



Análisis y monitoreo de la fatiga producida por vibraciones eólicas en líneas eléctricas

Leticia Mariel Pistarelli

Universidad Nacional de Rosario
Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura
Escuela de Ingeniería Mecánica
Rosario, Argentina
2023

Análisis y monitoreo de la fatiga producida por vibraciones eólicas en líneas eléctricas

Leticia Mariel Pistarelli

Proyecto Final de Ingeniería Mecánica presentado como requisito parcial para optar al

título de:

Ingeniero/a Mecánico/a

Directores:

Ing. Pedro Sismondi – Ing. Guillermo Rodríguez – Ing. Juan Sismondi

Universidad Nacional de Rosario

Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura

Escuela de Ingeniería Mecánica

Rosario, Argentina

2023

Quisiera expresar un profundo agradecimiento a mi familia, amigos, compañeros de trabajo, y a todos los que me acompañaron durante estos años de formación y desarrollo profesional.

Resumen

Las líneas de transmisión eléctrica se encuentran constantemente expuestas a las fuerzas del viento y demás inclemencias meteorológicas. Identificar y prevenir el daño producido en ellas, como consecuencia de los movimientos del conductor, es uno de los mayores desafíos enfrentados por las compañías eléctricas.

En este proyecto, se analizan diversas metodologías para evaluar y estimar la fatiga producida por las vibraciones eólicas en el conductor. Este tipo de vibraciones, generadas por desprendimientos de vórtices, son las principales responsables de dicho fenómeno. También, se analizan los factores que influyen en la severidad del desgaste producido, y se profundiza en los mecanismos implicados en el desarrollo del mismo.

Se desarrolla una de las metodologías propuestas con mayor detalle. La misma consiste en evaluar y estimar el estado actual de la línea, empleando un dispositivo que recolecta muestras de aceleraciones de forma regular. Se evalúa la severidad de las vibraciones por medio de las amplitudes de flexión, y se estiman los ciclos a la rotura de los alambres en la capa exterior del conductor por medio del cálculo de las tensiones con el método de Poffenberger-Swart. En un caso real, de una línea instalada en Bélgica, se aplica dicha metodología, obteniendo resultados, en principio, congruentes con el estado actual de la línea.

Palabras clave: amplitudes de flexión, conductor eléctrico, desprendimiento de vórtices, fatiga, vibraciones eólicas.

Abstract

Overhead conductors are constantly exposed to the forces of wind and other weather inclemencies. Identifying and preventing damage caused to them, as a consequence of the conductor's vibrations, is one of the greatest challenges faced by electricity companies.

In this project, various methodologies are analyzed to evaluate and estimate the fatigue produced by aeolian vibrations in the conductor. This type of vibrations, generated by vortex shedding, are mainly responsible for this phenomenon. Also, the factors that influence the severity of the wear produced, and the mechanisms involved in its development, are analyzed.

One of the methodologies is developed in greater depth. It consists of evaluating and estimating the current state of the line using a device that collects acceleration samples on a regular basis. The vibrations are evaluated by means of the bending amplitudes, and the cycles to breakage of the wires in the outer layer of the conductor are estimated by calculating the tensions with the Poffenberger-Swart method. In a real case, a line installed in Belgium, this methodology is applied, obtaining results, in principle, consistent with the current state of the line.

Keywords: aeolian vibrations, bending amplitudes, fatigue, overhead conductor, vortex-shedding.

Contenido

Resumen.....	4
Abstract.....	5
Contenido.....	6
Lista de símbolos.....	8
Lista de abreviaturas.....	10
Introducción.....	11
Contexto del problema.....	11
Objetivos del proyecto.....	12
Capítulo 1: Vibraciones eólicas.....	13
1.1. Vibraciones inducidas por el viento.....	13
1.1.1. Vibraciones eólicas.....	15
1.1.2. Vibraciones galloping.....	16
1.1.3. Vibraciones sub-span.....	17
1.2. Principales factores de influencia.....	19
1.2.1. Viento.....	19
1.2.2. Influencia de la topología.....	26
1.2.3. Conductores.....	27
1.2.4. Temperatura.....	30
1.2.5. Tensión de instalación.....	31
1.2.6. SAG.....	35
1.2.7. Sujeción del conductor.....	37
1.2.8. Amortiguadores.....	39
1.2.9. Espaciadores y espaciadores-amortiguadores.....	43
Capítulo 2: Dinámica del conductor.....	44
2.1. Frecuencias naturales y modos de vibración.....	44
2.2. Fuerzas de contacto entre alambres.....	47
2.3. Rigidez a la flexión.....	49
2.4. Disipación de la energía.....	54
2.5. Generación de la grieta.....	55
2.6. Tensiones generadas en el conductor.....	57
2.7. Resistencia a la fatiga.....	59
Capítulo 3: Métodos para evaluar la fatiga de un material.....	61
3.1. Método del Balance de Energía (EBP).....	61
3.1.1. Potencia del viento.....	62
3.3.2. Potencia disipada por la auto-amortiguación del conductor.....	63
3.3.3. Potencia disipada por el damper.....	64

3.2. Método de Elementos Finitos (FEM).....	64
3.3. Método de Miner's rule.....	65
3.2.1. Conteo de ciclos: Método de Rainflow.....	65
3.3.2. Método de Miner's rule.....	65
3.3.3. Variantes de la regla de Miner.....	66
3.4. Selección del método para evaluar la fatiga del conductor.....	68
Capítulo 4: Metodología propuesta para la evaluación de la fatiga en el conductor...	69
4.1. Procesamiento de series temporales.....	69
4.2. Obtención de datos derivados.....	71
4.2.1. Obtención de las amplitudes de flexión.....	73
4.2.2. Métodos para obtener desplazamientos de series temporales de aceleraciones.....	74
4.2.3. Estimación de la incertidumbre de desplazamientos derivados de aceleraciones.....	81
4.2.4. Estimación de la fatiga producida por vibraciones eólicas.....	84
Capítulo 5: Caso de estudio.....	87
5.1. Características del experimento.....	87
5.2. Análisis de resultados.....	89
5.2.1. Análisis de frecuencias de los desplazamientos.....	90
5.2.2. Evaluación de la fatiga: amplitudes de flexión.....	98
5.2.3. Estimación de fatiga.....	104
5.2.4. Conclusiones parciales.....	106
Capítulo 6: Conclusiones.....	108
Capítulo 7: Recomendaciones.....	109
Bibliografía.....	110
Anexo A: Parámetros empíricos de auto-amortiguación.....	112
Anexo B: Límites de resistencia a la fatiga.....	113

Lista de símbolos

Símbolo	Descripción	Unidades SI
A	Sección transversal nominal del conductor.	m ²
A _n	Amplitud antinodal.	m
C	Coeficiente de sustentación.	
D	Diámetro del conductor.	m
d _o	Diámetro de alambre exterior.	m
E	Modulo de Young.	N/m ²
E _a	Modulo de Young de los alambres de la capa externa del conductor.	N/m ²
EI	Rigidez a la flexión.	N.m ²
f_s	Frecuencia de muestreo.	Hz
f_{st}	Frecuencia de Strouhal. Es la frecuencia de desprendimiento de vórtices.	Hz
I	Momento de inercia.	m ⁴
I _{oi}	Momento de inercia del cable "i" con respecto a su propio eje.	m ⁴
k	Factor de proporcionalidad, el cual depende de las características del conductor.	
L	Longitud del vano (o span).	m
m _L	Masa del conductor por unidad de longitud. También se puede encontrar representado con una w.	Kg/m
N	Número de muestras en un rango de tiempo.	
N _o	Número de alambres en capa exterior.	
N _i	Número de alambres en capa interior.	

P_C	Potencia disipada por auto-amortiguación del conductor.	W
P_D	Potencia disipada por amortiguador.	W
P_W	Potencia aportada por el viento al conductor.	W
RTS	Resistencia a la tracción nominal.	N
St	Número de Strouhal.	
T	Tensión axial del conductor. También se puede encontrar representado con una H.	N
V	Velocidad del viento.	m/s
V_u	Velocidad del antinodo.	m/s
V_s	Velocidad de Strouhal.	m/s
x	Distancia entre último punto de contacto del conductor con la sujeción y el dispositivo.	m
Y_b	Amplitud de flexión.	m
λ	Longitud de onda.	m
μ	Viscosidad fluidodinámica del aire.	Kg/(m.s)
ρ_v	Densidad del viento.	Kg/m ³

Lista de abreviaturas

Abreviatura	Descripción
AAAC	Conductor de Aleación de Aluminio (All Aluminium Alloy Conductor).
AAC	Conductor de Aluminio (All Aluminum Conductor).
AACSR	Conductor de Aleación de Aluminio Reforzado con Acero (Aluminum Alloy Conductor Steel Reinforced).
AASC	Conductor de Aleación de Aluminio Trenzado (Aluminum Alloy Stranded Conductor).
ACAR	Conductor de Aleación de Aluminio Reforzado (Aluminum Conductor Alloy Reinforced)
ACSR	Conductor de Aluminio con Acero Reforzado (Aluminium Conductor Steel-reinforced).
ASC	Conductor Trenzado de Aluminio (Aluminum Stranded Conductor).
BCC	Conductor de Cobre Desnudo (Bare Copper Conductor).
CIGRE	International Council on Large Electric Systems.
EDS	Everyday Stress.
FFT	Transformada Rapida de Fourier (Fast Fourier Transform).
IDFT	Transformada Inversa de Fourier Discreta (Inverse Discrete Fourier transform).
IEC	International Electrotechnical Commission.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
RMS	Media cuadrática (Root Mean Square).
RTS	Resistencia nominal a la tracción (Rated tensile strength).

Introducción

Contexto del problema

Desde principios del siglo pasado, uno de los mayores desafíos, a nivel diseño y operación de las líneas de transmisión eléctricas, es identificar y prevenir daños en los conductores causados por las vibraciones eólicas. Estas vibraciones, prácticamente imperceptibles a la vista, son causantes de grandes daños y pérdidas económicas si no son debidamente consideradas.

El estudio de la fatiga por *fretting*¹ en líneas eléctricas es complejo, requiere de un análisis y entendimiento profundo de la problemática. Los factores que influyen en este fenómeno son diversos, y es posible encontrar una gran variedad de situaciones y variables que se analizarán durante el desarrollo del proyecto. Vale la pena señalar, que la vibración eólica también puede provocar fatiga en otros componentes de la línea eléctrica, como en amortiguadores, aisladores, soportes, estructuras de la torre, etc.

Aunque la fatiga por fretting del conductor también puede ser consecuencia de vibraciones como galloping y oscilaciones de sub-span (Ver [Sección 1.1](#)), no son los principales causantes de este fenómeno. Se asocia al efecto de un largo proceso de desgaste por rozamiento entre alambres, generado por las vibraciones eólicas. Estas vibraciones, se producen en un rango de entre 3 y 200 Hz y son inducidas por vientos con velocidades entre 0,5 a 7 m/s que inciden en el conductor, produciendo desprendimientos de vórtices y la consecuente oscilación del mismo. A nivel macroscópico, lo más común es observar que la onda producida en el conductor tiene un perfil de 'batido', generado por la activación de más de un modo natural de vibración del conductor. Es importante para el entendimiento de este fenómeno, y en consecuencia, poder atenuar de forma correcta su efecto, contar con información de amplitudes y frecuencias de vibración predominantes en el sistema.

¹ Fatiga por fretting: Este tipo de fenómenos ocurre en superficies que están en contacto y presentan deslizamientos relativos entre sí de forma cíclica.

Objetivos del proyecto

El daño es difícil de percibir, y generalmente se detecta cuando el conductor está fuera de servicio, es decir, cuando se produce la rotura del mismo, o durante una inspección programada. Este tipo de incidentes tienen el potencial de generar graves accidentes ambientales y un gran impacto social por la deficiencia en la prestación del servicio eléctrico. Es por ello, que uno de los principales objetivos de este proyecto es desarrollar un método para evaluar la evolución del daño producido por las vibraciones eólicas. También, se busca determinar qué valores son aceptables, para mejorar el mantenimiento de las líneas e intervenir a tiempo, aumentando la vida en servicio del conductor. Detectado el desgaste acelerado a tiempo, es posible prevenir daños en la línea y accesorios con la correcta implementación de métodos de sujeción adecuados, amortiguadores y/o espaciadores-amortiguadores.

En el desarrollo de este proyecto se busca proponer un modelo para determinar en tiempo real el nivel de degradación por fatiga en una línea eléctrica compuesta por conductores individuales, no agrupados en bundles. Particularmente, se evaluará la fatiga debido a los efectos de las vibraciones eólicas.

Un punto importante a tener en cuenta, es que el modelo debe brindar información procesada y basada en datos empíricos y científicos, de forma tal que no se dependa del juicio de una o más personas para determinar el estado de la línea en relación a la fatiga.

En resumen, los objetivos buscados por este proyecto son:

- Estudiar en profundidad las vibraciones eólicas en conductores eléctricos y sus consecuencias.
- Evaluar el estado actual de la línea, con base en los datos del conductor y los datos recabados en tiempo real.
- Estimar la fatiga producida en un conductor eléctrico.

Capítulo 1: Vibraciones eólicas

Las vibraciones inducidas por el viento son uno de los problemas más importantes en las líneas aéreas de transmisión. Éstas deben controlarse por debajo de niveles peligrosos para evitar fallos por fatiga de los conductores o elementos asociados, como soportes, amortiguadores, etc. Es de suma importancia definir el impacto que podrían producir estas vibraciones para evitar daños en el conductor y accesorios.

Las fallas por fatiga ocurren con frecuencia en las proximidades del último punto de contacto entre los conductores y el soporte. Esto se debe a que en este punto, el movimiento se encuentra restringido, generando una gran concentración de tensiones. En la cercanía del soporte, el conductor tiende a comportarse como una viga, donde el desplazamiento relativo entre alambres es prácticamente despreciable. Pero, a medida que nos alejamos de este punto, encontramos que aumenta la flexibilidad del conductor, mejorando la disipación de la energía introducida por el viento.

En este capítulo se evalúan las distintas variables que influyen en la generación de este fenómeno, buscando cuantificar y calificar cómo afectan al desgaste producido en el conductor.

1.1. Vibraciones inducidas por el viento

Las vibraciones eólicas, son el tipo de vibración que más incide en el desarrollo del fenómeno de fatiga y desgaste acelerado del conductor. Sin embargo, es interesante analizar conceptualmente los distintos tipos de vibraciones que pueden generarse en el conductor y los efectos que producen en el sistema (Ver [Tabla 1-01](#)).

En las secciones [1.1.1](#), [1.1.2](#) y [1.1.3](#), se describen las características de distintos tipos de fenómenos vibratorios en conductores: vibraciones eólicas, galloping y vibraciones de sub-span respectivamente.

Tabla 1-01: Comparación de tipos de oscilaciones en conductores eléctricos.(EPRI, 2006)

	Vibraciones eólicas	Galloping	Vibraciones de sub-span
Tipos de líneas aéreas afectadas	Todas	Todas	Líneas con conductores agrupados
Rango de frecuencia aproximado [Hz]	3 to 200	0.08 to 3	0.14 to 10
Rango de amplitudes de vibración pico a pico (Expresado en diámetros del conductor)	0.01 to 1	5 to 300	Modo cuerpo rígido: 0.5 to 80 Modo sub-span: 0.5 to 20
Características del viento	Constante	Constante	Constante
Velocidad del viento [m/s]	1 a 7	7 a 18	4 a 18
Superficie del conductor	Desnudo o con escarcha uniforme	Depósito de hielo asimétrico	Desnudo, seco
Condiciones de diseño que afectan al movimiento del conductor	Tensión de línea, conductor, uso de amortiguadores, barras de armadura	Relación de frecuencia natural vertical con la frecuencia de torsión natural; relacion de SAG y condiciones del soporte	Separación de subconductores, inclinación de haz, disposición de subconductores
Tiempo en el que se desarrollará un daño grave	3 meses a 20 años o más	1 a 48 horas	1 mes a 8 años o más
Causas directas del daño	Fatiga del metal por flexión cíclica	Altas cargas dinámicas	Choque de conductores, desgaste acelerado del hardware
Componentes de línea más afectados por daño	Alambres del conductor	Conductor, todo el hardware, aisladores, estructuras	Soportes, espaciadores, amortiguadores, alambres de conductor

1.1.1. Vibraciones eólicas

Este tipo de vibraciones se producen en casi cualquier línea eléctrica. Son el principal tipo de vibración asociado a la fatiga del conductor. Generan oscilaciones con una frecuencia entre 3 a 200 Hz. Las frecuencias más bajas, se relacionan con vientos de intensidad baja y vanos grandes. Las frecuencias más altas, tienden a producirse por vientos de intensidad moderada y en vanos más pequeños. Las amplitudes de los desplazamientos son, como máximo, de 1 diámetro del conductor. Otro punto interesante a tener en cuenta es que los conductores tienen un patrón de vibración de batido, como se visualiza en la [Figura 1-01](#). Esto se debe a que se estimula normalmente más de un modo natural de frecuencia en el sistema por los desprendimientos de vórtices. En consecuencia, se genera una superposición de ondas estacionarias.

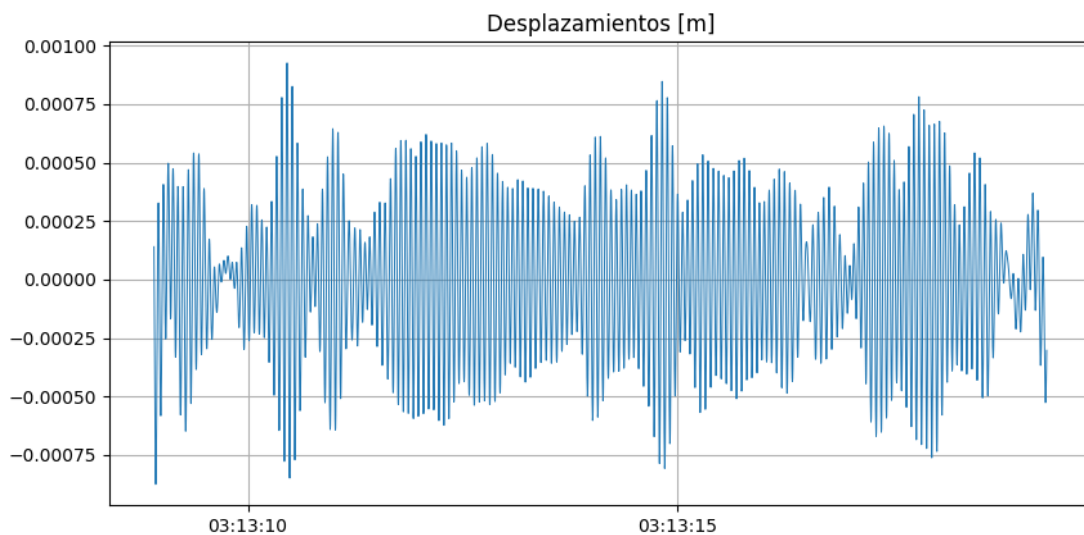


Figura 1-01: Desplazamientos en conductor producto de vibraciones eólicas.

Los factores que influyen en la generación de vibraciones eólicas más severas son:

- Vanos largos, es decir, distancias grandes entre torres.
- Alta tensión axial de instalación.
- Terrenos llanos.
- Vientos constantes de baja a moderada intensidad, presentes con gran frecuencia durante la jornada.

1.1.2. Vibraciones galloping

Este fenómeno tiene un gran poder destructivo de las líneas eléctricas a corto plazo. Las cargas dinámicas repetidas pueden provocar daños en plazos cortos, entre 1 a 48 hs en casos severos, en soportes, amortiguadores, torres, etc.

Se caracterizan por ser vibraciones de baja frecuencia y grandes amplitudes. A nivel diseño, se busca evitar el contacto entre conductores cuando este fenómeno ocurre. Grandes variaciones de cargas reiteradas en el tiempo, generan importantes cargas de flexión y torsión en todo el sistema que derivan en un desgaste acelerado de los distintos componentes del mismo.

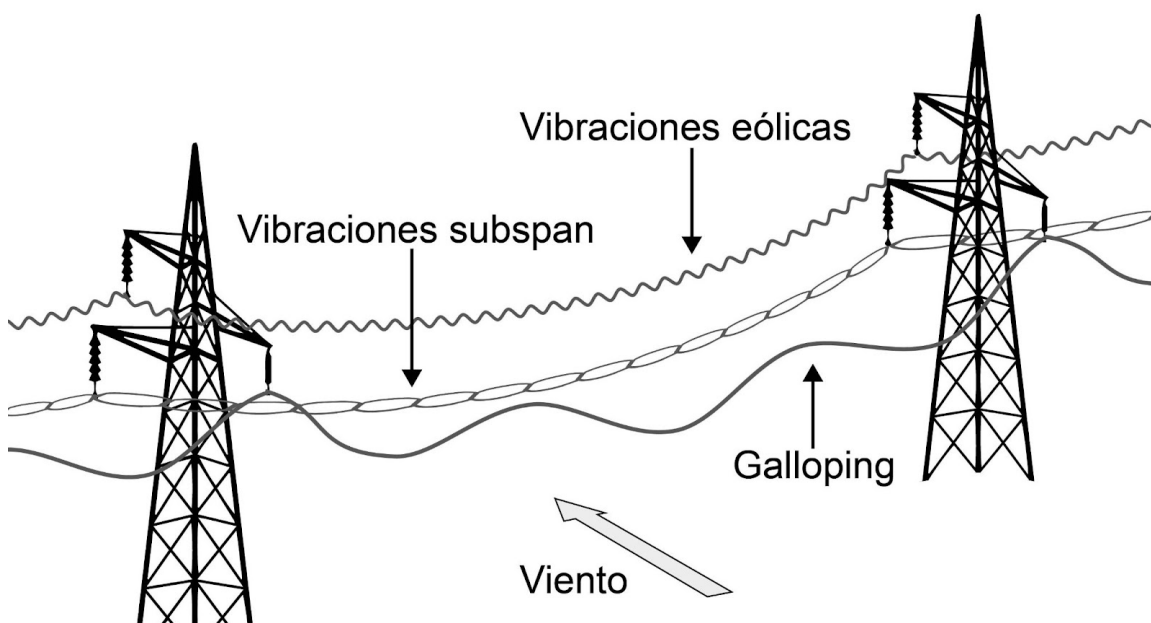


Figura 1-02: Comparación entre los distintos tipos de vibraciones inducidas por el viento en conductores.

Este tipo de vibraciones son frecuentes en condiciones como vientos constantes y moderados que inciden en la superficie de los conductores asimétricamente heladas. Generan dos tipos de ondas: ondas estacionarias u ondas viajeras, o una combinación de ambos tipos. Ocurren a frecuencias bajas de entre 0,1 a 1 Hz y sus amplitudes de desplazamiento pueden tener la longitud de 0,1 a 1 vano (ver [Figura 1-02](#)). En

ocasiones, en vanos de menor longitud, las amplitudes de desplazamiento pico a pico pueden exceder 1 vano de longitud. Los desplazamientos tienden a producirse en el plano vertical, pero en ocasiones hay una combinación de desplazamientos en el plano horizontal, produciendo trayectorias elípticas.

Las oscilaciones son inducidas por las fuerzas de arrastre (*drag forces*), generadas por el viento moderado (velocidades entre 7 y 18 m/s) incidiendo sobre la superficie del conductor asimétricamente helada, como se mencionó anteriormente. Estas fuerzas se producen en la dirección del viento. La fuerza resultante será producto de la presión generada sobre la superficie del conductor por el viento. Buscando el equilibrio del sistema, el conductor se desplaza hasta que la fuerza de arrastre y la tensión interna del conductor se equiparan. A su vez, hay efectos de auto-amortiguación del conductor y de los amortiguadores, si es que estuviesen presentes en la instalación, que disipan la energía introducida por el viento, y eventualmente atenúan la onda.

1.1.3. Vibraciones sub-span

Estas oscilaciones pueden ocurrir cuando inciden vientos a velocidades entre 7 y 18 m/s sobre la superficie de los conductores agrupados en bundles. La superficie de los mismos puede estar tanto desnuda y sin presencia de humedad, como húmeda por lluvias o con la presencia de hielo sobre su superficie.

Existen cuatro principales modos de vibración (Ver [Figura 1-03](#)) según [EPRI](#). Los modos B, C y D indicados en la figura, se denominan “modos de cuerpo rígido”. Porque producen poca distorsión en la sección transversal de los conductores agrupados. Sus movimientos se producen en los tres grados de libertad: vertical, horizontal y rotacional. Generalmente no se observa un solo grado de libertad en movimiento. Sino que, se suele generar una combinación de ellos, pero con uno de los grados de libertad más dominante. En algunos de estos modos predominan ondas estacionarias (B, C y D) y en otros ondas viajeras (B).

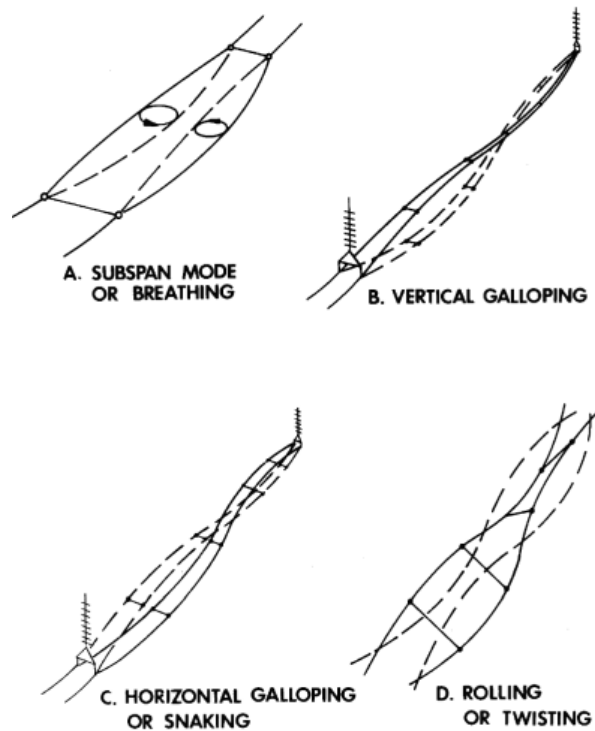


Figura 1-03: Los 4 principales modos de vibraciones inducidas por el viento de conductores agrupados. (EPRI, 2006)

El modo de vibración sub-span inducido por estelas de viento, es el ilustrado en A (Ver [Figura 1-03](#)). Se producen ondas estacionarias, con nodos en los soportes de los separadores. Las frecuencias de oscilación dependen de los modos de vibración del tramo.

1.2. Principales factores de influencia

En esta sección se detallarán los factores que influyen en el desarrollo de la fatiga en el conductor debido a vibraciones eólicas. Se detalla también el impacto que tienen cada uno de ellos y se cuantifican y califican sus efectos.

1.2.1. Viento

Un conductor eléctrico está expuesto a vientos de velocidades variables a lo largo del vano y el tiempo en una línea eléctrica. No se puede considerar, que la velocidad del viento sea constante, puesto que se producirán variaciones a lo largo del vano como resultado de los diferentes gradientes de presión atmosférica. En la [Figura 1-04](#), se puede apreciar como varía la velocidad del viento que incide en el conductor a lo largo del vano. El rango de velocidades asociadas a las vibraciones eólicas en conductores es de 1 a 7 m/s.

La topología del terreno (Ver [Sección 1.2.2](#)) tiene un rol importante. La rugosidad del terreno influye directamente generando distintos gradientes de presión y tipos de flujo (laminar o turbulento) que incidirán sobre la superficie del conductor. La máxima potencia es aportada al sistema por fuerzas aerodinámicas cuando el flujo de aire laminar es estacionario.

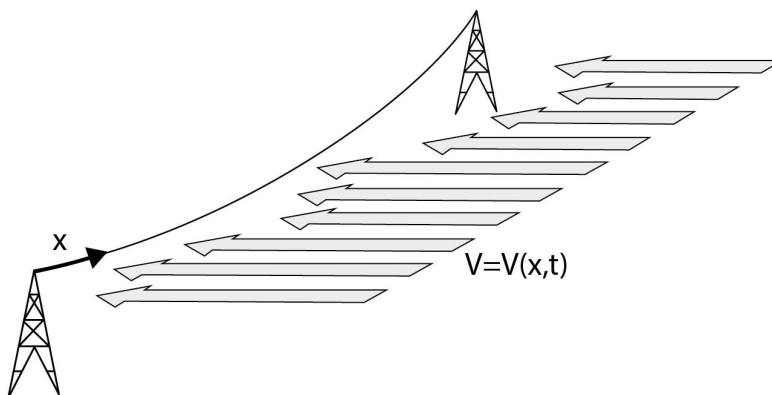


Figura 1-04: Incidencia del viento sobre el conductor.

Las vibraciones eólicas son la consecuencia de fuerzas alternas provocadas por los desprendimientos de vórtices. Estos son consecuencia de los vientos transversales constantes que inciden sobre la superficie cilíndrica del conductor. El flujo de aire que rodea al conductor se desprende generando vórtices. Estos generan diferencias de presión, que si se sostienen en el tiempo de forma periódica, generan que el conductor comience a moverse debido a las fuerzas de sustentación producidas como reacción a este fenómeno por parte del conductor. Cuando la frecuencia de las fuerzas alternas está cerca de una de las frecuencias naturales del conductor, este puede vibrar en resonancia, empeorando el efecto de las mismas, y generando mayor riesgo de desgaste prematuro.

Excitación del conductor

El fenómeno de desprendimiento de vórtices genera las vibraciones eólicas en conductores eléctricos. Cuando el conductor presenta tenues oscilaciones, las fuerzas de sustentación generadas por los desprendimientos de vórtices generalmente están desfasadas o no sincronizadas, por lo tanto la fuerza de elevación neta es muy pequeña, produciendo desplazamientos apenas perceptibles. Sin embargo, cuando la velocidad del flujo que incide en el conductor es tal, que la frecuencia de formación de vórtices es cercana a alguna de las frecuencias naturales del conductor, se produce el efecto de vibraciones en resonancia.

Analizando el fenómeno, desde el punto de vista de la mecánica de los fluidos, el proceso de formación de vórtices puede ser caracterizado por el número *de Strouhal*. Este depende de tres variables: el número de Reynolds, la rugosidad relativa de la superficie del conductor respecto al fluido y la relación de aspecto (relación entre longitud y el diámetro del conductor L/D). Como el conductor es varios órdenes de magnitud más largo que su diámetro, la relación de aspecto se considera pequeña. Respecto a la rugosidad relativa del conductor, su efecto es pequeño para los rangos de número de Reynolds del viento (350 a 35.000 Re). Por ello, se considera desde un punto de vista simplificado, que el fenómeno de desprendimiento de vórtices en

conductores, es controlado por los parámetros del número de Strouhal (St) y Reynolds Re.

