



Universidad Nacional Mayor de San Marcos
Universidad del Perú. Decana de América
Facultad de Ciencias Físicas
Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica de Fluidos

Análisis de las fallas en turbinas de gas en Central
Samay I SA, Puerto Bravo, Mollendo, Arequipa, Perú

INFORME PROFESIONAL

Para optar el Título Profesional de Ingeniero Mecánico de Fluidos

AUTOR

Frank PICÓN CHAMORRO

Lima, Perú

2023



Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

Referencia bibliográfica

Picón, F. (2023). *Análisis de las fallas en turbinas de gas en Central Samay I SA, Puerto Bravo, Mollendo, Arequipa, Perú*. [Informe profesional de pregrado, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Ciencias Físicas, Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica de Fluidos]. Repositorio institucional Cybertesis UNMSM.

Metadatos complementarios

Datos de autor	
Nombres y apellidos	Frank Picón Chamorro
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	00124926
URL de ORCID	https://orcid.org/0009-0001-2484-5847
Datos del jurado	
Presidente del jurado	
Nombres y apellidos	Douglas Donal Sarango Julca
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	07136313
Miembro del jurado 1	
Nombres y apellidos	Adolfo Carlos Lozada Pedraza
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	09383020
Miembro del jurado 2	
Nombres y apellidos	Jairo Pinedo Taquia
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	44754057
Datos de investigación	
Línea de investigación	A.2.5.1. Energética
Grupo de investigación	No aplica
Agencia de financiamiento	Propia

Ubicación geográfica de la investigación	País: Perú Departamento: Arequipa Provincia: Islay Distrito: Mollendo Latitud: 17°2'23.56"S Longitud: 71°58'34.82"O
Año o rango de años en que se realizó la investigación	2023
URL de disciplinas OCDE	Termodinámica https://purl.org/pe-repo/ocde/ford#2.03.00



Universidad Nacional Mayor de San Marcos

(Universidad del PERÚ, Decana de América)

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA DE FLUIDOS

ACTA DE SUSTENTACIÓN PRESENCIAL DEL INFORME PROFESIONAL PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO MECANICO DE FLUIDOS, MODALIDAD DE TITULACIÓN M-4 - POR EXPERIENCIA PROFESIONAL

Siendo las 12:00 horas del día jueves 16 de noviembre de 2023, en el Auditorio de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica de Fluidos de la Facultad de Ciencias Físicas, bajo la presidencia del DR. ING. DOUGLAS DONAL SARANGO JULCA y con la asistencia de los miembros MG. ING. ADOLFO CARLOS LOZADA PEDRAZA y el MG. ING. JAIRO PINEDO TAQUIA se dio inicio a la Sesión Pública Presencial de Sustentación del Informe Profesional para optar el Título Profesional de Ingeniero Mecánico de Fluidos, mediante la Modalidad de Titulación M-4 Por Experiencia Profesional, del Bachiller:

FRANK PICÓN CHAMORRO

El Presidente del Jurado Examinador dio lectura del Resumen del Expediente, e invitó al Bachiller FRANK PICÓN CHAMORRO, a realizar la Exposición del Informe Profesional titulado "ANÁLISIS DE LAS FALLAS EN TURBINAS DE GAS EN CENTRAL SAMAY I SA, PUERTO BRAVO, MOLLENDO, AREQUIPA, PERÚ".

Concluida la exposición del candidato y luego de las preguntas de rigor por parte del Jurado Examinador, el Presidente invitó al Bachiller abandonar momentáneamente la sala de sesión para dar paso a la deliberación y calificación por parte del Jurado.

Al término de la deliberación del Jurado, se invitó al candidato a regresar a la sala de sesión para dar lectura a la calificación final obtenida por el Bachiller, la misma que fue:

QUINCE 15

El Presidente del Jurado DR. ING. DOUGLAS DONAL SARANGO JULCA, a nombre de la Nación y de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, declaró al Bachiller FRANK PICÓN CHAMORRO Ingeniero Mecánico de Fluidos.

Siendo las ^{13:00} horas del mismo día, se levantó la sesión.

DR. ING. DOUGLAS DONAL SARANGO JULCA
PRESIDENTE DEL JURADO

MG. ING. ADOLFO CARLOS LOZADA PEDRAZA
MIEMBRO DEL JURADO

MG. ING. JAIRO PINEDO TAQUIA
MIEMBRO DEL JURADO



Universidad Nacional Mayor de San Marcos

Universidad del Perú. Decana de América

Vicerrectorado de Investigación y Posgrado



CERTIFICADO DE SIMILITUD

Yo Dr. Douglas Donal Sarango Julca en mi condición de Director, revisor del Informe Profesional, titulado “ANÁLISIS DE LAS FALLAS EN TURBINAS DE GAS EN CENTRAL SAMAY I SA, PUERTO BRAVO, MOLLENDO, AREQUIPA, PERÚ”, presentado por el Bachiller Frank Picón Chamorro, para optar el Título Profesional de Ingeniero Mecánico de Fluidos para ser publicado en el Repositorio Cybertesis UNMSM.

CERTIFICO que se ha cumplido con lo establecido en la Directiva de Originalidad y de Similitud de Trabajos Académicos, de Investigación y Producción Intelectual. Según la revisión, evaluación y análisis mediante el software para la detección de similitud textual, el documento evaluado cuenta con el porcentaje de 9% de similitud, nivel **PERMITIDO**, para continuar con los trámites correspondientes y para su **publicación**.

Se emite el presente certificado con fines de continuar con los trámites respectivos para su publicación.



UNMSM

Firmado digitalmente por SARANGO
JULCA Douglas Donal FAU
20148092282 soft
Motivo: Soy el autor del documento
Fecha: 01.12.2023 05:48:34 -05:00

Firma del Director/Editor/revisor

DNI: 07136313

Nombres y apellidos del Revisor:
DR. DOUGLAS DONAL SARANGO JULCA



DEDICATORIA

Quiero agradecer primeramente a Dios por darme la vida, salud y una familia maravillosa.

A mis padres, Marcial y Delicia, a ellos les debo todo lo que soy, es gracias a su esfuerzo, apoyo y consejos, que están ahí conmigo en cada momento trascendental de mi vida.

A mi esposa, Vivian la mujer más maravillosa que he conocido, con su amor su empuje, firmeza y dedicación brindándome todo el apoyo necesario para salir adelante en nuestras metas.

INDICE

INDICE.....	3
GLOSARIO	5
RESUMEN	6
INTRODUCCIÓN	7
CAPITULO I.....	8
GENERALIDADES	8
1.1. Planteamiento del problema	8
1.2. Ubicación del proyecto.....	10
1.3. Alcance.....	11
1.4. Justificación	12
1.5. Objetivos	13
1.5.1. Objetivo general	13
1.5.2. Objetivos específicos.....	13
CAPITULO II.....	14
MARCO TEÓRICO	14
2.1. Turbina de gas.....	14
2.2. Fallas.	27
CAPITULO III.....	32

LUGAR DE ESTUDIO.....	32
3.1. Central Samay I S.A.....	32
CAPITULO IV	37
DESCRIPCION DE LAS FALLAS DENTRO LA CENTRAL SAMAY I S.A.	37
4.1. Puesta en marcha de centrales.....	37
4.2. Análisis del siniestro	41
4.3. La configuración de la central eléctrica.....	42
4.4. Las circunstancias generales del descubrimiento del daño	44
4.5. Estabilidad de la red y frecuencia de torsión natural del tren de rotores.	48
4.6. Análisis de la ocurrencia de resonancia subsincronica en Puerto Bravo	51
4.6.1. Análisis.....	52
4.7. Resultados el informe de Planta de Generación Samay I, en Puerto Bravo Open Cycle PS, km 125 Costanera Sur Arequipa –Perú	57
CONCLUSIONES	78
RECOMENDACIONES.....	80
REFERENCIAS.....	81
ANEXOS	86

GLOSARIO

COES: Comité de Red de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.

SSR: del inglés “Subsynchronous Resonance”, resonancia subsíncrona.

EPC: del inglés “Engineering, Procurement and Construction”, En este tipo de contrato, la empresa elegida es la encargada de diseñar la instalación, comprar las herramientas y materiales, y terminar la obra en su totalidad. Todo el proyecto se entrega al cliente por la tarifa preestablecida. El término "proyectos llave en mano" también se aplica a este modelo.

GE: empresa General Electric.

NDT: del inglés “nondestructive testing”, ensayos no destructivos.

NOx: El óxido nitroso y las emisiones de óxido de nitrógeno son una clase de sustancias químicas. Cuando el oxígeno y el nitrógeno, dos gases inofensivos, están presentes en el aire que respiramos, de su combinación resultan una serie de compuestos muy nocivos para la salud.

RCA: del inglés “Root Cause Analysis”, Es un enfoque sistemático y científico para identificar la causa raíz del mal funcionamiento y/o el mal funcionamiento de la maquinaria. Una vez que se identifica la causa, puede encontrar soluciones efectivas que eviten que el problema se repita en lugar de simplemente abordar los efectos existentes.

Speedtronic/ADRE: sistema de adquisición de datos de Bentley Nevada de GE Power.

RESUMEN

El 14 de julio de 2016 nuestra oficina en Perú recibió el encargo de la Aseguradora Mapfre Perú para intervenir en el presente caso, falla general de la central térmica de Puerto Bravo. Asimismo, el mismo día nuestras oficinas de Madrid y Londres recibieron el encargo de ,Mapfre Global.

Dicha central cuenta con 04 grupos de turbinas y generadores (GT). Inicialmente se reportó únicamente la avería de la unidad GT4 de la central térmica , añadiéndose posteriormente la unidad GT3 y la unidad GT2, avisos y confirmaciones que se recibieron el 20 y 25 de julio de 2016 respectivamente.

A finales de agosto, el Asegurado comunicó preventivamente la posibilidad de que la unidad GT1 estuviese también dañada. El 19 de septiembre de 2016, tras la realización de su inspección por parte de General Electric, nos confirmaron daños en el generador de esta unidad.

El daño a las turbinas y generadores se descubrió poco tiempo después de que se completara la puesta en servicio de la central.

INTRODUCCIÓN

La central eléctrica de Puerto Bravo fue desarrollada por Samay I SA, en respuesta a una 'Solicitud de Propuestas' del Gobierno Peruano para nueva capacidad de generación.

La planta fue construida bajo los términos de un contrato Ingeniería, procura y construcción (EPC).

El suministro de turbinas de gas y generadores estuvo a cargo de la empresa General Electric (GE Power). La planta se completó en mayo de 2016 y entró en operación comercial entre fines de mayo y principios de junio de 2016.

En el presente trabajo vamos a abordar la intervención de la empresa Addvalora – Wmoller en el análisis de las circunstancias de los daños, descripción de los mismos, así como poder determinar la causa de los daños para determinar la razón del agrietamiento de ejes en las turbinas de gas y los generadores.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1. Planteamiento del problema

Uno de los factores más importantes en el desarrollo humano es la energía, pero para obtenerla, las personas siempre han tenido que conocer y desarrollar nuevos métodos de producción de electricidad.

Debido al deseo de las personas de avanzar y mejorar su calidad de vida, el uso de la electricidad aumenta diariamente en todo el mundo. El mecanismo para esta conversión de recursos en electricidad es la central térmica. Sin embargo, los recursos utilizados para transformarlo en este caso contaminan el medio ambiente, dando lugar a la amenaza que supone el calentamiento global para todo el planeta. Se deben estudiar métodos de optimización de estos recursos, para ello se deben encontrar las condiciones suficientes para realizar transformaciones más racionales y eficientes con menor impacto al medio ambiente, para ello se analiza el comportamiento de estas variables desde el punto de vista termodinámico, utilizando aceleración para obtener estas herramientas estatales de tecnología de la información.

En comparación con las centrales eléctricas de ciclo simple que utilizan combustible diésel, las centrales eléctricas de ciclo combinado que utilizan tecnología de gas natural son la fuente más limpia de calor fósil debido a su alta eficiencia y bajas emisiones de gases de efecto invernadero. En las centrales térmicas, las turbinas de gas son fundamentales porque proporcionan la energía

mecánica necesaria, que luego se conecta a un generador y se convierte en electricidad. La turbina de la central térmica Samay I en Porto Bravo arranca y se para con frecuencia, provocando problemas en sus componentes que derivan en problemas de otro tipo. Este estudio tiene como objetivo analizar los errores funcionales para disminuir el daño a los sistemas de turbinas.

Para maximizar la conversión energética de las fuentes de energía renovables en electricidad y el adecuado equilibrio de todas las variables que afectan al cálculo de estas centrales, es necesario mejorar el funcionamiento de las centrales térmicas, especialmente de los ciclos combinados que se encuentran actualmente en uso.

Esta turbina de gas con cámara de combustión tipo silo utiliza gas natural como combustible. Es un motor térmico que transforma la energía química del combustible en energía mecánica que hace girar un rotor de turbina conectado a un generador eléctrico. electricidad a energía.

El suministro de aire, el aire de admisión, un compresor, una cámara de combustión, un bloque auxiliar y una turbina se encuentran entre las partes de un sistema de turbina que permiten la operación. Por el contrario, una turbina que no esté funcionando correctamente en el momento de su uso no funcionará correctamente. planta de energía para la electricidad. Más allá de los problemas de entrega de carga que se encuentran en el desarrollo de baja potencia, la falla de los componentes ha cambiado la forma en que operan las turbinas en la actualidad.

1.2. Ubicación del proyecto

La central eléctrica de Puerto Bravo fue desarrollada por Samay I SA, que es una subsidiaria de IC Power, en respuesta a una 'Solicitud de Propuestas' del Gobierno Peruano para nueva capacidad de generación. La planta fue construida por POSCO E&C (POSCO) de Corea bajo los términos de un Ingeniería, procura y construcción (EPC) Contrato entre IC Power y POSCO. POSCO subcontrató el suministro de turbinas de gas y generadores a General Electric (GE Power). Tenemos entendido que originalmente Samay contrató directamente con GE Power para el suministro de las turbinas de gas, pero que el contrato se renovó posteriormente a POSCO. La planta se completó en mayo de 2016 y la primera grieta en el eje de una turbina se descubrió justo después de que la planta de energía entrara en operación comercial a fines de mayo o principios de junio de 2016.



Figura 1. CT Puerto Bravo – Mollendo, departamento de Arequipa

Las principales áreas de trabajo que hemos llevado a cabo en relación con las instrucciones de Addvalora que nos han permitido analizar la causa del agrietamiento y otros problemas en las turbinas y generadores son las siguientes.

Asistencia a reunión en Central Samay I el jueves 15 de septiembre de 2016.

Asistencia a una reunión en GE Power, Greenville, Carolina del Sur, EE. UU. el miércoles 21 de septiembre de 2016.

Asistencia a la reunión en GE Power, Greenville el viernes 4 de noviembre de 2016

Teleconferencia con GE Power y otros 16 de diciembre de 2016.

Revisión de documentos e informes producidos por GE Power y otros.

Análisis de datos de vibraciones de turbinas de gas.

El análisis de causa raíz (RCA) para el agrietamiento y otros problemas en las turbinas de gas y los generadores fue realizado por GE Power y estaba muy avanzado en el momento de nuestra instrucción. Por lo tanto, gran parte de la información técnica en la que nos hemos basado al realizar nuestra propia investigación se ha obtenido de GE Power, tanto durante las reuniones en Greenville como a partir de sus informes.

1.3. Alcance

Teniendo en cuenta el mercado eléctrico nacional actual, el cual está compuesto por centrales que forman parte del sistema eléctrico interconectado nacional, los requerimientos de competitividad y una mayor demanda de energía,

se requieren proyectos para mejorar la operación de las centrales eléctricas existentes, especialmente las centrales térmicas.

Reconociendo el valor de las tecnologías de punta para aumentar la eficiencia térmica y esperando la llegada de la central térmica Samay I a Puerto Bravo. Utilizando tecnologías de vanguardia, esta investigación está científicamente fundamentada y tiene como objetivo aumentar la eficiencia de la planta de energía. Debido a que los costos operativos del gas natural pueden reducirse significativamente debido a costos más bajos, este estudio está justificado tanto económica como comercialmente.

1.4. Justificación

La investigación fue motivada por el hecho de que las turbinas de gas fueron diseñadas para operar durante un cierto período de tiempo requerido por el COES, lo que significa que, según los contratos, detener una turbina de gas debido a un mal funcionamiento daría lugar a multas significativas. Este estudio es importante porque será de utilidad para Samay I S.A. central eléctrica, debido a que podremos analizar los tipos y consecuencias de las fallas para poder tomar decisiones acertadas sobre su mantenimiento, donde se evaluarán los diversos componentes de la misma que son propensos a fallar, conformando el Sistema que estoy trabajando encendido, como si estuviera implantado. Una vez más, esto es importante porque se utilizará el conocimiento técnico asociado con el mantenimiento continuo.

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo general

Analizar las fallas funcionales del sistema turbina de gas en la Central Samay I SA, Puerto Bravo, Mollendo, Arequipa, Perú

1.5.2. Objetivos específicos

Identificar los parámetros termodinámicos y característicos actuales de la Central Samay I SA, Puerto Bravo, Mollendo, Arequipa, Perú

Desarrollar un estudio termodinámico del gas natural de la Central Samay I SA, Puerto Bravo, Mollendo, Arequipa, Perú

Poder mostrar detalladamente cuales fueron los daños en la Central termoeléctrica de Puerto Bravo. Existe muy poca bibliografía, así como material visual que muestre en detalle los daños a causa de un fenómeno de SSR en centrales térmicas.

Mostrar el enfoque realizado por GE Powers, como fabricante, para poder establecer la causa raíz del evento, así como las acciones realizadas para mitigar futuros eventos similares.

Mostrar los tiempos de paralización, así como una estimación de los costos de reparación de los daños.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Turbina de gas

Para muchas de nuestras operaciones, que consideramos garantizadas, actualmente contamos con turbinas de gas, que antes no existían. No siempre sabemos qué parte de la electricidad utilizada para hacer funcionar un calentador de agua eléctrico proviene de una turbina de gas, por ejemplo. Otro ejemplo sería el gas natural que usamos en nuestros hogares, el cual necesita ser transportado a las principales ciudades a través de las distintas cadenas montañosas de los Andes con la ayuda de estaciones de transferencia de gas. Considere los viajes aéreos como una ilustración final. Debido a las turbinas de gas efectivas en uso, la democratización de los viajes aéreos no es posible. Las turbinas de gas se encuentran entre los sistemas de ingeniería más complejos, con una turbina simple que tiene un total de 25,000 o más partes, lo que lo convierte en un sistema muy complejo que actualmente se encuentra en un alto nivel y confiabilidad (Kulikov y Thompson, 2018).

(Almasi, 2019) explicó el diagrama de los elementos principales de una turbina de gas como esquema general del funcionamiento de esta máquina.

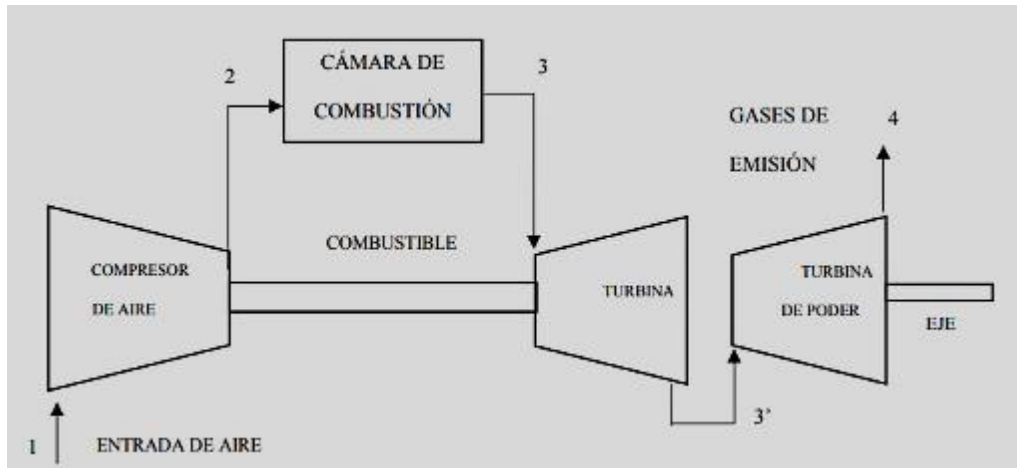


Figura 2. Esquema de Funcionamiento de una Turbina a Gas

Fuente: Almasi (2018)

Una turbina de gas funciona de la siguiente manera: el aire ingresa a la sección de compresión, donde las moléculas de aire se reducen, lo que resulta en una disminución de volumen y un aumento de presión, antes de ingresar a la sección de combustión. El proceso de combustión consiste en inyectar uniformemente aire comprimido y combustible en la cámara de combustión. (tramo 2 al 3).

El gas de combustión se expande a través de la turbina y, a medida que viaja a alta velocidad y captura los álabes de la turbina, su temperatura y presión disminuyen, absorbiendo la energía representada por la sección transversal de la turbina. Turbo (3-4). Por lo general, el componente más pequeño que está conectado mecánicamente a la turbina y proporciona la potencia mecánica requerida es este componente.

Las ecuaciones termodinámicas de estas turbinas se pueden resumir de acuerdo con la siguiente ecuación (Petek y Hamilton, 2018):

$$\text{Energía del eje} = \text{Energía del combustible} - \text{Potencia requerida para la compresión} - \text{Energía de gases de eyección} - \text{Pérdidas mecánica} \quad (1)$$

Degradación de los Sistemas de Turbinas a Gas.

Los sistemas de turbinas de gas se deterioran con el tiempo y son susceptibles al uso, al medio ambiente o a una combinación de estos factores. (Hanachi et al., 2018) afirma que las partes de las turbinas de gas operan en circunstancias desafiantes que resultan en mecanismos para la degradación de la estructura de los componentes. La falla mecánica y el posterior colapso del sistema son más probables debido a la degradación estructural.

Además, la degradación mecánica modifica la geometría y la rigidez de la superficie del perfil aerodinámico, lo que tiene un impacto en el rendimiento de los componentes, así como en el rendimiento del sistema en su conjunto. La degradación estructural a largo plazo generalmente ocurre lentamente, y reemplazar las partes dañadas es la única forma de restaurar el rendimiento de la turbina de gas. La deposición de partículas de aerosol puede provocar la interrupción de los patrones de flujo interno que están destinados a ser óptimos, además de la degradación estructural en los sistemas de filtración y las superficies aerodinámicas.

Esta degradación se denomina degradación transitoria⁷ y según (Meher-Homji, Chaker, & Hatim, 2018) Se puede recuperar principalmente lavando y limpiando las partes internas de la turbina. Durante el transcurso de su vida útil, los GT se deterioran debido a mecanismos de degradación tanto recuperables

como no recuperables. Estos mecanismos tienen una variedad de efectos adversos, que incluyen un mayor consumo de combustible, mayores costos operativos y mayores emisiones de gases de efecto invernadero. Los mecanismos de degradación también plantean la posibilidad de daños mecánicos e interrupciones no programadas del servicio, según Kurz, Brun y Wollie (2019).

