



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE EQUIPOS
ELÉCTRICOS Y MECÁNICOS DE AEROGENERADORES EN
PARQUES EÓLICOS: CASO APLICADO A UNA TORRE DE LA
CENTRAL DE HUASCACHACA**

Trabajo de titulación previo a la obtención
del título de Ingeniero Eléctrico

**AUTORES: JUAN ENRIQUE GUANUCHI CUMBE
JORGE DAMIAN UGUÑA ASTUDILLO**

TUTOR: ING. FREDDY FERNANDO CAMPOVERDE ARMIJOS, MGTR.

Cuenca – Ecuador

2024

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Juan Enrique Guanuchi Cumbe con documento de identificación N° 0106204936 y Jorge Damian Uguña Astudillo con documento de identificación N° 0150055119; manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 12 de Septiembre del 2024

Atentamente,



Juan Enrique Guanuchi Cumbe

0106204936



Jorge Damian Uguña Astudillo

0150055119

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL
TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA
SALESIANA**

Nosotros, Juan Enrique Guanuchi Cumbe con documento de identificación N° 0106204936 y Jorge Damian Uguña Astudillo con documento de identificación N° 0150055119, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto técnico: “Evaluación de la confiabilidad de equipos eléctricos y mecánicos de Aerogeneradores en parques eólicos: caso aplicado a una torre de la central de Huascachaca”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 12 de Septiembre del 2024

Atentamente,



Juan Enrique Guanuchi Cumbe

0106204936



Jorge Damian Uguña Astudillo

0150055119

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Freddy Fernando Campoverde Armijos con documento de identificación N° 0102339470, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE EQUIPOS ELÉCTRICOS Y MECÁNICOS DE AEROGENERADORES EN PARQUES EÓLICOS: CASO APLICADO A UNA TORRE DE LA CENTRAL DE HUASCACHACA”, realizado por Juan Enrique Guanuchi Cumbe con documento de identificación N° 0106204936 y por Jorge Damian Uguña Astudillo con documento de identificación N° 0150055119, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 12 de Septiembre del 2024

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:
FREDDY FERNANDO
CAMPOVERDE ARMIJOS

Ing. Freddy Fernando Campoverde Armijos, Mgtr.

0102339470

DEDICATORIA

A mis padres, Enrique y Fabiola. Por su amor incondicional, por ser mi apoyo en cada momento y por enseñarme el valor del esfuerzo y la perseverancia. Gracias por creer en mí incluso cuando yo dudaba, por sus palabras de aliento, su paciencia infinita y por haberme guiado con su ejemplo y sabiduría.

Este logro es tan suyo como mío, pues sin su apoyo constante y su fe en mis capacidades, no habría sido posible alcanzar esta meta. Les dedico este trabajo con todo mi cariño y gratitud, esperando que siempre se sientan orgullosos, como yo me siento de ustedes.

Juan Enrique Guanuchi Cumbe

Con profundo amor y gratitud, dedico este proyecto a mis queridos padres, Catalina y Jorge, quienes han sido un pilar fundamental en cada etapa de mi vida.

Gracias por su incondicional apoyo, por sus palabras de aliento en los momentos difíciles y por su constante confianza en mis capacidades, incluso en mis momentos difíciles, cuando estaba por desistir de mis metas. Ustedes han sido mi mayor motivación y fuente de fortaleza a lo largo de este extenso y desafiante proceso.

A través de su ejemplo de perseverancia, sacrificio y amor, me han enseñado el verdadero significado del esfuerzo y la dedicación. Han estado presentes en cada paso de este recorrido, brindándome su apoyo emocional, que me ha permitido superar cada obstáculo.

Este logro no sería posible sin ustedes, quienes me han mostrado que los sueños se alcanzan con trabajo arduo, constancia y, sobre todo, con el apoyo de quienes más te aman. Les dedico este triunfo, porque, aunque es mío, también es de ustedes.

Jorge Damian Uguña Astudillo

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mis padres por ser el pilar fundamental en este proceso, por enseñarme a no rendirme y guiarme siempre por el buen camino con sus sabios consejos. Gracias por su apoyo incondicional y por estar a mi lado en cada paso de este recorrido.

A mi hermano, por brindarme ánimos en las largas noches de estudio y por su compañía constante. Su presencia y palabras de aliento hicieron de este proceso una experiencia más llevadera. A mis abuelos, por su apoyo inquebrantable, su preocupación genuina y su cariño incondicional. Sus consejos y muestras de afecto han sido una ayuda de fortaleza e inspiración.

A las personas que estuvieron a mi lado durante este proceso, brindándome su ayuda y apoyo incondicional. A todos ellos, les agradezco de corazón, y aunque no los mencione uno por uno, ellos saben quiénes son. Gracias por ser parte de este logro.

Juan Enrique Guanuchi Cumbe

En primer lugar, agradezco profundamente a Dios, por ser mi guía en este proceso de preparación y mi luz en el camino. Gracias por darme la fuerza y la perseverancia necesarias para superar los desafíos, y por brindarme claridad cuando más la necesitaba. A mis padres, Catalina y Jorge, por su amor incondicional, su apoyo constante y por ser mi mayor fuente de inspiración. Gracias por sus sacrificios y por estar siempre a mi lado, ofreciéndome su fe inquebrantable y sus palabras de ánimo. A mis hermanos Jesús y Gabriel, por brindarme su apoyo y alegrías cuando lo más necesitaba a lo largo de este recorrido, esperando que sea de guía para ellos y que en un futuro sean unos grandes profesionales.

A mi tío, Juan Carlos, que fue como un segundo padre para mí, por estar siempre presente en mi vida y por brindarme tu cariño y sabiduría. Ha sido una figura esencial para mí, y una guía de inspiración para lograr conseguir mis metas a lo largo de este trayecto. A mis queridos abuelos, María y Roque, quienes también fueron un pilar importante en mi vida. Su amor, enseñanzas y ejemplo han dejado una huella imborrable en mi corazón. Y finalmente a mis amigos, tanto a los que viven cerca y fuera del país, que siempre estuvieron presentes, brindándome su compañía, ánimo y apoyo. Gracias por las largas horas compartidas, por sus consejos y por estar conmigo en cada etapa de este proceso.

Jorge Damian Uguña Astudillo

RESUMEN

En este presente trabajo se centra en la evaluación de la confiabilidad de los equipos eléctricos y mecánicos de aerogeneradores en la Central de Huascachaca, con afán de proporcionar una comprensión integral de su desempeño actual, abordando el sector de la energía eólica. Se utiliza métodos analíticos y simulación, se realiza un análisis del aerogenerador, destacando la evolución y relevancia. La elección de Huascachaca se justifica por su importancia académica y potencial impacto en la industria eólica en Ecuador.

Los objetivos incluyen evaluar el estado actual de los equipos, identificar factores que afectan la confiabilidad, analizar las prácticas de mantenimiento y proponer alternativas para mejorar el sistema. El marco teórico destaca la importancia de las energías renovables, la confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia, componentes clave y herramientas específicas como DigSILENT Power Factory. Las conclusiones resaltan la contribución al conocimiento en energía eólica, los beneficios potenciales a nivel académico, profesional, y la colaboración de nuestro tutor, con datos investigados aproximados del parque eólico de Huascachaca, como un factor clave para el éxito de la investigación.

Finalmente, la investigación se presenta como una oportunidad para contribuir al conocimiento en el campo de la energía eólica, con beneficios potenciales tanto a nivel académico como profesional. La colaboración del Ingeniero tutor y con datos investigados de la central Huascachaca, se destaca como fundamental para el éxito de la evaluación y la consecución de los objetivos de investigación.

ABSTRACT

This paper focuses on the evaluation of the reliability of the electrical and mechanical equipment of wind turbines at the Huaschachaca Power Plant, with the aim of providing a comprehensive understanding of their current performance, addressing the wind energy sector. Using analytical methods and simulation, an analysis of the wind turbine is carried out, highlighting its evolution and relevance. The choice of Huaschachaca is justified by its academic importance and potential impact on the wind industry in Ecuador.

The objectives include assessing the current state of the equipment, identifying factors affecting reliability, analysing maintenance practices and proposing alternatives to improve the system. The theoretical framework highlights the importance of renewable energy, reliability in electrical power systems, key components and specific tools such as DigSILENT Power Factory. The conclusions highlight the contribution to wind energy knowledge, the potential benefits at academic and professional level, and the collaboration of our tutor, with approximate research data from the Huaschachaca wind farm, as a key factor for the success of the research.

Finally, the research is presented as an opportunity to contribute to knowledge in the field of wind energy, with potential benefits at both academic and professional levels. The collaboration of the tutor engineer and with researched data from the Huaschachaca power plant, stands out as fundamental for the success of the evaluation and the achievement of the research objectives.

ÍNDICE GENERAL

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	I
CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR	II
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	III
DEDICATORIA	IV
AGRADECIMIENTO	V
RESUMEN	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABLAS	XIV
INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS	3
1 Marco teórico	4
1.1 Centrales Eólicas	4
1.2 Aerogeneradores	6
1.2.1 Funcionamiento del aerogenerador	6
1.2.2 Aerogeneradores según la Potencia Eléctrica Generada	7
1.2.3 Tipos de turbinas eólicas de los aerogeneradores	8
1.3 Componentes de un Aerogenerador	10
1.3.1 Componentes del Aerogenerador de la central de Huascachaca	11
1.4 Potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador	12
1.5 Ubicación de Aerogeneradores	14
1.6 Operación y Mantenimiento de Aerogeneradores	15
2 Conceptos básicos	18

2.1	Confiabilidad	18
2.2	Metodología de estudio de la confiabilidad	19
2.2.1	Análisis y Delimitación del Problema	19
2.2.2	Base de Datos necesaria	19
2.2.3	Modelamiento matemático	20
2.2.4	Desarrollo de cálculos apropiados	20
2.2.5	Análisis de resultados	20
2.3	Función de confiabilidad [19]	21
2.4	Tasa de falla, $\lambda(t)$ [19]	22
2.5	Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia	24
2.5.1	Confiabilidad de Generación en SEP	24
2.5.2	Confiabilidad en transformadores y líneas de transmisión	25
2.5.3	Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia en parques eólicos	25
2.6	Índices de confiabilidad de sistemas [13]	26
2.7	Factores de Confiabilidad en Aerogeneradores	32
2.8	DigSILENT Power Factory	33
3	Simulaciones y Resultados	34
3.1	PARAMETRIZACIÓN DE LAS FALLAS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO.	34
3.1.1	FALLA EN LOS AEROGENERADORES.	34
3.1.2	FALLA EN LOS TRANSFORMADORES.	35
3.1.3	FALLA EN LA LÍNEA.	36
3.2	EFFECTUAR LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD	38
3.2.1	Cálculo	38
3.2.2	Método	39
3.2.3	Periodo de tiempo calculado	39
3.2.4	Red	39
3.2.5	Definición automática de contingencias	40
3.2.5.1	Tipos de Contingencias Seleccionadas	40
3.3	ANÁLISIS Y RESULTADOS	41
3.3.1	Aerogenerador del grupo de Yuluc	44
3.3.1.1	Índices de confiabilidad del sistema (Un aerogenerador Yuluc)	45
3.3.1.2	Índices de confiabilidad por carga (Un aerogenerador del grupo Yuluc)	47
3.3.1.3	Índices de confiabilidad del sistema para (Un aerogenerador Uchucay)	48

3.3.1.4	Índices de confiabilidad por carga (Un aerogenerador Uchucay)	49
3.3.2	Análisis de confiabilidad en base a su carga para un aerogenerador de Yuluc	50
3.3.3	Análisis de confiabilidad en base a su carga para un aerogenerador de Uchucay	51
3.3.4	Análisis de confiabilidad en base a dos aerogeneradores	54
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	71
4.1	Conclusiones	71
4.2	Recomendaciones	72
	ANEXOS	74
A	Tablas de resultados de simulación de confiabilidad	75
B	Esquemas del Parque Eólico Huascachaca	84
C	Código Matlab para el diseño de Graficas	88
D	Diseño en DigSILENT Power Factory	92
	BIBLIOGRAFÍA	95

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1	Esquema básico de parque eólico [15]	4
1.2	Parque Eólico (Minas de Huascachaca)	5
1.3	Funcionamiento de un aerogenerador [17]	7
1.4	Clasificación de aerogeneradores (Diseño y posición según la dirección del viento [17])	8
1.5	Clasificación de aerogeneradores según el numero de palas [17]	9
1.6	Componentes principales de un aerogenerador [17]	10
1.7	Aerogeneradores instaladas y características técnicas [18]	11
1.8	Aerogeneradores instalados en parque eólico [18]	11
1.9	Potencia y coeficiente de empuje [18]	13
1.10	Curva de generación referencial Parque Eólico [18]	14
1.11	Mapa de la zona donde esta ubicada parque eólico de Huascachaca [17]	14
1.12	Ubicación de los aerogeneradores: Grupo Uchucay y Yuluc [18]	15
1.13	Ciclo de mantenimiento [17]	17
2.1	Funcion de confiabilidad [20]	22
2.2	Grafica de relacion de funciones [20]	23
3.1	Ventana de parametrización en la falla del aerogenerador.	35
3.2	Ventana de parametrización en la falla del transformador.	35
3.3	Datos de falla en el transformador.	36
3.4	Ventana de parametrización en la falla de la línea.	37
3.5	Datos de falla en la línea.	37
3.6	Ventana para la Evaluación de la Confiabilidad-Opciones sugeridas	38
3.7	Funcionamiento de una sola torre del grupo de aerogeneradores de Yuluc	44
3.8	Funcionamiento de una sola torre del grupo de aerogeneradores del grupo de Uchucay	48
3.9	Funcionamiento para dos aerogeneradores	54
3.10	Funcionamiento para dos aerogeneradores, segunda combinación.	55
3.11	Funcionamiento para dos aerogeneradores, tercera combinación.	56
3.12	Funcionamiento para dos aerogeneradores, cuarta combinación.	57
3.13	Valores de SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	59

3.14	Valores de CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)	60
3.15	Valores de SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	62
3.16	Valores de CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)	63
3.17	Valores de ASAI (Average Service Availability Index)	65
3.18	Valores de ASUI (Average System Unavailability Index)	66
3.19	Valores de ENS (Energy Not Supplied)	68
3.20	Valores de AENS (Average Energy Not Supplied)	69
A.1	Tabla de confiabilidad del sistema del Parque eólico	75
A.2	Tabla de confiabilidad de carga del parque eólico	75
A.3	Tabla de confiabilidad de sistema para una torre de Yuluc con carga de 3,57MW	76
A.4	Tabla de confiabilidad de carga para una torre de Yuluc con carga de 3,57MW	76
A.5	Tabla de confiabilidad de sistema para una torre de Uchucay con carga de 3,57MW	77
A.6	Tabla de confiabilidad de carga para una torre de Uchucay con carga de 3,57MW	77
A.7	Tabla de confiabilidad del sistema para un aerogenerador de Yuluc con carga de 3,2MW (90 %)	78
A.8	Tabla de confiabilidad del sistema para un aerogenerador de Yuluc con carga de 2,68MW(75 %)	78
A.9	Tabla de confiabilidad del sistema para un aerogenerador de Yuluc con carga de 2,14MW (60 %)	79
A.10	Tabla de confiabilidad del sistema para un aerogenerador de Yuluc con carga de 1,78MW (50 %)	79
A.11	Tabla de confiabilidad del sistema para un aerogenerador de Uchucay con carga de 90 % (3,2MW)	80
A.12	Tabla de confiabilidad del sistema para un aerogenerador de Uchucay con carga de 75 % (2,68MW)	80
A.13	Tabla de confiabilidad del sistema para un aerogenerador de Uchucay con carga de 60 % (2,14MW)	81
A.14	Tabla de confiabilidad del sistema para un aerogenerador de Uchucay con carga de 50 % (1,78MW)	81
A.15	Tabla de confiabilidad del sistema para dos aerogeneradores carga 6,5MW (combinación 1)	82
A.16	Tabla de confiabilidad del sistema para dos aerogeneradores carga 5MW (combinación 2)	82

A.17	Tabla de confiabilidad del sistema para dos aerogeneradores carga 4MW (combinación 3)	83
A.18	Tabla de confiabilidad del sistema para dos aerogeneradores carga 6MW (combinación 4)	83
B.1	Cálculo de flujo de carga en Power Factory	84
B.2	Cálculo de flujo de carga en Power Factory para un aerogenerador del grupo de Uchucay	85
B.3	Cálculo de flujo de carga en Power Factory para un aerogenerador del grupo de Yuluc	86
B.4	Introduccion de carga del 90 %	86
B.5	Introduccion de carga del 75 %	87
B.6	Introduccion de carga del 60 %	87
B.7	Introduccion de carga del 50 %	87
C.1	Código índice SAIFI	89
C.2	Código índice CAIFI	89
C.3	Código índice SAIDI	89
C.4	Código índice CAIDI	90
C.5	Código índice ASAI	90
C.6	Código índice ASUI	90
C.7	Código índice ENS	91
C.8	Código índice AENS	91
D.1	Esquema del Parque Eólico Huascachaca en Power Factory	92

ÍNDICE DE TABLAS

1.1	Especificaciones técnicas del modelo DEW D4000-148 Direct-Drive [18]	12
2.1	Relación entre $F(t)$, $f(t)$, $R(t)$, $\lambda(t)$ [20]	23
3.1	Índices de Confiabilidad del Sistema	41
3.2	Índices de Confiabilidad por carga	42
3.3	Índices de Confiabilidad del Sistema (Yuluc)	45
3.4	Índices de Confiabilidad por carga para una torre de Yuluc a una carga de 3,57MW.	47
3.5	Índices de Confiabilidad del Sistema (Uchucay)	48
3.6	Índices de Confiabilidad por carga.	49
3.7	Índices de Confiabilidad del Sistema a 90 % de su carga nominal para un aerogenerador (3,2MW)	50
3.8	Índices de Confiabilidad del Sistema a 75 % de su carga nominal para un aerogenerador (2,68MW)	50
3.9	Índices de Confiabilidad del Sistema a 60 % de su carga nominal para un aerogenerador (2,14MW)	51
3.10	Índices de Confiabilidad del Sistema a 50 % de su carga nominal para un aerogenerador (1,78MW)	51
3.11	Índices de Confiabilidad del Sistema a 90 % de su carga nominal para un aerogenerador (3,2MW)	52
3.12	Índices de Confiabilidad del Sistema a 75 % de su carga nominal para un aerogenerador (2,68MW)	52
3.13	Índices de Confiabilidad del Sistema a 60 % de su carga nominal para un aerogenerador (2,14MW)	53
3.14	Índices de Confiabilidad del Sistema a 50 % de su carga nominal para un aerogenerador (1,78MW)	53
3.15	Índices de Confiabilidad del Sistema con carga de 6,5MW para dos aerogeneradores	54
3.16	Índices de Confiabilidad del Sistema con carga de 5MW para dos aerogeneradores (segunda combinación)	55
3.17	Índices de Confiabilidad del Sistema con carga de 4MW para dos aerogeneradores (tercera combinación)	56

3.18 Índices de Confiabilidad del Sistema con carga de 4MW para dos aerogeneradores (cuarta combinación)	57
3.19 Análisis del Índice SAIFI por tipo de Aerogenerador	58
3.20 Análisis del Índice CAIFI por tipo de Aerogenerador	59
3.21 Análisis del Índice SAIDI por tipo de Aerogenerador	61
3.22 Análisis del Índice CAIDI por tipo de Aerogenerador	62
3.23 Análisis del Índice ASAI por tipo de Aerogenerador	64
3.24 Análisis del Índice ASUI por tipo de Aerogenerador	65
3.25 Análisis del Índice ENS por tipo de Aerogenerador	67
3.26 Análisis del Índice AENS por tipo de Aerogenerador	68

INTRODUCCIÓN

Las primeras máquinas eólicas documentadas datan del siglo VI d.C. Se usaban en la región de Sijistán para moler granos y bombear agua. Se desarrollaron molinos de viento con eje horizontal en las islas griegas con velas triangulares. Los molinos de viento se extendieron por Medio Oriente en el siglo XI d.C. y llegaron a Europa en el siglo XIII. Los holandeses lideraron su mejora y los utilizaron para drenar áreas pantanosas. En el siglo XV, se implementaron molinos para la producción de aceite, la fabricación de papel y el procesamiento de madera. Sin embargo, con la llegada de las máquinas de vapor durante la Revolución Industrial, su utilidad disminuyó considerablemente [1].

En 1888, Charles F. uso de la energía eólica para la generación de electricidad. Desarrollo un aerogenerador en Cleveland, Ohio, conocido como molino de poste Brush. Esta turbina, con un diseño similar al de un ventilador gigante equipado con una cola, permite que el rotor se accione mediante la fuerza del viento. El sistema produce alrededor de 12 kV, lo cual resulta suficiente para cargar un banco de baterías instalado en el sótano de la residencia de Brush. Dichas baterías suministran energía a lámparas y pequeños motores eléctricos [2]. La teoría de la aerodinámica en el siglo XX fue crucial para el desarrollo de los aerogeneradores actuales. Los científicos que investigaban en aplicaciones aeronáuticas establecieron los criterios para los nuevos aerogeneradores. Sin embargo, solo en los últimos años se logró la tecnología para convertir eficientemente la energía eólica en electricidad a gran escala. Los avances en materiales, aspas, rotores, generadores y sistemas de control han impulsado los cambios en los aerogeneradores modernos, que han aumentado de tamaño para aprovechar la mayor velocidad del viento a alturas más altas y maximizar la producción de energía eléctrica de manera rentable [3].

La confiabilidad de un sistema o componente se refiere a su capacidad de cumplir de forma consistente y exitosa con las funciones para las que fue diseñado o fabricado. Es un aspecto esencial en ingeniería para garantizar un rendimiento eficiente y sin

problemas a lo largo del tiempo. Se evalúa mediante métodos como análisis de datos, pruebas y simulaciones para estimar la probabilidad de fallos y la vida útil esperada [4]. Además, en el contexto de los sistemas de energía, la confiabilidad se refiere a la función principal de brindar energía eléctrica de manera confiable a los usuarios [5].

La evaluación de la confiabilidad es de suma importancia al considerar la planificación o expansión de los sistemas eléctricos de potencia [6]. Por este motivo, el análisis de confiabilidad en sistemas de generación y transmisión que operan de manera conjunta plantea un desafío técnico complejo y que requiere intensos cálculos computacionales. El objetivo es asegurar un suministro confiable en los puntos de carga, dentro de los parámetros apropiados [7]. Existen dos categorías básicas de métodos utilizados para la evaluación de confiabilidad del sistema eléctrico: los métodos analíticos y los métodos de simulación [8].

Los métodos analíticos se basan en modelos matemáticos y estadísticos para evaluar la confiabilidad del sistema eléctrico. Estos métodos utilizan técnicas como el análisis probabilístico y determinista. El análisis probabilístico considera eventos y variables aleatorias para calcular la confiabilidad del sistema, mientras que el análisis determinista se basa en valores determinados de las variables de entrada. Los métodos analíticos son útiles cuando se dispone de datos confiables y se pueden obtener resultados precisos utilizando fórmulas y ecuaciones [9].

Por otro lado, los métodos de simulación emplean modelos computacionales que simulan el comportamiento del sistema eléctrico a lo largo del tiempo, permiten evaluar la confiabilidad del sistema mediante la generación de múltiples escenarios y el análisis de su desempeño. Son útiles cuando se desea tener en cuenta la complejidad del sistema, la interacción dinámica de los componentes y la influencia de factores externos, como las condiciones climáticas. El método depende de varios factores, como disponer de datos, la complejidad del sistema, los objetivos de la evaluación y los recursos disponibles. En algunos casos, es posible combinar métodos analíticos y de simulación para obtener una evaluación más completa y precisa de la confiabilidad del sistema eléctrico [10] [11].

Para el análisis de la confiabilidad del Parque Eólico de Huascachaca se propone realizar el diseño de los aerogeneradores que contiene el parque, que son 14 aerogeneradores divididas en dos zonas, en la zona de Uchucay que conforma con 8 aerogeneradores y en la zona de Yuluc con 6 aerogeneradores, este diseño se propone realizar en el programa DigSILENT Power Factory, y evaluar su confiabilidad bajo los índices [12] [13] [14].

OBJETIVOS

Objetivo General

Evaluar la confiabilidad con metodología de análisis mediante índices obtenidos y en simulación para la central eólica Huascachaca

Objetivos Específicos

- Realizar un análisis detallado del estado actual de los equipos eléctricos y mecánicos de los aerogeneradores en la central de Huascachaca.
- Identificar y categorizar los factores que impactan significativamente en la confiabilidad de los aerogeneradores en el parque eólico de Huascachaca.
- Evaluar la gestión de mantenimiento existente en Huascachaca y su influencia en la confiabilidad de los equipos eléctricos y mecánicos.
- Proponer alternativas de mejoras para incrementar la confiabilidad en el sistema.

CAPÍTULO 1

Marco teórico

1.1. Centrales Eólicas

A nivel mundial, se proyecta un impacto creciente de las energías renovables, con la energía eólica destacándose de manera significativa. Se estima que, para el año 2100, cerca de un tercio de la matriz energética mundial estará conformada por fuentes renovables, incluidas la biomasa [15]. Por esa razón, resulta crucial establecer desde ahora los fundamentos para el empleo de tecnologías confiables que aseguren dicha misión en el futuro. Los estudios de confiabilidad examinados en relación a parques eólicos han abarcado distintos aspectos: la indagación de los registros de fallas en diversas partes de los aerogeneradores, tanto en componentes individuales como en unidades completas.

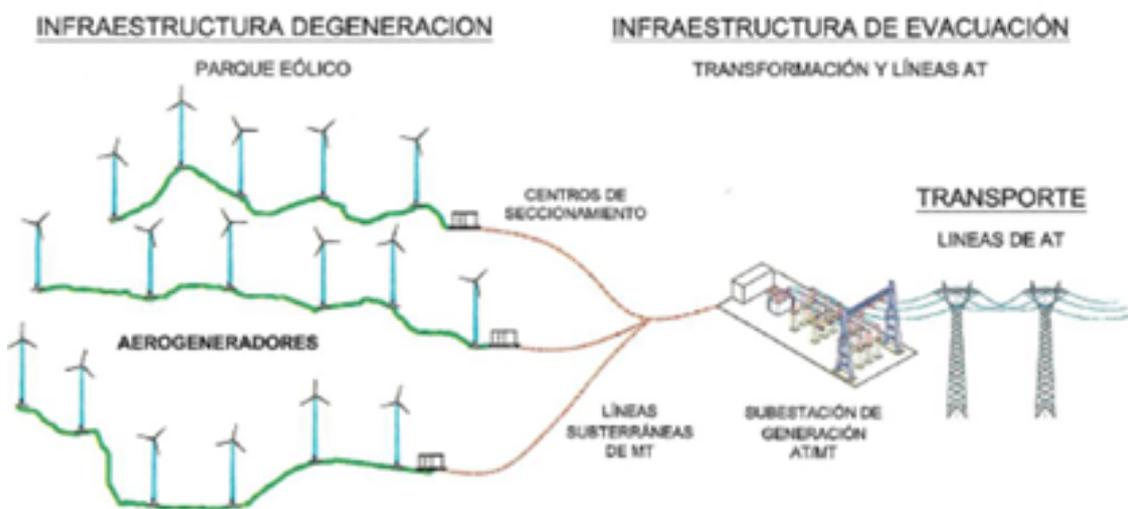


Figura 1.1: Esquema básico de parque eólico [15]

La creación de un parque eólico implica la edificación de diversas estructuras, que pueden ser agrupadas en tres categorías: infraestructura civil, infraestructura

eléctrica e infraestructura de control. La infraestructura civil engloba la construcción de accesos, plataforma de ensamblaje, bases para los aerogeneradores y edificaciones, entre otros componentes. La infraestructura eléctrica abarca la instalación de equipos eléctricos como aerogeneradores, circuitos colectores, subestaciones y líneas de salida de alta tensión. La infraestructura de control se compone de un sistema automatizado que incluye una red de control interconectada y un ordenador central. Este sistema utiliza software especializado para gestionar la activación o desactivación parcial o total del parque eólico, registrar datos operativos, realizar maniobras y mantener comunicación continua con centros de control remotos [16].

Durante la última década en Ecuador, se ha impulsado activamente la investigación y desarrollo de nuevas fuentes de generación de energía, centrándose en particular en fuentes renovables que tengan un impacto ambiental mínimo. Un ejemplo destacado de esta iniciativa se encuentra en la provincia de Galápagos, donde se ha implementado una central eólica para suministrar electricidad a esta región insular.

En este contexto, se destaca el proyecto eólico Villonaco, ubicado en la provincia de Loja. Este proyecto, que ha estado operativo desde enero de 2013, es pionero en la región y aporta una capacidad de 16,5 MW de energía eléctrica para beneficio de todo el país [16].



Figura 1.2: Parque Eólico (Minas de Huascachaca)

1.2. Aerogeneradores

Un aerogenerador es un dispositivo diseñado para la generación de electricidad mediante una turbina impulsada por el viento, conocida como turbina eólica. Su origen se remonta a los molinos de viento, que históricamente se usaban para moler grano y obtener harina. En un aerogenerador, la energía cinética del aire en movimiento se transforma en energía mecánica al actuar sobre un rotor con forma de hélice. Esta energía mecánica es transmitida a un generador mediante un sistema de transmisión mecánica, donde se convierte la energía rotacional en energía eléctrica.

Estos aerogeneradores se categorizan según la potencia que generan, la orientación del aerogenerador en relación con el viento, la cantidad de palas que poseen o el método que emplean para producir energía [17].

1.2.1. Funcionamiento del aerogenerador

El aerogenerador inicia su operación en la etapa de preparación para el arranque, siempre que el sistema de control no identifique fallos y todos los componentes de conexión a las redes estén disponibles. Después del tiempo de espera reglamentario, y una vez que el aerogenerador ha comenzado el proceso de arranque, las palas del rotor se mueven desde la posición de bandera (aproximadamente 90°) hacia la posición de funcionamiento en vacío [17]. En este punto, el aerogenerador comienza a girar libremente a una velocidad reducida del rotor.

El aerogenerador comienza el proceso de puesta en marcha real cuando, durante un período de verificación, la velocidad media del viento supera la velocidad de arranque requerida. Los aerogeneradores opera a diferentes funcionamientos, adaptándose a las condiciones del viento y las necesidades de generación de energía [17]. A continuación, se muestra algunos de sus funcionamientos.

- Funcionamiento normal.
- Funcionamiento normal a carga parcial.
- Funcionamiento en vacío.
- Parada del aerogenerador.

