



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO

“ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD A LA TURBINA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA LM 2500 UBICADA EN EL CAMPO NPF DE LA EMPRESA REPSOL ECUADOR PARA ESTABLECER UN PLAN DE MANTENIMIENTO”

ING. MILTON IVÁN SILVA ROSERO

Trabajo de Titulación modalidad Proyectos de Investigación y Desarrollo, presentado ante el Instituto de Posgrado y Educación Continua de la ESPOCH, como requisito parcial para la obtención del grado de:

MAGÍSTER EN GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO INDUSTRIAL.

Riobamba - Ecuador

Septiembre 2016



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO

CERTIFICACIÓN:

EL TRIBUNAL DE TRABAJO DE TITULACIÓN CERTIFICA QUE:

El Trabajo de Titulación modalidad **Proyectos de Investigación y Desarrollo**, titulado “**ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD A LA TURBINA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA LM 2500 UBICADA EN EL CAMPO NPF DE LA EMPRESA REPSOL ECUADOR PARA ESTABLECER UN PLAN DE MANTENIMIENTO**”, de responsabilidad del Sr MILTON IVÁN SILVA ROSERO ha sido prolijamente revisado y se autoriza su presentación.

Tribunal:

Dr. José Granizo; PhD.

PRESIDENTE

Ing. Jorge E. Freire. Ms.C.

DIRECTOR

Ing. Gustavo Carrera Oña. Ms.C.

MIEMBRO

Ing. Juan Aguilar Poaquiza. Ms.C.

MIEMBRO

Riobamba, septiembre de 2016

DERECHOS INTELECTUALES

Yo, MILTON IVAN SILVA ROSERO, declaro que soy responsable de las ideas, doctrinas y resultados expuestos en el Trabajo de Titulación modalidad Proyectos de Investigación y Desarrollo, y que el patrimonio intelectual generado por la misma pertenece exclusivamente a la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.

Ing Milton Iván Silva Rosero

N° Cédula: 1802840502

DECLARACIÓN DE AUTENTICIDAD

Yo, Milton Iván Silva Rosero, declaro que el presente **Trabajo de Titulación modalidad Proyectos de Investigación y Desarrollo**, es de mi autoría y que los resultados del mismo son auténticos y originales. Los textos constantes en el documento que provienen de otra fuente están debidamente citados y referenciados.

Como autor/a, asumo la responsabilidad legal y académica de los contenidos de este proyecto de investigación de maestría.

Riobamba, 19 de Agosto de 2016

Ing. Milton Iván Silva Rosero

1802840502

DEDICATORIA

Este logro alcanzado va dedicado a Dios y la Virgen Santísima que me bendijeron para guiarme y darme fuerzas para seguir adelante y no desmayar en los problemas que se presentaban, enseñándome a encarar las adversidades sin perder nunca la dignidad ni desfallecer en el intento

A mi esposa Paulina Camino, por estar siempre presente, brindándome su gran apoyo incondicional su amor, motivándome cada día con su alegría y optimismo.

A mis hijos mi jovencito Alejandro a quien admiro mucho por el apoyo que me ha brindado y a mi niña Emily por la alegría y la ternura que siempre me brinda.

A mis Padres y Hermano quien ha sabido guiarme y educarme en el camino del bien e impartir los valores para ser un buen hombre

AGRADECIMIENTO

Por este medio deseo expresar un agradecimiento profundo a la prestigiosa Escuela Superior Politécnica de Chimborazo (ESPOCH) que por medio del Instituto de Posgrado y Educación Continua (IPEC) abrieron sus puertas para poder realizar el Magíster en Gestión de Mantenimiento título que lo llevare toda mi vida con gran orgullo.

Quiero agradecer a mi Tutor Ing Jorge Freire y a los Miembros Ing. Gustavo Carrera e Ing. Juan Aguilar quienes pusieron todos sus conocimientos, su experiencia y apoyo para poder realizar el trabajo final para la titulación

También me gustaría agradecer a mis profesores durante toda mi carrera profesional porque todos han aportado con sus conocimientos y experiencia para poder realizar mi formación, a todos mis compañeros unos verdaderos profesionales que compartieron muchas ideas y conocimientos

A todos muchísimas gracias.

ÍNDICE

RESUMEN	V
ABSTRACT.....	VI
CAPÍTULO I	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Problema de investigación	2
1.2.1 Planteamiento Del Problema.....	2
1.2.2 Formulación del problema	4
1.2.3 Sistematización del problema	4
1.3 Justificación de la investigación.....	4
1.4 Objetivo general y específico.....	5
1.4.1 Objetivo general:.....	5
1.4.2 Objetivos específicos:	6
1.5 Hipótesis	6
CAPÍTULO II	7
2. MARCO DE REFERENCIA	7
2.1 Mantenimiento	7
2.2 Mantenimiento centrado en confiabilidad	8
2.3 Grupos electrógenos	9
2.4 Turbinas de generación	10
2.4.1 Definición turbina de generación	10
2.4.2 Turbina General Electric LM 2500	12
2.5 Guías normativas de mantenimiento centrado en confiabilidad	13
2.5.1 SAE JA 1011, Criterios de evaluación para procesos de mantenimiento centrado en confiabilidad	13
2.5.2 SAE JA 1012, Una guía para el mantenimiento centrado en confiabilidad	13
2.5.3 Norma Técnica Ecuatoriana NTE en 60300-3-14:2010, Gestión de la confiabilidad..	13
CAPÍTULO III.....	15
3. ANÁLISIS DE MANTENIMIENTO ACTUAL EN REPSOL ECUADOR.....	15
3.1 Obtención de datos referentes a las turbinas de REPSOL Ecuador campo NPF	15
3.2 Reporte de shutdowns ocurridos en los años 2014-2015.....	16
3.2.1 Turbina B, Enero 2014.....	17
3.2.2 Turbina B, Febrero 2014.....	18
3.2.3 Turbina B, Marzo 2014.....	20

3.2.4	Turbina A, Abril 2014.....	21
3.2.5	Turbina A, Mayo 2014.....	21
3.2.6	Turbina B, Junio 2014.....	22
3.2.7	Turbina B, Julio 2014	23
3.2.8	Turbina A, Agosto 2014	24
3.2.9	Turbina B, Septiembre 2014	25
3.2.10	Turbina B, Octubre 2014	26
3.2.11	Turbina B, Noviembre 2014	27
3.2.12	Turbina A, Diciembre 2014	28
3.2.13	Turbina A, Enero 2015	29
3.2.14	Turbina B, Febrero 2015.....	30
3.2.15	Turbina A, Marzo 2015.....	30
3.2.16	Turbina A, Abril 2015.....	31
3.2.17	Turbina A, Junio 2015	32
3.2.18	Turbina B, Agosto 2015.....	33
3.2.19	Turbina B, Septiembre 2015	34
3.2.20	Turbina B, Octubre 2015	35
3.2.21	Turbina A, Noviembre 2015	35
3.2.22	Turbina B, Diciembre 2015	36
3.3	Análisis de fallos ocurridos en las turbinas	37
3.3.1	Clasificación de los fallos por sistemas.....	37
3.3.2	Fallos ocurridos en la turbina A	38
3.3.3	Fallos ocurridos en la turbina B	39
3.3.4	Total de fallos ocurridos en la turbinas A & B.....	39
3.3.5	Total de fallos (sutdowns) en las turbinas	40
3.3.6	Horas de mantenimiento correctivo en las turbinas.....	40
3.4	Jerarquización de los fallos de las turbinas de generación.	41
3.5	Pérdidas económicas en las paras de las turbinas.....	41
CAPÍTULO IV.....		43
4.	APLICACIÓN DE RCM EN LAS TURBINAS GENERAL ELECTRIC.....	43
4.1	Listado de los sistemas de la turbina LM 2500	43
4.1.1	Sistema de combustible.....	43
4.1.2	Sistema de enfriamiento y ventilación	44
4.1.3	Sistema de lubricación	44
4.2	Funciones y especificaciones	45
4.2.1	Funciones del sistema de combustible	45
4.2.2	Funciones del sistema de enfriamiento	48

4.2.3	Funciones del sistema lubricación.....	50
4.3	Determinación de los fallos.....	52
4.3.1	Fallos del sistema de combustible.....	52
4.3.2	Fallos del sistema de enfriamiento.....	53
4.3.3	Fallos del sistema de lubricación.....	54
4.4	Determinación de los modos de fallo.....	55
4.4.1	Modos de fallo del sistema de combustible.....	55
4.4.2	Modo de fallo del sistema de enfriamiento.....	60
4.4.3	Modos de fallo del sistema de lubricación.....	61
4.5	Criticidad de los fallos.....	63
4.6	Tiempo Medio Entre Fallos.....	64
4.7	Programa de Inspección.....	65
4.8	Programa de mantenimiento preventivo.....	65
4.9	Horas de mantenimiento correctivo Vs horas de mantenimiento e inspección preventivo.....	66
4.10	Pérdidas económicas con y sin análisis RCM.....	67
4.11	Comprobación de la hipótesis.....	68
	CONCLUSIONES.....	69
	RECOMENDACIONES.....	70
	BIBLIOGRAFÍA.....	71
	ANEXOS.....	72

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.3. Listado de turbinas NPF.....	16
Tabla 2.3. Shutdowns ocurridos entre 2015 y 2016 en NPF.....	38
Tabla 3.3. Eventos ocurridos en la turbina A.	39
Tabla 4.3. Eventos ocurridos en la turbina B.....	39
Tabla 5.3. Total eventos ocurridos en turbinas A/B.	40
Tabla 6.3. SHUTDOWNS ocurridos en turbinas A/B.	40
Tabla 7.3. Horas trabajadas en las turbinas A/B.....	41
Tabla 8.3. Jerarquización de los fallos por sistemas.	41
Tabla 9.3. Perdidas económicas por paras de las turbinas.	42
Tabla 1.4. Códigos de los sistemas existentes	45
Tabla 2.4. Funciones principales del sistema de combustible.....	46
Tabla 3.4. Funciones principales del sistema de enfriamiento.....	49
Tabla 4.4. Funciones principales del sistema de lubricación.	50
Tabla 5.4. Fallos del sistema de combustible.	52
Tabla 6.4. Fallos del sistema de enfriamiento.	53
Tabla 7.4. Fallos en el sistema de lubricación.	54
Tabla 8.4. Modos de fallo sistema de combustible.....	55
Tabla 9.4. Modos de fallo sistema de enfriamiento.	60
Tabla 10.4. Modos de fallo del sistema de lubricación.....	61
Tabla 11.4. Criticidad de los sistemas	63
Tabla 12.4. Tiempo medio entre fallos.....	64
Tabla 13.4. Programa de inspección.....	65
Tabla 14.4. Programa de mantenimiento preventivo.....	66
Tabla 15.4. Horas correctivos vs horas preventivo e inspecciones.	66
Tabla 16.4. Comprobación de la hipótesis.....	68

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Área de operación de REPSOL Ecuador.....	2
Figura 2.1. Toberas afectadas por la presencia de carbón.....	3
Figura 3.1. Válvulas atascadas	3
Figura 1.2. Esquema de funcionamiento de una turbina.....	10
Figura 2.2. Turbina Aeroderivative	11
Figura 3.2. Turbina de gas industrial.....	12
Figura 1.3. Equipos de generación REPSOL ECUADOR.....	15
Figura 2.3. Turbina LM 2500.....	16
Figura 3.3. Niveles de potencia en las turbinas.....	17
Figura 4.3. Cable pelado en turbina.....	18
Figura 5.3. Alarma de shtudown TR-1170B.....	19
Figura 6.3. Tendencia y Alarmas de la TR-1170B.....	19
Figura 7.3. Gráfica de tendencias.....	20
Figura 8.3. Registro de eventos.....	21
Figura 9.3. Alarma de shutdown.....	22
Figura 10.3. Tendencia de generación de la turbina.....	22
Figura 11.3. Tendencia de generación turbina B.....	23
Figura 12.3. Tendencia de generación turbina B.....	24
Figura 13.3. Tendencia de generación turbina A.....	25
Figura 14.3. Tendencia de generación de la turbina.....	26
Figura 15.3. Tendencia de generación de la turbina.....	27
Figura 16.3. Tendencias de generación.....	28
Figura 17.3. Tendencia de generación.....	29
Figura 18.3. Tendencia de generación turbina A.....	29
Figura 19.3. Tendencia de generación turbina B.....	30
Figura 20.3. Tendencia de generación turbina A.....	31
Figura 21.3. Tendencia de generación turbina A.....	32
Figura 22.3. Cañería con fuga de aceite turbina A.....	33
Figura 23.3. Tendencia de generación turbina B.....	34
Figura 24.3. Tendencia de generación turbina B.....	34
Figura 25.3. Tendencia de generación turbina B.....	35
Figura 26.3. Tendencia de generación turbina A.....	36
Figura 27.3. Tendencia de generación turbina B.....	37
Figura 1.4. Secuencia de análisis de confiabilidad.....	43

Figura 2.4. Diagrama de flujo sistema de combustible de GE LM2500	48
Figura 3.4. Diagrama de flujo sistema ventilación combustión	50
Figura 4.4. Diagrama de flujo de sistema de lubricación.	52
Figura 5.4. Criticidad de los sistemas.	63
Figura 6.4. Horas de mantenimiento actual vs propuesto.	67
Figura 7.4. Pérdidas de producción con y sin análisis RCM.....	67

LISTA DE ANEXOS

Anexos 1. Calculo de tiempo medio entre fallos	73
Anexos 2. Datos de producción sin análisis de confiabilidad	74
Anexos 3. Plan de mantenimiento Turbinas General Electric LM 2500.....	75
Anexos 4. Tabla de distribución de (JI CUADRADO)	76

RESUMEN

El presente trabajo analiza los fallos ocurridos en las turbinas de generación eléctrica para el desarrollo de confiabilidad a los equipos y que se realizó en la empresa REPSOL ECUADOR. Se realizó una recopilación de los fallos ocurridos en los años 2014-2015 en las turbinas del bloque 16 de REPSOL del campo norte (NPF). Estos fallos se los clasifiqué en función de los sistemas a los cuales operan, y así se tuvo tres sistemas: sistema de combustible, sistema de ventilación y el sistema de lubricación. A cada uno de estos sistemas se le realizó un análisis de confiabilidad que se trata de codificar sus elementos, definir sus funciones, determinar sus fallos, determinar sus modos de fallo, realizar una criticidad de los sistemas y se estableció los tiempos en los cuales han ocurrido cada uno de estos fallos a través del cálculo de tiempos medios entre fallos. Se realizó también un análisis para determinar las pérdidas de producción que se tuvo en los años analizados y también cuánto ha representado económicamente la ocurrencia de los fallos tanto para el costo de mantenimiento correctivos como también para el costo de pérdidas de producción. Con la aplicación de ingeniería de confiabilidad los fallos se reducen trayendo consigo la reducción de las pérdidas de producción. Una vez que se tiene los tiempos medios entre fallos la aplicación de estos en el programa de mantenimiento de la empresa reduce los mantenimientos correctivos y con esto se logra aumentar la producción de barriles de petróleo. En 2014-2015 se tuvieron 22 fallos con corte de energía por 319 horas, las pérdidas de producción bajan de 62173 barriles a 34029 barriles con el análisis hecho.

ABSTRACT

This paper analyzes the fault occurred in the power generation turbines for the development of reliability teams held in the company REPSOL ECUADOR. a collection of failures occurred in the years 2014 2015 turbines in block 16 North REPSOL field (NPF) was performed. These failures were classified according to the systems which they operate, and so had three systems: fuel system, cooling system and lubrication system. Each one of these systems was performed an analysis of reliability that is encode its elements, define their functions, determine their faults, determine their failure modes, perform a criticality of systems and times established in which they have occurred each of these failures through the calculation of mean time between failures. An analysis was also conducted to determine production losses that had in the years analyzed and economically as has represented the occurrence of failures for both the cost of corrective maintenance as well as for the cost of lost production. With the application of engineering failures are reduced driveability bringing reduced production losses. Once you have the average time between failures applying these in the maintenance program of the company reduces corrective maintenance and this is achieved by increasing the production of barrels of oil. In 2014-2015 22 faults with power cut they took 319 hours, lower production losses of 62,173 barrels to 34,029 barrels analysis.

CAPÍTULO I

1.1 Introducción

Repsol es una compañía energética global cuyo principal objetivo es contribuir en la construcción de un modelo energético sostenible a largo plazo, a través del desarrollo de energías inteligentes, que beneficien el crecimiento económico de la sociedad y el bienestar de las personas.

Repsol está presente en Ecuador a través de sus actividades de Exploración y Producción de crudo y de GLP (Gas Licuado de Petróleo), bajo la premisa de ser una compañía que busca el bienestar de las personas y el desarrollo del futuro.

La presencia de Repsol en Ecuador data del año 2001, se cuenta con un equipo de alrededor mil personas, nuestras operaciones de Exploración y Producción están centradas en los Bloques 16 y Tivacuno, se produce y distribuye una amplia gama de productos y servicios de GLP.

En sus actividades energéticas, Repsol Ecuador opera los Bloques 16 y Tivacuno, con una producción de 286000 barriles diarios de petróleo. Además, a través de Duragas y Repsolgas ofrece productos de calidad en envasado, granel y canalizado, y automoción a gas.

Repsol Ecuador realiza actividades relacionadas al sector energético; ajustadas a un marco de respeto al medio ambiente y aportando beneficios a las comunidades donde operamos. En los Bloques 16 y Tivacuno, ubicados en el Parque Nacional Yasuní y la Reserva de la Biosfera dentro del programa Hombre y Naturaleza de la UNESCO. Esta operación también se desarrolla en un contexto socialmente delicado, el territorio Waorani.

Se construyeron instalaciones sofisticadas requeridas para el procesamiento del petróleo, facilidades que permiten un adecuado manejo de la actividad energética que, por realizarse dentro de un área protegida, como el Yasuní, requiere de cuidados especiales y de la utilización de tecnología de punta que permitan integrar las necesidades de desarrollo del Ecuador y la conservación de la Amazonía.

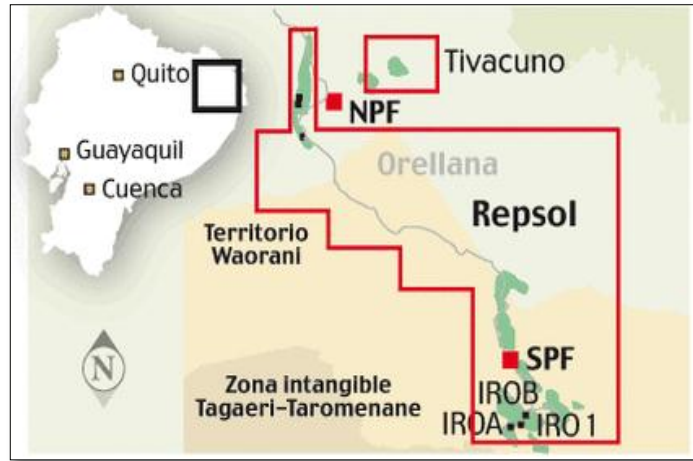


Figura 1.1. Área de operación de REPSOL Ecuador.

Fuente: REPSOL, (2015).

Para atender la necesidad de la demanda de la energía requerida en el Bloque 16 para los equipos de producción, a nivel de superficie y sumergibles se requiere equipos con una disponibilidad del 98%.

Ante la disponibilidad, la confiabilidad, el entorno y la distancia con el interconectado nacional que se encuentra el bloque 16 requiere realizar generación eléctrica propia. Por esta razón al inicio de las operaciones Instalan 2 Turbina marca General Electric modelo LM-2500 con una potencia nominal de 20000 kW, acoplada a un generador eléctrico marca BRUSH de una potencia nominal de 21000 kw.

El Bloque 16 y Tivacuno produce 28600 barriles de petróleo por día, para lo cual la energía requerida es de 94000 kW, de los cuales las turbinas General Electric proveen 35000 kw, Vale recalcar que estas turbinas son las que comandan todo el sistema de generación que es complementado con motores WAUKESHA y WARTSILA, llegando las turbinas a generar el 38.8% del total requerido para la producción de petróleo.

1.2 Problema de investigación

1.2.1 Planteamiento Del Problema

Para el presente estudio nos centraremos en el sistema de inyección de combustible.

Desde el 2010 se ha registrado problemas en las TOBERAS de inyección de combustible, en donde gracias a la ayuda de una inspección boroscópica que se realiza semestralmente se ha

encontrado acumulación de carbón en las boquillas de las toberas, esto hace que no exista una atomización uniforme de combustible, ocasionando puntos calientes en la cámara de combustión que sumado a las horas de funcionamiento exista desprendimiento de material perteneciente a la cámara de combustión.

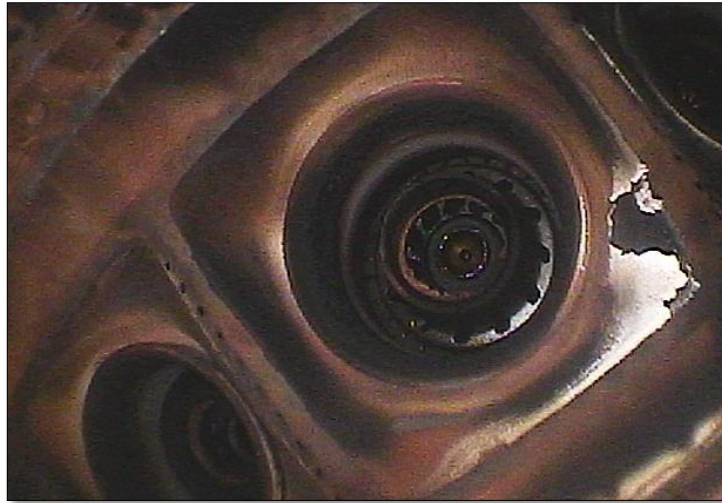


Figura 2.1. Toberas afectadas por la presencia de carbón.

Fuente: REPSOL, (2015).

Adicional a esto, se ha tenido también problemas en las válvulas de control combustible FCV 1202 WOODWARE, los cuales han sufrido atascamiento del vástago que controla el suministro de combustible hacia la turbina, ocasionando que la válvula no controle el ingreso correcto de combustible a la turbina, esto a su vez conlleva a la inestabilidad en la entrega de carga que en ocasiones es más de lo requerido o en ocasiones es menos de lo que se necesita para la producción.