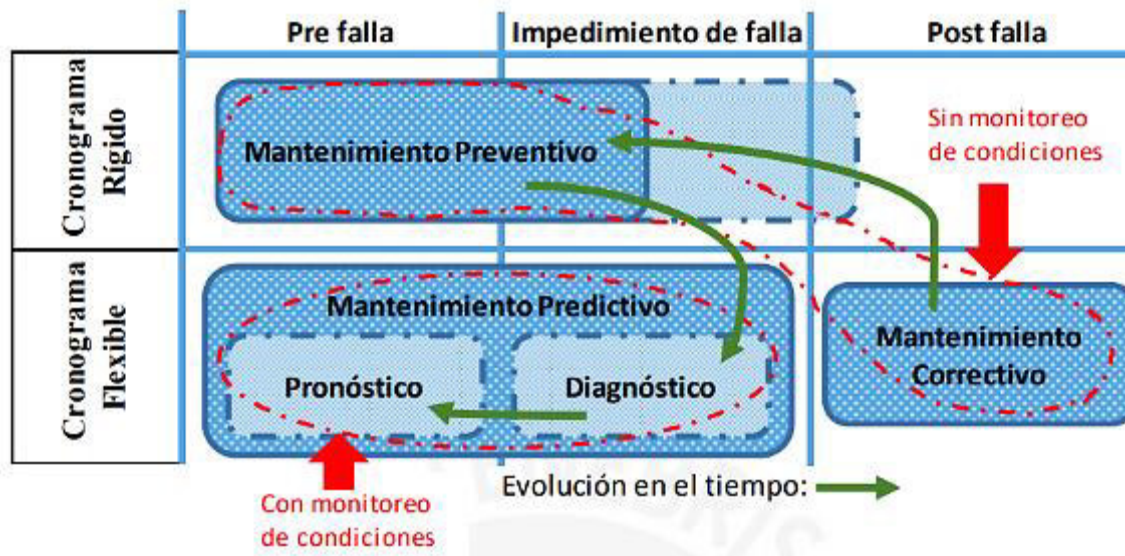
Estrategias de Mantenimiento para Turbinas a Gas (GT).

Hanachi, Mechevske, Liu, Banerjee y Chen (2018). Observaron cómo las estrategias de mantenimiento de GT cambiaron con el tiempo, pasando de estrategias principalmente correctivas al principio a estrategias preventivas que todavía se usan hoy, pero solo por un período de tiempo limitado. numerosas opciones de mantenimiento.

El inconveniente de la estrategia preventiva es que ignora el estado actual de la máquina o de sus componentes. Por ejemplo, una parte buena puede ser reemplazada solo porque su vida útil ha expirado o, por otro lado, una parte puede fallar antes del mantenimiento programado. Por lo tanto, las estrategias anteriores se complementan actualmente con tecnologías más nuevas que incluyen monitoreo de condición, que, al utilizar datos confiables, pueden proporcionar mejores predicciones, ahorrando mucho tiempo y dinero durante las operaciones de GT.

Se muestra la evolución de estrategias de mantenimiento de turbinas de gas (GT):

Figura 3. Evolución de Estrategias de Mantenimiento de Turbinas de Gas



Fuente: Hanachi (2018)

El monitoreo del estado de GT basado en la condición utiliza toda la información disponible de las bases de datos de prueba en línea conectadas, así como de las bases de datos de prueba y medición fuera de línea o fuera de línea. La Tabla 1 enumera las métricas de rendimiento de las turbinas de gas que se obtuvieron a través de técnicas de monitoreo en línea o en línea.

Tabla 1

Tipo de Monitoreo	Indicador	Campo afectado
En línea	Buen desempeño	Potencia
En línea	Buen desempeño	Arrastre
En línea	Buen desempeño	Eficiencia térmica
En línea	Buen desempeño	Ratio de calor
En línea	Buen desempeño	Flujo de combustible
En línea	Buen desempeño	EGT
En línea	Mal Desempeño	Gases de escape contaminados
En línea	Mal Desempeño	Ruido y vibración
En línea	Mal Desempeño	Deterioro de aceite
En línea	Mal Desempeño	Restos de aceite
En línea	Mal Desempeño	Deshechos del aire de escape
En línea	Mal Desempeño	Puntas de álabes holgadas
En línea	Mal Desempeño	Tiempo de paso del álabe

Fuente: Hanachi (2018)

Tabla 2

Tipo de Monitoreo	Técnica empleada
Fuera de línea	Inspección Visual
Fuera de línea	Inspección boroscópica
Fuera de línea	Inspección por rayos X
Fuera de línea	Inspección por corrientes inducidas (Eddy Current)
Fuera de línea	Inspección por líquidos penetrantes
Fuera de línea	Pruebas por ultrasonido

Fuente: Hanachi (2018)

Existen métodos modernos de monitoreo para turbinas de gas con el objetivo de reducir los costos de mantenimiento. Además, podemos aumentar la seguridad de los vuelos al vigilar las alas internas (Bing et al., 2018) y reducir el uso de combustible (Petek y Hamilton, 2019).

Los parámetros que deben observarse en estas turbinas generalmente incluyen la velocidad del ventilador o del ventilador, la vibración, la presión del aceite, la temperatura del aceite, la temperatura del gas de inyección (EGT) y el flujo de combustible (Yildirim y Kurt, 2018).

Dado que estas turbinas operan a altas temperaturas, velocidades y presiones que eventualmente desgastan los componentes internos, los cambios en estos parámetros indican fallas en el equipo.

Ciclo de turbina de gas como punto de inflexión en la teoría de los perfiles aerodinámicos (Griffith, 1926), que permite una mejor comprensión de los fenómenos, el desarrollo del ciclo combinado gas-vapor está relacionado fundamentalmente con el avance tecnológico de las turbinas de gas. que tienen lugar en turbinas de gas. mejora del rendimiento de los compresores utilizados, diseño de álabes de bajas pérdidas y maquinaria.

Aunque empezó siendo utilizado en aplicaciones estacionarias casi de inmediato, la Segunda Guerra Mundial y el uso de motores turborreactores en la aviación le dieron un importante impulso en términos de desarrollo técnico (Von, 2018). Actualmente, su uso en centrales de ciclo combinado gas-vapor y el rápido avance de esta tecnología se ven facilitados por altos rendimientos, bajas emisiones contaminantes y mejoras en las redes de distribución de gas natural. (Sabugal y Gomez, 2019).

George Brayton fue el primero en proponer el ciclo Brayton para su aplicación en un motor de pistón alimentado por aceite que creó alrededor de 1870. El procedimiento de compresión y expansión ahora tiene lugar en motores rotativos.

La electricidad se produce cuando los gases de la combustión a alta temperatura ingresan a una turbina y se expanden a la presión atmosférica. Este circuito se clasifica como circuito abierto porque los gases de escape que salen de la turbina son ventilados al exterior (sin recirculación) (Cengel y Boles, 2018).

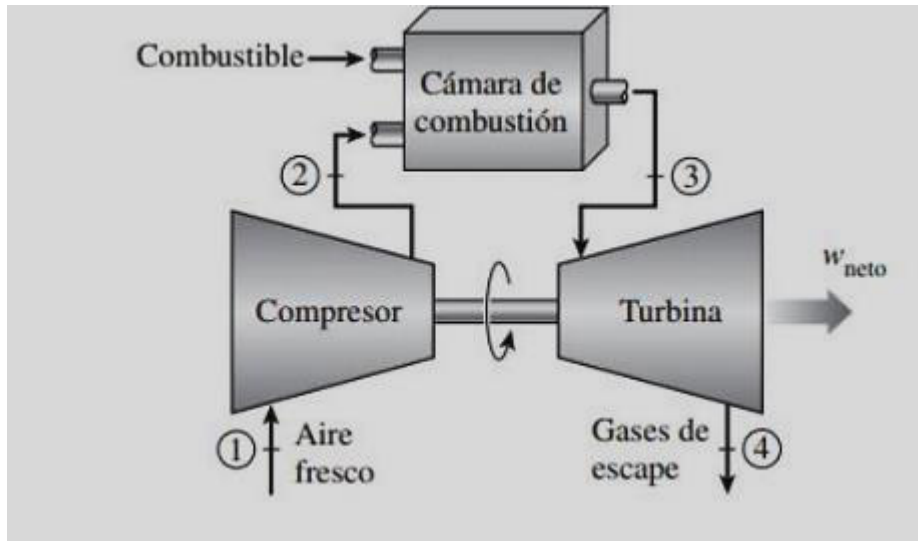


Figura 4. Turbina gas de ciclo abierto

Fuente: Cengel y Boles (2018)

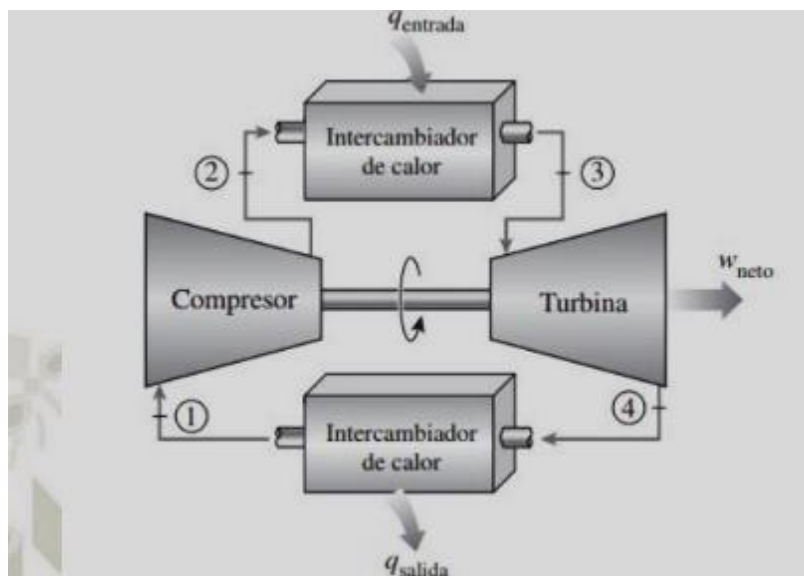


Figura .5. turbina de gas de ciclo cerrado

Fuente: Cengel y Boles (2018)

Se descubrió que el ciclo abierto de la turbina de gas mencionado anteriormente solo podía modelarse como un ciclo cerrado. Los procedimientos

de compresión y expansión todavía se usan en este escenario, pero el procedimiento de combustión se cambia a uno que recibe calor a presión constante de una fuente externa, y el procedimiento de escape se cambia a uno que genera calor arrojándolo a presión. Mantenga constante el suministro de aire del ambiente.

En este circuito cerrado, el ciclo Brayton, que consta de cuatro procesos internamente reversibles, es el ciclo ideal por el que debe pasar el fluido de trabajo (Cengel y Boles, 2018):

- 1-2 Compresión isentrópica (en un compresor)
- 2-3 Adición de calor a presión constante
- 3-4 Expansión isentrópica (en una turbina)
- 4-1 Rechazo de calor a presión constante

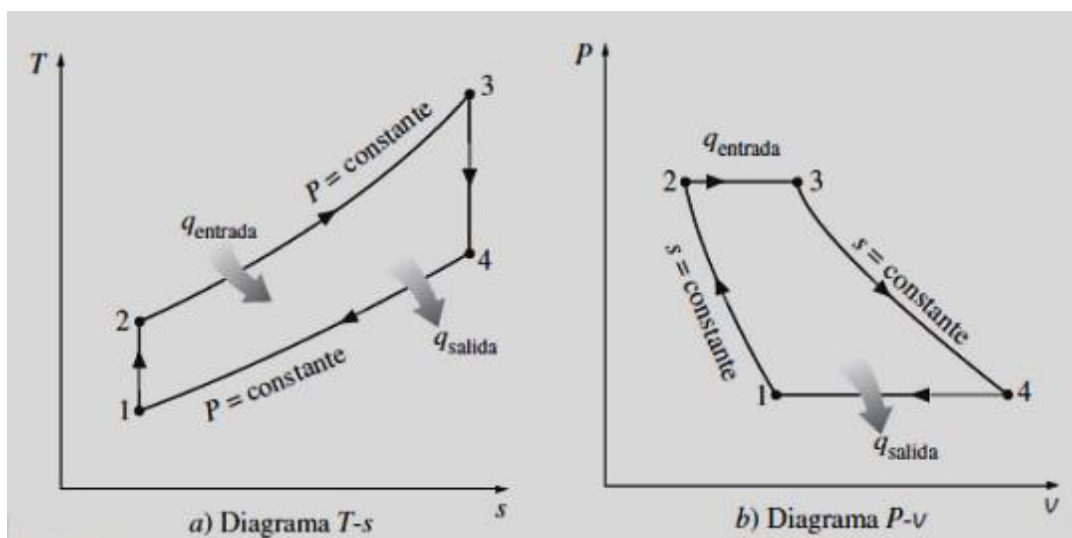


Figura .6. Diagramas T-s y P-v para un ciclo Brayton ideal

Fuente: Cengel y Boles (2018)

En la Figura 10, se muestran los diagramas T-s y P-v para un ciclo Brayton perfecto. Los cuatro procesos del ciclo Brayton son todos sistemas de flujo

constante, por lo que todos deben examinarse como sistemas de flujo constante. El balance de energía en un proceso de flujo constante se puede expresar por unidad de masa de la siguiente manera si los cambios en la energía cinética y potencial son insignificantes.

$$(q_{entrada} - q_{salida}) + (w_{entrada} - w_{salida}) = h_{entrada} - h_{salida} \quad (1)$$

Por lo tanto, la transferencia de calor hacia y desde el fluido de trabajo es:

$$q_{entrada} = h_3 - h_2 = (T_3 - T_2)$$

$$q_{salida} = h_4 - h_1 = (T_4 - T_1)$$

Entonces, la eficiencia térmica del ciclo Brayton ideal bajo las suposiciones de aire estándar frío se convierte en:

$$\eta_{br} = \frac{w_{neto}}{q_{entrada}} = 1 - \frac{q_{salida}}{q_{entrada}} = 1 - \frac{c_p(T_4 - T_1)}{c_p(T_3 - T_2)} = 1 - \frac{T_1 \left(\frac{T_4}{T_1} - 1 \right)}{T_2 \left(\frac{T_3}{T_2} - 1 \right)} \quad (2)$$

Los procesos 1-2 y 3-4 son isoentrópicos, por lo que $P_2 = P_3$ y $P_4 = P_1$. Por lo tanto:

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{(k-1)}{k}} = \left(\frac{P_3}{P_4} \right)^{\frac{(k-1)}{k}} = \frac{T_3}{T_4} \quad (3)$$

Al sustituir estas ecuaciones en la relación de eficiencia térmica y al simplificar, se obtiene:

$$\eta_{br} = 1 - \frac{1}{r_p^{\frac{(k-1)}{k}}} \quad (4)$$

Donde:

$$r_p = \frac{P_2}{P_1} \quad (5)$$

Esta es la relación entre la presión y el calor, y k es la relación entre el calor y la presión. De acuerdo con la ecuación de eficiencia, la eficiencia térmica del ciclo Brayton se ve directamente afectada por la relación de presión y la relación de calor específico. Ambos parámetros aumentan la eficiencia térmica en los ciclos ideal y real.

La relación de calor específico del aire a temperatura ambiente, $k = 1.4$, se expresa mediante la relación entre la eficiencia térmica y la presión. La temperatura más alta se alcanza al final del proceso de combustión (estado 3), y está limitada por la temperatura más alta que pueden soportar los álabes de la turbina. Esto restringe las relaciones de presión que se pueden aplicar en el circuito.

La potencia neta por ciclo aumenta con la relación de presiones cuando la temperatura de entrada a la turbina T_3 es constante, alcanza un valor máximo y luego comienza a disminuir.

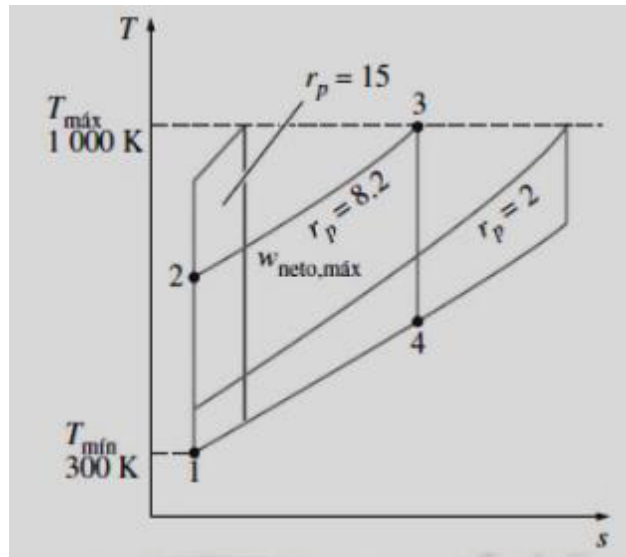


Figura 4. Trabajo neto del ciclo Brayton para niveles fijos de temperatura

Fuente: Cengel y Boles (2018)

Por lo tanto, se requiere un equilibrio entre la relación de presión (y, en consecuencia, la eficiencia térmica) y la capacidad de trabajo neta. Sería necesario un sistema más grande (y no económicamente factible) para mantener el mismo efecto con menos trabajo por ciclo. Muchos diseños de turbinas de gas tienen relaciones de presión que van de 11 a 16 (Cengel y Boles, 2018).

Como resultado, no se introducen errores significativos en el análisis del circuito al tratar los gases de combustión con aire. En general, más de la mitad de la potencia de la turbina se usa para alimentar el compresor debido a la relación extremadamente alta entre el trabajo del compresor y la turbina, conocida como relación inversa.

Si la eficiencia isoentrópica del compresor y la turbina es baja, la situación es aún peor. Esto contrasta con las centrales eléctricas de vapor donde el efecto secundario es solo un pequeño porcentaje. Sin embargo, esto es comprensible

dado que los líquidos, no los gases, se comprimen en las centrales eléctricas de vapor, donde el flujo de retorno constante es proporcional al volumen exacto del fluido de trabajo. Debido a los requisitos de potencia adicional del compresor, las centrales eléctricas con una alta relación retorno-potencia necesitan turbinas más grandes.

Como resultado, las turbinas utilizadas en las centrales eléctricas de turbinas de gas son más grandes que las utilizadas en las centrales eléctricas de vapor para la misma potencia neta. Técnicamente hablando, la optimización del compresor es más difícil que la optimización de la expansión de la turbina. El fluido en el proceso de expansión de gas en la turbina evoluciona desde alta presión y temperatura, mientras que el fluido en el compresor transfiere fluido desde un estado inicial (equilibrio con el medio ambiente) a un segundo estado (mayor presión y temperatura). Estado a estado más respetuoso con el medio ambiente (escape de turbina de gas).

Hoy en día, a pesar de tener más etapas, los compresores son generalmente menos eficientes que las turbinas, que todavía tienen eficiencias entre 0 y 9 puntos, que van de 0 a 89. Para una alta densidad de potencia y la mejor eficiencia general del ciclo combinado, la turbina de gas utilizada en el gas -Se optimiza el ciclo combinado de vapor. La eficiencia de la turbina de gas aumentará (con un aumento de la temperatura media de entrada de calor y una disminución de la temperatura media de entrada de calor), con el inconveniente de que la temperatura de los gases de escape bajará si la turbina de gas tiene una mayor relación de compresión en el compresor para la misma temperatura del quemador.

Las turbinas de gas que se queman en sucesión existen para compensar la caída de la temperatura de los gases de escape (a expensas de la recuperación de calor en la caldera). El ciclo combinado es más efectivo en general en estas turbinas debido a la mayor relación de compresión del compresor y la aplicación de expansión progresiva. El encendido secuencial supone un aumento de la temperatura media de la fuente de calor, el mantenimiento de la temperatura de impulsión a carga parcial, una mayor recuperación de calor en la caldera y una mejora del rendimiento del ciclo combinado en estas circunstancias.

2.2. Fallas.

Las fallas se describen como "la existencia de una condición indeseable o insatisfactoria. La falla es cuando un sistema o componente no funciona según lo previsto o de acuerdo con los estándares predeterminados" (Ramírez, 2018).

Clasificación de las fallas

Según las fallas se clasifican en:

Defectos tempranos: solo una pequeña parte de todos los defectos son defectos tempranos, que se manifiestan temprano en la vida. Pueden deberse a problemas con los materiales, los diseños o el ensamblaje. (Martínez, 2018).

Fallas adultas: Estos son los errores de vida que las personas cometen con más frecuencia. Se desarrollan durante el funcionamiento y se manifiestan más gradualmente que antes (suciedad en el filtro de aire, modificaciones en los cojinetes de la máquina, etc.) (Martínez, 2018).

Fallas tardías: Constituyen una pequeña parte del total de averías, aparecen lentamente y se producen al final de la vida del activo (envejecimiento

del aislamiento de pequeños motores, pérdida de flujo luminoso en lámparas, etc.) (Martínez, 2018).

Análisis de falla

El análisis de errores es el proceso de recopilar, examinar, clasificar y analizar errores para detectar patrones y señalar los componentes del sistema que tienen un rendimiento deficiente (Mc Kena, 2018).

También conocido como "un proceso continuo de integración y disección de eventos que utiliza el razonamiento lógico y cuantitativo en un esfuerzo por determinar completamente qué, cómo y por qué ocurrió un error".

Consecuencias de las Fallas

La base de las medidas correctivas y preventivas relacionadas con errores es la idea de que las consecuencias de los errores importan más que sus detalles técnicos.

Por lo tanto, el mantenimiento proactivo no solo debe prevenir fallas, sino también evitar o minimizar sus consecuencias. (Tecsup., 2018).

Análisis de modo y efectos de falla

El análisis de modos y efectos de fallas, o FMEA para abreviar, es un enfoque metódico para identificar y corregir fallas potenciales del producto antes de que afecten al cliente (Miranda, Chamorro y Rubio, 2018).

El Análisis de Modos y Efectos de Falla, o FMEA, es una técnica que busca lograr el aseguramiento de la calidad a través del análisis sistemático que ayuda en la identificación y prevención de modos de falla en productos y

procesos, así como la evaluación de su gravedad, probabilidad de ocurrencia y detección, mientras clasifica los riesgos calculados para establecer las causas raíz y las prioridades del proceso. Para evitar que ocurran los errores antes mencionados, se deben tomar medidas (Peña, 2018).

$$\text{NPR} = \text{S} \times \text{O} \times \text{D} \quad (6)$$

Dónde: NPR: Número de Prioridad de Riesgo

S: Gravedad de fallo

O: Probabilidad de ocurrencia

D: Probabilidad de no detección

Inspecciones Boroscópicas

Tal como lo define Almasi (2018), un boroscopio es un dispositivo óptico que consiste en un tubo flexible o rígido que se conecta a un relé o relé y tiene un ocular o monitor en un extremo y una lente objetivo en el otro. Esto crea una imagen del objeto iluminado por la lente y, en la mayoría de los casos, da como resultado una imagen de alta calidad.

En situaciones en las que el área a inspeccionar suele ser inaccesible, se utilizan boroscopios para el trabajo de inspección visual. La Tabla 1 muestra que el tipo de inspección visual, que corresponde al tipo de monitoreo fuera de línea, se puede utilizar para clasificar las inspecciones boroscópicas. Como parte de esta inspección, es posible que se puedan tomar fotografías de las piezas internas del GT para recopilar información que pueda procesarse para decirnos qué tan bien resiste el desgaste el motor o el GT.

