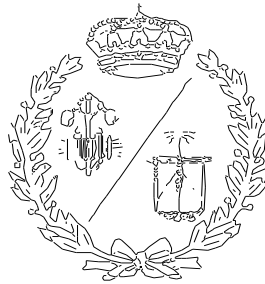


ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Grado

ÍNDICES DE SALUD DE LOS ACTIVOS DE UNA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN

(Health Indexes for assets of an electricity distribution
network)

Para acceder al Título de

**GRADUADO EN INGENIERÍA EN
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES**

Autor: Fernando Flor Gómez

Septiembre - 2018

Agradecimientos

Me gustaría expresar el agradecimiento a mi familia por su apoyo a lo largo de toda la carrera, y especialmente a mi madre, porque sin ella habría sido todo mucho más difícil.

También agradecer a mi novia por ser mi vía de escape en los momentos más complicados; y a mis compañeros de clase, que hicieron las tardes de estudio mucho más amenas en la salita.

Muchas gracias a mis tutores Mario Mañana, en la Universidad, y Antonio González en la compañía eléctrica por su ayuda con este trabajo. Por último agradecer a todos los trabajadores y compañeros de la compañía eléctrica, por haberme acogido como uno más desde el primer día y por su ayuda con el trabajo.

Resumen

Este trabajo responde a un proyecto del departamento de mantenimiento de red de una compañía eléctrica, que pretende establecer una metodología para la determinación de los índices de salud de los activos de su red eléctrica de distribución. Para ello se realiza un revisión bibliográfica de las metodologías actuales de mantenimiento, que lleva a la elección de la norma DNO Británica [13].

Esta norma establece una serie de parámetros e inputs que permiten determinar la Probabilidad y las Consecuencias de Fallo de cada activo, con los que se construye una matriz de riesgo. Esta matriz de riesgo permite llevar a cabo una priorización a la hora de dirigir los esfuerzos de mantenimiento, que no son ilimitados, a los activos que presentan un mayor riesgo.

Tras la explicación de dicha norma, se procede a su aplicación a dos de los tipos de activos de mayor importancia de la red de distribución, los transformadores de AT y los cables subterráneos. Éstos son colocados en una posición en la matriz de riesgo actual, así como en matrices de riesgo futuras, con predicciones a corto, medio y largo plazo(2, 5 y 10 años respectivamente).

Abstract

This paper is part of the project of an electricity company maintenance department, that aims to establish a methodology which will allow them to determine the health indexes of their electricity distribution network assets. In order to achieve this goal, a bibliographic review is done. This review leads to the choice of a specific methodology, the British DNO [13].

This methodology takes into account a series of inputs and parameters that allow obtaining the Probability and Consequences of Failure of each asset. With these two outputs, a risk matrix is built. The risk matrix allows the department to prioritize their maintenance resources (which are not unlimited) , focusing on the most critical assets.

Once the methodology is fully explained, it is applied to two kinds of electrical assets, especially important for the distribution network, the High Voltage transformers and the underground cables. These assets are placed in a position in the current risk matrix, as well as in future matrices, with short, medium and long term predictions (2, 5 and 10 years).

Índice de figuras

1.	Proceso a seguir en el tratamiento de los datos, figura extraída de [16]	2
2.	Evolución del mantenimiento, figura adaptada de [9]	4
3.	Curva de la bañera, extraída de [19]	5
4.	“Stairway to heaven” de Du Pont, figura adaptada de [11]	6
5.	Clasificación del sistema de mantenimiento, figura adaptada de [9]	7
6.	Flujograma general del procedimiento	14
7.	Flujograma para el cálculo de la matriz de riesgo	15
8.	Matriz de riesgo	16
9.	Combinación de factores para cálculo de factor modificador de salud de transformador principal, figura adaptada de [13]	28
10.	Combinación de factores para cálculo de factor modificador de salud de cambiador de toma, figura adaptada de [13]	29
11.	Evolución del factor de reducción de envejecimiento, figura adaptada de [13]	38
12.	Flujograma de procedimiento de obtención de CoF, adaptado de [13]	45
13.	Informe Test de Aceite - Caso Transformador AT	52
14.	Informe Test de DGA 2017 - Caso Transformador AT	53
15.	Informe Test de DGA 2018 - Caso Transformador AT	53
16.	Informe Test de FFA - Caso Transformador AT	54
17.	Resultado test de cubiertas cable subterráneo no presurizado - Caso Cable subterráneo no presurizado	59
18.	Resultados test de Descargas Parciales para fase L1 - Caso Cable subterráneo no presurizado	60
19.	Resultados test de Descargas Parciales para fase L2 - Caso Cable subterráneo no presurizado	60
20.	Resultados test de Descargas Parciales para fase L3 - Caso Cable subterráneo no presurizado	61
21.	Resultados test de Descargas Parciales para las tres fases - Caso Cable subterráneo no presurizado	61
22.	Matriz de riesgo actual - Transformadores de AT	73
23.	Matriz de riesgo - Predicción a 2 años - Transformadores de AT	73
24.	Matriz de riesgo - Predicción a 5 años - Transformadores de AT	73
25.	Matriz de riesgo - Predicción a 10 años - Transformadores de AT	73
26.	Matriz de riesgo actual - Cables subterráneos no presurizados	81
27.	Matriz de riesgo - Predicción a 2 años - Cables subterráneos no presurizados	81
28.	Matriz de riesgo - Predicción a 5 años - Cables subterráneos no presurizados	82
29.	Matriz de riesgo - Predicción a 10 años - Cables subterráneos no presurizados	82
30.	Matriz de riesgo - Cables subterráneos de aceite	83

Índice de tablas

1.	Listado de abreviaturas	X
2.	Ejemplo resultados con ponderación decimal, tabla extraída de [16]	11
3.	Ejemplo resultados con ponderación logarítmica, tabla extraída de [16]	11
4.	Categorización de activos, tabla adaptada de [13]	19
5.	Inputs de condición observada, tabla adaptada de [13]	24
6.	Inputs de condición medida, tabla adaptada de [13]	26
7.	Combinación de factores de condición observada y medida, tabla adaptada de [13]	27
8.	Obtención de factor modificador de salud trafo principal, tabla adaptada de [13]	27
9.	Obtención de factor modificador de salud de cambiador de tomas, tabla adaptada de [13]	28
10.	Puntuación de acidez del aceite , tabla adaptada de [13]	29
11.	Puntuación de humedad del aceite , tabla adaptada de [13]	29
12.	Puntuación de Tensión de ruptura (TR) del aceite , tabla adaptada de [13]	30
13.	Factor de condición de Test de aceite, tabla adaptada de [13]	30
14.	Límite inferior de índice de salud derivado del test de aceite, tabla adaptada de [13]	30
15.	Calibración de cantidad de Hidrógeno, tabla adaptada de [13]	31
16.	Calibración de cantidad de Metano, tabla adaptada de [13]	31
17.	Calibración de cantidad de Etileno, tabla adaptada de [13]	31
18.	Calibración de cantidad de Etano, tabla adaptada de [13]	31
19.	Calibración de cantidad de Acetileno, tabla adaptada de [13]	31
20.	Calibración de categoría de cambio, tabla adaptada de [13]	32
21.	Calibración factor de test DGA, tabla adaptada de [13]	32
22.	Calibración test FFA, tabla adaptada de [13]	33
23.	Constantes K y C de curva de PoF, tabla adaptada de [13]	36
24.	Factor de reducción de envejecimiento r , tabla adaptada de [13]	38
25.	Inputs afectados por intervenciones de rehabilitación, tabla adaptada de [13]	44
26.	Clasificación del índice de salud(HI), adaptada de [13]	48
27.	Clasificación del índice de criticidad(C), adaptada de [13]	48
28.	Datos puntuación inicial de salud - Caso Transdormador AT	49
29.	Datos Test de Aceite - Caso Transformador AT	52
30.	Datos necesarios para factor test DGA - Caso Transformador AT	53
31.	Puntuaciones de cada gas Test 2017 - Caso Transformador AT	54
32.	Puntuaciones de cada gas Test 2018 - Caso Transformador AT	54
33.	Resumen de datos empleados para la metodología - Caso Cable subterráneo no presurizado	58
34.	Transformador principal: Datos y resultado de puntuación inicial de salud - Transformador AT	65
35.	Cambiador: Datos y resultado de puntuación inicial de salud - Transformador AT	65
36.	Transformador principal: Factor de condición observada - Transformador AT	66
37.	Cambiador: Factor de condición observada - Transformador AT	67
38.	Resumen informes Test de aceite - Transformador AT	67
39.	Resumen informes Test DGA 2017 - Transformador AT	68
40.	Resumen informes Test DGA 2018 - Transformador AT	68
41.	Resumen factores de tests adicionales - Transformador AT	68
42.	Resultado factor modificador de puntuación de salud - Transformador AT	69
43.	Índices de salud y PoF actuales de transformadores globales - Transformador AT	69
44.	Índices de salud y PoF futuros de transformadores globales - Transformador AT	70
45.	Resumen de datos necesarios para obtención de CoF - Transformador AT	70
46.	Resultados de CoF - Transformador AT	71
47.	Asignación de HI a bandas de salud - Transformador AT	71
48.	Asignación de CoF a bandas de criticidad - Transformador AT	72
49.	Resultados de HI y PoF - Cables subterráneos de aceite de 55kV	75
50.	Resultados de HI y PoF - Cables subterráneos no presurizados 30kV	76
51.	Resultados de HI y PoF - Cables subterráneos no presurizados 55kV	77

52.	Tabla de asignación de cada cable a su banda de HI- Cables subterráneos	78
53.	CoF - Cables subterráneos no presurizados	79
54.	CoF - Cables subterráneos de aceite de 55 kV	79
55.	Asignación a bandas de criticidad C - Cables subterráneos No Presurizados	80
56.	Asignación a bandas de criticidad C - Cables subterráneos de aceite 55 kV	80
57.	Factores de distancia a la costa	86
58.	Factores de altitud	86
59.	Factores de corrosión	86
60.	Ambiente por defecto de los activos	87
61.	Constantes de incremento Outdoor	87
62.	Factores de uso para cables	88
63.	Factor de uso para equipos de conmutación	88
64.	Factor de uso para transformadores de distribución	88
65.	Factor de uso para transformador de Red y Primarios(Trafo principal)	88
66.	Factor de uso para transformador de Red y Primarios(Cambiador de toma) . .	88
67.	Vida normal esperada	92
68.	Parámetros para técnica MMI - Factor modificador de condición observada	93
69.	Parámetros para técnica MMI - Factor modificador de condición medida	94
70.	Input Condición Observada - Interruptor BT: Condición externa	95
71.	Input Condición Observada - Cuadro BT SP: Condición externa	95
72.	Input Condición Observada - Cuadro BT SP: Fugas de compuestos	95
73.	Input Condición Observada - Cuadro BT SP: Condición interna de equipos de conmutación	96
74.	Input Condición Observada - Caja subterránea BT: Condición de la cubierta metálica y de la fosa	96
75.	Input Condición Observada -Caja subterránea BT: Agua/Humedad	96
76.	Input Condición Observada - Caja subterránea BT: Condición de aislamiento . . .	96
77.	Input Condición Observada - Caja subterránea BT: Signos de calentamiento . . .	97
78.	Input Condición Observada -Caja subterránea BT: Barreras de fase	97
79.	Input Condición Observada - Armario de distribución de BT: Condición externa .	97
80.	Input Condición Observada - Armario de distribución de BT: Fugas de compuestos	97
81.	Input Condición Observada - Armario de distribución de BT: Condición interna y operación de los equipos de conmutación (celdas)	98
82.	Input Condición Observada -Armario de distribución de BT: Condición de aislamiento	98
83.	Input Condición Observada - Armario de distribución de BT: Signos de calentamiento	98
84.	Input Condición Observada - Armario de distribución de BT: Barreras de fase . . .	98
85.	Input Condición Observada - Celda de 6.6/11/20 kV(ST) primaria: Condición externa	99
86.	Input Condición Observada - Celda de 6.6/11/20 kV(ST) primaria: Fugas de aceite , aumento presión de gas	99
87.	Input Condición Observada - Celda de 6.6/11/20 kV(ST) primaria: Condición interna y operación de los equipos de conmutación (celdas)	99
88.	Input Condición Observada - Celda de 6.6/11/20 kV(ST) primaria: Evaluación termográfica	100
89.	Input Condición Observada - Celda de 6.6/11/20 kV(ST) primaria: Ambiente interior	100
90.	Input Condición Observada - Celdas de 6.6/11/20 kV de distribución(ST): Condición externa	101
91.	Input Condición Observada - Celdas de 6.6/11/20 kV de distribución(ST): Fugas de aceite , aumento presión de gas	101
92.	Input Condición Observada - Celdas de 6.6/11/20 kV de distribución(ST): Evaluación termográfica)	101
93.	Input Condición Observada - Celdas de 6.6/11/20 kV de distribución(ST): Condición interna y operación de los equipos de conmutación	102
94.	Input Condición Observada - Celdas de 6.6/11/20 kV de distribución(ST): Ambiente interior	102
95.	Input Condición Observada - Celdas de 33 y 66 kV(ST): Condición externa	103

96. Input Condición Observada - Celdas de 33 y 66 kV(ST): Fugas de aceite , aumento presión de gas	103
97. Input Condición Observada - Celdas de 33 y 66 kV(ST):Evaluación termográfica	103
98. Input Condición Observada - Celdas de 33 y 66 kV(ST): Condición interna y operación de los equipos de conmutación	104
99. Input Condición Observada - Celdas de 33 y 66 kV(ST):Ambiente interior	104
100. Input Condición Observada - Celdas de 33 y 66 kV(ST):Estructuras de soporte	105
101. Input Condición Observada - Celdas de 132kV(ST):Condición externa	105
102. Input de Condición Observada - Celdas de 132kV(ST):Fugas de aceite , aumento presión de gas	106
103. Input Condición Observada - Celdas de 132kV(ST):Evaluación termográfica	106
104. Input Condición Observada - Celdas de 132kV(ST): Condición interna y operación de los equipos de conmutación)	106
105. Input Condición Observada - Celdas de 132kV(ST):Ambiente interior	107
106. Input Condición Observada - Celdas de 132kV(ST):Estructuras de soporte	107
107. Input Condición Observada - Celdas de 132kV(ST):Sistemas de aire	108
108. Input Condición Observada - Transformador de 6.6/11/20 kV(ST):Condición externa	108
109. Input Condición Observada - Transformadores de 33, 66 y 132kV:Transformador principal: Condición del tanque principal	108
110. Input Condición Observada - Transformadores de 33, 66 y 132kV:Transformador principal: Refrigeradores y radiadores	109
111. Input Condición Observada - Transformadores de 33, 66 y 132kV:Transformador principal: Bornas	109
112. Input Condición Observada - Transformadores de 33, 66 y 132kV:Transformador principal: Caseta	109
113. Input Condición Observada - Transformadores de 33, 66 y 132kV:Transformador principal: Cajas de cables	110
114. Input Condición Observada - Transformador de 33, 66 y 132kV:Cambiador de toma: Condición externa:	110
115. Input Condición Observada - Transformador de 33, 66 y 132kV:Cambiador de toma: Condición interna	110
116. Input Condición Observada - Transformador de 33, 66 y 132kV:Cambiador de toma: Mecanismo de accionamiento	111
117. Input Condición Observada - Transformador de 33, 66 y 132kV:Cambiador de toma: Contactos de selectores y derivadores	111
118. Input Condición Observada - Transformador de 33, 66 y 132kV:Cambiador de toma: Trenzado de selectores y derivadores	111
119. Input Condición Observada - Cables submarinos: Condición externa de la armadura	112
120. Input Condición Observada - Apoyos de BT, MT y AT: Condición visual	112
121. Input Condición Observada - Apoyos de BT, MT y AT: Podredumbre en parte superior	112
122. Input Condición Observada - Apoyos de BT, MT y AT: Inclinação del poste	112
123. Input Condición Observada - Apoyos de BT, MT y AT: Daño animal	113
124. Input Condición Observada - Torres de 33, 66 y 132kV:Acerería: Patas de la torre	113
125. Input Condición Observada - Torres de 33, 66 y 132kV:Acerería: Soporte de la torre	113
126. Input Condición Observada - Torres de 33, 66 y 132kV:Acerería:Crucetas	113
127. Input Condición Observada - Torres de 33, 66 y 132kV:Acerería:Cabeza de la torre	114
128. Input Condición Observada - Torres de 33, 66 y 132kV:Pintura: Condición de la pintura	114
129. Input Condición Observada - Torres de 33, 66 y 132kV:Cimientos: Condición de los cimientos	114
130. Input Condición Observada - Uniones de 33, 66 y 132 kV: Condición de uniones a la torre	115
131. Input Condición Observada - Uniones de 33, 66 y 132 kV: Uniones a los conductores	115
132. Input Condición Observada - Uniones de 33, 66 y 132 kV: Condición eléctrica de los aisladores	115

133. Input Condición Observada - Uniones de 33, 66 y 132 kV: Condición mecánica de los aisladores	116
134. Input Condición Observada - Conductor de línea de torre de 33, 66 y 132 kV: Condición visual	116
135. Input Condición Observada - Conductor de línea de torre de 33, 66 y 132 kV:Número de empalmes en el vano	116
136. Input Condición Medida -Caja subterránea distribución BT: Adecuación operativa	117
137. Input Condición Medida -Interrupor BT: Adecuación operativa	117
138. Input Condición Medida - Cuadro Distribución BT SP: Adecuación operativa . .	117
139. Input Condición Medida - Cuadro Distribución BT SP: Seguridad	118
140. Input Condición Medida - Armarios de distribución de BT: Adecuación Operativa	118
141. Input Condición Medida - Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Primarias: Resultado test DP	118
142. Input Condición Medida - Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Primarias: Resultado test de ductilidad	119
143. Input Condición Medida - Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Primarias: Resultado test IR	119
144. Input Condición Medida - Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Primarias: Resultado test de aceite	119
145. Input Condición Medida - Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Primarias: Resultado de lecturas de temperatura	120
146. Input Condición Medida - Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Primarias: Resultado test de tiempo de disparo	120
147. Input Condición Medida - Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Distribución: Resultado test DP	120
148. Input Condición Medida - Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Distribución: Resultado test de ductilidad	121
149. Input Condición Medida - Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Distribución: Resultado test de aceite	121
150. Input Condición Medida - Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Distribución: Resultado de lecturas de temperatura	121
151. Input Condición Medida - Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Distribución: Resultado test de tiempo de disparo	122
152. Input Condición Medida - Celdas de 33, 66 y 132kV: Resultado test DP	122
153. Input Condición Medida - Celdas de 33, 66 y 132kV: Resultado test de ductilidad	122
154. Input Condición Medida - Celdas de 33, 66 y 132kV: Resultado test IR	123
155. Input Condición Medida - Celdas de 33, 66 y 132kV: Resultado test de aceite/gas .	123
156. Input Condición Medida - Celdas de 33, 66 y 132kV: Resultado de lecturas de temperatura	123
157. Input Condición Medida - Celdas de 33, 66 y 132kV: Resultado test de tiempo de disparo	124
158. Input Condición Medida -Transformador de 6.6/11/20kV (ST): Resultado test DP	124
159. Input Condición Medida -Transformador de 6.6/11/20kV (ST): Acidez de aceite .	124
160. Input Condición Medida - Transformador de 6.6/11/20kV (ST): Resultado de lecturas de temperatura	125
161. Input Condición Medida - Transformadores de 33, 66 y 132 kV (ST):Principal-Resultado test DP	125
162. Input Condición Medida - Transformadores de 33, 66 y 132 kV (ST):Principal-Resultado de lecturas de temperatura	125
163. Input Condición Medida - Transformadores de 33, 66 y 132 kV (ST):Cambiador de toma-Resultado test DP	126
164. Input Condición Medida - Cables subterráneos de 33, 66 y 132kV (No presurizados): Resultado Test de cubierta	126
165. Input Condición Medida - Cables subterráneos de 33, 66 y 132kV (No presurizados): Resultado Test DP	126
166. Input Condición Medida - Cables subterráneos de 33, 66 y 132kV (No presurizados): Histórico de fallos	127

167. Input Condición Medida -Cables subterráneos de 33, 66 y 132kV (Aceite): Fugas de aceite	127
168. Input Condición Medida - Cables subterráneos de 33, 66 y 132kV (Gas): Fugas de gas	127
169. Input Condición Medida - Cables submarinos: Resultado Test de cubierta	128
170. Input Condición Medida - Cables submarinos: Resultado Test DP	128
171. Input Condición Medida - Cables submarinos: Histórico de fallos	128
172. Input Condición Medida - Apoyos de BT, MT y AT: Deterioro de los apoyos	129
173. Input Condición Medida - Uniones de 33, 66 y 132kV: Resultado de termografía . .	129
174. Input Condición Medida - Uniones de 33, 66 y 132kV: Resultado de Test de ductilidad	129
175. Input Condición Medida - Conductor de línea de torre de 33, 66 y 132kV: Resultado de muestreo de conductor	130
176. Input Condición Medida - Conductor de línea de torre de 33, 66 y 132kV: Resultado estudio de seguimiento de corrosión	130
177. Costes de referencia	133
178. Factor económico de tipo	135
179. Factores de acceso para líneas aéreas	135
180. Factores de acceso para celdas y transformadores	135
181. Factor modificador de CoF de seguridad	136
182. Factor medioambiental de tipo	136
183. Factor medioambiental de tamaño	136
184. Factor medioambiental de localización	137
185. Número de clientes conectados de referencia	138
186. Modificación del número de clientes reales	138

Glosario

- **Activo:** Ítem, objeto o entidad que tiene valor real o potencial para una organización. [2]
- **Ciclo de vida:** Etapas de la gestión de un activo durante su vida.[2]
- **Índice de salud:** Un número dentro de una escala que representa la salud de un activo. [16]
- **Mantenimiento:** Combinación de todas las acciones técnicas, administrativas y de gestión realizadas durante el ciclo de vida de un elemento, destinadas a conservarlo o a devolverlo a un estado en el que pueda desempeñar la función requerida.[6]
- **Mantenimiento predictivo:** Mantenimiento basado en la condición que se realiza siguiendo una predicción obtenida del análisis repetido o de características conocidas y de la evaluación de los parámetros significativos de la degradación del elemento. [6]
- **Mantenimiento preventivo:** Mantenimiento que se realiza a intervalos predeterminados o de acuerdo con criterios establecidos, y que está destinado a reducir la probabilidad de fallo o la degradación del funcionamiento de un elemento. [6]
- **Modo de fallo:** Manera en que se produce la inaptitud de un elemento para realizar una función requerida. [6]
- **Salud de una activo:** Estado de un activo que representa la capacidad del mismo para cumplir la función requerida durante la escala de tiempo definida por el usuario.[16]
- **Vida del activo:** Es el periodo desde su concepción hasta el final de su vida útil. [17]

Abreviaturas

Abreviatura	Descripción
AAAC	All Aluminium Alloy Conductors: Conductores de aleación de aluminio
ACSR	Aluminium Conductor Steel Reinforced: Conductor de aluminio reforzado con acero
AT	Alta tensión, entre 36 y 300 kV
BT	Baja tensión, por debajo de 1 kV
Cad Cu	Cadmium Copper: Cadmio y Cobre
CISA	Categoría de Índice de Salud
CoF	Consecuencias de Fallo(Consequences of Failure)
DP	Descargas Parciales
GP	Grado de Polimerización
HI	Health Index: Índice de salud del activo
ID	Indoor: Elemento ubicado en interior (dentro de alguna edificación o estructura)
IR	Insulation Resistance: Resistencia del aislamiento
KPIs	Key Performance Indicators
MT	Media tensión, entre 1 y 36 kV
N/A	No Aplica
OD	Outdoor: Elemento ubicado a la intemperie
PoF	Probabilidad de Fallo anual(Probability of Failure)
SE	Subestación
SP	Sobre pared
ST	Sobre Tierra (Dispositivo montado en el nivel del suelo)

Tabla 1: Listado de abreviaturas

Índice

Agradecimientos	I
Resumen	II
Índice de figuras	III
Índice de tablas	IV
Glosario	IX
Abreviaturas	x
1. Introducción	1
1.1. Contexto histórico y actual del mantenimiento y situación de la compañía en ese contexto	3
1.2. Objetivos	8
1.3. Motivaciones	9
2. Estado del arte	9
3. Metodología de cálculo	14
3.1. Flujogramas de procedimiento	14
3.2. Desarrollo del procedimiento	16
3.2.1. Resumen de metodología	16
3.2.2. Jerarquía de las categorías de activos	17
3.3. Definición de fallo	19
3.4. Índice de salud y Probabilidad de Fallo (PoF) actuales	20
3.4.1. Índice de salud actual	20
3.4.2. Modificación de la puntuación inicial de salud: Índice de salud actual(HI)	21
3.4.3. Casos particulares para cálculo de índices de salud	34
3.4.4. Probabilidad de fallo actual (PoF)	36
3.5. Evaluación de índice de salud y PoF futuros	37
3.5.1. Índice de salud futuro	37
3.5.2. Probabilidad de fallo futura(PoF_{futura})	38
3.6. Intervenciones	39
3.7. Evaluación de las Consecuencias de Fallo (CoF)	45
3.7.1. Factor de modificación de CoF Económicas	45
3.7.2. Factor de modificación de CoF de seguridad	46
3.7.3. Factor de modificación de CoF medioambientales	46
3.7.4. Factor de modificación de CoF de funcionamiento de red	47
3.8. Matriz de Riesgo	48
4. Aplicación de la metodología	49
4.1. Caso de aplicación en transformadores de AT: Transformador N° 1, Subestación 1	49
4.1.1. Índice de salud (HI) y PoF actuales	49
4.1.2. Índice de salud (HI) y PoF futuros	56
4.1.3. Consecuencias de Fallo (CoF)	57
4.1.4. Matriz de Riesgo	57
4.2. Caso de aplicación en cables subterráneos: Cable 1, Línea A	58
4.2.1. Datos del cable	58
4.2.2. Índice de salud (HI) y PoF actuales	58
4.2.3. Índice de salud (HI) y PoF futuros	63
4.2.4. Consecuencias de Fallo (CoF)	64
4.2.5. Matriz de riesgo	64

5. Resultados	65
5.1. Transformadores de AT	65
5.1.1. Índice de salud y PoF	65
5.1.2. Consecuencias de fallo (CoF) - Transformador AT	70
5.1.3. Asignación de cada activo a una banda de índice de salud	71
5.1.4. Asignación de cada activo a una banda de criticidad C	71
5.1.5. Matriz de Riesgo	72
5.1.6. Interpretación de resultados de transformadores de AT	74
5.2. Cables subterráneos	75
5.2.1. Índice de salud y PoF	75
5.2.2. CoF y asignación de banda de criticidad C	79
5.2.3. Matriz de riesgo	80
5.2.4. Interpretación de resultados de cables subterráneos	83
6. Conclusiones	84
7. Anexo	86
7.1. Tablas	86
Referencias	139

1. Introducción

Este trabajo surge como parte de un proyecto del departamento de mantenimiento de la red de distribución de una compañía eléctrica. Ante la limitación de recursos económicos y de personal existentes, resulta inviable para la empresa dirigir sus esfuerzos de mantenimiento a todos los numerosos activos con los que cuenta. Una gran proporción de estos activos se está acercando a su fin de ciclo de vida o requiere inversiones importantes de mantenimiento para poder asegurar niveles suficientes de fiabilidad. Al mismo tiempo, existe una creciente presión regulatoria y de financiación en las empresas eléctricas para justificar sus acciones de gestión y las decisiones de gasto [8]. Ante esta situación, la única solución posible es establecer un sistema de priorización de los activos, atendiendo primero aquellos que son más críticos.

En medio de estos retos, hay una gran variación en todo el mundo sobre cómo enfrenta la industria lo que es, sin duda, su principal desafío: el diseño, operación y mantenimiento de una gran red de equipos eléctricos [8].

Dentro del mantenimiento, para afrontar este reto es necesario un mantenimiento inteligente y selectivo, basado en la priorización previamente comentada.

Surge así la necesidad de implantar un sistema de Gestión de Activos, que asegura que los objetivos serán alcanzados de manera consistente y sostenible en el tiempo, estableciendo métodos de control para ello. En el nivel más general, la gestión de activos consiste en una serie de procesos y herramientas que examinan, analizan y priorizan activos y el trabajo realizado sobre éstos dentro de una compañía.

Un sistema de Gestión de Activos es un conjunto de actividades coordinadas que utiliza una compañía para alcanzar el logro de los beneficios con un equilibrio entre costes, riesgo y el desempeño organizacional [17].

Dentro de los sistemas de gestión de activos, este trabajo se centra en un sistema basado en el empleo de los Índices de Salud de los Activos. El método de los Índices de Salud de los Activos ha surgido como resultado de la aplicación de técnicas avanzadas de análisis y es fruto de una evolución del proceso de mantenimiento[9]. En esencia el Índice de Salud de un activo (HI) se puede definir como [9]:

- Una forma de medir la salud global de un activo
- Una lista de parámetros empleados en el cálculo de una puntuación de salud
- Una forma de comparar entre distintos activos y clases de activos de manera consistente
- El resultado del empleo de una gran colección de datos y métodos de análisis
- Una entrada, base para el proceso de gestión de mantenimiento

Los índices de salud de activos se construyen a partir de los datos disponibles sobre diferentes parámetros, dando lugar a una puntuación (HI), generalmente entre 1 y 10, donde 1 es nuevo y 10 que podría fallar en cualquier momento.

Con este método se lleva a cabo una clasificación de los activos en función de su condición (traducida en una probabilidad de fallo), y consecuencias para la instalación en caso de que se produzca el fallo (severidad). En base a estos dos pilares, se construye una matriz de riesgo en la que se categoriza el activo.

Muchas compañías recogen gran cantidad de datos, pero sólo unas pocas son capaces de usar estos datos de una manera eficiente y con impacto positivo en su proceso de mantenimiento. Por otra parte, la fuerza de trabajo está envejeciendo, lo que lleva a que gran parte de conocimiento basado en la experiencia salga de las compañías [9]. Los índices de salud de los activos se pueden emplear para capturar dicho conocimiento. Con estos datos se pueden generar los índices de salud de los activos, que son una herramienta poderosa y eficiente para gestionar los activos [9]. Generalmente, cuanto más información incluya el índice de salud del activo, más fiable y preciso será éste, pero siempre que se emplee un método de análisis correcto.

Aunque ninguna compañía cuenta ni con datos ni con un método de análisis perfecto, una buena estrategia inicial consiste en analizar y comprender debidamente la información con la que se cuenta. Para la resolución de problemas, el camino para tomar buenas decisiones muchas veces pasa por la realización de un análisis preciso y correcto de los pocos datos con los que se cuenta. Siempre será preferible esto, que hacer un análisis incorrecto de muchos datos aunque sean de calidad [16].

		Calidad de los datos	
		Pobre	Buena
Capacidad Analítica	Buena	Camino hacia éxito	Objetivo a alcanzar
	Pobre	Estado Inicial	Evitar este camino

Figura 1: Proceso a seguir en el tratamiento de los datos, figura extraída de [16]

Los índices de salud de activos se pueden construir, inicialmente, con unos pocos datos de partida, e ir afinando a medida que se recogen más datos significativos.

El método de los índices de salud de activos ayudará a responder algunas de las preguntas más importantes del proceso de mantenimiento [9]:

¿Qué activos deben ser sustituidos en lugar de reparados?

El índice de salud, al que se referirá en este trabajo como HI, ayuda a clasificar los miles activos permitiendo al departamento de mantenimiento centrar su atención en aquellos que están en peores condiciones primero.

¿Cuándo deben ser sustituidos los activos?

Los HIs indican por naturaleza cuán urgentemente deben ser reparados o sustituidos los activos. Cuanto mayor sea el HI, más urgentemente necesita atención el activo (teniendo en mente que el proceso de gestión de activos también tiene en cuenta los niveles de riesgo (criticidad), que pueden pesar más que decisiones basadas únicamente en la condición).

¿Qué tendencias son evidentes en cada tipo de activo?

Comparando los mismos factores para diferentes activos de un mismo tipo, se pueden determinar tendencias e información que no eran obvias previamente o se basaban únicamente en sensaciones o percepciones de los ingenieros y operarios experimentados de campo, pero no en hechos verificados.

¿Qué tendencias son visibles en el portafolios global del activo?

¿Existen determinadas regiones geográficas en las que los activos se deterioran más rápido? ¿Tienen ciertas contratas o empresas externas un impacto positivo o negativo en el mantenimiento de los activos? Las tendencias claras y los hechos suponen una base sólida para establecer una manera de lidiar con estas situaciones

¿Se pueden hacer predicciones sobre los fallos futuros de los activos?

Analizando los modos de fallo y llevando a cabo un análisis de la causa raíz, se puede obtener información sobre las condiciones que llevan al fallo de los activos. Una vez los factores de fallo se conocen, se puede monitorizar los activos de acuerdo a estos factores y repararlos antes de que se dé el fallo.

¿Pueden optimizarse las actividades de mantenimiento para reducir los gastos totales?

Si los fallos de los activos se pueden predecir antes de que ocurran, y el trabajo puede planearse con uno o dos meses de antelación, se minimizan las pérdidas de tiempo, las reparaciones de emergencia y los costes. Existen múltiples ejemplos en los que los gastos se han reducido hasta en un 20 % gracias a la instauración de rigurosos procesos de gestión de activos

Como regla general el índice de salud de un activo consiste en cinco o más elementos [9]. Los principales son:

1. Identificación del activo: Nombre del fabricante, modelo, fecha de producción, fecha de instalación, edad actual, coste, localización, ...
2. Condición: Evaluación in situ(física, visual) y tests de condición medida.
3. Uso: Uso actual, carga (i.e. voltaje de un transformador comparado con el máximo admisible), estrés.
4. Análisis de los modos de fallo: Análisis de las razones de fallo más comunes, así como tendencias de fallos y correlaciones entre los sets de datos.
5. Criticidad: Criticidad de unos activos respecto de otros y en relación con los objetivos corporativos y las tolerancias de riesgo.

Estos elementos son los inputs para producir el índice de salud del activo. La opción más sencilla de cálculo consiste en aplicar factores de peso a cada factor y sumar el resultado. Sin embargo, con este procedimiento pueden pasar inadvertidos ciertos factores significativamente altos, al compensarse con valores bajos del resto de factores.

En este trabajo se realiza un revisión bibliográfica de los diferentes métodos y normas, tanto a nivel nacional como internacional, existentes en el contexto del mantenimiento preventivo y predictivo. Se pretende encontrar una metodología que emplee los índices de salud de los activos, cuya aplicación satisfaga los objetivos de categorización de activos marcados por el departamento de la compañía eléctrica. Una vez encontrada dicha metodología, se explicará en detalle y se aplicará a una serie de casos (activos) significativos.

El objetivo a largo plazo consiste en implantar esta metodología en la compañía y aplicarla a todos los activos de la misma.

1.1. Contexto histórico y actual del mantenimiento y situación de la compañía en ese contexto

El mantenimiento no ha sido siempre como se conoce hoy en día, sino que ha sido fruto de un proceso evolutivo que ha llevado a las novedosas técnicas actuales.

La ingeniería ha experimentado constantes e importantes cambios desde la revolución industrial que tuvo lugar hace aproximadamente doscientos años (1820), pero quizás los cambios más profundos son los que han ocurrido en los últimos cincuenta años [18]. Como no podría ser de otra manera, estos cambios han afectado también al mantenimiento de las instalaciones industriales.

A muy grandes rasgos, este proceso de evolución se puede dividir en tres grandes etapas, mostradas en la figura 7.

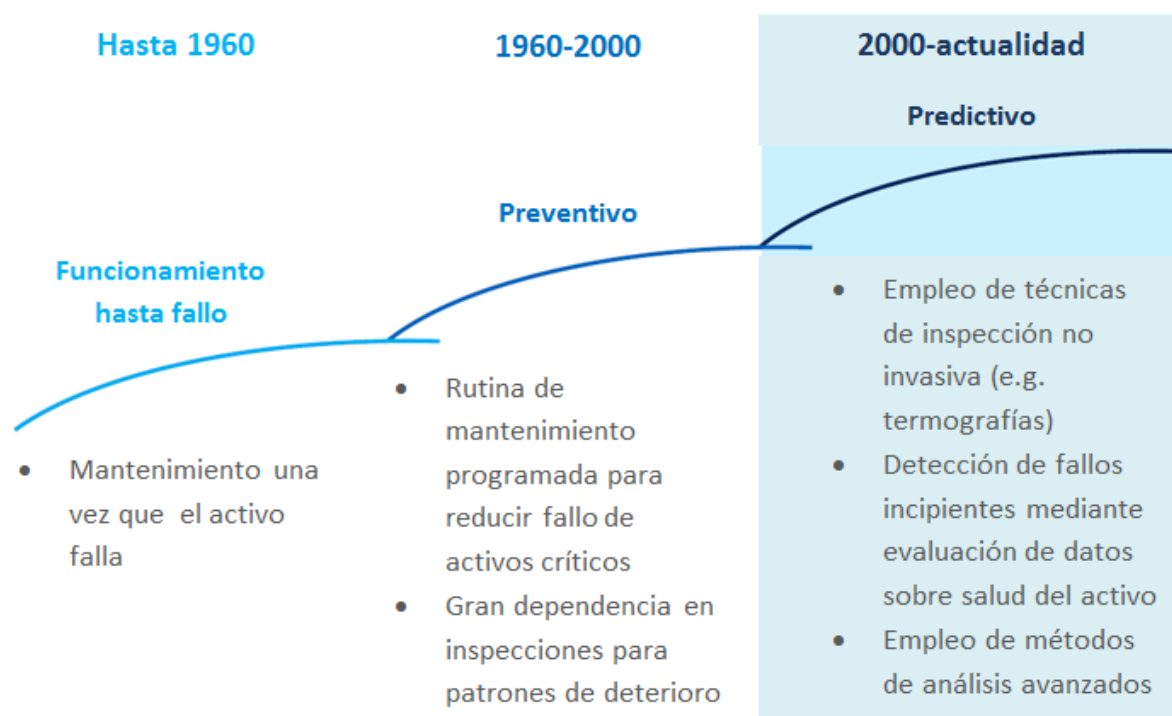


Figura 2: Evolución del mantenimiento, figura adaptada de [9]

A continuación se describe más en detalle la evolución del mantenimiento:

Antes de la Segunda Guerra Mundial, la maquinaria era generalmente bastante resistente, de funcionamiento relativamente lento, la instrumentación y elementos de control eran muy básicos y la demanda de producción no era excesivamente alta, con que el tiempo de parada ocasionado por fallo de los equipos no era un aspecto crítico, por lo que bastaba con realizar un mantenimiento basado en el fallo. Además esta maquinaria era inherentemente fiable. Quedan incluso a día de hoy máquinas de la época que han trabajado muy duramente y siguen prácticamente igual que el día en que se fabricaron [18].

En los años 50 comienza a darse una transición, que se culmina a partir de 1960. Con la reconstrucción de la industria después de la guerra, particularmente en Japón y Alemania, se desarrolló un mercado mucho más competitivo, en el que cada vez era menos admisible el tiempo de parada por averías. El coste de labor (trabajadores) se incrementó significativamente, lo cual derivó en una mayor mecanización y automatización. La maquinaria era menos pesada y operaba a mayor velocidad, con lo que se desgastaba más rápido y se consideraba menos fiable. Esto, unido a un aumento en la demanda llevó al desarrollo de planes de mantenimiento preventivo. Se consideraba entonces que existía un nivel de fallo, por ejemplo un nivel de 10 máquinas de un total de 100, a partir del cual la probabilidad de fallo era inaceptable, con lo que se requería renovar todo el conjunto de máquinas. Se perdía por tanto un significativo potencial de vida restante en muchas de las máquinas, que en vista del riesgo se consideraba justificado [18].

Así, la sustitución de las máquinas se incorporaba al plan de mantenimiento de las fábricas, que se llevaba a cabo basado en principios de uso y edad de los equipos. Esto llevó a la conclusión de que los activos más viejos tienen una mayor probabilidad de fallo, representado en la curva “Batchtub” o de la bañera, mostrada en la figura 3:



Figura 3: Curva de la bañera, extraída de [19]

En los años 60, con la introducción del Boeing 747, la industria de la aviación, en búsqueda de una mayor fiabilidad, cuestionó las estrategias de mantenimiento empleadas hasta la época y la antigua teoría de **“Cuanto más antiguo sea un activo, mayor probabilidad de fallo tendrá”**. Se llevó a cabo un estudio, en el que se alcanzaron importantes conclusiones. En esta época, el ratio de accidentes era de 60 por cada millón de despegues, 20,000 horas de vuelo requerían 2,000,000 horas-hombre de trabajo de mantenimiento. Se identificaron 6 patrones o modos de fallo, de los cuales 3 mostraron una mayor probabilidad de fallo con la edad, pero suponían únicamente un 11 % de los fallos. El 89 % restante no tenían relación con la edad, y su fallo respondía a un proceso aleatorio. Pese a su aleatoriedad, observaron que existían “avisos” de que se está desarrollando un fallo. Estos se podían prever mediante el seguimiento de cambios de los niveles de ciertos parámetros medibles, que indicaban cambios en la condición del componente, máquina o activo [18].