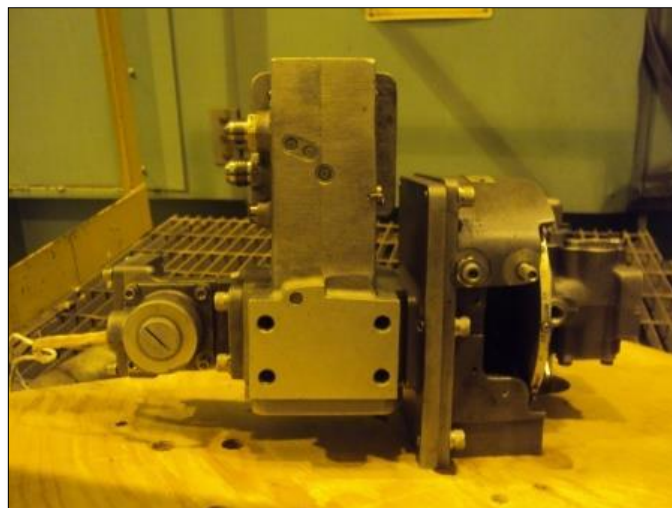


Figura 3.1. Válvulas atascadas

Fuente: REPSOL, (2015).

Estos acumulamientos de impurezas en las toberas ha llevado a la contaminación del vástago de control de retorno de combustible de la válvula FCV-1202 a causa de presencia de sólidos en el sistema de diésel, generados en la línea de combustible desde las bombas forward hacia los pre filtros de la turbina.

1.2.2 *Formulación del problema*

¿Con el análisis de confiabilidad de la turbina de generación eléctrica GENERAL ELECTRIC LM 2500. Ubicada en el campo NPF de la empresa Repsol Ecuador se podrá establecer un plan de mantenimiento y en consecuencia proponer un plan de mejoras en los índices de gestión?

1.2.3 *Sistematización del problema*

¿Cuáles métodos se aplicaría para el cálculo de indicadores de: Confiabilidad y Disponibilidad?

- Al no disponer de una cálculo y análisis de indicadores de gestión, ¿De qué manera incide en no realizar frecuencias de mantenimiento a ciertos componentes de la maquina?.
- ¿En qué incidencia y magnitud permitiría alcanzar al realizar un nuevo plan de mantenimiento para la turbina GENERAL ELECTRIC LM2500 para evitar paradas inoportunas?

1.3 *Justificación de la investigación*

La investigación del siguiente proyecto se basa en las siguientes líneas.

- Análisis y modelaje probabilístico de índices de Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad
- Diseño y elaboración planes de mantenimiento aplicado la Ingeniería de la Fiabilidad

El RCM es una metodología para el desarrollo de un plan de mantenimiento basada en el análisis de fallos de la instalación. De las tres metodologías habituales para la elaboración de planes de mantenimiento, RCM basa el plan de mantenimiento programado en un exhaustivo análisis de fallos, lo que sin duda aporta los mejores resultados, pues estará orientado a evitar los fallos que pueda tener la instalación.

RCM es una herramienta avanzada para en la que se basa el mantenimiento de aeronaves o de centrales nucleares. El éxito en estas instalaciones, que destacan por su fiabilidad y alta disponibilidad.

El RCM es un proceso o método específico usado para identificar las políticas que deberán ser implementadas para manejar los modos de fallo que podrían causar el fallo funcional de cualquier activo físico en un contexto operacional dado, así lo expresa la norma para la estandarización del mantenimiento centrado en confiabilidad de SAE 1012. (Van Wylen, G, 1972. P. 361-374)

Un beneficio del RCM es que el análisis de fallos potenciales de la instalación está pre-elaborado, y ya no es necesario comenzar desde el principio la implantación de esta metodología.

El RCM fue desarrollado en sus inicios por la industria aeronáutica comercial de Estados Unidos, en colaboración con entes de gobierno como la NASA y entidades particulares como la Boeing.

La defensa de Estados Unidos también ha hecho uso desde 1974 del RCM, como la filosofía de mantenimiento de sus sistemas.

El beneficio que ha tenido el mantenimiento centrado en confiabilidad en los sectores de la navegación aérea, ha logrado que sectores diferentes de la aeronáutica se vean interesados en la implementación y aplicación de esta metodología de mantenimiento, ejemplo de estas industrias interesadas son:

- Producción de electricidad (plantas nucleares y centrales termoeléctricas),
- Industria de petroleras, químicas, gas, refinación
- Industria de manufacturera.

1.4 Objetivo general y específico

1.4.1 *Objetivo general:*

Realizar el análisis de confiabilidad a la turbina de generación eléctrica GENERAL ELECTRIC LM 2500. Ubicada en el campo NPF de la empresa Repsol Ecuador para establecer un plan de mantenimiento

1.4.2 *Objetivos específicos:*

- Realizar el marco teórico de mantenimiento centrado en confiabilidad.
- Analizar los fallos ocurridos en los años 2014 y 2015 en los equipos de las turbinas ubicadas en el NPF.
- Jerarquizar los fallos de manera cuantitativa.
- Proponer el plan de mantenimiento centrado en confiabilidad a las turbinas GENERAL ELECTRIC LM 2500.

1.5 Hipótesis

La aplicación del análisis de confiabilidad a la turbina de generación eléctrica GENERAL ELECTRIC LM 2500, ubicada en el campo NPF de la empresa Repsol Ecuador, genera un plan de mantenimiento que disminuye las paradas, costos de mantenimiento y mejora la disponibilidad y confiabilidad del equipo.

De la hipótesis podemos identificar los elementos que están relacionados entre sí, estos elementos o variables son.

- El costo del mantenimiento depende de los componentes a remplazar del tiempo de parada y de las horas hombres utilizadas
- La disponibilidad y confiabilidad del equipo depende del número de paradas y las horas que el equipo permanezca en falla.

CAPÍTULO II

2. MARCO DE REFERENCIA

2.1 Mantenimiento

El mantenimiento se define como un conjunto de actividades desarrolladas con el fin de asegurar que cualquier activo continúe desempeñando las funciones deseadas o de diseño. (Mantenimiento Industrial MANIN, 2008)

El objetivo del mantenimiento es asegurar la disponibilidad y confiabilidad prevista de las operaciones con respecto de la función deseada, dando cumplimiento además a todos los requisitos del sistema de gestión de calidad, así como con las normas de seguridad y medio ambiente, buscado el máximo beneficio global.

Conforme el concepto de mantenimiento fue asociado exclusivamente con el término reparación, éste fue considerado como un mal necesario, incapaz de agregar valor a los procesos de la compañía. Sin embargo, hoy por hoy, cuando el mantenimiento agrupa metodologías de prevención y predicción, se considera como un factor clave de la competitividad a través del aseguramiento de la confiabilidad.

Se puede considerar claramente que el mantenimiento nació con el desarrollo industrial, y en un principio consistía exclusivamente en reparaciones, las cuales fueron hasta 1914 ejecutadas por el mismo grupo de operación.

Ya a partir de 1914, con la implementación de la producción en serie de Ford, se crearon grupos especiales dedicados al mantenimiento, que aún consistía en reparaciones.

Para 1930, y con motivo de la segunda guerra mundial y su consecuente desarrollo aeronáutico, se consideró que más que reparaciones era preciso evitar que las fallas ocurriesen, tanto por el impacto de una eventual avería, como por el costo asociado a la misma, dando origen al mantenimiento preventivo.

Luego de la aparición de los microprocesadores y la electrónica digital a mediados de la década de 1970, se dio origen a instrumentos con capacidad de predecir la ocurrencia de fallas, naciendo el mantenimiento predictivo.

Adicionalmente y motivado por la masificación de los ordenadores personales, así como por la acogida de la filosofía de gestión de activos, se desarrolló el concepto de gestión de la confiabilidad, haciendo uso de herramientas como el mantenimiento asistido por ordenador, que facilita la coordinación de la producción, la selección de la estrategia correcta de mantenimiento y que se flexibiliza con los diferentes contextos que se desarrollen en las empresas (OIM, TQM, TPM, RCM, etc.).

2.2 Mantenimiento centrado en confiabilidad

El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad fue desarrollado en un principio por la industria de la aviación comercial de los Estados Unidos, en cooperación con entidades gubernamentales como la NASA y privadas como la Boeing (constructor de aviones). Desde 1974, el Departamento de Defensa de los Estados Unidos, ha usado el RCM, como la filosofía de mantenimiento de sus sistemas militares aéreos. (Reliability Web, 2011)

El éxito del RCM en el sector de la aviación, ha permitido que otros sectores tales como el de generación de energía (plantas nucleares y centrales termoeléctricas), petroleros, químicos, gas, refinación y la industria de manufactura, se interesen en implantar esta filosofía de gestión del mantenimiento, adecuándola a sus necesidades de operaciones.

Un aspecto favorable de la filosofía del RCM, es que la misma promueve el uso de las nuevas tecnologías desarrolladas para el campo del mantenimiento. La aplicación adecuada de las nuevas técnicas de mantenimiento bajo el enfoque del RCM, permiten de forma eficiente, optimizar los procesos de producción y disminuir al máximo los posibles riesgos sobre la seguridad personal y el ambiente, que traen consigo los fallos de los activos en un contexto operacional específico.

Esta unidad tiene la finalidad de servir de guía en la aplicación de la metodología de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, para los sistemas asociados a plantas industriales, de forma de poder reforzar la Confiabilidad Operacional en el contexto de los objetivos del negocio.

“El RCM sirve de guía para identificar las actividades de mantenimiento con sus respectivas frecuencias a los activos más importantes de un contexto operacional. Esta no es una fórmula matemática y su éxito se apoya principalmente en el análisis funcional de los activos de un determinado contexto operacional realizado por un equipo de trabajo multidisciplinario.

El equipo desarrolla un sistema de gestión de mantenimiento flexible, que se adapta a las necesidades reales de mantenimiento de la organización, tomando en cuenta, la seguridad personal, el ambiente, las operaciones y la razón coste/beneficio”.(Reliability Web, 2011)

En otras palabras el RCM es una metodología que permite identificar las políticas de mantenimiento óptimas para garantizar el cumplimiento de los estándares requeridos por los procesos de producción.

Esta metodología demanda una revisión sistemática de las funciones que conforman un proceso determinado, sus entradas y salidas, las formas en que pueden dejar de cumplirse tales funciones y sus causas, las consecuencias de los fallos funcionales y las tareas de mantenimiento óptimas para cada situación (predictivo, preventivo, proactivo, etc.) en función del impacto global (seguridad, ambiente, EURO, unidades de producción).

2.3 Grupos electrógenos

Un grupo electrógenos una máquina que mueve un generador eléctrico a través de un motor de combustión interna y turbinas. Son comúnmente utilizados cuando hay déficit en la generación de energía eléctrica de algún lugar, o cuando son frecuentes los cortes en el suministro eléctrico. Así mismo, la legislación de los diferentes países puede obligar a instalar un grupo electrógeno en lugares en los que haya grandes densidades de personas, como centros comerciales, restaurantes, cárceles, edificios administrativos, etc. Una de las utilidades más comunes es la de generar electricidad en aquellos lugares donde no hay suministro eléctrico.(Cuba Ecured, 2014)

Generalmente son zonas apartadas con pocas infraestructuras y muy poco habitadas. Otro caso sería en locales de pública concurrencia: hospitales, fábricas, etc., lugares en los que la energía eléctrica de red es insuficiente y es necesaria otra fuente de energía alterna para abastecerse.

Un grupo electrógeno consta de las siguientes partes:

- a) Motor.
- b) Regulación del motor.
- c) Sistema eléctrico del motor.
- d) Sistema de refrigeración.
- e) Alternador.
- f) Depósito de combustible y bancada.
- g) Silenciador y sistema de escape.

- h) Sistema de control.
- i) Interruptor automático de salida.
- j) Otros accesorios instalables en un grupo electrógeno.

2.4 Turbinas de generación

2.4.1 Definición turbina de generación

Una turbina de gas es un motor térmico rotativo de combustión interna, donde a partir de la energía aportada por un combustible se produce energía mecánica y se genera una importante cantidad de calor en forma de gases calientes y con un alto porcentaje de oxígeno. (RENOVETEC, 2008)

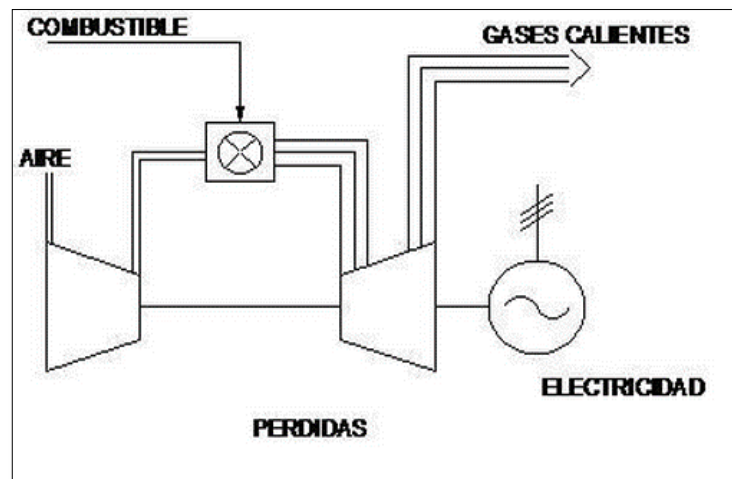


Figura 1.2. Esquema de funcionamiento de una turbina.

Fuente: RENOVETEC (2008)

La máquina sigue un ciclo abierto, puesto que se renueva continuamente el fluido que pasa a través de ella.

El aire es aspirado de la atmósfera y comprimido para después pasar a la cámara de combustión, donde se mezcla con el combustible y se produce la ignición. Los gases calientes, producto de la combustión, fluyen a través de la turbina. Allí se expansionan y mueven el eje, que acciona el compresor de la turbina y el alternador.

Las pérdidas de energía se desprenden en forma de calor que hay que evacuar del sistema. Normalmente no son superiores al 3% de la energía aportada.

Las turbinas de gas son equipos capaces de transformar la energía química contenida en un combustible en energía mecánica, ya sea para su aprovechamiento energético o como fuerza de impulso de aviones, automóviles o barcos. En este artículo prestaremos atención a su papel como productor comercial de electricidad., ya sea de forma independiente, en cogeneración junto con turbinas de vapor, o en diseños híbridos con otras tecnologías renovables.

Dentro de las turbinas más conocidas tenemos las de gas Aero derivadas y las de gas industrial.

a) **Turbina de gas Aero derivative**

Proviene del diseño de turbinas de para fines aeronáuticos, pero adaptadas a la producción de energía eléctrica en plantas industriales o como micro turbinas. Sus principales características son su gran fiabilidad y su alta relación potencia/peso, además cuentan con una gran versatilidad de operación y su arranque no es una operación tan crítica como en otros tipos de turbinas de gas.

Pueden alcanzar potencias de hasta 50 MW, moviendo los gases a una gran velocidad, pero bajo caudal. Su compacto diseño facilita las operaciones de sustitución y mantenimiento, lo que hace viable que se lleven a cabo revisiones completas en menores intervalos de tiempo.

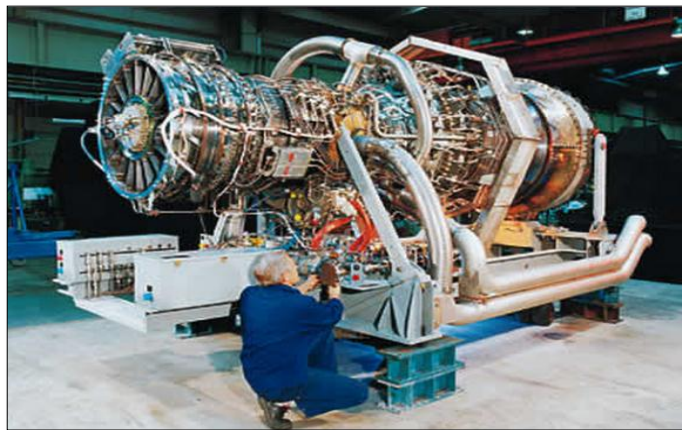


Figura 2.2. Turbina Aero derivative

Fuente: RENOVETEC

b) **Turbina de gas industrial**

La evolución de su diseño se ha orientado siempre a la producción de electricidad, buscándose grandes potencias y largos periodos de operación a máxima carga sin paradas ni arranques continuos. Su potencia de diseño puede llegar a los 500 MW, moviendo grandes cantidades de aire a bajas velocidades, que pueden aprovecharse en posteriores aplicaciones de cogeneración.

Su mantenimiento debe realizarse in situ debido a su gran tamaño y peso, buscándose alargar lo más posible en el tiempo las revisiones completas del equipo.

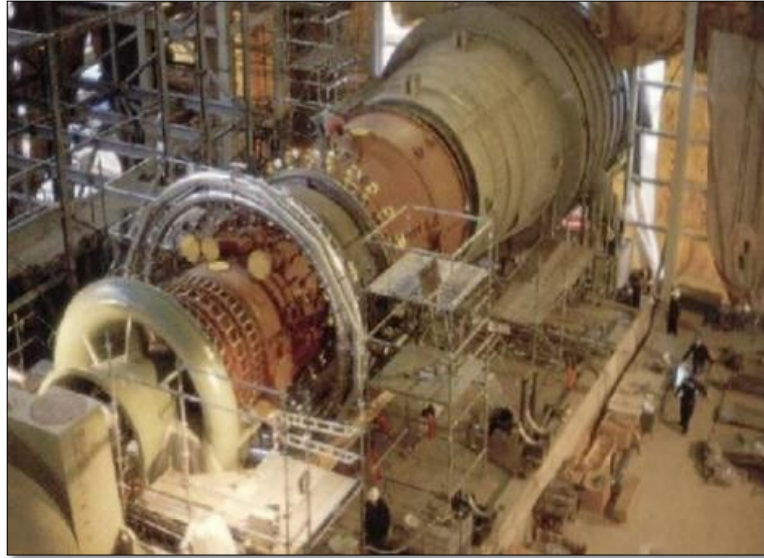


Figura 3.2. Turbina de gas industrial.

Fuente: RENOVETEC

2.4.2 Turbina General Electric LM 2500

Esta turbina ha sido una de las más vendidas en su clase por más de 40 años y continúa proveyendo valor al cliente.

Con su sistema de combustible dual, bajas emisiones y rápida respuesta de carga, pueden disponer de la demanda de servicio y diversas necesidades de generación de gas y petróleo.

La turbina LM 2500 consta de un compresor de 16 etapas axial, combustor anular, 2 etapas, alta presión, turbina de gas rotor simple, una turbina de alta eficiencia de 6 etapas.

El diseño de la turbina es compacto liviano, y permite una instalación rápida y un fácil mantenimiento.

2.5 Guías normativas de mantenimiento centrado en confiabilidad

2.5.1 *SAE JA 1011, Criterios de evaluación para procesos de mantenimiento centrado en confiabilidad*

Esta norma está destinada para el uso por cualquier organización que tiene o hace uso de activos o sistemas físicos que desea la responsabilidad del manejo de estos. El RCM es un proceso específico usado para identificar las políticas que deben ser implementadas para manejar los modos de fallo que podrían causar el fallo funcional de cualquier activo físico en un contexto operacional dado. Esta norma será usada para evaluar cualquier proceso que proponga tener un proceso de RCM, además de determinar si es un proceso RCM real. (SAE J1011 Criterios RCM, 2012)

2.5.2 *SAE JA 1012, Una guía para el mantenimiento centrado en confiabilidad*

Amplifica y clarifica los criterios establecidos en la SAE JA1011, y resume ediciones adicionales que pueden ser agregadas para la aplicación del mantenimiento centrado en confiabilidad. El RCM es un proceso o método específico usado para identificar las políticas que deberán ser implementadas para manejar los modos de fallo que podrían causar el fallo funcional de cualquier activo físico en un contexto operacional dado. (SAE J1012 Guías RCM, 2012)

2.5.3 *Norma Técnica Ecuatoriana NTE en 60300-3-14:2010, Gestión de la confiabilidad*

Esta norma internacional, que forma parte de la serie de normas IEC 60300-3, es la guía de aplicación para la mantenibilidad. Puede utilizarse para la implantación de un programa de mantenibilidad que cubra las fases de inicio, desarrollo y servicio de un producto, las cuales forman parte de las tareas descritas en la Norma IEC 60300-2. (NTE 60300 Gestión de confiabilidad, 2012)

Proporciona pautas sobre cómo deberían considerarse los aspectos de las tareas de mantenimiento para alcanzar el grado óptimo de mantenibilidad. Debería tenerse en cuenta que el programa completo descrito en esta norma sólo se aplicaría a un producto importante y complejo con una utilización potencial a largo plazo.

Para productos con mantenimiento menos complejo, debería adoptarse un programa más simple que se adapte al grado de complejidad y los requisitos del cliente.

La norma utiliza otras normas y guías IEC, principalmente la Norma IEC 60706, como documentos de referencia o herramientas para proporcionar más detalle acerca de cómo debería acometerse una tarea.

Los contratos entre el cliente y el suministrador pueden variar ampliamente de acuerdo con las condiciones y circunstancias de los diferentes tipos de industrias. Esta norma se ha escrito con la premisa de que un contratista va a desarrollar un producto a partir de un concepto básico para cumplir los requisitos particulares de un usuario y, por tanto, el producto se considera un dispositivo en desarrollo (DD).

Sin embargo, en muchas ocasiones, cuando el producto ya existe y necesita un mínimo o ningún esfuerzo de desarrollo; se trata de un dispositivo sin desarrollo (DSD) y no se requiere el programa completo de mantenibilidad que se describe en esta norma. Sin embargo, los principios recogidos en la norma pueden aplicarse si se requiere, adaptando el programa de mantenibilidad para ajustarlo a las necesidades del proyecto.

CAPÍTULO III

3. ANÁLISIS DE MANTENIMIENTO ACTUAL EN REPSOL ECUADOR

3.1 Obtención de datos referentes a las turbinas de REPSOL Ecuador campo NPF

Dentro del campo administrado por REPSOL ECUADOR, se tiene energía eléctrica de motogeneradores y de turbinas, este último es el objeto del estudio que aquí se presenta.

Estos equipos son los que se muestran a continuación en la figura el total de equipos existentes en REPSOL ECUADOR de los cuales seleccionaremos a las turbinas de generación la estación de producción norte NPF, las cuales son las turbinas G-1170A y G-1170B.