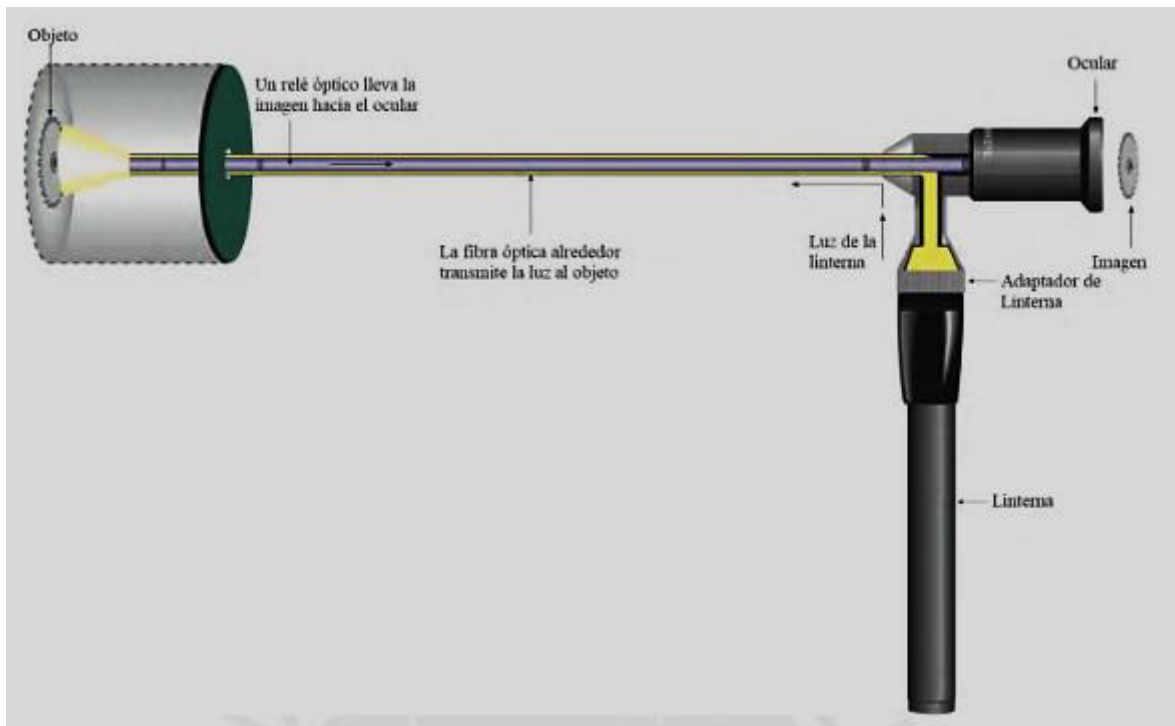


Figura 4. (Sistema para Inspección Boroscópica)

A medida que se desarrolla la tecnología, los videoboroscopios actuales tienen excelentes capacidades para extraer información de imágenes de componentes internos de turbinas expuestos a altas temperaturas y altas velocidades.

Puede ver una herramienta de boroscopio de video para turbinas de gas comerciales contemporáneas, que es portátil y está compuesta por una sonda flexible con una cámara diminuta en la punta o punta con suficiente resolución para mirar dentro de la máquina. GT. Tiene una unidad de computadora, una pantalla que muestra una imagen del componente que se examina y un joystick en la parte inferior de la pantalla que, a través de un ensamblaje micromecánico,

puede cambiar la dirección de la punta de la sonda, generalmente en cuatro direcciones.



Figura 5. Típico Videoscopio para Inspecciones Boroscópicas de una GT

La degradación del rendimiento de la turbina de gas se debe principalmente a problemas con la cámara de combustión, la sección del extremo caliente y la sección de la turbina caliente. Normalmente, se incluyen 20 puertos de cubo de pozo en el diseño de las turbinas para permitir el acceso a los componentes más importantes del núcleo de la turbina de gas.

La cámara de combustión, la sección del extremo caliente y la sección de la turbina caliente son las áreas principales donde se degrada el rendimiento de la turbina de gas. En el diseño de las turbinas se incluyen normalmente 20 puertos de cubo de pozo para permitir el acceso a piezas clave dentro del núcleo de la turbina de gas.

CAPITULO III

LUGAR DE ESTUDIO

3.1. Central Samay I S.A.

Samay I se adjudicó hoy el derecho a construir la central térmica de Mollendo, ofreciendo una compensación de \$6.899 por megavatio mensual de energía producida durante los próximos años, mientras que Enersur desarrollará a pedido la central térmica de Ilo por un canon de \$5.750. megavatio mes.

La central térmica en construcción funcionará con motores diésel B5 en una primera fase, y luego utilizará las mismas turbinas "gemelas" que utilizarán este recurso natural como combustible cuando los gasoductos lleven gas natural a la costa sur del país. Cabe señalar que la producción de diésel se considera económicamente menos eficiente y más contaminante, mientras que el uso de gas natural es económicamente atractivo, al igual que en los automóviles, por lo que los operadores estarán condicionados a utilizar gas natural ahora que los gasoductos estén disponibles.

La primera central eléctrica en Morondo inició operaciones comerciales en abril de 2016 y la segunda central eléctrica en Iloo comenzó en febrero de 2017. Se espera que la construcción de gasoductos en el sur de Perú se reanude con interrupciones por alguna razón, y nuevos concesionarios podrían suministrar gas para esta energía. plantas lo antes posible.

Actualmente, las centrales eléctricas funcionan con combustible diésel y se encuentran en modo de espera en frío, lo que significa que pueden arrancar y proporcionar carga completa al sistema de interconexión de 500 kV en muy

poco tiempo. La cantidad de electricidad generada por estas plantas, o su importancia en el contexto de la generación eléctrica nacional, es importante, ya que actualmente representan alrededor del 8 por ciento de la capacidad instalada, lo que equivale a unos 7.300 megavatios cada uno extrayendo energía de estas instalaciones. Plantas del sur del Perú. Un nodo que cubrirá el 90% de las necesidades en toda la región sur del Perú.

ASPECTOS GENERALES

La central térmica de ciclo combinado que se toma como referencia para el cálculo manual es la central térmica Puerto Bravo-Nodo Energético del Sur Mollendo con una capacidad de 720 MW, tras lo cual se corregirán varios parámetros. La instalación contará con cuatro turbinas de gas de 180 MW con calderas de recuperación y dos turbinas de vapor multieje conectadas a cada turbina de gas. El ciclo de vapor tendrá dos niveles de presión en la turbina de vapor para calentar el tanque de desgasificación.

Diagrama de proceso que muestra el concepto de planta definido (solo se muestra el escenario con 2 turbinas de gas y 1 turbina de vapor, que se entiende como un duplicado).

Tabla 3.

Características de la Turbina de Gas General Electric

Tipo de combustor:	DLN DRY
Combustible:	Gas natural
Salida neta de potencia:	154 MW cada una con Diésel B5 180 MW c/u con gas natural
Consumo específico:	9,582 kJ/kW-hr
Temperatura de gases de escape:	Máximo 200 °C
Flujo másico de gases de escape:	Según potencia
Flujo másico de combustible:	Según potencia
Relación de compresión (π):	15:1
Velocidad de la turbina:	3600 RPM
Dimensiones físicas	
Peso aprox.:	193,000 kg
Longitud:	10.1 m
Ancho:	4.0 m
Alto:	4.0 m

Los datos del fabricante se adaptarán a las condiciones de operación o condiciones del sitio utilizando la curva de calibración proporcionada por el fabricante, en este caso no hay gran desviación ya que opera a nivel del mar y no en extremos de temperatura y humedad relativa.

Temperatura del aire: 20 °C

Presión: 101,3 kPa @ 25 m.s.n.m.

Humedad relativa: 75%

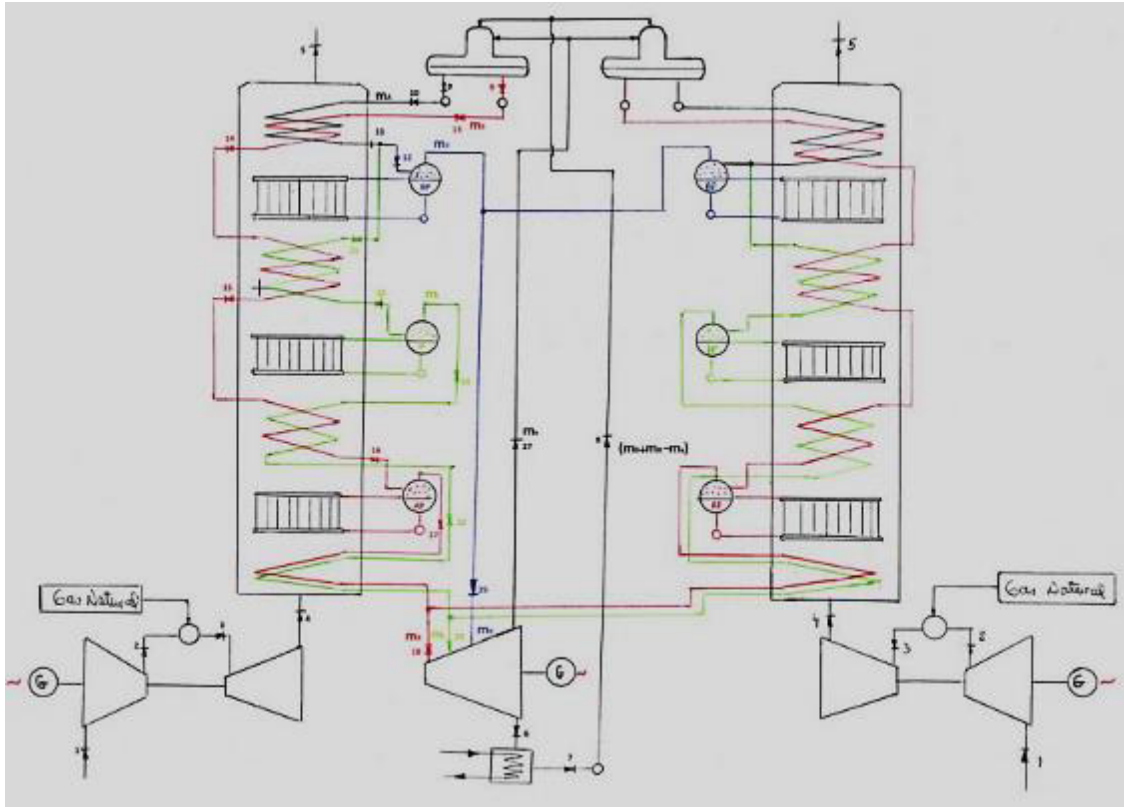


Figura 7. Diagrama de los proceso de la Central de Ciclo Combinado del Diseño parcialmente aceptado: 2 turbinas de gas con sus respectivos HRSG por turbina de vapor.

CAPITULO IV

DESCRIPCION DE LAS FALLAS DENTRO LA CENTRAL SAMAY I S.A.

4.1. Puesta en marcha de centrales

Normas de la industria asociadas con las pruebas de aceptación de centrales eléctricas

El método exacto y la secuencia de las pruebas de aceptación contractual de las centrales eléctricas varían de un proyecto a otro. Sin embargo, existe una filosofía general que garantiza que el diseño, la adquisición, el montaje y la puesta en servicio se gestionen adecuadamente y que el siguiente paso no comience hasta que el cliente haya cumplido y aceptado formalmente los estándares de calidad adecuados del paso anterior. El proceso culmina con las pruebas de aceptación de la central eléctrica. El proceso general se puede resumir de la siguiente manera:

Revisión del diseño inicial;

Un plan de calidad para el trabajo de fábrica y obra;

La emisión de un certificado de autorización de montaje que desencadena la transición de la construcción a la puesta en marcha;

Puesta en marcha en frío de equipos y subsistemas individuales;

Puesta en marcha en caliente de los sistemas y el proceso general;

Pruebas específicas tales como la demostración satisfactoria de los tiempos de arranque y la resiliencia de toda la planta al disparo de equipos auxiliares para demostrar que la planta está lista para comenzar las pruebas de aceptación;

Pruebas de rendimiento;

Otras pruebas de partes interesadas de terceros; y

Pruebas de confiabilidad.

Los últimos puntos en negrita representan la fase de prueba de aceptación y son potencialmente relevantes para un requisito adicional del asegurador de la central eléctrica de Puerto Bravo (que se analiza a continuación).

La prueba de rendimiento normalmente se subdivide en la prueba de parámetros que tienen un valor medible específico que debe satisfacerse. Por lo general, estos parámetros están vinculados a los permisos y licencias legales, por ejemplo:

Emisiones al aire y al agua; Ruido; y Cumplimiento del código de red.

El incumplimiento de estos parámetros normalmente daría como resultado en última instancia que el propietario tenga derecho a rechazar las obras si el contratista no puede lograr el cumplimiento.

Los otros parámetros probados se relacionan con el rendimiento comercial de la planta, generalmente estos son la producción eléctrica y la tasa de calor (cuanto mayor es la tasa de calor, mayor es el consumo de combustible de la turbina de gas). Es normal que existan valores de garantía contractuales, así como valores mínimos de aceptación para la potencia y la tasa de calor. Por lo general, los valores de aceptación mínimos de aceptación son el 95 % de la producción eléctrica contractual y el 105 % de la tasa de calor contractual.

El incumplimiento de los valores mínimos de desempeño de la toma de control, en última instancia, activa los derechos de rechazo del propietario.

Considerando que, para lograr un valor entre la garantía contractual y el valor mínimo de adquisición, se requiere que el contratista compre el déficit de desempeño mediante el pago de daños liquidados al propietario. La consecución o mejora de las garantías contractuales da como resultado que el propietario acepte la planta por el precio del contrato acordado.

Las pruebas de desempeño se llevan a cabo bajo condiciones de prueba estrictamente monitoreadas y la operación de la planta durante las pruebas de desempeño no refleja necesariamente el perfil de despacho eléctrico de una planta de energía en operación comercial. La duración de la prueba de rendimiento y tasa de calor suele durar solo dos horas, la primera hora es para estabilizar la planta, y la segunda hora es para realizar la prueba real.

Para demostrar la aptitud de la planta para la operación comercial, es normal realizar una prueba de confiabilidad. Durante la prueba de confiabilidad, se espera que la planta opere de manera “cuasi comercial” durante un período prolongado. En nuestra experiencia, la duración típica de la prueba de confiabilidad oscila entre 10 y 30 días. La prueba de confiabilidad rara vez se realiza a plena carga continua, pero generalmente incluiría el siguiente perfil de despacho para reflejar la operación comercial práctica:

- Períodos prolongados de potencia activa plena de la planta;

- Períodos prolongados de potencia activa mínima estable de la planta;

- Períodos de carga parcial de la planta con las unidades generadoras proporcionando respuesta de frecuencia automática (acción del gobernador libre);

- Periodos de máxima y mínima generación de potencia reactiva;

Operación de planta de carga parcial con una o más unidades generadoras apagadas; y

Paradas y arranques de toda la planta y unidades generadoras individuales.

Los modos de operación anteriores validan que el diseño de la planta es capaz de adaptarse a cualquier régimen de despacho probable. En particular, la prueba de confiabilidad demuestra la capacidad adecuada de los sistemas comunes de la planta, como el suministro de combustible, el suministro de agua (utilizada en Puerto Bravo para el abatimiento de NOx) y la suficiencia de los sistemas auxiliares de enfriamiento asociados con el sistema de aceite lubricante, el generador y el sistema principal. Transformadores elevadores de suministro de red. La naturaleza extendida de la prueba de confiabilidad también tiende a "eliminar" cualquier falla causada por una mala mano de obra.

Algunos proyectos, pero no todos, también están sujetos a pruebas especificadas y determinadas por terceros interesados. Por lo general, los proyectos que tienen un Acuerdo de compra de energía (PPA) incluyen alguna forma de prueba prescrita por el comprador para garantizar que la planta cumpla con los requisitos del PPA.

Debido al requisito de hacer funcionar la planta con varias cargas durante la prueba de confiabilidad, existe el requisito de colaborar y cooperar con el operador de la red. Las pruebas de confiabilidad para plantas más grandes, construidas anticipándose al aumento de la demanda de electricidad, presentan un desafío particular en los países en desarrollo con una cantidad relativamente pequeña de demanda de electricidad existente. Esto se debe a que la nueva

planta esencialmente no ha sido probada y las consecuencias para un sistema de red pequeño de que una planta grande se desconecte puede presentar un riesgo inaceptable de un apagón de red en cascada más amplio.

4.2. Análisis del siniestro

Tras el descubrimiento de fisuras en los ejes de las turbinas de gas instaladas en la Central Térmica Samay I, Puerto Bravo, Perú, el 2 de septiembre de 2016 se recibieron instrucciones de Addvalora Loss Adjusters, Madrid, para prestar asistencia técnica en la comprensión de la causa y circunstancias del daño. Addvalora actúa en representación de Mapfre, la aseguradora de Samay I SA

El análisis de causa raíz (RCA) para el agrietamiento y otros problemas en las turbinas de gas y los generadores fue realizado por GE Power y estaba muy avanzado en el momento de nuestra instrucción. Por lo tanto, gran parte de la información técnica en la que nos hemos basado al realizar nuestra propia investigación se ha obtenido de GE Power, tanto durante las reuniones en Greenville como a partir de sus informes. Los principales informes de GE Power y actas de reuniones técnicas que hemos considerado son los siguientes:

Generador T&I- 6 agosto 2016

Informe de estado del rotor RCA- este informe sufrió varias revisiones a medida que avanzaba la RCA. La última versión que se nos proporcionó fue del 9 de agosto de 2016, pero algunas páginas se actualizaron al 15 de agosto de 2016.

Revisión de acción y Rotor RCA AI Review- 21 de septiembre de 2016

Minutas de la reunión del 27 de septiembre y GT4 FSS Material Analysis
Plan Rev 2 (Rev A) - 30 de septiembre de 2016

**Estudio de Resonancia Subsincrónica (SSR) para la planta de
Puerto Bravo** -5 octubre 2016

**Acta de reunión y análisis de materiales Presentación del plan de
despiece**- 4 noviembre 2016

**Acta de reunión y análisis de materiales Presentación del plan de
despiece**- 16 diciembre 2016

4.3. La configuración de la central eléctrica

La central eléctrica consta de cuatro turbinas de gas de servicio pesado de ciclo abierto (turbinas de combustión) acopladas a cuatro generadores enfriados por hidrógeno. Cada unidad generadora tiene una potencia nominal de 150 MW. Además de la Central Térmica principal, Samay I SA contrató con Siemens el suministro de una Subestación Aislada con Gas Hexafluoruro de Azufre (SF6 GIS) y con Ambengoa el suministro de una línea de transmisión de 500 kV de circuito único para conectar la central al Comité de Red de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) en la subestación San José. En su configuración de ciclo abierto, la planta se despacha como una planta de "pico", lo que significa que arranca y se detiene con frecuencia y solo genera por períodos cortos durante los picos de demanda o cuando otras plantas de energía están averiadas.

Tal como está construida, la planta de energía quema combustible destilado. Se está construyendo una tubería de suministro de gas combustible, después de lo cual se pretende convertir la planta en una planta de ciclo

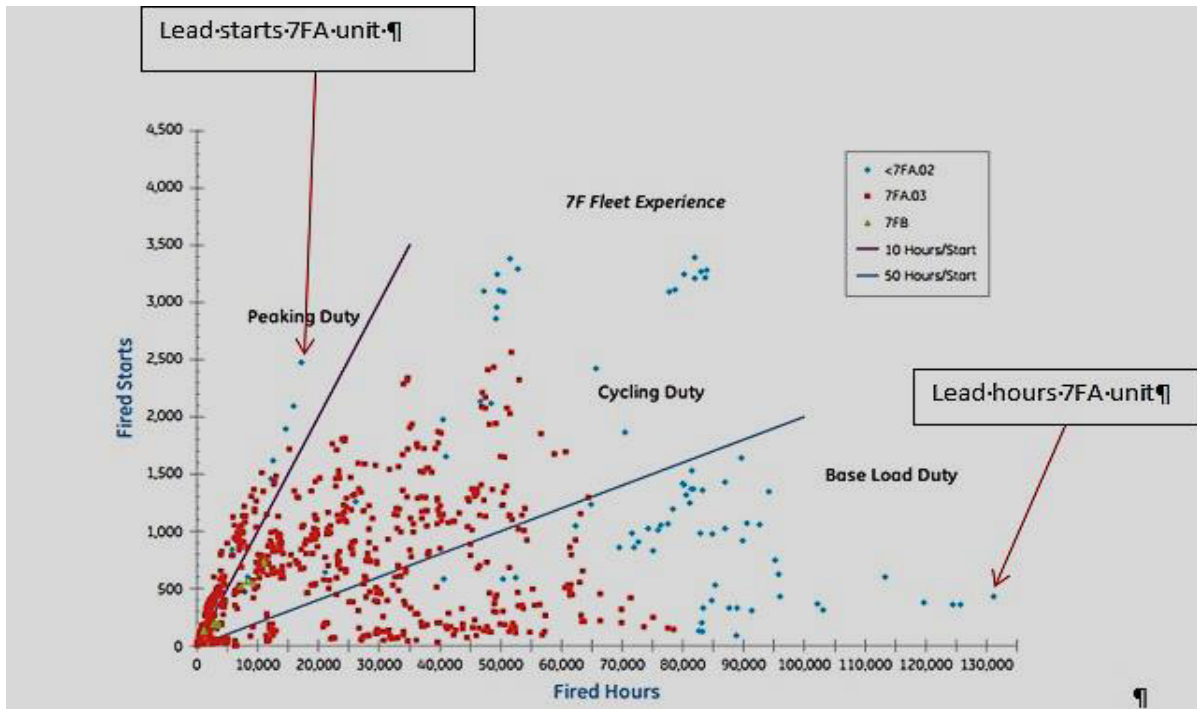
combinado alimentada principalmente por gas con destilado como combustible de respaldo. Actualmente el abatimiento ambiental asociado al control de Óxidos de Nitrógeno (NOx) involucra la inyección de agua.

Las turbinas de gas

Las turbinas de gas suministradas por GE eran del tipo de estructura 7FA. La 7FA es una turbina de gas de 3600 rpm (60 Hertz) desarrollada por GE en la década de 1980 y la primera máquina entró en servicio en 1990. La plataforma 7FA básica ha seguido desarrollándose y los desarrolladores de plantas de energía están considerando la 7FA junto con sus variantes mejoradas y operadores sean unidades robustas y confiables. A partir de 2010, las horas el líder de flota basado había acumulado más de 130,000 horas de operación disparadas mientras que el líder de flota basado en arranques había acumulado más de 3,600 arranques. En 2012 había 750 unidades 7FA en funcionamiento con más de 25 millones de horas de funcionamiento acumuladas

Según información publicada por GE que muestra que la 7FA y sus variantes desarrolladas operan tanto como planta de carga base (gran cantidad de horas de operación y poca cantidad de arranques) como carga máxima (gran cantidad de arranques y poca cantidad de horas de operación).

El perfil de despacho de la Central Samay Mollendo-Puerto Bravo es consistente con la capacidad de la 7FA y esto se confirma en la Figura 1. No hay nada nuevo o inusual en las máquinas 7FA instaladas en Mollendo



Hubo una serie de fallas de tipo durante la historia operativa temprana del 7FA que, en general, han sido abordadas con éxito por GE. Ninguno de estos primeros fracasos fue similar a los tipos de fracaso observados en Mollendo.

4.4. Las circunstancias generales del descubrimiento del daño

Se informaron altas vibraciones en GT4 el 29 de junio de 2016 y el 7 de julio se produjo un apagado automático en GT4. Esto dio lugar a que GE realizara una investigación in situ el 12 de julio. Esta parada por disparo fue iniciada por una anomalía en el sistema de inyección de agua con bajo nivel de NOx. Durante el intento de reinicio de GT4, se tropezó dos veces por alta vibración. El 12 de julio se encontraron indicaciones visuales de grietas en el eje delantero (FSS) de GT4.

El 13 de julio, los ingenieros de GE instalaron equipos adicionales de monitoreo de vibraciones en GT3 y solicitaron que funcionara a toda velocidad pero sin generar carga (FSNL). Sin embargo, poco después de poner en marcha la turbina de gas, GE solicitó que se apagara debido a preocupaciones sobre los altos niveles de aceleración angular del eje (o vibración torsional) en el eje. Las inspecciones posteriores entre el 15 y el 18 de julio revelaron grietas similares a las encontradas en GT4 en el FSS en las ubicaciones de los acoplamientos tanto en GT3 como en GT2. No se encontraron grietas en el GT1 FSS. A su debido tiempo, se encontraron más indicaciones de grietas en el rotor del generador en GT3 y GT4.

Tabla 3

Resumen de las horas acumuladas y los inicios del daño para cada turbina de gas al momento del descubrimiento (es decir, a julio de 2016).

