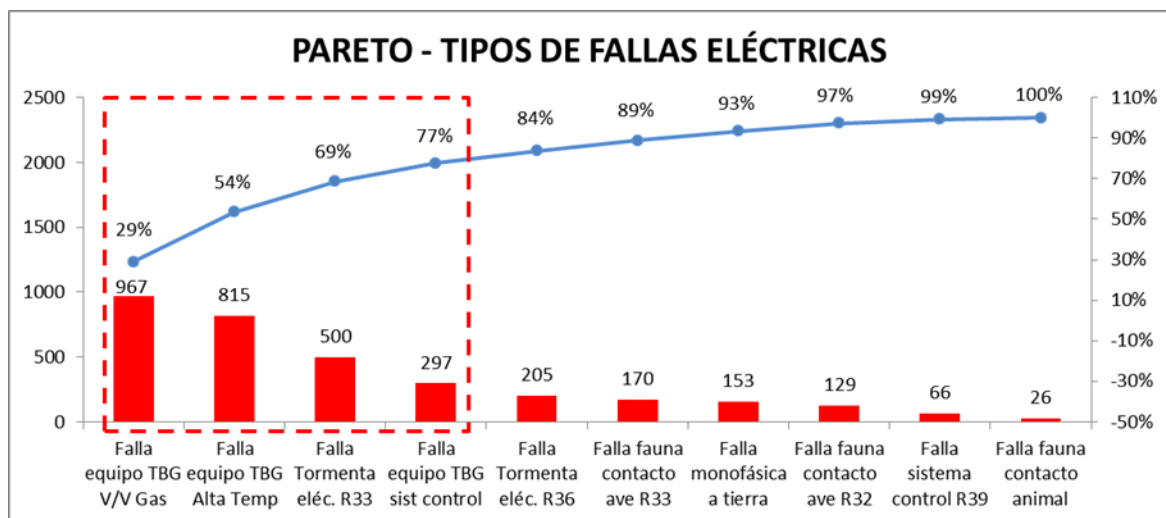
El aporte que se espera conseguir para la compañía con la implementación de la metodología propuesta es disminuir las pérdidas de producción del campo asociadas a fallas en el centro de generación, durante el primer semestre de 2018 sobrepasaron los 2000 BBL y en el mismo periodo de 2017 habían sido el 50% superiores como se observa en la siguiente tabla.

Tabla 4. Pérdidas (BO) Evento Eléctrico primer semestre 2017 vs. 2018.

<i>ítem</i>	<i>Pérdidas de producción (1er semestre)</i>	<i>2017</i>	<i>2018</i>
<i>1</i>	Fallas asociadas a Turbogeneradores	42.7 %	62.5 %
<i>2</i>	Fallas a tierra en el anillo eléctrico	57.3 %	37.5 %
		<i>7.431(BO)</i>	<i>3328 (BO)</i>

De acuerdo a los resultados obtenidos en el análisis Pareto, realizado a las pérdidas de producción y los tipos de falla que las ocasionaron, se evidencia que los eventos con mayor impacto sobre la producción son los asociados a fallas en los equipos de generación, específicamente los turbogeneradores. Condición que deja entrever la necesidad de diseñar un sistema que garantice el suministro eléctrico a los pozos productores, pese a fallas en los turbogeneradores.

Figura 5. Tipos de falla primer semestre 2018.

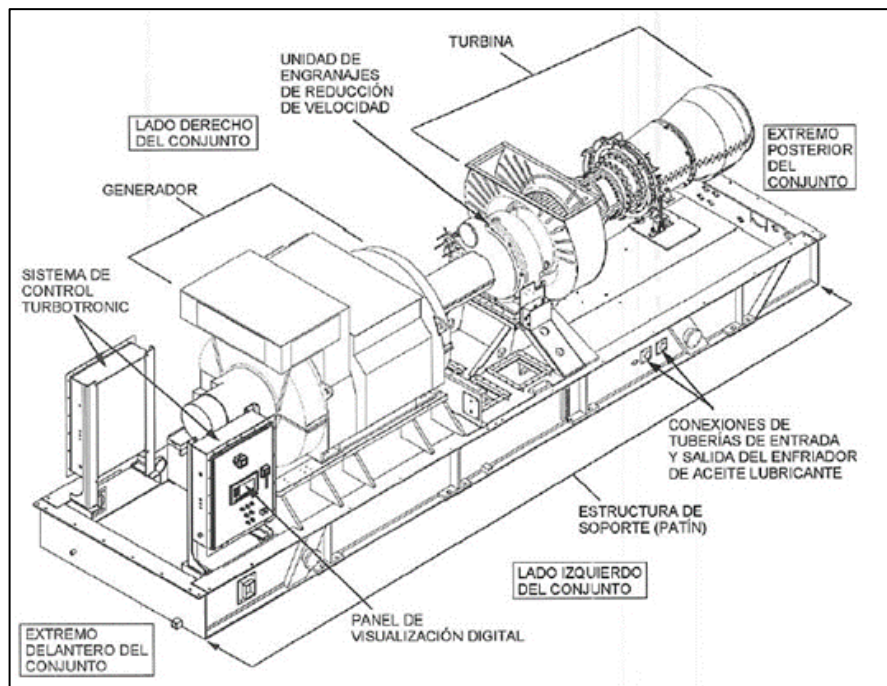


3.1 FUNCIONES Y DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CONJUNTO TURBOGENERADOR

El conjunto de potencia fue diseñado para aportar energía eléctrica de corriente alterna en un rango de frecuencia de 50 ó 60 Hz, diseñado para trabajar como unidad independiente o en un sistema de sincronismo como es el caso en Campo Guando.

El conjunto de generación incluye los siguientes componentes principales: Turbina de gas, caja de engranajes reductora, generador eléctrico, skid, cabina insonorizada, sistema de control e instrumentación. La eficiencia energética del Turbogenerador es del 26% y su costo de ciclo de vida es de 0.1 USD/Kw-h.

Figura 6. Componentes principales grupo electrógeno.

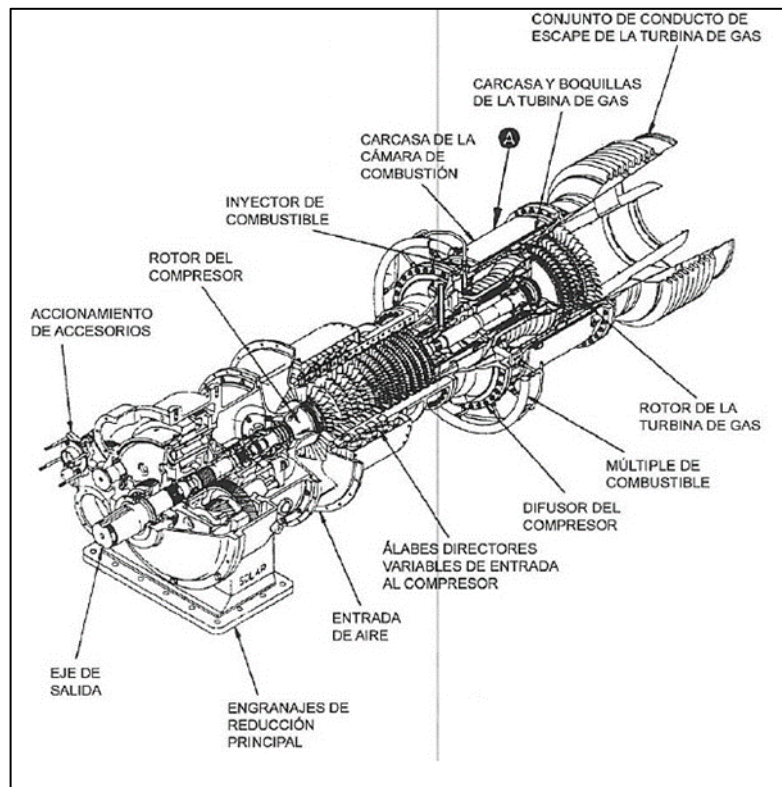


Fuente: SOLAR TURBINES INC. Taurus 60, manual, capacitación técnica, funciones y descripción general conjunto turbogenerador. San Diego, USA: La compañía, 2012.

El primo motor utilizado para impulsar el generador es una turbina de flujo axial, de velocidad constante y un solo eje. El eje de potencia de salida de la turbina está ubicado en el extremo delantero del rotor de la parte compresora de la turbina, donde se acopla con la entrada de la caja reductora de engranajes. Un acople tipo

cizallamiento transmite el par de torsión producido por la potencia de salida de la caja reductora a la velocidad de régimen hacia el generados.

Figura 7. Componentes principales turbina Taurus 60.

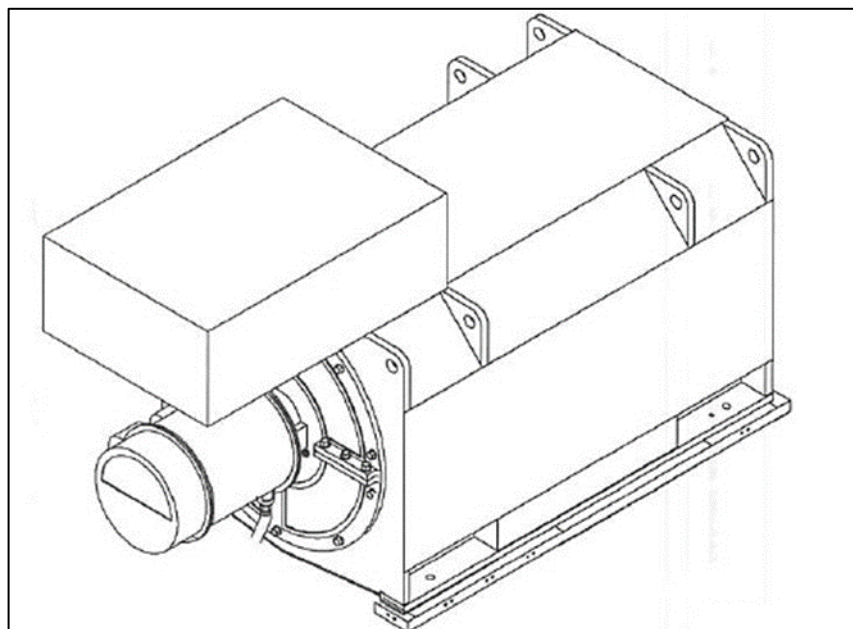


Fuente: SOLAR TURBINES INC. Taurus 60, manual, capacitación técnica, funciones y descripción general conjunto turbogenerador. San Diego, USA: La compañía, 2012.

El generador es impulsado por la turbina a gas a través de la caja reductora de engranajes a 1800 RPM para equipos de 60 Hz. El generador es trifásico, con excitatriz sin escobillas y campo giratorio, el voltaje de salida es de 4160 VAC con sistema de excitación de generador con imán permanente (PMG), lo cual evita el uso de un sistema de excitación (serie refuerzo) y de reducción del magnetismo

residual del campo, hay un regulador de voltaje configurado específicamente para el voltaje de régimen del generador.

Figura 8. Parte generador 4MW.



Fuente: SOLAR TURBINES INC. Taurus 60, manual, capacitación técnica, funciones y descripción general conjunto turbogenerador. San Diego, USA: La compañía, 2012.

4. METODOLOGÍA FMEA

Una vez expuestas las condiciones actuales del centro de generación de campo Guando y su criticidad e impacto sobre la producción del mismo, se procede a realizar un análisis a través de la metodología FMEA, con el cual se identificarán las fallas potenciales del sistema y sus efectos en la operación de los turbogeneradores, así mismo se presentarán recomendaciones a la metodología tolerante a falla propuesta, para garantizar el suministro de energía eléctrica al circuito que energiza los pozos productores.

4.1 RANGO DE SEVERIDAD

Se define como rango de severidad al parámetro de medición asociado a la seguridad del proceso, personas, medio ambiente, costos operativos y cualquier desviación que ponga en riesgo el proceso. La escala de ponderación se define como diez (10) para la severidad más alta y uno (1) para severidad baja. En la tabla 5 se muestran y explican los criterios de severidad..

Tabla 5. Criterios de severidad.

Ítem	Efecto	Criterio de Severidad en el proceso	Ponderación
1	Ninguno	Sin efecto	1
2	Muy Poco	Oscilación leve de la frecuencia en la red sin deslastrar ninguna carga, sin efecto sobre la producción, el medio ambiente ni las personas.	2
3	Poco	Ocasiona el pare no programado de una bomba de inyección, afecta levemente el balance de inyección, sin afectación a la producción, el medio ambiente ni las personas.	3
4	Menor	Ocasiona el pare no programado de dos o más bombas por un tiempo menor a una hora, afecta el balance de inyección e incrementa el nivel de los tanques de agua generando un riesgo leve para la operación. Sin afectación a la producción, medio ambiente y personas.	4
5	Moderado	Ocasiona el pare no programado de dos o más bombas por un tiempo superior a una hora, afecta el balance de inyección, se requiere realizar compra energía eléctrica a la red nacional con afectación al OPEX. Sin afectación a la producción, medio ambiente y personas.	5
6	Significativo	Oscilación moderada frecuencia de la red que ocasiona el pare no programado de dos o más bombas de inyección por un tiempo inferior a una hora y el pare no programado de los pozos productores con mayor demanda de potencia, afectación leve a la producción, riesgo de daño en los equipos de fondo de los pozos parados. Sin afectación al medio ambiente y personas.	6
7	Mayor	Shutdown o pare parcial del campo por un tiempo inferior a dos horas, genera pérdidas de producción, riesgo de daño en los equipos de fondo, Sin afectación al medio ambiente y personas.	7
8	Extremo	Shutdown o pare general del campo por un tiempo inferior a dos horas, genera altas pérdidas de producción, riesgo de daño en los equipos de fondo, Sin afectación al medio ambiente y personas.	8
9	Serio	Shutdown o pare general del campo por un tiempo superior a dos horas, genera pérdidas de producción muy altas, riesgo muy alto de daño en los equipos de fondo por atascamiento, Sin afectación al medio ambiente ni personas.	9
10	Peligroso	Riesgo eléctrico asociado a la manipulación de componentes tales como interruptores, celdas, reconectores, afecta la producción del campo y a las personas.	10

4.2 RANGO DE OCURRENCIA

Se define como la probabilidad que una causa en particular ocurra, es necesario estimar el grado de ocurrencia de la causa asociada a la falla potencial. La escala de ponderación se define como diez (10) indicando la probabilidad muy alta de ocurrencia y uno (1) la remota probabilidad de ocurrencia. En la tabla 6 se muestran y explican los criterios de ocurrencia.

Tabla 6. Criterios de ocurrencia.

<i>Ítem</i>	<i>Criterio de Ocurrencia</i>	<i>Frecuencia o probabilidad de falla</i>	<i>Ponderación</i>
1	Remota: Falla improbable	< 1 cada 300 veces	1
2	Baja: Pocas fallas	1 cada 50 veces	2
		1 cada 25 veces	3
3	Moderada: Fallas ocasionales	1 cada 17 veces	4
		1 cada 14 veces	5
		1 cada 11 veces	6
4	Alta: Fallas frecuentes	1 cada 8 veces	7
		1 cada 6 veces	8
5	Muy Alta: Falla persistente	1 cada 4 veces	9
		1 cada 2 veces	10

4.3 RANGO DE DETECCIÓN

Indica que tan eficiente es el tipo de control encargado de detectar cada falla. La escala de detección se define como diez (10) cuando es muy baja la probabilidad

de detectar la falla y uno (1) cuando la probabilidad de detectar la falla es alta. En la tabla 7 se muestran y explican los criterios de detección.

Tabla 7. Criterios de detección.

Ítem	Criterio de detección	Tipo ocurrencia			probabilidad de detección	Ponderación
		A	B	C		
1	Muy Alta: El defecto es una característica operacional evidente y es casi imposible que los sistemas de control no lo identifiquen.	X	X		99.9 %	1
2	Alta: Es muy probable que el sistema de control pueda detectar el defecto				99 %	2
			X		95 %	3
					90 %	4
3	Media: El defecto es fácilmente detectable por los sistemas de control y operadores				80 %	5
			X	X	70 %	6
					60 %	7
4	Baja: El defecto es oculto o intermitente, lo cual dificulta su identificación por parte del operador o por los sistemas de control usuales.			X	55%	8
					50%	9
5	Improbable: El defecto tiene una alta probabilidad de no ser identificado, debido a que no se puede verificar fácilmente en el proceso ni por el operador ni los sistemas de control		X		Menor al 50%	10

A) A prueba de error B) Control automatizado C) Inspección visual/manual

4.4 INTERPRETACIÓN RPN

El número de prioridad de riesgo también conocido como RPN por sus siglas en inglés (Risk Priority Number), es el resultado de multiplicar la severidad, la ocurrencia y la detección, este indicador establece la jerarquía de los problemas y la prioridad con estos que deben atacarse, dando prioridad a los de RPN y ocurrencia más alta. Matemáticamente es expresada así:

$$RPN = Ocurrencia * severidad * Detección$$

El valor del RPN se encuentra en el intervalo comprendido entre 1 hasta 1.000, adicionalmente se estable para el centro de generación de campo Guando, que valores superiores a 100 son un claro indicador de punto de mejora y debe implementarse acciones de prevención o corrección que permitan mitigar o eliminar la ocurrencia de la falla de forma prioritaria.

