



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Análisis causa raíz de la falla  
de un sistema de  
cogeneración de un ingenio  
azucarero**

**INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Mecánico**

**P R E S E N T A**

Ceballos Martínez Humberto

**ASESOR(A) DE INFORME**

M.I. Edgar Isaac Ramírez Díaz



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019



## **Agradecimientos**

---

Gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México, máxima casa de estudios.

Gracias a la Facultad de Ingeniería y a todos mis profesores, que con cariño y dedicación me transmitieron su conocimiento y experiencias.

A mis padres, Amalia y Humberto, por darme la educación, los valores, su confianza y principalmente su amor, que jamás dejaron de creer en mí y siempre han estado ahí para mí.

A mis hermanas, Casandra y Sandra, ejemplos de fortaleza, lucha y tenacidad, demostrando a cada paso que damos juntos el amor, apoyo y cariño que nos tenemos.

A mis tíos Carlos y Leticia, así como a mis primas Carla y Camila, por su apoyo y cariño, por sus consejos y por estar ahí en los momentos difíciles con mi familia.

A mis sinodales, por ser mis ejemplos de vida, por su soporte brindado a lo largo de todo este tiempo y por haber aceptado ser parte de este trabajo.

A Myrna Cardona y Arturo Ambriz, por ser mis guías dentro de la carrera y de la facultad.

A mis amigos de pumas voleibol y a mi entrenador Sergio Hernández, porque con ellos viví momentos únicos, que solo el deporte puede otorgarte.

A mis amigos de la facultad, por sus risas, su compañerismo y ayuda durante toda mi carrera.

A mis mejores amigos, Fernando Cedillo y Paola Osornio, por su amistad, por siempre demostrar ser parte esencial en mi vida y por darme ese cariño en los momentos buenos y no tan buenos.



# Contenido

---

<b>Introducción y objetivo</b> .....	1
<b>Capítulo 1: Empresa</b> .....	3
1.1 Historia .....	3
1.2 Experiencia de la empresa.....	3
1.3 Misión .....	4
1.4 Visión .....	4
1.5 Valores .....	4
1.6 Organigrama y puesto laboral.....	4
1.7 Proyecto a presentar .....	5
<b>Capítulo 2: Antecedentes</b> .....	7
2.1 Análisis Causa Raíz .....	7
2.2 Sistemas de cogeneración .....	8
2.3 Ingenio azucarero .....	9
2.4 Sistemas de cogeneración del ingenio azucarero.....	9
<b>Capítulo 3. Desarrollo ACR (Análisis Causa Raíz)</b> .....	13
3.1 Circunstancias del siniestro .....	13
3.2 Inspecciones a campo y levantamiento de datos .....	13
3.2.1 Primera visita de inspección. Generador .....	13
3.2.2 Segunda visita de inspección. Turbina y Reductor.....	14
3.2.3 Tercera visita de inspección. Ingenio azucarero.....	16
3.2.4 Determinación de los daños tomados por la empresa EC4 .....	16
3.3 Solicitud de Información. ....	17
3.4 Análisis de Información. ....	17
3.4.1 Parámetros de operación.....	17
3.4.2 Información recabada. ....	23
3.5 Datos arrojados y planteamiento de hipótesis.....	24
<b>Capítulo 4: Conclusiones</b> .....	41
<b>Bibliografía</b> .....	43



## Introducción y objetivo

---

Una turbina de vapor es un equipo, bien conocido y que en general posee un sistema de control que tiene como objetivo evitar averías graves.

Igual que sucede en otras máquinas térmicas, detrás de cada avería grave suele haber una negligencia de operación, ausencia de mantenimiento o factores diversos.

Dentro de esas negligencias graves están: repetir el arranque de una turbina una y otra vez a pesar de que el sistema esté indicando un problema; desconectar seguridades o elevar los límites de disparo de éstas; entrada de agua por la entrada de vapor, debido a fallo en el control de temperatura de vapor vivo y del enclavamiento oportuno; y, por último, no llevar un control adecuado de la calidad del vapor solo por mencionar algunos.

Entre las negligencias de mantenimiento que conducen a averías más o menos importantes están: no revisar el nivel de aceite, no atender las vibraciones o no hacer caso de las recomendaciones del informe realizado tras un análisis, no reparar averías menores y esperar a que se conviertan en graves y no realizar adecuadamente determinadas tareas, como el alineamiento o el mantenimiento de válvulas.

A continuación, se mostrará parte del trabajo que se realizó dentro del equipo de la empresa EC4 (*Engineering Consulting for Reinsurance*) sobre un análisis causa raíz (ACR) de la falla de un sistema de cogeneración en un ingenio azucarero al sur del país. El análisis tuvo como objetivo, el esclarecimiento de la falla, para ratificar las responsabilidades declaradas tanto por el seguro como por el asegurado, interviniendo como una parte neutral del ajuste tras lo sucedido.

En el primer capítulo se describe la historia, la formación y antecedentes de la empresa, responsable de llevar dicho proyecto, así como también, la descripción de funciones dentro de la misma a lo largo de los 2 años laborando para ella.

Dentro del capítulo dos, se mencionan los antecedentes tanto técnicos como analíticos, sobre lo que es un análisis causa raíz (ACR) y los sistemas de cogeneración del caso de estudio.

Dentro del capítulo tres, se desarrolló el análisis del proyecto en general, en el que se realizaron actividades como parte del cuerpo ingenieril del ajustador, por ejemplo, la participación dentro de las inspecciones realizadas, los protocolos que se siguieron para una conclusión completa y asertiva de lo que se quería llegar y las hipótesis que se generaron para la resolución del problema.

Finalmente, en el capítulo cuatro se evaluaron las hipótesis encontradas y se muestran los resultados obtenidos tras el análisis ya completado, para la elaboración de una conclusión del caso en cuestión.





EC4 (*Engineering Consulting for Reinsurance*) es una empresa mexicana con 15 años de experiencia en el mercado de riesgos y seguridad industrial, desarrollándose en varios campos y diferentes tipos de empresas, desde transnacionales como nacionales generando una oferta grande entre el mercado de los seguros y reaseguros (seguros con mayor cobertura para bienes de alto valor).

### 1.1 Historia

EC4 fue fundada en 1997 por el Ingeniero Enrique Bolívar Gómez en la actual Ciudad de México, a partir de los problemas de ingeniería de riesgos en seguros y reaseguro que el mercado exigía y exige actualmente al país, identificando y manejando los riesgos de la mejor manera posible.

A lo largo de los años, se ha constituido como una empresa pequeña, teniendo sus únicas oficinas centrales en Av. San Fernando 514, Tlalpan, Ciudad de México, conformándose actualmente con un equipo de trabajo de 30 profesionales, divididos en dos áreas (*Loss Control y Claims*) abarcando en cada una de ellas diversos proyectos en diferentes especialidades.

En dichos proyectos se manejan múltiples conceptos de propuestas, que consisten en ofrecer diferentes formas de resolver un mismo problema con diferentes niveles de profundidad y presupuestos.

### 1.2 Experiencia de la empresa

EC4 ha estado involucrada en varios proyectos diferentes, siendo algunos de los más relevantes:

2012: Inspecciones trimestrales a todos los sistemas petroquímicos y de refinación de Pemex (10 instalaciones, 40 visitas).

2013: Soporte técnico en una demanda a uno de los mayores fabricantes de transformadores del mundo.

2013: Ingeniería forense para determinar las causas y el nivel de daño en transformadores de alta gama pertenecientes a una de las empresas generadoras de electricidad en México.

2014: Liderazgo de la SCT (carretera) para la evaluación de daños en FONDEN (Fondo de Desastres Naturales) (10,000 km).

2014: Predeterminación del nivel de daños físicos y financieros en una planta petroquímica, mejorando la reclamación del asegurado.

2015: Más de 300 inspecciones en puertos, centrales hidroeléctricas, así como en infraestructuras e instalaciones industriales.

2015-2018: Estimación de daños por explosión en diversas instalaciones petroquímicas primarias y secundarias.

2018: Inspecciones de riesgo en construcción para reconfiguración de refinería en Minatitlán, Veracruz.

### 1.3 Misión

Proveer a nuestros clientes de un portafolio de servicios estratégicos y especializados que incrementen el valor de sus operaciones, mediante la adecuada identificación, prevención, mitigación y gestión de riesgos actuales y futuros en el tiempo y presupuesto establecidos, con la mejor relación costo-beneficio del mercado.

### 1.4 Visión

Estar en el RMTPS de Latinoamérica (*Risk Management Third Party Suppliers top ten*).

### 1.5 Valores

Innovación, integridad, creatividad, pensamiento crítico y sensatez.

### 1.6 Organigrama y puesto laboral

Dentro de la empresa, tengo el puesto de ingeniero junior (figura 1.1), realizando las labores de inspección presencial, levantamiento de datos, análisis de información y generación de reportes enfocados a cada uno de los proyectos de ingeniería pericial y de seguridad, teniendo como base la normatividad oficial mexicana de la Secretaria de Trabajo y Protección Social, normatividad de la NFPA (*National Fire Protection Association*), entre otras fuentes, presentándose a diversos clientes. El perfil que debe cubrir el puesto es de una persona proactiva, responsable, curiosa y con decisión en la toma de decisiones.