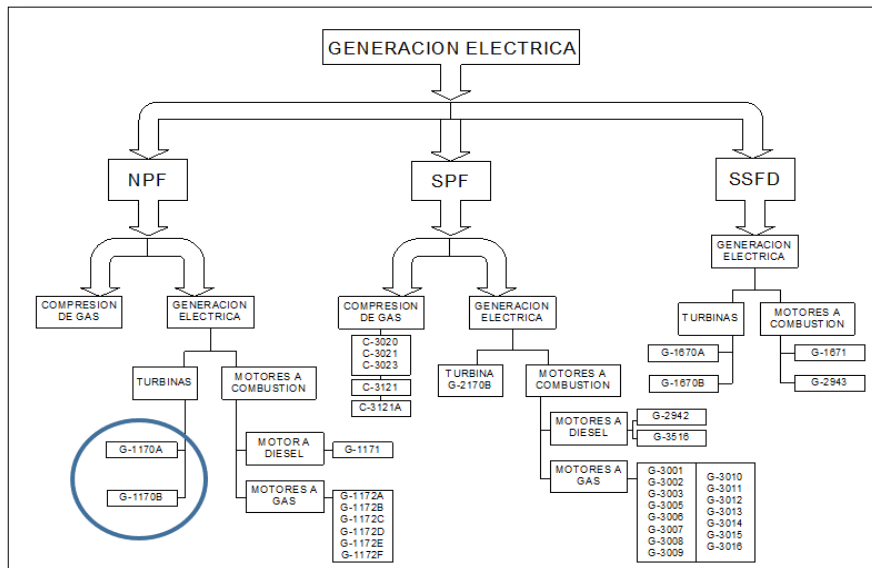


Figura 1.3. Equipos de generación REPSOL ECUADOR

Fuente: REPSOL (2015)

De los equipos que se pudo ver en la figura 1, en este estudio se analizara lo referente a las turbinas GENERAL ELECTRIC, cuyos datos de capacidad se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1.3. Listado de turbinas NPF

CÓDIGO	MARCA	MODELO	CAPACIDAD
G-1170A	GENERAL ELECTRIC	LM 2500	20000 kW
G-1170B	GENERAL ELECTRIC	LM 2500	20000 kW

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

Estas turbinas funcionan con diésel como combustible el cual es provisto por REPSOL ECUADOR a través de una planta propia, en general la turbina tiene la siguiente configuración que se la aprecia en la siguiente figura.

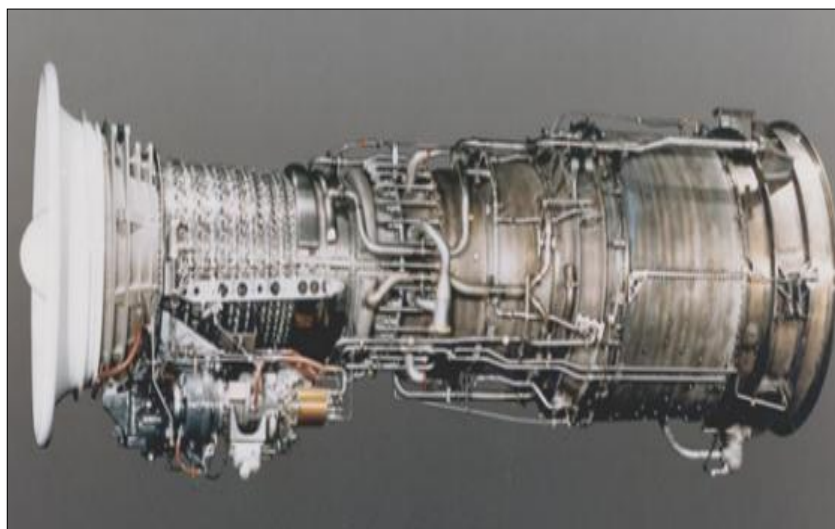


Figura 2.3. Turbina LM 2500

Fuente: Manual General Electric (2015).

Se debe mencionar que las turbinas que se posee en el campo REPSOL ECUADOR son similares a las turbinas que utilizan los aviones comerciales, de ahí que viene la importancia de un buen mantenimiento y también el deseo de reducir los costos de este mantenimiento.

3.2 Reporte de shutdowns ocurridos en los años 2014-2015

A continuación se detallan los fallos que han ocurrido a lo largo de los años 2014- 2015, en los cuales se podrá observar cuan grave han sido hablando en términos del tiempo que las turbinas han pasado detenidas por alguno de los fallos detectados en el periodo mencionado.

3.2.1 Turbina B, Enero 2014

Evento.- A las 7H00 aproximadamente en la TR-1170B se presenta la alarma de sobre excitación del AVR. Se revisa el voltaje en la turbina y se encuentra que está en 13.2KV al igual que en la turbina TR-1170A, se revisa el voltaje en la barra principal y también tenemos 13.2KV por lo que se sube el voltaje en cada turbina, el voltaje estaba subiendo progresivamente hasta llegar a 13.5KV aproximadamente pero las turbinas se fueron a SD lo que provoca un SD General del Bloque 16.

Cuando se presenta la alarma de excitación del AVR en la TR-1170B se presentan los siguientes niveles de factor de potencia en cada turbina con una carga de 16MW aproximadamente.

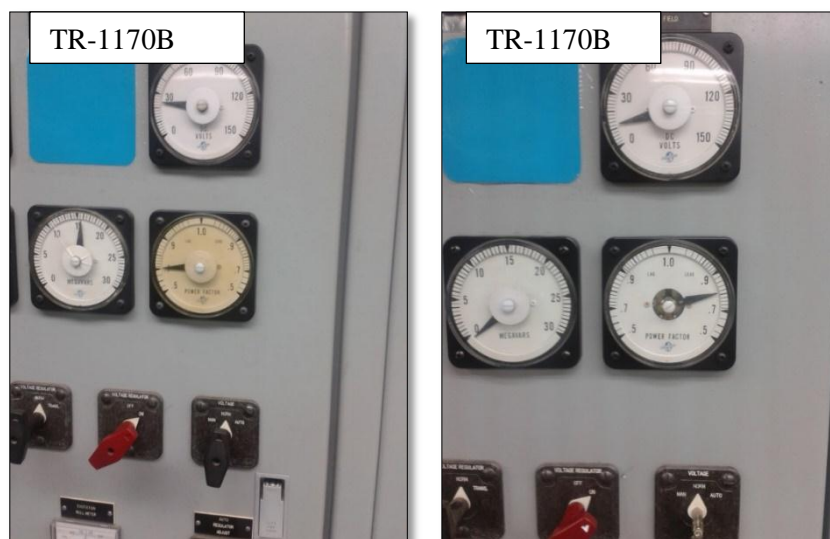


Figura 3.3. Niveles de potencia en las turbinas.

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

Se revisa los alimentadores en la barra de 13.8KV y se encuentra que la TR-1170B está activados los relés de lockout 86 y se presentan las siguientes alarmas en el AVR.

Acción correctiva.- A las 21H00 se produce el SD del Bloque 16. Se realiza el procedimiento de arranque en negro empleando el GE-1171. Inicialmente se arranca la TR-1170B y se asume la carga del NPF (2MW aproximadamente), al continuar con los arranques del NPF se nota que el voltaje generado baja a 11KV y se alarma el AVR por lo que se suspenden los arranques y se inicia la secuencia de arranque en la TR-1170A, una vez en línea esta unidad se procede a retirar de línea la TR-1170B para revisión de las tarjetas del AVR. Posteriormente se revisan los diodos y fusibles del generador. Se mega los cables y se encuentra que un cable en la excitatriz está pelado, se procede a cambiar el cable

y se da secuencia de arranque siendo exitosa. Se ingresa en línea la turbina a las 23H00 y posteriormente se cierra la interconexión con el SPF.



Figura 4.3. Cable pelado en turbina

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

3.2.2 Turbina B, Febrero 2014

Evento.- Se comunica por radio el shutdown del G-1170-B a Generación Norte, actúa la liberación de carga del cable, salen 9MW del sistema, a las 02H00 se va a shutdown el C-3121B por BAJO FLUJO DE ACEITE, se reconoce las alarmas presentes en la turbina TR-1170B.

Acción correctiva.- procede a liberar la carga hasta 9.0Mw y empieza hacer la transferencia de combustible gas a diésel se empieza a tomar carga paulatinamente en la Turbina hasta normalizar las cargas de las turbinas del NPF, 07H40 Se pone en operación C-3121A que se encontraba en reserva.

17H00 Se realiza la transferencia de combustible Diésel-Gas, con éxito sin novedad.

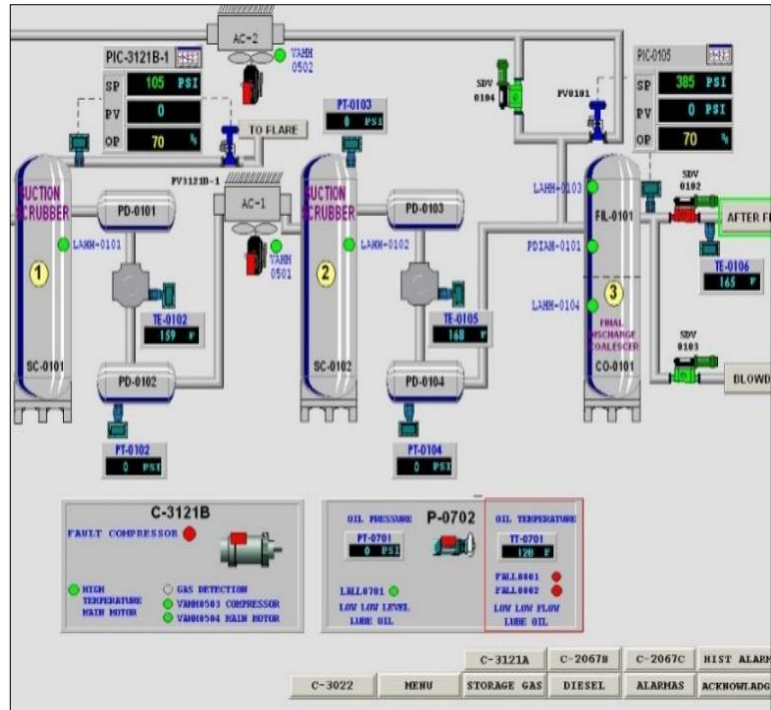


Figura 5.3. Alarma de shutdown TR-1170B.

Fuente: REPSOL, HMI SOFWARE INTOUCH elaborado por el autor (2015).

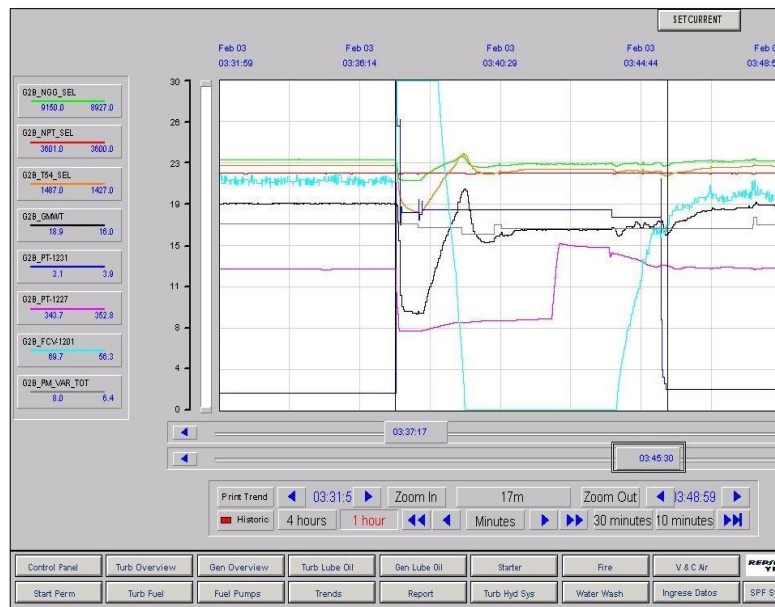


Figura 6.3. Tendencia y Alarmas de la TR-1170B

Fuente: REPSOL, HMI SOFWARE INTOUCH elaborado por el autor (2015).

Se recomienda revisar la unidad TR-1170B por bajo flujo de aceite, ya que la señal del redundante se encontraba en falla, la misma se reportó oportunamente como se señala en la OT.

3.2.3 Turbina B, Marzo 2014

Evento.- 08h00 se produce shutdown de la unidad TR-1170B, libera toda la carga, alarma que registra el HMI: (Sistema de combustible de la turbina).

Acción correctiva.- 11h31 se da un highcrank (giro de la máquina) para enfriamiento de la unidad. A continuación se revisan el estado de las válvulas solenoides de corte de gas SOV-1206 y SOV-1207, se determina que eléctricamente actúan.

A las 15h58 se da secuencia de arranque a gas para verificar cuál de las SOV está en falla, arranque fallido (sin fuego), no se pudo verificar cual SOV está en falla, 21h01 nuevamente se secuencia de arranque a gas (sin fuego), en la cual se pudo observar que la SOV-1206 se encuentra en falla.

Se procede al cambio de la válvula, 21h21 Intento de arranque con gas fallido (sin fuego), SOV-1206 no se abre, 22:37 intento de arranque con gas fallido (sin fuego), no llega voltaje a la válvula SOV-1206, se revisa alimentación de voltaje a todas las SDV que se encontró el fusible FU27 quemado. Se cambia fusible, se energiza con 24 voltios directamente en la tarjeta U115-2 en las termina que alimenta de voltaje al relé de la solenoide de la SDV-1206 la cual actúa, 23h00 intento de arranque a gas.

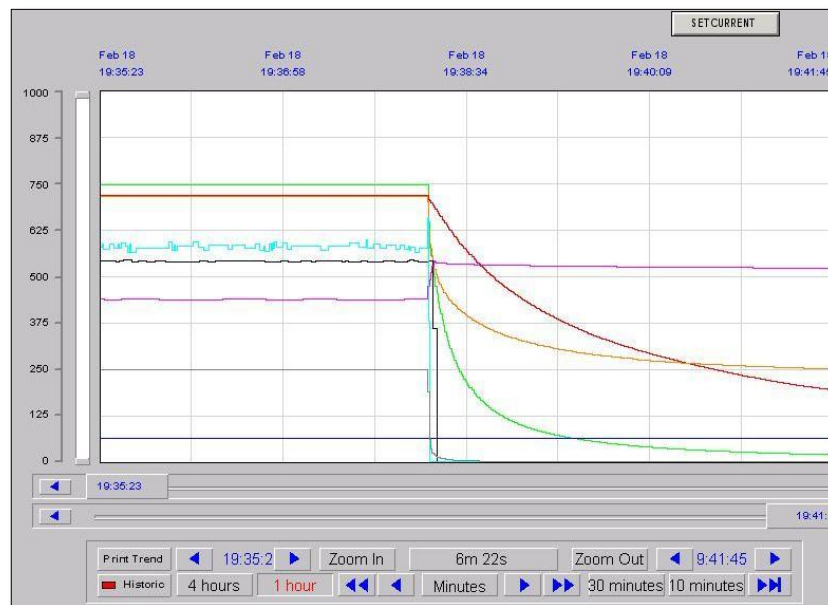


Figura 7.3. Gráfica de tendencias.

Fuente: REPSOL, HMI SOFTWARE INTOUCH elaborado por el autor (2015).

3.2.4 Turbina A, Abril 2014

Evento.- 03h00 se produce shutdown de la unidad TR-1170A, libera toda la carga, la alarma que registra el HMI: (sistema de lubricación de la turbina).

Acción correctiva.- Se procede al cambio de la tarjeta N1N05 (N135) reajuste de borneras 7H48 Se realiza da un high crank (giro de la máquina) para enfriamiento de la unidad, 07h59: se da secuencia de arranque a diésel fallido no alcanza AFTER PRGE NGG LT 1700,08H10: nuevamente se realiza secuencia de arranque a DIESEL siendo exitoso, 15h30: se sincroniza la turbina y se asume carga, 19h00: se realiza transferencia de diésel a gas normalizando el sistema.

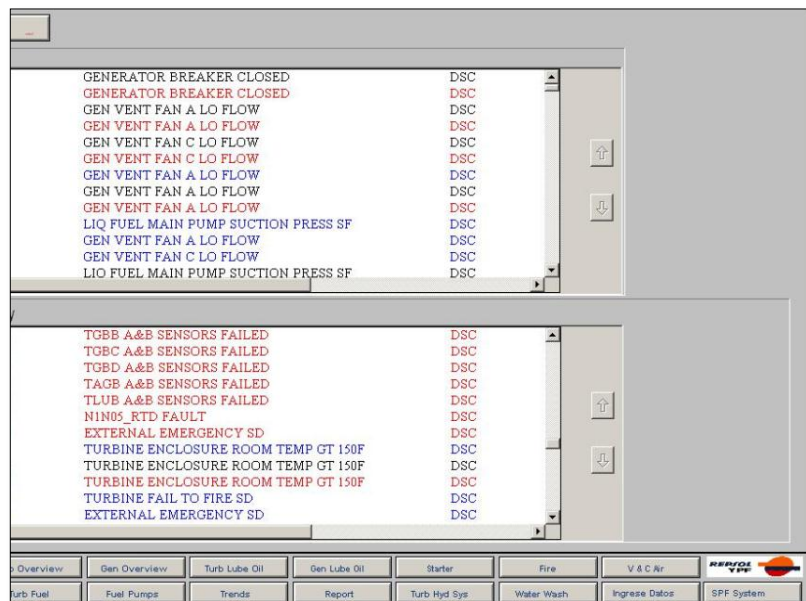


Figura 8.3. Registro de eventos.

Fuente: REPSOL, HMI SOFWARE INTOUCH elaborado por el autor (2015).

3.2.5 Turbina A, Mayo 2014

Evento.- A las 10H00 se produce el disparo de la TR-1170A, lo cual provoca la liberación de carga súbita y disparo de la TR-2170B por sobre temperatura, la condición de shutdown reportada por el sistema de control HMI de la turbina fue la siguiente: GEN RUNDWN TANK LVL LO LO G1A_FSLO_SEQ058 LS-1041

Acción correctiva.- 23:00se procede a la revisión de los switch de nivel no encontrándose nada se realiza megado de cables de bornera en bornera, al momento se deja forzado las señales de los interruptores LV-1041 y LV-1042^a.

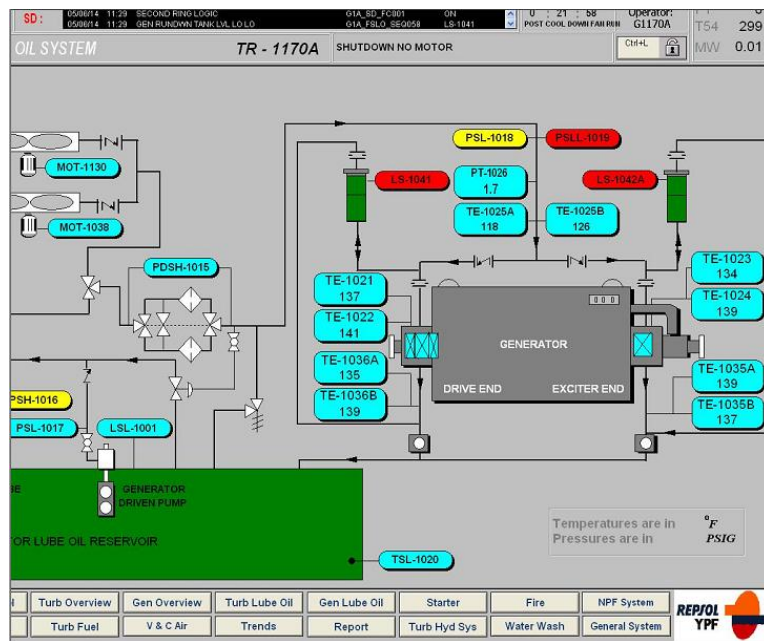


Figura 9.3. Alarma de shutdown.

Fuente: REPSOL, HMI SOFTWARE INTOUCH elaborado por el autor (2015).

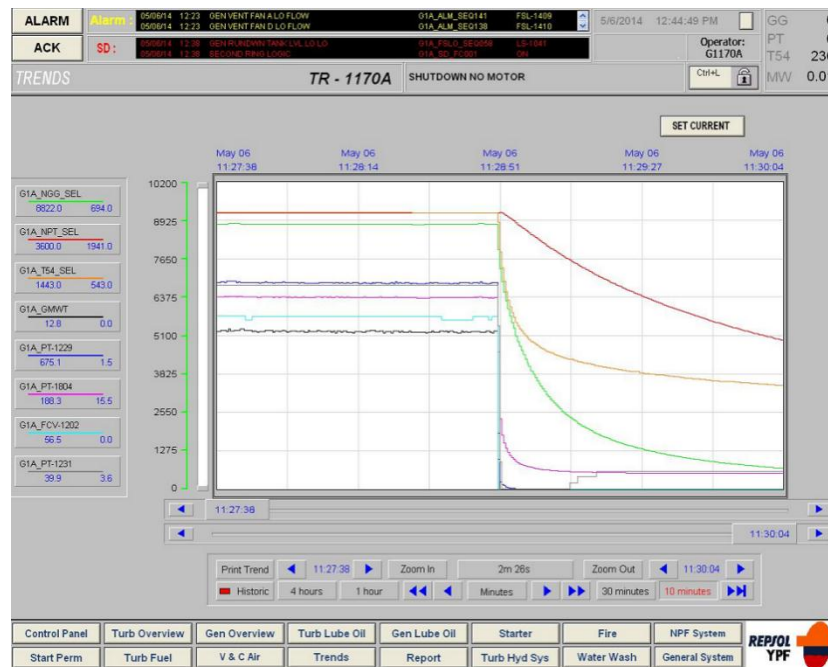


Figura 10.3. Tendencia de generación de la turbina.

Fuente: REPSOL, HMI SOFTWARE INTOUCH elaborado por el autor (2015).

3.2.6 Turbina B, Junio 2014

Evento.- 10H00 se produce la apertura del breaker y shutdown de la turbina TR-1170B, la condición de shutdown reportada por el sistema de control HMI de la turbina fue la siguiente:

sobre temperatura, anteriormente se había reportado una variación en la apertura de la válvula de control de combustible FCV-1202.

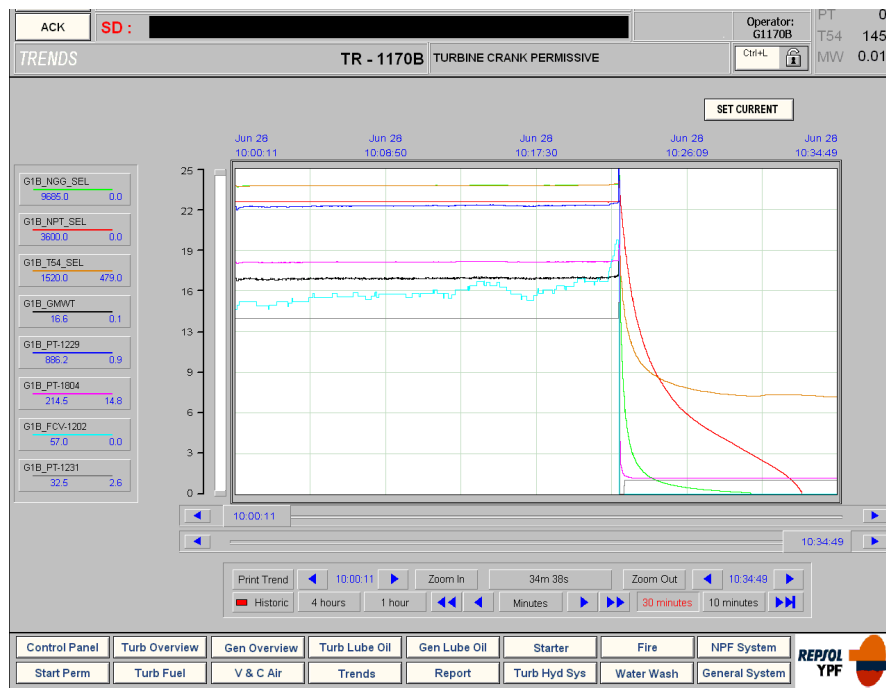


Figura 11.3. Tendencia de generación turbina B.

