

Propuesta de un plan de mantenimiento preventivo y predictivo de líneas eléctricas aéreas de alta tensión. Caso LT 500 kV Margen Derecha Itaipú-Yguazu.

Bernardo Iván Aponte Medina, Denis Iván Reyes Burgos

Universidad Nacional de Asunción, Facultad de Ingeniería

Paraguay

1.1 Resumen

El presente artículo realizado en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Asunción (FIUNA) tiene como objeto presentar un plan de mantenimiento preventivo y predictivo para la línea de transmisión aérea de 2x500 kV que conecta la estación Margen derecha de Itaipu y la estación de Yguazu.

Inicialmente se realizó una descripción del trazado de la línea de transmisión, analizando el entorno en el cual estará en servicio y clasificando las estructuras que conformarán la línea de transmisión, según criterios de criticidad relacionados a las actividades de mantenimiento.

Luego se detallan las especificaciones técnicas de los componentes que conformarán la línea de transmisión y se describen los agentes causales de posibles fallas, específicos para cada componente de la línea de transmisión o sistema del mismo.

Posteriormente se describen las actividades de mantenimiento que componen el plan propuesto, con sus respectivas periodicidades, modos de falla específicos y recomendaciones dadas por técnicos especializados de la Administración de Electricidad (ANDE) para cada componente y sistema.

Teniendo en cuenta las pérdidas económicas que puede generar un fuera de servicio de la Línea, se elabora un análisis económico a fin de evaluar los beneficios de implementar un apropiado plan de mantenimiento, evitando contingencias y cortes del suministro de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

1.2 Palabras claves

Mantenimiento, Preventivo, Predictivo, falla, fuera de servicio, periodicidad.

1.3 Cuerpo del trabajo

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente nuestro país se encuentra en pleno proceso de desarrollo y ampliación de sus redes de transmisión de energía eléctrica, este trabajo de investigación tiene la finalidad de proporcionar un material de referencia para las futuras labores de mantenimiento preventivo y predictivo de las líneas aéreas de alta tensión, tomando como modelo la línea de 500 kV que conectará la SE Margen derecha Itaipú y la SE Yguazú.

Según el análisis realizado por ANDE en el Plan Maestro 2021-2030 [1], la demanda de energía eléctrica aumentará considerablemente en los próximos años, por lo que es de vital importancia realizar una gestión de mantenimiento a las inversiones realizadas, con el fin principal de satisfacer esta demanda de forma óptima y confiable.

2. ESTUDIO DE CASO

2.1 Descripción del trazado y ubicación de la línea estudiada

La Línea de Transmisión 2x500 kV Margen Derecha Itaipu – Yguazú, se extiende a través de los Distritos de Hernandarias, Minga Guazú e Yguazú. El trazado comprende la construcción de una línea aérea en doble terna en 4 tramos, cuatro conductores por fase, desde el pórtico de salida en la SE MD Itaipu Binacional hasta el pórtico de llegada de la línea de la Subestación YZU, de aproximadamente 43 km [2].

2.1.1 Caracterización del Medio Físico, clima y trazado

El tipo de suelo se caracteriza por ser arcilloso de textura fina, cuyo material originario es el basalto, el terreno presenta el aspecto de una planicie ondulada con pequeños declives y lomadas con un drenaje bueno.

El mapa de precipitación media anual para la región Este, corresponde el clima del tipo templado lluvioso. Durante el invierno, es frecuente la invasión de aire frío subpolar, a través de los vientos del sur, que hace descender considerablemente la temperatura del aire, hasta producir heladas en ciertas ocasiones [2].

En cuanto al trazado, clasificamos a las estructuras que lo componen según zonas, características técnicas y funciones que desempeñan, a fin de especificar posteriormente su utilidad según la actividad de mantenimiento a realizarse y disponer de su ubicación [3]. Se clasificaron en, llegada y salida a Sub-Estaciones (ver Tabla I), zona boscosa (ver Tabla II), zona urbana (ver Tabla III), cruce de Río (ver Tabla IV), cruce de ruta (ver Tabla V), cruce de camino vecinal (ver Tabla VI), zonas en estado de ocupación (ver Tabla VII), torres de anclaje (ver Tabla VIII), zona de difícil acceso (ver Tabla IX).