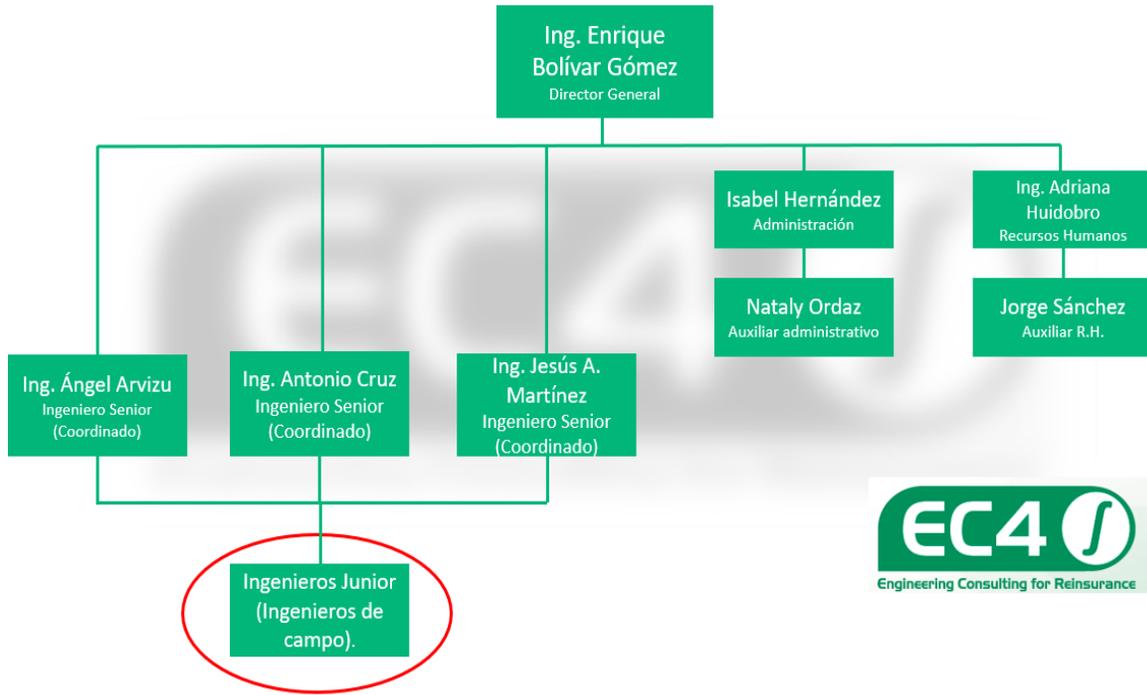


Figura 1.1 Organigrama de la empresa. [1]

## 1.7 Proyecto a presentar

A continuación se presenta el trabajo profesional de un análisis causa raíz (ACR) de la falla de un sistema de cogeneración de electricidad en un ingenio azucarero, en el cual, la turbina de vapor de ciclo combinado número “1” (figura 1.2), se vio afectada directamente, teniendo como principal daño el disco número 10 de los álabes de la turbina y su correspondiente diafragma o tobera; adicionalmente se dañaron los sistemas de rodamientos y chumaceras del reductor de velocidad y el generador eléctrico sufrió un desbalance en uno de sus polos.



*Figura 1.2 Turbina de vapor de ciclo combinado número 1 previo al siniestro.*

Con el fin de recabar la mayor información posible para la resolución de la causa origen del siniestro y ajuste de daños entre seguro y asegurado, se otorgó el proyecto por parte del cliente a la empresa EC4.

Dentro del proyecto, apoyé directamente realizando las visitas de inspección a las instalaciones del especialista en turbomáquinas, laboratorio de generadores eléctricos e ingenio azucarero, detectando los daños presentados por cada equipo, levantando pruebas fotográficas y físicas, solicitando información y verificando las condiciones en las que operaba el sistema de turbo generación, para así redactar el dictamen final que se entregaría al ajustador correspondiente.

## Capítulo 2: Antecedentes

---

### 2.1 Análisis Causa Raíz

El Análisis de Causa Raíz (ACR) o *Root Cause Analysis* (RCA por sus siglas en inglés) es una disciplina dentro de la ingeniería del mantenimiento que estudia y analiza siniestros, averías y hechos anormales en instalaciones de todo tipo, especialmente industriales. El objetivo básico del ACR es determinar las causas que provocan los hechos no deseados analizados, tanto las subyacentes, presentes normalmente durante largos espacios de tiempo sin provocar un daño inmediato, como las desencadenantes, que son las que provocan que las consecuencias aparezcan en un momento indeterminado y no en otros.

La determinación de unas y otras, permite, por un lado, establecer responsabilidades cuando corresponde, y por otro, determinar medidas preventivas para que los hechos estudiados no vuelvan a producirse de nuevo.

El Análisis de Causa Raíz, ACR, se basa en una secuencia de diez puntos:

- Recopilación de información, que puede ser a partir de todo tipo de documentos, mediante inspección sensorial in situ con registro video fotográfico, obtención de datos registrados en sistemas de control, entrevistas con técnicos relacionados con el suceso investigado y pruebas específicas llevadas a cabo.
- Determinación de los daños y síntomas del fallo, y la posterior realización de un inventario de daños y hechos anormales.
- Listado de hechos significativos que pudieran estar relacionados con los daños, pero que en sí mismos no suponen ni un daño ni un hecho anormal.
- Listado de todas las posibles causas que pudieran provocar cada uno de los daños y funcionamientos anormales observados. Esta lista en algunos casos puede ser larga, lo que complica el análisis. No obstante, el rigor con el que se realice esta fase determinará la calidad y la precisión de la investigación.
- Descarte de las causas imposibles. Muchas de las causas apuntadas pueden ser descartadas por simple deducción o mediante la realización de pruebas adicionales.
- Establecimiento de las hipótesis de trabajo, que deben recoger una explicación para todos y cada uno de los daños y hechos anormales producidos, distinguiendo entre las causas subyacentes y causas desencadenantes, y mostrando todas ellas en forma de árbol de fallo.

- Determinación de las pruebas necesarias para confirmar o descartar hipótesis.
- Confirmación de la hipótesis, determinación de la secuencia de fallo y determinación final de todas las causas que han intervenido en la ocurrencia del suceso analizado, tanto las causas subyacentes como las desencadenantes. Elaboración del árbol de fallo que muestra cómo se han relacionado e interactuado las diversas causas que han intervenido (para el caso de siniestros, averías o accidentes) o que intervienen en el suceso (para el caso de hechos que muestran un funcionamiento anormal).
- Determinación de las medidas correctivas, en su caso.
- Determinación de las medidas preventivas, en todos los casos.

## 2.2 Sistemas de cogeneración

Por cogeneración se entiende el sistema de producción conjunta de electricidad o energía mecánica y energía térmica útil. Este sistema de generación conjunta de energía reduce notablemente la factura energética de las empresas y mejora el proceso productivo. Las plantas de cogeneración alcanzan niveles de rendimiento muy altos, generando electricidad y calor simultáneamente.

Los proyectos de cogeneración se suelen representar, típicamente, por dos tipos básicos de ciclos de potencia: los de tipo superior y los de tipo inferior, siendo el ciclo de tipo superior el que presenta las más amplias aplicaciones industriales.

El ciclo de tipo superior utiliza la fuente de energía primaria para generar la energía eléctrica o mecánica y después, el calor desechado, en forma de energía térmica útil, se aplica al proceso. El ciclo se consigue con un generador de turbina por combustión, con los gases de escape de la turbina dirigidos hacia una caldera de recuperación de calor de desecho que convierte el calor de las etapas de escape en vapor que acciona una turbina de vapor, extrayendo vapor al proceso, mientras que acciona un generador eléctrico. Este ciclo se conoce como un ciclo combinado.

Los generadores de turbina por combustión, los conjuntos de generador de turbina con vapor y los generadores alternativos de máquina de combustión interna son representativos de los principales equipos componentes utilizados en un ciclo de tipo superior.

En un ciclo de tipo inferior, la fuente de energía primaria se aplica a un proceso de calentamiento útil y el calor de desecho del proceso se usa después para generar energía eléctrica.

El ciclo inferior común dirige el calor de desecho de un proceso hacia una caldera de recuperación de calor, que convierte esta energía térmica en vapor que es suministrado a la turbina de vapor extrayéndolo hacia el proceso y generando también energía eléctrica.

Se consideran instalaciones de auto productores las que generan energía eléctrica, fundamentalmente para uso propio, en instalaciones de potencia instalada inferior a 25MW y cuando se autoconsume como media anual al menos el 30% de la energía eléctrica producida. [2]

## 2.3 Ingenio azucarero

El grupo azucarero, dueño del ingenio donde se encontraba el sistema de cogeneración involucrado en el siniestro y otros más, se encuentra dentro de los primeros productores de azúcar de caña del país con una producción en la zafra en los dos últimos años de 782,788 toneladas de caña de azúcar, representando el 13.08% de la producción de México [3]. Entró a la competencia en la industria azucarera mexicana al inicio de la privatización de la industria azucarera en la década de los ochenta, a través de la adquisición por parte del gobierno mexicano de varios ingenios azucareros.

El grupo azucarero fue organizado para participar en el proceso de privatización en 1987. En julio de 1996, el grupo integró a su portafolio un ingenio más por medio de la fusión con otra planta. Para noviembre del año 2009, adquirió del gobierno mexicano un sexto ingenio (el cual es el involucrado en los sucesos y que analizaremos a continuación), cuya integración se llevó exitosamente. En julio de 2015, el grupo adquirió dos nuevos ingenios y en el mes de diciembre de 2015 adquirió un noveno ingenio. Finalmente, en agosto de 2016 se incorporaron al grupo los dos últimos ingenios puestos a la venta por parte del gobierno federal, constituyendo al grupo con un total de 11 ingenios azucareros establecidos en ubicaciones diferentes dentro del territorio mexicano.

El ingenio azucarero se encuentra ubicado al sureste del país, en el estado de Tabasco. La empresa recibe su materia prima de 2,229 cañeros, que son ejidatarios o pequeños propietarios de 12,954.64 hectáreas. Emplea 338 personas de la región de forma permanente en época de zafra y 249 en época de reparación.[3]

## 2.4 Sistemas de cogeneración del ingenio azucarero

El grupo azucarero en todas sus plantas en el país genera el 100% de la energía eléctrica que requiere para su operación a partir de la biomasa que se genera como subproducto de la producción de azúcar. Esto conlleva a que los ingenios del grupo utilicen 0 % de combustóleo o cualquier otro combustible fósil en el proceso, lo que significa una reducción significativa de la emisión de CO<sub>2</sub> y CO a la atmósfera, colaborando con ello a reducir la huella de carbono.

Esta empresa ha implementado proyectos que ayudan a mitigar las emisiones de gases que podrían ocasionar daño a la ecología, instalando equipos que permiten lavar los gases generados en la combustión. En tres de los once ingenios, las emisiones son totalmente limpias. Los excedentes de energía eléctrica generados son aportados a la red de Comisión Federal de Electricidad (CFE) y a clientes industriales.