4.5 DESARROLLO FMEA

A continuación se listan los componentes objeto de análisis del centro de generación de Campo Guando:

- Cámara de combustión Turbina.
- Generador del grupo electrógeno.
- Sistema de control y comunicación Turbotronic.
- Sistema de instrumentación.
- Relé de deslastre MiCOM.
- Sistema de lubricación.
- Sistema y calidad combustible Gas/Líquido.

Tabla 8. Análisis de Modo y Efecto de Falla.

P E R E N C O		Análisis de Modo y Efecto de Falla (FMEA)										Código:			
Equipo / Sistema		Planta: Campo Guando		Ubicación: Centro de autogeneración - Terraza 3					X	Proceso	Diseño	Edición:			
		Modo de Falla	Efectos	Causas	Método de Detección	S	O	D				NPR Inicial	Acciones Recomendadas	Responsable	S
Cámara de Combustión Turbina	Flameout turbina	1. Turbina en falla (Shutdown), con pérdidas de producción asociadas. 2. centro de generación limitado menos 4MW.	1. Extinción de la llama en la recámara de combustión 2. Combustible insuficiente. 3.Flujo de aire o Oxígeno insuficiente. 4. Falla inyectores fluctuación carga turbina.	1. Alarma en supervisorio cuarto de control. Flujo y presión de gas combustible, monitoreo temp, ap filtros aire, monitoreo comando posición válvulas Main/Piloto	6	7	4	108		1. Realizar revisión válvulas main y piloto. 2. Verificar estado de los filtros gas combustible. 3. Solicitar nueva cromatografía gas combustible conocer cambios y programar ajustes al sistema de control. 4. implementar rutinas de monitoreo variables críticas	Departamento de Mantenimiento	6	4	3	72
	Alta temperatura TS	1. Turbina en falla (Shutdown), con pérdidas de producción asociadas. 2. centro de generación limitado menos 4MW.	1. Debido a una sobre carga de la turbina. 2. Daño en los álabes variables para el ingreso de aire al compresor de la turbina. 3. Obstrucción de los filtros de aire de la turbina AP	1. Alarma en supervisorio cuarto de control. monitoreo temp, ap filtros aire, monitoreo comando posición álabes variables	6	8	4	102		1. Verificar estado de los filtros de entrada de aire AP a la turbina. 2. Programar revisión a los inyectores por posible obstrucción, de ser necesario programar limpieza con ultrasonido. 3. Monitorear temperatura ambiente entrada de aire al compresor de la turbina. 4. implementar rutinas de monitoreo variables críticas	Departamento de Mantenimiento	6	5	3	90

P E R E N C O		Análisis de Modo y Efecto de Falla (FMEA)										Código:			
		Ubicación: Centro de autogeneración - Terraza 3										Edición:			
Planta: Campo Guando		Fecha:													
Equipo / Sistema	Modo de Falla	Efectos	Causas	Método de Detección	S	O	D	NPR Inicial	X	Acciones Recomendadas	Responsable	S	O	D	NPR Final
Generador Eléctrico	Potencia Inversa de energía activa	1. Turbina en falla (Shutdown), con pérdidas de producción asociadas. 2. centro de generación limitado menos 4MW. 3. Turbina no suministra carga al sistema por el contrario la demanda.	1. El primo motor no suministra la potencia requerida al eje del generador. 2. Flujo y/o calidad del gas combustible insuficiente 3. Inyectores en mal estado.	1. Alarma en supervisorio cuarto de control. Flujo y presión de gas combustible, falla inyectores. 2. Alarma relé de potencia inversa del equipo.	7	6	4	168		1. Revisión mecánica al primo motor (Turbina Gas) para identificar causa de baja potencia: A). Revisión sistema gas combustible. B). Revisión inyectores. 2. Implementación herramientas de monitoreo de variables críticas como el relé de potencia y asociadas al sistema de deslastre.	Departamento de Mantenimiento	7	5	2	70
Controlador Logix 5000 Allen Bradley / Sistema de control Turbotronic.	Daño en la Unidad de Procesamiento del PLC	1. Errores en el control del equipo. 2. Turbina en falla (Shutdown), con pérdidas de producción asociadas.	1. Daño por vida útil. 2. Sistema de puesta a tierra en falla. 3. falla fuente de alimentación	1. Led de estado en falla (Rojo). 2. Errores de control y/o falla turbogenerador. 3. Datos erróneos HMI. 4. Inspección visual/Manual	5	2	3	30		1. Instalar PLC redundante. 2. Instalar DPS para protecciones eléctricas (Transitorios) 3. Tener en stock PLC adicional.	Departamento de Mantenimiento y Supply chain management	5	1	2	10
	Daño en módulos de I/O	1. Pérdida de variables de control y comandos. 2. Turbina en falla (Shutdown), con pérdidas de producción asociadas. 3. Lectura herrada de variables del equipo.	1. Daño por vida útil. 2. Daño eléctrico o corto en transmisores conectados 3. falla fuente de alimentación	1. Datos congelados y erróneos en HMI. 2. Errores de control y/o falla turbogenerador. 3. Led de estado en falla (Rojo).	5	5	3	75		1. Tener en stock modulo I/O adicional. 2. Instalar DPS en salidas analogas de los transmisores para proteger entradas del modulo.	Departamento de Mantenimiento y Supply chain management	5	2	3	30

P E R E N C O			Análisis de Modo y Efecto de Falla (FMEA)										Código:		Edición:	
Planta: Campo Guando			Ubicación: Centro de autogeneración - Terraza 3										Fecha:		Diseño	
			Modo de Falla	Efectos	Causas	Método de Detección	S	O	D	NPR Inicial	X	Acciones Recomendadas	Responsable	S	O	D
Equipo / Sistema	Equipo desenergizado	1. Turbina en falla (Shutdown), con pérdidas de producción asociadas. 2. No se realiza control sobre la Turbina. 3. Visualización scada F.D.S. 4. pérdida de registro de datos.	1. Falla fuente de alimentación. 2. Falso contacto y/o acometida en falla. 3. Daño fusible y/o breaker	1. pérdida de control, monitoreo del equipo y/o falla turbogenerador. 2. Datos congelados HMI. 4. Inspección visual/Manual	4	6	5	120			1. Implementar sistemas redundantes de alimentación, instalar fuente de alimentación y baterías redundantes para energizar PLC. 2. Tener en stock fuente de alimentación adicional.	Departamento de Mantenimiento y Supply chain management	4	2	2	16
	Cable coaxial en falla	1. Pérdida de comunicación entre Turbogeneradores y Cuarto de control 2. Operación remota del centro de generación FDS	1. Deterioro por humedad. 2. Daño por atrapamiento. 3. Interferencia electromagnética.	1. Datos congelados y erróneos en supervisor sala de control. 2. Inspección visual 3. pérdida de control, monitoreo de los turbogeneradores	2	4	3	24			1. Verificar correcto apantallamiento del cableado. 2. Implementar rutinas de drenaje cárcamos con bomba de achique. 3. Evaluar atenuación del cable debido a si longitud.	Departamento de Mantenimiento y Producción	2	2	2	8
Red ControlNet / Sistema de comunicación	Módulos de comunicación ControlNet no transmiten datos	1. Pérdida de comunicación entre Turbogeneradores y Cuarto de control 2. Operación remota del centro de generación FDS	1. Daño en el módulo de comunicación I/O del PLC 2. Daño en fusibles. 3. desconfiguración de los protocolos de comunicación. 4. Daño instrumento de medición (Transmisores). 5.Error en el conexionado del cableado hacia los módulo	1. Datos congelados y erróneos en supervisor sala de control. (Rojo). 2. Led de estado en falla 3. pérdida de control, monitoreo de los turbogeneradores	2	5	3	30			1. Tener en stock modulo I/O adicional. 2. Instalar DPS RJ45 a los módulos de comunicación. 3. asegurar Backup de la configuración de los módulos de comunicación.	Departamento de Mantenimiento y Supply chain management	2	3	2	12

P E R E N C O		Análisis de Modo y Efecto de Falla (FMEA)										Código:			
												Edición:			
												Fecha:			
Equipo / Sistema	Modo de Falla	Efectos	Causas	Método de Detección	S	O	D	NPR Inicial	X	Acciones Recomendadas	Responsable	S	O	D	NPR Final
Bomba Pre/Poslubricación Enfriador de aceite Válvula termostática Sistema de lubricación	Desgarre cojinetes, por baja lubricación	1. Falla catastrófica turbina, requiere OVH. 2. Equipo Fuera de servicio 20 Semanas y afectación OPEX 1.5 MUSD. 3. Capacidad de generación del campo limitada.	1. Saturación filtros de aceite. 2. Baja eficiencia bombas de lubricación principal, pre/poslubricación y Backup. 3. Fuga de lubricante por daño en manguera o tubing.	1. Seguimiento de análisis de aceite (Tribología) 2. Alarma en supervisorio de cuarto de control. 3. Ruido anormal.	8	1	4	32		1. Incrementar frecuencias de muestreo de aceite. 2. Instalar switch de baja presión redundante o en paralelo. 3. Incrementar frecuencias de calibración y mantenimiento a elementos de seguridad (Switch/transm)	Departamento de Mantenimiento y laboratorio especialista tribología SGS	8	1	3	24
	Termostato no permite paso al enfriador de aceite cuando la temperatura es alta	1. Alta temperatura de aceite en el sistema. 2. Shutdown o turbina en falla. 3. Deterioro prematuro del lubricante.	1. Deterioro por vida útil y atascamiento mecánico. 2. Setting de calibración incorrecto.	1. Alarma alta temperatura lubricante en supervisorio de cuarto de control. 2. Activación switch alta temperatura, equipo suelta carga y pasa a modo cooldown.	4	3	3	36		1. Implementar prueba en laboratorio (baño maría) durante actividades de mantenimiento preventivo cada 4000 horas. 2. Garantizar buena calidad del repuesto comprando al fabricante de la turbina o ha quien les fabrica el repuesto.	Departamento de Mantenimiento y Supply chain management	4	2	2	16
		Bomba pre/poslubricación no enciende	1. Baja presión de lubricación en el sistema. 2. Degraste prematuro de piezas o desgarre de las mismas por lubricación insuficiente 3. Shutdown o turbina en falla.	1. Daño eléctrico en motor. 2. Acometida con bajo aislamiento, deterioro por atrapamiento, falsos contactos. 3. Falla en módulo de salidas digitales PLC. 4. Falla en elemento sensor RTD o transmisor.	1. Alarma de falla bomba Pro/pos en supervisorio HMI. 2. Alarma baja presión de lubricación en supervisorio HMI. 3. Enciende bomba de lubricación de respaldo o Backup.	4	5	3	60		1. Tener en stock motor eléctrico y evaluar la conveniencia de tener una parte bomba en stock. 2. Realizar pruebas de Megger tanto a la acometida como al motor durante mantenimientos preventivos.	Departamento de Mantenimiento y Supply chain management	4	2	2

P E R E N C O		Análisis de Modo y Efecto de Falla (FMEA)										Código:					
												Edición:					
												Fecha:					
Equipo / Sistema	Modo de Falla	Efectos	Causas	Método de Detección	S	O	D	NPR Inicial	X	Proceso	Acciones Recomendadas	Responsable	Diseño	S	O	D	NPR Final
	Baja eficiencia enfriador aceite	1. Alta temperatura de aceite en el sistema. 2. Shutdown o turbina en falla. 3. Deterioro prematuro del lubricante.	1. Saturación intercambiador aire/aceite. 2. Falla mecanismo de transmisión de correas. 3. Falla eléctrica motor, acometida, control.	1. Alarma en supervisorio por alta temperatura aceite. 2. Activación switch alta temperatura, equipo suelta carga y pasa a modo cooldown.	4	5	4	80			1. Tener en stock motor eléctrico. 2. Realizar pruebas de Megger tanto a la acometida como al motor durante mantenimientos preventivos. 3. Implementar sistema de control que permita inferir la saturación del intercambiador.	Departamento de Mantenimiento y Supply chain management		4	4	2	32
	Error de posición por atascamiento válvula Main / GAS	1. Suministro de gas insuficiente provocando falla en turbina. 2. Respuesta lenta de la V/V por atascamiento ante cambio de potencia, turbina en falla. 3. Oscilación mezcla de combustible cámara de combustión	1. Composición química Gas Natural, genera cambio de estados sólidos/liquidos ante cambios de presión y temperatura. 2. Contaminación internos con sólidos generando atascamiento al mecanismo y sobre carga al actuador electrónico	1. Se genera alarma en HMI de cuarto de control por diferencia entre el comando de posición y su feedback.	7	4	8	224			1. Instalar Chillier y demás equipos para el tratamiento de gas combustible. 1. Rutinas de limpieza interna de la válvulas 1. Solicitar válvulas y kit de reparación de una válvula Main	Departamento de Mantenimiento y proyectos		7	2	6	84
	Error de posición por atascamiento válvula Piloto / GAS	1. Suministro de gas insuficiente provocando falla en turbina. 2. Respuesta lenta de la V/V por atascamiento ante cambio de potencia, turbina en falla.	1. Composición química Gas Natural, genera cambio de estados sólidos/liquidos ante cambios de presión y temperatura. 2. Contaminación internos con sólidos generando atascamiento al mecanismo y sobre carga al actuador electrónico	1. Se genera alarma en HMI de cuarto de control por diferencia entre el comando de posición y su feedback.	7	4	8	224			1. Instalar Chillier y demás equipos para el tratamiento de gas combustible. 1. Rutinas de limpieza interna de la válvulas 1. Solicitar válvulas y kit de reparación de una válvula Main	Departamento de Mantenimiento y proyectos		7	2	6	84
Sistema y calidad combustible Gas/Líquido																	

P E R E N C O		Análisis de Modo y Efecto de Falla (FMEA)										Código:			
		Edición:										Fecha:			
Planta: Campo Guando		Ubicación: Centro de autogeneración - Terraza 3										Diseño			
Equipo / Sistema	Modo de Falla	Efectos	Causas	Método de Detección	S	O	D	NPR Inicial	X	Acciones Recomendadas	Responsable	S	O	D	NPR Final
Formación de sólidos y condensados Gas combustible	Formación de sólidos y condensados Gas combustible	1. Sólidos contaminantes que generan atascamiento en instrumentos y válvulas. 2. saturación de filtros	1. composición química Gas Natural, genera sólidos ante cambios de presión y temperatura.	1. Durante intervenciones de mantenimiento preventivo o correctivo. 2. cuantificando los condensados recuperados en los scrubber de Gas	8	3	6	144		1. Solicitar cromatografía para adelantar caracterización de gas y programar tratamiento. 2. reajustar micras filtros aguas arriba	Departamento Proyectos, Mantenimiento y PIMS	8	3	4	96
	Baja presión Gas combustible	1. Alarma y shutdown turbina por baja presión de gas combustible. Setpoint 242 psi.	1. falla válvulas controladoras de presión. 2. Flujo de gas producido + gas compra insuficiente. 3. Atascamiento filtros aguas arriba. 4. Falla control FCV	1. Alarma en HMI supervisorio cuarto de control. 2. Calibración instrumento (transmisor) 3. Inspección visual en sitio de todos los transmisores	9	3	3	81		1. Garantizar correcto funcionamiento de válvulas de control .	Departamento de Mantenimiento y Producción.	9	2	2	36
	Error de posición válvula Main combustible líquido	1. mezcla de combustible líquida no apropiada. 2. turbina fuera de servicio para operación en Diesel.	1. Accionamiento mecánico con daño debido a su vida útil.	1. Alarma en HMI supervisorio cuarto de control. 2. Calibración instrumento (transmisor)	6	3	3	54		1. Rutinas de limpieza interna de la válvulas 1. Solicitar válvulas y kit de reparación de una válvula Main	Departamento de Mantenimiento	6	2	3	36
Daño unidad de procesamiento Relé MICOM	Daño unidad de procesamiento Relé MICOM	1. No ejecuta acción o comandos para deslazar cargas ocasionando pérdidas de producción. 2. Deslastre de cargas involuntarios, ocasionando pérdidas de producción 3. Pérdida de registros históricos para RCA.	1. deterioro por cumplimiento de vida útil. 2. sistema de puesta a tierra en falla. 3. Transitorios por sobre corriente y/o sobre voltaje.	1. Inspección rutinaria 2. Datos congelados y erróneos en el Display. 3. Led indicador de falla activo.	8	3	9	226		1. Diseñar e implementar sistema de deslastre redundante y cuya filosofía de operación permita actuar antes de afectar la red. 2. Instalar DPS para protecciones eléctricas (Transitorios) 3. Tener en stock Relé MICOM adicional.	Departamento de Mantenimiento, Proyectos y Supply chain management	8	1	8	64