Gas Turbina	Total empieza	Encendido Empieza	total despedido horas
GT1	42	30	163.9
GT2	31	28	143.6
GT3	53	43	336.4
GT4	32	32	206

Según experiencia, el agrietamiento de los ejes de turbinas o generadores en la proximidad de los acoplamientos es muy inusual, y particularmente en este caso dado el número muy limitado de arranques y horas

de operación acumuladas. El hecho de que se produjeran daños similares en tres máquinas es significativo. Para que haya ocurrido un daño común similar, se esperaría que se aplicara uno de los siguientes conjuntos de circunstancias:

Una falla de diseño de tipo común;

Una especificación de material incorrecta común;

Un error común de fabricación o suministro común de material fuera de la especificación;

Un problema común de construcción o mantenimiento del sitio;

Un error operativo común; o

Un factor ambiental u otro factor externo.

El RCA realizado por GE consideró todas estas causas posibles, pero en una etapa muy temprana se sospechó que la causa era una vibración torsional excesiva del eje de la turbina que se manifestó durante la ejecución de prueba de GT3 (como se describe anteriormente). Sin embargo, otros factores, como la fricción encontrada en los acoplamientos y los posibles errores de ajuste, significaron que otros factores debían investigarse a fondo, incluido un análisis de corte de material en el FSS de GT4.

Análisis de vibraciones

GE llevó a cabo un análisis detallado tanto de la vibración lateral del tren de ejes de la turbina de gas como de la aceleración angular del tren de ejes utilizando datos sin procesar descargados del sistema de control Speedtronic/ADRE (ADRE, sistema de adquisición de datos de Bentley Nevada). Este análisis identificó una serie de cambios de 'escalón' anormales

en la vibración lateral de GT2, 3 y 4 (una vibración lateral está en ángulo recto con el eje de rotación principal del tren del eje del generador de la turbina de gas).

Además de los cambios escalonados en la vibración lateral, se identificó que cuando el generador estaba conectado a la red, la magnitud de los cambios en la aceleración angular, tanto positiva como negativa (es decir, la tasa de cambio de la velocidad de rotación del tren de ejes), que se produjo en GT2, 3 y 4 tuvo en ocasiones características muy diferentes al resto de la flota 7FA. En lugar de amortiguar la aceleración angular del rotor como de costumbre, su magnitud en realidad aumentó. Estas aceleraciones angulares anormales indujeron grandes fuerzas de torsión (torsión) en el eje. Este tipo de vibración torsional que no se amortigua se conoce como "resonancia" y tiene el potencial de causar daños muy graves.

En el informe RCA del 9 de agosto, GE resumió los hallazgos de su estudio de vibraciones de la siguiente manera:

No hay información ni precursores del inicio de eventos de vibración a través de la evaluación de tendencias de vibración a largo plazo previa al evento.

Cambio de paso en la vibración y primeras respuestas críticas más altas vinculadas a la pérdida de rigidez (indicaciones/integridad del tren de rotores).

Los datos de ADRE en GT3 del 13 de julio de 2016 capturaron una señal no sincrónica asociada con la resonancia torsional del tren de rotor.

Aceleración excesiva del rotor oscilatorio durante la operación cargada a velocidad nominal relacionada con eventos de vibración.

En términos simples, estos hallazgos indican que se descubrió que el eje que une la turbina de gas y el generador estuvo expuesto a un alto nivel de vibración anormal, principalmente en el modo de torsión. Vale la pena señalar que aunque se monitorea la aceleración torsional del eje, la información de estas sondas normalmente solo se usa para monitorear activamente la aceleración durante los cambios de velocidad del rotor. Sin embargo, estos datos se registraron por casualidad en el sistema ADRE y esto se discutirá más adelante en este informe en relación con nuestro propio análisis de los datos sin procesar.

Mientras que en las últimas etapas de las fallas se registró un aumento en la vibración de los cojinetes (vibración lateral), en ese momento los ejes estaban sustancialmente agrietados. La vibración lateral elevada se produjo como resultado de los cambios en la rigidez lateral provocados por el agrietamiento del eje y el hecho de que, una vez agrietado, el eje ya no era simétrico en términos de rigidez.

4.5. Estabilidad de la red y frecuencia de torsión natural del tren de rotores

GE identificó que varias líneas de transmisión de larga distancia de 500 kV que alimentan la subestación San José a la que está conectada la planta están equipadas con compensación de capacitores. La compensación de condensadores es un método para proporcionar series compensación en líneas eléctricas que se ha utilizado ampliamente desde la década de 1950. Brinda una serie de beneficios, incluido el aumento de la capacidad de transferencia

de energía de la línea, la reducción de las caídas de voltaje en la línea y una mayor estabilidad del sistema.

Un efecto secundario desafortunado del uso de condensadores en serie en las líneas de transmisión es la aparición de resonancia subsincrónica (SSR). El fenómeno se identificó por primera vez en 1971 cuando se descubrió que los capacitores en serie pueden crear una interacción adversa entre el sistema eléctrico compensado en serie y el sistema mecánico de resorte-masa de la turbina y el generador. El efecto se denomina SSR porque es el resultado de una condición resonante que tiene una frecuencia natural por debajo de la frecuencia fundamental del sistema de transmisión (en este caso 60 Hz).

GE ha calculado que la frecuencia eléctrica natural de la red de red compensada por condensadores es de 22 Hz y que una de las frecuencias de torsión naturales del generador de turbina de gas es de 21,7 Hz (y entendemos que este cálculo también lo ha realizado de forma independiente ESC, que son un subcontratista instruido por POSCO). (Ver informe de GE Estudio de resonancia subsincrónica (SSR) para la planta de Puerto Bravo - 5 de octubre de 2016).

Es la similitud de estas dos frecuencias naturales la que es responsable de que las oscilaciones del rotor no se amortigüen y de que se produzca la SSR.

Aunque la SSR es un fenómeno razonablemente bien conocido y entendido, en el contexto de la cantidad mundial de unidades de generadores de turbina, es un hecho muy inusual.

Se desprende de lo que nos han dicho hasta la fecha, que no se realizaron estudios para evaluar el riesgo de SSR antes de la construcción de la central eléctrica de Puerto Bravo.

Al revisar el Contrato EPC y parece que no hay referencias específicas a un requisito para evaluar el riesgo de SSR. Sin embargo, existen requisitos para realizar estudios de red con el fin de demostrarle al COES que la planta se puede conectar al sistema de transmisión sin causar daños o inestabilidad a la red.

Según el Anexo A del Contrato EPC (que es la presentación técnica de POSCO), en el párrafo 1.4.2, viñeta 12, se establece: *“Todos los estudios y cálculos necesarios para integrar la central eléctrica al sistema de transmisión del COES [serán excluidos del alcance de POSCO]”*.

El contrato principal de EPC dice que, en caso de ambigüedad, los artículos principales de EPC tienen prioridad sobre los anexos. Sugerimos que la aparente exclusión de los estudios de red por parte de POSCO en su oferta necesita más investigación. Es posible que hayan tenido una concesión que no hemos visto. Pero, en esencia, no parece haber ningún requisito contractual específico para realizar un estudio SSR.

Además, el párrafo 9.1.2 del Contrato EPC sugiere que el Contratista tiene la responsabilidad de satisfacer al Propietario y al COES sobre la idoneidad de las pruebas. Esto indica que el objetivo principal de estos estudios es convencer al propietario de la red de que la adición de la central eléctrica a la red no causará un problema a la red, y no viceversa.

4.6. Análisis de la ocurrencia de resonancia subsincronica en Puerto Bravo

Como ya se ha dicho, está claro que desde una etapa temprana del RCA de GE se sospechó que la causa del daño a las turbinas de gas y generadores se debía a SSR. GE ha producido un informe sobre su propio estudio del fenómeno SSR (además de lo que está contenido en el informe principal de RCA) que incluye acciones a corto y largo plazo para evitar que ocurra el problema (ver Estudio de resonancia subsincrónica (SSR) para el Planta Puerto Bravo - 5 de octubre de 2016).

El daño a las turbinas y generadores se descubrió poco tiempo después de que se completara la puesta en servicio. Como se indicó en la sección anterior, parte del requisito de seguro para la planta era que debía someterse a una prueba de resistencia de 72 horas. Addvalora nos ha pedido que consideremos si, de haberse realizado tal prueba, el daño se habría producido y descubierto antes, es decir, antes de que la central eléctrica comenzara a operar comercialmente.

Desafortunadamente, esta no es una pregunta fácil de responder sin saber con precisión cuándo y bajo qué circunstancias ocurrió la SRR (es claro que no siempre ocurrió durante el funcionamiento de la turbina) o la motivación para que el COES reinstalara el banco de capacitores Chilca-Poroma el 20 Mayo de 2016. Para intentar responder a esta pregunta, obtuvimos de GE (Via Samay) los datos sin procesar de la aceleración del eje para cada una de las 4 turbinas de gas. A partir de esto, analizamos cuándo había ocurrido SSR y si había algún patrón subyacente a su aparición.

4.6.1. Análisis

Lo primero que necesitábamos establecer a partir de los datos es cuándo se produjo la SSR, durante cuánto tiempo se produjo, en qué turbinas se produjo y si se produjo durante un funcionamiento único o múltiple o ambos.

Los datos sin procesar proporcionados por GE son los datos de aceleración del eje (TNHA) y la carga de la turbina (DWATT). El acrónimo TNH se usa en el sistema de control GE Speedtronic para la velocidad del eje de la turbina y el acrónimo TNHA se usa para la aceleración del eje de la turbina. Durante el período en que la turbina de gas está en carga, TNHA proporciona una medida de la vibración torsional del tren de ejes de la turbina de gas.

Hubo varios millones de puntos de datos que requirieron procesamiento y presentación en forma gráfica para comprender cuándo ocurrió SRR. Estos gráficos y una descripción de ellos se pueden encontrar en el Apéndice B. Desafortunadamente, faltaron algunos datos, por lo que el análisis no está completo. Los períodos que faltan son:

GT3-18 marzo a 8	Abril
GT3-2 de mayo al 16	Mayo
GT1,2,3,417	Mayo
GT1,2,3,426	Mayo

En resumen, el análisis de la información disponible muestra:

Las representaciones gráficas de los datos muestran una clara evidencia de que el fenómeno SSR ocurre en las cuatro turbinas en diferentes momentos. Si bien hay bastante "ruido" en los datos, solo hemos considerado aquellas

ocasiones de TNHA elevado cuando la turbina está bajo carga (DWATT). Con el fin de filtrar la datos para identificar niveles elevados de TNHA compatibles con la aparición de SSR, hemos utilizado los siguientes criterios definidos por GE:

Los picos persistentes fuera del rango $\pm 0,08$ %/s pueden considerarse una indicación de niveles de SSR considerables y más allá de la experiencia normal típica de la flota en esta señal. Por debajo de este valor medido, puede ocurrir un SSR de bajo nivel, pero no se distingue del ruido y las variaciones diarias de velocidad, etc. Está bien tener picos ocasionales (tal vez 2-3 por hora) por encima o por debajo de $0,08$ %/seg debido a cambios repentinos en la carga o la generación del sistema, pero las oscilaciones/picos constantes persistentes fuera de este rango pueden considerarse un indicador de un evento SSR importante

No hay evidencia de que un evento de SSR haya ocurrido antes del 28 de mayo de 2016. Esto parece consistente con los gráficos dentro de la Presentación RCA de GE (consulte la presentación con fecha del 9 de agosto de 2016, página 24). Esto es a pesar de los tiempos de funcionamiento significativos de las turbinas de gas (por ejemplo, GT4 había funcionado durante más de 120 horas desde el 15 de abril hasta el primer evento SSR en esa turbina el 31 de mayo).

El sitio web del COES indica que el COES aceptó la operación comercial de la planta Puerto Bravo el 26 de mayo de 2016.

De los puntos anteriores se puede afirmar que de acuerdo a los datos que nos han sido entregados, no ocurrieron eventos SSR previos a la aceptación de la planta por parte del COES.

El tiempo total de los eventos SSR es relativamente corto. Por ejemplo, el daño en GT4 parece haber ocurrido durante un período de aproximadamente 8 horas entre el 31 de mayo y el 1 de junio.

No se produjo ninguna SSR durante la operación de cuatro turbinas de gas simultáneamente durante las Pruebas de rendimiento el 20 de mayo de 2016.

Los datos operativos no muestran una correlación entre la operación de múltiples turbinas de gas a alta carga y SSR. Por ejemplo, con dos turbinas de gas en funcionamiento, la descarga de una turbina de gas parece provocar la aparición de SSR en la otra turbina de gas.

Aunque hay un número limitado de puntos de datos con tres turbinas de gas en carga a la carga máxima o cerca de ella (alrededor de 180 MW), parece haber muy pocos incidentes de SSR. La mayoría de SSR parece ocurrir a 100MW y 150MW, no a 180MW. 180MW representa la carga máxima técnica de cada turbina de gas, mientras que 150MW representa la carga total contractual.

Los datos sugieren que el estudio de SSR realizado por GE no se refleja completamente en la operación del "mundo real". El estudio de GE sugiere que SSR no ocurriría con una turbina de gas en funcionamiento por encima del 40% de carga. Sin embargo, ocurrieron eventos significativos de SSR con la operación de una turbina de gas a plena carga. Los datos muestran que cuatro

turbinas solo funcionaron simultáneamente durante un tiempo relativamente corto, no está claro cuál sería el comportamiento a largo plazo con cuatro turbinas en funcionamiento.

Tenemos entendido que el Certificado de Aceptación Provisional (PAC) entre el Contratista EPC y el Propietario de la Planta fue fechado el 20 de mayo de 2016, inmediatamente después de las pruebas de desempeño. Parece que hubo al menos 5 días entre la fecha del PAC y la entrada en operación comercial de la planta con el COES. En nuestra opinión, esto hubiera dado tiempo suficiente para realizar una prueba de 72 horas y, lógicamente, este era el único momento en el cronograma en el que podría haberse realizado (es decir, después de las pruebas de puesta en marcha y funcionamiento y antes de la operación comercial).

Con base en el poco tiempo que ocurrió la SSR en GT4 (alrededor de 8 horas) antes de que se descubriera el daño, se deduce que un período de operación de 72 horas para esa turbina habría sido suficiente para que se consuma la vida de fatiga del eje y que el daño se manifieste de manera detectable. Sin embargo, el momento de la prueba parece ser el factor crucial.

Si nuestra suposición de cuándo se habría llevado a cabo la prueba de 72 horas es correcta, entonces la pregunta importante es: ¿se habría producido SSR durante esa prueba con las 4 turbinas de gas funcionando a su máxima potencia (alrededor de 150 MW cada una)?

La dificultad para responder a esta pregunta es que parece haber habido poco o ningún funcionamiento de la turbina entre el 20 y el 26 Mayo (aunque

algunos de los datos son ambiguos y es posible que haya habido alrededor de una hora de funcionamiento en GT 3, pero hemos pedido aclaraciones al respecto).

Basándose únicamente en los datos que indican que no se detectó ninguna SSR antes del 28 de mayo de 2016, se deduce que si la prueba de fiabilidad de 72 horas se hubiera realizado entre el 20 y el 26 de mayo de 2016, no hay pruebas que demuestren que se habría producido una SSR.

Si se acepta la posición del ESC con relación a cuando se reactivó el banco de capacitores Chilca-Poroma:

“Para probar indirectamente lo escrito anteriormente, también se debe considerar las estadísticas de by-pass del capacitor serie Chilca-Poroma, se puede ver fácilmente que en la mayor parte del tiempo se mantuvo en by-pass (por ejemplo, desde finales de marzo al 20 de mayo el era siempre en by-pass);”

Entonces, potencialmente, las condiciones para iniciar SSR habrían estado presentes durante una ejecución de confiabilidad. Queda entonces la cuestión de por qué SSR no ocurrió durante el pruebas que tuvieron lugar el 20 de mayo de 2016; puede ser que el capacitor serie Chilca-Poroma no se encendió hasta después de la prueba o puede ser que con cuatro turbinas de gas en operación no ocurrió SSR. No tenemos conocimiento de ningún dato operativo que esté disponible para nosotros que indique exactamente cuándo se encendió el banco de capacitores de la serie Chilca-Poroma. Por lo tanto, sigue siendo muy difícil validar la posición del ESC.

A menos que se pueda demostrar definitivamente que el banco de capacitores de la serie Chilca-Poroma se habría encendido durante el período

del 20 de mayo y el 26 de mayo de 2016, no queda evidencia para probar que se habría producido una SSR.

4.7. Resultados el informe de Planta de Generación Samay I, en Puerto Bravo Open Cycle PS, km 125 Costanera Sur Arequipa –Perú

Con respecto al seguimiento a los daños materiales sufridos por el Asegurado en nuestras visitas a la planta del 18 y 19 de julio, 12 de agosto y 5 y 15 de septiembre de 2016.

Además, hemos mantenido reuniones presenciales con el Asegurado en sus oficinas centrales el 20 de julio de 2016, 3 y 8 de agosto de 2016, 5 y 16 de septiembre de 2016 y mediante conferencias telefónicas del 7 y 28 de septiembre de 2016, el 11, 14 y 25 de octubre de 2016, 3 y 10 de noviembre de 2016, y 7 de diciembre de 2016.

Durante el año 2017, no se ha mantenido ninguna reunión con el Asegurado, a pesar de que se solicitó mantener una reunión presencial en junio de 2017, siendo nuestras comunicaciones con el Asegurado exclusivamente a través de nuestras solicitudes de documentación.

Hemos enviado escritos de petición de documentación el 22 de julio de 2016, 15 de noviembre de 2016, 15 de diciembre de 2017, 09 y 27 de enero 2017, 20 de febrero 2017, 12 y 28 de abril de 2017, 4 de mayo de 2017, 4 de agosto de 2017, 12 y 25 de octubre de 2017 y 14 de noviembre de 2017.

El Asegurado nos ha contestado en sus escritos del 21 de noviembre de 2016, 20 de febrero 2017, 03 de marzo 2017, 2 de mayo de 2017, 7 de julio de 2017, 25 de septiembre de 2017, 17 de octubre de 2017, 7 de noviembre de 2017

y 1 de diciembre de 2017. En este último escrito, nos solicita la emisión del informe para trasladar nuestra opinión de cobertura, reconociendo que está pendiente de ser entregada la documentación para la valoración de daños y pérdidas.

Por nuestra parte, tal y como exponíamos en nuestro escrito del 14 de noviembre de 2017 (Anexo nº 3), procedemos a emitir nuestro informe final con la información disponible, el cual hemos redactado como sigue:

Asegurado

El Tomador del Seguro es SAMAY I S.A, empresa filial de Kallpa Generación S.A., filial a su vez de IC Power. Esta última es la división de generación de energía de ISRAEL CORPORATION Ltd. (IC), empresa holding de la que Israel Chemicals (NYSE:ICL, TASE:ICL) posee un 46% del accionariado y Bazan Group (TASE:ORL) un 33.1%. Como cifras significativas de este grupo, podemos mencionar unos ingresos en 2016 de 5.363 millones de dólares.

SAMAY I S.A. nació cuando resultó adjudicataria del Contrato de Compromiso de Inversión “Nodo Energético en el Sur del Perú” que convocó el Ministerio de Energía y Minas a través de Proinversión, Agencia de Promoción de la Inversión Privada. En dicho contrato se establecían los términos del compromiso de SAMAY I de construir, mantener y poner en funcionamiento una central de 500 MW +/- 20% y operarla según el despacho ordenado por el COES, Comité de Operación Económica del SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) de Perú. En el contrato se recogía

igualmente, entre otros, la remuneración que SAMAY I percibe en concepto de potencia y energía. La duración del contrato es de 20 años.

Esta central se denomina Puerto Bravo, y es una de las dos instalaciones que forman parte del Nodo Energético del Sur, cuyo modo operativo en el Sistema Interconectado Nacional de Perú – SEIN es de Reserva Fría.

La central entró en operación comercial el 26 mayo del 2016 y el importe de la inversión aproximadamente fue de 390 millones de dólares, conforme a la información oficial de la autoridad supervisora.

Descripción del riesgo

Para la construcción de la central Puerto Bravo, SAMAY I firmó un contrato EPC con POSCO Engineering & Construction Co., Ltd (POSCO E&C) y el consorcio formado por POSCO E&C y Santos CMI INC., (USA). Complementariamente firmó un contrato EPC con SIEMENS para la construcción de la subestación eléctrica (SE) de salida blindada (SF₆ GIS), y un contrato EPC con ABENGOA para la construcción de la línea de transmisión de 500 kV para la conexión al SEIN.

La central está ubicada en la ciudad de Mollendo, 950 kilómetros al sur de Lima, Perú:



CT Puerto Bravo – Mollendo, departamento de Arequipa

Está diseñada para producir 616 MW funcionando con diésel y 717,6 MW funcionando con Gas Natural. Para ello cuenta con cuatro unidades de generación idénticas (de potencia nominal 154 MW), constituidas por una turbina de gas dual de ciclo simple del fabricante General Electric, modelo 7FA.04; y un generador del fabricante HITACHI, GG 10430. Sus principales.

Características técnicas son las siguientes:

ESPECIFICACIONES TECNICAS

TURBINAS		Marca
General	Electric	Modelo
7FA.04		
	N° Serie N° 1	299399
	N° Serie N° 2	299400
	N° Serie N° 3	299401
	N° Serie N° 4	299402
Fabricante		
General Electric USA Temperatura		
Aire Entrada 68.54 °F Combustibles		
Diésel o Gas Natural N° Etapas		
Compresor	17	
	N° Etapas Turbina	3
	Velocidad	3600 rpm

ESPECIFICACIONES TECNICAS GENERADORES

Marca	General Electric		
N° Serie Generador N° 1	338X791		
N° Serie Generador N° 2	338X792		
N° Serie Generador N° 3	338X793		
N° Serie Generador N° 4	338X794		
Fabricante			
HITACHI	Modelo		
GG 10430			
Código de la Maquinaria			
7FH2LU	N°	de	Polos
2			
Fases	3		
Frecuencia			
60	Hz	Potencia	
232	MVA	Velocidad	
3600 rpm	Amperaje en la		
Armadura	7441 A Voltaje		
en la Armadura	18		
kV	Amperaje en los campos		
1661 A	Voltaje de Excitatriz		
348 V	Factor de Potencia		
0.85			
Año de Fabricación	2015		

POSCO subcontrató el suministro de las turbinas de gas y de los generadores a General Electric (GE Power). Según fuimos informados, inicialmente fue SAMAY quien contrató directamente con GE Power dicho suministro, subrogándose posteriormente POSCO en dicho contrato.

Cada unidad (GT) dispone de un transformador de 200 MVA de potencia, y relación de transformación 500/18 kV. La energía eléctrica generada es

evacuada a través de la línea eléctrica de 58 km de longitud construida por ABENGOA, y es inyectada en el SEIN, a través de su subestación San José.

La construcción de la central comenzó a principios de 2015, entrando en operación comercial el 26 de mayo de 2016, y formando parte de la denominada “reserva fría”. Ello supone que sus unidades tienen arranques y paradas frecuentes, entrando en operación en puntas de demanda o ante la parada de alguna otra central. La central de Puerto Bravo es operada según despacho ordenado por el Comité de Operación Económica del Sistema - COES, conforme a las leyes aplicables.

Hasta la disposición de gas natural en la costa sur, la central va a operar con diésel B5, siendo el Asegurado el responsable de su aprovisionamiento y almacenamiento. Una vez finalice la construcción del gaseoducto que alimentará la central, está previsto que ésta opere como ciclo combinado.

A continuación, les mostramos el esquema unifilar simplificado de la central, según la fuente OSINERGMIN:



En la siguiente imagen les mostramos igualmente una fotografía de la planta en la que se observan las cuatro unidades de generación:



Circunstancias y descubrimiento

Conforme a la información recibida del Asegurado, sobre las 19:00 horas del miércoles 6 de julio de 2016, el GT4 (turbo-grupo o unidad N°4) paró por indicaciones del despacho. Tras su parada, y durante una inspección rutinaria, se observaron dos fugas de agua: una en la tubería de inyección de agua en la cámara de combustión y otra en la tubería de purga de aire.