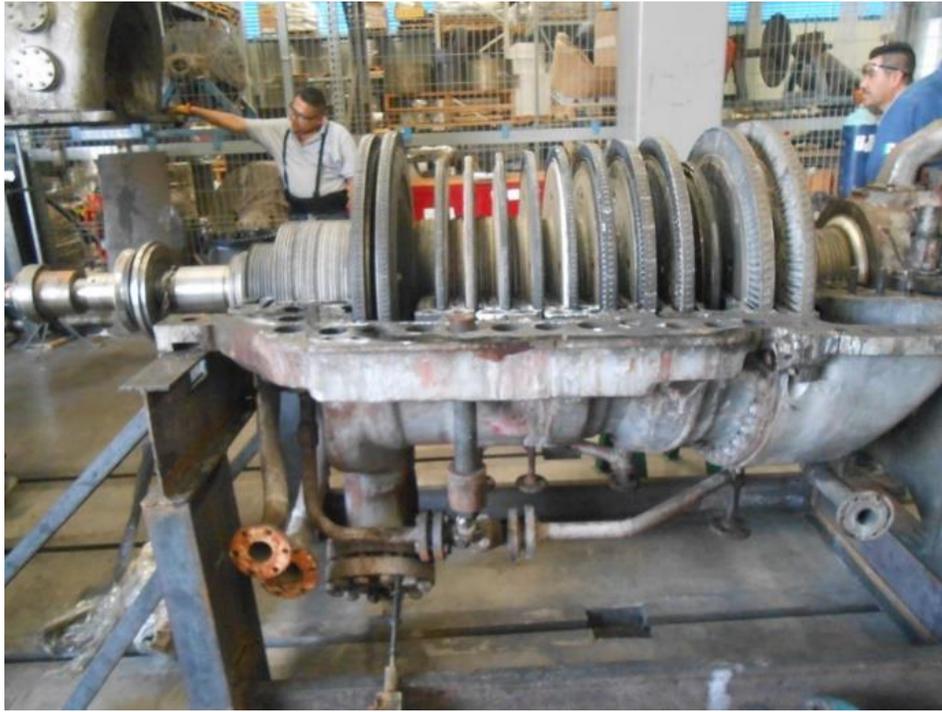
El sistema de cogeneración en términos generales se divide en tres piezas las cuales se describen a continuación:

Un generador síncrono (figura 2.1) de 11,400 KW, con número de serie 14514-6, potencia de 623 A, un voltaje de 13,200 V y una velocidad posible de 1,800 RPM. [4]



*Figura 2.1 Generador eléctrico, ingenio azucarero.*

Turbina de vapor (figura 2.2), con número de serie 51051, velocidad de 5,714 RPM a 340 RPM, potencia de 14,500 KW y una temperatura de 625°F. [5]



*Figura 2.2 Turbina de vapor, ingenio azucarero.*

Reductor de velocidad (figura 2.3), acople entre generador y turbina. Los detalles del equipo no se proporcionaron por parte del asegurado.



*Figura 2.3 Reductor de velocidad, ingenio azucarero.*



## Capítulo 3. Desarrollo ACR (Análisis Causa Raíz)

---

### 3.1 Circunstancias del siniestro

Durante las operaciones del ingenio del día 31 de mayo de 2018 se suscitó una falla en el equipo de cogeneración provocando una falla total del sistema, que el personal del ingenio describe de la siguiente forma:

Siendo las 10:20 horas del día 31 de mayo de 2018 se disparó el interruptor que conecta a la red de CFE, en ese momento al quedarse sin esa carga el turbogenerador se aceleró y de acuerdo a la calibración del relevador SEL 300G mando abrir el interruptor del generador número 1 activando también la válvula de cierre rápido de entrada de vapor; en el momento que se abrió el interruptor de inmediato se puso en operación la planta de emergencia que trabaja cuando las instalaciones se quedan sin energía eléctrica.

Al momento de reestablecerse la energía, el operador tablerista se percató que salían chispas del cople que une a la turbina con el reductor, ya que se rompió la guarda que contiene aceite lubricante en la sección del cople. Las chispas eran provocadas por el rozamiento metal con metal y provocó un incendio al entrar en contacto con el lubricante, por lo cual se implementa un protocolo para la extinción del incendio y sofocándolo rápidamente.

Durante el siniestro, el equipo de cogeneración se quedó sin carga, por lo que aceleró y llegó a parámetros de sobre velocidad, evento por el cual el equipo entró en vibración, hecho que provocó el contacto de elementos fijos con elementos móviles fragmentando parte de los álabes de un disco y deformando seriamente otros discos al igual que los diafragmas (toberas).

### 3.2 Inspecciones a campo y levantamiento de datos

#### 3.2.1 Primera visita de inspección. Generador

Esta se realizó el día 19 de junio, en el laboratorio del generador, ubicado en el Estado de México, donde se realizaron 4 pruebas al equipo por parte de los técnicos especialistas del proveedor; aislamiento; inductancia, impedancia, resistencia y frecuencia; impulso eléctrico y la última de caída de tensión. Todas las pruebas se realizaron sobre el rotor principal del generador, ya que en el resto de los sistemas no se presentaron daños aparentes.

Durante las pruebas se determinó que el rotor presentó daño en dos polos. Con respecto a esta afectación, el personal del laboratorio comentó que puede atribuirse al rozamiento entre las espiras provocada por la sobre velocidad.

Adicional al daño en el rotor del generador se constató el daño presentado por las chumaceras, ventilador y tolvas que formaban parte del sistema de sujeción y ventilación del generador.

Finalmente se llevó a cabo el levantamiento fotográfico y se solicitaron los resultados de los análisis con el fin de determinar el alcance del daño y las posibles injerencias del generador al siniestro. En la figura 3.1 se puede observar la de continuidad en cada uno de los polos del generador, dando una falla en los polos 3 y 4 dentro del rotor.



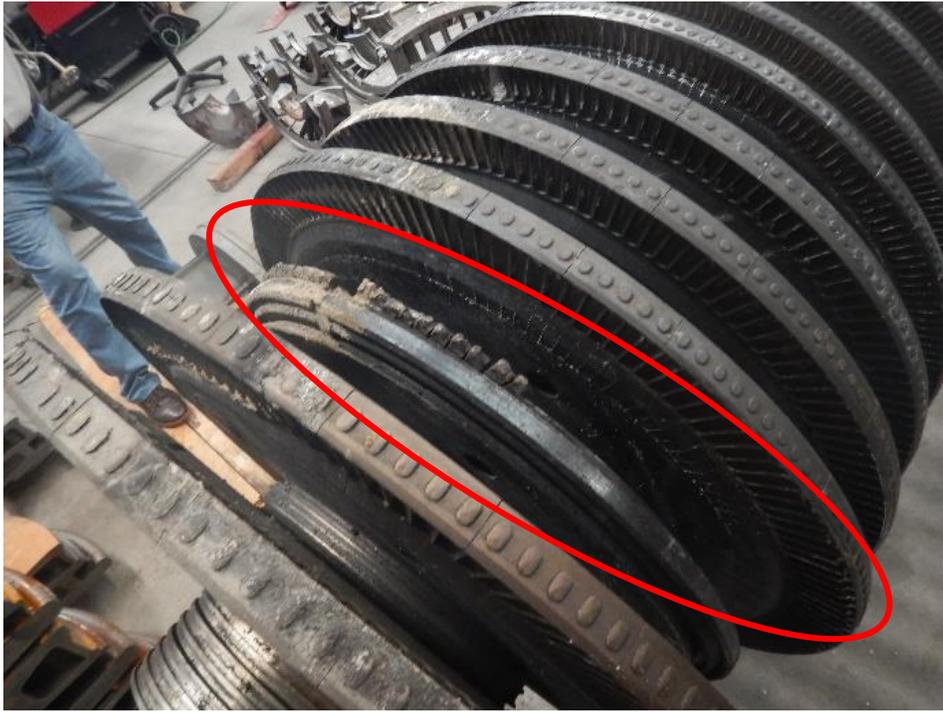
*Figura 3.1 Pruebas al rotor del generador, en laboratorio.*

### 3.2.2 Segunda visita de inspección. Turbina y Reductor

Esta inspección se realizó el día 22 de junio de 2018 en las instalaciones de los especialistas en turbomáquinas, localizado en la Piedad, Michoacán, donde se apreció el daño presentado por la turbina y el sistema de cople (reductor) hacia el generador. Al igual que en el laboratorio del generador, nuestra participación fue como personal de apoyo técnico y analítico.

Durante la inspección se apreciaron los siguientes daños en la turbina, rotura de todos los álabes del disco número 10, daños a los discos del diafragma (toberas) correspondientes, daños en los sellos y rayadura debido al contacto de metal con metal a causa de la ausencia de lubricación en los muñones. Por su parte el reductor también presentó daño en su alojamiento y en su sistema de engranajes agregando daño a las chumaceras.

Durante la inspección se realizó un levantamiento fotográfico con el objetivo de visualizar el daño en la turbina y cada uno de los elementos que lo componen. También se solicitó el listado de los trabajos a realizar para determinar el daño imputable al siniestro.



*Figura 3.2 Disco número 10, afectado y con los alabes totalmente destruidos.*



*Figura 3.3 Reductor de velocidad siendo desarmado con cubierta superior retirada.*

### 3.2.3 Tercera visita de inspección. Ingenio azucarero

Se recabó información sobre los procesos y medidas de seguridad que se realizan en el ingenio azucarero. Durante la visita se reunió información sobre los parámetros de operación del proceso, las medidas de seguridad y los medios de protección. Igualmente se realizó un levantamiento fotográfico donde se apreciaron los sistemas de protección y las instalaciones en general (figura 3.4), encontrándose totalmente dañadas, con rastros de incendio y totalmente fuera de funciones.

