

Desarrollo de una estrategia de mantenimiento basada en RCM para líneas de transmisión de 115kV

Development of a reliability centered maintenance strategy applied in 115 kV transmission lines

RESUMEN

En este artículo se presenta la aplicación de la metodología de mantenimiento basado en confiabilidad (RCM por su acrónimo en inglés), a las líneas de transmisión de 115 kV. Específicamente se presenta un ejemplo de aplicación donde se elaboran las hojas de información y las hojas de decisión para este subsistema.

El artículo muestra la facilidad de aplicación de la metodología, así como los beneficios en cuanto a continuidad del servicio.

PALABRAS CLAVES: confiabilidad, líneas de transmisión, mantenimiento RCM.

ABSTRACT

This paper presents an application of the reliability centered maintenance methodology (RCM) in 115 kV transmission lines. Specifically an application example where the information and decision strategies for this subsystem are obtained.

This paper shows the easy application of the proposed methodology and also the possible advantages considering the system continuity.

KEYWORDS: maintenance, power transmission lines, RCM, reliability.

JAIME A. GUTIÉRREZ-GALLEGO Ingeniero Electricista, M.Sc. (c)
Universidad Tecnológica de Pereira
jaimeandresutp@gmail.com

JUAN J. MORA-FLÓREZ Ingeniero Electricista, Ph.D.
Profesor
Universidad Tecnológica de Pereira
jjmora@utp.edu.co

SANDRA M. PÉREZ-LONDOÑO Ingeniera Electricista, Ph.D. (c)
Profesor
Universidad Tecnológica de Pereira
saperez@utp.edu.co

Grupo de Investigación en Calidad de Energía Eléctrica y Estabilidad - ICE³

1. Introducción

El mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM – *Reliability Centred Maintenance*), está concebido básicamente como un proceso de mejoramiento continuo, por lo que ninguna tarea o procedimiento de mantenimiento escapa a la constante revisión a partir de toda la información que se va acumulando [1].

Esto es de gran relevancia porque permite documentar los procesos, enfoca su esfuerzo en la función, facilita la optimización de los planes de mantenimiento, hace más fácil el trabajo en común y la organización de la historia de los activos, así como el uso de un sistema de gestión del mantenimiento sistematizado [2][3]. Este es el motivo principal por el cual se aprecia la importancia de aplicar y ajustar la teoría de mantenimiento RCM a las líneas de transmisión de 115kV de una empresa de distribución de energía eléctrica de Colombia.

Como contenido, en el numeral 2 de este artículo se presentan los aspectos fundamentales de la teoría de RCM; seguidamente en 3 se describe la metodología enfocada a líneas de transmisión. En el numeral 4 se muestra un ejemplo de aplicación que ilustra las bondades de la técnica aplicada en las líneas de transmisión de 115 kV. Finalmente, se presentan las conclusiones más importantes de esta investigación.

2. Aspectos básicos del proceso RCM

2.1. Definición formal de RCM

RCM consiste en un procedimiento metodológico general para mantener algún activo físico, tal como estructuras, conductores, entre otros [2]. Se fundamenta en el hecho de que todo activo es puesto en funcionamiento porque se espera que cumpla una función o ciertas funciones específicas. Los requerimientos de los usuarios dependen de dónde y cómo se utilice el activo, conocido como el contexto operacional [3][4].

Lo anterior lleva a definir formalmente el RCM como un proceso utilizado para determinar qué se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe cumpliendo su función en su contexto operacional actual [4].

2.2. Preguntas básicas del proceso RCM:

Para una adecuada aplicación del proceso, se formulan siete preguntas básicas, las cuales, al obtenerse sus respuestas, resumen la esencia misma del RCM aplicado al activo o sistema que se desea revisar. Estas preguntas básicas son: a) ¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?; b) ¿De qué manera falla el activo en satisfacer dichas funciones?; c) ¿Cuál es la causa de cada falla funcional?; d) ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla?; e) ¿Cuál es la importancia de la falla asociada al efecto sobre la funcionalidad del sistema?; f) ¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla? y g) ¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada?

El análisis de cada pregunta conlleva a definir respectivamente: a) Funciones, b) Fallas funcionales, c)

Modos de falla, d) Efectos de falla, e) Consecuencias de falla, f) Tareas preventivas y predictivas y g) Acciones a falta de.

