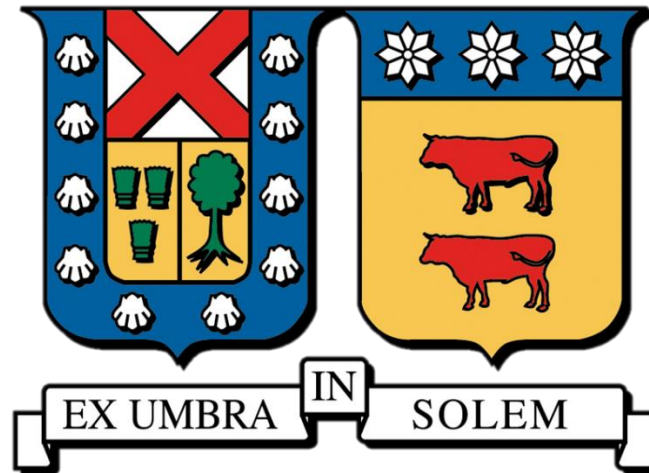


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS



**MARCO METODOLÓGICO PARA LA GESTIÓN DE ALARMAS EN SISTEMAS DE
CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS DE AEROGENERADORES PARA EL
ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD, CON CASO APLICADO EN CONO SUR**

JAVIER BASTIÁN CASTILLO NAVARRO

**TESIS DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE MAGÍSTER
EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA INDUSTRIAL**

PROFESOR GUÍA: DR. FREDY KRISTJANPOLLER RODRÍGUEZ.

PROFESORES CORREFERENTES: DR. PABLO VIVEROS GUNCKEL Y DR. LUIS PÉREZ POZO.

MAYO, 2024

Dedicado a mi esposa Isidora, mi madre Mireya, mi padre Walter, mis hermanos, mi hermana, mis suegros Silvia y Luis, mi mejor amigo Edgardo, mi tía Claudia, mi tío Patricio, mi primo Lucas y...

En especial a mi primo hermano Nicolás, quien me demostró la importancia del esfuerzo, dedicación y el actuar de buena fe, aunque todo nos juegue en contra. Lamentablemente, la vida fue injusta contigo en el plano físico, al no darte un corazón acorde a la gran persona que fuiste, solo puedo agradecer, recordar y poner en práctica todo lo que enseñaste.

Mención importante a: Cristóbal, Alejandro, Maximiliano y Manuel, por estar siempre unidos y ser un pilar en cada momento de esta linda etapa universitaria, además del resto de compañeros y colegas con los que compartimos en nuestro camino.

Por último, agradecer al Maestro Fredy por confiar en mí y ayudarme en todo aspecto, y también al apoyo de los profesores Pablo, Luis, David y Rodrigo.

RESUMEN EJECUTIVO

Las energías renovables tienen un papel fundamental en la sostenibilidad, siendo la eólica una de las más importantes, producto de sus bajos costos marginales de generación. Los aerogeneradores modernos son cada vez más grandes y complejos, y se requiere que la operación y mantenimiento sea lo más optimizada posible. En este contexto, los sistemas de Control de Supervisión y Adquisición de Datos otorgan información valiosa, pero no se tiene una guía clara para poder analizarla. Para superar esta necesidad, se propone una metodología generalizada mediante la gestión de alarmas, que ayuda en el reconocimiento de los subsistemas críticos. El artículo define cada subsistema para evitar ambigüedades, y presenta un marco teórico para la aplicación en diferentes contextos. Utilizando la cantidad y tiempos de activación de las alarmas, junto con los tiempos reales de inactividad. Considerando la transición de estados, lo cual ayuda a incluir la mirada de cuando el aerogenerador se encuentra inactivo operacionalmente. En el caso de estudio del cono sur, se encontraron 4 subsistemas críticos, teniendo principal relevancia las alarmas de veletas, anemómetros y velocidades de emergencia. Los indicadores y las herramientas gráficas planteadas apoyaron en guiar el análisis.

TABLA DE CONTENIDOS

RESUMEN EJECUTIVO	III
1. INTRODUCCIÓN	1
2. OBJETIVOS.....	8
2.1. Objetivo General.....	8
2.2. Objetivo Especifico	8
3. MARCO TEÓRICO	9
3.1. Componentes del Aerogenerador	9
3.2. Sistemas de Control	11
3.3. Funcionalidad del Aerogenerador.....	11
3.4. Configuraciones de Aerogeneradores	14
3.5. Fiabilidad y Disponibilidad en Aerogeneradores.....	15
3.6. Nivel de modelización del sistema a analizar	17
3.7. Responsable de la toma de decisiones	18
3.8. Tipos de Alarmas SCADA.....	19
4. METODOLOGÍA PROPUESTA	20
4.1. Estados de funcionamiento y control de los Aerogeneradores	22
4.2. Definición del sistema a analizar	24
4.3. Clasificación de alarmas SCADA por subsistema	25
4.4. Indicadores para el estudio	26
4.4.1. Tasas de falla y análisis de tiempos de inactividad	27
4.4.2. Indicadores para Eventos SCADA	28
4.5. Aspectos externos válidos para un mejor análisis.....	29
5. RESULTADOS, DISCUSIÓN Y ANÁLISIS	30
5.1. Contexto del caso aplicado en Cono Sur.....	30
5.2. Aplicación	31
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	45
7. REFERENCIAS	47

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1: Parámetros de la velocidad del viento e intensidad de turbulencia, según las clases de aerogeneradores.	13
Tabla 5.1: Tasas medias de fallos totales y tiempo de inactividad por aerogenerador por mes, para el clúster de aerogeneradores analizados.	32

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1: Componentes generales del aerogenerador de eje horizontal de 3 palas.	9
Figura 3.2: Ilustración del funcionamiento del aerogenerador.	12
Figura 3.3: Distribuciones de fallos a lo largo del ciclo de vida típico de un Aerogenerador (curva de bañera).	16
Figura 4.1: Diagrama de flujo de la metodología a nivel general para el análisis de confiabilidad mediante alarmas SCADA.	20
Figura 4.2: Transición de estados generales de los aerogeneradores del estudio.	23
Figura 4.3: Esquema general utilizado en la definición del sistema propuesto.	24
Figura 5.1: Distribución del tiempo de inactividad de cada día del periodo de estudio para el clúster de aerogeneradores analizados.	32
Figura 5.2: Distribución de cantidad y tiempos de alarmas SCADA por subsistema para el clúster	

de aerogeneradores analizados.....	33
Figura 5.3: Distribución de alarmas SCADA por subsistema para el clúster de aerogeneradores analizados, de acuerdo con la cantidad y tiempos de activación.	34
Figura 5.4: Porcentaje del tiempo de inactividad y tasa total de estatus inactivos SCADA por mes operativo para el clúster de aerogeneradores analizados.	35
Figura 5.5: Tasa total de alarmas SCADA por subsistema para el mes de mayo 2023.	36
Figura 5.6: Distribución de la cantidad y tiempo de activación alarmas SCADA por subsistema para el clúster de aerogeneradores analizados en estados operativos inactivos.....	38
Figura 5.7: Distribución de alarmas SCADA por subsistema para el clúster de aerogeneradores analizados en estados operativos inactivos, de acuerdo con la cantidad y tiempos de activación.	38
Figura 5.8: Porcentaje del tiempo de actividad por alarma SCADA por mes de cada subsistema crítico: Electric System, Safety, Sensors y Control System.	40
Figura 5.9: Temperatura media desde el 2014 de la ubicación del parque eólico.....	41
Figura 5.10: Porcentaje total del tiempo de inactividad para cada mes operativo del clúster de aerogeneradores analizados, según la categoría de la temperatura extrema de cada día del periodo estudiado.	42
Figura 5.11: Distribución del tiempo de inactividad del clúster de aerogeneradores analizados, según la categoría de la temperatura extrema de cada día del periodo estudiado.....	43
Figura 5.12: Tasa total de alarmas SCADA para cada mes operativo del clúster de aerogeneradores analizados, según la categoría de la temperatura extrema de cada día del periodo estudiado.	43

1. Introducción

Bajo el contexto actual de escasez hídrica y sobrepoblación del planeta, sumada a la enorme crisis climática, se vuelve de vital importancia impulsar las energías renovables para el desarrollo sostenible, para con ello acelerar la descarbonización del sistema energético. Aproximadamente el 7,4% de la producción total de electricidad en el mundo se cubrió con energía renovable en 2016 (excluyendo las hidroeléctricas), aumentando a 12,8% en 2021. En este mismo periodo, la capacidad mundial de energía solar creció más del triple, de 303 GW a 942 GW, y la energía eólica casi el doble, de 487 GW a 845 GW. Aunque en términos de generación de electricidad, en 2021 resultó ser la eólica la que se impuso por casi el doble sobre la solar, siendo de 1861,9 TWh y 1032,5 TWh, respectivamente (Yolcan, 2023). Lo cual, ha representado un gran crecimiento de estos sectores, pero sigue siendo insuficiente.

El impacto positivo de las energías renovables, no se fundamenta solo en lo ambiental, sino que también en lo económico. A escala mundial, las nuevas capacidades renovables añadidas permiten ahorrar millones de dólares, dada la crisis de los precios de los combustibles fósiles. Si se observa el beneficio de las reservas acumuladas de renovables, el panorama se presenta todavía más claro. En Europa, entre enero y mayo de 2022, se puede estimar que la generación solar fotovoltaica y la generación eólica, han ahorrado por sí solas el orden de 50.000 millones de USD en importaciones de combustibles fósiles. Además, los costos marginales de generación de electricidad a partir de estos son tan altos en 2022, que los proyectos renovables añadidos en 2021 podrían obtener rendimientos varias veces superiores a las amortizaciones anuales de capital requeridas. Un parque eólico terrestre — que se conectara el 1 de enero de 2022, o antes, y que pudiera capturar los costos marginales

de generación a base de combustibles fósiles en 2022— podría multiplicar por dos (en México) o por trece (en Brasil) el retorno anual de capital requerido para el ejercicio. Los proyectos renovables siguen teniendo grandes incentivos económicos, gracias a sus costes marginales de generación bajos, a pesar de la subida de precios de los materiales y de los costes logísticos. Entre 2010 y 2021, la energía solar fotovoltaica ha experimentado las reducciones de costes más rápidas, su coste energético medio ponderado mundial de los nuevos proyectos a escala comercial, se redujeron en un 88%. En el caso de los parques eólicos terrestres, este coste cayó en un 68% (IRENA, 2022).

A pesar de que los costes marginales disminuyeron más en la energía fotovoltaica, a nivel general es la energía eólica terrestre, la que se presentó con el menor coste marginal de todas las energías renovables en 2021. Además, los parques eólicos destacan por su flexibilidad, considerable cantidad de equipos y capacidad para superar condiciones operativas poco fiables (Kristjanpoller et al., 2023). Debido a la incertidumbre de las condiciones de trabajo y el alto costo de operación y mantenimiento, es esencial monitorear los diferentes estados durante las operaciones (Yang y Yu, 2022). La mayoría de las turbinas eólicas en servicio están equipadas con sistemas de supervisión y adquisición de Datos (SCADA) y de monitorización de la condición (CMS). Los cuales, proporcionan principalmente monitoreo en tiempo real, alarma de eventos y salida de informes de fallas. Sin embargo, carece de la minería y el análisis de datos históricos. El mantenimiento tradicional de fallas y el mantenimiento de rutina son modos de mantenimiento regular que tienen graves defectos al lidiar con condiciones cambiantes, y no hacen un uso completo de los datos de diagnóstico (Chen et al., 2022).

A la par de como se ha crecido la instalación de nuevos parques eólicos, se han

incrementado en gran medida los estudios sobre mantenimiento de aerogeneradores (WTGs) e inspecciones de los sistemas de las turbinas eólicas. Para tener una noción de este crecimiento, Shafiee y Sørensen (2019), encontraron apenas 12 estudios de 1997 a 2006, y del 2007 al 2016, la cantidad había subido a 234. Pero lamentablemente, se han visto mermados por la poca disponibilidad de datos reales, de hecho, no se ha podido analizar en la práctica algún caso con alarmas SCADA en Latinoamérica de aerogeneradores modernos. Región que ofrece un entorno ideal para aprovechar la energía del viento, con su relativamente baja densidad de población, grandes distancias y necesidades de energía en lugares remotos (Rufín, 2015). Donde, además de la propia necesidad local, se puede ya pensar en su combinación con la producción de combustibles sintéticos o derivados, como el hidrogeno verde, los cuales se presentan como el futuro de los combustibles en el mundo.

Dentro del marco del diseño de aerogeneradores, la oferta de los tecnólogos se ha vuelto cada vez más ambiciosa, producto de la enorme competencia desarrollada en el sector. Lo que ha conllevado, en otras palabras, a querer ofrecer diámetros de giros cada vez más grandes, a abaratar los costes de la cadena de suministro, e incluso a ofrecer tiempos de entrega muy acotados. Cualquier aspecto es válido para diferenciarse y resulta en una ventaja para obtener la adjudicación de los proyectos. Lo negativo de esta situación, es que ha dado poco tiempo para el diseño, desarrollo, manufactura y controles de calidad, acelerando los fallos de los componentes, y dificultando así la Operación & Mantenimiento (O&M), como también la propia puesta en marcha. Esto se resalta aún más, si se analiza la industria en Latinoamérica, ya que generalmente, en esta región las fábricas se encuentran fuera de ella, o si se tienen, resultan tener un coste bastante elevado. El enorme desafío logístico que hay detrás de un cambio de un componente principal, es similar e incluso mayor al que se tiene

en la construcción del parque, ya que se debe seguir la misma cadena de valor, al tener que hacer el envío desde origen, mover útiles de transporte específicos y desplegar todo el personal necesario para esta labor, lo que termina repercutiendo directamente en sus costes marginales. Por lo cual, el comportamiento de las fallas (o alarmas) de los aerogeneradores, pueden venir producidos no solo por la falta de mantenimiento, sino que también por un diseño con falencias o con problemas de calidad anteriores al montaje.

El propósito de este trabajo es precisamente proponer una metodología que permita analizar de forma sistémica, las alarmas entregadas por el SCADA. La cual ayudará a identificar los subsistemas y modos de falla críticos, que servirán como input en la definición de causa raíz. Si se reconocen falencias en el diseño, lo ideal es que estas fallas no se sigan propagando en el propio aerogenerador (WTG) y en los que se sigan fabricando. La metodología será ejemplificada con un caso específico del cono sur.

Dentro del estado del arte actual, se puede notar que existen estudios específicos que ayudan a una parte del análisis, y otros donde se proponen modelos predictivos para abarcarlo de forma diferente. Por un lado, se presentan enfoques que proponen el filtrado de alarmas, categorizaciones y eliminación de falsas alarmas, para poder luego analizar de forma más certera su fiabilidad. Y, por otro lado, se tienen diversas investigaciones que utilizan inteligencia artificial, probabilidades o redes neuronales, para aplicar modelos predictivos o de clasificación, en el análisis directo de la confiabilidad o en la reducción de falsas alarmas. A continuación, se presentan los antecedentes de la literatura, como también las diferencias o complementos que se pueden tener con lo propuesto.