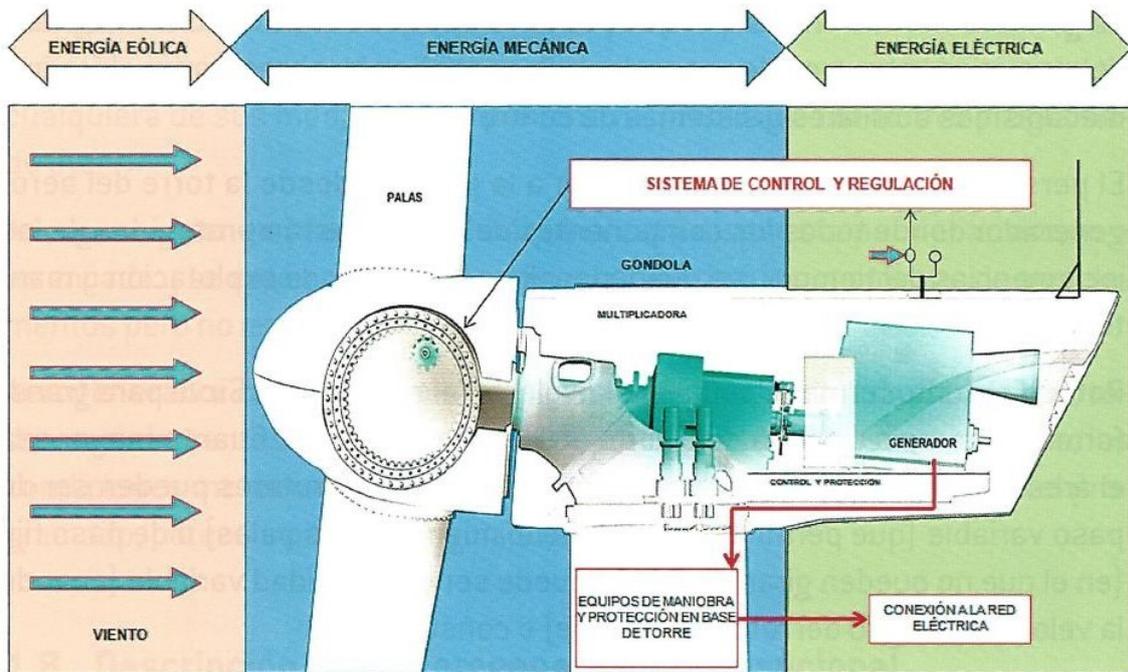


Figura 1.3: Funcionamiento de un aerogenerador [17]

1.2.2. Aerogeneradores según la Potencia Eléctrica Generada

Los aerogeneradores se clasifican principalmente según su capacidad de generar potencia eléctrica. Esta clasificación determina el tipo de aplicación y la escala de las instalaciones donde se utilizarán [17]. Se presenta aerogeneradores según la potencia que genera.

- Pequeños aerogeneradores: estos aerogeneradores son aquellos cuya potencia es inferior a 30 kW y se utilizan principalmente en instalaciones aisladas y para la producción de energía.
- Aerogeneradores de tamaño medio: son los aerogeneradores más comunes en la actualidad, con una capacidad de generación que varía entre 30 kW y 1000 kW.
- Máquinas multimegavatio: Estos aerogeneradores con potencias superiores a un megavatio (1 MW) y representan la tecnología de aerogeneradores más avanzada y utilizada en la actualidad.

Estos aerogeneradores tanto pequeños, medianos y las maquinas multimegavatio, pueden llegar a generar una gran cantidad de energía y emplear principalmente para parques eólicos.

1.2.3. Tipos de turbinas eólicas de los aerogeneradores

Las turbinas eólicas se clasifican según el tipo de rotor y la orientación de su eje de giro. Se distinguen las turbinas de eje vertical y las turbinas de eje horizontal.

Las turbinas eólicas de eje vertical presentan la ventaja de no requerir sistemas de orientación activa para capturar la energía del viento. Además, el tren de potencia, el generador eléctrico y los sistemas de control están ubicados a nivel del suelo. Por otro lado, las turbinas eólicas de eje horizontal tienen rotores cuyas palas giran en dirección perpendicular a la velocidad del viento incidente. La velocidad de giro de estas turbinas está inversamente relacionada con el número de palas y con un parámetro llamado solidez, que representa la relación entre la superficie ocupada por las palas y la superficie barrida por ellas.

Dentro del eje horizontal, se distinguen las aeroturbinas lentas, que tienen rotores multipala. Estos rotores suelen tener entre 6 y 24 palas, lo que les confiere una alta solidez. Presentan un alto par de arranque y una baja velocidad de giro. Debido a su baja velocidad de rotación, estas turbinas se han utilizado principalmente en aplicaciones de bombeo de agua y no se utilizan comúnmente para la generación de energía eléctrica.

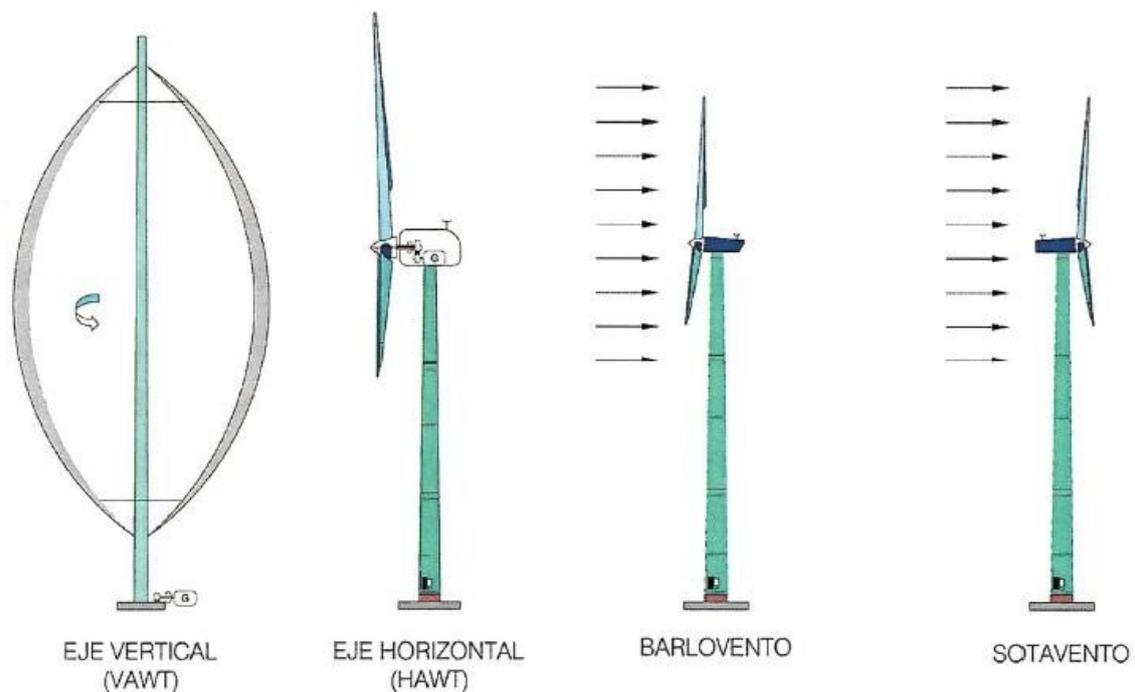


Figura 1.4: Clasificación de aerogeneradores (Diseño y posición según la dirección del viento [17])

Las Aero turbinas de alta velocidad están equipadas con rotores tipo hélice que operan a una velocidad superior en comparación con los rotores multipala. En estas turbinas, la velocidad lineal en la punta de las palas puede ser de 6 a 14 veces la velocidad del viento incidente, bajo condiciones de diseño óptimas. Este diseño las hace más eficientes para la generación de energía eléctrica, ya que el mecanismo de ajuste de la velocidad de giro de la turbina en relación con la del generador es más compacto y económico. Además, los rotores tipo hélice presentan un par de arranque reducido, facilitando su puesta en marcha durante el proceso de conexión.

En los rotores tipo hélice, el número más común de palas es tres. Este diseño proporciona una mejor estabilidad estructural y aerodinámica, reduce la emisión de ruido y mejora el rendimiento energético en comparación con rotores de una o dos palas.

Además, los aerogeneradores se pueden clasificar según su disposición respecto a la dirección del viento incidente. Existen turbinas en configuración barlovento y sotavento. Las turbinas en posición de barlovento requieren un sistema de orientación activo, dado que la velocidad del viento incide directamente sobre el rotor antes de afectar la torre. En contraste, las turbinas en configuración sotavento utilizan un sistema de orientación pasivo, que consiste en inclinar ligeramente las palas hacia el lado opuesto a la torre.

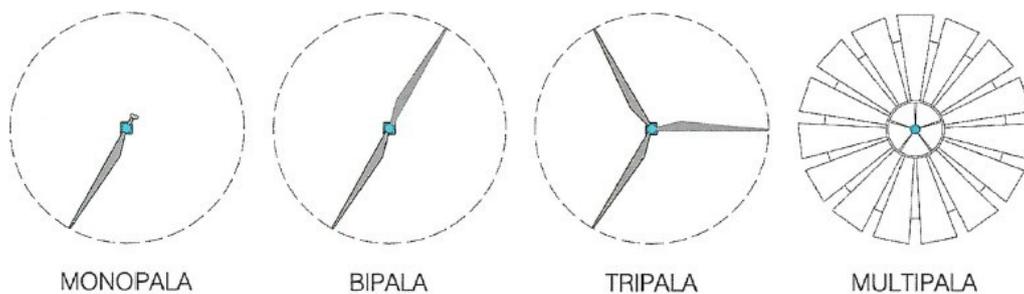


Figura 1.5: Clasificación de aerogeneradores según el numero de palas [17]

La configuración a sotavento es menos común debido a las elevadas cargas aerodinámicas que se generan en la máquina. Cuando la pala pasa por la zona de influencia de la torre, no recibe viento y, por lo tanto, no transmite par aerodinámico, lo que puede causar fluctuaciones de potencia y fatiga en los materiales. [17]

1.3. Componentes de un Aerogenerador

Cada aerogenerador consta de una serie de componentes esenciales que trabajan en conjunto para convertir la energía cinética del viento en electricidad. Estos componentes incluyen las palas, el generador, el sistema de control, el buje, la góndola y la torre. La confiabilidad de un aerogenerador depende en gran medida del funcionamiento óptimo de estos elementos.

Las palas, por ejemplo, son cruciales para la captura eficiente del viento. Cualquier daño o desgaste en las palas puede reducir la producción de energía y aumentar los costos de mantenimiento [17]. El generador, que convierte la energía mecánica en electricidad, debe mantenerse en óptimas condiciones para garantizar un rendimiento confiable.

En el proceso de conversión de energía en los aerogeneradores intervienen principalmente el rotor eólico, el tren de potencia y el generador eléctrico, que están conectados a través de una caja de velocidades. Algunos sistemas incorporan convertidores electrónicos entre el generador y la red eléctrica. Estos convertidores regulan la velocidad de rotación del generador y ajustan la energía eléctrica producida [17].

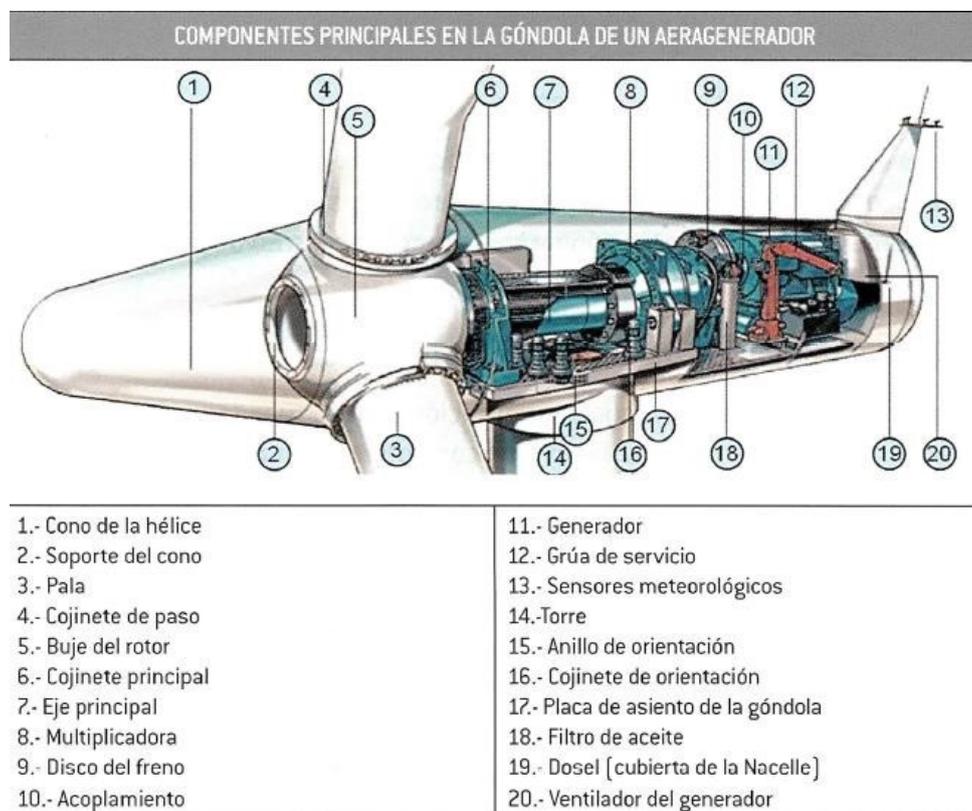


Figura 1.6: Componentes principales de un aerogenerador [17]

1.3.1. Componentes del Aerogenerador de la central de Huascachaca

El modelo del aerogenerador que esta en uso en la central de Huascachaca es el DEW D4000-148 Direct-Drive, el aerogenerador combina la alta capacidad de generar energía, tener una eficiencia y una tecnología moderna, siendo adecuado para abastecer la central de Huascachaca [18]. En la figura 1.7, se muestra las características principales de estos aerogeneradores utilizados en la central.

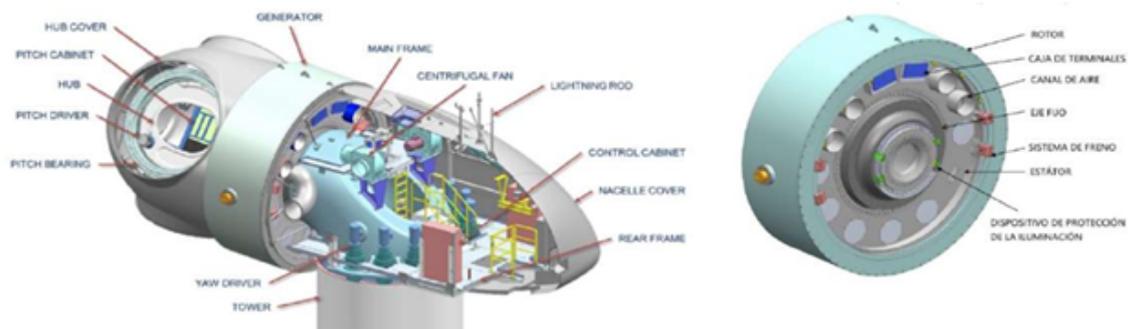


Figura 1.7: Aerogeneradores instaladas y características técnicas [18]

En la central de Huascachaca se han instalado 14 aerogeneradores modelo DEW D4000-148 Direct-Drive. Cada unidad está diseñada para optimizar la captura de energía eólica, garantizando un rendimiento confiable y constante. La implementación de estos equipos representa el aprovechamiento de los recursos renovables en la región que está instalada estos aerogeneradores.



Figura 1.8: Aerogeneradores instalados en parque eólico [18]

El aerogenerador implementado en la central de Huascachaca, el modelo DEW D4000-148 Direct-Drive contiene especificaciones técnicas, detalladas a continuación en la tabla 1.1.

Especificaciones Técnicas	
Datos generales	
Potencia nominal	3,570 MW - 4MW
Clase de viento	IEC S
Control	Pitch y velocidad variable
Temperatura operativa estándar	Rango desde -10°C a +40°C
Velocidad del Viento de arranque	2,5 m/s
Velocidad del Viento Nominal	11, 5 m/s
Velocidad de parada del Viento	20 m/s
Rotor	
Diámetro	148 m
Área de barrido	17.203 m ²
Velocidad de giro	5,8 - 12,375 rpm
Altura del cubo	90 m
Palas	
Longitud	72,5 m
Perfil	DEC
Material	GFRP "Glass Fiber Reinforced Plastics"
Torre	
Tipo	Torre Tubular tipo cono
Altura del cubo	90 m
Generador	
Tipo	Direct-Drive
Tensión	690 V
Frecuencia	8,4 Hz
Clase de protección	IP 54
Factor de potencia	0,95

Tabla 1.1: Especificaciones técnicas del modelo DEW D4000-148 Direct-Drive [18]

1.4. Potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador

La potencia y el coeficiente son dos aspectos fundamentales para el funcionamiento correcto del aerogenerador. La potencia determina la energía que puede generar el aerogenerador, mientras que el coeficiente de empuje evalúa la eficiencia y las cargas mecánicas a las que están integradas en el equipo, estos parámetros son esenciales para operar y mantener a los aerogeneradores eficiente y duraderos.

En la Figura 1.9 se muestran los valores de potencia y coeficiente de empuje en función de la velocidad del viento para este modelo de aerogenerador, ajustados a una densidad del aire de 1.044 kg/m^3 , que corresponde a las condiciones del sitio donde se ubicará el parque eólico [18].

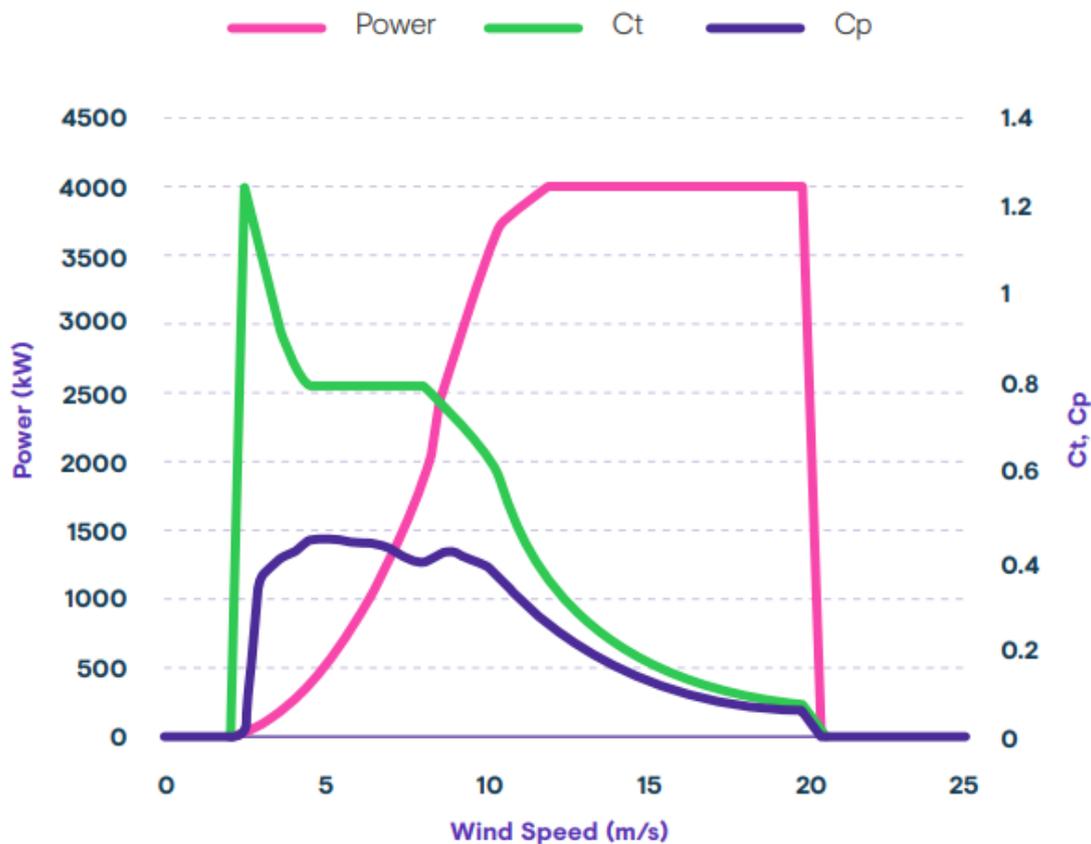


Figura 1.9: Potencia y coeficiente de empuje [18]

dende,

- *Power*: La potencia en kilovatios (kW).
- *Ct*: El coeficiente de empuje (Ct).
- *Cp*: El coeficiente de potencia (Cp).

Con la curva de potencia del aerogenerador a instalarse y las características del recurso eólico en el sitio, la Figura 1.10 muestra las curvas referenciales de potencia en servicio para diferentes meses del año. Estas curvas proporcionan una visión general del rendimiento esperado del parque eólico de Huacachaca [18].

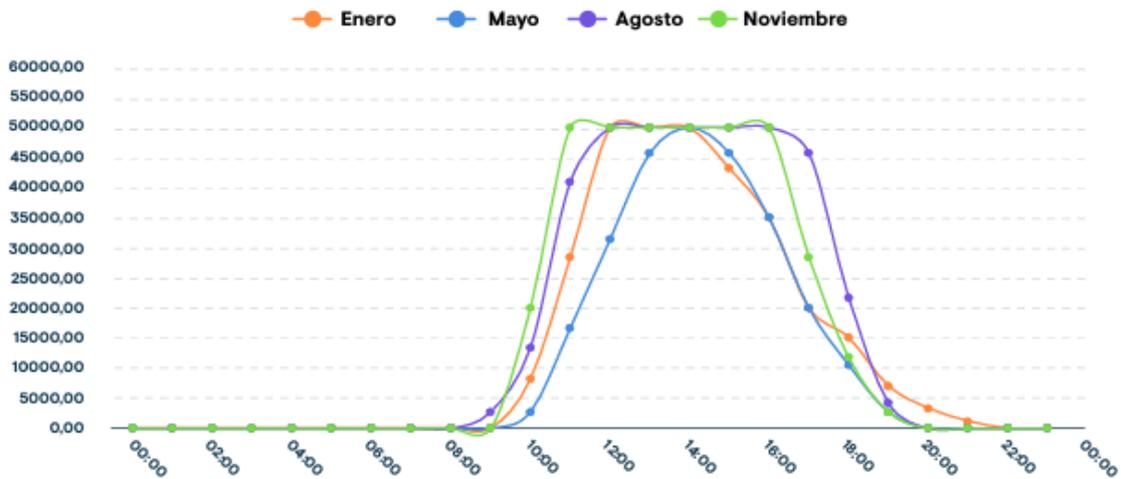


Figura 1.10: Curva de generación referencial Parque Eólico [18]

1.5. Ubicación de Aerogeneradores

La disposición y ubicación de los aerogeneradores dentro del Parque Eólico de Huascachaca, son planificadas para garantizar una máxima captura del recurso del viento y para minimizar los impactos tanto ambientales como sociales.

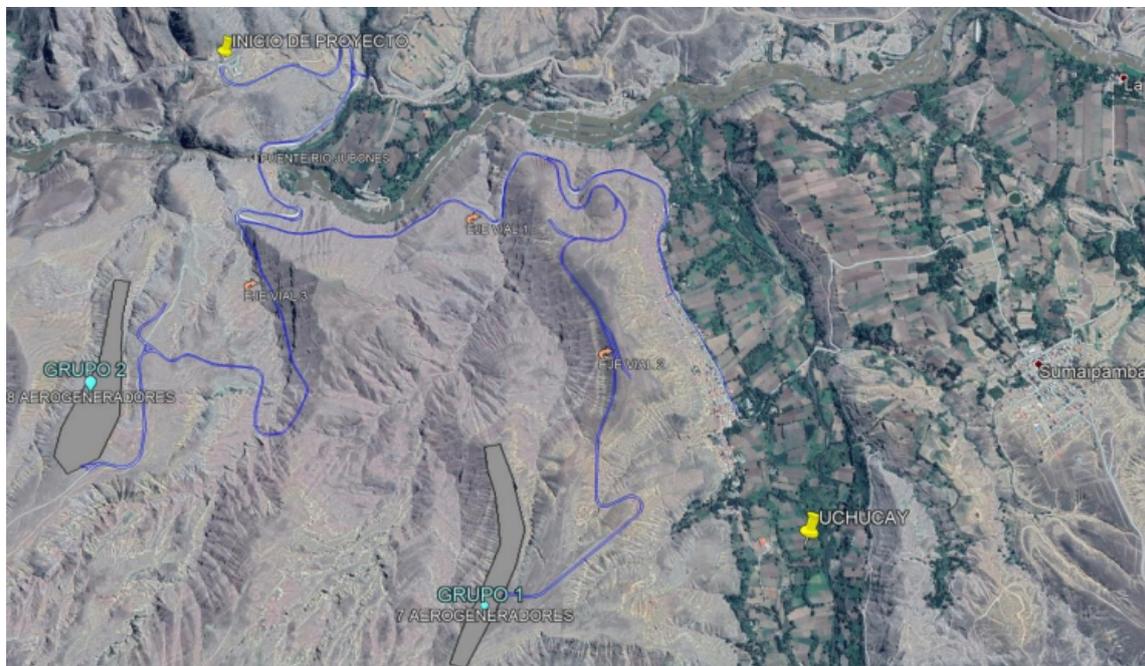


Figura 1.11: Mapa de la zona donde está ubicada el parque eólico de Huascachaca [17]

Los 14 aerogeneradores del Parque Eólico de Huascachaca están distribuidos en dos grupos: el Grupo Uchucay y el Grupo Yuluc.

- Grupo Uchucay: Ubicado en la parte norte del Parque Eólico de Huascachaca, consta de 8 aerogeneradores localizados sobre la meseta.
- Grupo Yuluc: Ubicado en la parte sur del Parque Eólico de Huascachaca, consta de 6 aerogeneradores localizados sobre la meseta.

En la figura 1,12, se ubica los aerogeneradores de estos dos grupos, aprovecha la máxima generación de energía y asegura una producción más estable. La distribución también facilita la integración de la red eléctrica, en la cual garantiza un suministro de energía eficiente.

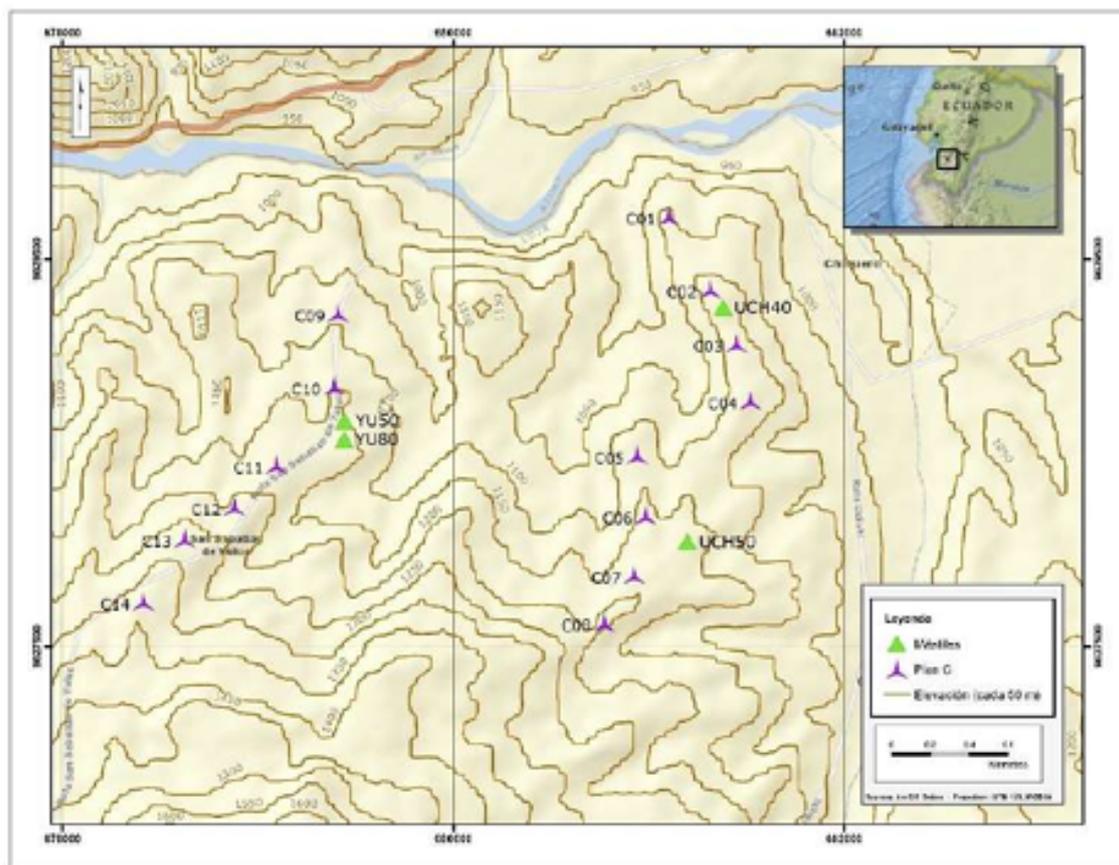


Figura 1.12: Ubicación de los aerogeneradores: Grupo Uchucay y Yuluc [18]

1.6. Operación y Mantenimiento de Aerogeneradores

La operación y el mantenimiento de aerogeneradores en parques eólicos son aspectos críticos para garantizar su confiabilidad y disponibilidad. Los operadores de parques eólicos implementan estrategias de mantenimiento preventivo y predictivo para minimizar el tiempo de inactividad y maximizar la producción de energía [17].

El mantenimiento de los aerogeneradores implica inspecciones y reparaciones regulares, programadas en función de la vida útil esperada de los componentes clave. Los aerogeneradores se someten a inspecciones visuales, pruebas de aceite, monitoreo de vibraciones y otras técnicas de diagnóstico para detectar posibles problemas antes de que se conviertan en fallas graves [17].

El mantenimiento de los aerogeneradores de la central de Huascachaca pueden organizarse de la siguiente manera para asegurar su funcionamiento óptimo y garantizar una mejor producción de energía.