El número de Strouhal (St), se considera que está aproximadamente en el rango de 0.18 y 0.22 para conductores eléctricos. Es una constante adimensional.

Ecuación del número de Reynolds:

$$Re = \frac{\rho_v \cdot V \cdot D}{\mu} \quad (1.1)$$

Ecuación del número de Strouhal:

$$St = \frac{D \cdot f_{st}}{V} \quad (1.2)$$

De la Ecuación 1.3 se desprende que la frecuencia de vibración f del conductor, expresada en Hz, viene dada por la fórmula:

$$\boxed{f_{st} = St \cdot \frac{V_s}{D}} \quad (1.3)$$

La frecuencia de Strouhal se mide en relación a la frecuencia de vibración del conductor respecto al desplazamiento vs. tiempo. Es decir, es la frecuencia de oscilación del conductor respecto de su posición a lo largo del tiempo.

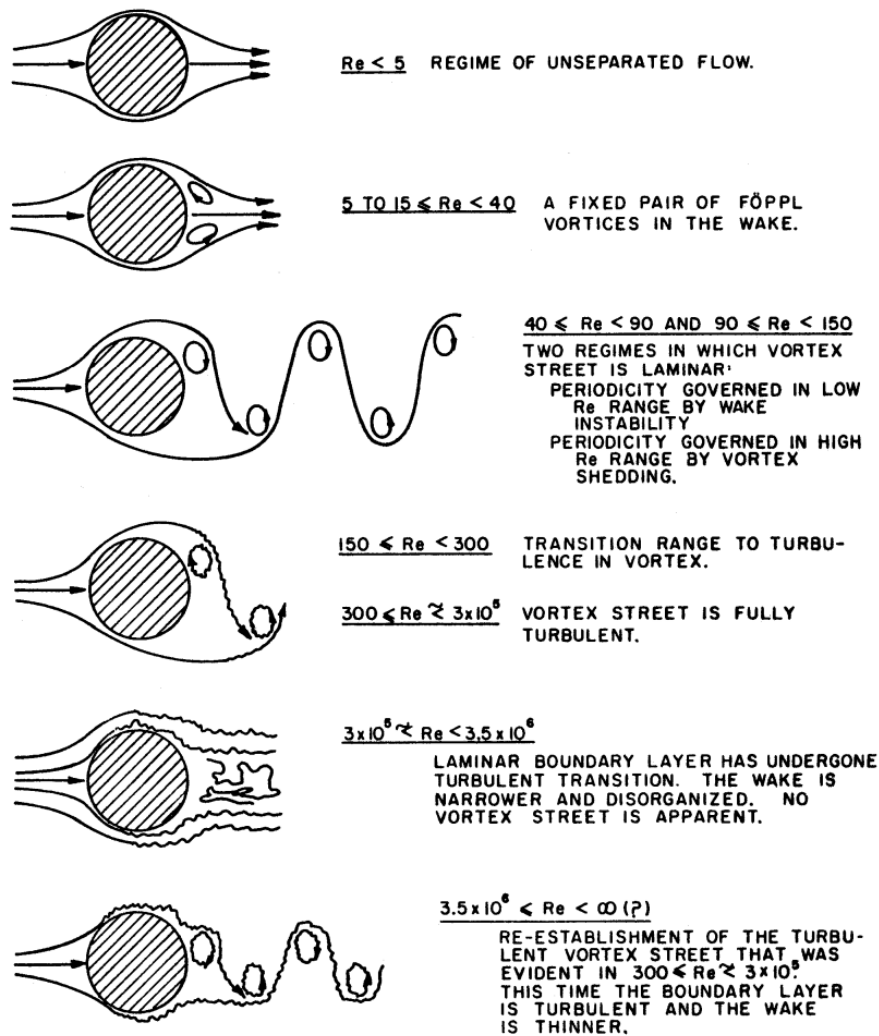


Figura 1-05: Incidencia del viento sobre el conductor. (Lienhard, 1996)

Como se observa en la imagen [Figura 1-05](#), el desprendimiento de vórtices está íntimamente relacionado con el número de Reynolds, como se mencionó anteriormente. En el siguiente gráfico de la [Figura 1-06](#) se aprecia la relación entre el número de Reynolds y Strouhal, el cual varía entre 0,18 y 0,22, en el rango de Re entre 350 y 35.000.

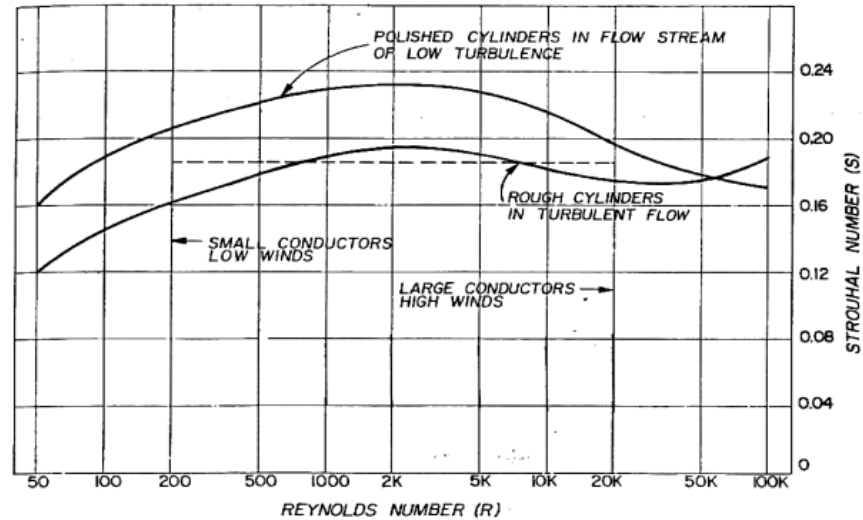


Figura 1-06: Incidencia del viento sobre el conductor. (Chen 1972)

Las fuerzas de sustentación resultantes en el conductor debido a los desprendimientos de vórtices se pueden calcular como:

$$F = \frac{1}{2} \cdot \rho_v \cdot C_l \cdot D \cdot L \cdot V^2 \quad (1.4)$$

Iniciación de la vibración:

Existen 2 posibles casos de iniciación de la vibración eólica, cuando el viento impacta sobre el conductor estacionario o sobre un conductor que ya se encuentra vibrando.

Desprendimiento de vórtices en el caso de un conductor estacionario

El viento que incide sobre un conductor estacionario genera un fenómeno de desprendimiento de vórtices como se mencionó anteriormente. Esto produce fluctuaciones de presión en la superficie del conductor, que derivan en fuerzas de

sustentación fluctuantes. Dichas fuerzas de sustentación fluctuantes, actúan sobre el conductor con una frecuencia predominante igual a la frecuencia de Strouhal f_{ST} . Para que comience a vibrar el viento debe soplar a una determinada velocidad conocida como 'velocidad de inicio' (V_s). Para cada frecuencia modal es posible definir una velocidad de inicio (Ver [Ecuación 1.3](#)).

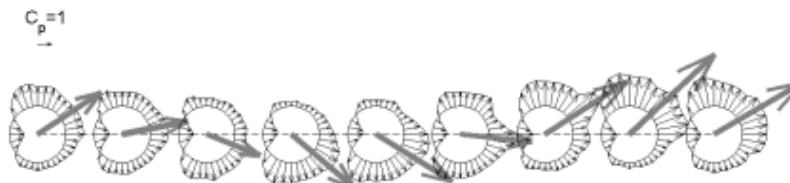


Figura 1-07: Distribución de presiones en cilindro estacionario bajo los efectos de desprendimientos de vórtices ([Zasso 2005](#))

Se puede concluir que, la formación de vórtices, en el caso de un conductor estacionario, es un fenómeno controlado por dos parámetros adimensionales, los números de Strouhal y Reynolds.

Desprendimiento de vórtices en el caso de un conductor vibrando

Cuando el conductor está vibrando, si incide sobre él un viento V_s que provoca una frecuencia de desprendimiento de vórtices que está cercana a una de las frecuencias naturales del conductor, la oscilación del mismo se verá afectada. El inicio de la vibración eólica se produce cuando hay coincidencia entre la frecuencia de Strouhal y una de las frecuencias naturales del conductor. En este caso, el conductor vibra en resonancia si no está lo suficientemente amortiguado. El movimiento comenzará en la dirección transversal al flujo, excitado por las fluctuaciones de la fuerza de sustentación.

Es importante destacar, que a partir de la evidencia experimental, se concluye que las vibraciones eólicas se producen para un rango de velocidades, para un modo de vibración determinado. Es decir, si un conductor está vibrando a una frecuencia modal, la velocidad del viento que incide en él estará en el rango de entre el 90% y el 130% de

V_s . Cuando el conductor comienza a vibrar bajo los efectos del viento, las vibraciones son controladas por el propio conductor, en un efecto de bloqueo. En otras palabras, el conductor toma el control de la frecuencia de desprendimiento de vórtices.

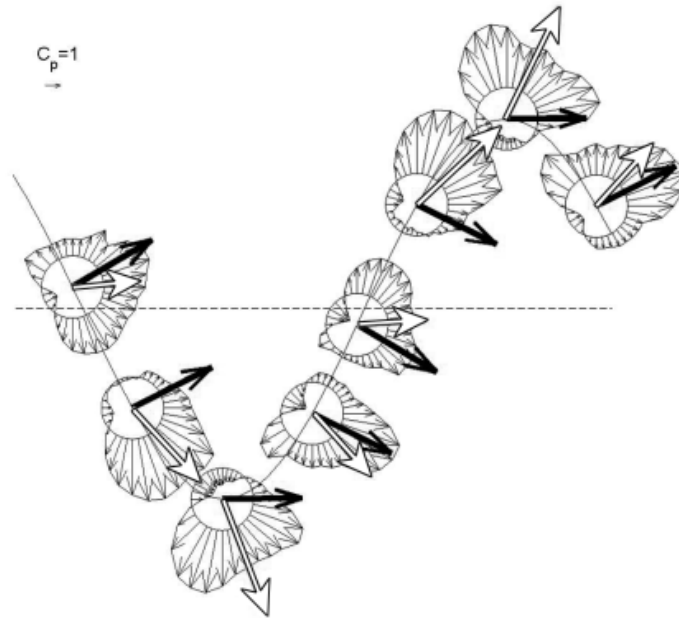


Figura 1-08: Distribución de presiones en cilindro vibrando bajo los efectos de desprendimientos de vórtices ([Zasso 2005](#))

Al comienzo del movimiento, cuando las amplitudes de vibración son mínimas, la frecuencia de Strouhal tiene prioridad en el espectro de la fuerza de sustentación. Sin embargo, a medida que aumentan las amplitudes de vibración, se produce un fenómeno de bloqueo que hace que la fuerza de elevación se sincronice con la frecuencia natural del sistema mecánico. Una vez que se logra el bloqueo, el fenómeno pasa a un estado no lineal. La energía del flujo entrante se distribuye entre la estela y el conductor.

Al considerar un conductor estacionario, los números de Reynolds y Strouhal actúan como variables de control para presiones o fuerzas fluctuantes, mientras que los coeficientes de fuerza y presión sirven como variables dependientes. Dentro del rango de bloqueo, el número de Strouhal sigue siendo valioso para determinar V_s , la velocidad al principio y al final del rango de excitación. Sin embargo, la frecuencia de los vórtices dentro de este rango ya no corresponde a la frecuencia de Strouhal.

1.2.2. Influencia de la topología

A lo largo de la extensión de la línea eléctrica, encontramos un entorno y topología diverso. El viento juega un papel crucial, induciendo cargas tanto constantes como fluctuantes que pueden desencadenar inestabilidades como la vibración eólica. El viento es resultado de gradientes de presión atmosférica, y está demostrado que varía en el tiempo y en la longitud del conductor.

La turbulencia del viento es menor en terrenos llanos. Teniendo en consideración que el desprendimiento de vórtices es un fenómeno predominantemente relacionado a los flujos laminares, los conductores que atraviesan terrenos llanos son más susceptibles a padecer los efectos de las vibraciones eólicas. Por otro lado, los conductores instalados en terrenos con mayor rugosidad, como terrenos con mucha vegetación, serán menos susceptibles a padecer vibraciones eólicas importantes.

A continuación, se listan en orden decreciente, los terrenos que presentan condiciones más propicias para el desarrollo de vibraciones eólicas más dañinas para la salud de la línea eléctrica según la norma [IEEE 1368-2006](#) :

- Terrenos planos y abiertos, con pocas obstrucciones, especialmente cerca del agua, especialmente en los cruces de ríos.
- Colinas ligeramente onduladas con vegetación ligera.
- Valles profundos entre grandes colinas o montañas.
- Terreno montañoso, o montañoso con abundante vegetación.

1.2.3. Conductores

En los inicios de la industria eléctrica, los conductores para transmisión y distribución se fabricaban únicamente con cobre. Con el tiempo, soluciones más rentables fueron ganando espacio en el mercado, y se comenzó a emplear materiales como el aluminio y variantes de conductores que combinan aluminio con aleaciones de aluminio y acero.

La necesidad de aumentar la cantidad de energía transportada impulsó el desarrollo de conductores más resistentes. De esta forma, se ha mejorado la temperatura de trabajo de los mismos y aumentado la carga de trabajo admisible sin comprometer la seguridad.

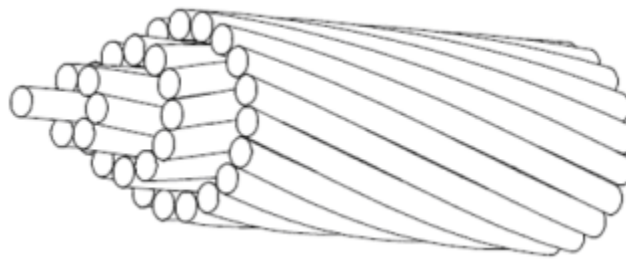


Figura 1-09: Estructura de un conductor típico. (EPRI, 2006)

Los requisitos que el conductor debe cumplir son: contar con una alta resistencia a la tracción, alta conductividad eléctrica, un peso unitario bajo y un costo accesible, ya que representa aproximadamente el 40% del valor de una línea eléctrica. Estas características no están disponibles en un solo material, es por ello que se emplean aleaciones y aceros, buscando un balance entre las propiedades a cumplir.

Actualmente, el diseño de conductor más utilizado, es el conformado por capas de alambre trenzado con un núcleo del mismo material u otro más resistente (Ver [Figura 01-9](#)). Para conductores conformados con alambres de igual diámetro, cada capa tiene 6 alambres más que la capa interna contigua. Normalmente, por convención, los conductores de aluminio tienen en su capa exterior los cables girando en el sentido de las agujas del reloj, a diferencia de los conductores de cobre.

En relación con la fatiga, un conductor con diámetro fino tiene más posibilidades de sufrir un desgaste acelerado.

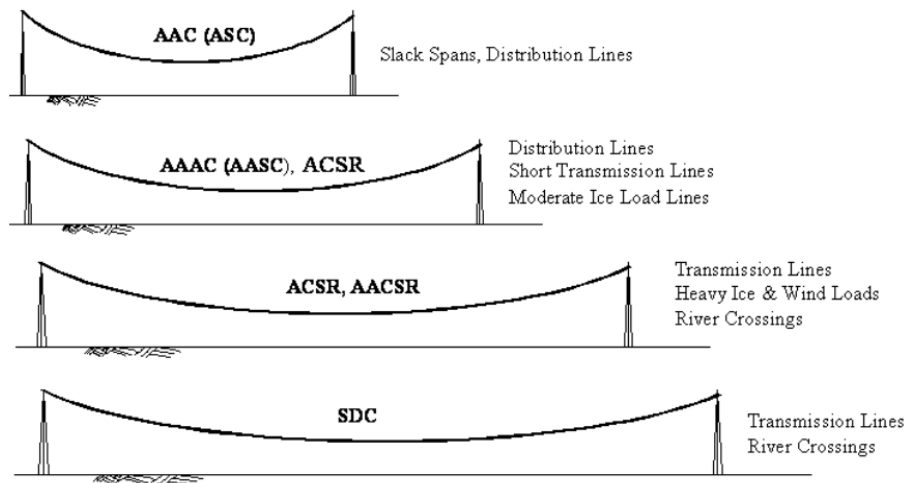


Figura 1-10: Aplicaciones típicas de cada tipo de conductor.
(CIGRE, *Electra* Vol. 429. 2010)

Clasificación según sus materiales y construcción:

- **Conductor de Aluminio(AAC).** Tienen una baja relación resistencia-peso, por lo que su uso sólo se recomienda en tramos cortos en una red de distribución. Además este tipo de conductores no son recomendables para zonas donde el viento y el hielo son demasiado agresivos. Suelen emplearse en líneas de distribución (ver [Figura 1-10](#)).
- **Conductor de Aleación de Aluminio (AAAC) o Conductor de Aleación de Aluminio Trenzado (AASC).** Se utilizan distintos tipos de aleaciones y pasan por distintos tipos de tratamientos térmicos. Es importante tener en cuenta que las mejoras en la resistencia suelen generar un detrimento en las propiedades de conductividad del conductor. Se utilizan en líneas de distribución y en líneas de transmisión con carga de hielo de moderada a baja (ver [Figura 1-10](#)).

- **Conductor de Aleación de Aluminio Reforzado (ACAR) o Conductores de Aluminio Reforzado con Acero (ACSR).** Cuando se necesita una mejor relación resistencia-peso, se añade un núcleo reforzado con mejores características mecánicas. Este puede ser de aleación de aluminio o de acero. Los ACSR son los más utilizados en el mercado actualmente. Se utilizan en líneas de distribución y en líneas de transmisión con carga de hielo de moderada a baja (ver [Figura 1-10](#)).
- **Conductores especiales.** También existen varios diseños especiales para fines específicos, con distintas aleaciones o secciones, que permiten mejorar sus propiedades. Se han desarrollado conductores con diversas geometrías para responder a necesidades complejas (ver [Figura 1-11](#)). Por ejemplo, los conductores de alambres trapezoidales y los de alambres con forma de Z, denominados “compactos”, aprovechan mejor el espacio disponible en el conductor, en comparación con los conductores tradicionales cuyos alambres tienen una sección transversal circular. Un diseño muy interesante es el de los conductores auto-amortiguados, que permiten una tensión de instalación mucho más alta, mejorando la resistencia a la fatiga del conductor.

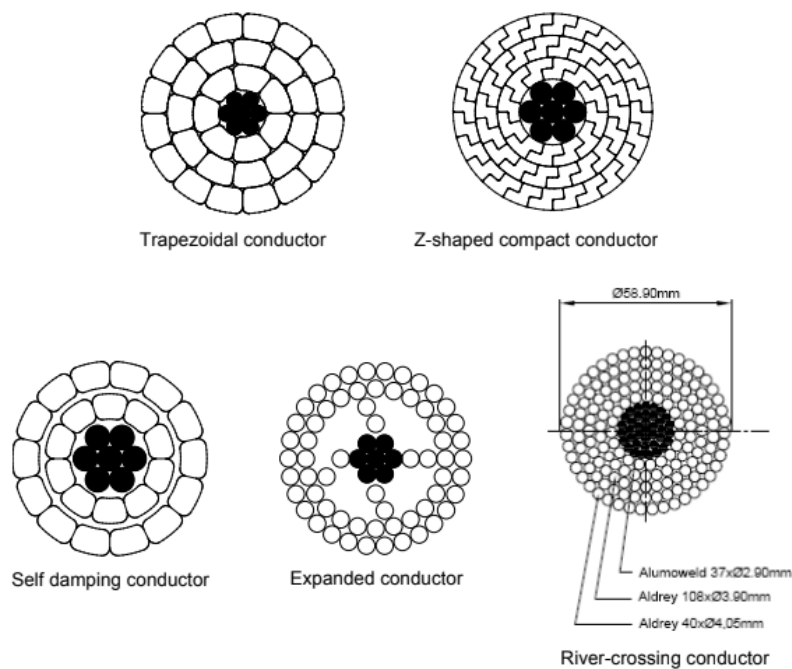


Figura 1-11: Algunas secciones transversales de conductores especiales.
([CIGRE, Electra Vol. 429. 2010](#))

1.2.4. Temperatura

La temperatura de un conductor en un tramo influye directamente en su longitud. Cuando la temperatura disminuye, la tensión en el conductor aumenta. El conductor normalmente opera desde un rango de temperaturas bajo cero, hasta una temperatura de 150°C. Sin embargo, esto varía entre los distintos tipos de conductores, y algunos pueden tolerar temperaturas muy superiores.

Cuando el conductor está compuesto por más de un tipo de material, como acero y aluminio, la diferencia entre sus coeficientes de expansión generan que los cambios en sus volúmenes no sean proporcionales. En consecuencia, aumentan las cargas de contacto entre el aluminio y el acero. Lo contrario ocurre cuando la temperatura disminuye, es decir, disminuyen las cargas de contacto entre los alambres. Los hilos de aluminio soportan una carga adicional, por lo que cuando la temperatura baja, el conductor tiene una carga adicional y también una tensión mayor.

Es interesante analizar la [Tabla 1-02](#), donde podemos observar el efecto de la temperatura en conductores de igual sección transversal de aluminio. Al incrementar el porcentaje de materiales resistentes a la tracción dentro de la composición del conductor, se aprecia como se sostiene la resistencia a la tracción al exponerlo a temperaturas elevadas, sostenido en el tiempo.

Tabla 1-02: Reducción en el valor RTS en función de la temperatura y tiempo para conductores con igual sección transversal de aluminio . (EPRI, Red book. 2005)

Tipo de conductor	Sección nominal de Aluminio [mm ²]	Acero presente en el conductor [%]	RTS residual luego de 1000 hs a 100°C [%]	RTS residual luego de 100 hs a 150°C [%]	RTS residual luego de 1000 hs a 150°C [%]
Arbutus AAC	400	0	97,7	82,5	75,6
Tern ACSR	400	6,5	100	91,1	86,4
Drake ACSR	400	14	100	98,6	96,0

1.2.5. Tensión de instalación

La tensión de instalación normalmente se expresa como un % de la *Rated Tensile Strength*² (RTS). Generalmente rondan los 20%, sin embargo, depende del tipo de conductor y de las condiciones climatológicas a las que va a estar sometido el conductor.

El parámetro de la tensión de instalación, es conocido también como *Everyday Stress*³ (EDS), y tiene una relevancia tan importante, que la relación entre la carga de tracción H y la masa del conductor por unidad de longitud w de un conductor no amortiguado indica la sensibilidad a las vibraciones eólicas expresada en metros. Por lo tanto, cuando la relación H/w supera los 1000N/m, según se ha demostrado empíricamente, es necesario considerar la instalación de dispositivos de amortiguación.

Los conductores largos son más susceptibles a las vibraciones eólicas, ya que su factor H/w es más grande, generando una gran carga de tracción que deriva en una reducción de la capacidad de auto-amortiguación del conductor. Esto puede conducir a amplitudes de desplazamientos más altas en las oscilaciones. La auto-amortiguación del conductor es una característica física del conductor que representa la capacidad del conductor para disipar la energía producida por las vibraciones (ver [Sección 2.3](#)). Esta característica es importante, porque tiene un impacto directo en la resistencia a la fatiga y en las características mecánicas de las vibraciones eólicas que desarrolla el conductor. El impacto significativo de seleccionar la tensión adecuada del conductor tanto en la utilización efectiva de las propiedades mecánicas del conductor como en los costos generales asociados con la línea.

² RTS: La Rated Tensile Strength, denominada en español Resistencia nominal a tracción, a veces es conocida también como RBS (Rated Breaking Strength). Los métodos para obtener este valor no es igual en todos los países, y se especifican en las diversas normas que lo definen, como IEC o ASTM. En términos generales, se calcula como la sumatoria de las resistencias a la rotura a la tracción de todos sus alambres, multiplicados por un factor de seguridad.

³ EDS: El concepto del Everyday Stress fue introducido por primera vez en 1962 por CIGRE SC 6. Representa el estrés cotidiano en el conductor, en condiciones climáticas tranquilas, es decir, con una temperatura de 15°C y sin cargas de viento ni hielo. Se expresa como un porcentaje de la tensión RTS.

Valores recomendados según la organización del conductor:

1.- Conductor solo (no agrupado en bundles):

En la [Tabla 1-03](#) se listan los valores de diseño recomendados según las características del terreno.

Tabla 1-03: Recomendaciones de tensiones de diseño seguras. ([CIGRE B2.11.04, 2005](#))

Características del terreno	Características del terreno	H/w [m]
1	Abierto, llano, sin árboles, sin obstrucciones, con una capa de nieve, cerca o a cruza cuerpos de agua.	1000
2	Abierto, llano, sin árboles, sin obstrucciones, sin nieve.	1125
3	Abierto, llano, u ondulado con pocos obstáculos.	1225
4	Con edificaciones o árboles cerca	1425

NOTA: Tensión de diseño segura del conductor recomendada a la temperatura promedio del mes más frío en función de la categoría del terreno. Válido para conductores AAC, AAAC, ACAR y ACSR.

Los valores de tensión aceptados y sugeridos por la norma [IEC 60826 \(2017\)](#) para conductores AAAC y ACSR, son los que se listan a continuación:

- 60 a 75 % RTS en condiciones de carga climática máxima (hielo y viento)
- 20 a 30% RTS sin hielo ni viento a 15°C, cuando el conductor se instala inicialmente bajo tensión.

- 15 a 25% RTS sin hielo ni viento a 15°C, estando el conductor en su condición final (después de que el conductor haya estado expuesto a una fuerte carga de hielo y viento o haya estado en su lugar durante muchos años).

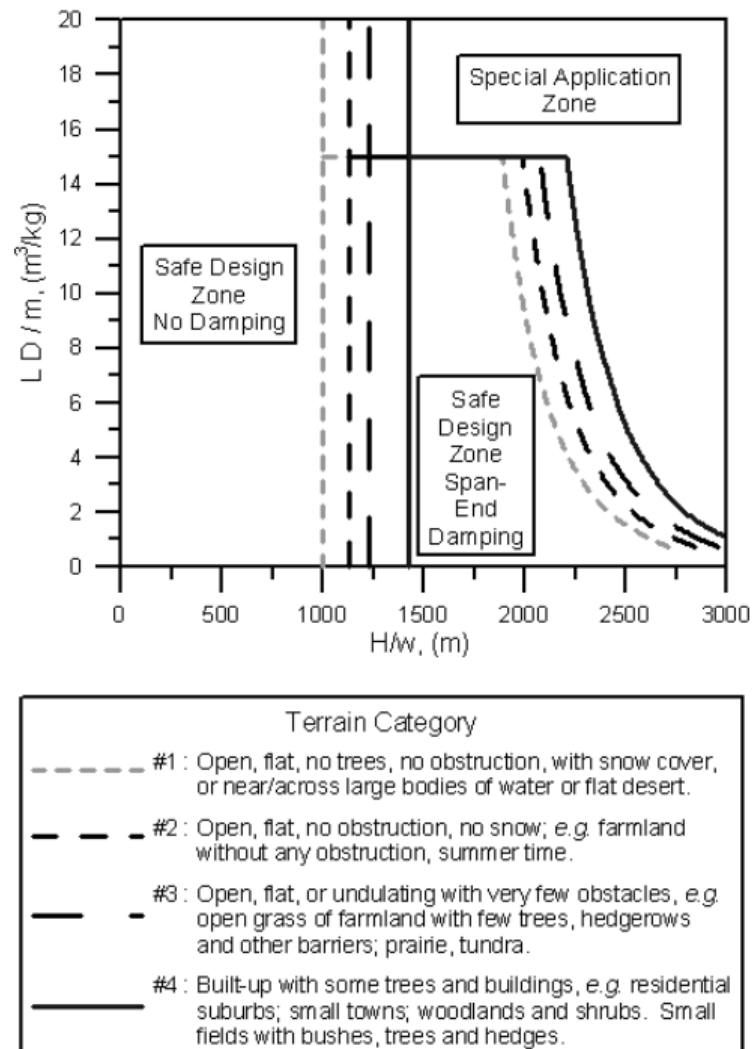


Figura 1-12: Recomendaciones de diseños de tensiones seguras para conductores solos. (EPRI, 2006)

Según las recomendaciones de diseño de CIGRE SC22 WG11 TF4 2005 se establecen 3 zonas con recomendaciones de diseño. Estas están intimamente vinculadas a las tensiones H de instalación del conductor (ver [Figura 1-12](#)):

- **Zona de diseño seguro básico: sin amortiguación.** Conductores individuales no amortiguados.
- **Zona de Diseño Seguro – Amortiguación de Extremo de Tramo.** En esta zona, se sugiere la instalación de uno o más amortiguadores tipo Stockbridge instalados en los extremos de los tramos. Dentro de los límites de esta zona, la vibración eólica no debería ser una limitación en la tensión de diseño.
- **Zona de Aplicación Especial.** En esta zona caen los conductores con spans muy largos. La vibración eólica es muy probablemente una limitación, y se recomienda que los diseñadores de la línea determinen la disponibilidad de protección adecuada antes de finalizar el diseño.

2.- Conductores agrupados:

A partir de numerosas pruebas de campo, se ha demostrado que los conductores agrupados responden menos a la excitación eólica que los conductores individuales del mismo tamaño y con la misma tensión. Para este tipo de instalaciones, se recomienda en términos generales valores de H/w menores a 2500N/m. Sin embargo, si se emplean soportes amortiguados se puede tolerar valores mayores.

1.2.6. Sag

El sag es la diferencia de nivel entre los puntos de soporte y el punto más bajo del conductor (ver [Figura 1-13](#)). Mantener un nivel de sag controlado es importante. Si el sag es poco, significa que el conductor estará sometido a una tensión axial (EDS), elevada, que en ciertos casos, si se exceden los límites recomendables, puede provocar la ruptura del mismo (ver [Sección 1.2.5](#)). Por otro lado, si el sag es muy alto, el conductor tendrá la capacidad de oscilar con mayores amplitudes de desplazamiento, lo que eventualmente podría provocar que los conductores entren en contacto entre sí. En conclusión, el sag está íntimamente ligado a la tensión EDS, y por consecuencia, al desgaste del conductor debido a las vibraciones eólicas.