Fuente: REPSOL, HMI SOFTWARE INTOUCH elaborado por el autor (2015).

Acción correctiva.- Se realiza el cambio de la válvula de control de combustible diésel FCV-1202, para posteriormente seguir con su respectiva calibración, a las 15:40 pm se procede con la secuencia de arranque, pero existe un problema con el switch de posición mínima, motivo por el cual se lo cambia con el switch de la válvula anterior, a las 24:00 pm, procedemos con la secuencia de arranque, logrando un arranque exitoso.

Al momento de sincronizar la turbina vuelve a dispararse, entrando en modo post colddown, por alto diferencial de temperatura de spread, la turbina se la cambio a modo droop para poder sincronizar nuevamente y evaluar a los inyectores, una vez concluidas las pruebas, se cierra el breaker a las 01:04 am.

3.2.7 Turbina B, Julio 2014

Evento.- 01H00: Se reporta que el enclosure de la turbina se encuentra alarmado por alta temperatura, se verifica que los dos ventiladores de la turbina A y B estaban funcionando.

Acción correctiva.- Se procede hacer pruebas de verificación prendiendo y apagando cada ventilador A y B por lo que detecta que al momento que ingresa en operación el ventilador B sube la temperatura bruscamente en el enclosure activándose TE-1401A y la Turbina libera toda la carga a la vez activando la liberación de la misma. 17H04, se recupera la unidad y se procede a realizar nuevamente la verificación de los ventiladores encontrando que el ventilador B estaba cambiado el sentido de giro.

18H00 Se sincroniza la unidad y se toma carga hasta 10 MW y se procede a realizar la transferencia de diésel a gas.

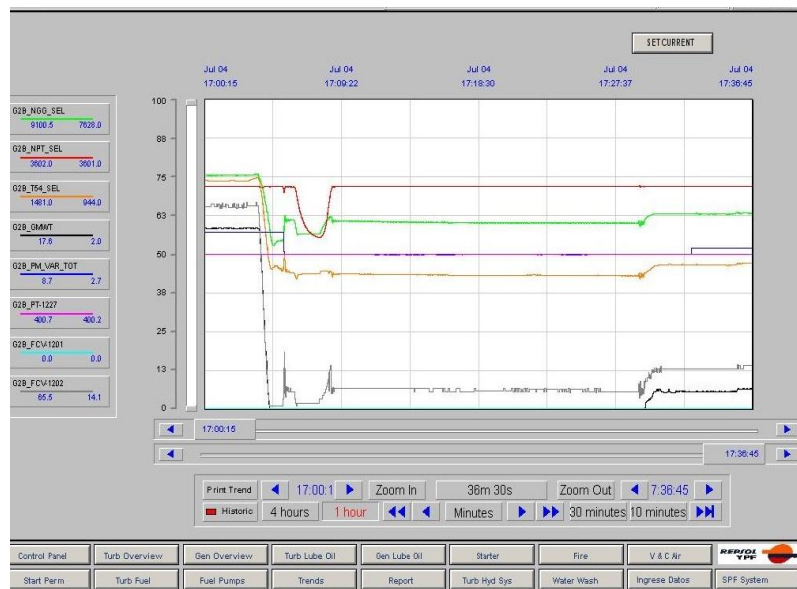


Figura 12.3. Tendencia de generación turbina B.

Fuente: REPSOL, HMI SOFTWARE INTOUCH elaborado por el autor (2015).

3.2.8 Turbina A, Agosto 2014

Evento.- 12H00 Se produce el Shutdown de la TR-1170A por sobre temperatura. La señal de shutdown en el historial es la siguiente: SOBRETENPERATURA.

Acción correctiva.- Se verifica en el HMI que la TR-1170A también se fue a SD, se notifica vía radio sobre el evento de la TR-1170A, TR-2170B: se realiza High Cranck (giro de la máquina) para enfriamiento de la unidad, se verifica en campo que no exista ninguna novedad, se procede con el arranque de la misma siendo exitoso con Diésel, 21H00 se procede al Cierre del breaker y a dar permisos para el arranque de equipos de procesos.

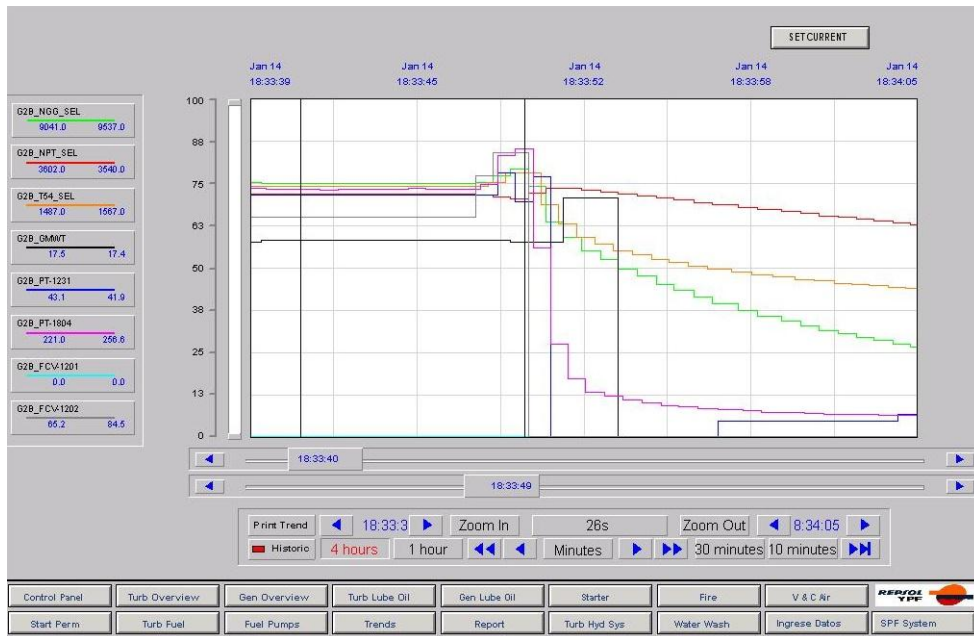


Figura 13.3. Tendencia de generación turbina A.

Fuente: REPSOL, HMI SOFTWARE INTOUCH elaborado por el autor (2015).

3.2.9 Turbina B, Septiembre 2014

Evento.-A las 08H00 se produce el Shutdown de la TR-1170B por sobre velocidad NPT OVER SPEED, la señal de shutdown en el historial es la siguiente: sobre velocidad por lubricación, se procede a realizar el arranque en negro utilizando el generador auxiliar GE-2943 de acuerdo al procedimiento, al intento de cerrar el breaker52-M1-X2005 de 480 V este no cierra por lo que mantenimiento eléctrico cierra manualmente, 21h22 se realiza High Cranck para enfriamiento de la unidad presentando la siguiente alarma ST SKID HYD PUMP PRESSURE LOW.

Acción correctiva.- se revisa en campo verificando que está roto el filtro del arrancador hidráulico (Se reemplaza este filtro y se compensa aceite) 22h23 Se da un intento de arranque con Diésel el mismo que es fallido por T48 UNDERTEMP, por lo que se procede a calibrar la válvula de Diésel FCV-1202. (Cambio del OFFSET de 8.64 a 8.91) 22h41 se da un intento de arranque a diésel siendo exitoso se verifica en campo que no exista ninguna novedad 23h03 Se procede al Cierre del breaker y a dar permisos para el arranque de equipos de procesos 23h19 al momento de cerrar el F10 de la barra 13.8 KV que energiza el cable que interconecta con el NPF se produce el Shutdown de la TR-1170B presentando falla en diferencial del stator (activación del rele DGP) los motores Wartsila asumen la carga que al momento tenía la turbina, 23h48 se da un intento de arranque TR-1170B siendo exitoso con Diésel se procede a cerrar el breaker en ISOCH LOAD, se normaliza las operaciones y se da permisos para

arranques de los equipos de producción, 24h00 Se procede a cerrar la interconexión SPF-NPF y la turbina TR-1170B opera en condición DROOP-UN LOAD.

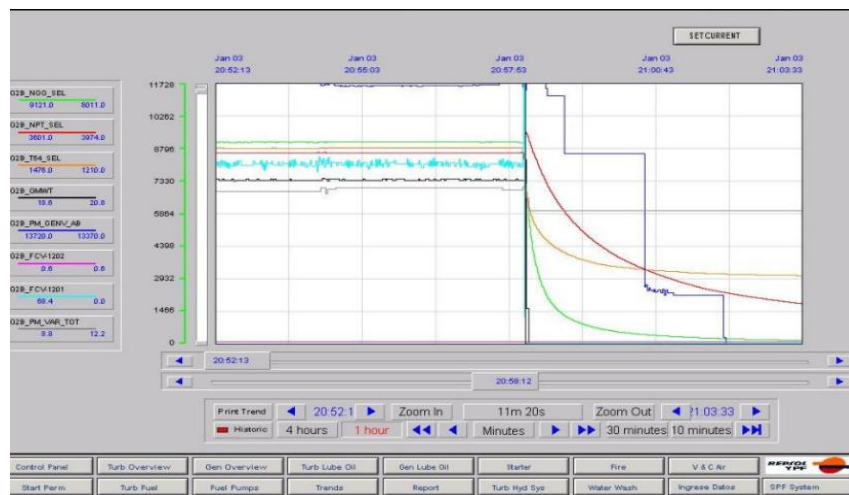


Figura 14.3. Tendencia de generación de la turbina.

Fuente: REPSOL, HMI SOFTWARE INTOUCH elaborado por el autor (2015).

3.2.10 Turbina B, Octubre 2014

Evento.- A las 7H00 se dispara la TR-1170B por el sensor de Temperatura de Ingreso al Compresor TE-1815 (CIT), presentando la siguiente señal en el SCADA "T2 Temperature Signals A&B Failed", actúan las protecciones eléctricas y se despeja del sistema alrededor de 30 MW. La carga en la TR-1170A baja hasta 1MW por lo que se solicita a Generación a Crudo y Generación Gas Diésel en SPF que disminuyan la carga en sus unidades a fin de recuperar carga en esta turbina.

Acción correctiva.- Se revisa las tendencias y se detecta que el sensor TE-1815 sufre un incremento brusco de temperatura que va desde 97.3°F a 160.1°F con lo cual se produce el SD ya que el set de disparo de este sensor está en 140°F.

Se procede a la revisión del cable, limpieza del sensor y conector. Se corta un extremo del cable y se hace una nueva suelda en el conector, adicional se prueba el sensor teniendo buenos resultados. Finalmente se procede a colocar nuevamente el sensor y a las 19H0 se ingresa en línea la unidad y se normaliza la generación en el Bloque.

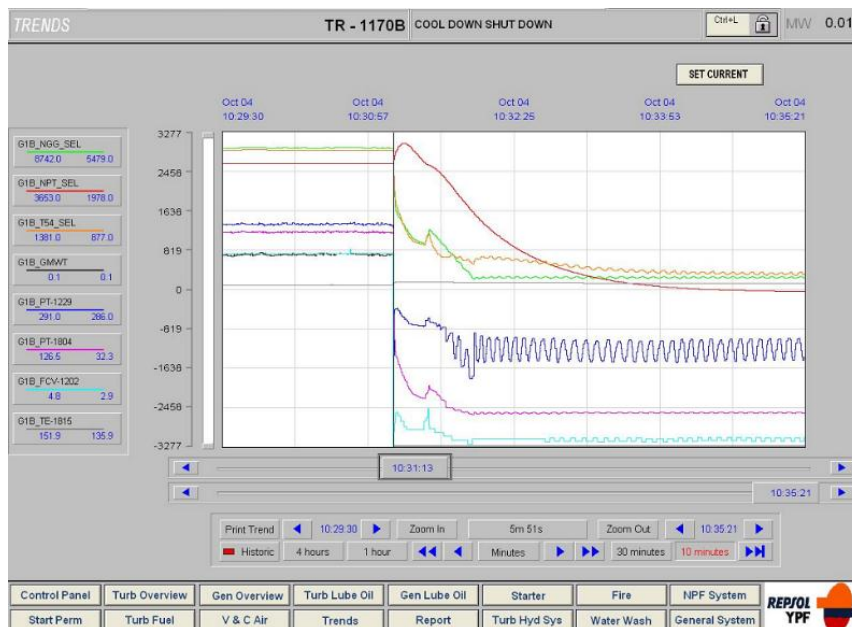


Figura 15.3. Tendencia de generación de la turbina.

Fuente: REPSOL, HMI SOFDWARE INTOUCH elaborado por el autor (2015).

3.2.11 Turbina B, Noviembre 2014

Evento.- A las 03H50 se va a Shutdown la unidad TR-1170B, libera toda la carga, la alarma que registra el HMI: GEN 86 TRIP LOCAL, la alarma que registra en el display de Protección del Generador sobre voltaje. Se procede a comunicar vía radio al NPF y Coordinador.

Acción correctiva.- Se verifica condiciones en el HMI y también en el enclosure de la Turbina, a las 05H28 se realiza un HIGH CRANK y a las 05H42 se procede a dar un intento de arranque a DIESEL siendo este fallido sin fuego.

A las 06H53 Se realiza un nuevo intento de arranque a DIESEL siendo este exitoso, a las 07H09 se prende el Regulador de Voltaje para la sincronización de la Turbina y se verifica que el voltaje estaba en 1.15V por lo que se comunica a personal de Mantenimiento Eléctrico para que nos ayuden revisando la misma, 08H42 Se procede a dar parada normal a la Turbina para que revisen fusibles de alto voltaje:

- Revisión de fusibles en alto voltaje (13.8KV)
- Revisión de cables en PNG, excitatriz y diodos.
- Revisión de tarjetas del regulador de voltaje

09H52 Se realiza un nuevo intento de arranque a DIESEL siendo exitoso, revisan el Switch de control de Excitación para ver si esta cambiado el modo de control, a las 10H13 Se va a Shutdown por activación, se resetea las alarmas y se resetea el control de la Turbina,

15H52 se realiza un nuevo intento de arranque a DIESEL siendo exitoso, 18H09 se actúa en el Switch de control de Excitación para cambiar al modo automático, a las 24H00 se sincroniza la unidad, se cierra el breaker y se asume carga.

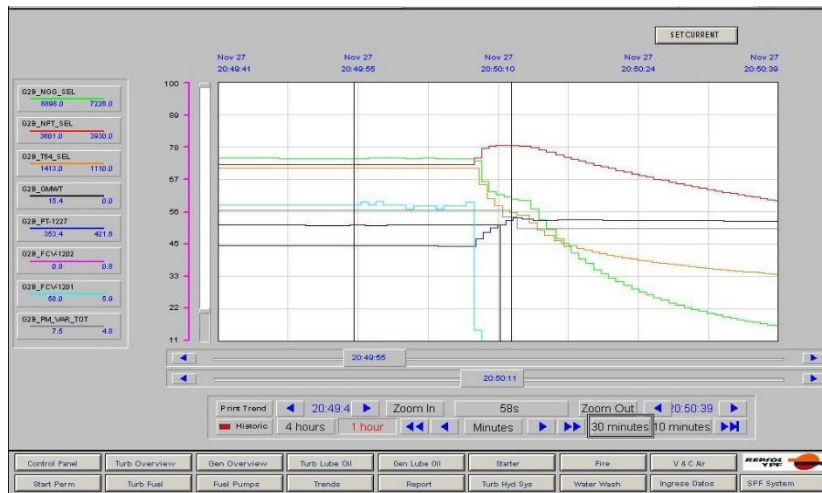


Figura 16.3. Tendencias de generación.

Fuente: REPSOL, HMI SOFDWARE INTOUCH elaborado por el autor (2015).

3.2.12 Turbina A, Diciembre 2014

Evento.- Se comunica por radio el shutdown del TR-1170A a Generación Norte, Actúa la liberación de carga del cable, salen 16MW del sistema, a las 08H00 se va a shutdown el C-3121A por LSHH-7703 PARA POR MAXIMO NIVEL FILTROS, se reconoce las alarmas presentes en la turbina TR-2170B. Procede a liberar la carga hasta 8.7MW y empieza hacer la transferencia de combustible gas a diésel. No realiza la transferencia y liberar el resto de carga la unidad hasta llegar a cero.

Acción correctiva.- El HMI no respondía se tuvo que resetear todo para poder silenciar alarmas y poder visualizar los parámetros de los eventos, 21:00 se resetea todas las alarmas y se procede a tomar carga paulatinamente en la Turbina hasta normalizar las cargas de las turbinas del NPF.TR-1170A se encuentra en revisión, pendiente realizar las pruebas y revisión del parámetro de la causa del shutdown.

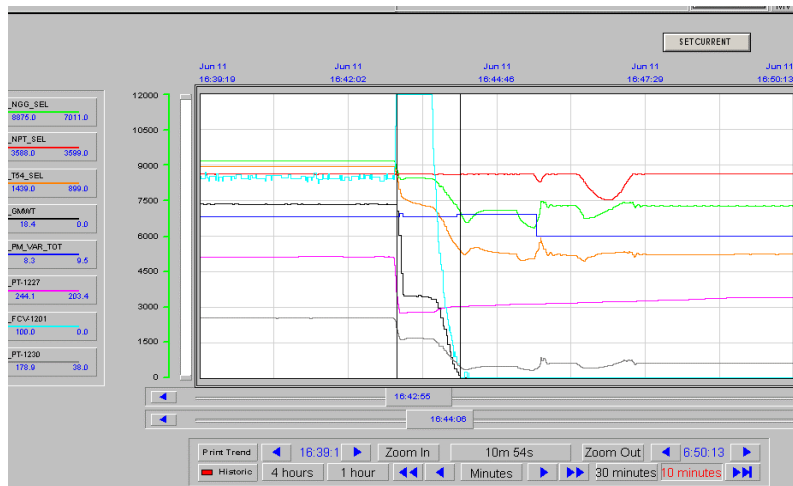


Figura 17.3. Tendencia de generación.

Fuente: REPSOL, HMI SOFWARE INTOUCH elaborado por el autor (2015).

3.2.13 Turbina A, Enero 2015

Evento.- 05H00 Se produce el Shutdown de la TR-1170A por sobre temperatura y Generación Wartsila. La señal de shutdown en el historial es la siguiente: sobre temperatura.

Acción correctiva.- Se procede a realizar el arranque en negro de acuerdo al procedimiento. Se sigue teniendo problemas con el arrancador 52-M1-X2005 ya que se tiene que cargar manualmente. TR-1170A: se realiza High Cranck para enfriamiento de la unidad, se verifica en campo que no exista ninguna novedad, se procede con el arranque de la misma siendo exitoso con Diésel. 24H00 se procede al Cierre del breaker y a dar permisos para el arranque de equipos de procesos, se ingresan unidades Waukesha para la normalización del sistema Eléctrico.

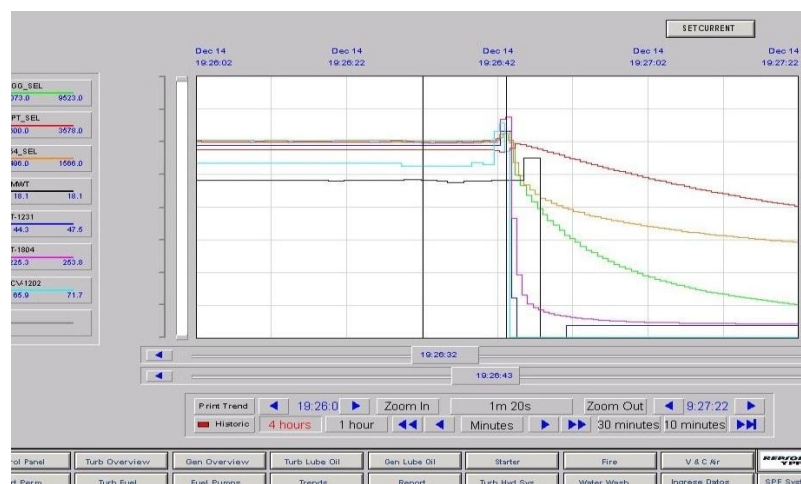


Figura 18.3. Tendencia de generación turbina A.

Fuente: REPSOL, HMI SOFWARE INTOUCH elaborado por el autor (2015).

3.2.14 Turbina B, Febrero 2015

Evento.- 04H00 se produce shutdown de la unidad TR-1170B, la condición de shutdown reportada por el sistema de control HMI de la turbina fue la siguiente: tarjeta de control.

Acción correctiva.- Los técnicos proceden a cambiar la tarjeta del generador, 16h57 secuencia exitoso de arranque a GAS de la turbina, 18H00, se sincroniza y se asume carga.

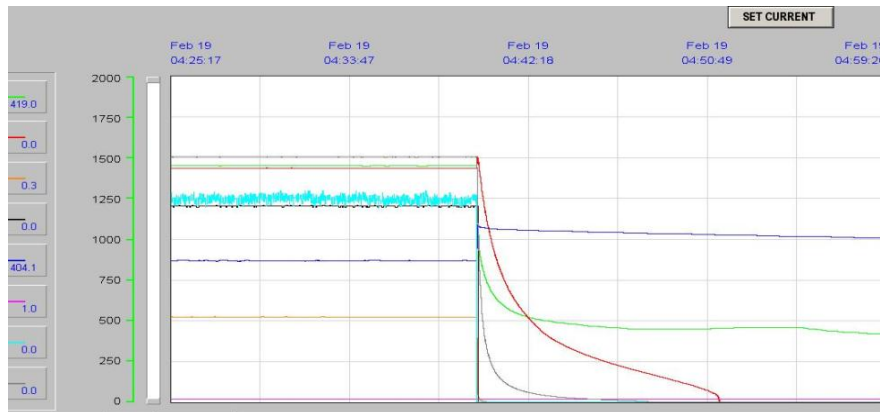


Figura 19.3. Tendencia de generación turbina B.

Fuente: REPSOL, HMI SOFDWARE INTOUCH elaborado por el autor (2015).

3.2.15 Turbina A, Marzo 2015

Evento.- 11H00 Llega el pig de Ginta por BPG a las 11H02 se realiza TX G=>D por 12 Min, a las 11H41 seguía con BPG en acumuladores y por Baja Succión se va a SD C-3022, a las 12H43 se procede hacer TX G=>D estaba en un 50% y se va a SD el Compresor de alta presión, a las TR-1170^a.