La inspección se realizó el día 29 de junio del 2018 y se cuestionó sobre los procedimientos que se realizan en el ciclo de generación eléctrica, así como los sistemas de seguridad y se pidió la descripción sobre el siniestro. Se observaron los daños en las instalaciones en donde se alojaban el sistema de cogeneración y los rastros del incendio suscitado en las instalaciones. Se observaron los restos de los álabes rotos, algunas partes de la turbina, los sistemas de lubricación, conexiones, dispositivos eléctricos, válvulas, bombas, tuberías y resto de equipos auxiliares del sistema.



*Figura 3.4 Afectaciones en planta de cogeneración del ingenio azucarero.*

### 3.2.4 Determinación de los daños tomados por la empresa EC4

**Turbina:** Afectaciones en el disco número 10 con desprendimiento de álabes, afectaciones en los álabes de los discos número 1, 11 y 12, chumacera radial lado cople material fundido, así como daños en los sellos de aceite y rayaduras en muñones.

**Reductor de velocidad:** Arrastre en los muñones de los engranes de corona y piñón y las cuatro chumaceras presentaron rayaduras.

**Generador:** El rotor con afectaciones en sus cuatro polos, en sus dos ventiladores y guardas.

Cabe mencionar que las empresas responsables de las reparaciones a los equipos dictaminaron y enviaron un desglose más específico de los daños, roturas y reparaciones que se realizaron a la maquinaria, los cuales se proporcionaron, sin embargo, se mantiene dicha información bajo confidencialidad y no es relevante para este documento.

### 3.3 Solicitud de Información.

Por su parte el equipo de EC4 solicitó la siguiente documentación complementaría como resultado de las inspecciones de los días 19 de junio en las instalaciones de los especialistas en generadores eléctricos, 22 de junio en el taller de turbogeneradores y del 29 de junio en el ingenio azucarero: esquema general del proceso donde se pueda observar cada etapa; protocolos de paro y puesta en marcha del sistema de generación donde se incluya generación de vapor, arranque de turbina, sincronización con el generador e interconexión con CFE; esquema de sistemas de protección a sistema de generación (sistemas de tierras, válvulas de seguridad, bancos de capacitores, breakers, trampas de vapor, paro de emergencia, sensores de vibración, sistema de excitación, etc.); parámetros completos de operación a plena carga del sistema de generación; parámetros completos de operación durante un paro inducido de días previos al siniestro; copia de su respectiva bitácora de operaciones; parámetros completos de operación durante el siniestro y reporte de vibración en equipos de generación.

### 3.4 Análisis de Información.

#### 3.4.1 Parámetros de operación.

Con base en la información recibida se determinó que el sistema de cogeneración trabajaba bajo condiciones normales de operación, por lo que el siniestro no pudo ser ocasionado por una falla en dichas condiciones. A continuación, se muestran las gráficas de operación con los parámetros reportados por el asegurado.

En la figura 3.5 se muestran los parámetros de operación (Presión y temperatura) de la turbina en relación con la hora del 26 de mayo a partir de las 23:00 horas, al día 31 de mayo (día de incidente) a las 9:00 horas.

En la gráfica se aprecia que la temperatura de operación siempre es superior a la temperatura de saturación del vapor a las presiones de operación de la turbina, destacando que, la temperatura de operación del vapor del día 31 de mayo a las 4 am, sufre una caída abrupta pero no se llega a las condiciones de saturación, por lo cual estas condiciones no son las causas del siniestro, pero es un indicador que las condiciones de operación fueron afectadas por cuestiones externas.

Igualmente se apreció un incremento en la presión de operación de la turbina, dicho aumento se presenta en el sistema como resultado de la demanda adicional de vapor debida a la caída de la temperatura en el sistema.

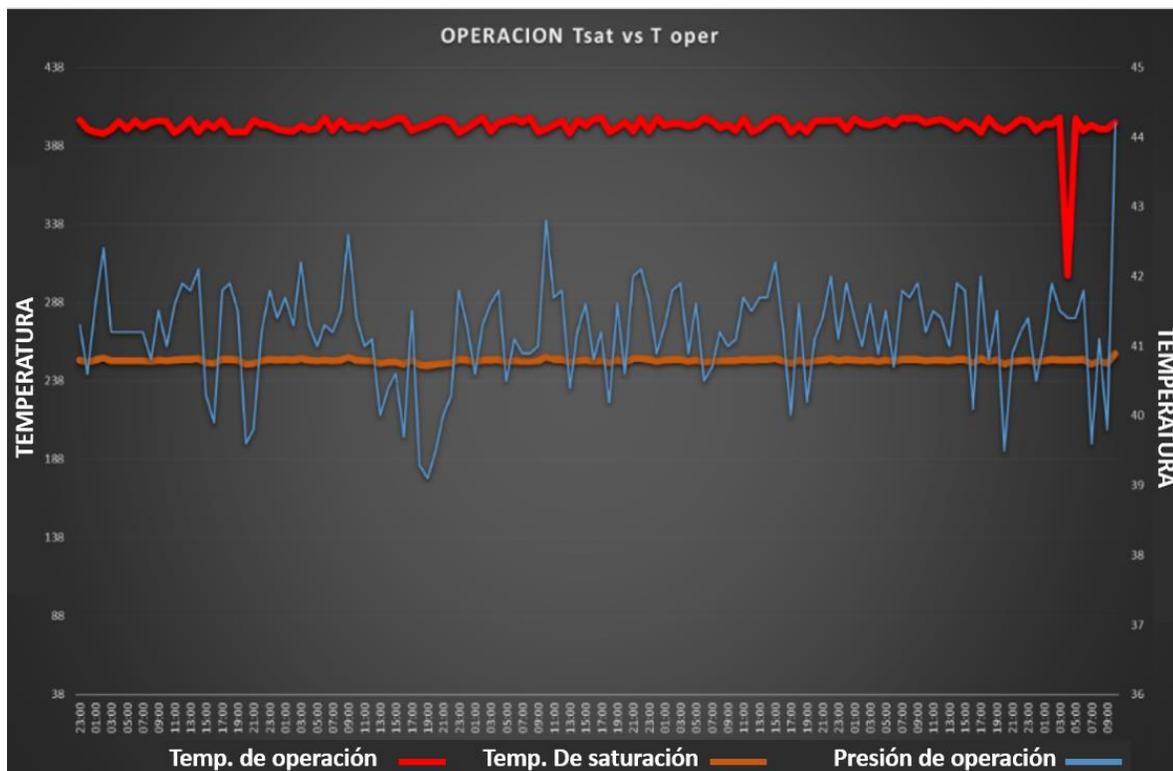


Figura 3.5 Comportamiento de las temperaturas de operación de la turbina relacionadas a su temperatura de saturación y su presión de operación, muestras del 26-31 de mayo de 2018.[6]

Por su parte, la temperatura de extracción (Figura 3.6) de la turbina también es superior a la de saturación a la presión de extracción. Con la información anterior se dedujo que el vapor en la extracción está sobrecalentado por lo que no se considera algún daño por sus condiciones de salida. Al final del registro también se observó una caída en la presión y temperatura de extracción del sistema, esto indica que las condiciones de operación demandaban mayor energía de vapor para continuar con la demanda del sistema, a pesar de estas condiciones no se le atribuyó el siniestro al evento, pero se mencionó que de continuar esta tendencia la turbina corría riesgo de colapso, ya que el vapor se condensaría antes de ser expulsado. Esto indicaba que el paro en el sistema era urgente.

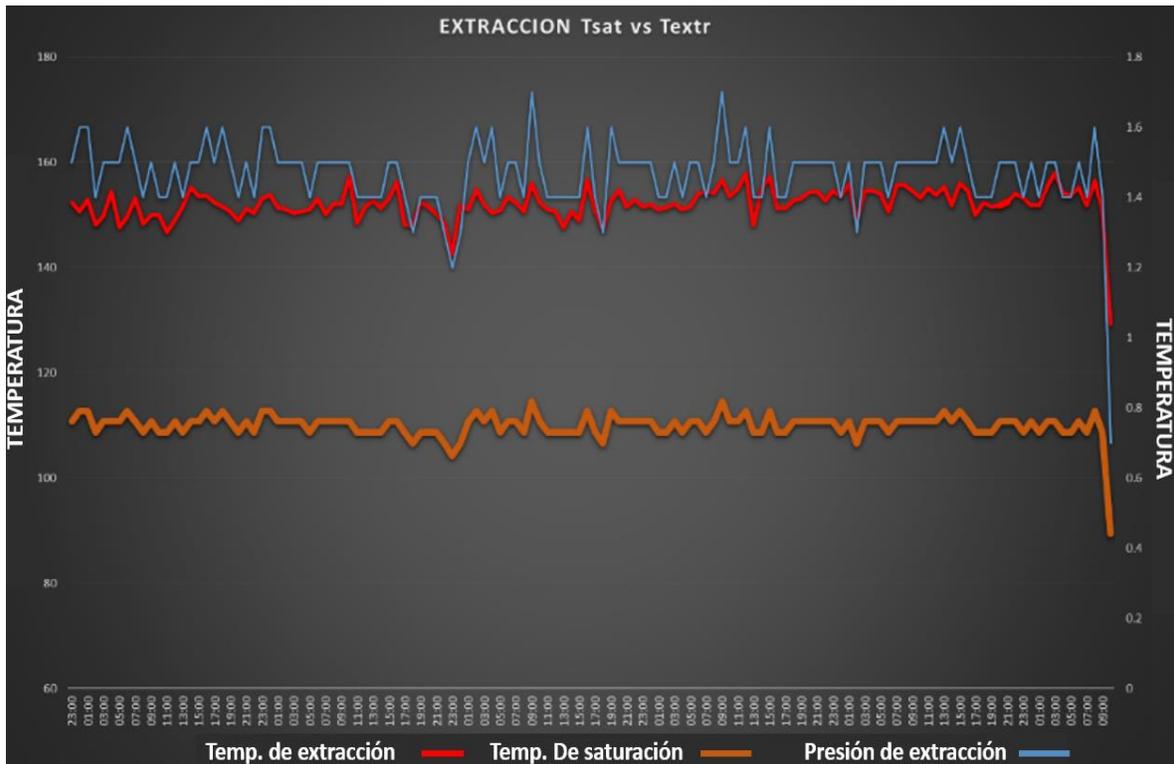


Figura 3.6 Comportamiento de las temperaturas de extracción de la turbina en relación con su temperatura de saturación y su presión de extracción, muestra del 26-31 de mayo de 2018.[6]

Los datos de la bitácora entregada por el asegurado, tiene como fin el día 31 de mayo a las 10 am, el siniestro se suscitó el mismo día a las 10:21 am, por lo que se deben analizar los últimos datos de la bitácora. Se apoyó analizando los últimos datos de la bitácora donde se observaron variaciones con respecto a las condiciones de operación, ya que la presión había aumentado de forma significativa hasta 44.2 kg/cm<sup>2</sup>, siendo la presión promedio de 41.17 kg/cm<sup>2</sup> y su máxima de 42.8 kg/cm<sup>2</sup>. Por su parte, la presión de extracción cayó significativamente hasta 0.7 kg/cm<sup>2</sup>, siendo 1.47 kg/cm<sup>2</sup> la presión promedio y 1.2 kg/cm<sup>2</sup> la presión mínima.[7] Este parámetro es importante, ya que el vapor de extracción debe superar la presión atmosférica (promedio de 1.032 kg/cm<sup>2</sup>), por lo cual se infirió que había un problema a la extracción de la turbina [8]. La presión vacuométrica en la extracción puede ser debido a condensación del vapor, una baja considerable de vapor en el sistema o una demanda adicional de carga.