2.2 Descripción y determinación de agentes causales de fallas

Se detallan, por cada componente, los diversos agentes que puedan provocar fallas sobre los mismos, teniendo en cuenta la zona en la cual estará en servicio la línea de transmisión analizada.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

- Agentes causales de fallas en Conductores: los alambres trenzados de la capa exterior son los más críticos durante su vida útil. Los causantes de fallos pueden ser: efecto pelicular, contaminación atmosférica, vibración eólica, descargas atmosféricas, agresiones externas y crecimiento de vegetación.
- Agentes causales de fallas en Hilos de Guarda: los agentes que agreden a los cables de guarda, suelen ser los mismos que los considerados en los conductores.
- Agentes causales de fallas en Herrajes: los principales causantes de inconvenientes pueden ser, viento, agua, contaminación atmosférica y cortocircuitos prolongados.
- Agentes causales de fallas en el Sistema de Puesta a Tierra: este sistema es afectado por cambios en la resistividad del terreno, corrosión, descargas atmosféricas y vandalismo.
- Agentes causales de fallas en los Aisladores: los aisladores a lo largo de su vida útil tienen problemas generalmente previsibles, tales como: contaminación industrial y rural, envejecimiento, vandalismo, defectos de montaje y manipulación incorrecta.
- Agentes causales de fallas en Estructuras: las estructuras son influenciadas negativamente por agentes como: corrosión, fuertes vientos, descargas eléctricas y vandalismo [4].

Tabla I: Estructuras en llegadas y salidas de Sub-Estaciones

ESTRUCTURA N°	PROGRESIVA (m)	VANO ADELANTE (m)	ANGULO (deg)	TIPO DE ESTRUCTURA	ALTURA (m)
TE - 1	0.000	212.798	0.0000	DAP4	45.800
TN - 2	212.798	208.996	22.0874	DAP3	54.800
TN - 3	421.794	223.146	0.0000	DAP1	50.800
TN - 4	644.940	116.903	43.2891	DAP4	57.800
TE - 5	761.843	524.958	0.0000	DAP4	48.800
TE - 6	1.286.801	473.389	0.0000	DAP2	64.300
TE - 7	1.760.190	553.523	0.0000	DAP1	62.800
TN - 126	48.562.000	419.390	0.0000	DAP1	65.800
TN - 127	48.981.390	389.509	36.7300	DAP4	60.800
TN - 128	49.370.899	288.101	49.7609	DAP4	60.800
TN - 129	49.659.000	306.000	0.0000	DAP1	53.800
TN - 130	49.965.000	311.000	0.0000	DAP1	56.800
TN - 131	50.276.000	238.118	0.0000	DAP1	56.800
TN - 132	50.514.118	0.000	0.0000	DAP4	60.800

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

Tabla II: Estructuras en zonas boscosas

ESTRUCTURA N°	PROGRESIVA (m)	VANO ADELANTE (m)	ANGULO (deg)	TIPO DE ESTRUCTURA	ALTURA (m)
TE - 1	0.000	212.798	0.0000	DAP4	45.800
TN - 2	212.798	208.996	22.0874	DAP3	54.800
TN - 3	421.794	223.146	0.0000	DAP1	50.800
TN - 4	644.940	116.903	43.2891	DAP4	57.800
TE - 5	761.843	524.958	0.0000	DAP4	48.800
TE - 6	1.286.801	473.389	0.0000	DAP2	64.300
TE - 7	1.760.190	553.523	0.0000	DAP1	62.800
TN - 8	2.313.713	454.269	-6.4034	DAP3	69.800
TN - 34	12.562.000	359.000	0.0000	DAP1	59.800
TN - 35	12.921.000	345.000	0.0000	DAP1	56.800
TN - 36	13.266.000	350.816	0.0000	DAP1	56.800
TN - 37	13.616.816	345.184	-57.4622	DAP4	57.800
TN - 41	15.016.000	488.000	0.0000	DAP1	65.800
TN - 53	19.998.000	405.000	0.0000	DAP1	65.800
TN - 54	20.403.000	405.000	0.0000	DAP1	62.800
TN - 55	20.808.000	461.000	0.0000	DAP1	65.800
TN - 58	21.981.000	372.000	0.0000	DAP1	62.800
TN - 60	22.704.000	391.000	0.0000	DAP1	59.800
TN - 61	23.095.000	398.000	0.0000	DAP1	65.800
TN - 63	23.858.000	346.000	0.0000	DAP1	56.800
TN - 64	24.204.000	434.114	0.0000	DAP1	65.800
TN - 66	24.995.000	438.000	0.0000	DAP1	62.800
TN - 67	25.433.000	425.000	0.0000	DAP1	65.800
TN - 71	27.172.000	510.000	0.0000	DAP2	80.800
TN - 72	27.682.000	435.000	0.0000	DAP2	74.800
TN - 73	28.117.000	357.000	0.0000	DAP1	65.800
TN - 77	29.632.000	484.000	0.0000	DAP1	65.800
TN - 83	32.160.000	455.000	0.0000	DAP1	65.800
TN - 84	32.615.000	338.000	0.0000	DAP1	62.800
TN - 85	32.953.000	459.000	0.0000	DAP1	59.800
TN - 90	34.701.000	427.000	0.0000	DAP1	62.800
TN - 93	35.924.000	483.000	0.0000	DAP1	65.800
TN - 97	37.578.000	494.000	0.0000	DAP1	65.800
TN - 103	39.920.000	445.661	0.0000	DAP1	62.800
TN - 120	46.055.000	472.000	0.0000	DAP1	65.800
TN - 126	48.562.000	419.390	0.0000	DAP1	65.800