La alarma que registra es: Alta presión de Descarga Scrubber 2, 13H44 la TR-1170A registra la siguiente alarma en el HMI: LOW GAS SUPPLY PRESSURE por lo que libera la carga hasta 10.8 MW, se comunica por radio el shutdown del C-3121A a Generación Norte, actúa la liberación de carga del sistema.

Acción correctiva.- Se procede a reconocer y resetear las alarmas del HMI, ya sin presión de gas por la salida del C-3121A el HMI de la TR-2170B registra la siguiente alarma: GAS ABORT ALARM por lo que la TR-1170A libera toda la carga llegando hasta CERO MW, logra terminar la TX G=>D la TR-2170B y se procede a recuperar la carga de la misma subiendo hasta 12 MW, se procede a poner en línea el C-3121A, 23H00 Se realiza la TX D=>G sin ningún inconveniente normalizando el sistema.

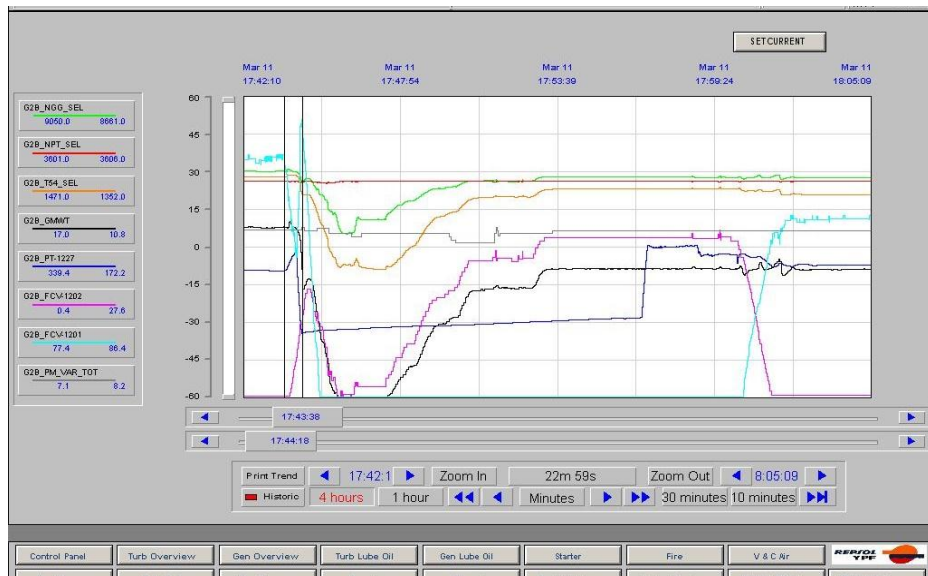


Figura 20.3. Tendencia de generación turbina A.

Fuente: REPSOL, HMI SOFTWARE INTOUCH elaborado por el autor (2015).

3.2.16 Turbina A, Abril 2015

Evento.- 02H00 se produce Shutdown del TR-1170A, personal de PIL supieron explicar que trabajando en el Rak 5, no estaba puenteado dicho compresor, luego de 10 minutos se normaliza, pero bajo la presión de gas a 200, 20H38 transferencia de combustible GAS a DIESEL por baja presión de gas sin novedades, a las 18h00 transferencia de combustible Diésel a Gas se va a shutdown la turbina TR-1170A.

Acción correctiva.- El PT 1227 se encontraba alarmado, razón por la cual se descomprime la línea y se da autorización para la transferencia, en ese momento ocurre el shutdown en cuestión, la condición de shutdown reportada por el sistema de control HMI de la turbina fue la siguiente: baja presión de combustible.

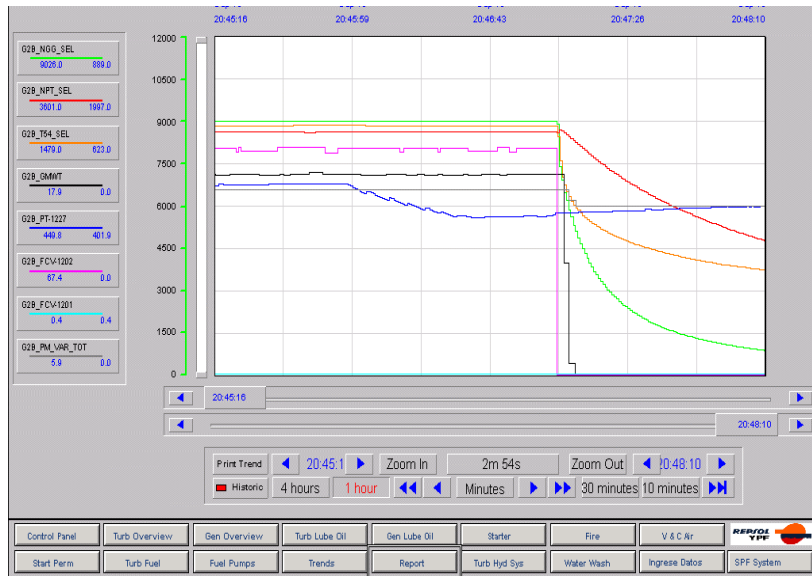


Figura 21.3. Tendencia de generación turbina A.

Fuente: REPSOL, HMI SOFTWARE INTOUCH elaborado por el autor (2015).

3.2.17 Turbina A, Junio 2015

Evento.- 11h00: Se produce shutdown de la unidad TR-1170A, libera toda la carga, la alarma que registra el HMI: monitor de gas, se ingresa a la turbina y se observa presencia de aceite en el piso y manta térmica del ducto de escape humedecida de aceite. Se detecta una fisura en la cañería de aceite que lubrica los cojinetes de la PT.

Acción correctiva.- Se procede a la limpieza del interior de la cabina y se realiza un highcrank para enfriamiento de la unidad. 12h52.

Secuencia de arranque a diésel, arranque fallido sin fuego, a las 15h06, nuevamente se realiza secuencia de arranque a DIESEL siendo exitoso, a las 19h27 se sincroniza la turbina y se asume carga, 22h00 se realiza transferencia de diésel a gas normalizando el sistema.



Figura 22.3. Cañería con fuga de aceite turbina A.

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

3.2.18 Turbina B, Agosto 2015

Evento.- 06H00 Se procede a realizar pruebas del compresor de gas TR-1170B Luego del Mantenimiento. Se estaba haciendo Transferencias de combustible para verificar su operación normal, con la TR-1170B trabajando con combustible Gas se detecta que perdió eficiencia debido a que estábamos con una carga de 15.6 MW y la PIC-2032 tenía una apertura del 6%, 14H29 Se detecta que la válvula de control de nivel de condensados del filtro Coalescer se quedó atascada y abierta por lo que al querer normalizar se produce una variación súbita en la presión de descarga de la segunda etapa llegando al set de SD lo que provoca que salga de operación el Compresor C-3121A y provoque la pérdida de suministro de combustible, la disminución de la carga en la TR-1170B. Se procede hacer TX a Diésel, se comunica por radio el shutdown del C-3121A a Generación Norte.

Acción correctiva.- Actúa la liberación de carga del sistema, se procede a reconocer y resetear las alarmas del HMI, la alarma que registra el C-3121A es: Alta presión de Descarga Scrubber, la TR-1170B registra la siguiente alarma en el HMI: LOW GAS SUPPLY PRESSURE por lo que libera la carga hasta 8.5 MW, ya sin presión de gas por la salida del C-3121A el HMI de la TR-1170B registra la siguiente alarma: ABORTO DE GAS, por lo que la TR-1170B libera toda la carga llegando hasta CERO MW, logra terminar la TX G=>D la TR-2170B y se procede a recuperar la carga de la misma subiendo hasta 14 MW, se procede a poner en línea el C-3121A, 19H00 se realiza la TX D=>G sin ningún inconveniente normalizando el sistema.

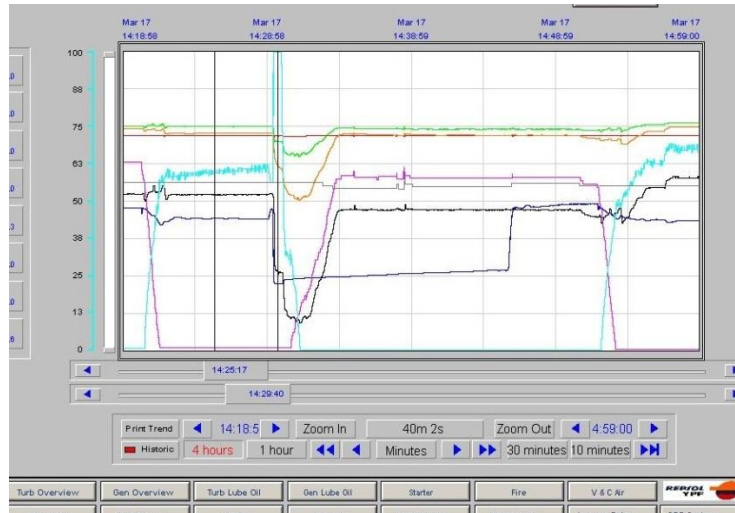


Figura 23.3. Tendencia de generación turbina B.

Fuente: REPSOL, HMI SOFDWARE INTOUCH elaborado por el autor (2015).

3.2.19 Turbina B, Septiembre 2015

Evento.- 09H00 Transferencia de combustible Gas a Diésel por baja presión de gas y alto nivel de condensados en los compresores, se verifica la condición del switch PSSHH-1226 en el WATCH WINDOW II el cual se encuentra en condición FALSE, 12h25 transferencia de combustible Diésel a Gas se va a shutdown la turbina TR-1170B, la condición de shutdown reportada por el sistema de control HMI de la turbina fue la siguiente: baja presión de gas.

Acción correctiva.- A las 15H29 se realiza el HIGH SPEED CRANK, a las 19H02 secuencia exitoso de arranque a Diésel de la turbina, a las 22H00 se sincroniza y se asume carga 16.6 MW.

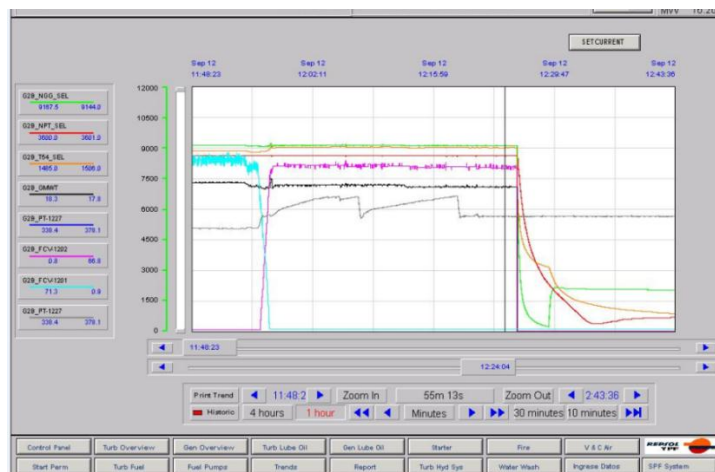


Figura 24.3. Tendencia de generación turbina B.

Fuente: REPSOL, HMI SOFDWARE INTOUCH elaborado por el autor (2015).

3.2.20 Turbina B, Octubre 2015

Evento.- 12H00 Se produce el Shutdown de la TR-1170B al cerrarse la SDV-101 en la línea de entrada de gas, se tiene esta señal de cierre al producirse un corto circuito en un fusible que protege la alimentación de los Reles del RIO 1 (PLC), aquí se encuentran las señales para las sirena de generación a GAS, SDV-101, otras SDV, la señal de shutdown en el historial es la siguiente: baja presión de gas de baja.

Acción correctiva.- Se procede a realizar un High Cranck para enfriamiento de la máquina, ingresar unidades Waukesha para la normalización del sistema Eléctrico, 19H53 se inicia con la secuencia de encendido de la Turbina, se verifica en campo que no exista ningún impedimento, se tiene arranque exitoso con Diésel, 24H02 se procede al Cierre del breaker y a la toma de carga para la normalización del sistema.

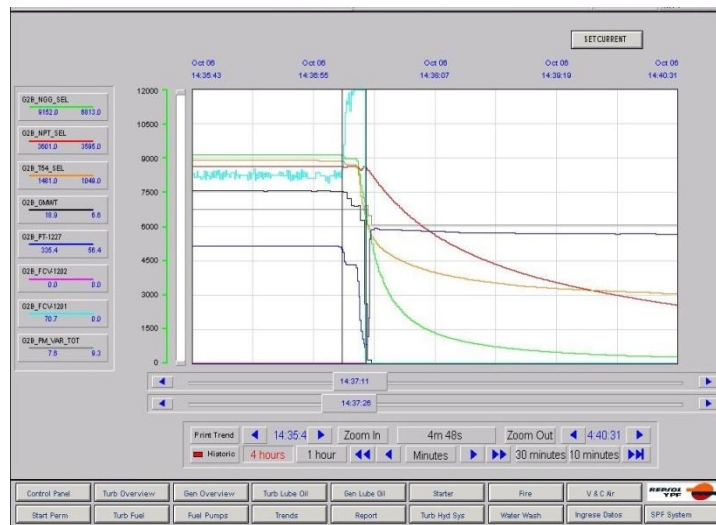


Figura 25.3. Tendencia de generación turbina B.

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

3.2.21 Turbina A, Noviembre 2015

Evento.- A la 01:00 de la mañana la turbina TR-1170A se encuentra en SD por lo que se verifica los paneles de control y se verifica que existen ciertas alarmas que son comunicadas en su momento.

Acción correctiva.- A las 11H00 se da secuencia de arranque a la unidad, y se tiene un arranque fallido por “Loss of flame”, se mueve el offset de la válvula de combustible FCV-11202 a 7.00 y se da un nuevo intento de arranque siendo exitoso. Al momento de revisar condiciones para

sincronizar la unidad se puede apreciar que existe una variación en la válvula de combustible y las presiones de combustible por lo que se decide apagar la unidad para realizar la limpieza de la válvula de combustible.

Se calibra la válvula de combustible quedando el Offset en 6.00 y el Gain en 0.66, una vez finalizada la limpieza de la válvula de combustible se procede a dar un nuevo arranque siendo exitoso, pero continua el problema de la variación de presiones y apertura de la válvula de combustible, por lo que se procede a calibrar la válvula controladora de presión de las bombas forward consiguiendo así de esta manera estabilizar dichas variaciones.

A las 19H00 se sincroniza la unidad y se procede a normalizar la generación del bloque.

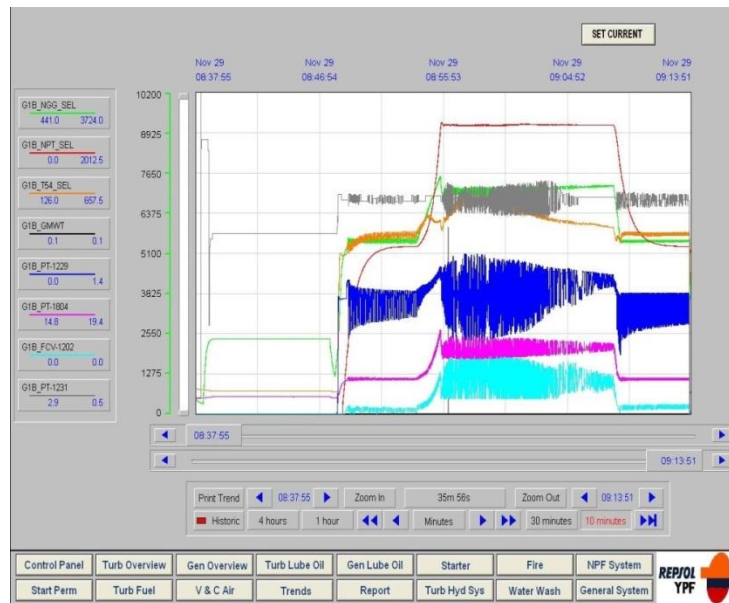


Figura 26.3. Tendencia de generación turbina A.

Fuente: REPSOL, HMI SOFDWARE INTOUCH elaborado por el autor (2015).

3.2.22 Turbina B, Diciembre 2015

Evento.- Se verifica en el HMI que se fueron a SD las 6 unidades Wartsila quedando únicamente en línea la unidad G-3170A, se fueron a SD los Compresores C-3121A/C-3020/C-3021/C-3022, verificación del enclosure de la Turbina y Generador Sin Novedades, se da un HIGH CRANK para enfriamiento de la misma.

Acción correctiva.- A las 15H17: Se procede a dar un intento de arranque a Diésel siendo este fallido sin fuego, 15H27, se procede a dar un intento de arranque a Diésel siendo este fallido sin fuego, 15H43 se procede a dar un intento de arranque a Diésel y se actúa en el OFFSET de la

válvula de Combustible FCV-1202 siendo este fallido sin fuego, 15H53: Se procede a dar un intento de arranque a Diésel y se actúa en el OFFSET de la válvula de Combustible FCV-1202 siendo este fallido sin fuego, 16H03, se procede a dar un intento de arranque a Diésel y se actúa en el OFFSET de la válvula de Combustible FCV-1202 siendo este exitoso con fuego, 16H29, se sincroniza la unidad y se cierra el breaker, toma carga normalmente y empiezan a arrancar equipos de procesos, 17H19:

Se pierde la carga súbitamente en la Turbina y la alarma que presenta en el HMI es la siguiente: GENERATOR BREAKER OPEN, se verifica en el HMI y también se va a SD la TR-1170A del NPF y se abre el F8, se coloca los Selectores en del turbina en ISOCH/LOAD, 23:00 se resetea las alarmas y se coordina con generación a Crudo la sincronización de la misma.

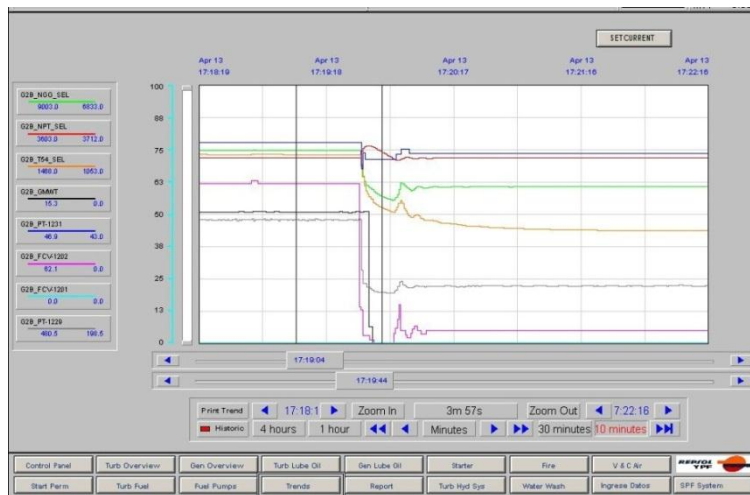


Figura 27.3. Tendencia de generación turbina B.

Fuente: REPSOL, HMI SOFWARE INTOUCH elaborado por el autor (2015).

3.3 Análisis de fallos ocurridos en las turbinas

3.3.1 Clasificación de los fallos por sistemas

En la siguiente tabla se detallan los fallos ocurridos a las turbinas TR-1170A y TR-1170B, en la cual también se describe los sistemas a los cuales pertenece cada uno de los fallos, con lo que se podrá canalizar las propuestas de mantenimiento necesarias para dichos fallos.

Tabla 2.3. Shutdowns ocurridos entre 2015 y 2016 en NPF

FECHA	EQUIPO	HORA S.S.D.	RESUMEN EVENTO	COMBUSTIBLE; LUBRICACIÓN; ENFRIAMIENTO	CÓDIGO FALLA
2014-02-03	TR-1170B	15	Bajo flujo de aceite	Lubricación	LUB
2014-03-18	TR-1170B	15	Válvula SOV en falla	Enfriamiento	ENB
2014-04-22	TR-1170A	16	Fallo en sistema de lubricación	Lubricación	LUA
2014-05-06	TR-1170A	13	Nivel de aceite	Enfriamiento	ENA
2014-06-28	TR-1170B	14	Falla válvula de control de combustible	Combustible	COB
2014-07-04	TR-1170B	17	Elevación de temperatura	Enfriamiento	ENB
2014-08-14	TR-1170A	9	Sobre Temperatura	Enfriamiento	ENA
2014-09-03	TR-1170B	16	Sobre velocidad de la turbina	Lubricación	LUB
2014-10-03	TR-1170B	12	Sensor de temperatura va 97.3°F a 160.1°F y se produce el SD porque se dispara a 140°F.	Enfriamiento	ENB
2014-12-11	TR-1170A	13	Alarmas de combustible	Combustible	COA
2015-01-14	TR-1170A	19	Sobrecalentamiento	Enfriamiento	ENA
2015-03-11	TR-1170A	12	Baja presión de gas	Combustible	COA
2015-04-18	TR-1170A	16	Baja presión de gas	Combustible	COA
2015-06-01	TR-1170A	11	Fuga de aceite	Lubricación	COA
2015-08-17	TR-1170B	13	Consumo de combustible	Combustible	COB
2015-09-12	TR-1170B	13	Baja presión de gas	Combustible	COB
2015-10-06	TR-1170B	12	Baja presión de gas	Combustible	COB
2015-11-29	TR-1170A	18	Variación en la válvula y presión de combustible	Combustible	COA

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

3.3.2 Fallos ocurridos en la turbina A

A primera vista se puede ver en la tabla anterior que el mayor número de fallos esta direccionado en el sistema de combustible, lo cual ya nos da una breve idea de que sistema es el que más fallos ha dado.

De los datos mencionados en el detalle de los fallos ocurridos, se ha extraído la parte numérica en la siguiente tabla, en donde se podrá apreciar incluso en porcentaje los fallos ocurridos en la turbina A.

Tabla 3.3. Eventos ocurridos en la turbina A.

TR-1170A	CANTIDAD DE EVENTOS	%	TIEMPO DE EVENTOS (horas)	%
Combustible	5	55,6%	70	55,1%
Enfriamiento	3	33,3%	41	32,3%
Lubricación	1	11,1%	16	12,6%
Total	9	100,0%	127	100,0%

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

De acuerdo a la tabla anterior, la turbina A tiene mayor cantidad fallos en el sistema de combustible, y el sistema que menor cantidad de fallos ha presentado es el sistema de lubricación.

3.3.3 Fallos ocurridos en la turbina B

En la tabla siguiente, se muestra los datos de los fallos ocurridos en la turbina TR-1170B, en la cual también se ven los porcentajes de los diferentes tipos de fallos ocurridos.

Tabla 4.3. Eventos ocurridos en la turbina B.