Zhang y Ma (2016), introducen el algoritmo de K-means combinado con un análisis factorial paralelo, para lograr una visualización e identificación de condiciones de operación

de las turbinas eólicas. Aunque falta aún para logra determinar la validez del enfoque, y también, tener más detalle de la falla asociada. En los artículos: False alarm detection in wind turbine by classification models de Peco et al. (2023), SCADA Data-Based Support Vector Machine for False Alarm Identification for Wind Turbine Management de Peco et al. (2023) y en K-nearest neighbour and K-fold cross-validation used in wind turbines for false alarm detection de Peco et al. (2023), se utilizan diversos algoritmos de Machine Learning para la detección de falsas alarmas SCADA, que ayudan a optimizar los tiempos de este y a evitar operaciones innecesarias, o falsas conclusiones. Esto podría volverse una parte dentro del proceso de la metodología general propuesta en este artículo, a medida que se vayan volviendo más certeros. En este caso, no es algo que se haya aplicado, ya que la base se encuentra previamente revisada, además se pueden tener bitácoras del personal de mantenimiento y reportes de errores de la base de datos, que ayudan también a corregir estas falsas alarmas antes de proceder con el análisis de esta.

Con el mismo objetivo de reducción de falsas alarmas, Teixeira et al. (2022), buscan una combinación más robusta de las redes neuronales, realizando previamente un análisis modal de fallos y efectos. Para así, permitir a los agentes colaborar a través de señales compartidas, generando varios modelos de redes neuronales artificiales que facilitan la detección efectiva. Por otro lado, Segovia et al. (2021), proponen un enfoque basado en el análisis de componentes principales y redes neuronales artificiales, para el procesamiento de señales, detección de fallas y diagnóstico, con un previo proceso de filtrado, buscando también la detección de alarmas no relevantes para el análisis y así que la red neuronal sea más precisa. Zare y Ayati (2021), extienden el uso de redes neuronales de diferente manera, ya que se utilizan para el diagnóstico simultáneo de fallos de aerogeneradores, con imágenes

de señal como entrada para identificar adecuadamente las fallas basadas en datos SCADA. Normalmente, el uso de redes neuronales y herramientas de inteligencia artificial suelen ser computacionalmente costosos, al tener que entrenar el modelo y requerir también muchos datos de entrenamiento. Pero no cabe duda, que se seguirán desarrollando algoritmos óptimos para que el uso pueda ser escalado a nivel industrial, y el tiempo o CPU del computador no sea una gran limitante.

También, se han desarrollado otros enfoques alternativos (sin el uso de inteligencia artificial), para el diagnóstico de fallas de las turbinas eólicas. Qiu et al. (2020), presentan el primer intento utilizando la teoría de evidencia de Dempster-Shafer (D-S), cuantificando las probabilidades de fallos de las alarmas SCADA, resultando en un método altamente sensible a la calidad de los registros de mantenimiento, y del cómo se trabajen los datos, pero que puede resultar eficaz si se procede de forma correcta. Por otro lado, Rodríguez-López et al. (2016), muestran una serie de indicadores para la detección de averías de componente o aerogenerador y se busca estimar la vida restante de estos basados en las señales registradas por el SCADA. Estos dos enfoques, podrían ser usados de forma complementaria en la metodología propuesta.

Por último, cabe destacar que la categorización de alarmas ha sido comúnmente usada en diversos estudios, con el fin de agrupar los modos de fallos de los aerogeneradores. Gonzalez et al. (2016) analizan con un enfoque de secuencias temporales y de probabilidades, buscando predecir los fallos, dejando afuera las alarmas que corresponden a estados operativos. Lamentablemente, este depende directamente del sistema de alarma SCADA, lo cual termina resultando en una gran limitante. Por otro lado, sin tener esta limitante, Sarma et al. (2023), realiza un análisis aplicado a un parque eólico de Turquía en sus primeros años

de funcionamiento. Clasificando las alarmas en subsistemas y componentes aplicables para turbinas eólicas terrestres tipo III, para determinar cuáles son los más críticos según sus tiempos de inactividad y tasas de fallo. Logrando un gran acercamiento, donde el enfoque se simplifica en la asignación de fallas a cada subsistema y en la normalización de los tiempos y las tasas. A partir de esto, se ve una dependencia en la asignación, y una falencia con respecto a las alarmas que tienen relación a los estados del aerogenerador. La cual puede ser analizado a partir de sus estados de transición, otorgando mayor visión y robustez en la identificación de subsistemas críticos.

A diferencia de lo encontrado en la literatura, en este trabajo se construye un marco metodológico generalizado, para que sea más entendible la aplicación del análisis, y sea moldeado a cualquier parque eólico moderno y según cada necesidad específica. Además, presenta una visión completa donde se explican todos los aspectos a realizar paso a paso, teniendo vital importancia a nivel de modelización y decisor. Y se utilizan no solo las alarmas y avisos de la base de datos SCADA, sino que además incorpora los estados operativos del aerogenerador según sus transiciones. Los cuales aportan los tiempos reales de inactividad que se tuvieron en el parque eólico, otorgando la capacidad de analizar tanto en estado inactivo como activo. También, hay que destacar que incorpora una novedosa herramienta gráfica, que, junto con los indicadores, aportan un gran valor en la búsqueda de los subsistemas críticos que condicionan los tiempos de inactividad del periodo en estudio. Por último, para orientar mejor el marco metodológico, el parque eólico analizado se encuentra en Latinoamérica, zona carece de estudios aplicados de este tipo, y es relevante que pueda ser discutido y analizado.

2. Objetivos

2.1. Objetivo General

Diseñar una metodología generalizada mediante la gestión de las alarmas del Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos, para encontrar los subsistemas críticos de aerogeneradores.

2.2. Objetivo Específico

- Definir cada subsistema de los aerogeneradores, a través de un consenso con la literatura que evite ambigüedades.
- Identificar los estados operativos del aerogenerador según los estados de transición.
- Determinar Indicadores y herramientas gráficas para guiar el estudio.
- Construir un diagrama de proceso para la metodología de análisis.

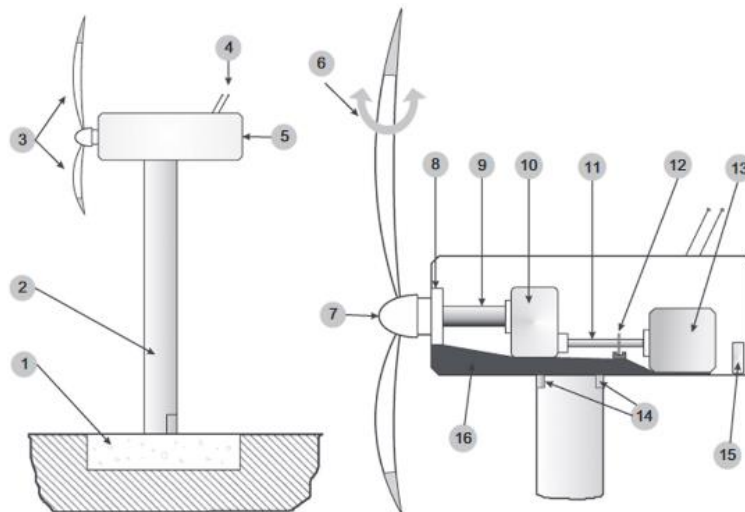
3. Marco Teórico

Para definir y entender la metodología, se presentará un marco teórico sobre aerogeneradores (WTGs) de eje horizontal de 3 palas, el cual es el más generalizado y utilizado.

3.1. Componentes del Aerogenerador

El aerogenerador generalmente se subdivide en tres partes principales: Rotor, Góndola y Torre. Las cuales, a su vez, se dividen en sus respectivos componentes principales. A continuación, se detallará cada uno de ellos, cabe agregar que en la práctica se podrán presentar variaciones de diseño, pero que no afectan el objetivo de este estudio.

Figura 3.1: Componentes generales del aerogenerador de eje horizontal de 3 palas.



Nota. 1-Foundations; 2-Tower; 3-Blades; 4- Meteorological Unit (vane and anemometry); 5-Nacelle; 6-Pitch System; 7-Hub; 8-Main Bearing; 9-Low Speed (Main) Shaft; 10-Gearbox; 11-High Speed Shaft; 12-Brake System; 14-Yaw System; 15-Converter; 16-Bedplate. N.B. Drive Train: 9+11. De "Wind turbine reliability analysis" por Pinar, J., García, F., Tobias, A., Papaalias M., 2013, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 23, p. 464.

En el rotor, se ubican las Palas (Blades), el Sistema hidráulico de cambio de paso, el buje (Hub), las fibras (Spinner), los rodamientos (Bearings) y el transmisor de rayos. Para hacer girar las palas y otorgar seguridad en casos de emergencia, se utiliza el sistema hidráulico (Pitch System). Las Fibras vienen siendo la cubierta que protege el buje y los rodamientos, y el que permite el acceso al interior durante las operaciones de mantenimiento.

Para el caso de la góndola (Nacelle), se tiene también su respectiva carcasa, además del bastidor (Bedplate), eje principal (Main Shaft), multiplicadora (Gearbox), sistema de orientación (Yaw System), freno mecánico (normalmente de disco o de fricción), grupo hidráulico, generador (Generator), transformador y armarios eléctricos. El bastidor tiene por objeto soportar adecuadamente los elementos de la góndola y transmitir las cargas hasta la torre, por otro lado, el eje principal conecta el rotor con la multiplicadora, la cual, tal y como se intuye con su nombre, multiplica, en este caso, las revoluciones de giro, convirtiendo la baja velocidad del eje del rotor a alta velocidad del lado del generador. El sistema de Orientación (Yaw System) permite el giro de la Góndola alrededor del eje de la torre, de acorde a la información recibida de los anemómetros y veletas ubicadas en la parte superior de la góndola. El sistema de freno cuenta con freno mecánico (de seguridad) y uno principal (aerodinámico), por otro lado, el sistema hidráulico opera en los cilindros del sistema de cambio de paso en el buje, el freno del rotor y el frenado del sistema de orientación.

Por último, en el caso de la torre (Tower), puede ser de celosía, mástil tensado o tubulares. Esta última, siendo la más usada en la actualidad, se divide generalmente en varias secciones por razones logísticas, ya que su altura depende del estudio del parque eólico, y cuenta con plataformas, escaleras o elevadores, e iluminación de emergencia. En el caso de un aerogenerador terrestre, esta torre se monta sobre una cimentación (Foundations),

normalmente de hormigón, la cual se construye para soportar las cargas propias del aerogenerador, considerando a su vez las condiciones del terreno y ambientales.

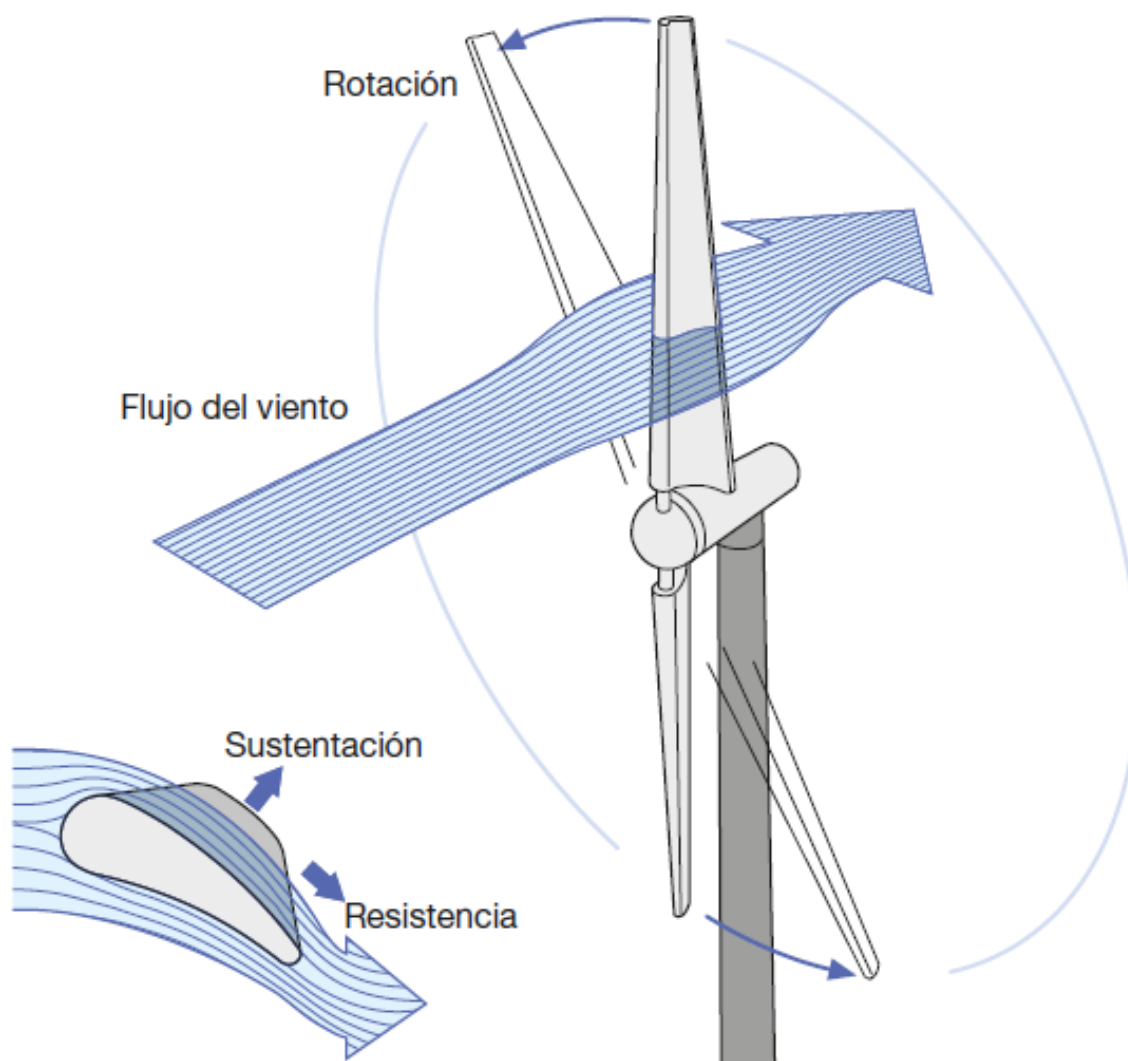
3.2. Sistemas de Control

Las funciones del aerogenerador están controladas por un sistema de regulación y de supervisión, basados en un microprocesador en tiempo real. El sistema de regulación se encarga de seleccionar los valores adecuados de velocidad de giro, del ángulo de paso de las palas y de las consignas de potencia, garantizando una operación segura y fiable en cualquier condición de viento, además de asegurar que siempre se suministre una potencia eléctrica estable a la red. Por su lado, el sistema de supervisión verifica continuamente el estado de los diferentes sensores, así como también el de los parámetros internos (condiciones ambientales externas, condiciones internas, estados del rotor y de la red).