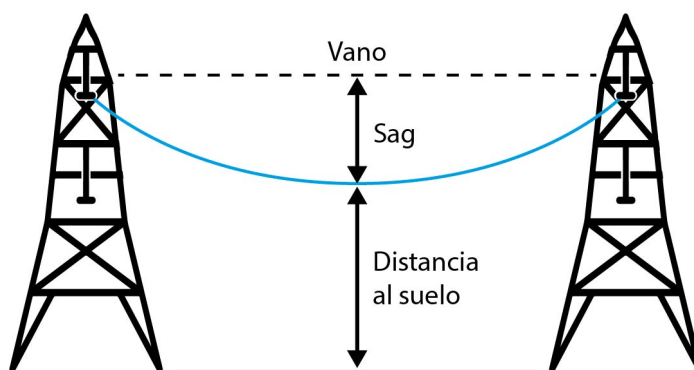


Figura 1-13: Representación esquemática del sag y el despeje del suelo

Al momento de diseñar una línea eléctrica, se calcula un valor de sag adecuado para que el conductor tenga una tensión EDS segura. La línea eléctrica debe ser diseñada para mantener una distancia segura entre el conductor y las personas, construcciones y vehículos.

La [Figura 1-14](#) representa un esquema básico que muestra cómo se debe mantener la distancia mínima bajos casos de vargas y condiciones climatológicas extremas. La mínima altura aceptable para el despeje del suelo está determinada por la suma de la mínimo despeje al suelo por cuestiones de seguridad (buffer) y el mínimo despeje del suelo por motivos eléctricos.

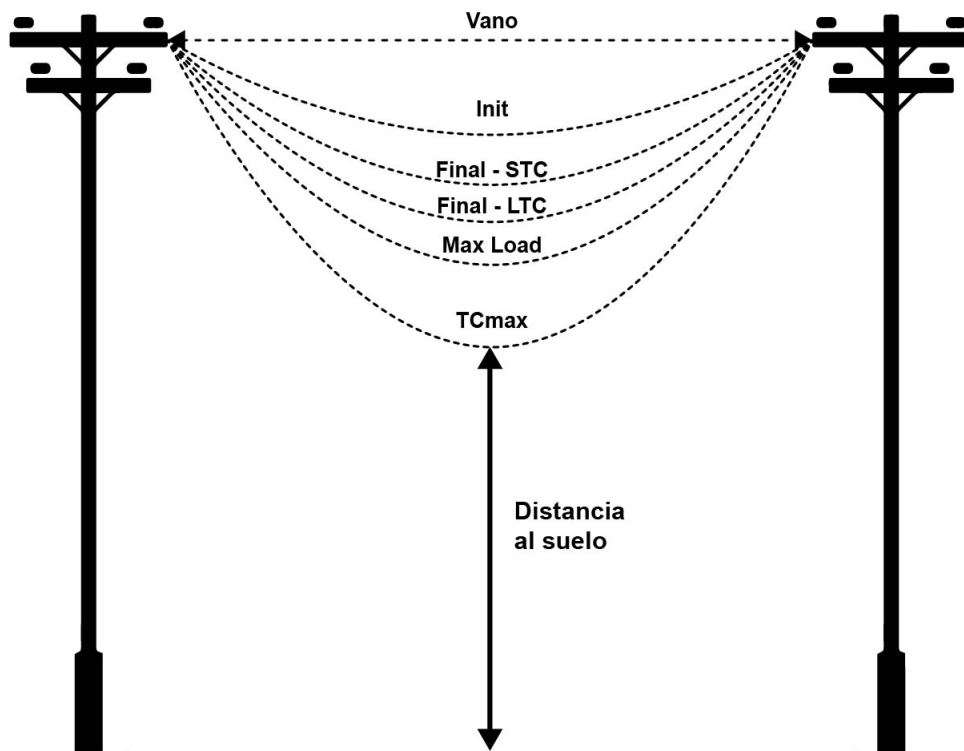


Figura 1-14: Representación esquemática del Sag para distintas condiciones ambientales y de carga.

En [EPRI, Red book \(2005\)](#) se detallan los distintos estados esquematizados en la [Figura 1-14](#), para comprender el impacto de las condiciones climatológicas en el sag del conductor:

- **Init.** Es el estado inicial sin cargas, es decir, sin viento ni hielo en el conductor. Temperatura del conductor entre 10°C y 25 °C.
- **Final - STC.** Es el sag final del conductor a 15°C después de haber estado bajo los efectos de cargas de viento o hielo por alrededor de una hora. STC significa *Short Time Creep*, es decir, creep de periodo corto.
- **Final - LTC.** Es el sag final del conductor a 15°C después de un periodo de 10 años manteniendo esa temperatura. Sin cargas de hielo o viento. LTC significa

Long Time Creep, y el fenómeno de creep extendido ocurre incluso si no han ocurrido eventos de hielo o viento importantes durante ese periodo.

- **Max Load.** Es el sag del conductor durante una carga de viento y hielo especificada a una temperatura del conductor entre -18°C y 0°C . El sag antes de este evento se asume que es el "Init" sag.
- **TCmax.** Es el sag del conductor cuando su temperatura es la máxima para el diseño de la línea, normalmente entre 50°C y 150°C .

Es importante notar, que el diagrama representa un instante del sag en un span. Pero, el sag en cualquier momento de la línea, depende de las cargas mecánicas y eléctricas a las que fue sometida a lo largo de su vida en servicio.

1.2.7. Sujeción del conductor

A través del tiempo, se ha demostrado que casi el 99% de las fallas por fatiga ocurren muy cerca de la ubicación de la sujeción del conductor. La falla por fatiga ocurre frecuentemente en las proximidades de la sujeción del conductor. Esto se debe a que en este punto, el movimiento se encuentra restringido, generando una gran concentración de tensiones. Por lo tanto, el diseño de la sujeción es crucial y tiene un impacto directo en la resistencia a la fatiga del sistema de sujeción-conductor. En esta sección se hará un repaso breve de los conceptos generales relacionados a este elemento, y de la variedad disponible en el mercado.

El diseño de los sistemas de sujeción debe poder satisfacer las siguientes necesidades para garantizar un óptimo funcionamiento:

- Evitar daños producidos en el conductor o demás hardware asociados.
- Debe evitar generar tensiones elevadas en el conductor debido a la restricción del movimiento en algunos de sus grados de libertad. A su vez, debe poder soportar las cargas producidas por el conductor y sus movimientos.

- Debe poder instalarse fácil y de forma confiable.
- Los materiales deben ser compatibles con el del conductor para evitar la corrosión.
- En el caso de las abrazaderas de suspensión (ver [Figura 1-15](#)), se debe tener especial cuidado en el último punto de contacto entre la abrazadera y el conductor. Es una zona donde se concentran tensiones, por lo que la superficie de la abrazadera debe ser lo más pulida y libre de cambios bruscos en su curvatura posible.
- Debe ser resistente a cortocircuitos y generar bajas pérdidas eléctricas.

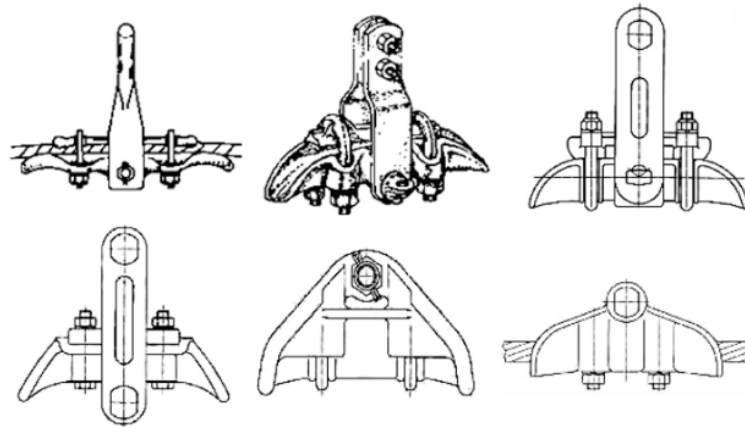


Figura 1-15: Diferentes diseños de abrazaderas. (CIGRE, [Overhead Lines](#). 2016)

Existe una gran variedad de métodos de sujeción. Además de las abrazaderas, se emplean *ties* (alambres para sujeción), suspensiones con amortiguadores, con aisladores eléctricos, etc. Excede los propósitos de este proyecto el análisis detallado de cada una de estas variedades, sin embargo, es importante conocer que en el mercado hay disponible una gran cantidad de opciones para su aplicación en los diseños de líneas eléctricas.

1.2.8. Amortiguadores

Si el conductor no está equipado con un sistema de amortiguación, será más sensible a las vibraciones eólicas. Se pueden agregar amortiguadores a la mayoría de los conductores y mantener las vibraciones dentro de niveles seguros. Sin embargo, esto implica un costo que no está justificado para todos los vanos de las líneas eléctricas.

El amortiguador debe ser seleccionado e instalado adecuadamente, para evitar una sub-amortiguación y el desarrollo de fallas por fatiga. Independientemente de lo eficaz que sea un amortiguador, la amplitud de vibración nunca va a ser cero. Cuando el nivel de las vibraciones en el conductor es considerablemente bajo, y está dentro de un rango aceptable de frecuencias, el rendimiento del amortiguador se considera adecuado.

Algunos de los amortiguadores más comúnmente encontrados en el mercado son:

- **Armor rods.** Son uno de los más comunes y se instalan en zonas donde el conductor concentra más esfuerzos de flexión. Mejora la resistencia a la fatiga aumentando la rigidez a la flexión del conductor, es decir, reduce las tensiones de flexión. Además, contribuyen a disipar la energía de vibración con la fricción entre los alambres del conductor y los alambres del armor rod.

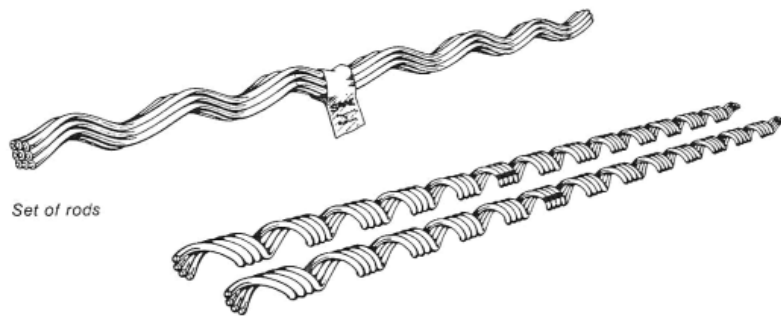


Figura 1-16: Armor rods. (EPRI, 2006)

- **Amortiguadores tipo Stockbridge.** Está constituido por dos masas unidas rígidamente a los extremos de un cable de acero. El cable de acero se sujeta rígidamente al conductor por medio de una abrazadera al momento de la instalación. El cable de acero del amortiguador se flexiona por el peso de las dos masas. Su mecanismo para disipar la energía es la fricción entre los propios alambres del cable del amortiguador.

Por muchos años fueron fabricados con masas y longitudes del cable iguales. Sin embargo, con el tiempo su diseño ha sido perfeccionado, y en la actualidad, se evalúa el rango de frecuencias que se desea amortiguar y se selecciona un amortiguador con las dimensiones acordes. Pueden amortiguar dos frecuencias de resonancia en sus modelos con masas simétricas, o cuatro en el modelo de masas asimétricas.

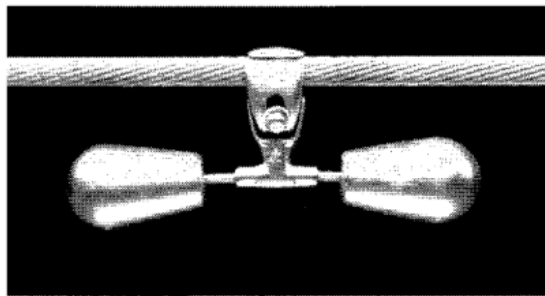


Figura 1-17: Amortiguador Stockbridge. (EPRI, 2006)

- **Amortiguadores Haro.** Están basados en el principio del amortiguador Stockbridge. Está constituido por tres masas y dos abrazaderas. Es capaz de amortiguar hasta cinco frecuencias de resonancias. Su principal desventaja es su tamaño, aproximadamente un metro de longitud. Lo cual lo hace difícil de instalar y transportar. Actualmente no se emplean.



Figura 1-18: Amortiguador Haro.

- **Amortiguadores torsionales tipo Stockbridge.** El más popular dentro de la familia de amortiguadores torsionales Stockbridge es el amortiguador **Dogbone**, de origen australiano. Su nombre se debe a la forma de sus masas. Debido a que el centro de gravedad está desplazado respecto al cable del amortiguador, son capaces de desarrollar resonancias de torsión. Este tipo de amortiguadores pueden producir hasta seis frecuencias de resonancia, sin embargo, es difícil encontrar en el mercado un amortiguador diseñado con dicha característica.

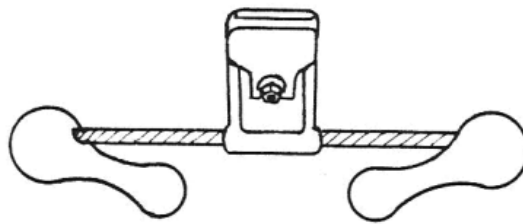


Figura 1-19: Amortiguador Dogbone.

- **Amortiguadores torsionales.** Consiste en un brazo que se fija al conductor por medio de una abrazadera, y en el extremo libre, se une con una articulación relativamente flexible a una mancuerna. Se instala en dirección horizontal. En la unión entre el brazo y la mancuerna, hay elastómeros que son los encargados de absorber la energía de la vibración. Actualmente no se emplean debido a que no son muy eficientes, sin embargo pueden encontrarse en diversas instalaciones en Canadá, donde fue desarrollado.

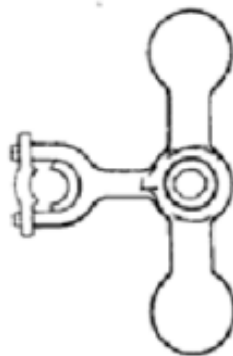


Figura 1-20: Amortiguador torsional.

- **Amortiguadores Bretelle.** Este amortiguador conecta dos tramos adyacentes en los puntos de suspensión. Se suele fabricar con descartes del mismo tipo de conductor presente en la línea. Se observa este tipo de amortiguadores en el sistema Francés.

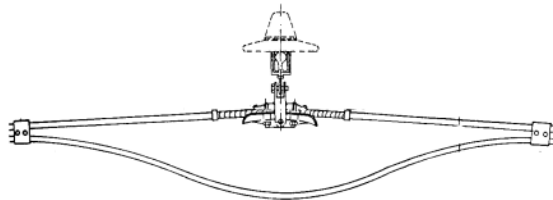


Figura 1-21: Amortiguador Bretelle. (EPRI, 2006)

- **Amortiguadores Festoon.** Su diseño es empírico, no hay muchas reglas de diseño, y al igual que el amortiguador Bretelle, están hecho de los conductores chatarra de la instalación. Por lo tanto, ambos tipos de amortiguadores son considerados económicos. Los principales problemas relacionados a este tipo de conductores son sus abrazaderas, las cuales deben ser correctamente instaladas y seleccionadas para evitar desgastes.

Se emplean ampliamente en Noruega y en países o zonas frías donde hay temporadas de nieve. Son preferidos en comparación a los dampers Stockbridge, ya que estos últimos pueden sufrir daños por galloping.

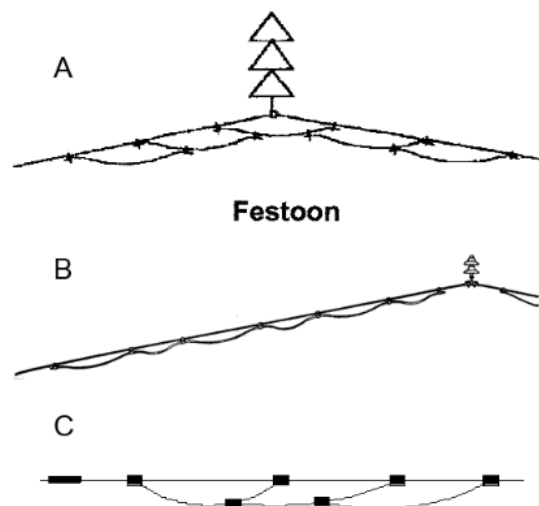


Figura 1-22.: Distintos diseños de amortiguadores Festoon. (EPRI, 2006)

- **Amortiguadores de espiral de impacto.** Se fabrican con una varilla rígida helicoidal de PVC, de una longitud entre 1,2 y 2,5 metros. Se pueden diferenciar dos diámetros en la hélice: un tramo corto con un diámetro de hélice más pequeño que se emplea para la sujeción al conductor; y otro tramo más largo con un diámetro helicoidal mayor. Su mecanismo de disipación de la energía es básicamente por impacto en la sección de mayor diámetro helicoidal. A medida que vibra el conductor, la energía se disipa por medio del impacto con la hélice.

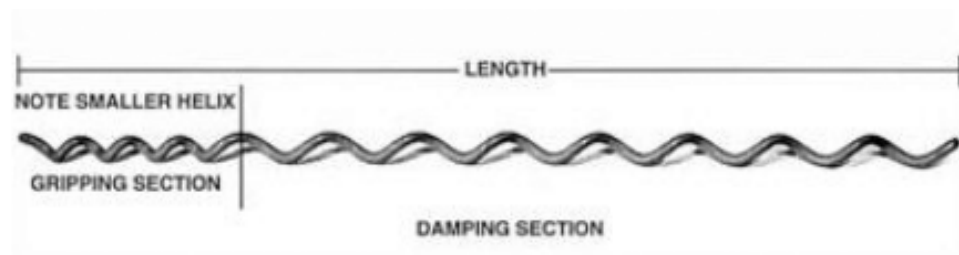


Figura 1-23: Amortiguador de espiral de impacto. (EPRI, 2006)

1.2.9. Espaciadores y espaciadores-amortiguadores

Para el desarrollo de este proyecto se analiza el caso de un conductor no agrupado. Sin embargo, es interesante notar el efecto que tiene este tipo de diseños para el sistema. El espaciador no contribuye directamente a amortiguar las vibraciones, pero se ha demostrado que el agrupamiento de conductores ayuda a amortiguar el fenómeno. Se ha demostrado que los haces de conductores espaciados, excepto en el caso de haces gemelos, desarrollan niveles más bajos de vibraciones eólicas que los conductores individuales del mismo tamaño.

Los diferentes tipos de espaciadores empleados en líneas de transmisión son:

- Espaciadores rígidos
- Espaciadores semirrígidos
- Espaciadores articulados
- Espaciadores flexibles
- Amortiguadores espaciadores

Capítulo 2: Dinámica del conductor

En este capítulo se describe la dinámica del conductor bajo los efectos de las vibraciones eólicas. En la [Sección 2.1](#) se evalúan los modos y frecuencias naturales del mismo. Las fuerzas de contacto entre alambres, rigidez a la flexión del conductor, mecanismos de disipación de la energía se analizan en las secciones [2.2](#), [2.3](#) y [2.4](#). Finalmente, los mecanismos vinculados a la generación de la grieta, tensiones generadas en el conductor y resistencia a la fatiga se desarrollan en las secciones [2.5](#), [2.6](#) y [2.7](#) respectivamente.

2.1. Frecuencias naturales y modos de vibración

La fatiga es el resultado de un proceso prolongado de tensiones alternas en puntos donde el conductor está limitado en su movimiento. Por ello, normalmente esta falla se produce en la zona de abrazaderas de espaciadores, abrazaderas de suspensiones, empalmes, dispositivos anti-galloping, etc. Pero, el punto más crítico, es la zona de sujeción del conductor. Allí se produce el 99% de las fallas por fatiga. La tensión estática acumulada en la zona de sujeción debido a la curvatura que forma el conductor, sumado a que la rigidez del conductor es mayor en esa zona (ver [Sección 2.3](#)) generan que sea el lugar propicio para la generación y propagación de grietas.

Claren y Diana [\[10\]](#) han desarrollado un cálculo para las frecuencias naturales en líneas de transmisión en 1969 que se sigue empleando al día de hoy. Para su análisis se asume que el comportamiento del conductor puede ser considerado como una viga tensada. La ecuación de desplazamiento de la misma es:

$$E.I. \frac{d^4 y}{dx^4} - H. \frac{d^2 y}{dx^2} + m. c. \frac{d^2 y}{dt^2} = qw(x, t) + qD(y, \dot{y}, t) \quad (2.1)$$

En la [Ecuación 2.1](#) se considera la resistencia a la flexión y los efectos de la tensión EDS. El término $qw(x, t)$ representa la fuerza generada por el flujo del viento que incide

en el conductor y el término $qD(W, tV, t)$ representa la fuerza de auto-amortiguación del conductor. Para estimar los modos de vibración y frecuencias naturales se tomará el caso en el que el conductor vibra solo, ya que una vez que entra en resonancia esta sucesión se puede considerar válida ([Ecuación 2.2](#)).

$$E.I. \frac{d^4 y}{dx^4} - H. \frac{d^2 y}{dx^2} + m.c. \frac{d^2 y}{dt^2} = 0 \quad (2.2)$$

Dado que la posición del desplazamiento vertical producido en la vibración es una función de la posición x en el conductor y del tiempo t , la siguiente expresión es válida:

$$u(x, t) = f(x).g(\omega. t) \quad (2.3)$$

Donde $g(t)$ puede ser expresado como:

$$g(t) = g_0. \text{sen}(\omega. t + \varphi) \quad (2.4)$$

Que es una solución de la ecuación diferencial que describe un movimiento armónico simple:

$$\frac{d^2 g(t)}{dt^2} + \omega^2. g(t) = 0 \quad (2.5)$$

Siendo ω la aceleración angular de la frecuencia.

Dado que la variable temporal es irrelevante para el análisis, solo sirve la componente espacial, se puede despreciar la componente temporal y reescribir la [Ecuación 2.2](#) en combinación con la [Ecuación 2.3](#) y [Ecuación 2.5](#) como:

$$E.I. \frac{d^4 f(x)}{dx^4} - H. \frac{d^2 f(x)}{dx^2} = m. \omega^2. f(x) \quad (2.6)$$

A partir de este razonamiento, Claren y Diana [10] demuestran que las frecuencias naturales y los modos de vibración pueden ser calculados como se enuncian a continuación:

$$f_n = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\left(\frac{n\pi}{L}\right)^2 \cdot \frac{T}{m_L} \cdot \left[1 + \left(\frac{n\pi}{L}\right)^2 \cdot \frac{EI}{T}\right]} \quad (2.7)$$

Donde n es el número de modo: 1, 2, 3, etc.

$$y_n(x) = A_n \cdot \sinh(z_n \cdot x) + B_n \cdot \cosh(z_n \cdot x) + C_n \cdot \sin(a_n \cdot x) + D_n \cdot \cos(a_n \cdot x) \quad (2.8)$$

Donde las constantes de la forma del modo de vibración (A_n , B_n , C_n , D_n) dependen de las condiciones de los extremos del vano. Los valores a_n y z_n pueden ser calculados con las siguientes expresiones:

$$a_n = \sqrt{-\frac{H}{EI} + \sqrt{\frac{H^2}{(2EI)^2} + m_L \cdot \frac{(2\pi f_n)^2}{EI}}} \quad (2.9)$$

$$z_n = \sqrt{\frac{H}{EI} + \sqrt{\frac{H^2}{(2EI)^2} + m_L \cdot \frac{(2\pi f_n)^2}{EI}}} \quad (2.10)$$

Como el valor de rigidez a la flexión usado es el $EI_{\max}$, es importante tener en cuenta que ese valor no es constante a lo largo de la longitud del conductor como se mencionó anteriormente. Para corregir esta variabilidad, se emplea un factor de corrección alrededor de 0,5 en la Ecuación 2.7. Sin embargo, se ha demostrado empíricamente que la resistencia a la flexión no es relevante a la hora de evaluar las frecuencias naturales y los modos naturales en las vibraciones eólicas. Esto se debe a que los

modos estimulados están lejos de ser los primeros. Por lo tanto, es válido calcular las frecuencias naturales y modos de vibración pensando al conductor como una cuerda en vez de una viga tensada:

$$f_n = \frac{n}{2.L} \cdot \sqrt{\frac{T}{m_l}} \quad (2.12)$$

$$y_n = A_n \cdot \text{sen}\left(\frac{2\pi}{\lambda_n} \cdot x\right) \quad (2.13)$$

2.2. Fuerzas de contacto entre alambres

Los conductores estándar están conformados por capas concéntricas de alambres de sección circular dispuestos helicoidalmente. Las capas de alambres se distribuyen de forma tal que existe una presión de contacto entre ellas. Esta presión confiere estabilidad estructural al conductor produciendo fuerzas de fricción entre los alambres y, por lo tanto, impidiendo el deslizamiento libre entre ellos.



Figura 2-01: Imágen de un conductor ACSR

En la [Figura 2-02](#), se pueden apreciar un esquema representando dos alambres de capa contiguas en contacto. La fuerza F_N representa la fuerza normal, es decir, la fuerza de contacto; dx representa desplazamiento relativo entre alambres.

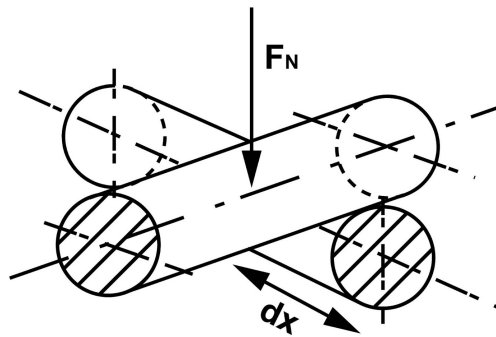


Figura 2-02: Esquema del punto de contacto entre dos alambres de capas adyacentes. (CIGRE, [Electra Vol 332. 2007](#))

La zona de contacto entre los alambres de capas adyacentes tiene una forma elíptica (ver [Figura 2-03](#)). Cuando los esfuerzos de flexión crecen debido a las vibraciones, se generan esfuerzos de tracción tangenciales en los alambres. Estos esfuerzos tangenciales se ven compensados por la fricción entre las superficies elípticas de contacto. A medida que crece la flexión y en consecuencia el esfuerzo de tracción, también lo hace la zona elíptica. La fuerza de tracción tangencial necesaria para provocar el deslizamiento de los alambres debe superar entonces la fuerza de fricción, cuyo valor es 0,7 (coeficiente de fricción del aluminio) por la fuerza de contacto. Si los esfuerzos de tracción tangenciales superan la fuerza de fricción entre los alambres de capas adyacentes, se producirán “micro-deslizamientos” entre ellos.

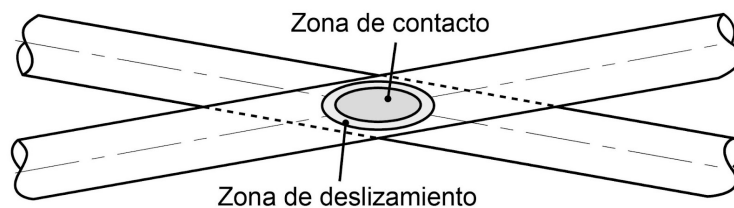


Figura 2-03: Zona elíptica de contacto entre alambres de capas adyacentes.

Es por ello, que la fatiga resultante del proceso de vibraciones eólicas es conocida como **fatiga por fretting**. Con los ciclos repetidos de esfuerzos de flexión que producen micro-deslizamientos, las superficies de contacto sufren severos desgastes. Con el tiempo, se va generando un polvo negro, que es el óxido de aluminio producto de la fricción. Este es un buen indicador de que se está desarrollando fatiga por fricción en el conductor. En la [Figura 2-04](#) se puede observar el desgaste producido por fretting fatigue debajo de la capa de alambres más externa.

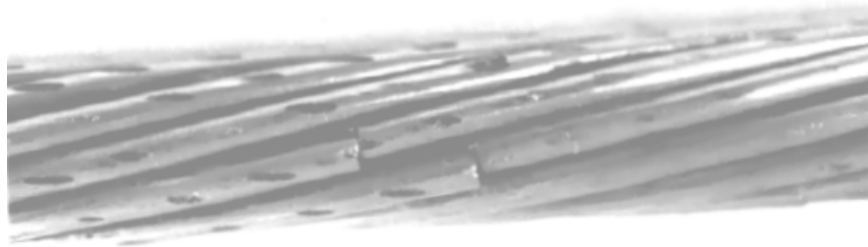


Figura 2-04: Desgaste por fretting en conductor. ([IEEE 1368-2006](#))

2.3. Rigidez a la flexión

La rigidez máxima a la flexión del conductor (EI_{cmax}) puede calcularse como la suma de la rigidez de sus alambres respecto a su eje neutro (ver [Ecuación 2.17](#)). En este caso, se asume que el conductor se comporta como un sólido. Esto quiere decir, que no se contemplan los micro-deslizamientos entre alambres, y que se considera que es un valor constante a lo largo del conductor.

La rigidez del conductor se puede definir como:

$$EI_c = \sum_{i=1}^n (E_i I_i) \quad (2.14)$$

Siendo “n” la cantidad total de alambres que componen al conductor.

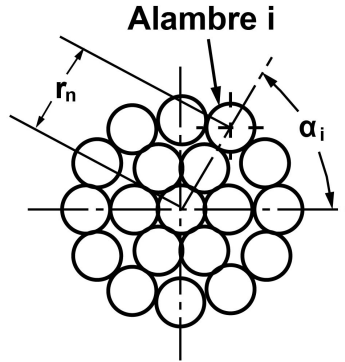


Figura 2-05: Sección transversal de conductor con parámetros para el cálculo de la rigidez a la flexión.

El momento de inercia I_i para cada alambre, relativo al eje neutro del conductor, es:

$$I_i = I_{0i} + A_i d_i^2 \quad (2.15)$$

Donde, la distancia desde el eje neutro del alambre “i” (Ver [Figura 2-05](#)) hasta el eje neutro del conductor, está dada por la siguiente expresión:

$$d_i = r_n \cdot \text{sen}(\alpha_i) \quad (2.16)$$

Combinando las Ecuaciones [2.14](#), [2.15](#) y [2.16](#), se obtiene el la rigidez máxima a la flexión es:

$$EI_{cmax} = \sum E_i (I_{0i} + A_i r_n^2 \text{sen}^2(\alpha_i)) \quad (2.17)$$

Si por otro lado, se asume la hipótesis contraria a la expresada al comienzo, es decir, que todos los alambres actúan independientemente entre sí, y el conductor no se

comporta como un sólido, se obtiene la rigidez mínima a la flexión del conductor (EI_{cmin}). Se desprecia entonces, el factor $r_n \sin(\alpha_i)$, ya que la inercia del alambre se calcula respecto a su propio eje neutro.

$$EI_{cmin} = \sum E_i \cdot I_{0i} \quad (2.18)$$

Para entender el comportamiento del conductor en relación a su rigidez a la flexión, hay que analizar la relación de fuerzas entre sus alambres. El conductor es flexible, pero su movimiento se encuentra limitado. Esto quiere decir, que la flexión y el desplazamiento de los alambres es suprimido por las fuerzas de fricción que actúan entre ellos, tema desarrollado en la [Sección 2.2](#).