La presión del aceite y del lubricante se consideraron adecuadas, ya que no presentaron variación que signifique problemas derivados de dicha presión. La presión de las chumaceras es casi constante, ya que solo varía hasta 0.02 kg/cm<sup>2</sup>. [7]

Por su parte, la temperatura del aceite debe ser inferior a 80°C y activar una alarma cuando su temperatura llegue a 75°C; la temperatura mínima debe ser de 45°C para evitar el aumento en la viscosidad del aceite. [9] Los parámetros

registrados durante la operación fueron de temperatura máxima de 64.7°C y mínima de 60.4°C. [6]

La temperatura de las chumaceras no debe superar los 110°C teniendo una alarma a los 95°C. [9] Durante la operación de la turbina, la temperatura de las chumaceras no supera dichos límites ya que su temperatura máxima es de 94°C. [6]

La frecuencia del cogenerador durante la operación es de entre 59.94 a 60.06 Hertz lo que representa un 0.1% con respecto a la frecuencia de transmisión. La variación de la frecuencia durante la operación es máxima +/- 2%, por lo cual este requisito se cumplió y no representó riesgo durante la operación. [10][12]

En lo que respecta a la generación eléctrica se apreció una caída drástica en la corriente entregada a las líneas de CFE durante la última hora de operación, en comparación al promedio de operación, ya que se encontraba en un rango de entre 243-356 A cayendo hasta 200 A. [11] El dato anterior indica una reducción en la potencia mecánica de la turbina. La caída de tensión generada indicó que se estaban realizando acciones para la desconexión del cogenerador a las líneas de CFE, misma información que el personal de planta notificó.

Las temperaturas de alarma y apagado del generador deben ser parametrizadas al valor más bajo posible. La temperatura de alarma puede ser ajustada en 10°C por encima de la temperatura de operación del generador a plena carga, considerando siempre la mayor temperatura ambiente del lugar. Los valores de temperatura ajustables no deben superar las temperaturas máximas admisibles (155°C) ni la de alarma (130°C). Tomando como referencia los parámetros anteriores se observó que la temperatura en el devanado del generador no superó los límites establecidos, ya que la temperatura máxima que alcanzó es de 89°C, lo que representa un indicador de que el generador se encontraba en buenas condiciones operativas.[6]

A continuación, la figura 3.7 muestra una gráfica donde se observa la caída de potencia de la turbina cuando se preparaba para la desconexión de las líneas de CFE, las maniobras empiezan a las 9:40 am del día 31 de mayo de 2018 y terminan con la falla de la turbina las 10:21 am. Antes de iniciar las acciones de desconexión, la turbina estaba generando en promedio 7.5 MW de potencia y tras las acciones de preparación, la turbina generaba 5 MW de potencia, posteriormente se empezó a incrementar nuevamente la carga a partir de las 10:09 am hasta alcanzar 6MW de potencia, la operación continúa hasta el momento del siniestro. [12]

# SEL 300 Turbina 1

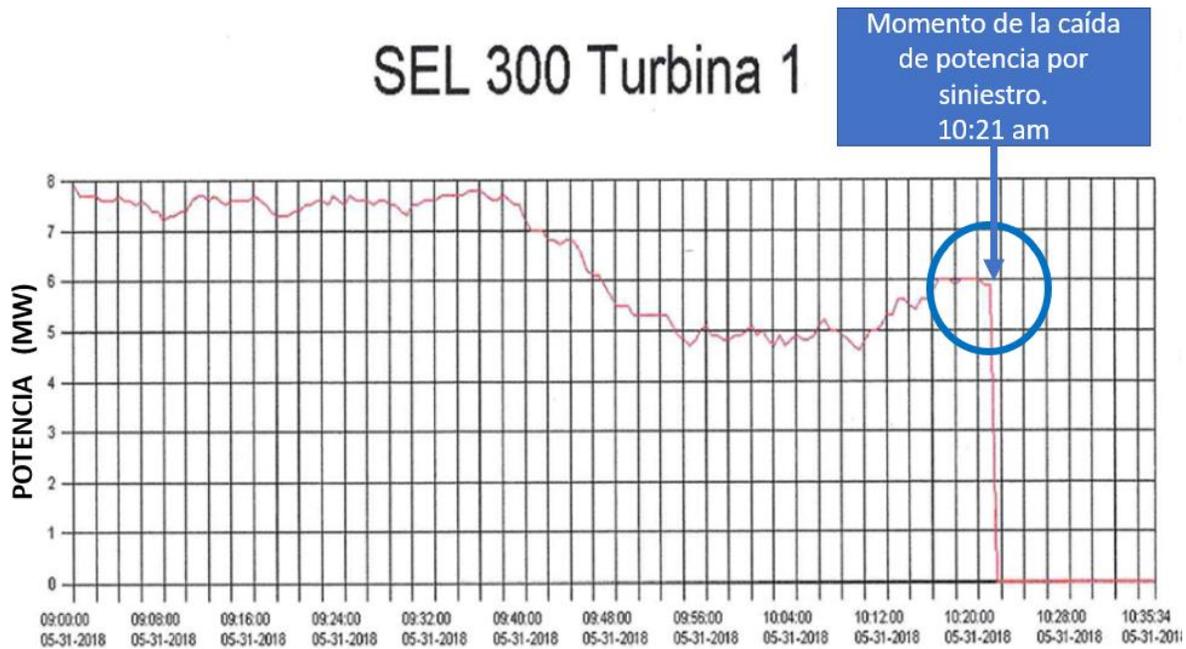


Figura 3.7 Gráfica de potencia de la turbina en relación con los horarios de operación (día del siniestro). [12]

En la figura 3.8 se muestran los parámetros de potencia a las que operó el turbogenerador el día 28 de mayo, fecha en la que sucedieron varios incidentes previos al siniestro principal que fueron importantes de mencionar como la presencia de un incendio a las 11:45 am, debido a una fuga de aceite en la manguera de desfogue, quemándose la manguera de aire de la válvula de cierre rápido, mitigándose el incendio 15 minutos después.

Este día hubo un disparo de sobre entrega de energía al enlace a CFE a las 3:21 pm, por ello se realizaron maniobras de desconexión y reconexión del sistema a las líneas, siendo restablecido a las 3:49 pm.

# SEL 300 Turbina 1

Caídas de potencia del día 28/05/2018

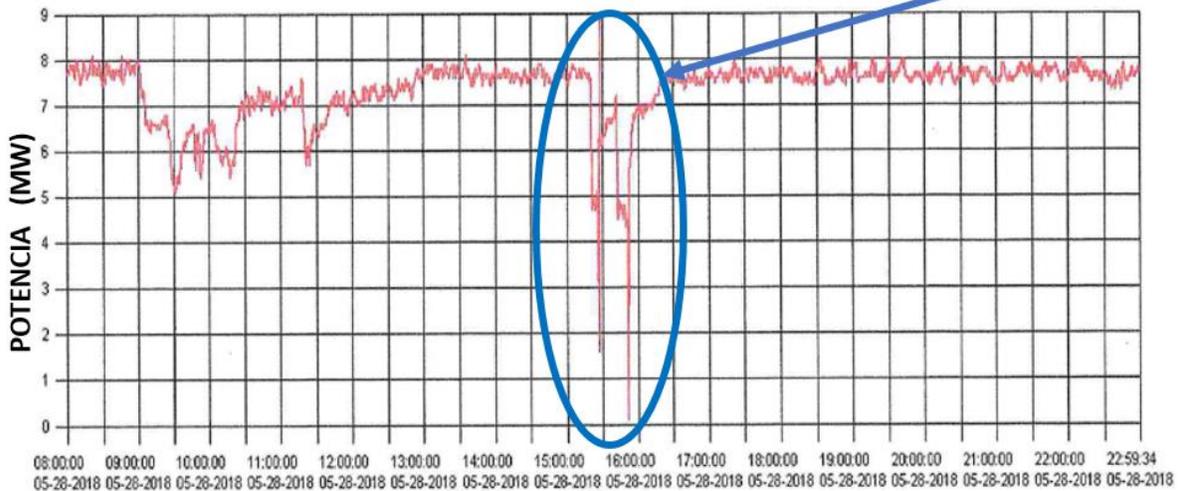


Figura 3.8 Gráfica de potencia de la turbina en relación con los horarios de operación (desconexión y reconexión del día 28 de mayo de 2018). [12]

En la figura 3.9 se muestra la velocidad de la turbina durante un periodo anterior y posterior al siniestro del día 31 de mayo de 2018 (de 8:40 am a 12:05 am). En esta grafica se observó que la turbina operaba bajo condiciones regulares a 5,326 RPM hasta el momento del siniestro en el que la turbina se aceleró alcanzando las 6,062 RPM lo que representa una sobre velocidad del 13.14%. [13]