TR-1170B	CANTIDAD DE EVENTOS	%	TIEMPO DE EVENTOS (horas)	%
Combustible	4	44,4%	52	40,9%
Enfriamiento	3	33,3%	44	34,6%
Lubricación	2	22,2%	31	24,4%
Total	9	100,0%	127	100,0%

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

Al igual que en la turbina A, el sistema de combustible es el que más fallos ha tenido, y el que menos fallos ha tenido es el sistema de lubricación.

3.3.4 Total de fallos ocurridos en la turbinas A & B

Según la siguiente tabla, los fallos ocurridos en las turbinas expresan que el sistema de combustible es el de mayor ocurrencia, y el sistema de lubricación el que menos ha ocurrido.

Tabla 5.3. Total eventos ocurridos en turbinas A/B.

TR-1170A/B	CANTIDAD DE EVENTOS	%	TIEMPO DE EVENTOS (horas)	%
Combustible	8	44,4%	111	43,7%
Enfriamiento	6	33,3%	85	33,5%
Lubricación	4	22,2%	58	22,8%
Total	18	100,0%	254	100,0%

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

La tabla 5.3 muestra que del 100% de los fallos el sistema de combustible es el que mayor número de horas de fallo ha presentado.

3.3.5 *Total de fallos (sutdowns) en las turbinas*

El total de fallos que se han presentado en los últimos 24 meses es de 22 (2014-2015), y de ese total de fallos el 59% es de la turbina B.

Tabla 6.3. SHUTDOWNs ocurridos en turbinas A/B.

TURBINA	CANTIDAD DE SHUTDOWNs	%
TR-1170A	9	50,0%
TR-1170B	9	50,0%
TOTAL	18	100,0%

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

3.3.6 *Horas de mantenimiento correctivo en las turbinas*

Así como se vio en la tabla 6.3, la turbina B es la que más número de horas de mantenimiento correctivo ha tenido, con un total de 192 horas paralizadas en el periodo analizado.

Tabla 7.3. Horas trabajadas en las turbinas A/B

TURBINA	HORAS ESPERADAS EN EL PERIODO 2014-2015	HORAS PARADAS DE MAQUINA	%
TR-1170A	8160	127,0	50,0%
TR-1170B	8160	127,0	50,0%
TOTAL	16320	254,0	100,0%

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

La tabla 7.3 muestra que las horas paradas de las turbinas representaron el 2% del total de horas de funcionamiento esperadas, lo que representa el 2% de pérdida de producción esperada.

3.4 Jerarquización de los fallos de las turbinas de generación.

Según las tablas y datos vistos anteriormente, la jerarquización que se dará en este estudio será en función del número de horas falladas por sistema, quedando de la siguiente manera:

Tabla 8.3. Jerarquización de los fallos por sistemas.

SISTEMA	CANTIDAD FALLOS	DE	CRÍTICO, IMPORTANTE, TOLERABLE,
COMBUSTIBLE	8		CRITICO
ENFRIAMIENTO	6		IMPORTANTE
LUBRICACION	4		TOLERABLE

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

3.5 Pérdidas económicas en las paras de las turbinas

La siguiente tabla muestra la cantidad de pozos que cada turbina abastece de energía para la producción de crudo y cuanto representa en dólares para la empresa.

Tabla 9.3. Perdidas económicas por paras de las turbinas.

Turbina	Cantidad de pozos asignados	Producción diaria de cada pozo bls	Producción diaria de cada turbina en bls	Producción anual	Producción anual \$	Pérdida anual \$
TR-1170A	16	190	3040	1109600	41055200	638971,9
TR-1170B	21	115	2415	881475	32614575	507604,3
TOTAL	37	305	5455	1991075	73669775	1146576,2

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

La pérdida económica de las turbinas llega al 1.439.991, 3\$ tomando en cuenta que es el equivalente al 2% de la producción del periodo analizado, este 2 % es el valor de las horas que las turbinas han estado paradas por causa de alguno de los fallos analizados.

CAPÍTULO IV

4. APLICACIÓN DE RCM EN LAS TURBINAS GENERAL ELECTRIC.

La confiabilidad de un equipo conlleva el desarrollo de algunos pasos que son:

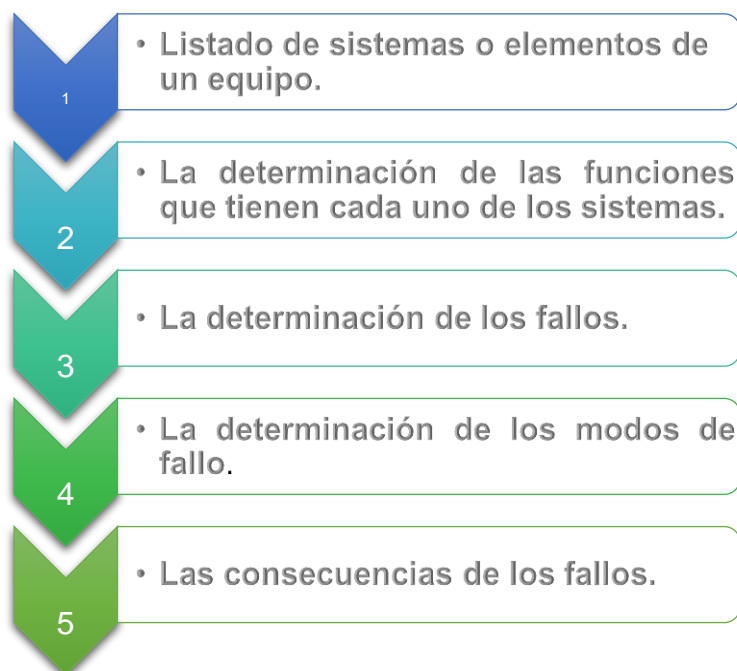


Figura 1.4. Secuencia de análisis de confiabilidad.

Fuente: RCM, elaborado por el autor (2015).

4.1 Listado de los sistemas de la turbina LM 2500

La aplicación del RCM se la aplicará a los sistemas mencionados en el capítulo anterior, y se dará tratamiento a los de mayor cantidad de horas de fallo.

Las turbinas GENERAL ELECTRIC poseen sistemas que deben ser entendidos a cabalidad por el personal de mantenimiento de la empresa, para que estos puedan ser administrados de mejor manera, a continuación se detallan un breve resumen del funcionamiento de cada uno de los sistemas pertenecientes a las turbinas.

4.1.1 *Sistema de combustible*

El sistema de combustible tiene la finalidad de suministrar diésel combustible (ASTM 2880-2GT) desde la salida del tanque diario T-1066 hasta la cámara de combustión de la turbina de

acuerdo al flujo especificado en la curva GP-8689-1-C2 con una tolerancia de $\pm 10\%$ por medio de elementos propios de la máquina y por componentes externos.

4.1.2 Sistema de enfriamiento y ventilación

El sistema de aire de combustión y ventilación del paquete turbina generador suministra aire filtrado para la combustión de la turbina y para la ventilación de los recintos de la turbina y del generador a través de un módulo de filtrado.

El aire que fluye al interior del paquete es limpiado y acondicionado por dos etapas de filtrado de aire localizados al frente del skid principal.

La entrada a los filtros y el flujo de aire dentro del compartimento están protegidos por mallas metálicas localizadas en la entrada para mantenerlos libre de insectos, basura y otros objetos grandes. Cada sección de filtrado tiene puertas de acceso iluminadas y pasillos para inspección y mantenimiento de los filtros.

4.1.3 Sistema de lubricación

La función principal del sistema de lubricación es lubricar y enfriar los cojinetes del generador de gas y turbina de potencia. Los cojinetes de la turbina son de tipo bola y de rodillo, son llamados cojinetes antifricción, los cuales se componen de un metal fundido como el babbitt o aluminio; el resto de partes del cojinete son de acero, estos cojinetes antifricción permiten operar a altas temperaturas.

El sistema de lubricación esta designado para mantener la temperatura del aceite de los cojinetes de la turbina bajo 300 F, debido a que las partes metálicas están sujetas a volúmenes masivos de gases calientes semejantes a 2100 F, que son transferidos a los cojinetes y los mismos que deben ser enfriados por el aceite.

El sistema de lubricación está compuesto por un reservorio de aceite, bombas, filtros, enfriadores, y dispositivos de seguridad de presión y temperatura para señales de alarma y disparo de la máquina.

Tabla 1.4. Códigos de los sistemas existentes

LISTADO	CÓDIGO
SISTEMA COMBUSTIBLE	SAH
SISTEMA ENFRIAMIENTO	SAC
SISTEMA LUBRICACIÓN	SLB

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

Como se vio en la tabla anterior también se le ha dado un código abreviado a cada uno de los sistemas para el trabajo que se llevara en adelante en el análisis de confiabilidad de las turbinas.

4.2 Funciones y especificaciones

Como primer paso de un mantenimiento centrado en confiabilidad, la normativa nos direcciona a que se detalle las funciones de cada uno de los sistemas o elementos que van a ser estudiados, todos los ítems mencionados anteriormente serán parte del estudio de confiabilidad de la turbina, y se presentan a continuación.

4.2.1 *Funciones del sistema de combustible*

El sistema de combustible tiene la finalidad de suministrar diésel combustible (ASTM 2880-2GT) desde la salida del tanque diario T-1066 hasta la cámara de combustión de las turbinas, sus funciones principales se detallan a continuación.

Tabla 2.4. Funciones principales del sistema de combustible.

ITEM	FUNCIÓN	ITEM	FUNCIÓN
1	Suministrar diésel desde la salida del tanque diario T-1066 hasta la cámara de combustión de acuerdo a la curva GP-8689-1-C2 con una desviación de +/- 10%.	32	Indicar la presión de succión de la bombas booster A con un error máximo del 10%.
2	Lucir aceptable los equipos del sistema.	33	Indicar la presión de la línea principal de succión de las bombas booster con un error máximo del 10%.
3	Visualizar la identificación de los equipos del sistema.	34	Transmitir una señal de alarma al sistema de control si la presión de succión de las bombas booster baja a 10 psig.
4	Permitir aislar la instrumentación para acciones de mantenimiento.	35	Transmitir una señal al sistema de control para monitoreo de la presión de succión de las bombas booster con un error máximo del 10%.
5	Permitir el libre flujo de la línea de retorno al tanque diario.	36	Transmitir una señal de alarma si la presión de descarga de las bomba booster A no supere los 90 psig al arranque.
6	Impedir el acceso libre a los acoples de las bombas.	37	Permitir bloquear el suministro de combustible al skid principal.
7	Transmitir una señal de alarma al sistema de control cuando la presión de succión de las bombas forwarding cae a 3 psig.	38	Retener impurezas de hasta 100u a la entrada del skid principal.
8	Indicar la presión de succión de las bombas forwarding con un error máximo del +/-10%.	39	Separar partículas del combustible mayores a 10u a la entrada de la válvula FCV-1202.
9	Permitir aislar el skid de las bombas forwarding del sistema.	40	Permitir direccionar el flujo de combustible a uno de los dos filtros de alta presión.
10	Permitir aislar el skid de las bombas forwarding del sistema.	41	Indicar la presión diferencial de los filtros de alta presión con un error máximo del 10%.
11	Retener impurezas de hasta 100u en la succión de las bombas forwarding.	42	Transmitir una señal de alarma al sistema de control si la presión diferencial de los filtros de alta presión alcanza los 40 psid.
12	Retener impurezas de hasta 100u en la succión de las bombas forwarding.	43	Aliviar la presión de la línea de entrada al skid principal si esta supera los 1100 psig.
13	Transferir combustible a una rata de 42 gpm a una presión mínima de 50 psig desde el tanque diario hasta la descarga de las bombas forward.	44	Indicar la presión de la línea de entrada al skid principal con un error máximo del 10%.
14	Transferir combustible a una rata de 42 gpm a una presión mínima de 50 psig desde el tanque diario hasta la descarga de las bombas forward	45	Transmitir una señal de paro al sistema de control si la presión en la línea de entrada al skid principal no supera los 90 psig al arranque de

	cuando la bomba forwarding A entre en falla.		la unidad o cuando cae bajo los 40 psig en funcionamiento normal.
15	Aliviar la presión de la descarga de las bombas forwarding cuando alcance los 60 psig.	46	1) Transmitir una señal al sistema de control para monitorear la temperatura del combustible.
16	Aliviar la presión de la descarga de las bombas forwarding cuando alcance los 60 psig.	47	Permitir el suministro de combustible al skid principal en respuesta a una señal del sistema de control.
17	Controlar la presión de descarga de las bombas forwarding a 50 psig.	48	Permitir el suministro de combustible al manifold de combustible en respuesta a una señal del sistema de control.
18	Indicar la presión de descarga de las bombas forwarding con un error máximo del 10%.	49	Deshabilitar el sistema de bypass de la FCV-1202 en respuesta a una señal del sistema de control.
19	Separar partículas de agua del combustible y filtrar el mismo en 20u a la entrada de los prefiltros.	50	Drenar el combustible remanente del tramo comprendido entre la SOV-1211 y el manifold de combustible en respuesta a una señal del sistema de control.
20	Permitir aislar el filtro F-1803.	51	Transmitir una señal al sistema de control para monitorear el flujo de ingreso al manifold de combustible con un error máximo del 10%.
21	Permitir direccionar el flujo de combustible desde el skid de las bombas forwarding hasta el ingreso de los prefiltros evitando el filtro F-1803.	52	Transmitir una señal al sistema de control para monitorear la presión de entrada al manifold de combustible con un error máximo del 10%.
22	Permitir despresurizar, drenar y ventear el portafiltro F-1803.	53	Drenar líquidos presentes en el exhaust de la turbina en respuesta a la presión de la octava etapa de compresión del compresor de aire de la turbina.
23	Separar partículas de agua del combustible y filtrar el mismo en 10u a la entrada de las bombas booster.	54	Direccionar los líquidos del exhaust de la turbina hacia la línea colectora de drenajes.
24	Permitir direccionar el flujo de combustible a uno de los dos prefiltros.	55	Permitir aislar los drenajes del sistema de combustible de la línea colectora.
25	Indicar la presión diferencial de los prefiltros con un error máximo del 10%.	56	Controlar la demanda de combustible a la cámara de combustión en respuesta a una señal del sistema de control.
26	Transmitir una señal de alarma al sistema de control si la presión diferencial de los prefiltros alcanza los 20 psid.	57	Transmitir una señal de posición mínima de la FCV-1202 al sistema de control al arranque de la unidad.
27	Transferir el combustible suministrado por los prefiltros a una	58	Transmitir una señal de posición mínima de la FCV-1202 al sistema

	rata de 40 gpm y una presión superior a 100 psig.		de control al arranque de la unidad.
28	Permitir aislar del sistema una de las dos bombas booster.	59	Distribuir el caudal de combustible a los inyectores.
29	Retener impurezas de hasta 100u en la succión de las bombas booster.	60	Atomizar el combustible dentro de la cámara de combustión.
30	Retener impurezas de hasta 100u en la succión de las bombas booster.	61	Indicar la presión diferencial del filtro F-1803 con un error máximo del 10%.
31	Aliviar la presión de descarga de la bomba booster A cuando alcance los 1100 psig.		

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

En la figura 2.4 se muestra el esquema grafico del proceso del sistema de combustible de las turbinas.

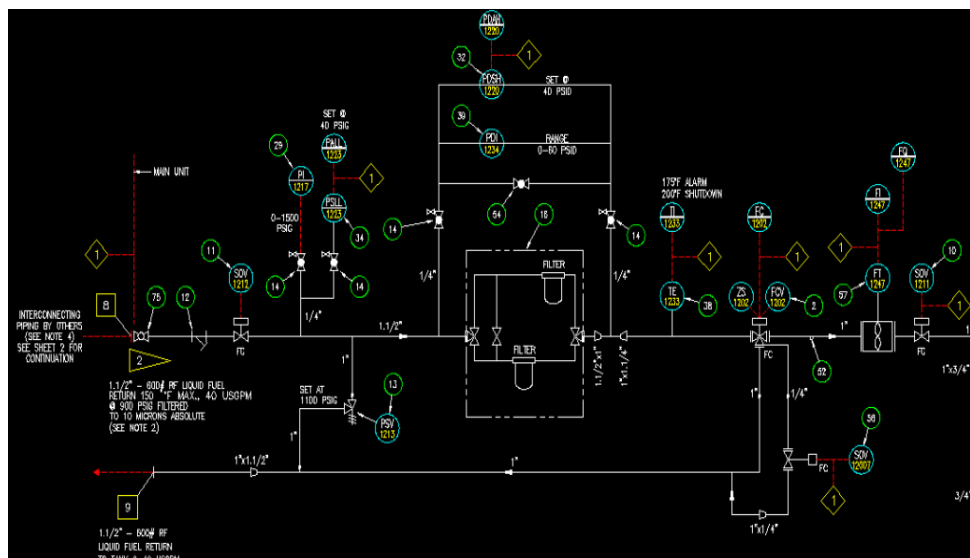


Figura 2.4. Diagrama de flujo sistema de combustible de GE LM2500

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

4.2.2 Funciones del sistema de enfriamiento

Este sistema del paquete turbina generador suministra aire filtrado para la combustión de la turbina y para la ventilación de los recintos de la turbina y del generador a través de un módulo de filtrado, también posee las siguientes funciones:

Tabla 3.4. Funciones principales del sistema de enfriamiento.

ITEM	FUNCIÓN	ITEM	FUNCIÓN
1	Suministrar alrededor de 180000 CFM de aire filtrado con un diferencial menor a 5 pulgadas de agua.	12	Transmitir una señal de paro al sistema de control si la presión diferencial en el silenciador alcanza 4 pulgadas de agua.
2	Mantener la temperatura en la parte inferior del recinto de la turbina a menos de 140°F.	13	Indicar la temperatura de la parte superior del recinto de la turbina en el HMI.
3	Extraer 30000 CFM del compartimento de la turbina a una velocidad menor de 20 pies/s.	14	Activar el motor en reserva cuando la temperatura en la parte superior del recinto de la turbina alcanza los 200° F.
4	Mantener la temperatura en la parte inferior del recinto de la turbina a menos de 140°F cuando el motor en operación entra en falla.	15	Indicar la temperatura de la parte inferior del recinto de la turbina en el HMI.
5	Mantener la temperatura en el recinto del generador a menos de 125°F.	16	Enviar una señal de alarma al sistema de control si el flujo en el ducto del ventilador de la turbina que se encuentra en operación cae por debajo del 25 % de su capacidad.
6	Suministrar aire en un valor superior al 25 % de la capacidad del ventilador en operación.	17	Transmitir una señal de alarma al sistema de control si la presión diferencial entre el recinto del generador y la turbina cae a 0.1 pulgadas de agua.
7	Mantener la temperatura en el recinto del generador a menos de 125°F cuando los motores en operación entran en falla.	18	Transmitir una señal de alarma al sistema de control si el flujo en los ductos de alimentación de aire a la cabina del generador cae por debajo del 25 % de su capacidad.
8	Extraer sólidos retenidos en los separadores ciclónicos.	19	Transmitir una señal al sistema de control para monitorear la temperatura de los bobinados del estator del generador.
9	Indicar la presión diferencial de los filtros de aire con un error máximo del 10%.	20	Transmitir una señal al sistema de control para monitorear la temperatura de aire de enfriamiento de la excitatriz.
10	Transmitir una señal de alarma al sistema de control si la presión diferencial de los filtros de aire supera las 5 pulgadas de agua.	21	Transmitir una señal al sistema de control para monitorear la temperatura de aire de salida del recinto del generador.
11	Transmitir una señal de paro al sistema de control si la presión diferencial de los filtros de aire alcanza 8 pulgadas de agua.	22	Transmitir una señal al sistema de control para monitorear la temperatura superior del recinto del generador.

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

La figura 3.4 muestra el proceso que tiene el sistema de ventilación.

6	Indicar las magnitudes de temperaturas de operación mediante indicadores locales.	22	Permitir direccionar el flujo de aceite hacia uno de los intercambiadores de calor.
7	Permitir aislar la instrumentación de presión para acciones de mantenimiento.	23	Permitir el flujo de aceite a través del enfriador seleccionado cuando la temperatura sea mayor a 140 F y enviar al reservorio cuando sea menor a 140F.
8	Contener el aceite lubricante en el sistema.	24	Permitir el barrido de aceite de los cojinetes y caja de engranajes.
9	Mantener la temperatura a 90 +/- 8 °F en el tanque de almacenamiento cuando la turbina se encuentra en reserva.	25	Retener partículas mayores a 0.030 pulg en la bomba de scavenge.
10	Ser capaz de transmitir una señal de alarma si la temperatura del aceite en el tanque reservorio es inferior a 70F.	26	Permitir presurizar y enfriar el sumidero A, B, C y D con aire de la octava etapa.
11	Ser capaz de transmitir una señal de alarma si el nivel de aceite en el tanque es inferior a 12" por debajo de la brida de montaje del switch LSL-110.	27	Evitar que los gases del aceite se inflamen.
12	Permitir la visualización del nivel de aceite en el tanque reservorio.	28	Detectar partículas metálicas presentes en el aceite lubricante G-2170B.
13	Permitir el venteo del tanque cuando la presión exceda de 4 PSI.	29	Permitir extraer adecuadamente muestras de aceite.
14	Permitir direccionar el flujo de aceite a través de uno de los elementos de filtrado.	30	Identificar la dirección de flujos de aceite en el sistema.
15	Permitir ventear los elementos de filtrado.	31	Permitir aislar el enfriador para mantenimiento y/o reparación.
16	No permitir el paso de partículas mayores a 6um a la entrada del skid principal.	32	Visualizar la identificación de los dispositivos del sistema.

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

En la figura 4.4 se observa el diagrama de flujo del sistema de lubricación.

8	Transmite la señal cuando la presión cae a un valor diferente de 3 psig.	20	No separa partículas de agua ni sólidos de 20u.
9	No indica la presión.	21	No permite aislar los filtros.
10	Indica la presión con un error mayor al +/-10%.	22	No permite direccionar el flujo.
11	No permite aislar el skid.	23	No permite despresurizar, drenar ni ventear el filtro.
12	No permite aislar las bombas.	24	No separa partículas de agua ni partículas de 10u.

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

4.3.2 Fallos del sistema de enfriamiento

Este sistema básicamente entra en fallo cuando deja de enfriar a la turbina y cuando deja de cumplir algunos de los siguientes ítems detallados en la tabla 6.4.

Tabla 6.4. Fallos del sistema de enfriamiento.