- **Mantenimiento preventivo:** El mantenimiento preventivo se realiza antes de que ocurra un fallo, por lo cual se da a intervalos de tiempo prefijados. Consiste en realizar mediciones, reparaciones o cambios de componentes o piezas en base a la información disponible [17].
- **Mantenimiento basada en condicion:** Es el mantenimiento preventivo basado en el conocimiento del estado de una instalación, sistema o equipo por inspección y medición periódica o continua de algún parámetro significativo [17].
- **Mantenimiento predeterminado:** Es un tipo de mantenimiento cíclico, independiente de la condición, tradicionalmente llamado mantenimiento preventivo planificado [17].
- **Mantenimiento correctivo:** Este tipo de mantenimiento, como su nombre lo dice, se realiza cuando se ha producido el fallo. El mantenimiento correctivo presenta ciertos inconvenientes, siendo uno de los más importantes el hecho de que un fallo de un elemento puede a su vez acarrear daños a otros elementos del sistema y por ende aumentar los costos de reparación totales [17]

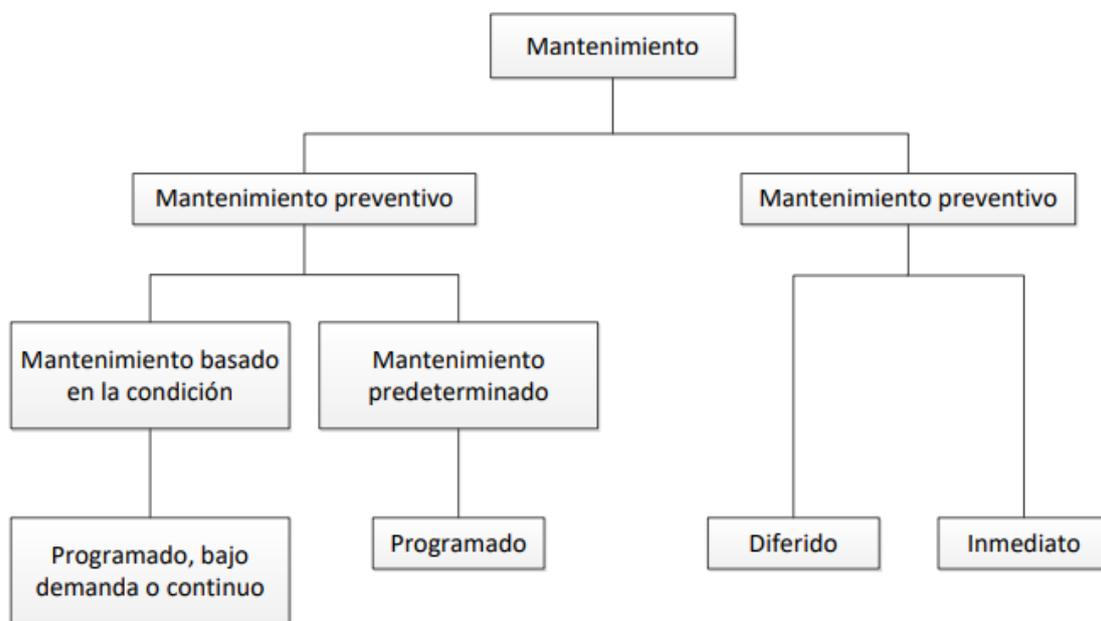


Figura 1.13: Ciclo de mantenimiento [17]

CAPÍTULO 2

Conceptos básicos

2.1. Confiabilidad

La confiabilidad de un sistema está relacionada con su capacidad para desarrollar una tarea o actividad específica, tomando en cuenta su capacidad nominal, las condiciones ambientales, y los requisitos de calidad y seguridad. Por tal razón, la confiabilidad puede evaluarse mediante propiedades tanto cualitativas como cuantitativas [19].

En el ámbito de la ingeniería, es más eficiente emplear un índice cuantitativo en lugar de uno cualitativo. La capacidad de un sistema se expresa mediante diversos índices cuantitativos, que varían según los objetivos específicos de la evaluación [19].

La confiabilidad es un concepto que abarca muchas facetas y puede entenderse de distintas maneras según el contexto y el enfoque. A continuación, se presentan algunas definiciones de confiabilidad en el contexto sistemas eléctricos.

- La capacidad del sistema se define como su habilidad para operar dentro de los límites establecidos de interrupciones, tanto en términos de duración como de frecuencia. Esto se refiere a la disponibilidad constante del sistema, es decir, su capacidad para estar operativo de manera continua.
- Se considera una medida de la calidad del servicio técnico brindado al consumidor, asegurando el mínimo de interrupciones.
- El rendimiento óptimo de la red se evalúa como un todo, y su capacidad de operar durante el máximo tiempo posible sin fallas dentro de un periodo determinado.

2.2. Metodología de estudio de la confiabilidad

La metodología de estudio es el enfoque estructurado y de procedimientos en la que se guía la investigación o análisis de un tema específico. La metodología para llevar a cabo estudios de confiabilidad, que se aplica en la evaluación de sistemas técnicos, componen una serie de pasos.

2.2.1. Análisis y Delimitación del Problema

El propósito de este análisis es identificar y justificar el objeto de investigación. Implica un estudio detallado de los procesos, comportamientos e interacciones que se presenta en la realidad.

Por lo general resulta necesario descomponer el sistema a estudiar en componentes con determinadas vinculaciones. Por ejemplo, el generador puede analizarse como un componente dentro del sistema de generación o como un sistema compuesto por turbinas, generadores y otros elementos [19].

Esta etapa puede definirse que problema muestra como factible de establecer, con hipótesis serán necesaria y que no sea necesario la investigación.

2.2.2. Base de Datos necesaria

Para realizar el análisis de sistemas técnicos, es imprescindible contar con datos que describan el sistema, incluyendo sus componentes y las condiciones bajo las cuales opera.

La información sobre el comportamiento de los componentes y del sistema se obtiene mediante la observación de su rendimiento histórico. No obstante, estos datos pueden estar afectados por incertidumbres debido a la limitación en el tamaño de las muestras disponibles.

En el caso de los sistemas, es necesario recopilar la mayor cantidad posible de datos para asegurar una mayor precisión en las estadísticas de fallos. La incertidumbre en los datos estadísticos, provocada por la cantidad limitada de muestras, requiere especial atención durante la evaluación y los cálculos estadísticos [19].

2.2.3. Modelamiento matemático

Se realiza un proceso de abstracción para reemplazar el sistema real por un modelo matemático que represente sus propiedades y comportamiento, lo que permite efectuar cálculos numéricos de manera más eficiente.

Es importante considerar el problema a resolver y los elementos proporcionados por los datos reales, de modo que las simplificaciones aplicadas no comprometan de manera significativa la precisión de los resultados [19].

2.2.4. Desarrollo de cálculos apropiados

Para determinar las magnitudes que describen el comportamiento del sistema, se utilizan herramientas matemáticas conocidas, realizando las modificaciones y ajustes necesarios para adaptarlas al problema específico en cuestión.

El criterio principal para la selección de los procedimientos de cálculo es la precisión de los resultados, la cual está determinada por la exactitud de los datos disponibles y la adecuación de los modelos matemáticos utilizados. [19]. Además, es importante considerar el tiempo requerido para realizar los cálculos con cada procedimiento. .

2.2.5. Análisis de resultados

La solución del problema se obtiene con la estimación de datos de sistema, de como se comporta en un futuro estimado, la influencia en los resultados y la comparación de variantes que se han propuesto en el proceso.

Se toma en cuenta maximizar el sistema de confiabilidad, y determinar los puntos débiles en la que exigen un esfuerzo de la confiabilidad y que los costos del sistema se minimicen.

2.3. Función de confiabilidad [19]

La confiabilidad $R(t)$ se expresa como la probabilidad de que un equipo del sistema cumpla satisfactoriamente las funciones para las que ha sido diseñado a lo largo de un intervalo de tiempo específico, bajo condiciones ambientales y de operación adecuadas [20].

La función de confiabilidad $R(t)$, se define como la probabilidad de que un componente supere su tiempo de vida t .

$$R(t) = \Pr(T > t) \quad (2.1)$$

Si se conoce que la función de probabilidad acumulada esta definida por:

$$F(x) = \Pr(X \leq x) \quad 0 \leq F(x) \leq 1 \quad (2.2)$$

Donde “ x ” es una variable aleatoria continua cualquiera.

Cuando la variable aleatoria “ x ” describe tiempos en el intervalo de 0 a ∞ , la función de distribución acumulada se define como:

$$F(t) = \Pr(T \leq t) = \int_0^t f(t) dt \quad \int_0^{\infty} f(t) dt = 1 \quad (2.3)$$

Relacionando la función de confiabilidad $R(t)$ de la expresión (2.1) con la función de probabilidad acumulada $F(t)$ de la expresión (2.3) se tiene:

$$R(t) = 1 - F(t) = 1 - \int_0^t f(t) dt \quad (2.4)$$

Para un equipo aislado, de acuerdo con las ecuaciones proporcionadas, la función de confiabilidad sigue una forma exponencial decreciente. La probabilidad de que el equipo opere bajo condiciones óptimas es mayor al principio de su vida útil. Con

el tiempo, esta probabilidad disminuye debido a la exposición del componente a factores externos que afectan su vida útil y su rendimiento [20].

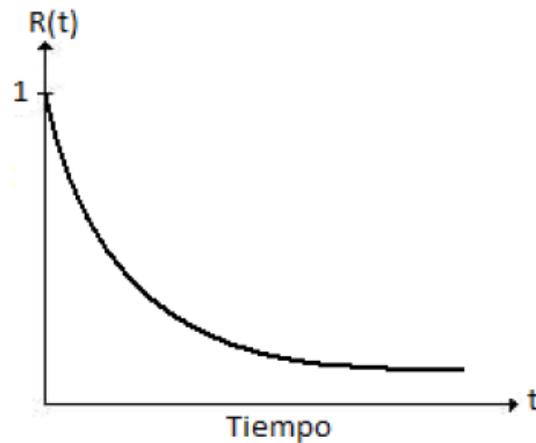


Figura 2.1: Funcion de confiabilidad [20]

2.4. Tasa de falla, $\lambda(t)$ [19]

La tasa de falla $\lambda(t)$, se define como el número de fallas que ocurre en un equipo del sistema durante un intervalo de tiempo específico. Esta tasa se expresa en términos de fallas por año, representando la frecuencia con la que se pueden experimentar fallas en el equipo durante un año de funcionamiento. La tasa de falla, denotada como λ mide la ocurrencia de fallos en un componente en función del tiempo [20]. El fallo de un componente se considera en el momento en que se encuentra operando dentro del intervalo definido.

$$\lambda(t)\Delta t = P(t \leq T \leq t + \Delta t \mid T > t) \quad (2.5)$$

Donde $P(t \leq T \leq t + \Delta t \mid T > t)$ es una probabilidad condicionada, si se reemplaza la ecuación (2.5) se tiene la expresión para la tasa de fallas.

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (2.6)$$

Quedando integrado de la expresión entre 0 y t, despejando la función de confiabilidad R(t) se obtiene.

$$R(t) = e^{-\int_0^t F(t) dt} \quad (2.7)$$

Entre la función de confiabilidad y la tasa de fallo, existe funciones conjuntas que se indican en la siguiente tabla 2.1.

	$F(t)$	$f(t)$	$R(t)$	$\lambda(t)$
$F(t)$	—————	$\int_0^t f(t) dt$	$1 - R(t)$	$1 - e^{-\int_0^t F(t) dt}$
$f(t)$	$\frac{dF(t)}{dt}$	—————	$-\frac{dR(t)}{dt}$	$\lambda(t) \cdot e^{-\int_0^t F(t) dt}$
$R(t)$	$1 - F(t)$	$\int_t^\infty f(t) dt$	—————	$e^{-\int_0^t F(t) dt}$
$\lambda(t)$	$\frac{\frac{dF(t)}{dt}}{1 - F(t)}$	$\frac{f(t)}{\int_t^\infty f(t) dt}$	$-\frac{d(\ln R(t))}{dt}$	—————

Tabla 2.1: Relación entre $F(t)$, $f(t)$, $R(t)$, $\lambda(t)$ [20]

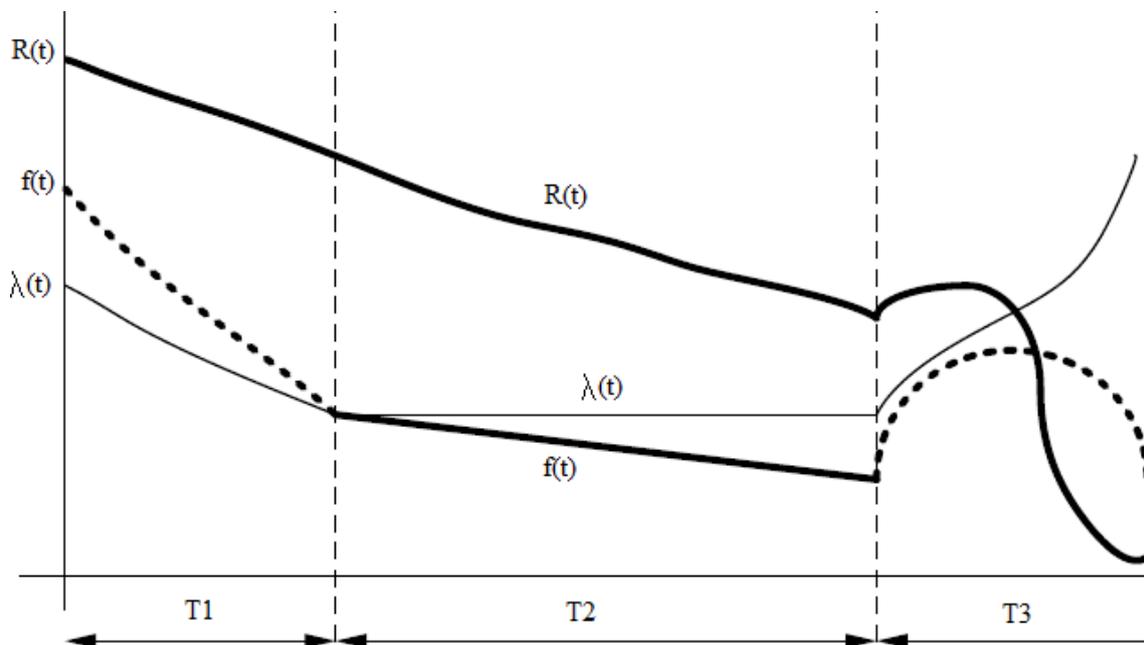


Figura 2.2: Grafica de relacion de funciones [20]

En general para componentes no reparables se tiene una curva característica de la tasa de fallas (t) en función del tiempo como se muestra en la figura 2.2. Las funciones de tasa de fallas suelen clasificarse según su comportamiento a lo largo del tiempo, pueden incrementar, decrecer o mantenerse constantes.

2.5. Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia

En la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia (SEP) es la probabilidad de que el sistema satisfaga varias necesidades de energía eléctrica de los usuarios de manera continua y con un nivel de calidad adecuado [21].

Las empresas eléctricas no pueden asegurar un suministro ininterrumpido de energía eléctrica debido a las fallas impredecibles de los equipos. Por lo tanto, deben concentrar sus esfuerzos en ofrecer un nivel aceptable de confiabilidad, considerando las limitaciones económicas [21].

La evaluación de la confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia (SEP) se puede clasificar según el segmento del sistema al que se aplica. Estos segmentos se dividen en función de las áreas funcionales de generación, transmisión y distribución.

- Confiabilidad en sistemas de generación
- Confiabilidad en sistemas de transformación
- Confiabilidad en líneas de transmisión

2.5.1. Confiabilidad de Generación en SEP

La tecnología para generar energía eléctrica a partir del viento ha avanzado significativamente, por lo que se han realizado estudios en todo el mundo para evaluar el potencial eólico para la producción de electricidad.

El incremento en la cantidad de centrales eléctricas eólicas conectadas a la red ha impulsado la necesidad de desarrollar metodologías más amplias para evaluar el desempeño actual y futuro de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) con la inclusión de estos generadores. Dos de los factores clave a analizar son la confiabilidad de la generación del sistema y la suficiencia de la capacidad de generación. Específicamente, es fundamental crear metodologías para determinar los niveles adecuados de reserva de capacidad instalada mediante la evaluación de índices de riesgo del sistema, lo que define el nivel de confiabilidad del SEP [21].

2.5.2. Confiabilidad en transformadores y líneas de transmisión

Las líneas de transmisión deben ser diseñadas y operadas para cumplir con los estándares internacionales de calidad, confiabilidad y seguridad en la transferencia de energía eléctrica desde los centros de generación hasta los usuarios finales [19]. Estas líneas son susceptibles a una variedad de fenómenos, tanto internos como externos a la red, que pueden provocar fallos en el suministro de energía.

Índices de operación

- Frecuencia de fallas para transformadores

$$F_T = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{Años del periodo}} \left[\frac{1}{\text{año}} \right] \quad (2.8)$$

- Frecuencia de fallas para líneas de transmisión

$$FF_{L/T} = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{Años del Periodo} \times \text{Longitud LT}} \left[\frac{1}{\text{año} \times \text{km}} \right] \quad (2.9)$$

2.5.3. Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia en parques eólicos

La confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia en parques eólicos es un tema importante en la industria eléctrica. En general, la confiabilidad se refiere a la capacidad de un sistema para suministrar energía eléctrica de manera continua y sin interrupciones. En el caso de los parques eólicos, la confiabilidad se refiere a la capacidad del parque para generar energía eléctrica de una manera sin ser interrumpida, incluso en condiciones climáticas adversas

Un estudio reciente propone una metodología para desarrollar un modelo probabilístico que determine la potencia inyectada en un parque eólico, utilizando una función de densidad de probabilidad discreta. Este modelo considera diversas variables, como la velocidad del viento, la dirección del viento, el estado de operación de las turbinas eólicas y de los componentes de la red del parque eólico. Los índices de confiabilidad globales del sistema se calculan aplicando el teorema de la probabilidad total, basándose en los resultados de la evaluación de confiabilidad para cada estado de generación [22].

2.6. Índices de confiabilidad de sistemas [13]

En el cálculo de la confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia, existen dos categorías básicas de índices de confiabilidad.

- Los índices de los puntos de carga.
- Los índices del sistema.

Los índices de puntos de carga proporcionan información sobre la frecuencia y duración de las interrupciones para cada punto de carga individual. Por otro lado, los índices del sistema se derivan de estos índices y reflejan la frecuencia y duración de las interrupciones en toda la red analizada [19].

Existen varios índices de confiabilidad, en la cual nos basamos en los índices de la **IEEE Standard 1366**, en la que consta con las categorías de: SAIFI, CAIDI, CAIFI, SAIDI, ASAI, ASUI, ENS, ACCI, LPIT, LPIF, entre otras [19]. Estos índices caracterizan el sistema en su totalidad y para su cálculo, es necesario disponer de registros de interrupciones, el número de clientes suministrados y afectados, la potencia conectada, entre otros datos. Estos índices reflejan el comportamiento promedio de la calidad del servicio en el sistema, ya sea en sistemas de generación, transformación, líneas de transmisión, o en una red, zona, región, etc., donde se suministra energía eléctrica [23].

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index): Índice que mide la frecuencia promedio de interrupciones del sistema [min./año]. Este índice representa la frecuencia de interrupciones experimentada por todos los clientes, independientemente de si han sido afectados por alguna interrupción [13].

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum \text{Número Total de Clientes Interrumpidos}}{\text{Número Total de Clientes Servidos}} = \frac{\sum N_i}{N_T} \quad (2.10)$$

dnnde,

- N_i : Número de clientes interrumpidos para cada evento de interrupción sostenida

- N_T : Número total de clientes servidos

El cálculo de este índice se basa en recolectar datos de interrupciones sostenidas, es decir, interrupciones que duran un cierto tiempo, registrando el número de clientes que fueron interrumpidos (N_i). Se suma el número de clientes interrumpidos para todos los eventos de interrupción según el periodo de análisis en las que fueron interrumpidos ($\sum N_i$). El número total de clientes servidos en el sistema (N_T), es un valor constante y están conectados al mismo sistema todos los clientes. Se divide la suma de clientes interrumpidos ($\sum N_i$) por el número total de clientes servidos (N_T), obteniendo el valor de SAIFI.

SAIDI (System Average Interruption Duration Index): Índice que mide la duración promedio de las interrupciones del sistema, expresado en [horas/año]. Este índice indica el tiempo promedio que todos los clientes, afectados o no por interrupciones, han estado sin suministro de energía eléctrica [13].

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum \text{Duración de la Interrupción del Cliente}}{\text{Número Total de Clientes Servidos}} = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} \quad (2.11)$$

- r_i : Tiempo de restablecimiento

El cálculo de este índice se basa en recolectar datos de interrupción sostenida (r_i) y el número de clientes interrumpidos (N_i). La duración total de las interrupciones se multiplica por cada evento ocurrido, lo que da como resultado horas de interrupción por cliente por cada evento ($r_i \cdot N_i$). La duración total de interrupción acumulada para todos los clientes durante el periodo de análisis se obtiene sumando todas las duraciones de cada evento ($\sum r_i \cdot N_i$). El número total de clientes servidos en el sistema (N_T), es un valor constante y todos los clientes están conectados al mismo sistema. Se divide la duración total de las interrupciones acumuladas ($\sum r_i \cdot N_i$) por el número total de clientes servidos (N_T), obteniendo el valor de SAIFI.

CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index): Este índice mide la frecuencia promedio de interrupciones experimentadas por los clientes afectados, expresada en interrupciones por año [Int./año]. Representa la cantidad de interrupciones que sufren los clientes que han sido impactados por al menos una interrupción durante el período de análisis [13].

$$CAIFI = \frac{\sum \text{Número Total de Clientes Interrumpidos}}{\text{Número Total de Clientes Interrumpidos}} = \frac{\sum N_i}{CN} \quad (2.12)$$

Donde,

- CN : Número total de clientes que han experimentado una interrupción sostenida

El cálculo de este índice se basa en recolectar datos de interrupciones sostenidas durante el periodo de análisis (N_i). Se suma el total de interrupciones por cada cliente afectado conectado al sistema ($\sum N_i$). El número total de clientes afectados, que experimentan al menos una interrupción durante el periodo de análisis (CN). Se divide la duración total de las interrupciones ($\sum N_i$), por el número total de clientes afectados (CN), obteniendo así el valor de CAIFI.

CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index): Índice de duración de interrupción promedio del cliente, en [horas/año], es la duración media por interrupción [13].

$$CAIDI = \frac{\text{Duración de la Interrupción del Cliente}}{\text{Número Total de Clientes Interrumpidos}} = \frac{\sum r_i N_i}{N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (2.13)$$

El cálculo de este índice se basa en recolectar datos de interrupciones que ocurren en cada evento. Estos datos registran la duración de la interrupción (r_i) y el número de clientes afectados (N_i). La duración total de las interrupciones se obtiene multiplicando la duración de la interrupción por el número de clientes afectados y luego sumando todos los eventos ($\sum r_i \cdot N_i$). El número total de clientes interrumpidos se obtiene sumando cada cliente interrumpido en todos los eventos de interrupciones, dándonos así un total de clientes interrumpidos ($\sum N_i$). Se divide la duración total de las interrupciones ($\sum r_i \cdot N_i$), entre el número total de clientes interrumpidos ($\sum N_i$), obteniendo así el valor de CAIDI.

ASUI (Average Service Unavailability Index): Índice de indisponibilidad promedio del servicio [13].

$$ASUI = \frac{\sum Q_i \cdot N_i}{8760 \cdot \sum N_i} \quad (2.14)$$

Donde,

- Q_i : La duración de interrupción del servicio.

El cálculo de este índice se basa en recolectar datos de interrupciones, estos datos registran la duración de interrupción (Q_i) y el número de clientes afectados (N_i). La duración de cada interrupción se obtiene multiplicando la duración de la interrupción por el número de clientes afectados y luego sumando todos los eventos ($\sum Q_i \cdot N_i$). El total de clientes servidos en el sistema se considera la suma de los clientes interrumpidos durante el número de años de funcionamiento ($8760 \cdot \sum N_i$). Se dividen las horas-cliente de indisponibilidad ($\sum Q_i \cdot N_i$), por el total posible de horas-cliente durante el año ($8760 \cdot \sum N_i$), obteniendo así el valor de ASUI.

ASAI (Average Service Availability Index): Índice de disponibilidad promedio de servicio [13].

$$ASAI = 1 - ASUI \quad (2.15)$$

El cálculo de este índice se basa en obtener el valor de ASUI. El índice ASUI representa una proporción del tiempo en que el servicio no está disponible para el cliente, se dividen las horas-cliente de indisponibilidad ($\sum Q_i \cdot N_i$), por el total posible de horas-cliente durante el año ($8760 \cdot \sum N_i$). El índice ASAI, que mide la disponibilidad, se calcula como la diferencia entre 1, que representa el 100% de disponibilidad del sistema, e indica la efectividad del servicio en un cierto tiempo determinado, obteniendo así el valor de ASAI.

ENS (Energy Non Supplied): La energía no suministrada, en [MWh], es la cantidad total de energía que se espera que no sea entregada a las cargas [13].

$$\text{ENS} = \sum P_i \cdot Q_i \quad (2.16)$$

Donde,

- P_i : La cantidad de potencia que entrega a cada carga que no fue suministrada debido a una interrupción.

El cálculo de este índice se basa en recolectar la cantidad de potencia entregada a las cargas que no fue suministrada debido a la interrupción (P_i) y la duración de las interrupciones en horas, lo que indica el tiempo durante que la carga estuvo sin recibir energía (Q_i). Al multiplicar la potencia interrumpida por la duración de la interrupción, se obtiene la energía no suministrada para cada evento ($P_i \cdot Q_i$). La suma de cada una de estas energías en un determinado tiempo ($\sum P_i \cdot Q_i$), proporciona el valor de ENS.

AENS (Energy Non Supplied Index): La energía no suministrada durante el año, en [MWh/Ca], es la cantidad total de energía que se espera que no sea entregada a las cargas durante todo el año [13].

$$\text{AENS} = \frac{\text{ENS}}{\text{CN}} \quad (2.17)$$

El cálculo de este índice se basa en obtener el valor de ENS. El índice ENS representa la suma de toda la energía no suministrada a los clientes debido a las interrupciones durante el año (ENS). El número total de clientes afectados experimenta al menos una interrupción durante el periodo de análisis (CN). Se divide el valor del índice (ENS), por el número total de clientes afectados (CN), obteniendo así el valor de AENS.

LPENS (Load Point Energy Non Supplied): Energía no suministrada en el punto de carga, en [MWh] [13].

AID (Average Interruption Duration): Duración de la interrupción promedio, en [horas] [13].

ACIF (Average Customer Interruption Frequency): Frecuencia de interrupción promedio del cliente [1/año] [13].

ACIT (Average Customer Interruption Time): Tiempo de interrupción promedio del cliente [horas/año] [13].

ACIT (Average Customer Interruption Time): Tiempo de interrupción promedio del cliente [horas/año] [13].

LOLE (Loss of Load Expectation): Índice que mide la expectativa promedio del tiempo en que la demanda de energía exceda la capacidad disponible de generación durante un periodo específico [24].

$$\text{LOLE} = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \quad (2.18)$$

Donde,

- P_i : La probabilidad de que una falla o interrupción ocurra en un determinado período de tiempo.
- T_i : El tiempo (en horas o días) durante el cual la carga no es satisfecha.
- n : El número total de períodos o eventos de interrupción.

El cálculo de LOLE debe considerar la función de disponibilidad de la capacidad en función del tiempo, la probabilidad de excedencia del nivel de carga, e integrar la suma de las probabilidades esperadas en horas.

LOLP (Loss of Load Probability): Índice que mide la probabilidad de demanda de energía que supera la capacidad disponible de generación en un sistema eléctrico durante un periodo específico [24].

$$\text{LOLP} = \frac{\text{Número de intervalos con pérdida de carga}}{\text{Número total de intervalos de tiempo evaluados}} \quad (2.19)$$

Donde,

- Número de intervalos con pérdida de carga: La cantidad de periodos de tiempo (horas, días, años) durante los cuales la demanda supera la capacidad disponible, provocando una pérdida de carga.
- Número total de intervalos de tiempo evaluados: El total de periodos considerados en el análisis.

El cálculo del LOLP requiere definir el período de tiempo de interés en el que se evalúa, en cualquier intervalo, la probabilidad de que la carga demandada exceda la capacidad disponible, y promediar las probabilidades de excedencia a lo largo de todo el período.

2.7. Factores de Confiabilidad en Aerogeneradores

La confiabilidad de los aerogeneradores también está influenciada por factores ambientales y operativos. Las condiciones climáticas, como la velocidad y la dirección del viento, pueden afectar la carga y la fatiga de los componentes. Además, la ubicación del parque eólico, ya sea en tierra o mar, tiene un impacto significativo en la confiabilidad debido a las condiciones ambientales específicas a cada ubicación [17].

La gestión de activos desempeña un papel importante en la confiabilidad a largo plazo de los aerogeneradores. Los datos de monitoreo continuo se utilizan para evaluar el rendimiento y la salud de los activos, lo que permite una toma de decisiones más informada en cuanto a mantenimiento y reparaciones. [17]

2.8. DigSILENT Power Factory

DigSILENT Power Factory es un software que permite simular sistemas eléctricos de potencia. Esta herramienta puede utilizarse para analizar sistemas en estado estacionario o dinámico, con el fin de planificar y optimizar las operaciones. DigSILENT Power Factory se utiliza en el ámbito educativo, la investigación y el sector profesional. [25]. La flexibilidad de Power Factory lo convierte en una herramienta clave para investigadores y académicos en Ingeniería Eléctrica. Facilita la realización de estudios avanzados sobre la integración de fuentes de energía renovable, el diseño de sistemas de almacenamiento de energía y la evaluación de estrategias de control y operación. Este enfoque contribuye a mejorar la eficiencia y la confiabilidad de los sistemas eléctricos [26].

Licencia del Software: La versión del software utilizada dispone de una licencia integral, lo que habilita el acceso a todas sus características. Esta licencia fue adquirida mediante la Universidad Politécnica Salesiana, bajo el contrato número 2024-0415-0033724, y es válida hasta el 16 de abril de 2025.

CAPÍTULO 3

Simulaciones y Resultados

En el presente capítulo se especifica la utilización programa Power Factory, permite evaluar la confiabilidad de los sistemas eléctricos, donde se presentan los resultados obtenidos mediante la simulación. Se realiza el análisis en general para toda la central eólica, esto se debe a que todos los parámetros afectan a la evaluación de confiabilidad, posteriormente se evalúa para un aerogenerador, es decir, una torre. También, se evalúa sin tomar en cuenta la carga nominal 50MW.

3.1. PARAMETRIZACIÓN DE LAS FALLAS PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO.

3.1.1. FALLA EN LOS AEROGENERADORES.

Los valores que se deben establecer son adjuntados a una ventana al seleccionar el aerogenerador, se ubica en la sección de “Confiabilidad”. Después de haber seleccionado, se realiza un nuevo proyecto, este es únicamente para un generador, este se nombra como “MODELO AEROGENERADOR”. Una vez dentro de la ventana de falla del aerogenerador como se observa en la figura 3.1. Se parametriza este elemento ingresando los datos siguientes:

Disponibilidad: 97 %.