Dado que días antes, 29 de junio de 2016, se habían registrado vibraciones más altas de lo normal (aunque no de nivel de alarma), se asoció la rotura de las tuberías a dichas vibraciones. El personal de GE Power procedió a la reparación de las tuberías y llevó a cabo una medición de vibraciones en los cojinetes del compresor de la turbina. Para ello, el 11 de julio de 2016 el GT4 se puso en estado FSNL (Full Speed No Load) y, antes de alcanzar la velocidad nominal de 3.600 rpm, paró por alto nivel de vibraciones.

En la inspección realizada por GE Power del equipo el 12 de julio de 2016, observó una grieta en el eje del rotor de la turbina, a la altura de su acoplamiento con el eje intermedio, el cual conecta a su vez con el generador.

El 13 de julio de 2016, atendiendo a la solicitud del despacho, arrancó el GT3. Previamente GE Power instaló sensores adicionales para el control de las vibraciones, observándose valores elevados de aceleración angular en el eje. Ante ello, el personal de GE Power solicitó parar la unidad, procediendo a su inspección entre el 15 y el 18 de julio de 2016. En dicha inspección se constataron en el eje intermedio del GT3 grietas similares a las observadas en el GT4.

En lo que respecta al GT2, el 19 de julio de 2016 fue solicitado por el despacho, observándose vibraciones elevadas tras su arranque, por lo que se paró de inmediato y se inspeccionó, detectándose nuevamente grietas en los extremos del eje intermedio.

Ante estas circunstancias, POSCO como responsable del contrato EPC de la central, y GE Power como suministrador de los equipos, iniciaron un RCA para determinar lo sucedido, inspeccionando igualmente el GT1.

A continuación, les mostramos una tabla resumen con las horas de funcionamiento y arranques de cada grupo hasta la detección de los daños:

	Arranques	Arranques en caliente	Horas funcionamiento
T1	42	30	163,9
GT2	31	28	143,6
GT3	53	43	336,4
GT4	32	32	206,0

Causa

En lo que respecta a la determinación de la causa de los daños sufridos por el Asegurado, GE Power como proveedor de las turbinas y de los generadores llevó a cabo un RCA. No obstante, dicho análisis no lo realizó de forma independiente, sino con la participación de POSCO y del Asegurado, así como de los consultores externos contratados por las diferentes partes, entre ellos.

Hawkins (empresa inglesa contratada por Addvalora – W.Moller para la investigación de la causa).

La ejecución del RCA llevó varios meses, en los cuales se mantuvieron diversas reuniones en las instalaciones de Greenville (Carolina del Sur) de GE Power. Durante las mismas se fueron descartando las siguientes hipótesis de causa analizadas:

Error de fabricación, hipótesis descartada tras la revisión de los registros de fabricación de las turbinas y los generadores de las unidades.

Desalineado del tren de potencia, hipótesis descartada tras la revisión de los registros de alineación.

Error de montaje/instalación, hipótesis descartada tras el desmontaje del tren del GT2.

Defectos de operación – Anomalías en la red, hipótesis descartada al verificar que todos los eventos ocurridos se encontraban dentro de los parámetros de diseño de los componentes.

Defecto de material, hipótesis descartada tras los análisis de material realizados por GE Power, previa conformidad de las partes en cuanto a su alcance.

Tal y como les informamos, los hallazgos encontrados en las inspecciones llevadas a cabo en las unidades mostraron que el eje de unión de la turbina con el generador había estado sometido a vibraciones anómalas, principalmente torsionales. En este sentido, debemos recordarles que, si bien hay varios sensores instalados en las turbinas y en los generadores para controlar este tipo de vibraciones, no es el caso en el eje, el cual dispone de sensores para el control de vibraciones laterales (que pueden dar lugar a una deformación/flecha en el eje). De este modo, cuando se detectó una alarma por altas vibraciones en las últimas etapas de la turbina, el eje ya presentaba daños.

El análisis realizado por GE Power del registro de vibraciones mostró igualmente la existencia de resonancias en el eje (oscilaciones que se mantienen durante minutos a una determinada frecuencia).

Tras los estudios realizados por las diferentes empresas (Hawkins, Hyperion Power Services, Sargent & Lundy, SUD Germany y GE), GE Power concluyó que la causa de los daños registrados en las cuatro unidades de la central térmica de Puerto Bravo fue un error de diseño de dicha central, el cual no tuvo presente los efectos del fenómeno denominado resonancia subsíncrona (RSS). Este tipo de resonancia se origina por la interacción de la frecuencia natural de oscilación de la red eléctrica del SINAC (calculada por GE Power en 22 Hz), y la frecuencia mecánica natural (torsional) del eje del tren de potencia,

de 21,7 Hz. Esta resonancia motiva vibraciones anómalas en los ejes que conllevan la aparición de fisuras y grietas en los mismos.

La interacción de los sistemas mecánico y eléctrico conectados a un generador síncrono implica un intercambio de energía entre el generador y la red a una o más frecuencias naturales del sistema por debajo de la frecuencia fundamental, por lo que es importante señalar que se produce resonancia subsincrónica (60 Hz en Perú).

Los turbogeneradores conectados al sistema a través de líneas con capacitores en serie son el lugar más frecuente donde puede ocurrir resonancia subsíncrona. Estos se instalan para aumentar la capacidad de carga de la línea y mantener los voltajes de las líneas largas cerca de los niveles nominales. La resonancia subsíncrona puede desarrollarse en tal situación cuando la frecuencia complementaria a la oscilación natural de la línea, provocada por el condensador, se acerca a una de las frecuencias naturales de las oscilaciones torsionales del rotor del turbogenerador, como sucedió en la planta de Puerto Bravo.

De acuerdo con la información disponible, durante el diseño de la central no se realizaron estudios de evaluación del riesgo de SSR.

En el contrato EPC firmado entre el Asegurado y POSCO (Anexo nº4) no se hace mención expresa a este tipo de estudio. En el punto "IX Interconnection to the Grid" del contrato se determina la necesidad de realizar ensayos antes de la conexión de las unidades, pero encaminados a probar al COES que la central no generará inestabilidad o daños en la red de distribución a la que se conecta. Por otro lado, en la Oferta Técnica emitida por POSCO, adjunta en el contrato

EPC, en el punto “1.4 Extent of Work”, y dentro de las exclusiones que se recogen en el punto “1.4.2 Exclusions” se recoge “12. All necessary studies and calculations required to integrate the simple-cycle power plan into the COES transmission system”.

Una vez determinada la causa de los daños sufridos por el Asegurado, éste se centró en tomar las medidas necesarias para proteger sus equipos del fenómeno de RSS. La primera medida fue solicitar a GE Power la instalación de un relé torsional (Turbine-Generator Torsional Stress Relay – TSR) en cada TG. Se trata de un relé de protección digital diseñado para monitorizar continuamente las oscilaciones torsionales en el eje, desconectando la unidad cuando se alcanzan niveles de fatiga prefijados en el eje.

Este relé detiene el TG cuando detecta una resonancia subsíncrona para el equipo, lo que puede producirse con cierta frecuencia en el caso de las unidades de la central de Puerto Bravo, dificultando su operación. Siendo así, esta medida inicial que podríamos calificar de “urgente” para poder poner los TG en marcha tras su reparación, debidamente protegidos, iba a ser completada con la instalación de un filtro que GE Power ha diseñado para bloquear directamente el fenómeno de RSS, protegiendo los equipos, sin necesidad de su parada.

Para la puesta en marcha de las unidades, además de la instalación del relé TSR, el Asegurado solicitó al COES, como operador de la red, el inhabilitar el banco de condensadores en serie de la subestación eléctrica Poroma cuando solicitara la entrada en operación de alguna, o todas, las unidades de la central. Recordemos que según el estudio realizado por la empresa Electrical Studies

Consultant S.L. (ESC) a petición del Asegurado, “Steady-State evaluations for the 500 kV link Chilca-Montalvo while dispatching Puerto Bravo Power Station at full load”, al inhabilitar dicho banco de condensadores, la frecuencia de resonancia se posiciona en valores no nocivos para la central de Puerto Bravo, desapareciendo el fenómeno de RSS.

En un primer momento el COES denegó la solicitud del Asegurado, puesto que dicha inhabilitación podría poner en riesgo la integridad del área sur del SEIN. No obstante, con posterioridad, y ante la solicitud de otra central termoeléctrica (Fénix Power Perú S.A.) con equipos de GE Power afectada por el fenómeno de RSS, el COES, mediante la Dirección Ejecutiva N° 001-2017-D/COES, dispuso la inhabilitación provisional del banco de condensadores de la subestación Poroma durante la operación de alguna de las centrales, entre ellas Puerto Bravo.

Naturaleza de los daños materiales

Los daños materiales ocurridos en el siniestro que nos ocupa se refieren a los daños registrados en las cuatro unidades que componen la central térmica Puerto Bravo.

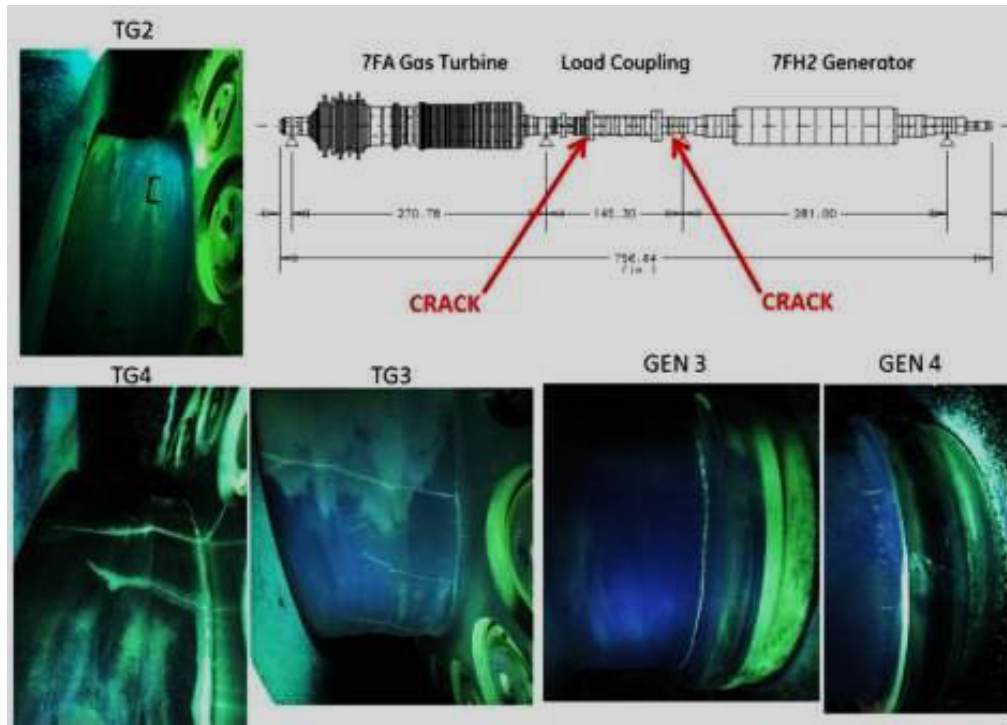
La reparación de los daños inicialmente fue soportada por POSCO, que fue quién firmó con GE Power la orden de compra para la reparación y reposición de los equipos.

Posteriormente, bajo el contrato EPC, se inició un proceso de mediación entre POSCO, SAMAY y GE, que según nos trasladó el Asegurado, ha concluido con la asunción de cada una de las partes de una parte de la reparación. En tal

sentido, SAMAY asumiría la suma de USD 14,000,000 a favor de POSCO, mientras que POSCO asumiría la suma de USD 28,000,000 a favor de GE, una vez recibida la suma pagada por SAMAY. Asimismo, cabe destacar que, como arte del mismo acuerdo, las partes mediadoras renunciaron a cualquier acción futura conocida o desconocida, con relación al contrato EPC.

Concretamente, según consta en la carta del Asegurado del 25 de septiembre de 2017, el coste de la reparación ascendió a USD 52,000,000, reclamando SAMAY a la Póliza USD 19,600,000 en concepto de la parte que ha asumido de las reparaciones a los equipos y USD 4,000,000 en concepto de gastos legales y estudios técnicos.

Por lo tanto, a la fecha de este informe no disponemos de la información del alcance de los daños a las cuatro unidades. Sí tuvimos ocasión de confirmar daños por aparición de grietas en el eje del rotor de la turbina (zona compresor) de las unidades GT2, GT3 y GT4; así como en el eje del rotor del generador de las unidades TG3 y TG4:



Adicionalmente, en los ensayos eléctricos realizados en campo por GE Power se encontraron evidencias de arco eléctrico entre las cuñas y el cuerpo del rotor del generador de la TG2, requiriéndose su reparación en los talleres de Greenville de GE Power. Por último, sabemos que el rotor del generador de la unidad TG1 también tuvo que ser trasladado a Greenville, desconociendo el alcance de daños que registró.

Alcance de las pérdidas consecuenciales

El 20 de enero de 2014, SAMAY I S.A. firmó el Contrato de Compromiso de Inversión “Nodo Energético en el Sur del Perú” con el Ministerio de Energía y Minas.

En la cláusula quinta del contrato, se recoge el régimen económico de la central y en el Anexo n° 5 de dicho contrato SAMAY formalizó su propuesta económica.

En la cláusula 5.1, La renta garantizada por la potencia concedida y la renta por la energía producida son los dos tipos distintos de renta que percibe el asegurado.

1. Ingreso garantizado por potencia

Es el que resulta de aplicar el precio ofertado por el Asegurado de USD 6,899 MW por mes (Anexo n° 5 del contrato) a la potencia adjudicada.

En la cláusula 5.1, Se acuerda que el precio por capacidad cambiará de acuerdo con la fórmula que se muestra a continuación trimestralmente y siempre que el factor varíe en más del 5% del valor del factor utilizado en la actualización anterior.

$$\text{Precio Ajustado} = \text{Oferta} \times \text{Factor} \times \text{TC}$$

Siendo:

$$\text{Factor} = a \times \text{IPP}/\text{IPP}_0 + b \times \text{IPM}/\text{IPM}_0 \times \text{TC}_0/\text{TC}$$

Donde:

A y b son dos constantes igual a 0,78 y 0,22 respectivamente.

IPP: Índice de Precios "Bien Terminado Menos Alimentos y Energía", Serie, WPSSOP35QO, publicado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos de América. Aunque sea

preliminar, se utilizará como valor final el valor que se liberó al final del mes anterior.

IPPo: el IMP a la fecha de la POC (puesta en operación comercial) para el primer reajuste.

IPM: Índice de Precios Mayoristas del Instituto Nacional de Estadística e Informática del Perú. Se determinará por el valor del mes anterior informado en el Diario Oficial El Peruano.

IPMo: el IMP a la fecha de la POC (puesta en operación comercial) para el primer reajuste.

TC: tipo de cambio. Valor de referencia para dólares de los EEUU, determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros y AFPs del Perú.

TCo: el tipo de cambio a la fecha del POC.

Tanto la etapa 1 como la etapa 2, que se describen en el Anexo No. 1, están cubiertas por este precio de entrada garantizado. 1 del acuerdo. La etapa 1 incluye el uso de diesel 85 y se extiende desde la puesta en marcha comercial de la planta hasta la disponibilidad de gas natural en la costa sur. La operación de gas natural en la etapa dos comienza con la disponibilidad del combustible, el cual se mencionó en la descripción de la etapa 1.

Ingreso energía generada

El COES, como operador del sistema, determinará el costo marginal de la planta a partir del coste del combustible utilizado en la central (diésel o gas), siendo este coste el que además le servirá al COES para decidir si la planta entra en operación o no.

Por lo tanto, el ingreso recibido por energía generada, sirve para cubrir teóricamente el coste variable de la planta cuando ésta entra en operación.

En resumen, según lo dispuesto en el contrato, teóricamente cualquier siniestro en la planta va a afectar a los ingresos garantizados por el tiempo que la planta esté indisponible.

Indisponibilidad de los equipos dañados

En nuestro informe preliminar del 8 de agosto de 2016, basamos nuestras estimaciones en el primer cronograma entregado por GE Power (Anexo nº 6).

Dicho cronograma resultó ser muy optimista, y se fue ajustando por GE Power hasta el cronograma recibido el 7 de octubre de 2016 (Anexo nº 7), del que les dimos traslado en nuestro informe II del 15 de octubre de 2016. Reproducimos dicho cronograma en el siguiente cuadro:

	Días parada		Fecha prevista puesta en marcha
Unidad 1	52	25 de agosto de 2016	16 de octubre de 2016
Unidad 2	135	19 de julio de 2016	1 de diciembre de 2016
Unidad 3	183	13 de julio de 2016	12 de enero de 2017
Unidad 4	173	11 de julio de 2016	31 de diciembre de 2016

A partir de esa fecha, ya no dispusimos de la información a tiempo real de qué fue ocurriendo a cada uno los equipos. La siguiente información recibida fue el escrito del Asegurado donde nos confirmó que los equipos habían sido puestos en marcha como sigue:

	Días parada		Fecha real puesta en marcha
Unidad 1	54	25 de agosto de 2016	18 de octubre de 2016
Unidad 2	183	19 de julio de 2016	17 de enero de 2017
Unidad 3	202	13 de julio de 2016	31 de enero de 2017
Unidad 4	163	11 de julio de 2016	21 de diciembre de 2016

Afectación reclamada por el asegurado

Según nos ha trasladado el Asegurado, OSINERGMIN emitió la resolución 60-2017-OS/CD el 11 de abril de 2017 por la cual se calculó el CUCGE (Cargo único de capacidad de generación eléctrica o ingreso garantizado) aplicable a SAMAY para el período 2017-2018.

SAMAY recurrió dicha resolución el 8 de mayo de 2017 a fin de que se dejaran sin efecto las penalizaciones de la anterior resolución, acogiendo OSINERGMIN parcialmente el recurso de SAMAY mediante la resolución 121-2017-OS/CD.

El Asegurado ha cuantificado provisionalmente en USD 2,900,000 (S./9,418,097.91) el impacto de esta última resolución, que es el importe que provisionalmente se está reclamando bajo la Póliza, ya que ha iniciado el procedimiento de solución de controversias previsto en el contrato con OSINERGMIN para recuperar dicho importe.

Cobertura bajo la póliza

El Asegurado, SAMAY I S.A., con domicilio social en Av. Santo Toribio No 115, Dpto. 701, Urb. El Rosario, San Isidro Lima, contrató con Uds. la Póliza

número 2031610100194 del ramo Todo Riesgo Daños Materiales, incluida la Avería de Maquinaria y Explosiones en Calderas, así como el Lucro cesante.

La Póliza tenía fecha de efecto a las 00:01 hora local del 26 de mayo de 2016, y vencimiento a las 00:01 hora local del 6 de diciembre de 2016.

La actividad asegurada en Póliza es la generación, captación y distribución de energía eléctrica. En lo que respecta al Riesgo Asegurable, éste se trata de la central Puerto Bravo Open Cycle PS, situada en el km. 125 de la Costanera Sur, Arequipa (Perú), con los siguientes capitales asegurados:

		Values (USD)			
		Daño a la propiedad	Periodo de Indemnizació	Pérdida de Beneficios	
Samay I	Perú	293'500,000.	18	72'627,144.00	66'127,144.0

El límite de indemnización combinado para Daño Material y Pérdida de Beneficios, en exceso de los deducibles, es de USD 600.000.000 por territorio y siniestro.

En lo que respecta a los deducibles de aplicación para siniestros de Avería de Maquinaria en Turbinas de Gas, éste es de USD 750.000 por siniestro para Daños Materiales y de 60 días para Pérdida de Beneficios.

Respecto a la cobertura de Avería de Maquinaria, la mera presencia de un error o defecto (diseño, montaje, construcción) no constituye un daño material, según lo expuesto en la sección II, punto 1.I, por lo que no cuenta con cobertura bajo esta garantía.

Como exclusiones recogidas en la Póliza debemos mencionar, dentro de la Sección de Avería de Maquinaria la exclusión 2.vi “Averías en las que el proveedor, contratista o reparador es responsable por contrato o por ley”. Por el contrario, en la Sección de Pérdida de Beneficios se especifica que la pérdida asociada a dichas averías sí cuenta con cobertura (punto 2.iv).

La Póliza incluye la cláusula “Property & Plant Testing & Commissioning” según la cual, la aceptación de la propiedad está sujeta a la finalización satisfactoria de cinco requisitos.

Dada la importancia de esta cláusula en lo ocurrido, en el siguiente apartado analizamos su contenido, así como su seguimiento por parte del Asegurado.

CONCLUSIONES

El daño a las turbinas a gas y generadores de la Central Samay I Puerto Bravo fue causado por Resonancia Subsincrónica (SSR) que provocó una severa vibración torsional de los ejes y rotores.

No se han identificado defectos significativos en las turbinas de gas, generadores o su instalación que pudieran haber causado o contribuido al daño.

La aseguradora exigió que además de las pruebas de puesta en marcha realizadas de acuerdo con el contrato EPC, se llevara a cabo una prueba adicional de resistencia de 72 horas. Esta prueba no fue realizada por Samay, quien afirma que COES no habría permitido el 'despacho' de la planta (conexión a la red) a plena carga durante la fase de puesta en servicio y, por lo tanto, no se podría haber realizado la prueba de 72 horas.

Basándose únicamente en el tiempo que tardó el SSR en causar un daño detectable en GT4, la prueba de 72 horas habría sido un período de funcionamiento lo suficientemente largo como para consumir la vida de fatiga del eje y para que se manifieste el daño, si el SSR había ocurrido.

De forma si se hubiera realizado la prueba de 72 horas, el único período durante el cual es probable que se haya realizado fue entre el 20 y el 26 de mayo de 2016.

Los datos parecen mostrar (pero no están del todo claros) que hubo poca o ninguna turbina de gas en funcionamiento entre el 20 y el 26 de mayo de 2016 y, por lo tanto, a partir de los datos disponibles, no podemos probar (o refutar) que SSR hubiera ocurrido durante ese período.

ESC indican que si la planta de Puerto Bravo hubiera sido 'completamente despachada' (es decir, como sería el caso con una prueba de carga completa de 72 horas) el banco de condensadores Chilca – Poroma ha sido desviado. Si eso es correcto, SSR no habría ocurrido y el daño no se habría descubierto durante el prueba.

La justificación de Samay/ESC para su opinión sobre la condición del banco de condensadores Chilca - Poroma en condiciones de carga completa

parecería al menos plausible en nuestra opinión, pero no hemos visto la confirmación del COES de que esta sea también su opinión. Tampoco hemos visto la confirmación de COES de que no habrían permitido la prueba de carga completa de 72 horas.

RECOMENDACIONES

Es de suma importancia estudios previos de fenómenos de SSR en el diseño de centrales térmicas. Para el diseño de la Central Samay I, no se tuvo en cuenta ningún estudio previo de fenómenos de SSR, de haberse dado se habría podido prevenir los daños catastróficos en la central, toda la central quedó fuera de servicio.

El sistema eléctrico nacional está diseñado principalmente para proteger la red nacional más no las centrales, básicamente probar al COES que la central

no generará inestabilidad o daños en la red de distribución a la que se conecta, por ello se recomienda debido a que el funcionamiento del banco de condensadores Chilca – Poroma depende del COES y no de SAMAY (en el presente caso) la instalación de relés torsionales (Turbine-Generator Torsional Stress Relay – TSR) en cada TG. Se trata de un relé de protección digital diseñado para monitorizar continuamente las oscilaciones torsionales en el eje, desconectando la unidad cuando se alcanzan niveles de fatiga prefijados en el eje.

Es de suma importancia el cumplimiento de todas las cláusulas contractuales de la Aseguradora, en el presente caso se pudo ver las consecuencias de no haber cumplido todas exigencias contractuales de la póliza de Samay, ya que se perdió el beneficio de indemnización por este motivo.