ITEM	FUNCIÓN	ITEM	FUNCIÓN
1	Suministra aire filtrado con un valor igual o mayor a 5 pulgadas de agua en la etapa de filtrado.	12	Transmite la señal en un valor diferente a 5 pulgadas de agua.
2	No mantiene la temperatura por debajo de 140°F.	13	No transmite la señal al sistema de control si la presión diferencial de los filtros de aire alcanza 8 pulgadas de agua.
3	Extrae a una velocidad menor de 20 pies/s.	14	Transmite la señal si la presión es diferente a 8 pulgadas de agua.
4	No mantiene la temperatura por debajo de 140°F cuando el motor en operación entra en falla.	15	No transmite la señal.
5	No mantiene la temperatura por debajo de 125°F.	16	Transmite la señal si la presión es diferente a 4 pulgadas de agua.
6	No suministra aire en un valor superior al 25 % de la capacidad del ventilador en operación.	17	No indica la temperatura.
7	No mantiene la temperatura en el recinto del generador por debajo de 125°F cuando los motores en operación entran en falla	18	No arranca el motor en reserva cuando la temperatura en la parte superior del recinto de la turbina alcanza los 200° F.
8	No extrae los sólidos retenidos en los separadores ciclónicos.	19	Transmite la señal si el flujo en el ducto es diferente al 25 % de la capacidad del ventilador.
9	Indica la presión con un error mayor al +/-10%	20	Transmite la señal si la presión es diferente a 0.1 pulgadas de agua.
10	No indica la presión.	21	No transmite la señal si el flujo en los ductos de alimentación de aire a la cabina del generador cae por debajo del 25 % de su capacidad.

11	No transmite la señal al sistema de control si la presión diferencial de los filtros de aire supera las 5 pulgadas de agua.	22	Transmite la señal si el flujo es diferente al 25% de la capacidad del ventilador.
----	---	----	--

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

4.3.3 Fallos del sistema de lubricación.

Este sistema tiene fallos básicamente en lo concerniente al aceite que este tiene que hacer circular a lo largo de la turbina y se lo ve en la tabla 7.4.

Tabla 7.4. Fallos en el sistema de lubricación.

ITEM	FUNCIÓN	ITEM	FUNCIÓN
1	No suministra aceite.	18	Permite el paso de partículas mayores a 6 um a la entrada del skid principal.
2	Suministra aceite a los cojinetes del generador de gas, turbina y caja de engranajes a una presión menor a 40 PSI.	19	Incapaz de transmitir una señal de alarma si la presión diferencial de los filtros alcanza 20 PSID.
3	Suministra aceite a los cojinetes del generador de gas, turbina y caja de engranajes a una presión mayor a 50 PSI.	20	No transmite una señal de alarma si la temperatura del aceite en la descarga de la bomba de scavenge alcanza los 200 F.
4	No permite filtrar partículas de 6um del aceite de lubricación descargado desde el sistema interno.	21	Transmitir señales erróneas.
5	No permite desairar el aceite de lubricación descargado desde el sistema interno.	22	Incapaz de transmitir una señal de temperatura del aceite en los sumideros y no emite señales de: alarma a los 300°F y disparo a los 340°F.
6	No permite la visualización de las magnitudes de presiones de operación mediante indicadores locales.	23	Incapaz de transmitir una señal de alarma si la presión de aceite de scavenge sube a 110 PSI.
7	No permite la visualización de las magnitudes de temperatura de operación mediante indicadores locales.	24	Incapaz de transmitir una señal de alarma si la presión diferencial de los filtros alcanza 20 PSID y S/D a 25 PSID.
8	No permite aislar la instrumentación de presión para acciones de mantenimiento.	25	Incapaz de direccionar el flujo de aceite hacia unos de los intercambiadores de calor.
9	No contiene el aceite.	26	No permite el flujo de aceite a través del enfriador seleccionado cuando la temperatura sea mayor a 140F y no envía al reservorio cuando sea menor a 140F.
10	No mantiene la temperatura a 90 +/- 8 °F en el tanque de almacenamiento cuando la turbina se encuentra en reserva.	27	No permite el barrido de aceite de los cojinetes y caja de engranajes.

11	Incapaz de transmitir una señal de alarma si la temperatura del aceite en el tanque reservorio es inferior a 70F.	28	No retiene partículas mayores a 0.030 pulg en la bomba de scavenge.
12	Incapaz de transmitir una señal de alarma si el nivel de aceite en el tanque es inferior a 12 " por debajo de la brida de montaje del switch de bajo nivel.	29	No evita que los gases se inflamen.
13	No permite la visualización del nivel de aceite en el tanque reservorio.	30	No detecta partículas metálicas presentes en el aceite lubricante.
14	No permite el venteo del tanque cuando la presión exceda de 4 PSI.	31	No permite extraer adecuadamente muestras de aceite.
15	No permite el venteo.	32	No permite la identificación de la dirección de flujo de aceite en el sistema.
16	No permite direccionar el flujo de aceite a través de uno de los elementos de filtrado.	33	No permite aislar el enfriador para mantenimiento y/o reparación.
17	No permite ventear los elementos de filtrado.	34	No permite visualizar la identificación de los dispositivos del sistema.

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

4.4 Determinación de los modos de fallo

La determinación de los modos de fallo es básicamente encontrar la causa por la cual ha ocurrido un fallo, si se desea hacer un análisis más profundo, se puede incluso buscar una causa a cada causa ya establecida, según como sea conveniente para la empresa, sin que esto lleve a grandes pérdidas de tiempo o dinero.

4.4.1 Modos de fallo del sistema de combustible

Los modos de fallo que se tienen para el sistema de combustible son los que se muestran en la tabla 8.4.

Tabla 8.4. Modos de fallo sistema de combustible.

ITEM	FUNCIÓN	ITEM	FUNCIÓN
1	Válvula manual de entrada del skid forwarding cerrada.	98	Manómetro PDI-1803 descalibrado.
2	Válvula manual de salida del skid forwarding cerrada.	99	Válvulas de entrada y salida de los filtros F-1803 averiadas en posición abierta.
3	Válvulas manuales de succión de las dos bombas forwarding cerradas.	100	Válvula de bypass de los filtros F-1803 averiada en posición cerrada.
4	Válvulas manuales de descarga de	101	Válvulas de venteo y drenaje

	las dos bombas forwarding cerradas.		averiadas en posición cerrada.
5	Motores de las dos bombas forwarding apagados.	102	Prefiltros rotos.
6	Motores de las dos bombas forwarding sin energía.	103	Válvula direccionadora de flujo de los prefiltros averiada.
7	Motores de las dos bombas forwarding corto circuitados.	104	Manómetro PDI-12033 averiado.
8	Rodamientos de los dos motores de las bombas forwarding atascados.	105	Válvulas de mantenimiento del manómetro PDI-12033 mal posicionadas.
9	Contactos del contactor de los arrancadores de los dos motores de las bombas forwarding averiados.	106	Manómetro PDI-12033 descalibrado.
10	Rele de sobre corriente de los dos motores de las bombas forwarding averiados.	107	Switch PDSH-12035 averiado.
11	Fusibles del arrancador de los dos motores de las bombas forwarding abiertos.	108	Válvulas de mantenimiento del switch PDSH-12035 mal posicionadas.
12	Acople motor/bomba de las dos bombas forwarding rotos.	109	Switch PDSH-12035 descalibrado bajo los 20 PSID.
13	Válvula manual de entrada del skid F-1803 cerrada.	110	Switch PDSH-12035 descalibrado sobre los 20 PSID.
14	Válvula manual de salida del skid F-1803 cerrada.	111	Circuito del switch PDSH-12035 abierto.
15	Válvula manual de succión de la bomba booster A cerrada.	112	Motor de la bomba booster A apagado.
16	Válvula manual de descarga de la bomba booster A cerrada.	113	Motor de la bomba booster A desenergizado.
17	Motor de la bomba booster A apagado, Motor de la bomba booster A sin energía.	114	Motor de las bombas booster A cortocircuitado.
18	Motor de la bomba booster A cortocircuitado.	115	Rodamientos de la bombas booster A atascados.
19	Rodamiento del motor de la bomba booster A atascado.	116	Contactador del arrancador del motor de la bomba booster A averiado.
20	Contactador del arrancador del motor de la bomba booster A averiado.	117	Relé de sobre corriente del motor de la bomba booster Averiado.
21	Rele de sobre corriente del motor de la bomba booster A averiado.	118	Fusibles del arrancador del motor de la bomba booster A abiertos.
22	Fusibles del arrancador del motor de la bomba booster A abiertos.	119	Acople motor/bomba de la bomba booster A rotos.
23	Acople roto de motor/bomba de la bomba booster A	120	Válvulas de succión y descarga de las bombas booster averiadas en posición abierta.
24	Válvula manual de entrada al skid principal cerrada.	121	Strainer de las bombas booster inexistente.
25	Válvula solenoide SOV-1212 averiada.	122	Strainer de las bombas booster roto.
26	Circuito de la válvula SOV-1212 abierto.	123	Válvulas PSV-1213A trabada en posición cerrada.
27	Válvula solenoide SOV-1211	124	Válvula PSV-1213A descalibrada

	averiada.		sobre los 1100 psig.
28	Circuito de la válvula SOV-1211 abierto.	125	Válvula PSV-1213A descalibrada bajo los 1100 psig.
29	Válvula check de la descarga de las bomba booster A instalada en dirección contraria.	126	Manómetro PI-12023 averiado.
30	Sistema de control en falla.	127	Válvula de mantenimiento del manómetro PI-12023 cerrada.
31	Filtros F-1803 obstruidos.	128	Manómetro PI-12023 descalibrado.
32	Prefiltros obstruidos.	129	Manómetro PI-1216 averiado.
33	Filtros de alta presión obstruidos.	130	Válvula de mantenimiento del PI-1216 cerrada.
34	Válvula de seguridad PSV-1259 trabada en posición abierta.	131	Manómetro PI-1216 descalibrado
35	Válvula de control PCV-12004 descalibrada bajo los 50 psig.	132	Switch PSL-1221 averiado.
36	Válvulas de drenaje de los filtros F-1803 abierta.	133	Válvula de mantenimiento del switch PSL-1221 cerrada.
37	Válvula de seguridad PSV-1213A trabada en posición abierta.	134	Switch PSL-1221 descalibrado bajo los 10 psig.
38	Válvula de seguridad PSV-1213 trabada en posición abierta.	135	Switch PSL-1221 descalibrado sobre los 10 psig.
39	Lazo de control de la válvula de combustible FCV-1202 descalibrado. Válvula FCV-1202 averiada	136	Circuito del switch PSL-1221abierto.
40	Válvula solenoide SOV-12007 averiada	137	Transmisor PT-1231 averiado.
41	Circuito de la válvula solenoide SOV-12007 abiert	138	Circuito abierto del transmisor PT-1231.
42	Manifold de combustible roto, Tubos J rotos.	139	Válvula manual de mantenimiento del PT-1231 cerrada.
43	Toberas taponadas.	140	Transmisor PT-1231 descalibrado.
44	Conector de suministro de toberas rotas.	141	Switch PSL-12027 averiado, Circuito del switch PSL-12027 abierto.
45	Tubería del sistema rota.	142	Válvula de mantenimiento del PSL-12027 cerrada.
46	Empaques de bridas deteriorados.	143	Switch PSL-12027 descalibrado bajo los 90 psig.
47	Prefiltros mal venteados.	144	Switch PSL-12027 descalibrado sobre los 90 psig.
48	Filtros de alta mal venteados.	145	Válvula averiada en posición abierta.
49	Filtros F-1803 mal venteados.	146	Strainer del skid principal inexistente.
50	Tubería del sistema obstruida.	147	Strainer del skid principal roto.
51	Tubería en el sistema rota.	148	Filtro de alta presión roto.
52	Empaques de bridas deteriorados.	149	Válvula de tres vías de los filtros de alta averiada.
53	Sellos de las bombas forwarding deteriorados.	150	Manómetro PDI-1234 averiado.
54	Sellos de la bomba booster A	151	Válvulas de mantenimiento del

	deteriorados.		PDI-1234 mal posicionadas.
55	Empaques de portafiltros deteriorados.	152	Manómetro PDI-1234 descalibrado.
56	Identificación deteriorada, Identificación inexistente, Identificación inaccesible.	153	Switch PDSH-1220 averiado.
57	Válvulas de aislamiento dañadas.	154	Válvula de mantenimiento del PDSH-1220 mal posicionadas.
58	Válvulas manuales de entrada al tanque diario cerradas. Protección de Switch PSL-12073 averiado.	155	Switch PDSH-1220 descalibrado bajo los 40 psid. Switch PDSH-1220 descalibrado sobre los 40 psig.
59	Válvula de mantenimiento del switch PSL-12073 cerrada.	156	Circuito del switch PDSH-1220 abierto.
60	Switch PSL-12073 descalibrado bajo los 3 psig bajando.	157	Válvula PSV-1213 trabada en posición cerrada.
61	Switch PSL-12073 descalibrado sobre los 3 psig bajando.	158	Válvula PSV-1213 descalibrada sobre los 1100 psig.
62	Circuito del switch PSL-12073 abierto.	159	Válvula PSV-1213 descalibrada bajo los 1100 psig.
63	Manómetro PI-12073 averiado.	160	Manómetro PI-1217 averiado.
64	Válvula de mantenimiento del PI-12073 cerrada.	161	Válvula de mantenimiento cerrada.
65	Manómetro PI-12073 descalibrado.	162	Manómetro PI-1217 descalibrado.
66	Válvulas de entrada y salida de las bombas forwarding averiadas en posición abierta.	163	Switch PSL-1223 averiado.
67	Válvulas manuales de succión y descarga de las bombas forwarding averiadas en posición abierta.	164	Circuito del switch PSL-1223 abierto.
68	Strainer de las bombas forwarding inexistente.	165	Válvula de mantenimiento del switch PSL-1223 cerrada.
69	Strainer de las bombas forwarding roto.	166	Switch PSL-1223 descalibrado sobre el set, Switch PSL-1223 descalibrado bajo el set.
70	Motor de la bomba forwarding A apagado.	167	Sensor TE-1233A/B averiado, Circuito de la TE-1233A/B abierto.
71	Motor de la bomba forwarding A sin energía.	168	Válvula SOV-1212 averiada.
72	Motor de la bomba forwarding A en cortocircuito.	169	Válvula SOV-1211 averiada, Circuito abierto de la válvula SOV-1211.
73	Rodamientos del motor de la bomba forwarding A atascado.	170	Válvula SOV-12007 averiada, Circuito abierto de la válvula SOV-12007.
74	Contactos del contactor del arrancador del motor de la bomba forwarding A averiado.	171	Válvula SOV-1210 averiada, Circuito abierto de la válvula SOV-1210.
75	Relé de sobre corriente de motor de la bomba forwarding A averiado.	172	Válvula manual de línea colectora de drenajes cerrada.
76	Fusibles del arrancador del motor de la bomba forwarding A abiertos.	173	Transmisor FT-1247 averiado.
77	Acople roto de motor/bomba de la	174	Amplificador XX averiado,

	bomba forwarding Ha.		Totalizador FT-1247 averiado, Convertidor XX V/I averiado.
78	Motor de la bomba forwarding B apagado.	175	Factor de corrección del FT-1247 mal seteado.
79	Motor de la bomba B desenergizado.	176	Transmisor PT-1229 averiado, Circuito abierto del transmisor PT-1229.
80	Motor de la bomba B cortocircuitado.	177	Válvula manual de mantenimiento del PT-1229 cerrada.
81	Rodamientos del motor de la bomba forwarding B atascados.	178	Válvula FCV-1205 averiada, Línea de drenaje obstruida.
82	Contactos del contactor del arrancador del motor de la bomba forwarding B averiado.	179	Válvula check de la línea colectora de drenajes del exhaust averiada.
83	Relé de sobre corriente del motor de la bomba forwarding B averiado.	180	Válvula manual de la línea colectora de drenajes cerrada.
84	Fusibles del arrancador del motor de las bomba forwarding B abiertos.	181	Válvula check de la línea colectora de drenajes del exhaust averiada.
85	Acople motor/bomba del motor de la bomba forwarding B roto.	182	Válvula manual averiada en posición cerrada.
86	Switch PSL-1221 averiado.	183	Válvula FCV-1202 averiada, Circuito de la válvula FCV-1202 abierto.
87	Válvula PSV-1259 trabada en posición cerrada.	184	Sistema hidráulico averiado, Lazo de FCV-1202 descalibrada.
88	Válvula PSV-1259 descalibrada sobre los 60 psig.	185	Amplificador de corriente de la válvula averiado.
89	Válvula PSV-1259 descalibrada bajo los 60 psig.	186	Switch ZS-1202 averiado, Circuito del switch ZS-1202 abierto, Switch ZS-1202 descalibrado.
90	Válvula PCV-12004 averiada.	187	Switch ZS-1202 descalibrado.
91	Válvula PCV-12004 descalibrada bajo los 50 psig.	188	Manifold de combustible roto. Toberas taponadas.
92	Manómetro PI-1258 averiado.	189	Convertidor xx V/I descalibrado
93	Válvula de mantenimiento cerrada del manómetro PI-1258.	190	Lazo del circuito del flujo de combustible abierto.
94	Manómetro PI-1258 descalibrado.	191	Transmisor PT-1229 descalibrado.
95	Filtros F-1803 rotos.	192	Circuito abierto de la válvula SOV-1212.
96	Manómetro PDI-1803 averiado.	193	Amplificador de corriente de la válvula descalibrado.
97	Válvulas de mantenimiento del manómetro PDI-1803 mal posicionadas.	194	Los acoples motor-bomba inexistentes

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

4.4.2 Modo de fallo del sistema de enfriamiento.

Los modos de fallo del sistema de enfriamiento se lo aprecian en la tabla 9.4.

Tabla 9.4. Modos de fallo sistema de enfriamiento.

ITEM	FUNCIÓN	ITEM	FUNCIÓN
1	Separadores inerciales saturados.	33	Motor en operación cortocircuitada.
2	Separadores de humedad saturados.	34	Rodamientos del motor en operación atascados.
3	Filtros barrier saturados.	35	Arrancador del motor en operación averiado.
4	Motor en operación desenergizado manualmente.	36	Manómetro PDI-1404 descalibrado.
5	Rodamientos del motor en operación frenados por falta de lubricación.	37	Manómetro PDI-1404 averiado.
6	Rodamientos del motor en operación frenados por desgaste.	38	Switch PDSH-1405 averiado.
7	Daño en los bobinados del motor.	39	Circuito del switch PDSH-1405 en corto, Switch PDSH-1405 descalibrado sobre las 5 pulgadas de agua.
8	Bandas de transmisión del motor en operación rotas.	40	Switch PDSH-1405 descalibrado bajo las 5 pulgadas de agua.
9	Bandas de transmisión del motor en operación flojas.	41	Switch PDSHH-1406 averiado, Circuito del switch PDSHH-1406 en corto.
10	Motor en reserva apagado.	42	Switch PDSHH-1406 descalibrado bajo las 8 pulgadas de agua, Switch PDSHH-1406 descalibrado sobre las 8 pulgadas de agua.
11	Motor en reserva desenergizado.	43	Switch PDSHH-1465 averiado, Circuito del switch PDSHH-1465 en corto.
12	Motor en reserva cortocircuitado.	44	Switch PDSHH-1465 descalibrado bajo las 4 pulgadas de agua, Switch PDSHH-1465 descalibrado sobre las 4 pulgadas de agua.
13	Rodamientos del motor en reserva atascados por falta de lubricación.	45	Sensor TE-1466A/B averiado, Circuito de la TE-1466A/B abierto.
14	Bandas de transmisión del motor en reserva rotas.	46	Desconfiguración de la señal en el HMI.
15	Switch de flujo averiado correspondiente al motor que estaba operando.	47	Selector del motor en reserva en posición apagado.
16	Dampers del sistema contra incendios cerrados.	48	Motor en reserva desenergizados.
17	Motores en operación apagados	49	Motor en reserva cortocircuitado.
18	Motores en operación desenergizados	50	Rodamientos de los motores en reserva atascados.
19	Motores en operación	51	Arrancadores de los motores en

	cortocircuitados		reserva averiados.
20	Rodamientos de los motores en operación atascados por desgaste.	52	Fallo del sistema de control.
21	Bandas de transmisión de los motores en operación rotas.	53	Circuito de la RTD averiado.
22	Dampers del sistema contra incendios cerrados.	54	Switch de flujo averiado, Switch de flujo descalibrado bajo el 25 % de la capacidad del ventilador.
23	Dampers de contraflujo enclavados en posición abierta.	55	Switch de flujo descalibrado sobre el 25 % de la capacidad del ventilador, Circuito del switch de flujo abierto.
24	Dampers de contraflujo enclavados en posición cerrada.	56	Switch de presión diferencial averiado
25	Motores en reserva apagada.	57	Switch de presión diferencial descalibrado bajo las 0.1 pulgadas de agua.
26	Motores en reserva desenergizados.	58	Switch de presión diferencial descalibrado sobre las 0.1 pulgadas de agua, Circuito del switch de presión diferencial abierto.
27	Motores en reserva cortocircuitados.	59	Switch de flujo averiado.
28	Rodamientos de los motores en reserva atascados.	60	Switch de flujo descalibrado bajo el 25% de la capacidad del ventilador.
29	Arrancadores de los motores en reserva averiados.	61	Switch de flujo descalibrado sobre el 25% de la capacidad del ventilador
30	Bandas de transmisión de los motores en reserva rotas.	62	Circuito del switch de flujo abierto.
31	Motor en operación apagado.	63	Circuito del termoelemento averiado.
32	Motor en operación desenergizado.	64	

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

4.4.3 Modos de fallo del sistema de lubricación

Los modos de fallo de este sistema se lo ven en la tabla 10.4.

Tabla 10.4. Modos de fallo del sistema de lubricación.

ITEM	FUNCIÓN	ITEM	FUNCIÓN
1	Tanque de aceite vacío después de un mantenimiento.	37	Cables defectuosos.
2	Válvulas manuales no alineadas.	38	Switch de baja temperatura averiado en posición cerrado o mal setead.
3	Líneas de suministro obstruidas por objetos extraños.	39	Cables defectuosos.
4	Filtros de la turbina parcialmente taponados.	40	Switch de bajo nivel averiado en posición cerrado.
5	Strainer de la bomba de suministro parcialmente tapado.	41	Indicador de nivel sucio.