Probabilidad: 99 %.

Duración: 0.5 horas.

La probabilidad de 99 % se redondea automáticamente a 100 %. Los datos de frecuencia y duración total no se tomará en cuenta debido al modelo del aerogenerador en la simulación, estos parámetros son ideales en el momento de la simulación. estos datos se proporcionan a cada uno de los aerogeneradores existentes.

Estado	Disponibi... %	Probabili... %	Duración h	Frecuencia 1/a	Duración Total h/a
1 ESTADO 1	97,	100,	0,5	17520,	8760,

Figura 3.1: Ventana de parametrización en la falla del aerogenerador.

3.1.2. FALLA EN LOS TRANSFORMADORES.

Frecuencia de Fallas	0,002	1/a
Expectativa de Falla	0,0002	h/a
Duración de la Reparación	0,1	h

Figura 3.2: Ventana de parametrización en la falla del transformador.

En este apartado se define los parámetros de falla en el transformador, es el mismo procedimiento al de el aerogenerador, se selecciona el transformador, se ubica

en la sección de “Confiabilidad”. Después de haber seleccionado, se realiza un nuevo proyecto, este es únicamente para un transformador, está nombrado como “Transformer Failures”. Una vez dentro de la ventana de falla del transformador como se observa en la figura 3.2. Se parametriza los datos de frecuencia de falla y el tiempo de recuperación.

$$F_T = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{Años del periodo}} \left[\frac{1}{\text{año}} \right] \quad (3.1)$$

Transformador de dos Devanados - Grid\T_U1(7).ElmTr2

Datos Básicos
Descripción
Flujo de Carga
Cortocircuito VDE/IEC
Cortocircuito Completo
Cortocircuito ANSI
Cortocircuito IEC 61363
Cortocircuito DC
Simulación RMS
Simulación EMT
Protección
Calidad de Energía/Armónicos
Opt. de Enlaces Abiertos
Confiabilidad
Análisis de la Capacidad de Integración
Flujo Óptimo de Potencia
Planificación del Despacho
Colocación Óptima de Equipos
Estimación de Estado

Fallas

Componente ideal

Al elegir un Modelo del Elemento será descartado el Modelo del Tipo

Modelo del Elemento ...pment Type Library\Transformer Failures

Fallas en Transformadores

Salidas Forzadas	0,002 1/a
Salidas Forzadas Esperadas	0,0002 h/a
Duración de Salida Forzada	0,1 h

Fallas Múltiples

Frecuencia de fallas monofásicas a tierra	0, 1/a
Probabilidad cond. de una segunda falla a tierra	0, %
Duración de la Reparación	0, h

Rechazo de Carga/Limitación del Restablecimiento

Cargabilidad máx. %

Figura 3.3: Datos de falla en el transformador.

3.1.3. FALLA EN LA LÍNEA.

En esta parte se define los valores de falla en la línea, se realiza los pasos previamente mostrados de las demás fallas, se selecciona la línea, se ubica en la sección de “Confiabilidad”. Después de haber seleccionado, se realiza un nuevo proyecto, este es únicamente para un transformador, está nombrado como "FALLA LINEA", como se muestra en la figura 3.4

Figura 3.4: Ventana de parametrización en la falla de la línea.

Se ubica las secciones de frecuencia de fallas y la duración de reparación en las secciones de la ventana que permite ingresar estos datos.

$$FF_{L/T} = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{Años del Periodo} \times \text{Longitud LT}} \left[\frac{1}{\text{año} \times \text{km}} \right] \quad (3.2)$$

Figura 3.5: Datos de falla en la línea.

3.2. EFECTUAR LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD

En la simulación de confiabilidad en Power Factory implica evaluar la capacidad de un sistema eléctrico de potencia para desempeñar su función requerida durante un período de tiempo determinado, una vez parametrizado las fallas de los elementos de aerogeneradores, líneas y transformadores, se considera de la siguiente manera para su evaluación de confiabilidad.

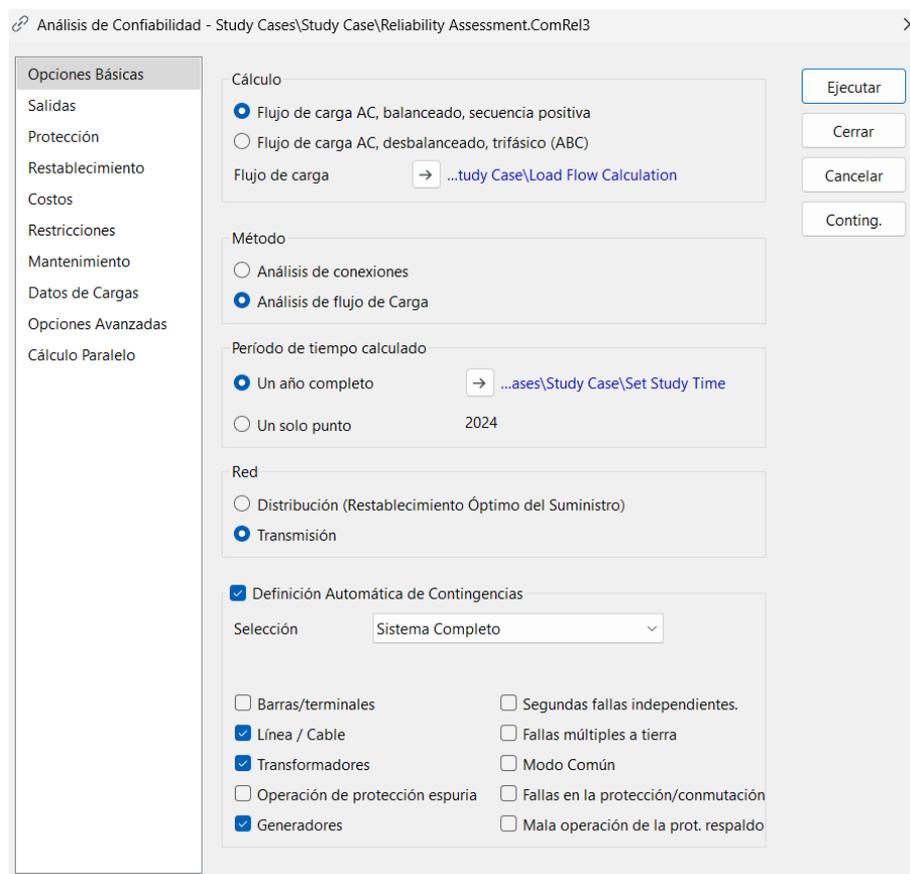


Figura 3.6: Ventana para la Evaluación de la Confiabilidad-Opciones sugeridas

3.2.1. Cálculo

En la sección de cálculo, se selecciona en la parte de flujo de carga para el análisis, La mayoría de los estudios de flujo de carga favorecen esta configuración porque proporciona una descripción simplificada y precisa del comportamiento del sistema en condiciones operativas típicas.

3.2.2. Método

Para el método se selecciona 'Análisis de flujo de carga', este realiza un análisis de flujo de carga para determinar los voltajes, corrientes, y flujos de potencia en el sistema bajo condiciones normales de operación. En cuanto al 'Análisis de conexiones', este es un tipo de análisis que evalúa las conexiones del sistema, asegurándose de que todos los elementos estén correctamente conectados.

3.2.3. Periodo de tiempo calculado

Un año completo: Un año completo: Hace un análisis de fiabilidad a lo largo de un año Permitiendo la identificación de cambios estacionales y otros cambios a largo plazo El mecanismo del sistema Ideal para investigaciones sobre planificación a largo plazo. Pruebas de confiabilidad del sistema realizadas de forma regular y anual.

Un solo punto: Realiza una verificación de confiabilidad para un período de tiempo particular, ya sea en el año actual o en un año en particular. Bueno para evaluaciones a corto plazo o para evaluar condiciones específicas esperadas para un año determinado.

3.2.4. Red

Distribución (Restablecimiento Óptimo del Suministro): El análisis se enfoca en la red de distribución, con énfasis en optimizar el restablecimiento del suministro eléctrico en caso de fallos. Usos: Importante para mejorar la confiabilidad y la resiliencia de la red de distribución, minimizando el tiempo de interrupción del servicio.

Transmisión: El análisis se centra en la red de transmisión, evaluando la confiabilidad del suministro eléctrico a través de las líneas de alta tensión. Usos: Importante para asegurar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico en su conjunto, dado que la transmisión es fundamental para la entrega de electricidad a largas distancias.

3.2.5. Definición automática de contingencias

Selección (Sistema Completo): Se selecciona el alcance del análisis de contingencias. 'Sistema Completo' implica que todas las posibles contingencias en todo el sistema serán analizadas. Este asegura una evaluación exhaustiva de la confiabilidad del sistema considerando todas las posibles fallas y escenarios.

3.2.5.1. Tipos de Contingencias Seleccionadas

Barras/terminales: Considera las fallas en barras y terminales del sistema eléctrico.

Usos: Evaluar la confiabilidad y la capacidad de la red para manejar fallas en estos puntos críticos.

Línea/Cable: Considera las fallas en líneas y cables del sistema eléctrico.

Usos: Importante para determinar la robustez del sistema frente a interrupciones en las líneas de transmisión y distribución.

Transformadores: Considera las fallas en los transformadores del sistema eléctrico.

Usos: Evaluar la confiabilidad de estos componentes clave que son esenciales para la transformación de voltaje en la red.

Operación de protección espuria: Considera las fallas debidas a operaciones incorrectas o no deseadas del sistema de protección.

Usos: Identificar y mitigar riesgos asociados con la malfunción de los dispositivos de protección que pueden causar interrupciones o daños adicionales.

Generadores: Considera las fallas en los generadores del sistema eléctrico.

Usos: Evaluar la confiabilidad y la capacidad de generación del sistema bajo condiciones de fallas.

3.3. ANÁLISIS Y RESULTADOS

Al ingresar los datos para la evaluación de confiabilidad de la red, este produce dos índices diferentes, estos serán para los puntos de carga y del sistema.

Se determina el análisis con su interpretación de los índices obtenidos en la simulación con la herramienta del programa Power Factory. Se observa en la siguiente tabla 3.1.

ÍNDICE	RESULTADO	UNIDAD
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	0,016380	1/Ca
CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)	0,016380	1/Ca
SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	0,012	h/Ca
CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)	0,720	H
ASAI (Average Service Availability Index)	0,9999986535	%
ASUI (Average Service Unavailability Index)	0,0000013465	%
ENS (Energy Not Supplied)	0,418	MWh/a
AENS (Average Energy Not Supplied)	0,418	MWh/Ca

Tabla 3.1: Índices de Confiabilidad del Sistema

Índice SAIFI, o índice de frecuencia promedio de interrupciones, este significa que el sistema experimenta alrededor de 0,016380 interrupciones por cliente al año. En la práctica, esto significa que cada cliente tiene un promedio de menos de una interrupción cada año, lo que indica un sistema razonablemente confiable. La mejor opción es un SAIFI bajo que refleje una baja frecuencia de interrupciones, lo que resulta en una experiencia del cliente más satisfecha y un suministro de energía estable.

Índice CAIFI es una medida de la frecuencia de interrupciones momentáneas por cliente, con un valor de 0,016380 incrementos en un año. Estos cortes suelen ser de corta duración y no tan perjudiciales como los cortes de mayor duración. La reducción de las interrupciones es un buen indicador de la frecuencia de dichas interrupciones: 0,016380 significa que cada cliente experimenta en promedio una interrupción por año.

El índice de duración de interrupción promedio para el sistema o SAIDI de 0,012[1/año] indica que la duración de la interrupción por cliente es de 0,007 horas por año, o aproximadamente 0,197 minutos. Este es muy bajo y hace que cuando hay cortes la duración sea muy corta, lo que ayuda a mantener la continuidad del servicio.

CAIDI es la duración media de la interrupción por cliente, con un valor de 0.720 [h], este índice mide la duración promedio de una interrupción por cliente. Un valor de 0.720 horas significa que cada interrupción dura en promedio aproximadamente 43.2 minutos. Este valor es relativamente bajo, indicando que las interrupciones no son prolongadas y el servicio se restaura rápidamente.

ASAI o Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio, con un valor de 0,9999986535, indica que el servicio está disponible el 99.9997817% del tiempo. Este es un nivel muy alto de disponibilidad, casi el 100%, lo cual es excelente y refleja una alta fiabilidad del sistema eléctrico. El sistema eléctrico es fiable, casi al 100, y eso es buena señal.

ASUI O índice promedio de indisponibilidad del servicio, que es 0.000002183, este índice complementa al ASAI y muestra que el servicio no está disponible solo el 0.0002183% del tiempo. Esto es extremadamente bajo y sugiere que las interrupciones son muy raras y de corta duración.

Energía No Suministrada ENS, Este índice, con un valor de 0.418 [MWh/a], mide la cantidad total de energía que no se suministra debido a interrupciones en el sistema. Un valor de 0.418MWh/a es relativamente bajo, lo que indica que las pérdidas de energía son mínimas, beneficiando tanto a la empresa suministradora como a los usuarios.

AENS o Energía No Suministrada Promedio, con un valor de 0.418 [MWh/Ca], este índice representa la cantidad promedio de energía no suministrada por cliente debido a interrupciones. Es extremadamente bajo, lo cual es positivo para los clientes, ya que significa que la mayoría de la energía solicitada es efectivamente suministrada.

A continuación, se realiza el análisis de los puntos de carga, estos son los índices de Tiempo de interrupción del cliente Promedio, Energía no Suministrada en los Puntos de carga, se presenta en la siguiente tabla 3.2.

DESCRIPCIÓN	ÍNDICE	RESULTADO	UNIDAD
Tiempo de interrupción del Cliente Promedio	ACIT	0,1	h/a
Frecuencia de Interrupción del Cliente Promedio	ACIF	0,2	1/a
Duración de la Interrupción Promedio	AID	0,77	H
Energía no Suministrada en los Puntos de carga	LPENS	0,42	MWh/a

Tabla 3.2: Índices de Confiabilidad por carga

El índice ACIT o Tiempo de interrupción del Cliente Promedio con un valor de 0.1 horas por año, es una métrica crítica que indica la duración total promedio de interrupciones experimentadas por cada cliente en un año. Este valor extremadamente bajo sugiere una notable fiabilidad y eficiencia operativa del sistema eléctrico. Técnicamente, un ACIT reducido refleja una gestión eficaz de mantenimiento y operaciones, minimizando el tiempo de inactividad y asegurando una rápida restauración del servicio. Este nivel de desempeño indica que la infraestructura está bien diseñada y mantenida, permitiendo una rápida respuesta ante fallos y minimizando las interrupciones para los usuarios finales. La baja duración de interrupciones contribuye significativamente a la satisfacción del cliente, ya que reduce las molestias y los impactos negativos.

Frecuencia de Interrupción del Cliente Promedio o ACIF con un valor de 0.2 interrupciones por año (1/año), el índice ACIF mide la frecuencia de interrupciones experimentadas por cada cliente en un año. Este valor extremadamente bajo indica que las interrupciones son raras, lo cual es indicativo de una infraestructura de red eléctrica altamente confiable. Desde un punto de vista técnico, un ACIF bajo sugiere una planificación efectiva y una ejecución eficiente de las operaciones de mantenimiento y gestión de la demanda. Este indicador también resalta la capacidad del sistema para prevenir fallas y mantener una operación continua, lo que es esencial para garantizar la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico. La baja frecuencia de interrupciones es fundamental para la percepción positiva del servicio por parte de los usuarios, quienes experimentan menos interrupciones en sus actividades diarias.

En cuanto a la Duración de la Interrupción Promedio (AID), su valor de 0.77 horas para el índice AID representa la duración promedio de cada interrupción. Este tiempo de interrupción, equivalente a aproximadamente 46.2 minutos, es relativamente corto, sugiriendo que el sistema tiene procedimientos eficientes para la restauración del servicio. Técnicamente, un AID bajo es indicativo de una capacidad robusta para responder y solucionar rápidamente las interrupciones, minimizando el tiempo de inactividad. Esta eficiencia en la restauración del servicio es importante para reducir el impacto negativo en los clientes y mantener la confianza en el sistema eléctrico. La capacidad de limitar la duración de las interrupciones no solo mejora la satisfacción del cliente, sino que también contribuye a la estabilidad económica.

Para el índice LPENS, con un valor de 0.42 MWh por año, mide la cantidad total de energía no suministrada debido a interrupciones en los puntos de carga. Este valor es fundamental para evaluar el impacto económico de las interrupciones,

ya que representa la energía que no se pudo entregar a los usuarios. Técnicamente, un LPENS bajo sugiere que las interrupciones tienen un impacto limitado en términos de energía no suministrada, lo cual es favorable tanto desde una perspectiva operativa como económica. Minimizar la energía no suministrada es importante para maximizar la eficiencia del sistema y reducir las pérdidas económicas para la empresa de suministro eléctrico y sus clientes. Un LPENS reducido también indica una planificación y gestión efectivas de la infraestructura eléctrica, asegurando que la mayor parte de la demanda de energía sea satisfecha incluso en condiciones de interrupción.

3.3.1. Aerogenerador del grupo de Yuluc

Para centrarse en un solo aerogenerador, este será del grupo de **Yuluc**, se desconecta los demás aerogeneradores, es decir, el funcionamiento será solo de uno, así mismo, la carga se ajusta para un solo aerogenerador, este es de 3,57 MW. Se observa en la siguiente figura 3.7.

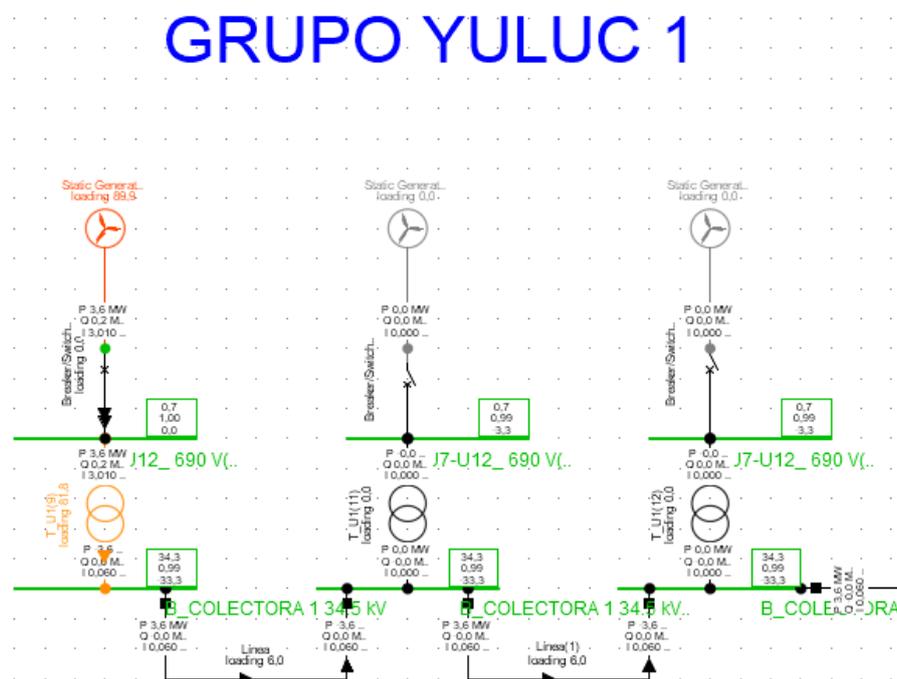


Figura 3.7: Funcionamiento de una sola torre del grupo de aerogeneradores de Yuluc

3.3.1.1. Índices de confiabilidad del sistema (Un aerogenerador Yuluc)

En este punto se determina el análisis con su interpretación de los índices obtenidos en la simulación con la herramienta del programa Power Factory. Se observa en la siguiente tabla 3.3.

ÍNDICE	RESULTADO	UNIDAD
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	0,010428	1/Ca
CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)	0,010428	1/Ca
SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	0,009	h/Ca
CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)	0,839	H
ASAI (Average Service Availability Index)	0,9999990017	%
ASUI (Average Service Unavailability Index)	0,0000009983	%
ENS(Energy Not Supplied)	0,031	MWh/a
AENS (Average Energy Not Supplied)	0,031	MWh/Ca

Tabla 3.3: Índices de Confiabilidad del Sistema (Yuluc)

El Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI), con un valor de 0,010428 interrupciones por cliente al año, es un indicador clave que mide la frecuencia con la que los clientes experimentan interrupciones en el suministro eléctrico. Este valor extremadamente bajo sugiere una notable fiabilidad del sistema eléctrico, indicando que las interrupciones son eventos raros y esporádicos. Desde una perspectiva técnica, un SAIFI reducido refleja una infraestructura robusta y una gestión operativa eficiente

El Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Cliente (CAIFI) también presenta un valor de 0,010428 interrupciones por cliente al año, similar al SAIFI. Este índice se enfoca en la frecuencia de interrupciones desde la perspectiva del cliente individual, reforzando la idea de que los clientes experimentan interrupciones muy raramente. Un CAIFI bajo es indicativo de una experiencia positiva del cliente y una percepción de alta confiabilidad del suministro eléctrico. La rareza de interrupciones refuerza la confianza de los usuarios en la red eléctrica y destaca la capacidad del sistema para mantener un servicio continuo

El Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI) tiene un valor de 0,009 horas por cliente al año, lo que sugiere que no solo las interrupciones son infrecuentes, sino también de corta duración. Este índice mide la duración total de interrupciones que un cliente experimenta en un año, y un valor tan bajo indica que el sistema es capaz de restaurar el servicio rápidamente cuando ocurren fallos. Desde una perspectiva técnica, un SAIDI reducido es un indicador de una gestión

operativa eficiente y una capacidad robusta para responder y solucionar rápidamente las interrupciones, minimiza

El Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente (CAIDI), con un valor de 0,839 horas, mide la duración promedio de cada interrupción.

El Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio (ASAI) presenta un valor de 0,9999990017, lo que indica que el servicio eléctrico está disponible casi todo el tiempo. Este índice es un indicador clave de la estabilidad y eficiencia operativa de la red eléctrica. Un ASAI tan cercano a 1 refleja una excelente fiabilidad del sistema y asegura que los clientes experimenten un servicio continuo y confiable, reduciendo las interrupciones en sus actividades diarias y mejorando la percepción general del servicio. La alta disponibilidad del servicio es importante para mantener la satisfacción del cliente y asegurar la continuidad de operaciones críticas que dependen del suministro eléctrico.

El Índice de Indisponibilidad Promedio del Servicio (ASUI), con un valor de 0,0000009983, mide la indisponibilidad del servicio eléctrico. Este valor extremadamente bajo refuerza la alta disponibilidad del sistema y su capacidad para mantener un servicio ininterrumpido. El ASUI es complementario al ASAI y proporciona una visión adicional sobre la fiabilidad del sistema. Una baja indisponibilidad es importante para mantener la satisfacción del cliente y asegurar que las interrupciones tengan un impacto mínimo en las operaciones diarias de los usuarios.

El indicador de Energía No Suministrada (ENS) tiene un valor de 0,031 MWh por año, lo que mide la cantidad total de energía no suministrada debido a interrupciones. Este valor es fundamental para evaluar el impacto económico de las interrupciones y la eficiencia operativa del sistema. Un ENS bajo sugiere que la pérdida de energía es mínima, lo cual es favorable tanto desde una perspectiva operativa como económica. Minimizar la energía no suministrada es importante para maximizar la eficiencia del sistema y reducir las pérdidas económicas para la empresa de suministro eléctrico y sus clientes. Un ENS reducido también indica una planificación y gestión efectivas de la infraestructura eléctrica, asegurando que la mayor parte de la demanda de energía sea satisfecha incluso en condiciones de interrupciones.

El indicador de Energía No Suministrada Promedio (AENS), con un valor de 0,031 MWh. Este valor sugiere que el impacto de las interrupciones es mínimo para los usuarios, indicando una gestión eficiente de la red eléctrica y una minimización del impacto de las interrupciones sobre los clientes. Un AENS bajo refleja la capacidad

del sistema para satisfacer la mayor parte de la demanda de energía, incluso en condiciones adversas, asegurando que las necesidades energéticas de los clientes sean satisfechas de manera confiable.

3.3.1.2. Índices de confiabilidad por carga (Un aerogenerador del grupo Yuluc)

En cuanto al análisis de los puntos de carga, también se realiza para un aerogenerador, estos son los índices de Tiempo de interrupción del cliente Promedio, Energía no Suministrada en los Puntos de carga, esto para una carga nominal que tiene un aerogenerador que es de 3,57MW, se presenta en la siguiente tabla 3.4.

DESCRIPCIÓN	INDICE	RESULTADO	UNIDAD
Tiempo de interrupción del Cliente Promedio	ACIT	0,1	h/a
Frecuencia de Interrupción del Cliente Promedio	ACIF	0,1	1/a
Duración de la Interrupción Promedio	AID	0,84	h
Energía no Suministrada en los Puntos de carga	LPENS	0,03	MWh/a

Tabla 3.4: Índices de Confiabilidad por carga para una torre de Yuluc a una carga de 3,57MW.

El análisis de los resultados obtenidos en Power Factory refleja una notable confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico, evidenciada por el Tiempo de Interrupción del Cliente Promedio (ACIT) de 0,1 horas por año, indicando una mínima interrupción del servicio por cliente, lo cual denota una infraestructura robusta y una gestión operativa eficiente. Complementariamente, el Índice de Frecuencia de Interrupción del Cliente Promedio (ACIF), también con un valor de 0,1 interrupciones por año, refuerza la baja incidencia de interrupciones, sugiriendo una experiencia de usuario altamente positiva y una percepción de elevada confiabilidad en el suministro eléctrico. La Duración de la Interrupción Promedio (AID), de 0,84 horas, revela que las interrupciones, cuando ocurren, son de corta duración, lo que denota una capacidad operativa eficiente para la identificación y resolución rápida de fallos. Además, el indicador de Energía No Suministrada en los Puntos de Carga (LPENS) de 0,03 MWh por año, señala una pérdida mínima de energía, subrayando una planificación y gestión efectiva de la infraestructura eléctrica, y minimizando el impacto económico de las interrupciones. En conjunto, estos resultados sugieren un sistema eléctrico altamente confiable, bien diseñado y mantenido, con procesos operativos eficientes que aseguran la continuidad del servicio y minimizan la energía no suministrada, proporcionando una experiencia de servicio estable y confiable que excede las expectativas de calidad de los usuarios.

3.3.1.3. Índices de confiabilidad del sistema para (Un aerogenerador Uchucay)

Se realiza también en un aerogenerador del grupo de **Uchucay**, se desconecta los demás aerogeneradores, es decir, el funcionamiento será solo de uno, así mismo, la carga se ajusta para un solo aerogenerador y este es de 3,57 MW. Se observa en la siguiente figura 3.8.

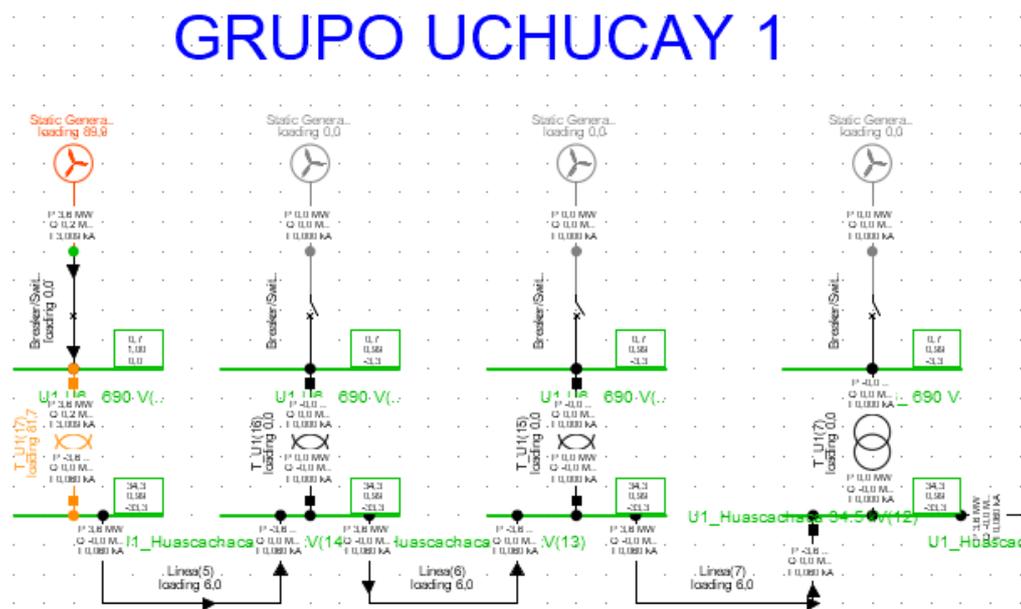


Figura 3.8: Funcionamiento de una sola torre del grupo de aerogeneradores del grupo de Uchucay

Una vez establecido se presenta y se determina el análisis con su interpretación de los índices obtenidos en la simulación, estos resultados se presentan en la tabla tabla 3.5.

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	0,015702	1/Ca
CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)	0,015702	1/Ca
SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	0,011	h/Ca
CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)	0,717	H
ASAI (Average Service Availability Index)	0,9999987152	%
ASUI (Average Service Unavailability Index)	0,0000012848	%
ENS(Energy Not Supplied)	0,040	MWh/a
AENS (Average Energy Not Supplied)	0,040	MWh/Ca

Tabla 3.5: Índices de Confiabilidad del Sistema (Uchucay)

basicamente los valores de los índices de confiabilidad del sistema son similares al anterior aerogenerador presentado, lo que influye en la variación de los decimales es por las distancias de las líneas que se encuentran en el sistema, los valores de SAIFI, CAIFI, SAIDI y CAIDI indican que las interrupciones son poco frecuentes y de

corta duración. Además, los altos valores de ASAI y la baja indisponibilidad (ASUI) respaldan la disponibilidad constante del servicio. En resumen, estos aerogeneradores ofrecen un rendimiento sólido y confiable.

3.3.1.4. Índices de confiabilidad por carga (Un aerogenerador Uchucay)

En la tabla 3.6, se presenta los resultados obtenidos en la simulación, estos llegan a ser idénticos a los obtenidos previamente del aerogenerador del grupo de Yuluc.

DESCRIPCIÓN	ÍNDICE	RESULTADO	UNIDAD
Tiempo de interrupción del Cliente Promedio	ACIT	0,1	h/a
Frecuencia de Interrupción del Cliente Promedio	ACIF	0,2	1/a
Duración de la Interrupción Promedio	AID	0,72	H
Energía no Suministrada en los Puntos de carga	LPENS	0,04	MWh/a

Tabla 3.6: Índices de Confiabilidad por carga.