REFERENCIAS

- Almasi, A. (2016). Latest Lessons Learned, Modern Condition Monitoring and Advanced Predictive Maintenance for Gas Turbines. *Australian Journal of Mechanical Engineering*, 14(3), 199-211, doi: 10.1080/14484846.2015.1093252.
- Bernstein, S., & Bernstein, R. (2019). *Schaum's Outline of Theory and Problems of Elements os Statistics*. New York: McGraw-Hill.

- Erhard, A. (2018). Non-destructive Evaluation. En H. Czichos (Ed.), Handbook of Technical Diagnostics (pág. 161). Berlin: Springer. doi:10.1007/978-3-642-25850-3_9
- Faugeras, O. (2019). Three-Dimensional Computer Vision: A Geometric Viewpoint. Londres: MIT Press.
- Faugeras, O. D., & Luong, Q.-T. (2019). Self-Calibration of a Moving Camera from Point Correspondences and Fundamental Matrices. International Journal of Computer Vision, 22, 261–289, doi: 10.1023/A:1007982716991.
- Golub, G. H., & Van Loan, C. F. (2018). Matrix Computations. Maryland: The Johns Hopkins University Press.
- Hanachi, H., Mechefske, C., Liu, J., Banerjee, A., & Chen, Y. (2018). Performance-Based Gas Turbine Health Monitoring. IEEE Transactions on Reliability, 67(3), 1340-1363.
- Hartley, R. I. (2019). An Algorithm for Self Calibration from Several Views. 1994 Proceedings of IEEE Conference on Computer Vision and Pattern Recognition, 908- 912, doi: 10.1109/CVPR.1994.323923.
- Inanc, F. (2016). A Borescope Based Optical Surface Characterization Approach. AIP Conference Proceedings, 1622 - 1629.
- Klette, R. (2019). Concise Computer Vision. Londres: Springer.
- Kulikov, G. G., & Thompson, H. A. (2018). Dynamic Modelling of Gas Turbines. London: Springer.
- Kurz, R., Brun, K., & Wollie, M. (2017). Degradation Effects on Industrial Gas Turbines. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 13(6), 1-7, doi: 10.1115/1.3097135.

- Maybank , S., & Faugeras , O. (2018). A theory of self-calibration of a moving camera. *International Journal of Computer Vision*, 8, 123-151, doi: 10.1007/BF00127171.
- Meher-Homji, C., Chaker, M., & Hatim, M. (2019). Gas Turbine Performance Deterioration. *Proceedings of thr 30th Turbomachinery Symposium*, 139-175.
- More, J. J. (2018). The Levenberg-Marquardt Algorithm, Implementation, and Theory. En G. Watson, *Numerical Analysis* (págs. 105-116). New York: Springer-Verlag.
- Mustafah, Y., Noor, R., Hasbi, H., & Wong Azma, A. (2012). Stereo Vision Images Processing for Real-time. *International Conference on Computer and Communication Engineering (ICCCE 2012)*, 659-663.
- Petek, J., & Hamilton, P. (2016). Performance Monitoring For Gas Turbines. *Orbit*, 25(1), 65-74. Pratt & Whitney. (22 de Febrero de 2019). Maintenance Manual, Manual Part No.3021242. Engine Inspection.
- Rahman, K. A., Hossain, S., Bhuiyan, A.-A., Zhang, T., Hasanuzzaman, M., & Ueno, H. (2019). Person to Camera Distance Measurement Based on Eye-Distance. *2009 Third International Conference on Multimedia and Ubiquitous Engineering*, 137-141, doi: 10.1109/MUE.2009.34.
- Riffo, V., & Mery, D. (2016). Active X-ray Testing of Complex Objects. *Insight: NonDestructive Testing and Condition Monitoring*, 54(1), 28-35, doi: 10.1784/insi.2012.54.1.28. 98
- Semple, J. G., & Kneebone, G. T. (1958). *Algebraic Projective Geometry*. Londres: Oxford: Clarendon Press.

- Shimizu, I., Zhang, Z., Akamatsu, S., & Deguchi, K. (1998). Head Pose Determination from One Image Using a Generic Model. Proceedings Third IEEE International Conference on Automatic Face and Gesture Recognition, 100-105, doi: 10.1109/AFGR.1998.670932.
- Szeliski, R. (2016). Computer Vision: Algorithms and Applications. London: SpringerVerlag.
- Tsai, R. Y. (2019). A Versatile Camera Calibration Techniaue for High-Accuracy 3D Machine Vision Metrology Using Off-the-shelf TV Cameras and Lenses. IEEE Journal on Robotics and Automation, 3(4), 323-344, doi: 10.1109/JRA.1987.1087109.
- Valdivia Arias, C. J. (2018). Diseño de un Sistema de Visión Artificial para la Clasificación de Chirimoyas basado en medidas. Lima - Perú. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.12404/7849>
- Wahab, M., Sivadev, N., & Sundaraj, K. (2019). Target Distance Estimation Using Monocular Vision. 2011 IEEE Conference on Open Systems, 11-15, doi: 10.1109/ICOS.2011.6079296.
- Wang, Y., Li, B., Chen, L., & Jiang, Z. (2018). Region Segmentation Based Radiographic Detection of Defects for Gas Turbine Blades. IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA), 1681-1685.
- Yan-ying, G., Zhi-gang, L., & Qing-ji , G. (2019). Based on Weighted Morphology Aeroengine Bore Scope Cracks Image Segmentation. ICMLC '19: Proceedings of the 2019 99 11th International Conference on Machine Learning and Computing, 451-455. doi:10.1145/3318299.3318371

Yildirim, M. T., & Kurt, B. (2018). Aircraft Gas Turbine Engine Health Monitoring System by Real Flight Data. *International Journal of Aerospace Engineering*, 2018(9570873), 1-12, doi: 10.1155/2018/9570873.

Zhang, Z. (2018). A Flexible New Technique for Camera Calibration. *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence*, 22(11), 1330-1334, doi: 10.1109/34.888718.

ANEXOS

**Tabla
Eventos SRR**

Generador	Hora de inicio	Duración (horas)	Aprox. magnitud (percentil 95)	Duración por magnitud
4	28/05/2017 13:00	8	0.09	0.72
3	29/05/2017 13:30	9	0.12	1.08
3	30/05/2017 23:00	dieciséis	0.18	2.88
4	31/05/2017 21:00	2	0.21	0.42
4	31/05/2017 23:00	2	0.36	0.72
4	01/06/2017 01:00	4	0.22	0.88
3	06/01/2017 14:00	2	0.17	0.34
1	06/04/2017 23:00	2	0.31	0,62
1	06/05/2017 01:00	6	0.13	0.78
2	07/06/2017 16:45	1	0,63	0,63
3	07/02/2017 13:00	5	0.34	1.70
3	07/02/2017 18:00	3.5	0.14	0.49
3	07/04/2017 17:00	2.5	0.23	0.58
3	07/04/2017 22:00	2	0.11	0.22
3	07/05/2017 00:00	4	0.2	0.80
3	07/05/2017 12:00	1.5	0.24	0.36
3	07/06/2017 00:00	6	0.23	1.38
3	07/06/2017 10:00	1.5	0.19	0.29
3	07/07/2017 01:30	4	0.22	0.88
3	07/07/2017 16:45	1	0.78	0.78
4	17/07/2017 18:00	10	0.22	2.20

Tabla 2
Eventos SRR (Excel coloreados)

Generador	Hora de inicio	Duración (horas)	Aprox. magnitud (percentil 95)	Duración por magnitud
4	28/05/2017 13:00	8	0.09	0.72
3	29/05/2017 13:30	9	0.12	1.08
3	30/05/2017 23:00	dieciséis	0.18	2.88
4	31/05/2017 21:00	2	0.21	0.42
4	31/05/2017 23:00	2	0.36	0.72
4	01/06/2017 01:00	4	0.22	0.88
3	06/01/2017 14:00	2	0.17	0.34
1	06/04/2017 23:00	2	0.31	0,62
1	06/05/2017 01:00	6	0.13	0.78
2	07/06/2017 16:45	1	0,63	0,63
3	07/02/2017 13:00	5	0.34	1.70
3	07/02/2017 18:00	3.5	0.14	0.49
3	07/04/2017 17:00	2.5	0.23	0.58
3	07/04/2017 22:00	2	0.11	0.22
3	07/05/2017 00:00	4	0.2	0.80
3	07/05/2017 12:00	1.5	0.24	0.36
3	07/06/2017 00:00	6	0.23	1.38
3	07/06/2017 10:00	1.5	0.19	0.29
3	07/07/2017 01:30	4	0.22	0.88
3	07/07/2017 16:45	1	0.78	0.78
4	17/07/2017 18:00	10	0.22	2.20

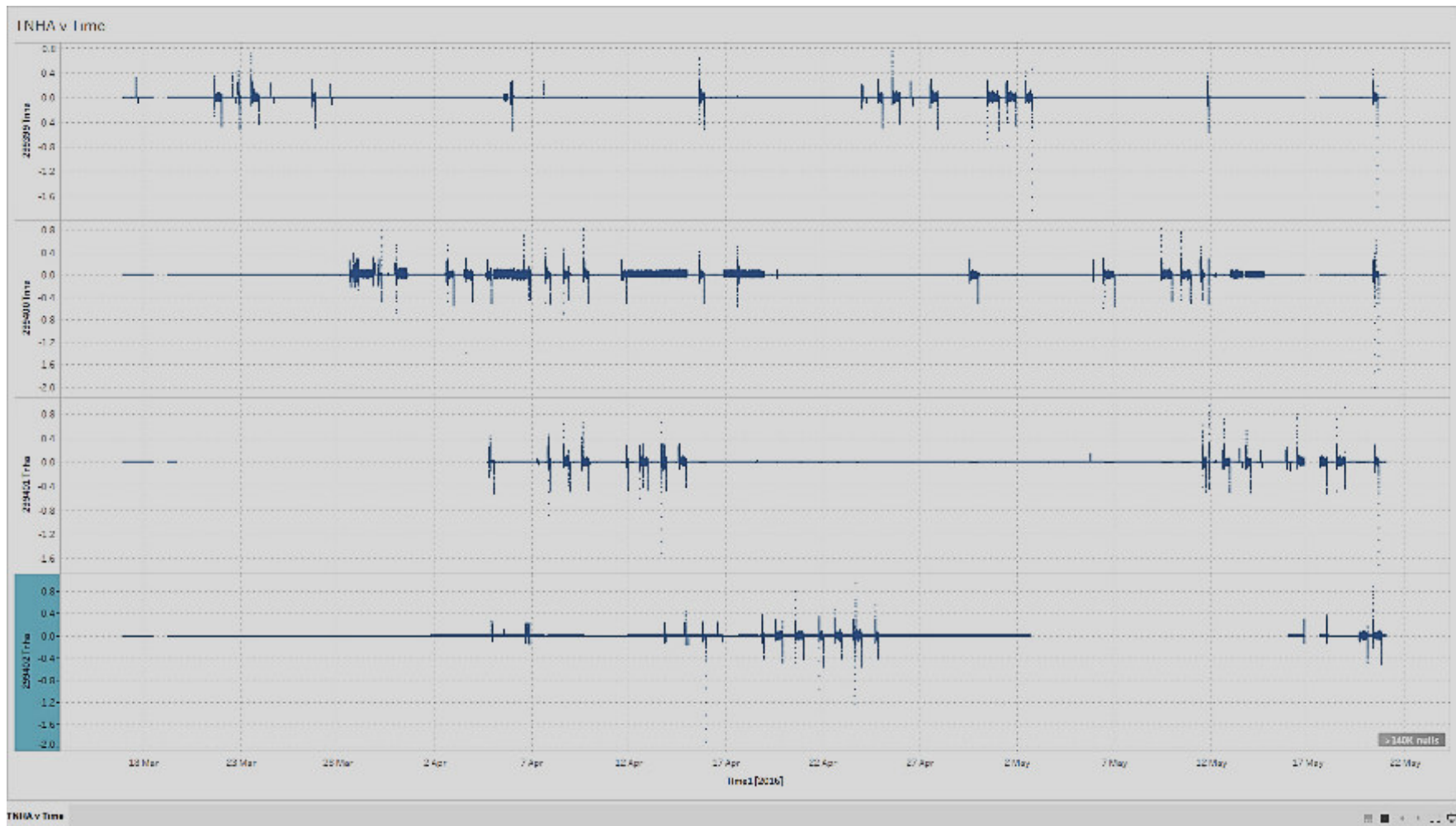


Figura 1 TNHA vs tiempo para los 4 GT. Período: hasta el 20 de mayo inclusive

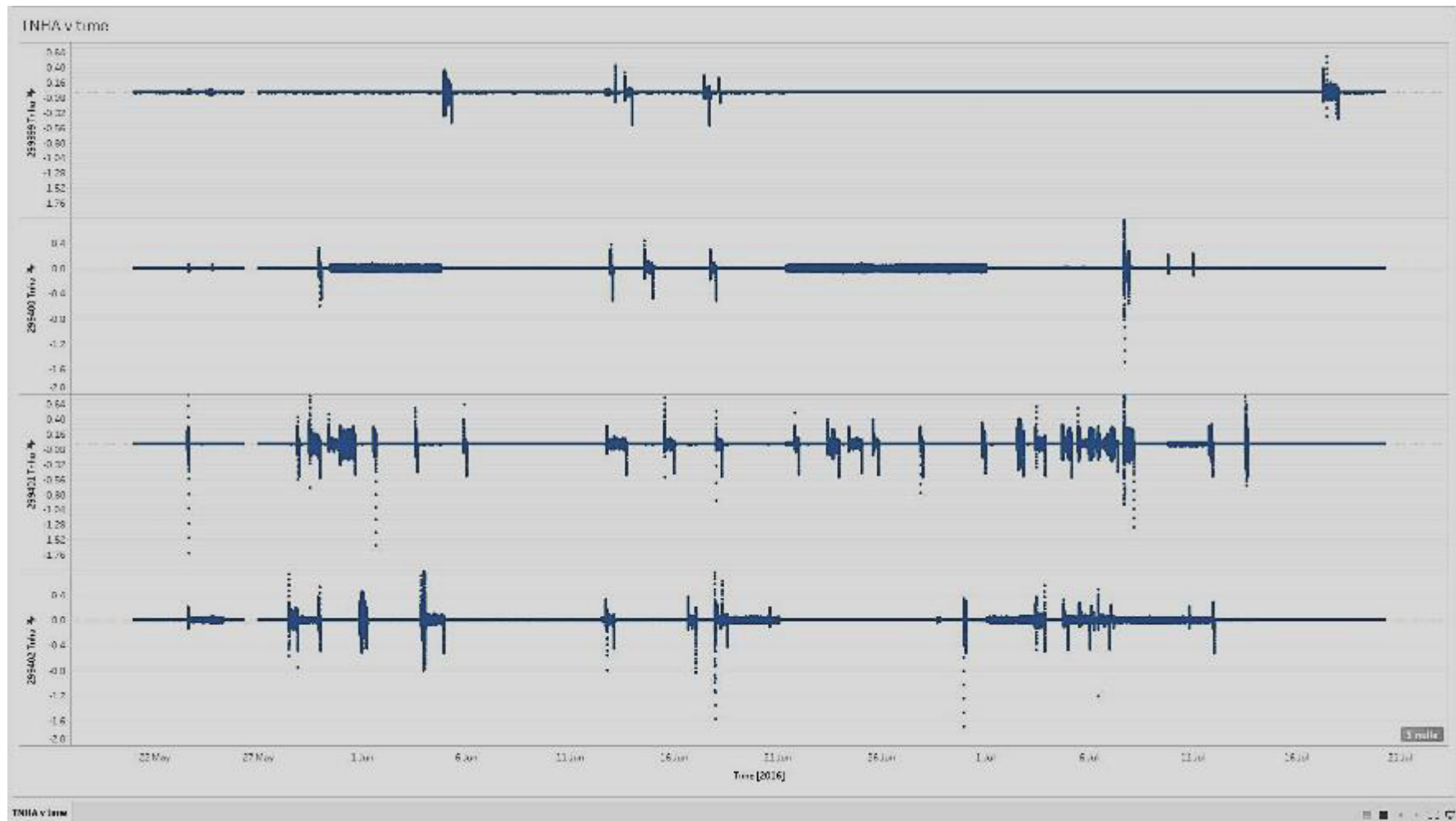


Figura 2 TNHA vs tiempo para los 4 GT. Período: después del 20 de mayo

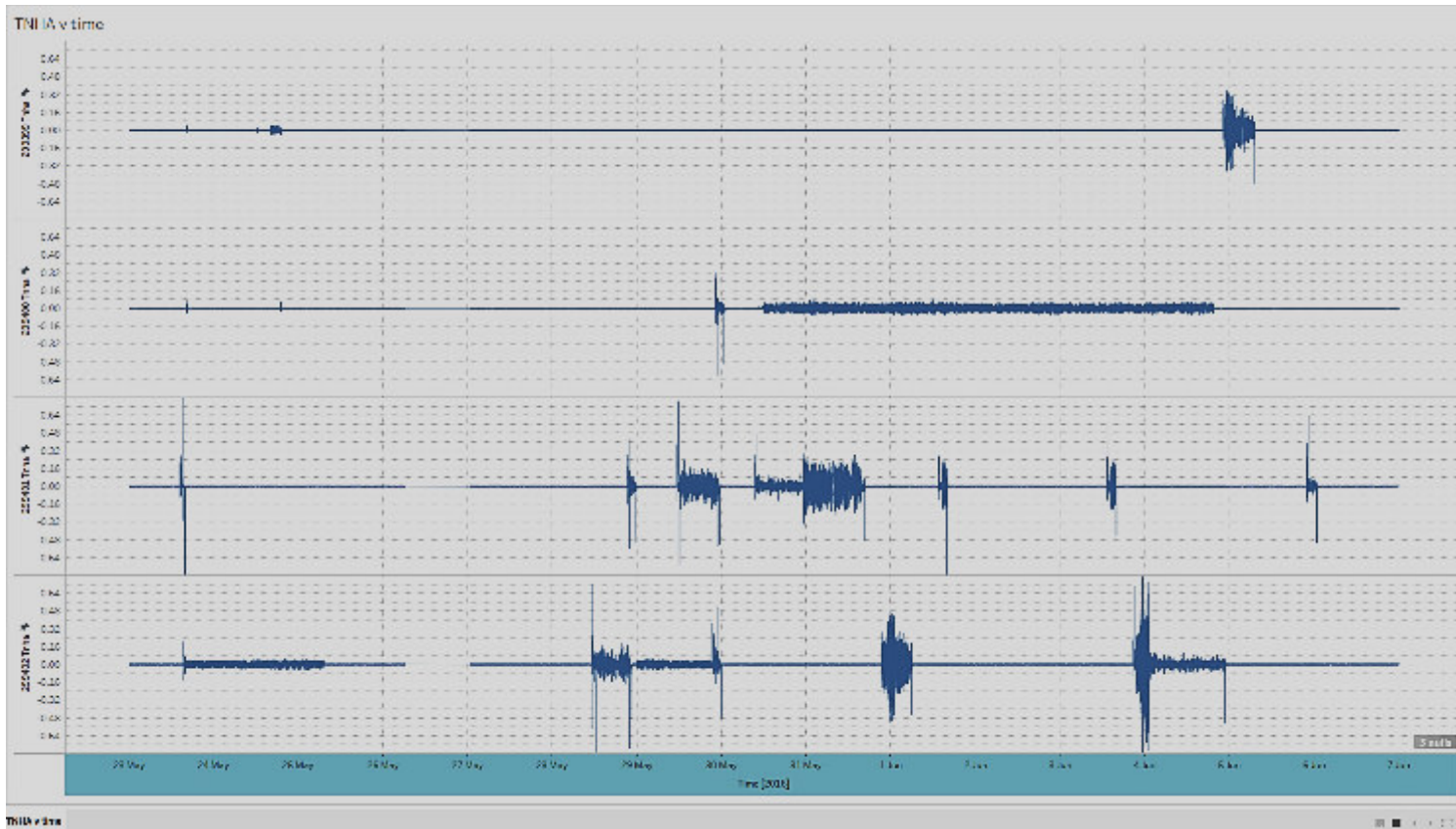


Figura 3 TNHA vs tiempo para los 4 GT. Período: 23 de mayo al 7 de junio.

Grandes eventos de vibración en GT1 comenzando alrededor del 4 de junio a las 22:00, GT3 comenzando alrededor del 29 de mayo a las 12:00 y 30 de mayo a las 11:00 y GT4 comenzando el 28 de mayo a las 12:00, 29 de mayo 21:00, 31 mayo 21:00 y 4 junio 21:00. No hay grandes eventos de vibración en GT2.