Tabla III: Estructuras en zonas urbanas

ESTRUCTURA N°	PROGRESIVA (m)	VANO ADELANTE (m)	ANGULO (deg)	TIPO DE ESTRUCTURA	ALTURA (m)
TN - 9	2.767.982	339.365	0.0000	DAP1	65.800
TN - 10	3.107.347	242.296	-18.1841	DAP3	60.800
TE - 11	3.349.643	297.405	46.3759	DAP4	53.300
TE - 12	3.647.048	250.703	0.0000	DAP1	47.800
TE - 13	3.897.751	367.724	33.3917	DAP4	47.300
TE - 14	4.265.475	530.492	0.0000	DAP1	59.800
TE - 15	4.795.967	566.410	0.0000	DAP1	64.300
TE - 16	5.362.377	502.276	0.0000	DAP1	65.800
TE - 17	5.864.653	462.480	0.0000	DAP2	70.300
TE - 18	6.327.133	608.401	0.0000	DAP1	59.800
TE - 19	6.935.534	367.526	0.0000	DAP1	61.300
TE - 20	7.303.060	499.514	0.0000	DAP1	58.300
TE - 21	7.802.574	184.773	0.0000	DAP1	55.300
TE - 22	7.987.347	319.653	-11.6505	DAP3	47.800
TN - 23	8.307.000	416.000	0.0000	DAP1	65.800
TN - 24	8.723.000	399.000	0.0000	DAP1	65.800
TN - 25	9.122.000	360.000	0.0000	DAP1	62.800
TN - 26	9.482.000	412.000	0.0000	DAP1	62.800
TN - 27	9.894.000	375.000	0.0000	DAP1	59.800

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

Tabla IV: Estructuras en zonas de cruce de Río

ESTRUCTURA N°	PROGRESIVA (m)	VANO ADELANTE (m)	ANGULO (deg)	TIPO DE ESTRUCTURA	ALTURA (m)
TN - 27	9.894.000	375.000	0.0000	DAP1	59.800
TN - 28	10.269.000	331.000	0.0000	DAP1	62.800
TN - 71	27.172.000	510.000	0.0000	DAP2	80.800
TN - 72	27.682.000	435.000	0.0000	DAP2	74.800

Tabla V: Estructuras ubicadas en zonas de cruce de rutas

ESTRUCTURA N°	PROGRESIVA (m)	VANO ADELANTE (m)	ANGULO (deg)	TIPO DE ESTRUCTURA	ALTURA (m)
TN - 8	2.313.713	454.269	-6.4034	DAP3	69.800
TN - 9	2.767.982	339.365	0.0000	DAP1	65.800
TN - 109	42.137.000	406.442	0.0000	DAP1	65.800
TN - 110	42.543.442	325.558	10.7382	DAP3	72.800

Tabla VI: Estructuras ubicadas en zonas de cruce de camino vecinal

ESTRUCTURA N°	PROGRESIVA (m)	VANO ADELANTE (m)	ANGULO (deg)	TIPO DE ESTRUCTURA	ALTURA (m)
TN - 28	10.269.000	331.000	0.0000	DAP1	62.800
TN - 34	12.562.000	359.000	0.0000	DAP1	59.800
TN - 57	21.619.000	362.000	0.0000	DAP1	59.800
TN - 60	22.704.000	391.000	0.0000	DAP1	59.800
TN - 61	23.095.000	398.000	0.0000	DAP1	65.800
TN - 76	29.227.000	405.000	0.0000	DAP1	62.800
TN - 82	31.776.000	384.000	0.0000	DAP1	65.800
TN - 87	33.805.000	385.160	0.0000	DAP1	62.800
TN - 111	42.869.000	315.000	0.0000	DAP2	80.800
TN - 123	47.348.000	400.000	0.0000	DAP1	62.800