La tabla 3.6 describe los índices de confiabilidad por carga calculados en Power Factory, reflejan diversos aspectos críticos de la fiabilidad del suministro eléctrico. El Tiempo de Interrupción del Cliente Promedio (ACIT), con un valor de 0.1 horas al año (h/a), indica que un cliente típico experimenta interrupciones breves, sumando un total de solo 6 minutos anuales. La Frecuencia de Interrupción del Cliente Promedio (ACIF), también con un valor de 0.2 interrupciones por año (1/a), sugiere que un cliente medio afronta una interrupción una vez cada 10 años, lo que denota una notable estabilidad en el suministro. La Duración de la Interrupción Promedio (AID), cifrada en 0.72 horas (H), revela que cada interrupción dura, en promedio, aproximadamente 43.2 minutos, subrayando la eficacia en la restauración del servicio. Por último, el índice de Energía no Suministrada en los Puntos de carga (LPENS), con un resultado de 0.04 Megavatios hora por año (MWh/a), cuantifica la energía perdida debido a interrupciones, destacando una mínima pérdida energética anual. Estos índices, en su conjunto, proporcionan una evaluación integral de la confiabilidad del sistema, demostrando una alta eficiencia y un impacto reducido de las interrupciones sobre los usuarios finales.

3.3.2. Análisis de confiabilidad en base a su carga para un aerogenerador de Yuluc

Evaluación del sistema a 90 % de la carga nominal El análisis de confiabilidad se ha llevado a cabo considerando un escenario de que el sistema opera a condiciones al 90 % de su carga nominal. El análisis se realiza considerando un aerogenerador de 3,57 MW. Esto implica que la carga se considera de 3.2 MW. Los índices de confiabilidad, calculados en esta condición operativa se presenta en la tabla 3.7, se observa diferencias significativas que reflejan cómo el sistema eléctrico se comporta bajo diferentes niveles de carga.

ÍNDICE	RESULTADO	UNIDAD
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	0,010428	1/Ca
CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)	0,010428	1/Ca
SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	0,009	h/Ca
CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)	0,839	H
ASAI (Average Service Availability Index)	0,9999990017	%
ASUI (Average Service Unavailability Index)	0,0000009983	%
ENS(Energy Not Supplied)	0,028	MWh/a
AENS (Average Energy Not Supplied)	0,028	MWh/Ca

Tabla 3.7: Índices de Confiabilidad del Sistema a 90 % de su carga nominal para un aerogenerador (3,2MW)

Evaluación del sistema a 75 % de la carga nominal: En un caso de la carga a un 75 % de la nominal, este es de 2,68MW, se presenta los índices de confiabilidad del sistema, se muestran en la tabla 3.8.

ÍNDICE	RESULTADO	UNIDAD
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	0,010428	1/Ca
CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)	0,010428	1/Ca
SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	0,009	h/Ca
CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)	0,839	H
ASAI (Average Service Availability Index)	0,9999990017	%
ASUI (Average Service Unavailability Index)	0,0000009983	%
ENS(Energy Not Supplied)	0,023	MWh/a
AENS (Average Energy Not Supplied)	0,023	MWh/Ca

Tabla 3.8: Índices de Confiabilidad del Sistema a 75 % de su carga nominal para un aerogenerador (2,68MW)

Evaluación del sistema a 60 % de la carga nominal: En un caso de la carga a un 60 % de la nominal, este es de 2,14MW, se presenta los índices de confiabilidad del sistema, se muestran en la tabla 3.9.

ÍNDICE	RESULTADO	UNIDAD
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	0,010428	1/Ca
CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)	0,010428	1/Ca
SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	0,009	h/Ca
CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)	0,839	H
ASAI (Average Service Availability Index)	0,9999990017	%
ASUI (Average Service Unavailability Index)	0,0000009983	%
ENS (Energy Not Supplied)	0,019	MWh/a
AENS (Average Energy Not Supplied)	0,019	MWh/Ca

Tabla 3.9: Índices de Confiabilidad del Sistema a 60 % de su carga nominal para un aerogenerador (2,14MW)

Evaluación del sistema a 50 % de la carga nominal: En un caso de la carga a un 50 % de la nominal, este es de 1,78MW, se presenta los índices de confiabilidad del sistema, se muestran en la tabla 3.10.

ÍNDICE	RESULTADO	UNIDAD
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	0,010428	1/Ca
CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)	0,010428	1/Ca
SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	0,009	h/Ca
CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)	0,839	H
ASAI (Average Service Availability Index)	0,9999990017	%
ASUI (Average Service Unavailability Index)	0,0000009983	%
ENS(Energy Not Supplied)	0,016	MWh/a
AENS (Average Energy Not Supplied)	0,016	MWh/Ca

Tabla 3.10: Índices de Confiabilidad del Sistema a 50 % de su carga nominal para un aerogenerador (1,78MW)

3.3.3. Análisis de confiabilidad en base a su carga para un aerogenerador de Uchucay

Evaluación a 90 % de la carga nominal para un aerogenerador de Uchucay: A continuación, se resalta el análisis para un aerogenerador, este se toma del grupo de Uchucay como se muestra en la figura 3.8 previamente presentada.

La carga del sistema sera del 90 % de su carga nominal, es decir, se ajusta para un solo aerogenerador, este es de 3,2MW. los resultados se reflejan en la tabla 3.11.

ÍNDICE	RESULTADO	UNIDAD
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	0,015702	1/Ca
CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)	0,015702	1/Ca
SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	0,011	h/Ca
CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)	0,717	H
ASAI (Average Service Availability Index)	0,9999987152	%
ASUI (Average Service Unavailability Index)	0,0000012848	%
ENS(Energy Not Supplied)	0,036	MWh/a
AENS (Average Energy Not Supplied)	0,036	MWh/Ca

Tabla 3.11: Índices de Confiabilidad del Sistema a 90 % de su carga nominal para un aerogenerador (3,2MW)

Evaluación a 75 % de la carga nominal para un aerogenerador de Uchucay: Se analiza un aerogenerador del grupo de Uchucay, la carga del sistema se ajusta al 75 % de su carga nominal, correspondiente a un solo aerogenerador de 2,68 MW. Estos índices se muestran en la tabla 3.12.

ÍNDICE	RESULTADO	UNIDAD
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	0,015702	1/Ca
CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)	0,015702	1/Ca
SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	0,011	h/Ca
CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)	0,717	H
ASAI (Average Service Availability Index)	0,9999987152	%
ASUI (Average Service Unavailability Index)	0,0000012848	%
ENS(Energy Not Supplied)	0,030	MWh/a
AENS (Average Energy Not Supplied)	0,030	MWh/Ca

Tabla 3.12: Índices de Confiabilidad del Sistema a 75 % de su carga nominal para un aerogenerador (2,68MW)

Evaluación a 60 % de la carga nominal para un aerogenerador de Uchucay: Se realiza un análisis detallado de un aerogenerador perteneciente al grupo de Uchucay. En este caso, la carga del sistema se ajusta al 60 % de su capacidad nominal, correspondiente a un solo aerogenerador con una potencia de 2,14MW. Estos valores específicos se encuentran documentados en la tabla 3.13.

ÍNDICE	RESULTADO	UNIDAD
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	0,015702	1/Ca
CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)	0,015702	1/Ca
SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	0,011	h/Ca
CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)	0,717	H
ASAI (Average Service Availability Index)	0,9999987152	%
ASUI (Average Service Unavailability Index)	0,0000012848	%
ENS(Energy Not Supplied)	0,024	MWh/a
AENS (Average Energy Not Supplied)	0,024	MWh/Ca

Tabla 3.13: Índices de Confiabilidad del Sistema a 60 % de su carga nominal para un aerogenerador (2,14MW)

Evaluación a 50 % de la carga nominal para un aerogenerador de Uchucay: En este caso, la carga del sistema se ajusta al 50 % de su capacidad nominal, correspondiente a un solo aerogenerador con una potencia de 1,78MW. Estos valores específicos de los índices se presentan en la tabla 3.14.

ÍNDICE	RESULTADO	UNIDAD
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	0,015702	1/Ca
CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)	0,015702	1/Ca
SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	0,011	h/Ca
CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)	0,717	H
ASAI (Average Service Availability Index)	0,9999987152	%
ASUI (Average Service Unavailability Index)	0,0000012848	%
ENS(Energy Not Supplied)	0,020	MWh/a
AENS (Average Energy Not Supplied)	0,020	MWh/Ca

Tabla 3.14: Índices de Confiabilidad del Sistema a 50 % de su carga nominal para un aerogenerador (1,78MW)

3.3.4. Análisis de confiabilidad en base a dos aerogeneradores

Análisis para 2 aerogeneradores con carga de 6,5MW (1 aerogenerador del grupo 1 Yuluc y 1 aerogenerador del grupo 1 Uchucay): Se presenta el diagrama de funcionamiento de los 2 aerogeneradores en la siguiente figura 3.9.

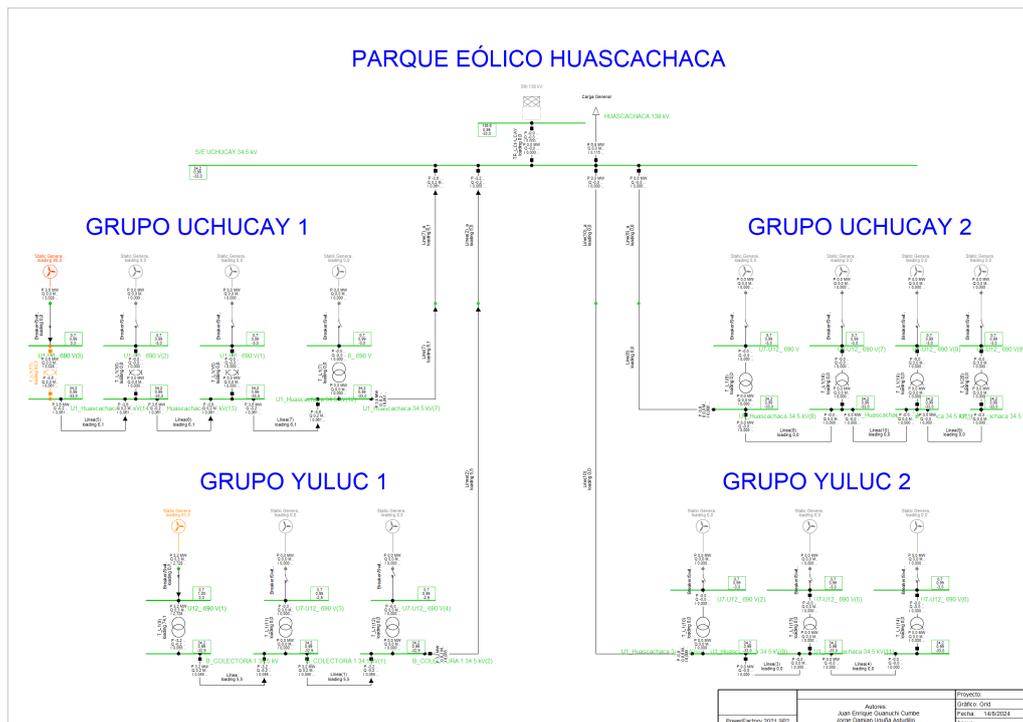


Figura 3.9: Funcionamiento para dos aerogeneradores

Los índices de confiabilidad para este sistema se presentan en la tabla 3.15

ÍNDICE	RESULTADO	UNIDAD
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	0,015679	1/Ca
CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)	0,015679	1/Ca
SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	0,013	h/Ca
CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)	0,798	H
ASAI (Average Service Availability Index)	0,9999985719	%
ASUI (Average Service Unavailability Index)	0,0000014281	%
ENS (Energy Not Supplied)	0,071	MWh/a
AENS (Average Energy Not Supplied)	0,071	MWh/Ca

Tabla 3.15: Índices de Confiabilidad del Sistema con carga de 6,5MW para dos aerogeneradores

Análisis para 2 aerogeneradores con carga de 5MW (1 aerogenerador del grupo 2 Yuluc y 1 aerogenerador del grupo 2 Uchucay): Se presenta el diagrama de funcionamiento de los 2 aerogeneradores en la siguiente figura 3.10.

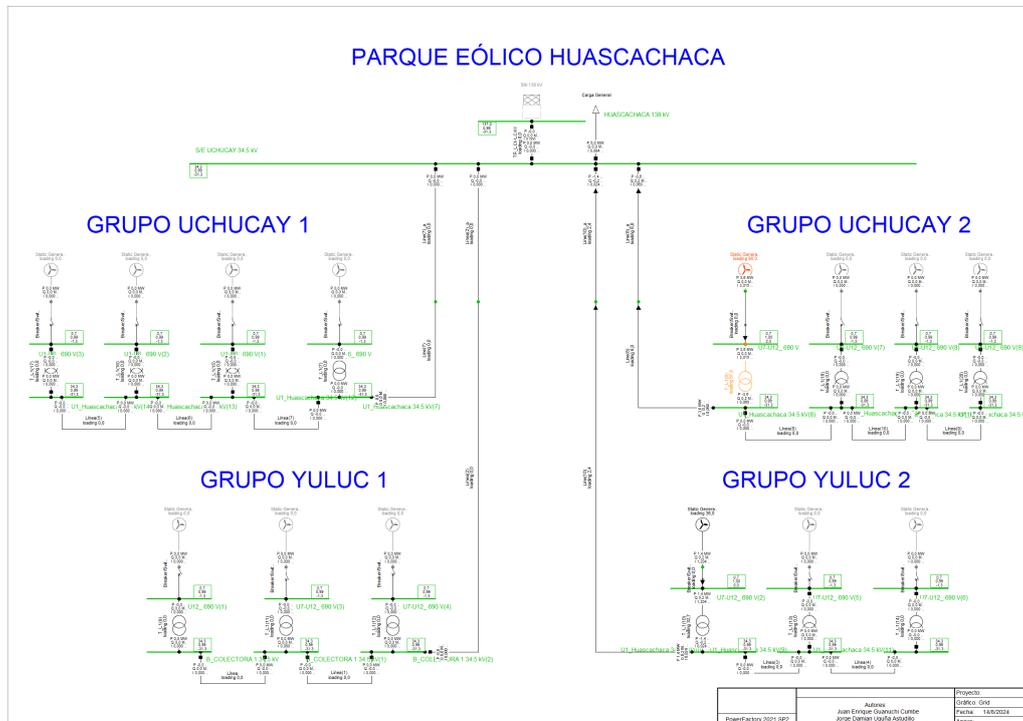


Figura 3.10: Funcionamiento para dos aerogeneradores, segunda combinación.

Los índices de confiabilidad para este sistema se presentan en la tabla 3.16

ÍNDICE	RESULTADO	UNIDAD
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	0,018774	1/Ca
CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)	0,018774	1/Ca
SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	0,012	h/Ca
CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)	0,666	H
ASAI (Average Service Availability Index)	0,9999985732	%
ASUI (Average Service Unavailability Index)	0,0000014268	%
ENS (Energy Not Supplied)	0,061	MWh/a
AENS (Average Energy Not Supplied)	0,061	MWh/Ca

Tabla 3.16: Índices de Confiabilidad del Sistema con carga de 5MW para dos aerogeneradores (segunda combinación)

Análisis para 2 aerogeneradores con carga de 4MW (1 aerogenerador del grupo 1 Yuluc y 1 aerogenerador del grupo 2 Uchucay): Se presenta el diagrama de funcionamiento de los 2 aerogeneradores en la siguiente figura 3.11.

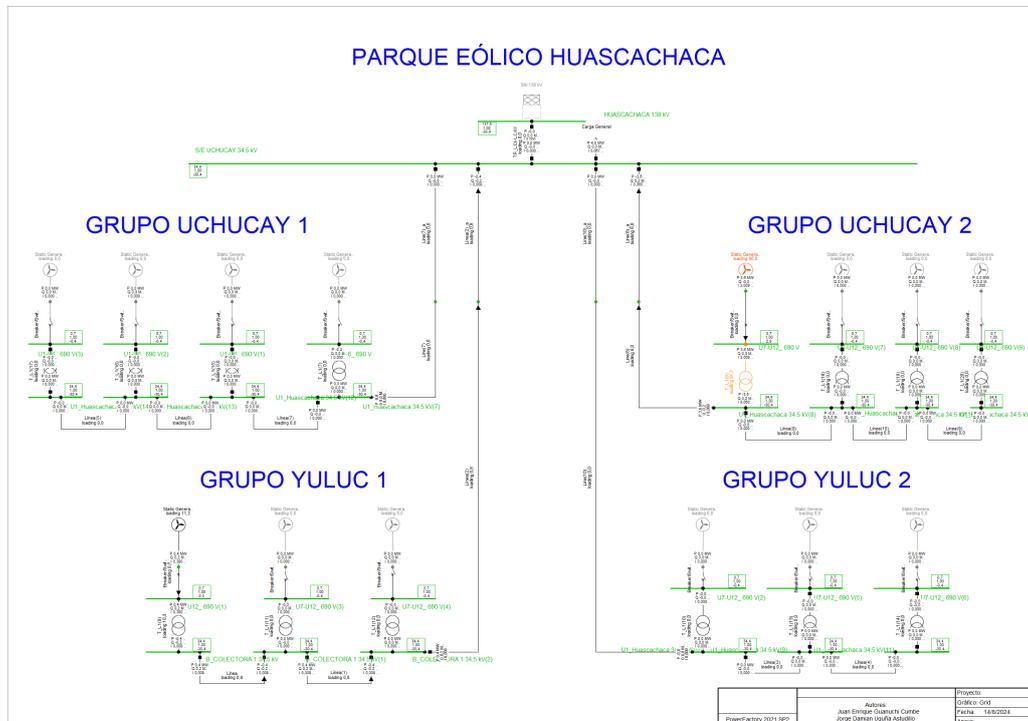


Figura 3.11: Funcionamiento para dos aerogeneradores, tercera combinación.

Los índices de confiabilidad para este sistema se presentan en la tabla 3.17.

ÍNDICE	RESULTADO	UNIDAD
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	0,010428	1/Ca
CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)	0,010428	1/Ca
SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	0,009	h/Ca
CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)	0,839	H
ASAI (Average Service Availability Index)	0,9999990017	%
ASUI (Average Service Unavailability Index)	0,0000009983	%
ENS (Energy Not Supplied)	0,035	MWh/a
AENS (Average Energy Not Supplied)	0,035	MWh/Ca

Tabla 3.17: Índices de Confiabilidad del Sistema con carga de 4MW para dos aerogeneradores (tercera combinación)

Análisis para 2 aerogeneradores con carga de 6MW (1 aerogenerador del grupo 2 Yuluc y 1 aerogenerador del grupo 1 Uchucay): Se presenta el diagrama de funcionamiento de los 2 aerogeneradores en la siguiente figura 3.12.

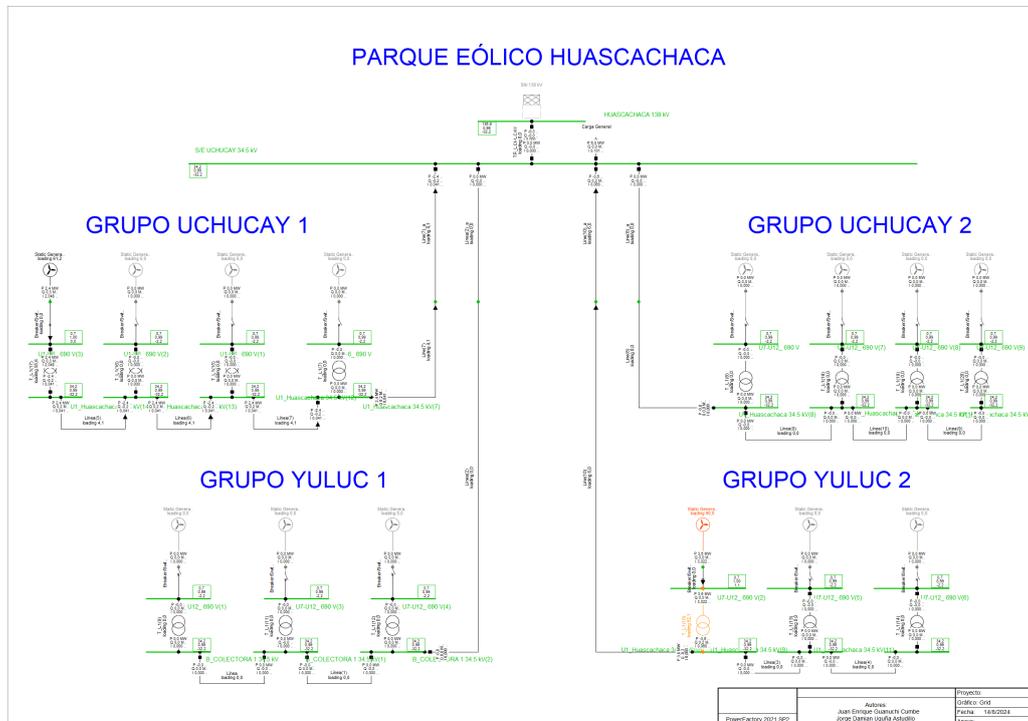


Figura 3.12: Funcionamiento para dos aerogeneradores, cuarta combinación.

Los índices de confiabilidad para este sistema se presentan en la tabla 3.18.

ÍNDICE	RESULTADO	UNIDAD
SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	0,020725	1/Ca
CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)	0,020725	1/Ca
SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	0,015	h/Ca
CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)	0,704	H
ASAI (Average Service Availability Index)	0,9999983354	%
ASUI (Average Service Unavailability Index)	0,0000016646	%
ENS (Energy Not Supplied)	0,071	MWh/a
AENS (Average Energy Not Supplied)	0,071	MWh/Ca

Tabla 3.18: Índices de Confiabilidad del Sistema con carga de 4MW para dos aerogeneradores (cuarta combinación)

Análisis del índice SAIFI con respecto a las cargas y por cada aerogenerador: En la tabla 3.19, se muestra los valores de SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), que se obtuvieron respecto el análisis de cada tipo de aerogenerador.

ÍNDICE SAIFI		
PARÁMETRO	RESULTADO	UNIDAD
General de un Aerogenerador Yuluc	0,010428	1/Ca
General de un Aerogenerador Uchucay	0,015702	1/Ca
Un Aerogenerador Y 90 % (3,2MW)	0,010428	1/Ca
Un Aerogenerador Y 75 % (2,68MW)	0,010428	1/Ca
Un Aerogenerador Y 60 % (2,14MW)	0,010428	1/Ca
Un Aerogenerador Y 50 % (1,78MW)	0,010428	1/Ca
Un Aerogenerador U 90 % (3,2MW)	0,015702	1/Ca
Un Aerogenerador U 75 % (2,68MW)	0,015702	1/Ca
Un Aerogenerador U 60 % (2,14MW)	0,015702	1/Ca
Un Aerogenerador U 50 % (1,78MW)	0,015702	1/Ca
Aerogenerador 1ra Combinación	0,015679	1/Ca
Aerogenerador 2da Combinación	0,018774	1/Ca
Aerogenerador 3ra Combinación	0,010428	1/Ca
Aerogenerador 4ta Combinación	0,020725	1/Ca

Tabla 3.19: Análisis del Índice SAIFI por tipo de Aerogenerador

Los valores de SAIFI varían entre 0.010428 y 0.020725 interrupciones por cliente [1/Ca]. El análisis de la figura 3.13, el índice SAIFI indica la frecuencia de interrupciones del parque eólico. Los aerogeneradores individuales, tanto de Yuluc como Uchucay funciona un aerogenerador al 100 % de carga, a comparación del funcionamiento de un aerogenerador a diferentes cargas, Yuluc se mantiene con una interrupción constante de 0.010428 [1/Ca], tanto a su funcionamiento 100 % de la carga, como el funcionamiento de cargas diferentes, a comparación de Uchucay que presentan mayor frecuencia de interrupción constante de 0,015702 [1/Ca].

El funcionamiento de varios aerogeneradores combinados con cargas diferentes presenta una menor o mayor frecuencia de interrupciones con respecto al funcionamiento de un aerogenerador. El funcionamiento las 3 primeras combinaciones, a comparación del aerogenerador de Yuluc y Uchucay, sus valores no varían mucho con respecto a estos, el que si presenta una mayor interrupción es la 4ta combinación con 0.020725. El aerogenerador de Yuluc presentan mejor desempeño en términos de confiabilidad. La variación de los valores surge por la longitud que existen entre la conexión de las líneas de transmisión en cada aerogenerador del parque eólico.

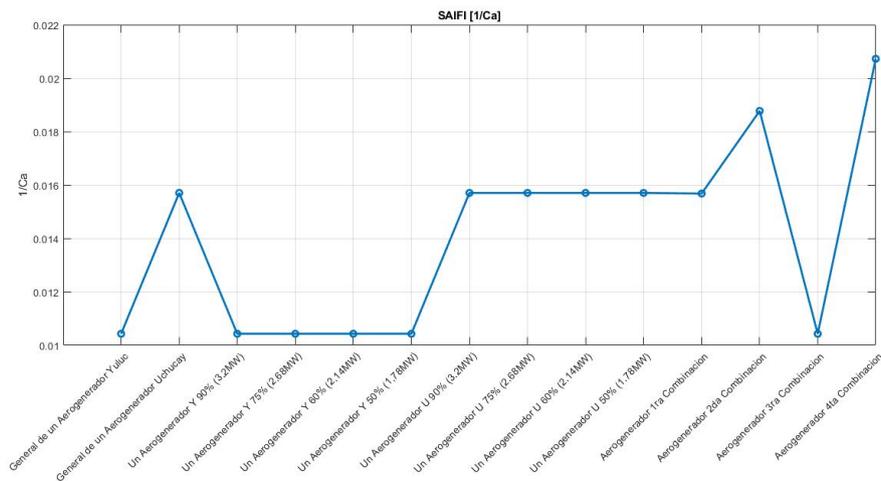


Figura 3.13: Valores de SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

Análisis del índice CAIFI con respecto a las cargas y por cada aerogenerador: En la tabla 3.20, se muestra los valores de CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index), que se obtuvieron respecto el análisis de cada tipo de aerogenerador.

ÍNDICE CAIFI		
PARÁMETRO	RESULTADO	UNIDAD
General de un Aerogenerador Yuluc	0,010428	1/Ca
General de un Aerogenerador Uchucay	0,015702	1/Ca
Un Aerogenerador Y 90 % (3,2MW)	0,010428	1/Ca
Un Aerogenerador Y 75 % (2,68MW)	0,010428	1/Ca
Un Aerogenerador Y 60 % (2,14MW)	0,010428	1/Ca
Un Aerogenerador Y 50 % (1,78MW)	0,010428	1/Ca
Un Aerogenerador U 90 % (3,2MW)	0,015702	1/Ca
Un Aerogenerador U 75 % (2,68MW)	0,015702	1/Ca
Un Aerogenerador U 60 % (2,14MW)	0,015702	1/Ca
Un Aerogenerador U 50 % (1,78MW)	0,015702	1/Ca
Aerogenerador 1ra Combinación	0,015679	1/Ca
Aerogenerador 2da Combinación	0,018774	1/Ca
Aerogenerador 3ra Combinación	0,010428	1/Ca
Aerogenerador 4ta Combinación	0,020725	1/Ca

Tabla 3.20: Análisis del Índice CAIFI por tipo de Aerogenerador

Los valores de CAIFI varían entre 0.010428 y 0.020725 interrupciones por cliente afectado [1/Ca]. El análisis de la figura 3.14, el índice CAIFI indica la frecuencia de interrupciones para los clientes. Los aerogeneradores individuales, tanto de Yuluc como Uchucay funciona un aerogenerador al 100% de carga, a comparación del funcionamiento de un aerogenerador a diferentes cargas, Yuluc se mantiene con una interrupción constante de 0.010428 [1/Ca], tanto a su funcionamiento 100% de la carga, como el funcionamiento de cargas diferentes, a comparación de Uchucay que presentan mayor frecuencia de interrupción constante de 0,015702[1/Ca].

El funcionamiento de varios aerogeneradores combinados con cargas diferentes presenta una menor o mayor frecuencia de interrupciones con respecto al funcionamiento de un aerogenerador. El funcionamiento las 3 primeras combinaciones, a comparación del aerogenerador de Yuluc y Uchucay, sus valores no varían mucho con respecto a estos, el que si presenta una mayor interrupción es la 4ta combinación con 0.020725 [1/Ca], comparando con el anterior índice de SAIDI, existen similitudes entre estos dos índices. El aerogenerador de Yuluc presentan mejor desempeño en términos de confiabilidad. La variación de los valores surge por la longitud que existen entre la conexión de las líneas de transmisión en cada aerogenerador del parque eólico.

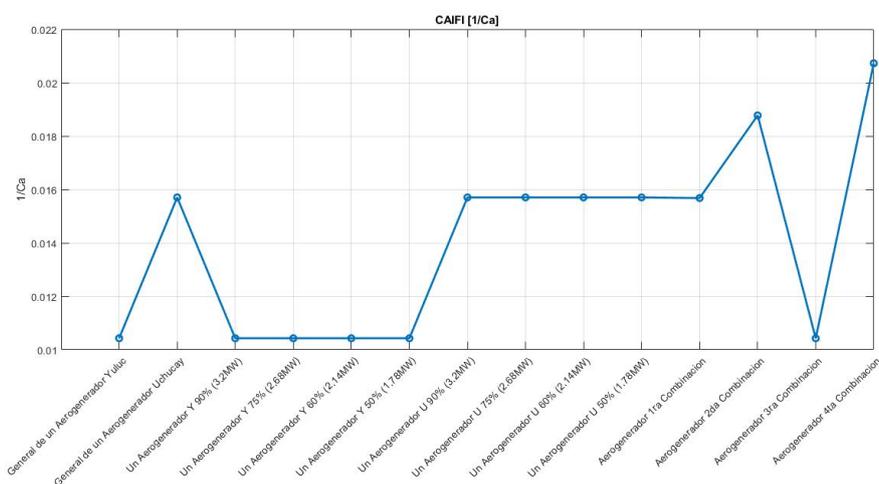


Figura 3.14: Valores de CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)

Análisis del índice SAIDI con respecto a las cargas y por cada aerogenerador: En la tabla 3.21, se muestra los valores de SAIDI (System Average Interruption Duration Index), que se obtuvieron respecto el análisis de cada tipo de aerogenerador.