3.3. Funcionalidad del Aerogenerador

El viento hace girar las palas al incidir directamente sobre ellas, mediante la fuerza de sustentación aerodinámica, para así convertir la energía cinética en energía mecánica de rotación, la cual influye directamente en el rotor, transmitiéndola a la multiplicadora través de eje principal. Luego, se amplifica la velocidad de rotación hasta el generador, para así convertirla en energía eléctrica, la cual finalmente se traspasa hasta el transformador, para adecuarla a las condiciones de la red.

Figura 3.2: Ilustración del funcionamiento del aerogenerador.



Nota. De “Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 12 Plantas eólicas” por ABB, 2012, p. 10.

El funcionamiento de un aerogenerador viene determinado por la velocidad del viento, relacionada con diferentes fases: velocidad de arranque, acoplamiento, nominal y de desconexión. La de arranque se define cuando empieza a girar y el alternador genera una tensión; la de acoplamiento se desarrolla cuando la tensión se eleva de tal forma que se empieza a producir energía; la nominal es la velocidad en la cual se genera la potencia

nominal de aerogenerador; y, por último, la velocidad de desconexión se denomina a aquel valor donde el rotor debe detenerse por razones de seguridad, tanto por el entorno como por razones de diseño de la propia máquina.

Cabe agregar, que existen diferentes clases de aerogenerador, las cuales están determinadas por la velocidad de viento a la cual fueron diseñados y por la intensidad de turbulencia prevista en el mismo. A continuación, se presentan las diferentes clases según la velocidad de viento media de referencia durante 10 [min] y la intensidad de turbulencia prevista a 15 [m/s]:

Tabla 3.1: *Parámetros de la velocidad del viento e intensidad de turbulencia, según las clases de aerogeneradores.*

Clases de Aerogenerador	I	II	III	S
Velocidad de Referencia [m/s]	50	42.6	37.5	
A (Intensidad de turbulencia alta)	0.16	0.16	0.16	Valores especificados por el diseñador
B (Intensidad de turbulencia media)	0.14	0.14	0.14	
C (Intensidad de turbulencia baja)	0.16	0.16	0.16	

Nota. De “Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 12 Plantas eólicas” por ABB, 2012, p. 14.

El diseño del aerogenerador también deberá prever su funcionamiento a temperaturas ambiente que van generalmente de -10 [°C] a +40 [°C] en condiciones normales y de -20 [°C] a +50 [°C] en condiciones ambientales extremas (IEC EN 61400-1) (Asea Brown Boveri, S.A., 2012).

3.4. Configuraciones de Aerogeneradores

El aerogenerador se puede diseñar con diferentes combinaciones de velocidad de rotación, control de potencia, configuración de tren de transmisión y generador. Pinar et al. (2013), presentan algunas de las principales configuraciones de aerogeneradores. Algunos de sus aspectos relevantes presentados en esta investigación, explican que la velocidad de rotación puede ser constante o variable, siendo la primera sólo capaz de operar en un rango estrecho, y la variable puede adaptar la salida a la frecuencia de la red a costa de los convertidores electrónicos de potencia. Por otro lado, el control de potencia puede ser de pérdida pasiva, pérdida activa o sistema de cabeceo; los ángulos de las palas en un sistema de pérdida pasiva están fijados al buje y están diseñadas para detenerse con vientos fuertes, en cambio, en uno de pérdida activa, el ángulo de la pala se ajusta para crear pérdida a lo largo de la misma, pero no para aumentar la energía eólica capturada, y en un sistema de cabeceo, las palas pueden girar sobre su eje longitudinal para optimizar la energía eólica capturada o, en condiciones climáticas desfavorables, para actuar como freno en el rotor. Con respecto a la configuración del sistema de transmisión, este puede ser de accionamiento indirecto, el cual emplea una caja de engranajes para aumentar la velocidad de rotación del eje y puede tener diferentes etapas (de 1 a 3 regularmente), o puede ser de accionamiento directo, la cual no utiliza caja de cambios si no que necesita diferentes generadores y un convertidor de energía eléctrica para adaptar la energía a la frecuencia de la red. Por último, con respecto a los generadores, los principales son de inducción de jaula de ardilla (SCIG), de rotor enrollado (WRIG), de alimentación doble (DFIG), de imán permanente (PMSG) y de excitación eléctrica (EESG). Con el aumento de la capacidad, el generador de inducción eólica de doble alimentación (DFIG), se convierte gradualmente en la corriente principal del

mercado de generación de turbinas eólicas debido a su buen rendimiento y estabilidad de funcionamiento (Huang et al., 2021).

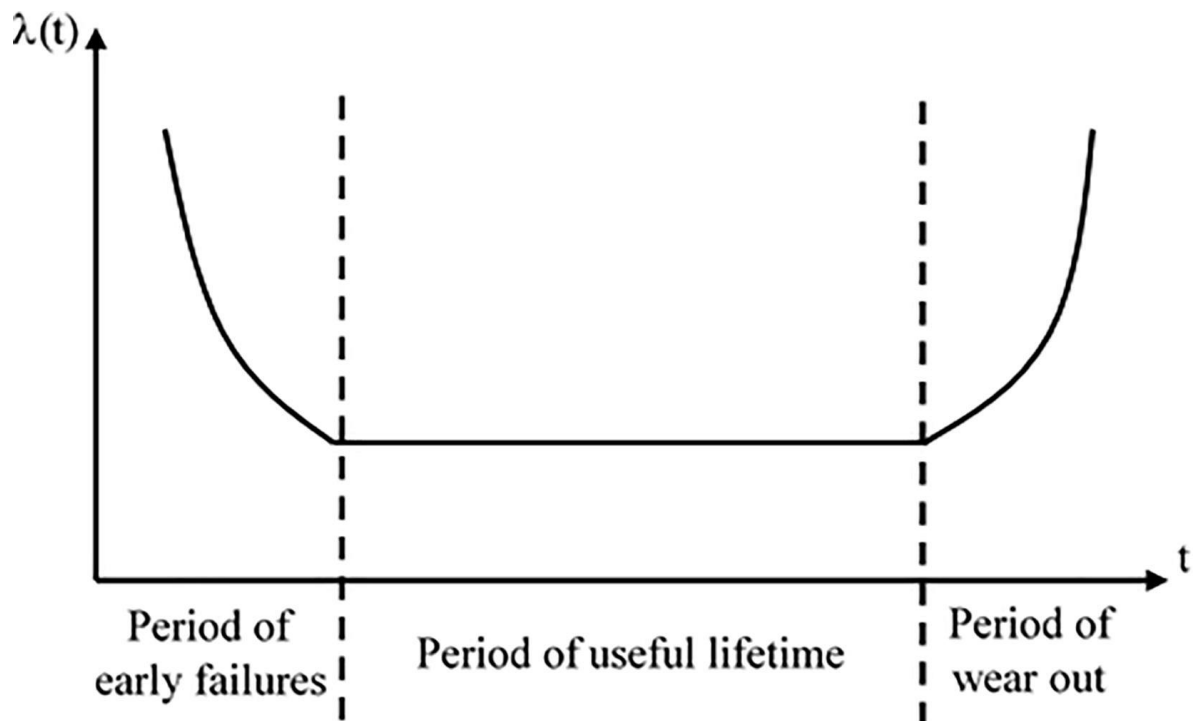
3.5. Fiabilidad y Disponibilidad en Aerogeneradores

La enorme cantidad de subsistemas que tiene el Aerogenerador, que a su vez llevan una gran cantidad de componentes, conlleva a que se tengan múltiples tipos de fallas. Un fallo se define como la incapacidad de un subconjunto o componente para realizar su función requerida. Una vez que se produce una falla en un Aerogenerador, el sistema de SCADA produce una alarma, que generalmente resulta en una parada, es decir, tiempo de inactividad. Por lo tanto, experimentar altas tasas de falla hace que los problemas de mantenimiento sean importantes para el funcionamiento exitoso y la capacidad de generación de energía (Rodríguez-López et al., 2016). El sistema de control debería actuar, idealmente, antes de que lo hiciera el sistema de seguridad, de forma que este se activase lo menos posible. Ahora bien, que el sistema SCADA produzca una alarma no implica que necesariamente se pare el aerogenerador, lo que sí entregará siempre es el estado en el que se encuentra.

La vida útil esperada de los aerogeneradores se estima en aproximadamente 20 años, y depende tanto de la calidad del Aerogenerador como de las condiciones climáticas locales, como la turbulencia en el emplazamiento (Mur, 2001). Otro aspecto relevante, tiene relación con las condiciones ambientales, ya que hacen que el envejecimiento natural de las palas de los aerogeneradores sea inevitable, lo que provoca degradaciones que terminan en fallos prematuros (Gao et al., 2020). Comúnmente se asume que los fallos de WTG siguen una curva de bañera y el período de vida útil depende del tipo de subconjunto que se utilice. Por ejemplo, la vida útil de los subconjuntos mecánicos es corta en comparación con los

electrónicos. La distribución que comúnmente se utiliza en el análisis estadístico de datos de confiabilidad es la Weibull. Por otro lado, La disponibilidad del sistema se conoce como el porcentaje de tiempo en el que el sistema realiza sus funciones requeridas, proporcionando todos los recursos externos necesarios (El-Naggar et al., 2023). La combinación de los análisis de fiabilidad y disponibilidad desempeña un papel fundamental en los estudios de viabilidad técnica y económica al proporcionar el servicio de tiempo de funcionamiento del sistema, que repercute en los costes operativos y en el programa de mantenimiento óptimo (Coronado et al., 2023).

Figura 3.3: *Distribuciones de fallos a lo largo del ciclo de vida típico de un Aerogenerador (curva de bañera).*



Nota. Pie de gráfico de izquierda a derecha: Periodo de fallas tempranas, de vida útil y de desgaste. De "Optimal maintenance strategy of wind turbine subassemblies to improve the overall availability" por El-Naggar, M., Sayed, A., Elshahed, M., & EL-Shimy, M., 2023, Ain Shams Engineering Journal, 14(10), p. 102177.

La fiabilidad y la disponibilidad de los Aerogeneradores puede mejorarse reduciendo las tasas de tiempo de inactividad, optimizando el diseño de estos y mejorando también el programa de mantenimiento (Qiu et al., 2012). Todas estas acciones dependen de una comprensión más completa del Aerogenerador y sus operaciones, y en particular, de sus modos y mecanismos de fallo. Los enfoques de mantenimiento preventivo y predictivo se utilizan actualmente en las prácticas de O&M para Aerogeneradores modernos, con el fin de minimizar los largos períodos de inactividad, las acciones de mantenimiento innecesarias y los altos costos de reparación (Sarma et al., 2023).

La industria de la energía eólica ha desarrollado mejoras significativas en el campo de las estrategias de mantenimiento y reparación de WTG, empleando el monitoreo de condición integrado dentro de los sistemas de control de supervisión y adquisición de datos. La detección y diagnóstico de fallos (FDD), CM y algoritmos de detección de fallos se utilizan para proporcionar una alerta temprana de defectos estructurales, mecánicos y eléctricos (Pinar et al., 2013).

3.6. Nivel de modelización del sistema a analizar

El desarrollo del análisis de fiabilidad puede ser desarrollado a nivel componente, aerogenerador o de parque eólico. A nivel componente, las partes ya mencionadas en la sección 3.1, se ven como unidades independientes y se enfoca en la optimización de esa parte, destacando la importancia de los subcomponentes. A nivel aerogenerador, se analizan estos componentes como parte de un sistema (generalmente modelado en serie), otorgando la independencia en el reemplazo, pero la dependencia en la falla, donde cualquier falla de uno de los componentes puede causar la falla de todo el sistema, y donde la falla de un

componente puede arrastrar la avería de otro (Falla de Causa Común). Por último, la mirada a nivel parque eólico (grupo de aerogeneradores), normalmente se utiliza para optimizar los recursos del mantenimiento dada la dependencia de las fallas.

3.7. Responsable de la toma de decisiones

El primer punto de vista se puede apreciar en virtud del acuerdo contractual inicial, donde el fabricante está obligado a rectificar cualquier fallo del sistema causado por problemas de diseño, fabricación y garantía de calidad, así como a proporcionar técnicos durante un período de tiempo específico desde la instalación del Parque eólico. Este costo de servicio generalmente implica los costos de reparación de fallas a través del mantenimiento correctivo (CM) durante los primeros años de operación (según el tiempo definido). Donde una posible forma de reducir los costos de servicio es tomar decisiones acertadas sobre el diseño de turbinas eólicas, lo que se conoce como "Diseño Para la Confiabilidad (DFR)".

Por otro lado, el segundo punto de vista es el del propietario y operador del parque, el cual busca una aplicación de mantenimiento preventivo para prolongar la vida útil y luego reducir la tasa de degradación.

Y el último punto de vista, es la mirada de los proveedores de servicios independientes, la cual generalmente viene determinada por el contrato de mantenimiento, donde se fija cierto número de disponibilidad (proporción de tiempo que el sistema está funcional y funcionando). Por lo tanto, el objetivo comúnmente busca maximizar la disponibilidad y minimizar las pérdidas de producción (Shafiee y Sørensen, 2019).

Cabe destacar, que la empresa fabricante de parque eólicos también puede ofrecer un contrato donde opere y mantenga por una mayor cantidad de años, y busque suplir la

necesidad de tener un proveedor de servicio independiente. O también, se podría ofrecer como opción de servicio independiente ante un parque construido por otro.

3.8. Tipos de Alarmas SCADA

Las alarmas se activan cuando las señales de los componentes clave superan los límites del umbral, indicando: cambios en los estados de funcionamiento de WTG, mal funcionamiento de los componentes, condiciones ambientales o defectos de diseño. Es importante interpretar y comprender correctamente las alarmas SCADA, ya que proporcionan información pertinente al operador sobre sus causas, lo que puede ser potencialmente útil para minimizar su manifestación y, por lo tanto, reducir el tiempo de inactividad. (Qiu et al., 2012), revisa una clasificación base de las alarmas:

- Alarmas generales: se utilizan para indicar un aviso de WTG o una respuesta de emergencia o un aviso general de subconjunto de WTG excluyendo las averías a nivel de componente.
- Alarmas de funcionamiento del sistema: se utilizan para supervisar el estado de funcionamiento del sistema o de los componentes mediante el seguimiento de señales para evitar daños graves en los componentes. Pueden activarse por una señal que supere un umbral límite o indicar una acción de protección o errores lógicos.
- Alarmas ambientales: se utilizan para garantizar un entorno externo seguro en el que pueda funcionar el WTG y se define en función de los límites ambientales de WTG permitidos.

- Alarmas de comunicación/software: se utilizan para supervisar los canales de comunicación y detectar problemas de conexión e interfaz de entrada/salida.

Ocasionalmente, las alarmas se registran como "paradas planificadas (programadas y / o previstas)" (es decir, el WTG requirió desconectarse de la red para acciones de mantenimiento o pruebas de seguridad) en el sistema SCADA. Sin embargo, estas paradas planificadas aún crean tiempo de inactividad.

Adicional a esta clasificación, es importante entender que los eventos que arroja el SCADA, tienen una subclasificación denominada como Alarmas, Avisos y Estados. Los avisos serán categorizados también como Alarmas ya que cumplen una función similar, y los Estados, son los que denotaran si el Aerogenerador se encuentra Activo o Inactivo.