P E R E N C O		Análisis de Modo y Efecto de Falla (FMEA)										Código:	
		Ubicación: Centro de autogeneración - Terraza 3										Edición:	
		Fecha:											
												</	

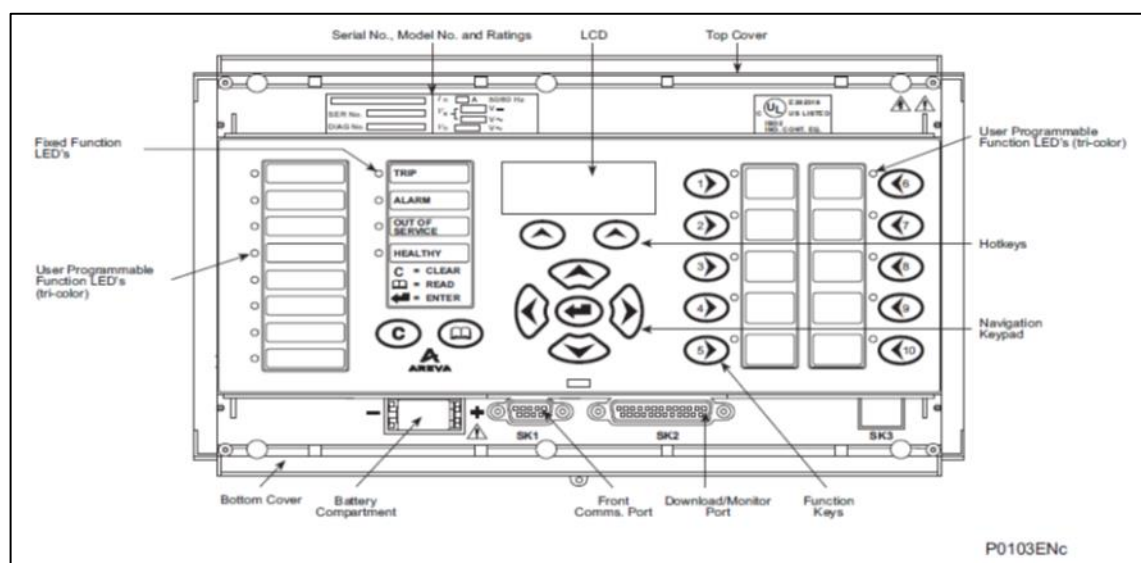
P E R E N C O		Análisis de Modo y Efecto de Falla (FMEA)										Código:		
		Edición:												
		Fecha:												
		Diseño												
		Responsable												
		Acciones Recomendadas												
		X												
		NPR Inicial												
		D												
		S												
		O												
		D												
		Método de Detección												
		Causas												
		Efectos												
		Modo de Falla												
Equipo / Sistema		Planta: Campo Guando												
Transmisor de Temperatura aceite / Sistema de instrumentación	Equipo desenergizado	1. No ejecuta acción o comandos para deslazar cargas ocasionando pérdidas de producción. 2. No cumple función de deslastre en frecuencias requeridas.	1. Falla fuente de alimentación. 2. Falso contacto y/o acometida en falla. 3. Daño fusible y/o breaker	1. Inspección visual/Manual	8	5	5	200	1. Diseñar e implementar sistema de deslastre redundante 2. Tener en stock Relé MICOM adicional. 2. Tener en stock kit de repuestos críticos para Relé MICOM.	Departamento de Mantenimiento, Proyectos y Supply chain management	8	1	5	40
	Error en la medición de la Temperatura local	1. Error en las acciones del controlador. 2. Alarma y shutdown turbina debido a falsa señal de alta temperatura aceite.	1. Error calibración RTD. 2. Error configuración transmisor. 3. Termino pozo con sedimentos que evita la adecuada transferencia de calor	1. Errores de control y/o falla turbogenerador. 2. Datos erróneos HMI. 3. Inspección visual/Manual 4. Alarma en supervisorio de control	4	4	4	64	1. Realizar rutinario para descargar tendencias de la variable y verificar condiciones anormales. 2. Instalar transmisor de temperatura redundante. 3. realizar procedimiento escrito y divulgarlo dentro del personal operativo para garantizar su correcta configuración.	Departamento de Mantenimiento	4	2	3	24
	Pérdida de la señal transmitida	1. Error en las acciones del controlador. 2. Alarma y shutdown turbina debido a falsa señal de alta temperatura aceite.	1. Interferencia electromagnética. 2. Falso contacto y/o conexiones con bajo torque en borneras. 3. Falla módulo entradas analógicas. 4. atenuación de la señal de 4-20 mA debido a la longitud.	1. Errores de control y/o falla turbogenerador. 2. Datos erróneos HMI. 3. Inspección visual/Manual 4. Alarma en supervisorio de control	4	4	4	64	1. Realizar rutinario para descargar tendencias de la variable y verificar condiciones anormales. 2. Instalar transmisor de temperatura redundante. 3. realizar procedimiento escrito y divulgarlo dentro del personal operativo para adelantar la prueba de lazo de control.	Departamento de Mantenimiento	4	2	4	32

P E R E N C O		Análisis de Modo y Efecto de Falla (FMEA)										Código:			
		Ubicación: Centro de autogeneración - Terraza 3										Edición:			
		Planta: Campo Guando										Fecha:			
Equipo / Sistema	Modo de Falla	Efectos	Causas	Método de Detección	S	O	D	NPR Inicial	X	Proceso Acciones Recomendadas	Responsable				NPR Final
												S	O	D	
Transmisor de presión aceite / Sistema de instrumentación	Error en la medición de la Temperatura local	1. Error en las acciones del controlador. 2. Alarma y shutdown turbina debido a falsa señal de alta o baja presión de aceite	1. Error de calibración y configuración. 2. Falla por deterioro en el manifold del transmisor de presión.	1. Errores de control y/o falla turbogenerador. 2. Datos erróneos HMI. 3. Inspección visual/Manual 4. Alarma en supervisorio de control	4	4	4	64		1. Realizar rutinario para descargar tendencias de la variable y verificar condiciones anormales. 2. Instalar transmisor de presión redundante.	Departamento de Mantenimiento	4	3	2	24
	Pérdida de la señal transmitida	1. Error en las acciones del controlador. 2. Alarma y shutdown turbina debido a falsa señal de alta o baja presión de aceite	1. Interferencia electromagnética. 2. Falso contacto y/o conexiones con bajo torque en borneras. 3. Falla módulo entradas analógicas. 4. atenuación de la señal de 4-20 mA debido a la longitud.	1. Errores de control y/o falla turbogenerador. 2. Datos erróneos HMI. 3. Inspección visual/Manual 4. Alarma en supervisorio de control	4	4	4	64		1. Realizar rutinario para descargar tendencias de la variable y verificar condiciones anormales. 2. Instalar transmisor de presión redundante.	Departamento de Mantenimiento	4	3	3	36

5. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

Campo Guando, actualmente cuenta con una sistema de deslastre que se activa al detectar baja frecuencia en la red eléctrica, por medio de un relé marca AREVA y referencia MiCOM P14 (protección df/dt) el cual monitorea la frecuencia (Hz) en el barraje de 4.160 VAC ubicado en la terraza de generación.

Figura 9. Relé MiCOM P14 – Marca AREVA.



Fuente: AREVA T&D UK LTDA. MiCOM P141, P142, P143, P144 y P145 Firmware and Service Manual. [En línea]. [Consultado el: 11 de Febrero de 2019]. Disponible en: http://ms.schneider-electric.be/OP_MAIN/Micom/P14x_EN_M_Dd5.pdf

El relé MiCOM P14 basa su principio de funcionamiento en la configuración de cuatro grupos de cargas a deslastrar a diferente frecuencia, a continuación se presentan los grupos de deslastre configurados actualmente en el relé instalado en campo Guando.

Tabla 9. Grupos de deslastre configurados Relé MiCOM P14.

<i>Ítem</i>	<i>Frecuencia Deslastre</i>	<i>Cargas a Deslastrar</i>	<i>Carga (MW)</i>
1	59.4 Hz	Bombas Horizontales REDA A y D	2.4 MW
2	59.0 Hz	Bombas Horizontales REDA B y F	2.4 MW
3	58.6 Hz	Bombas Horizontales REDA C y E	2.4 MW
4	58.2 Hz	Transformadores 500 KVA Servicios Auxiliares A y B	0.3 MW
<i>Carga Total Deslastrada</i>			7.5 MW

Los sistemas de deslastre de cargas por frecuencia en la actualidad funcionan por medio de los relés de subfrecuencia (MiCOM P14); debido a su carácter no adaptativo, es decir, no tienen capacidad de cambio ni la habilidad de “aprendizaje” al momento de tomar decisiones de deslastre, estos sistemas suelen no ser eficientes ni robustos.

A continuación se enuncian las principales desventajas de sistema actual:

- El sistema deslastra la carga escalonadamente solo hasta que se afecta la red eléctrica con baja frecuencia.
- El sistema no permite deslastrar cargas o tomar acción preventiva sobre la red eléctrica.
- Baja efectividad, las cargas y/o equipos a deslastrar, así como su orden de prioridad son establecidos previamente, lo que implica que el sistema (relé MiCOM) ante una falla actúa sobre estas cargas sin considerar si están en operación o standby.
- Alta probabilidad de pérdidas de producción debido a la baja efectividad del sistema.

Es precisamente esta debilidad la que se plantea subsanar con la implementación de un sistema de deslastre redundante que monitoree permanentemente los

paramentos operacionales de los turbogeneradores y logre tomar decisiones al identificar desviaciones de los mismos, teniendo en cuenta la reserva rodante del sistema y carga actual del turbogenerador en falla.

Es de esta manera que se da inicio a la implementación de la metodología de gestión para el sistema de generación de campo Guando tolerante a fallas a través del diseño de una serie de sistemas redundantes como el deslastre de cargas selectivas de acuerdo a la condición de las turbinas, que permitan garantizar la continuidad del servicio eléctrico al circuito que energiza los pozos productores del campo, disminuyendo así, el impacto económico que tiene sobre la compañía los eventos de shutdown ocasionados por falla en el sistema de generación, a continuación se describe la metodología, el diseño e implementación realizada.

5.1 SISTEMA DE DESLASTRE POR CONDICIÓN TURBOGENERADORES

Este sistema, permitirá deslastrar cargas selectivas de acuerdo a la condición de las turbinas como se explica a continuación.

- Deslastra cargas cuando las turbinas presenten alta temperatura antes que estas fallen (Shutdown), evitando así, sobrecarga en las otras turbinas al asumir la carga pérdida por la turbina en falla. Como consecuencia de esta disminución de carga en la turbina con alta temperatura es posible que sus parámetros de operación se normalicen, o en su defecto que no se tenga impacto sobre la producción si definitivamente la turbina falla.
- Deslastra cargas tras identificar una falla de las turbinas (apertura de interruptor principal), calcula la carga a deslastrar después de verificar la carga que tenía la turbina en falla menos la reserva rodante del sistema.

- La principal ventaja del sistema es que actúa antes de presentarse Shutdown por T5 en cualquier turbina, minimizando la probabilidad de afectación sobre pozos productores.

El sistema se desarrolla sobre la plataforma RsLogix 5000 de Rockwell Automation y el software para la interfaz gráfica Factory Talk View Studio, mediante programación con diagramas de lógica de escalera, diagramas de bloque y secuencial.

De acuerdo a la lógica de control propuesta y con el apoyo de personal técnico de la compañía se realiza la implementación, creación y organización del proyecto, las tareas periódicas y por evento, se definen los tipos de datos y variables requeridas, se configuran los módulos de entradas y salidas requeridos y los protocolos de comunicación locales y remotos (RTU - EtherNet/IP)

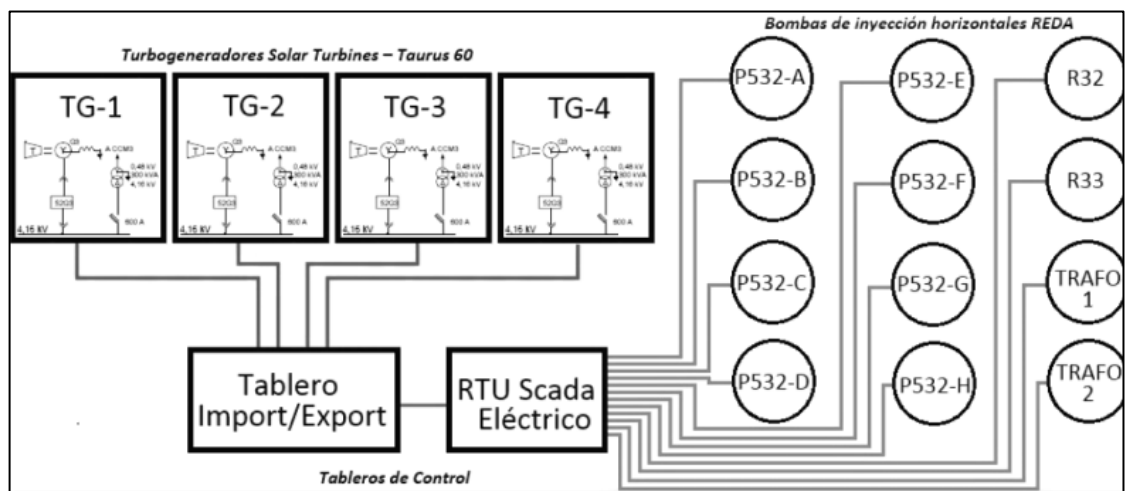
La ejecución del proyecto se subdivide en cuatro bloques principales que a continuación se enuncian:

- Habilitar la red ControlNet en desuso y realizar desarrollo lógico para habilitar la comunicación entre los cuatro turbogeneradores y el PLC import/Export.
- Realizar instalaciones físicas y de cableado, instalación de hardware requerido como tarjetas de comunicación Ethernet y desarrollo lógico para habilitar la comunicación entre el PLC import/Export y el PLC del sistema scada eléctrico.
- Realizar configuraciones necesarias y desarrollo lógico para habilitar salidas y entradas del PLC, tales como acciones de parada desde el controlador hasta las celdas de carga a deslastrar.

- Desarrollo de la lógica de control asociada al sistema de deslastre y la interfaz gráfica del mismo, ajuste y pruebas del sistema en operación.

A continuación se presenta el diagrama de bloques del sistema de deslastre propuesto.

Figura 10. Sistema deslastre por condición en turbogeneradores



Fuente: PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Programación de una secuencia de deslastre por carga. Campo Guando: La compañía, 2019.

El principio de funcionamiento del deslastre por condición como consecuencia de un turbogenerador en falla, se realiza de acuerdo con la siguiente lógica.

5.1.1 Asignación y configuración salidas digitales PLC. A continuación se listan los Tags asociados a las salidas digitales que están cableadas a los disparos de las Celdas de las Bombas REDA, Transformadores de Servicios Auxiliares y los Reconectores.

La tarjeta de salidas digitales utilizada en la implementación del sistema está instalada en la posición 7 del Nodo 3 de la Red ControlNet cableada al interior del Tablero del Scada Eléctrico cuya referencia y nombre es 1794-OB16/A FLEX_CNET_01_DO_07. A continuación tabla de asignación:

Tabla 10. Asignación TAG para salidas digitales PLC scada eléctrico.

Ítem	Equipos	TAG / Salida
1	Bomba Reda P532A	FLEX_CNET_01:7:0.0
2	Bomba Reda P532B	FLEX_CNET_01:7:0.1
3	Bomba Reda P532C	FLEX_CNET_01:7:0.2
4	Bomba Reda P532D	FLEX_CNET_01:7:0.3
5	Bomba Reda P532E	FLEX_CNET_01:7:0.4
6	Bomba Reda P532F	FLEX_CNET_01:7:0.5
7	Bomba Reda P532G	FLEX_CNET_01:7:0.6
8	Bomba Reda P532	FLEX_CNET_01:7:0.7
9	Trafo Servicios Auxiliar (Bombas booster)	FLEX_CNET_01:7:0.8
10	Trafo Servicios Auxiliar Centrillift	FLEX_CNET_01:7:0.9
11	Reconectador R32	FLEX_CNET_01:7:0.10
12	Reconectador R33	FLEX_CNET_01:7:0.11

Fuente: PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Programación de una secuencia de deslastre por carga. Campo Guando: La compañía, 2019.