La sobre velocidad presentada por la turbina superó los límites permisibles, ya que se considera que al 5% de sobre velocidad debería actuar un mecanismo de regulación de vapor, al 8% suena la alarma por sobre velocidad activando un sistema de regulación de velocidad y al 10% se debería accionar el dispositivo de cierre rápido.[10][14][15] Según los datos proporcionados, los sistemas de protección no actuaron a tiempo y se generó el siniestro a causa de la sobre velocidad de la turbina. La turbina tardó en frenarse aproximadamente 9 minutos. [13]

# Woodward Turbina 1

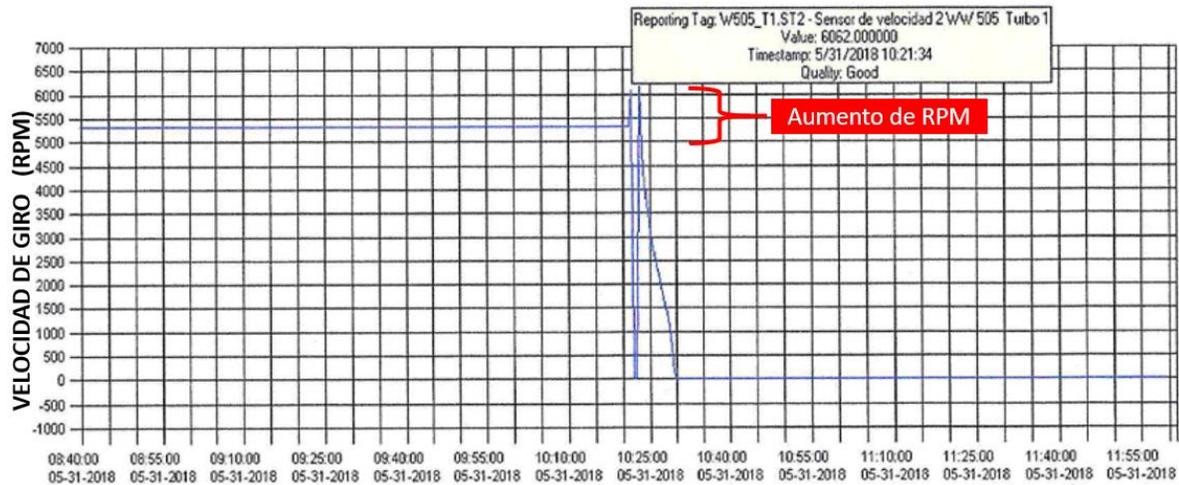


Figura 3.9 Velocidad de la turbina en relación con su tiempo de operación (día del siniestro).[13]

## 3.4.2 Información recabada.

De la carta de reclamación a CFE el asegurado declara:

- Fue falla instantánea (CFE no tenía programada la desconexión), por lo cual se abrió inmediatamente el interruptor y el restaurador quedando el sistema en modo isla.
- La aceleración fue atípica a causa de que la válvula de cierre rápido no funcionó de forma adecuada.
- El rechazo de carga fue la causa de la sobre velocidad y esta a su vez provoca el daño de un disco que causa la vibración, misma que daña el resto de las partes del sistema.

De la bitácora del 28 de mayo de 2018:

- Turbina trabajaba con fuga de aceite en la chumacera del reductor.
- Turbina trabajaba con fuga de aceite en la varilla de la válvula de disparo.
- Fuga de aceite en válvula de la bomba de lubricación.
- Tapa de la turbina trabajaba con fuga de vapor.
- Fuga de aire en la bobina de la válvula de cierre rápido.
- Se presentó incendio por fuga de aceite en la manguera de desfogue quemando la manguera de aire de la válvula de cierre rápido.

- Hubo un disparo del restaurador e interruptor del sistema de turbo generación. Se realizaron maniobras de conexión y desconexión.

De la bitácora del 31 de mayo de 2018:

- Las fallas y fugas de operación del día 28 de mayo persisten.
- Ocurre siniestro a las 10:21 am
- Entra en operación el turbogenerador "2".

### 3.5 Datos arrojados y planteamiento de hipótesis.

Tras el análisis de la información presentada por el asegurado, el ajustador y el seguro, los datos que se recabaron y las pruebas físicas, se compaginaron los datos obtenidos en cada uno de los elementos involucrados, dándose los siguientes resultados.

Sistema de interconexión ingenio azucarero-CFE:

Se revisaron las bitácoras de los días 28 y 31 de mayo, fechas cuando se presentaron conexiones y desconexiones entre las líneas de CFE y el ingenio, descritos en párrafos anteriores. Se resalta que en el primer corte del día 28 se observó una disminución de la carga en el sistema, misma que fue elevada nuevamente al restablecerse la conexión, que simultáneamente, durante el disparo del restaurador se observó un aumento en la velocidad de la turbina, pero dicha velocidad fue rectificadada rápidamente por la oportuna actuación de los sistemas de regulación.

El día 31 de mayo de 2018, día del siniestro, se solicitó licencia para sacar de operación el sistema denominado, número 1756, que se le atribuye al sistema de cogeneración, por lo que se inician las maniobras de desconexión. A pesar de que se autoriza la desconexión del sistema, el equipo no es sacado de las líneas de CFE, por lo que en el momento de la desconexión se efectúa un rechazo de carga en el sistema. El rechazo de carga afecta directamente en la turbina, teniendo como consecuencia la sobrevelocidad de equipo, generando daños internos, llegando al colapso.



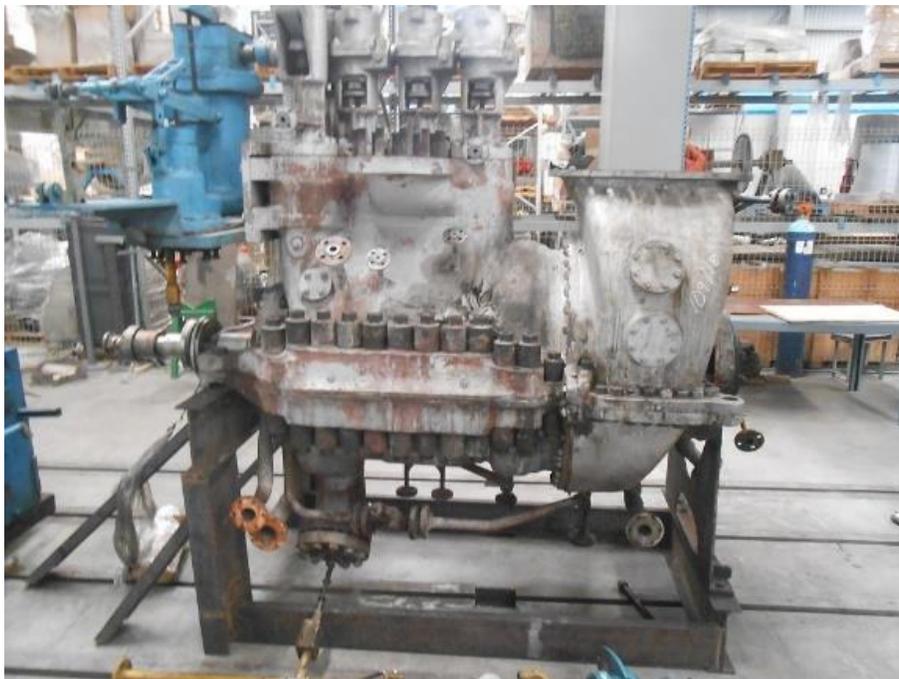
*Figura 3.10 Sistema completo de cogeneración previo al siniestro, vista frontal, no se observan afectaciones en el equipo.*

#### Turbina:

Se declara que en 2016 la turbina tuvo un mantenimiento mayor y fue realizado por el mismo proveedor responsable de su reparación, pero se desconoce la profundidad de los trabajos, ya que ninguna de las instituciones proporcionó el reporte del mantenimiento. Durante la inspección a los talleres de la turbina se pudo constatar que los álabes contenían residuos e incrustaciones (figura 3.13) que pueden estar provocadas por niveles inadecuados de carbonatos, sílice, hierro, sodio u otros metales en el vapor.[5] También se observó que una válvula de regulación no estaba habilitada, provocando un aumento en la velocidad del vapor a la entrada de la turbina, propiciando la corrosión y desgaste de los elementos de la turbina. Se detectó evidencia de corrosión y óxido en el monoblock de la turbina, lo que indica que no operaba en óptimas condiciones de mantenimiento.



*Figura 3.11 Turbina afectada, vista general.*



*Figura 3.12 Monoblock de la turbina afectada.*

El día del siniestro la turbina operaba en condiciones regulares de trabajo por los incidentes del día 28, aproximadamente a las 9:40 am se disminuye la carga requerida, por lo que el flujo de vapor que entra a la turbina disminuye. Se mantiene el flujo durante 30 minutos aproximadamente. A las 10:12 am se aumenta la carga de vapor y aumentando así la potencia de la turbina hasta el momento del siniestro.