Determinar estos “avisos” era entonces la única forma de identificar la necesidad de mantener un determinado activo. La industria de la aviación implantó este sistema de mantenimiento y los resultados fueron impactantes: Se redujeron las 2,000,00 horas-hombre de mantenimiento requeridas para 20,000 horas de vuelo, a 66,000, una reducción de 30:1 [18]. Si los clientes de estas compañías hubiesen sabido de esta reducción, quizás se habría producido una reducción similar en su confianza a la hora de coger un avión.

Cierto es que la industria no es una aerolínea, pero a lo largo de los años ésta se ha basado en este estudio, descubriendo un alto grado de validez en el mismo. El estudio citado se convertirá en una de las bases principales del Mantenimiento Centrado en la Fiabilidad (RCM).

A partir de los años 80, las plantas y sistemas adquirieron cada vez una mayor complejidad, aumentaron la demanda y la competitividad entre las diferentes compañías, haciendo intolerable el tiempo de parada por averías. Y con ello se produjo un incremento de los costes de mantenimiento. El mercado exigía mayor fiabilidad a menor coste, lo que llevó a una mayor importancia de conocer los procesos de fallo, mejores técnicas de gestión y nuevas tecnologías para conocer el estado de salud de las máquinas y sus componentes [18].

Así, el estudio del riesgo ha adquirido una gran importancia, la seguridad y el medio ambiente se han convertido en aspectos vitales. Con ello han aparecido nuevos conceptos, formas de monitorizar la condición, cadenas de producción “just in time”, Mantenimiento Centrado en la Fiabilidad, etc.

Grandes compañías de referencia como Shell, Du Pont o UKAEA, contrataron especialistas del mantenimiento basado en la fiabilidad para aconsejar y analizar sus sistemas. Estos mostraron una justificación económica (mayor rentabilidad) en el incremento de costes para adquirir una mayor fiabilidad de sus equipos.

A mitades de los 80 la compañía Du Pont llevó a cabo un estudio sobre la eficiencia de las operaciones de mantenimiento en sus numerosas plantas. Identificaron las características de cada operación y llegaron a la elaboración del modelo mostrado en la figura 4, denominado “Stairway to heaven”, traducido “escalera al cielo”, o dicho de otra manera, el camino de la excelencia.

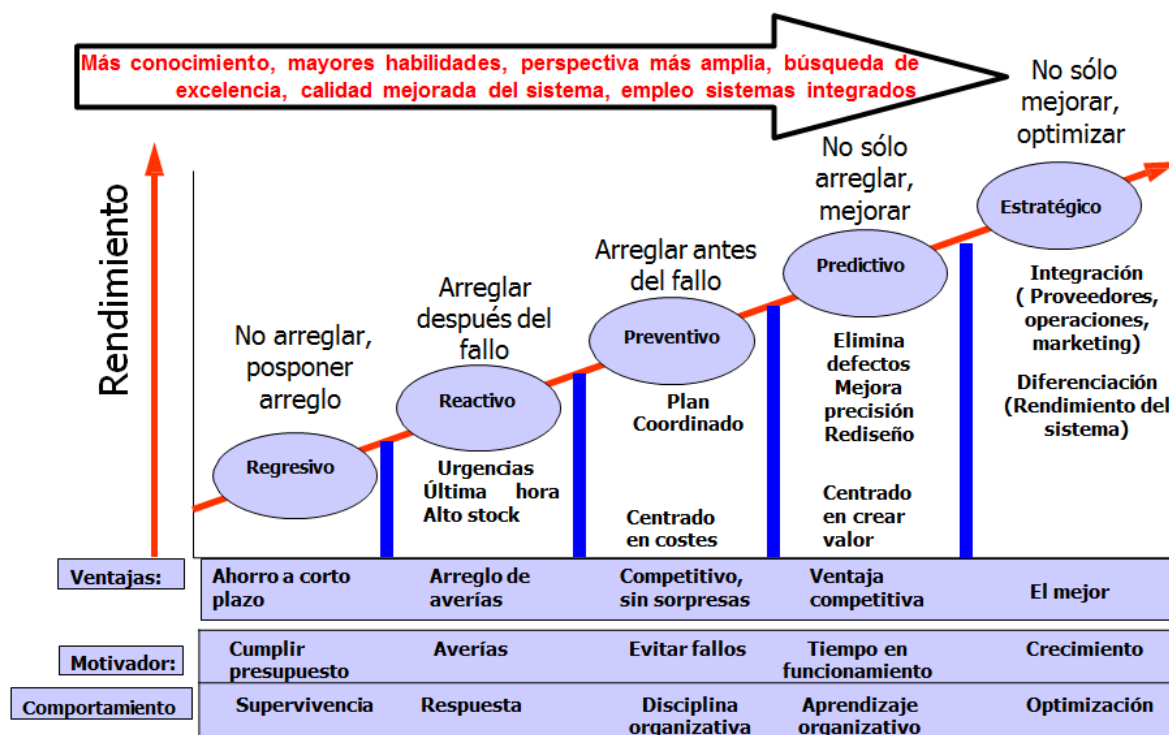


Figura 4: “Stairway to heaven” de Du Pont, figura adaptada de [11]

Este modelo fue aceptado como una verdad universal, sin apenas ser cuestionado. Sin embargo, la posterior aplicación del mismo por parte de diferentes compañías ha demostrado que es únicamente un modelo y existen en realidad muchos factores de gran impacto en el posible éxito del modelo, que no vienen reflejados en éste [18].

Parece entonces que la fiabilidad del mantenimiento es un proceso evolutivo, tal como ha sido desde los años 50. De esta forma, las compañías deben ir aprendiendo como adquirir paulatinamente una mayor fiabilidad, no existe una verdad esencial o modelo único que se puede aplicar de igual manera a cualquier compañía.

Sin embargo este modelo sí que sirve como referencia para saber en qué escalón de la escalera se encuentra la compañía cuyo modelo que se pretende analizar y actualizar, y en qué dirección se quiere orientar el mantenimiento. En este caso la compañía eléctrica objeto de este trabajo, se situaría entre el tercer y el cuarto escalón, puesto que está tratando de realizar un esfuerzo para pasar de un mantenimiento preventivo o planeado (tercer escalón), a un mantenimiento predictivo o de fiabilidad (cuarto escalón). Sin embargo, la asignación a un escalón nunca puede ser perfecta, pues también existe en la compañía un mantenimiento reactivo, debido a averías o defectos no planeados. No obstante la compañía dirige sus esfuerzos a minimizar este tipo de fallos.

En Reino Unido, a mediados de los 90, fue creado el Instituto de la Gestión de Activos [18]. A raíz de la creación de dicho instituto, la Gestión de Activos tomó una mayor importancia y es en la actualidad uno de los aspectos troncales de la mayoría de las organizaciones, que han desarrollado departamentos dedicados únicamente a su implantación. El objetivo de éstos es integrar los diferentes activos aparentemente independientes de las organizaciones en un conjunto, para crear un modelo estratégico que permita llevar a cabo un mantenimiento predictivo.

El reciente estudio realizado por Deloitte [9] va más allá y clasifica el grado de madurez del sistema de mantenimiento en función del grado de utilización de los índices de salud. De esta forma distingue entre cuatro niveles, que se muestran en la figura 5:

	1. Gestión de los datos	2. Nivel de sofisticación de análisis	3. Consistencia de índices de salud	4. Cultura de toma de decisiones	5. Relación entre índices de salud y gestión de activos
Predictivo	Todos los datos recogidos tienen una determinada finalidad para la compañía. No se recogen datos innecesarios	Optimización y simulación de la condición del activo, empleando datos internos y externos, así como sensores automáticos	Índices de salud consistentes para los diferentes tipos de activos	Decisiones basados en hechos comprobados con los datos	Los índices de salud forman un bloque integral que extiende las prácticas de gestión de activos, que son regularmente actualizadas y mejoradas
Proactivo	Recogida abundante de datos escogidos con ciertos requerimientos de análisis	Empezando a construir modelos predictivos con una limitada cantidad de datos	Los Índices de salud se emplean de manera consistente para comparar activos similares	Decisiones basadas en datos con apoyo de ingeniería	La gestión de activos emplea análisis predictivo de activos
Controlado	Colección regular de datos	Empleo de Reportes operacionales, KPIs, etc	Se emplean algunos índices de salud, pero de consistencia cuestionable	Decisiones basadas en ingeniería con análisis de soporte	Prácticas de gestión de activos apoyadas con análisis limitados
Reactivo	Datos limitados o no consistentes para la mayoría de activos	Análisis muy limitado o inexistente: "Arreglar cuando se rompa"	No se emplean Índices de salud	Decisiones basadas en ingeniería	Gestión de activos Ad Hoc

Figura 5: Clasificación del sistema de mantenimiento, figura adaptada de [9]

Esta clasificación resulta similar a la establecida en la figura 4, aunque más centrada en los índices de salud. En base a esta clasificación, la compañía eléctrica objeto de este estudio, se encuentra en el tercer escalón, el proactivo, con la intención de pasar al nivel superior, el predictivo.

Asimismo, el estudio realizado por Deloitte [9], identifica algunas de las claves para pasar de un escalón al directamente superior. Aplicado a la compañía eléctrica de este estudio, se han podido identificar las siguientes acciones para pasar de un mantenimiento proactivo a uno predictivo:

- En el aspecto de **gestión de datos**, para un mayor aprovechamiento de los datos se debe definir el uso que se va a realizar de cada dato. Esto reducirá tiempo y esfuerzo empleado en recolectar datos innecesarios y permite intensificar el trabajo de los equipos de campo en la recolección y testeo de los factores esenciales.

Por otra parte, además de los datos recogidos internamente sobre los activos, son de gran importancia los datos externos para complementar los esfuerzos de análisis. Estudiar datos como patrones meteorológicos y demográficos o datos geofísicos pueden ayudar a comprender mejor las causas de deterioro de ciertos activos. Por ejemplo una compañía eléctrica descubrió que algunos de sus cables aéreos requerían un mayor coste de mantenimiento pero su vida útil era menor que la del resto. Tras analizar patrones de viento y cruzándolos con la localización geográfica de estos cables indicados, pudieron determinar que un área de la provincia en la que tenían sus activos se veía afectada por fuertes vientos y tormentas. Como consecuencia decidieron cambiar gradualmente los cables por otros más resistentes. Este programa supuso un sobrecoste inicialmente, pero resultó finalmente en menores costes de mantenimiento y un sistema de mayor fiabilidad para el suministro a sus clientes.

- En cuanto a la **sofisticación de análisis**, se debe continuar afinando y actualizando los métodos de análisis, incluyendo análisis de causa raíz, de tendencias o de modos de fallo entre otros. Como ya se ha indicado, el empleo de datos externos, como patrones meteorológicos o demográficos, pueden complementar positivamente los datos internos.

- **Consistencia de los índices de salud:** En la etapa más avanzada de madurez del modelo, existen índices de salud comparables para todos los activos principales. Cuando se habla de “comparables”, quiere decir que si por ejemplo empleando una escala de índices de salud de 1 a 10, si se tiene un transformador con un HI de 9, se considera que éste se encuentra en peor condición que una celda con un HI de 8. Este paso puede requerir más esfuerzo del que parece, pues requiere de un proceso iterativo en el que los índices de salud se formulan y comprueban con las patrullas de campo para obtener una mayor precisión. Si se dan discrepancias, se puede redefinir la formulación de los índices de salud para eliminar estas discrepancias.
- En lo que respecta a la **cultura de toma de decisiones**, para llegar al nivel predictivo, toda la organización debe entender el propósito de los índices de salud y apoyar su desarrollo y su uso:
 - Los ingenieros de campo deben entender que cada evaluación que realicen de un activo será utilizada para la elaboración de un portafolios del activo y para la futura planificación del mantenimiento.
 - Los responsables de la gestión del mantenimiento deben tener en cuenta que cada orden de trabajo modificará el índice de salud del activo al que se dirige, mejorando la salud global de la red.
 - Todos dentro de la organización se darán cuenta que la precisión e integridad de los procesos de gestión de mantenimiento dependen de la precisión e integridad de los datos empleados. Una vez todo lo anterior se cumple, la organización evoluciona hacia un proceso de toma de decisiones basado en los datos y los hechos. Los datos suministrados por los ingenieros y patrullas de campo son considerados fiables y relevantes como base para toma de decisiones.
- Finalmente, en cuanto a la **relación entre los índices de salud y la gestión de activos**, las prácticas de gestión de mantenimiento deben emplear índices de salud como pilares base del mantenimiento de los activos principales. Las estrategias de mantenimiento y operación emplearán los índices de salud para determinar qué activos requieren atención y dónde se debe destinar el presupuesto y el trabajo. El conocimiento ingenieril estará implícitamente incluido en el uso de los índices de salud y otras herramientas de análisis de apoyo.

1.2. Objetivos

- El objetivo principal de este documento es establecer una metodología para la priorización del mantenimiento de los activos de una red eléctrica de distribución, para así enfocar los esfuerzos a aquellos activos que tengan una mayor probabilidad de fallo y mayores consecuencias en caso de que se produzca dicho fallo.
- Esta metodología ha de ser concreta y práctica, de aplicación directa y con un enfoque industrial y profesional, en lugar de meramente académico.
- Se pretende categorizar cada activo de la red eléctrica de distribución dentro de una Matriz de Riesgo, basándose en la probabilidad de fallo del activo y en sus consecuencias de fallo. En base a la posición dentro de la matriz se hablará de un riesgo del activo.
- Asimismo, este trabajo de investigación me permite dar un plus a la compañía eléctrica para la que estoy trabajando como becario. Se trata de parte de un proyecto real que se pretende llevar a cabo con el objetivo de optimizar las labores de mantenimiento.
- Entre las diferentes metodologías existentes se escoge una por ser considerada la más completa y enfocada a una aplicación inmediata.
- La metodología se explicará en detalle, para que quede clara de cara a una posible aplicación a todos los activos de la red. Posteriormente, para una mayor comprensión de la misma, se realizarán casos prácticos de aplicación de la metodología. Los diferentes inputs definidos por la metodología podrán servir de hoja de ruta para el mantenimiento futuro de la compañía.

1.3. Motivaciones

- En primer lugar buscaba aprovechar la oportunidad de utilizar el trabajo de fin de carrera como puente entre el mundo académico de la universidad y el mundo laboral. Consideraba importante llevar a cabo un esfuerzo que tuviese posteriormente un impacto y una aplicación más allá de la académica. Es por ello que he desarrollado este trabajo de investigación en el que se basará parte del mantenimiento de una compañía eléctrica.
- Por otra parte, pese a estar enfocado al mantenimiento de redes eléctricas de distribución, muchos de los conceptos e ideas empleadas, son perfectamente extrapolables a otras instalaciones y empresas de ingeniería.
- El campo del mantenimiento es de gran importancia en la ingeniería, con unos mercados cada vez más competitivos [7], en los que resulta imprescindible optimizar los recursos y esfuerzos disponibles. Esta investigación me ha permitido obtener una base en el procedimiento de mantenimiento, importante para mi formación y que en el futuro puede abrirme puertas de multitud de empresas de ingeniería.

2. Estado del arte

Existe una gran diversidad por parte de las diferentes compañías eléctricas en la forma de afrontar la gestión del mantenimiento, en términos de pruebas de equipos, cálculo de vida útil y de costos asociados al fallo. Esta variedad se debe a la falta de estándares internacionales establecidos y aceptados en el campo de la gestión de activos en el sector eléctrico. Si bien las normas, tales como la serie ISO 55000, proporcionan una guía general sobre las mejores prácticas de gestión de activos, no proporcionan la guía **específica** que requiere la gestión del mantenimiento de una red de distribución de electricidad [8].

- Normas ISO 55000, 55001, 55002: La Norma Internacional 55000 provee los aspectos generales para la gestión de activos y sistemas de gestión de activos (es decir, sistemas de gestión para la gestión de activos). También provee el contexto para las Normas ISO 55001 e ISO 55002 [2].

En la ISO 55001, se proporciona información general sobre la gestión de activos e información sobre la terminología aplicable a esta Norma Internacional. Las distintas compañías pueden obtener de ella los principios generales para la gestión de sus activos. Está diseñada para permitir a la organización alinear e integrar su sistema de gestión de activos con los requisitos de otros sistemas de gestión relacionados. Utiliza un proceso estructurado, eficaz y eficiente que conduce a la mejora continua y a la creación de valor en ejecución al gestionar costos, desempeño y riesgos [3].

Finalmente la ISO 55002, constituye básicamente una guía de aplicación de la norma anterior, en la que se detallan requisitos técnicos específicos de un sector de activos o actividad técnica específica y orientaciones sobre cómo se debería interpretar y aplicar la Norma ISO 55001 dentro de un sector específico o a tipos particulares de activos. Provee la directrices que permiten la implantación de la metodología [4].

- En España se cuenta con la UNE-EN 15341[5], basada en la Norma Europea EN 15341:2007. En ésta se detallan una serie de indicadores clave de mantenimiento, para apoyar a la gestión en el logro de la excelencia en el mantenimiento. La mayoría de estos indicadores se pueden aplicar a todas las edificaciones, instalaciones y servicios industriales y de apoyo (construcciones, infraestructuras, distribución, redes, etc.). Estos indicadores se deberían utilizar para:
 - a) medir el estado;
 - b) realizar diagnósticos ;
 - c) identificar objetivos y definir metas a alcanzar;

- d) planificar acciones de mejoras;
- e) medir los cambios de manera continua en el tiempo.

Esta norma describe un sistema para gestionar los Indicadores Clave, clasificándolos en tres categorías, económicos, técnicos y organizativos; y tres niveles jerárquicos, niveles 1, 2 y 3, de menor a mayor detalle y precisión. Por ejemplo en el nivel 1, un indicador económico es el cociente entre el “Coste total de mantenimiento”, y el “Valor de sustitución de los activos”, mientras que en el nivel 3, se da un mayor nivel de detalle, con:

- coste del mantenimiento correctivo,
- coste del mantenimiento preventivo,
- coste del mantenimiento basado en la condición,
- coste del mantenimiento sistemático,
- ...

divididos entre el “Coste total del mantenimiento”.

A nivel de la compañía, el objetivo consiste en identificar la forma en que se puede gestionar el mantenimiento para mejorar el rendimiento global del mantenimiento.

A nivel de sistemas y de líneas de producción, los objetivos del mantenimiento se pueden dirigir a algunos factores de rendimiento particulares, identificados mediante análisis previos, como son:

- la mejora del coste efectivo del mantenimiento;
- la protección de la salud, la seguridad y el medio ambiente;
- la mejora del coste efectivo de la gestión de mantenimiento;
- el control inteligente de los servicios contratados;
- la mejora de la disponibilidad;
- etc.

A nivel de equipo y máquinas, puede interesar el control de:

- la fiabilidad;
- los costes;
- la mantenibilidad;
- etc.

Los objetivos también pueden consistir en dar consejos sobre las decisiones relativas a:

- inversiones;
- la duración de utilización;
- la elección de una estrategia; para la gestión de los activos de la compañía.

En conclusión, en esta norma se especifican una serie de Indicadores Claves en el proceso de mantenimiento, que pueden ser empleados como KPIs del proceso. Sin embargo, se trata de indicadores altamente generales del proceso de mantenimiento, aplicables a distintas instalaciones mantenibles, en torno a los cuales no se establece una metodología de global que los relacione.

El objetivo consiste en encontrar una metodología con un carácter más específico, orientada concretamente a las redes eléctricas de distribución, y que establezca un procedimiento inequívoco, con los que las metodologías anteriores, aunque pueden servir de guía, no serán empleadas para este trabajo.

- Artículos como “Generating Asset Health Indices Which Are Useful and Auditable” [16], sí que plantean una metodología cuyos resultados podrían ajustarse a los buscados en este trabajo. En este artículo, se plantea ya la idea de obtener un índice de salud único para el activo en concreto, y establece el método de obtención del mismo, basado en una ponderación logarítmica de los diferentes factores que influyen en la salud del activo.

La elección de la ponderación logarítmica, en detrimento de una ponderación decimal, responde a la necesidad de destacar los valores especialmente altos de determinados factores, que con la escala decimal pasan inadvertidos.

Esto se muestra en el siguiente ejemplo, en el que se muestran los resultados de la evaluación de tres transformadores, analizados con ambas ponderaciones:

Factor	Rango de Puntuación	Trafo 1	Trafo 2	Trafo 3
Test DGA tanque principal	0-10	5	0	0
Test V Ruptura	0-10	2	10	0
Termografía	0-10	3	0	0
Punt. Mecánica	0-10	1	10	0
Test aceite	0-10	1	0	3
Test DGA Tanque cambiador de toma	0-10	7	0	10
Punt. Operativa	0-10	3	10	0
Punt. Por fabricante	0-10	3	3	10
Punt. Del técnico	0-10	8	0	10
Suma	0-100	33	33	33

Tabla 2: Ejemplo resultados con ponderación decimal, tabla extraída de [16]

Factor	Rango de Puntuación	Trafo 1	Trafo 2
Test DGA tanque principal	1,3,10,30,100	1	100
Test V Ruptura	1,3,10,30,100	3	1
Termografía	1,3,10,30,100	3	1
Punt. Mecánica	1,3,10,30,100	10	1
Test aceite	1,3,10,30,100	30	1
Test DGA Tanque cambiador de toma	1,3,10,30,100	3	1
Punt. Operativa	1,3,10,30,100	10	1
Punt. Por fabricante	1,3,10,30,100	3	1
Punt. Del técnico	1,3,10,30,100	1	1
Suma	9-900	64	108

Tabla 3: Ejemplo resultados con ponderación logarítmica, tabla extraída de [16]

Como se puede observar en el primer ejemplo, si se emplea una escala decimal de ponderación, valores de factores excesivamente altos, altamente significativos, pueden pasar inadvertidos debido a la compensación con otros factores relativamente bajos. Aparentemente, los transformadores 1, 2 y 3 del primer ejemplo tendrían un estado de salud similar, cuando su situación es muy diferente. Mientras que el trafo 1 no presenta valores preocupantes en ningún test, pero si una media de valores medio-altos, los transformadores 2 y 3 presentan resultados muy negativos en algunos tests(con puntuaciones de 10/10, donde 10 es la peor puntuación posible), que pasan inadvertidos debido a que el resto de tests tienen puntuaciones muy bajas.

Por el contrario, en el ejemplo 2, la escala logarítmica de ponderación permite destacar aquellos activos en los que alguno de los factores sea excesivamente alto, lo cual puede indicar un fallo potencial.

En conclusión esta metodología podría resultar de gran interés para el estudio que se desea realizar. Sin embargo, se centra principalmente en los transformadores, cuando lo que se busca es un procedimiento común y aplicable a todos los activos de la red eléctrica de distribución. El método ponderativo podría, sin duda, emplearse para todos los activos, pero requeriría de un nivel de conocimiento e investigación que sobrepasa los objetivos del presente estudio.

Asimismo, este procedimiento se centra en la probabilidad de fallo, basada en el estado de salud del activo, pero no en las consecuencias del fallo (severidad), aspecto que también debe tenerse en cuenta a la hora de priorizar los esfuerzos de mantenimiento.

Por otra parte se observará más adelante, que la metodología escogida para este trabajo, tiene en cuenta, entre otros, los factores propuestos por el artículo citado para transformadores.

- RCM (Reliability Centered Maintenance): El RCM, Mantenimiento Centrado en la Fiabilidad, es un método contrastado que permite identificar y seleccionar aquellas estrategias de gestión de fallos que contribuyan a alcanzar de manera eficaz los niveles requeridos de seguridad, disponibilidad y coste de explotación. Estas estrategias incluyen actividades de mantenimiento, cambios operativos, modificaciones de diseño u otras acciones encaminadas a mitigar las consecuencias de los fallos [1].

En esencia, el RCM no es más que un procedimiento para identificar los activos de una instalación que requieren un mantenimiento preventivo en lugar de una política “run-to-failure” (hasta que falle) [12].

El RCM proporciona un proceso de decisión para identificar las actividades de gestión, de un mantenimiento preventivo aplicable y eficaz de los equipos de una instalación. Para ello tiene en cuenta las consecuencias operativas, económicas y de seguridad que pudieran derivarse de fallos identificables y de los mecanismos de degradación responsables de aquellos fallos. El resultado final de la aplicación de dicho proceso es el planteamiento de la conveniencia de realizar una tarea de mantenimiento, un cambio de diseño o cualquier otra alternativa que provoque una mejora[1].

Para implantar un programa de mantenimiento preventivo, basado en el RCM, se llevan a cabo tres fases [12]:

Fase 1 Identificar los equipos de mayor importancia para la seguridad y funcionamiento de la instalación. Será sobre estos equipos sobre los que se tenga que implementar el programa de mantenimiento preventivo.

Fase 2 Especificar las tareas de mantenimiento preventivo para estos equipos.

Fase 3 Ejecutar debidamente las tareas especificadas en la fase 2.

Dentro del RCM, se encuentran las técnicas de análisis de criticidad, que son metodologías que permiten jerarquizar sistemas, instalaciones y equipos, en función de su impacto global, con el fin de optimizar el proceso de asignación de recursos (económicos, humanos y técnicos)[15].

Un método de criticidad cualitativo muy utilizado dentro de las aplicaciones del RCM, es el proceso de jerarquización de sistemas basado en matrices de riesgo, que consideran dentro de su proceso de análisis la evaluación del factor “Riesgo”. Este método integra el análisis de la probabilidad (frecuencia) de que se produzca un fallo y las consecuencias (nivel de severidad) que pueden traer consigo los fallos de los sistemas a evaluar. La definición de criticidad puede tener varias interpretaciones dependiendo del objetivo que se pretenda y de las necesidades de la organización, por lo que existe una gran diversidad de herramientas de criticidad [14].

- Dentro de estas técnicas de análisis del RCM, se encuadra la metodología británica “DNO COMMON NETWORK ASSET INDICES METHODOLOGY” [13], que lleva a cabo un análisis completo tanto de la probabilidad de fallo como de las consecuencias de fallo (severidad), para construir una matriz de riesgo. La principal ventaja de esta metodología es su enfoque directo y detallado, concretamente orientado a la instalación cuyo análisis es el objetivo de este proyecto, las redes eléctricas de distribución. Es una metodología que, en lugar de establecer unos criterios y bases generales de mantenimiento, especifica qué parámetros concretos deben tenerse en cuenta, con qué importancia relativa y cómo combinarlos cuantitativamente para categorizar todos los activos de la red. Esto permite situar cualquier activo en una posición en la matriz de riesgo, enfocando los esfuerzos de mantenimiento a aquellos que se encuentren en una posición más “crítica” (cuando se habla posición más crítica, se hace referencia tanto a mayor probabilidad de fallo, como a mayores consecuencias de fallo) dentro de esta matriz.

Es por estas razones que se ha considerado esta metodología como la más adecuada para llevar a cabo el análisis que se pretende. Se trata de un procedimiento completamente novedoso en el proceso de mantenimiento de redes eléctricas de distribución. Como se ha expuesto, en España no existe en la actualidad ninguna metodología con tal nivel de detalle, lo cual hace necesario importar esta norma para realizar un mantenimiento eficiente, inteligente y preventivo de los activos de la red eléctrica de distribución.

3. Metodología de cálculo

3.1. Flujogramas de procedimiento

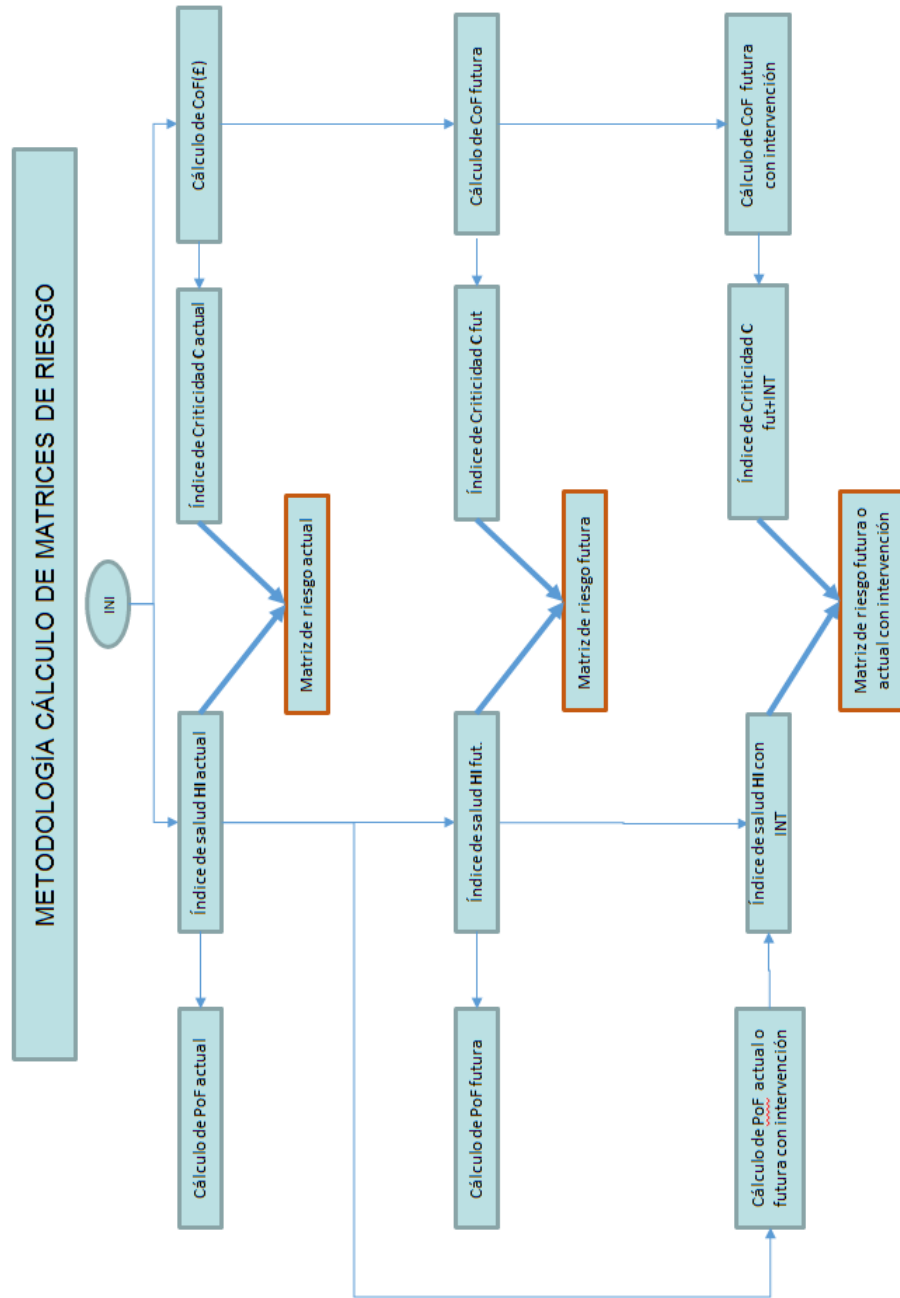


Figura 6: Flujograma general del procedimiento

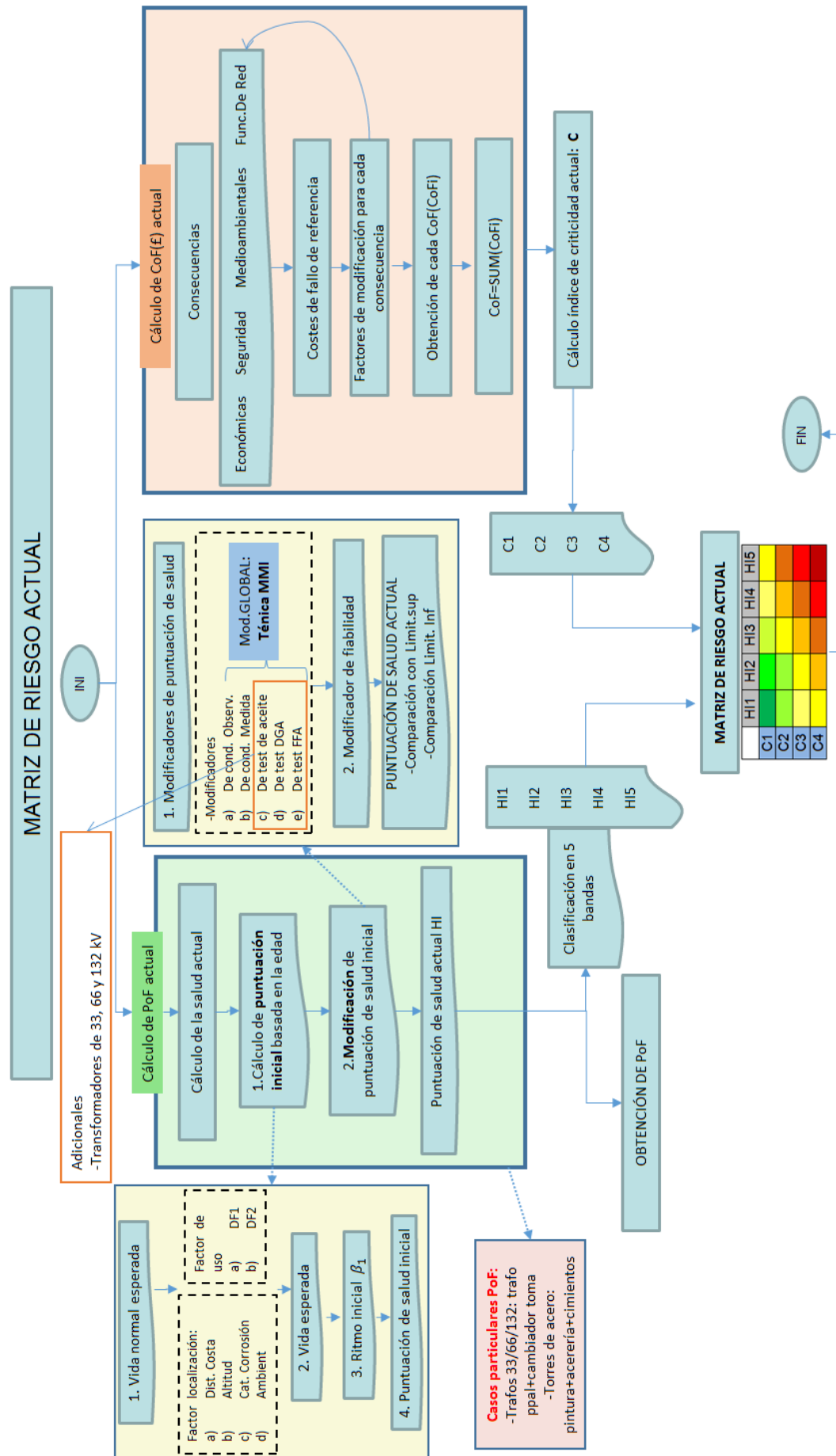


Figura 7: Flujograma para el cálculo de la matriz de riesgo

3.2. Desarrollo del procedimiento

3.2.1. Resumen de metodología

Para cada activo individual se debe determinar:

- Probabilidad de fallo(PoF) por año
- Consecuencia del fallo(CoF) en €

Éstos son los outputs claves de la metodología y se emplean para definir los Índices de Activos de la red, formados por 3 componentes:

1. Índice de salud (HI): Da una medida de la salud del activo. El índice de salud consiste en 5 bandas o franjas. Los activos son asignados una franja que está directamente relacionada con la PoF.
2. Índice de criticidad (C): Relacionado con la CoF. Consiste en 4 franjas. Los activos son asociados a una de las franjas basadas en el valor de la CoF individual relacionado con el CoF medio para ese CISA(categoría de índice de salud, término que será definido más adelante)
3. Índice de riesgo (IR): Medida del riesgo en unidades monetarias. Se determina con una combinación del índice de salud (HI) y el de criticidad(C)(los dos anteriores). Según la salud y criticidad de un activo, quedará determinado su riesgo asociado.

Como asignar a los activos a una franja del índice de salud y de criticidad , y la derivación de índice de riesgo se describe en la sección 3.8 Cada activo se coloca entonces en una matriz de riesgo, formada por la franja los índices de salud(HI) y la de los índices de criticidad(C).

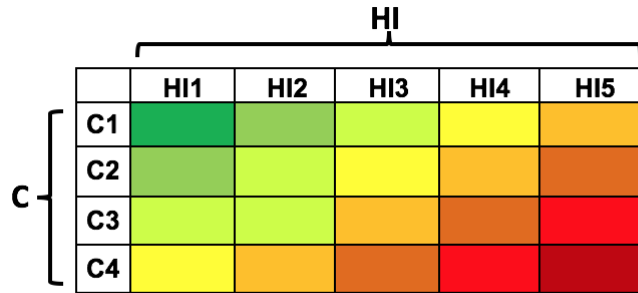


Diagrama de la Matriz de riesgo. La matriz es un cuadrado de 5 columnas y 4 filas. Las columnas están encabezadas por HI1, HI2, HI3, HI4, HI5. Las filas están encabezadas por C1, C2, C3, C4. Las celdas están coloreadas en una escala de riesgo: HI1 es verde, HI2 es verde claro, HI3 es amarillo, HI4 es naranja, HI5 es rojo. Las celdas C1, C2, C3, C4 están coloreadas en una escala de riesgo: C1 es verde, C2 es verde claro, C3 es amarillo, C4 es naranja. Las celdas de la fila C1 son verdes, las de la fila C2 son verdes claros, las de la fila C3 son amarillos, y las de la fila C4 son naranjas. Las celdas de la columna HI1 son verdes, las de la columna HI2 son verdes claros, las de la columna HI3 son amarillos, las de la columna HI4 son naranjas, y las de la columna HI5 son rojas.

	HI1	HI2	HI3	HI4	HI5
C1	Verde	Verde claro	Amarillo	Naranja	Rojo
C2	Verde	Verde claro	Amarillo	Naranja	Rojo
C3	Verde	Verde claro	Amarillo	Naranja	Rojo
C4	Verde	Verde claro	Amarillo	Naranja	Rojo

Figura 8: Matriz de riesgo

Así se determina un valor del riesgo (RI) en unidades monetarias. Este riesgo será la base del proceso de priorización del mantenimiento de activos.

Además se incluirá una predicción del índice de salud y de criticidad para cada activo, para lo cual la metodología ha de incluir además de PoF y CoF presentes, una predicción de PoF y CoF futuros: Esto requiere evaluación de deterioro y de qué acciones influyen en la salud y/o criticidad. Por tanto, se producirán matrices de riesgo para mostrar:

- Riesgo existente del activo
- Futuro riesgo del activo
- Futuro riesgo del activo contemplando las intervenciones planeadas

3.2.2. Jerarquía de las categorías de activos

La metodología se aplica a muchos tipos diferentes de activos. Mientras que se aplican los mismos principios genéricos para evaluar la salud y criticidad de cada tipo de activo, los inputs, cálculos y calibraciones cambian para los diferentes tipos de activos. Variaciones en:

- Tipos de fallos funcionales basados en condición
- Evaluación de salud del activo
- Impacto del fallo

En este documento, se especificarán los inputs, cálculos y calibraciones según el tipo de activo. Los activos se agruparán en categorías, principalmente dos:

1. Categoría de activos registrados: Estos son los activos individuales que serán evaluados, de menor coste.
2. Categoría de índice de salud del activo, CISA: Representa grupos de tipos de activos de nivel más alto y de mayor importancia y coste: Cada categoría de índice de salud de activo está formada por una o más categorías de activos registrados(engloban a los anteriores).

Como puede observarse en la tabla 4 que se muestra a continuación, dentro de la categoría de índice de salud de activo, se engloban uno o varios activos de la categoría de activos registrados.