El análisis y la descripción detallada de cada aspecto mencionado anteriormente permiten definir los primeros cuatro ítems en una hoja de información RCM [4]. Cada modo de falla de la hoja de información se pasa por un diagrama de decisión donde se evalúan las consecuencias del modo de falla. Estas últimas se registran junto con las tareas de mantenimiento asociadas en lo que se conoce como una hoja de decisión RCM [2].

Los procesos posteriores a la definición del plan de mantenimiento centrado en confiabilidad consisten básicamente en la auditoria del RCM, las mediciones de desempeño y el análisis de efectividad.

3. Metodología propuesta

Considerando que en mantenimiento es muy importante considerar que los planes pueden y deben cambiar dependiendo de las condiciones en las que se encuentra el activo, es posible generar una metodología basada en RCM que proporcione el enrutamiento inicial para generar un plan de mantenimiento para líneas de transmisión de 115kV [5][6].

Esta metodología se puede ajustar teniendo en cuenta las variaciones que pueden existir entre sistemas. Se consideran como extremos de la línea las primeras estructuras después del último equipo en la bahía de línea de cada subestación, lo que indica que no se analizan los equipos de protección y medida asociados.

3.1. Definición de activos de la línea de transmisión

La línea de transmisión se divide en 8 partes para constituir así los activos a mantener, y por tanto a considerar en el proceso RCM, tal como se presenta en la figura 1.

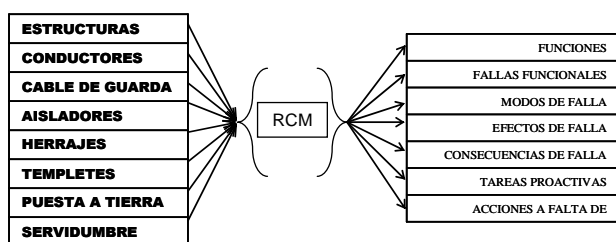


Figura 1: División de la línea de transmisión en 8 activos a mantener considerando el proceso RCM.

3.2. Determinación del contexto operacional

Se puede determinar que los planes de mantenimiento para dos activos idénticos pueden variar si se encuentran en contextos operacionales distintos, y por lo tanto, buena parte del éxito en la aplicación de la metodología radica en su correcto ajuste al contexto en el que se encuentra la línea de transmisión [5].

La descripción del contexto operacional debe considerar fundamentalmente los siguientes aspectos: a) Activos a mantener, b) Características principales como niveles y

límites de operación, especificaciones técnicas, ubicación, longitud, entre otros, c) Características ambientales como altitud, temperatura máxima y mínima, nivel de humedad, entre otros), d) Estado actual de los activos, e) Trazabilidad de eventos, f) Intervalos de tiempo críticos, g) Normatividad eléctrica y ambiental y demás reglamentos que rijan el sistema, h) Personal a cargo del mantenimiento e i) Existencias de materiales, entre los más relevantes.

Todas las condiciones anteriores permiten delimitar las funciones que se deben definir para así acotar la metodología al caso particular e las líneas de transmisión de energía eléctrica.

3.3. Definición de funciones

Para definir las funciones de cada activo se deben responder preguntas asociadas a ¿Qué debe hacer el sistema? y ¿Cómo debe permanecer en estado estable?

La definición de una función se debe especificar claramente. Así, para cada activo se definen funciones asociadas con los estándares de funcionamiento de las líneas de transmisión, tal como se presenta en la tabla 1.

Activo	Definir las funciones asociadas con:
Estructuras	Resistencia a esfuerzos mecánicos
	Distancias de seguridad entre conductores, y entre conductores y tierra
	Apariencia física
	Acceso a la estructura
Conductores	Cimentaciones
	Niveles de corriente soportados
	Esfuerzos mecánicos de tensión
	Condición física (Compactación de hilos, libre de elementos extraños, homogeneidad térmica)
Cable de guarda	Campos eléctrico y magnético
	Protección contra descargas atmosféricas
Aisladores	Condición física (Compactación de hilos, libre de elementos extraños)
	Aislamiento eléctrico
	Esfuerzos mecánicos
Herrajes	Resistencia a los efectos del ambiente (variaciones de temperatura, corrosión)
	Esfuerzos mecánicos y eléctricos que debe soportar el herraje.
Templetes	Resistencia a la acción corrosiva y a la contaminación
	Equilibrio de cargas mecánicas para la estabilidad de la estructura
	Resistencia a la acción corrosiva y a la contaminación
Puesta a tierra	Protección contra tensiones de paso y de contacto
	Punto de referencia para el sistema
	Constitución física (integridad de la puesta a tierra, fijación)
Servidumbre	Existencia de árboles en el ancho de la zona de servidumbre
	Construcciones en la zona de servidumbre
	Especies arbóreas fuera de la zona de servidumbre

Tabla 1: Estrategia para la definición de las funciones de los activos de líneas de 115 kV.