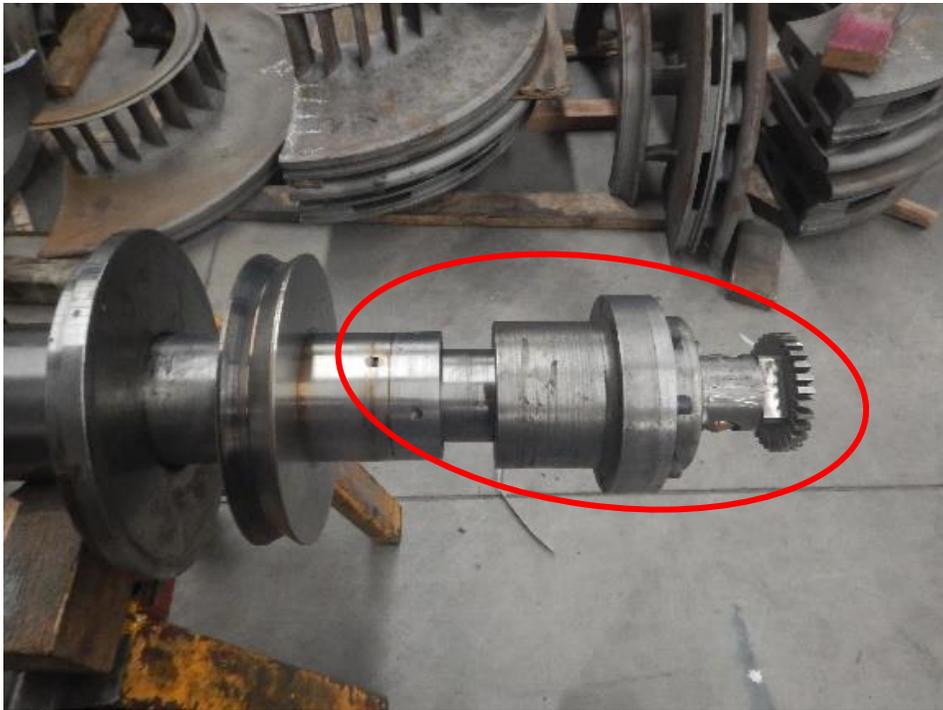


*Figura 3.13 Residuos de material en álabes.*

El disparo del interruptor provoca que el generador pierda la carga, evento que ocasiona que la turbina se acelere sobrepasando los sistemas de protección por sobrevelocidad y activándose el disparo de la turbina, desafortunadamente la válvula de cierre rápido no opera adecuadamente y la turbina continúa acelerándose. La turbina aumento su velocidad durante 2 minutos aproximadamente, tiempo durante el cual aumentaron las vibraciones en el sistema hasta que un disco de álabes se atrancó con su diafragma correspondiente. El contacto de las partes fijas con las móviles de la turbina tuvo como efecto el fallo en los álabes debido a que la inercia del equipo produce la fragmentación de estos y la deformación del diafragma, desencadenando una mayor vibración en el sistema, con lo cual el resto de los discos y diafragmas sufren golpeteo entre sí, los sellos laberínticos son afectados y la carcasa sufre impactos por las piezas fragmentadas. Adicionalmente el generador, reductores, muñones y coples sufren los efectos de la vibración.



*Figura 3.14 Disco número 10 de álabes fragmentado.*



*Figura 3.15 Daño en acople. Se observan afectaciones en el eje y muñón.*

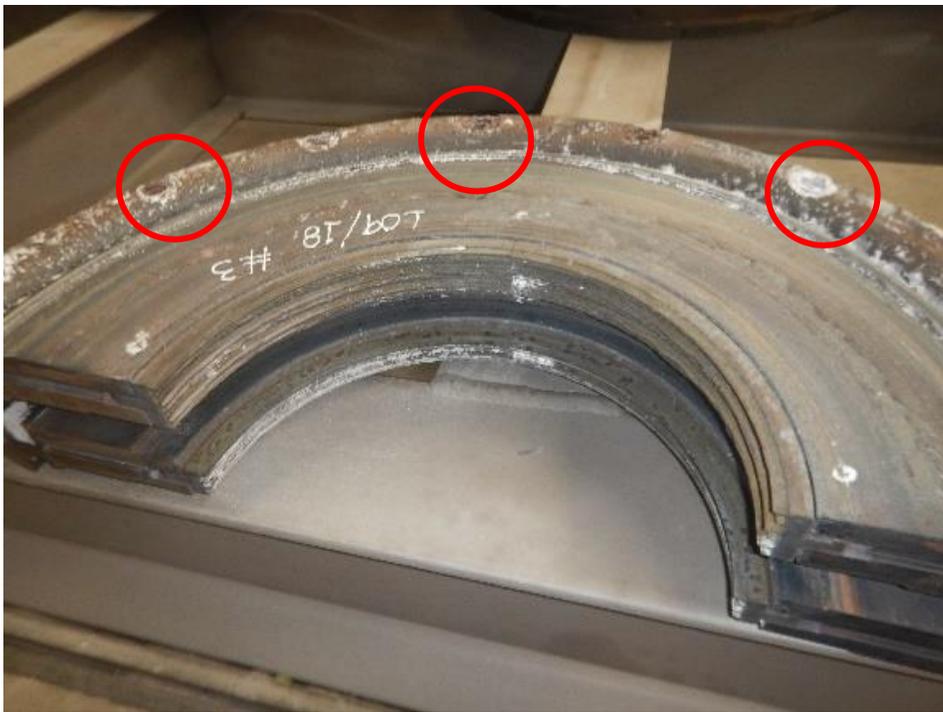


*Figura 3.16 Sistema de sellos de vapor dañado, con residuos de materiales diversos.*

Cabe destacar, que la válvula de disparo no actuó a tiempo y el vapor continuó entrando aun después de su accionamiento, esto se comprueba por el aumento de presión a la entrada de esta. Una vez cerrada la válvula de regulación, la turbina tardó aproximadamente 7 minutos en frenar a causa de la inercia del sistema, esto no ocasiono daño adicional a la turbina, pero si a los coples, muñones y el sistema de reducción. La parte de la turbina con mayor vibración y por ende la de mayor afectación es la de baja presión, ya que tiene elementos más largos.



*Figura 3.17 Sistema de disparo afectado.*



*Figura 3.18 Diafragma dañado. Se presentan afectaciones de salinidad, dicha pieza se reemplazará en su totalidad.*

## Generador:

El día del siniestro el generador eléctrico trabajaba bajo condiciones regulares de operación, como ya fue descrito anteriormente. Después de realizarse las maniobras que preparaban al sistema para salir de línea de CFE, el generador entregaba 200 A aproximadamente, lo que representa 60% de su tensión regular. En el momento del siniestro el generador pierde la tensión que demandaban las líneas de CFE y queda sin carga, evento que provoca que la turbina se acelere. Al no tener tensión en la línea, el generador opera en modo isla, que refiere a su operación fuera de las líneas de CFE.[11]

Las vibraciones provocadas por la turbina son resentidas por el rotor, el cual alcanza a rozar entre polos provocando que el material aislante de sus embobinados se dañe y posteriormente ocasionen su corte. Adicionalmente, se dañaron piezas del sistema de sujeción del rotor, y el sistema de ventilación entre los que se pueden mencionar la tolva y el ventilador.



*Figura 3.19 Rotor del generador afectado en su eje, presentando desbaste por sobreaceleración.*



*Figura 3.20 Estator del generador dañado con testigos de incendio.*

#### Sistemas de protección:

El sistema de protección a la turbina y equipos móviles presentaron daños previos al siniestro, ya que contenían fugas de aceite, mala lubricación y operación deficiente. Se puede mencionar la fuga de aceite en la varilla de la válvula de disparo, fuga de aceite en la válvula de la bomba de lubricación, fuga de aire en la bobina de la válvula de cierre rápido y algunas fugas menores.

Debido al evento de incendio del 28 de junio se continúa con una falta de operatividad de la válvula de cierre rápido y su lenta actuación el 31 de mayo, día del siniestro, el sistema de regulación de velocidad actuó al detectarse el aumento en la velocidad de la turbina, pero no fue suficiente, ya que la turbina continuó acelerando por efecto de la inercia del equipo.

Las válvulas de regulación actuaron sin producir efecto alguno sobre el evento que se estaba suscitando, por lo que entro en operación la válvula de cierre rápido.

Desafortunadamente el sistema carecía del mantenimiento adecuado (ya se han mencionado las fugas en el sistema), por lo cual actuó de manera deficiente, y las válvulas ocuparon más tiempo del normal en cerrarse, en este tiempo la velocidad de la turbina alcanzo más del 13% de sobre velocidad, siendo del 10% la sobre velocidad de disparo promedio.[13]

Es de suma importancia mencionar que la falta de mantenimiento en este sistema de paro de emergencia se considera como la raíz del siniestro, ya que la falta de actuación oportuna desencadenó el siniestro que afectó directamente a la turbina, generador, chumaceras y resto de equipos dañados.



*Figura 3.21 Válvula de la turbina.*



*Figura 3.22 Válvula de vapor del sistema de cogeneración.*

Otro sistema de protección que se consideró deficiente es el sistema de lubricación, ya que operó con fugas en su sistema.

La lubricación deficiente del sistema ha contribuido al desgaste irregular del resto del elemento, prueba de ello es el mantenimiento que se le realizó al reductor un año antes evidenciando la deficiente lubricación en este equipo.



*Figura 3.23 Sistema de lubricación con fugas.*

Reductor de velocidad:

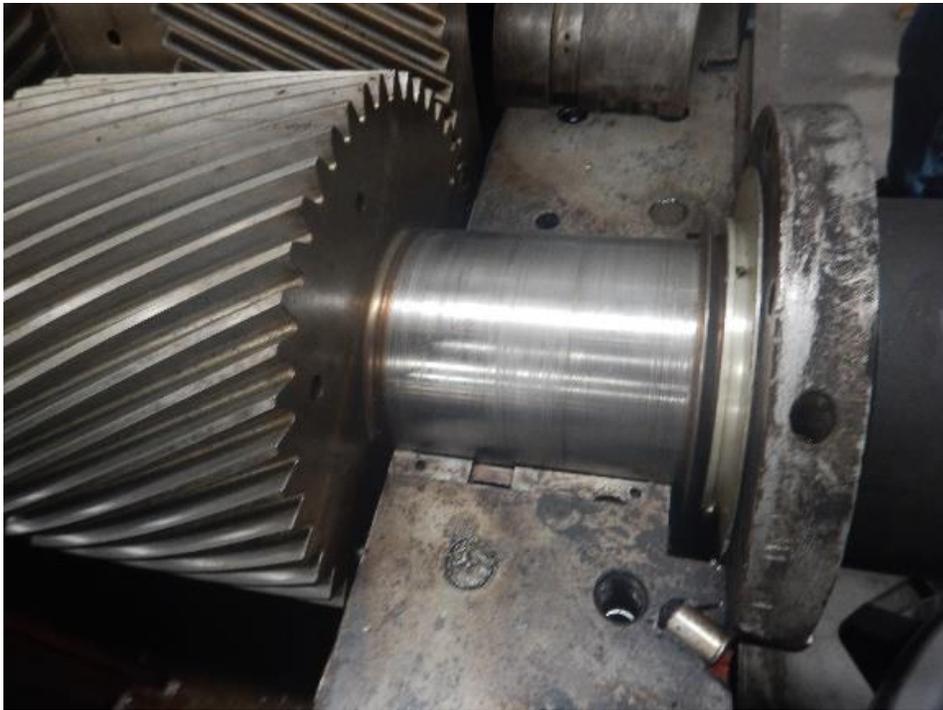
El sistema de reducción de velocidad, acoplamiento entre la turbina y generador, es un sistema que ha estado operando en precarias condiciones, ya que laboraba con mala lubricación y fugas de aceite.