Categoría de Índice de salud de activo	Categoría de activo registrado
Apoyos líneas aéreas BT	Postes de BT
Caja subterránea de distribución de BT	Caja subterránea de BT
Celdas de BT y otros	Cuadro de BT de pared
	Cuadro de BT de pared(Tipo X)
	Interruptores de BT
	Armarios de distribución de BT(ID)
	Armarios de distribución de BT (OD en subestación)
	Armarios de distribución de BT (OD no asociado a subestación)
Apoyos de líneas aéreas de 6.6, 11, 20 kV- Postes	Postes para Tensiones 6.6/11 kV
	Postes 20 kV
Celdas de 6.6/11/20 kV(ST): Primarias	Interruptor primario sobre tierra de 6.6/11 kV
	Interruptor primario de 20 kV
Celdas de 6.6/11/20 kV(ST): Distribución	Interruptor secundario(ST) 6.6/11 kV
	Celdas compactas(RMU) 6.6/11 kV
	Celdas compactas tipo X(RMU) 6.6/11 kV
	Celdas ST de 6.6/11 kV
	Interruptor(ST) 20 kV
	Celdas compactas(RMU) de 20 kV
	Interruptor (ST) de 20 kV
Transformador(sobre tierra) de 6.6/11/20 Kv	Transformador (ST) 6.6/11 kV
	Transformador (ST) 20 kV
Apoyos de líneas aéreas de 33 y 66 kV(Postes)	Poste de 33 kV
	Poste de 66 kV
Uniones de líneas aéreas de 33/66 kV	Uniones de 33 kV
	Uniones de 66 kV
Conductor (líneas de torre)de línea aérea de 33/66 kV	Conductor (líneas de torre) de línea aérea de 33 kV
	Conductor (líneas de torre) de línea aérea de 66 kV
Apoyos de líneas aéreas de 33/66 kV(Torres)	Torre de 33 kV
	Torre de 66 kV
Cable subterráneo de 33/66 kV (presurizado con gas)	Cable subterráneo (gas) de 33 kV
	Cable subterráneo (gas) de 66 kV
Cable subterráneo de 33/66 kV (No presurizado)	Cable subterráneo (No presurizado) de 33 kV
	Cable subterráneo (No presurizado) de 66 kV
Cable subterráneo de 33/66 kV(presurizado con aceite)	Cable subterráneo (aceite) de 33 kV
	Cable subterráneo (aceite) de 66 kV
Cables submarinos	Cables submarinos 6,6/11/20 kV
	Cables submarinos 33 y 66 kV
	Cables submarinos 132kV

Categoría de Índice de salud de activo	Categoría de activo registrado
Celdas de 33/66 kV (ST)	Interruptores de corte por aire (ID) (ST) de 33kV
	Interruptores de corte por aire (OD) (ST) de 33kV
	Interruptores de corte por gas (ID) (ST) de 33kV
	Interruptores de corte por gas (OD) (ST) de 33kV
	Celdas compactas (RMU) de 33 kV
	Conmutador/el maniobra (ST) de 33 kV
	Interruptores de corte por aire (ID) (ST) de 66kV
	Interruptores de corte por aire (OD) (ST) de 66kV
	Interruptores de corte por gas (ID) (ST) de 66kV
	Interruptores de corte por gas (OD) (ST) de 66kV
Transformador de 33/66 kV	Transformador (ST) 33 kV
	Transformador (ST) 66 kV
Uniones líneas aéreas de 132 kV	Uniones de 132 kV
Conductor aéreo (líneas de torre) de 132 kV	Conductor (líneas de torre) de línea aérea de 132 kV
Apoyos de líneas aéreas de 132 kV(Torres)	Torre de 132 kV
Cable subterráneo 132 kV (gas)	Cable subterráneo (gas) de 132 kV
Cable subterráneo 132 kV (No presurizado)	Cable subterráneo (No presurizado) de 132 kV
Cable subterráneo 132 kV (aceite)	Cable subterráneo (aceite) de 132 kV
Interruptor de 132 kV	Interruptores de corte por aire (ID) (ST) de 132kV
	Interruptores de corte por aire (OD) (ST) de 132kV
	Interruptores de corte por gas (ID) (ST) de 132kV
	Interruptores de corte por gas (OD) (ST) de 132kV
Transformador de 132 kV	Transformador de 132 kV(ST)

Tabla 4: Categorización de activos, tabla adaptada de [13]

3.3. Definición de fallo

La metodología considera fallos funcionales derivados de PoF y CoF, clasificados en 3 subcategorías:

- Catastróficos: Repentinos y totales, recuperación de activo inviable
- Degradados: Fallo importante asociado degradación avanzada. Si no se toman medidas puede derivar en catastrófico
- Incipientes: Fallo menor debido a una primera etapa de degradación.

Nota: Estos fallos sólo se refieren a aquellos debidos a la condición del activo, no a intervención de terceras partes.

3.4. Índice de salud y Probabilidad de Fallo (PoF) actuales

3.4.1. Índice de salud actual

La salud actual de un activo se representa con el índice de salud, empleando una escala continua entre 0.5 y 10, donde:

- 0.5 es la salud esperada de un activo nuevo,
- 5.5 representa el punto en la vida de activo a partir del cual empieza un deterioro importante $PoF \approx 2 \times PoF_{ActivoNuevo}$
- 10 representa un activo en una condición muy pobre $PoF \approx 10 \times PoF_{ActivoNuevo}$

El estado de salud actual se deriva de información relacionada con:

- 1) Edad
- 2) Factores ambientales
- 3) Factores de uso del activo
- 4) Factores relacionados con estado observado de activo
- 5) Factores relacionados con estado determinado por medidas

El índice de salud actual (HI) se calcula en dos pasos:

1. Cálculo de una puntuación inicial basada en la edad (modelo de degradación basado en edad)
2. Modificación de la puntuación inicial usando información conocida sobre la condición observada y medida del activo

A continuación se explican estos pasos en detalle:

Paso 1: Cálculo de la puntuación(índice) inicial de salud

Se calcula con la edad del activo y su vida esperada. La vida esperada es la vida normal esperada, ajustándola para tener en cuenta factores ambientales y de uso.

Vida normal esperada: Depende de cada tipo de activo y se define como el tiempo en años donde los primeros signos importantes de deterioro aparecen, que corresponde con una puntuación de salud de 5.5. Se obtiene del apéndice de los valores tabulados de la tabla 67.

Vida esperada: Se obtiene ajustando el valor de la vida normal esperada aplicando la siguiente fórmula:

$$Vida_{esperada} = \frac{Vida_{normalesperada}}{F_{LOC} \times F_{USO}} \quad (1)$$

Obtención de factores de localización e uso:

- a) Factor de localización: Para todos los activos excepto los cables subterráneos y las cajas subterráneas de distribución de BT (para los cuales el factor de localización vale 1), este factor se verá influenciado por:
 - Distancia de la costa: Basada en la distancia del activo(o de su subestación) a la costa, medida en km. El factor de distancia a la costa se aplica como muestra la tabla 57.
 - Altitud: Basado en altitud del activo(o su subestación). Se obtiene de la tabla 58
 - Categoría de corrosión: Clasifica los activos en 5 bandas según la corrosión a la que estén expuestos. En función de la banda en la que se encuentre el activo, el factor de corrosión tomará un valor. Se obtiene de la tabla 59

- Ambiente (indoor o outdoor): Si no se sabe, se toma una suposición por defecto de la tabla 60. El ambiente determina el procedimiento de cálculo del factor de localización de la siguiente manera:

- Si el ambiente es exterior(Outdoor)

Caso A El máximo entre los factores de distancia a costa, altitud y corrosión es mayor que 1:

$$F_{LOC} = MAX(F_{DistCosta}, F_{Alt}, F_{Corr}) + ((N^{\circ} factores > 1) - 1) \times INC \quad (2)$$

Donde INC es la constante de incremento para cada tipo de activo y su valor viene recogido en la tabla 61

Caso B Si el máximo entre los factores de distancia a costa, altitud y corrosión no es mayor que 1

$$F_{LOC} = MIN(F_{DistCosta}, F_{Alt}, F_{Corr}) \quad (3)$$

- Si el ambiente es interior (Indoor): Se calcula un factor de localización **inicial**, aplicando exactamente las mismas ecuaciones que antes, (2) y (3). Asimismo se calcula el factor de localización inicial "mínimo", que se obtendría si todos los factores de localización tomaran su mínimo valor posible para el tipo de activo. Con estos factores de localización iniciales, se puede calcular el factor de localización definitivo:

$$F_{LOCdef} = 0,25 \times (F_{LocInit} - F_{MinLocInit}) + F_{MinLocInit} \quad (4)$$

- b) Factor de uso: La vida esperada de un activo varía en función del uso al que es sometido. En función del tipo de activo, el factor de uso se calcula a partir de uno o dos subfactores, DF1 y DF2.

- Si sólo se aplica uno $F_{uso}=DF1$
- Si se aplican los dos, se hace una media $F_{uso} = \frac{DF1+DF2}{2}$

Estos factores de uso para cada categoría de activos se sacan de las tablas 62 a 66.

Con estos factores de localización y uso, se puede calcular la vida esperada a partir de la vida normal esperada. Con ésta ya se podrá determinar la puntuación de salud inicial.

Primero ha obtenerse un parámetro denominado ritmo inicial de envejecimiento, β_1 , para lo cual se tiene en cuenta que el ritmo de envejecimiento de un activo crece exponencialmente debido a la influencia de los productos del proceso de deterioro.

$$\beta_1 = \frac{\ln(H_{vidaespera}/H_{nuevo})}{Vidaesperada} \quad (5)$$

Donde:

$H_{nuevo} = 0,5$: Puntuación de salud de activo nuevo

$H_{vidaesperada} = 5,5$: Puntuación de salud de activo que alcanza su vida esperada

Y la vida esperada se obtiene como ya se ha comentado anteriormente. Ahora ya se puede determinar la puntuación inicial de salud:

$$PuntSalud_{INICIAL} = H_{nuevo} \times e^{(\beta_1 \times edad)} \quad (6)$$

3.4.2. Modificación de la puntuación inicial de salud: Índice de salud actual(HI)

La puntuación de salud actual o índice de salud actual(HI) se calcula aplicando a la puntuación de salud inicial un factor modificador de la puntuación de salud y un factor modificador de fiabilidad, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$HI = PuntSalud_{INICIAL} \times Factor_{Punt.Salud} \times Factor_{Fiabilidad} \quad (7)$$

Cada factor incluye además un límite inferior y uno superior del índice de salud actual. Una vez obtenido este índice, debe ser comparado:

- 1º Con el límite de salud superior, de manera que si lo supera, $HI = Lim_{SUPERIOR}$
- 2º Con el límite de salud inferior, de manera que si es menor, $HI = Lim_{INFERIOR}$

Es importante hacer la comparación en este orden, de manera que las condiciones pobres anulen las positivas. Antes de comparar el estado de salud con el límite inferior, debe ser comparado y asignado un valor con respecto al límite superior. Valores: Normalmente el inferior es 0.5 y el superior 10, sin embargo para ciertos casos estos parámetros varían. Estos vienen especificados en las diferentes tablas en las que se obtienen los factores modificadores.

FACTORES MODIFICADORES

1. Factor Modificador de puntuación de salud

Se determina para cada activo individual, usando información relacionada con la condición del activo. Esta condición puede ser tanto observada como medida y para cada una de éstas se cuenta con una serie de modificadores.

Para todas las categorías de índice de salud de activo se calcula un modificador de salud para cada activo individual, con excepción de las torres y transformadores de 33, 66 y 132kV. En el caso de estos últimos, se evalúan modificadores de salud para cada subcomponente, para determinar el estado de salud actual de cada subcomponente del activo.

Por otra parte, el modificador de puntuación de salud consiste en tres elementos:

- a) Factor de puntuación de salud: Es un factor de multiplicación, derivado de los modificadores de condición, aplicado a la puntuación de salud inicial.
- b) Tope o límite superior de puntuación de salud: Es el valor máximo que se aplica al producto del factor de puntuación de salud (el anterior) y la puntuación inicial de salud.
- c) El límite inferior de puntuación de salud: Mínimo valor del producto anterior.

Para todos los activos excepto para los de las categorías de índice de salud de activo de transformadores de 33, 66 y 132kV, el modificador de salud se determina combinando los modificadores de condición observada y medida, aplicando la técnica de Máximo y Múltiplo Incremento (MMI), que se describe al final de la sección de factores modificadores de condición

- **Modificadores de condición observada:** Información que puede ser recogida por inspección visual del activo. En la tabla 5, mostrada a continuación, se recogen los inputs de condición observada que se emplean para determinar el modificador de condición observada para cada categoría de activo.

Categoría de activo	Subcomponente	Input de condición observada
Caja sub-terránea de BT	N/A	1.Condición de cobertura metálica y fosa 2. Agua/ Humedad 3.Condición del aislamiento 4. Signos de calentamiento 5.Barreras de fase
Interruptor de BT	N/A	1.Condición externa del equipo de conmutación
Cuadro distribución de BT de pared	N/A	1.Condición externa de equipos de conmutación 2. Fugas de compuestos 3. Condición interna de equipos de conmutación
Armario de distribución	N/A	1.Condición externa de equipos de conmutación 2.Fugas de compuestos 3. Condición interna de equipos de conmutación 4. Condición de aislamiento 5. Signos de calentamiento 6. Barreras de fase
Celdas de 6.6/11/20 kV (ST) - Primarias	N/A	1.Condición externa de equipos de conmutación 2.Fugas de aceite/Presión de gas 3. Evaluación termográfica 4. Condición y operación interna de equipos de conmutación 5. Ambiente interior
Celdas de 6.6/11/20 kV (ST) - Distribución	N/A	1.Condición externa de equipos de conmutación 2.Fugas de aceite/Presión de gas 3. Evaluación termográfica 4. Condición y operación interna de equipos de conmutación 5. Ambiente interior
Celdas de 33 y 66 kV (ST)	N/A	1.Condición externa de equipos de conmutación 2.Fugas de aceite/Presión de gas 3. Evaluación termográfica 4. Condición y operación interna de equipos de conmutación 5. Ambiente interior 6.Estructura de soporte
Celdas de 132kV	N/A	1.Condición externa de equipos de conmutación 2.Fugas de aceite/Presión de gas 3. Evaluación termográfica 4. Condición y operación interna de equipos de conmutación 5. Ambiente interior 6.Estructura de soporte 7. Sistemas de aire
Transformador de 6.6/11/20kV (ST) En caseta	N/A	1.Condición externa del transformador

Categoría de activo	Subcomponente	Input de condición observada
Transformador de 33 y 66 kV (ST) en caseta	Transformador principal	1. Condición del tanque principal 2. Condición de radiador y equipos refrigeración 3. Condición de bornas del transformador 4. Condición de la caseta 5. Condición de las cajas de cables
	Cambiador de toma	1. Condición externa del cambiador de toma 2. Condición interna 3. Condición de accionamiento o mecanismo de activación (mueve el contacto) 4. Condición de contactos de selector y válvula desviador 5. Condición de trenzado de contactos y selector de válvula desviadora
Transformador de 132kV (ST) En caseta	Transformador principal	1. Condición del tanque principal 2. Condición de radiador y equipos refrigeración 3. Condición de bornas del transformador 4. Condición de la caseta 5. Condición de las cajas de cables
	Cambiador de toma	1. Condición externa del cambiador de toma 2. Condición interna 3. Condición de accionamiento o mecanismo de activación (mueve el contacto) 4. Condición de contactos de selectores y derivadores 5. Condición de trenzado de selectores y derivadores
Cables submarinos	NA	1. Condición externa de la coraza/armadura
Apoyos o postes de BT, MT y AT	NA	1. Condición visual del apoyo 2. Podredumbre de la parte superior del poste 3. Inclinação del apoyo 4. Peligro/Daño a pájaros u otros animales
Torres de 33, 66 y 132 kV	Acerería	1. Patas de la torre 2. Arriostramiento (Estructura de sujección y equilibrio) 3. Crucetas 4. Cabeza
	Pintura	1. Condición de la pintura
	Cimientos	1. Condición de los cimientos
Uniones de 33, 66y 132 kV	NA	1. Uniones a las torres 2. Uniones a los conductores 3. Condición eléctrica de los aisladores 4. Condición mecánica de los aisladores
Conductor de línea de torre de 33, 66 y de 132 kV	NA	1. Condición visual 2. Número de empalmes por vano

Tabla 5: Inputs de condición observada, tabla adaptada de [13]

Con cada uno de estos inputs se obtienen una serie de factores para cada tipo de activo. Estos factores se obtienen mediante las tablas 73 a 135. Una vez determinados, se combinan para dar lugar a un factor modificador de condición observada único.

Para ello debe emplearse la técnica la técnica MMI, detallada más adelante. Para emplear esta técnica son necesarios una serie de factores que viene recogidos en la tabla 68.

* Caso particular: **Cables**

Para todos los activos de cables (excepto submarinos), se fijarán los siguientes valores:

- Factor de condición observada = 1
- Límite superior de condición observada=10
- Límite inferior de condición observada=0.5

- **Modificadores de condición medida:** Los Inputs son una serie de medidas, tests o chequeos funcionales de diagnóstico de salud del activo, que se muestran en la tabla 6.

Categoría de activo registrado	Subcomponente	Input de condición medida
Caja subterránea Dist BT	N/A	1.Adecuación operativa
Interruptor de BT	N/A	1.Adecuación operativa
Cuadro dist BT(SP)	N/A	1.Adecuación operativa 2.Seguridad
Armarios distribución BT	N/A	1.Adecuación operativa
Celdas AT(ST) - Primarias	N/A	1. DP 2. Test de ductilidad 3. Test de resistencia del aislamiento 4. Tests de aceite 5. Lecturas de temperatura 6. Test de tiempo de disparo
Celdas 6.6/11/20kV(ST) - Distribución	N/A	1. DP 2. Test de ductilidad 3. Tests de aceite 4. Lecturas de temperatura 5. Test de tiempo de disparo
Celdas de 33, 66 kV(ST)	N/A	1. DP 2. Test de ductilidad 3. Test de resistencia del aislamiento 4. Tests de aceite 5. Lecturas de temperatura 6. Test de tiempo de disparo
Celdas 132kV(ST)	N/A	1. DP 2. Test ductilidad 3. Test de resistencia del aislamiento 4. Tests de aceite 5. Lecturas de temperatura 6. Test de tiempo de disparo

Categoría de activo registrado	Subcomponente	Input de condición medida
Transformador de 6.6/11/20kV(ST)	N/A	1. Descargas parciales 2. Acidez del aceite 3. Lecturas de Temperatura
Transformador 33 y 66kV(ST)	Transformador principal	1. DP 2. Lecturas de Temperatura
	Cambiador de toma	1. DP de cambiador de toma
Transformador de 132kV(ST)	Transformador principal	1. DP 2. Lecturas de Temperatura
	Cambiador de toma	1. Descargas Parciales
Cable subterráneo de 33, 66 y 132kV(no presurizado)	N/A	1. Test de cubierta 2. DP 3. Histórico de fallos
Cable subterráneo de 33, 66 y 132kV(Aceite)	N/A	1. Fugas
Cable subterráneo de 33, 66 y 132kV(Gas)	N/A	1. Fugas
Cable Submarino	N/A	1. Test de cubierta 2. DP 3. Histórico de fallos
Apoyos de BT	N/A	1. Deterioro de los apoyos
Apoyos de 6.6/11/20 kV	N/A	1. Deterioro de los apoyos
Apoyos de 33 y 66 kV	N/A	1. Deterioro de los apoyos
Torres de 33 y 66 kV y 132kV	Acerería	N/A
	Pintura	N/A
	Cimientos	N/A
Uniones de 33, 66 y 132kV	N/A	1. Termografía 2. Test de ductilidad
Conductor de línea de torre de 33 y 66 kV y 132kV	N/A	1. Sampling/muestreo del conductor 2. Estudio de seguimiento de corrosión

Tabla 6: Inputs de condición medida, tabla adaptada de [13]

Como ya se ha indicado previamente, se calcula un modificador de salud para cada activo individual, con excepción de las torres y transformadores de 33, 66 y 132kV. En el caso de estos últimos, se evalúan modificadores de salud para cada subcomponente.

*** Obtención del factor modificador para torres de acero:**

Se fijan los siguientes valores por defecto:

- o Factor de condición medida = 1
- o Límite superior de condición medida=10
- o Límite inferior de condición medida=0.5

Para el resto de diferentes activos, los valores de los factores de condición medida vienen en las tablas 136 a 176. En estas tablas se obtienen una serie de factores con los cuales, aplicando la técnica MMI, se determina un factor de condición medida único. Los parámetros para aplicar dicha técnica se extraen de la tabla 69.

– **Combinación del modificador de condición observada y medida**

Para todos los activos, excepto las categorías de índices de salud de activos(CISA) de los transformadores de 33, 66 y 132 kV, el factor divisor 1 y 2 tienen un valor de 1.5 y N° Máx. de factores combinados es 2. Así, la técnica MMI puede ser simplificada para calcular el factor de modificador de salud, como se muestra en la siguiente tabla:

$a = \text{MAX}(\text{Factor C. Observada}, \text{Factor C. medida})$	$b = \text{MIN}(\text{Factor C. Observada}, \text{Factor C. medida})$	Factor Modificador de salud
>1	>1	$=a + ((b-1)/1,5)$
>1	≤ 1	$=a$
≤ 1	≤ 1	$=b + ((a-1)/1,5)$

Tabla 7: Combinación de factores de condición observada y medida, tabla adaptada de [13]

* **Obtención de factor modificador de salud para transformadores de 33, 66 y 132 kV**

Se calcula un índice de salud para cada uno de sus subcomponentes, y por tanto un factor modificador de salud para cada uno de éstos. Posteriormente se determina el índice de Salud y PoF globales del transformador, para lo cual se toma el máximo valor de los índices de salud de sus subcomponentes. Con éste se deriva posteriormente la PoF.

Evaluación de cada uno de sus subcomponentes:

Transformador principal

Se calcula de manera idéntica que para el resto de activos, con las siguientes excepciones:

- i Existen tres modificadores de condición adicionales: Modificadores de test de aceite, de Test DGA y de Test FFA.
- ii Los parámetros empleados para combinar los factores asociados con estos modificadores de condición, junto con el resto de modificadores (los de condición medida y condición observada), para derivar la puntuación de salud, se muestran en la siguiente tabla:

Parámetros para combinación empleando técnica MMI		
Factor divisor 1	Factor divisor 2	N° Máx de factores combinados
1.5	1.5	4

Tabla 8: Obtención de factor modificador de salud trafo principal, tabla adaptada de [13]

En la figura 9 se muestra un flujograma del procedimiento de obtención del factor modificador de salud del transformador principal:

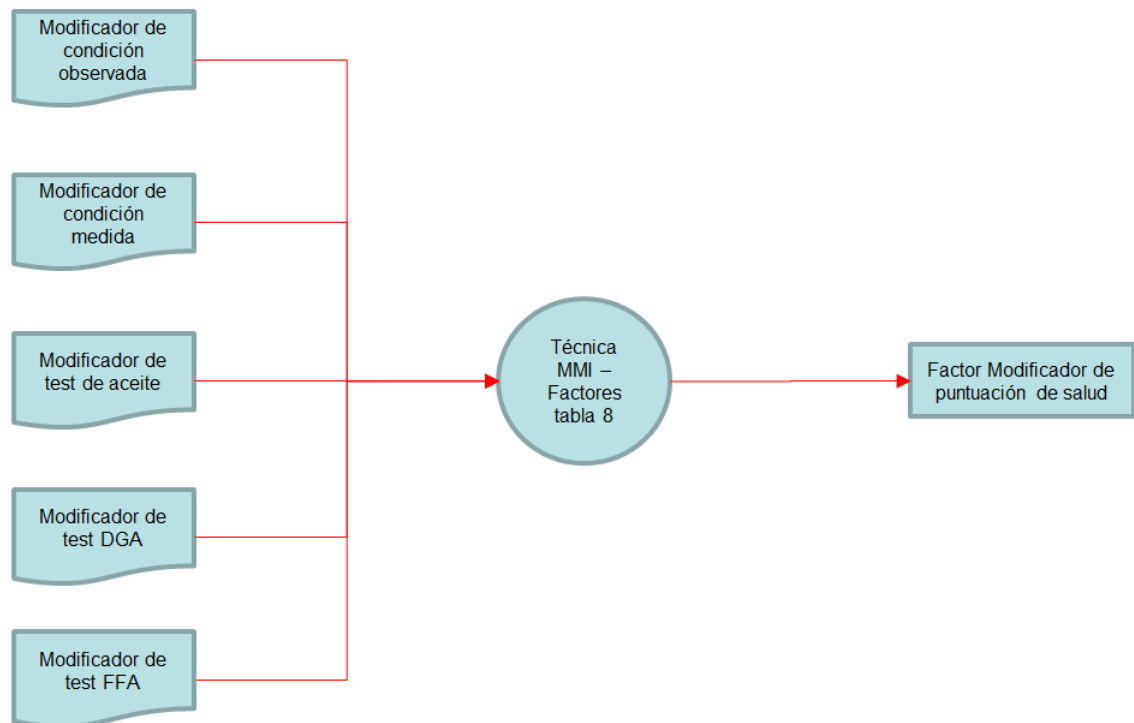


Figura 9: Combinación de factores para cálculo de factor modificador de salud de transformador principal, figura adaptada de [13]

Cambiador de tomas

Se calcula de manera idéntica que para el resto de activos, con las siguientes excepciones

- i Existen un modificador de condición adicional, el modificador de test de aceite.
- ii Los parámetros empleados para combinar los factores asociados con estos modificadores de condición, junto con el resto de modificadores (modificadores de condición medida y observada), para derivar la puntuación de salud, se muestran en la siguiente tabla:

Parámetros para combinación empleando técnica MMI		
Factor divisor 1	Factor divisor 2	Nº Máx de factores combinados
1.5	1.5	2

Tabla 9: Obtención de factor modificador de salud de cambiador de tomas, tabla adaptada de [13]

En la figura 10 se muestra un flujograma del procedimiento de obtención del factor modificador de salud del cambiador de toma:

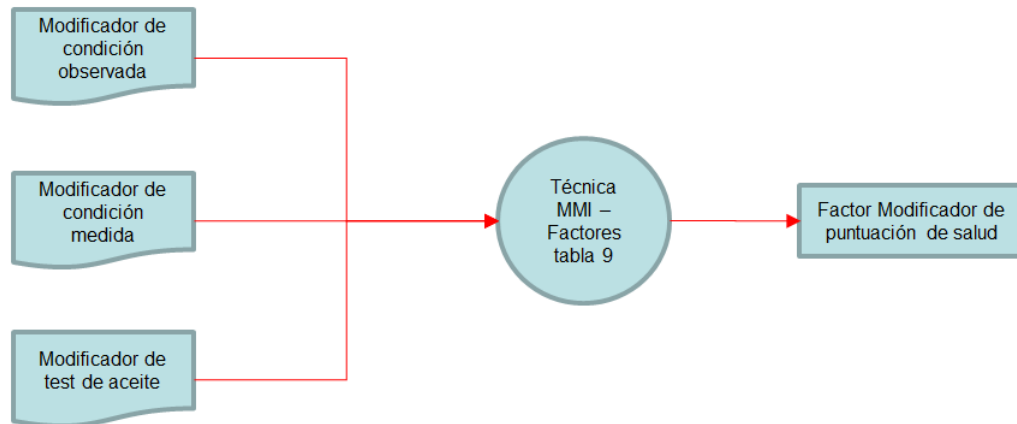


Figura 10: Combinación de factores para cálculo de factor modificador de salud de cambiador de toma, figura adaptada de [13]

- **Modificador de test de aceite:** Este modificador se deriva de la información de la condición del aceite(humedad, acidez y tensión de ruptura), parte fundamental del transformador para la refrigeración y el aislamiento eléctrico [10]. Se emplea para identificar defectos o degradación en el activo, por lo que es usado para incrementar la puntuación de salud cuando sea necesario. Está formado por un factor, un límite superior y uno inferior. Cálculo

- Los resultados de humedad, acidez y fuerza de rotura se estandarizan en puntuaciones empleando las tablas:

>Acidez (mg KOH/g)	≤Acidez(mg KOH/g)	Puntuación Acidez
-0.01	0.1	0
0.1	0.15	2
0.15	0.2	4
0.2	0.3	8
0.3	10,000	10

Tabla 10: Puntuación de acidez del aceite , tabla adaptada de [13]

>Humedad (ppm)	≤Humedad (ppm)	Puntuación Hume- dad
-0.01	15	0
15	25	2
25	35	4
35	45	8
45	10,000	10

Tabla 11: Puntuación de humedad del aceite , tabla adaptada de [13]

$>TR(kV)$	$\leq TR(kV)$	Puntuación TR
-0.01	30	10
30	40	4
40	50	2
50	10,000	0

Tabla 12: Puntuación de Tensión de ruptura (TR) del aceite , tabla adaptada de [13]

- b) Las puntuaciones de estos tres factores se multiplican por los valores de importancia relativa(pesos ponderados) y son sumados para crear la puntuación de condición del aceite:

$$Punt_{CondAceite} = 80 \times Punt_{humedad} + 125 \times Punt_{acidez} + 80 \times Punt_{TR} \quad (8)$$

- c) El factor de condición de aceite se deriva de la siguiente tabla:

$>$ Cond. Aceite	Punt. Cond. Aceite	$\leq$ Punt. Cond. Aceite	Factor test de aceite
-0.01	50	0.9	
50	200	1	
200	500	1.05	
500	1,000	1.10	
1,000	10,000	1.20	

Tabla 13: Factor de condición de Test de aceite, tabla adaptada de [13]

- d) El límite inferior del índice de salud se extrae de la siguiente tabla y el superior se fija siempre en 10:

$>$ Cond. Aceite	Punt. Cond. Aceite	$\leq$ Punt. Cond. Aceite	Límite Inferior Test de aceite
-0.01	50	0.5	
50	200	0.5	
200	500	0.5	
500	1,000	0.5	
1,000	10,000	3	

Tabla 14: Límite inferior de índice de salud derivado del test de aceite, tabla adaptada de [13]

- **Modificador de Análisis de Gas Disuelto (DGA):** Este modificador se deriva del contenido de gas disuelto en el aceite. Este test proporciona información para detectar actividad térmica o eléctrica anormal en el activo y se emplea para incrementar la puntuación de salud cuando sea necesario. Como todos los anteriores, cuenta con un factor, límite superior e inferior.

Pasos:

- a) Los niveles de los siguientes gases en el aceite dan información de la condición del transformador y con las tablas correspondientes se deriva la puntuación:

>Hidrógeno (ppm)	≤Hidrógeno (ppm)	Condición de hidrógeno
-0.01	20	0
20	40	2
40	100	4
100	200	10
200	10,000	16

Tabla 15: Calibración de cantidad de Hidrógeno, tabla adaptada de [13]

>Metano (ppm)	≤Metano (ppm)	Condición de metano
-0.01	10	0
10	20	2
20	50	4
50	150	10
150	10,000	16

Tabla 16: Calibración de cantidad de Metano, tabla adaptada de [13]

>Etileno (ppm)	≤Etileno(ppm)	Condición de Etileno
-0.01	10	0
10	20	2
20	50	4
50	150	10
150	10,000	16

Tabla 17: Calibración de cantidad de Etileno, tabla adaptada de [13]

>Etano(ppm)	≤Etano(ppm)	Condición de Etano
-0.01	10	0
10	20	2
20	50	4
50	150	10
150	10,000	16

Tabla 18: Calibración de cantidad de Etano, tabla adaptada de [13]

>Acetileno (ppm)	≤Acetileno (ppm)	Condición de Acetileno
-0.01	1	0
1	5	2
5	20	4
20	100	8
100	10,000	10

Tabla 19: Calibración de cantidad de Acetileno, tabla adaptada de [13]

- b) Con los resultados para los diferentes gases se obtiene la puntuación DGA multiplicando cada valor por su importancia relativa:

$$Punt_{DGA} = 50 \times P_H + 30 \times P_{MET} + 30 \times P_{ETILEN} + 30 \times P_{ETAN} + 120 \times P_{ACET} \quad (9)$$

- El límite inferior será 7 o mayor en caso de que haya signos de un potencial fallo de fin de vida.

$$LÍM.DGA_{inferior} = \frac{Punt.DGA}{220} \quad (10)$$

- El límite superior será siempre 10

- c) Finalmente para crear el factor del test DGA se considera la tendencia basada en los resultados históricos (de un período previo) del mismo activo. Para ello se determina el porcentaje de cambio:

$$\%Cambio = \frac{PuntDGA_{ultimo} - PuntDGA_{anterior}}{PuntDGA_{anterior}} \times 100 \% \quad (11)$$

- d) Con esto se puede categorizar la tendencia según la tabla:

> %Cambio	≤ %Cambio	Categoría de cambio
-1,000	-5	Negativo
-5	5	Neutro
5	25	Pequeño
25	100	Importante
100	1,000	Grande

Tabla 20: Calibración de categoría de cambio, tabla adaptada de [13]

- e) Ahora ya se puede determinar el factor de test DGA con la siguiente tabla:

> %Cambio	Factor de Test DGA
Negativo	0.90
Neutro	1.00
Pequeño	1.10
Importante	1.20
Grande	1.50

Tabla 21: Calibración factor de test DGA, tabla adaptada de [13]

- **Modificador de Test de compuestos Furánicos(FFA)** Los compuestos furánicos se producen cuando la celulosa(papel) se degrada, lo cual reduce la fuerza mecánica. La longitud de las cadenas de celulosa se define por el Grado de Polimerización (GP), que en un transformador es aproximadamente 1000. Cuando se reduce hasta 250, el papel apenas tiene fuerza y está en riesgo de fallo durante la operación.

- Experimentalmente se ha determinado que un valor de 5 ppm de FFA es indicativo de un GP aproximado de 250, con que el límite inferior del test FFA se ha calibrado para un valor de 7 cuando FFA=5. Matemáticamente se expresa la relación con la siguiente ecuación:

$$FFA_{LÍMITEinferior} = 2,33 \times S^{0,68} \quad (12)$$

Donde, S: Valor de FFA en ppm(partes por millon)

- El límite superior es siempre 10

- El factor del test FFA se determina del valor de FFA usando la siguiente tabla(Su valor por defecto es 1):

>Valor FFA(ppm)	≤Valor FFA(ppm)	Factor test FFA
-0.01	4	1
4	5	1.1
5	6	1.25
6	7	1.4
7		1.6

Tabla 22: Calibración test FFA, tabla adaptada de [13]

* Técnica MMI

Los distintos factores de condición, que forman parte de los modificadores de condición, se combinan para derivar el Factor de puntuación de salud usando la técnica MMI.

Esta técnica asegura que el factor de puntuación de salud está mayormente influenciado por el factor de condición input medido u observado más fuerte, y en menor grado por el resto de inputs de condición de menor importancia.

Procedimiento

- Si algún factor >1 :
 - Var1=Máximo de los factores
 - Var2=Excluyendo Var1:
 - Para el resto de valores donde (Factor-1) >0
 - Var2= Suma(Factor-1) para los n-1 mayores de éstos, siendo n=Nº Máx. de factores combinados
 - Var3=Var2/FactorDivisor1
 - Factor combinado=Var1+Var3
- Else(todos ≤ 1)
 - Var1=Mínimo de los factores
 - Var2=Segundo valor más bajo de los factores
 - Var3=(Var2-1)/FactorDivisor2
 - Factor Combinado=Var1+Var3
- Donde,
 - El Nº Máx. de factores combinados especifica cuantos factores pueden afectar simultáneamente al factor combinado
 - FactorDivisor1 y FactorDivisor2 son constantes que especifican el grado en que factores adicionales “buenos” o “malos” pueden afectar al factor combinado
 - Tanto el Nº Máx. de factores combinados como los factores divisores viene especificado spara cada activo.

2. Factor Modificador de fiabilidad

Se aplica a la puntuación de salud de aquellos activos en los que el responsable de mantenimiento determine que pueden tener una probabilidad de fallo distinta de la esperada para un activo típico de la misma categoría de activo y la misma puntuación de salud, resultado de una serie de aspectos que afectan su salud y fiabilidad. Está asociado con:

- La marca y el tipo de activo
- La construcción del activo: Material o tratamiento aplicado

Típicamente estos aspectos se determinan por notificaciones del fabricante, investigaciones de fallos, análisis forenses o como resultado de inspecciones de activos de la misma marca o tipo.

Comprende dos componentes separados:

- a) Factor de multiplicación aplicado a la Puntuación de salud actual
- b) Límite inferior de la puntuación de salud actual.

El factor de fiabilidad debe tener un valor entre 0.6 y 1.5 y su valor por defecto es 1. El límite inferior de fiabilidad es 0.5. Cada responsable de mantenimiento puede determinar si el modificador de fiabilidad aplicado a activos individuales comprende solo el factor de fiabilidad, solo el límite inferior de fiabilidad o ambos.

Con los factores modificadores de puntuación de salud y de fiabilidad ya se puede determinar el valor del **ÍNDICE DE SALUD ACTUAL**, que está capado a un valor máximo de 10, aplicando la ecuación (7). El resultado obtenido, como se ha indicado previamente, debe ser comparado con los límites superior e inferior.

3.4.3. Casos particulares para cálculo de índices de salud

Como se ha indicado previamente, existen dos casos particulares en los que varía ligeramente el procedimiento de cálculo de los índices de salud:

- 1. Transformadores de 66, 33 y 132 kV:** El índice de salud para estos transformadores se deriva de la consideración separada de la salud de dos subcomponentes distintos:

- a) El transformador principal
- b) Cambiador de toma: Mecanismo que permite ajustar la relación de transformación

Se reconoce así el grado de independencia entre la salud de estos componentes. El índice de salud global del transformador se deriva de la combinación de los índices de salud de ambos subcomponentes. Éstos se determinan separadamente con los métodos ya explicados previamente. En resumen:

1. Se calcula la puntuación inicial de salud para el transformador principal y para el cambiador de toma. Cada subcomponente tendrá una vida normal esperada (tabla 67) y una edad distinta(aunque la edad en muchos casos puede coincidir), el factor de uso también será distinto, pero el factor de localización coincidirá.
2. Modificadores de puntuación de salud diferentes se calculan para ambos subcomponentes: Se calcula como se ha detallado previamente en la sección 3.4.2.
3. Se calculan los índices de salud actuales individuales para cada subcomponente, a partir de sus puntuaciones de salud iniciales y los factores modificadores.
4. El ritmo de previsión de envejecimiento β_2 y posteriormente el índice de salud futuro (procedimientos que se explican más adelante en la sección 3.5.1), también se calculan separadamente.

Índice de Salud y PoF globales del transformador

- Para el índice de salud actual del activo global del transformador se toma el máximo valor de las puntuaciones de salud de sus subcomponentes.
- Para el índice de salud futuro se procede de igual manera.
- La PoF global se determina aplicando las ecuaciones (13), actual, descrita en 3.4.4 y (16), futura, descrita en 3.5.2, al índice de salud global.

2. Torres de acero: Las torres de acero están formadas por diferentes piezas de acero. La vida de una torre de acero depende principalmente del ritmo de deterioro de su acerería por encima y debajo del suelo.

La acerería nueva está protegida por un galvanizado de zinc que confiere protección anticorrosiva para la parte por encima del suelo por un período de alrededor de 30 años.

Una capa de pintura se aplicará normalmente a esta parte por encima del suelo para mayor protección, unos 30 años después de su instalación, cuando el galvanizado de zinc deja de cumplir su función protectora.

Si la corrosión avanza, puede tener que pasarse de tener que cambiar únicamente algunas piezas y aplicar pintura protectora(bajo coste) a tener que cambiar toda la torre(mucho más costoso). Por tanto, el ciclo de vida de las torres depende de tres elementos de las mismas:

- 1) Pintura
- 2) Acerería
- 3) Cimientos

Los índices de salud de estos componentes se determinan separadamente tal y como se ha detallado previamente.

1. Puntuación de salud inicial: Cada subcomponente tendrá una vida normal esperada y una edad distinta pero el factor de localización y el factor de uso coincidirán. La vida normal esperada del sistema de pintura, la acerería y los cimientos se obtienen de la tabla 67. Debe tenerse en cuenta:
 - Para la acerería y los cimientos, si se desconoce la edad, se toma de la propia torre.
 - Para la pintura:
 - a) Si la torre no está pintada, se toma la vida normal esperada del galvanizado y la edad de la acerería.
 - b) Si está pintada: Se toma la vida normal esperada de la pintura y la edad como el período de tiempo desde la última vez que se pintó.
2. Modificadores de puntuación de salud diferentes se calculan para cada uno de los 3 subcomponentes, empleando el método explicado previamente(Técnica MMI), usando los mismos factores para la combinación de los modificadores de condición observada y medida que para todos los activos excepto transformadores de 33, 66 y 132 kV.
3. De esta forma se obtienen índices de salud actuales separados para cada subcomponente, aplicando la ecuación (7). El índice de salud actual de la pintura puede tomar como máximo un valor de 6.4.
4. El ritmo de previsión de envejecimiento β_2 , con el que posteriormente se obtiene el índice de salud futura, también se calcula separadamente, tal y como se detalla en la sección 3.5.1. La puntuación de salud futura de la pintura puede tomar como máximo un valor de 6.4.

Índice de Salud y PoF globales de las torres:

- Para la puntuación de salud actual del activo global de la torre se toma el máximo valor de las puntuaciones de salud de sus tres subcomponentes. Como la condición de la pintura no conlleva la sustitución de la torre se aplica un límite superior de 6.4 al índice de salud de ésta, como ya se ha indicado.
- Para la puntuación de salud futura se procede de igual manera.
- La PoF global se determina aplicando las ecuaciones (13) , descrita en 3.4.4 (actual) y (16) (futura) descrita en 3.5.2 al índice de salud global.

3.4.4. Probabilidad de fallo actual (PoF)

La PoF por año de cada activo se calcula empleando la siguiente ecuación, que describe una función cúbica y está basada en los 3 primeros términos de la serie de Taylor. La PoF aumenta más rápidamente a medida que la salud del activo se degrada:

$$PoF = K \times \left(1 + (C \times H) + \frac{(C \times H)^2}{2!} + \frac{(C \times H)^3}{3!} \right) \quad (13)$$

Donde,

- H: Puntuación de salud actual, a menos que ésta sea ≤ 4 , que entonces $H=4$
- K y C: Constantes que definidas a continuación:
 - C: Define la forma de la curva de probabilidad de fallo
 - K: Escala los valores del PoF al ratio de fallo y el límite de la puntuación de salud al punto donde hay una transición de PoF constante a exponencial

Los valores se extraen de la tabla 23 que se muestra a continuación.