Los alambres se encuentran en un equilibrio de fuerzas como se puede apreciar en la [Figura 2-06](#). Es por ello, que se puede realizar la simplificación de considerar que el conductor se comporta como un sólido cuando las tensiones de tracción provocadas por las vibraciones eólicas son bajas. Sin embargo, a cierto nivel de esfuerzo de flexión, los esfuerzos de tracción axial H con los esfuerzos de contacto entre alambres (también influenciados por el esfuerzo H), y las fuerzas de fricción entre las superficies F , no son suficientes para suprimir el movimiento relativo entre los alambres, generando micro-deslizamientos.

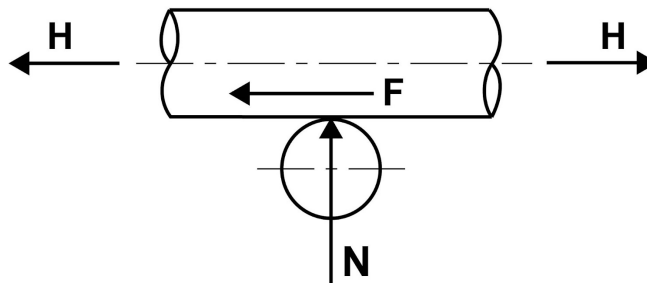


Figura 2-06: Fuerzas de equilibrio en sección de alambres de capas adyacentes.

Cuando se producen los micro-deslizamientos, los alambres se deslizan entre sí y se flexionan alrededor de su propio eje neutro, no el del conductor. Este proceso genera una variación de la rigidez a la flexión del conductor (ver [Figura 2-07](#)). Entonces, en conclusión, en el caso en el que las flexiones sean pequeñas, se puede asumir que los alambres se comportan como si estuviesen soldados entre sí, y la rigidez a la flexión será $EI_{\max}$. Por otro lado, cuando las flexiones exceden cierto límite, la rigidez a la flexión se puede calcular asumiendo que los alambres están “suelos” y no tienen relación entre sí. En ese caso, el valor de la rigidez a la flexión será $EI_{\min}$. Entre ambos extremos existe una transición suave del EI .

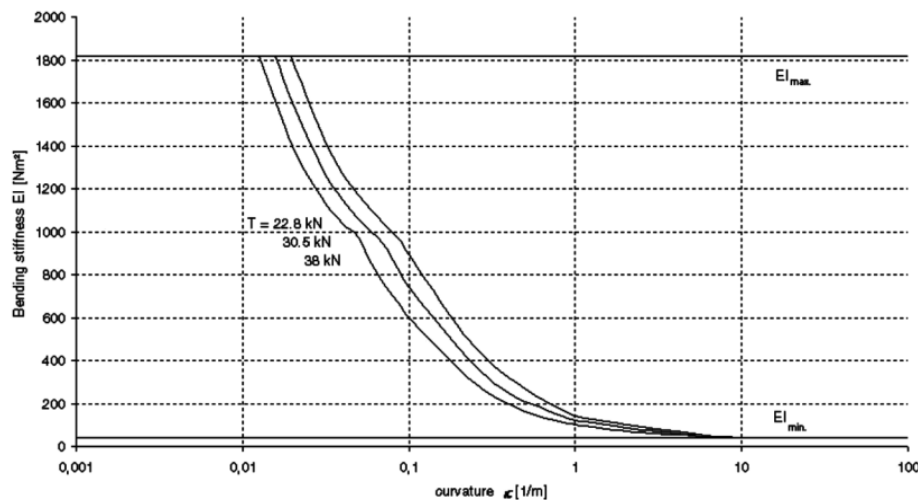


Figura 2-07: Resistencia a la flexión en conductor ACSR en función de la curvatura del conductor bajo distintas tensiones EDS. ([EPRI, 2006](#))

En la [Figura 2-08](#) se puede observar como los ciclos de carga y descarga de tensiones de flexión en el conductor, generan una variación en la rigidez del mismo y loops de histéresis producto de las pérdidas por fricción entre las capas de alambres.

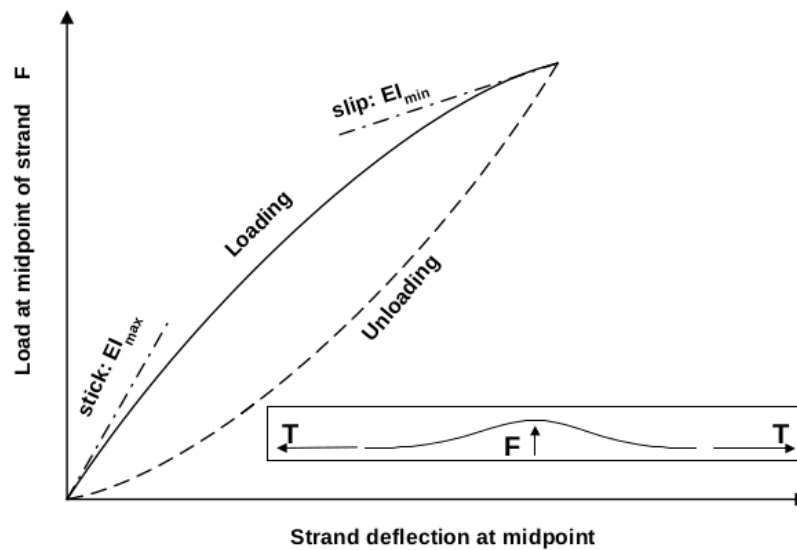


Figura 2-08: deflexión de un conductor en su punto medio.
(CIGRE, [Electra Vol 332. 2007](#))

Es importante notar, que este desarrollo matemático es válido para los conductores con alambres de sección transversal circular. Pero, actualmente en el mercado existen otras variedades de conductores como los compactos, cuyos alambres tienen secciones transversales con forma de Z o trapezoidales. Para este tipo de conductores, determinar su rigidez a la flexión es mucho más complejo, requiere considerar como el eje neutro del alambre es flexionado alrededor del conductor.

2.4. Disipación de la energía

El principal mecanismo para disipar la energía, y auto-amortiguar las vibraciones, es la fricción debido a los desplazamientos relativos entre los alambres de capas adyacentes, tema desarrollado en la [Sección 2-2](#). Pero esta fricción, que es beneficiosa para disipar la energía, es la principal causa de la fatiga y/o desgaste en conductores. Los alambres que más sufren este efecto generalmente son los localizados en la capa externa del conductor ([Figura 2-09](#)).



Figura 2-09: Efecto de la flexión del conductor en el alambre externo.

Respecto a los parámetros más relevantes en el fenómeno de auto-amortiguación del conductor, uno de los parámetros más importantes es la tensión axial del conductor, es decir, EDS. Cuando aumenta la tensión, los alambres tienen su movimiento relativo más limitado, reduciendo la capacidad de deslizamiento y, en consecuencia, la capacidad de amortiguar las vibraciones eólicas. La relación entre la tensión y el peso unitario del conductor (H/w) es un indicador de la severidad que pueden tener las vibraciones eólicas en el conductor (Ver [Sección 1.2.5](#)).

2.5. Generación de la grieta

Cerca del punto de sujeción el movimiento se encuentra restringido (ver [Figura 2-10](#)). Esta zona es más propensa a sufrir fallas por fatiga. La curvatura de los conductores causada por la vibración es mucho mayor allí que en el tramo libre. Las fuerzas de deslizamientos entre alambres resultantes supera la restricción por fricción mucho más fácilmente. Los micro-deslizamientos que ocurren allí son más severos.

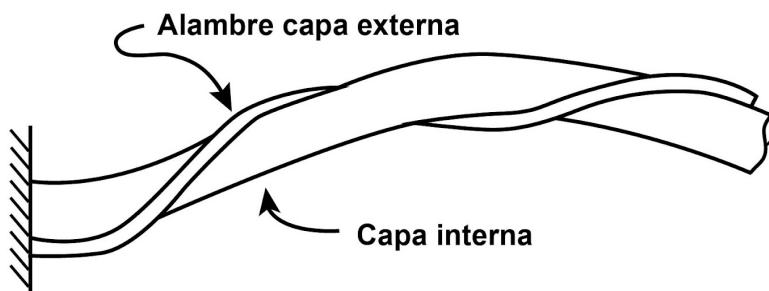


Figura 2-10: Movimiento del alambre cerca de la sujeción.
(Imagen replicada de [EPRI, 2006](#))

La fatiga por fretting se produce como consecuencia de un complejo proceso químico-mecánico. El fenómeno se desarrolla de forma localizada, a raíz de las tensiones de contacto entre alambres del conductor y la fricción generada entre ellos. Pero la propagación de la fisura se debe a la tensión generada en el conductor.

Las etapas de la fatiga por fretting son:

1. **Generación de grietas.** La primera etapa es la generación de, al menos, una pequeña grieta como resultado del roce entre los alambres de capas adyacentes (ver [Figura 2-11](#)). El fretting elimina la película de óxido entre las superficies de contacto, generando polvo de aluminio, que es muy característico de este fenómeno. Además genera una deformación plástica y transformaciones en la estructura química de la capa superficial, formando capas de óxido. Estas capas son susceptibles a la aparición de microgrietas, la mayoría de las cuales se propagan hasta cierto punto y luego, bajo la presión de contacto y fricción, se estabilizan y desaparecerán. Sin embargo, cuando las amplitudes de vibración exceden los límites aceptables, algunas grietas crecerán más allá de la zona de

compresión, y entrarán en la región donde la tensión dominante es la tensión de tracción de la carga axial del conductor.

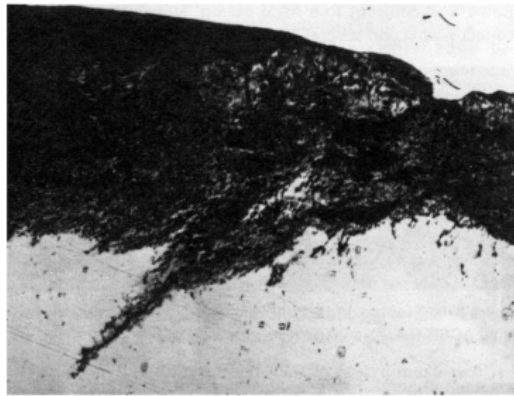


Figura 2-11: Muestra metalográfica de grieta propagada por fuera de la zona de contacto entre alambres. (EPRI, 2006)

2. **Propagación de la grieta.** El esfuerzo cíclico propaga la grieta en el alambre, debido a que ésta actúa como un punto de concentración de tensiones. Además, el área resistente a los esfuerzos de tracción es menor.
3. **Fractura del alambre.** Al propagarse la grieta disminuye la sección resistente a la flexión, como se explica en el punto 2. Cuando se supera la tensión que puede soportar esta nueva sección reducida, se producirá la fractura del alambre (ver [Figura 2-12](#)).

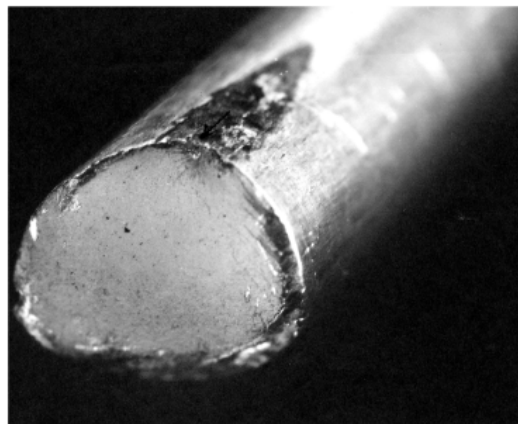


Figura 2-12: Superficie de alambre fatigado. (EPRI, 2006)

2.6. Tensiones generadas en el conductor

La tensión que se evaluará en esta sección es la de los alambres ubicados en la capa exterior del conductor, en la cercanía del punto de sujeción. En particular el alambre superior. Allí es donde se encontrará la mayor concentración de tensiones. Como se analizó en las distintas secciones de este capítulo, no es simple describir los mecanismos que interfieren, por lo que el resultado de tensión será una aproximación de la realidad.

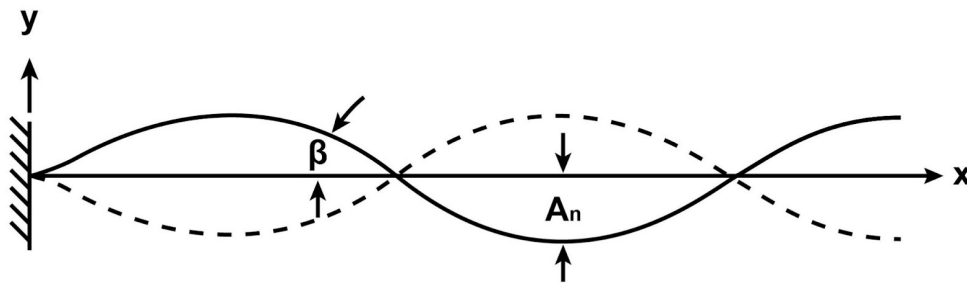


Figura 2-13: Representación esquemática de onda estacionaria con extremos rígidamente empotrados.

Partiendo de las hipótesis de que el conductor es recto, está rígidamente empotrado y que las ondas producidas por las vibraciones eólicas son estacionarias (Ver [Figura 2-13](#)), las tensiones generadas por las vibraciones eólicas se calculan empleando las fórmulas de Poffenberger-Swart [19]. Del desarrollo matemático desarrollado por ellos se desprenden tres posibles fórmulas para el cálculo de las tensiones generadas en el conductor. Cada una de ellas tiene un enfoque diferente: la [Ecuación 2.19](#) emplea ángulo de vibración medido desde el nodo β ; la [Ecuación 2.20](#) emplea la frecuencia de la onda estacionaria f y la amplitud antinodal $y_{\max}$; la [Ecuación 2.21](#) emplea la amplitud de flexión Y_b .

$$\sigma_a = \frac{d_o \cdot E_a}{2} \sqrt{\frac{H}{EI}} \cdot \beta \quad (2.19)$$

$$\sigma_a = \pi \cdot d_o \cdot E_a \sqrt{\frac{H}{EI}} \cdot f \cdot A_n \quad (2.20)$$

$$\sigma_a = \frac{d_o \cdot E_a \cdot p^2 / 4}{e^{-px} - 1 + p \cdot x} \cdot Y_b \quad (2.21)$$

Siendo $p = \sqrt{H/EI}$ y “x” la posición donde se realiza la medición. La posición estándar de la industria para realizar las mediciones de y es **x = 89 mm (3,5”)** del último punto de contacto entre el soporte y el conductor (Ver [Figura 2-14](#)), según la IEEE. Cuando se mide el desplazamiento en esa posición, su valor pico a pico se denomina “amplitud de flexión”, Y_b . La [Ecuación 2.21](#) es la más empleada debido a que es más simple medir la amplitud de flexión Y_b , que los parámetros $y_{\max}$, β y f .

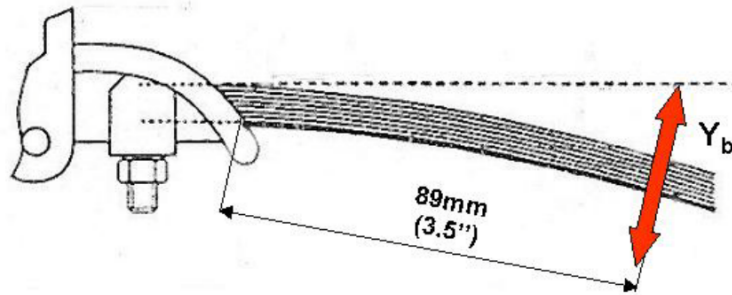


Figura 2-14: Medición de la amplitud de flexión en conductores. ([CIGRE, Electra Vol. 429. 2010](#))

Se asume una rigidez a la flexión constante. El valor habitualmente utilizado para la rigidez a la flexión es la suma de las rigideces a la flexión de los cordones individuales, donde se supone que cada alambre se dispone de forma recta (no helicoidalmente), y se flexionan alrededor de su propio eje neutro. Se supone entonces, que todos los alambres sufren la misma tensión alterna, independientemente de su distancia al eje neutro efectivo del conductor. Esto es una simplificación de la realidad, que es mucho más compleja. Sin embargo, se ha demostrado empíricamente que no introduce gran error al cálculo.

2.7. Resistencia a la fatiga

La fatiga es el fenómeno por el cual, los materiales sufren un desgaste progresivo e irreversible debido a la aplicación de cargas cíclicas a lo largo del tiempo. En función del tiempo transcurrido y de las cargas aplicadas, el material será susceptible a desarrollar fisuras que se propagaran a través de la sección transversal del mismo. En el caso de los conductores, la fatiga se relaciona al desgaste producido en los alambres que lo componen.

La falla por fatiga producida por la vibración en el conductor es un proceso químico-mecánico complejo. Se lo conoce como fatiga por fretting, y generalmente ocurre en las cercanías de los puntos de sujeción. En la [Sección 2.5](#) se explican los mecanismos implicados en la generación y propagación de la grieta.

Para conocer el límite a la fatiga, o dicho de otra forma, la cantidad de ciclos a la rotura de un material a una tensión dada, se emplean las curvas de Wöhler. Estas curvas, conocidas también como curvas S-N (tensión-ciclos a la rotura), se construyen a partir de numerosos ensayos estadísticos de una cantidad de muestras representativas. En los conductores, el criterio empleado para la construcción de la curva de Wöhler consiste en determinar la cantidad de ciclos a la rotura, para una tensión conocida y constante, en la cual se rompen 3 alambres o el 10% del total de alambres. Se toma el valor más alto de cualquiera de estas dos condiciones, es decir, la última que se cumpla.

Dado que la variedad de tipos y tamaños de conductores existentes en el mercado es muy grande, la posibilidad de acceder a información para un conductor específico es limitada. A su vez, el costo de realizar los ensayos y construir estas curvas estadísticas es elevado y requiere de una gran cantidad de muestras. Por ello, se toma como referencia la solución propuesta por [CIGRE SC 22 WG 04 \(1988\)](#). Esta es ampliamente aceptada en la industria y consiste en tomar un *Safe Border Line* propuesto como la curva de Wöhler del conductor. Este borde es un límite muy conservador construido a partir de diversos ensayos de fatiga y cuyo objetivo es suplir la necesidad de curvas para cada tipo de conductor. Actualmente solo está disponible para los conductores tipo ACSR.

Los sistemas de ecuaciones que describen al Safe Border Line son:

- Para un conductor tipo ACSR con múltiples capas (Figura 2-15):

$$\begin{aligned}\sigma_a &= 450 \cdot N^{-0,20} \quad \text{para } N \leq 1,56 \cdot 10^7 \text{ ciclos} \\ \sigma_a &= 263 \cdot N^{-0,17} \quad \text{para } N > 1,56 \cdot 10^7 \text{ ciclos}\end{aligned}\tag{2.10}$$

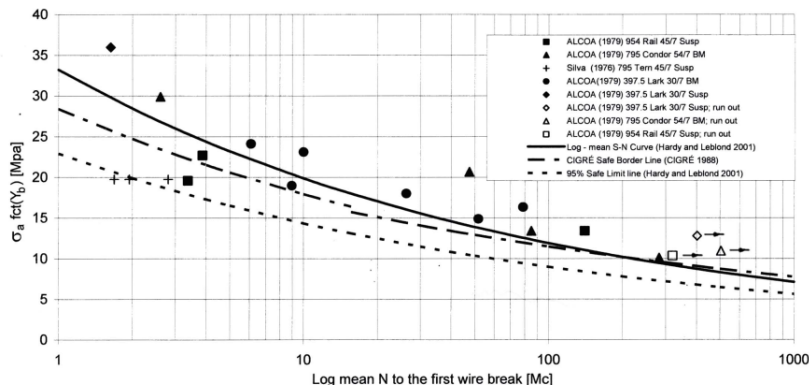


Figura 2-15: conductor ACSR multicapa. (EPRI, 2006)

- Para un conductor tipo ACSR con una capa (Figura 2-16):

$$\begin{aligned}\sigma_a &= 730 \cdot N^{-0,20} \quad \text{para } N \leq 2 \cdot 10^7 \text{ ciclos} \\ \sigma_a &= 430 \cdot N^{-0,17} \quad \text{para } N > 2 \cdot 10^7 \text{ ciclos}\end{aligned}\tag{2.11}$$

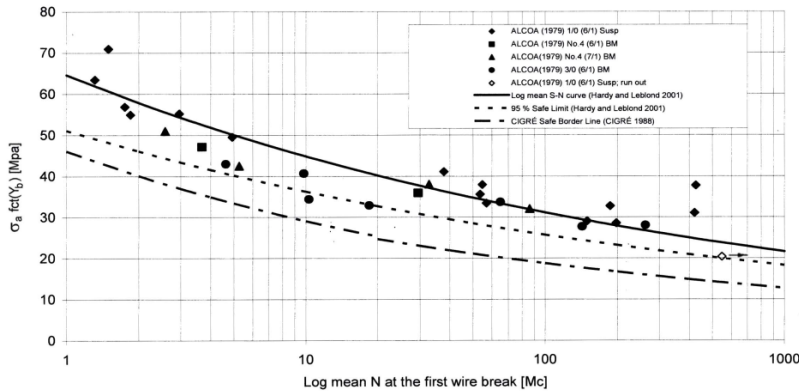


Figura 2-16: conductor ACSR con una capa. (EPRI, 2006)

Capítulo 3: Métodos para evaluar la fatiga de un material

En esta sección se desarrollarán tres métodos empleados en ingeniería para la evaluación y estimación de la fatiga producida en un material. Ellos son: el Método del Balance de Energía (EBP), Método de Elementos Finitos (FEM) y la Regla de Miner, explicados en las secciones 3.1, 3.2 y 3.3 respectivamente.

Finalmente, en la Sección 3.4 se hace una comparación entre los métodos propuestos y se selecciona el más adecuado para la evaluación de la fatiga en un conductor debido a vibraciones eólicas.

3.1. Método del Balance de Energía (EBP)

Este método se basa en una ecuación algebraica del equilibrio de potencia en el caso de un conductor estacionario vibrando. Es el enfoque más empleado para la predicción de las vibraciones de un conductor vibrando de forma estacionaria.

$$P_w = \sum_n P_D^n(A_n) + P_C(A_n) \quad (3.01)$$

El balance de energías se representa con la Ecuación 3.01. Donde $P_w(A_n)$ es el poder de las fuerzas aerodinámicas que inciden en el sistema. La $P_C(A_n)$ es la potencia disipada por el conductor debido a la auto-amortiguación del conductor. Y el parámetro $P_D(A_n)$ es la potencia disipada por el amortiguador de vibraciones, si es que se instaló en la línea un amortiguador.

La desventaja de este método es que supone que hay un solo modo de vibración actuando en el conductor. Sin embargo, la experiencia ha demostrado que al menos hay 2 o más modos excitados cuando ocurren las vibraciones eólicas. Es por ello que en la práctica las vibraciones tienen una forma de “batido” (Ver Figura 1-1).

Otra desventaja es que se considera al viento incidente con una velocidad constante. Cuando en la realidad el viento es variable a lo largo de la longitud del conductor y en el tiempo. Por ello más de un modo de vibración es activado en el fenómeno de las vibraciones eólicas.

3.1.1. Potencia del viento

Según El Principio de Balance de Energía, la amplitud antinodal en estado estacionario de vibración del conductor debido a la acción eólica es aquella por la cual la energía disipada por el conductor, dispositivos de sujeción y la protección es igual a la entrada de energía del viento.

La máxima potencia es aportada al sistema por fuerzas aerodinámicas cuando el flujo del aire es laminar y estacionario. Para caracterizar la energía aportada se emplean ecuaciones obtenidas empíricamente (ver [Ecuación 3.02](#)).

$$P_w = L \cdot f^3 \cdot D^4 \cdot fnc \frac{A_n}{D} \quad (3.02)$$

Siendo f una de las frecuencias naturales, y $fnc(A_n/D)$ es el coeficiente de la potencia eólica máxima, función de amplitud relativa de vibración A_n/D (variable adimensional). Este coeficiente fue definido empíricamente por diversos autores (Ver [Figura 3-01](#)).

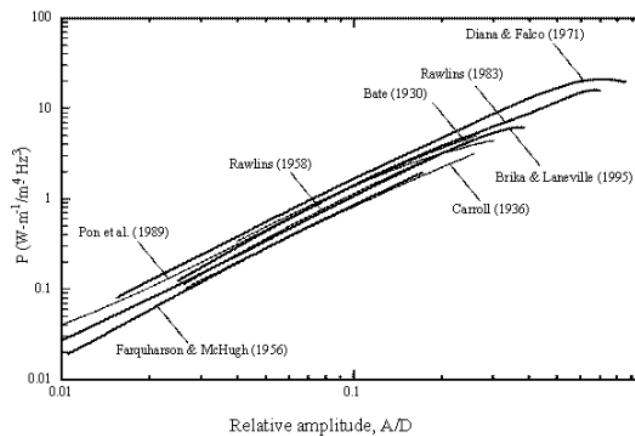


Figura 3-01: Coeficiente de potencia eólica máxima en función de la amplitud relativa.

3.3.2. Potencia disipada por la auto-amortiguación del conductor

El conductor tiene la capacidad de disipar energía por medio de la fricción de sus alambres, tema abordado en la [Sección 2-4](#). La auto-amortiguación del conductor suele ser medida en tests de laboratorio. Pero existen diversas limitaciones en este tipo de tests. Los tests dan datos sobre un tipo de conductor, y se debe tener en cuenta que a distintas tensiones axiales, se obtendrán distintos resultados. A su vez, cuando se efectúan los test, es necesario asegurarse de que las pérdidas de energía no se deban al efecto de los distintos dispositivos que forman parte del banco de pruebas.

Para simplificar su estimación, se emplea la fórmula recomendada por CIGRE obtenida a partir de métodos empíricos. De esta forma obtendremos la potencia disipada por unidad de longitud.

$$P_c = L k \frac{A_n^l \cdot f^m}{T^n} \quad (3.03)$$

Distintos autores han propuesto distintos factores: l , m y n . Son factores exponenciales, obtenidos de forma empírica, ver tabla en [Anexo A](#). La dispersión de los exponentes en la tabla, se debe a diferentes técnicas de medición, configuraciones del experimento y errores en las mediciones.

El coeficiente de proporcionalidad k , también debe evaluarse en forma experimental. Cuando no hay suficiente información, es válido emplear la siguiente expresión para conductores ACSR:

$$k = \frac{D}{\sqrt{RTS \cdot m_L}} \quad (3.04)$$

Los datos experimentales son difíciles de obtener, en caso de no contar con ellos, se puede emplear el enfoque propuesto por Noiseux (1992). Esta ecuación, se basa en las leyes de similitud para la amortiguación interna de cables trenzados en vibraciones transversales, que derivan del supuesto de un factor de pérdida histórica asociada a la

rigidez a la flexión del conductor, y el supuesto de que este factor es igual para todos los conductores de la misma construcción.

$$P = L \cdot D^4 \cdot \sigma_{Al}^{-2.76} \cdot A^{2.44} \cdot f^{5.63} \quad (3.05)$$

Donde D es el diámetro del conductor expresado en mm, y σ_{Al} es la tensión de los alambres de aluminio en N/m².

3.3.3. Potencia disipada por el damper

Existen diversos métodos, explicados en la norma IEEE 664, para testear la potencia disipada por un damper. Tres de ellos, llamados “métodos básicos”, se realizan en bancos de pruebas en condiciones controladas de laboratorio. Estos son: prueba de relación de onda estacionaria inversa (ISWR), prueba de potencia y prueba de caída. El método restante es el llamado “método directo”, consiste en estudiar el amortiguador ejerciendo una agitación forzada.

3.2. Método de Elementos Finitos (FEM)

El modelado por elementos finitos permite obtener un análisis detallado de las tensiones desarrolladas en el conductor bajo el efecto de las vibraciones eólicas, y realizar una mejor estimación y caracterización de los efectos del fenómeno en el conductor. Para ello, las condiciones límites deben ser correctamente definidas para cada instalación eléctrica.

Su principal desventaja es la precisión requerida para establecer las condiciones límites y modelarlas. A su vez, el análisis debe realizarse en el dominio temporal, y este tipo de análisis son poco performantes a nivel computacional.

3.3. Método de Miner's rule

Para emplear este método, primero se debe hacer un conteo de ciclos, para evaluar correctamente el historial de cargas variables.

3.2.1. Conteo de ciclos: Método de Rainflow

Este tipo de métodos se emplean para resumir la historia compleja de series temporales u otro tipo de series de datos. La norma [ASTM E1049](#) sugiere el empleo de alguno de los siguientes métodos: conteo de pasos a nivel, conteo de picos, conteo de rango simple, conteo de pares de rangos y conteo de rainflow.

El detalle de cómo aplicar cada uno de ellos está debidamente explicado en la norma. Para los fines de este proyecto, el más adecuado es el método de Rainflow. Es el más empleado en análisis de fatiga de materiales y estructuras. Identifica los ciclos de carga y descarga a lo largo de la señal, contemplando la histéresis que se produce en los mismos.

3.3.2. Método de Miner's rule

La regla de Palmgren-Miner (1945), conocida habitualmente como regla de Miner, consiste en considerar que los daños producidos por fatiga son acumulativos, y se acumulan de forma lineal (Ver [Ecuación 3.06](#)). Nos permite cuantificar el daño producido en un material por ciclos de cargas variables. La falla del sólido se producirá cuando la sumatoria de los daños producidos por los distintos ciclos aplicados al mismo sumen en total 1.

$$D = \sum_{i=0}^T \frac{n_i}{N_i} \quad (3.06)$$

Los ciclos a la rotura de un material bajo cargas de amplitud constante se representan tradicionalmente en un diagrama S-N (Ver [Sección 2.7](#)), como se muestra en la [Figura 3-02](#). El daño producido por un ciclo de carga variable se define como $D = 1/N$, donde N es el número de ciclos a la rotura para esa carga.

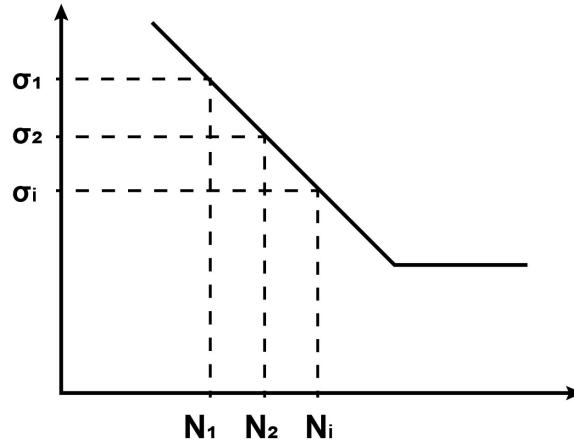


Figura 3-02: Curva S-N esquemática

Para aplicar este método a partir de un historial de ciclos de cargas y descargas, se debe emplear un método de conteo de ciclos, como se explicó en la [Sección 3.2.1](#).