3.4. Fallas funcionales

En el proceso de ajuste del RCM, a cada función se le asocian una o varias fallas funcionales. Éstas se definen como la incapacidad del activo de cumplir con una función según los parámetros de funcionamiento aceptable para el usuario [4].

Con base en la definición anterior, el proceso RCM debe continuar con la descripción de los estados de falla para cada uno de las subdivisiones realizadas. Se debe tener especial cuidado de no confundir los modos de falla debido que estos son los que llevan el sistema a un estado de falla.

Por definición, una falla funcional cubre la pérdida total de la función y por tanto se describe como la incapacidad de cumplir con la función. También abarca situaciones en las que el activo aún funciona, pero fuera de los límites permisibles (Como en el caso de las distancias de seguridad, que aún en estado de violación de las mismas, la línea podría continuar en operación). En este caso la falla funcional se describe como la violación al límite.

De forma general las fallas funcionales son identificadas describiendo el estado que es considerado como de falla o indeseable.

3.5. Análisis de modos de falla y efectos (AMFE)

3.5.1. Modos de falla

En general, no es adecuado aplicar el término de falla a un activo físico de manera general y es más preciso distinguir entre posibles causas de una falla funcional; se define modo de falla como cualquier evento que causa una falla funcional

La descripción de un modo de falla debe ser lo suficientemente detallada que permita seleccionar una estrategia de manejo de falla apropiada, pero no tanto como para perder mucho tiempo en el propio proceso de análisis.

Para especificar los modos de falla se buscan las posibles causas de cada falla funcional ya establecida [4]. Éstas pueden ser detectadas por:

- La reducción de capacidad que se presenta cuando el activo puesto en servicio, queda por debajo del funcionamiento deseado. Las principales causas de pérdida de capacidad están dadas por: deterioro; suciedad o contaminación; desarme por falla de soldaduras o empalmes sueltos; errores humanos que reducen la capacidad; violación de normas técnicas; entre los más importantes.
- Aumento del esfuerzo aplicado que se evidencia cuando la capacidad del activo se incrementa hasta quedar fuera de su límite seguro de operación. El aumento del esfuerzo acelera el deterioro hasta el punto en que el activo físico se torna tan poco confiable que

deja de ser útil. Este aumento del esfuerzo se presenta debido a tres razones principales: Sobrecarga deliberada constante; sobrecarga no intencional constante y sobrecarga no intencional repentina.

- Mala selección de la capacidad del equipo, que se origina cuando el funcionamiento deseado está por fuera del rango de capacidad inicial desde la instalación. El primer paso hacia la rectificación de un problema de diseño de esta naturaleza es listarlos como modos de falla en un AMFE.

3.5.2. Efectos de falla

Los efectos de falla describen qué pasa cuando ocurre un modo de falla. Adicionalmente, se debe considerar que efecto de falla no es lo mismo que consecuencia de falla; un efecto de falla responde a la pregunta ¿Qué ocurre?, mientras que una consecuencia responde a la pregunta ¿Qué importancia tiene?

La descripción de los efectos de falla deben contener lo siguiente: a) La evidencia de que se ha producido la falla; b) Las maneras en que la falla supone una amenaza para la seguridad o el ambiente; c) Las maneras en que afecta el servicio; y d) Los daños físicos causados por la falla.

3.5.3. Consecuencias de falla

La prioridad con la que se programan las tareas de mantenimiento está estrechamente relacionada con la importancia del modo de falla que se desea prevenir. Si las consecuencias son serias entonces se harán esfuerzos considerables para eliminar o minimizar su probabilidad de falla. Por otro lado, si la falla solo tiene consecuencias menores, es posible que no se tome ninguna acción proactiva y que la falla simplemente sea reparada una vez que ésta ocurra.

Una vez definido si el modo de falla está asociado a una función oculta o evidente, la valoración de las consecuencias sería el paso introductorio en el diagrama de decisión RCM. Cuando se ha ubicado el modo de falla dentro de un nivel de importancia se pueden definir las tareas de mantenimiento.

Las consecuencias que puede tener cada modo de falla se clasifican de la misma forma que son definidas en la metodología general RCM y son: a) Consecuencias ambientales y para la seguridad, b) Consecuencias operacionales, c) Consecuencias no operacionales, d) Consecuencias de fallas ocultas.