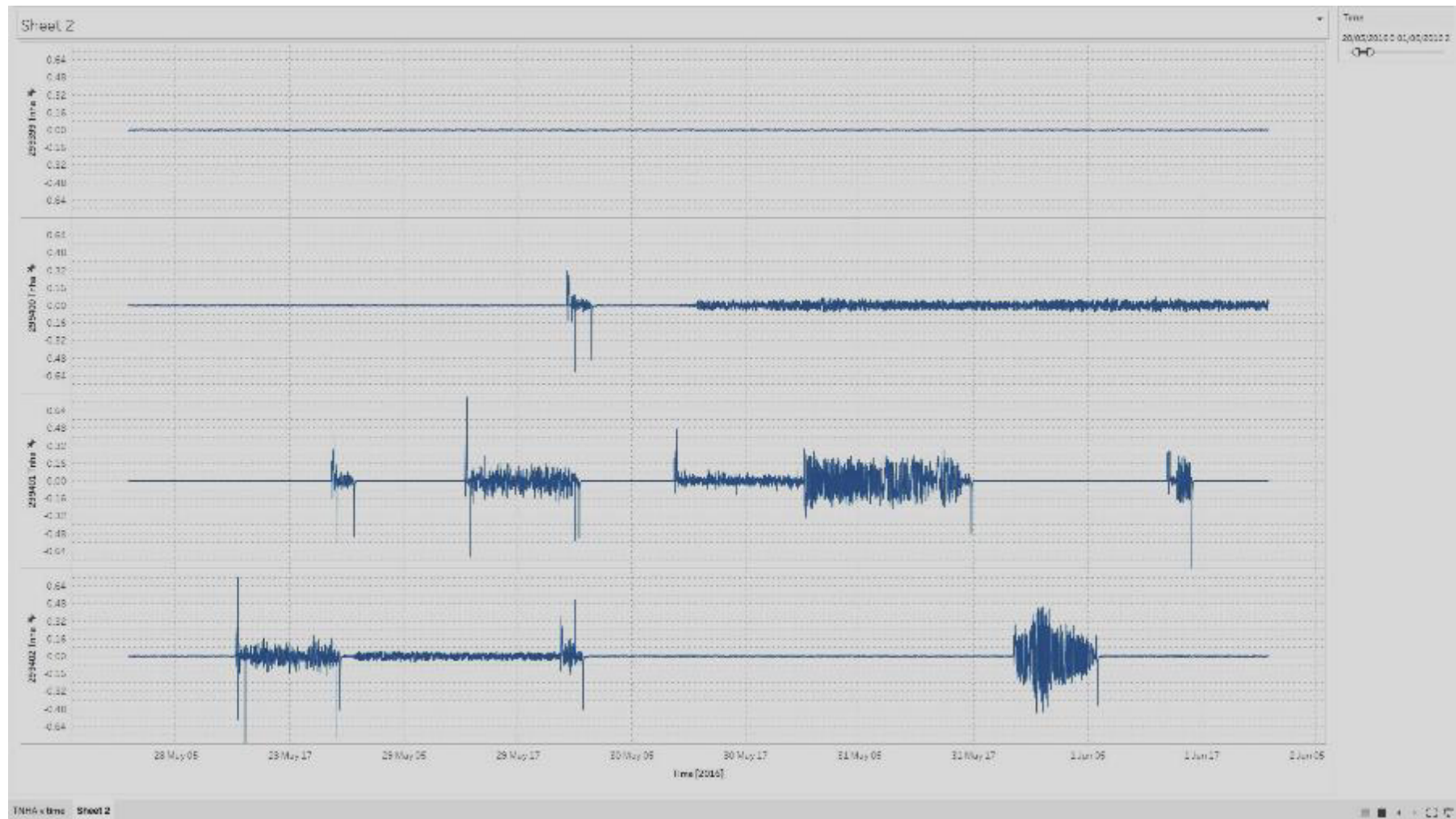


Figura 4 TNHA vs tiempo del 28 de mayo al 2 de junio

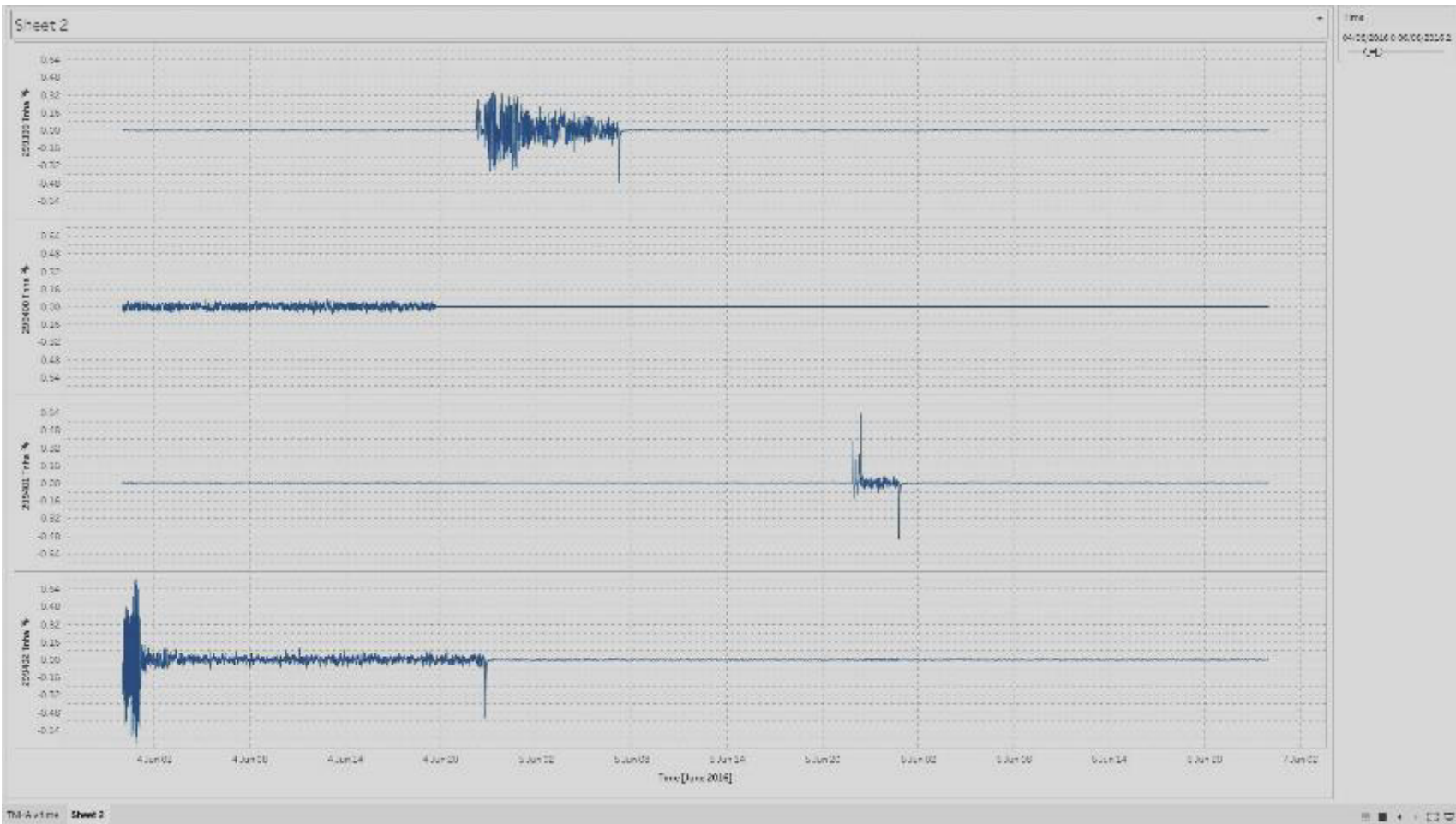


Figura 5 TNHA vs tiempo del 4 al 7 de junio

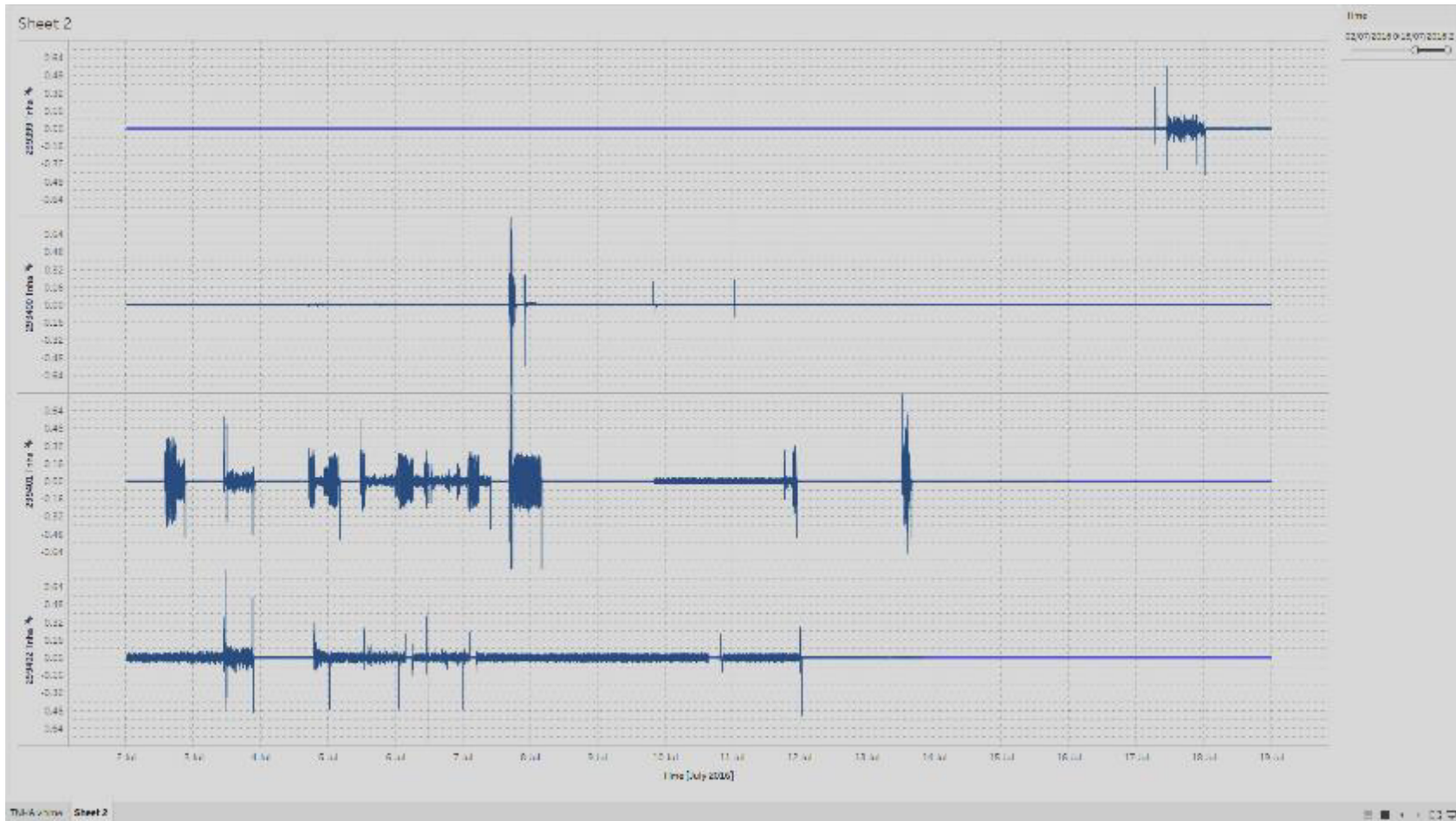


Figura 6 TNHA vs tiempo del 2 de julio al 19 de julio

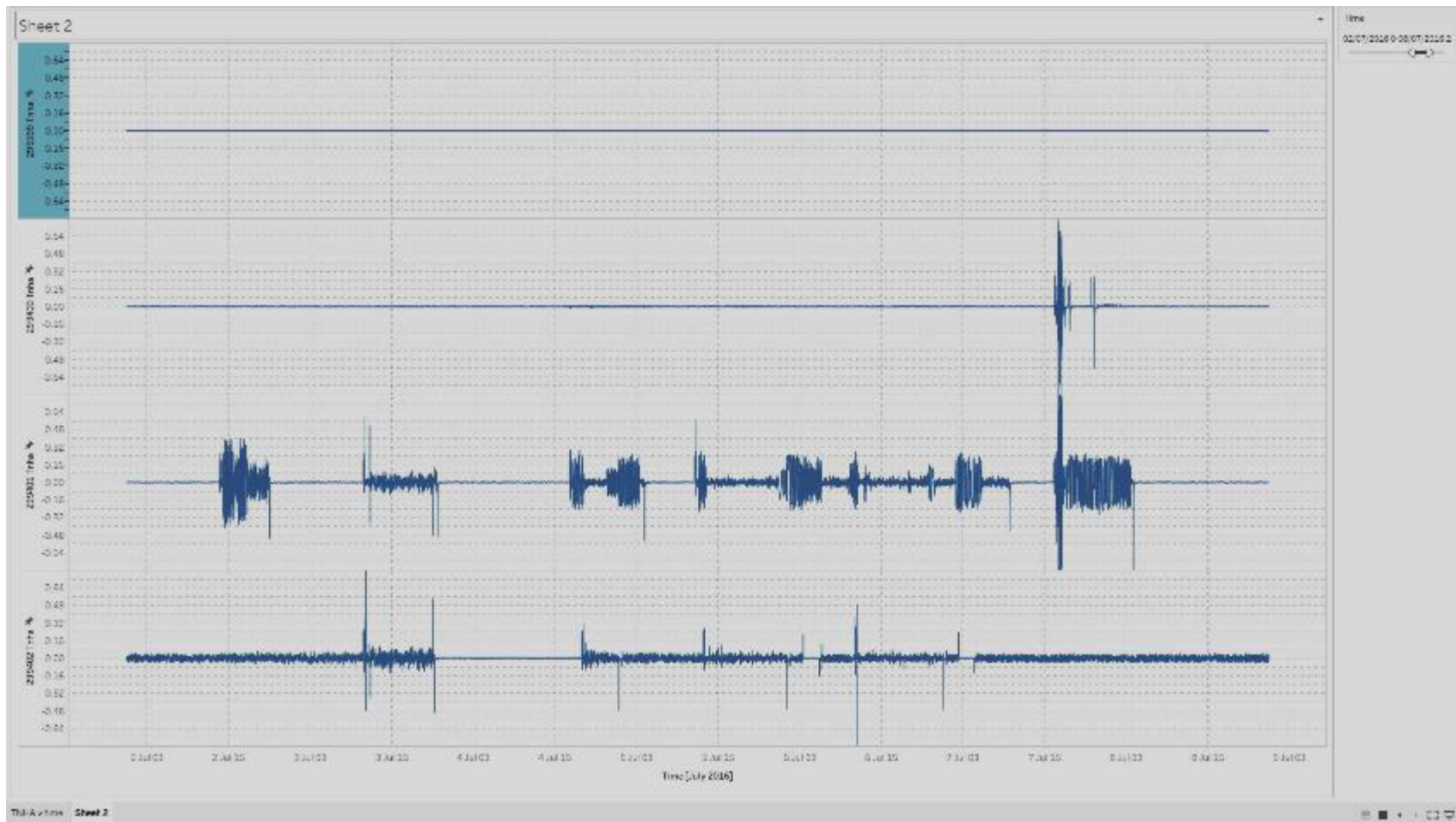


Figura 7 TNHA vs tiempo del 2 de julio al 9 de julio



Figura 8 TNHA frente al tiempo del 21 de mayo al 20 de julio coloreado por el número de GT en funcionamiento

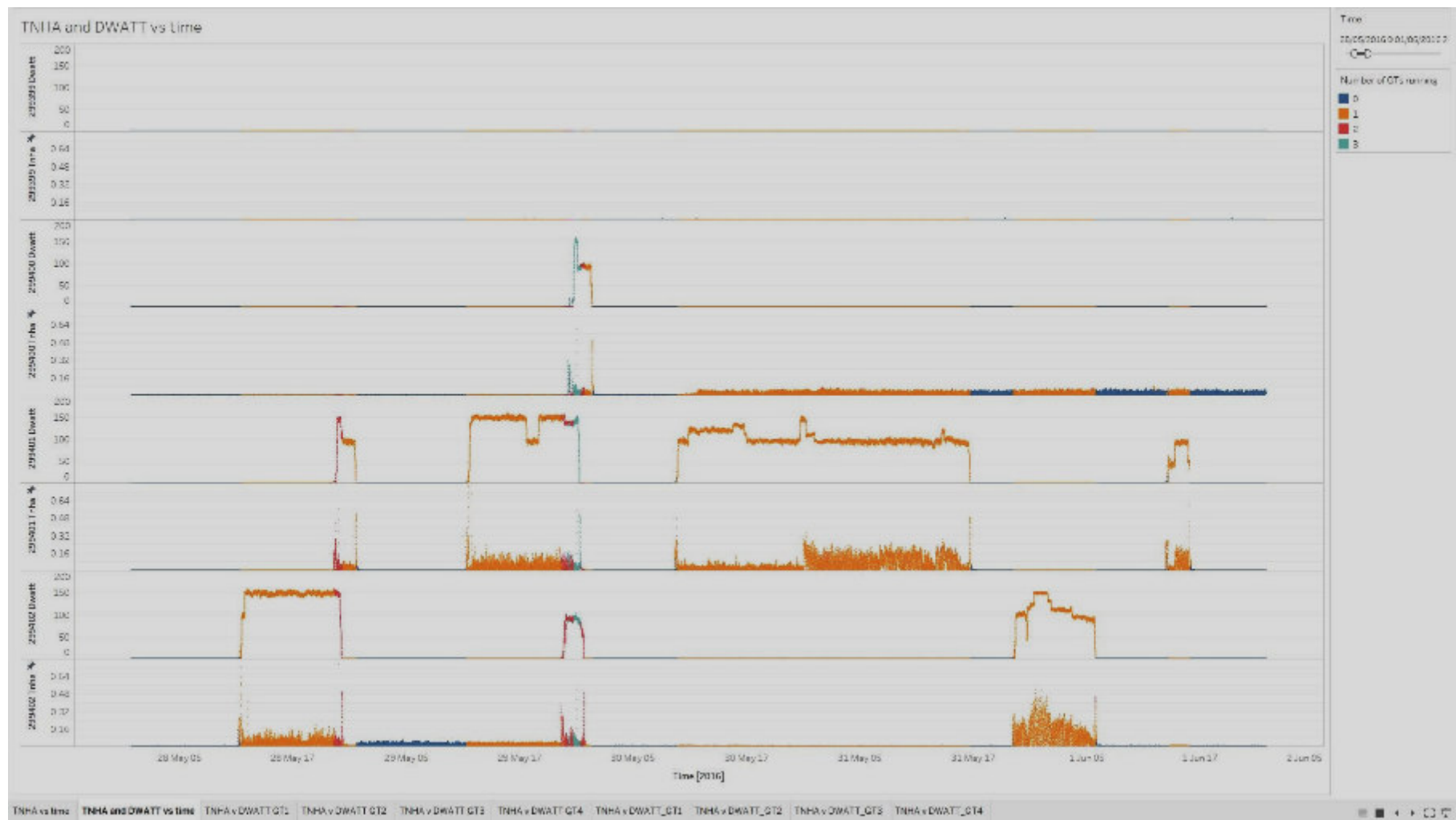


Figura 9 TNHA frente al tiempo del 28 de mayo al 1 de junio coloreado por el número de GT en funcionamiento

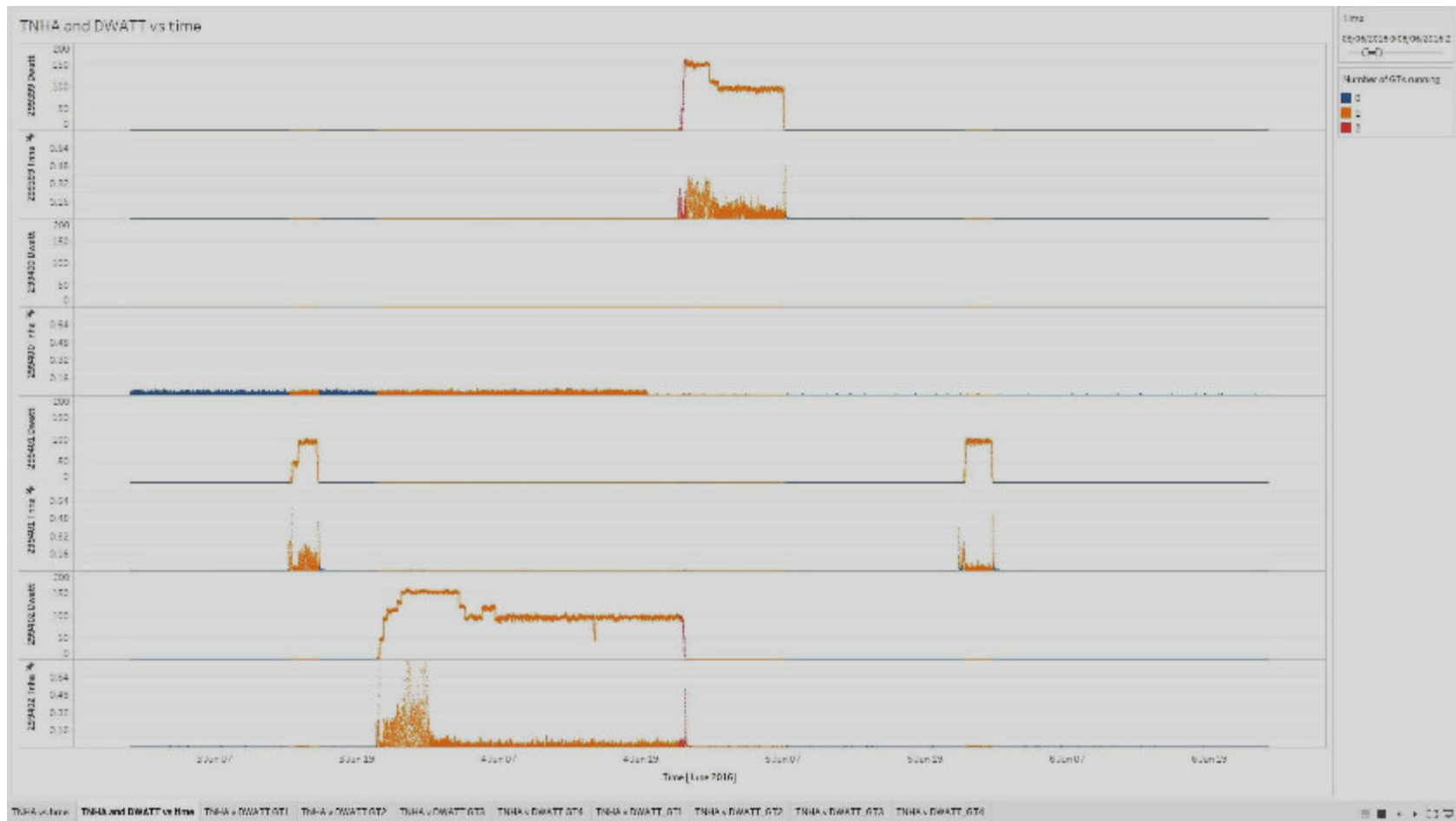


Figura 10 TNHA frente al tiempo del 3 de junio al 7 de junio coloreado por el número de GT en funcionamiento

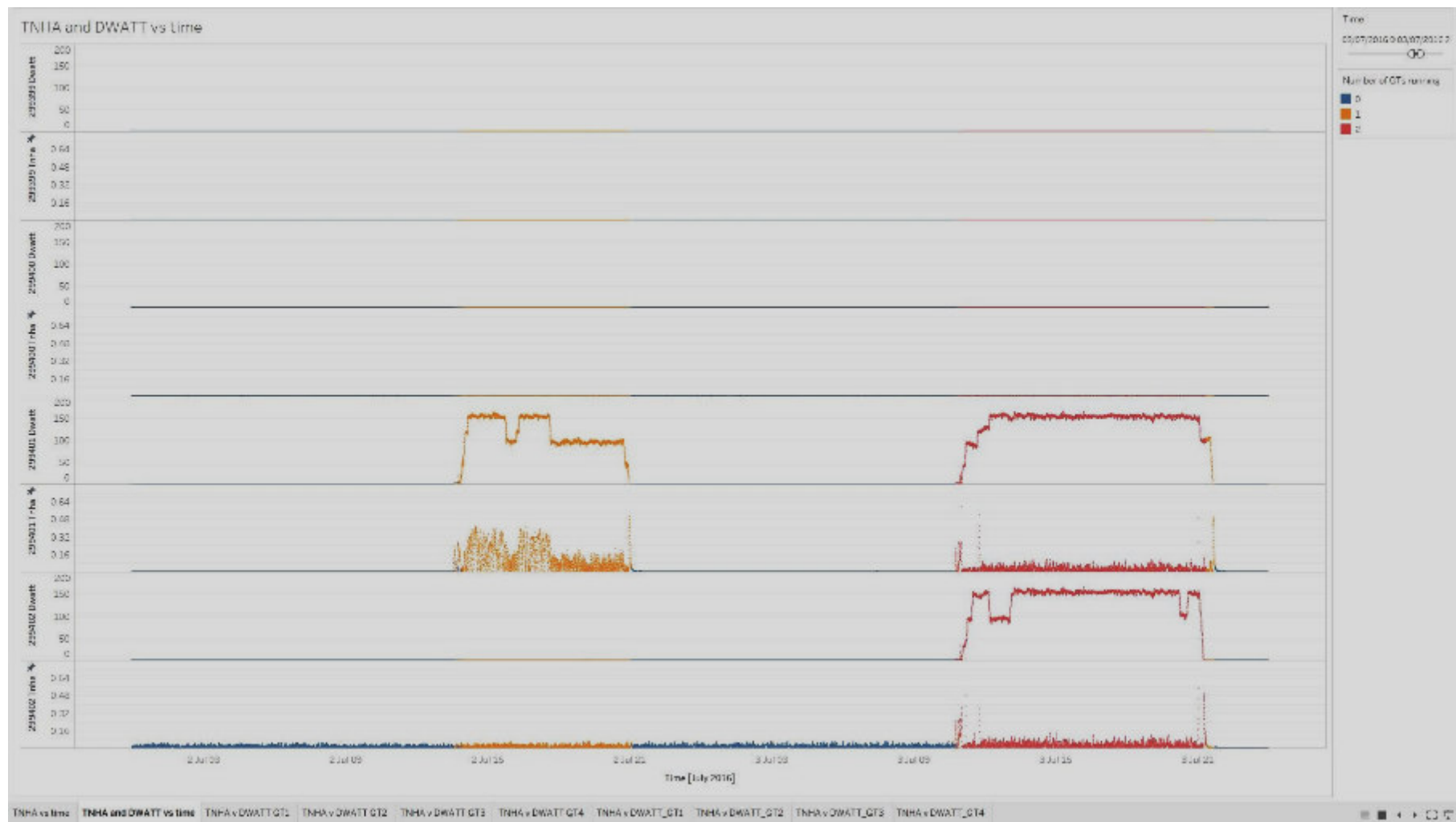


Figura 11 TNHA frente al tiempo del 2 de julio al 4 de julio coloreado por el número de GT en funcionamiento