6	Falla swith de selección de enfriadores.	42	Válvula de alivio obstruida y/o atascada.
7	No acciona actuador de conmutación de los enfriadores.	43	Depurador saturado.
8	Bandas rotas.	44	Línea de venteo obstruida.
9	Baja eficiencia del radiador del enfriador.	45	Línea de retorno del depurador obstruida.
10	Falla válvula termostática.	46	Válvula selectora atascada.
11	Chumacera defectuosa.	47	Mando de la válvula roto.
12	Válvula no alineada correctamente en la salida del enfriador de aceite.	48	Válvula de venteo atascada.
13	Válvula de alivio falla en posición abierta.	49	Falta de filtro.
14	Impulsor de la bomba de suministro desgastado.	50	Filtro roto.
15	Falla válvula de alivio de la bomba de suministro en posición abierta.	51	Filtro no adecuado.
16	Filtros de turbina parcialmente taponados.	52	Switch de presión diferencial averiado o calibrado muy alto.
17	Válvulas parcialmente abiertas.	53	Válvula igualadora de presión en posición abierta.
18	Strainer de la bomba de suministro parcialmente taponado.	54	Válvula de instrumentación del lado de alta presión en posición cerrada.
19	Válvulas cerradas a la salida de los enfriadores.	55	Cables defectuosos.
20	Falta de filtro.	56	Switch de alta presión averiada y/o descalibrado.
21	Filtro roto.	57	Válvula de instrumentación cerrada
22	Piñón de acople a la caja de engranaje roto	58	Cables defectuosos, Cañerías obstruidas.
23	Impeler desgastado.	59	Switches de presión averiados y/o calibrados muy altos.
24	Rodamiento y buje desgastado.	60	Válvula igualadora de presión en posición abierta.
25	Indicadores deteriorados, cañerías obstruidas.	61	Válvula de 3 vías averiada, actuador de la válvula averiado, Switch OCS averiado.
26	Indicadores deteriorados.	62	Ver modo de fallo 1-C-7.
27	Válvulas de instrumentación atascadas.	63	Falla en apertura de álabes directrices.
28	Falla juntas de bridas en tuberías.	64	Arresta llamas en mal estado.
29	Fisuras en mangueras y cañerías.	65	Válvula cerrada.
30	Fuga por empaques.	66	Sensor averiado.
31	Fugas de aceite por los sellos laberinto.	67	Toma muestra inexistente.

32	Fisuras en intercambiadores de calor.	68	Líneas no identificadas.
33	Calentador averiado	69	Válvulas manuales con paso.
34	Termostato averiado en posición cerrada.	70	Etiquetas desprendidas y/o no legibles.
35	Termostato averiado en posición abierta.	71	Strainers rotos.
36	Conexiones flojas.	72	

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

4.5 Criticidad de los fallos

Una vez que se identificó los posibles modos de fallo es decir las causas por las cuales la maquina o equipo deja de cumplir su función, entonces procedemos a dar una calificación para poder determinar cuál de esos fallos es el más crítico. Para este caso se lo hará en función de los elementos que más han sufrido fallos, tal como se lo ve en la siguiente tabla.

Tabla 11.4. Criticidad de los sistemas

TR-1170A/B	CANTIDAD DE EVENTOS	%
Combustible	8	44,4%
Enfriamiento	6	33,3%
Lubricación	4	22,2%
Total	18	100,0%

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

Según la tabla 20 el sistema que más eventos registra es el sistema de combustible convirtiéndose así en el sistema crítico.

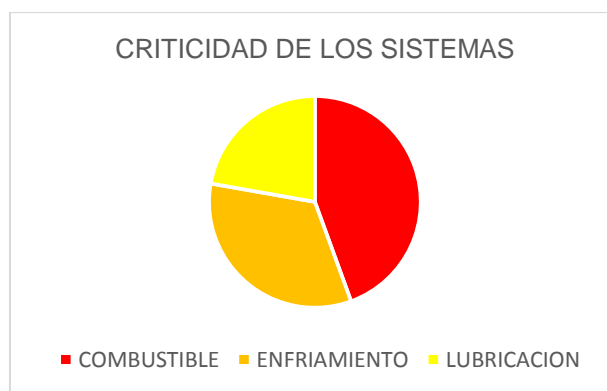


Figura 5.4. Criticidad de los sistemas.

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

Gráficamente podemos ver que el sistema de lubricación es el que menos fallos ha tenido pero no deja de ser importante para la gestión de estos sistemas.

4.6 Tiempo Medio Entre Fallos

Una vez que se tiene la criticidad de los sistemas se realiza el cálculo de los tiempos medios entre fallos para en base a estos tiempos poder establecer un programa de mantenimiento y también un programa de revisiones.

El tiempo medio entre fallos se lo calcula con la fórmula:

$$TMEF = \frac{TEDO - TF}{NDF}$$

Donde:

TMEF= Tiempo medio entre fallos

TEDO= Tiempo en horas esperado de operación

TF= Número de horas de fallo del elemento

NDF=Numero de fallos ocurridos

Con lo mencionado anteriormente se tiene la siguiente tabla con los tiempos entre fallos que han ocurrido en el periodo analizado:

Tabla 12.4. Tiempo medio entre fallos.

TIEMPO MEDIO ENTRE FALLOS			
TR-1170A/B	CANTIDAD DE EVENTOS	HORAS DE EVENTOS	TMEF (horas)
Combustible	8	111	1036,1
Enfriamiento	6	85	1385,8
Lubricación	4	58	2085,5

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

La tabla 12.4 muestra que el sistema que menos tiempo ha fallado es el de lubricación y por eso su tiempo medio entre fallos es el más grande.

4.7 Programa de Inspección

Parte del programa de mantenimiento son las inspecciones o revisiones a los sistemas que están involucrados en el análisis.

Este programa de inspecciones se lo hará previo a la ocurrencia de los fallos, es decir previo a la llegada del tiempo medio entre fallos y se lo hará al 75% de los TMEF para que se pueda evitar la ocurrencia de dichos fallos y si se encontrase alguna novedad se la pueda tratar con la debida planificación, los datos de los tiempos medios entre fallos se lo ingresara en el software de mantenimiento que actualmente posee la empresa que es SAP.

En este software se ingresara los datos ya calculados para que el software emita las alertas correspondientes cada vez que se acerque el tiempo para realizar las tareas de inspección y con esto las tareas serán programadas y no repentinas ni de última hora.

Tabla 13.4. Programa de inspección

PROGRAMA DE INSPECCIÓN		
TR-1170A/B	TMEF	INSPECCIÓN AL 75% TMEF
Combustible	1036,1	777,1
Enfriamiento	1385,8	1039,4
Lubricación	2085,5	1564,1

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

4.8 Programa de mantenimiento preventivo

Para el desarrollo de este programa también se tendrá en cuenta los cálculos de los tiempos medios entre fallos, para que las tareas preventivas se lleven antes de que ocurra un posible fallo.

Dichas tareas preventivas se las llevara con una holgura del 5% del tiempo de ocurrencia de los fallos, es decir se lo hará cada que la maquina este al 95% del tiempo medio entre fallos, quedando como se mira en la tabla 24.

Tabla 14.4. Programa de mantenimiento preventivo.

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO		
TR-1170A/B	TMEF	TAREAS PREVENTIVAS AL 95%
Combustible	1036,1	984,3
Enfriamiento	1385,8	1316,5
Lubricación	2085,5	1981,2

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

4.9 Horas de mantenimiento correctivo Vs horas de mantenimiento e inspección preventivo.

El análisis hecho en este trabajo reducirá las pérdidas de energía a la empresa, lo que significa que las horas de mantenimiento correctivo se reducirán y lo que se tendrá serán únicamente inspecciones y tareas de mantenimiento preventivo pero todas ellas debidamente planificadas, lo que significa que las horas de fallo no existirán tal como se lo ve en la tabla 15.4.

Tabla 15.4. Horas correctivos vs horas preventivo e inspecciones.

HORAS DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO VS INSPECCIONES MANTENIMIENTO PREVENTIVOS PROGRAMADAS						
TR-1170A/B	Cantidad de eventos 2014 2015	Horas de eventos 2014 2015	Cantidad de inspeccion es 2016 2017	Horas de inspecció n 2016 2017	Horas de mantenimien to preventivo 2016 2017	Horas de reducción 2014 2015 vs 2016 2017
Combustible	8	111	8	24	32	55
Enfriamiento	6	85	6	12	18	55
Lubricación	4	58	4	4	8	46
Total	18	254	18	40	58	156

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

Las horas de mantenimiento se verán reducidas a tan solo 156, esto es incluido las tareas de preventivos y las inspecciones según lo visto en la tabla 15.4.

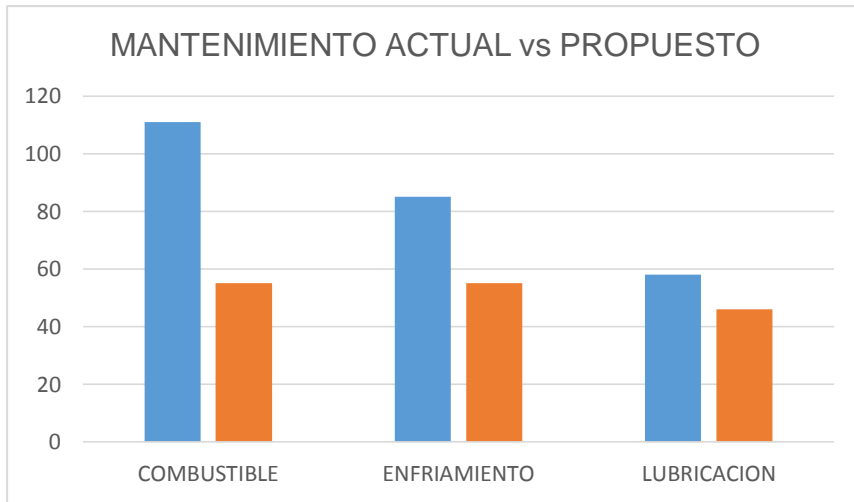


Figura 6.4. Horas de mantenimiento actual vs propuesto.

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

Según lo visto en la tabla 7.4 se tiene una reducción considerable en cada uno de los sistemas con la aplicación del RCM en las turbinas de la empresa.

4.10 Pérdidas económicas con y sin análisis RCM

De igual manera que las horas de para del equipo se ven reducidas, también se ven reducidas las pérdidas de producción en los períodos analizados según la figura 7.4.

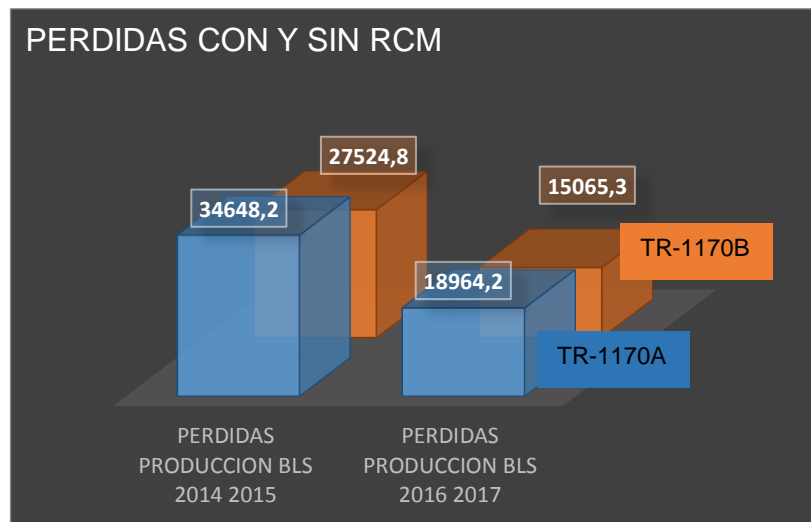


Figura 7.4. Pérdidas de producción con y sin análisis RCM

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2015).

4.11 Comprobación de la hipótesis

Con el objeto de comprobar la hipótesis se procede a la utilización de la metodología Chi cuadrado (JI CUADRADO):

Ho: La aplicación del análisis de confiabilidad a la turbina de generación eléctrica GENERAL ELECTRIC LM 2500, ubicada en el campo NPF de la empresa Repsol Ecuador, no genera un plan de mantenimiento que disminuye las paradas, costos de mantenimiento y mejora la disponibilidad y confiabilidad del equipo.

Hi: La aplicación del análisis de confiabilidad a la turbina de generación eléctrica GENERAL ELECTRIC LM 2500, ubicada en el campo NPF de la empresa Repsol Ecuador, genera un plan de mantenimiento que disminuye las paradas, costos de mantenimiento y mejora la disponibilidad y confiabilidad del equipo

Tabla 16.4. Comprobación de la hipótesis

Fo	Fe	o-e	(o-e)^2/e
111	24	87	315,38
85	12	73	444,08
58	4	54	729,00
254,00	40,00	214,00	1488,46

Fuente: REPSOL, elaborado por el autor (2016).

Grados de libertad.

$$(f-1 * c-1)$$

$$(3-1 * 2-1)$$

$$gl=2$$

Revisada la tabla de distribución de JI cuadrado a un margen de error de 0.05, es decir aún 95% de confiabilidad, se tiene un valor de 5.991(ver anexo 4) como valor crítico. Y un valor calculado de $X^2=1488,46$. De esto se deduce que el valor calculado es mayor al crítico, por lo que se rechaza la hipótesis nula (Ho) y se acepta la hipótesis de la investigación (Hi), es decir las horas de mantenimiento con la aplicación de RCM, disminuyen el tiempo de paradas de la máquina, cumpliéndose con la hipótesis planteada para la investigación.

CONCLUSIONES

- Las normativas estadounidenses son una guía en el camino del análisis dos de ellas son la SAE JA 1011 (criterios de evaluación para procesos de mantenimiento centrado en confiabilidad) y la SAE 1012 SAE JA 1012 (guía para el mantenimiento centrado en confiabilidad).
- Durante los años 2014 a 2015 se tuvieron un total de 22 fallos que provocaron que las turbinas hayan desencadenado el corte de energía por 319 horas, esta disminución en las horas de operación representó un 2% de la producción total de energía que traducido a valor económico de pérdida en producción representa 1439991,3dólares.
- De acuerdo al análisis realizado, dentro de la jerarquización que se dio a los sistemas de acuerdo a sus fallos, el sistema de combustible es el que tiene el carácter crítico debido a que tiene 8 fallos, y el sistema de lubricación es el tolerable debido a que registra 4 fallos en el período analizado.
- La reducción de pérdidas de producción es a tan solo 18964 barriles frente a los 34648 barriles que se tiene actualmente en lo que a la turbina TR-1170A se refiere y en lo referente a la turbina TR-1170B se tiene pérdidas de tan solo 15065 barriles frente a los 27524 barriles de pérdida que se tiene actualmente.
- Se concluye que las horas de mantenimiento con la aplicación de RCM, disminuyen el tiempo de paradas de las turbinas General Electric LM2500.

RECOMENDACIONES

- Hacer uso del análisis RCM para los demás componentes que tiene la empresa para su funcionamiento.
- Realizar los cálculos de tiempo medio entre fallos para los demás componentes existentes en la empresa para poder prevenir posibles fallos en los equipos.
- Hacer uso de los tiempos medios entre fallos que se han presentado a lo largo de este trabajo e ingresarlo en la base datos de la empresa.
- Hacer uso combinado del software de mantenimiento y los tiempos medios entre fallos que se han calculado en este trabajo.

BIBLIOGRAFÍA

Estados Unidos, Sociedad de ingenieros automotrices SAE Ja1011 (2011). Criterios del mantenimiento centrado en confiabilidad.

Estados Unidos, Sociedad de ingenieros automotrices SAE Ja1012 (2011). Guía para el mantenimiento centrado en confiabilidad.

Sexto, L. (2012). Ingeniería de la fiabilidad. Cuba: Radical Management

RENOVETEC, mantenimiento industrial, Plan de mantenimiento basado en RCM. Recuperado el 12 de Diciembre de 2015 de:

<https://mantenimientoindustrial.wikispaces.com/Plan+de+mantenimiento+basado+en+RCM>

Emerson Process. Mantenimiento basado en fiabilidad. Recuperado el 23 de Enero 2015 de:

www2.emersonprocess.com/es-MX/plantweb/wireless/.../Pages/Reliability.aspx

Estados Unidos, General Electric Gas Engines LM2500 (2010). Manual técnico de operación.

Ecuador, Norma Técnica Ecuatoriana 60300 (2013). Gestión de confiabilidad.

VAN WYLEN, Gordon J. Fundamentos de Termodinámica. Limusa-Wesley. Mexico, 1972. P. 361-374.

ANEXOS

Anexos 1. Cálculo de tiempo medio entre fallos

TIEMPO MEDIO ENTRE FALLOS 2014 2015			
TR-1170A/B	CANTIDAD DE EVENTOS 2015	HORAS DE EVENTOS 2015	TMEF 2014 2015
COMBUSTIBLE	8	111	1036,1
ENFRIAMIENTO	6	85	1385,8
LUBRICACION	4	58	2085,5

Anexos 2. Datos de producción sin análisis de confiabilidad

DATOS DE PRODUCCION Y PERDIDAS ECONOMICAS SIN ANALISIS CONFIABILIDAD										
TURBINA	CANTIDAD DE POZOS ASIGNADOS	PRODUCCION DIARIA DE CADA POZO BLS	PRODUCCION DIARIA DE CADA TURBINA EN BLS	PRODUCCION ANUAL BLS	PRODUCCION BLS 2014 2015	PRODUCCION ANUAL \$	PRODUCCION 2014 2015 \$	PERDIDA ANUAL BLS	PERDIDA ANUAL \$	PERDIDA 2014 2015 BLS
TR-1170A	16	190	3040	1064000	2128000	39368000	78736000	17324,1	640991,8	34648,2
TR-1170B	21	115	2415	845250	1690500	31274250	62548500	13762,4	509208,9	27524,8
TOTAL	37	305	5455	1909250	3818500	70642250	141284500	31086,5	1150200,7	62173,0

Anexos 3. Plan de mantenimiento turbinas General Electric LM 2500

TURBINA GENERAL ELECTRIC LM 2500

REALIZADO POR _____ FECHA _____
 OPERADOR _____ UNIDAD _____
 COORDINADOR _____ HOROMETO _____

SISTEMA	DISPOSITIVO	3 MESES	6 MESES	INSPECCIÓN	LUBRICACIÓN	AJUSTE	REEMPLAZO	NOTAS
COMBUSTIBLE LIQUIDO	STRAINER BOMBA FORWARD "A"	✓	✓					
	ACOPLE BOMBA FORWARD "A"	✓	✓					
	STRAINER BOMBA FORWARD "B"	✓	✓					
	ACOPLE BOMBA FORWARD "B"	✓	✓					
	STRAINER BOMBA BOOSTER "A"	✓	✓					
	ACOPLE BOMBA BOOSTER "A"	✓	✓					
	STRAINER BOMBA BOOSTER "B"	✓	✓					
	ACOPLE BOMBA FORWARD "B"	✓	✓					
	REVISIÓN DE VÁLVULA DE CONTROL DE COMBUSTIBLE	✓	✓					
	INYECTORES		✓					
	MANIFOLD DE COMBUSTIBLE		✓					
LUBRICACION TURBINA & GENERADOR	TANQUE DE COMBUSTIBLE		✓					
	VÁLVULAS DE CORTE DE COMBUSTIBLE		✓					
	STRAINERS BOMBA SCAVENGE	✓	✓					
	STRAINER LINEA LUBRICACION MOTOR DE ARRANQUE	✓	✓					
	BANDAS DE AEROENFRIADOR "A"	✓	✓					
	CHUMACERAS DE AEROENFRIADOR "A"	✓	✓					
	BANDAS DE AEROENFRIADOR "B"	✓	✓					
	CHUMACERAS DE AEROENFRIADOR "B"	✓	✓					
	ACOPLE BOMBA LUBRICACION DEL GENERADOR	✓	✓					
	RODAMIENTOS BOMBA LUBRICACION DEL GENERADOR	✓	✓					
	STRAINER BOMBA SCAVENGE	✓	✓					
VENTILACION Y AIRE DE COMBUSTION	BOMBA DE LUBRICACIÓN SCAVENGE		✓					
	TANQUE DE ACEITE		✓					
	ANÁLISIS DE ACEITE		✓					
	SEPARADOR AIRE ACEITE		✓					
	FILTROS DE AIRE 1 ETAPA	✓	✓					
	FILTROS DE AIRE COALESCER	✓	✓					
	BANDAS DEL VENTILADOR "A" RECINTO TURBINA	✓	✓					
	RODAMIENTOS DEL VENTILADOR "A" RECINTO TURBINA	✓	✓					
	BANDAS DEL VENTILADOR "B" RECINTO TURBINA	✓	✓					
	RODAMIENTOS VENTILADOR "B" RECINTO TURBINA	✓	✓					
	BANDAS DEL VENTILADOR "A" RECINTO GENERADOR	✓	✓					
RODAMIENTOS DEL VENTILADOR "A" RECINTO GENERADOR	✓	✓						
BANDAS DEL VENTILADOR "B" RECINTO GENERADOR	✓	✓						
RODAMIENTOS DEL VENTILADOR "B" RECINTO GENERADOR	✓	✓						
BANDAS DEL VENTILADOR "C" RECINTO GENERADOR	✓	✓						
RODAMIENTOS DEL VENTILADOR "C" RECINTO GENERADOR	✓	✓						
BANDAS DEL VENTILADOR "D" RECINTO GENERADOR	✓	✓						
RODAMIENTOS DEL VENTILADOR "D" RECINTO GENERADOR	✓	✓						
IGNICION	BUJIAS	✓	✓					

OBSERVACIONES _____

Anexos 4. Tabla de distribución de (JI CUADRADO)

ANEXO 5. DISTRIBUCION DE X² (JI CUADRADO)

gl / P	0.25	0.10	0.05	0.025	0.01	0.005
1	1.323	2.706	3.841	5.024	6.635	7.879
2	2.773	4.605	5.991	7.378	9.210	10.597
3	4.108	6.251	7.815	9.348	11.345	12.838
4	5.385	7.779	9.488	11.143	13.277	14.860
5	6.626	9.236	11.071	12.833	15.086	16.750
6	7.841	10.645	12.592	14.449	16.812	18.548
7	9.037	12.017	14.067	16.013	18.475	20.278
8	10.219	13.362	15.507	17.535	20.090	21.955
9	11.389	14.684	16.919	19.023	21.666	23.589
10	12.549	15.987	18.307	20.483	23.209	25.188
11	13.701	17.275	19.675	21.920	24.725	26.757
12	14.845	18.549	21.026	23.337	26.217	28.299
13	15.984	19.812	22.362	24.736	27.688	29.819
14	17.117	21.064	23.685	26.119	29.141	31.319
15	18.245	22.307	24.996	27.488	30.578	32.801
16	23.542	26.296	32.000			
17	24.769	27.587	33.409			
18	25.989	28.869	34.805			
19	27.204	30.144	36.191			
20	28.412	31.410	37.566			
21	29.615	32.671	38.932			
22	30.813	33.924	40.289			
23	32.007	35.172	41.638			
24	33.196	36.415	42.980			
25	34.382	37.652	44.314			
30	40.256	43.773	50.892			
40	51.80	55.76	63.69			
50	63.17	67.50	76.15			
60	74.40	79.08	88.38			
70	85.53	90.53	100.42			
80	96.58	101.88	112.33			
90	107.56	113.14	124.12			
100	118.50	124.34	135.81			

Tomada de Scheffler, W. (1981), de Little, T y Col (1979) y de Freese, F. (1967)