Esta regla proporciona una estimación relativamente buena para los casos en los que las tensiones están por encima del límite de fatiga. Por ello, se han desarrollado distintas variantes de este método que buscan obtener una mejor aproximación, contemplando el efecto de las cargas por debajo de dicho límite.

3.3.3. Variantes de la regla de Miner

El daño según la regla de Palmgren-Miner se acumula linealmente. El daño producido por la aplicación de una carga una determinada cantidad de ciclos “D”, se calcula como un porcentaje de la cantidad de ciclos totales a esa tensión necesarias para producir la rotura por fatiga. Como se mencionó en esta sección, el método de Miner subestima el

daño producido por debajo del límite de fatiga. Por ello, se han desarrollado diversas variantes. A continuación se explicaran las dos más comunes:

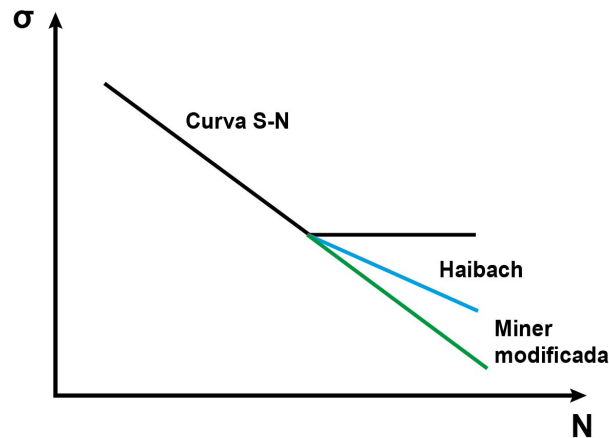


Figura 3-03: Curva S-N esquemática con métodos modificados

- **Miner Modificado.** Se ignora el límite de resistencia a la fatiga del material y se asume que el daño debajo del mismo mantiene la misma proporcionalidad. Es decir, se extrapola linealmente la curva S-N a la zona debajo del límite a la fatiga (Ver [Figura 3-03](#)).
- **Miner-Halibach.** Consiste en extender la pendiente de la línea de daño debajo del límite de fatiga, pero de forma menos pronunciada que la propuesta en el método Miner modificado y empleando una aproximación logarítmica. La regla de Haibach (1970) proporciona una buena estimación de la condición que incluye una gran cantidad de tensiones por encima del límite de fatiga (Ver [Figura 3-03](#)).

3.4. Selección del método para evaluar la fatiga del conductor

En la [Tabla 3-01](#) se comparan las ventajas y desventajas de cada rama de trabajo. Para cumplir con los objetivos propuestos en este proyecto, la metodología que mejor se aproxima es la **Regla de Miner**. Permite evaluar con una alta performance computacional el historial de cargas cíclicas variables al que es sometido el conductor durante el fenómeno de las vibraciones eólicas. A su vez, no requiere de establecer complejas condiciones límites, ni de un conocimiento profundo de la instalación.

Tabla 3-01: Comparación entre las soluciones propuestas.

	Ventajas	Desventajas
Método del balance de energía	• Permite obtener las amplitudes antinodales y determinar con ellas el nivel de daño producido en conjunto con otros métodos.	• Supone que solo hay un modo de vibración. • Se asume que el viento que incide en el conductor es a velocidad constante. • Requiere conocer la disipación de energía por parte de los amortiguadores y elementos de la instalación.
Elementos Finitos	• Permite obtener un análisis detallado de las tensiones desarrolladas en el conductor a partir del historial de vibraciones.	• Difícil delimitar correctamente las condiciones límites. • No es un método con buena performance a nivel computacional.
Regla de Miner	• Es un método performante a nivel computacional. • No requiere información detallada de la instalación, como capacidad de disipación de la energía de amortiguadores, tipo de amortiguadores, etc.	• Requiere de la instalación del dispositivo de monitoreo a 89mm (3,5") del último punto de contacto entre el conductor y la sujeción. • No siempre se dispone de las curvas S-N del conductor que se desea monitorear.

Capítulo 4: Metodología propuesta para la evaluación de la fatiga en el conductor

En este capítulo se desarrolla la metodología propuesta para el cumplimiento de los objetivos de este proyecto, es decir, la evaluación del estado de desgaste actual del conductor y la estimación de la fatiga producida diariamente.

En la [Sección 4.1](#) se detalla la técnica empleada para el análisis de las series temporales de aceleraciones recolectadas para este proyecto. En la [Sección 4.2](#) se profundiza en la etapa de procesamiento de las series temporales. Se abordan las técnicas empleadas para la obtención de los desplazamientos y tensiones generadas en el conductor y el estudio del desgaste.

Todos los algoritmos, cálculos, procesamiento de series temporales y gráficos, empleados en el desarrollo de este proyecto, se realizan empleando Python 3.10.

4.1. Procesamiento de series temporales

Una serie temporal es un conjunto de datos recolectados a través del tiempo relacionados a una variable de interés. El muestreo de los mismos, se realiza con una frecuencia constante, que permite recolectar información a intervalos regulares. El análisis de series temporales aporta valiosa información sobre el estado de la temática abordada y se emplea en numerosos campos de la ingeniería u otras disciplinas. Permite obtener información derivada de su análisis, como tendencias, valores pico, etc. También nos permite evaluar posibles escenarios futuros y aportar en una base para la toma de decisiones.

En el desarrollo de este proyecto, se recolectan registros de aceleraciones en función del tiempo para evaluar el estado actual de desgaste por fatiga del conductor, y estimar el desgaste generado por día. Los pasos seguidos son los que se enumeran a continuación:

1. **Instalación de dispositivo de muestreo.** En la [Sección 5.1](#) se ahonda en los detalles de la instalación del dispositivo de medición y sus características. Es importante para el desarrollo del modelo, la recolección de datos del conductor y la correcta instalación del dispositivo.
2. **Recolección de datos.** Los datos de aceleración se registran a tiempos regulares, seteados en la configuración del dispositivo. Para el estudio realizado en este proyecto, se recabaron datos con una periodicidad de 30 minutos.

Un punto importante a tener en cuenta es la frecuencia con la que se toman las muestras. Es crucial para la calidad del estudio, una frecuencia de muestreo⁴ pobre puede generar errores en el análisis de la información recabada.

3. **Preprocesamiento y limpieza de datos.** En esta etapa, se procede a preprocesar los datos con el objetivo de detectar anomalías. Estas pueden ser desde datos faltantes, hasta mediciones erróneas por fuera del rango considerado aceptable. Por ello, es importante conocer las características del fenómeno, y en qué rango están los valores esperables.
4. **Procesamiento.** Para el análisis de la información se emplea la metodología propuesta en la [Sección 4.2](#). La misma consiste en aplicar diversas teorías como el conteo de ciclos de Rainflow, la regla de Miner y la teoría de Poffenberger-Swart, entre otras.
5. **Análisis de resultados.** En el [Capítulo 5](#) se efectúa un análisis explicativo de los datos, buscando comprender las causas y efectos de los resultados. También se realiza un análisis exploratorio, es decir, se evalúan las principales características de las señales, ya sea FFTs, valores de desplazamiento picos, etc.
6. **Conclusiones.** Analizar la metodología empleada considerando los resultados obtenidos durante el desarrollo del proyecto.

⁴ Frecuencia de muestreo: Se expresa en Hz y representa el número de muestras tomadas, por unidad de tiempo, de una señal continua.

4.2. Obtención de datos derivados

La solución propuesta para la evaluación y estimación de la fatiga producida en el conductor debido a las vibraciones eólicas se esquematiza de forma resumida en la [Figura 4-01](#), y consta de dos etapas:

1. **Obtención de las amplitudes de flexión (bending amplitudes).** A partir de los chunks⁵ de aceleraciones recolectadas empleando el dispositivo, se busca obtener las amplitudes de flexión. El proceso de recolección de la información se explica en la [Sección 4.1](#). Las amplitudes de flexión, son las medidas a 89mm del último punto de contacto entre el conductor y la sujeción.

El proceso para obtener los desplazamientos en función del tiempo a partir de las aceleraciones se explica en la [Sección 4.2.1](#). Consiste en aplicar el denominado Omega Arithmetic Method. Es un método performante y efectivo para dicha tarea.

2. **Estimación del daño por fatiga.** Para llevar a cabo esta estimación, el primer paso es emplear el método de conteo de ciclos, que divide la historia compleja en eventos discretos de ciclos de carga, de modo que se pueda evaluar el daño causado por cada ciclo de carga. El método seleccionado es el de Rainflow. Posteriormente, con los datos del conductor, se procede a calcular las tensiones generadas en el conductor empleando el método de Poffenberger-Swart, explicado en la [Sección 2-6](#).

Con el conteo de ciclos de tensión y la curva de Wöhler, se puede aplicar la regla de Miner Modifica, explicado en la [Sección 3.3](#). De esta forma se obtiene el desgaste producido en cada chunk de aceleraciones. Finalmente se extrapola el daño producido en los distintos chunks de series temporales medidos durante la jornada para estimar un valor diario de desgaste. El proceso para la extrapolación de los datos se desarrolla en la [Sección 4.2.4](#).

⁵ Chunk: El término chunk se emplea ampliamente en informática y se refiere a un conjunto de datos finitos que pertenecen a una secuencia de datos más grande.

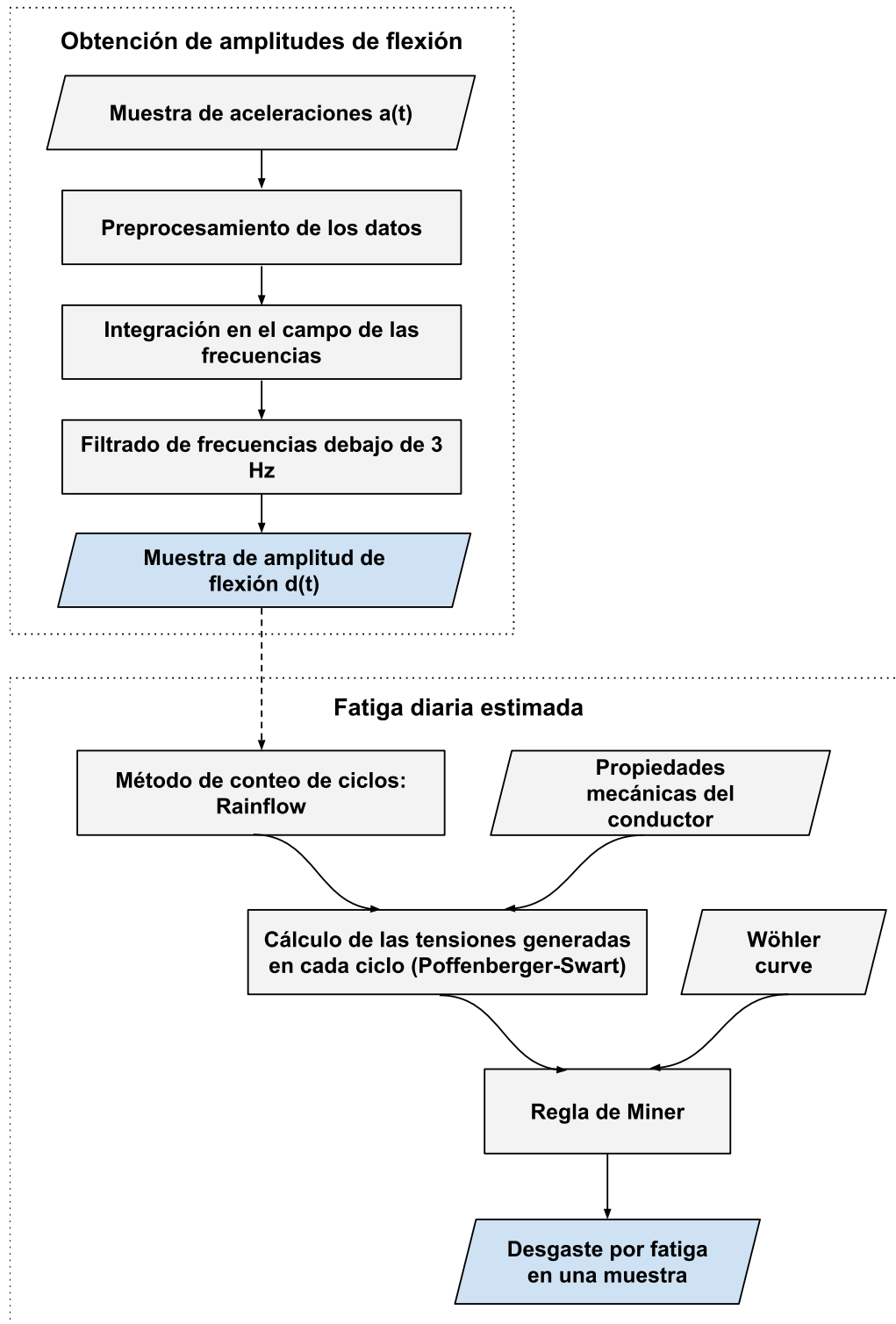


Figura 4-01: Diagrama de flujo. Análisis propuesto con el Método de Miner's Rule. Este diagrama representa el procesamiento necesario para obtener la señal de desplazamientos y la fatiga diaria a partir de una muestra de aceleraciones.

4.2.1. Obtención de las amplitudes de flexión

Para obtener las amplitudes de flexión se debe posicionar el dispositivo a 89mm del último punto de contacto entre el conductor y la sujeción como sugiere la [IEEE 1368-2006](#) (Ver [Figura 2-14](#)).

El dispositivo recaba las aceleraciones producidas en el conductor como series temporales. Las aceleraciones empleadas son las de los ejes verticales y horizontales, correspondientes al plano perpendicular al eje neutro del conductor. A partir de esta información cruda, se procede a preprocesar los datos y realizar una limpieza de los mismos (Ver [Sección 4.1](#)). Se descartan los valores por fuera de los límites razonables, y se interpolan los valores que pudiesen llegar a ser nulos o faltantes, dentro del muestreo.

Luego de este preprocesamiento, se continúa con la *eliminación del valor medio* de la señal. La *componente continua* eliminada no aporta ningún valor y se considera que es generada por el ruido presente en la señal cruda. Este proceso se realiza porque la señal es un movimiento oscilatorio y debe estar centrada respecto al cero. Visto desde otro punto de vista, la sumatoria del área debajo de la curva debe ser cero, es decir, la integral de la señal desde $-\infty$ a ∞ debe ser igual a cero como se expresa en la [Ecuación 4.01](#).

$$\int_0^t a(t) dt = 0 \quad (4.01)$$

Además, la descomposición de frecuencias de la señal se verá afectada si no está centrada en cero. Si se mantuviese la componente continua de la señal, se vería una componente en la frecuencia cero. Lo cual no aporta ninguna información y ensucia el análisis.

4.2.2. Métodos para obtener desplazamientos de series temporales de aceleraciones

Existen diversos métodos para obtener los desplazamientos respecto al tiempo partiendo de una señal de aceleraciones. Se explican dos métodos, uno trabajando en el dominio del tiempo y el último trabajando en el dominio de las frecuencias para obtener los desplazamientos.

A - Integrando en el dominio temporal

El método propuesto se resume en el diagrama de la [Figura 4-02](#). Consiste en integrar las aceleraciones $a(t)$ en el dominio de temporal para obtener las velocidades en función del tiempo. Luego, remover la componente constante e integrar las velocidades $v(t)$ para obtener los desplazamientos en función del tiempo. La integración de la señal se puede realizar por medio de la integral de Simpsons o el método de la integración trapezoidal.

$$v(t) = v_0 + \int_0^t a(t) dt \quad (4.02)$$

$$y(t) = y_0 + \int_0^t v(t) dt = y_0 + v_0 t + \int_0^t \int_0^t a(t) dt dt \quad (4.03)$$

V_0 es la velocidad inicial en la [Ecuación 4.02](#) e y_0 es la posición inicial en [Ecuación 4.03](#). Como estos valores no se conocen normalmente, se asumen cero inicialmente. Esto introduce errores de integración. A su vez, los pequeños errores en las mediciones de cada aceleración y el ruido del acelerómetro van a introducir errores en las velocidades y desplazamientos obtenidos a partir de la integración.

Como las vibraciones eólicas se encuentran dentro del rango de entre 3 a 200 Hz (Ver [Tabla 1-1](#)), se deben eliminar las frecuencias por fuera de dicho rango. Normalmente, se observan en las señales de aceleraciones, vibraciones por debajo de 3 Hz, que no se corresponden con las vibraciones eólicas, y se relacionan con oscilaciones del punto de sujeción y el ruido introducido por el dispositivo

Para filtrar las frecuencias debajo de 3Hz, un filtro adecuado es el de Butterworth. Este tipo de filtro, tiene una salida similar a la de entrada en relación con la amplitud. Se puede regular el grado de atenuación deseado, y de esta forma, eliminar las frecuencias que están fuera de rango.

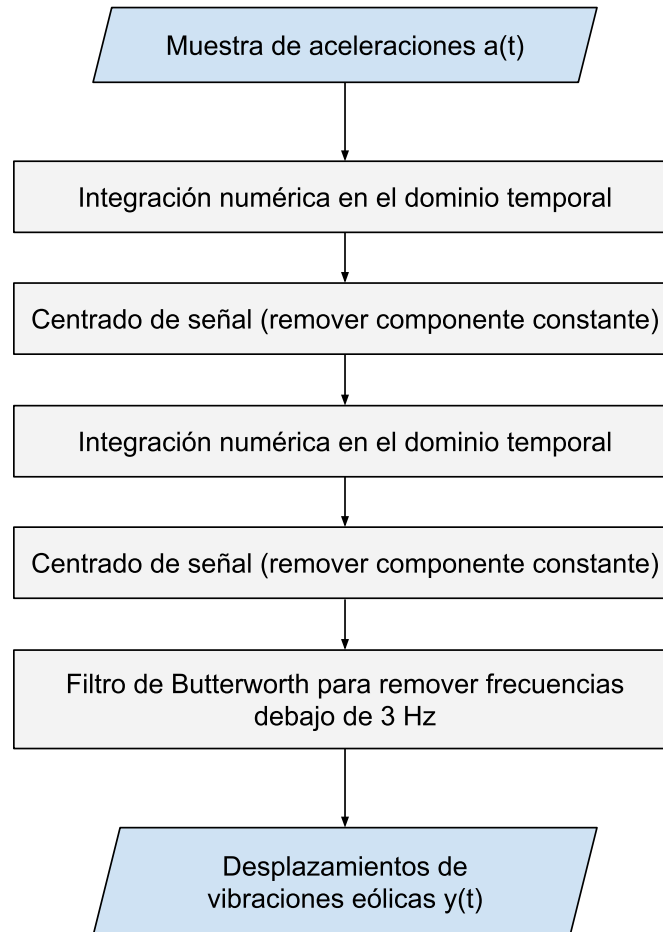


Figura 4-02: Diagrama de flujo. Integración en el dominio temporal.

El error que puede introducir eliminar las frecuencias indeseadas en el desplazamiento es final es difícil de determinar. No introduce un error relativo constante y depende de diversos factores, como la característica de la señal, el orden del filtro (grado de

atenuación deseado) y la frecuencia de corte. El error que se puede presentar luego de realizar un filtrado de señales en el dominio temporal puede verse en desfases en la señal, distorsiones y/o cambios en las amplitudes de la señal.

B - Trabajando en el dominio de las frecuencias

Otra forma de calcular los desplazamientos a partir de las aceleraciones, es integrando en el campo de las frecuencias (Ver [Figura 4-03](#)). La principal ventaja de este método, es que el filtrado de frecuencias es mucho más simple y efectivo. Solo se deben eliminar los valores por fuera del rango de las vibraciones eólicas, es decir, por debajo de 3 Hz.

El primer paso consiste en transformar las aceleraciones empleando la Transformada Rápida de Fourier (FFT). Una vez en el campo de las frecuencias, se procede a integrar dos veces, obteniendo de las aceleraciones las velocidades y los desplazamientos. Usando la transformada inversa de frecuencia a tiempo, tenemos las siguientes igualdades:

$$a(t) = \int_{-\infty}^{+\infty} A(\omega) \cdot e^{j\omega \cdot t} d\omega \quad (4.04)$$

$$v(t) = \int_{-\infty}^{+\infty} V(\omega) \cdot e^{j\omega \cdot t} d\omega \quad (4.05)$$

$$y(t) = \int_{-\infty}^{+\infty} Y(\omega) \cdot e^{j\omega \cdot t} d\omega \quad (4.06)$$

Donde $\omega_i = 2 \cdot \pi \cdot f_i$ es la frecuencia instantánea, expresada como radianes/s.

La [Ecuación 4.04](#) se puede reescribir, expresando la aceleración angular en términos de la velocidad angular.

$$\begin{aligned}
a(t) &= \frac{d}{dt} [v(t)] = \frac{d}{dt} \int_{-\infty}^{+\infty} V(\omega) \cdot e^{j\omega t} d\omega \\
&= \int_{-\infty}^{+\infty} V(\omega) \cdot \frac{d}{dt} [e^{j\omega t}] d\omega = \int_{-\infty}^{+\infty} V(\omega) \cdot \frac{d}{dt} [e^{j\omega t}] d\omega \\
&= \int_{-\infty}^{+\infty} j \cdot \omega \cdot V(\omega) \cdot \frac{d}{dt} e^{j\omega t} d\omega
\end{aligned} \tag{4.07}$$

Combinando las ecuaciones 4.04 y 4.07, se puede expresar a la aceleración angular como:

$$a(t) = \int_{-\infty}^{+\infty} A(\omega) \cdot e^{j\omega t} d\omega = \int_{-\infty}^{+\infty} j \cdot \omega \cdot V(\omega) \cdot \frac{d}{dt} e^{j\omega t} d\omega \tag{4.08}$$

Despejando la ecuación 4.08, se puede deducir la siguiente igualdad 4.09, que relaciona la aceleración angular con la velocidad angular.

$$A(\omega) = j \cdot \omega \cdot V(\omega) \tag{4.09}$$

Para obtener la relación entre la velocidad angular y el desplazamiento expresada en la ecuación 4.12, podemos proceder de la misma forma. Es decir, expresando la velocidad angular en términos del desplazamiento angular (Ver Ecuación 4.10).

$$\begin{aligned}
v(t) &= \frac{d}{dt} [Y(t)] = \frac{d}{dt} \int_{-\infty}^{+\infty} Y(\omega) \cdot e^{j\omega t} d\omega \\
&= \int_{-\infty}^{+\infty} Y(\omega) \cdot \frac{d}{dt} [e^{j\omega t}] d\omega = \int_{-\infty}^{+\infty} Y(\omega) \cdot \frac{d}{dt} [e^{j\omega t}] d\omega \\
&= \int_{-\infty}^{+\infty} j \cdot \omega \cdot Y(\omega) \cdot \frac{d}{dt} e^{j\omega t} d\omega
\end{aligned} \tag{4.10}$$

La igualdad 4.11, se obtiene a partir de las ecuaciones 4.05 y 4.10

$$v(t) = \int_{-\infty}^{+\infty} Y(\omega) \cdot e^{j\omega t} d\omega = \int_{-\infty}^{+\infty} j \cdot \omega \cdot Y(\omega) \cdot \frac{d}{dt} e^{j\omega t} d\omega \quad (4.11)$$

Despejando la integral 4.11, se obtiene:

$$V(\omega) = j \cdot \omega \cdot Y(\omega) \quad (4.12)$$

Dada las dos igualdades 4.09 y 4.12 se puede deducir la siguiente expresión 4.13

$$\boxed{A(\omega) = -Y(\omega) \cdot \omega^2} \quad (4.13)$$

Esta ecuación relaciona las aceleraciones angulares con los desplazamientos angulares de forma directa. Sin necesidad de hacer una doble integración.

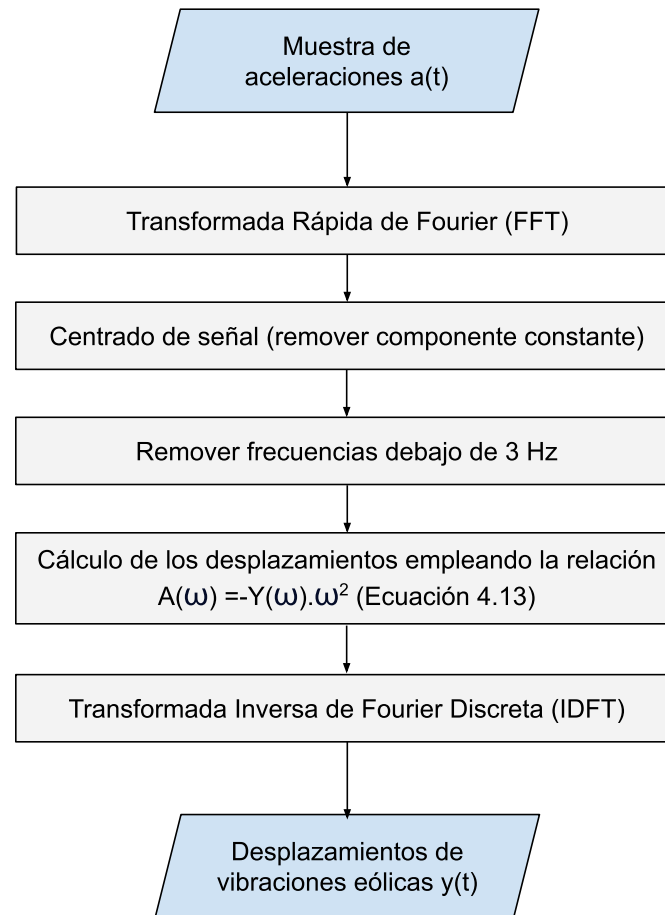


Figura 4-03: Diagrama de flujo. Integración en el dominio de las frecuencias.

El método seleccionado para el desarrollo de este proyecto es el B, es decir, la integración en el dominio de las frecuencias. Este método es más performante y con él se obtiene un filtrado de frecuencias mucho más eficiente, que aplicando el filtro de Butterworth. En la [Figura 4-04](#) se representan gráficamente los resultados obtenidos a partir de una muestra de vibraciones en resonancia.

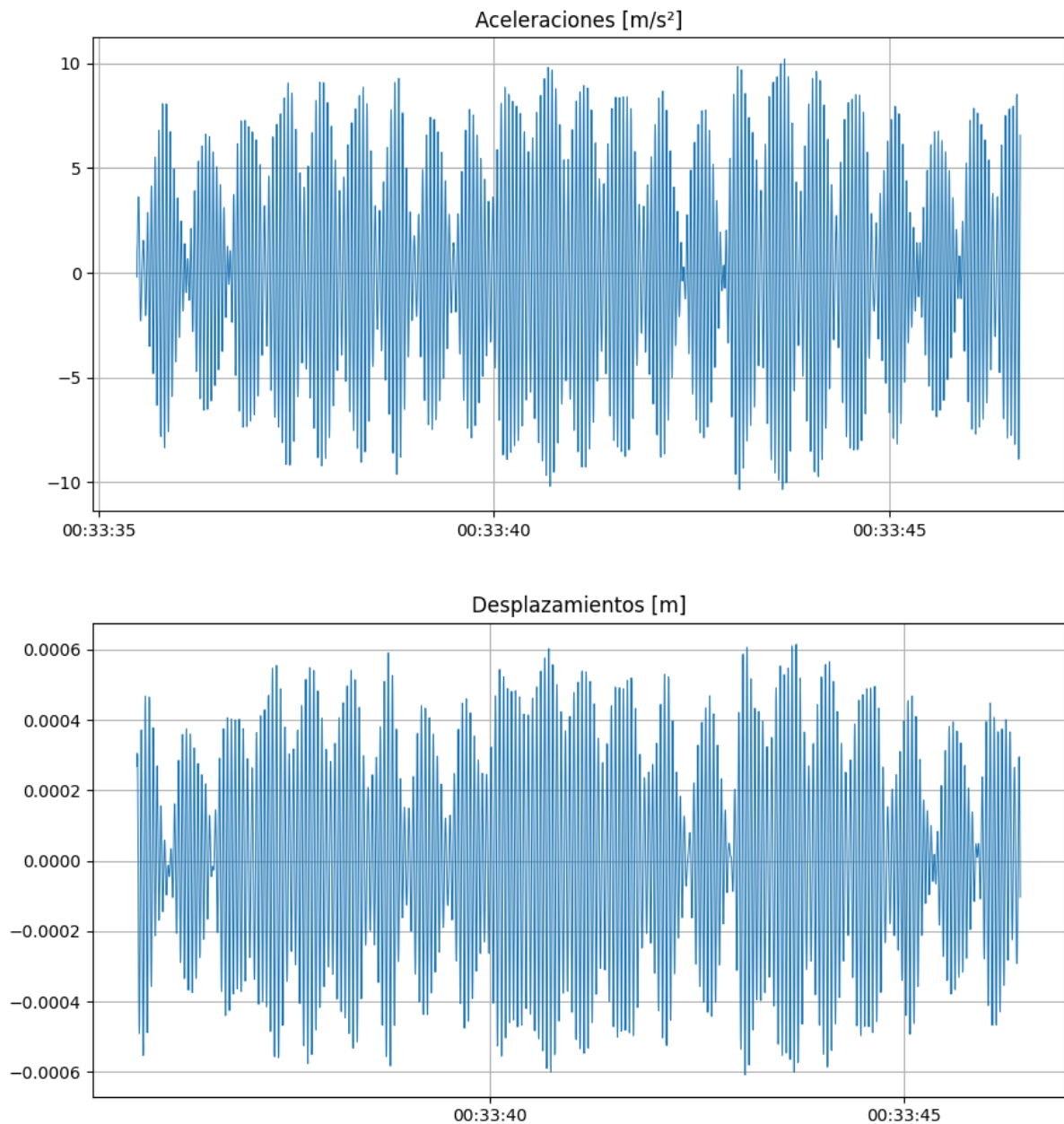


Figura 4-04: El gráfico superior representa una muestra de aceleraciones vs tiempo. El gráfico inferior representa los desplazamientos producto de vibraciones eólicas calculadas a partir de las aceleraciones.

4.2.3. Estimación de la incertidumbre de desplazamientos derivados de aceleraciones

Estimación del error en series temporales

Para estimar la incertidumbre producida en una medición, es importante conocer los factores que afectan a la misma. El enfoque tradicional no funciona bien en series temporales. Tenemos otros factores que introducen errores en la medición, principalmente los conocidos como “factores estacionales”. Estos errores se deben a variaciones producidas en diversos momentos de la serie temporal.