Tabla VII: Estructuras ubicadas en zonas en estado de ocupación

ESTRUCTURA N°	PROGRESIVA (m)	VANO ADELANTE (m)	ANGULO (deg)	TIPO DE ESTRUCTURA	ALTURA (m)
TE - 13	3.897.751	367.724	33.3917	DAP4	47.300
TE - 14	4.265.475	530.492	0.0000	DAP1	59.800
TE - 15	4.795.967	566.410	0.0000	DAP1	64.300
TE - 16	5.362.377	502.276	0.0000	DAP1	65.800
TE - 17	5.864.653	462.480	0.0000	DAP2	70.300
TE - 18	6.327.133	608.401	0.0000	DAP1	59.800
TE - 19	6.935.534	367.526	0.0000	DAP1	61.300
TE - 20	7.303.060	499.514	0.0000	DAP1	58.300
TE - 21	7.802.574	184.773	0.0000	DAP1	55.300
TE - 22	7.987.347	319.653	-11.6505	DAP3	47.800

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

Tabla VIII: Estructuras de anclaje

ESTRUCTURA N°	PROGRESIVA (m)	VANO ADELANTE (m)	ANGULO (deg)	TIPO DE ESTRUCTURA	ALTURA (m)
TN - 2	212.798	208.996	22.0874	DAP3	54.800
TN - 4	644.940	116.903	43.2891	DAP4	57.800
TE - 5	761.843	524.958	0.0000	DAP4	48.800
TN - 8	2.313.713	454.269	-6.4034	DAP3	69.800
TN - 10	3.107.347	242.296	-18.1841	DAP3	60.800
TE - 11	3.349.643	297.405	46.3759	DAP4	53.300
TE - 13	3.897.751	367.724	33.3917	DAP4	47.300
TE - 22	7.987.347	319.653	-11.6505	DAP3	47.800
TN - 30	10.921.700	370.300	8.3481	DAP3	60.800
TN - 37	13.616.816	345.184	-57.4622	DAP4	57.800
TN - 52	19.508.380	489.620	18.3381	DAP3	72.800
TN - 65	24.638.114	356.886	-21.3336	DAP3	60.800
TN - 75	28.834.228	392.772	0.0000	DAP3	60.800
TN - 88	34.190.160	151.485	-40.0582	DAP4	57.800
TN - 89	34.341.645	359.355	-22.3516	DAP3	54.800
TN - 99	38.464.876	357.124	30.3594	DAP4	60.800
TN - 104	40.365.661	346.339	-29.6524	DAP3	60.800
TN - 110	42.543.442	325.558	10.7382	DAP3	72.800
TN - 113	43.462.396	335.604	45.8656	DAP4	54.800
TN - 118	45.253.202	405.798	8.8857	DAP3	63.800
TN - 127	48.981.390	389.509	36.7300	DAP4	60.800
TN - 128	49.370.899	288.101	49.7609	DAP4	60.800
TN - 132	50.514.118	0.000	0.0000	DAP4	60.800

Tabla IX: Estructuras ubicadas en zonas de difícil acceso

ESTRUCTURA N°	PROGRESIVA (m)	VANO ADELANTE (m)	ANGULO (deg)	TIPO DE ESTRUCTURA	ALTURA (m)
TN - 64	24.204.000	434.114	0.0000	DAP1	65.800
TN - 71	27.172.000	510.000	0.0000	DAP2	80.800
TN - 72	27.682.000	435.000	0.0000	DAP2	74.800

3. DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES

Las actividades de mantenimiento de una línea de transmisión poseen carácter periódico y aperiódico.

3.1 Actividades periódicas

Es una actividad con frecuencia definida, para verificar y mantener el buen estado de todas las partes integrantes de la línea, y señalar irregularidades. Las periodicidades se determinan teniendo en cuenta factores como: la frecuencia de actividades en líneas de características técnicas y zonas similares a la de análisis, ya sean líneas dentro del territorio nacional como ubicadas en otros países, experiencia del personal de mantenimiento, además de un análisis económico tratado posteriormente a fin de evaluar la viabilidad de las mismas.