ACTIVOS	K	C	Límite Punt. Salud
Caja subterránea de BT	0.0077 %	1.087	4
Interruptor de BT	0.0041 %	1.087	4
Armario de distribución de BT(Interior)	0.0046 %	1.087	4
Armario de distribución de BT (Exterior en o fuera de subestación)	0.0046 %	1.087	4
Cuadro dist. BT (SP)	0.0069 %	1.087	4
Celdas de 6.6/11/20kV(Sobre tierra): Primarias	0.0052 %	1.087	4
Celdas de 6.6/11/20kV(Sobre tierra): Distribución	0.0067 %	1.087	4
Celdas de 33 y 22 kV(Sobre tierra)	0.0223 %	1.087	4
Celdas de 66 kV(Sobre tierra)	0.0512 %	1.087	4
Interruptores de 132 kV	0.0431 %	1.087	4
Transformador de 6.6/11/20kV(sobre tierra)	0.0078 %	1.087	4
Transformador de 33, 66 y 132kV	0.0454 %	1.087	4
Apoyos	0.0285 %	1.087	4
Torres	0.0545 %	1.087	4
Uniones	0.0096 %	1.087	4
Conductor aéreo	0.0080 %	1.087	4
Cables subterráneos presurizados(33, 66 y 132kV aceite)	2.0944 %	1.087	4
Cables subterráneos presurizados(33, 66 y 132kV gas)	4.5036 %	1.087	4
Cables submarinos	0.0202 %	1.087	4
Cables subterráneos no presurizados	0.0658 %	1.087	4

Tabla 23: Constantes K y C de curva de PoF, tabla adaptada de [13]

****** Para el caso de activos lineales (Cables subterráneos, aéreos y submarinos) la PoF viene dada por km, por año.

3.5. Evaluación de índice de salud y PoF futuros

La evaluación de la PoF futura asume que a medida que un activo envejece en el futuro, su salud se deteriora y la PoF aumenta. Para determinar esta PoF se evaluará la previsión futura de la salud del activo y de esta se derivará la PoF.

3.5.1. Índice de salud futuro

Se calcula derivando una predicción de la puntuación de salud actual, con la siguiente fórmula

$$HI_{futuro} = HI_{actual} \times e^{((\beta_2/r) \times t)} \quad (14)$$

Donde,

- t: Número futuro de años (Tiempo para el que se hace la previsión)
- r: Factor de reducción de envejecimiento
- β_2 : Ritmo de previsión de envejecimiento

La puntuación de salud futura está capada a un máximo de 15

Obtención de β_2 : Ritmo de previsión de envejecimiento

Para predecir la puntuación de salud futura a partir de la actual, el ritmo de envejecimiento (que antes se llamó β_1) debe ser recalculado para tener en cuenta la influencia futura de los efectos de los factores modificadores de puntuación de salud y de fiabilidad. En activos donde no se observe envejecimiento, no es preciso recalcular el ritmo de envejecimiento.

- a) Si el índice de salud actual es 0.5, $\beta_2 = \beta_1$
- b) Si el índice de salud actual > 0.5 entonces:

$$\beta_2 = \frac{\ln \left(\frac{HI_{Actual}}{H_{nuevo}} \right)}{Edad} \quad (15)$$

Donde,

- Edad: Edad actual del activo
- β_2 está capado de manera que: $\beta_2 \leq 2 \times \beta_1$

Obtención de r: Factor de reducción de envejecimiento

El hecho de que se emplee una curva exponencial lleva a un efecto de aceleración cada vez mayor una vez que el activo alcanza un índice de salud elevado, que para activos que están alcanzando su final de vida puede resultar en una PoF exagerado que no refleja el deterioro real del activo. Esto se debe a la correspondencia imperfecta entre la curva y la realidad para valores altos del índice de salud.

Para una mejor correspondencia, se introduce el factor de reducción de envejecimiento que reduce el ritmo de envejecimiento reduciendo la pendiente de la curva para valores altos del índice de salud (especial, pero no exclusivamente donde la puntuación de salud es mayor de 5.5).

La técnica de la reducción de envejecimiento se emplea para reducir el incremento predicho en la PoF con el tiempo para activos en los que la puntuación de salud actual representa un nivel de deterioro significativo.

- Para activos con Puntuación de salud >5.5 , el factor de reducción de envejecimiento toma su valor máximo, 1.5
- Para activos con Puntuación de salud <2 , el factor de reducción de envejecimiento vale 1

Para evitar un modelo en el que los activos con índice de salud bajo (Más sanos) se deterioran más rápido que aquellos con alta puntuación, el factor de reducción de envejecimiento varía linealmente entre 1 y su valor máximo, como muestra la figura 12:

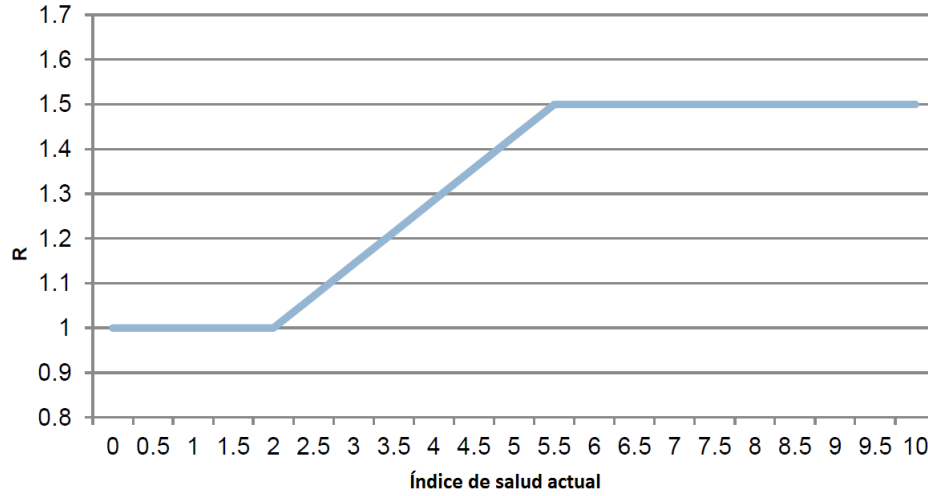


Figura 11: Evolución del factor de reducción de envejecimiento, figura adaptada de [13]

Puede usarse la siguiente tabla para determinar el valor de r :

HI actual	r
< 2	1
$[2, 5.5]$	$((HI_{actual}-2)/7)+1$
> 5.5	1,5

Tabla 24: Factor de reducción de envejecimiento r , tabla adaptada de [13]

3.5.2. Probabilidad de fallo futura(PoF_{futura})

La PoF futura se calcula empleando la misma relación que se usa entre el índice de salud y la PoF actuales, pero con la puntuación de salud futura:

$$PoF = K \times \left(1 + (C \times H) + \frac{(C \times H)^2}{2!} + \frac{(C \times H)^3}{3!} \right) \quad (16)$$

Donde,

- H: Puntuación de salud futura, a menos que ésta sea ≤ 4 , que entonces $H=4$
- K y C: Constantes definidas previamente

3.6. Intervenciones

Las intervenciones son actividades realizadas para gestionar el riesgo de fallos basados en la condición.

Actividades de sustitución y rehabilitación de activos se orientan a gestionar el riesgo reduciendo la PoF. El efecto de estas actividades se calcula modificando los datos de entrada usados en la metodología, para calcular o bien la puntuación de salud inicial o futura.

- Para actividades de **sustitución** del activo, consiste simplemente en recalcular la salud y criticidad del activo teniendo en cuenta los cambios en la población de activos resultantes de la intervención.
- Para actividades de **rehabilitación** del activo, la salud y criticidad del activo se recalculan usando datos de entrada(input) revisados para el activo que es objeto de rehabilitación.

La tabla 25 identifica las actividades de rehabilitación y los datos de entrada (input) que deben ser reevaluados para actualizar la mejora en el riesgo que supone dicha actividad.

Nota: Con esta actividad se cerraría el bucle, que nos devolvería de nuevo al paso de inspección para evaluar de nuevo el estado de salud de los activos.

Intervención de rehabilitación	Categoría de activo	Activo registrado	Inputs afectados por intervención
Sustitución de mecanismo de operación (Interruptor corte por aire)	Celdas de BT	Interruptor de BT	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Sustitución de alimentación	Celdas de BT	Armarios distribución BT: ID, OD asociado o no a SE	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Rehabilitación completa en fábrica	Celdas de 6.6/11/20 kV ST: Distribución	Interruptor secundario, elemento de maniobra y RMU de 6.6/11kV y 20kV	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Rehabilitación completa in situ: Apertura y sustitución de elementos deteriorados	Celdas de 6.6/11/20 kV ST: Distribución	Interruptor secundario, elemento de maniobra y RMU de 6.6/11kV y 20kV	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Rehabilitación completa de mecanismo de operación	Celdas de 6.6/11/20 kV ST: Distribución	Interruptor secundario, elemento de maniobra y RMU de 6.6/11kV y 20kV	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Sustitución de cajas de cables	Celdas de 6.6/11/20 kV ST: Distribución	Interruptor secundario, elemento de maniobra y RMU de 6.6/11kV y 20kV	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Sustitución de parte móvil	Celdas de 6.6/11/20 kV ST: Distribución	Interruptor secundario, elemento de maniobra y RMU de 6.6/11kV y 20kV	i) Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad ii) Aumentar vida esperada en 20 años
Rehabilitación completa en fábrica	Celdas de 6.6/11/20 kV ST: Primarias	Interruptores primarios ST de 6.6/11kV y 20kV	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Rehabilitación completa in situ: Apertura y sustitución de elementos deteriorados	Celdas de 6.6/11/20 kV ST: Primarias	Interruptores primarios ST de 6.6/11kV y 20kV	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Rehabilitación completa de mecanismo de operación	Celdas de 6.6/11/20 kV ST: Primarias	Interruptores primarios ST de 6.6/11kV y 20kV	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Sustitución de cajas de cables	Celdas de 6.6/11/20 kV ST: Primarias	Interruptores primarios ST de 6.6/11kV y 20kV	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad

Intervención de rehabilitación	Categoría de activo	Activo registrado	Inputs afectados por intervención
Sustitución de parte móvil	Celdas de 6.6/11/20 kV ST: primarias	Interruptores primarios ST de 6.6/11kV y 20kV	i) Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad ii) Aumentar vida esperada en 20 años
Rehabilitación completa in situ o en fábrica: Apertura y sustitución de elementos deteriorados	Celdas de 33 y 66kV ST: Primarias	Interruptores de corte por aire y gas de 33 y 66kV, OD e ID y RMU de 33kV	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Rehabilitación completa de mecanismo de operación	Celdas de 33 y 66kV ST: Primarias	Interruptores de corte por aire y gas de 33 y 66kV, OD e ID y RMU de 33kV	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Sustitución de cajas de cables	Celdas de 33 y 66kV ST: Primarias	Interruptores de corte por aire y gas de 33 y 66kV, OD e ID y RMU de 33kV	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Sustitución de parte móvil	Celdas de 33 y 66kV ST: Primarias	Interruptores de corte por aire y gas de 33 y 66kV, OD e ID y RMU de 33kV	i) Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad ii) Aumentar vida esperada en 20 años
Rehabilitación completa in situ o en fábrica: Apertura y sustitución de elementos deteriorados	Interruptores de 132kV	Interruptores de corte por aire y gas de 132kV, OD e ID	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Rehabilitación completa de mecanismo de operación	Interruptores de 132kV	Interruptores de corte por aire y gas de 132kV, OD e ID	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Sustitución de cajas de cables	Interruptores de 132kV	Interruptores de corte por aire y gas de 132kV, OD e ID	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Rehabilitación completa en fábrica	Transformador 6.6/11/20kV	Transformadores de 6.6/11kV y de 20kV	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Sustitución de bobinado	Transformador 6.6/11/20kV	Transformadores de 6.6/11kV y de 20kV	i) Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad ii) Revisar la edad para tener en cuenta el tiempo transcurrido desde la rehabilitación
Reacondicionamiento in situ del aceite para quitarle humedad y acidez procedente de bobinado	Transformador 6.6/11/20kV	Transformadores de 6.6/11kV y de 20kV	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad

Intervención de rehabilitación	Categoría de activo	Activo registrado	Inputs afectados por intervención
Rehabilitación completa en fábrica	Transformador 33/66kV	Transformadores de 33kV y de 66kV	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Sustitución de bobinado	Transformador 33/66kV	Transformadores de 33kV y de 66kV	i)Reevaluar factor modificador de salud para el subcomponente transformador principal, recalificando la condición observada, medida, los test de aceite, DGA , FFA y el factor de fiabilidad ii) Revisar la edad para tener en cuenta el tiempo transcurrido desde la rehabilitación, empleando ésta en los cálculos
Reacondicionamiento in situ del aceite para quitarle humedad y acidez procedente de bobinado	Transformador 33/66kV	Transformadores de 33kV y de 66kV	Reevaluar factor modificador de salud para subcomponente transformador principal, recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Sustitución de sistema de refrigeración y radiadores	Transformador 33/66kV	Transformadores de 33kV y de 66kV	Reevaluar factor modificador de salud para subcomponente transformador principal, recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Sustitución de bujes	Transformador 33/66kV	Transformadores de 33kV y de 66kV	Reevaluar factor modificador de salud para subcomponente transformador principal, recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Sustitución de juntas y cierres (elementos de sellado)	Transformador 33/66kV	Transformadores de 33kV y de 66kV	Reevaluar factor modificador de salud para subcomponente transformador principal, recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Sustitución de cambiador de toma o de su mecanismo completo	Transformador 33/66kV	Transformadores de 33kV y de 66kV	i)Reevaluar factor modificador de salud para el subcomponente cambiador de toma, recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad ii) Si se sustituye el cambiador de toma por uno nuevo, hay que revisar la edad del subcomponente cambiador de toma en el cálculo de la puntuación de salud inicial, empleando la nueva edad del cambiador
Rehabilitación completa en fábrica	Transformador 132kV	Transformadores 132kV	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad

Intervención de rehabilitación	Categoría de activo	Activo registrado	Inputs afectados por intervención
Sustitución de bobinado	Transformador 132kV	Transformadores 132kV	i)Reevaluar factor modificador de salud para el subcomponente transformador principal, recalificando la condición observada, medida, los test de aceite, DGA , FFA y el factor de fiabilidad ii) Revisar la edad para tener en cuenta el tiempo transcurrido desde la rehabilitación, empleando ésta en los cálculos
Reacondicionamiento in situ del aceite para quitarle humedad y acidez procedente de bobinado	Transformador 132kV	Transformadores 132kV	Reevaluar factor modificador de salud para subcomponente transformador principal, recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Sustitución de sistema de refrigeración y radiadores	Transformador 132kV	Transformadores 132kV	Reevaluar factor modificador de salud para subcomponente transformador principal, recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Sustitución de bujes	Transformador 132kV	Transformadores 132kV	Reevaluar factor modificador de salud para subcomponente transformador principal, recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Sustitución de juntas y cierres (elementos de sellado)	Transformador 132kV	Transformadores 132kV	Reevaluar factor modificador de salud para subcomponente transformador principal, recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad
Sustitución de cambiador de toma o de su mecanismo completo	Transformador 132kV	Transformadores 132kV	i)Reevaluar factor modificador de salud para el subcomponente cambiador de toma, recalificando la condición observada, medida y el factor de fiabilidad ii) Si se sustituye el cambiador de toma por uno nuevo, hay que revisar la edad del subcomponente cambiador de toma en el cálculo de la puntuación de salud inicial, empleando la nueva edad del cambiador
Fortalecimiento del apoyo	Apoyos de BT	Apoyos de BT	Reevaluar factor modificador de salud, recalificando los inputs de condición medida de deterioro del apoyo
Apoyos metálicos con base pequeña: Sustitución de piezas metálicas individuales	Apoyos de BT	Apoyos de BT	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada y medida
Fortalecimiento del apoyo	Apoyos de AT	Apoyos de 6.6/11kV y 20kV	Reevaluar factor modificador de salud, recalificando los inputs de condición medida de deterioro del apoyo
Apoyos metálicos con base pequeña: Sustitución de piezas metálicas individuales	Apoyos de AT	Apoyos de 6.6/11kV y 20kV	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada y medida

Intervención de rehabilitación	Categoría de activo	Activo registrado	Inputs afectados por intervención
Fortalecimiento del apoyo	Apoyos de 33/66kV	Apoyos de 33kV y 66kV	Reevaluar factor modificador de salud, recalificando los inputs de condición medida de deterioro del apoyo
Apoyos metálicos con base pequeña: Sustitución de piezas metálicas individuales	Apoyos de 33/66kV	Apoyos de 33kV y 66kV	Reevaluar factor modificador de salud recalificando la condición observada y medida
Pintura de la torre	Torres de 33/66kV y 132kV	Torres de 33kV, 66kV y 132kV	i)Reevaluar factor modificador de salud para el subcomponente pintura de la torre, recalificando los inputs de condición de la pintura ii) Revisar la edad del subcomponente de pintura en el cálculo de la puntuación de salud inicial, tomando como edad el tiempo transcurrido desde que la torre fue pintada por última vez
Sustitución de piezas metálicas	Torres de 33/66kV y 132kV	Torres de 33kV, 66kV y 132kV	Reevaluar factor modificador de salud para subcomponente acerería, recalificando los inputs de condición observada relevantes
Sustitución de cimientos	Torres de 33/66kV y 132kV	Torres de 33kV, 66kV y 132kV	Reevaluar factor modificador de salud para subcomponente cimientos, recalificando los inputs de condición observada relevantes
Rediseñar (sustituyendo, rehabilitando, relocalizando) los equipos del sistema de presurización con el objetivo de reducir la presión de operación normal del fluido en el sistema	Cables subterráneos de 33/66kV y 132kV presurizados con aceite o gas	Cables subterráneos de 33kV, 66kV y 132kV presurizados con aceite o gas	Reevaluar factor modificador de salud, recalificando los inputs de condición medida relevantes(incluyendo el input de ratio de fugas)
Rehacer los empalmes ya existentes y los puntos finales de los cables in situ	Cables subterráneos de 33/66kV y 132kV presurizados con aceite o gas	Cables subterráneos de 33kV, 66kV y 132kV presurizados con aceite o gas	Reevaluar factor modificador de salud, recalificando los inputs de condición medida relevantes(incluyendo el input de ratio de fugas)
Sustituir los empalmes ya existentes y los puntos finales de los cables	Cables subterráneos de 33/66kV y 132kV presurizados con aceite o gas	Cables subterráneos de 33kV, 66kV y 132kV presurizados con aceite o gas	Reevaluar factor modificador de salud, recalificando los inputs de condición medida relevantes(incluyendo el input de ratio de fugas)

Tabla 25: Inputs afectados por intervenciones de rehabilitación, tabla adaptada de [13]

3.7. Evaluación de las Consecuencias de Fallo (CoF)

La metodología evalúa separadamente la CoF de cada activo individual en cuatro categorías de consecuencias:

1. Económicas (costes de reparación y sustitución)
2. Seguridad
3. Medioambientales
4. Funcionamiento de la red

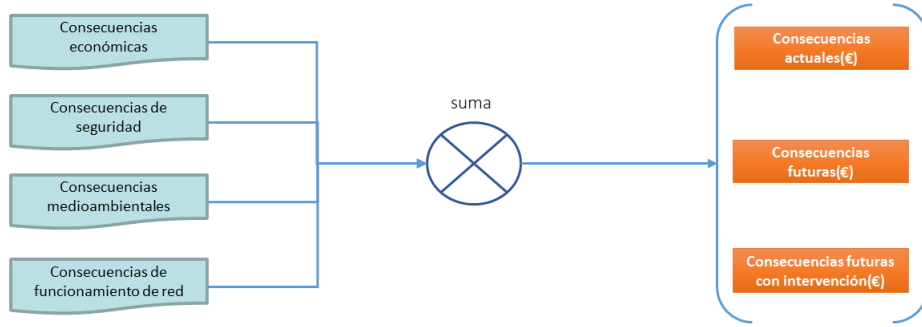


Figura 12: Flujograma de procedimiento de obtención de CoF, adaptado de [13]

Cada una de estas categorías es evaluada en unidades monetarias(€), con lo que las consecuencias totales de fallo de un activo(CoF) se pueden obtener sumando las CoFs de cada categoría. La metodología se basa en los costes de fallo de referencia.

Determinación de CoF

La CoF generalmente se asume como un valor constante en el tiempo, a menos que se lleve a cabo alguna inversión o acción por terceros, con lo que la CoF actual y futura generalmente tomarán el mismo valor.

Su cálculo está basado en los mismos modos de fallo que la PoF, fallo incipiente, degradado y catastrófico.

La metodología se basa en producir un coste de fallo de referencia para cada tipo de activo, que representa los efectos típicos de un fallo, basado en experiencias previas. Los costes específicos de cada activo se basan en la **aplicación de unos factores modificadores a los costes de referencia**.

La independencia de activos en términos de funcionamiento de la red se tiene en cuenta en las redes de 33, 66 y de 132 kV incluyendo un factor para fallos coincidentes.

Los costes de referencia se pueden extraer de la tabla 177. Estos costes de referencia se han obtenido en base a las referencias históricas de costes de fallo. Una vez obtenidos los costes de referencia, se les aplican una serie de factores de modificación cuya obtención se explica a continuación. Con los distintos costes de referencia modificados se calcula la CoF global:

$$CoF = CoF_{ECO} + CoF_{SEG} + CoF_{MA} + CoF_{FRED} \quad (17)$$

3.7.1. Factor de modificación de CoF Económicas

$$F_{Mod.Eco} = F_{TipoEco} \times F_{AccesoEco} \quad (18)$$

Donde,

- Factor de tipo económico: Permite un ajuste basado en consideraciones específicas del activo o subcomponentes del activo en los que el coste de reparación y sustitución varía del de referencia. Se obtiene de la tabla 178
- Factor económico de acceso: Representa la influencia del acceso (más o menos costoso) al activo. Sus valores se encuentran tabulados en las tablas 179 y 180. Para los activos que no aparecen en estas tablas se toma el valor por defecto 1.

Una vez obtenido el factor modificador económico se determina la CoF económica real:

$$CoF_{ECONOMICA} = CoF_{REF-ECO} \times F_{Mod.Eco} \quad (19)$$

3.7.2. Factor de modificación de CoF de seguridad

Celdas, transformadores y líneas aéreas

Depende del tipo de activo y la localización. El valor del factor se establece en base a estos dos parámetros:

1. Tipo: Riesgo que supone el activo por su naturaleza y su situación. Por ejemplo, los activos que incluyan conductores desnudos supondrán un mayor riesgo para personas que puedan entrar en contacto con los mismos. Una planta completamente aislada o encapsulada en una estructura metálica, supondrá un riesgo menor. Equipos o plantas atractivas para vándalos o ladrones tendrán un mayor riesgo que las que no. En caso de elementos de maniobra, en función del medio de interrupción se tendrá un riesgo diferente, pues los que emplean aceite pueden ser explosivos.
2. Localización: Proximidad a zonas frecuentadas o donde pueda haber invasión o manipulación del activo, O una afección importante al entorno. Se tendrán en cuenta dos aspectos:
 - Geografía y características del terreno: Bosques, ríos, campos de cultivo, autopistas, calles,...
 - Uso del terreno: Frecuentado por maquinaria agrícola, áreas recreativas, escuelas, zonas residenciales,...

Sus valores en función de estos dos parámetros se especifican en la tabla 181.

Cables subterráneos

El hecho de que la mayoría se encuentren enterrados les otorga una seguridad inherente. Este factor toma un valor de 1, cuando los cables se encuentran enterrados y 2, cuando están expuestos.

*Aquellos activos en los que no se especifica el valor del factor, se toma 1 por defecto.

Una vez obtenido el factor de modificación, se determina la CoF de seguridad:

$$CoF_{SEGURIDAD} = CoF_{REF-SEG} \times F_{ModSeg} \quad (20)$$

3.7.3. Factor de modificación de CoF medioambientales

Se emplea para tener en cuenta las circunstancias particulares de cada activo, concretamente:

- Tipo: Valores en tabla 182
- Tamaño: Valores en tabla 183
- Localización: En la tabla 184 se obtienen los valores del factor de proximidad y de contención. Con éstos se determina el factor de localización atendiendo a la siguiente ecuación:

$$F_{LOC} = F_{PROX} \times F_{CONT} \quad (21)$$

Los activos que no aparezcan en las tablas indicadas toman el valor por defecto del factor de modificación de CoF ambiental, 1.

Con estos tres factores se calcula el factor de modificación medioambiental:

$$F_{ModMA} = F_{TIPO} \times F_{TAM} \times F_{LOC} \quad (22)$$

De esta forma se puede obtener la CoF medioambiental modificada:

$$CoF_{MA} = CoF_{REF-MA} \times F_{ModMA} \quad (23)$$

3.7.4. Factor de modificación de CoF de funcionamiento de red

Se obtiene mediante dos procedimientos distintos, dependiendo del voltaje del activo.

1. Para activos que operan a 20 kV o menos se sigue el proceso de MT. Al coste de referencia han de aplicársele unos factores de modificación

- a) Factor de cliente: Refleja el número de clientes afectados por el fallo de un activo individual. Se obtiene dividiendo el número de clientes conectados a un activo(dato real) entre el dato de referencia de la tabla 185:

$$F_{cliente} = \frac{N^{\circ}ClientesReales}{N^{\circ}ClientesRef} \quad (24)$$

Si se observa que los clientes alimentados por un determinado activo tienen un consumo especialmente alto, se aplicará un ajuste al N° de clientes reales, tal y como se detalla en la tabla 186.

- b) Factor de sensibilidad del cliente: Se usa para reflejar circunstancias en las que el impacto sobre el cliente aumenta debido a una dependencia de la electricidad. Este factor tendrá un valor entre 1 y 2 y puede ser determinado por el responsable de mantenimiento. Por defecto se dará el valor 1.

Con estos dos factores se determina el Factor de funcionamiento de red:

$$F_{FRED} = F_{CLIENTE} \times F_{SENSIBILIDAD} \quad (25)$$

De esta forma:

$$CoF_{FRED} = CoF_{REF-FRED} \times F_{FRED} \quad (26)$$

2. Para activos que operan a 33, 66 y 132 kV. Dentro de estas redes se pueden encontrar:

- Redes consideradas seguras, en las cuales en caso de que se produzca el corte de algún circuito, o bien no se interrumpe el suministro a los clientes, o éste es restaurado inmediatamente con un interruptor automático; una vez se ha producido un primer corte de un circuito, puede haber partes que en caso de corte de otro circuito, se quedarían sin suministro. La carga que podría ser afectada en este supuesto se denomina carga en riesgo.
- Redes no seguras: Incluso el corte de un solo circuito puede producir pérdida del suministro, afectando a los clientes conectados. Estos suponen también carga en riesgo.

Definidas estos dos tipos de redes, se obtiene el factor modificador:

Factor de tipo(FT): Según el tipo de activo. Valores por defecto:

- I. Activo situado en red no segura para primer fallo de un circuito: FT=2.5 , FT=2.6 para el caso de transformadores
- II. Activo situado en red segura: FT=1

De esta forma:

$$CoF_{FRED} = CoF_{REF-FRED} \times FT \quad (27)$$

3.8. Matriz de Riesgo

Para cada activo se ha obtenido una PoF(por año) y un CoF(€). Con estos se construye una matriz de riesgo tal coma la que se muestra en la figura 8. Como puede verse, PoF y CoF se clasifican en 5 y 4 bandas(índices) respectivamente, en función de sus valores. Para llevar a cabo la asignación a la banda correspondiente se procede de la siguiente manera:

- a) En función del valor del índice de salud HI, el activo se sitúa en una de las 5 bandas, tal y como se especifica en la siguiente tabla:

Banda de HI	$\geq HI$	$< HI$
HI1	≥ 0.5	< 4
HI2	≥ 4	< 5.5
HI3	≥ 5.5	< 6.5
HI4	≥ 6.5	< 8
HI5	≥ 8	≤ 15

Tabla 26: Clasificación del índice de salud(HI), adaptada de [13]

- b) C: Índice de Criticidad: Agrupa los activos en cuatro categorías según su CoF. Para ello se basa en el valor relativo del CoF global de un activo registrado comparado con el CoF global para todos los activos de la misma categoría de activos.

$$C_i = \frac{CoF_{ACTIVO(i)}}{CoF_{Cat.Ind.SaludAct(i)}} \quad (28)$$

En base a esto existen cuatro categorías de criticidad:

- i) C1: Baja criticidad
- ii) C2: Media criticidad
- iii) C3: Alta criticidad
- iv) C4: Muy alta criticidad

Se asigna el activo a una de las 4 bandas, para lo cual se emplea la siguiente tabla de calibración:

Criticidad	$\geq CoF$	$< CoF$
C1	-	$< 75 \%$
C2	$\geq 75 \%$	$< 125 \%$
C3	$\geq 125 \%$	$< 200 \%$
C4	$\geq 200 \%$	-

Tabla 27: Clasificación del índice de criticidad(C), adaptada de [13]

4. Aplicación de la metodología

En base a los intereses de la compañía eléctrica, esta metodología va a ser aplicada a transformadores y cables subterráneos. Estos se encuentran entre los activos de mayor importancia para la red eléctrica de distribución, con lo que resulta de vital importancia poder determinar su riesgo asociado.

Asimismo, la compañía se encuentra aún en una etapa de transición hacia el mantenimiento predictivo, con lo que no dispone de la gran cantidad de datos que requiere la metodología para el análisis de los diferentes activos. Sin embargo, para el caso de transformadores y cables subterráneos, sí que se dispone bastantes de los datos empleados por la metodología, con lo que resultan ideales para la realización de este estudio.

Aquellos datos de los que no se disponga, tomarán el valor por defecto especificado por la metodología.

A modo de ejemplo, se realizará un caso completo de cada uno de estos dos tipos de activos, detallando el procedimiento de cálculo completo.

4.1. Caso de aplicación en transformadores de AT: Transformador N° 1, Subestación 1

Los transformadores que se pretenden evaluar presentan tensiones superiores de 400, 240, 230 y 220 kV. Pese a que la metodología que se ha definido contempla hasta una tensión máxima de 132 kV, los diferentes inputs y tests no varían para una mayor tensión, con lo que esta metodología es perfectamente aplicable. Así, se tomarán los diferentes valores y parámetros de las tablas correspondientes a los transformadores de 132 kV. Para la obtención de las consecuencias de fallo, las diferentes tensiones y potencias de unos transformadores y otros se verán plasmadas en los factores modificadores que se aplican a los costes de referencia.

4.1.1. Índice de salud (HI) y PoF actuales

Lo primero que se debe determinar es la puntuación inicial de salud, individualmente, para el transformador principal y el cambiador de tomas. En la siguiente tabla se muestran algunos de los datos necesarios para obtener esta puntuación inicial:

Activo	SE1,TR1
Tensión(kV)	240/132/12
Potencia(kVA)	150000
Edad	50
Distancia de la Costa	18.92 km
Altitud	175 m
Categoría Corrosión	5
Ambiente	Intemperie (od)
Nº Maniobras Cambiador	761
Maniobras Diarias	0.04169863

Tabla 28: Datos puntuación inicial de salud - Caso Transdormador AT

Primero se debe determinar la vida normal esperada, que viene definida para cada tipo de activo en la tabla 67. En este caso, al tratarse de un transformador de 132 kV pre 1980, la vida normal esperada es de 60 años, tanto para el cambiador de tomas como para el transformador principal. A este valor se le aplican los factores de localización y de uso:

- Factor de Localización: Es el mismo para el transformador principal y para el cambiador:
 - Factor de distancia a la costa: En base a la distancia de 18.92 km de la costa, con la tabla 57 se obtiene un factor de 1
 - Factor de altitud, con una altitud de 175 m sobre el nivel del mar, con la tabla 58 se obtiene un factor de 0.9
 - Categoría de corrosión: La categoría de corrosión se ha establecido en base a los mapas de corrosión internos de la compañía. En este caso, el activo se encuentra en una zona de muy alta corrosión (Norte de España y poco alejado de la costa), con que la categoría de corrosión toma el valor 5. Con este valor, la tabla 59 arroja un factor de 1.25
 - Ambiente: Pese a estar asociado a una subestación, los transformadores son de intemperie, no se sitúan en el interior de ninguna edificación.

Puesto que el ambiente es exterior(Outdoor) y el máximo entre los factores de distancia a costa, altitud y corrosión es mayor que 1, se aplica la ecuación (2):

$$F_{LOC} = MAX(1, 0,9, 1,25) + ((1) - 1) \times = 1,25 \quad (29)$$

Donde INC=0.05 se ha obtenido de la tabla 61.

- Factor de uso: El factor de uso varía para los subcomponentes de transformador principal y el cambiador de tomas:
 - Transformador principal: Puesto que no se ha podido determinar la máxima utilización en circunstancias normales, el factor de uso para el transformador toma el valor 1.
 - Cambiador de tomas: En las inspecciones reglamentarias visuales se apuntan el número de maniobras que ha realizado el cambiador a lo largo de su ciclo de vida. Con este número y la edad del activo se puede aproximar el número medio de operaciones diario.

$$N^{\circ} Medio - Operac - Diarias = N^{\circ} total / Edad(dias) = \frac{761}{50 \times 365} = 0,04169863 \quad (30)$$

Con este valor, aplicando la tabla 66, se determina un valor de factor de uso igual a 0.9.

Al aplicar los factores de localización y uso a la vida normal esperada, según la ecuación (1) se obtiene la vida esperada:

- Transformador Principal:

$$Vida_{esperada} = \frac{60}{1,25 \times 1} = 48 \quad (31)$$

- Cambiador de tomas:

$$Vida_{esperada} = \frac{60}{1,25 \times 0,9} = 53,333 \quad (32)$$

Para determinar la puntuación inicial de salud, previamente se debe calcular el ritmo inicial de envejecimiento β_1 . A continuación ya se puede calcular la puntuación de salud inicial para cada subcomponente:

- Transformador principal:

$$\beta_1 = \frac{5,5/0,5}{48} = 0,049956152 \quad (33)$$

$$HI_{Inicial} = 0,5 \times e^{(0,049956152 \times 50)} = 6,077907012 \quad (34)$$

- Cambiador de tomas:

$$\beta_1 = \frac{5,5/0,5}{53,333} = 0,044960536 \quad (35)$$

$$HI_{Inicial} = 0,5 \times e^{(0,044960536 \times 50)} = 4,734516633 \quad (36)$$

A partir de esta puntuación inicial se obtiene el índice de salud final(HI) aplicándole a la misma los factores de puntuación de salud(basados en la condición) y de fiabilidad.

Factor modificador de puntuación de salud:

- Factor de condición observada: Ha de determinarse el valor de los diferentes inputs recogidos en la tabla 5. Estos valores eran los más complicados de determinar, pues no se correspondían del todo con los de las inspecciones visuales realizadas por la compañía. Por ello en muchos casos toman el valor por defecto:
 - Transformador principal: Inputs
 1. Tanque principal: Presenta cierto deterioro, con la tabla 109, resulta en un factor de 1.4
 2. Radiadores y refrigeradores: Presentan un desgaste normal o básico para su edad, con que con la tabla 110 se desprende un valor de 1.
 3. Bornas: Este input viene recogido en la inspección visual de la compañía, pero el operario no apuntó el dato para este transformador, con que se toma el valor por defecto 1.
 4. Caseta: No se tiene información de su estado, con que el factor toma el valor por defecto 1.
 5. Cajas de cables: No se tiene información de su estado, con que el factor toma el valor por defecto 1.
 - Cambiador de tomas: Inputs:
 1. Condición Externa: Presentan un desgaste normal o básico para su edad, con que con la tabla 114 se desprende un valor de 1.
 2. Condición interna: Se comprueba la regulación de las posiciones del transformador para ver si es correcta, que en este caso lo es. Así, en la tabla 115 la condición es de desgaste normal y el factor vale 1.
 3. Mecanismo de accionamiento: No se dispone de este input, pero en su lugar se sustituye por comprobar el funcionamiento del mando, que también puede ser un posible input aunque no lo recoja la metodología. El funcionamiento es correcto con que el factor toma el valor 1.
 4. Contacto de derivador: Dato no disponible, por defecto el factor vale 1
 5. Trenzado contacto de derivador: Dato no disponible, por defecto el factor vale 1

Para obtener el factor de condición medida se aplica la técnica MMI descrita previamente: Los parámetros para aplicar la técnica MMI se obtienen de la tabla 68:

- Para el transformador principal: Puesto que sólo un factor es distinto que 1 y vale 1.4, no haría falta aplicar la técnica MMI, pero se aplica a modo explicativo.
 - Factor divisor 1: $FD1=1.5$
 - Factor divisor 2: $FD2=1.5$
 - N° Máximo de factores combinados=3
 - Factores: 1.4, 1, 1, 1, 1

Puesto que al menos un factor es mayor de 1:
 $var1=1.4$

Resto de valores > 1: Ninguno
 $var2=0$; $var3=0/FD1=0$

Factor Condición Medida= $var1+var3=1.4$

- Para el cambiador de tomas: Puesto que todos los factores valen 1 no hace falta aplicar la técnica MMI y el factor de condición observada vale 1 directamente.
- Factor de condición medida: Los inputs necesarios para obtener el factor tanto del transformador principal como del cambiador se obtienen de la tabla 5. Para este caso son los tests de descargas parciales y de lectura temperatura para el transformador principal y únicamente el test de descargas parciales para el cambiador. Sin embargo la compañía eléctrica todavía no ha implementado estos tests a sus transformadores ni cambiadores, aunque sí que pretende hacerlo en el futuro próximo. Por tanto se toma el valor por defecto que es 1. Sin embargo, sí que realiza, aunque únicamente para el transformador principal, los tests adicionales definidos por la metodología, que son el test de aceite, el test de gases DGA y el test de compuestos furánicos FFA.
- Test de aceite: En la siguiente figura se muestra el informe con el resultado del test de aceite:

PARÁMETRO	VALORES LÍMITE			Categoría A	VALOR
	BUENO	REGULAR	MALO		
ÍNDICE DE COLOR - ISO 2049	CLARO	---	OSCURO		3,5
ASPECTO - ISO 2049	LIMPIO	---	TURBIO		LIMPIO
AGUA - KARL FISCHER (ppm) - UNE-EN 60814	<15	15-20	>20		31
AGUA - KARL FISCHER (ppm) - corregida 20 °C	<5	5-10	>10		
ÍNDICE NEUTR. (mg KOH/g) - UNE-EN 62021-1	<0,10	0,10-0,15	>0,15		0,104
FACTOR PÉRDIDAS Tg δ a 90°C - UNE-EN 60247	<0,10	0,10-0,20	>0,20		0,054
TENSIÓN RUPTURA (KV) - UNE-EN 60156	>60	50-60	<50		45
CONTENIDO EN AGUA ESTIMADO EN EL PAPEL CELULÓSICO (%)	---				

Figura 13: Informe Test de Aceite - Caso Transformador AT

Como se puede observar la condición del aceite no es la idónea. De este informe, la metodología únicamente requiere los siguientes valores:

Acidez(mg KOH/g)	0.104
Humedad(ppm)	31
Tensión de ruptura(kV)	45

Tabla 29: Datos Test de Aceite - Caso Transformador AT

En base a estos datos se obtienen las puntuaciones de acidez, humedad y tensión de ruptura aplicando las tablas 10, 11 y 12 respectivamente. Se obtiene los siguientes resultados:

- Puntuación Acidez=2
- Puntuación Humedad=4
- Puntuación V.Ruptura=2

Aplicando la ecuación (8) se obtiene:

$$Punt_{CondAceite} = 80 \times 4 + 125 \times 2 + 80 \times 2 = 730 \quad (37)$$

Con este valor, empleando la tabla 13, se obtiene un factor de test de aceite de 1.1, que coincide con lo esperado e indica una mala condición del aceite del transformador.

Con la tabla 14 se determina un límite inferior del HI de 0.5, mientras que el superior se establece en 10.