En el enfoque tradicional, se representa el error de medición como la suma de dos componentes, el componente sistemático y el aleatorio. El componente sistemático es aquel que no cambia entre mediciones y se expresa como un valor límite $|x| \leq \Delta x$. El componente aleatorio representa el error que puede diferir entre mediciones y normalmente se expresa como una desviación estándar de la medición.

El error de medición se puede describir como una combinación lineal de funciones senos $\sin(\omega \cdot t)$ y cosenos $\cos(\omega \cdot t)$, correspondientes a distintas frecuencias. De la experiencia empírica y demostraciones matemáticas [17], se desprenden las siguientes observaciones que vinculan la frecuencia de la señal (expresada como aceleración angular $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$), con la frecuencia f_s de sampleo. Estas observaciones le dan más peso a los distintos tipos de error:

- **Frecuencias ω , para las cuales $\omega \ll f$.** En este caso, como el error se compone de funciones $\sin(\omega \cdot t)$ y $\cos(\omega \cdot t)$, se relaciona con errores ‘sistemáticos’, ya que el componente del error no varía prácticamente con el tiempo.
- **Frecuencias ω , para las cuales $\omega \gg f$.** Tomando dos valores contiguos t y t_{i+1} , los valores de seno y coseno, para ω muy grandes se pueden relacionar con valores de “error aleatorio”.
- **Frecuencias ω medias.** Las componentes de seno y coseno no son fáciles de observar a baja y alta frecuencias, pero en frecuencias ω medias, se puede

observar la periodicidad. Las componentes de error de frecuencia media con las componentes estacionales del error de medición.

A continuación se analiza cómo propagar las distintas componentes del error:

- **Error aleatorio.** Este error se representa como una desviación estándar σ y se puede estimar midiendo la misma cantidad repetidamente. Es un componente aleatorio Δy_r normalmente distribuido con una media de cero.
- **Error sistemático.** Para obtener este error se compara el error de nuestro instrumento de medición con el de uno que esté calibrado, con un error conocido, que supone ser mucho menor.
- **Error periodico.** Son errores sinusoidales correspondientes a varias frecuencias. Para determinar este error, un método consiste en calcular la FFT de la señal, y determinar cuales son las señales con mayor amplitud.

Se determinó por laboratorio y ensayos del dispositivo que el error del acelerómetro empleado es del orden del 1%. El error en la frecuencia de sampleo debido a errores en el registro de mediciones es despreciable.

Propagación del error en el cálculo de desplazamientos

En este apartado, se procede a determinar el error producido por el cálculo de los desplazamientos a partir de las aceleraciones. El método seleccionado se resume en la [Figura 4-03](#). Los errores relacionados con el cálculo de la FFT e IFFT de cada señal, se pueden considerar despreciables. El error producido en su cálculo se relaciona a errores de punto flotante⁶.

⁶ Punto flotante: Es un formato de representación interna de los sistemas computacionales empleado para almacenar números reales.

Entonces, el error del desplazamiento se puede obtener de la ecuación 4.13. Propagando la incertidumbre de dicha ecuación se obtienen las expresiones 4.15 y 4.16 del error relativo.

$$Y(\omega) = - \frac{A(\omega)}{\omega^2} = - \frac{A(2.\pi.f)}{(2.\pi.f)^2} \quad (4.14)$$

$$\delta Y = \sqrt{\left(\frac{\partial Y}{\partial A} \cdot \sigma_A\right)^2 + \left(\frac{\partial Y}{\partial f} \cdot \sigma_f\right)^2} \quad (4.15)$$

El error relativo calculado a partir de la propagación de incertidumbres se estima del orden del 0,03%. Sin embargo, para definir el error es necesario registrar mediciones que permitan contrastar dicho valor. Se considera que los factores que más influyen en el error final de los desplazamientos se vinculan con errores aleatorios, sistemáticos y periódicos a determinar. Queda fuera del alcance de este proyecto definir el error medio de los desplazamientos.

4.2.4. Estimación de la fatiga producida por vibraciones eólicas

En el modelo propuesto, para calcular el daño generado en cada muestra de aceleraciones registradas, se considera que el daño a lo largo de la vida de una estructura se puede calcular como la suma de los daños a corto plazo. Es decir, se considera que el daño es acumulativo. Este concepto se desarrolló en la [Sección 3.3](#), y se conoce como la Regla de Palmgren-Miner. Si bien es una simplificación del comportamiento real, donde el orden de aplicación de las cargas y la frecuencia de las mismas tienen un impacto diferente en el desgaste, se ha demostrado que sus resultados son aceptables.

La extrapolación de los daños de corto plazo para estimar el daño producido a lo largo de la vida en servicio de cualquier pieza, no solo los conductores, no está lo suficientemente investigado y es un campo bastante incierto. El método desarrollado debe ser contrastado con ensayos y tests para evaluar su error y posibles correcciones. A continuación, se mencionan algunas alternativas para la estimación de un valor diario de desgaste a partir de los valores registrados a intervalos regulares.

- **Extrapolación lineal simple.** Este método consiste en extrapolar linealmente la información recabada en las muestras (Ver [Ecuación 4.16](#)). Es el método más simple, y para periodos largos se considera que produce buenos resultados. Para periodos inferiores a 1 año no se aprecian las variaciones estacionales. Este método es recomendable cuando se tienen muchos años de muestras.

$$D_{Total} = \frac{T_T}{T_m} \sum_{i=1}^{T_m} D_i \quad (4.16)$$

Donde T_T es el periodo de tiempo del cual se desea conocer la fatiga total, T_m es el tiempo total muestreado y D_i es el daño estimado en cada muestra.

- **Técnicas de aprendizaje automático.** Mediante técnicas de machine learning, redes neuronales, técnicas de regresión, entre otras, se puede estimar el desgaste diario. Estas técnicas han evolucionado en los últimos años, y es posible

obtener buenas estimaciones con ellas. Se requiere de un gran conocimiento en el área para poder realizar una buena estimación.

- **Extrapolación basada en contenedores de EOC.** Las siglas EOC significan Condiciones Ambientales y de Operación (Environmental and Operational Conditions). Y como sugiere su nombre, la idea principal de este enfoque es considerar que los daños por fatiga se relacionan a factores ambientales y operacionales. De esta forma, conociendo estas variaciones ambientales se podría inferir el daño producido. En el caso de la fatiga del conductor, son varios los factores que influyen en la misma, como se analizó en la [Sección 1.2](#). Entre ellos se pueden mencionar, la temperatura de trabajo del conductor, el span, la tensión de instalación y la velocidad del viento. Se debería contar con toda esta información para poder aplicar esta metodología.

El método seleccionado para el desarrollo de este proyecto es el de extrapolación lineal simple. Si bien requiere estudiar un número de muestras más representativas para obtener valores cercanos a la realidad, como una primera aproximación para la resolución del problema es un enfoque aceptable. Se debe considerar en el caso de contar con una menor cantidad de muestras diarias, la posibilidad de aplicar alguno de los otros métodos mencionados.

En la [Figura 4-05](#) se resume la metodología propuesta para calcular la fatiga producida en un día a partir de un conjunto de muestras de desplazamientos.

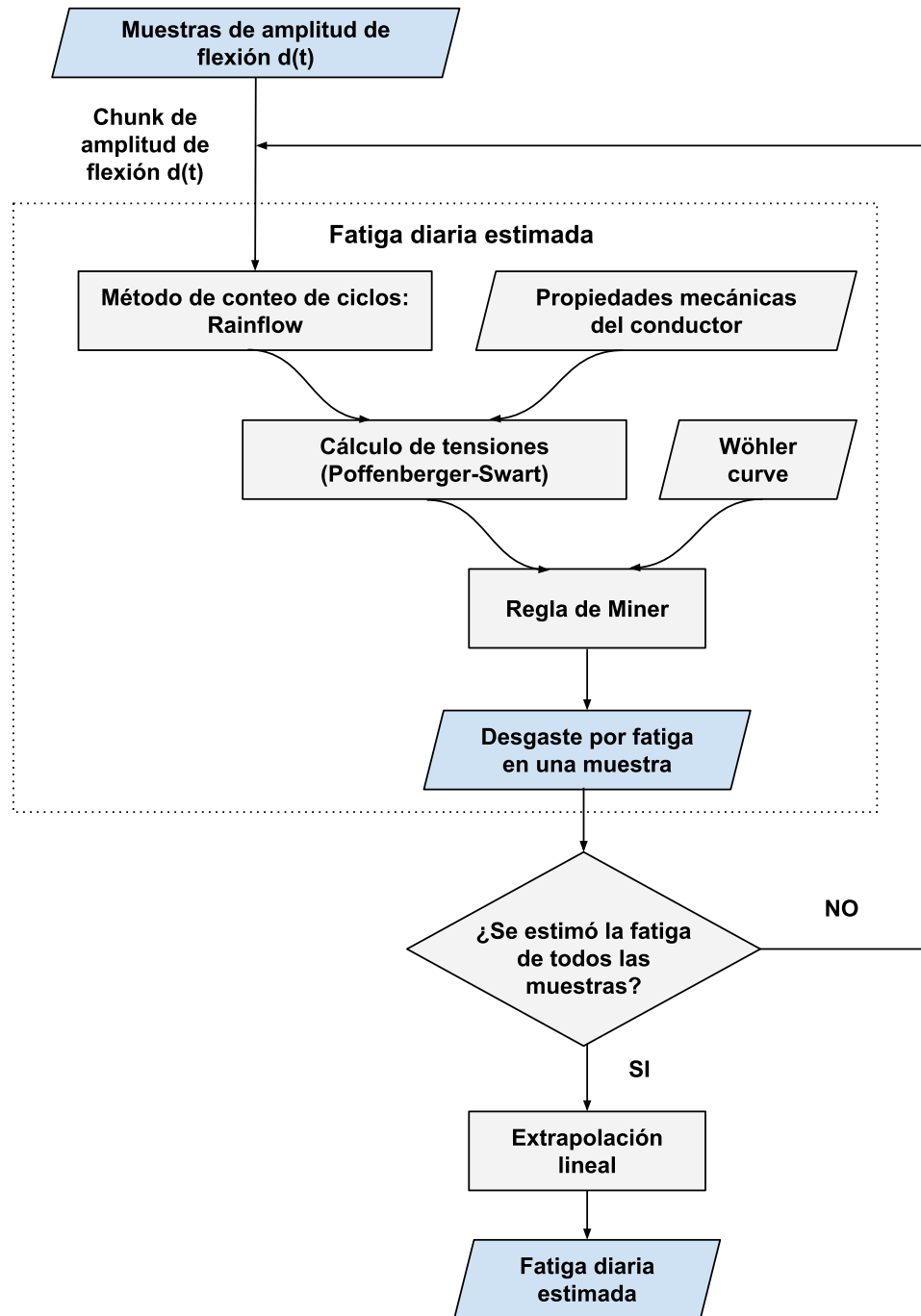


Figura 4-05: Diagrama del proceso de estimación de la fatiga diaria a partir de un conjunto de muestras diarias de desplazamientos.

Capítulo 5: Caso de estudio

5.1. Características del experimento

Para el desarrollo de este proyecto, se procede a analizar en particular una línea eléctrica instalada en un área urbana de la Provincia Brabante Flamenco de Bélgica. La misma fue instalada en el año 1929, se desconoce la fecha exacta, y al día de hoy no ha sido reemplazada. El conductor empleado en la instalación es un conductor de cobre desnudo trenzado (BCC), y sus propiedades mecánicas se encuentran en la tabla 5-03. En la tabla 5-02 se volcaron datos relativos a la instalación del dispositivo.

La frecuencia de sampleo y demás características del muestreo se resumen en la tabla 5-01. Para definir la frecuencia de sampleo, se empleó el teorema de Nyquist. Este teorema define la frecuencia mínima de muestreo para evitar la pérdida de datos. Es decir, la frecuencia Nyquist es la máxima frecuencia que puede ser representada de forma digital según la frecuencia de muestreo.

$$f_n = \frac{f_s}{2} \quad (5.01)$$

Las vibraciones eólicas ocurren en un rango de 3 a 200 Hz. Para registrar como máximo una frecuencia de 200Hz en las señales de desplazamientos, se debe muestrear como mínimo a una frecuencia del doble, es decir, 400 Hz.

Tabla 5-01: Características del muestreo.

Datos	Valor	Unidad
Frecuencia de sampleo	400	Hz
Tiempo de sampleo	10	seg
Intervalo entre muestras	30	min
Rango de medición aceleraciones	0 - 8	G

Tabla 5-02: Datos de la instalación.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Fecha instalacion linea		1929	
Longitud del vano	L	165	m
Tensión de instalación (EDS)	H	3.725	N
Distancia dispositivo-sujeción	x	89	mm

Tabla 5-03: Propiedades mecánicas del conductor de cobre BBC.

Propiedad	Símbolo	Valor	Unidad
Sección nominal	A	53,87	mm ²
Diámetro	D	9,5	mm
Masa por unidad de longitud	m _L	0,488	Kg/m
Módulo de Elasticidad	E _a	120.000	MPa
Diámetro alambres	d _o	1,9	mm
Número de alambres	N _o	19	
Resistencia nominal a la tracción	RTS	14.330	N

5.2. Análisis de resultados

El periodo analizado es de 3 meses, cubriendo parte de la estación otoñal en Bélgica, desde el 1 de septiembre de 2023 hasta el 30 de noviembre de 2023. Las características climatológicas para la región se resumen en la [Tabla 5-04](#).

Tabla 5-04: Características climatológicas de la región en el periodo analizado.

Propiedad	Septiembre	Octubre	Noviembre	Unidad
Precipitaciones media	68	83	60	mm
Temperatura mínima media	11	7	3	°C
Temperatura media	15	11	6	°C
Temperatura máxima media	18	14	8	°C
Velocidad del viento media	20	14	24	km/h

Fuente: International Station Meteorological Climate Summary.

En la sección [5.2.1](#) se realiza un análisis de las frecuencias de resonancia predominantes en el sistema. Para ello se realiza un promedio mensual de los espectrogramas de frecuencias de las muestras. En la sección [5.2.2](#) se evalúa el desgaste producido en el conductor. En la sección [5.2.3](#) se estima con los datos recolectados la fatiga acumulada en el conductor durante el periodo de tres meses.

5.2.1. Análisis de frecuencias de los desplazamientos

Empleando el método de la Transformada Rápida de Fourier (FFT) se puede evaluar una señal con sus componentes de frecuencia independientes. Es un algoritmo que realiza rápidamente, y de un modo computacionalmente eficiente, la Transformada Discreta de Fourier (DFT). Con esta transformada, podemos obtener una representación de los datos en el dominio de la frecuencia, partiendo de una secuencia discreta, de duración finita y expresada en el dominio temporal. Posteriormente se pueden localizar los picos de energía en las frecuencias propias.

$$A(f_k) = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} a(t_n) e^{-i \frac{2\pi k n}{N}} \quad (5.02)$$

Siendo $a(t_n)$ muestras de tiempo discreto; $A(f_k)$ muestras de frecuencias discretas y N número de muestras en un rango de tiempo.

El proceso de descomponer las señales de vibración en sus componentes individuales de frecuencia se conoce como análisis en frecuencia. En esta sección se analizan los espectros de frecuencias medias de las señales de desplazamientos producidas en cada mes, y en el rango total de tres meses. Esto permite estimar las frecuencias propias del conductor que están siendo más estimuladas por las condiciones climáticas a las que está sometido el conductor.

A su vez, con la [Ecuación 2.12](#) desarrollada en la [Sección 2.1](#), se evalúan las frecuencias naturales del conductor por encima de los 3 Hz.

$$f_n = \frac{n}{2.L} \cdot \sqrt{\frac{T}{m_L}} \quad (2.12)$$

Los factores relacionados con las características de la instalación que influyen en ellos son la tensión axial T , longitud del span L . El único factor relacionado con las

características del conductor es la masa del conductor por unidad de longitud. Sin embargo, como se desarrolló en la [Sección 2.1](#), esto es una aproximación, en la cual se simplifican los efectos que tienen las características geométricas del conductor en su sección transversal, y las variaciones en la rigidez a la flexión a lo largo del mismo. Incluso, la tensión axial T , no es constante, variará con la temperatura y condiciones climáticas en general.

En la [Tabla 5-05](#) se resumen algunas de las frecuencias naturales del conductor en la instalación eléctrica, calculadas con la [Ecuación 2.12](#). En rojo oscuro se marcan las que presentan mayores picos de energía, y en rojo más claro, las que presentan picos de energías moderados.

Tabla 5-05: Frecuencias naturales del conductor en la instalación.

n	6	7	8	9	10	11	12	13	14
f_n	3,1	3,6	4,1	4,7	5,2	5,7	6,2	6,8	7,3

n	15	16	17	18	19	20	21	22	23
f_n	7,8	8,3	8,8	9,4	9,9	10,4	10,9	11,4	11,9

n	24	25	26	27	28	29	30	31	32
f_n	12,5	12,9	13,5	14,0	14,5	15,1	15,6	16,1	16,6

Nota: esta tabla muestra los valores de frecuencias naturales del conductor, calculadas con la [Ecuación 2.12](#), para los primeros números de modo. Se toman los valores de las [Tablas 5-02](#) y [5-03](#) para sus cálculos.

Del análisis espectral realizado en el periodo del 1 de septiembre al 30 de diciembre de 2023, se desprende que las frecuencias donde se concentra la mayor cantidad de energía son inferiores a los 20 Hz. Para ello, se realizó un promedio de los espectros de frecuencias correspondientes a las muestras registradas en dicho periodo. En las figuras 5-01, 5-02, 5-03, 5-04, 5-05 y 5-06 se pueden visualizar los espectrogramas de frecuencias correspondientes a promedios mensuales, las dos primeras corresponden al mes de septiembre, las siguientes dos al mes de octubre y las últimas al mes de diciembre. En las figuras 5-07 y 5-08 se puede visualizar el promedio de espectros de frecuencias predominantes en el periodo de los tres meses analizados.

Entonces, en conclusión, analizando las tablas y figuras mencionadas, se pueden realizar las siguientes afirmaciones.

- En los meses de septiembre se observan picos de energía en las frecuencias 3,1, 3,6, 5,2, 5,7, 6,8, 9,4, 10,4, 10,9, 11,4 y 11,9 Hz.
- En el mes de noviembre se observan picos de energía en las frecuencias de 13,5 y 14 Hz.
- Hay un incremento en la energía de las vibraciones. En el mes de octubre, las vibraciones tienen más energía en promedio que en el mes de septiembre. Lo mismo ocurre en el mes de noviembre, este mes tiene más energía que en el de octubre. Esto se observa con mayor claridad en la figuras 5-09 y 5-10, donde se superponen los distintos espectros de frecuencias mensuales promedio.

El incremento en la energía de vibración coincide con el descenso de temperaturas mínimas, máximas y medias registradas en noviembre, en comparación con los meses anteriores (Ver [Tabla 5-04](#)). No se puede afirmar que estos factores son los causantes de dicho incremento, ya que como se analizó en la [Sección 1.2](#), es un fenómeno multicausal, donde muchas variables intervienen. Sin embargo, el descenso de la temperatura se relaciona con un incremento de la tensión axial, una disminución del sag, disminución del RTS del conductor y disminución de la capacidad de

auto-amortiguar vibraciones por parte del conductor. Para poder validar estas variaciones estacionales, es necesario recabar datos durante periodos más largos.

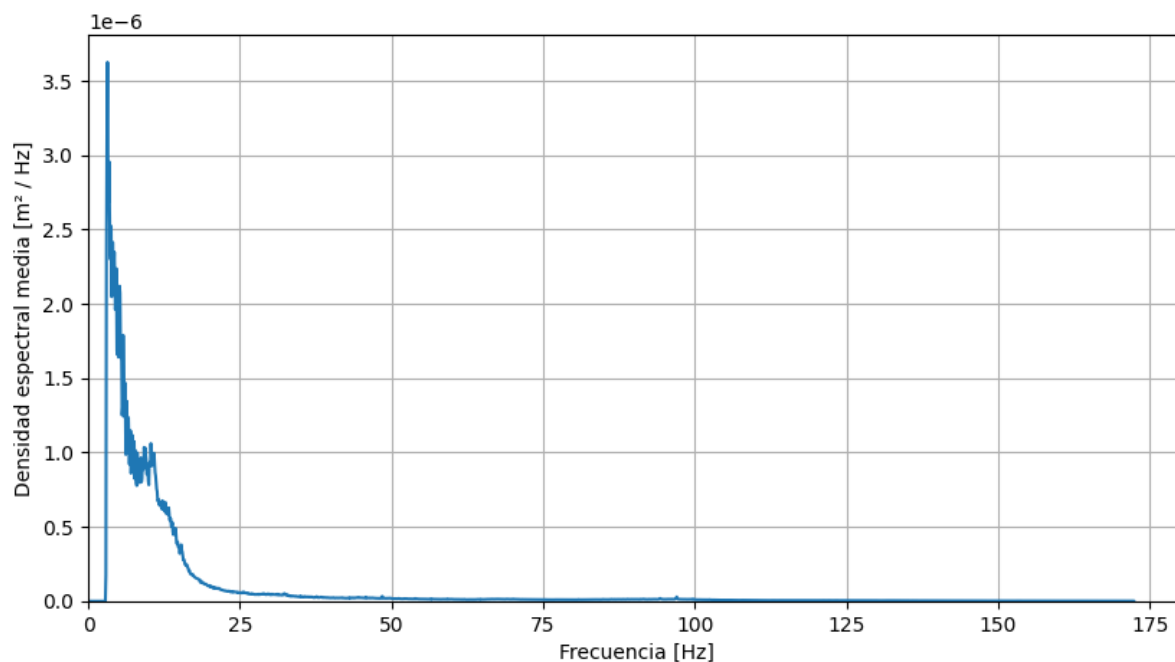


Figura 5-01: Espectro de frecuencias promedio entre 1 y 30 de septiembre de 2023.

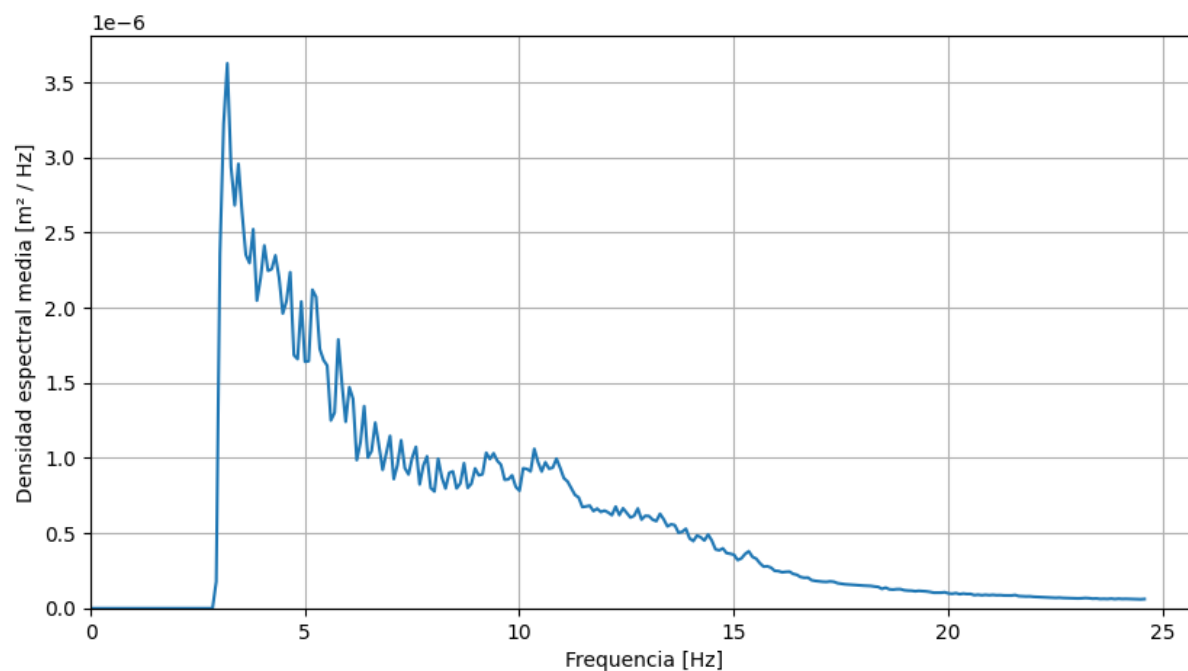


Figura 5-02: Espectro de frecuencias entre 3 y 25 Hz. Promedio de chunks muestreados en el periodo del 1 al 30 de septiembre de 2023.

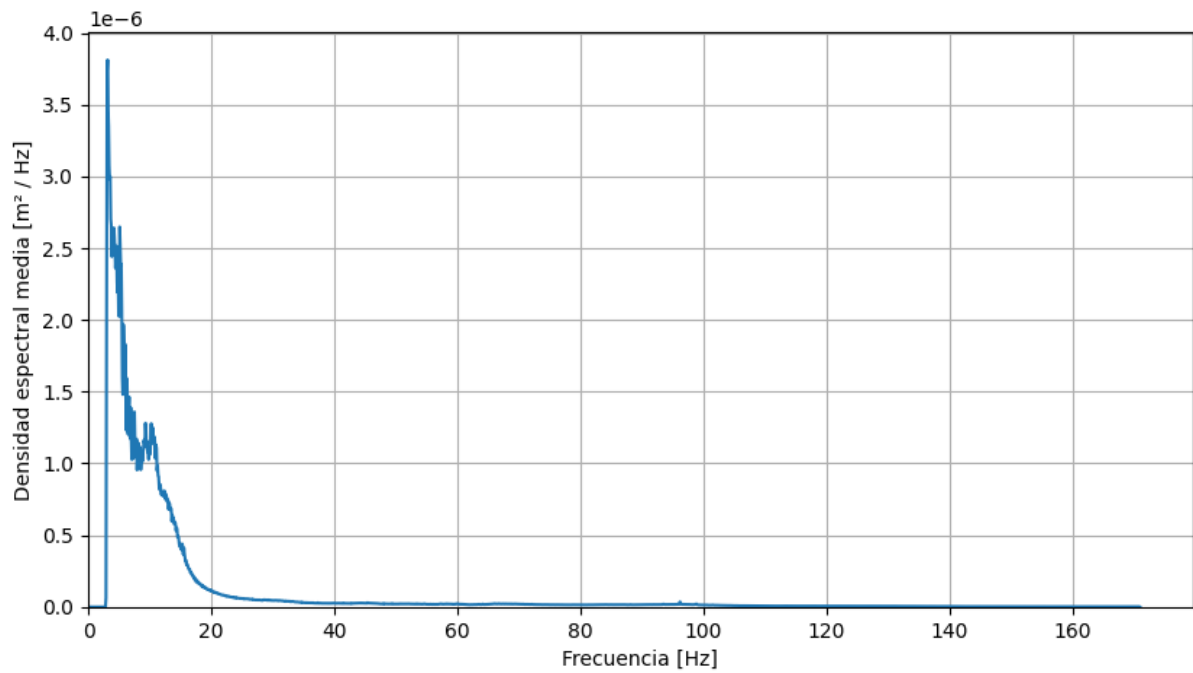


Figura 5-03: Espectro de frecuencias medio entre 1 y 31 de octubre de 2023.

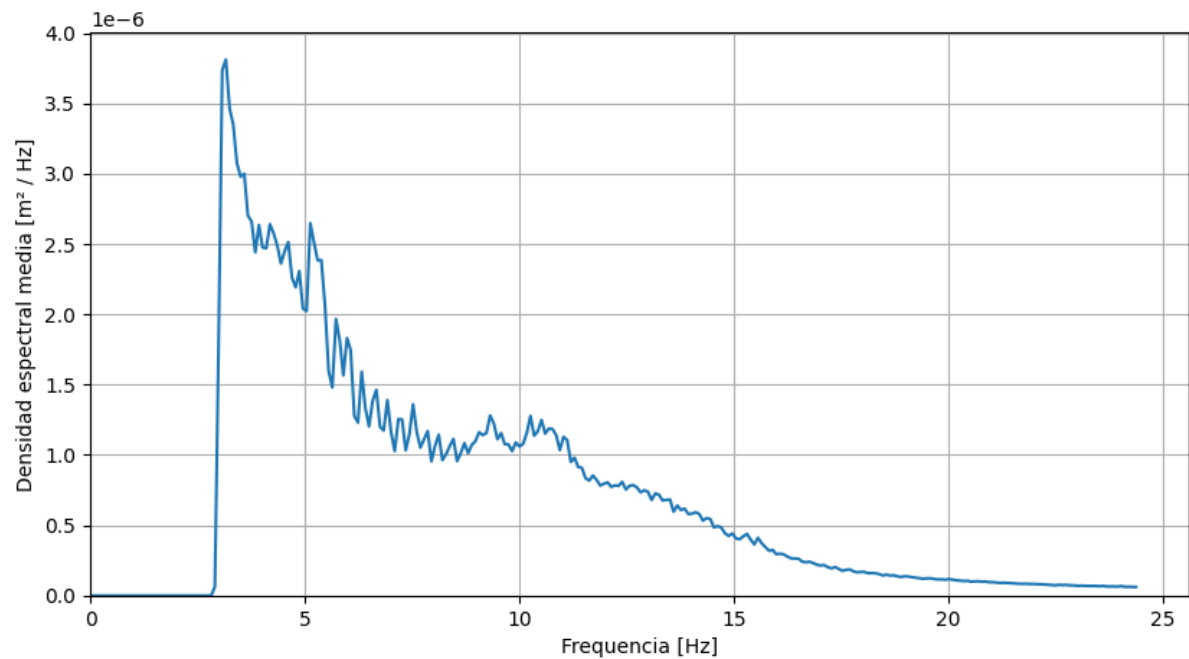


Figura 5-04: Espectro de frecuencias entre 3 y 25 Hz. Promedio de chunks muestreados en el periodo del 1 al 31 de octubre de 2023.