Este proceso de valoración lo realiza el grupo encargado de mantenimiento y operación de líneas, a partir de su experiencia conjunta y fundamentada en el historial de eventos, y los antecedentes que se tienen de planes de mantenimiento anteriores.

3.6. Tareas de mantenimiento

Una vez definidas las consecuencias de la falla, se establecen las tareas y tiempos de mantenimiento. Las acciones que se toman para manejar las fallas se dividen en dos categorías: a) Tareas proactivas (comúnmente se denomina mantenimiento preventivo y predictivo), y b) Acciones a falta de. Éstas se presentan en la tabla 2.

Tareas preventivas	Reacondicionamiento
	Sustitución cíclica
Tareas predictivas	Mantenimiento a condición
Acciones a falta de	Búsqueda de falla
	Ningún mantenimiento programado

Tabla 2: Acciones que se deben ejecutar para el manejo de las fallas

El orden básico de preferencia para seleccionar tareas proactivas es el siguiente:

Las tareas a condición son las primeras en el proceso de selección debido que casi siempre pueden realizarse sin desplazar el activo físico de su ubicación y cuando aún continúa en servicio. Si no se encuentra una tarea a condición apropiada para un modo de falla en particular, la opción siguiente es una tarea de reacondicionamiento o posteriormente de sustitución cíclica. Para definir el tipo de tarea se evalúa si ésta es técnicamente factible y tiene importancia al realizarse [6].

A excepción de una condición de emergencia, en líneas de transmisión la gran mayoría de los modos de falla presentan síntomas de lo que esta en el proceso de ocurrir. Por lo anterior, las tareas a condición son la parte más importante del grupo de tareas de mantenimiento.

Las tareas que actualmente se realizan incluyen fundamentalmente lo siguiente:

i. Las tareas a condición que principalmente incluyen la inspección visual, inspección termográfica, monitoreo de condición, medición de variables (temperatura, corriente, resistencia de puesta a tierra, descargas parciales, tensión mecánica, entre otras.) y ultrasonido.

ii. Las tareas preventivas enmarcadas en la sustitución o reacondicionamiento de activos y variables que muestren alteraciones en los resultados de las tareas a condición, poda y tala en las servidumbres, limpieza de accesos, retiro de objetos extraños, tratamientos anticorrosivos, y reporte de violaciones legales a las autoridades correspondientes.

iii. Finalmente, otras tareas incluyen el rediseño o incluso la decisión de no realizar ningún mantenimiento programado.

Las tareas que se pueden realizar están limitadas por los recursos destinados al mantenimiento. Los encargados del proceso deben seleccionar de acuerdo a la condición, las tareas que son factibles y viables de ejecutar, asociando a cada modo de falla una alternativa o tarea de control.

4. Ejemplo de aplicación

4.1. Sistema de prueba y contexto operacional

Las líneas que conforman el sistema de 115 kV de una empresa distribuidora de energía eléctrica en Colombia. Se realizó un ajuste de la metodología anteriormente descrita para definir el plan de mantenimiento basado en RCM. El contexto operacional esta definido por varios aspectos que se describen a continuación:

4.1.1. Características ambientales

Las características ambientales se presentan en la tabla 3.

Características ambientales	
Altura sobre el nivel del mar	2650m
Ambiente	Tropical
Temperatura máxima y mínima	40°C y -10°C respec/te
Nivel de humedad	Mayor al 90 %
Velocidad del viento (m/s)	< 34
Nivel contaminación(IEC 60815)	Medio (II)
Radiación solar máxima (w/m ²)	25

Tabla 3: Características ambientales consideradas como ejemplo

4.1.2. Definición de activos

Líneas de transmisión a 115 kV de operación continua, con longitudes variables entre 3 y 60km, con las siguientes características particulares:

i. Conductores y cable de guarda: Los conductores del sistema de prueba son ACSR 605 Peacock o el AAAC 315 mm². Para el cable de guarda se utiliza el ACSR Shrike. Las características mecánicas y eléctricas del cable de fase se presentan en la tabla 4.