5.1.2 Diagrama de flujo lógica de control. A continuación se define la lógica de control mediante diagrama de flujo de los dos tipos de activación del sistema de deslastre implementado.

5.1.2.1 Lógica de control para deslastre de carga por falla en turbogenerador (interruptor principal abierto). Una vez habilitados los sistemas de comunicación entre el PLC y las turbinas, se establecen los condicionales para monitorear y validar el estado del interruptor principal de cada turbina (ON/OFF), el estado inicial del sistema se establece al validar que la turbina está en operación y el interruptor principal cerrado, en este momento el sistema almacena permanentemente la carga de la turbina preparándose ante una posible falla de la misma.

Una vez establecidas las condiciones iniciales se procede a evaluar un segundo condicional con el objetivo de identificar cuando la turbina entra en falla a través de la apertura del interruptor principal, de igual manera almacena la potencia pérdida del sistema.

Si la carga de la turbina al momento de la apertura del interruptor es inferior a 500 KW el sistema asume que la turbina se encuentra en cooldown o apagado controlado y descarta el deslastre asignando a la variable potencia pérdida 0 KW.

Por el contrario, si la carga de la turbina al momento de la apertura del interruptor es superior a 500 KW, el sistema asigna a la variable potencia pérdida el valor de la potencia que en ese momento tiene la turbina, hasta este momento el sistema monitoreó y calculó estas variables de manera paralela a todas las turbinas.

El sistema realiza la suma algebraica de las variables potencia pérdida de las cuatro turbinas así:

$$P_{pérdida} = P_{pérd}Unit1 + P_{pérd}Unit2 + P_{pérd}Unit3 + P_{pérd}Unit4$$

Para finalizar, el sistema calcula mediante operación algebraica si la potencia pérdida debido a la falla de la turbina implica un deslastre de carga así:

$$P_{Deslastrar}(kw) = P_{p\acute{e}rdida}(kw) - P_{Reserva\ rodante}(kw)$$

Solo si el resultado es mayor a cero, el sistema procede a deslastrar la carga requerida de acuerdo a la matriz de prioridades que se explicara en detalle más adelante.

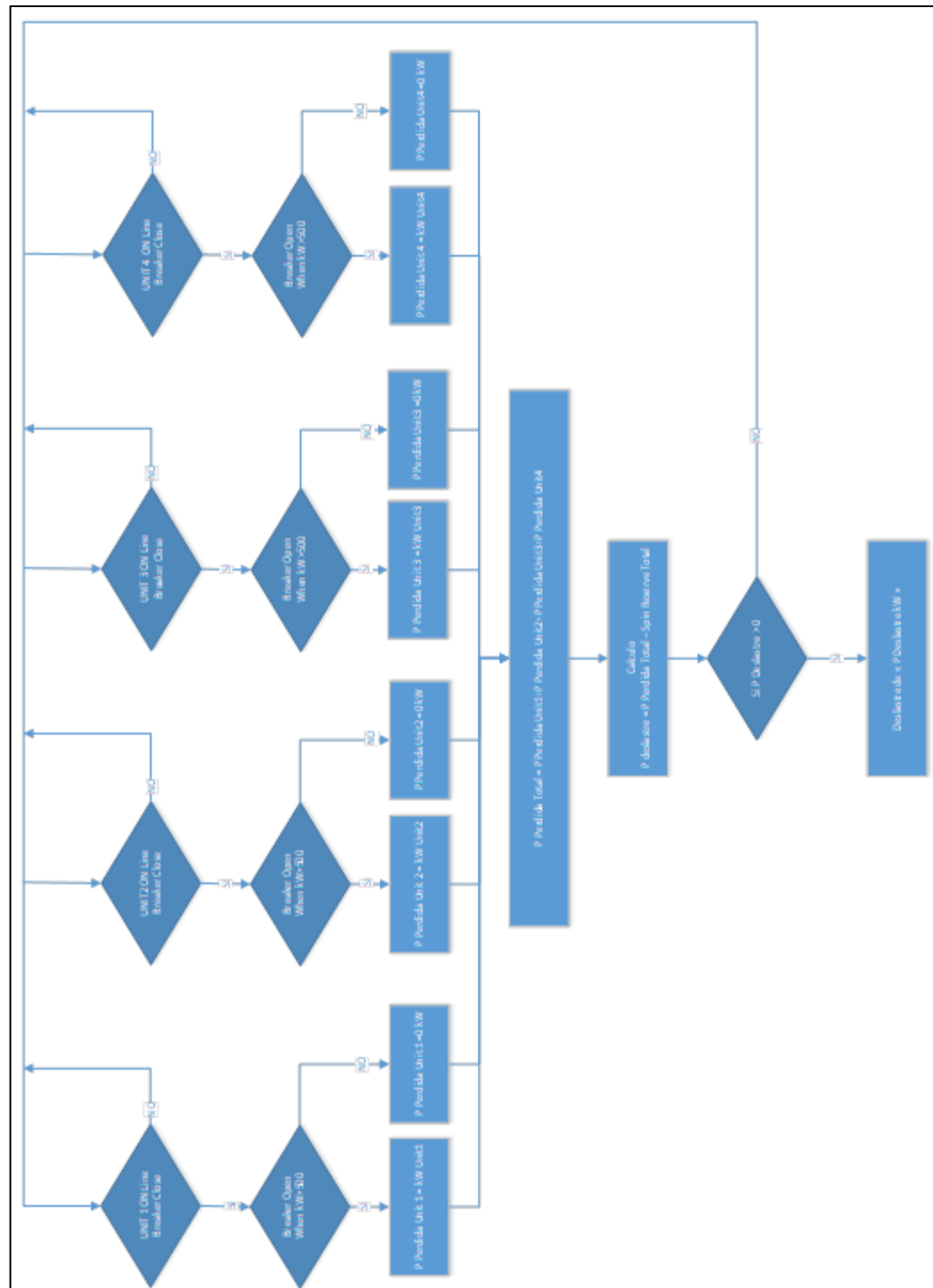
5.1.2.2 Lógica de control para deslastre de carga por alta temperatura (T5) en los turbogeneradores. El sistema establece las condiciones iniciales luego al validar que la turbina está en operación y el interruptor principal cerrado, procede en ese momento a comparar la temperatura monitoreada en cada uno de los turbogeneradores y el setpoint establecido al sistema para identificar una alta temperatura producto de una condición anormal de la turbina.

Cuando el valor monitoreado excede o es mayor al setpoint establecido, el sistema asigna el valor de 1 MW a la variable potencia a deslastrar y activa un delay de 20 segundos así:

$$P_{Deslastrar}(kw) = 1(kw)$$

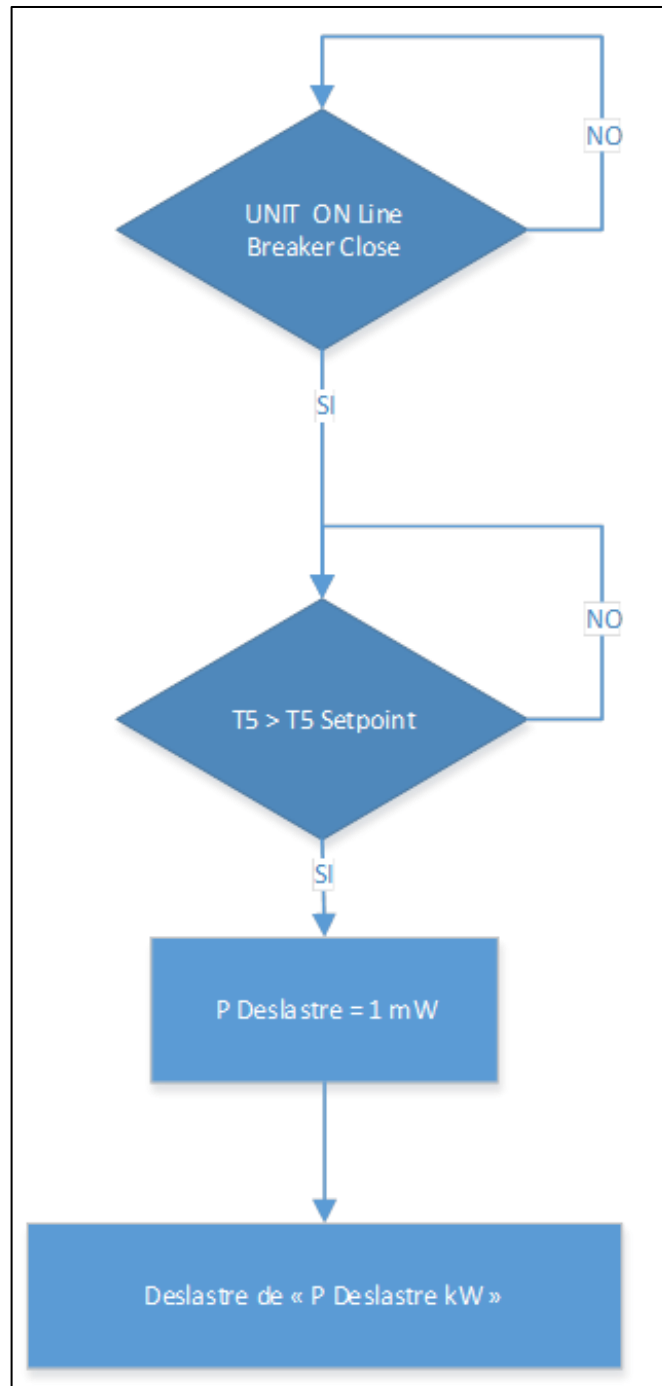
Una vez transcurrido el delay configurado, el sistema realiza nuevamente el proceso de comparación entre la temperatura monitoreada y el setpoint establecido, si este valor sigue siendo mayor procede nuevamente a realizar el deslastre de un 1MW. Las figuras 11 y 12 muestran los diagramas de flujo para deslastre por falla de turbina.

Figura 11. Diagrama de flujo para deslastre por falla turbina.



Fuente: PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Programación de una secuencia de deslastre por carga. Campo Guando: La compañía, 2019.

Figura 12. Diagrama de flujo para deslastre por falla turbina.



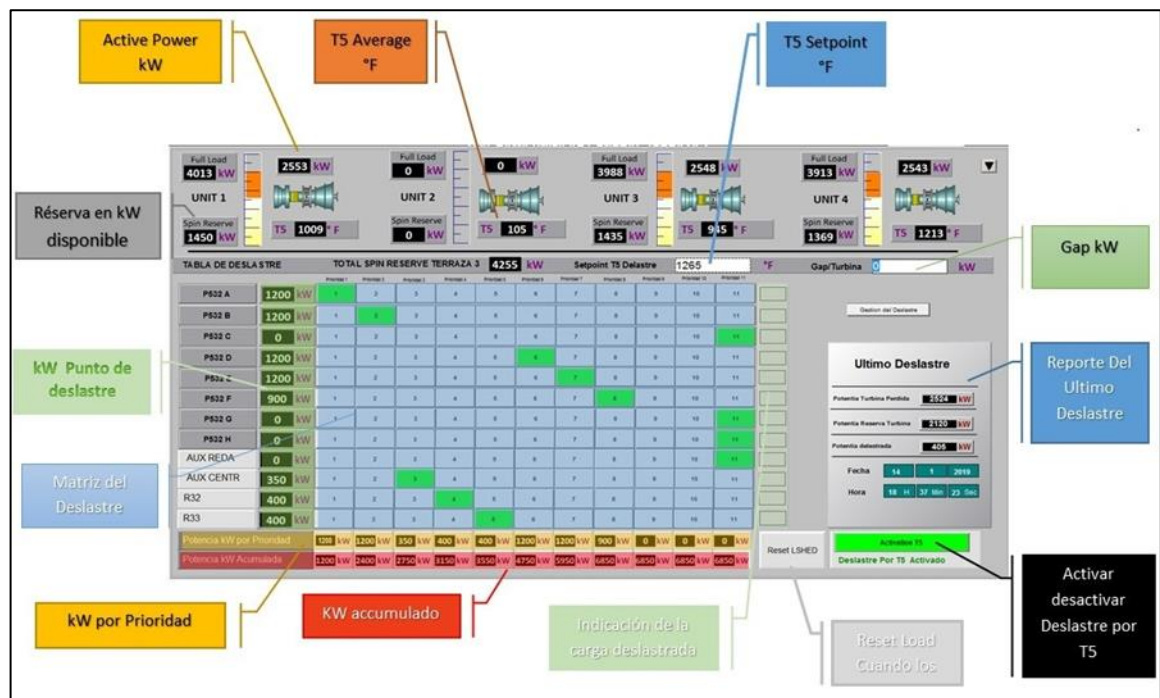
Fuente: PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Programación de una secuencia de deslastre por carga. Campo Guando: La compañía, 2019.

5.1.3 Interfaz gráfica y matriz de selección. Esta matriz permite al operador definir la prioridad de la secuencia del deslastre.

- Prioridad 1. Primera carga que se deslastra.
- Prioridad 11. Ultima Carga que se deslastra.

La matriz podrá actualizarse si otros equipos de deslastro están disponible en el futuro, se pretende incluir los reconectores faltantes.

Figura 13. Interfaz sistema deslastre de carga implementado.



Fuente: PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Programación de una secuencia de deslastre por carga. Campo Guando: La compañía, 2019.

- Full Load Capacity: Potencia máxima (KW) que la turbina puede entregar al sistema en función de la temperatura T1 (°F).

- Active Power: Potencia en (KW) suministrada por la turbina al sistema en tiempo real.
- T5: Temperatura T5 (°F) de la Turbina, esta temperatura está asociada a la temperatura promedio de todas las termocuplas de la cámara de combustión de la turbina.
- T5 Setpoint: Temperatura de referencia T5 que activa el deslastre de 1MW para evitar alcanzar la temperatura T5 de falla o shutdown. Este parámetro es accesible y puede ser ajustado por los operadores.

Actualmente el PLC suministrado por el fabricante Solar Turbines e instalado en cada una de las turbinas controla la temperatura T5 con la siguiente Lógica.

- Si T5 > 1260 °F durante más de 10 segundos se activa alarma T5.
- Si T5 > 1260 °F durante más 20 segundos se activa parada del equipo llevándolo a Cooldown y se presenta apertura del breaker principal.
- Si T5 > 1290 °F, se presenta Shutdown inmediato.

Principio de funcionamiento: con el objetivo de evitar la falla o shutdown de la turbina debido a la alta temperatura T5, se opta por deslastrar o sacar de servicio 1MW de carga (Bombas de inyección) cuando la turbina sobrepase la setting de alarma para T5 (1260 °F), con esto se espera que el equipo a menor carga regule o disminuya la temperatura. El setpoint debe ajustarse por debajo de 1290 °F ya que este es el límite de Shutdown del equipo.

- Activación / Desactivación deslastre T5: Durante el arranque de un equipo principal como una bomba de inyección, el sistema asumirá una sobre

corriente instantánea que puede generar un incremento puntual de la temperatura T5 en el equipo, esto debido a la demanda de potencia activa, con el fin de evitar un deslastre por T5 involuntario, el operador tiene la posibilidad de desactivar el sistema de deslastre por T5.