- Test DGA: Para el Test de gases, se requieren resultados de dos momentos del tiempo diferentes, para así ver la evolución. En este caso se tienen resultados de los tests del año 2017 y del año 2018, que se muestran en las figuras 14 y 15 a continuación:

GAS	VALORES TÍPICOS*	VALOR ppm (v/v)
HIDRÓGENO, H ₂	50-150	2
OXÍGENO, O ₂	–	11638
NITRÓGENO, N ₂	–	50891
METANO, CH ₄	30-130	8
MONÓXIDO DE CARBONO, CO	400-600	444
DIÓXIDO DE CARBONO, CO ₂	3800-14000	2504
ETILENO, C ₂ H ₄	60-280	62
ETANO, C ₂ H ₆	20-90	15
ACETILENO, C ₂ H ₂	Sin OLTC 2-20 OLTC com. 60-280	0
% GASES	–	6,6

Figura 14: Informe Test de DGA 2017 - Caso Transformador AT

GAS	VALORES TÍPICOS*	VALOR ppm (v/v)
HIDRÓGENO, H ₂	50-150	18
OXÍGENO, O ₂	–	16932
NITRÓGENO, N ₂	–	66138
METANO, CH ₄	30-130	62
MONÓXIDO DE CARBONO, CO	400-600	806
DIÓXIDO DE CARBONO, CO ₂	3800-14000	3527
ETILENO, C ₂ H ₄	60-280	115
ETANO, C ₂ H ₆	20-90	5
ACETILENO, C ₂ H ₂	Sin OLTC 2-20 OLTC com. 60-280	0
% GASES	–	8,8

Figura 15: Informe Test de DGA 2018 - Caso Transformador AT

De nuevo la metodología sólo necesita las concentraciones de ciertos gases. En la siguiente tabla se resumen los datos necesarios:

Gases	2017	2018
Hidrógeno(ppm)	2	18
Metano(ppm)	8	62
Etileno(ppm)	62	115
Etano(ppm)	15	5
Acetileno(ppm)	0	0

Tabla 30: Datos necesarios para factor test DGA - Caso Transformador AT

A continuación se lleva a cabo una calibración de estos resultados para obtener puntuaciones de ambos tests aplicando las tablas 15, 16, 17, 18 y 19, con las que se obtienen las siguientes puntuaciones:

P.Hidrógeno	0
P.Metano	0
P.Etileno	10
P.Etano	2
P.Acetileno	0

Tabla 31: Puntuaciones de cada gas Test 2017 - Caso Transformador AT

P.Hidrógeno	0
P.Metano	10
P.Etileno	10
P.Etano	0
P.Acetileno	0

Tabla 32: Puntuaciones de cada gas Test 2018 - Caso Transformador AT

Con estas puntuaciones se aplica la ecuación (9) y se obtienen las puntuaciones de cada año:

$$Punt_{DGA2017} = 50 \times 0 + 30 \times 0 + 30 \times 10 + 30 \times 2 + 120 \times 0 = 360 \quad (38)$$

$$Punt_{DGA2018} = 50 \times 0 + 30 \times 10 + 30 \times 10 + 30 \times 0 + 120 \times 0 = 600 \quad (39)$$

Ahora se obtiene el porcentaje de cambio de un año a otro:

$$\%Cambio = \frac{600 - 360}{360} \times 100 \% = 66,67 \% \quad (40)$$

Finalmente con las tablas 20 y 21, se determina un factor de test DGA de 1.2. Por otra parte el límite superior es 10 y el inferior se determina con la ecuación 10, resultando:

$$LIM.DGA_{inferior} = \frac{600}{220} = 2,273 \quad (41)$$

– Test FFA: Se obtuvieron los siguientes valores:

COMPUESTOS	CANTIDAD ppm
FURFURAL (2FAL)	0,15
ACETILFURANO (2ACF)	0,00
HIDROXIMETILFURFURAL (5HMF)	0,00
METILFURFURAL (5MEF)	0,00
FENOL	0,13

Figura 16: Informe Test de FFA - Caso Transformador AT

- Si ahora se aplica la tabla 22, se obtiene un factor de 1.
- El límite superior se fija 10.
- Para obtener el límite inferior se aplica la ecuación (12):

$$FFA_{LIMITEinferior} = 2,33 \times 0,15^{0,68} = 0,641 \quad (42)$$

Para combinar los factores de condición observada, medida, test de aceite, test DGA y test FFA se aplica la técnica MMI, pero esta vez extrayendo los factores necesarios de la tabla 8. De esta forma:

- Factores modificadores:
 1. Factor de condición observada=1.4
 2. Factor de condición medida=1
 3. Factor de test de aceite=1.1
 4. Factor test DGA=1.2
 5. Factor test FFA=1
 - Factor divisor 1: FD1=1.5
 - Factor divisor 2: FD2=1.5
 - N° Máximo de factores combinados=4
- Puesto que al menos un factor es mayor de 1:
 $var1=MÁX(1.4, 1, 1.1, 1.2, 1)=1.4$
- Resto de valores > 1: 1.1, 1.2
 $var2=0.1+0.2=0.3$; $var3=0.3/1.5=0.2$
- Factor Modificador de Puntuación de Salud = $var1+var3=1.6$

Por su parte el cambiador de tomas sólo cuenta con un factor, el de condición observada, que toma el valor de 1, con lo que éste será directamente el valor del factor modificador de puntuación de salud.

Factor de Fiabilidad:

No se han detectado patrones significativos que permitan priorizar entre unos fabricantes o marcas de transformadores u otros, con lo que el factor de fiabilidad tomará su valor por defecto, 1.

Una vez determinados estos factores y la puntuación inicial de salud se puede obtener el índice de salud actual, HI, aplicando la ecuación (7). Se obtiene:

- Para el transformador principal:

$$HI = 6,077907012 \times 1,6 \times 1 = 9,724651219 \quad (43)$$

- Para el cambiador de tomas:

$$HI = 4,734516633 \times 1 \times 1 = 4,734516633 \quad (44)$$

Por último, se lleva a cabo la validación de los índices de salud del transformador principal y del cambiador con los límites superior e inferior:

- 1º Se compara el valor de los HIs con el límite superior más restrictivo respectivamente (el menor), en este caso 10. Puesto que $HIs < \text{Límite Superior}$, no se modifican sus valores.
- 2º Se compara el valor de los HIs con el límite inferior más restrictivo respectivamente (el mayor), en este caso 2.273 para el transformador principal y 0.5 para el cambiador. Puesto que en ambos casos $HI > \text{Límite Inferior}$, tampoco se modifican sus valores.

Ahora ya se puede escoger el HI más crítico como HI representativo del transformador global. En este caso, éste es claramente el HI del transformador principal, con lo que el HI del activo global valdrá 9.724651219.

Finalmente se calcula la **Probabilidad de fallo (PoF)**, empleando la ecuación (13). Puesto que $HI > 4$, para calcular la PoF se mantiene su valor de 9.724651219

Para aplicar esta ecuación deben obtenerse los valores de las constantes C y K de la tabla 23:

- C=1.087
- K=0.0454 %

$$PoF = 0,0454 \% \times \left(1 + (1,087 \times 9,7246) + \frac{(1,087 \times 9,7246)^2}{2!} + \frac{(1,087 \times 9,7246)^3}{3!} \right) = 11,999 \% \quad (45)$$

Esta es la probabilidad de fallo anual del transformador.

4.1.2. Índice de salud (HI) y PoF futuros

Se puede calcular para la previsión de años deseada. En este caso se realizará una predicción a corto plazo (2 años), medio plazo (5 años) y largo plazo (10 años).

Para calcular el índice de salud futuro previamente deben calcularse el ritmo de previsión de envejecimiento β_2 y el factor de reducción de envejecimiento r :

- Ritmo de previsión de envejecimiento: Puesto que el $HI > 0.5$ se aplica la ecuación (15) (sino, $\beta_2 = \beta_1$):

$$\beta_2 = \frac{\ln\left(\frac{HI_{Actual}}{HI_{Nuevo}}\right)}{Edad} = \frac{\ln(9,7246/0,5)}{50} = 0,059356224 \quad (46)$$

Finalmente se compara β_2 con el máximo valor que puede tomar, que es $2 \times \beta_1 = 0,099912303$. En caso de superarlo, se le asignaría a β_2 dicho valor. En este caso no es necesario puesto que no supera el límite. Por tanto, $\beta_2 = 0,059356224$

- Factor de reducción de envejecimiento: Se calcula de acuerdo a lo indicado en la tabla 24. En este caso $r = 1.5$.

Con estos valores se puede calcular el índice de salud y la PoF futuros para la predicción de tiempo deseada:

- **Dos años:**

$$HI_{futuro} = 9,7246 \times e^{((0,059356224/1,5) \times 2)} = 10,5255502 \quad (47)$$

Nota: Puesto que los valores de HI superan el máximo valor que puede tomar éste, su límite superior que es 10, su valor se fija en 10 y es el que se empleará para calcular la PoF asociada. Esto obviamente también se dará para las predicciones a 5 y 10 años.

$$HI_{futuro} = 10$$

$$PoF_{futura} = 0,0454 \% \times \left(1 + (1,087 \times 10) + \frac{(1,087 \times 10)^2}{2!} + \frac{(1,087 \times 10)^3}{3!} \right) = 12,94 \% \quad (48)$$

- **Cinco años:**

$$HI_{futuro} = 9,7246 \times e^{((0,059356224/1,5) \times 5)} = 11,8522545 \quad (49)$$

$$HI_{futuro} = 10$$

$$PoF_{futura} = 0,0454 \% \times \left(1 + (1,087 \times 10) + \frac{(1,087 \times 10)^2}{2!} + \frac{(1,087 \times 10)^3}{3!} \right) = 12,94 \% \quad (50)$$

- **Diez años:**

$$HI_{futuro} = 9,7246 \times e^{((0,059356224/1,5) \times 10)} = 14,4453445 \quad (51)$$

$$HI_{futuro} = 10$$

$$PoF_{futura} = 0,0454 \% \times \left(1 + (1,087 \times 10) + \frac{(1,087 \times 10)^2}{2!} + \frac{(1,087 \times 10)^3}{3!} \right) = 12,94 \% \quad (52)$$

4.1.3. Consecuencias de Fallo (CoF)

Deben determinarse las consecuencias de fallo de cada una de las cuatro categorías indicadas. Como se ha indicado en la sección 3.7, asumiendo ausencia de inversiones o intervenciones, se asumirán como constantes en el tiempo las consecuencias de fallo. Así los valores obtenidos podrán emplearse tanto para la matriz actual como para las futuras. En primer lugar se obtienen los coste de referencia para transformadores de 132 kV Sobre Tierra en la tabla 177.

- CoF Económicas: Coste de referencia= 247,393.16 €
El modificador de acceso toma el valor 1, al tratarse de un acceso normal y sin complicación.
El modificador de tipo para las CoF económicas, se extrae de la tabla 178 y vale 0.85 con que:
 $CoF_{ECONOMICA} = 247,393,16 \times 0,85 = 210,284,19€$
- CoF de Seguridad: Coste de referencia=36,123.84 €
El riesgo tanto por tipo como por localización es medio. El activo se encuentra en un sub-estación, no accesible para personal ajeno a la empresa y tampoco se encuentra cercano a autopistas o zonas protegidas. Sin embargo sí que se encuentra en una zona transitada y cercana a un bosque, con que tampoco podrían considerarse los factores como bajos. Por tanto, el factor modificador que se obtiene de la tabla 181 vale 1. Así:
 $CoF_{SEGURIDAD} = 36,123.84 €$
- CoF Medioambientales: Coste de referencia=33,009.56 €
Factores modificadores:
 1. Factor de Tipo: Al no aparecer en la tabla 182 toma el valor por defecto 1.
 2. Factor de Tamaño: En la tabla 183 se obtiene un valor de 0.7
 3. Factor de Localización: El activo se encuentra alejado del río y sin un mecanismo de contención específico, con lo que este factor valdrá 0.8.

El factor modificador se obtiene con el producto de los tres anteriores con que valdrá 0.56.
De esta forma:
 $CoF_{MA} = 33,009,56 \times 0,56 = 18,485.35 €$
- CoF de Funcionamiento de Red: Coste de referencia=279,113.89 €
Puesto que el transformado tiene una tensión superior mayor de 20kV, el factor de cliente no se tendrá en cuenta, únicamente el tipo de red, que en este caso es no segura (en caso de fallo del transformador se puede producir un corte de suministro), con que el factor modificador valdrá 2.6.
 $CoF_{FR} = 279,113,89 \times 2,6 = 725,696,11 €$

A continuación se suman todos los valores obtenidos para determinar la CoF total. Se obtiene el siguiente valor:

$$CoF_{Total} = 990589.4936 €$$

4.1.4. Matriz de Riesgo

Finalmente se deben categorizar los valores anteriormente obtenidos en sus bandas de salud (HI) y criticidad (C). Sin embargo, la asignación a una banda de criticidad no se puede llevar a cabo hasta que no se tengan resultados de distintos activos de la misma categoría de índice de salud del activo (jerarquía definida en la tabla 4). Por tanto en esta sección se realizará únicamente la asignación a una banda de salud, y la asignación a una banda de criticidad se realizará en la sección 5.1.4, ya para todos los transformadores analizados. Para ello se emplea la tabla 26.

Puesto que el valor del HI obtenido es de 9.724651219, esto se corresponde a HI5. En el caso de los $HI_{Futuros}$, se observa un claro deterioro del activo, que ya se encuentra en la banda de peor estado de salud, con que el activo permanecerá en la banda HI5. Como se indica en la sección 3.4.1, con

un HI próximo a 10 en la actualidad y que supera este valor en el futuro próximo, se trata con un activo con una muy pobre condición de salud.

4.2. Caso de aplicación en cables subterráneos: Cable 1, Línea A

4.2.1. Datos del cable

En la siguiente tabla se resumen los datos que se necesitan para poder aplicar la metodología.

Edad	41 años
Tensión de diseño	66kV
Tensión de operación	55kV
Tipo de cable	EPR Al
Conductor	Aluminio
Exterior	Cobre
Presurización	No presurizado
Longitud	0.455km
Test de cubierta	Fallo menor
Descargas Parciales	Altas
Histórico de fallos	1 fallo en 41 años de operación
Exposición	Enterrado
Tipo de red	Segura

Tabla 33: Resumen de datos empleados para la metodología - Caso Cable subterráneo no presurizado

En cuanto a los parámetros definidos por la metodología en función del tipo de activo y sus características particulares, su obtención se detalla de forma precisa en la sección 4.2.2.

Para ello, el cable, pese a operar a una tensión de 55kV, tomará los parámetros propio de los cables de 66kV, que son los que define la metodología. Éstos son los que presentan un voltaje más cercano al caso real que se estudia y la diferencia de voltaje es relativamente baja(ambos son de AT y del mismo orden), con lo que los resultados obtenidos pueden considerarse fiables y representativos para el cable analizado. En el caso de los cables de 30kV, se procederá de igual forma, empleando los de 33kV como referencia.

4.2.2. Índice de salud (HI) y PoF actuales

En primer lugar ha de determinarse la vida normal esperada, que viene definida para cada tipo de activo en la tabla 67. En este caso, al tratarse de un cable no presurizado de 55kV, la vida normal esperada es de 100 años. A este valor se le aplican los factores de localización y de uso:

- Factor de localización: Toma el valor 1 por defecto para los cables subterráneos.
- Factor de uso:
 - DF1: Al no disponer de este dato toma el valor por defecto 1
 - DF2: Se debe obtener en primer lugar el siguiente cociente:

$$\frac{V_{Operacion}}{V_{Diseño}} = 83 \% \quad (53)$$

Con este valor se determina en la tabla 62 el valor del DF2, que es 1.

- Así se puede determinar el factor de uso:

$$\frac{DF1 + DF2}{2} = 1 \quad (54)$$

Al aplicar los factores de localización y uso a la vida normal esperada se obtiene la vida esperada. Puesto que ambos toman el valor 1, la vida normal y esperada coinciden.

Para determinar la puntuación inicial de salud, previamente se debe calcular el ritmo inicial de envejecimiento β_1

$$\beta_1 = \frac{\ln(H_{vidaesperada}/H_{nuevo})}{Vidaesperada} = \frac{5,5/0,5}{100} = 0,023978953 \quad (55)$$

A continuación se calcula la puntuación de salud inicial:

$$HI_{Inicial} = H_{nuevo} \times e^{(\beta_1 \times edad)} = 0,5 \times e^{(0,023978953 \times 41)} = 1,33641397 \quad (56)$$

A partir de ésta puntuación inicial se obtiene el índice de salud final aplicándole a la misma los factores de puntuación de salud(basados en la condición) y de fiabilidad.

Factor de puntuación de salud:

- Factor de condición observada: Toma el valor 1 para todos los cables
- Factor de condición medida: Los inputs necesarios para obtener el factor se obtienen de la tabla 6, que para este caso son el test de cubierta, el test de descargas parciales y el histórico de fallos.
 - Test de cubierta: En la figura 17 se muestran los resultados obtenidos para este test

	RESULTADO (Tensión soportada)	NIVEL DE FUGA	VALOR LÍMITE
L1	10000 V	0,03 mA	1,348 mA
L2	10000 V	0,01 mA	1,348 mA
L3	10000 V	0,01 mA	1,348 mA

Figura 17: Resultado test de cubiertas cable subterráneo no presurizado - Caso Cable subterráneo no presurizado

En base a los resultados se puede concluir que el cable supera este test satisfactoriamente. Se determina ahora con la tabla 164 un valor del factor de test de cubiertas de 1, un límite superior de salud de 10 e inferior de 0.5.

- Test de descargas parciales: En las figuras 18, 19 y 20 se muestran los resultados obtenidos para este test para cada una de las fases de la línea. Finalmente en la figura 21, se muestran las Descargas Parciales combinadas para las tres fases del cable.

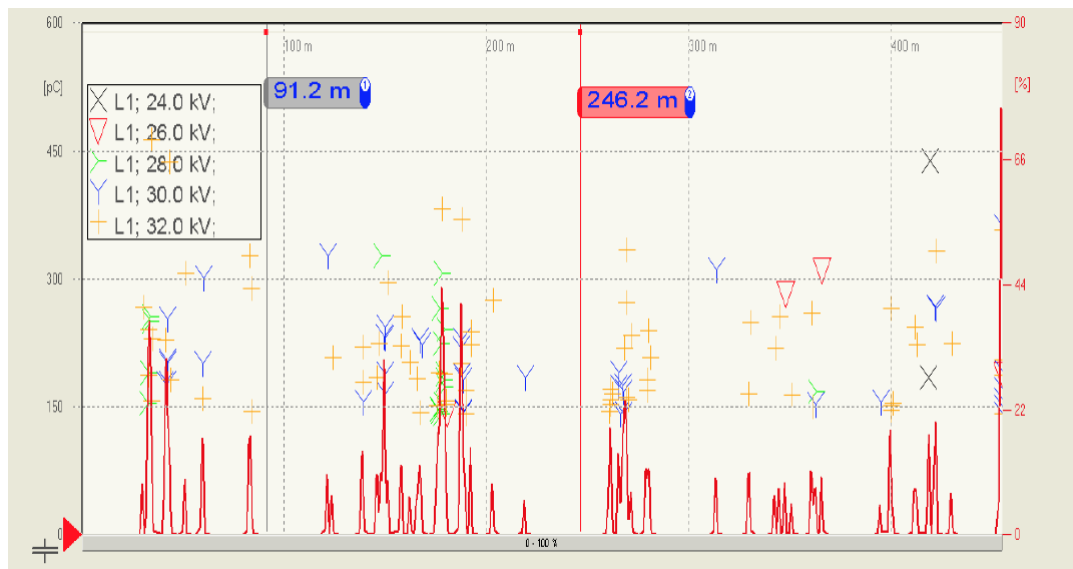


Figura 18: Resultados test de Descargas Parciales para fase L1 - Caso Cable subterráneo no presurizado

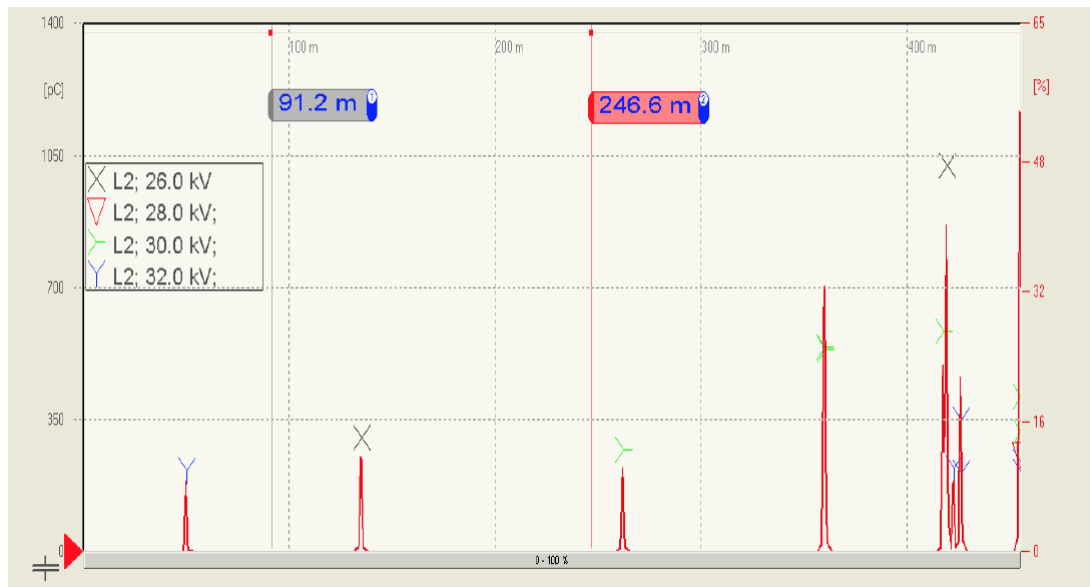


Figura 19: Resultados test de Descargas Parciales para fase L2 - Caso Cable subterráneo no presurizado

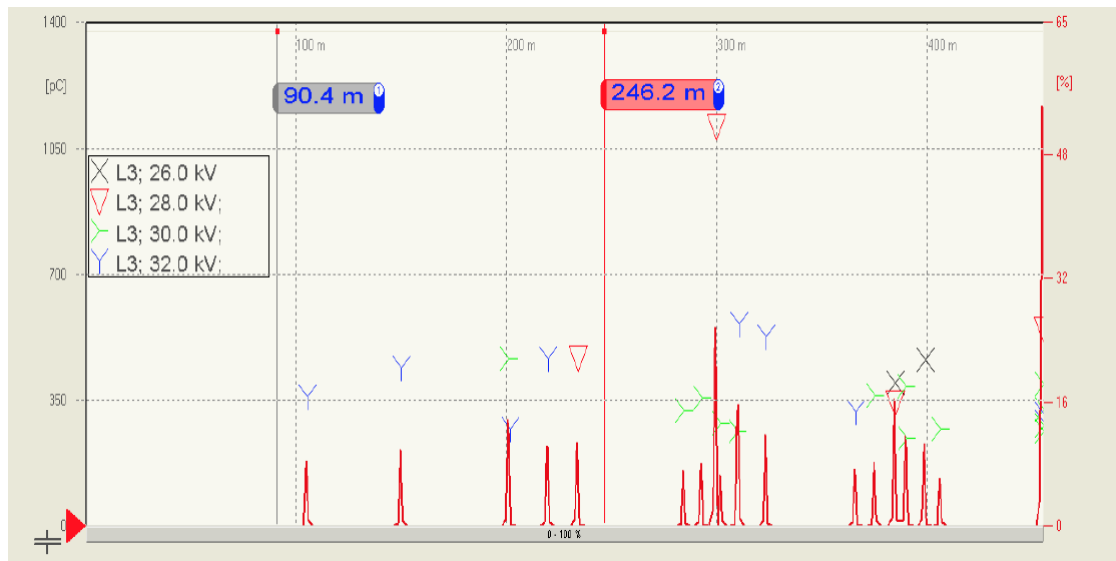


Figura 20: Resultados test de Descargas Parciales para fase L3 - Caso Cable subterráneo no presurizado

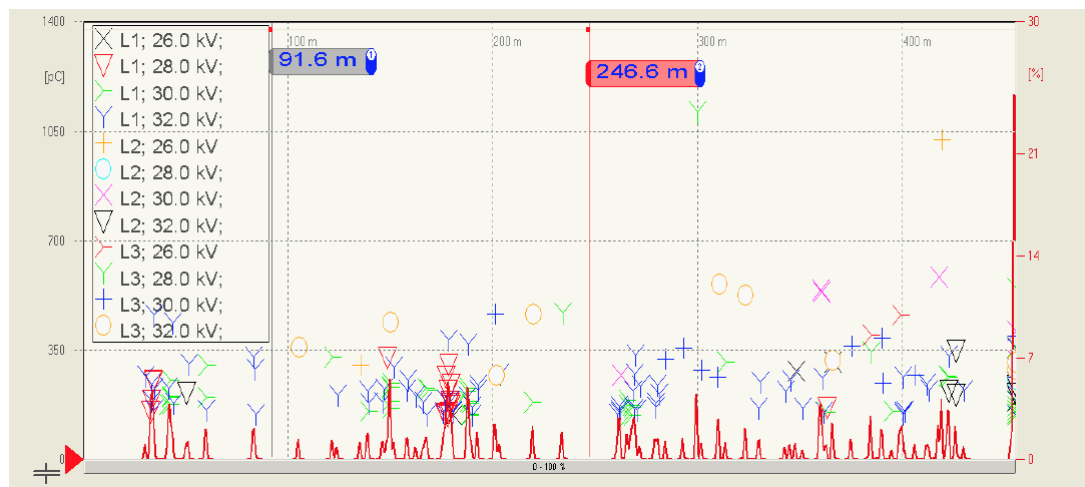


Figura 21: Resultados test de Descargas Parciales para las tres fases - Caso Cable subterráneo no presurizado

Los resultados muestran una muy alta actividad de descargas parciales, especialmente en la fase L1, pero también en las fases L2 y L3, indicativas de un cable en mal estado. Estos resultados son preocupantes y deben tenerse en cuenta, con que a la hora de determinar este factor con la tabla 165, se considera que las Descargas Parciales son altas, y el factor valdrá 1.5 y los límites superior e inferior de salud 10 y 5.5 respectivamente, y como indica la tabla se requiere intervención.

- **Histórico de fallos:** Este cable tiene registrado un fallo en sus 41 años de operación(1/41) desde su instalación. El cable tiene una longitud de 455 m , con que se determina un número de fallos por kilómetro:

$$Fallos/km = \frac{1/41}{0,455} = 0,053604932 \quad (57)$$

Empleando la tabla 166, se determina un factor de 1.6, un límite superior de salud de 10 y uno inferior de 5.5.

- Estos tres factores se combinan emplando la técnica MMI. Los parámetros para aplicar la técnica MMI se obtienen de la tabla 69:

- Factor divisor 1: $FD1=1.5$
- Factor divisor 2: $FD2=1.5$
- N° Máximo de factores combinados=2
- Factores: 1, 1.5, 1.6

Puesto que al menos un factor es mayor de 1:
 $var1=1.6$

Resto de valores > 1 : 1.5
 $var2=1.5$; $var3=var2/FD1=0.333333$

Factor Condición Medida= $var1+var3=1.933333$

- A continuación se combina el factor de condición observada y medida. Sin embargo como el factor de condición observada toma el valor 1, el factor modificador de puntuación es directamente igual al factor de condición medida.

Factor Modificador Puntuación Salud= 1.933333

Factor de fiabilidad:

Este valor lo escoge el responsable de mantenimiento, según la fiabilidad ofrecida por el fabricante. En este caso no existe razón para desconfiar del fabricante, con lo que se fija el valor en 1.

Obtenidos estos dos factores se determina el índice de salud actual aplicando la ecuación 7:

$$HI = HI_{Inicial} \times F_{Punt.Salud} \times F_{Fiabilidad} = 1,336413965 \times 1,933333 \times 1 = 2,583733666 \quad (58)$$

Validación con los límites superior e inferior:

1º Se compara el valor del HI con el límite superior más restrictivo (el menor), en este caso 10. Puesto que $HI < \text{Límite Superior}$, no se modifica su valor.

2º Se compara el valor del HI con el límite inferior más restrictivo (el mayor), en este caso 5.5. Puesto que $HI < \text{Límite Inferior}$, se asigna este valor al HI. Así $HI=5.5$.

Finalmente se calcula la **Probabilidad de fallo (PoF)**, empleando la ecuación 13. Puesto que $HI > 4$, para calcular la PoF se mantiene su valor de 5.5:

$$PoF = 0,000658 \times \left(1 + (1,087 \times 5,5) + \frac{(1,087 \times 5,5)^2}{2!} + \frac{(1,087 \times 5,5)^3}{3!} \right) = 0,039785388 \quad (59)$$

La PoF anual y por cada km de este cable es de 3.9785388 %

4.2.3. Índice de salud (HI) y PoF futuros

Se puede calcular para la previsión de años deseada. En este caso se realizará una predicción a corto plazo (2 años), medio plazo (5 años) y largo plazo (10 años).

Para calcular el índice de salud futuro previamente deben calcularse el ritmo de previsión de envejecimiento β_2 y el factor de reducción de envejecimiento r :

- Ritmo de previsión de envejecimiento: Puesto que el $HI > 0.5$ se aplica la ecuación 15 (sino, $\beta_2 = \beta_1$):

$$\beta_2 = \frac{\ln\left(\frac{HI_{Actual}}{HI_{nuevo}}\right)}{Edad} = \frac{\ln(5,5/0,5)}{41} = 0,058485251 \quad (60)$$

Finalmente se compara β_2 con el máximo valor que puede tomar, que es $2 \times \beta_1 = 0,047957905$. En caso de superarlo, se le asignaría a β_2 dicho valor. En este caso sí que es necesario puesto que supera el límite. Por tanto, $\beta_2 = 0,047957905$

- Factor de reducción de envejecimiento: Se de acuerdo a lo indicado en la tabla 24. En este caso $r=1.5$.

Con estos valores se puede calcular el índice de salud y la PoF futuros para la predicción de tiempo deseada:

- **Dos años:**

$$HI_{futuro} = 5,5 \times e^{((0,047957905/1,5) \times 2)} = 5,8632 \quad (61)$$

$$PoF_{futuro} = 0,000658 \times \left(1 + (1,087 \times 5,8632) + \frac{(1,087 \times 5,8632)^2}{2!} + \frac{(1,087 \times 5,8632)^3}{3!} \right) = 4,66 \% \quad (62)$$

- **Cinco años:**

$$HI_{futuro} = 5,5 \times e^{((0,047957905/1,5) \times 5)} = 6,4534 \quad (63)$$

$$PoF_{futuro} = 0,000658 \times \left(1 + (1,087 \times 6,4534) + \frac{(1,087 \times 6,4534)^2}{2!} + \frac{(1,087 \times 6,4534)^3}{3!} \right) = 5,93 \% \quad (64)$$

– Diez años:

$$HI_{futuro} = 5,5 \times e^{((0,047957905/1,5) \times 10)} = 7,5721 \quad (65)$$

$$PoF_{futura} = 0,000658 \times \left(1 + (1,087 \times 7,5721) + \frac{(1,087 \times 7,5721)^2}{2!} + \frac{(1,087 \times 7,5721)^3}{3!} \right) = 8,95 \% \quad (66)$$

4.2.4. Consecuencias de Fallo (CoF)

Deben determinarse las consecuencias de fallo de cada una de las cuatro categorías indicadas. Como se ha indicado en la sección 3.7, asumiendo ausencia de inversiones o intervenciones, puesto que el cable muestra un óptimo estado; se asumirán como constantes en el tiempo las consecuencias de fallo. Así los valores obtenidos podrán emplearse tanto para la matriz actual como para las futuras. En primer lugar se obtienen los coste de referencia para cables subterráneos no presurizados de 66kV en la tabla 177.

– CoF Económicas: Coste de referencia= 60,218.83 €

Para el caso de cables subterráneos no existe ningún modificador para las CoF económicas, con que:

$$CoF_{ECONOMICA} = 60,218.83 \text{ €}$$

– CoF de Seguridad: Coste de referencia=2.26 €

El factor modificador toma el valor uno, puesto que el cable no se encuentra expuesto, sino enterrado debidamente. De esta forma:

$$CoF_{SEGURIDAD} = 2.26 \text{ €}$$

– CoF Medioambientales: Coste de referencia=683.65 €

Puesto que el cable no es de aceite, el factor modificador tomará el valor 1 por defecto, de manera que:

$$CoF_{MA} = 683.65 \text{ €}$$

– CoF de Funcionamiento de Red: Coste de referencia=5,812.72 €

Puesto que el cable tiene una tensión superior a 20kV, el factor de cliente no se tendrá en cuenta, únicamente el tipo de red, que en este caso es segura, con que el factor modificador valdrá 1. Esto es gracias a que en caso de fallo de esta línea, otra puede cubrir su función.

$$CoF_{FR} = 5,812.72 \text{ €}$$

A continuación se suman todos los valores obtenidos para determinar la CoF total. Se obtiene el siguiente valor:

$$CoF_{Total} = 66,717.46 \text{ €}$$

4.2.5. Matriz de riesgo

Finalmente se deben categorizar los valores anteriormente obtenidos en sus bandas de salud(HI) y criticidad(C). Sin embargo, como ya pasaba con los transformadores, la asignación a una banda de criticidad no se puede llevar a cabo hasta que no se tengan resultados de distintos activos de la misma categoría de índice de salud del activo (jerarquía definida en la tabla 4). Por tanto en esta sección se realizará únicamente la asignación a una banda de salud. Para ello se emplea la tabla 26. La asignación a una banda de criticidad se detalla más adelante, en la sección 5.2.2

Puesto que el valor del HI obtenido es de 5.5, esto se corresponde a HI3. En el caso de los $HI_{Futuros}$, tanto para la predicción de dos años como para la de cinco años, el HI se encuadra dentro de HI3, mientras que la predicción para diez años se sitúa en HI4.

5. Resultados

5.1. Transformadores de AT

5.1.1. Índice de salud y PoF

Puntuación o índice de salud inicial

En las tablas 34 y 35 se muestran los datos necesarios para la obtención de la puntuación inicial de salud, así como el valor obtenido de ésta.

Transformador principal

Activo	Edad	Dist. Costa	Altitud	C. Corrosión	Ambiente	F.Loc	F.Uso	Punt. Inicial
SE1,TR1	50	18.92	0.175	5	od	1.25	1	6.07790701
SE2,TR1	8	7.877	0.33	5	od	1.3	1	0.82334089
SE3,TR1	10	58.68	0.63	3	od	0.9	1	0.76987583
SE4,TR1	50	1.095	0.01	5	od	1.3	1	6.71653703
SE4,TR2	47	1.095	0.01	5	od	1.3	1	5.74718118
SE5,TR1	17	7.35	0.025	5	od	1.3	1	1.44299748
SE6,TR1	7	57.54	0.934	2	od	0.9	1	0.67637179
SE7,TR1	6	51.67	0.853	4	od	1.1	1	0.68617334
SE8,TR1,FR	8	32.14	1.16	4	od	1.1	1	0.76252681
SE8,TR1,FS	8	32.14	1.16	4	od	1.1	1	0.76252681
SE8,TR1,FT	8	32.14	1.16	4	od	1.1	1	0.76252681
SE9,TR1	25	3.046	0.02	5	od	1.3	1	2.37615764

Tabla 34: Transformador principal: Datos y resultado de puntuación inicial de salud - Transformador AT

Cambiador de tomas

Activo	Nº Maniobras Total	Maniobras Diarias	Factor Uso	Punt. Inicial
SE1,TR1	761	0.04169863	0.9	4.73451663
SE2,TR1	1938	0.66369863	0.9	0.72682066
SE3,TR1	15520	4.252054795	0.9	0.69112725
SE4,TR1	100041	5.48169863	0.9	5.17997749
SE4,TR2	100041	5.831594287	0.9	4.50200943
SE5,TR1	50742	8.177598711	1	1.20934341
SE6,TR1	11889	4.653228963	0.9	0.62716471
SE7,TR1	1153	0.526484018	0.9	0.63396879
SE8,TR1,FR	1066	0.365068493	0.9	0.68617334
SE8,TR1,FS	912	0.312328767	0.9	0.68617334
SE8,TR1,FT	941	0.322260274	0.9	0.68617334
SE9,TR1	100041	10.96339726	1	1.83255792

Tabla 35: Cambiador: Datos y resultado de puntuación inicial de salud - Transformador AT

Factor modificador de condición observada

A continuación se muestran los datos necesarios para calcular el factor de condición observada, así como el valor de dicho factor.

Transformador principal

Activo	Tanque Ppal	Radiador Refrig.	Bornas	Cajas cables	Caseta	F.C. Observada
SE1,TR1	Cierto Deterioro	Desgaste Normal	Defecto	Defecto	Defecto	1.4
SE2,TR1	Desgaste Normal	Cierto Deterioro	Defecto	Defecto	Defecto	1.2
SE3,TR1	Cierto Deterioro	Desgaste Normal	Defecto	Defecto	Defecto	1.4
SE4,TR1	Desgaste Normal	Defecto	Defecto	Defecto	Defecto	1
SE4,TR2	Cierto Deterioro	Defecto	Defecto	Defecto	Defecto	1.4
SE5,TR1	Cierto Deterioro	Defecto	Defecto	Defecto	Defecto	1.4
SE6,TR1	Desgaste Normal	Defecto	Defecto	Defecto	Defecto	1
SE7,TR1	Cierto Deterioro	Deterioro Substantial	Defecto	Defecto	Defecto	1.666666667
SE8,TR1,FR	Cierto Deterioro	Cierto Deterioro	Defecto	Defecto	Defecto	1.533333333
SE8,TR1,FS	Cierto Deterioro	Desgaste Normal	Defecto	Defecto	Defecto	1.4
SE8,TR1,FT	Cierto Deterioro	Desgaste Normal	Defecto	Defecto	Defecto	1.4
SE9,TR1	Cierto Deterioro	Desgaste Normal	Defecto	Defecto	Defecto	1.4

Tabla 36: Transformador principal: Factor de condición observada - Transformador AT

Cambiador de tomas

Activo	C.Externa	C.Interna	Mando	Cont. Deriv	Trenzado cont.	F.C. Obs
SE1,TR1	Desgaste Normal	Desgaste Normal	Desgaste Normal	Defecto	Defecto	1
SE2,TR1	Desgaste Normal	Defecto	Defecto	Defecto	Defecto	1
SE3,TR1	Desgaste Normal	Desgaste Normal	Como nuevo	Defecto	Defecto	0.9
SE4,TR1	Desgaste Normal	Defecto	Defecto	Defecto	Defecto	1
SE4,TR2	Desgaste Normal	Defecto	Defecto	Defecto	Defecto	1
SE5,TR1	Desgaste Normal	Defecto	Defecto	Defecto	Defecto	1
SE6,TR1	Desgaste Normal	Defecto	Como nuevo	Defecto	Defecto	0.9
SE7,TR1	Desgaste Normal	Defecto	Defecto	Defecto	Defecto	1
SE8,TR1,FR	Desgaste Normal	Defecto	Como nuevo	Defecto	Defecto	0.9
SE8,TR1,FS	Desgaste Normal	Defecto	Como nuevo	Defecto	Defecto	0.9
SE8,TR1,FT	Desgaste Normal	Defecto	Como nuevo	Defecto	Defecto	0.9
SE9,TR1	Desgaste Normal	Desgaste Normal	Como nuevo	Defecto	Defecto	0.9

Tabla 37: Cambiador: Factor de condición observada - Transformador AT

Los modificadores de condición medida no se incluyen porque toman todos el valor por defecto que es 1. A continuación se muestran los datos de los informes de los tests adicionales aplicables al transformador principal. Del cambiador de tomas, como se indicó previamente, no se dispone de tests adicionales.

Test de aceite

Activo	Acidez(mg KOH/g)	Humedad(ppm)	Tensión Rupt.(kV)
SE1,TR1	0.104	31	45
SE2,TR1	0.015	9	65
SE3,TR1	0.014	12	73
SE4,TR1	0.07	16	84
SE4,TR2	0.074	14	96
SE5,TR1	0.024	8	82
SE6,TR1	0.014	11	84
SE7,TR1	0.014	19	86
SE8,TR1,FR	0.014	18	71
SE8,TR1,FS	0.014	18	63
SE8,TR1,FT	0.014	17	69
SE9,TR1	0.014	12	95

Tabla 38: Resumen informes Test de aceite - Transformador AT

Test DGA

Activo	H2 '17	CH4 '17	C2H4 '17	C2H6 '17	C2H2 '17
SE1,TR1	2	8	62	15	0
SE2,TR1	11	34	2	121	0
SE3,TR1	70	2	2	18	0
SE4,TR1	3	10	33	21	0
SE4,TR2	33	8	21	8	7
SE5,TR1	77	1	2	3	0
SE6,TR1	21	1	1	8	0
SE7,TR1	11	4	1	16	0
SE8,TR1,FR	29	23	4	164	0
SE8,TR1,FS	20	21	4	140	0
SE8,TR1,FT	39	20	2	135	0
SE9,TR1	0	59	10	82	0

Tabla 39: Resumen informes Test DGA 2017 - Transformador AT

Activo	H2 '18	CH4 '18	C2H4 '18	C2H6 '18	C2H2 '18
SE1,TR1	18	62	115	5	0
SE2,TR1	23	62	2	147	0
SE3,TR1	81	2	2	16	0
SE4,TR1	20	16	59	16	1
SE4,TR2	93	17	41	8	23
SE5,TR1	71	3	2	3	0
SE6,TR1	37	3	1	5	0
SE7,TR1	30	8	1	18	0
SE8,TR1,FR	70	47	4	165	0
SE8,TR1,FS	57	45	4	150	0
SE8,TR1,FT	96	49	4	160	0
SE9,TR1	9	86	10	78	0

Tabla 40: Resumen informes Test DGA 2018 - Transformador AT

En la siguiente tabla se resumen los resultados de las puntuaciones y factores de los tests adicionales:

Activo	F. Aceite	P. DGA 2017	P. DGA 2018	F.DGA	F.FFA
SE1,TR1	1.1	360	600	1.2	1
SE2,TR1	0.9	420	700	1.2	1
SE3,TR1	0.9	260	260	1	1
SE4,TR1	1	240	420	1.2	1
SE4,TR2	0.9	700	1340	1.2	1
SE5,TR1	0.9	200	200	1	1
SE6,TR1	0.9	100	100	1	1
SE7,TR1	1	60	160	1.5	1
SE8,TR1,FR	1	700	800	1.1	1
SE8,TR1,FS	1	420	620	1.2	1
SE8,TR1,FT	1	460	800	1.2	1
SE9,TR1	0.9	600	600	1	1

Tabla 41: Resumen factores de tests adicionales - Transformador AT

Resumen factores modificadores y factor modificador de puntuación de salud

Con los distintos factores modificadores detallados previamente y resumidos en la siguiente tabla, se obtienen el factor modificador de puntuación de salud (Aplicando técnica MMI), mostrado en la última columna de la tabla

Activo	F.C.Obs	F.C.Med.	F.Aceite	F.DGA	F.FFA	F.Modificador
SE1,TR1	0.9	1	1.1	1.2	1	1.6
SE2,TR1	1	1	0.9	1.2	1	1.333333333
SE3,TR1	0.9	1	0.9	1	1	1.4
SE4,TR1	1	1	1	1.2	1	1.2
SE4,TR2	1	1	0.9	1.2	1	1.533333333
SE5,TR1	1	1	0.9	1	1	1.4
SE6,TR1	0.9	1	0.9	1	1	0.9
SE7,TR1	1	1	1	1.5	1	2
SE8,TR1,FR	0.9	1	1	1.1	1	1.6
SE8,TR1,FS	0.9	1	1	1.2	1	1.533333333
SE8,TR1,FT	0.9	1	1	1.2	1	1.533333333
SE9,TR1	0.9	1	0.9	1	1	1.4

Tabla 42: Resultado factor modificador de puntuación de salud - Transformador AT

Índice de salud(HI) y PoF actuales

Se obtienen los HI del transformador principal y del cambiador de tomas. Comparando sus valores, se toma el mayor de los dos, obteniendo el HI global comparado.