ÍNDICE SAIDI		
PARÁMETRO	RESULTADO	UNIDAD
General de un Aerogenerador Yuluc	0,009	h/Ca
General de un Aerogenerador Uchucay	0,011	h/Ca
Un Aerogenerador Y 90 % (3,2MW)	0,009	h/Ca
Un Aerogenerador Y 75 % (2,68MW)	0,009	h/Ca
Un Aerogenerador Y 60 % (2,14MW)	0,009	h/Ca
Un Aerogenerador Y 50 % (1,78MW)	0,009	h/Ca
Un Aerogenerador U 90 % (3,2MW)	0,011	h/Ca
Un Aerogenerador U 75 % (2,68MW)	0,011	h/Ca
Un Aerogenerador U 60 % (2,14MW)	0,011	h/Ca
Un Aerogenerador U 50 % (1,78MW)	0,011	h/Ca
Aerogenerador 1ra Combinación	0,013	h/Ca
Aerogenerador 2da Combinación	0,012	h/Ca
Aerogenerador 3ra Combinación	0,009	h/Ca
Aerogenerador 4ta Combinación	0,015	h/Ca

Tabla 3.21: Análisis del Índice SAIDI por tipo de Aerogenerador

Los valores de SAIDI varían entre 0.009 y 0.015 horas por cliente [h/Ca]. El análisis de la figura 3.15, el índice SAIDI indica la duración promedio de interrupciones del sistema. Los aerogeneradores individuales, tanto de Yuluc como Uchucay funciona un aerogenerador al 100 % de carga, a comparación del funcionamiento de un aerogenerador a diferentes cargas, Yuluc se mantiene con una duración de interrupción promedio constante respecto al sistema a 0.009 [h/Ca], tanto a su funcionamiento 100% de la carga, como el funcionamiento de cargas diferentes, a comparación de Uchucay que presentan mayor duración promedio de interrupción constante de 0.011[h/Ca].

El funcionamiento de varios aerogeneradores combinados con cargas diferentes presenta una menor o mayor duración promedio de interrupciones del sistema. El funcionamiento las 3 primeras combinaciones, a comparación del aerogenerador de Yuluc y Uchucay, sus valores no varían mucho con respecto a estos, el que si presenta una duración de promedio un poco mayor es la 4ta combinación con 0.015 [h/Ca]. El aerogenerador Yuluc indica los clientes que experimentaron interrupciones de corta duración, lo que muestra una mayor confiabilidad y eficiencia en la operación del aerogenerador. La variación de los valores surge por la longitud que existen entre la conexión de las líneas de transmisión en cada aerogenerador del parque eólico.

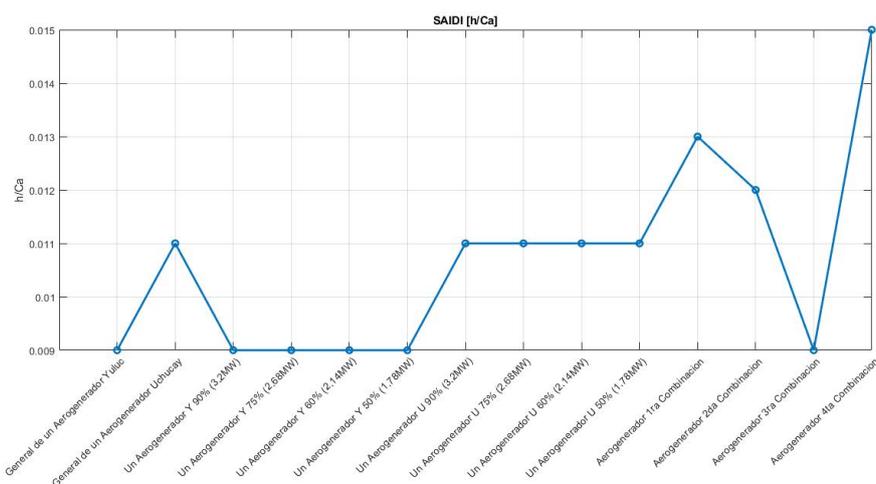


Figura 3.15: Valores de SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

Análisis del índice CAIDI con respecto a las cargas y por cada aerogenerador: En la tabla 3.22, se muestra los valores de CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), que se obtuvieron respecto el análisis de cada tipo de aerogenerador.

ÍNDICE CAIDI		
PARÁMETRO	RESULTADO	UNIDAD
General de un Aerogenerador Yuluc	0,839	H
General de un Aerogenerador Uchucay	0,717	H
Un Aerogenerador Y 90 % (3,2MW)	0,839	H
Un Aerogenerador Y 75 % (2,68MW)	0,839	H
Un Aerogenerador Y 60 % (2,14MW)	0,839	H
Un Aerogenerador Y 50 % (1,78MW)	0,839	H
Un Aerogenerador U 90 % (3,2MW)	0,717	H
Un Aerogenerador U 75 % (2,68MW)	0,717	H
Un Aerogenerador U 60 % (2,14MW)	0,717	H
Un Aerogenerador U 50 % (1,78MW)	0,717	H
Aerogenerador 1ra Combinación	0,798	H
Aerogenerador 2da Combinación	0,666	H
Aerogenerador 3ra Combinación	0,839	H
Aerogenerador 4ta Combinación	0,704	H

Tabla 3.22: Análisis del Índice CAIDI por tipo de Aerogenerador

Los valores de CAIDI varían entre 0.704 y 0.839 horas [h]. El análisis de la figura 3.16, el índice CAIDI indica la duración promedio de interrupciones por cliente. Los aerogeneradores individuales, tanto de Yuluc como Uchucay funciona un aerogene-

rador al 100 % de carga, a comparación del funcionamiento de un aerogenerador a diferentes cargas, Yuluc se mantiene con una duración de promedio de interrupción constante para el cliente a 0.839 [h], tanto a su funcionamiento 100 % de la carga, como el funcionamiento de cargas diferentes, a comparación de Uchucay que presentan menor duración promedio de interrupción constante de 0.717[h].

El funcionamiento de varios aerogeneradores combinados con cargas diferentes presenta una menor duración promedio de interrupciones por cliente. El valor del aerogenerador en Yuluc tienden a ser más prolongadas en comparación con Uchucay que son cortas, con respecto a las 4 combinaciones, a lo que indica una mayor eficiencia en la restauración de servicio. La variación de los valores surge por la longitud que existen entre la conexión de las líneas de transmisión en cada aerogenerador del parque eólico.

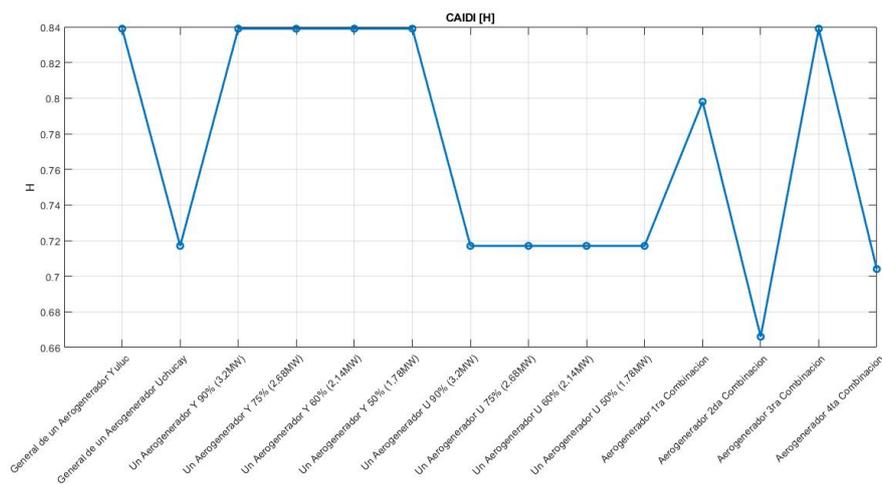


Figura 3.16: Valores de CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)

Análisis del índice ASAI con respecto a las cargas y por cada aerogenerador: En la tabla 3.23, se muestra los valores de ASAI (Average Service Availability Index), que se obtuvieron respecto el análisis de cada tipo de aerogenerador.

ÍNDICE ASAI		
PARÁMETRO	RESULTADO	UNIDAD
General de un Aerogenerador Yuluc	0,999999002	%
General de un Aerogenerador Uchucay	0,999998715	%
Un Aerogenerador Y 90 % (3,2MW)	0,999999002	%
Un Aerogenerador Y 75 % (2,68MW)	0,999999002	%
Un Aerogenerador Y 60 % (2,14MW)	0,999999002	%
Un Aerogenerador Y 50 % (1,78MW)	0,999999002	%
Un Aerogenerador U 90 % (3,2MW)	0,999998715	%
Un Aerogenerador U 75 % (2,68MW)	0,999998715	%
Un Aerogenerador U 60 % (2,14MW)	0,999998715	%
Un Aerogenerador U 50 % (1,78MW)	0,999998715	%
Aerogenerador 1ra Combinación	0,9999985719	%
Aerogenerador 2da Combinación	0,9999985732	%
Aerogenerador 3ra Combinación	0,9999990017	%
Aerogenerador 4ta Combinación	0,9999983354	%

Tabla 3.23: Análisis del Índice ASAI por tipo de Aerogenerador

Los valores de ASAI son cercanos al 100 %, lo que indica una alta disponibilidad del servicio en todo el sistema de aerogeneradores, como cargas individuales de Yuluc y Uchucay. Los valores varían entre 99.99983354 % y 99.9999002 %. El análisis de la figura 3.17, el índice ASAI indica la disponibilidad del servicio de los aerogeneradores. Los aerogeneradores individuales, tanto de Yuluc como Uchucay funciona un aerogenerador al 100 % de carga, a comparación del funcionamiento de un aerogenerador a diferentes cargas, Yuluc indica una disponibilidad extremadamente alta cercana al 100 %, a diferencia de Uchucay es ligeramente bajo. El funcionamiento de varios aerogeneradores combinados con cargas diferentes presenta una mayor disponibilidad extremadamente alta. La disponibilidad de servicio del parque eólico en su conjunto es del 99.99 % lo resalta el rendimiento general del parque, tanto a nivel individual de cada aerogenerador como en su operación combinada, garantizando una eficiente en la generación de energía.

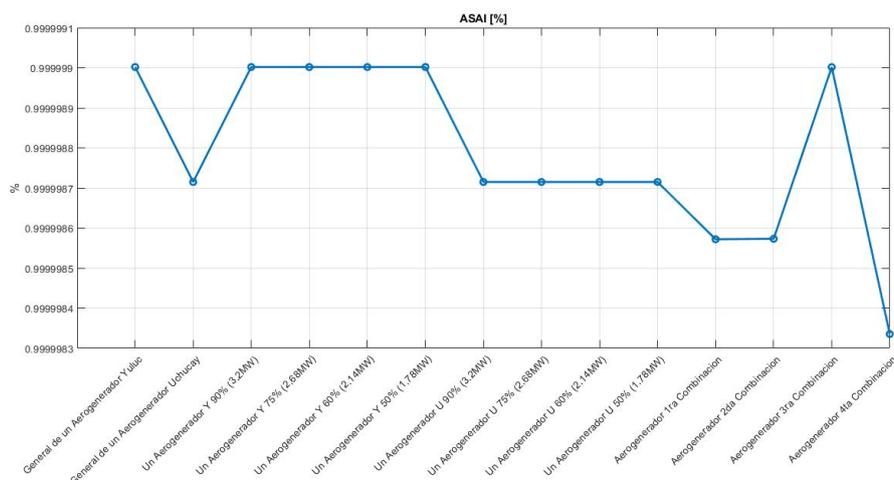


Figura 3.17: Valores de ASAI (Average Service Availability Index)

Análisis del índice ASUI con respecto a las cargas y por cada aerogenerador: En la tabla 3.24, se muestra los valores de ASUI (Average System Unavailability Index), que se obtuvieron respecto el análisis de cada tipo de aerogenerador.

ÍNDICE ASUI		
PARÁMETRO	RESULTADO	UNIDAD
General de un Aerogenerador Yuluc	0,0000009983	%
General de un Aerogenerador Uchucay	0,0000012848	%
Un Aerogenerador Y 90 % (3,2MW)	0,0000009983	%
Un Aerogenerador Y 75 % (2,68MW)	0,0000009983	%
Un Aerogenerador Y 60 % (2,14MW)	0,0000009983	%
Un Aerogenerador Y 50 % (1,78MW)	0,0000009983	%
Un Aerogenerador U 90 % (3,2MW)	0,0000012848	%
Un Aerogenerador U 75 % (2,68MW)	0,0000012848	%
Un Aerogenerador U 60 % (2,14MW)	0,0000012848	%
Un Aerogenerador U 50 % (1,78MW)	0,0000012848	%
Aerogenerador 1ra Combinación	0,0000014281	%
Aerogenerador 2da Combinación	0,0000014281	%
Aerogenerador 3ra Combinación	0,0000009983	%
Aerogenerador 4ta Combinación	0,00000166461	%

Tabla 3.24: Análisis del Índice ASUI por tipo de Aerogenerador

Los valores de ASUI son muy bajos, todos en el rango de 0.0000013465% y 0.0000009983% , lo que indica una baja indisponibilidad del servicio en todos los sistemas. El análisis de la figura 3.18, el índice ASUI indica la indisponibilidad del servicio de los aerogeneradores. Los aerogeneradores individuales, tanto de Yuluc como Uchucay funciona un aerogenerador al 100% de carga, a comparación del funcionamiento de un aerogenerador a diferentes cargas, Yuluc indica una indisponibilidad extremadamente baja, lo que refleja una alta confiabilidad y eficiencia operativa., a diferencia de Uchucay que es ligeramente alta. El funcionamiento de varios aerogeneradores combinados con cargas diferentes presenta una mayor o menor indisponibilidad de servicio. La variación de los valores surge por la longitud que existen entre la conexión de las líneas de transmisión en cada aerogenerador del parque eólico.

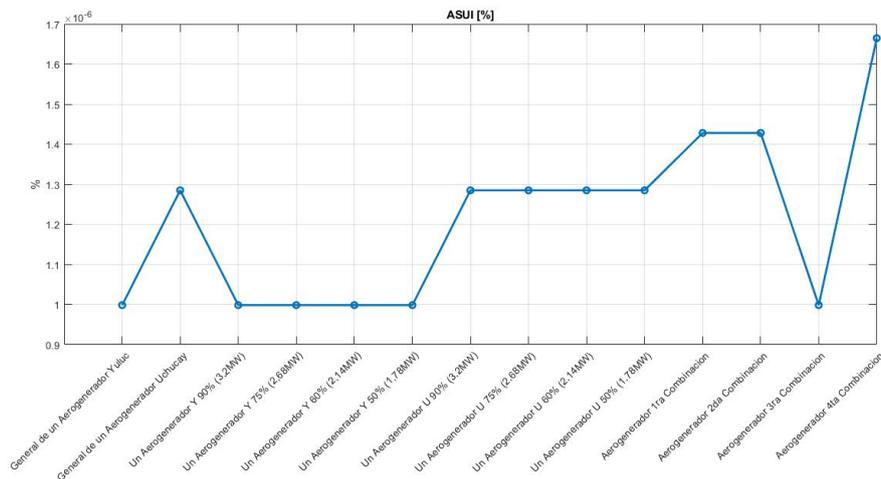


Figura 3.18: Valores de ASUI (Average System Unavailability Index)

Análisis del índice ENS con respecto a las cargas y por cada aerogenerador: En la tabla 3.25, se muestra los valores de ENS (Energy Not Supplied), que se obtuvieron respecto el análisis de cada tipo de aerogenerador.

ÍNDICE ENS		
PARÁMETRO	RESULTADO	UNIDAD
General de un Aerogenerador Yuluc	0,031	MWh/a
General de un Aerogenerador Uchucay	0,04	MWh/a
Un Aerogenerador Y 90 % (3,2MW)	0,028	MWh/a
Un Aerogenerador Y 75 % (2,68MW)	0,023	MWh/a
Un Aerogenerador Y 60 % (2,14MW)	0,019	MWh/a
Un Aerogenerador Y 50 % (1,78MW)	0,016	MWh/a
Un Aerogenerador U 90 % (3,2MW)	0,036	MWh/a
Un Aerogenerador U 75 % (2,68MW)	0,03	MWh/a
Un Aerogenerador U 60 % (2,14MW)	0,024	MWh/a
Un Aerogenerador U 50 % (1,78MW)	0,02	MWh/a
Aerogenerador 1ra Combinación	0,071	MWh/a
Aerogenerador 2da Combinación	0,061	MWh/a
Aerogenerador 3ra Combinación	0,035	MWh/a
Aerogenerador 4ta Combinación	0,071	MWh/a

Tabla 3.25: Análisis del Índice ENS por tipo de Aerogenerador

Los valores de ENS (Energy Not Supplied) varían entre aproximadamente 0.016 y 0.071 [MWh/a]. La variación en los resultados puede deberse a varios factores, como el rendimiento individual de los aerogeneradores, la coordinación entre las unidades, y el nivel de carga operativa. El análisis de la figura 3.19, el índice ENS indica la energía no suministrada de los aerogeneradores. El ENS de los aerogeneradores en Yuluc varía entre 0.016 MWh/a y 0.031 MWh/a. El valor más bajo se presenta cuando el aerogenerador opera al 50 % de su capacidad, lo que sugiere una baja energía no suministrada y por lo tanto, una alta confiabilidad en estas condiciones, al igual que la capacidad de Uchucay incrementa la energía suministrada y mantiene una confiabilidad estable. Las combinaciones de aerogeneradores en el parque eólico muestran, si bien es posible operar múltiples aerogeneradores con carga diferente, algunas combinaciones específicas resultan en un incremento significativo en la Energía No Suministrada (ENS). Esto podría deberse a la mayor complejidad en la coordinación y control de las unidades cuando se agrupan en ciertas configuraciones. Optimizar estas combinaciones y mejorar la gestión operativa es clave para reducir el ENS, aumentar la confiabilidad y, en última instancia, mejorar el rendimiento global del parque eólico. Esto podría estar relacionado con la mayor complejidad en la coordinación y el control de las unidades al agruparse en determinadas configuraciones. La optimización de estas combinaciones y la mejora en la gestión operativa son esenciales para disminuir el ENS, incrementar la confiabilidad y, en última instancia, optimizar el rendimiento general del parque eólico.

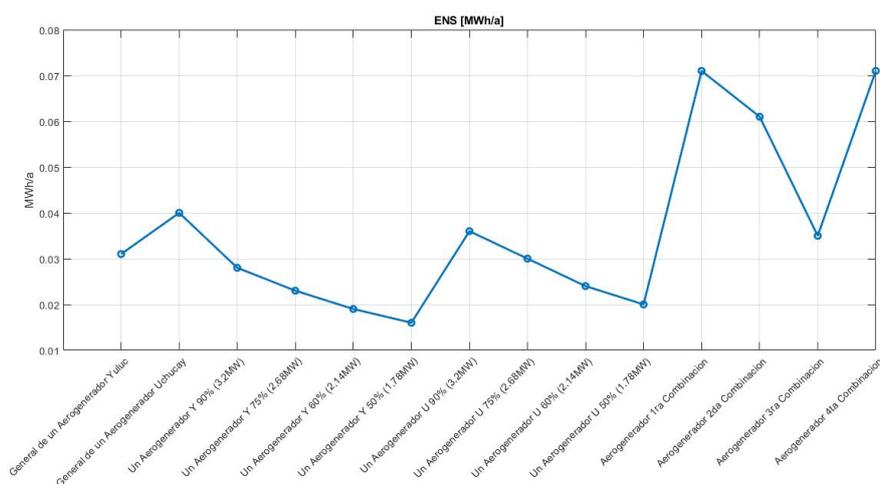


Figura 3.19: Valores de ENS (Energy Not Supplied)

Análisis del índice AENS con respecto a las cargas y por cada aerogenerador: En la tabla 3.25, se muestra los valores de AENS (Average Energy Not Supplied), que se obtuvieron respecto el análisis de cada tipo de aerogenerador.

ÍNDICE AENS		
PARÁMETRO	RESULTADO	UNIDAD
General de un Aerogenerador Yuluc	0,031	MWh/Ca
General de un Aerogenerador Uchucay	0,04	MWh/Ca
Un Aerogenerador Y 90 % (3,2MW)	0,028	MWh/Ca
Un Aerogenerador Y 75 % (2,68MW)	0,023	MWh/Ca
Un Aerogenerador Y 60 % (2,14MW)	0,019	MWh/Ca
Un Aerogenerador Y 50 % (1,78MW)	0,016	MWh/Ca
Un Aerogenerador U 90 % (3,2MW)	0,036	MWh/Ca
Un Aerogenerador U 75 % (2,68MW)	0,03	MWh/Ca
Un Aerogenerador U 60 % (2,14MW)	0,024	MWh/Ca
Un Aerogenerador U 50 % (1,78MW)	0,02	MWh/Ca
Aerogenerador 1ra Combinación	0,071	MWh/Ca
Aerogenerador 2da Combinación	0,061	MWh/Ca
Aerogenerador 3ra Combinación	0,035	MWh/Ca
Aerogenerador 4ta Combinación	0,071	MWh/Ca

Tabla 3.26: Análisis del Índice AENS por tipo de Aerogenerador

Los valores de AENS (Average Energy Not Supplied) varían entre aproximadamente 0.016 y 0.071 [MWh/Ca]. El análisis de la figura 3,17, el índice AENS indica el promedio de energía no suministrada de los aerogeneradores. El AENS para los

aerogeneradores en Yuluc varía entre 0.016 MWh/Ca y 0.031 MWh/Ca. El valor más bajo se presenta cuando el aerogenerador opera al 50 % de su capacidad, indicando una baja energía no suministrada promedio por cliente, lo que refleja una alta confiabilidad operativa. al igual que la capacidad de Uchucay incrementa la energía suministrada y mantiene una confiabilidad estable. Las combinaciones de aerogeneradores analizadas muestran que operar múltiples unidades de manera conjunta puede llevar a un aumento significativo en la energía no suministrada promedio por cliente afectado (AENS). Mientras que algunas combinaciones presentan mejoras en comparación con otras, la complejidad operativa inherente a la gestión de múltiples aerogeneradores simultáneamente parece ser un factor clave que contribuye a este incremento en AENS. Optimizar la coordinación y el control de estas combinaciones es esencial para reducir este impacto y mejorar la eficiencia global del sistema.

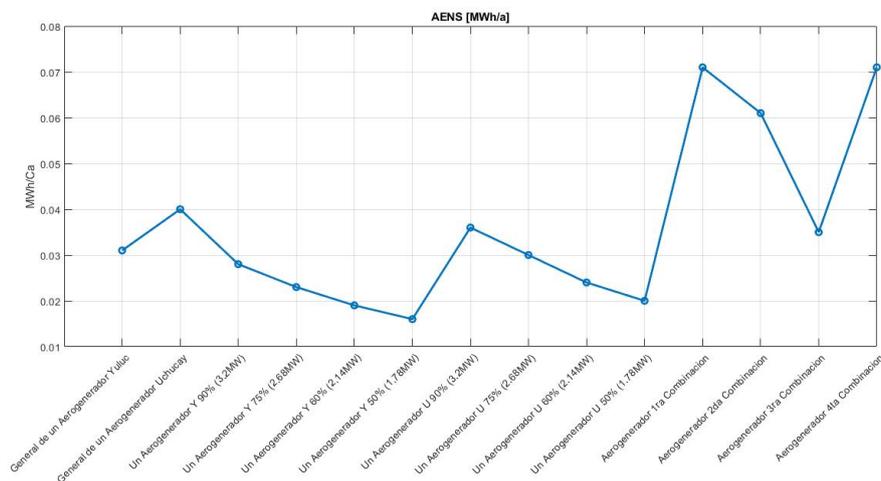


Figura 3.20: Valores de AENS (Average Energy Not Supplied)

Propuesta de Mejora para Incrementar la Confiabilidad del Parque Eólico Huascachaca: Basado en el análisis de los índices de confiabilidad del Parque Eólico Huascachaca con el IEEE Sta. 1366 [13], se propone incluir soluciones tanto tecnológicas y operativas que abordan los factores técnicos como los factores de gestión.

Una propuesta para obtener la confiabilidad óptima en el sistema del Parque Eólico, parte de implicar un sistema de monitoreo en tiempo real para los aerogeneradores, nos podemos basar en la norma ISO 55001 "Sistemas de Gestión de Activos" [27], esta norma implementa un sistema de gestión que asegura los componentes (eléctricos y mecánicos) sean monitoreados, con un plan optimizado. En el sistema nos permitirá prever fallas mediante la recolección y análisis continuos de datos operativos, a lo que llevará un mantenimiento predictivo. Esta norma garan-

tiza el mantenimiento que se realice en función del estado real de los componentes, optimice recursos y reduzca los tiempos de inactividad que no sean planificados.

Se puede llegar a proponer optimizar la infraestructura de transmisión, ya que influyen en la calidad y longitud directamente en la frecuencia de interrupciones. El refuerzo de las líneas y buscar alternativas para las rutas de transmisión, para asegurar una mayor estabilidad y confiabilidad del suministro de energía. Para los aerogeneradores se llega a proponer una norma IEC 61400 "Norma Internacional para Aerogeneradores" [27], esta norma establece los estándares técnicos para los aerogeneradores. Esta propuesta mejora técnicas en el diseño y el mantenimiento de los aerogeneradores, como actualizaciones constantes de los componentes o estrategias de mantenimiento según las condiciones del viento o de las cargas operativas.

En resumen, la implementación de estas alternativas, fundamentadas en normas como ISO 55001, IEC 61400 y IEEE Std 1366, puede llegar a incrementar la confiabilidad significativamente del sistema, optimizando el mantenimiento y reduciendo tiempos de interrupción en el Parque Eólico Huascachaca.

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

A partir de los datos obtenidos del sistema y con la simulación detallada realizada en el software Power Factory, se derivaron los índices de confiabilidad del sistema, específicamente los indicadores de la tabla 3.19 SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), tabla 3.21 para SAIDI (System Average Interruption Duration Index), tabla 3.22 para CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), tabla 3.23 para ASAI (Average Service Availability Index), y tabla 3.25 para ENS (Energy Not Supplied). Los valores de estos indicadores sugieren que el aerogenerador opera en un estado de alta fiabilidad, lo cual es indicativo de una gestión efectiva tanto en el mantenimiento preventivo como en la operación cotidiana de los equipos. La obtención de estos índices mediante simulación permite predecir con mayor precisión los comportamientos de fallos y establecer estrategias de mitigación adecuadas.

Se ha identificado que múltiples factores influyen significativamente en la confiabilidad de los aerogeneradores en el parque eólico de Huascachaca. Entre estos factores, las tasas de falla o índices de interrupción forzada se destacan como los más perjudiciales para la confiabilidad del sistema. A medida que las tasas de falla se vuelven más recurrentes, se incrementa de manera sustancial la probabilidad de interrupciones no planificadas, afectando directamente la eficiencia operativa y la entrega continua de energía eléctrica. Se categoriza las fallas y se identifica, para los aerogeneradores se observa en la figura 3.1 los valores de disponibilidad, probabilidad, duración, frecuencia y duración total, afectan directamente la confiabilidad, en cuanto a los transformadores y líneas, los valores que afectan a la confiabilidad son las que se presetan en la figura 3.2 y figura 3.4 como la frecuencias de fallas, duración de la reparación y la frecuencia de falla transitoria. Estos hallazgos subrayan la

importancia de implementar estrategias de mantenimiento predictivo y preventivo que puedan reducir la frecuencia y severidad de las fallas.

Los resultados de las simulaciones sugieren que los procedimientos de mantenimiento actuales son adecuados, como lo demuestran los valores de disponibilidad del sistema, se refleja en la tabla 3.23 presentada en el capítulo 3 alcanzando un notable 99,99%. Este alto porcentaje de disponibilidad indica que el sistema opera con una confiabilidad excepcional, minimizando la ocurrencia de eventos de interrupción y asegurando una entrega continua y estable de energía. Este nivel de disponibilidad es un indicativo de un enfoque de mantenimiento bien estructurado y ejecutado, que incorpora tanto mantenimiento preventivo como correctivo para abordar cualquier falla potencial antes de que afecte la operación del sistema.

El análisis detallado de las contingencias y las diferentes propuestas operativas para los aerogeneradores indican que, para mantener y mejorar la confiabilidad, seguridad, y funcionamiento óptimo del sistema, es esencial considerar alternativas de mejora como ajustes en los índices de confiabilidad. Estos ajustes pueden incluir la revisión y optimización de las tasas de recuperación de fallas en diversos componentes del sistema, como transformadores, líneas de transmisión y máquinas eléctricas. La implementación de tiempos de respuesta más rápidos y la mejora de la eficiencia en las reparaciones. En la parte final del Capítulo 3, especifica que normas se puede implementar para obtener una confiabilidad mas estable y optimizando el mantenimiento del sistema del Parque Eólico que sea mas eficaz y con menor tiempo de interrupción.

4.2. Recomendaciones

Realización de continuos estudios anuales de confiabilidad para prevenir fallas que afecten en la suministración de energía garantizando su optimo funcionamiento.

Se sugiere establecer procedimientos más eficientes para la recuperación de fallas en los componentes críticos del sistema, como transformadores, líneas de transmisión y generadores. Esto podría incluir la capacitación continua del personal de mantenimiento en técnicas de reparación rápida, así como la implementación de un sistema de gestión de activos que priorice la disponibilidad de repuestos críticos y herramientas. Al reducir el tiempo de inactividad asociado con las fallas, se mejorará la confiabilidad general del sistema.

Realizar un procesamiento sistemático de los datos relacionados con las fallas, con el fin de contar con indicadores de base más robustos para llevar a cabo evaluaciones de confiabilidad.

Es recomendable profundizar en la modelación de las cargas dentro del entorno de PowerFactory, teniendo en cuenta diferentes tipos de clasificación como cargas comerciales, domésticas e industriales. Esta categorización detallada permitirá personalizar y especificar con mayor precisión los análisis de confiabilidad, adaptándolos a las particularidades de cada tipo de carga. Al segmentar las cargas de esta manera, se podrán identificar más fácilmente los patrones de comportamiento y las posibles vulnerabilidades asociadas a cada tipo de uso, lo cual facilitará la implementación de estrategias específicas para mejorar la confiabilidad del sistema. Además, se sugiere complementar los estudios de confiabilidad incorporando los costos de energía no suministrada, lo que permitiría calcular índices de costos y planificar mantenimientos en función de distintos horizontes temporales. A largo plazo, esto facilitaría la obtención de resultado.