- Reserva rodante (kw): Potencia de reserva disponible de cada turbina en servicio expresada así.

$$P_{Reserva\ rodante} = P_{Capacidad\ de\ carga\ completa} - P_{Activa}$$

- GAP (kw): Talón de potencia activa usado para reducir la reserva rodante de cada turbina durante su cálculo de carga total. Este parámetro es accesible y puede ser ajustado por los operadores.
- Reset Load Sheeding: Después de un deslastre, las salidas permanecen activas garantizando que las cargas queden fuera de servicio, es necesario restablecer el sistema para que las salidas digitales vuelva a 0 y se puedan reiniciar los equipos. El botón en la interfaz gráfica (deslastre de carga) permanecerá en rojo hasta que un OPERADOR presione el botón de reinicio (Reset LSHED).
- kW Acumulado: Sumatoria acumulada de la potencia activa en kW, de acuerdo a la matriz de prioridad y los equipos en esta.
- kW por Prioridad: Sumatoria independiente de la potencia activa en kW, de acuerdo a la matriz de prioridad y los equipos en esta.
- kW Punto de deslastre: Potencia Activa de las cargas que se pueden retirar durante un deslastre. Actualmente la potencia de las cargas a deslastrar expresada en (kw) y utilizada por el sistema para definir cuantas columnas

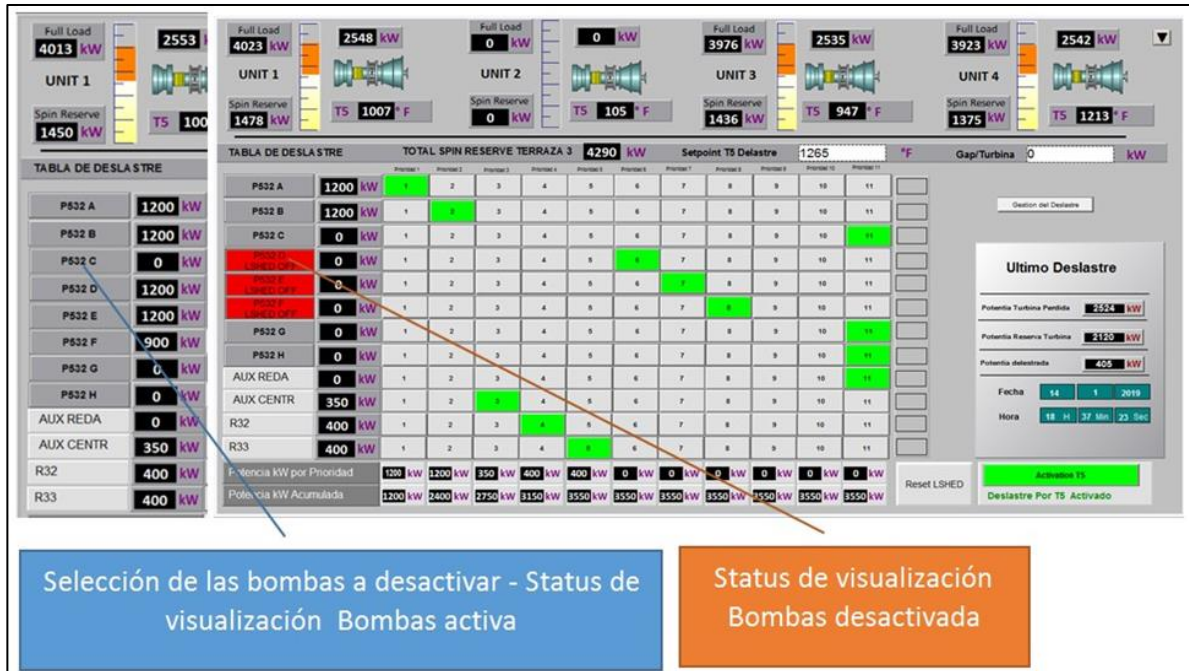
de prioridades debe sacar del sistema, es teórica de acuerdo a placa y especificaciones técnicas del fabricante, el objetivo a mediano plazo es llevar en tiempo real el consumo de potencia activa real y que están consumiendo los equipos a deslastrar.

Ejemplo, se asume para una bomba REDA como valor de carga teórico 1200 KW siempre y cuando el estado del equipo (ON/OFF) indique que está en servicio, en caso contrario se asume 0 kW, el objetivo a mediano plazo es leer estos datos directamente de los equipos a través de comunicación Modbus.

5.1.4 Matriz de deslastre. Esta matriz permite al operador asignar una prioridad de deslastre a las cargas disponibles en la tablero o matriz de la interfaz gráfica.

- Activación / desactivación de una carga de deslastre: El sistema implementado brinda la posibilidad de desactivar al oprimir un botón las cargas dentro de la matriz de deslastre para que estas no sean incluidas o tenidas en cuenta dentro de la lógica de control y los cálculos matemáticos que desarrolla el sistema. Esta aplicación es de utilidad cuando los equipos se encuentran no disponibles o en standby.
- Asignación de prioridades en la matriz de deslastre: El sistema permite que sea el usuario quien pueda asignar la prioridad de deslastre a cada una de las cargas configuradas en el sistema. El operador simplemente seleccionará por intermedio de un botón la prioridad de deslastre y este cambiara de color (verde) indicando que la asignación solicitada fue configurada. Este herramienta es útil y el operador puede hacer uso de ella para reestructurar la prioridad de los equipos a deslastrar de acuerdo a la estrategia de generación establecida para el campo en determinando momento.

Figura 14. Interfaz sistema (Activar / Desactivar cargas a deslastrar).



Fuente: PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Programación de una secuencia de deslastre por carga. Campo Guando: La compañía, 2019

5.2 SIMULACIÓN LÍMITES DE FRECUENCIA Y TIEMPOS DE EJECUCIÓN

Una vez finalizada la implementación de la metodología de gestión tolerante a fallas aplicada sobre el centro de generación de campo Guando y que ha sido objeto de este documento, se da inicio a la etapa de pruebas y ajustes basados en las simulaciones obtenidas del comportamiento del sistema ante diferentes escenarios de falla de turbogeneradores y la respuesta históricamente obtenida del relé de deslastre por frecuencia MiCOM.

El presente capítulo pretende definir, a través del análisis de datos históricos del relé MiCOM y los resultados obtenidos del comportamiento simulado del sistema de deslastre por condición de los turbogeneradores implementado, los límites de

frecuencia o grupos de deslastre que deben ser reconfigurados en el relé MiCOM que garanticen la selectividad entre los dos sistemas, esto con el objetivo de evitar doble deslastre y/o deslastre excesivo o innecesario de carga.

5.2.1 Respuesta relé de deslastre por frecuencia MiCOM. A continuación se evalúa el comportamiento del sistema de deslastre actual ante la falla del turbogenerador N°3 el día 26 de enero 2019, que ocasiono la pérdida parcial de 2.6 MW del centro de generación, la falla se presenta como consecuencia de la alarma y posterior shutdown del equipo por alta temperatura aceite.

En la tabla 8 se observan los límites de frecuencia y grupos de deslastre actualmente configurados en el relé MiCOM.

De acuerdo a la oscilografía descargada del relé MiCOM asociada al evento ocurrido el día 26 de enero producto la falla del turbogenerador N°3 se puede concluir lo siguiente.

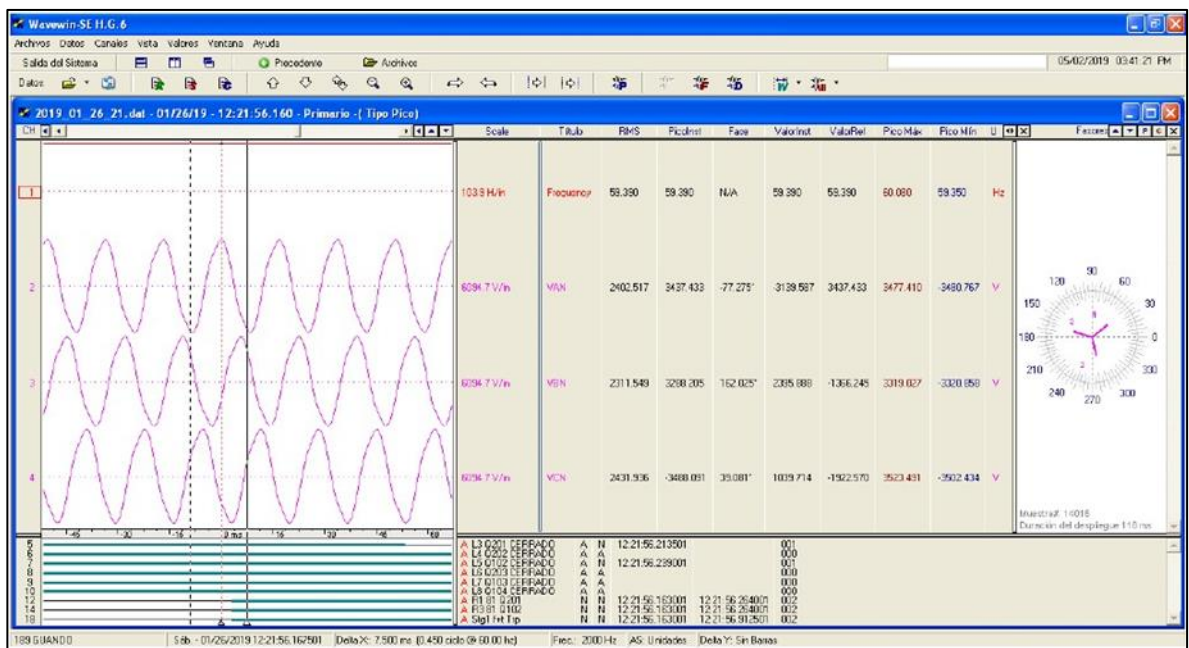
- Ante la pérdida de 2.6 MW del centro de generación, la frecuencia en la red disminuyo hasta 59.350 Hz, lo que ocasiono la activación del primer grupo de deslastre sacando del sistema 2.4 MW.

Figura 15. . Activación grupo de deslastre 1 – Relé MiCOM

Trip Elements 1		00000000000000000000000000000001
ON	0	Stg1 f+t Trp
OFF	1	Stg2 f+t Trp
OFF	2	Stg3 f+t Trp
OFF	3	Stg4 f+t Trp

- El tiempo transcurrido que registró el relé MiCOM durante la caída de frecuencia en la red fue de 118 ms, el tiempo estimado de ciclos de ejecución en el controlador PLC del nuevo sistema de deslastre implementado, se calcula en promedio en 150 ms desde la lectura de entradas, el procesamiento y la escritura en salidas. Por esta razón durante el evento actuaron los dos sistema provocando un doble deslastre y/o deslastre innecesario de carga.

Figura 16. Oscilografía evento eléctrico – Relé MiCOM.



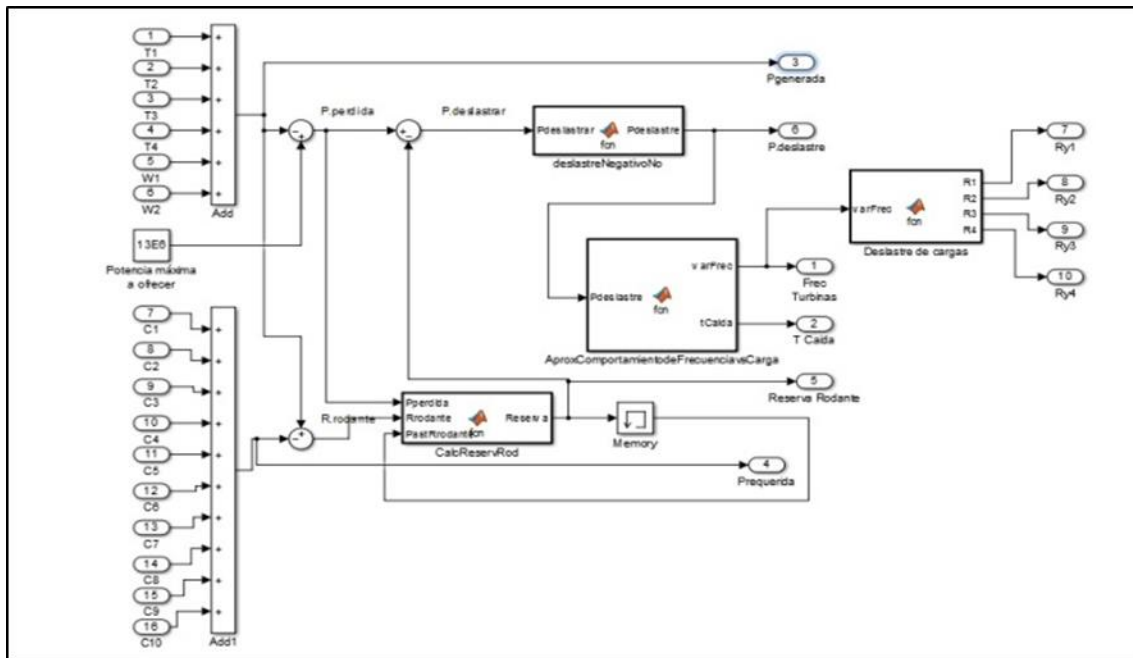
Para la simulación de la metodología, se analizan los últimos 50 eventos registrados en el relé MiCOM con el objetivo modelar la función que describa la relación entre caída de frecuencia y tiempo transcurrido.

Tabla 11. Datos históricos de deslastre Relé MiCOM.

<i>Evento Eléctrico</i>	<i>Frecuencia inicial (Hz)</i>	<i>Frecuencia mínima (Hz)</i>	<i>Respuesta Relé de deslastre</i>	<i>Tiempo (ms) caída de Hz</i>
Evento 1	60,2	59,3	Grupo Deslastre 1 Activo	178
Evento 2	60,4	59,5	No hay Deslastre	133
Evento 3	60,3	58,6	Grupo Deslastre 3 Activo	260
Evento 4	59,9	59,6	No hay Deslastre	114
Evento 5	59,8	58,0	Grupo Deslastre 4 Activo	343
Evento 6	60,0	58,9	Grupo Deslastre 2 Activo	217
Evento 7	60,1	59,0	Grupo Deslastre 2 Activo	206
Evento 8	59,8	59,2	Grupo Deslastre 1 Activo	188
Evento 9	59,9	58,4	Grupo Deslastre 3 Activo	284
Evento 10	60,0	57,9	Grupo Deslastre 4 Activo	364
Evento 11	60,3	58,8	Grupo Deslastre 2 Activo	231
Evento 12	60,0	59,0	Grupo Deslastre 2 Activo	210
Evento 13	60,3	58,1	Grupo Deslastre 4 Activo	332
Evento 14	60,3	58,2	Grupo Deslastre 4 Activo	318
Evento 15	60,2	59,2	Grupo Deslastre 1 Activo	190
Evento 16	60,0	59,8	No hay Deslastre	82
Evento 17	60,2	59,1	Grupo Deslastre 1 Activo	199
Evento 18	60,0	58,6	Grupo Deslastre 3 Activo	255
Evento 19	60,5	59,8	No hay Deslastre	86
Evento 20	60,5	59,2	Grupo Deslastre 1 Activo	185
Evento 21	60,5	58,7	Grupo Deslastre 2 Activo	242
Evento 22	60,4	57,9	Grupo Deslastre 4 Activo	360
Evento 23	59,8	59,3	Grupo Deslastre 1 Activo	175
Evento 24	59,9	58,6	Grupo Deslastre 3 Activo	262
Evento 25	60,2	58,5	Grupo Deslastre 3 Activo	273
Evento 26	60,5	58,3	Grupo Deslastre 3 Activo	305
Evento 27	60,4	58,7	Grupo Deslastre 2 Activo	250
Evento 28	60,3	58,8	Grupo Deslastre 2 Activo	228
Evento 29	60,3	59,2	Grupo Deslastre 1 Activo	192
Evento 30	59,8	59,1	Grupo Deslastre 1 Activo	194
Evento 31	60,2	57,7	Grupo Deslastre 4 Activo	395
Evento 32	60,5	58,7	Grupo Deslastre 2 Activo	239
Evento 33	60,5	59,4	Grupo Deslastre 1 Activo	161
Evento 34	60,2	58,9	Grupo Deslastre 2 Activo	215
Evento 35	60,3	59,7	No hay Deslastre	99
Evento 36	59,9	58,5	Grupo Deslastre 3 Activo	270
Evento 37	60,1	59,2	Grupo Deslastre 1 Activo	187
Evento 38	60,3	58,6	Grupo Deslastre 3 Activo	257
Evento 39	60,4	57,8	Grupo Deslastre 4 Activo	376
Evento 40	59,8	59,5	No hay Deslastre	144
Evento 41	60,1	59,3	Grupo Deslastre 1 Activo	180
Evento 42	60,1	59,5	No hay Deslastre	147
Evento 43	60,0	58,4	Grupo Deslastre 3 Activo	290
Evento 44	60,4	59,3	Grupo Deslastre 1 Activo	178
Evento 45	60,2	58,7	Grupo Deslastre 2 Activo	246
Evento 46	60,0	59,0	Grupo Deslastre 2 Activo	208
Evento 47	60,2	58,9	Grupo Deslastre 2 Activo	219
Evento 48	60,3	58,7	Grupo Deslastre 2 Activo	248
Evento 49	60,2	59,3	Grupo Deslastre 1 Activo	173
Evento 50	60,4	59,0	Grupo Deslastre 2 Activo	204
Evento 51	60,0	59,1	Grupo Deslastre 1 Activo	192
Evento 52	60,2	58,0	Grupo Deslastre 4 Activo	347
Evento 53	60,1	57,3	Grupo Deslastre 4 Activo	447
Evento 54	59,9	58,7	Grupo Deslastre 2 Activo	252
Evento 55	60,1	58,4	Grupo Deslastre 3 Activo	288
Evento 56	60,0	58,7	Grupo Deslastre 2 Activo	243

Para realizar la simulación se utiliza la librería de la herramienta Simulink de MatLab, se presenta a continuación la metodología propuesta a validar para el sistema de deslastre redundante por condición de los turbogeneradores.

Figura 17. Metodología propuesta sistema de deslastre redundante.



En la figura 17, se observa la metodología que simula el funcionamiento del sistema propuesto, discrimina las 6 fuentes del sistema simulado (cuatro turbogeneradores y dos motogeneradores), las 10 cargas de la matriz de deslastre y los bloques lógicos para el cálculo de la reserva rodante, la selección del grupo de deslastre y el comportamiento de la frecuencia vs tiempo en la red eléctrica (delay por ciclos de maquina en el PLC de 150ms).