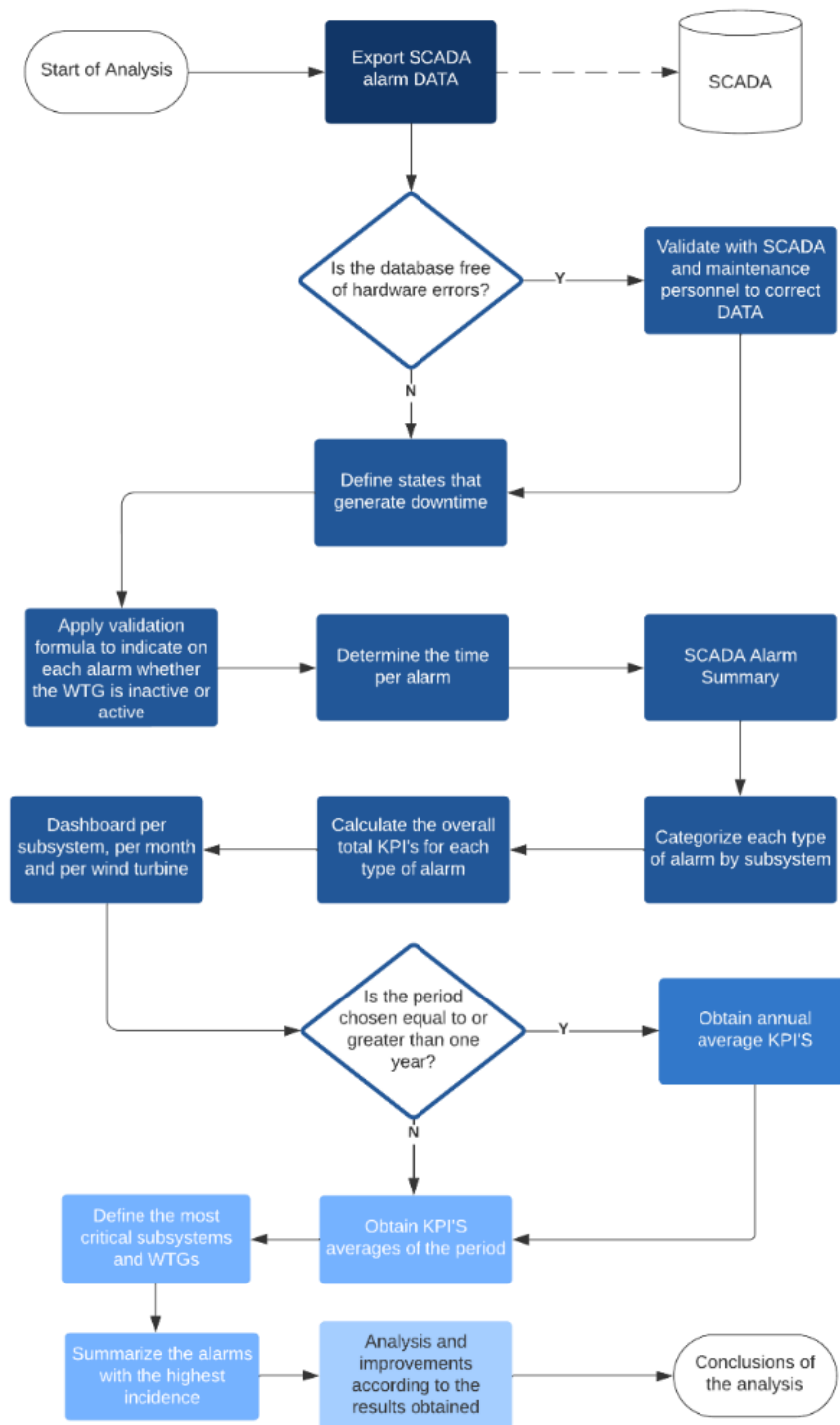
4. Metodología Propuesta

Conociendo los aspectos generales del aerogenerador, como sus componentes principales, sistemas de control y funcionalidades, se pueden entender de mejor forma las alarmas que arroja la base de datos del SCADA. Y para poder analizarlas, se vuelve de vital importancia, conocer los estados que generan inactividad, tomar un nivel de modelización del sistema y definir los respectivos subsistemas y así, categorizar las alarmas. Para después, determinar los indicadores claves de desempeño y cuadros de mando que orientan el estudio.

Figura 4.1: *Diagrama de flujo de la metodología a nivel general para el análisis de*

confiabilidad mediante alarmas SCADA.

Methodology for Inactivity Analysis with SCADA Alarms



Nota. Modelo propuesto para la metodología, elaboración propia.

4.1. Estados de funcionamiento y control de los Aerogeneradores

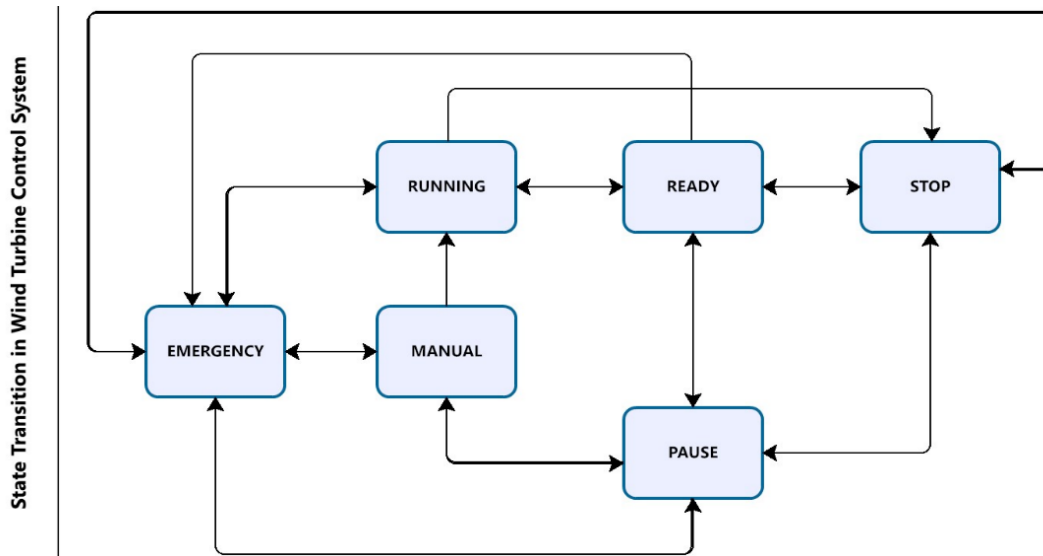
El sistema de gestión debe influir en el funcionamiento del aerogenerador y del parque eólico a través de las señales de control y los valores de referencia para las variables del sistema. La meta es alcanzar una operación fiable, y el óptimo compromiso entre la producción de energía, con bajos esfuerzos mecánicos y eléctricos en el aerogenerador. En todos los estados de funcionamiento, las condiciones de operación normal deben ser comprobadas continuamente. Solamente el cambio de una condición puede provocar el cambio a parada, apagado, desconexión debido a fallo o parada de emergencia. No obstante, para el inicio de los estados pausa o conexión, todas las condiciones deben ser validadas (Mur, 2001). Para efectos de este estudio, los estados relevantes del Aerogenerador se resumen a continuación (los 6 primeros fueron expuestos por Rodríguez-López et al.(2016)):

1. En Marcha (Running): está en condiciones de funcionamiento adecuadas y hay suficiente viento para producir energía.
2. En Listo (Ready): está en condiciones de funcionamiento adecuadas, pero no hay suficiente viento para producir energía.
3. En Pausa (Pause): estará en estado de pausa cuando la máquina tenga una alarma que requiera que deje de funcionar temporalmente. Generalmente, esto ocurre en alarmas que no requieren supervisión del operador.
4. En Parada (Stop): ocurre cuando la turbina eólica tiene una alarma que es más severa que en el caso anterior y generalmente requiere supervisión.
5. En Emergencia (Emergency): la máquina tiene una falla crítica y se detiene inmediatamente.

6. En Manual: El operador controla manualmente el funcionamiento de la máquina. Esto generalmente ocurre durante el mantenimiento y es necesario para realizar pruebas y producir energía de manera controlada con parámetros específicos.
7. En No Comunica (Not Communicating): No se tiene comunicación con el Aerogenerador.

A modo de ejemplo, se presenta la transición de estados que se tuvo en el estudio, sin tomar en cuenta el estado “No comunica”, ya que este se puede ver relacionado con cualquiera de los otros, ya que se puede presentar en cualquier momento:

Figura 4.2: Transición de estados generales de los aerogeneradores del estudio.



Nota. Diagrama de transición de estados sin considerar “No comunica”, elaboración propia.

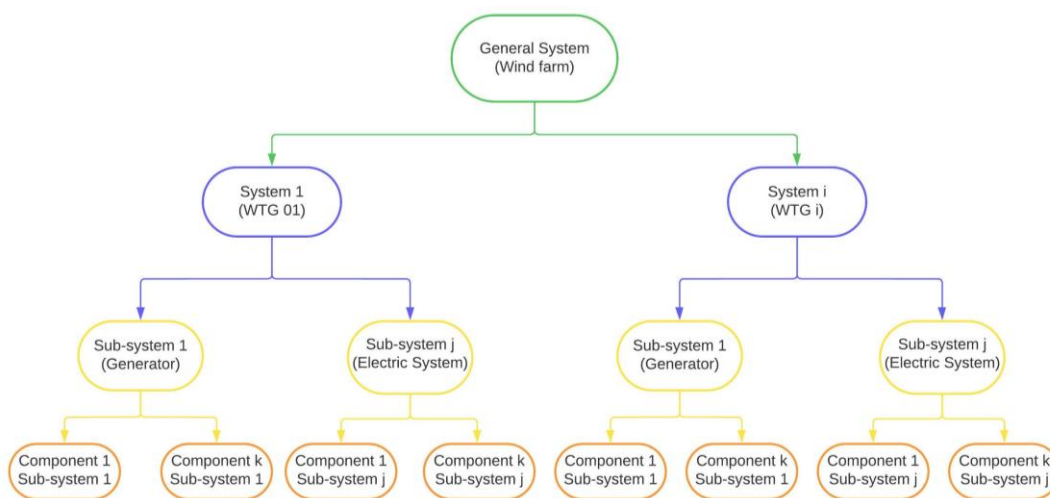
Para efectos de esta investigación, los estados que revelarán inactividad serán: Pause, Emergency, Stop y Manual. A pesar de que última, como ya se mencionó antes, no

necesariamente refleja inactividad, ya que se podría estar operando a una potencia limitada, por ejemplo. Ahora bien, para simplificar el tratamiento de los datos, se supondrá que en el estado No Comunica, el WTG sigue en el mismo estado anterior en el que se encontraba, y cambiará hasta que se produzca un estado diferente.

4.2. Definición del sistema a analizar

Para esta metodología, se utiliza en conjunto la mirada a nivel aerogenerador y parque eólico. En esta primera se definen los subsistemas, los cuales como ya se mencionó, presentan dependencia en la falla, ya que cualquier falla puede causar la falla de todo el aerogenerador, y en la segunda mirada, se analiza como un todo para ver a que subsistemas se pueden atribuir la indisponibilidad del parque eólico, lo cual termina siendo relevante para la optimización del mantenimiento y posibles mejoras de diseño. Los subsistemas pueden ser definidos a partir de sus componentes:

Figura 4.3: Esquema general utilizado en la definición del sistema propuesto.



Nota. Elaboración propia.

4.3. Clasificación de alarmas SCADA por subsistema

Se definen de forma general y en inglés, conforme a un consenso que busca optimizar su utilidad. Lo cual se logró, luego revisar estudios que también analizan a través de subsistemas, teniendo vital importancia el estudio de Sarma et al. (2023), ya que analiza directamente las alarmas SCADA, y otros donde se definieron de diferente forma para análisis variados como el de Pinar et al. (2013), el de Qiu et al. (2012), el de Ozturk et al. (2018) y el de Tavner et al. (2007). Aunque también se percibieron otros autores que coincidieron en los que utilizaron, como el caso de Arwade et al. (2011) y Faulstich et al. (2011), pero que seguían siendo diferentes con el resto ya mencionado. Entonces, entre los más aspectos más relevantes para formar el consenso usado en este estudio, se tiene que:

- Se prefiere definir en conjunto el Hub con las Blades y el Gearbox con el Main Shaft, para evitar ambigüedades de los componentes de su unión.
- Se incluye el subsistema Safety, Sensors, Structural Parts y Yaw System, al tener alarmas relevantes para el estudio, las cuales pueden estar determinadas tanto por factores externos como internos del Aerogenerador.
- Se añade el subsistema Other, para poder conglomerar todo lo que quede fuera de los demás subsistemas.

Ahora bien, para un mejor entendimiento, se describen los subsistemas escogidos:

- Hub & Blades: Cuerpo o carcasa del buje y las palas, pernos, cojinetes y filtros de las palas, así como subcomponentes del buje y las palas.
- Generator: Bobinados del generador, escobillas del generador y cojinetes.
- Electric System: Convertidor, fusibles, interruptores y cables/conexiones, transformador, contactor, baterías.

- Sensors: Anemómetro/veleta, interruptor de vibración, temperatura, interruptor de presión de aceite, sensor de potencia, cuentarrevoluciones, sensor de humo, acelerómetro.
- Control System: Unidad de control electrónico, relé, cables de medición y conexiones, sistema de adquisición de datos.
- Pitch System: Mecanismo, cojinetes y convertidor de paso.
- Gearbox & Main Shaft: Cojinetes, ruedas, eje del engranaje, juntas, grasa, aceite, ejes de transmisión y acoplamientos.
- Brake System: Freno mecánico, freno neumático, disco de freno, pastillas de freno, zapatas de freno, freno de guiñada y anillos de freno.
- Hydraulic System: Bomba hidráulica, motor de la bomba, válvulas y tuberías y mangueras hidráulicas.
- Yaw System: Cojinetes de guiñada, motor de guiñada, ruedas y piñones.
- Structural Parts/ Housing: Cimientos, torre/pernos de torre, bastidor de góndola, cubierta de góndola y escalera.
- Safety: Protección eléctrica, seguridad humana, protección contra rayos, sistema de protección contra incendios.
- Other: Sistema auxiliar, calentadores y enfriadores de elevación.

4.4. Indicadores para el estudio

Una vez ya categorizada las alarmas del SCADA, se utilizan indicadores claves de rendimiento, para determinar en qué estado se encuentran los activos, y ayudando hacia donde enfocar el análisis.