ANEXOS

ANEXO A

Tablas de resultados de simulación de confiabilidad

		DIgSILENT	Proyecto:
		PowerFactory	-----
		2021 SP2	Fecha: 1/8/2024
Análisis de Confiabilidad			
Método	Análisis de flujo de Carga		
Red	Transmisión		
Período de tiempo calculado	2024		
Considerar Mantenimiento	No		
Selección	Sistema Completo		
Barras/terminales	No	Modo Común	No
Línea / Cable	Sí	Segundas fallas independientes.	No
Transformadores	Sí	Fallas múltiples a tierra	No
Generadores	Sí	Fallas en la protección/commutación	No
Caso de Estudio: Study Case		Anexo:	/ 1
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema	AIFI =	0,016380	l/Ca
Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Cliente	AIFI =	0,016380	l/Ca
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema	SAIDI =	0,012	h/Ca
Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente	CAIDI =	0,720	h
Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio	: ASAI =	0,9999986535	
Índice de Indisponibilidad Promedio del Servicio	: ASUI =	0,0000013465	
Energía no Suministrada	: ENS =	0,418	MWh/a
Energía No Suministrada Promedio	: AENS =	0,418	MWh/Ca
Índice de Racionamiento por Cliente Promedio	: ACCI =	32,401	MWh/Ca
Costos de Interrupción Esperados	: EIC =	0,000	MUSD/a
Valoración de la Energía Interrumpida	: IEAR =	0,000	USD/kWh
Energía del Sistema Deslastrada	: SES =	0,136	MWh/a
Índice de la Frecuencia Promedio de la Interrupción del Sistema	=	0,011435	l/a
Índice de la Duración Promedio de la Interrupción del Sistema	=	0,008527	h/a
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio Momentáneo	MAIFI =	0,001473	l/Ca

Figura A.1: Tabla de confiabilidad del sistema del Parque eólico

		DIgSILENT	Proyecto:
		PowerFactory	-----
		2021 SP2	Fecha: 1/8/2024
Análisis de Confiabilidad			
- Enumeración de Estados			
- Análisis de flujo de Carga			
Selección	= Sistema Completo		
No	= Modo Común	No	= Segundas fallas independientes.
No	= Barras/terminales	No	= Fallas múltiples a tierra
Sí	= Línea / Cable	No	= Considerar Mantenimiento
Sí	= Transformadores		
Caso de Estudio: Study Case		Anexo:	/ 2
Interrupciones de Carga	TCIT	TCIF	AID
Nombre	Ch/a	C/a	h
			LPENS
			LPIC
			ACIF
			ACIT
Carga General	0,01	0,02	0,77
			0,42
			0,00
			0,02
			0,01

Figura A.2: Tabla de confiabilidad de carga del parque eólico

		DigSILENT	PowerFactory	2021 SF2	Proyecto:	Fecha: 1/8/2024
Análisis de Confiabilidad						
Método	Análisis de flujo de Carga					
Red	Transmisión					
Periodo de tiempo calculado	2024					
Considerar Mantenimiento	No					
Selección						
Selección	Sistema Completo					
Barras/terminales	No	Modo Común				No
Línea / Cable	Sí	Segundas fallas independientes.				No
Transformadores	Sí	Fallas múltiples a tierra				No
Generadores	Sí	Fallas en la protección/comutación				No
Caso de Estudio: Study Case					Anexo:	/ 1
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema AIFI = 0,010428 1/Ca Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Cliente AIFI = 0,010428 1/Ca Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema SAIDI = 0,009 h/Ca Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente CAIDI = 0,839 h Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASAI = 0,9999990017 Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASUI = 0,0000009983 Energía no Suministrada : ENS = 0,021 MWh/a Energía No Suministrada Promedio : AENS = 0,021 MWh/Ca Índice de Racionamiento por Cliente Promedio : ACCI = 2,997 MWh/Ca Costos de Interrupción Esperados : EIC = 0,000 MUSD/a Valoración de la Energía Interrumpida : IEAR = 0,000 USD/kWh Energía del Sistema Deslastrada : SES = 0,000 MWh/a Índice de la Frecuencia Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,010428 1/a Índice de la Duración Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,008745 h/a Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio Momentáneo MAIFI = 0,000623 1/Ca						

Figura A.3: Tabla de confiabilidad de sistema para una torre de Yuluc con carga de 3,57MW

		DigSILENT	PowerFactory	2021 SF2	Proyecto:	Fecha: 1/8/2024
Análisis de Confiabilidad						
- Enumeración de Estados						
- Análisis de flujo de Carga						
Selección = Sistema Completo						
No = Modo Común	No = Segundas fallas independientes.					
No = Barras/terminales	No = Fallas múltiples a tierra					
Sí = Línea / Cable	No = Considerar Mantenimiento					
Sí = Transformadores						
Caso de Estudio: Study Case					Anexo:	/ 2
Interrupciones de Carga	TCIT	TCIF	AID	LPENS	LPIC	ACIF
Nombre	Ch/a	C/a	h	MWh/a	USD/a	1/a
Carga General	0,01	0,01	0,84	0,02	0,00	0,01

Figura A.4: Tabla de confiabilidad de carga para una torre de Yuluc con carga de 3,57MW

		DigSILENT	Proyecto:
		PowerFactory	-----
		2021 SP2	Fecha: 1/8/2024
Análisis de Confiabilidad			
Método	Análisis de flujo de Carga		
Red	Transmisión		
Periodo de tiempo calculado	2024		
Considerar Mantenimiento	No		
Selección			
Selección	Sistema Completo		
Barras/terminales	No	Modo Común	No
Línea / Cable	Si	Segundas fallas independientes.	No
Transformadores	Si	Fallas múltiples a tierra	No
Generadores	Si	Fallas en la protección/comutación	No
Caso de Estudio: Study Case		Anexo:	/ 1
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema AIFI = 0,015702 1/Ca Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Cliente AIFI = 0,015702 1/Ca Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema SAIDI = 0,011 h/Ca Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente CAIDI = 0,717 h Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASAI = 0,9999987152 Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASUI = 0,000012848 Energía no Suministrada : ENS = 0,040 MWh/a Energía No Suministrada Promedio : AENS = 0,040 MWh/Ca Índice de Racionamiento por Cliente Promedio : ACCI = 2,563 MWh/Ca Costos de Interrupción Esperados : EIC = 0,000 MUSD/a Valoración de la Energía Interrumpida : IEAR = 0,000 USD/kWh Energía del Sistema Deslastrada : SES = 0,000 MWh/a Índice de la Frecuencia Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,015702 1/a Índice de la Duración Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,011255 h/a Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio Momentáneo MAIFI = 0,001647 1/Ca			

Figura A.5: Tabla de confiabilidad de sistema para una torre de Uchucay con carga de 3,57MW

		DigSILENT	Proyecto:
		PowerFactory	-----
		2021 SP2	Fecha: 1/8/2024
Análisis de Confiabilidad			
- Enumeración de Estados			
- Análisis de flujo de Carga			
Selección = Sistema Completo			
No = Modo Común	No = Segundas fallas independientes.		
No = Barras/terminales	No = Fallas múltiples a tierra		
Si = Línea / Cable	No = Considerar Mantenimiento		
Si = Transformadores			
Caso de Estudio: Study Case		Anexo:	/ 2
Interrupciones de Carga	TCIT	TCIF	AID
Nombre	Ch/a	C/a	h
			LPENS
			LPIC
			ACIF
			ACIT
Carga General	0,01	0,02	0,72
			0,04
			0,00
			0,02
			0,01

Figura A.6: Tabla de confiabilidad de carga para una torre de Uchucay con carga de 3,57MW

		DigSILENT	Proyecto:
		PowerFactory	
		2021 SP2	Fecha: 1/8/2024
Análisis de Confiabilidad			
Método	Análisis de flujo de Carga		
Red	Transmisión		
Periodo de tiempo calculado	2024		
Considerar Mantenimiento	No		
Selección			
Barras/terminales	Sistema Completo	Modo Común	No
Línea / Cable	Si	Segundas fallas independientes.	No
Transformadores	Si	Fallas múltiples a tierra	No
Generadores	Si	Fallas en la protección/comutación	No
Caso de Estudio: Study Case		Anexo:	/ 1
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema AIFI = 0,010428 1/Ca Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Cliente AIFI = 0,010428 1/Ca Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema SAIDI = 0,009 h/Ca Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente CAIDI = 0,829 h Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASAI = 0,9999990017 Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASUI = 0,0000009983 Energía no Suministrada : ENS = 0,028 MWh/a Energía No Suministrada Promedio : AENS = 0,028 MWh/Ca Índice de Racionamiento por Cliente Promedio : ACCI = 2,686 MWh/Ca Costos de Interrupción Esperados : EIC = 0,000 MUSD/a Valoración de la Energía Interrumpida : IEAR = 0,000 USD/kWh Energía del Sistema Deslastrada : SES = 0,000 MWh/a Índice de la Frecuencia Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,010428 1/a Índice de la Duración Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,008745 h/a Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio Momentáneo MAIFI = 0,000623 1/Ca			

Figura A.7: Tabla de confiabilidad del sistema para un aerogenerador de Yuluc con carga de 3,2MW (90%)

		DigSILENT	Proyecto:
		PowerFactory	
		2021 SP2	Fecha: 1/8/2024
Análisis de Confiabilidad			
Método	Análisis de flujo de Carga		
Red	Transmisión		
Periodo de tiempo calculado	2024		
Considerar Mantenimiento	No		
Selección			
Barras/terminales	Sistema Completo	Modo Común	No
Línea / Cable	Si	Segundas fallas independientes.	No
Transformadores	Si	Fallas múltiples a tierra	No
Generadores	Si	Fallas en la protección/comutación	No
Caso de Estudio: Study Case		Anexo:	/ 1
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema AIFI = 0,010428 1/Ca Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Cliente AIFI = 0,010428 1/Ca Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema SAIDI = 0,009 h/Ca Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente CAIDI = 0,829 h Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASAI = 0,9999990017 Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASUI = 0,0000009983 Energía no Suministrada : ENS = 0,023 MWh/a Energía No Suministrada Promedio : AENS = 0,023 MWh/Ca Índice de Racionamiento por Cliente Promedio : ACCI = 2,250 MWh/Ca Costos de Interrupción Esperados : EIC = 0,000 MUSD/a Valoración de la Energía Interrumpida : IEAR = 0,000 USD/kWh Energía del Sistema Deslastrada : SES = 0,000 MWh/a Índice de la Frecuencia Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,010428 1/a Índice de la Duración Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,008745 h/a Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio Momentáneo MAIFI = 0,000623 1/Ca			

Figura A.8: Tabla de confiabilidad del sistema para un aerogenerador de Yuluc con carga de 2,68MW(75%)

		DigSILENT	Proyecto:
		PowerFactory	
		2021 SP2	Fecha: 1/8/2024
Análisis de Confiabilidad			
Método	Análisis de flujo de Carga		
Red	Transmisión		
Período de tiempo calculado	2024		
Considerar Mantenimiento	No		
Selección			
Barras/terminales	No	Modo Común	No
Línea / Cable	Si	Segundas fallas independientes.	No
Transformadores	Si	Fallas múltiples a tierra	No
Generadores	Si	Fallas en la protección/conmutación	No
Caso de Estudio: Study Case		Anexo:	/ 1
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema AIFI = 0,010428 l/Ca Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Cliente AIFI = 0,010428 l/Ca Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema SAIDI = 0,009 h/Ca Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente CAIDI = 0,839 h Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASAI = 0,9999990017 Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASUI = 0,0000009983 Energía no Suministrada : ENS = 0,019 MWh/a Energía No Suministrada Promedio : AENS = 0,019 MWh/Ca Índice de Racionamiento por Cliente Promedio : ACCI = 1,797 MWh/Ca Costos de Interrupción Esperados : EIC = 0,000 MUSD/a Valoración de la Energía Interrumpida : IEAR = 0,000 USD/kWh Energía del Sistema Deslastrada : SES = 0,000 MWh/a Índice de la Frecuencia Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,010428 l/a Índice de la Duración Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,008745 h/a Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio Momentáneo MAIFI = 0,000623 l/Ca			

Figura A.9: Tabla de confiabilidad del sistema para un aerogenerador de Yuluc con carga de 2,14MW (60%)

		DigSILENT	Proyecto:
		PowerFactory	
		2021 SP2	Fecha: 1/8/2024
Análisis de Confiabilidad			
Método	Análisis de flujo de Carga		
Red	Transmisión		
Período de tiempo calculado	2024		
Considerar Mantenimiento	No		
Selección			
Barras/terminales	No	Modo Común	No
Línea / Cable	Si	Segundas fallas independientes.	No
Transformadores	Si	Fallas múltiples a tierra	No
Generadores	Si	Fallas en la protección/conmutación	No
Caso de Estudio: Study Case		Anexo:	/ 1
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema AIFI = 0,010428 l/Ca Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Cliente AIFI = 0,010428 l/Ca Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema SAIDI = 0,009 h/Ca Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente CAIDI = 0,839 h Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASAI = 0,9999990017 Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASUI = 0,0000009983 Energía no Suministrada : ENS = 0,016 MWh/a Energía No Suministrada Promedio : AENS = 0,016 MWh/Ca Índice de Racionamiento por Cliente Promedio : ACCI = 1,494 MWh/Ca Costos de Interrupción Esperados : EIC = 0,000 MUSD/a Valoración de la Energía Interrumpida : IEAR = 0,000 USD/kWh Energía del Sistema Deslastrada : SES = 0,000 MWh/a Índice de la Frecuencia Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,010428 l/a Índice de la Duración Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,008745 h/a Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio Momentáneo MAIFI = 0,000623 l/Ca			

Figura A.10: Tabla de confiabilidad del sistema para un aerogenerador de Yuluc con carga de 1,78MW (50%)

		DIGSILENT	Proyecto:
		PowerFactory	
		2021 SP2	Fecha: 2/8/2024
Análisis de Confiabilidad			
Método	Análisis de flujo de Carga		
Red	Transmisión		
Período de tiempo calculado	2024		
Considerar Mantenimiento	No		
Selección			
Barras/terminales	No	Modo Común	No
Línea / Cable	Si	Segundas fallas independientes.	No
Transformadores	Si	Fallas múltiples a tierra	No
Generadores	Si	Fallas en la protección/comutación	No
Caso de Estudio: Study Case		Anexo:	/ 1
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema AIFI = 0,015702 1/Ca			
Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Cliente AIFI = 0,015702 1/Ca			
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema SAIDI = 0,011 h/Ca			
Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente CAIDI = 0,717 h			
Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASAI = 0,9999987152			
Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASUI = 0,0000012848			
Energía no Suministrada : ENS = 0,036 MWh/a			
Energía No Suministrada Promedio : AENS = 0,036 MWh/Ca			
Índice de Racionamiento por Cliente Promedio : ACCI = 2,297 MWh/Ca			
Costos de Interrupción Esperados : EIC = 0,000 MUSD/a			
Valoración de la Energía Interrumpida : IEAR = 0,000 USD/kWh			
Energía del Sistema Deslastrada : SES = 0,000 MWh/a			
Índice de la Frecuencia Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,015702 1/a			
Índice de la Duración Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,011255 h/a			
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio Momentáneo MAIFI = 0,001647 1/Ca			

Figura A.11: Tabla de confiabilidad del sistema para un aerogenerador de Uchucay con carga de 90 % (3,2MW)

		DIGSILENT	Proyecto:
		PowerFactory	
		2021 SP2	Fecha: 2/8/2024
Análisis de Confiabilidad			
Método	Análisis de flujo de Carga		
Red	Transmisión		
Período de tiempo calculado	2024		
Considerar Mantenimiento	No		
Selección			
Barras/terminales	No	Modo Común	No
Línea / Cable	Si	Segundas fallas independientes.	No
Transformadores	Si	Fallas múltiples a tierra	No
Generadores	Si	Fallas en la protección/comutación	No
Caso de Estudio: Study Case		Anexo:	/ 1
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema AIFI = 0,015702 1/Ca			
Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Cliente AIFI = 0,015702 1/Ca			
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema SAIDI = 0,011 h/Ca			
Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente CAIDI = 0,717 h			
Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASAI = 0,9999987152			
Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASUI = 0,0000012848			
Energía no Suministrada : ENS = 0,030 MWh/a			
Energía No Suministrada Promedio : AENS = 0,030 MWh/Ca			
Índice de Racionamiento por Cliente Promedio : ACCI = 1,924 MWh/Ca			
Costos de Interrupción Esperados : EIC = 0,000 MUSD/a			
Valoración de la Energía Interrumpida : IEAR = 0,000 USD/kWh			
Energía del Sistema Deslastrada : SES = 0,000 MWh/a			
Índice de la Frecuencia Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,015702 1/a			
Índice de la Duración Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,011255 h/a			
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio Momentáneo MAIFI = 0,001647 1/Ca			

Figura A.12: Tabla de confiabilidad del sistema para un aerogenerador de Uchucay con carga de 75 % (2,68MW)

		DigSILENT	Proyecto:
		PowerFactory	
		2021 SP2	Fecha: 2/8/2024
Análisis de Confiabilidad			
Método	Análisis de flujo de Carga		
Red	Transmisión		
Periodo de tiempo calculado	2024		
Considerar Mantenimiento	No		
Selección			
Barras/terminales	Sistema Completo		
Línea / Cable	No	Modo Común	No
Transformadores	Si	Segundas fallas independientes.	No
Generadores	Si	Fallas múltiples a tierra	No
		Fallas en la protección/conmutación	No
Caso de Estudio: Study Case			Anexo: / 1
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema AIFI = 0,015702 1/Ca			
Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Cliente AIFI = 0,015702 1/Ca			
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema SAIDI = 0,011 h/Ca			
Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente CAIDI = 0,717 h			
Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASAI = 0,9999987152			
Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASUI = 0,0000012848			
Energía no Suministrada : ENS = 0,024 MWh/a			
Energía No Suministrada Promedio : AENS = 0,024 MWh/Ca			
Índice de Racionamiento por Cliente Promedio : ACCI = 1,536 MWh/Ca			
Costos de Interrupción Esperados : EIC = 0,000 MUSD/a			
Valoración de la Energía Interrumpida : IEAR = 0,000 USD/kWh			
Energía del Sistema Deslastrada : SES = 0,000 MWh/a			
Índice de la Frecuencia Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,015702 1/a			
Índice de la Duración Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,011255 h/a			
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio Momentáneo MAIFI = 0,001647 1/Ca			

Figura A.13: Tabla de confiabilidad del sistema para un aerogenerador de Uchucay con carga de 60 % (2,14MW)

		DigSILENT	Proyecto:
		PowerFactory	
		2021 SP2	Fecha: 2/8/2024
Análisis de Confiabilidad			
Método	Análisis de flujo de Carga		
Red	Transmisión		
Periodo de tiempo calculado	2024		
Considerar Mantenimiento	No		
Selección			
Barras/terminales	Sistema Completo		
Línea / Cable	No	Modo Común	No
Transformadores	Si	Segundas fallas independientes.	No
Generadores	Si	Fallas múltiples a tierra	No
		Fallas en la protección/conmutación	No
Caso de Estudio: Study Case			Anexo: / 1
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema AIFI = 0,015702 1/Ca			
Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Cliente AIFI = 0,015702 1/Ca			
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema SAIDI = 0,011 h/Ca			
Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente CAIDI = 0,717 h			
Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASAI = 0,9999987152			
Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASUI = 0,0000012848			
Energía no Suministrada : ENS = 0,020 MWh/a			
Energía No Suministrada Promedio : AENS = 0,020 MWh/Ca			
Índice de Racionamiento por Cliente Promedio : ACCI = 1,278 MWh/Ca			
Costos de Interrupción Esperados : EIC = 0,000 MUSD/a			
Valoración de la Energía Interrumpida : IEAR = 0,000 USD/kWh			
Energía del Sistema Deslastrada : SES = 0,000 MWh/a			
Índice de la Frecuencia Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,015702 1/a			
Índice de la Duración Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,011255 h/a			
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio Momentáneo MAIFI = 0,001647 1/Ca			

Figura A.14: Tabla de confiabilidad del sistema para un aerogenerador de Uchucay con carga de 50 % (1,78MW)

		DigSILENT	Proyecto:
		PowerFactory	
		2021 SP2	Fecha: 14/8/2024
Análisis de Confiabilidad			
Método	Análisis de flujo de Carga		
Red	Transmisión		
Periodo de tiempo calculado	2024		
Considerar Mantenimiento	No		
Selección			
Barras/terminales	No	Modo Común	No
Línea / Cable	Sí	Segundas fallas independientes.	No
Transformadores	Sí	Fallas múltiples a tierra	No
Generadores	Sí	Fallas en la protección/comutación	No
Caso de Estudio: Study Case		Anexo: / 1	
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del SistemaAIFI = 0,015679 1/Ca			
Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del ClienteAIFI = 0,015679 1/Ca			
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema SAIDI = 0,013 h/Ca			
Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente CAIDI = 0,798 h			
Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASAI = 0,9999985719			
Índice de Indisponibilidad Promedio del Servicio : ASUI = 0,0000014281			
Energía no Suministrada : ENS = 0,071 MWh/a			
Energía No Suministrada Promedio : AENS = 0,071 MWh/Ca			
Índice de Racionamiento por Cliente Promedio : ACCI = 5,611 MWh/Ca			
Costos de Interrupción Esperados : EIC = 0,000 MUSD/a			
Valoración de la Energía Interrumpida : IEAR = 0,000 USD/kWh			
Energía del Sistema Deslastrada : SES = 0,014 MWh/a			
Índice de la Frecuencia Promedio de la Interrupción del Sistema= 0,013463 1/a			
Índice de la Duración Promedio de la Interrupción del Sistema= 0,010881 h/a			
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio MomentáneoMAIFI = 0,000841 1/Ca			

Figura A.15: Tabla de confiabilidad del sistema para dos aerogeneradores carga 6,5MW (combinación 1)

		DigSILENT	Proyecto:
		PowerFactory	
		2021 SP2	Fecha: 14/8/2024
Análisis de Confiabilidad			
Método	Análisis de flujo de Carga		
Red	Transmisión		
Periodo de tiempo calculado	2024		
Considerar Mantenimiento	No		
Selección			
Barras/terminales	No	Modo Común	No
Línea / Cable	Sí	Segundas fallas independientes.	No
Transformadores	Sí	Fallas múltiples a tierra	No
Generadores	Sí	Fallas en la protección/comutación	No
Caso de Estudio: Study Case		Anexo: / 1	
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del SistemaAIFI = 0,018774 1/Ca			
Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del ClienteAIFI = 0,018774 1/Ca			
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema SAIDI = 0,012 h/Ca			
Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente CAIDI = 0,666 h			
Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASAI = 0,9999985732			
Índice de Indisponibilidad Promedio del Servicio : ASUI = 0,0000014268			
Energía no Suministrada : ENS = 0,061 MWh/a			
Energía No Suministrada Promedio : AENS = 0,061 MWh/Ca			
Índice de Racionamiento por Cliente Promedio : ACCI = 3,293 MWh/Ca			
Costos de Interrupción Esperados : EIC = 0,000 MUSD/a			
Valoración de la Energía Interrumpida : IEAR = 0,000 USD/kWh			
Energía del Sistema Deslastrada : SES = 0,001 MWh/a			
Índice de la Frecuencia Promedio de la Interrupción del Sistema= 0,018344 1/a			
Índice de la Duración Promedio de la Interrupción del Sistema= 0,012133 h/a			
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio MomentáneoMAIFI = 0,002290 1/Ca			

Figura A.16: Tabla de confiabilidad del sistema para dos aerogeneradores carga 5MW (combinación 2)

		DigSILENT	Proyecto:
		PowerFactory	-----
		2021 SP2	Fecha: 14/8/2024
Análisis de Confiabilidad			
Método	Análisis de flujo de Carga		
Red	Transmisión		
Periodo de tiempo calculado	2024		
Considerar Mantenimiento	No		
Selección			
Barras/terminales	Sistema Completo		
Línea / Cable	No	Modo Común	No
Transformadores	Si	Segundas fallas independientes.	No
Generadores	Si	Fallas múltiples a tierra	No
		Fallas en la protección/conmutación	No
Caso de Estudio: Study Case		Anexo:	/ 1
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema AIFI = 0,010428 1/Ca			
Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Cliente AIFI = 0,010428 1/Ca			
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema SAIDI = 0,009 h/Ca			
Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente CAIDI = 0,839 h			
Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASAI = 0,9999990017			
Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASUI = 0,0000009983			
Energía no Suministrada : ENS = 0,035 MWh/a			
Energía No Suministrada Promedio : AENS = 0,035 MWh/Ca			
Índice de Racionamiento por Cliente Promedio : ACCI = 3,358 MWh/Ca			
Costos de Interrupción Esperados : EIC = 0,000 MUSD/a			
Valoración de la Energía Interrumpida : IEAR = 0,000 USD/kWh			
Energía del Sistema Desastrosa : SES = 0,000 MWh/a			
Índice de la Frecuencia Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,010428 1/a			
Índice de la Duración Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,008745 h/a			
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio Momentáneo MAIFI = 0,000623 1/Ca			

Figura A.17: Tabla de confiabilidad del sistema para dos aerogeneradores carga 4MW (combinación 3)

		DigSILENT	Proyecto:
		PowerFactory	-----
		2021 SP2	Fecha: 14/8/2024
Análisis de Confiabilidad			
Método	Análisis de flujo de Carga		
Red	Transmisión		
Periodo de tiempo calculado	2024		
Considerar Mantenimiento	No		
Selección			
Barras/terminales	Sistema Completo		
Línea / Cable	No	Modo Común	No
Transformadores	Si	Segundas fallas independientes.	No
Generadores	Si	Fallas múltiples a tierra	No
		Fallas en la protección/conmutación	No
Caso de Estudio: Study Case		Anexo:	/ 1
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema AIFI = 0,020725 1/Ca			
Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Cliente AIFI = 0,020725 1/Ca			
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema SAIDI = 0,015 h/Ca			
Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente CAIDI = 0,704 h			
Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASAI = 0,9999983354			
Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio : ASUI = 0,0000016646			
Energía no Suministrada : ENS = 0,071 MWh/a			
Energía No Suministrada Promedio : AENS = 0,071 MWh/Ca			
Índice de Racionamiento por Cliente Promedio : ACCI = 3,534 MWh/Ca			
Costos de Interrupción Esperados : EIC = 0,000 MUSD/a			
Valoración de la Energía Interrumpida : IEAR = 0,000 USD/kWh			
Energía del Sistema Desastrosa : SES = 0,003 MWh/a			
Índice de la Frecuencia Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,016257 1/a			
Índice de la Duración Promedio de la Interrupción del Sistema = 0,011810 h/a			
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio Momentáneo MAIFI = 0,002276 1/Ca			

Figura A.18: Tabla de confiabilidad del sistema para dos aerogeneradores carga 6MW (combinación 4)

ANEXO B

Esquemas del Parque Eólico Huascachaca

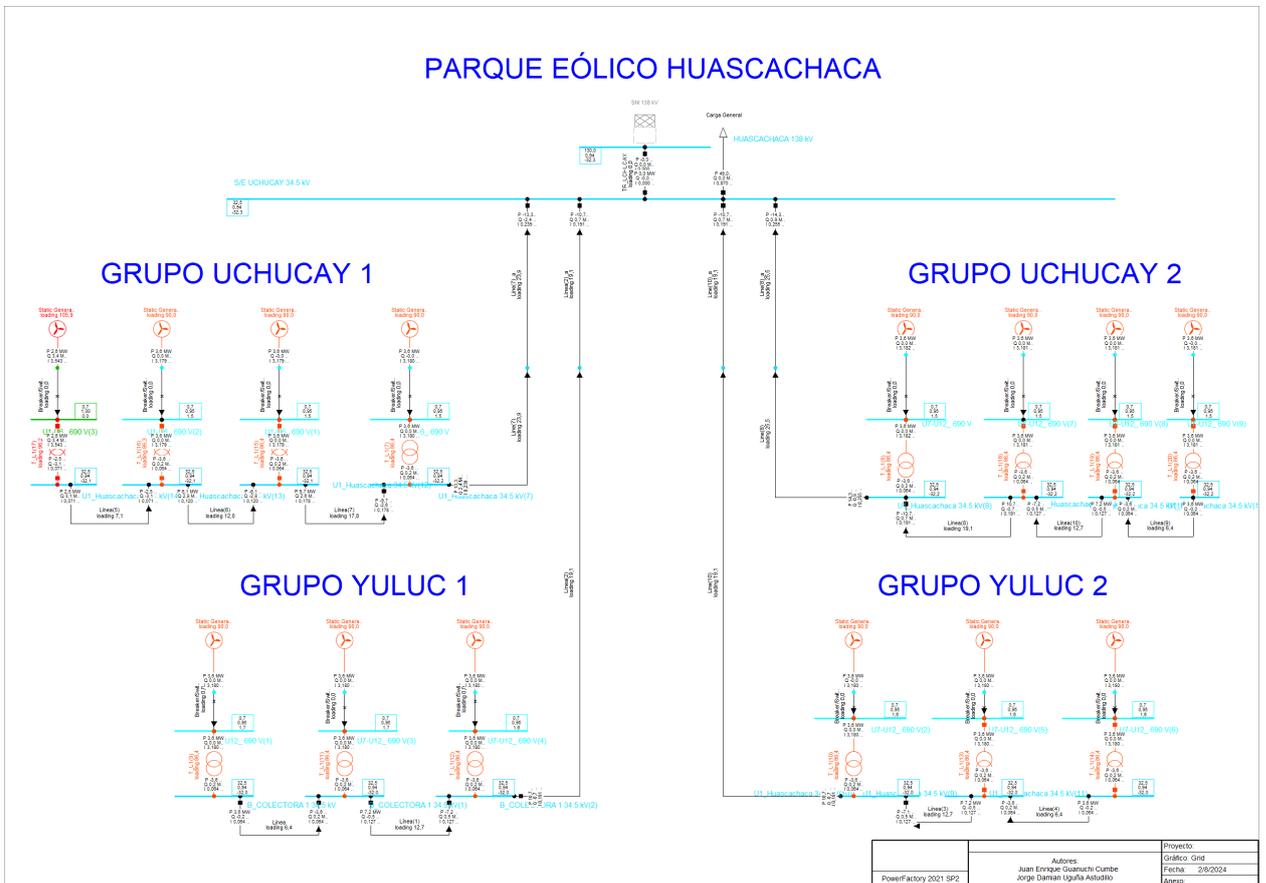


Figura B.1: Cálculo de flujo de carga en Power Factory

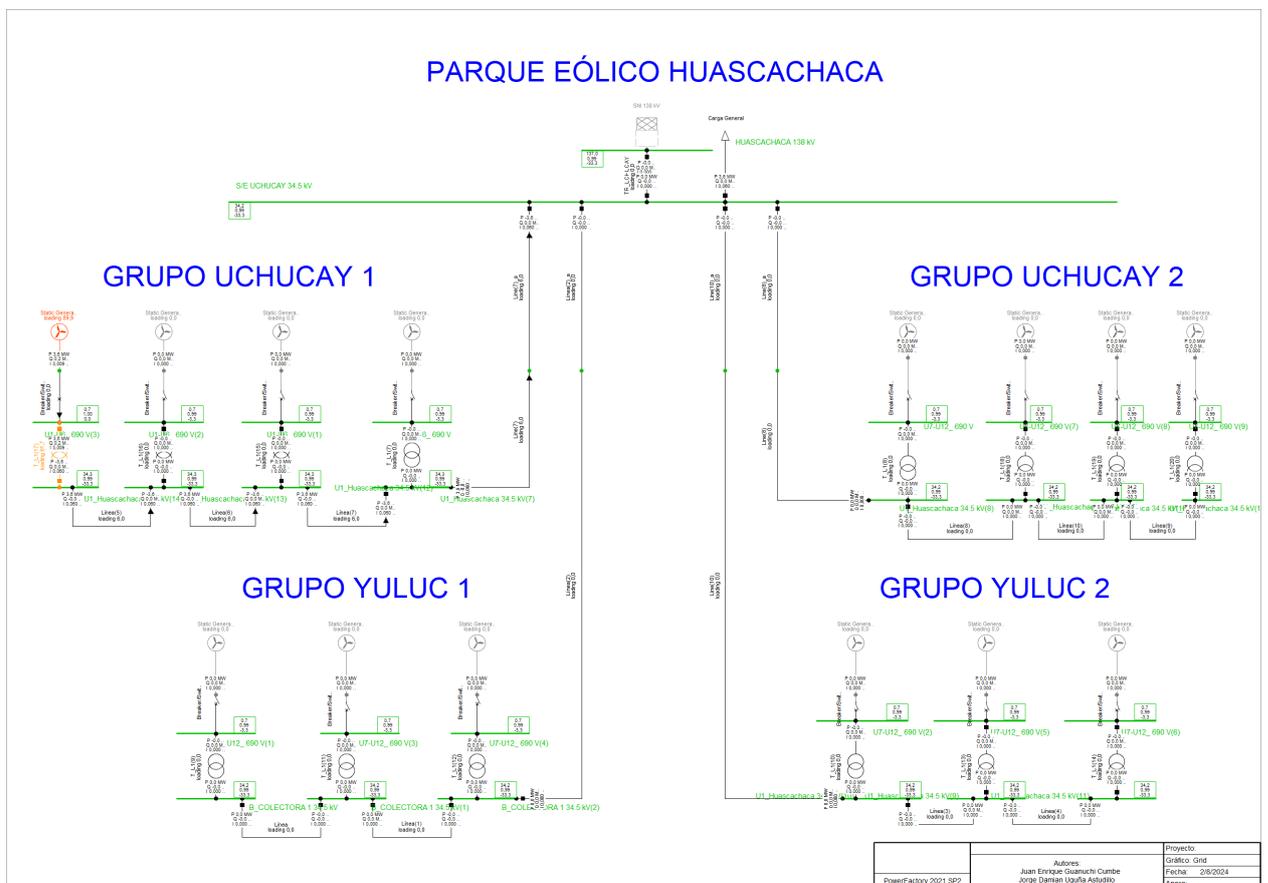


Figura B.2: Cálculo de flujo de carga en Power Factory para un aerogenerador del grupo de Uchucay