5.2.2.1 Función Reserva Rodante del Sistema. A continuación fragmento del código que describe el cálculo de la reserva rodante realizado en lenguaje de programación C.

Entradas de la función:

- Pperdida: Capacidad rodante pérdida del sistema producto de una falla en turbogeneradores.
- Rrodante: La reserva rodante del sistema almacenada durante el ciclo de máquina anterior, esta se calcula mediante la resta entre la capacidad rodante y la carga.
- PastRrodante: Almacena provisionalmente el valor de la reserva del sistema durante un ciclo de máquina, esto con el objetivo de conocer la reserva disponible del sistema antes de la falla del turbogenerador.

Salida de la función:

- Reserva: Almacena el valor de la reserva rodante del sistema con la cual se calcula la potencia a deslastrar mediante la resta entre la potencia pérdida y la reserva rodante.

Código:

```
function Reserva = fcn(Pperdida,Rrodante,PastRrodante)

if(Pperdida>0)
    Reserva = PastRrodante;
else
    Reserva = Rrodante;
    PastRrodante = Reserva;
end
```

Lógica de control función reserva rodante: se evalúa la condición de la variable que almacena la potencia pérdida así:

- Si Potencia pérdida = 0: Se actualiza el valor de la reserva rodante en la variable reserva.
- Si Potencia pérdida > 0: Se asume falla en uno de los turbogeneradores, no se actualiza el valor de la reserva rodante, esto con el objetivo de conocer la reserva disponible del sistema antes de la falla del turbogenerador.

5.2.2.2 Función para la Selección del Grupo de Deslastre. A continuación fragmento del código que describe las condiciones necesarias para seleccionar el grupo de deslastre requerido, se realiza en lenguaje de programación C.

Entradas de la función (varFrec): Simulación frecuencia de la red eléctrica.

Variables (R1, R2, R3, R4): Grupos de deslastre, se inicializa la variable con valor 1 para identificar que no están activos.

Código:

```
function [R1, R2, R3, R4] = fcn(varFrec)
R1 = 1;
R2 = 1;
R3 = 1;
R4 = 1;
    if(varFrec <= 59.4)
        R1 = 0;
    end
    if(varFrec <= 59.0)
        R2 = 0;
    end
    if(varFrec <= 58.6)
        R3 = 0;
    end
    if(varFrec <= 58.2)
        R4 = 0;
    end
```

end

end

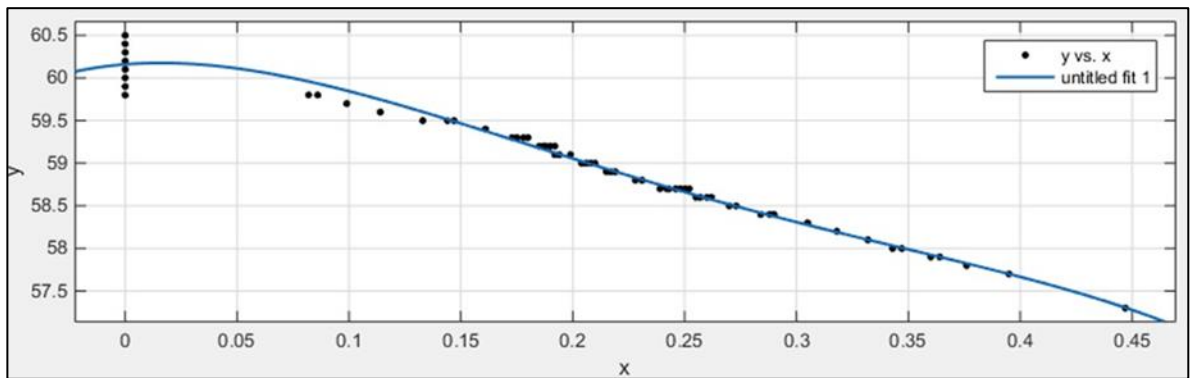
Lógica de control para la función de selección del grupo de deslastre: se evalúa la condición de la variable varFrec que almacena la frecuencia de la red, de acuerdo a los condicionales establecidos la simulación selecciona el grupo de deslastre:

- Si la frecuencia en la red es menor o igual a 59.4 Hz, activa el grupo de deslastre 1.
- Si la frecuencia en la red es menor o igual a 59.0 Hz, activa el grupo de deslastre 2.
- Si la frecuencia en la red es menor o igual a 58.6 Hz, activa el grupo de deslastre 3.
- Si la frecuencia en la red es menor o igual a 58.2 Hz, activa el grupo de deslastre 4.

5.2.3 Comportamiento de la frecuencia de la red vs tiempo. Mediante la aplicación «Curve Fitting» de MatLab y con base a los datos históricos del comportamiento de la red durante fallas del centro de generación que fueron descargados del relé de deslastre MiCOM. Se halla la función característica del comportamiento de la frecuencia en la red vs el tiempo ante una falla en el centro de generación.

A continuación la función obtenida que representa el comportamiento de la frecuencia en función del tiempo ante una falla del centro de generación, en la figura 18 se observa gráficamente de la función del sistema.

Figura 18. Gráfica de la función que describe el comportamiento frecuencia vs tiempo.



En la figura 19 se observa la función expresada de forma matemática que se obtuvo con la aplicación «Curve Fitting» de MatLab y calculada con base a los datos históricos descargados del relé MiCOM, esta función representa el comportamiento de la frecuencia en función del tiempo ante una pérdida de potencia en el centro de generación.

Figura 19. Función $f(x)$ del comportamiento frecuencia vs tiempo.

```
General model Rat41:
f(x) = (p1*x^4 + p2*x^3 + p3*x^2 + p4*x + p5) /
(x + q1)
Coefficients (with 95% confidence bounds):
p1 = -5.621e+05 (-1.967e+10, 1.966e+10)
p2 = 5.922e+05 (-2.072e+10, 2.072e+10)
p3 = -2.084e+05 (-7.292e+09, 7.291e+09)
p4 = 6242 (-2.162e+08, 2.163e+08)
p5 = 1.777e+05 (-6.218e+09, 6.218e+09)
q1 = 2954 (-1.034e+08, 1.034e+08)
```

A continuación, el fragmento del código que simula el comportamiento de la frecuencia en función del tiempo ante una pérdida parcial de la potencia rodante en el centro de generación, se realiza en lenguaje de programación C.

- Entrada de la función (Pdeslastre): Potencia a deslastrar.
- Salida de la función (varFrec): almacena la variación de la frecuencia.
- Salida de la función (tCaida): almacena el tiempo en el que cae la frecuencia.

Código:

```
function [varFrec,tCaida] = fcn(Pdeslastre)

%% Condiciones iniciales de la función
pause(0.15)                                %% ciclo de simulación
min_freq = 57.0;                            %% frecuencia mínima de caída
normal_freq = 60+(rand-0.5)/10;             %% frecuencia nominal + aleatoriedad
max_Pdeslastre = 7.5E6;                     %% potencia máxima a deslastrar

%% De acuerdo al seguimiento realizado a través del relé MiCOM, se
establece que el tiempo de ejecución por ciclo de maquina es de 150ms,
con tiempo mayores a este se establece la salida del PLC 0 @ 1
tplc = [0.145 0.146 0.147 0.148 0.149 0.150 0.151 0.152 0.153 0.154
0.155];
outPLC = [0 0 0 0 0 1 1 1 1 1];
t = linspace(0,1,150);

%% De acuerdo a los resultados obtenidos de la aplicación «Curve Fitting»
de MatLab (Figura 19) se define la función que representa el
comportamiento de la frecuencia en función del tiempo.
% Función racional, tercer grado en el numerador y tercer grado en el
denominador
p1 = -5.62E5;
p2 = 5.92E5;
p3 = -2.084E5;
p4 = 6242;
p5 = 1.77E5;
q1 = 2954;
yfrec = (p1.*t.^4+p2.*t.^3+p3.*t.^2+p4.*t+p5)./(t+q1);

%% Evaluación de condicionales para toma de decisiones.
if (Pdeslastre>0)
    %% Salida de función: calcula la variación de frecuencia de acuerdo
    a la potencia a deslastrar
    varFrec = Pdeslastre*((min_freq-normal_freq)/max_Pdeslastre)
    +normal_freq;
```

```

    %% Límite inferior de frecuencia simulada
    if(varFrec < 55.65)
        varFrec = 0;
        tCaida = 0;
    else
        %% Obtiene datos hasta el tiempo de caída calculado para X y Y
        x = t(find(yfrec >= varFrec));
        y = yfrec(find(yfrec >= varFrec));
        tCaida = x(end);
        %% código para graficar los datos calculados
        plot(x*1000,y,tplc*1000,outPLC*5+57)
        grid on
        ylabel('frecuencia (Hz)')
        xlabel('tiempo (miliSec)')
        xlim([0 300])
    end
else
    varFrec = 60+(rand-0.5)/10;
    tCaida = 0;
end

```

Como resultado de la simulación realizada, se sugiere, que debe ser reconfigurado en el relé MiCOM para garantizar la selectividad entre los dos sistemas, evitando el doble deslastre y/o deslastre innecesario de carga. Adicionalmente se plantea la nueva configuración de los límites de frecuencia para cada grupo de deslastre, nótese que el límite inferior de deslastre no se modifica con el objetivo de no sacrificar efectividad en el sistema:

Tabla 12. Reconfiguración propuesta límites de frecuencia de deslastre.

Ítem	Grupo de deslastre	Frecuencia de deslastre	Potencia deslastrada	Ponderación
1	Grupo 1 Deslastre	59,0 Hz	2.4 MW	Bombas de inyección REDA A y C
2	Grupo 2 Deslastre	58,8 Hz	2.4 MW	Bombas de inyección REDA B y F
3	Grupo 3 Deslastre	58,4 Hz	2.4 MW	Bombas de inyección REDA C y E
4	Grupo 4 Deslastre	58,2 Hz	0.3 MW	Transformadores Auxiliares 1 y 2

5.3 SISTEMA DE SINCRONISMO CON LA RED NACIONAL

Adicional a la implementación del sistema redundante para el deslastre de carga por condición de los turbogeneradores descrito en páginas anteriores de este libro, y como complemento a la metodología de gestión para el sistema de generación tolerante a fallas diseñado para campo Guando, se adelanta el plan de restablecimiento del sistema de sincronismo entre el centro de generación de campo Guando y la red nacional Lanceros de 34.5 KV a través del interruptor Q200.

Las bondades asociadas al sistema de sincronismo de la red nacional con la metodología tolerante a falla planteada, no es otra diferente a la de garantizar la disponibilidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica al circuito que energiza los pozos productores, ante una eventual falla en cadena de todos los turbogeneradores del centro de autogeneración de campo Guando, supliendo así el requerimiento energético de los circuitos críticos a través de la red nacional Lanceros.

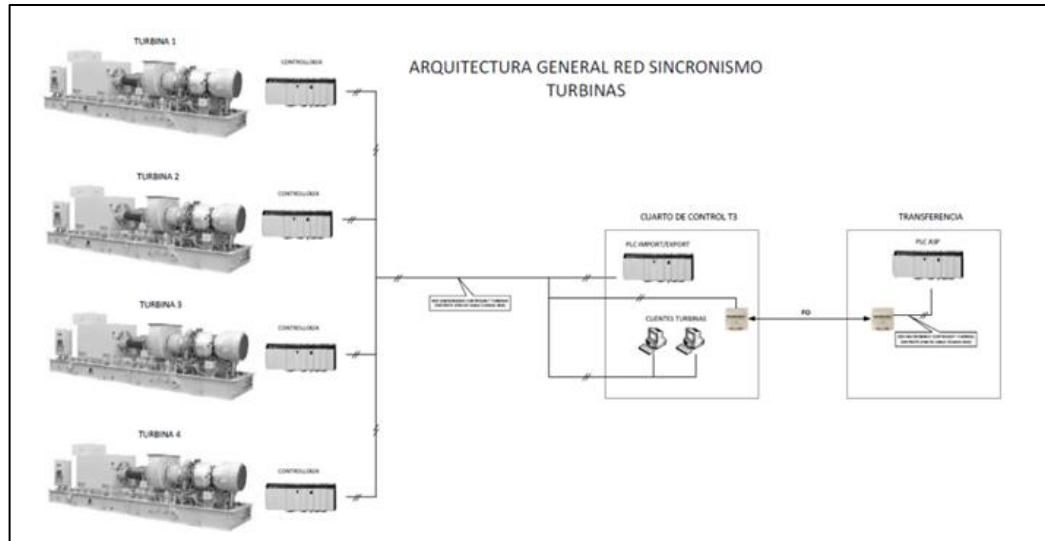
Una vez evaluado el estado del sistema, se da inicio al plan propuesto para llevar a cabo las pruebas de sincronismo con el objetivo de evaluar su confiabilidad y disponibilidad, para lo cual se lleva a cabo el análisis de acometidas, reconectores, equipos de transformación, sistemas de control e interruptores que serán utilizados.

A continuación se identifica y validan circuitos a utilizar de acuerdo a plano unifilar (Ver línea roja) y las celdas a abrir para aislar el turbogenerador N°3 con el que se llevara a cabo pruebas de sincronismo.

[illegible]

5.3.1 Comunicación entre el PLC ASP y PLC KW IMPORT-EXPORT. En la figura 21 se ilustra la arquitectura general del centro de generación compuesto por cuatro turbogeneradores, el sistema de control y comunicación asociados al sincronismo con la red nacional.

Figura 21. Arquitectura general red de sincronismo turbinas.

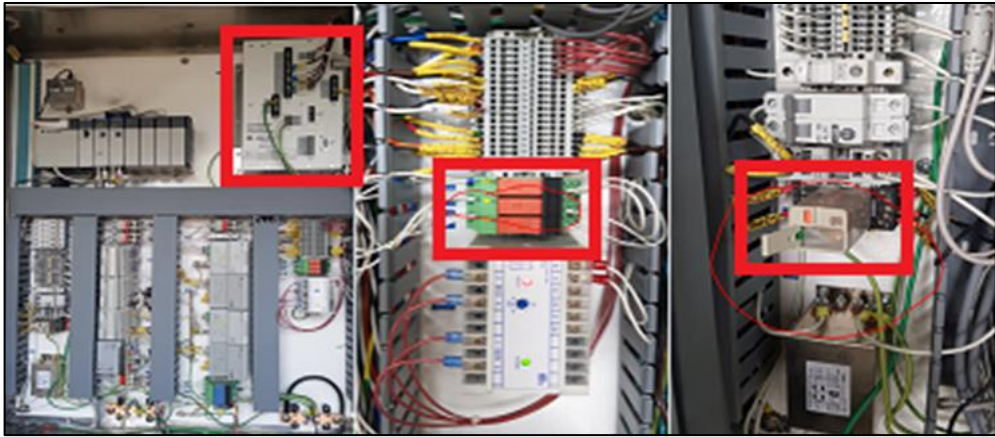


Fuente: PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Test de sincronismo con el enlace de la Red Nacional. Campo Guando: La compañía, 2019.

5.3.1.1 Comisionamiento panel de sincronismo. Para restablecer la comunicación entre los controladores se realizan las siguientes acciones correctivas en el tablero:

- Cambio módulo ControlNet (PLC kW Import Export).
- Cambio CGCM (ASP) por una versión más reciente debido a obsolescencia y falla de comunicación módulo ControlNet.
- Revisión circuito de alimentación y control, se identifica falso contrato + 24 VDC del CGCM.
- Cambio de la bobina del relé de Disparo Q200 por daño en componente electrónico
- Se realiza activación manual del relé para tener autorización en la cadena de sincronismo

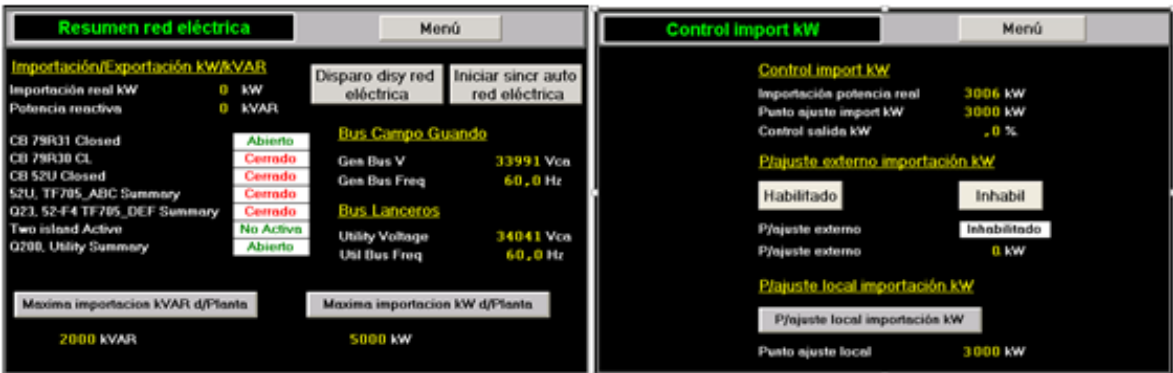
Figura 22. Arquitectura general red de sincronismo turbinas.