Activo	HI transf. principal	HI Cambiador	HI Global Comparado	PoF
SE1,TR1	9.724651219	4.734516633	9.724651219	0.11999284
SE2,TR1	1.097787849	0.726820659	3.181818182	0.012939205
SE3,TR1	1.077826168	0.622014525	1.181818182	0.012939205
SE4,TR1	8.059844432	5.179977489	8.059844432	0.072738191
SE4,TR2	8.812344481	4.502009429	8.812344481	0.09213889
SE5,TR1	2.020196465	1.209343413	2.020196465	0.012939205
SE6,TR1	0.608734607	0.564448239	0.608734607	0.012939205
SE7,TR1	1.372346675	0.633968793	5.5	0.027450709
SE8,TR1,FR	1.220042893	0.617556004	3.636363636	0.012939205
SE8,TR1,FS	1.169207773	0.617556004	2.818181818	0.012939205
SE8,TR1,FT	1.169207773	0.617556004	3.636363636	0.012939205
SE9,TR1	3.326620698	1.649302124	3.326620698	0.012939205

Tabla 43: Índices de salud y PoF actuales de transformadores globales - Transformador AT

Índice de salud(HI) y PoF Futuros

En la siguiente tabla se muestran los índices de salud y probabilidades de fallo futuros. Se puede observar que algunos índices de salud sobrepasan el máximo valor admisible, que es 10. Esto se presenta así para mostrar la preocupante evolución que experimentan, aunque en realidad su HI toma un valor de 10, en ningún caso superior. Y es con este valor de 10 con el que se calcula la PoF.

Activo	HI(2)	PoF(2)	HI(5)	PoF(5)	HI(10)	PoF(10)
SE1,TR1	10.52555(10)	0.129394253	11.85225(10)	0.129394253	14.44534(10)	0.129394253
SE2,TR1	3.938548	0.012939	5.424096	0.026531	9.246543	0.104779
SE3,TR1	1.403676	0.012939	1.816942	0.012939	2.793388	0.012939
SE4,TR1	8.680062	0.088503	9.701013	0.119208	11.67636(10)	0.129394253
SE4,TR2	9.55966	0.114586	10.80112(10)	0.159537	13.23873(10)	0.129394253
SE5,TR1	2.379755	0.012939	3.042569	0.012939	4.582338	0.017698
SE6,TR1	0.643939	0.012939	0.700599	0.012939	0.806326	0.012939
SE7,TR1	6.330787	0.038987	7.818083	0.067146	11.11317(10)	0.129394253
SE8,TR1,FR	4.314654	0.015382	5.57653	0.0284	8.551865	0.085072
SE8,TR1,FS	3.404247	0.012939	4.519591	0.017135	7.248185	0.055129
SE8,TR1,FT	4.314654	0.015382	5.57653	0.0284	8.551865	0.085072
SE9,TR1	3.778816	0.012939	4.574929	0.017631	6.291662	0.03838

Tabla 44: Índices de salud y PoF futuros de transformadores globales - Transformador AT

5.1.2. Consecuencias de fallo (CoF) - Transformador AT

En la siguiente tabla se resumen los principales datos necesarios para obtener las CoF de cada transformador. Como ya se ha indicado, para obtener los costes de referencia se tomarán los correspondientes a transformadores de 132 kV, aunque ésta no sea la realidad, por eso en la siguiente tabla todos presentan una tensión de 132 kV. Las tensiones inferiores mostradas sí que son las reales.

Activo	V _{sup} (kV)	V _{inf} (kV)	Pot(kVA)	Riesgo tipo	Riesgo Loc	Prox. Río	Tipo Red
SE1,TR1	132	11	150000	Medio	Medio	Alejado curso	No segura
SE2,TR1	132	66	120000	Medio	Alto	Alejado curso	No segura
SE3,TR1	132	33	120000	Medio	Alto	Alejado curso	Segura
SE4,TR1	132	11	120000	Medio	Alto	Alejado curso	Segura
SE4,TR2	132	11	120000	Medio	Alto	Alejado curso	Segura
SE5,TR1	132	11	180000	Medio	Alto	Mod.cerca curso	Segura
SE6,TR1	132	20	180000	Medio	Medio	Alejado curso	Segura
SE7,TR1	132	20	450000	Medio	Medio	Alejado curso	No segura
SE8,TR1,FR	132	20	150000	Bajo	Bajo	Alejado curso	Segura
SE8,TR1,FS	132	20	150000	Bajo	Bajo	Alejado curso	Segura
SE8,TR1,FT	132	20	150000	Bajo	Bajo	Alejado curso	Segura
SE9,TR1	132	33	180000	Medio	Alto	Alejado curso	No segura

Tabla 45: Resumen de datos necesarios para obtención de CoF - Transformador AT

Resultados de CoF obtenidos

Con los datos indicados previamente y aplicando la metodología se obtiene los siguientes resultados

Activo	CoF Eco	CoF Seg	CoF M.Amb.	CoF F. Red	CoF Total
SE1,TR1	210,284.19 €	36,123.84 €	18,485.35 €	725,696.11 €	990,589.49 €
SE2,TR1	284,502.13 €	50,573.38 €	26,407.65 €	725,696.11 €	1,087,179.27 €
SE3,TR1	247,393.16 €	50,573.38 €	26,407.65 €	279,113.89 €	603,488.07 €
SE4,TR1	210,284.19 €	50,573.38 €	18,485.35 €	279,113.89 €	558,456.81 €
SE4,TR2	210,284.19 €	50,573.38 €	18,485.35 €	279,113.89 €	558,456.81 €
SE5,TR1	210,284.19 €	50,573.38 €	23,106.69 €	279,113.89 €	563,078.14 €
SE6,TR1	235,023.50 €	36,123.84 €	18,485.35 €	279,113.89 €	568,746.59 €
SE7,TR1	235,023.50 €	36,123.84 €	18,485.35 €	725,696.11 €	1,015,328.81 €
SE8,TR1,FR	235,023.50 €	25,286.69 €	18,485.35 €	279,113.89 €	557,909.43 €
SE8,TR1,FS	235,023.50 €	25,286.69 €	18,485.35 €	279,113.89 €	557,909.43 €
SE8,TR1,FT	235,023.50 €	25,286.69 €	18,485.35 €	279,113.89 €	557,909.43 €
SE9,TR1	210,284.19 €	50,573.38 €	18,485.35 €	725,696.11 €	1,005,039.03 €

Tabla 46: Resultados de CoF - Transformador AT

Una vez que ya se tienen los resultados del HI(PoF) y CoF, se procede a la construcción de la matriz de riesgo. Para ello, previamente deben asignarse los HI y las CoF a las bandas de salud y criticidad respectivamente.

5.1.3. Asignación de cada activo a una banda de índice de salud

Activo	HI	HI(2)	HI(5)	HI(10)
SE1,TR1	HI5	HI5	HI5	HI5
SE2,TR1	HI1	HI1	HI2	HI5
SE3,TR1	HI1	HI1	HI1	HI1
SE4,TR1	HI5	HI5	HI5	HI5
SE4,TR2	HI5	HI5	HI5	HI5
SE5,TR1	HI1	HI1	HI1	HI2
SE6,TR1	HI1	HI1	HI1	HI1
SE7,TR1	HI3	HI3	HI4	HI5
SE8,TR1,FR	HI1	HI2	HI3	HI5
SE8,TR1,FS	HI1	HI1	HI2	HI4
SE8,TR1,FT	HI1	HI2	HI3	HI5
SE9,TR1	HI1	HI1	HI2	HI3

Tabla 47: Asignación de HI a bandas de salud - Transformador AT

5.1.4. Asignación de cada activo a una banda de criticidad C

Se calcula la CoF media para todos los transformadores analizados, pues pertenecen a la misma CISA, y se obtiene la relación entre la CoF de cada transformador y esta CoF media. En base a este resultado se lleva a cabo la asignación a la banda de criticidad correspondiente.

Activo	CoF/CoFmedia	C
SE1,TR1	1.319330778	C3
SE2,TR1	1.447975255	C3
SE3,TR1	0.803764218	C2
SE4,TR1	0.74378868	C1
SE4,TR2	0.74378868	C1
SE5,TR1	0.749943675	C1
SE6,TR1	0.75749327	C2
SE7,TR1	1.35228019	C3
SE8,TR1,FR	0.743059655	C1
SE8,TR1,FS	0.743059655	C1
SE8,TR1,FT	0.743059655	C1
SE9,TR1	1.338575599	C3

Tabla 48: Asignación de CoF a bandas de criticidad - Transformador AT

5.1.5. Matriz de Riesgo

Con las bandas de índice de salud (HI) y criticidad (C) se determina la matriz de riesgo, que permite realizar una priorización entre los diferentes activos. A continuación se muestran las matrices de criticidad actual y para las predicciones de dos, cinco y diez años.

Cabe destacar un caso particular que es el transformador 1 de la subestación 8, “SE8, TR1”, para el cual se tenían resultados de los tests para cada una de sus fases. De esta forma se han analizado de manera individual las tres fases del mismo, pero a la hora de clasificar el transformador global en la matriz de riesgo se tomará la fase más crítica, tanto en términos de salud como de CoF. Las fases más críticas son la fase R y la T por igual, que se encuentran inicialmente en HI1, como la fase S, pero a 2, 5 y 10 años, se sitúan en HI2, HI3 y HI5 respectivamente. El transformador TR1 de SE8 se situará en estas bandas indicadas.

Matriz de riesgo actual

	HI1	HI2	HI3	HI4	HI5
C1	SE8, TR1 SE5, TR1				SE4, TR1 SE4, TR2
C2	SE3, TR1 SE6, TR1				
C3	SE2, TR1 SE9, TR1		SE7, TR1		SE1, TR1
C4					

Figura 22: Matriz de riesgo actual - Transformadores de AT

Matriz de riesgo: Predicción a dos años

	HI1	HI2	HI3	HI4	HI5
C1	SE5, TR1	SE8, TR1			SE4, TR1 SE4, TR2
C2	SE3, TR1 SE6, TR1				
C3	SE2, TR1 SE9, TR1		SE7, TR1		SE1, TR1
C4					

Figura 23: Matriz de riesgo - Predicción a 2 años - Transformadores de AT

Matriz de riesgo: Predicción a cinco años

	HI1	HI2	HI3	HI4	HI5
C1	SE5, TR1		SE8, TR1		SE4, TR1 SE4, TR2
C2	SE3, TR1 SE6, TR1				
C3		SE2, TR1 SE9, TR1		SE7, TR1	SE1, TR1
C4					

Figura 24: Matriz de riesgo - Predicción a 5 años - Transformadores de AT

Matriz de riesgo: Predicción a diez años

	HI1	HI2	HI3	HI4	HI5
C1		SE5, TR1			SE4, TR1 SE4, TR2 SE8, TR1
C2	SE3, TR1 SE6, TR1				
C3			SE9, TR1		SE1, TR1 SE7, TR1 SE2, TR1
C4					

Figura 25: Matriz de riesgo - Predicción a 10 años - Transformadores de AT

5.1.6. Interpretación de resultados de transformadores de AT

Como se puede observar, la metodología ha permitido clasificar perfectamente los diferentes transformadores en la matriz de riesgo. Como ya se ha indicado, esto permite a la empresa priorizar y enfocar mejor los esfuerzos de mantenimiento, adecuando en primer lugar los transformadores que se encuentren más abajo (mayor severidad de fallo) y más a la derecha (mayor probabilidad de fallo). En este sentido, la prioridad a corto plazo sería sin duda el TR1 de la SE1, seguido de TR1 de la SE7 y de los TR1 y TR2 de la SE4.

En cuanto a la evolución en el tiempo, se puede observar como los transformadores van desplazándose dentro de la matriz hacia la derecha, lo cual representa un envejecimiento o deterioro de la condición de salud de los activos. Se observa que en diez años, va a haber hasta 6 transformadores en la banda de peor estado de salud, HI5. Encima tres de estos, los transformadores de SE1, SE7 y SE2, presentan un índice de criticidad alto, C3.

Las intervenciones tendrán que dirigirse, por tanto, a evitar esta situación, adecuando el transformador de la SE1, y tratando de detener, la negativa evolución de los transformadores de la SE7 y SE2.

Resulta destacable la comparación entre la evolución de la condición de salud de TR1 de SE2 y TR1 de SE9. Inicialmente ambos se encuentran en HI1, pero se puede observar como TR1 de SE2 pasa de HI2 a HI5 en la transición de la predicción a 5 años a la predicción a 10 años, mientras que TR1 de SE9 permanece en HI3.

Esto se puede explicar basándose en el ritmo de envejecimiento β_2 , que es mucho mayor para TR1 de SE2. Este transformador es más joven que el de la SE9, 8 años frente a 25, y ambos tienen una puntuación de salud actual similar. Esto demuestra que está deteriorándose a un ritmo mayor y es lo que pretende representar β_2 , que es directamente proporcional al cociente entre el HI y la edad del activo. Así, a similar HI y distinta edad, el activo más nuevo muestra un ritmo de envejecimiento superior. Esto hace que en las predicciones del índice de salud, el transformador de la SE2 se mueva mucho más rápido hacia las bandas de peor estado de salud(hacia la derecha).

En cuanto a la probabilidad de fallo, se observan valores ciertamente altos para algunos transformadores. En la actualidad resulta preocupante la alta PoF del transformador de la SE1, que es de casi un 12 % anual. También deben ser consideradas las PoF de los transformadores 1 y 2 de la SE4, que son de 7.3 % y 9.2 % respectivamente.

En el futuro, el HI del transformador de la SE1 supera su máximo valor, 10, alcanzando un valor de 14.445 (en realidad, como ya se ha indicado, el HI=10), que denota un estado de salud muy pobre, y con una muy alta PoF de casi 13 % anual (En verdad puede ser mayor porque esta PoF se calcula con el HI de 10 establecido por la metodología). Como ya se ha indicado, los esfuerzos de mantenimiento deben tratar de evitar esta situación. Los activos de la SE4 también presentan PoFs de casi un 13 %. Pese a que sus CoFs no son altas (se sitúan en C1), esta situación debe tratar de evitarse, destinando recursos de mantenimiento a estos transformadores.

5.2. Cables subterráneos

5.2.1. Índice de salud y PoF

En las siguientes tabla se resumen los resultados de índice de salud y PoF para diferentes tramos de cables subterráneos de 30 y 55 kV.

Activo	Tipo Cable	Presurización	V (kV)	P. Inicial	F. Cond.	F. Fiab.	HI	PoF	HI(2)	PoF(2)	HI(5)	PoF(5)	HI(10)	PoF(10)
C.29, LAC	Aceite Cu	Aceite	55	1.2662	1.3	1	1.65	59.691 %	1.78	59.691 %	1.99	59.691 %	2.42	59.691 %
C.30, LAD	Aceite Cu	Aceite	55	1.2662	1	1	1.27	59.691 %	1.34	59.691 %	1.47	59.691 %	1.71	59.691 %
C.31, LAE	Aceite CU	Aceite	55	2.2379	1.3	1	2.91	59.691 %	3.1	59.691 %	3.4	59.691 %	3.97	59.691 %
C.32, LAF	Aceite CU	Aceite	55	2.2379	1.3	1	2.91	59.691 %	3.1	59.691 %	3.4	59.691 %	3.97	59.691 %

Tabla 49: Resultados de HI y PoF - Cables subterráneos de aceite de 55kV

Activo	Tipo Cable	Presurización	V (kV)	P. Inicial	F. Cond.	F. Fiab.	HI	PoF	HI(2)	PoF(2)	HI(5)	PoF(5)	HI(10)	PoF(10)
C.1, LA	EPR Al	No presurizado	30	0.7338	1.6	1	5.5	3.979 %	5.86	4.660 %	6.45	5.932 %	7.57	8.951 %
C.2, LB	XLPE Cu	No presurizado	30	0.6509	1.4	1	0.91	1.875 %	1	1.875 %	1.16	1.875 %	1.47	1.875 %
C.3, LC	EPR Al	No presurizado	30	0.6572	1.7	1	5.5	3.979 %	5.84	4.624 %	6.4	5.813 %	7.45	8.586 %
C.4, LD	EPR Al	No presurizado	30	0.7534	1.15	1	0.87	1.875 %	0.92	1.875 %	1.01	1.875 %	1.18	1.875 %
C.5, LE	EPR Al	No presurizado	30	0.8253	1.7	1	5.5	3.979 %	5.84	4.624 %	6.4	5.813 %	7.45	8.586 %
C.6, LF	EPR Al	No presurizado	30	0.8253	1.15	1	0.95	1.875 %	1.01	1.875 %	1.1	1.875 %	1.27	1.875 %
C.7, LG	EPR Cu	No presurizado	30	0.8253	1.7	1	5.5	3.979 %	5.84	4.624 %	6.4	5.813 %	7.45	8.586 %
C.8, LH	EPR Al	No presurizado	30	0.8253	1.6	1	5.5	3.979 %	5.84	4.624 %	6.4	5.813 %	7.45	8.586 %
C.9, LI	XLPE Cu	No presurizado	30	0.6138	1.4	1	0.86	1.875 %	0.94	1.875 %	1.08	1.875 %	1.36	1.875 %
C.10, LJ	XLPE Cu	No presurizado	30	0.5864	1.15	1	0.67	1.875 %	0.73	1.875 %	0.84	1.875 %	1.03	1.875 %
C.11, LK	EPR Al	No presurizado	30	0.7199	1.5	1	5.5	3.979 %	5.84	4.624 %	6.4	5.813 %	7.45	8.586 %
C.12, LL	EPR Cu	No presurizado	30	0.7199	1.15	1	0.83	1.875 %	0.88	1.875 %	0.97	1.875 %	1.13	1.875 %
C.13, LM	XLPE Cu	No presurizado	30	0.6279	1.6	1	5.5	3.979 %	5.84	4.624 %	6.4	5.813 %	7.45	8.586 %
C.14, LN	XLPE Al	No presurizado	30	0.6424	1.6	1	5.5	3.979 %	5.84	4.624 %	6.4	5.813 %	7.45	8.586 %

Tabla 50: Resultados de HI y PoF - Cables subterráneos no presurizados 30kV

Activo	Tipo Cable	Presurización	V (kV)	P. Inicial	F. Cond.	F. Fiab.	HI	PoF	HI(2)	PoF(2)	HI(5)	PoF(5)	HI(10)	PoF(10)
C.15, LÑ	EPR Cu	No presurizado	55	1.3364	1.93333	1	5.5	3.979%	5.86	4.660%	6.45	5.932%	7.57	8.951%
C.16, LO	EPR Cu	No presurizado	55	1.3364	1.3	1	1.74	1.875%	1.85	1.875%	2.02	1.875%	2.35	1.875%
C.17, LP	EPR Cu	No presurizado	55	0.6829	1.15	1	0.79	1.875%	0.84	1.875%	0.93	1.875%	1.11	1.875%
C.18, LQ	EPR Al	No presurizado	55	0.7534	1.4	1	1.05	1.875%	1.15	1.875%	1.3	1.875%	1.6	1.875%
C.19, LR	XLPE Cu	No presurizado	55	0.7699	2.2	1	8	10.338%	8.53	12.240%	9.39	15.812%	11(10)	18.75%
C.20, LS	Voltalene Al	No presurizado	55	0.6355	1	1	0.64	1.875%	0.67	1.875%	0.72	1.875%	0.81	1.875%
C.21, LT	Voltalene Al	No presurizado	55	0.889	1.15	1	1.02	1.875%	1.09	1.875%	1.19	1.875%	1.38	1.875%
C.22, LU	XLPE Cu	No presurizado	55	0.889	1.4	1	1.24	1.875%	1.34	1.875%	1.51	1.875%	1.82	1.875%
C.23, LV	RHZ Al	No presurizado	55	0.889	1.6	1	5.5	3.979%	5.86	4.660%	6.45	5.932%	7.57	8.951%
C.24, LW	XLPE Cu	No presurizado	55	1.1031	1.7	1	5.5	3.979%	5.86	4.660%	6.45	5.932%	7.57	8.951%
C.25, LY	Vulpren Al	No presurizado	55	0.5914	1	1	0.59	1.875%	0.62	1.875%	0.67	1.875%	0.75	1.875%
C.26, LZ	EPR Cu	No presurizado	55	1.077	1.5	1	5.5	3.979%	5.86	4.660%	6.45	5.932%	7.57	8.951%
C.27, LAA	EPR Cu	No presurizado	55	1.077	1.93333	1	5.5	3.979%	5.86	4.660%	6.45	5.932%	7.57	8.951%
C.28, LAB	Vulpren Al	No presurizado	55	0.6829	1.5	1	5.5	3.979%	5.86	4.660%	6.45	5.932%	7.57	8.951%

Tabla 51: Resultados de HI y PoF - Cables subterráneos no presurizados 55kV

A continuación se lleva a cabo la asignación de cada activo a la banda de HI que le corresponde. El resultado de dicha asignación se muestra en la siguiente tabla:

Activo	HI actual	HI 2 años	HI 5 años	HI 10 años
C.1, LA	HI1	HI1	HI1	HI1
C.2, LB	HI1	HI1	HI1	HI1
C.3, LC	HI3	HI3	HI3	HI4
C.4, LD	HI1	HI1	HI1	HI1
C.5, LE	HI3	HI3	HI3	HI4
C.6, LF	HI1	HI1	HI1	HI1
C.7, LG	HI3	HI3	HI3	HI4
C.8, LH	HI3	HI3	HI3	HI4
C.9, LI	HI1	HI1	HI1	HI1
C.10, LJ	HI1	HI1	HI1	HI1
C.11, LK	HI3	HI3	HI3	HI4
C.12, LL	HI1	HI1	HI1	HI1
C.13, LM	HI3	HI3	HI3	HI4
C.14, LN	HI3	HI3	HI3	HI4
C.15, LÑ	HI3	HI3	HI3	HI4
C.16, LO	HI1	HI1	HI1	HI1
C.17, LP	HI1	HI1	HI1	HI1
C.18, LQ	HI3	HI3	HI3	HI4
C.19, LR	HI5	HI5	HI5	HI5
C.20, LS	HI1	HI1	HI1	HI1
C.21, LT	HI1	HI1	HI1	HI1
C.22, LU	HI1	HI1	HI1	HI1
C.23, LV	HI3	HI3	HI3	HI4
C.24, LW	HI3	HI3	HI3	HI4
C.25, LY	HI1	HI1	HI1	HI1
C.26, LZ	HI3	HI3	HI3	HI4
C.27, LAA	HI3	HI3	HI3	HI4
C.28, LAB	HI3	HI3	HI3	HI4
C.29, LAC	HI1	HI1	HI1	HI1
C.30, LAD	HI1	HI1	HI1	HI1
C.31, LAE	HI1	HI1	HI1	HI1
C.32, LAF	HI1	HI1	HI1	HI1

Tabla 52: Tabla de asignación de cada cable a su banda de HI- Cables subterráneos

5.2.2. CoF y asignación de banda de criticidad C

Activo	CoFeco	Tipo Red	CoFseg	CoFMA	CoFFRed	CoFtot
C.1, LA	29,764.20 €	No segura	2.26 €	683.65 €	7,765.90 €	38,216.01 €
C.2, LB	29,764.20 €	Segura	2.26 €	683.65 €	2,906.36 €	33,356.47 €
C.3, LC	29,764.20 €	Segura	2.26 €	683.65 €	2,906.36 €	33,356.47 €
C.4, LD	29,764.20 €	Segura	2.26 €	683.65 €	2,906.36 €	33,356.47 €
C.5, LE	29,764.20 €	No segura	2.26 €	683.65 €	7,765.90 €	38,216.01 €
C.6, LF	29,764.20 €	Segura	2.26 €	683.65 €	2,906.36 €	33,356.47 €
C.7, LG	29,764.20 €	Segura	2.26 €	683.65 €	2,906.36 €	33,356.47 €
C.8, LH	29,764.20 €	Segura	2.26 €	683.65 €	2,906.36 €	33,356.47 €
C.9, LI	29,764.20 €	Segura	2.26 €	683.65 €	2,906.36 €	33,356.47 €
C.10, LJ	29,764.20 €	Segura	2.26 €	683.65 €	2,906.36 €	33,356.47 €
C.11, LK	29,764.20 €	Segura	2.26 €	683.65 €	2,906.36 €	33,356.47 €
C.12, LL	29,764.20 €	Segura	2.26 €	683.65 €	2,906.36 €	33,356.47 €
C.13, LM	29,764.20 €	Segura	2.26 €	683.65 €	2,906.36 €	33,356.47 €
C.14, LN	29,764.20 €	Segura	2.26 €	683.65 €	2,906.36 €	33,356.47 €
C.15, LÑ	60,218.83 €	Segura	2.26 €	683.65 €	5,812.72 €	66,717.46 €
C.16, LO	60,218.83 €	Segura	2.26 €	683.65 €	5,812.72 €	66,717.46 €
C.17, LP	60,218.83 €	Segura	2.26 €	683.65 €	5,812.72 €	66,717.46 €
C.18, LQ	60,218.83 €	Segura	2.26 €	683.65 €	5,812.72 €	66,717.46 €
C.19, LR	60,218.83 €	Segura	2.26 €	683.65 €	5,812.72 €	66,717.46 €
C.20, LS	60,218.83 €	No segura	2.26 €	683.65 €	14,531.80 €	75,436.54 €
C.21, LT	60,218.83 €	Segura	2.26 €	683.65 €	5,812.72 €	66,717.46 €
C.22, LU	60,218.83 €	Segura	2.26 €	683.65 €	5,812.72 €	66,717.46 €
C.23, LV	60,218.83 €	Segura	2.26 €	683.65 €	5,812.72 €	66,717.46 €
C.24, LW	60,218.83 €	Segura	2.26 €	683.65 €	5,812.72 €	66,717.46 €
C.25, LY	60,218.83 €	Segura	2.26 €	683.65 €	5,812.72 €	66,717.46 €
C.26, LZ	60,218.83 €	Segura	2.26 €	683.65 €	5,812.72 €	66,717.46 €
C.27, LAA	60,218.83 €	Segura	2.26 €	683.65 €	5,812.72 €	66,717.46 €
C.28, LAB	60,218.83 €	Segura	2.26 €	683.65 €	5,812.72 €	66,717.46 €

Tabla 53: CoF - Cables subterráneos no presurizados

Activo	CoFeco	CoFseg	Cercanía Río	CoFMA	CoFFRed	CoFtot
C.29, LAC	131.08 €	2.26 €	Mod.Cerca (80-120 m)	5,534.74 €	5.65 €	5,673.73 €
C.30, LAD	131.08 €	2.26 €	Cerca (40-80 m)	8,302.11 €	5.65 €	8,441.10 €
C.31, LAE	131.08 €	2.26 €	Alejado	4,427.79 €	5.65 €	4,566.78 €
C.32, LAF	131.08 €	2.26 €	Alejado	4,427.79 €	5.65 €	4,566.78 €

Tabla 54: CoF - Cables subterráneos de aceite de 55 kV

Para la asignación de la banda de criticidad C, se calculará el valor relativo de la CoF de cada cable con respecto a la $\overline{CoF}$ media de todos los activos de su misma categoría de índice de salud de activo, jerarquía que viene especificada en la tabla 4. Posteriormente, empleando la tabla 27 y el valor previamente obtenido, se determina la banda de criticidad C en la que se encuentra el activo.

Como se puede observar en la tabla 4, los cables subterráneos no presurizados de 33 y 66 kV (30 y 55 kV en este estudio) pertenecen a la misma categoría de índice de salud de activo, con lo que para todos ellos se calculará una $\overline{CoF}$ media.

Los cables subterráneos de aceite de 66 kV(55 kV en este estudio) pertenecen a otra categoría de índice de salud de activo, con que para éstos se calcula un *CoF* medio independiente.

Cables no presurizados de 30 y 55kV

Activo	CoFTOTAL	CoF/CoFmedio	C
C.1, LA	38,216.01	0.753834799	C2
C.2, LB	33,356.47	0.657977321	C1
C.3, LC	33,356.47	0.657977321	C1
C.4, LD	33,356.47	0.657977321	C1
C.5, LE	38,216.01	0.753834799	C2
C.6, LF	33,356.47	0.657977321	C1
C.7, LG	33,356.47	0.657977321	C1
C.8, LH	33,356.47	0.657977321	C1
C.9, LI	33,356.47	0.657977321	C1
C.10, LJ	33,356.47	0.657977321	C1
C.11, LK	33,356.47	0.657977321	C1
C.12, LL	33,356.47	0.657977321	C1
C.13, LM	33,356.47	0.657977321	C1
C.14, LN	33,356.47	0.657977321	C1
C.15, LÑ	66,717.46	1.316043802	C3
C.16, LO	66,717.46	1.316043802	C3
C.17, LP	66,717.46	1.316043802	C3
C.18, LQ	66,717.46	1.316043802	C3
C.19, LR	66,717.46	1.316043802	C3
C.20, LS	75,436.54	1.488033131	C3
C.21, LT	66,717.46	1.316043802	C3
C.22, LU	66,717.46	1.316043802	C3
C.23, LV	66,717.46	1.316043802	C3
C.24, LW	66,717.46	1.316043802	C3
C.25, LY	66,717.46	1.316043802	C3
C.26, LZ	66,717.46	1.316043802	C3
C.27, LAA	66,717.46	1.316043802	C3
C.28, LAB	66,717.46	1.316043802	C3
CoFMedio	50,695.47	1	

Tabla 55: Asignación a bandas de criticidad C - Cables subterráneos No Presurizados

Cables de aceite de 55kV

Activo	CoFTOTAL	CoF/CoFmedio	C
C.18, LS	5,673.73	0.976193022	C2
C.18, LS	8,441.10	1.452332578	C3
C.20, LU	4,566.78	0.7857372	C2
C.22, LW	4,566.78	0.7857372	C2
CoFMedio	5,812.10	1	

Tabla 56: Asignación a bandas de criticidad C - Cables subterráneos de aceite 55 kV

5.2.3. Matriz de riesgo

Con las bandas de índice de salud (HI) y criticidad (C) se determina la matriz de riesgo, que permite realizar una priorización entre los diferentes activos. A continuación se muestran las matrices de riesgo actual y para las predicciones de dos, cinco y diez años.

MATRICES DE RIESGO CABLES SUBTERRÁNEOS NO PRESURIZADOS 30 Y 55 kV

Matriz de riesgo actual

	HI1	HI2	HI3	HI4	HI5
C1	C.2, LB C.4, LD C.6, LF C.9, LI C.10, LJ C.12, LL		C.3, LC C.7, LG C.8, LH C.11, LK C.13, LM C.14, LN		
C2	C.1, LA		C.5, LE		
C3	C.16, LO C.17, LP C.20, LS C.21, LT C.22, LU C.25, LY		C.15, LÑ C.18, LQ C.23, LV C.24, LW C.26, LZ C.27, LAA C.28, LAB		C.19, LR
C4					

Figura 26: Matriz de riesgo actual - Cables subterráneos no presurizados

Matriz de riesgo: Predicción a dos años

	HI1	HI2	HI3	HI4	HI5
C1	C.2, LB C.4, LD C.6, LF C.9, LI C.10, LJ C.12, LL		C.3, LC C.7, LG C.8, LH C.11, LK C.13, LM C.14, LN		
C2	C.1, LA		C.5, LE		
C3	C.16, LO C.17, LP C.20, LS C.21, LT C.22, LU C.25, LY		C.15, LÑ C.18, LQ C.23, LV C.24, LW C.26, LZ C.27, LAA C.28, LAB		C.19, LR
C4					

Figura 27: Matriz de riesgo - Predicción a 2 años - Cables subterráneos no presurizados

Matriz de riesgo: Predicción a cinco años

	HI1	HI2	HI3	HI4	HI5
C1	C.2, LB C.4, LD C.6, LF C.9, LI C.10, LJ C.12, LL		C.3, LC C.7, LG C.8, LH C.11, LK C.13, LM C.14, LN		
C2	C.1, LA		C.5, LE		
C3	C.16, LO C.17, LP C.20, LS C.21, LT C.22, LU C.25, LY		C.15, LÑ C.18, LQ C.23, LV C.24, LW C.26, LZ C.27, LAA C.28, LAB		C.19, LR
C4					

Figura 28: Matriz de riesgo - Predicción a 5 años - Cables subterráneos no presurizados

Matriz de riesgo: Predicción a diez años

	HI1	HI2	HI3	HI4	HI5
C1	C.2, LB C.4, LD C.6, LF C.9, LI C.10, LJ C.12, LL			C.3, LC C.7, LG C.8, LH C.11, LK C.13, LM C.14, LN	
C2	C.1, LA			C.5, LE	
C3	C.16, LO C.17, LP C.20, LS C.21, LT C.22, LU C.25, LY			C.15, LÑ C.18, LQ C.23, LV C.24, LW C.26, LZ C.27, LAA C.28, LAB	C.19, LR
C4					

Figura 29: Matriz de riesgo - Predicción a 10 años - Cables subterráneos no presurizados

MATRICES DE RIESGO CABLES SUBTERRÁNEOS DE ACEITE 55 kV

Puesto que los índices de salud permanecen en la misma banda que en la actualidad para las previsiones a dos, cinco y diez años, la matriz de riesgo se mantiene inalterable. Es la misma para los cuatro casos y se muestra en la figura 30

	HI1	HI2	HI3	HI4	HI5
C1					
C2	C.18, LS C.20, LU C.22, LW				
C3	C.18, LS				
C4					

Figura 30: Matriz de riesgo - Cables subterráneos de aceite

5.2.4. Interpretación de resultados de cables subterráneos

Cables subterráneos no presurizados de 30 y 55 kV

La mayoría de los cables de la compañía eléctrica son de este tipo, lo cual ha permitido llevar a cabo un análisis con un volumen aceptable de datos. Este aspecto es sobre todo importante para la clasificación del activo dentro de una de las bandas de criticidad. En este sentido, los cables se han encuadrado en una banda u otra principalmente en función de su tensión, con cables de 30 kV en las bandas C1 y C2; y cables de 55 kV, todos dentro de la banda C3.

Por otra parte, para un lograr un equilibrio a la hora de asignar cada activo a su banda de criticidad, se han analizado 14 cables de 30 kV y 14 de 55 kV. Si por ejemplo se analizasen muchos cables de 30 kV y apenas dos o tres de 55 kV, la relación entre las CoF de éstos últimos y las $\overline{CoF}$ media para la categoría de índice de salud del activo tomaría valores muy altos.

Esta metodología permite claramente clasificar los cables en función de su riesgo y priorizar las labores de mantenimiento. De esta forma, observando la matriz de riesgo actual, el cable más preocupante es el Cable 19 de la Línea R. Presenta un HI de 10(aplicando los cálculos llegaría a un valor de 11, pero la metodología establece el valor máximo del HI en 10, que es el que se emplea para determinar la PoF), el cual se traduce en una alta PoF de 18.75 % por Km por año. En base a esto y a su también alta criticidad (C3), éste sería el primer cable que debería o bien cambiarse (probablemente necesario en este caso), o bien realizársele acciones mejorativas de su condición. En cuanto al resto de cables, la compañía debería centrarse en primer lugar en los cables situados en HI3, C3 (Cables 15, 18, 23, 24, 26, 27 y 28).

Atendiendo únicamente a los cables de 30 kV, el Cable 5 de la Línea E es claramente el que supone un riesgo mayor para la compañía; seguido de los cables situados en la fila C1, columna HI3 (Cables 3, 7, 8, 11, 13 y 14). Este sería el orden de priorización a seguir en caso de no disponer de recursos suficientes para adecuar todos los cables.

Otro aspecto importante es la evolución de la condición de salud de los cables a lo largo del tiempo. Puede observarse que a corto-medio plazo (dos y cinco años), el deterioro previsto no es importante, pues todos los cables se mantienen en su banda de índice de salud. Es a partir de los 10 años cuando comienzan a darse efectos significativos de deterioro, con grupos de cables cambiando de una banda de índice de salud a la siguiente. Todos los cables que se encontraban en HI3 pasan a situarse en HI4. Esto es muy relevante a la hora de llevar a cabo un seguimiento de la evolución de la salud de estos activos.

Cables subterráneos presurizados de aceite de 55 kV

En este caso, la compañía únicamente cuenta con los cuatro cables analizados de este tipo, y tienen todos una edad considerable. Éste ha sido un factor limitante a la hora de asignar los cables a una

banda de criticidad, teniendo todos una criticidad similar. En cuanto a la condición de salud, este aspecto limitante se une a una limitación intrínseca de la propia metodología y es el hecho de que el único input de condición medida sea la presencia o ausencia de pérdidas. La condición observada no se tiene en cuenta en los cables subterráneos, como tampoco se tiene el factor de localización. En este caso, puesto que no existen fugas de aceite, esto lleva a que todos los cables se encuentren en HI1. La criticidad permite priorizar ligeramente el cable 18 sobre los otros tres.

Finalmente resulta necesario comentar la alta PoF que presentan los cables presurizados con aceite, como puede verse en la tabla de resultados 49. Esto se debe a que son cables intrínsecamente poco fiables, con un sistema de presurización y de edad avanzada. Esto se puede observar en la política de la empresa, con la tendencia a eliminar este tipo de cables de la red de distribución.

6. Conclusiones

Tras analizar los resultados obtenidos, tanto para transformadores como para cables subterráneos, se puede concluir que se ha cumplido con el objetivo principal de este trabajo. Tras aplicar la metodología se tiene una clasificación de los activos en base a su riesgo ($PoF \times CoF$), que permite priorizar aquellos que tienen un riesgo mayor.

Además resulta realmente interesante la posibilidad de realizar una predicción de la evolución del estado de salud del activo a lo largo del tiempo, lo cual también puede resultar de gran utilidad a la hora de planificar las tareas de mantenimiento.

Esto se ve, por ejemplo, en el comentado caso particular existente entre los transformadores de las subestaciones 2 y 9. Póngase la circunstancia de que únicamente se dispone de recursos para adecuar y mejorar la condición de uno de ellos. Aunque inicialmente se podría pensar en priorizar el transformador de la subestación 9 sobre el de la 2, pues su HI actual es algo mayor, si se observa la evolución esperada de su HI, lo más aconsejable será centrarse en mejorar la condición del transformador de la subestación 2, pues en el futuro se espera un envejecimiento mucho más rápido.

Por otra parte el trabajo se ha centrado bastante más en el estudio y cálculo del índice de salud (HI) o lo que viene a ser lo mismo, la PoF, que en las consecuencias de fallo. Esto se debe principalmente a los intereses de la empresa, que ya contaba prácticamente con una metodología para determinar las CoFs de sus activos, con lo que estas bandas de la matriz no las precisaba la compañía.

En cuanto al cálculo del HI, el resultado es muy satisfactorio, pero conviene no olvidar que el cálculo se ha visto perjudicado por ciertas limitaciones, principalmente la limitación de falta de datos. Los transformadores analizados son los diez de los que más inputs de los empelados por la metodología se disponía, y aún así varios de ellos han tenido que tomarse por defecto, pues la empresa no los recoge actualmente.

Tampoco tiene sentido recoger unos datos que no se saben interpretar o utilizar de la manera correcta. Como ya se indicó en la figura 1 de la introducción, más vale establecer un sistema consistente de análisis e ir incrementando la calidad y cantidad de los datos, que no tener gran cantidad de datos si no se dispone de un método de análisis apropiado.

Por tanto, este trabajo no debe verse únicamente como un análisis de los activos de la red, sino como una posible hoja de ruta en la estrategia de la empresa a la hora de la recolección de datos e introducción de nuevos tests de análisis de la condición.

Finalmente cabe recordar que esta metodología no constituye ninguna verdad universal, que tiene que ser adoptada dogmáticamente. En cambio, debe ser cuestionada, comprobada empíricamente, pues cada compañía cuenta con sus particularidades, de manera que se pueda adaptar de la mejor manera posible a la compañía a la que se dirige. La metodología debe, por tanto, seguir un proceso de mejora continua y retroalimentación con los resultados y modos de fallo reales, para ajustarse de la mejor manera posible a la realidad de la compañía, en una búsqueda de la excelencia en la gestión del mantenimiento.

En un ámbito más personal, este trabajo me ha aportado mucho, pues me ha permitido conocer la actualidad del mantenimiento de redes eléctricas de distribución, cuales son las técnicas más novedosas y cómo se aplican. También he tenido la oportunidad de situar a mi empresa en un escalón dentro de los niveles de satisfacción del mantenimiento, aspecto estratégico que, probablemente como becario, no me habría llegado ni a plantear.

La metodología en sí supuso un reto importante para mí. Se trata de una norma británica novedosa, de gran densidad y nivel de detalle y con un carácter muy técnico, centrada en un ramo de la ingeniería de la que apenas tenía conocimientos. Un primer paso, probablemente el más tedioso y complejo, fue la comprensión plena de la metodología.