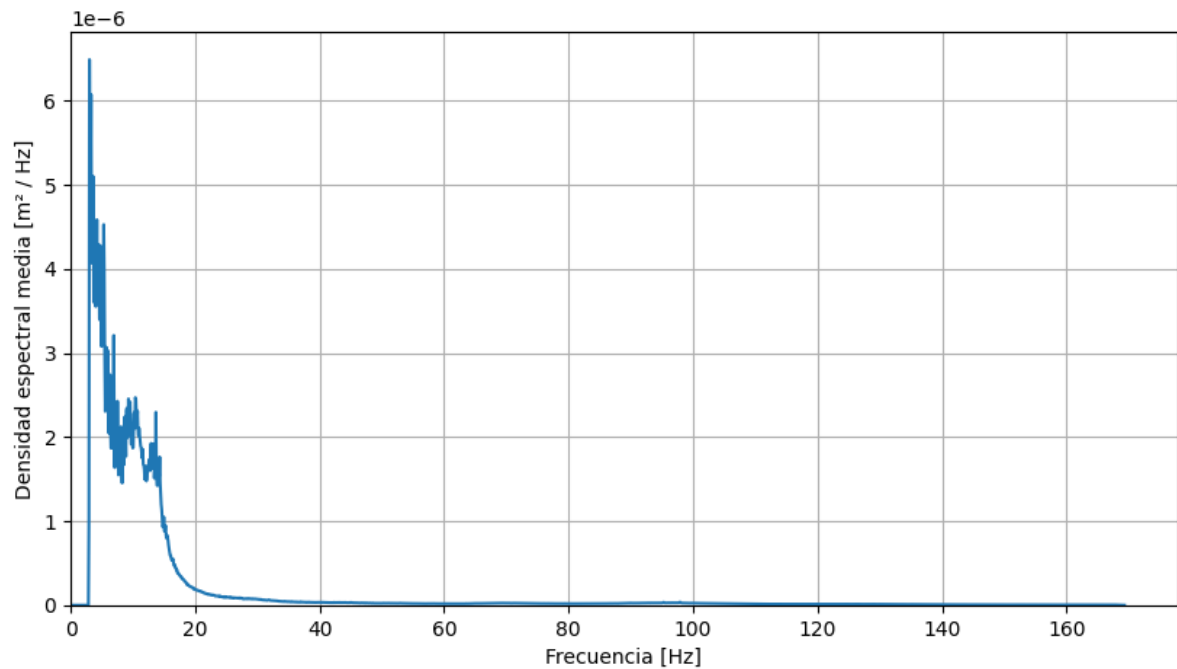


Figura 5-05: Espectro de frecuencias medio entre 1 y 30 de noviembre de 2023.

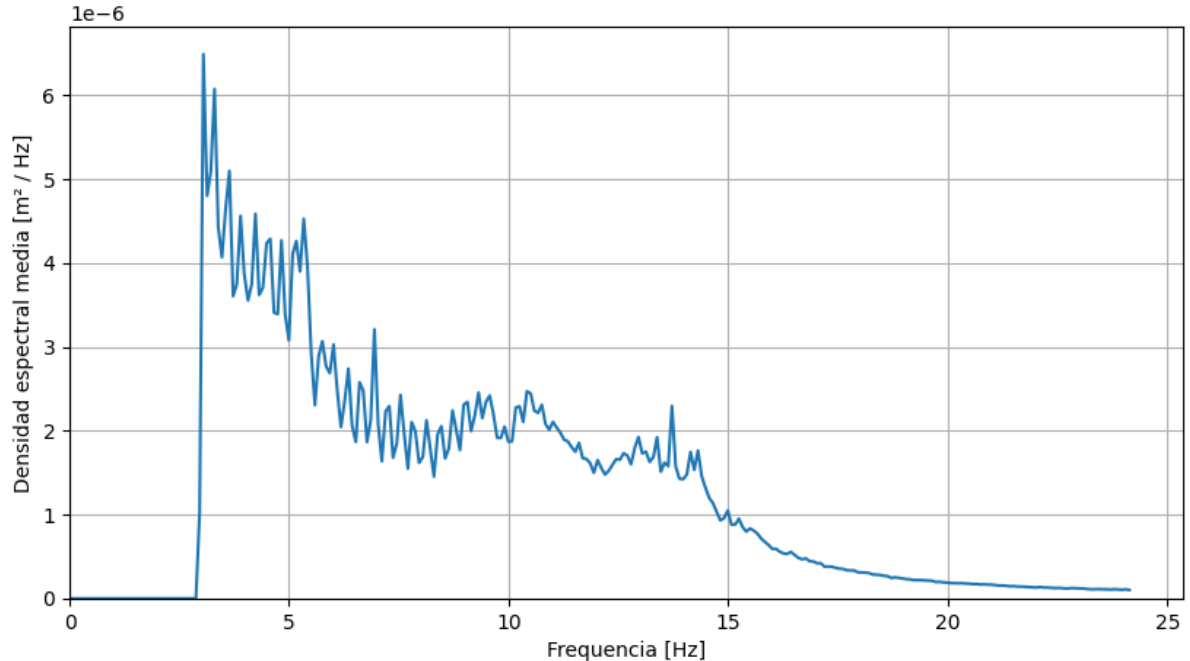


Figura 5-06: Espectro de frecuencias entre 3 y 25 Hz. Promedio de chunks muestreados en el periodo del 1 al 30 de noviembre de 2023.

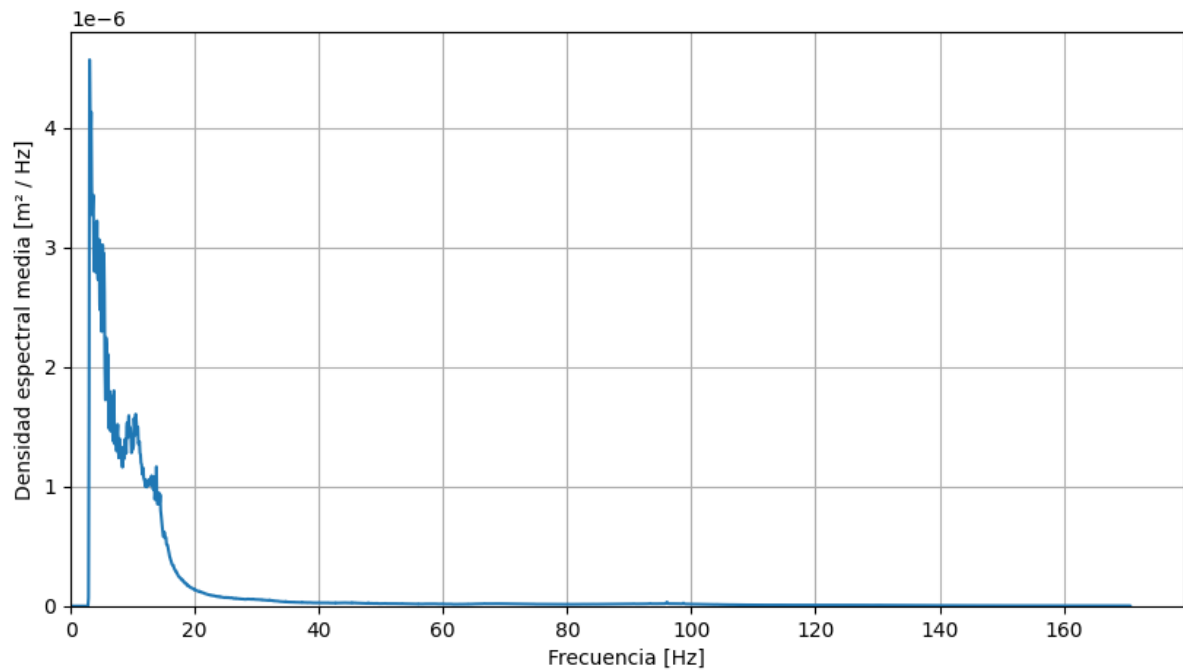


Figura 5-07: Espectro de frecuencias medio entre 1 de septiembre y 30 de noviembre de 2023.

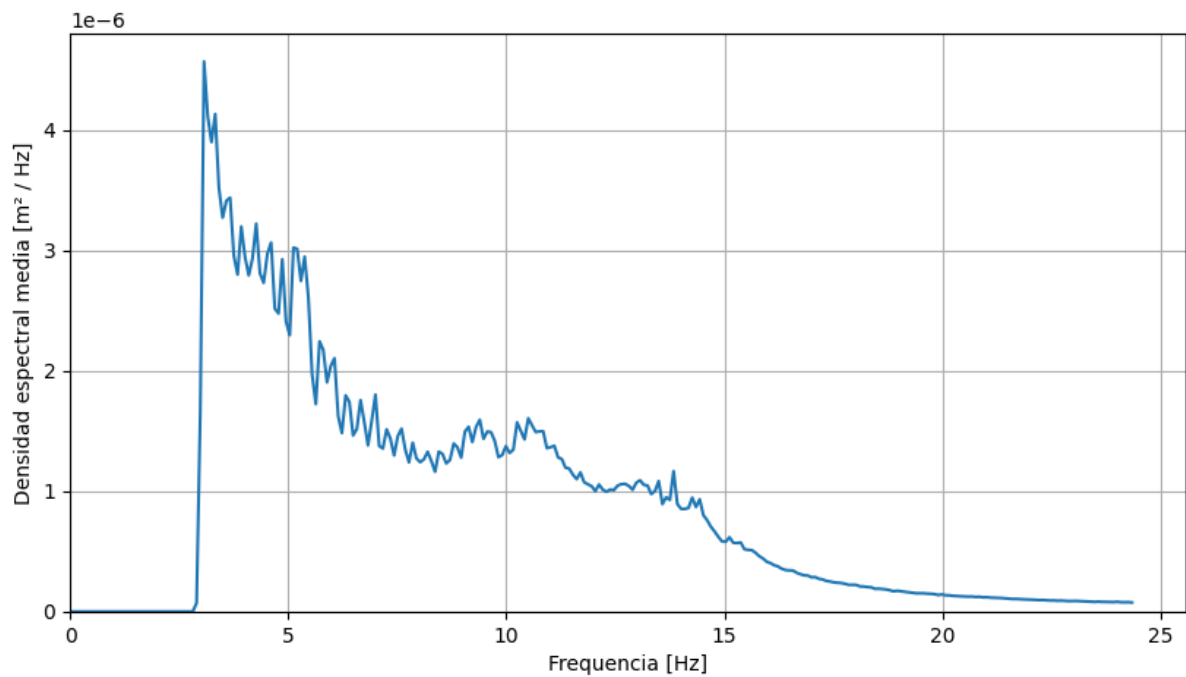


Figura 5-08: Espectro de frecuencias entre 3 y 25 Hz. Promedio de chunks muestreados en el periodo del 1 de septiembre y 30 de noviembre de 2023.

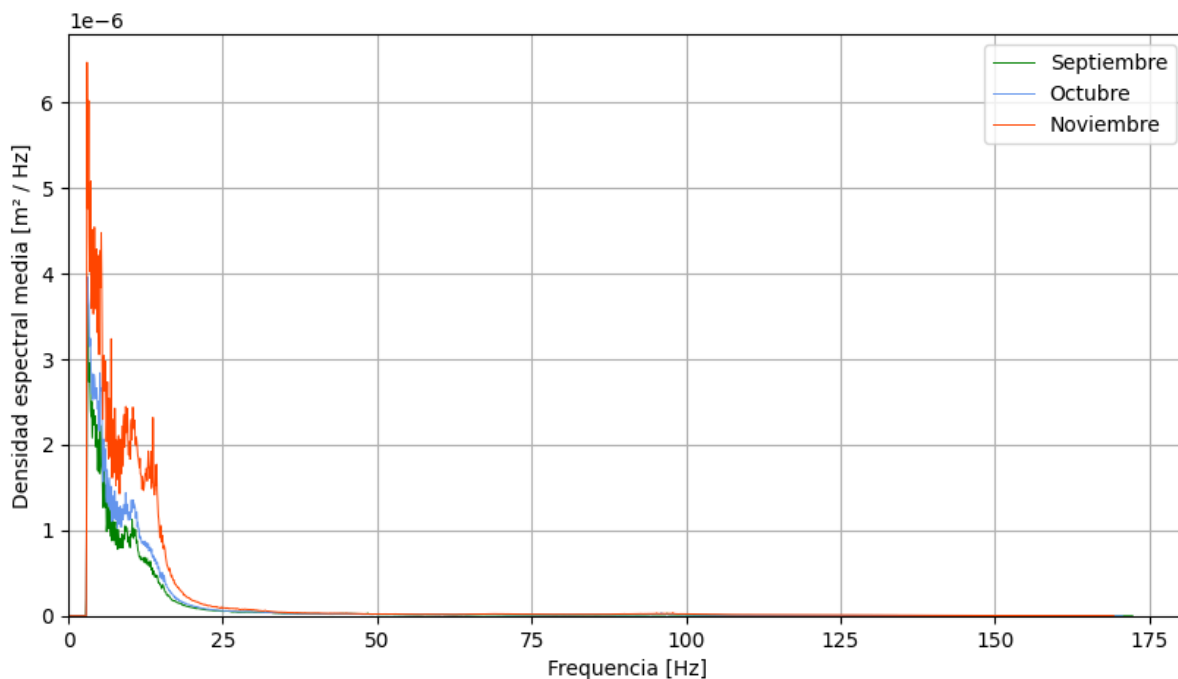


Figura 5-09: Superposición de espectro de frecuencias promedio de cada mes.

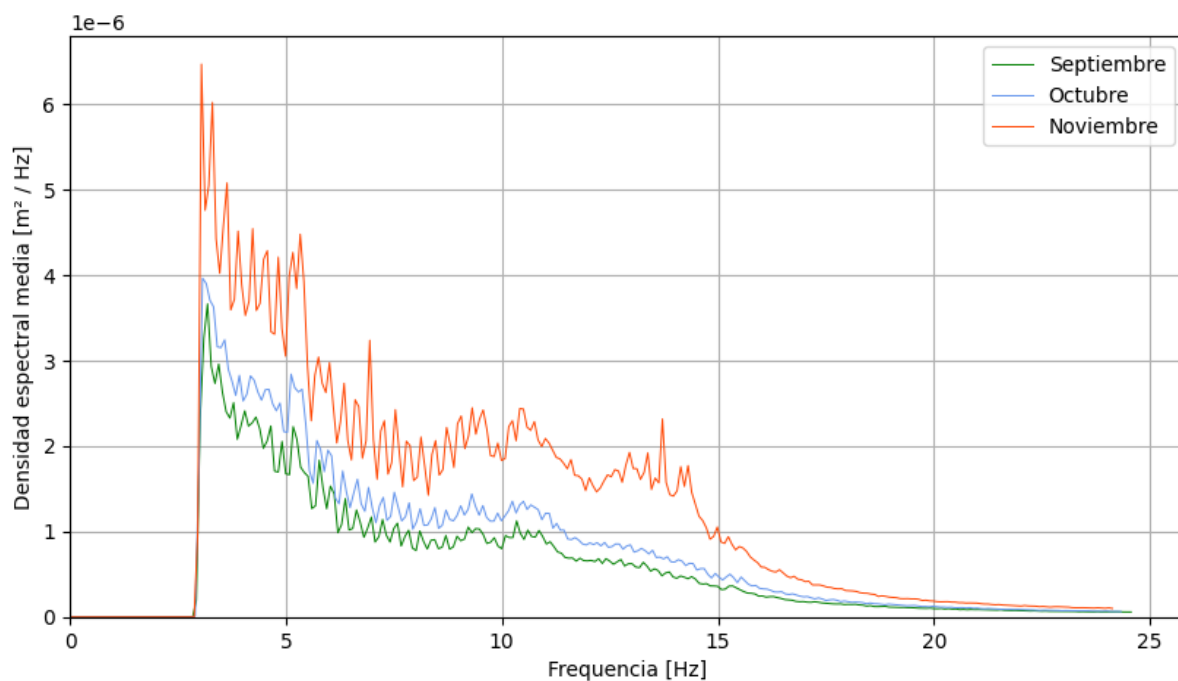


Figura 5-10: Superposición de espectro de frecuencias entre 3 y 25 Hz.
Promedio de cada mes.

5.2.2. Evaluación de la fatiga: amplitudes de flexión

Por medio de las amplitudes de desplazamiento en las vibraciones se puede evaluar si los niveles de vibraciones que se producen en el conductor están dentro de los niveles aceptables. Estos niveles aceptables fueron establecidos por la IEEE en la norma [1368 \(2006\)](#). En dicha norma, se definen criterios límites para las amplitudes de flexión:

- No más del 5 % de los ciclos de amplitud de flexión pueden exceder el límite de resistencia a la fatiga.
- No más del 1% de los ciclos podrán exceder 1,5 veces el límite de resistencia a la fatiga.
- Ningún ciclo puede exceder dos veces el límite de resistencia a la fatiga.

En la [Tabla B-01](#), del [Anexo B](#), se listan los límites de resistencia a la fatiga para diversos tipos de conductores. Para un conductor de cobre es de 35 Mpa, siempre y cuando el elemento de sujeción del conductor sea una abrazadera rígida.

El límite de resistencia a la fatiga puede calcularse empleando la ecuación [2.21](#) de Poffenberger-Swart. Siendo $p = \sqrt{H/EI}$ y “x” la posición donde se realiza la medición.

$$\sigma_a = \frac{d_o \cdot E_a \cdot p^2 / 4}{e^{-px} - 1 + p \cdot x} \cdot Y_b \quad (2.21)$$

Despejando Y_b de la ecuación [2.21](#) se obtiene la siguiente igualdad:

$$Y_b = 35 \text{ Mpa} \cdot \frac{e^{-px} - 1 + p \cdot x}{d_o \cdot E_a \cdot p^2 / 4} \quad (5.04)$$

Evaluando la ecuación 5.04 con los valores expresados en las tablas 5-02 (datos de la instalación) y 5-03 (datos del conductor), se obtiene que el valor de la amplitud de flexión pico a pico en el límite de resistencia a la fatiga es:

$$Y_{b\max} = 0,84\text{mm}$$

Se aplicaron los criterios definidos por la norma IEEE 1368 (2006) a los chunks de desplazamientos recolectados. En la Tabla 5-06 se vuelcan los resultados de dicho análisis. Como se puede observar, prácticamente no se han registrado muestras que excedan dicho límite. Solo en el mes de noviembre, se observa una incidencia del 0,28% del total muestreado, que representa unos 4 chunks del total de 1440.

Tabla 5-06: Porcentaje de muestras con vibraciones por encima de los límites recomendados.

Periodo	Cantidad de muestras	Muestras con desgaste acelerado [%]
Septiembre	1439	0
Octubre	1487	0
Noviembre	1440	0,28

En las figuras 5-12 y 5-13 se pueden observar dos muestras registradas en el transcurso del mismo día. La primera muestra una señal muy por debajo de la amplitud de flexión pico a pico límite de 0,84 mm, representada por la banda roja. En la segunda figura, se observa una señal oscilando por encima de dicho límite. Esta señal registrada, es una de las 4 que sobrepasaron el límite aceptable, como se explicó en el párrafo anterior.

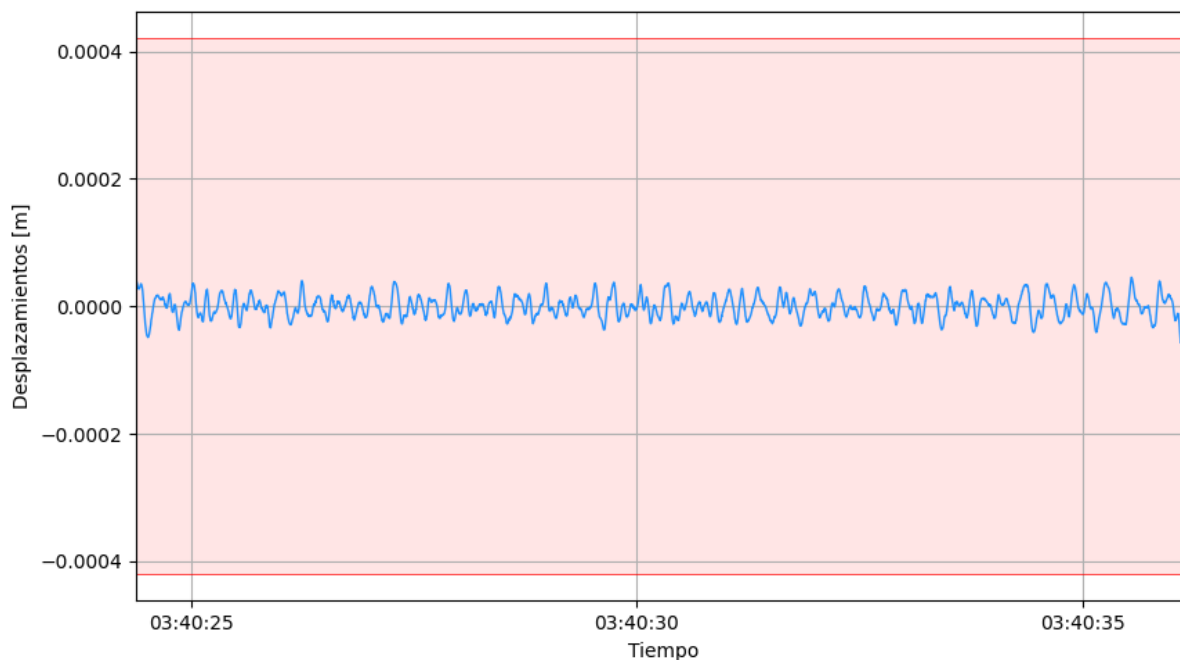


Figura 5-11: Señal oscilando por debajo del límite de resistencia a la fatiga (banda roja). Registrada el 08-11-2023 a las 3:40:23hs.

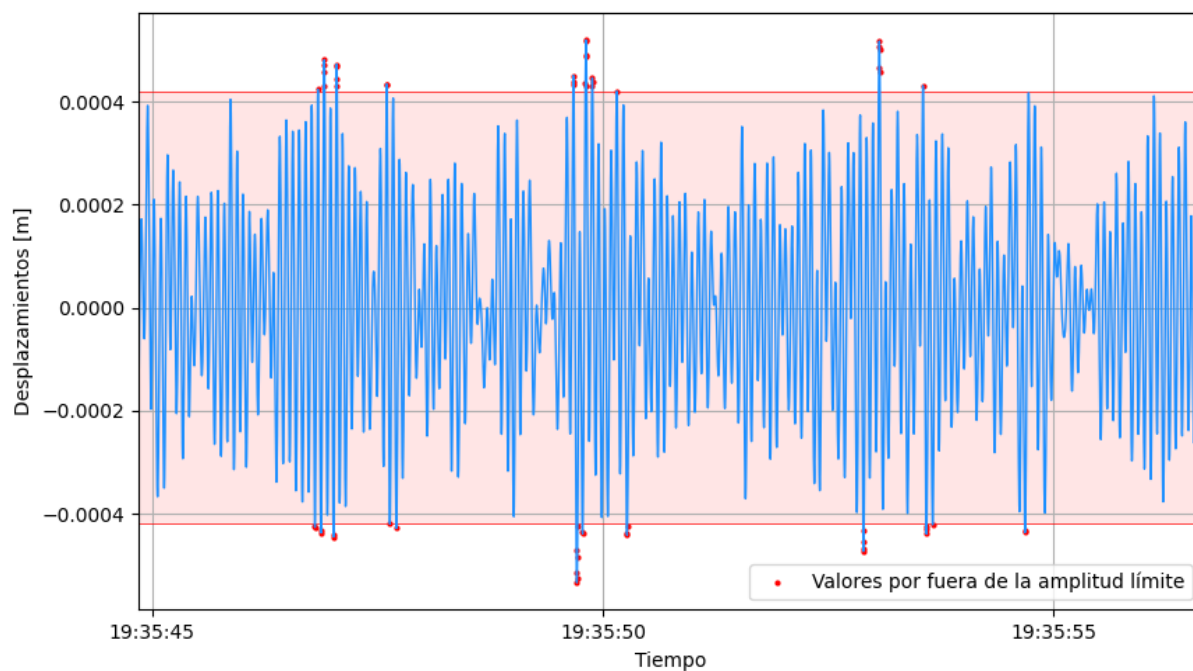


Figura 5-12: Señal oscilando por encima del límite de resistencia a la fatiga (banda roja). Registrada el 08-11-2023 a las 19:35:44hs.

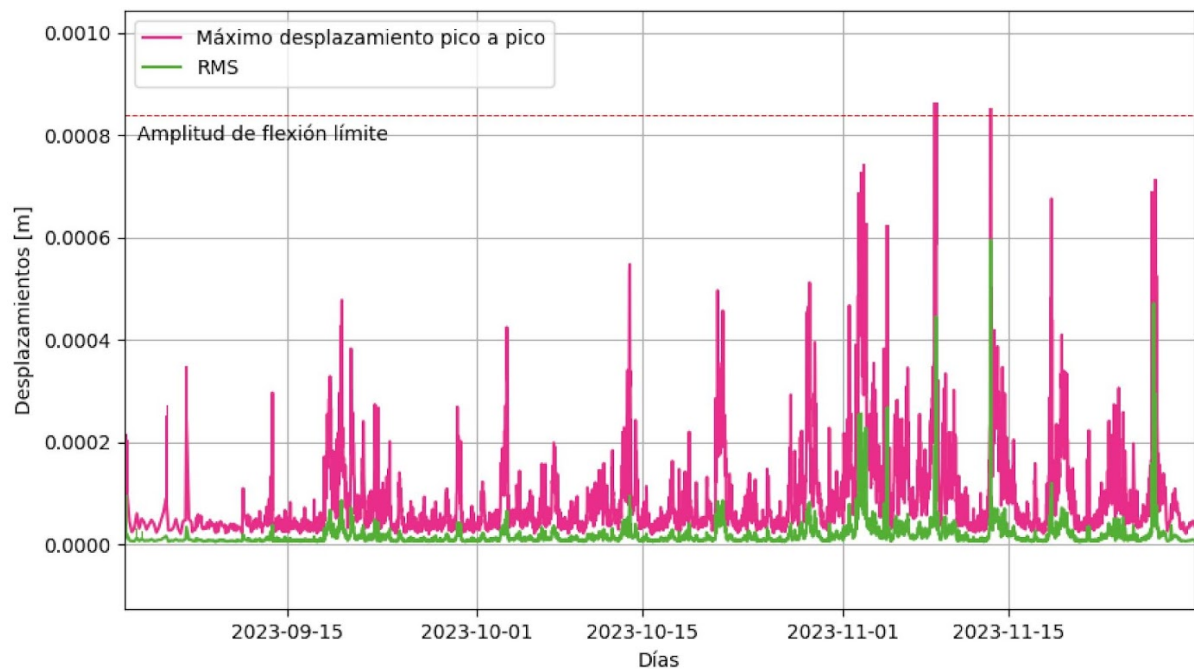


Figura 5-13: Valores RMS y máximos desplazamientos pico a pico por muestra.

En la [Figura 5-13](#) se grafican los valores máximos de amplitud pico a pico y el valor RMS de cada muestra tomada en el transcurso del periodo estudiado. La amplitud pico a pico indica la máxima distancia entre un valle y un pico de la señal de desplazamientos. El hecho de que su valor sobrepase la amplitud de flexión límite en una muestra nos indica que en ese momento se está produciendo un desgaste por fatiga por encima del límite de fatiga de 35 MPa (Ver [Figura 5-14](#)). En la figura se puede observar que solo en el mes de noviembre se registraron muestras que sobrepasan dicho límite.

El valor RMS (Root Mean Square) se relaciona con el contenido energético de la vibración (Ver [Ecuación 5.05](#)). A diferencia del valor pico a pico, que es un valor instantáneo, el RMS analiza toda la señal. Se puede contar con un valor alto de amplitud pico a pico pero un valor bajo de RMS, debido a que en él influyen la cantidad de picos y la frecuencia de vibración. Valores altos de RMS se relacionan con

vibraciones con mayores amplitudes y/o frecuencia, en consecuencia, con mayor desgaste.

$$\text{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T x^2(t) dt} \quad (5.05)$$

Este resultado tiene relación directa con el análisis de amplitudes que no cumplen con los criterios de vibraciones en niveles aceptables propuesto por la IEEE. Sin embargo, la cantidad de eventos registrados que no cumplen con dichos criterios es despreciable en comparación con la cantidad de muestras registradas.

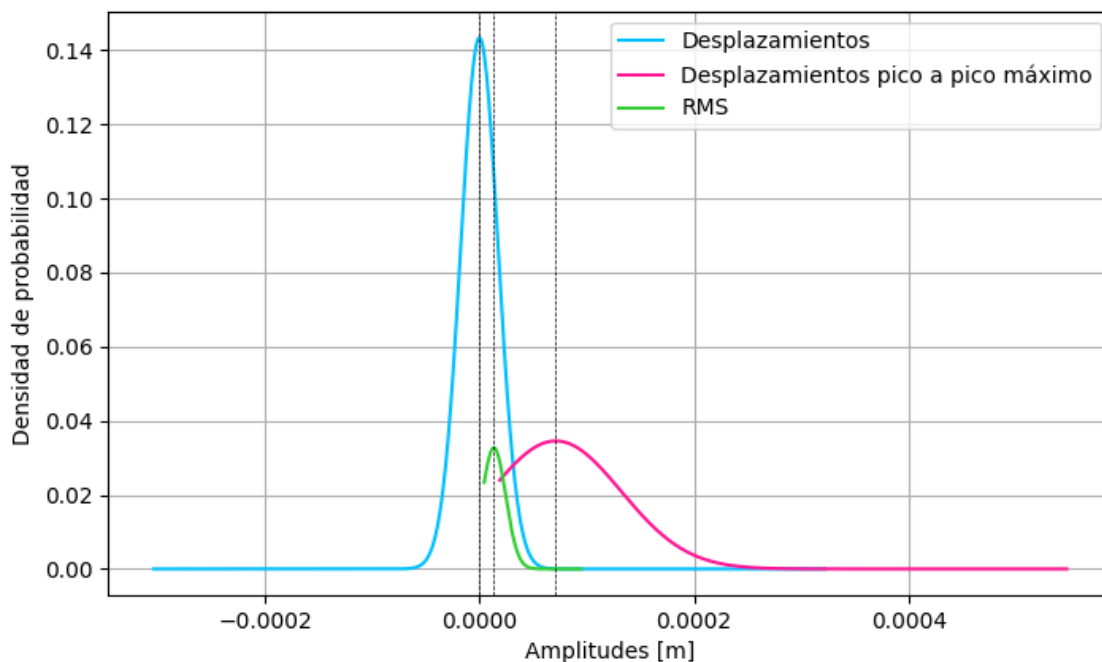


Figura 5-15: Distribución estadística de los desplazamientos en el total de las muestras.

En la [Figura 5-15](#) y la [Tabla 5-06](#) se resumen los valores más relevantes de la distribución de probabilidades de los distintos tipos de desplazamientos estudiados. Los desplazamientos en cada instante (línea azul) tienen una media y mediana centrada en cero con una varianza y desviación estándar pequeña. Los

desplazamientos pico a pico tienen una varianza más importante que en el resto de las estimaciones. El RMS, que es el valor que es más relevante para evaluar la dispersión en la capacidad de daño de las vibraciones, tiene una varianza menor.

Tabla 5-06: Medidas estadísticas de las distribuciones de probabilidad de los desplazamientos.