El reporte de mantenimiento de año 2017, indicó que los muñones, sellos, el engranaje para la corona de transmisión, el engranaje del piñón y el cople de transmisión presentaron desgaste por arrastre y picaduras por corrosión. El daño anteriormente mencionado es evidencia de que este sistema estaba siendo mal lubricado y sus condiciones operativas no eran adecuadas.

Durante el siniestro los daños aumentaron en este equipo, en el momento en que la turbina se aceleró y se rompieron los álabes, el reductor sufrió los efectos de la vibración, por lo que se rompió el cople que lo unía con la turbina y el aceite se fugó, la falta de lubricación propició el contacto entre metales, lo que ocasionó chispas que provocaron la ignición del aceite derramado e incendiando algunos circuitos eléctricos, inclusive la flama alcanzó la tubería de vapor quemando sus recubrimientos. El incendio fue sofocado un par de minutos más tarde, mientras la turbina aún seguía girando.



*Figura 3.24 Reductor de velocidad.*



*Figura 3.25 Rodamientos de reductor dañados.*



*Figura 3.26 Rayaduras en asiento de rodamiento.*



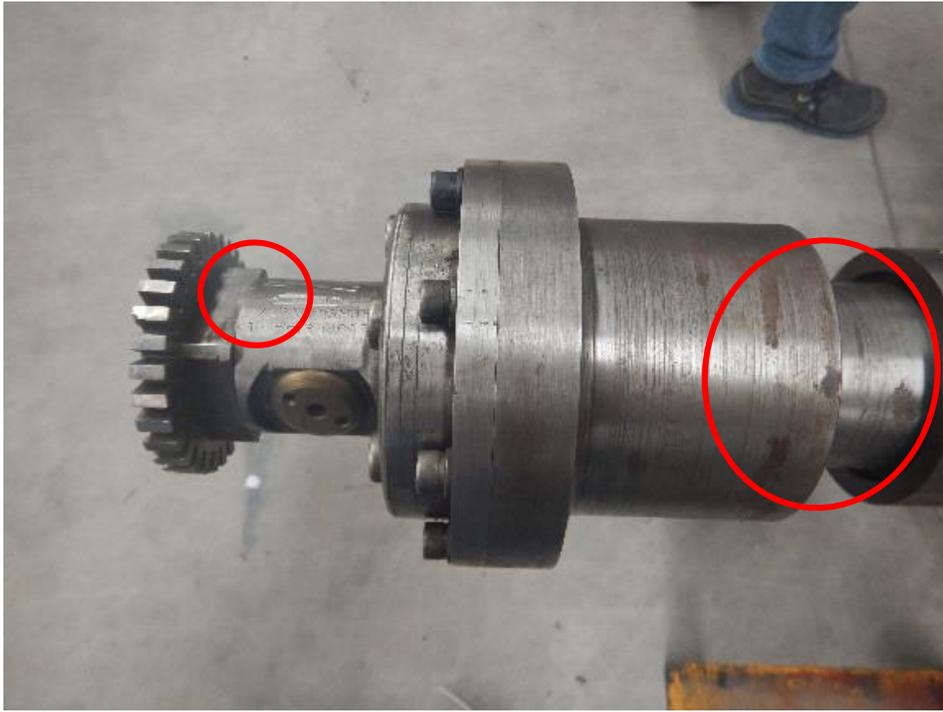
*Figura 3.27 Chumacera dañada con afectaciones internas.*



*Figura 3.28 Tuberías dañadas por incendio en chumaceras.*

#### Coples y muñones.

A pesar de ser evidentes las carencias de lubricación y fugas de aceite, los coples operaban de forma regular, evidencia de ello son las bajas vibraciones presentadas por el sistema de turbo generación y gracias al reciente mantenimiento que había recibido. Es importante mencionar que, durante el siniestro, las condiciones de operación propiciaron que los coples y muñones se dañaran (figura 3.29) más de lo que corresponde a una operación bajo condiciones óptimas.



*Figura 3.29 Daño en muñón y cople.*



*Figura 3.33 Sistema de extracción de la turbina*

## Planteamiento de hipótesis.

Con base en la información proporcionada y la investigación realizada en sitio se formularon distintas hipótesis de las cuales las más relevantes son las siguientes:

- A. Falla en el suministro eléctrico por parte de CFE (argumentación de causa del siniestro durante entrevista a empleados del ingenio azucarero).

Analizando la descripción de las fallas y la evidencia física e información recibida sobre el siniestro se descarta esta hipótesis como causa del siniestro del turbogenerador del ingenio Santa Rosalía del día 31 de mayo de 2018

- B. Rechazo de carga por desconexión a líneas de CFE sobrepasando la protección eléctrica.

Basándose en lo anteriormente descrito, la evidencia física, la información documental recibida, los sistemas de protección, las inspecciones realizadas y el orden en que se desencadenan los eventos se puede deducir que el siniestro se presenta tras suscitarse el disparo total de carga, pero el sistema no tenía los elementos de protección adecuados, por lo cual se le atribuyó a este evento la causa del siniestro, pero no la raíz de este.

- C. Válvula de cierre rápido actúa tarde durante el rechazo de carga por falta de mantenimiento.

Basándose en la descripción del siniestro, la evidencia física y documental, la raíz del siniestro se les atribuyó a las condiciones operativas de los elementos de seguridad, particularmente al dispositivo de cierre rápido que actuó de manera tardía e ineficientemente durante el rechazo de carga. Esta reacción se debe a la falta de mantenimiento correctivo que se les da a sus sistemas permitiendo fugas en su sistema de control y falta de prevención después de ser afectado por un primer evento (incendio del 28 de mayo de 2018).



## Capítulo 4: Conclusiones

---

Una vez analizadas las diferentes hipótesis planteadas, es posible establecer que la causa del siniestro fue por el rechazo de carga suscitado en la unidad de cogeneración ya que esta propicio los parámetros de emergencia que desembocaron en el siniestro, pero no fue la raíz del problema, ya que estas condiciones se presentan regularmente en un sistema de esta naturaleza. Prueba de ello es la desconexión ocurrida el día 28 de mayo de 2018, durante la cual los sistemas de respuesta operaron de forma normal, logrando llevar las condiciones de emergencia a condiciones operativas, e incluso se logró la reconexión del sistema a las líneas de CFE.

La raíz del siniestro se origina en la falta de mantenimiento recibido por los sistemas de seguridad del turbogenerador, particularmente al sistema de disparo, el cual actuó de forma inapropiada tardando más de lo recomendable y permitiendo que el sistema alcanzara niveles superiores a los críticos, y de esta forma propiciando el siniestro. La falta de mantenimiento se evidencia ya que el sistema de disparo operaba con varias fugas de aceite.

Otro factor relevante es el incendio que se presentó el día 28 de mayo de 2018, ya que durante este evento se quemó la manguera de aire de la válvula de cierre rápido, razón por la cual no pudo disminuir la presión de cierre. A pesar de saber de las deficiencias en el sistema de paro de emergencia, el cogenerador siguió operando normalmente y el personal de la planta no dio evidencia de la operatividad de este. Dentro de la información recibida no se proporcionó la carpeta con el último mantenimiento a la turbina ni a sus elementos de protección, razón por la cual no es posible indicar cuando fue el último mantenimiento a este sistema.

La deficiencia en el sistema de lubricación es otro aspecto que se consideró como un potenciador del daño. Este argumento se basa en que la mala lubricación en los sistemas de rodamiento que permitió que se dañaran los muñones y coples del sistema. El daño también permitió que se transmitiera la vibración al reductor teniendo como el mantenimiento correctivo al reductor en el mes de septiembre y octubre de 2017, donde se observó afectación por rozamiento y corrosión.



## Bibliografía

---

- [1]: Página oficial de la empresa EC4.  
<http://www.ec4.mx/> Recuperado el 26/11/18
- [2]: Sistemas de cogeneración.  
[https://www.ambientum.com/enciclopedia\\_medioambiental/energia/sistemas\\_de\\_cogeneracion.asp](https://www.ambientum.com/enciclopedia_medioambiental/energia/sistemas_de_cogeneracion.asp) Recuperado el 12/01/19
- [3]: Página oficial del ingenio azucarero.  
<http://www.bsm.com.mx/> Recuperado 20/08/18
- [4]: Datos de placa del sistema.
- [5]: Reporte de mantenimiento de la turbina de vapor realizado por especialista, 2017.
- [6]: Bitácoras de operación del 26 al 31 de mayo de 2018.
- [7]: Bitácoras de presiones del sistema de cogeneración número1 del 26 al 31 de mayo de 2018.
- [8]: Cengel, Y. A. y Boles, M.A.: *Termodinámica*. Mc Graw-Hill, 2012.
- [9]: Terradillos, J. y Ignacio, J. *Todo sobre la lubricación de las turbinas y su mantenimiento a través del análisis del aceite*, IK4-Tekniker
- [10]: Comisión Federal de Electricidad, Anexo "D". Sistemas de control electrohidráulico de turbina (ehc). Evaluador de esfuerzos del rotor, supervisión de turbina. (TSI), México.
- [11]: Reporte de entrega de energía a CFE del 26 al 31 de mayo.
- [12]: SEL 300 de la turbina número 1 del ingenio azucarero.
- [13]: Woodward de la turbina número 1 del ingenio azucarero.
- [14]: Musetti, A.M. (2008). *Planificación de la explotación y estudios. Coordinación con el sistema argentino del esquema de disparo automático de carga por sub- frecuencia uruguayo*. Uruguay: UTE-Uruguay.
- [15]: ISO 10816. (2015). *Mechanical vibration- Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts*. Segunda edición: 2015