4.4.1. Tasas de Falla y Análisis de Tiempos de Inactividad

La tasa de fallos promedio típicamente reportada será el número de fallos por turbina por año (f). Además de esta, generalmente se reporta el tiempo de inactividad (d), el cual es el tiempo durante el cual un aerogenerador no está funcionando debido a una falla, y el cual generalmente se compone por el tiempo para: diagnosticar el fallo, reunir equipos de reparación y piezas de repuesto, acceder al mecanismo, reparar y reiniciar el Aerogenerador; esta medida también se calcula en base a fallos por turbina por año. A continuación, se presenta el cálculo de estas (Koutoulakos, 2008):

$$f = \frac{\sum_{i=1}^k N_i}{\sum_{i=1}^k X_i T_i} ; d = \frac{\sum_{i=1}^k D_i}{\sum_{i=1}^k X_i T_i} \quad (1)$$

Donde f , es la tasa de fallos medido en [fallos por turbina por año], d es el tiempo de inactividad debido a fallos por Aerogenerador por año medido en [horas por turbina por año], N_{i0} número de errores que se produjeron durante el intervalo de tiempo T_{i0} , T_{i0} intervalo de tiempo (I en total de un año cada uno), X_{i0} número de Aerogeneradores notificados para el intervalo de tiempo T_{i0} , $i0$ es 1, 2, ..., I (años) y D_{i0} horas productivas pérdidas durante el intervalo de tiempo T_{i0} debido a fallas.

Estos índices son los que comúnmente se revisan año a año en los parques eólicos, y son lo de más difícil acceso en la literatura, ya que ningún fabricante quiere compartir el índice de fallas o que tan inactivo estuvo su máquina, porque podría suponer una ventaja en la adjudicación de proyectos de la competencia. En este estudio, solo se mostrará el tiempo de inactividad, para no recaer en ninguna falta con respecto a la confidencialidad de los datos.

4.4.2. Indicadores para Eventos SCADA

De manera general, para cada alarma SCADA, se puede obtener el tiempo y cantidad total, tanto en cualquier estatus del WTG, como también, solo en el estado inactivo. Y de forma más específica, para el SCADA se pueden plantear diversos indicadores claves, que permitirán orientar el análisis hacia los sistemas, subsistemas o componentes más críticos. Se proponen KPIs por nivel, de acuerdo con la **Figura 4.3**.

A continuación, se presentan primero los del Sistema General (Wind Farm):

- SCADA Alarm / WTG / mes: Corresponde al número total de alarmas que hubo en el mes dividido por el número de aerogeneradores del parque eólico, o clúster escogido.
- Downtime / WTG / mes: Esta medida se puede obtener en horas de inactividad totales que hubo en el mes según los estados que implican inactividad, dividido por el número de aerogeneradores escogidos o del parque eólico total.
- Downtime Alarm / SCADA: Esta tasa, se obtiene dividiendo los dos anteriores indicadores, el segundo con el primero (Downtime / SCADA Alarm), y corresponde al tiempo de inactividad por cada evento de falla presentado en cualquier estado del aerogenerador.

Estos 3 indicadores sirven también, para graficar el año completo (o todos los meses que se tengan) y determinar en qué mes operativo el parque tuvo mayores alarmas, o se encontró con más inactividad, a partir del porcentaje que se tuvo en cada uno. Luego de obtener el de cada mes, se puede obtener el promedio o la mediana utilizando el año completo, dependiendo de la dispersión de los valores. Lo cual se puede complementar con

los datos ambientales que se tuvieron, y comparar por ejemplo si se tuvieron condiciones extremas que impidieron el funcionamiento normal del parque.

A nivel aerogenerador, se pueden aplicar los mismos 3 indicadores ya mostrados, omitiendo simplemente la división por aerogenerador, y se puede hacer el mismo procedimiento. Adicionalmente, se pueden comparar los aerogeneradores entre sí, para validar si el comportamiento es similar o existen anomalías.

Por otro lado, en la mirada a nivel subsistema, se pueden combinar de diversas maneras los conceptos mencionados. Ya que se podría obtener tanto los mismos KPIs mensuales para cada subsistema en específico, como también, se podrían determinar los valores para cada subsistema, pero en un mes determinado. Adicionalmente, es importante calcular los porcentajes de tiempos de inactividad anuales por subsistema, como también su ratio de acuerdo con la cantidad de alarmas del SCADA, las cuales pueden independiente del estado del aerogenerador (cantidad total de alarmas), o bien, escoger solo las alarmas de cuando el aerogenerador estuvo en un estado inactivo. De igual modo, se podría aislar la mirada para Aerogeneradores específicos, dependiendo de lo que vayan arrojando los resultados, o de acuerdo con las necesidades que se tengan.

4.5. Aspectos externos válidos para un mejor análisis

Es importante combinar el estudio con datos externos, en el mismo periodo del análisis, y junto con ello, utilizar las bitácoras que se manejen dentro del parque eólico, las opiniones de los técnicos y entender la propia estrategia del mantenimiento que se tenga. Como también, comparar los resultados con los mismos aerogeneradores que se encuentren en otros lugares. Con el objetivo de enriquecer el estudio y llegar a conclusiones más certeras.

5. Resultados, Discusión y Análisis

5.1. Contexto del caso aplicado en Cono Sur

La base de datos que será analizada corresponde a un parque eólico ubicado en la zona sur de Latinoamérica, el cual contiene aerogeneradores regulados por paso de eje horizontal con una configuración de 3 palas. Se encuentra en una región húmeda, de alta oscilación diaria de temperaturas ambiente, medidas entre el rango de $-2,1$ [°C] a $43,2$ [°C] en el periodo de estudio, y donde también se puede mencionar que es una zona de escasa lluvia. Todos los WTG en el parque eólico son del mismo tamaño y tipo, es decir, DFIG para clases de viento Tipo IIA, el cual combina las palas, una caja de cambios multietapa (caja de engranajes de relación de alta velocidad), una máquina de inducción de rotor bobinado (WRIM), dos convertidores de frecuencia y unidades de control de pitch y velocidad variable. Este WTG opera en un rango de temperatura estándar desde -20 [°C] hasta 30 [°C], y está en el orden de los WTG modernos a escala de megavatios, es decir, un diámetro de rotor entre 80-170 m y una potencia nominal entre 2-5 MW.

Cabe destacar que la muestra contiene todas las alarmas, avisos y estados de un año en funcionamiento, contemplado de mayo de 2022 a 2023, de cierta cantidad del total de Aerogeneradores (se excluye un par de aerogeneradores al azar, para formar el clúster y asegurar la confidencialidad). Este parque lleva más de 4 años desde su puesta en marcha, por lo cual, se podría suponer que está en el proceso de transición de fallas tempranas hacia fallas intrínsecas, según la curva de la bañera comentada en secciones anteriores. Los detalles exactos del parque eólico investigado, no se proporcionan en este documento para garantizar la confidencialidad del operador y del fabricante del WTG. Por esta misma razón, es que

tampoco se estarán mostrando datos sobre la estrategia de mantenimiento ni bitácoras del parque eólico. Para enriquecer el estudio, se verá la relación que puedan tener las alarmas e inactividades con la temperatura ambiente.

El análisis de la tasa de fallos y el tiempo de inactividad presentado en este documento utiliza frecuencias de ocurrencias de alarmas SCADA, así como sus tasas de tiempo de inactividad o bien, el periodo en el cual se encontró activa la alarma (se hace la distinción, ya que una alarma se encuentre activa no implica que el WTG se encuentre inactivo), pero también se utilizó el tiempo real de inactividad, el cual está determinado por sus estados. Todos estos se obtienen al realizar una amplia revisión de la base de datos alarmas SCADA exportada del periodo en estudio, y la combinación de estos, se utiliza para identificar los subsistemas más críticos en términos de fiabilidad, y la ocurrencia de sus alarmas en las horas de funcionamiento de los WTGs investigados. Para simplificar la visualización de esto, se presenta una herramienta gráfica que relaciona tanto la cantidad como el tiempo de las alarmas, de cada subsistema.

Todas las actividades de mantenimiento planificadas (programadas) y no planificadas (no programadas) que causan tiempo de inactividad se consideran para su investigación en este documento. Por último, es importante mencionar que durante este periodo no hubo reemplazo de grandes componentes (grandes correctivos).

5.2. Aplicación

Exportada la base de datos del periodo completo, se resumen cada una de las alarmas para categorizarla por cada subsistema según los criterios explicados, adicionalmente, se pueden obtener el conteo de las mismas alarmas y el tiempo que estuvieron activas, ya sea en

cualquier estado del aerogenerador o solo en los estados inactivos.

El primer indicador relevante que se calculó fue el tiempo de inactividad por turbina por año, siendo este equivalente a 10,85 días. Luego se obtuvo el resto de los indicadores correspondientes a las alarmas SCADA, partiendo por la media de fallos total y tiempos de inactividad por turbina por mes.

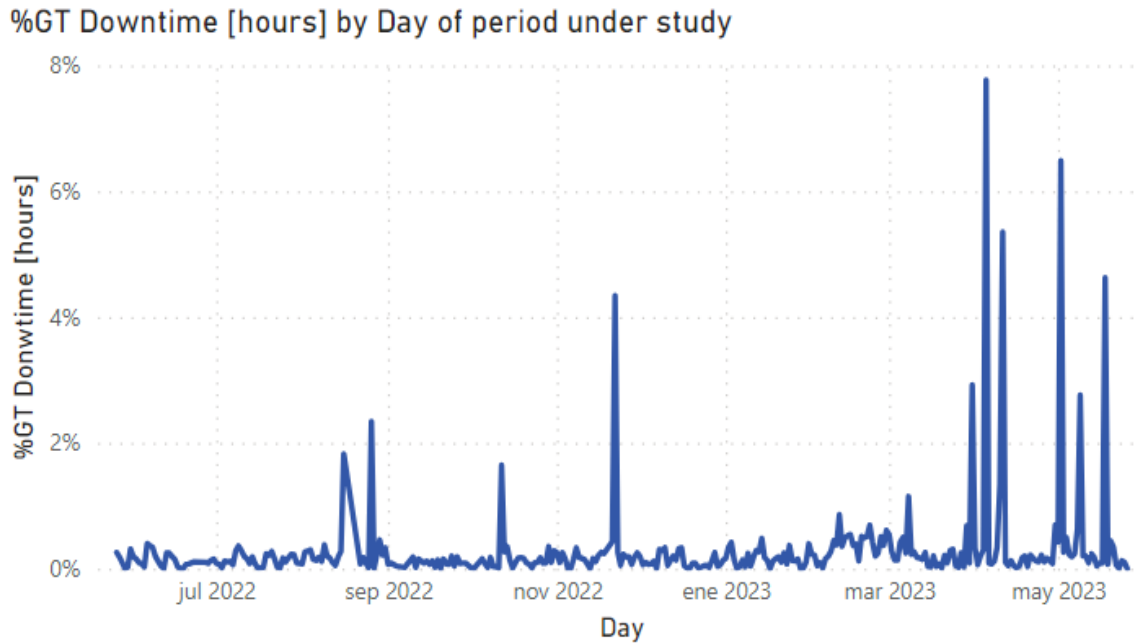
Tabla 5.1: *Tasas medias de fallos totales y tiempo de inactividad por aerogenerador por mes, para el clúster de aerogeneradores analizados.*

SCADA Status and Alarm / WTG / mes	SCADA Alarm / WTG/ mes	Downtime / WTG / mes [horas]	Downtime Alarm / SCADA [horas]
482	33,92	20,03	0,59

Nota. KPIs aplicados al caso de cono sur, elaboración propia.

Se puede observar que los WTGs estudiados han exhibido una cantidad considerable de alarmas, registrando un promedio de aproximadamente 34 eventos por turbina por mes, seguido por 20 horas de tiempo de inactividad por turbina por mes, lo cual resulta en un tiempo de inactividad promedio de 0,59 horas por evento de falla. En este periodo, se identificaron 170 posibles modos de fallo y 202.088 transiciones de estados para el clúster escogido, de donde 5823 implicaron que el aerogenerador cambiará de estado operativo (inactivo/activo), presentando su tiempo de inactividad la siguiente distribución:

Figura 5.1: *Distribución del tiempo de inactividad de cada día del periodo de estudio para el clúster de aerogeneradores analizados.*

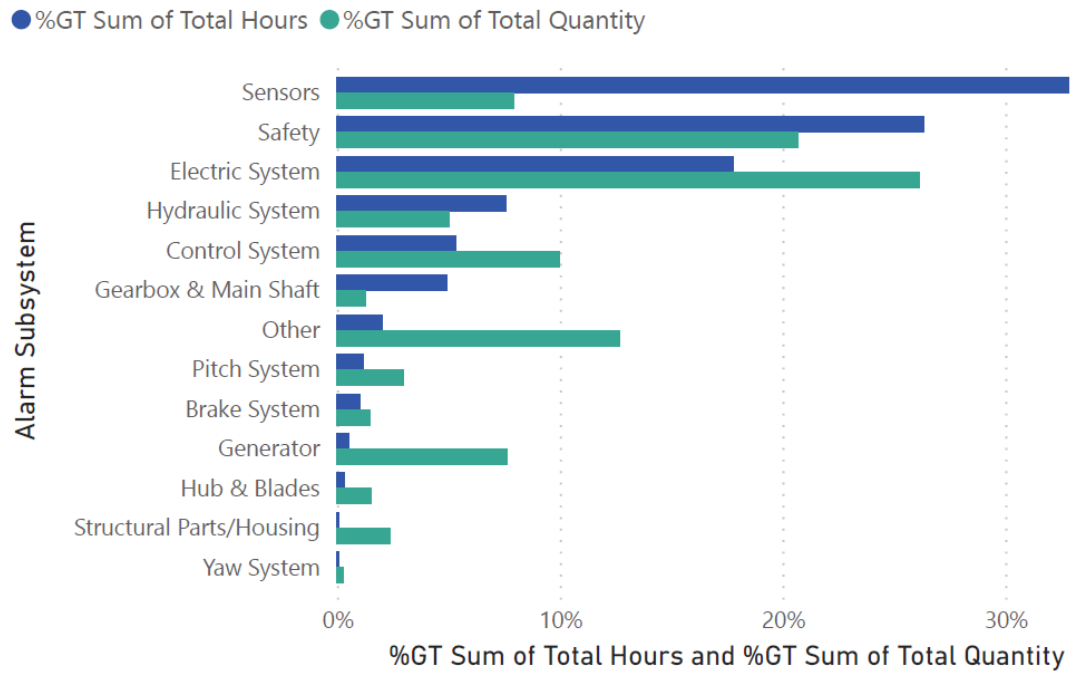


Nota. Periodo de 1 año desde mayo 2022, gráfico de elaboración propia.

Se puede desprender, que se tuvieron tiempos considerablemente largos de inactividad en días de noviembre, abril y mayo, que luego repercutirán en el resumen mensual. Ahora bien, dada la categorización de cada una de las alarmas, se procede a graficar los porcentajes según cantidad y tiempo de cada subsistema (**Figura 5.2**), ya que una alarma se active varias veces, no quiere decir que su tiempo de activación sea necesariamente alto. Por lo cual, ambos gráficos ayudarán a precisar que subsistemas son los más críticos, en este periodo. Como herramienta gráfica novedosa de identificación, se combinan en un solo (**Figura 5.3**).