Amplitudes	Medio [m]	Mediana [m]	Desviación estándar [m]	Varianza [m]
Desplazamiento	$-1,33 \times 10^{-8}$	$-2,75 \times 10^{-8}$	2,78	$3,02 \times 10^{-10}$
Desplazamiento pico a pico	$7,11 \times 10^{-5}$	$4,89 \times 10^{-5}$	11,54	$3,72 \times 10^{-9}$
RMS	$1,34 \times 10^{-5}$	$9,32 \times 10^{-6}$	12,19	$1,21 \times 10^{-10}$

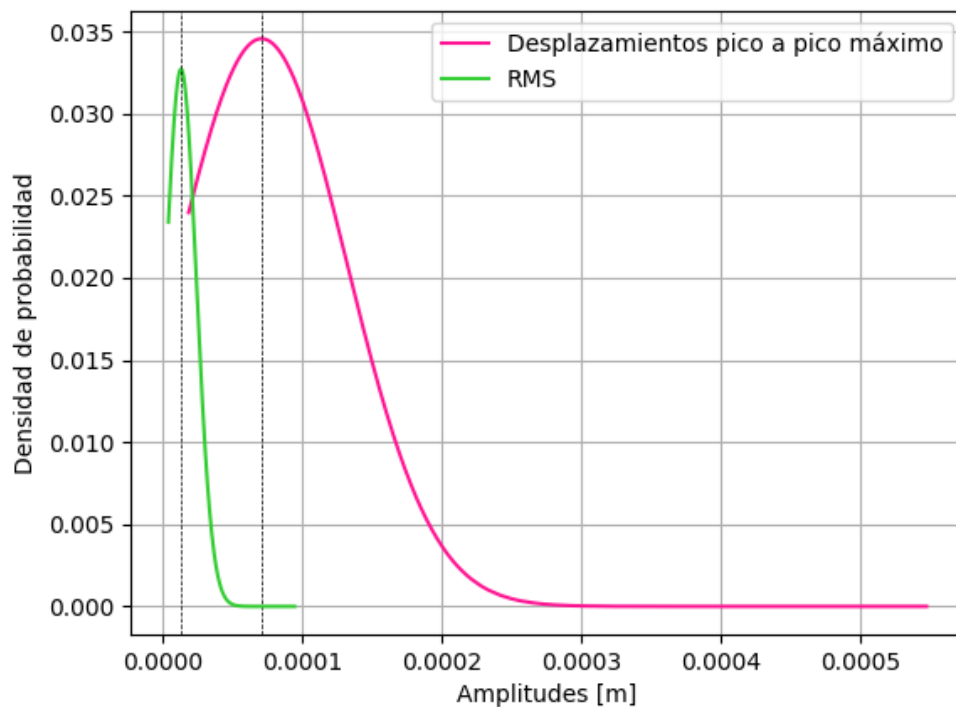


Figura 5-16: Distribución estadística de los desplazamientos en el total de las muestras. Valores de RMS y Desplazamientos pico a pico.

5.2.3. Estimación de fatiga

En esta sección se busca determinar de forma estimativa el desgaste diario producido por las vibraciones eólicas. Para ello se emplea la metodología propuesta en la [Sección 4.2.4](#). En la [Figura 5-14](#) se representó la curva de Wöhler correspondiente a un conductor tipo BCC. También se puede observar la línea de límite de fatiga, de 35 MPa .

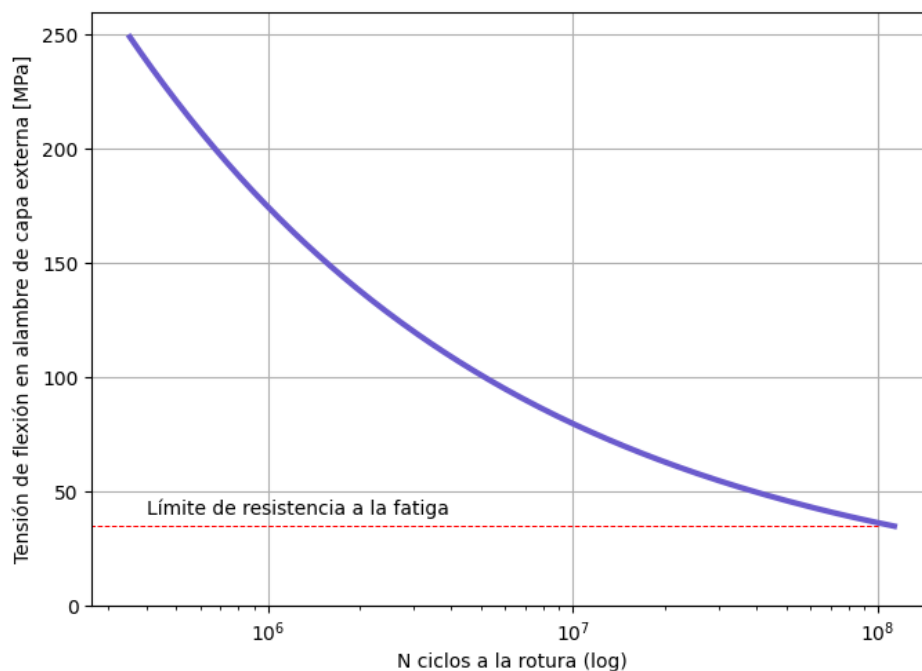


Figura 5.14: Curva de Wöhler para conductores de cobre.
(Fuente: [EPRI, 2006](#))

Por medio de la extrapolación lineal de las muestras diarias reportadas se determinó que el daño promedio mensual es de 0,00032. En la [Figura 5-15](#) se puede observar la evolución del desgaste diario a lo largo del plazo estudiado. Esto equivale a una vida útil estimada de 260 años, considerando que el fin de la vida útil del conductor se produce cuando la sumatoria del desgaste acumulado es 1. Dado que la línea se ha instalado en 1929, la vida útil remanente estimada es de 166 años.

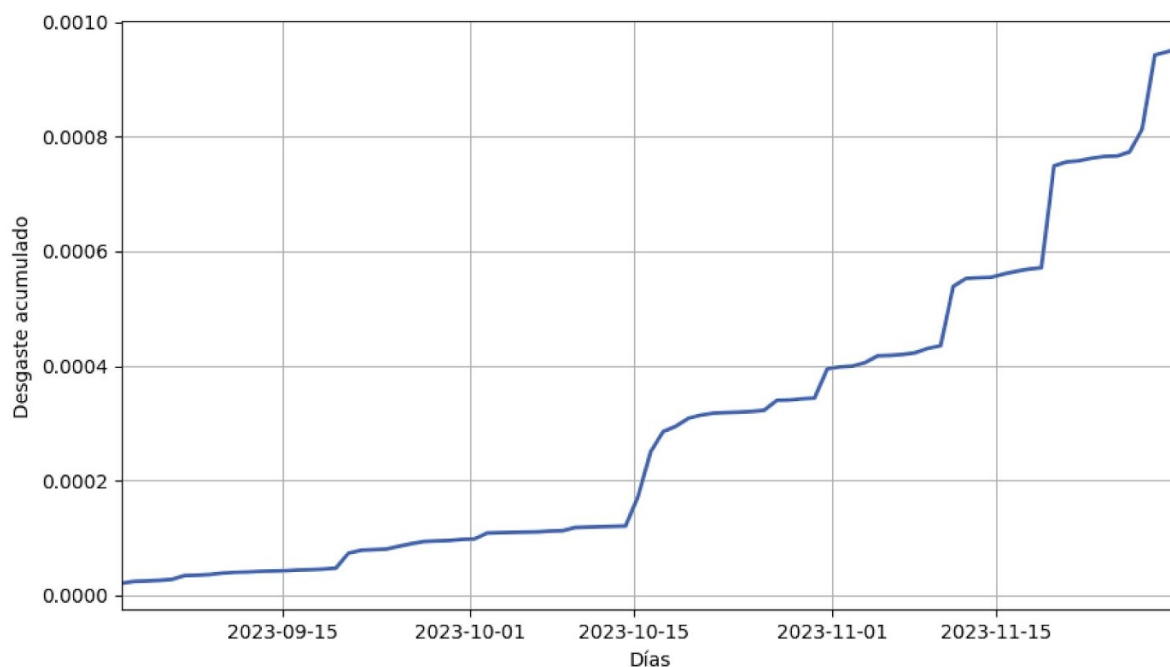


Figura 5-15: Daño acumulado en el plazo de 3 meses. Desde el 1 de septiembre de 2023 al 30 de noviembre de 2023.

En la [Tabla 5-06](#) se volcaron los datos relativos al desgaste producido en cada mes del trimestre analizado. Como se puede observar, tanto en la [Figura 5-15](#) como en la tabla, la tendencia en los valores de desgaste aumento mes a mes, en concordancia con lo analizado en las secciones anteriores. Es decir, se observa una correlación entre los aumentos de energías en las vibraciones y el aumento de desgaste producido en el conductor.

Tabla 5-06: Resultados mensuales de la estimación de fatiga.

Periodo	Desgaste mensual	Vida útil estimada [años]	Vida restante estimada [años]
Septiembre	0,00011	757	663
Octubre	0,00030	277	183
Noviembre	0,00054	154	60

5.2.4. Conclusiones parciales

En las secciones anteriores se pudo analizar el estado del conductor desde distintos puntos de vista. Por un lado, se analizó las frecuencias de vibraciones predominantes. Las mismas demostraron ser bajas, considerando que en el fenómeno de vibraciones eólicas el rango de vibraciones posibles se encuentra entre 3 y 200Hz. Son valores coherentes, dado que la longitud del vano es de 165 m, y habitualmente, se asocian frecuencias de vibraciones más bajas para vanos cortos.

Respecto a las amplitudes de vibración, se analizaron desde varias perspectivas. Se evaluó si el conductor supera las amplitudes límites de vibración con base en los criterios propuestos por la IEEE (Ver [Tabla 5-06](#)). Dichos criterios buscan definir si una vibración se encuentra dentro de los rangos aceptables o no. De las muestras registradas, sólo durante el mes de noviembre se encontraron casos donde estos criterios no se cumplen. Sin embargo, el porcentaje de ocurrencia de este tipo de vibraciones más dañinas es bajo, se considera despreciable.

Se analizó también los desplazamientos pico a pico máximos y la media cuadrática (RMS) de cada muestra de desplazamientos (Ver [Figura 5-13](#)). El valor RMS es el más representativo de la energía de la vibración, puesto que considera todo el historial de la misma. De dicho valor, se registraron picos más altos en el mes de noviembre, coincidente con el aumento de energía representado en los espectros de frecuencias de la [Figura 5-10](#). Se puede observar, contrastando ambas gráficas, el aumento mes a mes de la energía de las vibraciones.

La fatiga estimada en el conductor aumenta mes a mes en el plazo analizado, en concordancia con los aumentos antes mencionados en los espectros de frecuencia, la evolución de los valores RMS y desplazamientos pico a pico máximos por muestra como se refleja en la [Figura 5-15](#). Si bien, para la estimación diaria se emplea un modelo simple, el de extrapolación lineal, se considera que en términos cuantitativos, la información obtenida es coherente. Para esta metodología, contar con una gran cantidad de muestras es importante, ya que permite obtener promedios más representativos del fenómeno real. Resta contrastar los valores obtenidos con estudios de laboratorio para determinar la calidad cuantitativa de los valores de fatiga diarios.

Respecto al estado de la línea, con base en el análisis presente, es factible concluir que no requiere de la implementación de algún dispositivo de amortiguación de vibraciones, o la consideración de un rediseño. No se puede afirmar que el aumento del desgaste tiene concordancia con la disminución de las temperaturas medias y el aumento en las velocidades del viento, pero si se observa que puede ser factible.

Capítulo 6: Conclusiones

Las vibraciones eólicas en conductores eléctricos son capaces de provocar el acortamiento de su vida útil en servicio. Un mal diseño de la línea eléctrica, desde el punto de vista de las vibraciones eólicas, puede implicar un alto costo para la industria a corto o mediano plazo. Por ello, es importante estudiar y monitorear el efecto que tienen las mismas en la generación de fatiga del conductor.

En este proyecto se analizaron diversas alternativas para el estudio y la evaluación de la fatiga. El modelo desarrollado, consiste básicamente en asumir que el daño producido por fatiga es acumulable en el tiempo. A su vez, se considera que el conductor se comporta como una viga empotrada, y de esta forma, se logra calcular las tensiones generadas por las vibraciones.

Se aplicó la metodología propuesta para analizar un caso particular, el de un conductor instalado en Bélgica. El mismo es del tipo BCC (Bare Copper Conductor), el cual es un tipo de conductor muy poco común hoy en día, donde en el mercado predominan alternativas construidas con aluminio, acero y aleaciones. Los resultados obtenidos son coherentes considerando que el conductor fue instalado en 1929 y que las vibraciones registradas se relacionan con un nivel de daño leve. En la [Sección 5.2.4](#) se detallan las conclusiones del análisis del caso.

Con la metodología propuesta se pudo evaluar y estimar la fatiga generada en el conductor. El método permite analizar el estado de la línea de forma confiable. Sin embargo, para poder afirmar que la estimación de fatiga diaria generada en el conductor se aproxima a valores reales, es necesario realizar tests que permitan contrastar los resultados.

Se puede concluir que el uso de acelerómetros para el monitoreo de líneas eléctricas permite evaluar por medio de las vibraciones registradas el comportamiento vibratorio predominante en el mismo de forma detallada.

Capítulo 7: Recomendaciones

El campo de estudio de las vibraciones eólicas en conductores es muy amplio dada la variedad de tipos de conductores, dispositivos de sujeción, amortiguadores, entre otros elementos, que se pueden encontrar en el mercado. El modelo desarrollado en el presente proyecto, tiene varios puntos de mejora, que son interesantes a considerar en estudios futuros:

- El modelo propuesto sigue las recomendaciones de la [IEEE 1368 \(2006\)](#). Es decir, que el sistema para monitorear las aceleraciones, se instala a 89 mm del último punto de contacto entre el conductor y la sujeción. Una mejora importante es poder evaluar y estimar la fatiga del conductor independientemente de la distancia de instalación del mismo respecto a la sujeción.
- Considerar el efecto de la temperatura en las tensiones axiales del conductor. Cuanto menor sea la temperatura mayor será la tensión y la capacidad de disipar energía por parte del conductor disminuye.
- Los dispositivos de sujeción del conductor que son flexibles pueden generar resultados que difieren de la realidad bajo este modelo. Esto se debe a que la principal hipótesis para el cálculo de las tensiones, es asumir que el conductor se comporta como una viga empotrada.
- Evaluar la implementación de otro método para la estimación de la fatiga diaria estimada a partir de las muestras de aceleraciones.

Bibliografía

- [1] EPRI. "Transmission Line Reference Book: Wind-Induced Conductor Motion." Palo Alto, 2006.
- [2] Lienhard, J. H. "Synopsis of Lift, Drag and Vortex Frequency Data for Rigid Circular Cylinders." Estados Unidos, 1966.
- [3] Begin J.C., Chen G. G., Rindall B. D. "Modal Analysis of a Tower Crossarm to Reduce Vibration and Fatigue." Canadian Electrical Association, 1991
- [4] Zasso, A., Belloli M., Giappino S., Muggiasca S. "Pressure Field Analysis on Oscillating Circular Cylinders. Proc. of 6th Asia-Pacific Conference on Wind Engineering." Seoul. 2005
- [5] Norma IEEE 1368. "Guide for Aeolian Vibration Field Measurements of Overhead Conductors." 2006
- [6] CIGRE WG B2.11.04. "Overhead Conductor Safe Design Tension with Respect to Aeolian Vibrations." Electra Vol. 273, 2005.
- [7] Norma IEC-60826. "Overhead transmission lines." Design criteria. 2017
- [8] EPRI. "Transmission Line Reference Book - 200 kV and Above." Third Edition. 2005
- [9] CIGRE Green Books. "Overhead Lines. Study Committee B2: Overhead Lines." París, Francia. 2016
- [10] Claren R., Diana, G. "Mathematical Analysis of Transmisión Line Vibration". Transactions on Power Apparatus and Systems (IEEE), Vol. PAS-88, NO. 12, 1969.
- [11] Kiessling F., Nefzger P., Nolasco J. F., Kaintzyk U. "Overhead Power Lines - Planning Design Construction". Springer. Berlín, Alemania. 2014
- [12] CIGRE WG B2.11.07. "Fatigue Endurance Capability of Conductor/Clamp Systems." Electra Vol. 332, 2007.

[13] CIGRE WG B2.30. "Engineering Guidelines Relating to Fatigue Endurance Capability of Conductor/Clamp Systems". Electra Vol. 429, 2010.

[14] CIGRE SC 22 WG04. "Endurance Capability of Conductors." 1988

[15] Milne I., Ritchie R. O., Karihaloo, B. "Comprehensive Structural Integrity. Fracture of Materials from Nano to Macro" Elsevier Science. 2003

[16] Norma ASTM B3-13. "Standard Specification for Soft or Annealed Copper Wire". 2018

[17] Witold Pedrycz, Shyi-Ming Chen. "Time Series Analysis, Modeling and Applications. A Computational Intelligence Perspective". Springer-Verlag Berlin Heidelberg. Berlin, Alemania. 2013

[18] Norma ASTM E-1049. "Standard Practices for Cycle Counting in Fatigue Analysis". 2005

[19] Poffenberger J. C. , Swart R. L. "Differential Displacement and Dynamic Conductor Strain" 1965

[20] Ballengee, D.W., Chen C. F. "Experimental Determination of the Separation Point of Flow around a Circular Cylinder" Flows: Its Measurement and Control in Science and Industry." 1971

Anexo A: Parámetros empíricos de auto-amortiguación

Tabla A-01: Parámetros empíricos de auto-amortiguación.

Investigaciones	l	m	n	Method	End Cond.	Long. vano [m]	n° alambres x tensions
Tompkins et al. (1956)	2,3-2,6	5,0-6,0	1,9 ⁽¹⁾	ISWR	N.A.	36	1 x 2
Claren & Diana (1969b)	2,0	4,0	2,5; 3,0; 1,5	PT	M.B.	46	3 x 3
Seppä (1971), Noiseux (1991)	2,5	5,75	2,8	ISWR	N.A.	36	1 x 8
Rawlings (1983)	2,2	5,4		ISWR	N.A.	36	1 x 1
Lab. A (CIGRE 22.01 1989)	2,0	4,0		PT	M.B.	46	1 x 1
Lab. B (CIGRE 22.01 1989)	2,3	5,2		PT	P.E.	30	1 x 1
Lab. C (CIGRE 22.01 1989)	2,44	5,5		ISWR	N.A.	36	1 x 1
Kraus & Hagedorn (1991)	2,47	5,38	2,80	PT	P.E.	30	1 x ?
Noiseux (1991) ⁽²⁾	2,44	5,63	2,76	ISWR	N.A.	63	7 x 4
Tavano (1988)	1,9 - 2,3	3,8 - 4,2		PT	M.B.	92	4 x 1
Möcks & Schmidt (1989)	2,45	5,38	2,4	PT	P.E.	30	16 x 3
Mech.Lab Politecnico di Milano (2000)	2,43	5,5	2	ISWR	P.E.	46	4 x 2

ISWR: Inverse Standing Wave Method

PT: Power Method

N.A.: Non applicable

M.B.: Massive block

P.E.: Pivoted Extremity

(1): extrapolated

(2): Data corrected for aerodynamic damping

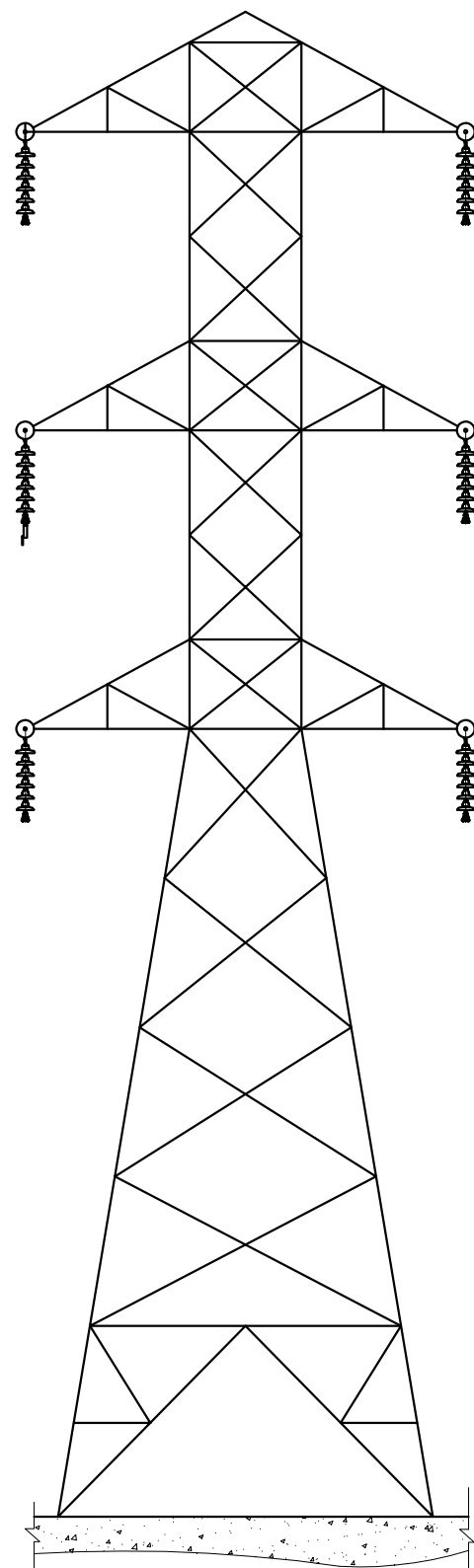
Anexo B: Límites de resistencia a la fatiga

Tabla B-01: Frecuencias naturales del conductor en la instalación. (EPRI, 2006)

Tipo de conductor	$\sigma_a/f_{y_{max}}$ [MPa-s/mm]	Límite de resistencia a la fatiga	
		σ_a [MPa]	$f_{y_{max}}$ [mm/s]
AAC	0,172	22	128
AlI-5005 Alloy	0,172	22	128
AlI-Aldrey or 6201	0,172	15	87
ACSR (Excepto 7 / 1)	0,186	22	118
ACSR (7 / 1)	0,148	22	149
Copper (Cu)	0,409	35	86
Copperweld (Cw)	0,299	35	117
6 Cu/1 Cw	0,377	35	93
2 Cu/1 Cw	0,359	35	97
EHS Steel (Galv.)	0,499	192	385
EHS Steel (Aluminized)	0,497	135	272
Alumoweld	0,498	135	276

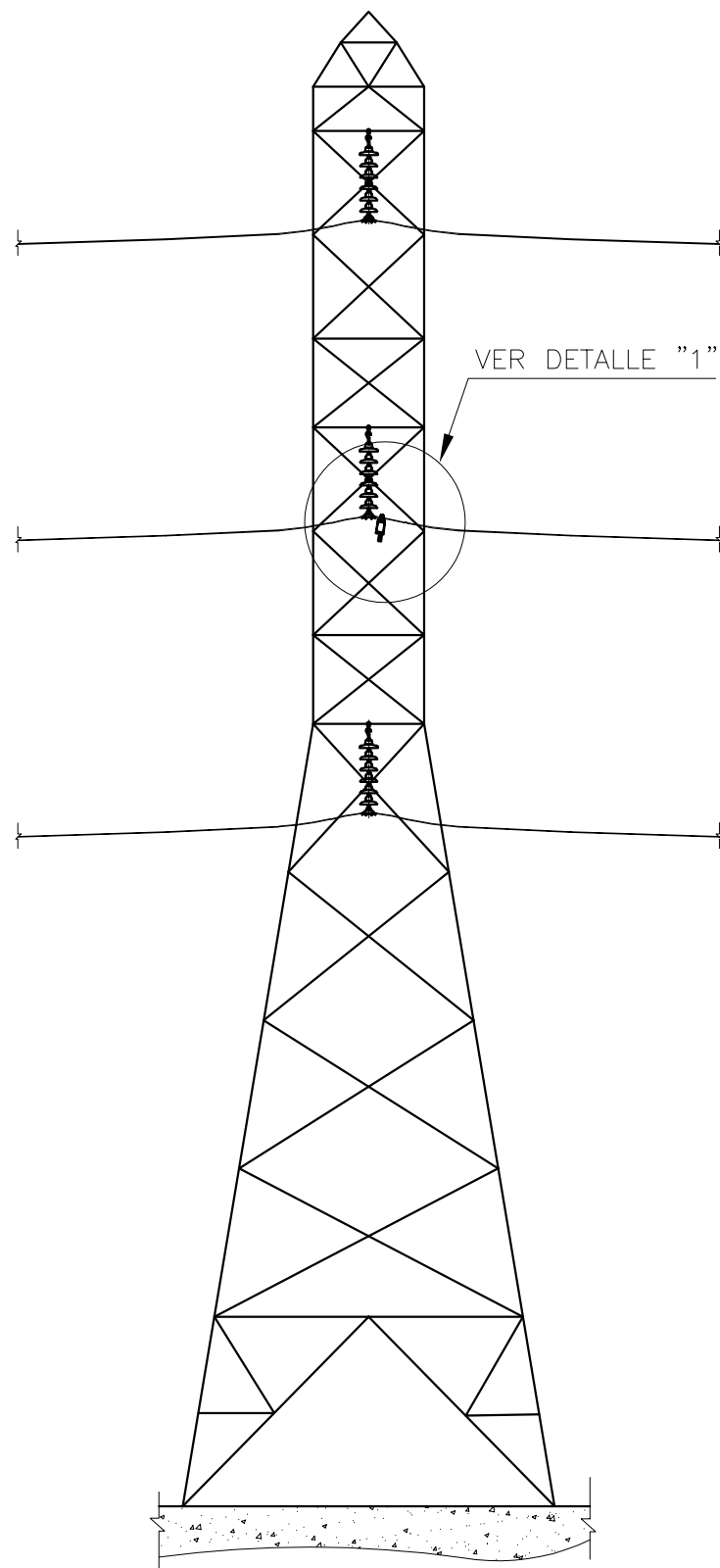
Nota: los valores fueron obtenidos de ensayos de fatiga. Los conductores estaban sostenidos por abrazaderas rígidas. Eran abrazaderas de suspensión comerciales comunes de radio corto o abrazaderas acampanadas de aluminio. Los límites de resistencia enumerados en esta tabla se aplican a este tipo de combinación de conductor y abrazadera.

PLANO DE MONTAJE



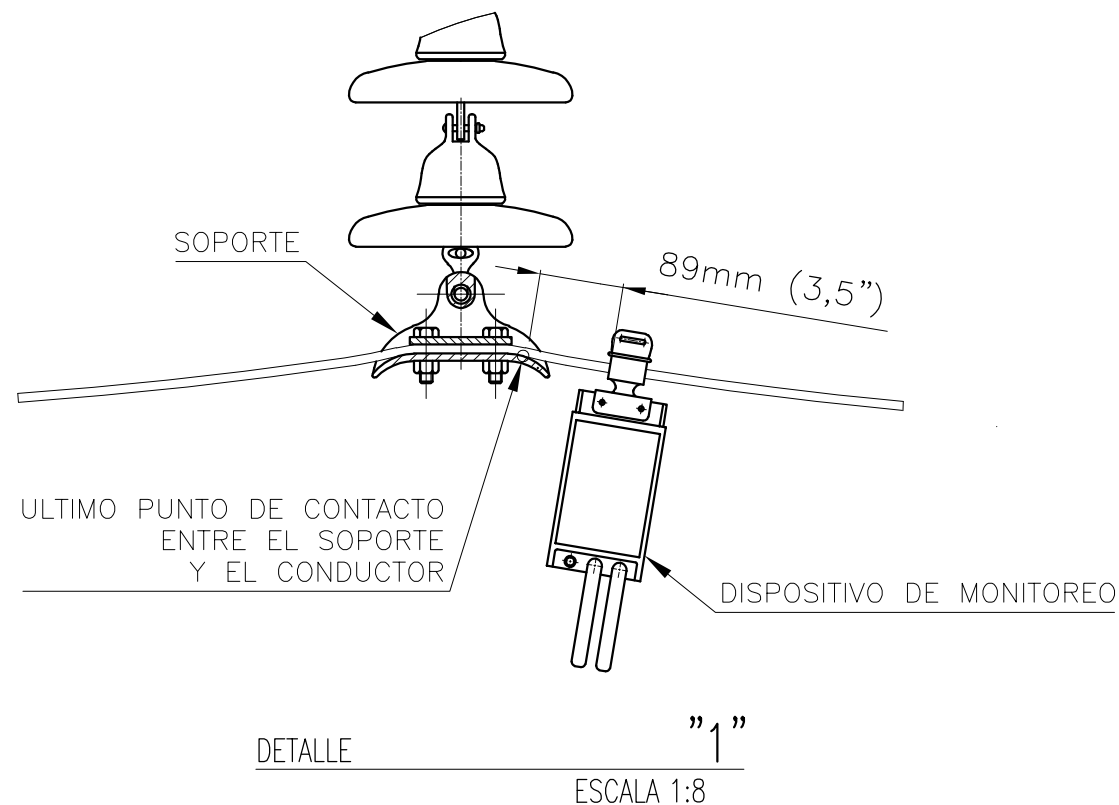
VISTA

FRONTAL
ESCALA 1:100



VISTA

LATERAL
ESCALA 1:100



INSTRUCCIONES DE MONTAJE DEL DISPOSITIVO EN LINEA ELECTRICA

1. ENCENDER EL DISPOSITIVO Y VERIFICAR QUE FUNCIONE CORRECTAMENTE..
2. EL OPERARIO DEBERA SUBIR CON UNA GRUA HASTA EL PUNTO DE INSTALACION DEL DISPOSITIVO, EMPLEANDO LOS ELEMENTOS DE SEGURIDAD PARA TRABAJAR EN ALTURA.
3. SE DEBE ENGANCHAR CON UNA PERTIGA LA PINZA DEL DISPOSITIVO, PARA FACILITAR SU MANIPULACION A DISTANCIA.
4. MANTENIENDO UNA DISTANCIA SEGURA PARA EL OPERARIO (MINIMO 2 METROS), PROCEDER A INSTALAR EL DISPOSITIVO EMPLEANDO LA PERTIGA EN LA POSICION INDICADA EN DETALLE "1".

PLANO DE MONTAJE
INSTALACION DE DISPOSITIVO
PARA MONITOREO DE LA
SALUD DE LINEA ELECTRICA

DIBUJO
PISTARELLI LETICIA

FECHA
11/12/23

HOJA N°:
1

CONTINUA EN:
—

ESCALA DIB.
1:100