Fuente: PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Test de sincronismo con el enlace de la Red Nacional. Campo Guando: La compañía, 2019.

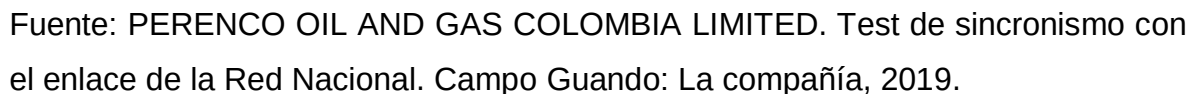
5.3.1.2 Prueba de sincronismo. Se realiza prueba inicial de sincronismo con resultados satisfactorios. Durante la prueba el nivel de voltaje de la red fue de 34 KV, se valida el correcto funcionamiento del sistema de regulación de voltaje y la apertura del disyuntor Q200 desde el HMI.

Figura 23. Resultados pruebas satisfactorias de sincronismo.



Fuente: PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Test de sincronismo con el enlace de la Red Nacional. Campo Guando: La compañía, 2019.

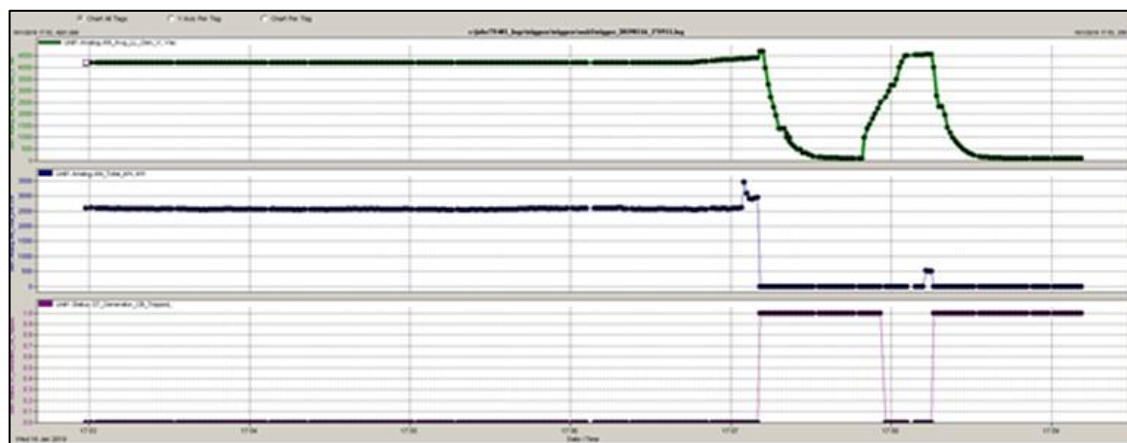
Figura 24. Falla sobre el algoritmo de control tipo escalera.



- Gráfica Verde: Voltaje (Vac) (Variable: Analog.AN_Avg_LL_Gen_V, Vac)
- Gráfica Azul: Carga (kw) (Variable: Analog.AN_Total_kw,Kw)
- Gráfica Café: Activación falla (Variable: Setpoint.ASP_voltag,V)

Turbina N°1: Secuencia de falla, asociada a las variables de carga y voltaje en el turbogenerador que ocasionaron shutdown general.

Figura 25. Secuencia de falla turbina 1.

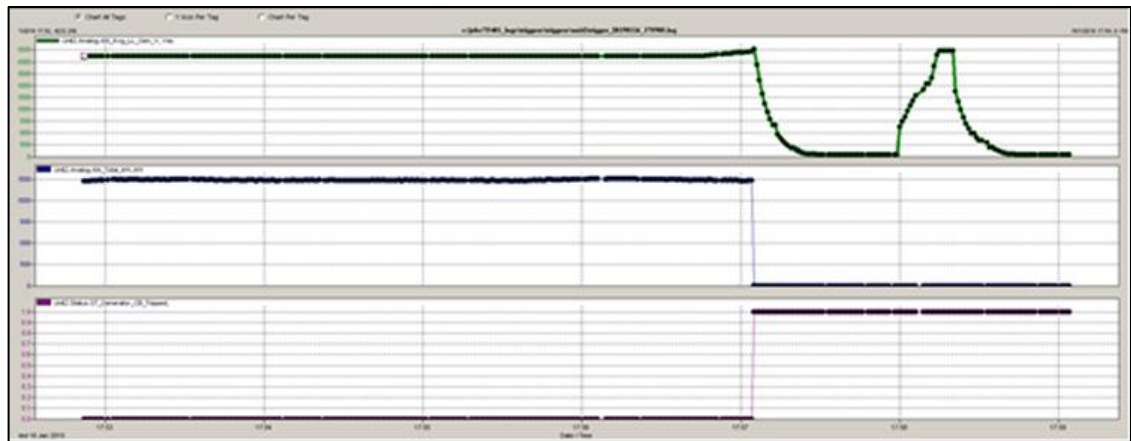


Fuente: PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Test de sincronismo con el enlace de la Red Nacional. Campo Guando: La compañía, 2019.

Turbina N°2: Secuencia de falla, asociada a las variables de carga y voltaje en el turbogenerador que ocasionaron shutdown general.

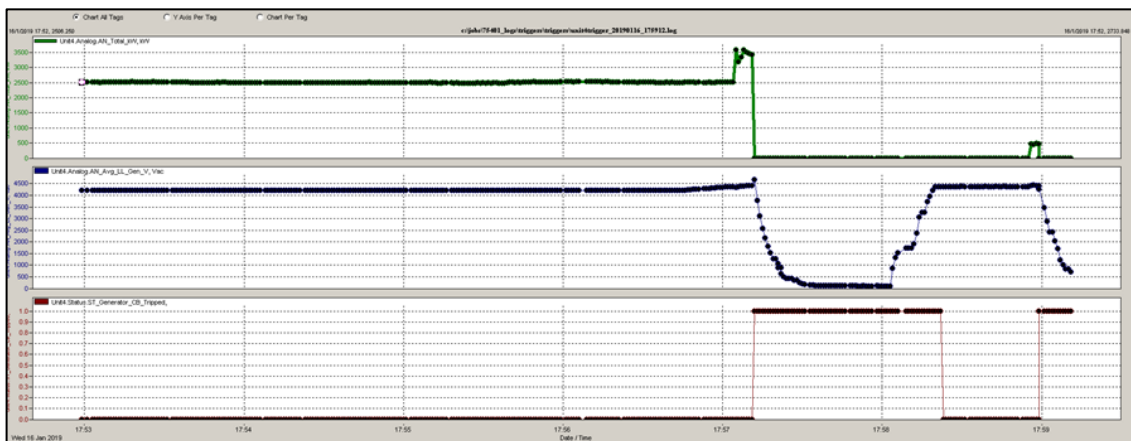
Turbina N°4: Secuencia de falla, asociada a las variables de carga y voltaje en el turbogenerador que ocasionaron shutdown general.

Figura 26. Secuencia de falla turbina 2.



Fuente: PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Test de sincronismo con el enlace de la Red Nacional. Campo Guando: La compañía, 2019.

Figura 27. Secuencia de falla turbina 4.

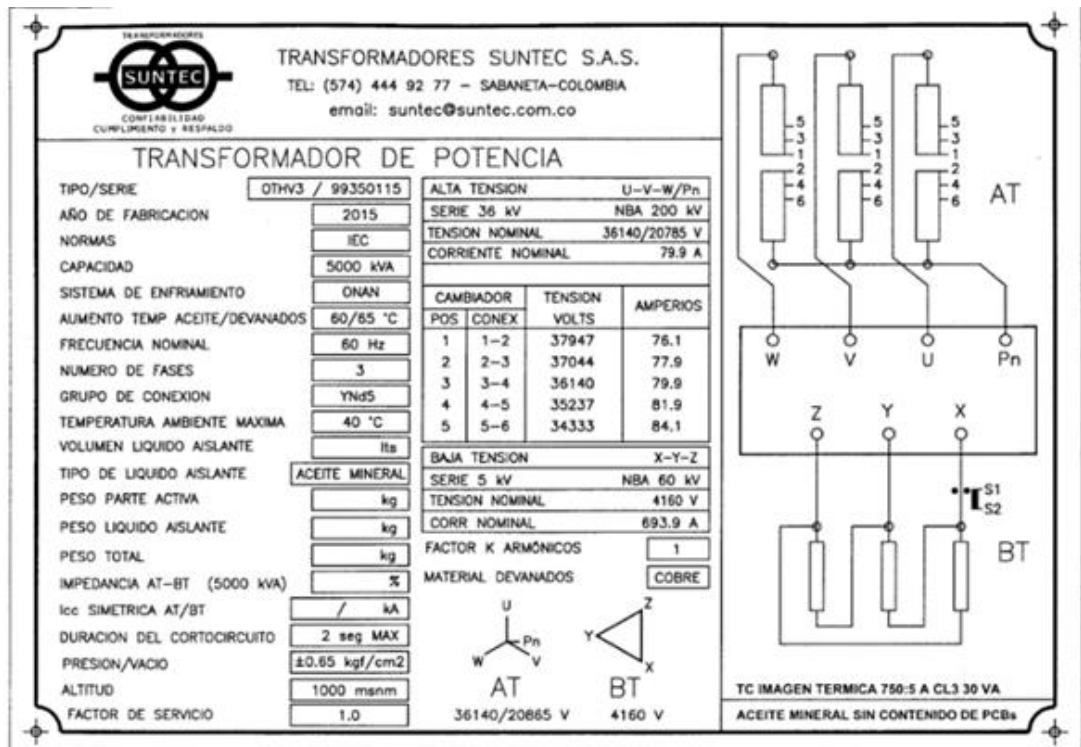


Fuente: PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Test de sincronismo con el enlace de la Red Nacional. Campo Guando: La compañía, 2019.

Se realiza ajuste del TAP del transformador para reducir el voltaje en el devanado secundario con el objetivo de disminuir el riesgo de sobrevoltaje:

- TAP inicial Posición 5
 - 35.6 kV -> 4313 VAC
 - 34.5 kV -> 4180 VAC
- TAP final Posición 4
 - 35.6 kV -> 4200 VAC
 - 34.5 kV -> 4073 VAC

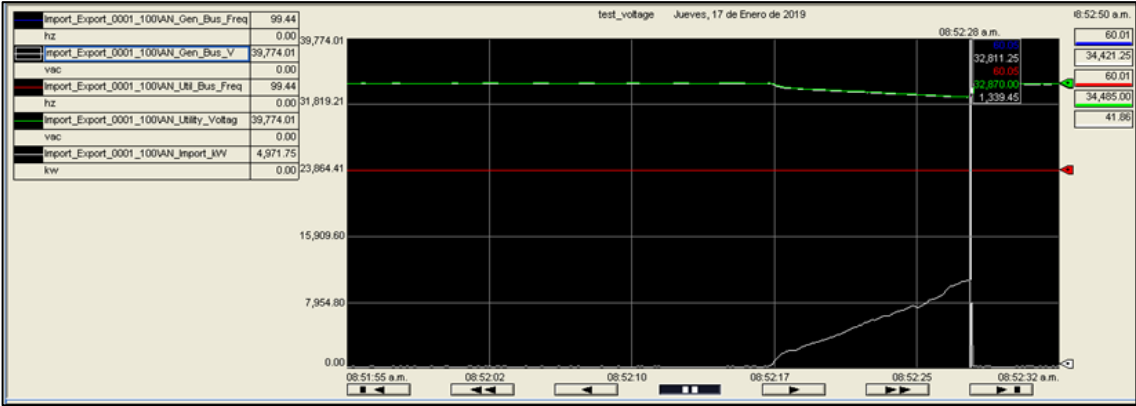
Figura 28. Transformador sistema de sincronismo 34.5KV – 4.16KV.



Fuente: PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Test de sincronismo con el enlace de la Red Nacional. Campo Guando: La compañía, 2019.

Se realizan pruebas de arranque con el equipo de mayor consumo en potencia del campo (bomba de inyección horizontal multietapa REDA) para evaluar los resultados obtenidos tras realizar el ajuste en el TAP del transformador con resultados satisfactorios.

Figura 29. Pruebas de arranque bomba REDA.



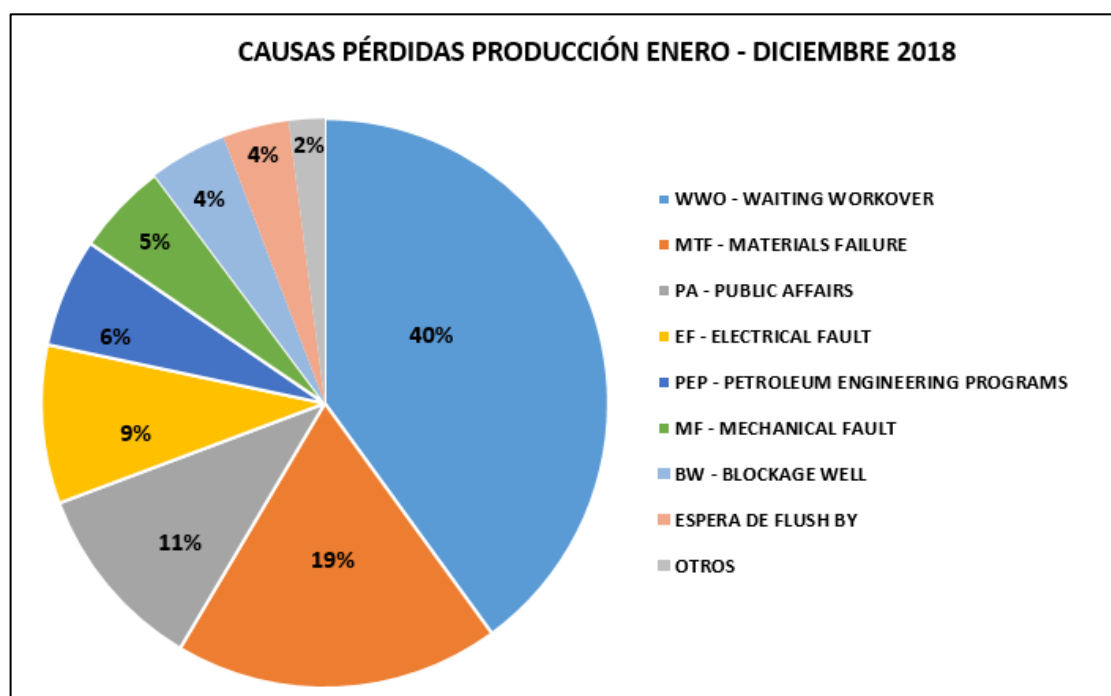
Fuente: PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Test de sincronismo con el enlace de la Red Nacional. Campo Guando: La compañía, 2019.

6. ANÁLISIS ECONÓMICO E IMPACTO SOBRE LA COMPAÑÍA

El beneficio económico con que se pretende retribuir a la compañía al implementar la metodología de gestión tolerante a falla aplicada sobre el centro de generación, es a través de la reducción de pérdidas de producción generadas debido a fallas en los turbogeneradores.

Las pérdidas de producción durante el año 2018 para campo, fueron de 88.527 bbl de petróleo, equivalentes al 3% de la producción total del mismo año.

Figura 30. Distribución pérdidas de producción 2018.



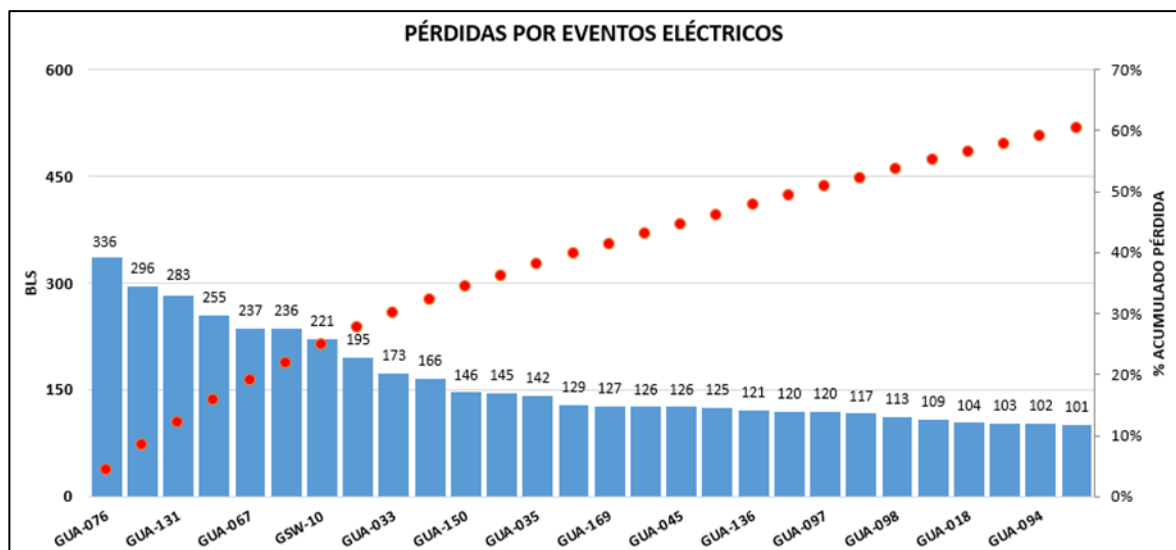
Fuente: PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Informe de pérdidas de producción Campo Guando año 2018. Campo Guando: La compañía, 2019.