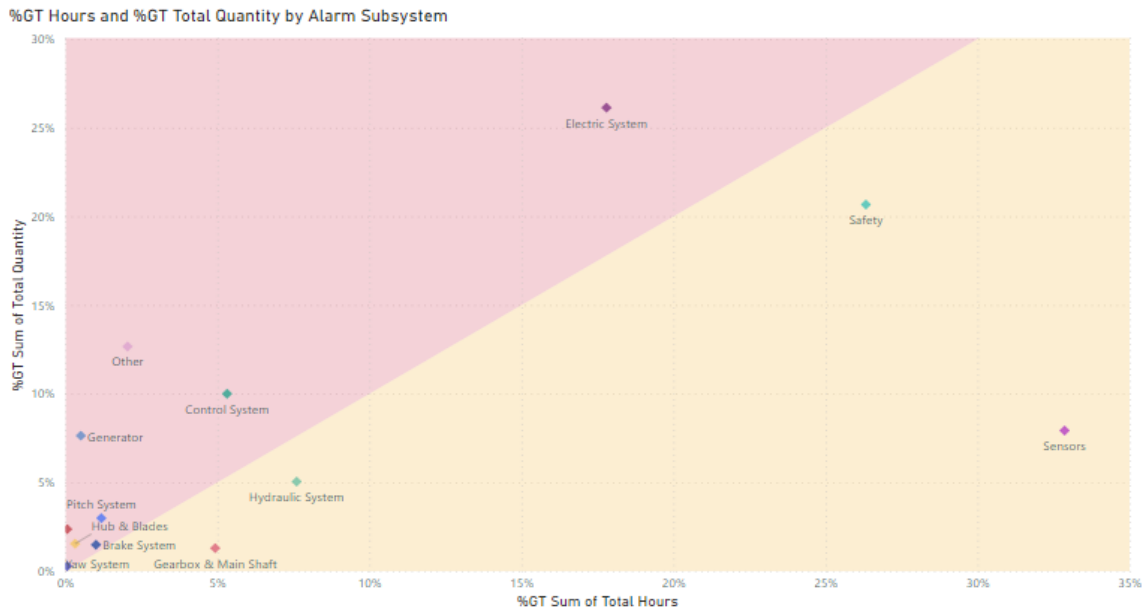
Figura 5.2: *Distribución de cantidad y tiempos de alarmas SCADA por subsistema para el clúster de aerogeneradores analizados.*

%GT Hours and %GT Total Quantity by Alarm Subsystem



Nota. Elaboración propia.

Figura 5.3: Distribución de alarmas SCADA por subsistema para el clúster de aerogeneradores analizados, de acuerdo con la cantidad y tiempos de activación.



Nota. Elaboración propia.

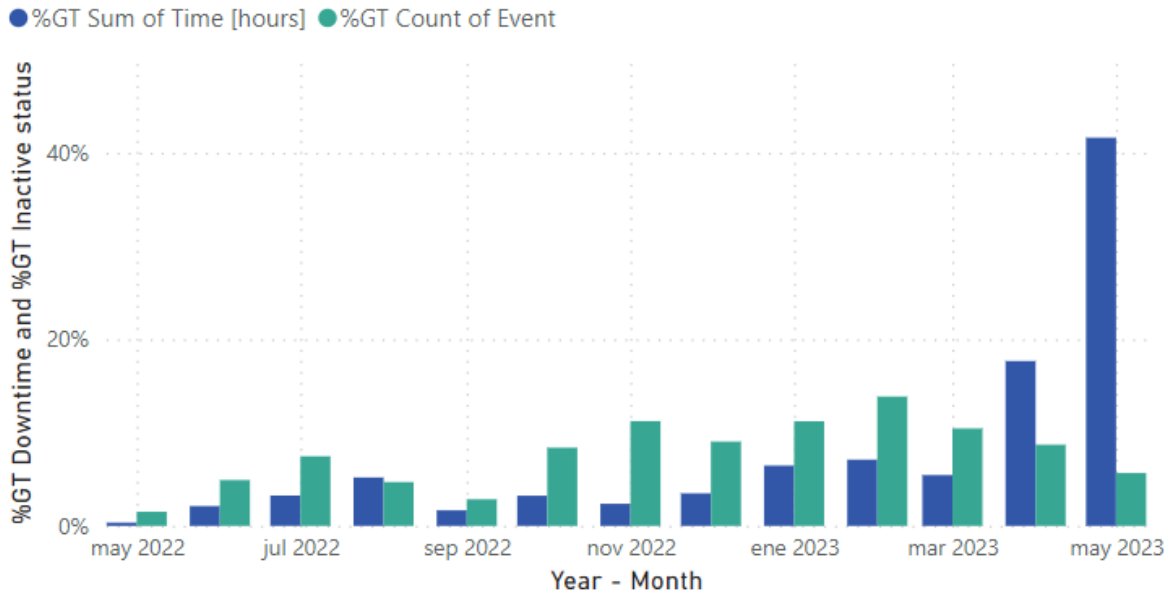
De forma descendente, los subsistemas que más arrojaron alarmas dentro del periodo estudiado fueron: Electric System, Safety, Other y Control System; por otro lado, los que más tiempo estuvieron activas fueron: Sensors, Safety, Electric System y Hydraulic System. Al combinar ambos criterios, se logra determinar que existen 3 subsistemas críticos para el clúster de aerogeneradores escogidos, siendo Electric System, Safety y Sensors. Son precisamente los que se encuentran más lejanos al origen del gráfico de la **Figura 5.3**, y que están contribuyendo en gran medida a la inactividad del parque eólico. Lo cual coincide en cierta parte con lo obtenido en el estudio de Aerogeneradores Tipo IIIA de Turquía de Sarma et al. (2023), ya que en este estudio los dos más relevantes fueron Safety y el Electric System, pero, por otra parte, se presenta una gran diferencia respecto al subsistema Sensors, ya que en el otro estudio fue uno de los que menor atribución tuvo, y en este caso, es crítico. Las alarmas con mayor incidencia en el subsistema Safety, tenían relación con velocidades fuera del rango y con avisos de emergencia, por otro lado, en el Electric System, se asociaron con fallos en el sistema de carga, red y alimentadores, y, por último, el subsistema Sensors estuvo marcado en mayor parte por alarmas asociadas a la veleta y el acelerómetro.

Ahora bien, se revisarán en detalle los estados y tiempos asociados a la inactividad del clúster de aerogeneradores, agrupados por mes operativo del periodo en estudio:

Figura 5.4: *Porcentaje del tiempo de inactividad y tasa total de estatus inactivos SCADA*

por mes operativo para el clúster de aerogeneradores analizados.

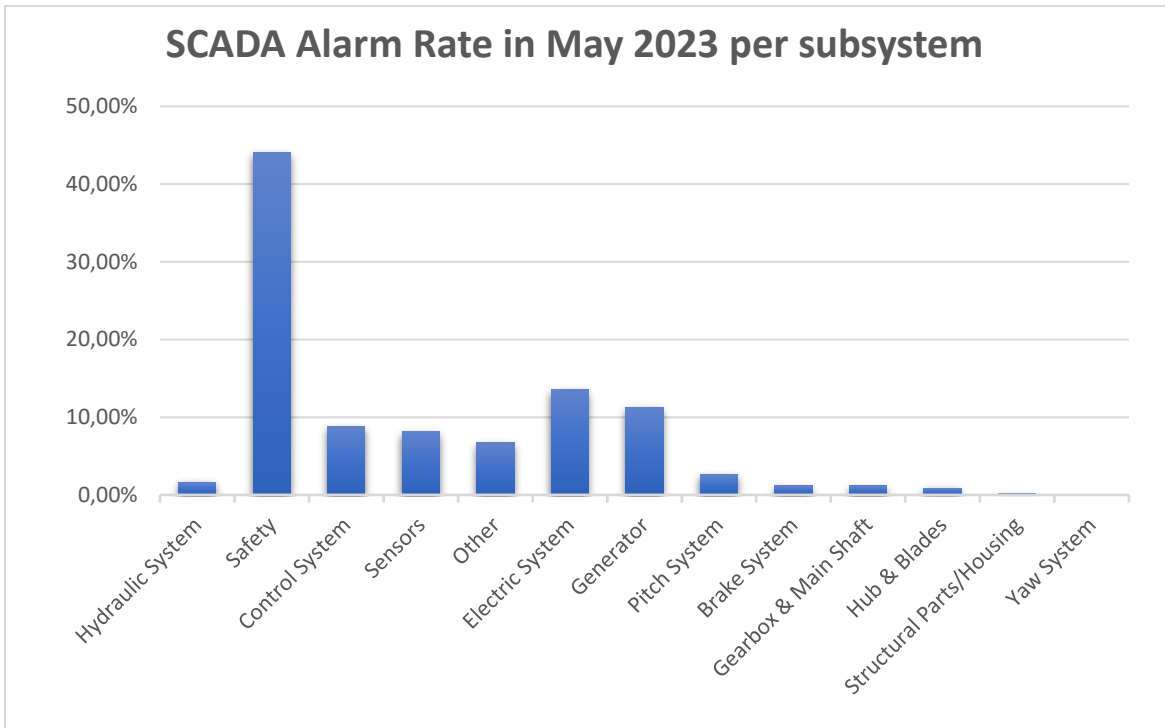
Downtime and SCADA status rate



Nota. Elaboración propia.

Se puede notar que los dos últimos meses (abril y mayo de 2023), a pesar de no tener mayor cantidad de eventos de inactividad, fue donde se tuvieron mayores tiempos, lo cual puede ser explicado al tener eventos con tiempos mayores, lo cual se puede complementar con lo ya presentado en la **Figura 5.1**. El mes considerablemente más crítico, resultó ser mayo, donde los subsistemas tuvieron la siguiente distribución:

Figura 5.5: Tasa total de alarmas SCADA por subsistema para el mes de mayo 2023.

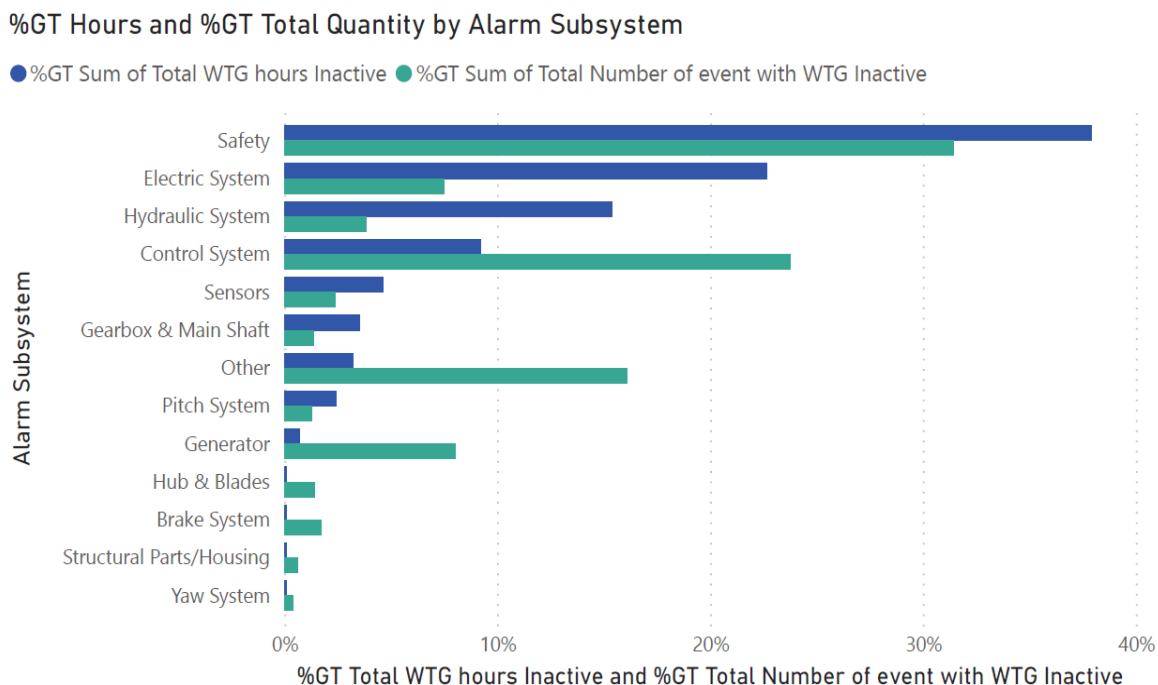


Nota. Elaboración propia.

Notando, que en este mes los subsistemas que más arrojaron alarmas fueron Safety, Electric System y Generator. Siendo este último seguido muy a la par del Control System y Sensors. Lo cual tiene bastante relación con los subsistemas críticos ya encontrados en todo el periodo, a excepción del Generator. Ahora bien, los tiempos de inactividad mostrados implican que algún WTG estuvo en un estado inactivo, y los análisis de las alarmas SCADA, generalmente se hacen independiente del estado del aerogenerador, ya que el hecho de que este arrojando alarmas, no implica necesariamente una detención o inactividad, pero si puede ser un síntoma de una falla, la cual es asociada a un subsistema. Adicionalmente, se incluirá dentro del análisis, la distribución de la cantidad de alarmas SCADA y de su tiempo de actividad, pero filtrando solo cuando el aerogenerador se encuentra en estado inactivo. Para

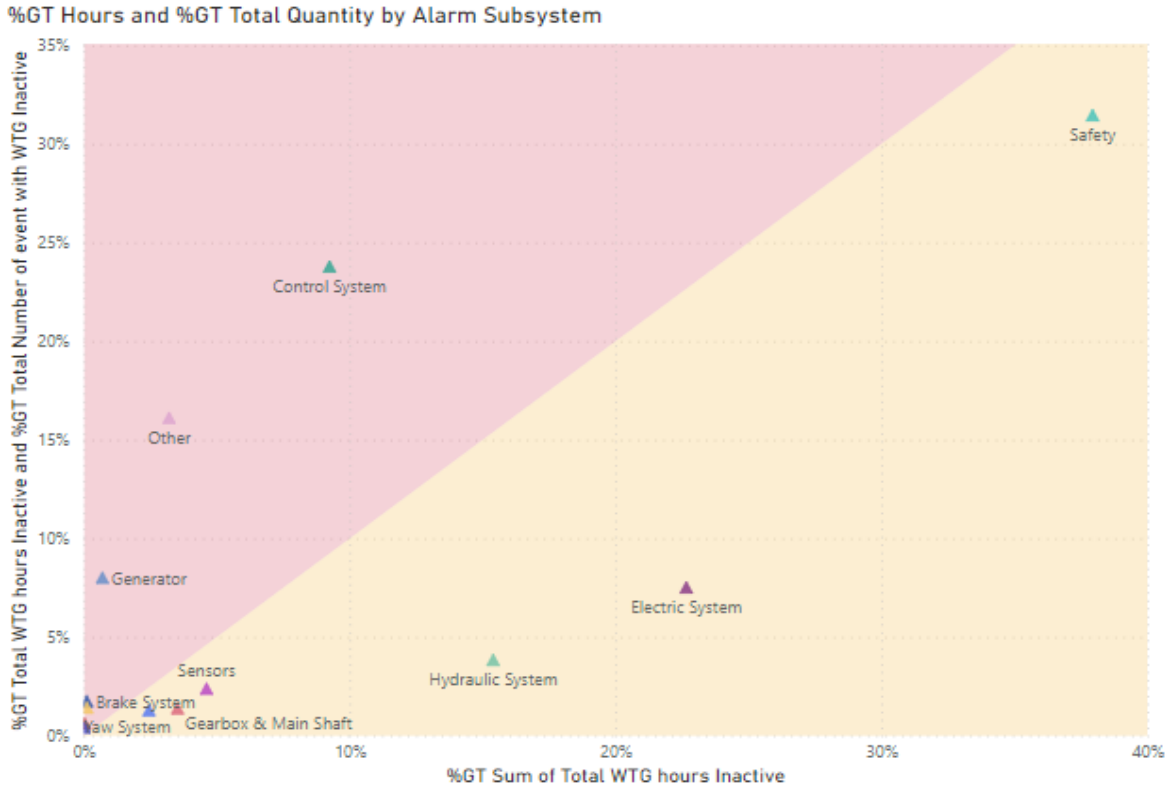
poder validar que subsistemas, podrían estar generando problemas mayores en la marcha de los aerogeneradores en el periodo estudiado, y si concuerda con lo ya obtenido de forma general (independiente del estado):

Figura 5.6: *Distribución de la cantidad y tiempo de activación alarmas SCADA por subsistema para el clúster de aerogeneradores analizados en estados operativos inactivos.*



Nota. Elaboración propia.