Este paso, se vio seguido de su traducción casi completa, para lo cual requerí de ayuda de muchos compañeros de la compañía, especialmente a la hora de traducir los tipos de activos. No bastaba con buscar el significado de las palabras, pues la traducción literal no tenía sentido, había que encontrar el activo correspondiente en nuestra compañía. Para ello fueron de gran ayuda los diferentes inputs de condición, muchos de los cuales los operarios conocían fruto de realizar inspecciones.

Una vez bien comprendida la metodología, la aplicación no parecía muy complicada. Sin embargo, me encontré con la barrera de la obtención de los datos. Éstos estaban bastante desordenados y como ya he indicado, algunos ni siquiera existían, lo cual me llevaba a tomar los valores por defecto establecidos por la metodología. Eché especialmente en falta la existencia de un portafolios por cada activo en el que se encontrase toda la información disponible sobre el mismo. Esto me obligó a bucear en un mar de datos y carpetas dentro de los que seleccioné aquellos activos más representativos y con más datos.

Una vez obtenidos todos los datos necesarios, elaboré una hoja Excel automática con la que el cálculo se simplificaba bastante. Al ir dando forma a los resultados sentí una gran satisfacción por la consistencia de los mismos. Además, pensaba ya controlar completamente la metodología, pero hasta que no la aplicas a casos reales, viendo las particularidades y limitaciones, y analizando la coherencia de los resultados, se te escapan ciertos detalles muy importantes.

Ahora siento que tengo una idea bastante más completa del funcionamiento y aplicación de los índices de salud, que con tiempo podría ir aplicando a los diferentes activos de la red eléctrica de la compañía. Este es uno de los aspectos que más valoro de este trabajo, su posible aplicación real y directa, que me permite dar un plus a la compañía en un tema que está aún por implantar en la misma.

7. Anexo

7.1. Tablas

Las siguientes tablas, desde la tabla 57 hasta la 186, han sido adaptadas de [13].

Distancia a costa	Celdas	Trafos	Apoyos madera	Apoyos metal	Apoyos hormig.	Estructura torres	Uniones torres	Conductor torres
$\leq 1\text{km}$	1.35	1.35	1	1.5	1.25	1.8	2	2
$> 1\text{km}$ y $\leq 5\text{km}$	1.1	1.1	1	1.2	1.1	1.45	1.5	1.5
$> 5\text{km}$ y $\leq 10\text{km}$	1.05	1.05	1	1.1	1.05	1.2	1.2	1.2
$>10\text{km}$ y $\leq 20\text{km}$	1	1	1	1	1	1	1	1
$>20\text{km}$	0.9	0.9	1	1	1	0.85	1	1
Defecto	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 57: Factores de distancia a la costa

Altitud	Celdas	Trafos	Apoyos madera	Apoyos metal	Apoyos hormig.	Estructura torres	Uniones torres	Conductor torres
$\leq 1\text{km}$	0.9	0.9	1	1	1	0.9	0.95	0.95
$> 1\text{km}$ y $\leq 2\text{km}$	1	1	1	1	1	1	1	1
$> 2\text{km}$ y $\leq 3\text{km}$	1.05	1.05	1	1	1	1.15	1.05	1.05
$>3\text{km}$	1.1	1.1	1	1	1	1.3	1.15	1.15
Defecto	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 58: Factores de altitud

Categoría Corrosión	Celdas	Trafos	Apoyos madera	Apoyos metal	Apoyos hormig.	Estructura torres	Uniones torres	Conductor torres
1	0.9	0.9	1	0.9	0.9	0.75	0.95	0.95
2	0.95	0.95	1	0.95	0.95	0.9	0.95	0.95
3	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1.1	1.1	1	1.15	1.05	1.3	1.05	1.05
5	1.25	1.25	1	1.35	1.1	1.6	1.2	1.2
Defecto	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 59: Factores de corrosión

Categoría de activo registrado	Ambiente por defecto
Apoyos de BT	OD
Interruptor de BT	ID
Armarios de distribución BT(ID)	ID
Armarios de distribución BT(OD en SE)	OD
Armarios de distribución BT(OD no en SE)	OD
Cuadro de distribución BT(SP)	ID
Caja subterránea de dist BT	N/A
Cuadro de distribución BT(Red X)(SP)	ID
Apoyos de 6.6/11 kV	OD
Apoyos de 20 Kv	OD
Interruptor primario (ST) 6.6/11 kV	ID
Interruptor secundario (ST) 6.6/11 kV	ID
Interruptor de BT(ST)	ID
Celda compacta RMU	ID
Celda compacta RMUX	ID
Transformador de 6.6/11 kV	ID
Transformador de 20kV	ID
Apoyo de 33kV	OD
Apoyo de 66kV	OD
Conductor aéreo (línea de torre) de 33kV	OD
Torre de 33kV	OD
Uniones de 33kV	OD
Conductor aéreo (línea de torre) de 66kV	OD
Torre de 66kV	OD
Uniones de 66kV	OD
Cables subterráneos	N/A
Cables submarinos	N/A
Interruptor de 33kV(ST)	ID
Transformador de 33kV(ST)	OD
Transformador de 66kV(ST)	OD
Conductor aéreo de 132kV(Línea de torre)	OD
Torre de 132kV	OD
Uniones de 132kV	OD
Transformador de 132kV (ST)	OD
Interruptor corte por aire (ID)(ST)	ID
Interruptor corte por aire (OD)(ST)	OD
Interruptor corte por gas (ID)(ST)	ID
Interruptor corte por gas (OD)(ST)	OD

Tabla 60: Ambiente por defecto de los activos

CTE de incremento	Equipos conmutación	Trafos	Apoyos madera	Apoyos metal	Apoyos hormigón	Estructura torres	Uniones torres	Conductores torres
INC	0.05	0.05	0.05	0	0	0	0	0

Tabla 61: Constantes de incremento Outdoor

Máx(%) utilización en circuns- tancias normales de operación	DF1 (V<33 kV)	DF1 (V≥33 kV)	VoltajeOperación /VoltajeDiseño	DF2
≤ 50 %	0,8	1	≤ 40 %	0,7
> 50 % y ≤ 70 %	0,9	1,1	> 40 % y ≤ 55 %	0,8
> 70 % y ≤ 100 %	1	1,3	> 55 % y ≤ 70 %	0,9
> 100 %	1,8	2	> 70 %	1
Defecto	1	1	Defecto	1

Tabla 62: Factores de uso para cables

Número de operaciones	DF
Normal-Bajo	0,8
Alto	1,2
Defecto	1

Tabla 63: Factor de uso para equipos de conmutación

Máx(%) utilización en circuns- tancias normales de operación	DF
≤ 50 %	0,9
> 50 % y ≤ 70 %	0,95
> 70 % y ≤ 100 %	1
> 100 %	1,4
Defecto	1

Tabla 64: Factor de uso para transformadores de distribución

Máx(%) utilización en circuns- tancias normales de operación	DF
≤ 50 %	1
> 50 % y ≤ 70 %	1,05
> 70 % y ≤ 100 %	1,1
> 100 %	1,4
Defecto	1

Tabla 65: Factor de uso para transformador de Red y Primarios(**Trafo principal**)

Número medio de maniobras diarias	DF
≤ 7	0,9
> 7 y ≤ 14	1
> 14 y ≤ 28	1,2
> 28	1,3
Defecto	1

Tabla 66: Factor de uso para transformador de Red y Primarios(**Cambiador de toma**)

Categoría de activo registrado	Subcomponente	Vida normal esperada
Apoyos de BT	Hormigón	60
	Metálicos	50
	Madera	55
	Otro(e.g. fibra vidrio)	80
Interruptor BT		60
Armario distribución de BT (ID)		60
Armario distribución de BT (OD en SE)		60
Armario distribución de BT (OD no en SE)		60
Cuadro distribución BT(SP)		60
Caja subterránea de distribución de BT		55
Cuadro de distribución (Red tipo X) (SP)		60
Apoyos 6.6/11kV	Hormigón	60
	Metálicos	50
	Madera	55
	Otro(e.g. fibra vidrio)	80
Apoyos 20kV	Hormigón	60
	Metálicos	50
	Madera	55
	Otro(e.g. fibra vidrio)	80
Cable submarino		60
Interruptor 6.6/11kV (ST) Primario		55
Interruptor 6.6/11kV (ST) Secundario		55
Interruptor (ST) 6.6/11kV		55
RMU 6.6/11kV		55
RMU X 6.6/11kV		55
Interruptor 20kV (ST) Primario		55
Interruptor 20kV (ST) Secundario		55
Interruptor (ST) 20kV		55
20kV RMU		55
Transformador 6.6/11kV		60
Transformador 20kV		60
Apoyos de 33kV	Hormigón	60
	Metálicos	50
	Madera	55
	Otro(e.g. fibra vidrio)	80
Apoyo de 66kV	Hormigón	60
	Metálicos	50
	Madera	55
	Otro(e.g. fibra vidrio)	80

Categoría de activo registrado	Subcomponente	Vida normal esperada
Torre de 33kV	Acerería	80
	Cimientos - Completamente hormigonados	95
	Cimientos- Sobre tierra	60
	Sistema pintura- Galvanizado	30
	Sistema pintura:Pintura	20
Uniones de 33kV		40
Conductor aéreo de 66kV(De línea de torre)	ACSR - Lubricado	55
	ACSR - Sin lubricae	50
	AAAC	60
	Cad Cu	50
	Cu	70
	Otro	50
Torre de 66kV	Acerería	80
	Cimientos - Completamente hormigonados	95
	Cimientos- Sobre tierra	60
	Sistema de pintura- Galvanizado	30
	Sistema de pintura-Pintura	20
Uniones 66kV		40
Cable subterráneo no presurizado de 33kV	Exterior Aluminio-Conductor Aluminio	100
	Exterior Aluminio-Conductor Cobre	100
	Exterior Plomo-Conductor Aluminio	100
	Exterior Plomo-Conductor Cobre	100
Cable subterráneo (aceite) de 33kV	Exterior Aluminio-Conductor Aluminio	75
	Exterior Aluminio-Conductor Cobre	75
	Exterior Plomo-Conductor Aluminio	80
	Exterior Plomo-Conductor Cobre	80
Cable subterráneo (gas) de 33kV	Exterior Aluminio-Conductor Aluminio	65
	Exterior Aluminio-Conductor Cobre	70
	Exterior Plomo-Conductor Aluminio	75
	Exterior Plomo-Conductor Cobre	75
Cable subterráneo no presurizado de 66kV	Exterior Aluminio-Conductor Aluminio	100
	Exterior Aluminio-Conductor Cobre	100
	Exterior Plomo-Conductor Aluminio	100
	Exterior Plomo-Conductor Cobre	100

Categoría de activo registrado	Subcomponente	Vida normal esperada
Cable subterráneo (aceite) de 66kV	Exterior Aluminio-Conductor Aluminio	75
	Exterior Aluminio-Conductor Cobre	75
	Exterior Plomo-Conductor Aluminio	80
	Exterior Plomo-Conductor Cobre	80
Cable subterráneo (gas) de 66kV	Exterior Aluminio-Conductor Aluminio	65
	Exterior Aluminio-Conductor Cobre	70
	Exterior Plomo-Conductor Aluminio	75
	Exterior Plomo-Conductor Cobre	75
Cable submarino de 33 y 66 kV		60
Interruptor de corte por aire 33kV ID ST		60
Interruptor de corte por aire 33kV OD ST		50
Interruptor de corte por gas 33kV ID ST		60
Interruptor de corte por gas 33kV OD ST		50
Elemento de maniobra de 33kV ST		55
33kV RMU		55
Interruptor de corte por aire 66kV ID ST		50
Interruptor de corte por aire 66kV OD ST		55
Interruptor de corte por gas 66kV ID ST		55
Interruptor de corte por gas 66kV OD ST		50
Transformador 33kV ST	Transformador - Pre 1980	60
	Transformador - Post 1980	50
	Cambiador de toma	60
Transformador 66kV ST	Transformador - Pre 1980	60
	Transformador - Post 1980	50
	Cambiador de toma	60
Conductor aéreo de 132kV(De línea de torre)	ACSR - Lubricado	55
	ACSR - Sin lubricar	50
	AAAC	60
	Cad Cu	50
	Cu	70
	Otro	50

Categoría de activo registrado	Subcomponente	Vida normal esperada
Torre de 132kV	Acerería	80
	Cimientos - Completamente hormigonados	95
	Cimientos- Sobre tierra	60
	Sistema de pintura- Galvanizado	30
	Sistema de pintura- Pintura	20
Uniones de 132kV		40
Cable subterráneo no presurizado de 132kV	Exterior Aluminio-Conductor Aluminio	100
	Exterior Aluminio-Conductor Cobre	100
	Exterior Plomo-Conductor Aluminio	100
	Exterior Plomo-Conductor Cobre	100
Cable subterráneo (aceite) de 132kV	Exterior Aluminio-Conductor Aluminio	75
	Exterior Aluminio-Conductor Cobre	75
	Exterior Plomo-Conductor Aluminio	80
	Exterior Plomo-Conductor Cobre	80
Cable subterráneo (gas) de 132kV	Exterior Aluminio-Conductor Aluminio	65
	Exterior Aluminio-Conductor Cobre	70
	Exterior Plomo-Conductor Aluminio	75
	Exterior Plomo-Conductor Cobre	75
Cable submarino de 132kV		60
Interruptor de corte por aire 132kV ID ST		60
Interruptor de corte por aire 132kV OD ST		50
Interruptor de corte por gas 132kV ID ST		60
Interruptor de corte por gas 132kV OD ST		55
Transformador 132kV ST	Transformador - Pre 1980	60
	Transformador - Post 1980	50
	Cambiador de toma	60

Tabla 67: Vida normal esperada

Categoría de activo	Subcomponente	Parámetros para técnica MMI		
		F.Div1	F. Div2	Nº Max. F. comb.
Caja BT subterránea	NA	1.5	1.5	3
Interruptor BT	NA	1.5	1.5	1
Cuadro Distribución BT SP	NA	1.5	1.5	2
Armarios distribución	NA	1.5	1.5	3
Celdas de 6.6/11/20 kV (ST) Primarias	NA	1.5	1.5	3
Celdas de 6.6/11/20 kV (ST) Distribución	NA	1.5	1.5	3
Celdas de 33 y 66 kV(ST)	NA	1.5	1.5	3
Celdas de 132 kV(ST)	NA	1.5	1.5	3
Transformador de 6.6/11/20 kV(ST)	NA	1.5	1.5	1
Transformador 33 y 66kV	Trafo principal	1.5	1.5	3
	Cambiador de toma	1.5	1.5	3
Transformador 132 kV(ST)	Trafo principal	1.5	1.5	3
	Cambiador de toma	1.5	1.5	3
Cables submarinos	NA	1.5	1.5	1
Apoyos BT	NA	1.5	1.5	2
Apoyos 6.6/11/20 kV	NA	1.5	1.5	2
Apoyos 33/66 kV	NA	1.5	1.5	2
Torres 33/66 kV	Acerería	1.5	1.5	3
	Pintura	1.5	1.5	1
	Cimientos	1.5	1.5	1
Torres 132 kV	Acerería	1.5	1.5	3
	Pintura	1.5	1.5	1
	Cimientos	1.5	1.5	1
Uniones de 33, 66 y 132 kV	NA	1.5	1.5	3
Conductor de línea de torre de 33, 66 y 132 kV	NA	1.5	1.5	1

Tabla 68: Parámetros para técnica MMI - Factor modificador de condición observada

Categoría de activo	Subcomponente	Parameters para técnica MMI		
		FDiv1	FDiv2	NºMax Comb.F.
Caja BT subbt	N/A	1.5	1.5	1
Interruptor BT	N/A	1.5	1.5	1
Cuadro Distribución BT SP	N/A	1.5	1.5	2
Armarios distribución	N/A	1.5	1.5	1
Celdas de 6.6/11/20 kV (ST) Primarias	N/A	1.5	1.5	3
Celdas de 6.6/11/20 kV (ST) Distribución	N/A	1.5	1.5	3
Celdas de 33 y 66 kV(ST)	N/A	1.5	1.5	3
Celdas de 132 kV(ST)	N/A	1.5	1.5	3
Transformador 6.6/11/20 kV(ST)	N/A	1.5	1.5	2
Transformador 33 y 66 kV(ST)	Trafo principal	1.5	1.5	2
	Cambiador toma	1.5	1.5	1
Transformador 132 kV(ST)	Trafo principal	1.5	1.5	2
	Cambiador toma	1.5	1.5	1
Cable subterráneo 33 y 66 kV no presurizado	N/A	1.5	1.5	2
Cable subterráneo 33 y 66 kV(aceite)	N/A	1.5	1.5	1
Cable subterráneo 33 y 66 kV (gas)	N/A	1.5	1.5	1
Cable subterráneo 132kV no presurizado	N/A	1.5	1.5	2
Cable subterráneo 132kV(aceite)	N/A	1.5	1.5	1
Cable subterráneo 132kV (gas)	N/A	1.5	1.5	1
Cables submarinos	N/A	1.5	1.5	2
Apoyos BT	N/A	1.5	1.5	1
Apoyos 6.6/11/20kV	N/A	1.5	1.5	1
Apoyos 33 y 66 kV	N/A	1.5	1.5	1
Torres 33 y 66 kV	Acerería	N/A	N/A	N/A
	Pintura	N/A	N/A	N/A
	Cimientos	N/A	N/A	N/A
Torres 132 kV	Acerería	N/A	N/A	N/A
	Pintura	N/A	N/A	N/A
	Cimientos	N/A	N/A	N/A
Uniones de 33, 66 y 132 kV	N/A	1.5	1.5	1
Conductor de línea de torre de 33, 66 y 132 kV	N/A	1.5	1.5	1

Tabla 69: Parámetros para técnica MMI - Factor modificador de condición medida

TABLAS PARA FACTORES DE CONDICIÓN OBSERVADA

Interruptor BT

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Como nuevo	No se observa deterioro	0.9	10	0.5
Con uso	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Deterioro	e.g. Corrosión menor	1.3	10	0.5
Deterioro substancial	e.g. Corrosión importante	1.6	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 70: Input Condición Observada -Interruptor BT: Condición externa

Cuadro Distribución BT sobre pared

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Como nuevo	No se observa deterioro	0.9	10	0.5
Con uso	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Deterioro	e.g. Corrosión menor	1.2	10	0.5
Deterioro substancial	e.g. Corrosión importante	1.4	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 71: Input Condición Observada - Cuadro BT SP:Condición externa

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Buena cond.	Sin fugas	0.9	10	0.5
Pequeña fuga	Evidencia de leve fuga de compuesto	1	10	0.5
Pobre	Fuga significativa	1.1	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 72: Input Condición Observada - Cuadro BT SP: Fugas de compuestos

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Como nuevo	No se observa deterioro	0.9	10	0.5
Con uso	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Deterioro	e.g. Corrosión menor	1.2	10	0.5
Deterioro substancial	Degradación de material aislante	1.4	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 73: Input Condición Observada - Cuadro BT SP: Condición interna de equipos de conmutación

Caja subterránea distribución de BT

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Como nuevo	No se observa deterioro	0.9	10	0.5
Con uso	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Deterioro	e.g. Corrosión menor	1.2	10	0.5
Deterioro substancial	e.g. Corrosión importante	1.4	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 74: Input Condición Observada - Caja subterránea BT: Condición de la cubierta metálica y de la fosa

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Ninguna	Seco	1	10	0.5
Presente en la fosa	Evidencia de humedad observada en fosa	1.1	10	0.5
Presente estructura	Evidencia de humedad en estructura	1.3	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 75: Input Condición Observada -Caja subterránea BT: Agua/Humedad

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Sin deterioro	Sin deterioro observado	0.9	10	0.5
Deterioro menor	Se observan esquirlas y envejecimiento avanzado	1	10	0.5
Deterioro mayor	Evidencia de descargas o daño o degradación del material aislante	1.3	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 76: Input Condición Observada - Caja subterránea BT: Condición de aislamiento

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Sin deterioro	Sin deterioro observado	0.9	10	0.5
Deterioro menor	Temperatura superior a la del ambiente	1	10	0.5
Deterioro mayor	Evidencia de sobrecalentamiento	1.5	10	5.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 77: Input Condición Observada - Caja subterránea BT: Signos de calentamiento

Criterios de cond. Observada, Existen barreras de fase?	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Si	Barreras de fase presentes	1	10	0.5
Faltan	Ausentes total o parcialmente	1.3	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 78: Input Condición Observada -Caja subterránea BT: Barreras de fase

Armario de distribución de BT

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Como nuevo	No se observa deterioro	0.9	10	0.5
Con uso	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Cierto deterioro	e.g. Corrosión menor	1.2	10	0.5
Deterioro substancial	e.g. Cubierta con agujeros o endeble	1.4	10	5.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 79: Input Condición Observada - Armario de distribución de BT: Condición externa

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Buena cond.	Sin fugas	0.9	10	0.5
Pequeña fuga	Evidencia de leve fuga de compuesto	1	10	0.5
Pobre	Fuga significativa	1.1	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 80: Input Condición Observada - Armario de distribución de BT: Fugas de compuestos

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Como nuevo	No se observa deterioro	0.9	10	0.5
Con uso	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Deterioro	e.g. Corrosión menor o evidencia de leves fugas de aceite	1.2	10	0.5
Deterioro substancial	Corrosión severa(e.g. agujeros)	1.4	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 81: Input Condición Observada - Armario de distribución de BT: Condición interna y operación de los equipos de conmutación (celdas)

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Sin deterioro	Sin deterioro observado	0.9	10	0.5
Cierto deterioro	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Deterioro substancial	Degradación del material aislante	1.3	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 82: Input Condición Observada -Armario de distribución de BT: Condición de aislamiento

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Sin deterioro	Sin deterioro observado	1	10	0.5
Deterioro menor	Temperatura superior a la del ambiente	1.2	10	0.5
Deterioro mayor	Evidencia de sobrecalentamiento	1.5	10	5.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 83: Input Condición Observada - Armario de distribución de BT: Signos de calentamiento

Criterios de cond. Observada; Existen barreras de fase?	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Si	Barreras de fase presentes	1	10	0.5
Faltan	Ausentes total o parcialmente	1.3	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 84: Input Condición Observada - Armario de distribución de BT: Barreras de fase

Celdas de 6.6/11/20 kV(ST) PRIMARIOS

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Como nuevo	No se observa deterioro	0.9	10	0.5
Con uso	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Cierto deterioro	e.g. Corrosión menor o evidencia de leves fugas de aceite	1.2	10	0.5
Deterioro substancial	Corrosión severa(e.g. agujeros)	1.4	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 85: Input Condición Observada - Celda de 6.6/11/20 kV(ST) primaria: Condición externa

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Buena cond.	Aceite: Sin fugas Gas: Presión dentro de rango aceptable	0.9	10	0.5
Pequeña fuga	Aceite: Ligera fuga Gas: No usado	1	10	0.5
Pobre	Aceite: Se observa aceite libre Gas: Presión fuera de rango aceptable	1.1	10	0.5
Fuga severa	Aceite:Fuga severa irreparable libre Gas: Incrementos reiterados de presión	1.3	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 86: Input Condición Observada - Celda de 6.6/11/20 kV(ST) primaria: Fugas de aceite , aumento presión de gas

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Como nuevo	No se observa deterioro	0.9	10	0.5
Con uso	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Deterioro	e.g. Corrosión menor	1.2	10	0.5
Deterioro substancial	Degradación del material aislante	1.4	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 87: Input Condición Observada - Celda de 6.6/11/20 kV(ST) primaria: Condición interna y operación de los equipos de conmutación (celdas)

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
$T \leq T_{\text{ambiente}}$	$T \leq \text{ambiente}$	0.9	10	0.5
$T > T_{\text{ambiente}}$	$T > T_{\text{ambiente}}$	1	10	0.5
Temperatura significativamente superior a ambiente	Operando por encima de temp. máx. recomendada por fabricante	1.1	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 88: Input Condición Observada - Celda de 6.6/11/20 kV(ST) primaria: Evaluación termográfica

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Mejor de lo esperado	Aire acondicionado	0.9	10	0.5
Como se esperaba	Ambiente seco que cuenta con sistema de calefacción o deshumidificación que lo mantiene así todo el año	1	10	0.5
Ambiente deteriorado	Calefacción o deshumidificador funciona mal; T del habitáculo superior al recomendado; condensación evidente en cuarto de cambios, etc.	1.3	10	0.5
Ambiente severamente deteriorado	No existe instalación de calefacción o deshumidificación; T de habitáculo excesivamente alta; Entra agua por el tejado u otra parte de la estructura; agua en las zanjales o libremente en cuarto de cambios	1.5	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 89: Input Condición Observada - Celda de 6.6/11/20 kV(ST) primaria: Ambiente interior

Celdas de 6.6/11/20 kV DISTRIBUCIÓN(ST)

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Como nuevo	No se observa deterioro	0.9	10	0.5
Con uso	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Deterioro	e.g. Corrosión menor evidencia de fugas leves de aceite	1.2	10	0.5
Deterioro substancial	Corrosión severa	1.4	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 90: Input Condición Observada - Celdas de 6.6/11/20 kV de distribución(ST): Condición externa

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Buena cond.	Aceite: Sin fugas Gas: Presión dentro de rango aceptable	0.9	10	0.5
Pequeña fuga	Aceite: Ligera fuga Gas: No usado	1	10	0.5
Pobre	Aceite: Se observa aceite libre Gas: Presión fuera de rango aceptable	1.1	10	0.5
Fuga severa	Aceite:Fuga severa irreparable libre Gas: Incrementos reiterados de presión	1.3	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 91: Input Condición Observada - Celdas de 6.6/11/20 kV de distribución(ST): Fugas de aceite , aumento presión de gas

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
$T \leq T_{ambiente}$	$T \leq ambiente$	0.9	10	0.5
$T > a_{ambiente}$	$T > a_{ambiente}$	1	10	0.5
Temperatura significativamente superior a ambiente	Operando por encima de temp. máx. recomendada por fabricante	1.1	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 92: Input Condición Observada - Celdas de 6.6/11/20 kV de distribución(ST): Evaluación termográfica)

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Como nuevo	No se observa deterioro	0.9	10	0.5
Con uso	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Deterioro	e.g. Corrosión menor	1.2	10	0.5
Deterioro substancial	Degradación del material aislante	1.4	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 93: Input Condición Observada - Celdas de 6.6/11/20 kV de distribución(ST): Condición interna y operación de los equipos de conmutación

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Mejor de lo esperado	Aire acondicionado	0.9	10	0.5
Como se esperaba	Ambiente seco que cuenta con sistema de calefacción o deshumidificación que lo mantiene así todo el año	1	10	0.5
Ambiente deteriorado	Calefacción o deshumidificador funciona mal; T del habitáculo superior al recomendado; condensación evidente en cuarto de cambios, etc.	1.3	10	0.5
Ambiente severamente deteriorado	No existe instalación de calefacción o deshumidificación; T de habitáculo excesivamente alta; Entra agua por el tejado u otra parte de la estructura; agua en las zanjias o libremente en cuarto de cambios	1.5	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 94: Input Condición Observada - Celdas de 6.6/11/20 kV de distribución(ST): Ambiente interior

Celdas de 33 y 66 kV(ST)

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Como nuevo	No se observa deterioro	0.9	10	0.5
Con uso	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Deterioro	e.g. Corrosión menor evidencia de fugas leves de aceite	1.2	10	0.5
Deterioro substancial	Corrosión severa	1.4	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 95: Input Condición Observada - Celdas de 33 y 66 kV(ST): Condición externa

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Buena cond.	Aceite: Sin fugas Gas: Presión dentro de rango aceptable	0.9	10	0.5
Pequeña fuga	Aceite: Ligera fuga Gas: No usado	1	10	0.5
Pobre	Aceite: Se observa aceite libre Gas: Presión fuera de rango aceptable	1.1	10	0.5
Fuga severa	Aceite:Fuga severa irreparable libre Gas: Incrementos reiterados de presión	1.3	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 96: Input Condición Observada - Celdas de 33 y 66 kV(ST): Fugas de aceite , aumento presión de gas

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
$T \leq T_{ambiente}$	$T \leq ambiente$	0.9	10	0.5
$T > T_{ambiente}$	$T > T_{ambiente}$	1	10	0.5
Temperatura significativamente superior a ambiente	Operando por encima de temp. máx. recomendada por fabricante	1.1	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 97: Input Condición Observada - Celdas de 33 y 66 kV(ST):Evaluación termográfica

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Como nuevo	No se observa deterioro	0.9	10	0.5
Desgaste normal	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	e.g. Corrosión menor o evidencia de fugas leves de aceite	1.2	10	0.5
Deterioro substancial	Degradación del material aislante	1.4	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 98: Input Condición Observada - Celdas de 33 y 66 kV(ST): Condición interna y operación de los equipos de conmutación

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Mejor de lo esperado	Aire acondicionado	0.9	10	0.5
Como se esperaba	Ambiente seco que cuenta con sistema de calefacción o deshumidificación que lo mantiene así todo el año	1	10	0.5
Ambiente deteriorado	Calefacción o deshumidificador funciona mal; T del habitáculo superior al recomendado; condensación evidente en cuarto de cambios, etc.	1.3	10	0.5
Ambiente severamente deteriorado	No existe instalación de calefacción o deshumidificación; T de habitáculo excesivamente alta; Entra agua por el tejado u otra parte de la estructura; agua en las zanjias o libremente en cuarto de cambios	1.5	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 99: Input Condición Observada - Celdas de 33 y 66 kV(ST): Ambiente interior

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Sin deterioro		0.9	10	0.5
Desgaste normal	-Estructuras de hormigón: Deterioro superficial -Estructuras de acero: Corrosión menor localizada en superficie	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	-Estructuras de hormigón: Pequeñas grietas y pérdida de sección -Estructuras de acero: Corrosión significativa, pequeña pérdida de sección transversal	1.3	10	0.5
Deterioro significativo	-Estructuras de hormigón: Pérdida de sección, reforzados expuestos -Estructuras de acero: Corrosión importante, pérdida de sección transversal, agujeros o pérdida de acero en las aristas y bordes, daños severos	1.5	10	5.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 100: Input Condición Observada - Celdas de 33 y 66 kV(ST):Estructuras de soporte

Celdas de 132kV(ST)

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Como nuevo	No se observa deterioro	0.9	10	0.5
Desgaste normal	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	e.g. Corrosión menor evidencia de fugas leves de aceite	1.2	10	0.5
Deterioro substancial	Corrosión severa	1.4	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 101: Input Condición Observada - Celdas de 132kV(ST):Condición externa

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Buena cond.	Aceite: Sin fugas Gas: Presión dentro de rango aceptable	0.9	10	0.5
Pequeña fuga	Aceite: Ligera fuga Gas: No usado	1	10	0.5
Pobre	Aceite: Se observa aceite libre Gas: Presión fuera de rango aceptable	1.1	10	0.5
Fuga severa	Aceite:Fuga severa irreparable libre Gas: Incrementos reiterados de presión	1.3	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 102: Input de Condición Observada - Celdas de 132kV(ST):Fugas de aceite , aumento presión de gas

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
$T \leq$ Ambiente	$T \leq$ ambiente	0.9	10	0.5
$T >$ a ambiente	$T >$ a ambiente	1	10	0.5
Temperatura significativamente superior a ambiente	Operando por encima de temp. máx. recomendada por fabricante	1.1	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 103: Input Condición Observada - Celdas de 132kV(ST):Evaluación termográfica

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Como nuevo	No se observa deterioro	0.9	10	0.5
Desgaste normal	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	e.g. Corrosión menor o evidencia de fugas leves de aceite	1.2	10	0.5
Deterioro substancial	Degradación del material aislante	1.4	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 104: Input Condición Observada - Celdas de 132kV(ST): Condición interna y operación de los equipos de conmutación)

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Mejor de lo esperado	Aire acondicionado	0.9	10	0.5
Como se esperaba	Ambiente seco que cuenta con sistema de calefacción o deshumidificación que lo mantiene así todo el año	1	10	0.5
Ambiente deteriorado	Calefacción o deshumidificador funciona mal; T del habitáculo superior al recomendado; condensación evidente en cuarto de cambios, etc.	1.3	10	0.5
Ambiente severamente deteriorado	No existe instalación de calefacción o deshumidificación; T de habitáculo excesivamente alta; Entra agua por el tejado u otra parte de la estructura; agua en las zanjas o libremente en cuarto de cambios	1.5	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 105: Input Condición Observada - Celdas de 132kV(ST):Ambiente interior

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Sin deterioro		0.9	10	0.5
Desgaste normal	-Estructuras de hormigón: Deterioro superficial -Estructuras de acero: Corrosión menor localizada en superficie	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	-Estructuras de hormigón: Pequeñas grietas y pérdida de sección -Estructuras de acero: Corrosión significativa, pequeña pérdida de sección transversal	1.3	10	0.5
Deterioro significativo	-Estructuras de hormigón: Pérdida de sección, reforzados expuestos -Estructuras de acero: Corrosión importante, pérdida de sección transversal, agujeros o pérdida de acero en las aristas y bordes, daños severos	1.5	10	5.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 106: Input Condición Observada - Celdas de 132kV(ST):Estructuras de soporte

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lím. Sup	Lím. Inf
Sin deterioro		0.9	10	0.5
Deterioro poco significativo	Corrosión superficial en parte observable del conducto de aire	0.9	10	0.5
Leves pérdidas de aire	Demasiada velocidad para mantener la presión	1.3	10	0.5
Importantes pérdidas de aire	Pérdida de presión. Las fugas de aire se pueden detectar por inspección	1.5	10	5.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 107: Input Condición Observada - Celdas de 132kV(ST):Sistemas de aire

Transformador de 6.6/11/20 kV(ST)

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Como nuevo	Condición como nuevo	0.9	10	0.5
Buena condición	e.g. sin evidencia de corrosión o fugas de aceite	1	10	0.5
Deterioro poco significativo	e.g. Corrosión menor, localizada en superficie, sin evidencia de fugas de aceite o fugas leves y reparables	1.1	10	0.5
Pobre	e.g. Corrosión significativa o evidencia de leve fuga irreparable de aceite	1.25	10	0.5
Muy Pobre	e.g. Corrosión generalizada o evidencia de fuga importante de aceite	1.4	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 108: Input Condición Observada - Transformador de 6.6/11/20 kV(ST):Condición externa

Transformadores de 33, 66 y 132kV

Subcomponente: Transformador principal

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Desgaste normal	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Cierto deterioro	e.g. Corrosión menor o evidencia de leves fugas de aceite	1.4	10	0.5
Deterioro substancial	e.g. Corrosión mayor o evidencia de fugas de aceite significativas	1.8	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 109: Input Condición Observada - Transformadores de 33, 66 y 132kV:Transformador principal: Condición del tanque principal

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Desgaste normal	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Deterioro	e.g. Corrosión menor o evidencia de leves fugas de aceite	1.2	10	0.5
Deterioro substancial	e.g. Corrosión mayor o evidencia de fugas de aceite significativas	1.4	10	5.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 110: Input Condición Observada - Transformadores de 33, 66 y 132kV:Transformador principal: Refrigeradores y radiadores

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Desgaste normal	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Deterioro	e.g. Corrosión menor o evidencia de leves fugas de aceite	1.2	10	0.5
Deterioro substancial	e.g. Grietas visibles, degradación de la superficie, fugas, ...	1.4	10	5.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 111: Input Condición Observada - Transformadores de 33, 66 y 132kV:Transformador principal: Bornas

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Desgaste normal	Activo adecuado para servicio continuado. Poco o nada de corrosión	1	10	0.5
Deterioro	e.g. Corrosión menor	1.1	10	0.5
Deterioro substancial	e.g. Corrosión mayor	1.2	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 112: Input Condición Observada - Transformadores de 33, 66 y 132kV:Transformador principal: Caseta

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Desgaste normal	Activo adecuado para servicio continuado. Poco o nada de corrosión	1	10	0.5
Deterioro	e.g. Corrosión menor o evidencia de fugas de compuestos	1.1	10	0.5
Deterioro substancial	e.g. Corrosión mayor	1.3	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 113: Input Condición Observada - Transformadores de 33, 66 y 132kV:Transformador principal: Cajas de cables

Subcomponente: Cambiador de toma

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Desgaste normal	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Deterioro	e.g. Corrosión menor o evidencia de leves fugas de aceite	1.4	10	0.5
Deterioro substancial	e.g. Corrosión importante o evidencia de fugas substanciales de aceite	1.8	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 114: Input Condición Observada - Transformador de 33, 66 y 132kV:Cambiador de toma: Condición externa:

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Desgaste normal	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Deterioro	e.g. Corrosión menor o evidencia de leves fugas de aceite	1.2	10	0.5
Deterioro substancial	e.g. defecto existente o potencial del mecanismo, del aislamiento interno, etc.	1.4	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 115: Input Condición Observada - Transformador de 33, 66 y 132kV:Cambiador de toma: Condición interna

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Como nuevo	No se observa deterioro	0.9	10	0.5
Desgaste normal	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Cierto deterioro	e.g. Corrosión o deterioro menor	1.2	10	0.5
Deterioro substancial	e.g. Corrosión importante o deterioro excesivo de componentes	1.4	10	0.5
Default	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 116: Input Condición Observada - Transformador de 33, 66 y 132kV:Cambiador de toma: Mecanismo de accionamiento

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Como nuevo	No se observa deterioro	0.95	10	0.5
Desgaste normal	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Cierto deterioro	e.g. Corrosión o deterioro menor	1.1	10	0.5
Deterioro substancial	e.g. Corrosión importante o deterioro excesivo de componentes	1.3	10	0.5
Default	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 117: Input Condición Observada - Transformador de 33, 66 y 132kV:Cambiador de toma: Contactos de selectores y derivadores

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Como nuevo	No se observa deterioro	0.95	10	0.5
Desgaste normal	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Cierto deterioro	e.g. Corrosión o deterioro menor	1.05	10	0.5
Deterioro substancial	e.g. Corrosión importante o deshilachado del trenzado	1.1	10	0.5
Defectot	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 118: Input Condición Observada - Transformador de 33, 66 y 132kV:Cambiador de toma: Trenzado de selectores y derivadores

Cables submarinos

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Buena	El activo tiene desgaste pero es adecuado para uso continuado	1	10	0.5
Pobre	e.g. daño visible de la armadura	1.6	10	5.5
Crítica	e.g. daño mecánico a la armadura, pérdida de armadura	1.8	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 119: Input Condición Observada - Cables submarinos: Condición externa de la armadura

Apoyos de BT, MT y AT

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Aceptable	No se observan defectos	1	10	0.5
Cierto deterioro	e.g. daño físico menor que lleva a pérdida de resistencia	1.3	10	0.5
Deterioro substancial	e.g. fracturas visibles, grietas, daño físico que afecta a la resistencia	1.8	10	8
Defecto	No data available	1	10	0.5

Tabla 120: Input Condición Observada - Apoyos de BT, MT y AT: Condición visual

¿Podredumbre en parte superior de apoyo?	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
No	1	10	0.5
Si	1.3	10	0.5
Defecto	1	10	0.5

Tabla 121: Input Condición Observada - Apoyos de BT, MT y AT: Podredumbre en parte superior

¿Inclinación del poste?	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
No	Poste en posición vertical	1	10	0.5
Si	Poste en posición no vertical	1.2	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 122: Input Condición Observada - Apoyos de BT, MT y AT: Inclinación del poste

¿Daño de pájaros u otros animales?	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
No	1	10	0.5
Si	1.3	10	0.5
Defecto	1	10	0.5

Tabla 123: Input Condición Observada - Apoyos de BT, MT y AT: Daño animal

Torres de 33, 66 y 132kV

Subcomponente: Acerería

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Aceptable		1	10	0.5
Mecánicamente inseguras	Signos de pérdida de sección transversal de acero, oxidación laminada, agujeros o pérdida de acero en las aristas, daño sever: Requiere sustitución urgente	1.8	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 124: Input Condición Observada - Torres de 33, 66 y 132kV:Acerería: Patas de la torre

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Aceptable		1	10	0.5
Mecánicamente inseguras	Signos de pérdida de sección transversal de acero, oxidación laminada, agujeros o pérdida de acero en las aristas, daño sever: Requiere sustitución urgente	1.2	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 125: Input Condición Observada - Torres de 33, 66 y 132kV:Acerería: Soporte de la torre

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Aceptable		1	10	0.5
Mecánicamente inseguras	Signos de pérdida de sección transversal de acero, oxidación laminada, agujeros o pérdida de acero en las aristas, daño sever: Requiere sustitución urgente	1.8	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 126: Input Condición Observada - Torres de 33, 66 y 132kV:Acerería:Crucetas

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Aceptable		1	10	0.5
Mecánicamente inseguras	Signos de pérdida de sección transversal de acero, oxidación laminada, agujeros o pérdida de acero en las aristas, daño sever: Requiere sustitución urgente	1.2	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 127: Input Condición Observada - Torres de 33, 66 y 132kV:Acerería:Cabeza de la torre

Subcomponente: Pintura

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Como nueva		1	6.4	0.5
Leve avance del óxido	Hasta un 5 % del área de la superficie afectada	1.1	6.4	0.5
Moderado avance del óxido	Entre un 5 % y un 20 % del área de la superficie afectada	1.6	6.4	0.5
Severo avance del óxido	Más de un 20 % del área de la superficie, y/o elemento de acero doblado, y/o burbujas en la pintura con evidencias de óxido debajo de éstas: Requiere sustitución urgente	1.8	6.4	5.5
Default	No data available	1	6.4	0.5

Tabla 128: Input Condición Observada - Torres de 33, 66 y 132kV:Pintura: Condición de la pintura