Las principales causas de las pérdidas de producción durante el 2018 fueron:

- En espera de W.O (WWO): 35.390 bbl, 40%
- Falla de varillas (MTF): 16.422 bbl, 19 %
- Bloqueo Comunidad (PA): 9.540 bbl, 11%
- Eventos eléctricos: 7.975 Bbl, 9% (Nicho u oportunidad de reducción)

Las pérdidas de producción por eventos eléctricos (EF) ascendieron a 7.975 bbl que corresponden al 9% del total de las pérdidas del 2018, son estas las que representan el nicho o sector de pérdidas que se pretenden reducir con la implementación del sistema propuesto en este libro.

Figura 31. Pérdidas de producción eventos eléctricos (Año 2018).



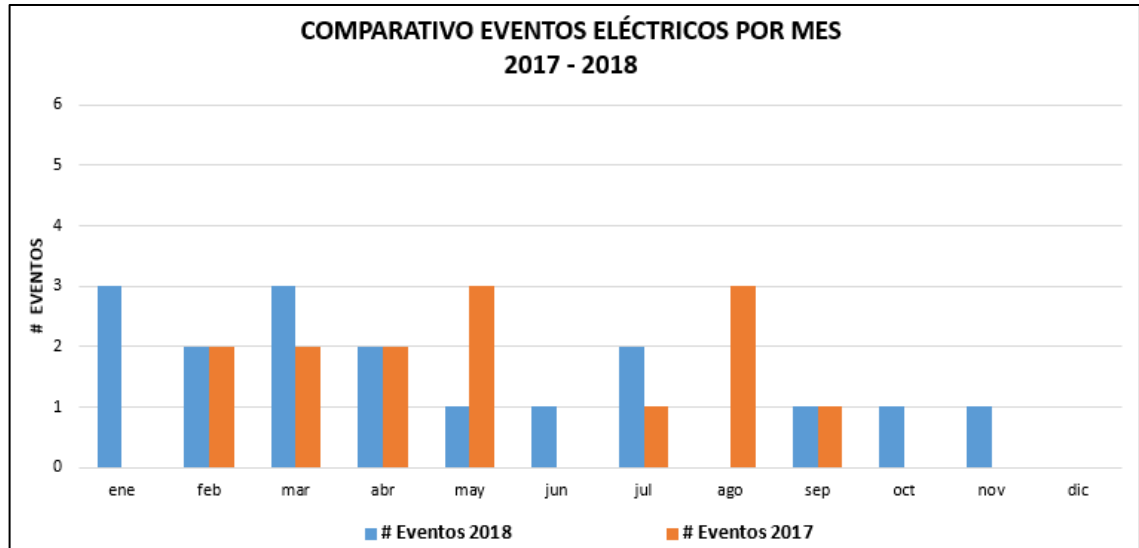
Fuente: PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Informe de pérdidas de producción Campo Guando año 2018. Campo Guando: La compañía, 2019.

Se consigue una reducción cercana al 48% de las pérdidas de producción por eventos eléctricos respecto al año 2017, sin embargo, estas pérdidas se subdividen en dos grupos, las pérdidas ocasionadas por fallas en turbogeneradores (Generación) y las pérdidas ocasionadas por la red eléctrica (Distribución).

Al analizar los resultados por medio de la técnica Pareto expuesta anteriormente y asumiendo que la tendencia se mantuvo durante el segundo semestre de 2018, se puede observar que las pérdidas asociadas a fallas en turbogeneradores permanecen constantes respecto al año 2017 y se obtiene una reducción importante en las pérdidas ocasionadas por la red eléctrica debido a las acciones correctivas implementadas y descritas a continuación:

- En el anillo eléctrico se realiza la instalación de 1500 metros de cable con aislamiento (tipo ecológico) en 5 sectores críticos de alta vegetación para evitar fallas de red por contacto.
- Mejoras en el sistema de reconectadores del anillo eléctrico implementando la función de “fault locator” con el objetivo de disminuir los tiempos de identificación de fallas en la red eléctrica. Así mismo se integraron al sistema scada los reconectadores R32, R33, R36, R37, R39, R40.
- Revisión de todas las estructuras del anillo eléctrico y equipos de superficie de los pozos, por medio de termografía y ultrasonido, realizando el cambio de componentes deteriorados de forma anticipada a su falla total.

Figura 32. Eventos eléctricos 2017 Vs 2018.



Fuente: PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Informe de pérdidas de producción Campo Guando año 2018. Campo Guando: La compañía, 2019.

A continuación, el Impacto económico que tiene sobre la compañía los eventos de shutdown ocasionados por falla en el sistema de generación.

- Pérdidas de producción: Equivale al tiempo en que los pozos no fluyen durante el restablecimiento del sistema eléctrico posterior al shutdown y el tiempo que tardan en estabilizar las condiciones del pozo previo re-arranque del mismo

Costos asociados: \$18.720 USD/Hr

Nota: En ocasiones el pozo disminuye irreversiblemente su potencial de producción después de una parada no programada

- Intervenciones a pozos con Workover (WO): Debido a la parada no programada del pozo y a condiciones propias del yacimiento; como aporte de arena, el equipo de fondo y/o sistema de levantamiento puede sufrir daño catastrófico, lo que obliga a realizar cambio del mismo.

Costos asociados: \$ 350.000 USD por cada pozo ESP.

El alto impacto económico que ocasionan las pérdidas de producción asociadas a las fallas en los turbogeneradores, impulsa a la gerencia a poner en marcha de manera prioritaria la implementación de sistemas como el propuesto en este libro.

A continuación se presentan los costos asociados al diseño y puesta en marcha del sistema propuesto.

Tabla 13. Costo de implementación metodología propuesta.

<i>ítem</i>	<i>Descripción</i>	<i>USD</i>
1	Costo de Materiales	5.423
2	Costo de Servicios	4.493
3	Horas Hombre ingenieros de campo	1.863
4	Implementación desarrollo lógico	5.400
		17.179

De acuerdo a los volúmenes de la producción pérdida anualmente y con base al comportamiento histórico de las mismas, se plantea el plan de negocio y su proyección de retorno, para recuperar la inversión requerida en la implementación de la metodología de gestión tolerante a fallas aplicada al centro de generación, específicamente con la implementación en primera medida del sistema de deslastre redundante por condiciones operacionales de los turbogeneradores.

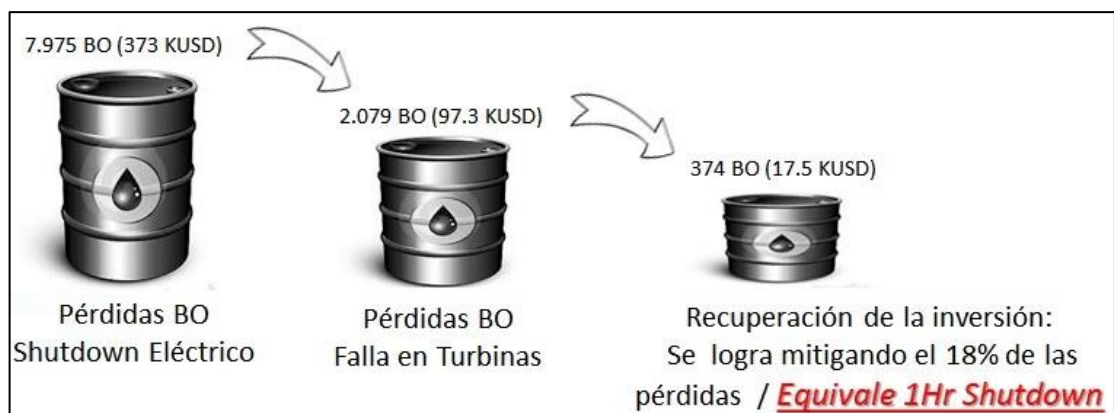
Los cálculos se realizan con un costo estimado de barril de crudo de 46.8 USD calculado así:

Tabla 14. Costo estimado de barril de crudo.

Costos estimado Barril de crudo	
<i>Precio de referencia</i>	57 USD
<i>Descuento por Calidad de crudo</i>	-6 USD
<i>Costo de transporte</i>	-4.2 USD
Costo de Venta	46.8 USD

Con base al costo estimado por barril que deja de percibir la compañía debido a las pérdidas de producción ocasionadas por fallas en turbogeneradores, así como las cantidades históricas de las mismas, se estima que la inversión económica se recuperaría reduciendo las pérdidas en un 18% o en su defecto evitando una (1) hora de shutdown total de campo.

Figura 33. Retorno de la inversión.



7. CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis realizado en la data histórica de pérdidas de producción del campo, los eventos eléctricos que la afectan en mayor volumen son los asociados a fallas en los turbogeneradores, debido a esto y a que la reserva rodante del centro de generación es inferior al 10%, es necesario desarrollar sistemas como el implementado en este libro para generar así beneficios económicos a la compañía producto de la disminución de pérdidas de producción.

Con el desarrollo del análisis de modo y efecto de falla realizado sobre el sistema objeto de este estudio, se evidenció la importancia de implementar un sistema de deslastre redundante para mitigar los efectos o las consecuencias que tienen sobre la producción las fallas en los turbogeneradores del centro de generación.

Con la implementación del sistema de deslastre propuesto en este libro y de acuerdo a los eventos eléctricos del campo durante el primer semestre 2018, es posible mitigar el 62.5% de las pérdidas de producción ocasionadas por Shutdown eléctricos.

Con base al comportamiento histórico de pérdidas de producción, si el sistema implementado para el deslastre de cargas evita una hora de shutdown general del campo o mitiga el 18% de las pérdidas de producción ocasionadas por fallas en Turbogeneradores, la compañía recuperaría la inversión realizada en este proyecto.

La ejecución del presente proyecto, permite a la compañía utilizar el sistema de deslastre como sistema de control en el sincronismo con la red Nacional, evitando así pérdidas de producción ante una falla en cadena de todos los turbogeneradores del campo.

De acuerdo con los resultados obtenidos mediante la herramienta Simulink de MatLab, para evitar deslastres innecesarios de carga y garantizar selectividad entre los sistemas, es necesario modificar el límite superior de frecuencia de 59.4 Hz a 59.0 Hz en el Relé MiCOM

BIBLIOGRAFÍA

AREVA T&D UK LTDA. MiCOM P141, P142, P143, P144 y P145 Firmware and Service Manual. [En línea]. [Consultado el: 11 de Febrero de 2019]. Disponible en: http://ms.schneider-electric.be/OP_MAIN/Micom/P14x_EN_M_Dd5.pdf

BASTIDA IBÁÑEZ, Javier. Memorias de clase de Arquitecturas Avanzadas. [En línea]. Valladolid, España: Universidad de Valladolid. Departamento de Informática. [Consultado el: 30 de octubre de 2018]. Disponible en: <https://www.infor.uva.es/~bastida/Arquitecturas%20Avanzadas/Tolerant.pdf>

BORRÁS PINILLA, Carlos. Memorias de clase de Técnicas Avanzadas de Mantenimiento. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas, Escuela de Ingeniería Mecánica. Maestría en Gerencia de Mantenimiento. 2016.

CESPEDES, Renato; RESTREPO, Bernardo y ROA, Hernando. Deslastre de carga en sistemas de potencia. [En línea]. En: Revista Ingeniería e Investigación de Universidad Nacional de Colombia, 1984, vol. 10, pp. 30 - 34. [Consultado el: 20 de enero de 2019]. Disponible en: <https://revistas.unal.edu.co/index.php/ingeninv/article/view/19491/20534>

GOOGLE. Campo Guando. [En línea]. [Consultado el: 12 de Febrero de 2019]. Disponible en: <https://www.google.com/maps/place/CAMPO+GUANDO/@4.17969>

41,-74.5890226,1367m/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0x8e3ee0a263936d85:0x4a61d968cd329172!8m2!3d4.1796941!4d-74.5847084

JOHNSON, Barry. Fault-Tolerant Microprocessor-Based Systems. [En línea]. En: IEEE Micro, 1986, vol. 4, no. 6, pp. 6 - 21. DOI: 10.1109/MM.1984.291277. [Consultado el: 15 de noviembre de 2018]. Disponible en: <https://doi.ieeecomputersociety.org/10.1109/MM.1984.291277>

KUNDUR, Prabha. Power system stability and control. New York, USA: Editorial McGraw Hill, 1994. 1200 p. ISBN: 0-07-035958-X

LEAN SOLUTIONS. AMEF Análisis de Modo y Efecto de Falla. [En línea]. [Consultado el: 16 de Febrero de 2019]. Disponible en: <http://leansolutions.co/conceptos-lean/lean-manufacturing/amef-analisis-de-modo-y-efecto-de-falla/>

LEDESMA, Pablo. Deslastre de cargas e interrumpibilidad. [En línea]. [Consultado el: 10 de Febrero de 2019]. Disponible en: http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/operacion-y-control-de-sistemas-electricos/II_OCSE_RFP/deslastre-de-cargas-e-interrumpibilidad/skinless_view

LÓPEZ LARROSA, David y SIGRIST, Lukas. Un esquema centralizado de deslastre de cargas por frecuencia para sistemas eléctricos aislados. [En línea]. Madrid, España: Universidad Pontificia Comillas. 8 p. [Consultado el: 12 de enero de 2019].

Disponible en: <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/14071/IIT-14-170A.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

LÓPEZ RODRÍGUEZ, Karol. Metodología híbrida para el deslastre de carga en sistemas eléctricos. Proyecto de Grado Ingeniera Electricista. Pereira: Universidad Tecnológica De Pereira. Facultad de Ingenierías. Programa de Ingeniería Eléctrica, 2015. 88 p. [Consultado el: 20 de enero de 2019]. Disponible en: <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/5468/621317L864.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

MCDERMOTT, Robin; MIKULAK, Raymond y BEAUREGARD, Michael. The Basics of FMEA. New York, USA: Productivity Press, Taylor and Francis Group, 2009. 104 p. ISBN: 978-1-56327-377-3

PARDO DÍAZ, Alfonso. Alto rendimiento y alta disponibilidad. [En línea]. [Consultado el: 12 de diciembre de 2018]. Disponible en: https://cetatech.cetaciemat.es/2014/11/alto-rendimiento-y-alta-disponibilidad-parte-1_3/

PERENCO OIL AND GAS COLOMBIA LIMITED. Diagrama unifilar general Terraza 3. Campo Guando: La compañía, 2017.

_____. Informe de pérdidas de producción Campo Guando año 2018. Campo Guando: La compañía, 2019.

_____. Programación de una secuencia de deslastre por carga. Campo Guando: La compañía, 2019.

_____. Test de sincronismo con el enlace de la Red Nacional. Campo Guando: La compañía, 2019

RAMÍREZ CASTAÑO, Samuel. Análisis de datos de falla. [En línea]. Tesis de Maestría. Manizales: Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales. Facultad de Ingeniería y Arquitectura. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación, 2014. 203 p. [Consultado el: 20 de diciembre de 2018]. Disponible en: <http://www.bdigital.unal.edu.co/46983/1/9212502.2014.pdf>

ROGINA, Pablo. Tolerancia a fallas en sistemas de tiempo real. [En línea]. Tesis de Licenciatura. Buenos Aires, Argentina: Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Departamento de Computación, 2000. 134 p. [Consultado el: 15 de diciembre de 2018]. Disponible en: <http://dc.sigedep.exactas.uba.ar/media/academic/grade/thesis/rogina.pdf>

SHOOMAN, Martin. Probabilistic reliability: an engineering approach. New York, USA: Editorial McGraw Hill, 1998. 448 p. ISBN: 978-0070570153

SOLAR TURBINES INC. Taurus 60, manual, capacitación técnica, funciones y descripción general conjunto turbogenerador. San Diego, USA: La compañía, 2012.

TORRES, Leandro. Gestión integral de activos físicos y mantenimiento. Barcelona, España: Alfaomega Grupo Editorial, 2015. 498 p. ISBN: 978-987-1609-66-6