Figura 5.7: *Distribución de alarmas SCADA por subsistema para el clúster de aerogeneradores analizados en estados operativos inactivos, de acuerdo con la cantidad y tiempos de activación.*

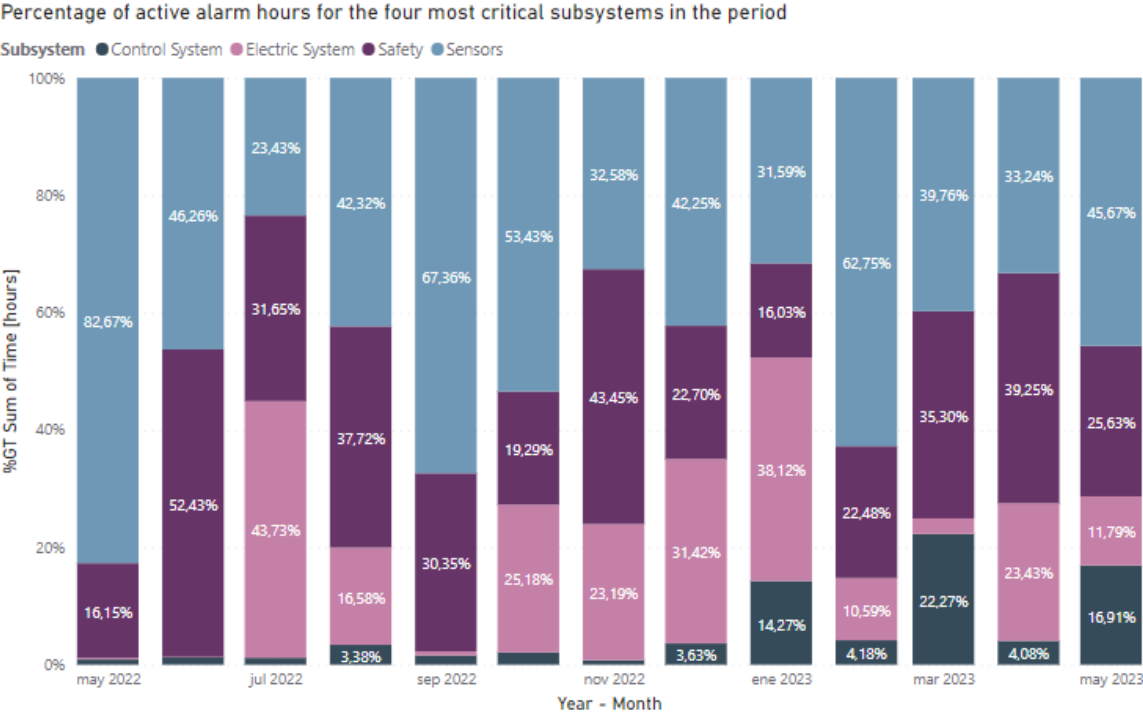


Nota. Elaboración propia.

En este caso, con respecto a la cantidad de alarmas, el subsistema Electric System deja de ser uno de los más significativos y es desplazado de forma considerable por Safety, debido a una disminución notoria de la cantidad, pero sigue siendo crítico al haber un aumento en los tiempos. Ahora bien, el subsistema Sensors, es el que representa el cambio más considerable en este aspecto, ya que disminuye enormemente, y deja de volverse relevante. Por otro lado, se ve un aumento general en el Control System, y un aumento con respecto al tiempo en el Hydraulic System. Por ende, los subsistemas más críticos cuando los aerogeneradores se encontraban inactivos fueron Safety, Electric System y Control System. Por lo cual, se analizarán los 4 subsistemas críticos, a partir de los encontrados en la **Figura 5.3** y en la **Figura 5.7**, utilizando las tasas totales de actividad por cada mes independiente

de estado del aerogenerador, omitiendo los demás subsistemas:

Figura 5.8: Porcentaje del tiempo de actividad por alarma SCADA por mes de cada subsistema crítico: Electric System, Safety, Sensors y Control System.



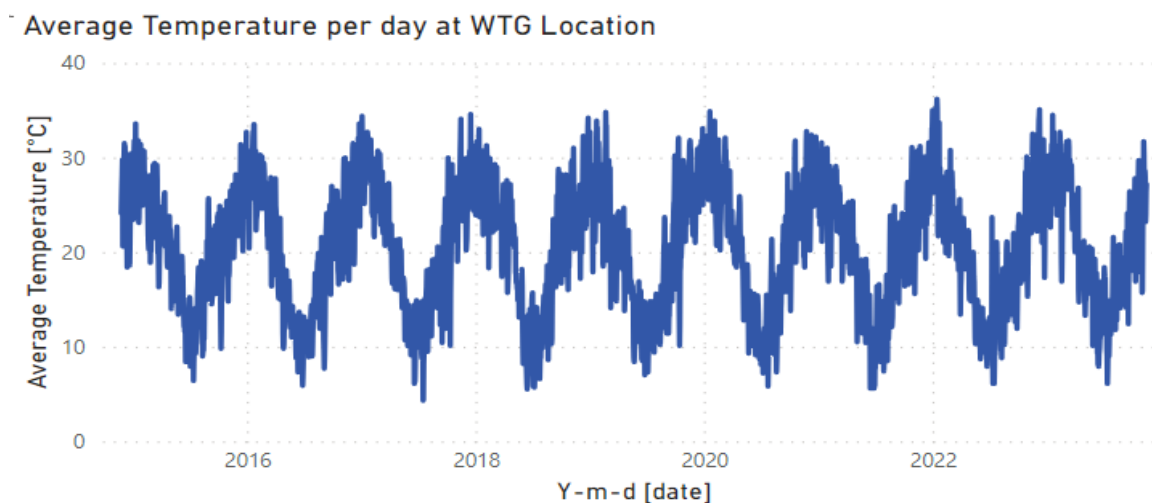
Nota. Tomando la suma de estos 4 subsistemas como el 100%, elaboración propia.

Donde se puede apreciar la enorme variabilidad que existe en estos 4 subsistemas, aunque generalmente prevaleció el subsistema Sensors, a excepción de junio, noviembre, enero y abril, donde fue superado por Safety. Y es en julio y enero donde se vio una preponderancia del subsistema Electric System, y a pesar de que el Control System, no se impusiera sobre el resto de los subsistemas críticos, si lo hizo sobre los demás omitidos. Todo esto, depende claramente de la relevancia del tiempo en que estuvieron activas las alarmas, independiente del estado de los aerogeneradores. Son estos 4 subsistemas los que debiesen

revisarse más a fondo de forma transversal con el equipo de mantenimiento, como también con los tecnólogos productores de las máquinas, para validar las causas raíz y revisar su solución más viable. De las alarmas más significativas de estos subsistemas críticos, se pueden mencionar: velocidad de emergencia incorrecta, fallo de anemómetro cazoletas, fallo UPS, aviso de hueco en tensión de red y aviso de fallo veleta.

Finalmente, la última arista de los resultados incluye también un análisis alternativo sobre los aspectos ambientales de donde se encuentra ubicado el parque eólico, para mostrar que el proceso puede ser adaptado a alguna necesidad específica. En este caso, se percibió que las temperaturas ambientes se encontraron fuera de los rangos operativos de los aerogeneradores en algunos momentos del periodo estudiado. Por lo cual, se busca validar si se tiene una relación directa con las alarmas asociadas a temperatura y si conlleva tiempos considerables de inactividad. Para eso se muestra primero el comportamiento de las temperaturas promedio que se han tenido en el histórico de los últimos 10 años:

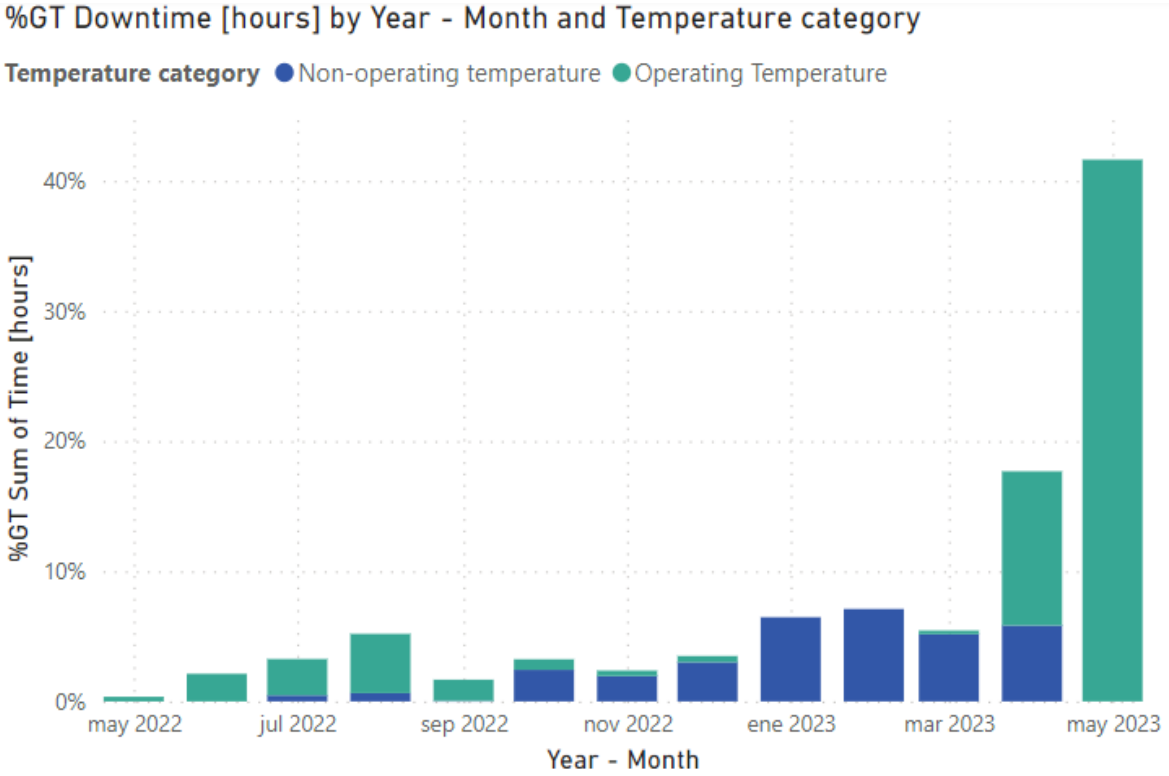
Figura 5.9: *Temperatura media desde el 2014 de la ubicación del parque eólico.*



Nota. Elaboración propia.

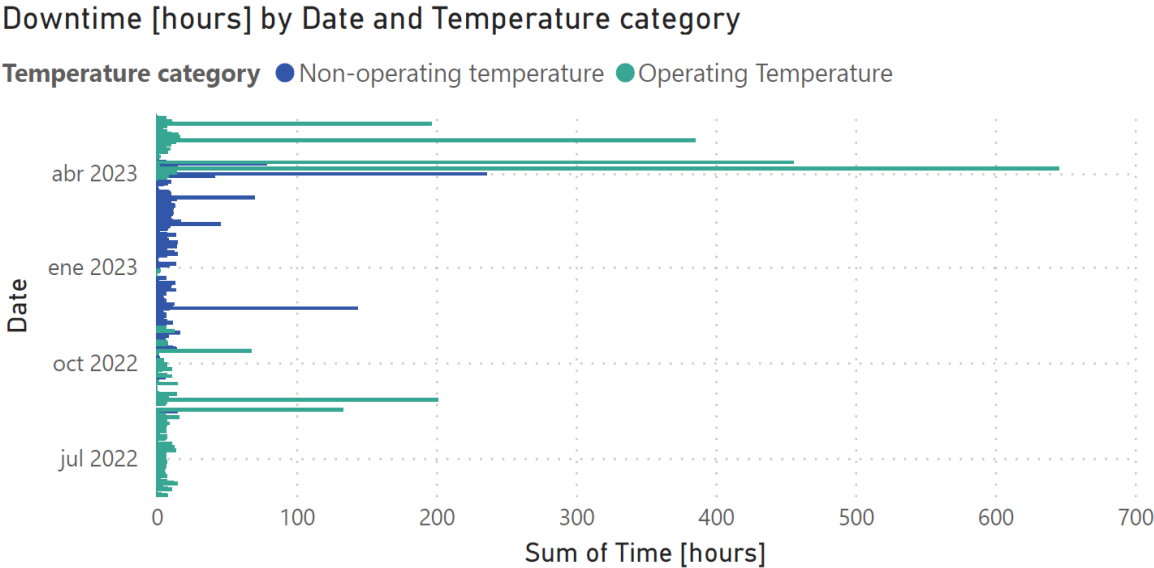
Es visualizable el cómo se han seguido los ciclos de las estaciones de cada año en el parque, y no se presentan mayores anomalías, aunque si se pueden notar valores extremos que están fuera del rango normal al que opera el WTG. Ahora bien, al ser complicado combinar la mirada con el clúster escogido, se utilizará el criterio de las temperaturas máximas y mínimas que se tuvieron cada día del periodo estudiado, y si alguna de estas se encuentra fuera del rango normal, se categorizará como un día con temperatura no operativa, tomando como supuesto de que esta afectó al día completo a las alarmas.

Figura 5.10: Porcentaje total del tiempo de inactividad para cada mes operativo del clúster de aerogeneradores analizados, según la categoría de la temperatura extrema de cada día del periodo estudiado.



Nota. Elaboración propia.

Figura 5.11: Distribución del tiempo de inactividad del clúster de aerogeneradores analizados, según la categoría de la temperatura extrema de cada día del periodo estudiado.