Especificaciones conductor Peacock		
Calibre	AWG/kcmil	605,0
Hilos de Aluminio	Núm	24
Diámetro hilo aluminio	Mm	4,03
Hilos de Acero	Núm.	7
Diámetro hilo acero	mm	2,69
Área de la sección transversal	mm ²	306,6
Diámetro total nominal	mm	24,19
Peso aproximado.	kg/km	1159
Capacidad de corriente	A	760
Carga nominal de ruptura por tensión	kg	9812
Resistencia eléctrica en DC a 20°C	Ohm/km	0,094

Tabla 4: Características del conductor Peacock

ii. Estructuras: Los conductores son sostenidos por estructuras de suspensión, retención y terminales en forma de torre en celosía o poste metálico. Las estructuras de suspensión están ubicadas en alineamientos o en puntos con ángulos de desviación muy pequeños y sus cargas son verticales debido al peso del conductor y transversales por la acción del viento.

Las estructuras de retención se usan en los cambios de alineamiento con ángulos mayores a 2°. Se tienen cargas verticales por el peso del conductor, transversales por el viento y la tensión y longitudinales por el desbalance entre vanos reguladores adyacentes.

Las estructuras terminales están ubicadas al comienzo y al final de la línea, deben sostener los conductores colgados al mismo lado de la estructura. La carga principal se debe a la tensión longitudinal de los conductores.

iii. Aspectos relevantes del contexto: Cada estructura es aterrizada con conductor de puesta a tierra *copperweld* N° 4, el conductor es aislado de la estructura mediante cadenas de aisladores poliméricos, en vidrio o porcelana. Para el caso de postes se equilibran esfuerzos mecánicos con templetos de hierro a tierra poste – subposte, poste tierra, poste subposte tierra.

Actualmente el sistema de líneas de 115 kV, está a cargo de un equipo humano de trabajo compuesto por tres ingenieros, un tecnólogo y cinco técnicos quienes con la ayuda de un equipo contratista realizan todas las actuaciones de mantenimiento. Se busca conservar un conjunto de materiales en almacén disponible para suplir las actividades de reparación y adecuación.

A partir de lo anterior, se diseñó un aplicativo en ACCES® que permite obtener detalles de los eventos ocurridos y ayuda a definir con mayor veracidad los modos de falla. En la figura 2 se presenta la pantalla principal del aplicativo.

Figura 2: Interfase diseñada para a consulta del historial de eventos

4.2. Hojas de información

Tomando como punto de partida la metodología descrita anteriormente, el equipo humano diligencia las hojas de información para el sistema bajo análisis, así para cada uno de los activos analizados se obtiene un resultado independiente.

Seguidamente y por razones de espacio se muestran algunos de los resultados obtenidos. Se presentan específicamente las hojas de información para las funciones del equipo etiquetadas como 11 y 19 de 32, asociadas a las descargas atmosféricas y al equilibrio de cargas mecánicas sobre la estructura respectivamente, tal como se muestra en la figura 3

4.3. Diagramas de decisión y hojas de decisión

Todos los modos de falla son pasados por el diagrama de decisión para que a partir de este cruce de información se puedan establecer las tareas de mantenimiento y tiempos de intervención [6]. La figura 4 presenta las hojas de decisión RCM obtenidas para las hojas de información 11 y 19 y asociadas a los modos de falla mostrados en la figura 3.

5. Conclusiones

El proceso RCM provee un marco estratégico de trabajo completo para manejar las fallas. Este marco, clasifica todas las fallas basándose en sus consecuencias, separando las fallas ocultas de las evidentes, y luego ordena las consecuencias de las fallas evidentes en un orden de importancia decreciente. Además, provee una base para decidir caso por caso, si se debe realizar el mantenimiento proactivo. Finalmente, sugiere que acción debe tomarse si no puede encontrarse una tarea proactiva adecuada.

Específicamente, este artículo muestra la aplicación de la teoría RCM a un sistema de líneas de transmisión de 115kV, lo cual permite realizar el plan de mantenimiento dentro de unas pautas de fácil ajuste a su sistema objetivo. Aunque este tipo de aplicativo se diseñó para un sistema de 115kV, los eventos pueden afectar activos de niveles de tensión superiores (220 kV).

Finalmente, la teoría aquí presentada y aplicada, se puede implementar en cualquier tipo de sistema de potencia, de tal forma que las tareas de mantenimiento establecidas sirven para aumentar su confiabilidad.