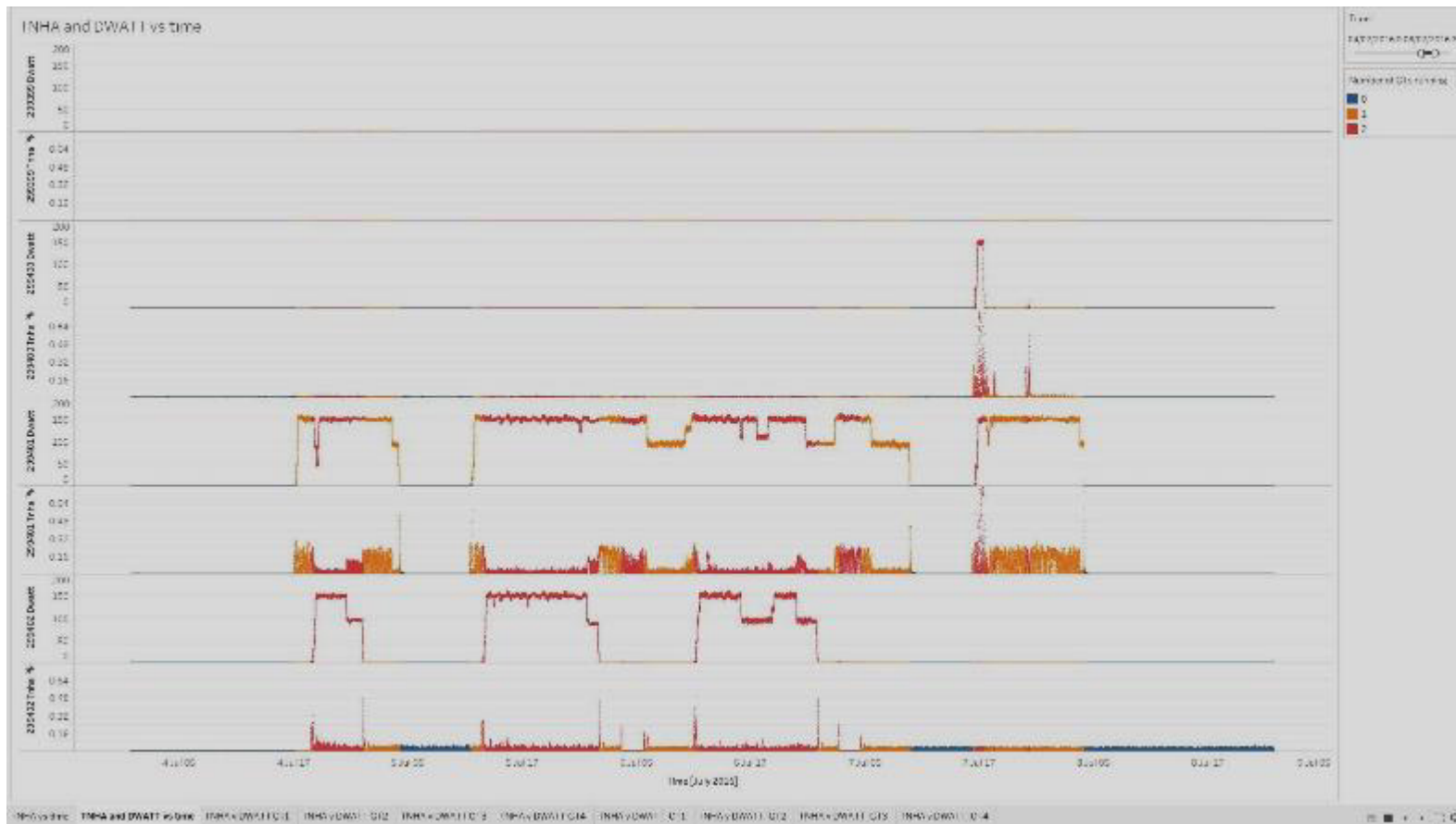


Figura 12 TNHA frente al tiempo del 4 de julio al 8 de julio coloreado por el número de GT en funcionamiento

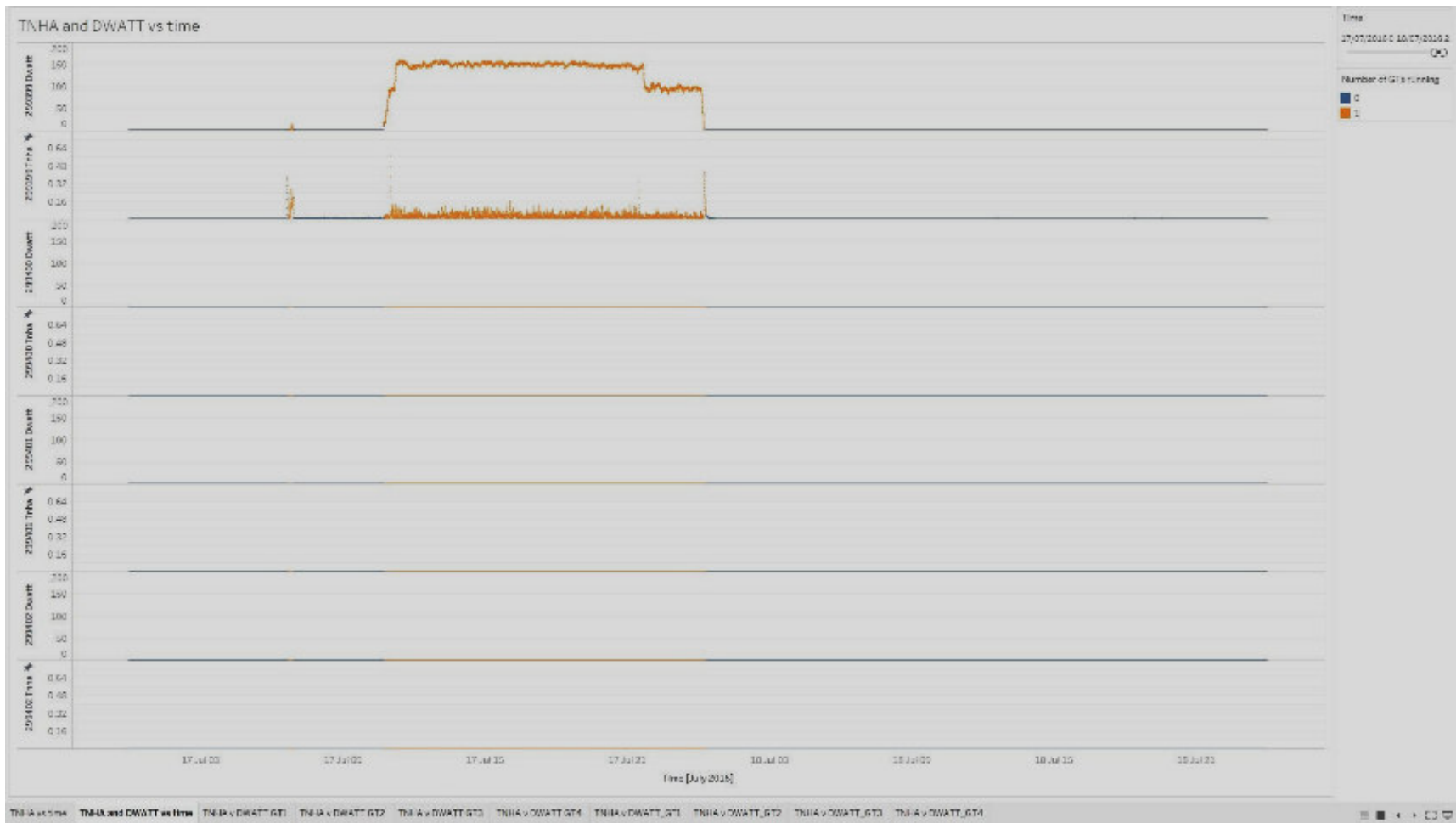


Figura 13 TNHA frente al tiempo del 17 de julio al 18 de julio coloreado por Número de GT en funcionamiento

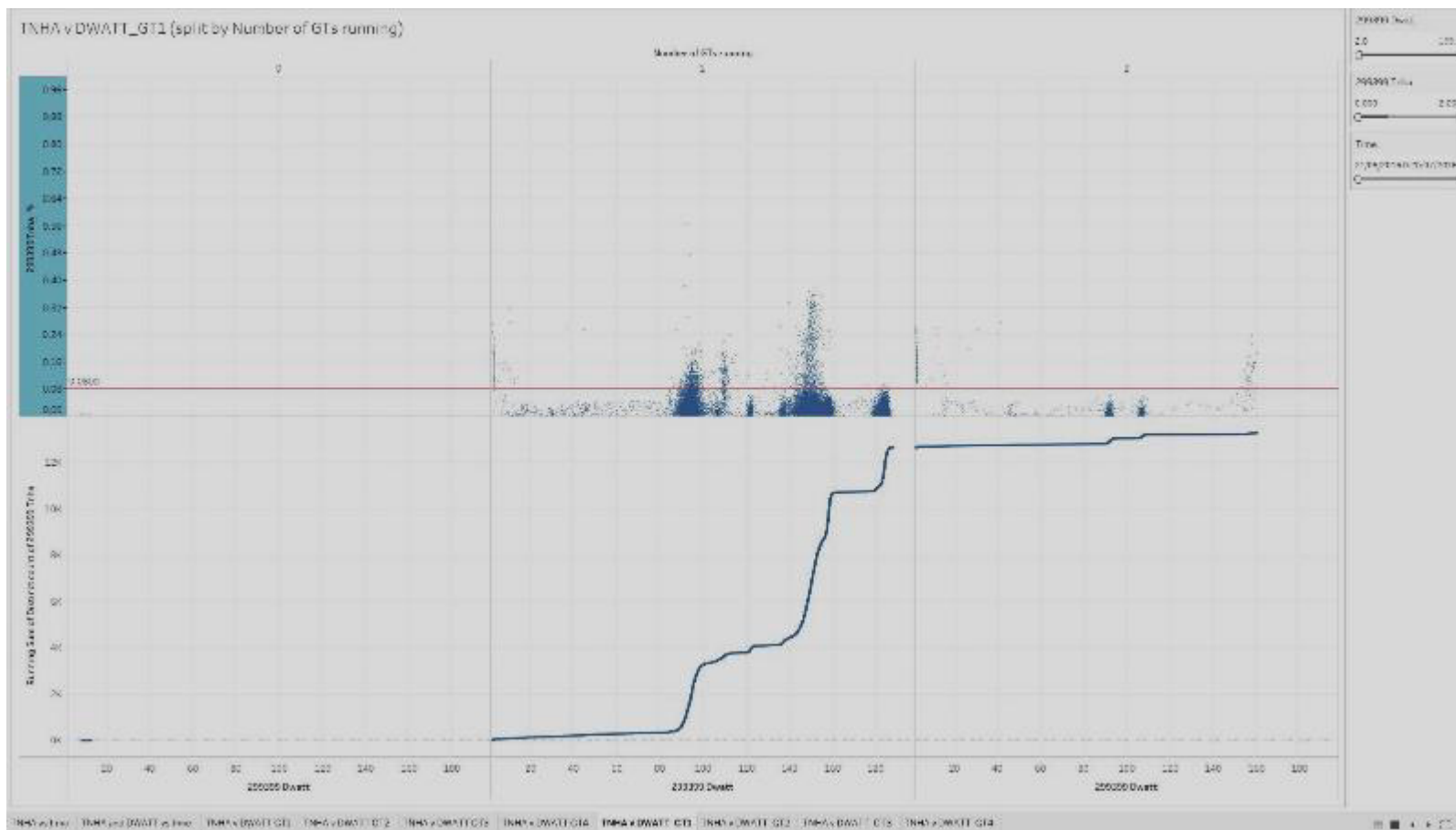


Figura 14 TNHA v DWATT (DWATT > 2MW, es decir, eliminando el ralenti), dividido por el número de GT en funcionamiento para GT1

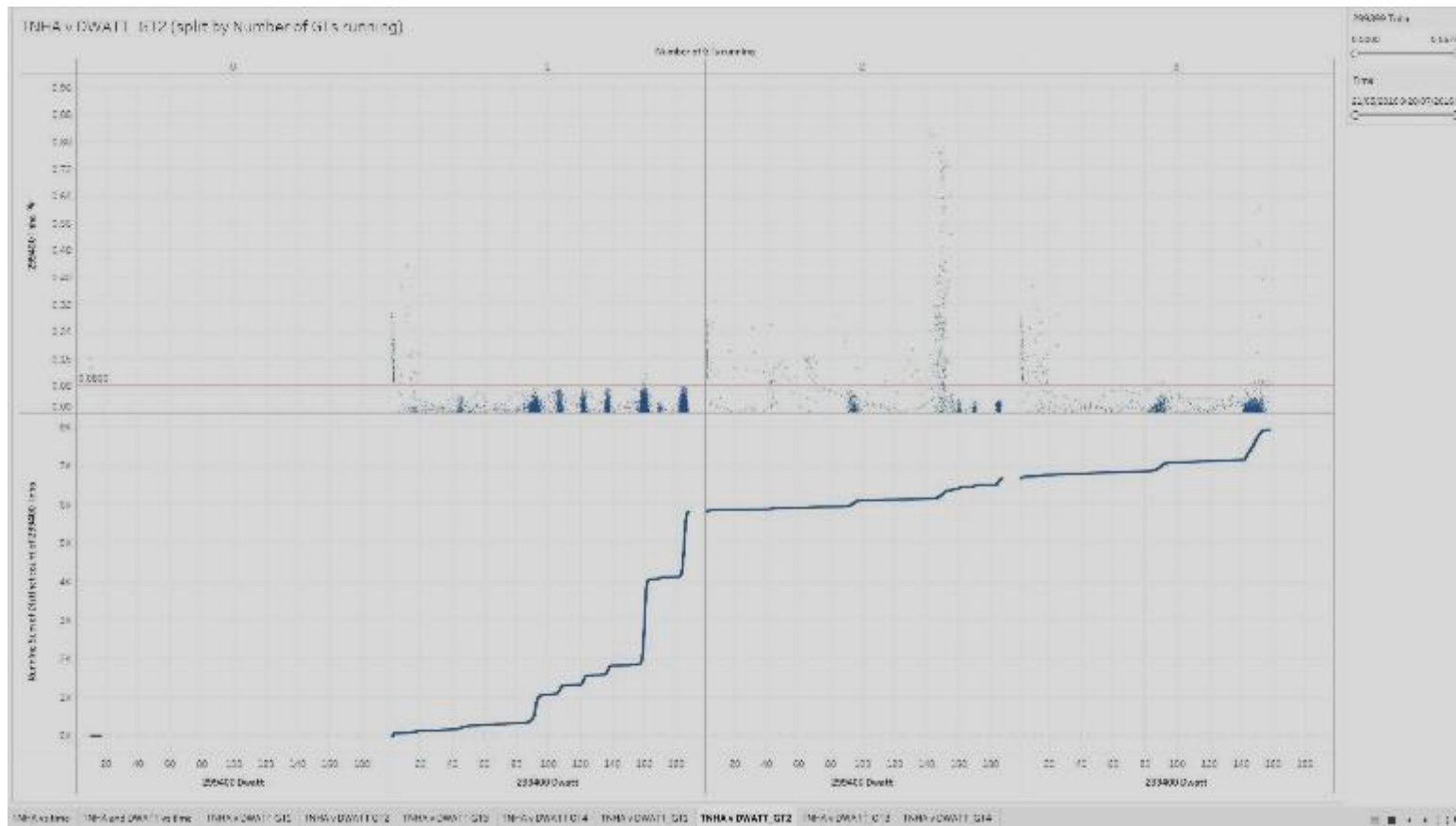


Figura104 TNHA v DWATT (DWATT > 2MW, es decir, eliminando el ralenti), dividido por el número de GT en ejecución para GT2

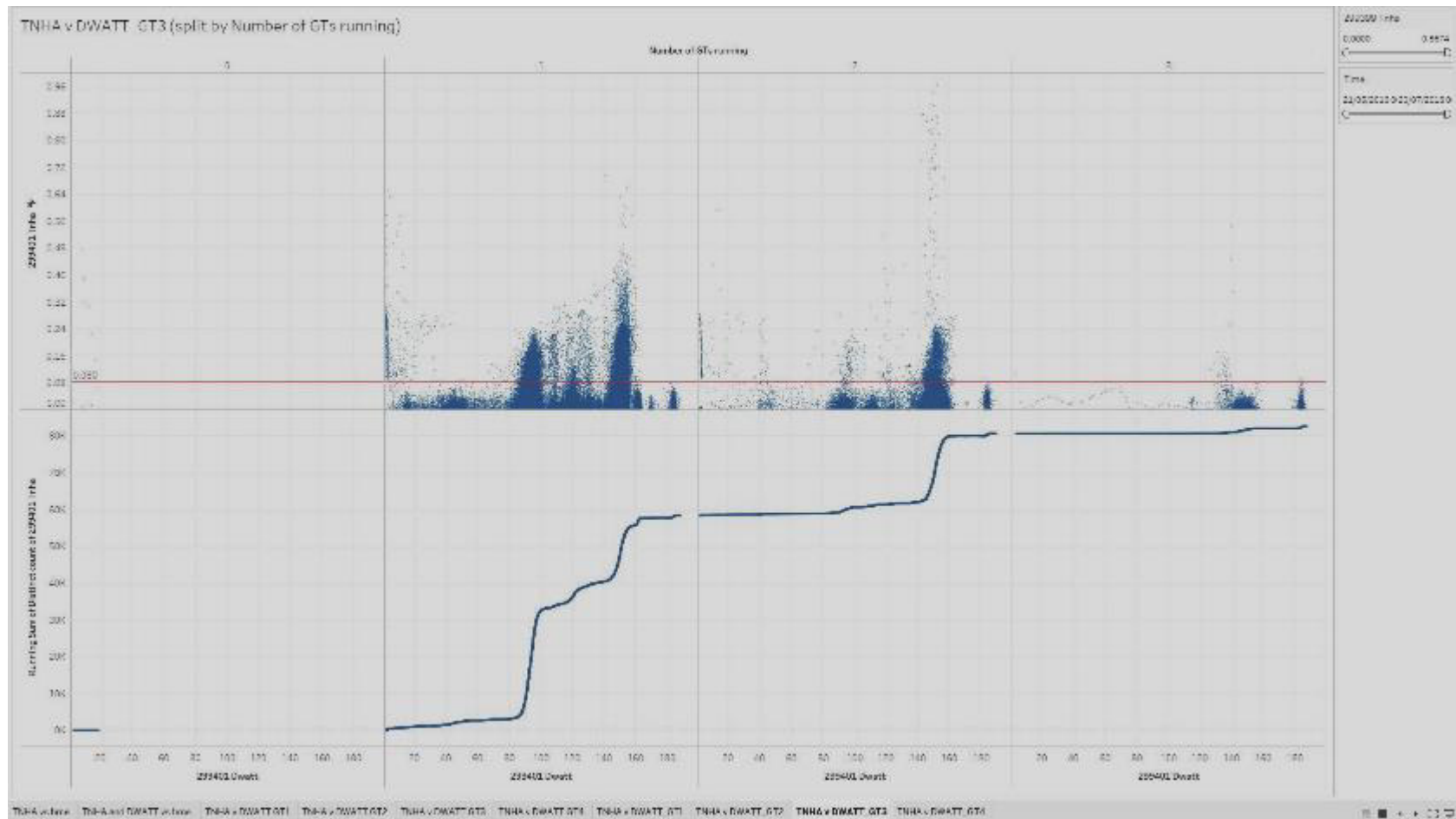


Figura105TNHA v DWATT (DWATT > 2MW, es decir, eliminando el ralentí), dividido por el número de GT en ejecución para GT3

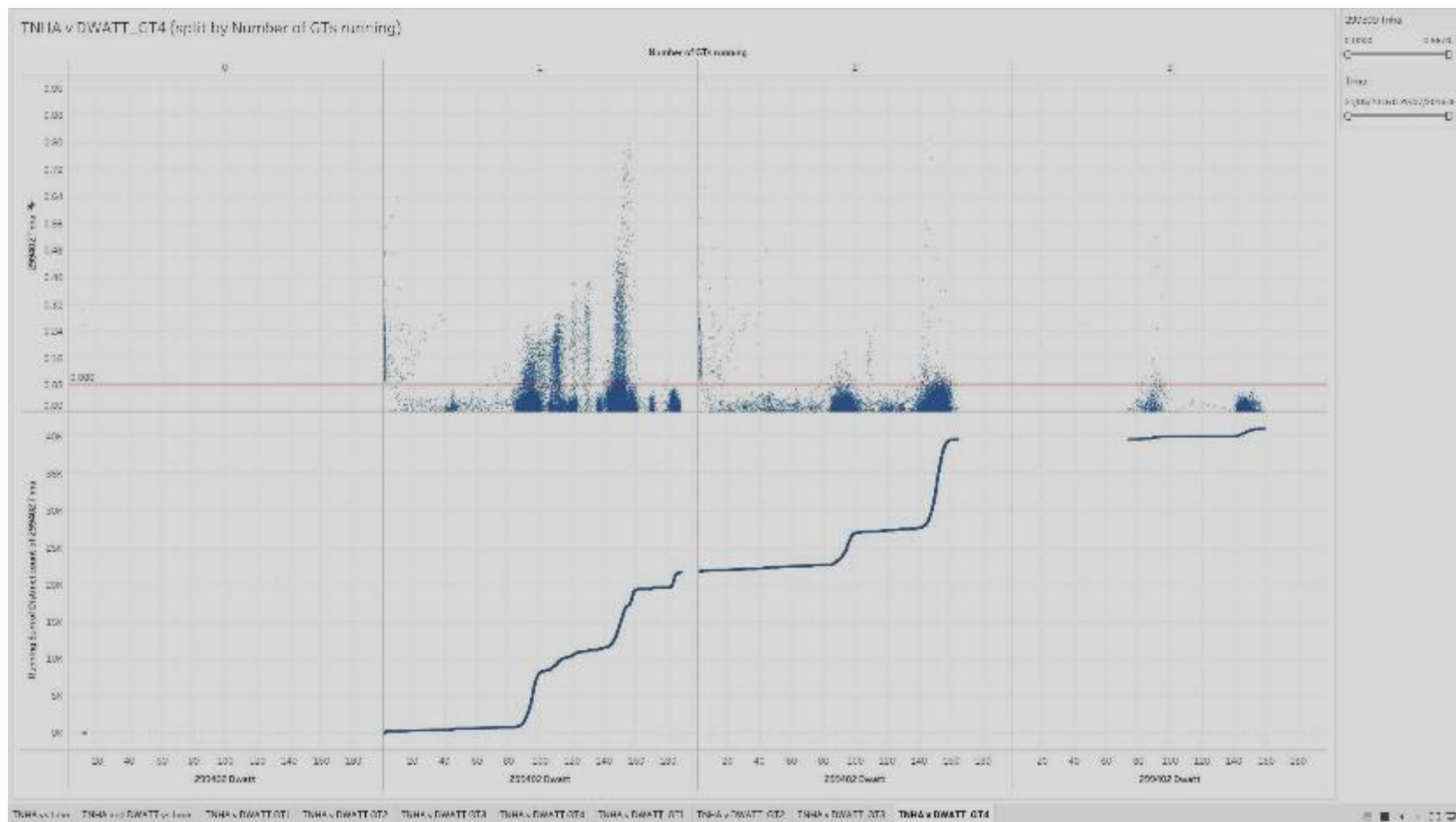


Figura 17 TNHA v DWATT (DWATT > 2MW, es decir, eliminando el ralentí), dividido por el número de GT en funcionamiento para GT4