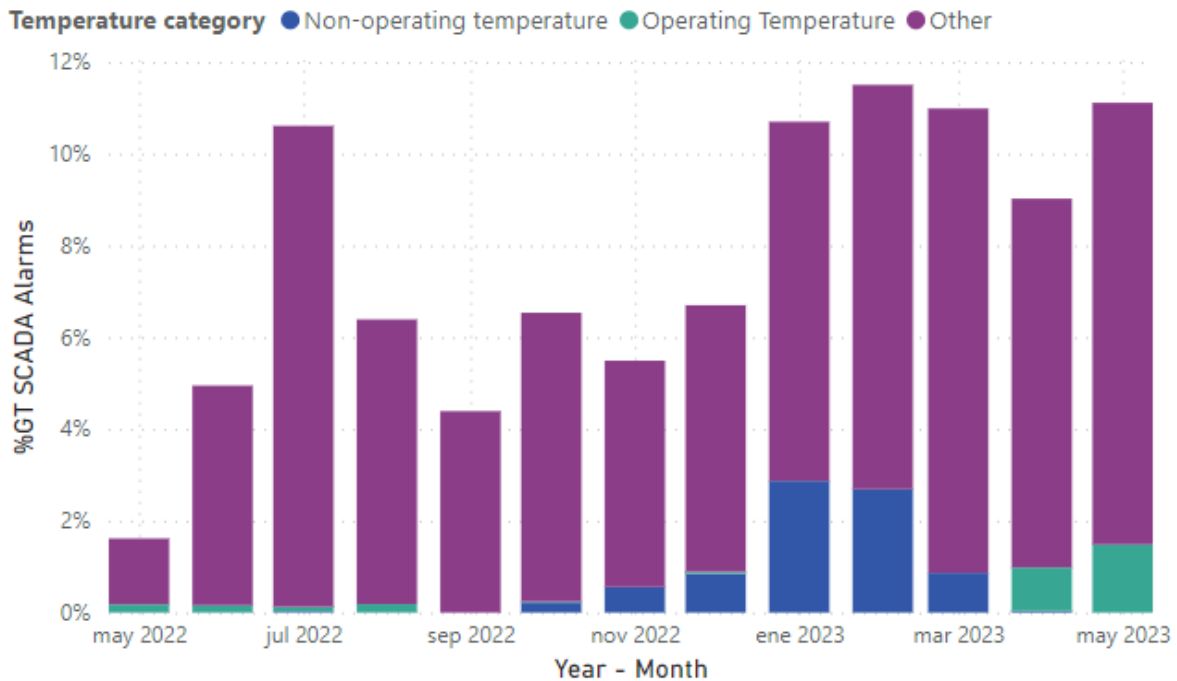
Nota. Elaboración propia.

Bajo esta premisa pesimista, se ve que incide directamente en el Downtime graficado. Notando que algunos meses se categorizaron prácticamente solo con tiempos de inactividad en días donde precisamente había solo temperaturas extremas. Este caso se da de forma general desde octubre a marzo, y en una parte de abril. Pero, cabe acotar que las alarmas que se reportaron en esos días no necesariamente tenían una relación con temperatura. Por lo cual, para poder estudiarlo de forma un poco más precisa, en las tasas de Alarmas SCADA se añadió a esta categorización la denominación de Other, para cuando la alarma no esté relacionada a esta.

Figura 5.12: Tasa total de alarmas SCADA para cada mes operativo del clúster de aerogeneradores analizados, según la categoría de la temperatura extrema de cada día del

periodo estudiado.

%GT SCADA alarms by Year - Month and Temperature category



Nota. Elaboración propia.

Se puede apreciar entonces bajo estas dos categorizaciones, que las temperaturas no operativas pudieron haber afectado los tiempos de inactividad de octubre a marzo, pero no es posible afirmarlo, ya que la mayor cantidad de alarmas que se reportaron tuvieron que ver con otras razones. Por ende, será importante primero revisar los subsistemas críticos más a fondo, validando por ejemplo que alarmas tuvieron mayor tiempo de activación e incidencia, y complementar esto con las bitácoras del parque eólico y con el personal técnico, para así tener conclusiones más ciertas del todo proceso realizado.

6. Conclusiones y Recomendaciones

En este trabajo se presenta un marco metodológico para el análisis de confiabilidad de aerogeneradores, mediante la gestión de alarmas del SCADA. Ayudando en la búsqueda de las causas raíz de los modos de falla más significativos y la identificación de los subsistemas críticos, para la optimización de costes del mantenimiento y mejoras en el diseño de las turbinas. Para esto, se detalla una visión general de los aerogeneradores y se describe paso a paso la metodología propuesta. Explicando los estados de transición, la definición del sistema a analizar, la clasificación de las alarmas por subsistemas, los indicadores que guían el estudio, y los aspectos externos que adicionalmente se pueden considerar. Todo esto se ejemplifica con un parque eólico de aerogeneradores modernos, ubicado en el cono sur, región que no presenta estudios considerables en la materia.

A diferencia de lo encontrado en la literatura, en este estudio se presenta la propuesta de análisis en un diagrama de proceso generalizado, para que pueda ser entendida y aplicada en diferentes contextos. También, con el fin de evitar ambigüedades, se definen los subsistemas para los aerogeneradores y los indicadores que ayudan a guiar el enfoque del estudio. Y para optimizar la identificación de los subsistemas críticos, se propone una herramienta gráfica novedosa, que contempla los tiempos de activación y la cantidad de alarmas. La cual también se puede escalar para la identificación de las alarmas más críticas de cada subsistema, en este caso fue aplicado por temas de confidencialidad. Adicional, este estudio se considera los estados operativos del aerogenerador según sus transiciones. Los cuales aportan los tiempos reales de inactividad, otorgando la capacidad de analizar tanto en estado inactivo como activo los aerogeneradores.

Con respecto a los resultados obtenidos, se añade la arista de la temperatura ambiente, para mostrar que el proceso puede ser ajustado según la necesidad. En este caso, la idea es revelar si las temperaturas externas tienen alguna relación, o no, con la incidencia de alarmas de este mismo tipo. En esta aplicación se aprecia en cómo se puede orientar el estudio, identificándose 4 subsistemas críticos: Electric System, Safety, Sensors y Control System. De las alarmas más significativas de estos subsistemas críticos, se encontraron: velocidad de emergencia incorrecta, fallo de anemómetro, cazoletas, fallo UPS, aviso de hueco en tensión de red y aviso de fallo veleta. Y en comparación con la literatura, se ve una gran diferencia con el subsistema Sensors, ya que en otros casos es irrelevante, y en este caso es crítico.

Por temas de confidencialidad, no se profundizó con el análisis de las alarmas de los subsistemas, pero se espera que estas sirvan para determinar modos de fallos y levantar estudios específicos en ellas para establecer las causas raíz. Se recomienda que sean analizadas tanto los aerogeneradores en operación, como también, los que se están fabricando. Por último, se aprecia que la temperatura externa no afectó en gran medida a las alarmas.

Quedando para un estudio futuro, si se puede asociar esta u otras variables con la base de datos SCADA. Las futuras investigaciones que se desarrollen pueden estar orientadas también en complementar el análisis en la aplicación de otros contextos. Uno de los tantos estudios que se podrían desarrollar, podría ser utilizar Machine Learning, añadiendo un filtrado previo de la base de datos del SCADA para la eliminación de falsas alarmas, y comparar los resultados sin hacer este filtro.

7. Referencias

- Arwade, S. R., Lackner, M. A., & Grigoriu, M. D. (2011). Probabilistic Models for Wind Turbine and Wind Farm Performance. *ASME. J. Sol. Energy Eng.*, 133(4), 041006. <https://doi.org/10.1115/1.4004273>
- Asea Brown Boveri, S.A. (2012). *Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 12 Plantas eólicas*. Barcelona: ABB.
- Chen, H., Chen, J., Dai, J., Tao, H., & Wang, X. (2022). Early Fault Warning Method of Wind Turbine Main Transmission System Based on SCADA and CMS Data. *Machines*, 10(11), 1018. <https://doi.org/https://doi.org/10.3390/machines10111018>
- Coronado, M., Kadoch, B., Contreras, J., Kristjanpoller, & Fredy. (2023). Reliability and availability modelling of a retrofitted Diesel-based cogeneration system for heat and hot water demand of an isolated Antarctic base. *Eksploatacja i Niezawodność – Maintenance and Reliability*, 25(3), 169779. <https://doi.org/https://doi.org/10.17531/ein/169779>
- El-Naggar, M., Sayed, A., Elshahed, M., & EL-Shimy, M. (2023). Optimal maintenance strategy of wind turbine subassemblies to improve the overall availability. *Ain Shams Engineering Journal*, 14(10), 102177. <https://doi.org/10.1016/j.asej.2023.102177>
- Faulstich, S., Hahn, B., & Tavner, P. (2011). Wind turbine downtime and its importance for offshore deployment. *Wind Energ.*, 14, 327-337. <https://doi.org/10.1002/we.421>
- Gao, J.-X., An, Z.-W., Ma, Q., & Bai, X.-Z. (2020). Residual strength assessment of wind turbine rotor blade composites under combined effects of natural aging and fatigue loads. *Eksploatacja i Niezawodność – Maintenance and Reliability*, 22(4), 601-609.

<https://doi.org/10.17531/ein.2020.4.3>

Gonzalez, E., Reder, M., & Melero, J. J. (2016). SCADA alarms processing for wind turbine component failure detection. *Journal of Physics: Conference Series*, 753(7), 072019.

<https://doi.org/10.1088/1742-6596/753/7/072019>

Huang, T., Xiahou, T., Li, Y.-F., Qian, H.-M., Liu, Y., & Huang, H.-Z. (2021). Reliability assessment of wind turbine generators by fuzzy universal generating function.

Eksploatacja i Niezawodność – Maintenance and Reliability, 23(2), 308-314.

<https://doi.org/10.17531/ein.2021.2.10>

IRENA. (2022). *Renewable Power Generation Costs in 2021*. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

<https://www.irena.org/Publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>

Koutoulakos, E. (2008). *Wind turbine reliability characteristics and offshore availability assessment*. Delft University Wind Energy Research Institute, DuWind. Aerospace Engineering.

<https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid:4cbe238f-fa7d-41c4-ac7d-80259cc68a1c>

Kristjanpoller, F., Cárdenas-Pantoja, N., Viveros, P., & Pascual, R. (2023). Wind farm life cycle cost modelling based on oversizing capacity under load sharing configuration,

Reliability Engineering & System Safety. *Reliability Engineering & System Safety*,

236, 109307. <https://doi.org/10.1016/j.ress.2023.109307>

Mur Amada, J. (2001). *Curso de energía eólica. Máster europeo en energías renovables y eficiencia energética*. Universidad de Zaragoza: Departamento de Ingeniería

Eléctrica. <https://www.windygrid.org/manualEolico.pdf>

- Ozturk, S., Fthenakis, V., & Faulstich, S. (2018). Failure Modes, Effects and Criticality Analysis for Wind Turbines Considering Climatic Regions and Comparing Geared and Direct Drive Wind Turbines. *Energies*, *11*(9), 2317. <https://doi.org/10.3390/en11092317>
- Peco Chacón, A. M., Segovia Ramírez, I., & García Márquez, F. P. (2023). False alarm detection in wind turbine by classification models. *Advances in Engineering Software*, *177*, 103409. <https://doi.org/10.1016/j.advengsoft.2023.103409>
- Peco Chacón, A. M., Segovia Ramírez, I., & García Márquez, F. P. (2023). K-nearest neighbour and K-fold cross-validation used in wind turbines for false alarm detection. *Sustainable Futures*, *6*, 100132. <https://doi.org/10.1016/j.sftr.2023.100132>
- Peco Chacón, A. M., Segovia Ramírez, I., & García Márquez, F. P. (2023). SCADA Data-Based Support Vector Machine for False Alarm Identification for Wind Turbine Management. *Intelligent Automation and Soft Computing*, *37*(3), 2595-2608. <https://doi.org/10.32604/iasc.2023.037277>
- Pinar Pérez, J. M., García Márquez, F. P., Tobias, A., & Papaelias, M. (2013). Wind turbine reliability analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *23*, 463-472. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.018>
- Qiu, Y., Feng, Y., & Infield, D. (2020). Fault diagnosis of wind turbine with SCADA alarms based multidimensional information processing method. *Renewable Energy*, *145*, 1923-1931. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.07.110>.
- Qiu, Y., Feng, Y., Tavner, P., Richardson, P., Erdos, G., & Chen, B. (2012). Wind turbine SCADA alarm analysis for improving reliability. *Wind Energy*, *15*(8), 951-966. <https://doi.org/10.1002/we.513>

- Rodríguez-López, M. A., López-González, L. M., López-Ochoa, L. M., & Las-Heras-Casas, J. (2016). Development of indicators for the detection of equipment malfunctions and degradation estimation based on digital signals (alarms and events) from operation SCADA. *Renewable Energy*, 99, 224-236. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.06.056>.
- Rufín, C. (25 de Noviembre de 2015). *ReVista*. (J. C. Erlick, Ed.) Harvard Review of Latin America: <https://revista.drclas.harvard.edu/wind-energy-in-latin-america/>
- Sarma, N., Tuohy, P. M., Özgönenel, O., & Djurović, S. (2023). Early life failure modes and downtime analysis of onshore type-III wind turbines in Turkey. *Electric Power Systems Research*, 216, 108956. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108956>
- Segovia Ramirez, I., Mohammadi-Ivatloob, B., & Garcia Márquez, F. P. (2021). Alarms management by supervisory control and data acquisition system for wind turbines. *Eksploatacja i Niezawodność – Maintenance and Reliability*, 23(1), 110-116. <https://doi.org/10.17531/ein.2021.1.12>
- Shafiee, M., & Sørensen, J. D. (2019). Maintenance optimization and inspection planning of wind energy assets: Models, methods and strategies. *Reliability Engineering & System Safety*, 192, 105993. <https://doi.org/10.1016/j.ress.2017.10.025>
- Tavner, P., Xiang, J., & Spinato, F. (2007). Reliability analysis for wind turbines. *Wind Energ.*, 10, 1-18. <https://doi.org/10.1002/we.204>
- Teixeira, W. C., Sanz-Bobi, M. Á., & Oliveira, R. C. (2022). Applying Intelligent Multi-Agents to Reduce False Alarms in Wind Turbine Monitoring Systems. *Energies*, 15(19), 7317. <https://doi.org/https://doi.org/10.3390/en15197317>
- Yang, W., & Yu, G. (2022). Federated Multi-Model Transfer Learning-Based Fault

- Diagnosis with Peer-to-Peer Network for Wind Turbine Cluster. *Machines*, 10(11), 972. <https://doi.org/https://doi.org/10.3390/machines10110972>
- Yolcan, O. O. (2023). World energy outlook and state of renewable energy: 10-Year evaluation. *Innovation and Green Development*, 2(4), 100070. <https://doi.org/10.1016/j.igd.2023.100070>
- Zare, S., & Ayati, M. (2021). Simultaneous fault diagnosis of wind turbine using multichannel convolutional neural networks. *ISA Transactions*, 108, 230-239. <https://doi.org/10.1016/j.isatra.2020.08.021>
- Zhang, W., & Ma, X. (2016). Simultaneous Fault Detection and Sensor Selection for Condition Monitoring of Wind Turbines. *Energies*, 9(4), 280. <https://doi.org/https://doi.org/10.3390/en9040280>