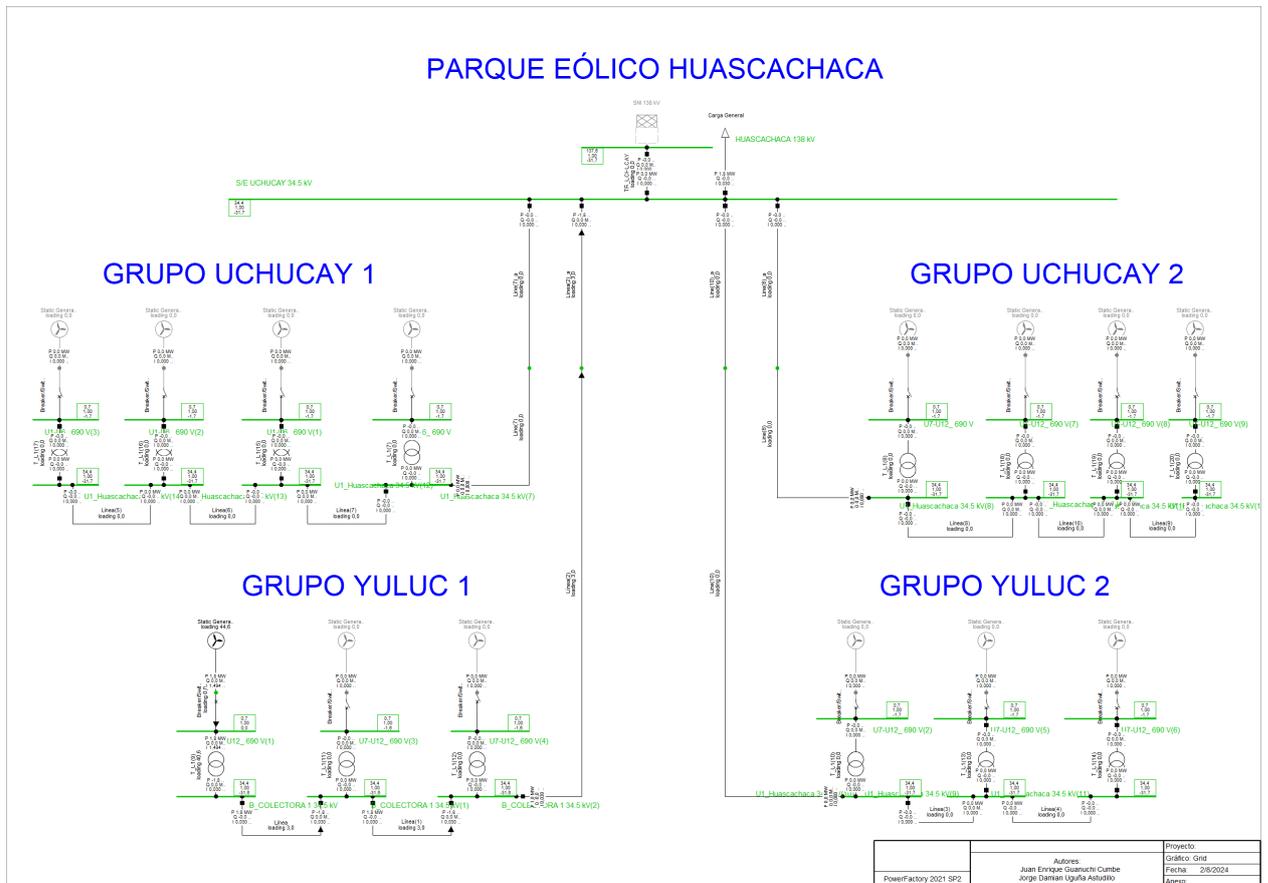


Figura B.3: Cálculo de flujo de carga en Power Factory para un aerogenerador del grupo de Yuluc

General
Avanzado

OK

Cancelar

Figura

Ir a ...

Modo de Entrada: Por defecto ...

Balanceado/Desbalanceado: Balanceado v

Punto de Operación

Potencia Activa: 3,2 MW

Potencia Reactiva: 0, Mvar

Tensión: 1, p.u.

Factor de Escalamiento: 1,

Ajustado por el Escalamiento de la Carga

Valores actuales

3,2 MW

0, Mvar

1,

Factor de Escala de Zona: 1,

Figura B.4: Introducción de carga del 90 %

General		Avanzado			
Modo de Entrada	Por defecto				
Balanceado/Desbalanceado	Balanceado				
Punto de Operación			Valores actuales		
Potencia Activa	2,68	MW		2,68	MW
Potencia Reactiva	0,	Mvar		0,	Mvar
Tensión	1,	p.u.			
Factor de Escalamiento	1,			1,	
<input type="checkbox"/> Ajustado por el Escalamiento de la Carga			Factor de Escala de Zona: 1,		

Figura B.5: Introduccion de carga del 75 %

General		Avanzado			
Modo de Entrada	Por defecto				
Balanceado/Desbalanceado	Balanceado				
Punto de Operación			Valores actuales		
Potencia Activa	2,14	MW		2,14	MW
Potencia Reactiva	0,	Mvar		0,	Mvar
Tensión	1,	p.u.			
Factor de Escalamiento	1,			1,	
<input type="checkbox"/> Ajustado por el Escalamiento de la Carga			Factor de Escala de Zona: 1,		

Figura B.6: Introduccion de carga del 60 %

General		Avanzado			
Modo de Entrada	Por defecto				
Balanceado/Desbalanceado	Balanceado				
Punto de Operación			Valores actuales		
Potencia Activa	1,78	MW		1,78	MW
Potencia Reactiva	0,	Mvar		0,	Mvar
Tensión	1,	p.u.			
Factor de Escalamiento	1,			1,	
<input type="checkbox"/> Ajustado por el Escalamiento de la Carga			Factor de Escala de Zona: 1,		

Figura B.7: Introduccion de carga del 50 %

ANEXO C

Código Matlab para el diseño de Graficas

```

Editor - C:\Users\hp\SAIFI.m
SAIFI.m x CAIFI.m x SAIDI.m x CAIDI.m x ASAI.m x ASUL.m x ENS.m x AENS.m x +
1 % Datos
2 categories = {'General de un Aerogenerador Yuluc', 'General de un Aerogenerador Uchuca', ...
3 'Un Aerogenerador Y 90% (3,2MW)', 'Un Aerogenerador Y 75% (2,68MW)', ...
4 'Un Aerogenerador Y 60% (2,14MW)', 'Un Aerogenerador Y 50% (1,78MW)', ...
5 'Un Aerogenerador U 90% (3,2MW)', 'Un Aerogenerador U 75% (2,68MW)', ...
6 'Un Aerogenerador U 60% (2,14MW)', 'Un Aerogenerador U 50% (1,78MW)',...
7 'Aerogenerador 1ra Combinacion', 'Aerogenerador 2da Combinacion', ...
8 'Aerogenerador 3ra Combinacion', 'Aerogenerador 4ta Combinacion'};
9
10 SAIFI_values = [0.010428, 0.015702, 0.010428, 0.010428, 0.010428, ...
11 0.010428, 0.015702, 0.015702, 0.015702, 0.015702, 0.015679, ...
12 0.018774, 0.010428, 0.020725];
13
14
15 % Graficar SAIFI
16 figure;
17 plot(SAIFI_values, '-o', 'LineWidth', 2);
18 xticks(1:length(categories));
19 xticklabels(categories);
20 xtickangle(45);
21 ylabel('1/Ca');
22 title('SAIFI [1/Ca]');
23 grid on;
24

```

Figura C.1: Código índice SAIFI

```

Editor - C:\Users\hp\CAIFI.m
SAIFI.m x CAIFI.m x SAIDI.m x CAIDI.m x ASAI.m x ASUL.m x ENS.m x AENS.m x +
1 % Datos
2 categories = {'General de un Aerogenerador Yuluc', 'General de un Aerogenerador Uchuca', ...
3 'Un Aerogenerador Y 90% (3,2MW)', 'Un Aerogenerador Y 75% (2,68MW)', ...
4 'Un Aerogenerador Y 60% (2,14MW)', 'Un Aerogenerador Y 50% (1,78MW)', ...
5 'Un Aerogenerador U 90% (3,2MW)', 'Un Aerogenerador U 75% (2,68MW)', ...
6 'Un Aerogenerador U 60% (2,14MW)', 'Un Aerogenerador U 50% (1,78MW)',...
7 'Aerogenerador 1ra Combinacion', 'Aerogenerador 2da Combinacion', ...
8 'Aerogenerador 3ra Combinacion', 'Aerogenerador 4ta Combinacion'};
9
10 CAIFI_values = [0.010428, 0.015702, 0.010428, 0.010428, 0.010428, ...
11 0.010428, 0.015702, 0.015702, 0.015702, 0.015702, 0.015679, ...
12 0.018774, 0.010428, 0.020725];
13
14
15 % Graficar CAIFI
16 figure;
17 plot(CAIFI_values, '-o', 'LineWidth', 2);
18 xticks(1:length(categories));
19 xticklabels(categories);
20 xtickangle(45);
21 ylabel('1/Ca');
22 title('CAIFI [1/Ca]');
23 grid on;
24

```

Figura C.2: Código índice CAIFI

```

Editor - C:\Users\hp\SAIDI.m
SAIFI.m x CAIFI.m x SAIDI.m x CAIDI.m x ASAI.m x ASUL.m x ENS.m x AENS.m x +
1 % Datos
2 categories = {'General de un Aerogenerador Yuluc', 'General de un Aerogenerador Uchuca', ...
3 'Un Aerogenerador Y 90% (3,2MW)', 'Un Aerogenerador Y 75% (2,68MW)', ...
4 'Un Aerogenerador Y 60% (2,14MW)', 'Un Aerogenerador Y 50% (1,78MW)', ...
5 'Un Aerogenerador U 90% (3,2MW)', 'Un Aerogenerador U 75% (2,68MW)', ...
6 'Un Aerogenerador U 60% (2,14MW)', 'Un Aerogenerador U 50% (1,78MW)',...
7 'Aerogenerador 1ra Combinacion', 'Aerogenerador 2da Combinacion', ...
8 'Aerogenerador 3ra Combinacion', 'Aerogenerador 4ta Combinacion'};
9
10 SAIDI_values = [0.009, 0.011, 0.009, 0.009, 0.009, 0.009, 0.011, 0.011, 0.011, 0.011, ...
11 0.013, 0.012, 0.009, 0.015];
12
13
14
15 % Graficar SAIDI
16 figure;
17 plot(SAIDI_values, '-o', 'LineWidth', 2);
18 xticks(1:length(categories));
19 xticklabels(categories);
20 xtickangle(45);
21 ylabel('h/Ca');
22 title('SAIDI [h/Ca]');
23 grid on;
24

```

Figura C.3: Código índice SAIDI

```

Editor - C:\Users\hp\CAIDI.m
SAIFI.m CAIFI.m SAIDI.m CAIDI.m ASAI.m ASUI.m ENS.m AENS.m +
1 % Datos
2 categories = {'General de un Aerogenerador Yuluc', 'General de un Aerogenerador Uchuca', ...
3 'Un Aerogenerador Y 90% (3,2MW)', 'Un Aerogenerador Y 75% (2,68MW)', ...
4 'Un Aerogenerador Y 60% (2,14MW)', 'Un Aerogenerador Y 50% (1,78MW)', ...
5 'Un Aerogenerador U 90% (3,2MW)', 'Un Aerogenerador U 75% (2,68MW)', ...
6 'Un Aerogenerador U 60% (2,14MW)', 'Un Aerogenerador U 50% (1,78MW)',...
7 'Aerogenerador 1ra Combinacion', 'Aerogenerador 2da Combinacion', ...
8 'Aerogenerador 3ra Combinacion', 'Aerogenerador 4ta Combinacion'};
9
10 CAIDI_values = [0.839, 0.717, 0.839, 0.839, 0.839, 0.839, 0.717, 0.717, 0.717,0.717, ...
11 0.798, 0.666, 0.839, 0.704];
12
13
14
15 % Graficar CAIDI
16 figure;
17 plot(CAIDI_values, '-o', 'LineWidth', 2);
18 xticks(1:length(categories));
19 xticklabels(categories);
20 xtickangle(45);
21 ylabel('H');
22 title('CAIDI [H]');
23 grid on;
24

```

Figura C.4: Código índice CAIDI

```

Editor - C:\Users\hp\ASAI.m
SAIFI.m CAIFI.m SAIDI.m CAIDI.m ASAI.m ASUI.m ENS.m AENS.m +
1 % Datos
2 categories = {'General de un Aerogenerador Yuluc', 'General de un Aerogenerador Uchuca', ...
3 'Un Aerogenerador Y 90% (3,2MW)', 'Un Aerogenerador Y 75% (2,68MW)', ...
4 'Un Aerogenerador Y 60% (2,14MW)', 'Un Aerogenerador Y 50% (1,78MW)', ...
5 'Un Aerogenerador U 90% (3,2MW)', 'Un Aerogenerador U 75% (2,68MW)', ...
6 'Un Aerogenerador U 60% (2,14MW)', 'Un Aerogenerador U 50% (1,78MW)',...
7 'Aerogenerador 1ra Combinacion', 'Aerogenerador 2da Combinacion', ...
8 'Aerogenerador 3ra Combinacion', 'Aerogenerador 4ta Combinacion'};
9
10 ASAI_values = [0.999999002, 0.999998715, 0.999999002, 0.999999002, 0.999999002,...
11 0.999999002, 0.999998715, 0.999998715, 0.999998715, 0.999998715, 0.9999985719, ...
12 0.9999985732, 0.9999990017, 0.9999983354];
13
14
15 % Graficar ASAI
16 figure;
17 plot(ASAI_values, '-o', 'LineWidth', 2);
18 xticks(1:length(categories));
19 xticklabels(categories);
20 xtickangle(45);
21 ylabel('%');
22 title('ASAI [%]');
23 grid on;
24

```

Figura C.5: Código índice ASAI

```

Editor - C:\Users\hp\ASUI.m
SAIFI.m CAIFI.m SAIDI.m CAIDI.m ASAI.m ASUI.m ENS.m AENS.m +
1 % Datos
2 categories = {'General de un Aerogenerador Yuluc', 'General de un Aerogenerador Uchuca', ...
3 'Un Aerogenerador Y 90% (3,2MW)', 'Un Aerogenerador Y 75% (2,68MW)', ...
4 'Un Aerogenerador Y 60% (2,14MW)', 'Un Aerogenerador Y 50% (1,78MW)', ...
5 'Un Aerogenerador U 90% (3,2MW)', 'Un Aerogenerador U 75% (2,68MW)', ...
6 'Un Aerogenerador U 60% (2,14MW)', 'Un Aerogenerador U 50% (1,78MW)',...
7 'Aerogenerador 1ra Combinacion', 'Aerogenerador 2da Combinacion', ...
8 'Aerogenerador 3ra Combinacion', 'Aerogenerador 4ta Combinacion'};
9
10 ASUI_values = [9.983E-07, 1.2848E-06, 9.983E-07, 9.983E-07, 9.983E-07,...
11 9.983E-07, 1.2848E-06, 1.2848E-06, 1.2848E-06, 1.2848E-06, 1.4281E-06,...
12 1.4281E-06, 9.983E-07, 1.66461E-06];
13
14
15 % Graficar ASUI
16 figure;
17 plot(ASUI_values, '-o', 'LineWidth', 2);
18 xticks(1:length(categories));
19 xticklabels(categories);
20 xtickangle(45);
21 ylabel('%');
22 title('ASUI [%]');
23 grid on;
24

```

Figura C.6: Código índice ASUI

```

Editor - C:\Users\hp\ENS.m
SAIF.m x CAIF.m x SAID.m x CAID.m x ASAI.m x ASUL.m x ENS.m x AENS.m x +
1 % Datos
2 categories = {'General de un Aerogenerador Yuluc', 'General de un Aerogenerador Uchuca', ...
3 'Un Aerogenerador Y 90% (3,2MW)', 'Un Aerogenerador Y 75% (2,68MW)', ...
4 'Un Aerogenerador Y 60% (2,14MW)', 'Un Aerogenerador Y 50% (1,78MW)', ...
5 'Un Aerogenerador U 90% (3,2MW)', 'Un Aerogenerador U 75% (2,68MW)', ...
6 'Un Aerogenerador U 60% (2,14MW)', 'Un Aerogenerador U 50% (1,78MW)', ...
7 'Aerogenerador 1ra Combinacion', 'Aerogenerador 2da Combinacion', ...
8 'Aerogenerador 3ra Combinacion', 'Aerogenerador 4ta Combinacion'};
9
10
11 ENS_values = [0.031, 0.04, 0.028, 0.023, 0.019, 0.016, 0.036, 0.03, 0.024, 0.02 ...
12 0.071, 0.061, 0.035, 0.071];
13
14
15 % Graficar ENS
16 figure;
17 plot(ENS_values, '-o', 'LineWidth', 2);
18 xticks(1:length(categories));
19 xticklabels(categories);
20 xtickangle(45);
21 ylabel('MWh/a');
22 title('ENS [MWh/a]');
23 grid on;
24

```

Figura C.7: Código índice ENS

```

Editor - C:\Users\hp\AENS.m
SAIF.m x CAIF.m x SAID.m x CAID.m x ASAI.m x ASUL.m x ENS.m x AENS.m x +
1 % Datos
2 categories = {'General de un Aerogenerador Yuluc', 'General de un Aerogenerador Uchuca', ...
3 'Un Aerogenerador Y 90% (3,2MW)', 'Un Aerogenerador Y 75% (2,68MW)', ...
4 'Un Aerogenerador Y 60% (2,14MW)', 'Un Aerogenerador Y 50% (1,78MW)', ...
5 'Un Aerogenerador U 90% (3,2MW)', 'Un Aerogenerador U 75% (2,68MW)', ...
6 'Un Aerogenerador U 60% (2,14MW)', 'Un Aerogenerador U 50% (1,78MW)', ...
7 'Aerogenerador 1ra Combinacion', 'Aerogenerador 2da Combinacion', ...
8 'Aerogenerador 3ra Combinacion', 'Aerogenerador 4ta Combinacion'};
9
10
11 AENS_values = [0.031, 0.04, 0.028, 0.023, 0.019, 0.016, 0.036, 0.03, 0.024, 0.02 ...
12 0.071, 0.061, 0.035, 0.071];
13
14
15 % Graficar AENS
16 figure;
17 plot(AENS_values, '-o', 'LineWidth', 2);
18 xticks(1:length(categories));
19 xticklabels(categories);
20 xtickangle(45);
21 ylabel('MWh/Ca');
22 title('AENS [MWh/a]');
23 grid on;
24

```

Figura C.8: Código índice AENS

ANEXO D

Diseño en DigSILENT Power Factory

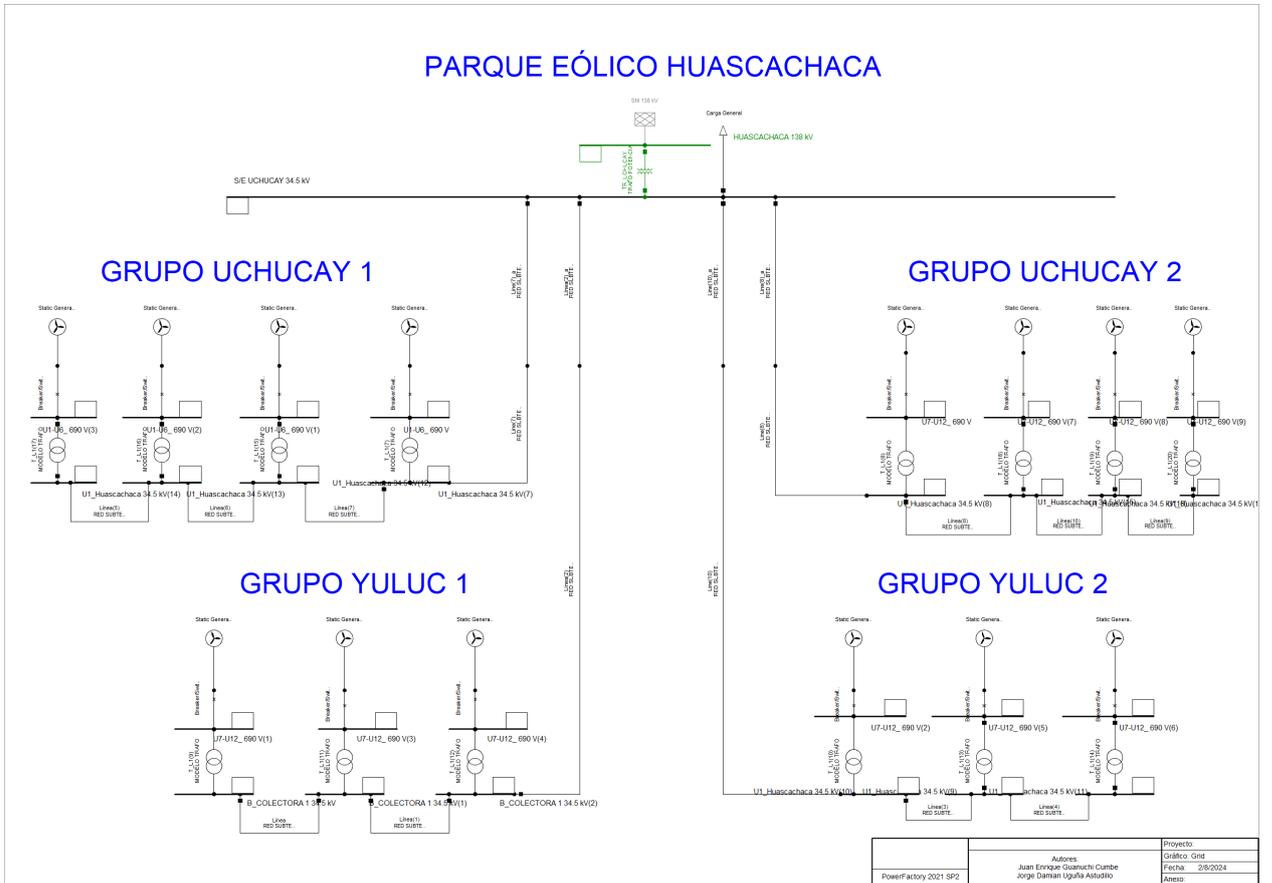


Figura D.1: Esquema del Parque Eólico Huascachaca en Power Factory

BIBLIOGRAFÍA

- [1] R. A. Llumiquinga Cisneros, “Estudio de confiabilidad el sistema de subtransmisión de la empresa eléctrica quito sa utilizando el software power factory de digsilent,” B.S. thesis, QUITO/EPN/2011, 2011.
- [2] “Ieee guide for electric power distribution reliability indices,” *IEEE Std 1366-2003 (Revision of IEEE Std 1366-1998)*, pp. 1–50, 2004.
- [3] M. Castro, “Hacia una matriz energética diversificada en ecuador, quito, ceda, november 2011,” Available in: <http://www.ceda.org.ec/publicaciones/hacia-una-matriz-energetica-diversificada-en-ecuador>, 2011.
- [4] P. F. Mosquera Ávila, “Análisis del costo del ciclo de vida para determinar los factores más influyentes en la operación y mantenimiento en un aerogenerador. caso “proyecto eólico minas de huascachaca”,” Master’s thesis, Universidad del Azuay, 2018.
- [5] A. de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, “Panorama eléctrico, edición 9,” *Publicación de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables*, 2022.
- [6] J. Zaruma y D. Blacio, “Análisis de confiabilidad del sistema de distribución de la empresa eléctrica regional centrosur ca,” in *Ingeniero, FACULTAD DE INGENIERIA-ESCUELA DE ELECTRICA, Universidad de Cuenca*, 2012.
- [7] J. Moragues y A. Rapallini, “Energía eólica,” *Buenos Aires: Instituto Argentino de la Energía General Mosconi*, 2003.
- [8] J. Oviedo-Salazar, M. Badii, A. Guillen, y O. L. Serrato, “Historia y uso de energías renovables.” *Revista Daena (International Journal Of Good Conscience)*, vol. 10, no. 1, 2015.
- [9] R. V. Herrera, “Evaluación del recurso eólico en la universidad tecnológica de ciudad juárez,” *Universitat Autònoma de Barcelona*, 2014.

-
- [10] B. Boussahoua y A. Elmaouhab, “Reliability analysis of electrical power system using graph theory and reliability block diagram,” in *2019 Algerian Large Electrical Network Conference (CAGRE)*. IEEE, 2019, pp. 1–6.
- [11] R. Allan y R. Billinton, “Probabilistic assessment of power systems,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 88, no. 2, pp. 140–162, 2000.
- [12] C. A. F. Ramírez, “Metodología de evaluación de confiabilidad para estudios de planeamiento del sistema de transmisión colombiano,” *Universidad Nacional de Colombia*, 2014.
- [13] A. Sankarakrishnan y R. Billinton, “Sequential monte carlo simulation for composite power system reliability analysis with time varying loads,” *IEEE Transactions on power Systems*, vol. 10, no. 3, pp. 1540–1545.
- [14] A. M. Rei, M. T. Schilling, y A. C. Melo, “Monte carlo simulation and contingency enumeration in bulk power systems reliability assessment,” in *2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*. IEEE, 2006, pp. 1–6.
- [15] G. A. Gómez-Ramírez, “Evolución y tendencias de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia,” *Revista Tecnología en Marcha*, vol. 29, no. 2, pp. 3–13, 2016.
- [16] J. Cai, L. Hao, Q. Xu, y K. Zhang, “Reliability assessment of renewable energy integrated power systems with an extendable latin hypercube importance sampling method,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 50, p. 101792, 2022.
- [17] Y. Niu, A. M. Merza, S. I. Kadhém, J. F. Tawfeq, P. S. JosephNg, y H. M. Ghenni, “Evaluation of wind-solar hybrid power generation system based on monte carlo method,” *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, vol. 13, no. 4, pp. 4401–4411, 2023.
- [18] “Ieee guide for electric power distribution reliability indices,” *IEEE Std 1366-1998*, pp. 1–21, 1999.
- [19] C. Warren, “Overview of 1366-2001 the full use guide on electric power distribution reliability indices,” in *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 2, 2002, pp. 650–653 vol.2.
- [20] M. Díaz, “Energía eólica,” *Boletín IIE*, vol. 37, no. 2, pp. 54–57, 2013.

-
- [21] F. X. A. Rojas, “Modelo multiestado para estudios de confiabilidad del parque eólico minas de huascachaca,” Ph.D. dissertation, UNIVERSIDAD DE CUENCA, 2015.
- [22] R. A. Vergara Riaño *et al.*, “Modelo probabilístico de parques eólicos para la evaluación de confiabilidad en sistemas de potencia,” 2019.
- [23] C. S. Morales Bustos *et al.*, “Límites de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución un enfoque técnico-económico,” 2011.
- [24] S. Garip, Ş. Özdemir, y N. Altın, “Power system reliability assessment—a review on analysis and evaluation methods,” *Journal of Energy Systems*, vol. 6, no. 3, pp. 401–419, 2022.
- [25] B. M. Briones Morante, B. E. Pincay Quimi, H. Cevallos Ulloa *et al.*, “Análisis de sistemas eléctricos de potencia empleando el software digsilent power factory,” Ph.D. dissertation, ESPOL. FIEC, 2020.
- [26] G. R. Lascano Salvatierra y I. D. Campoverde Sellan, “Análisis de confiabilidad de la línea de subtransmisión l2 dos cerritos desde el punto de entrega hasta subestación dos cerritos-cnel ep unidad de negocios guayas los ríos utilizando el software power factory de digsilent,” B.S. thesis, 2024.
- [27] *ISO 55002:2014, Gestión de activos — Sistemas de gestión — Directrices para la aplicación de la ISO 55001*. Geneva, Switzerland: International Organization for Standardization (ISO), 2014.