6. Bibliografía

- [1] N. Bloom. "Reliability Centered Maintenance (RCM): Implementation Made Simple". McGraw Hill. 2005
- [2] A. Smith, G. Hinchcliffe "RCM Gateway to World Class Maintenance" Elsevier Butterworth-Heinemann. 2004
- [3] J. Augus. "RCM Guidebook: Building a Reliable Plant Maintenance Program". PennWell Corporation. 2004
- [4] J. Moubray. "Reliability-Centered Maintenance" Second Edition. Industrial Press Inc. 1997
- [5] J. Hamman. "Experience with the use of RCM in a transmission maintenance environment". Second International Conference on the Reliability of Transmission and Distribution Equipment, Mar 1995 Page(s):192 – 197.
- [6] J. Gutierrez "Desarrollo de una metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) para líneas de transmisión en alta tensión". Tesis de pregrado. Ingeniería Eléctrica. Universidad Tecnológica de Pereira. 2008.

RCM – HOJA DE INFORMACIÓN		SISTEMA:	LÍNEA DE TRANSMISIÓN		
		SUBSISTEMA:	CABLE DE GUARDA		
	Función	Falla funcional	Modo de falla	Efecto de la falla	
11	Soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que pueden incidir sobre al línea y conducir las sobretensiones al camino de la puesta a tierra, para su atenuación.	A El impacto directo de las descargas atmosféricas no es soportado por el cable de guarda.	1 Cable de guarda ausente o en posición de apantallamiento incorrecto.	Esta situación se evidencia por errores de diseño o modificaciones del mismo. Cuando la descarga no se recibe por el cable de guarda, se encuentran aisladores quemados, rastros de chisporroteo o fundición en los puntos de unión de conductores. Adicionalmente, el cable se puede distensionar por "cabeceo" de la estructura o comimiento de los herrajes.	
		No existe conexión entre el cable de guarda y el camino de puesta a tierra	2 Camino de puesta a tierra interrumpido.	Ausencia de la conexión entre el cable de guarda y la puesta a tierra de la estructura. Cable de contrapeso roto. Las descargas se evidencian por flameos en los herrajes.	
19	Equilibrar las cargas mecánicas para garantizar la verticalidad y estabilidad de le estructura	A No hay equilibrio de las cargas mecánicas de la estructura	1 Templetes rotos	La varilla o el cable del templete se suelen cortar por el choque de vehículos. Adicionalmente, la acidez del terreno daña el templete. Cuando se pierde el equilibrio de las cargas mecánicas se corre el riesgo de no cumplir con las distancias de seguridad. La estructura (poste) puede colapsar. Se evidencia la estructura desplomada o "cabeceada".	
			2 Templetes sueltos	Se detecta ausencia de herrajes de sujeción (Grilletes, mordazas, prensa, hilos) en la parte inferior del templete. Es posible que en terrenos de consistencia variable el templete se suelte por lluvias, desplazamiento de la placa de sustentación, entre otros. Se evidencia una estructura desplomada o "cabeceada" cuando uno de los templetes está suelto o sin la suficiente tensión requerida para el esfuerzo.	

Figura 3: Hojas de información para las funciones 11 y 19 asociadas a las descargas atmosféricas y al equilibrio de cargas mecánicas sobre la estructura, respectivamente.

RCM – HOJA DE DECISIÓN		SISTEMA: LÍNEA DE TRANSMISIÓN											Facilitador:	Fecha			
		SUBSISTEMAS: CABLE DE GUARDA											Auditor:	Hoja 12 de 32			
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Acciones a falta de				Tarea propuesta	Intervalo inicial	A realizarse por	
F	FF	FM	H	S	E	O	H4	H5	S4								
11	A	1	N				N	N	N	S					Chequear condiciones tales como los aisladores quemados, flameo, herrajes fundidos, cable de guarda distensionado o faltante, comimiento de herrajes de sujeción. La detección de uno de estos tipos de anomalías debe ser reportada para ejecutar el reacondicionamiento o sustitución del cable de guarda.	Semestral	Técnico
11	A	2	S	N	N	S	S								Inspeccionar y verificar que exista la unión entre el cable de guarda y el camino de puesta a tierra. Una vez detectada la anomalía, ésta se debe reportar para ejecutar la acción correctiva.	Anual	Técnico
19	A	1	S	S			S								Revisar continuidad del templete, desde la varilla de cimentación hasta los anillos de sujeción al poste. En caso de encontrar defectos, se debe reportar la sustitución inmediata del mismo.	Semestral	Técnico
19	A	2	S	S			S								Inspeccionar el estado de la tensión mecánica del templete, verificando que esté realizando el esfuerzo para mantener la estructura vertical. En caso de anomalía, reportar parta efectual el retensionado del templete.	Semestral	Técnico

Figura 4: Hojas de decisión para las funciones 11 y 19 asociadas a las descargas atmosféricas y al equilibrio de cargas mecánicas sobre la estructura, respectivamente.