Subcomponente: Cimientos

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Como nuevo	No se observa deterioro	0.95	10	0.5
Desgaste normal	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1	10	0.5
Cierto deterioro	e.g. Corrosión o deterioro menor	1.4	10	0.5
Deterioro substancial	Integridad insuficiente para soportar la carga de la torre	1.8	10	8
Default	No data available	1	10	0.5

Tabla 129: Input Condición Observada - Torres de 33, 66 y 132kV:Cimientos: Condición de los cimientos

Uniones de 33, 66 y 132 kV

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Como nuevo	No se observa deterioro	0.9	10	0.5
Desgaste normal	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1.1	10	0.5
Cierto deterioro	Pérdida parcial de integridad estructural requerida	1.3	10	0.5
Deterioro substancial	Pérdida de integridad estructural requerida	1.4	10	8
Default	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 130: Input Condición Observada - Uniones de 33, 66 y 132 kV: Condición de uniones a la torre

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Como nuevo	No se observa deterioro	0.9	10	0.5
Desgaste normal	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1.1	10	0.5
Cierto deterioro	Pérdida parcial de integridad estructural requerida	1.3	10	0.5
Deterioro substancial	Pérdida de integridad estructural requerida	1.4	10	8
Default	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 131: Input Condición Observada - Uniones de 33, 66 y 132 kV: Uniones a los conductores

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Como nuevo	No se observa deterioro	0.9	10	0.5
Desgaste normal	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1.1	10	0.5
Cierto deterioro	Pérdida parcial de integridad eléctrica requerida	1.3	10	0.5
Deterioro substancial	Pérdida de integridad eléctrica requerida	1.4	10	8
Default	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 132: Input Condición Observada - Uniones de 33, 66 y 132 kV: Condición eléctrica de los aisladores

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Como nuevo	No se observa deterioro	0.9	10	0.5
Desgaste normal	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1.1	10	0.5
Cierto deterioro	Pérdida parcial de integridad estructural requerida	1.3	10	0.5
Deterioro substancial	Pérdida de integridad estructural requerida	1.4	10	8
Default	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 133: Input Condición Observada - Uniones de 33, 66 y 132 kV: Condición mecánica de los aisladores

Conductor de línea de torre de 33, 66 y 132 kV

Criterios de cond. Observada	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Como nuevo	No se observa deterioro	0.9	10	0.5
Desgaste normal	Activo adecuado para servicio continuado. Poco deterioro	1.1	10	0.5
Cierto deterioro	e.g. corrosión menor	1.3	10	0.5
Deterioro substancial	Rotura de filamentos o hebras, deshilacho del cable, pérdida de sección	1.4	10	8
Default	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 134: Input Condición Observada - Conductor de línea de torre de 33, 66 y 132 kV: Condición visual

Nº empalmes en el vano	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
0	1	10	0.5
1	1.05	10	0.5
2	1.1	10	0.5
>2	1.2	10	5.5
Defecto	1	10	0.5

Tabla 135: Input Condición Observada - Conductor de línea de torre de 33, 66 y 132 kV: Número de empalmes en el vano

TABLAS PARA FACTORES DE CONDICIÓN MEDIDA

Caja subterránea distribución BT

Adecuación Operativa	Descripción	Factor	Lim. Sup	Lim. Inf.
Operable	Caja subterránea puede manipularse de forma segura	1	10	0.5
Inoperable	Caja subterránea no puede manipularse o repararse de forma segura	1.5	10	8
Defecto	No data available	1	10	0.5

Tabla 136: Input Condición Medida -Caja subterránea distribución BT: Adecuación operativa

Interruptor BT

Adecuación Operativa	Descripción	Factor	Lim. Sup	Lim. Inf.
Aceptable	Dispositivo puede manipularse de forma segura	1	10	0.5
Inacceptable	Dispositivo no puede manipularse de forma segura	1.6	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 137: Input Condición Medida -Interruptor BT: Adecuación operativa

Cuadro Distribución BT SP

Adecuación Operativa	Descripción	Factor	Lim. Sup	Lim. Inf.
Operable	LV Board puede manipularse de forma segura	1	10	0.5
Inoperable - Segura	LV UGB no puede manipularse de forma segura pero es físicamente segura	1.3	10	0.5
Inoperable - Peligrosa	LV UGB no puede manipularse de forma segura y presenta riesgo para operario y/o terceros	1.5	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 138: Input Condición Medida - Cuadro Distribución BT SP: Adecuación operativa

Seguridad	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Satisfactoria	Dispositivo puede manipularse de forma segura	1	10	0.5
No satisfactoria	Dispositivo no puede manipularse de forma segura	1.3	10	0.5
Defecto	No data available	1	10	0.5

Tabla 139: Input Condición Medida - Cuadro Distribución BT SP: Seguridad

Armarios de distribución de BT

Adecuación Operativa	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Operable	Amario Dist. BT puede manipularse de forma segura	1	10	0.5
Inoperable-Segura	Amario Dist. BT no puede manipularse pero es físicamente segura	1.3	10	0.5
Inoperable-Peligrosa	Amario Dist. BT no puede manipularse y presenta riesgo para operario y/o terceros	1.5	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 140: Input Condición Medida - Armarios de distribución de BT: Adecuación Operativa

Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Primarias

Resultado Test DP	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Bajo	Niveles de DP bajos o despreciables, indicando ausencia de daños	1	10	0.5
Medio	Se detectan ciertos niveles moderados de DP	1.1	10	0.5
Alto(sin confirmar)	Niveles altos de DP, indicativos de posibles defectos. Requieren una investigación más detallada	1.3	10	5.5
Alto(confirmado)	Altas DP. La fuente de las DP se identifica como una fuente potencial de fallo	1.5	10	8
Defecto	No data available	1	10	0.5

Tabla 141: Input Condición Medida - Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Primarias: Resultado test DP

Resultados test ductilidad	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Como nuevo	Dentro de los valores recomendados por fabricante	1	10	0.5
Hasta 10 % deterioro respecto a activo nuevo	Deterioro $\leq 10\%$ respecto a nuevo	1.1	10	0.5
> 10 % deterioro respecto a activo nuevo	Deterioro $> 10\%$ respecto a nuevo	1.3	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 142: Input Condición Medida - Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Primarias: Resultado test de ductilidad

Resultados test IR	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Como nuevo	Dentro de los valores recomendados por fabricante	1	10	0.5
Hasta 10 % deterioro respecto a activo nuevo	Deterioro $\leq 10\%$ respecto a nuevo	1.1	10	0.5
> 10 % deterioro respecto a activo nuevo	Deterioro $> 10\%$ respecto a nuevo	1.3	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 143: Input Condición Medida - Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Primarias: Resultado test IR

Resultados test Aceite	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Como nuevo	Test de aceite cumple los estándares europeos para el aceite nuevo	1	10	0.5
Hasta 10 % deterioro respecto a activo nuevo	Deterioro $\leq 10\%$ respecto a nuevo	1.1	10	0.5
> 10 % deterioro respecto a activo nuevo	Deterioro $> 10\%$ respecto a nuevo	1.3	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 144: Input Condición Medida - Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Primarias: Resultado test de aceite

Lecturas de Temperatura	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
T. Ambiente o por debajo	$T \leq T_{amb}$	0.9	10	0.5
Por encima de T. Ambiente	$T > T_{amb}$	1	10	0.5
Substancialmente superior a la T. Ambiente	Operando por encima de la máxima T recomendada por el fabricante	1.1	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 145: Input Condición Medida - Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Primarias: Resultado de lecturas de temperatura

Resultados test tiempo disparo	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Aprobado	Tiempo de disparo dentro de rango aceptable para el elemento de maniobra en cuestión	1	10	0.5
Suspenseo	Tiempo de disparo superior al aceptable para el elemento de maniobra en cuestión	1.4	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 146: Input Condición Medida - Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Primarias: Resultado test de tiempo de disparo

Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Distribución

Resultado Test DP	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Bajo	Niveles de DP bajos o despreciables, indicando ausencia de daños	1	10	0.5
Medio	Se detectan ciertos niveles moderados de DP	1.1	10	0.5
Alto(sin confirmar)	Niveles altos de DP, indicativos de posibles defectos. Requieren una investigación más detallada	1.3	10	5.5
Alto(confirmado)	Altas DP. La fuente de las DP se identifica como una fuente potencial de fallo	1.5	10	8
Defecto	No data available	1	10	0.5

Tabla 147: Input Condición Medida - Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Distribución: Resultado test DP

Resultados test ductilidad	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Como nuevo	Dentro de los valores recomendados por fabricante	1	10	0.5
Hasta 10 % deterioro respecto a activo nuevo	Deterioro $\leq 10\%$ respecto a nuevo	1.1	10	0.5
> 10 % deterioro respecto a activo nuevo	Deterioro $> 10\%$ respecto a nuevo	1.3	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 148: Input Condición Medida - Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Distribución: Resultado test de ductilidad

Resultados test Aceite	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Como nuevo	Test de aceite cumple los estándares europeos para el aceite nuevo	1	10	0.5
Hasta 10 % deterioro respecto a activo nuevo	Deterioro $\leq 10\%$ respecto a nuevo	1.1	10	0.5
> 10 % deterioro respecto a activo nuevo	Deterioro $> 10\%$ respecto a nuevo	1.3	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 149: Input Condición Medida - Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Distribución: Resultado test de aceite

Lecturas de Temperatura	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
T. Ambiente o por debajo	$T \leq T_{amb}$	0.9	10	0.5
Por encima de T. Ambiente	$T > T_{amb}$	1	10	0.5
Substancialmente superior a la T. Ambiente	Operando por encima de la máxima T recomendada por el fabricante	1.1	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 150: Input Condición Medida - Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Distribución: Resultado de lecturas de temperatura

Resultados test tiempo disparo	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Aprobado	Tiempo de disparo dentro de rango aceptable para el elemento de maniobra en cuestión	1	10	0.5
Suspenso	Tiempo de disparo superior al aceptable para el elemento de maniobra en cuestión	1.4	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 151: Input Condición Medida - Celdas de 6.6/11/20kV (ST)-Distribución: Resultado test de tiempo de disparo

Celdas de 33, 66 y 132kV

Resultado Test DP	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Bajo	Niveles de DP bajos o despreciables, indicando ausencia de daños	1	10	0.5
Medio	Se detectan ciertos niveles moderados de DP	1.1	10	0.5
Alto(sin confirmar)	Niveles altos de DP, indicativos de posibles defectos. Requieren una investigación más detallada	1.3	10	5.5
Alto(confirmado)	Altas DP. La fuente de las DP se identifica como una fuente potencial de fallo	1.5	10	8
Defecto	No data available	1	10	0.5

Tabla 152: Input Condición Medida - Celdas de 33, 66 y 132kV: Resultado test DP

Resultados test ductilidad	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Como nuevo	Dentro de los valores recomendados por fabricante	1	10	0.5
Hasta 10 % deterioro respecto a activo nuevo	Deterioro $\leq 10\%$ respecto a nuevo	1.1	10	0.5
> 10 % deterioro respecto a activo nuevo	Deterioro $> 10\%$ respecto a nuevo	1.3	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 153: Input Condición Medida - Celdas de 33, 66 y 132kV: Resultado test de ductilidad

Resultados test IR	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Como nuevo	Dentro de los valores recomendados por fabricante	1	10	0.5
Hasta 10 % deterioro respecto a activo nuevo	Deterioro $\leq 10\%$ respecto a nuevo	1.1	10	0.5
> 10 % deterioro respecto a activo nuevo	Deterioro $> 10\%$ respecto a nuevo	1.3	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 154: Input Condición Medida - Celdas de 33, 66 y 132kV: Resultado test IR

Resultados test Aceite	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Como nuevo	Test de aceite/gas cumple los estándares europeos para el aceite/gas nuevo	1	10	0.5
Hasta 10 % deterioro respecto a activo nuevo	Deterioro $\leq 10\%$ respecto a nuevo	1.1	10	0.5
> 10 % deterioro respecto a activo nuevo	Deterioro $> 10\%$ respecto a nuevo	1.3	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 155: Input Condición Medida - Celdas de 33, 66 y 132kV: Resultado test de aceite/gas

Lecturas de Temperatura	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
T. Ambiente o por debajo	$T \leq T_{amb}$	0.9	10	0.5
Por encima de T. Ambiente	$T > T_{amb}$	1	10	0.5
Substancialmente superior a la T. Ambiente	Operando por encima de la máxima T recomendada por el fabricante	1.1	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 156: Input Condición Medida - Celdas de 33, 66 y 132kV: Resultado de lecturas de temperatura

Resultados test tiempo disparo	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Aprobado	Tiempo de disparo dentro de rango aceptable para el elemento de maniobra en cuestión	1	10	0.5
Suspenso	Tiempo de disparo superior al aceptable para el elemento de maniobra en cuestión	1.4	10	0.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 157: Input Condición Medida - Celdas de 33, 66 y 132kV: Resultado test de tiempo de disparo

Transformador de 6.6/11/20kV (ST)

Resultado Test DP	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Bajo	Niveles de DP bajos o despreciables, indicando ausencia de daños	1	10	0.5
Medio	Se detectan ciertos niveles moderados de DP	1.1	10	0.5
Alto(sin confirmar)	Niveles altos de DP, indicativos de posibles defectos. Requieren una investigación más detallada	1.3	10	5.5
Alto(confirmado)	Altas DP. La fuente de las DP se identifica como una fuente potencial de fallo	1.5	10	8
Defecto	No data available	1	10	0.5

Tabla 158: Input Condición Medida -Transformador de 6.6/11/20kV (ST): Resultado test DP

Acidez de aceite (mg KOH/g)	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
≤ 0.15	0.9	10	0.5
> 0.15 and ≤ 0.3	1	10	0.5
> 0.3 and ≤ 0.5	1.15	10	0.5
> 0.5	1.4	10	0.5
Defecto	1	10	0.5

Tabla 159: Input Condición Medida -Transformador de 6.6/11/20kV (ST): Acidez de aceite

Lecturas de Temperatura	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Normal	T esperada para el transformador en carga	1	10	0.5
Moderadamente alta	T ligeramente superior a la esperada para el transformador en carga	1.2	10	0.5
Muy alta	T significativamente superior a la esperada para el transformador en carga	1.4	10	5.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 160: Input Condición Medida - Transformador de 6.6/11/20kV (ST): Resultado de lecturas de temperatura

Transformadores de 33, 66 y 132 kV (ST)

Subcomponente: Transformador principal

Resultado Test DP	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Bajo	Niveles de DP bajos o despreciables, indicando ausencia de daños	1	10	0.5
Medio	Se detectan ciertos niveles moderados de DP	1.1	10	0.5
Alto(sin confirmar)	Niveles altos de DP, indicativos de posibles defectos. Requieren una investigación más detallada	1.3	10	5.5
Alto(confirmado)	Altas DP. La fuente de las DP se identifica como una fuente potencial de fallo	1.5	10	8
Defecto	No data available	1	10	0.5

Tabla 161: Input Condición Medida - Transformadores de 33, 66 y 132 kV (ST):Principal-Resultado test DP

Lecturas de Temperatura	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Normal	T esperada para el transformador en carga	1	10	0.5
Moderadamente alta	T ligeramente superior a la esperada para el transformador en carga	1.2	10	0.5
Muy alta	T significativamente superior a la esperada para el transformador en carga	1.4	10	5.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 162: Input Condición Medida - Transformadores de 33, 66 y 132 kV (ST):Principal-Resultado de lecturas de temperatura

Subcomponente: Cambiador de toma

Resultado Test DP	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Bajo	Niveles de DP bajos o despreciables, indicando ausencia de daños	1	10	0.5
Medio	Se detectan ciertos niveles moderados de DP	1.1	10	0.5
Alto(sin confirmar)	Niveles altos de DP, indicativos de posibles defectos. Requieren una investigación más detallada	1.3	10	5.5
Alto(confirmado)	Altas DP. La fuente de las DP se identifica como una fuente potencial de fallo	1.5	10	8
Defecto	No data available	1	10	0.5

Tabla 163: Input Condición Medida - Transformadores de 33, 66 y 132 kV (ST):Cambiador de toma- Resultado test DP

Cables subterráneos de 33, 66 y 132kV (No presurizados)

Resultado Test de cubierta	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Aprobado	Satisfactorio	1	10	0.5
Fallo menor	Fallo que requiere reparación de baja importancia	1.3	10	0.5
Fallo mayor	Fugas o condición de cubierta inaceptables	1.6	10	5.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 164: Input Condición Medida - Cables subterráneos de 33, 66 y 132kV (No presurizados): Resultado Test de cubierta

Resultado Test DP	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Bajas	No se detecta actividad inusual	1	10	0.5
Medias	Detectadas DP que requieren seguimiento regular	1.15	10	0.5
Altas	Se requiere intervención	1.5	10	5.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 165: Input Condición Medida - Cables subterráneos de 33, 66 y 132kV (No presurizados): Resultado Test DP

Ratio de fallos(fallos/año)	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Ningún fallo histórico	1	5.4	0.5
<0.01 por km	1.3	10	0.5
≥ 0.01 y <0.1 por km	1.6	10	5.5
≥ 0.1 por km	1.8	10	8
Defecto	1	10	0.5

Tabla 166: Input Condición Medida - Cables subterráneos de 33, 66 y 132kV (No presurizados): Histórico de fallos

Cables subterráneos de 33, 66 y 132kV (Aceite)

Fugas	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Inexistentes o muy bajas fugas históricas	Sin fugas o fugas despreciables	1	10	0.5
Bajas/Moderadas	Requiere intervención ocasional para mantener la presión	1.3	10	0.5
Altas	Requiere intervención periódica para mantener la presión	1.8	10	5.5
Muy altas	Requiere intervención por pérdida de aceite	2	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 167: Input Condición Medida -Cables subterráneos de 33, 66 y 132kV (Aceite): Fugas de aceite

Cables subterráneos de 33, 66 y 132kV (Gas)

Fugas	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Inexistentes o muy bajas fugas históricas	Sin fugas o fugas despreciables	1	10	0.5
Bajas/Moderadas	Requiere intervención ocasional para mantener la presión	1.3	10	0.5
Altas	Requiere intervención periódica para mantener la presión	1.8	10	5.5
Muy altas	Requiere intervención por pérdida de gas	2	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 168: Input Condición Medida - Cables subterráneos de 33, 66 y 132kV (Gas): Fugas de gas

Cables submarinos

Resultado Test de cubierta	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Aprobado	Satisfactorio	1	10	0.5
Fallo menor	Fallo que requiere reparación de baja importancia	1.3	10	0.5
Fallo mayor	Fugas o condición de cubierta inaceptables	1.6	10	5.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 169: Input Condición Medida - Cables submarinos: Resultado Test de cubierta

Resultado Test DP	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Bajas	No se detecta actividad inusual	1	10	0.5
Medias	Detectadas DP que requieren seguimiento regular	1.15	10	0.5
Altas	Se requiere intervención	1.5	10	5.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 170: Input Condición Medida - Cables submarinos: Resultado Test DP

Ratio de fallos(fallos/año)	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Ningún fallo histórico	1	5.4	0.5
<0.01 por km	1.3	10	0.5
≥0.01 y <0.1 por km	1.6	10	5.5
≥0.1 por km	1.8	10	8
Defecto	1	10	0.5

Tabla 171: Input Condición Medida - Cables submarinos: Histórico de fallos

Apoyos de BT, MT y AT

Grado de deterioro	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Ninguno	Sin pérdida de resistencia	0.8	5.4	0.5
Deterioro no significativo	Pérdida leve de resistencia	1	6.4	0.5
Alto	Pérdida seignificativa de resistencia, dentro de un rango aceptable	1.4	10	5.5
Muy alto	Resistencia por debajo del mínimo valor aceptable	1.8	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 172: Input Condición Medida - Apoyos de BT, MT y AT: Deterioro de los apoyos

Uniones de 33, 66 y 132kV

Resultado de termografía	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Bajo	$T=T_{amb} \pm 10\text{ }^{\circ}\text{C}$	1	5.4	0.5
Medio	$T=T_{amb} + [10, 25]\text{ }^{\circ}\text{C}$	1.1	10	0.5
Alto	$T>T_{amb} + 25\text{ }^{\circ}\text{C}$	1.4	10	5.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 173: Input Condición Medida - Uniones de 33, 66 y 132kV: Resultado de termografía

Test de ductilidad	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Bajo	Según diseño con varianza de 2.5 %	1	5.4	0.5
Medio	Según diseño con varianza de 5 %	1.1	10	0.5
Alto	Según diseño con varianza > 5 %	1.4	10	5.5
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 174: Input Condición Medida - Uniones de 33, 66 y 132kV: Resultado de Test de ductilidad

Conductor de línea de torre de 33, 66 y 132kV

Resultado de muestreo de conductor	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Bajo	Deterioro insignificante	1	5.4	0.5
Normal/Medio	Desgaste en consonancia con el uso y el ambiente del circuito	1.1	10	0.5
Alto	Deterioro indicativo de final de vida próximo	1.4	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 175: Input Condición Medida - Conductor de línea de torre de 33, 66 y 132kV: Resultado de muestreo de conductor

Resultado estudio de seguimiento de corrosión	Descripción	Factor	Lim. Sup.	Lim. Inf.
Bajo	Deterioro insignificante	1	5.4	0.5
Normal/Medio	Desgaste en consonancia con el uso y el ambiente del circuito	1.1	10	0.5
Alto	Deterioro indicativo de final de vida próximo	1.4	10	8
Defecto	Sin datos	1	10	0.5

Tabla 176: Input Condición Medida - Conductor de línea de torre de 33, 66 y 132kV: Resultado estudio de seguimiento de corrosión

Categoría de activo registrado	Económicas	Seguridad	M.Ambiental	Func.Red	Total
Apoyos de BT	1,257.69 €	605.68 €	84.75 €	1,376.34 €	3,324.46 €
Apoyos de 6.6/11kV	1,798.96 €	202.27 €	84.75 €	1,465.61 €	3,551.59 €
Apoyos de 20kV	2,158.30 €	202.27 €	84.75 €	1,465.61 €	3,910.93 €
Apoyos de 33kV	2,319.89 €	202.27 €	84.75 €	64.41 €	2,671.32 €
Apoyos de 66kV	3,496.22 €	202.27 €	84.75 €	128.82 €	3,912.06 €
Torres de 33kV	6,348.34 €	377.42 €	175.15 €	409.06 €	7,309.97 €
Torres de 66kV	11,895.51 €	377.42 €	175.15 €	1,174.07 €	13,621.02 €
Torres de de 132kV	13,754.36 €	377.42 €	175.15 €	2,347.01 €	16,653.94 €
Uniones de 33kV	213.57 €	1,509.68 €	90.40 €	188.71 €	2,002.36 €
Uniones de 66kV	274.59 €	1,509.68 €	90.40 €	376.29 €	2,250.96 €
Uniones de 132kV	456.52 €	1,509.68 €	90.40 €	752.58 €	2,809.18 €
Conductor aéreo(de torre) de 33kV	16,736.43 €	1,509.68 €	90.40 €	941.29 €	19,277.80 €
Conductor aéreo de 66kV	22,197.72 €	1,509.68 €	90.40 €	1,882.58 €	25,680.38 €
Conductor aéreo(de torre) de 132kV	19,196.44 €	1,509.68 €	90.40 €	3,764.03 €	24,560.55 €
Cable submarino de 6.6/11/20 kV	171,185.9 €	2.26 €	3,390.00 €	181,508.51 €	356,086.7 €
Cable subterráneo de 33kV(no presuriz.)	29,764.20 €	2.26 €	683.65 €	2,906.36 €	33,356.47 €
Cable subterráneo de 33kV(aceite)	122.04 €	2.26 €	5,534.74 €	3.39 €	5,662.43 €
Cable subterráneo de 33kV(gas)	298.32 €	2.26 €	50.85 €	29.38 €	380.81 €
Cable subterráneo de 66kV(no presuriz.)	60,218.83 €	2.26 €	683.65 €	5,812.72 €	66,717.46 €
Cable subterráneo de 66kV(aceite)	131.08 €	2.26 €	5,534.74 €	5.65 €	5,673.73 €
Cable subterráneo de 66kV(gas)	488.16 €	2.26 €	50.85 €	57.63 €	598.90 €
Cable subterráneo de 132kV(no presuriz.)	102,755.4€	2.26 €	1,022.65 €	11,624.31 €	115,404.6 €
Cable subterráneo de 132kV(aceite)	145.77 €	2.26 €	6,968.71 €	11.30 €	7,128.04 €
Cable subterráneo de 132kV(gas)	753.71 €	2.26 €	75.71 €	116.39 €	948.07 €
Cable submarino de 33 y 66kV	268,375 €	2.26 €	3,390.00 €	2,906.36 €	274,673.6 €
Cable submarino de 132kV	452,000 €	2.26 €	3,390.00 €	11,624.31 €	467,016.6 €
Interruptor de BT	3,828.44 €	9,096.50 €	20.34 €	14,052.68 €	26,997.96 €
Armario de distribución de BT(ID)	5,332.47 €	9,096.50 €	20.34 €	10,449.11 €	24,898.42 €
Armario de distribución de BT(OD en SE)	5,803.68 €	9,096.50 €	20.34 €	10,449.11 €	25,369.63 €
Armario de distribución de BT(OD fuera de SE)	3,225.02 €	9,609.52 €	20.34 €	10,449.11 €	23,303.99 €
Caja subterránea de BT	3,225.02 €	9,609.52 €	80.23 €	4,179.87 €	17,094.64 €

Categoría de activo registrado	Económicas	Seguridad	M.Ambiental	Func.Red	Total
Cuadro de Dist. BT SP	7,367.60 €	9,096.50 €	20.34 €	10,449.11 €	26,933.55 €
Cuadro de Dist. BT redes tipo X	8,694.22 €	9,096.50 €	20.34 €	10,449.11 €	28,260.17 €
Interruptor primario(ST) 6.6/11kV	7,135.95 €	23,471.23 €	1,289.33 €	10,989.25 €	42,885.76 €
Interruptor secundario(ST) 6.6/11kV	6,544.96 €	4,816.06 €	1,252.04 €	8,791.40 €	21,404.46 €
RMU de 6.6/11kV	9,254.70 €	4,816.06 €	1,252.04 €	8,791.40 €	24,114.20 €
RMU tipo X 6.6/11kV	12,523.79 €	4,816.06 €	1,252.04 €	8,791.40 €	27,383.29 €
Interruptor primario(ST) 20kV	8,939.43 €	23,471.23 €	1,289.33 €	10,989.25 €	44,689.24 €
Interruptor secundario(ST) 20kV	6,785.65 €	4,816.06 €	1,252.04 €	8,791.40 €	21,645.15 €
RMU de 20kV	9,427.59 €	4,816.06 €	1,252.04 €	8,791.40 €	24,287.09 €
Interruptor de corte por aire 33kV(ID,ST)	13,651.53 €	23,471.23 €	2,925.57 €	27,400.24 €	67,448.57 €
Interruptor de corte por aire 33kV(OD,ST)	16,807.62 €	23,471.23 €	2,925.57 €	13,869.62 €	57,074.04 €
Interruptor de corte por gas 33kV(ID,ST)	20,677.87 €	23,471.23 €	2,925.57 €	27,400.24 €	74,474.91 €
Interruptor de corte por gas 33kV(OD,ST)	20,677.87 €	23,471.23 €	2,925.57 €	13,869.62 €	60,944.29 €
RMU de 33kV	23,841.87 €	23,471.23 €	2,925.57 €	13,869.62 €	64,108.29 €
Interruptor de corte por aire 66kV(ID,ST)	27,211.53 €	23,471.23 €	2,925.57 €	27,400.24 €	81,008.57 €
Interruptor de corte por aire 66kV(OD,ST)	43,505.00 €	23,471.23 €	2,925.57 €	13,869.62 €	83,771.42 €
Interruptor de corte por gas 66kV(ID,ST)	49,077.03 €	23,471.23 €	2,925.57 €	27,400.24 €	102,874.1 €
Interruptor de corte por gas 66kV(OD,ST)	49,077.03 €	23,471.23 €	2,925.57 €	13,869.62 €	89,343.45 €
Interruptor de corte por aire 132kV(ID,ST)	76,276.13 €	36,123.84 €	8,025.26 €	144,782.38 €	265,207.6 €
Interruptor de corte por aire 132kV(OD,ST)	35,912.53 €	36,123.84 €	8,025.26 €	36,534.03 €	116,595.7 €

Categoría de activo registrado	Económicas	Seguridad	M.Ambiental	Func.Red	Total
Interruptor de corte por gas 132kV(ID,ST)	158,861.05 €	36,123.84 €	8,025.26 €	144,782.4 €	347,792.53 €
Interruptor de corte por gas 132kV(OD,ST)	158,861.05 €	36,123.84 €	8,025.26 €	36,534.03 €	239,544.18 €
Transformador ST 6.6/11kV	8,745.07 €	4,816.06 €	3,583.23 €	5,494.06 €	22,638.42 €
Transformador ST 20kV	9,956.43 €	4,816.06 €	3,583.23 €	5,494.06 €	23,849.78 €
Transformador ST 33kV	82,490.00 €	23,471.23 €	16,034.70 €	54,462.61 €	176,458.54 €
Transformador ST 66kV	126,789.39 €	23,471.23 €	16,034.70 €	54,462.61 €	220,757.93 €
Transformador ST 132kV	247,393.16 €	36,123.84 €	33,009.56 €	279,113.9 €	605,640.45 €

Tabla 177: Costes de referencia

Categoría de activo Registrado	Criterios para factor económico	Factor Económico de tipo
Apoyos de BT	Apoyos(excepto final de línea)	1
	Apoyos final de línea	1.2
	Apoyos metálicos	2
Cuadro Dist. de BT SP	Sin Revestimiento de amianto	1
	Con Revestimiento de amianto	2
Cuadro Dist. de BT SP (Red X)	Sin Revestimiento de amianto	1
	Con Revestimiento de amianto	2
Apoyos 6.6/11kV	Sólo soporta el conductor	1
	Soporta equipos adicionales	1.7
	De acero con pequeña base	2
Apoyos 20kV	Sólo soporta el conductor	1
	Soporta equipos adicionales	1.7
	De acero con pequeña base	2
Transformador ST de 6.6/11kV	$\geq 750\text{kVA}$	1.15
	$\geq 500\text{kVA}$ y $< 750\text{kVA}$	1
	$< 500\text{kVA}$	0.85
Transformador ST de 20kV	$\geq 750\text{kVA}$	1.15
	$\geq 500\text{kVA}$ y $< 750\text{kVA}$	1
	$< 500\text{kVA}$	0.85
Apoyos 33kV	Sólo soporta el conductor	1
	Soporta equipos adicionales	1.7
	De acero con pequeña base	2
Apoyos 66kV	Sólo soporta el conductor	1
	Soporta equipos adicionales	1.7
	De acero con pequeña base	2
Torre 33kV	Suspensión	1
	Tensión	1.05
	Final de línea	1.1
Torre de 66kV	Suspensión	1
	Tensión	1.05
	Final de línea	1.1
Trasnformador ST de 33kV	33/20kV, $> 20\text{MVA}$	1.25
	33/20kV, $> 10\text{MVA}$ y $\leq 20\text{MVA}$	1.1
	33/20kV, $\leq 10\text{MVA}$	1
	33/11 o 6.6kV, $> 20\text{MVA}$ CMR	1.1
	33/11 o 6.6kV, $> 10\text{MVA}$ y $\leq 20\text{MVA}$	1
	33/11 o 6.6kV, $\leq 10\text{MVA}$	0.9
Trasnformador ST de 66kV	66/20kV, $> 20\text{MVA}$	1.25
	66/20kV, $> 10\text{MVA}$ y $\leq 20\text{MVA}$	1.1
	66/20kV, $\leq 10\text{MVA}$	1
	66/33kV	1.1
	66/11/11kV	1.1
	66/11 o 6.6kV, $> 20\text{MVA}$	1.1
	66/11 o 6.6kV, $> 10\text{MVA}$ y $\leq 20\text{MVA}$	1
	66/11 o 6.6kV, $\leq 10\text{MVA}$	0.9
Uniones 33kV	Suspensión	1
	Tensión	2
Uniones 66kV	Suspensión	1
	Tensión	2

Categoría de activo Registrado	Criterios para factor económico	Factor Económico de Tipo
Uniones 132kV	Suspensión	1
	Tensión	2
Torre 132kV	Suspensión	1
	Tensión	1.05
	Final de línea	1.1
Transformador ST de 132kV	132/66kV, $\leq 60\text{MVA}$	1.05
	132/66kV, $>60\text{MVA}$	1.15
	132/33kV, $\leq 60\text{MVA}$	0.9
	132/33kV, $>60\text{MVA}$	1
	132/11kV	0.85
	132/20kV	0.95
	132/20/20kV	1.1

Tabla 178: Factor económico de tipo

Categoría de activo	Tipo A- Acceso normal y valor por defecto	Tipo B- Cruce importante(e.g. Vano cruza vía de tren, río, autopista, etc.)
Apoyo de línea aérea de BT	1	3
Apoyo de línea aérea de 6.6/11/20 kV	1	3
Apoyo de línea aérea de 33 y 66 kV	1	3
Torres de apoyo de línea aérea de 33 y 66 kV	1	1.5
Uniones línea aérea 33 y 66kV(de torre)	1	2
Conductores línea aérea 33 y 66kV(de torre)	1	2
Torres de apoyo de línea aérea de 132kV	1	1.5
Uniones de línea aérea de 132Kv(de torre)	1	2
Conductores de línea aérea de 132kV(de torre)	1	2

Tabla 179: Factores de acceso para líneas aéreas

Categoría de activo	Tipo A- Acceso normal y valor por defecto	Tipo B- Acceso restringido o espacio de trabajo confinado	Tipo C- Subestación subterránea
Celdas de BT	1	1.25	1.7
Transformador ST de 6.6/11/20 kV	1	1.25	2
Celdas ST de 6.6/11/20 kV - Distribución	1	1.25	1.7
Celdas ST de 6.6/11/20 kV - Primario	1	1.15	1.3
Celdas ST de 33 y 66 kV	1	1.1	1.25
Interruptores de 132kV	1	1.1	1.2
Transformador de 33 y 66 kV	1	1.1	1.35
Transformador de 132kV	1	1.1	1.25

Tabla 180: Factores de acceso para celdas y transformadores

Riesgo Loc\Riesgo Tipo	Bajo	Medio(Defecto)	Alto
Bajo	0.7	0.9	1.2
Medio(Defecto)	0.9	1	1.4
Alto	1.2	1.4	1.6

Tabla 181: Factor modificador de CoF de seguridad

Factor de tipo	Aceite	SF6	Ninguno	Defecto
Celdas de 6.6/11/20 kV ST Primarias	0.94	0.1	0.02	0.94
Celdas de 6.6/11/20 kV ST Distribución	0.97	0.1	0.02	0.97
Celdas de 33 y 66 kV ST	0.97	0.1	0.03	0.97
Interruptores de 132kV	0.97	0.1	0.03	0.97

Tabla 182: Factor medioambiental de tipo

Categoría de activo registrado	Criterios de tamaño	Factor medioambiental de tamaño
Transformador (ST) 6.6/11kV	≥750kVA	1
	≥500kVA y <750kVA	1
	<500kVA	0.6
Transformador (ST) 20kV	≥750kVA	1
	≥500kVA y <750kVA	1
	<500kVA	0.6
Transformador (ST) 33kV	33/20kV, >20MVA CCM equiv	1.6
	33/20kV, >10MVA y ≤20MVA CCM equiv	1
	33/20kV, ≤10MVA CCM equiv	0.7
	33/11 o 6.6kV, >20MVA CCM equiv	1.6
	33/11 o 6.6kV, >10MVA CCM equiv	1
	33/11 o 6.6kV, ≤10MVA CCM equiv	0.7
Transformador (ST) 66kV	66/20kV, >20MVA CCM equiv	1.6
	66/20kV, >10MVA CCM equiv	1
	66/20kV, ≤10MVA CCM equiv	0.7
	66/33kV	1.2
	66/11/11kV	1.2
	66/11 o 6.6kV, >20MVA CCM equiv	1.6
	66/11 o 6.6kV, >10MVA y ≤20MVA CCM equiv	1
	66/11 o 6.6kV, ≤10MVA CCM equiv	0.7
Transformador (ST) 132kV	132/66kV, ≤60MVA	0.8
	132/66kV, >60MVA	1
	132/33kV, ≤60MVA	0.8
	132/33kV, >60MVA	1
	132/11kV	0.7
	132/20kV	0.7
	132/20/20kV	0.8

Tabla 183: Factor medioambiental de tamaño

Categoría de activo registrado	Factor de proximidad				Factor de contención	
	Alejado del curso del agua (>120m) o sin aceite	Moderadamente cerca del curso del agua(Entre 80m y 120m)	Cerca del curso del agua(Entre 40 m y 80m)	Muy cerca del curso del agua (<40m)	Con mecanismo de contención	Sin mecanismo de contención
Cable subterráneo de 33 y 66kV(Aceite)	0.8	1	1.5	2.5	0.5	1
Cable subterráneo de 132kV(Aceite)	0.8	1	1.5	2.5	0.5	1
Celdas de 6.6/11/20kV - Primarias	0.8	1	1.5	2.5	0.5	1
Celdas de 6.6/11/20kV - Distribución	0.8	1	1.5	2.5	0.5	1
Celdas de 33 y 66kV(ST)	0.8	1	1.5	2.5	0.5	1
Interruptores de 132kV	0.8	1	1.5	2.5	0.5	1
Transformador de 6.6/11/20kV	0.8	1	1.5	2.5	0.5	1
Transformador de 66 Y 33kV	0.8	1	1.5	2.5	0.5	1
Transformador de 132kV	0.8	1	1.5	2.5	0.5	1

Tabla 184: Factor medioambiental de localización

Categoría de activo	Nº de clientes conectados de referencia
Apoyos de líneas aéreas de BT	80
Apoyos de líneas aéreas de 6.6/11/20 kV	800
Transformador de 6.6/11/20 kV(ST)	200
Celdas de 6.6/11/20 kV(ST)-Distribución	800
Celdas de 6.6/11/20 kV(ST)-Primarias	1000
Interruptor BT	200
Armario distribución de BT	200
Caja subterránea de distribución de BT	80
Cuadro distribución BT SP	200
Cable submarino de 6.6/11/20 kV	800

Tabla 185: Número de clientes conectados de referencia

Máx Demanda en el activo/ Número de clientes alimentados por activo (kVA por cliente)	Número de clientes para derivar factor de cliente
>50	1 x N° real clientes
≥ 50 y < 100	25 x N° real clientes
≥ 100 y < 500	100 x N° real clientes
≥ 500 y < 1000	250 x N° real clientes
≥ 1000 y < 2000	500 x N° real clientes
≥ 2000	1000 x N° real clientes

Tabla 186: Modificación del número de clientes reales

Referencias

- [1] CEI 60300-3-11. *GESTIÓN DE LA CONFIABILIDAD. SECCIÓN 3-11: Guía de aplicación – Mantenimiento Centrado en la Fiabilidad*, 2009.
- [2] ISO 55000: *Gestión de activos*, 2014.
- [3] ISO 55001: *Gestión de activos — Sistemas de gestión*, 2014.
- [4] ISO 55002: *Gestión de activos — Sistemas de gestión — Directrices para la aplicación de la ISO 55001*, 2014.
- [5] AENOR. *UNE-EN 15341: Mantenimiento, Indicadores clave de rendimiento del mantenimiento*, 2008.
- [6] AENOR. *UNE-EN 13306: Mantenimiento - Terminología del mantenimiento*, 2011.
- [7] G. Alonso, M. García, Fernández, J.M. Cano, and J. Solares. *Técnicas de mantenimiento y diagnóstico de máquinas eléctricas rotativas*. Marcombo, S.A., 1998.
- [8] Comité Nacional Chileno de IEC. Mantención de activos en las redes eléctricas <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=2968&edi=148&xit=mantencion-de-activos-en-las-redes-electricas>, 2017.
- [9] Deloitte. Asset health indices, a utility industry necessity. 2015.
- [10] SSS GROUP. Aceite del transformador y su importancia <http://sss.com.do/aceite-del-transformador-importancia/>, 2017.
- [11] Lifetime Reliability. Is there a 'stairway to asset management heaven?' www.lifetime-reliability.com/free-articles/enterprise-asset-management/Stairway_to_Asset_Managment_Heaven.pdf, 2012.
- [12] Bloom N. *Reliability Centered Maintenance. Implementation made simple*. McGraw-Hill, Inc., 2006.
- [13] Ofgem. *DNO Common Network Asset Indices Methodology*, 2017.
- [14] C.A. Parra, A. Crespo. *Ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad Aplicada a la Gestión de Activos*. Ingecon, 2009.
- [15] C.A. Parra, A. Crespo. *Introducción a la Gestión de Activos. Integración con las Técnicas de Ingeniería de Confiabilidad y Mantenimiento*. Ingecon, 2016.
- [16] Heywood R.J, McGrail T. Generating asset health indices which are useful and auditable www.ccaps.umn.edu/documents/CPE-Conferences/MIPSYCON-Papers/2016/GeneratingAssetHealthIndiceswhicharebothUsefulandAuditable.pdf, 2016.
- [17] Antonio Sola. *XVI Congreso de confiabilidad. Nuevos enfoques en la gestión de activos*. AEC, 2014.
- [18] Lifetime Reliability Solutions. Asset maintenance management - the path toward defect elimination. 2013.
- [19] Wikipedia. Curva de la bañera, 2016.