Se establecieron las siguientes periodicidades, trimestral, semestral, anual, bianual, trienal y decenal.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

3.1.1 Inspección Visual - Preventiva - Trimestral

Se trata de una inspección visual, terrestre y aérea, realizada con la línea energizada, que consiste en recorrer toda la longitud de la línea de transmisión, comprobando la franja de servidumbre y sus límites, la vegetación, los accesos, los herrajes, las estructuras, las cadenas de aisladores, los conductores, los accesorios, las puestas a tierra, fundaciones, hilos de guarda y las conexiones entre los mismos, sin necesidad de subir a las estructuras [5].

Según cada componente o sistema a ser examinado se deben de tener en cuenta los posibles modos de falla detallados.

- Fundaciones: Considerando los posibles inconvenientes tratados, se deben de priorizar las fundaciones de estructuras ubicadas en zonas urbanas, cruces de río, ruta y camino vecinal que conforman las Tabla III, Tabla IV, Tabla V y Tabla VI.
- Cadena de aisladores: Se inspeccionan todos sus componentes, priorizándose zonas en donde se hayan registrado una mayor cantidad de descargar atmosféricas, aumento en la resistencia del sistema de puesta a tierra y vandalismo.
- Conductores y accesorios: Los cables conductores y sus accesorios deberán inspeccionarse teniendo en cuenta: Alambres conductores rotos, vibración por efecto del viento e incumplimiento de distancias de seguridad.
- Espaciador-Amortiguador: Se inspeccionan modos de falla tales como mal posicionamiento, desplazamiento, rotura o falta de los mismos.
- Sistema de puesta a tierra: Los componentes del sistema de puesta a tierra deben de ser examinados en toda la extensión de la línea, teniendo en cuenta los modos de falla en el contra peso (en el caso de estar expuesto) y en uniones de hilos de guarda.
- Señalizaciones: Deben de inspeccionarse las placas, esferas de señalización y balizas Nocturnas (con Panel Solar), priorizando las señalizaciones ubicadas en zonas urbanas, cruces de río, ruta y camino vecinal que conforman las Tabla III, Tabla IV, Tabla V y Tabla VI respectivamente.

3.1.2 Limpieza de franja de servidumbre - Preventiva - Semestral

Los trabajos de mantenimiento de servidumbres se realizan siempre con la instalación en servicio, ya que su espacio de ejecución se encuentra a distancia superior a la de proximidad [5].

- Corte de Vegetación dentro de Franja: Debe ser realizada en toda su extensión. Las estructuras ubicadas en zonas donde anteriormente estaban ocupadas por bosques o que se encuentran cerca de arboledas, se clasificadas en la Tabla II. Se detallan las herramientas a utilizarse, así como los procedimientos de tala de árboles, podas, astillado y acabado [6].
- Remoción de obstáculos: En el caso de la existencia de obstáculos, construcciones dentro de la franja, se procederá al retiro de las mismas. Deberán de ser controladas especialmente las torres ubicadas en la Tabla VII.

3.1.3 Inspección Detallada – Preventiva y Predictiva -Anual

Consiste en recorrer la línea de transmisión, con subida en el 100% de las estructuras. Esta inspección se realiza con más rigurosidad, con el fin de verificar defectos menos evidentes desde el suelo,

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

tornillos en las estructuras, signos de desgaste o corrosión en los herrajes, daños en cables causados por herrajes, separadores-amortiguadores sueltos, comprobación de las conexiones de puesta a tierra, señalizaciones etc. La inspección se realiza con la línea energizada, utilizando los métodos a distancia y al potencial, siendo este último el más utilizado. Las actividades se desarrollan con al menos dos técnicos por torre. Cabe destacar que, durante la inspección detallada, se deben tener en cuenta los aspectos mencionados para cada componente durante las inspecciones visuales y, además modos de falla cuya inspección es mejor realizada con los técnicos ubicados en las alturas [6].

Se verifican detalladamente: placas, pernos, tuercas y arandelas, cadena de aisladores, conductores y accesorios, componentes preformados, espaciador-amortiguador, hilo de guarda y las señalizaciones [5].

3.1.4 Termografía - Predictiva - Bianaual

Consiste en el análisis de la luz infrarroja invisible para nuestros ojos emitida por los componentes inspeccionados de acuerdo a su condición térmica, utilizando una cámara de termovisión infrarroja en búsqueda de puntos calientes. Además, se utiliza un anemómetro, con el fin de medir la velocidad del viento, ya que el mismo afecta a las mediciones realizadas [7]. Los puntos cuyo monitoreo se dificulte desde tierra, se inspeccionará con la ayuda de un dron equipado con cámara termográfica y filmadora. Sin embargo, es importante mencionar que se prioriza la evaluación utilizando cámaras termográficas profesionales de piso.

Los puntos a inspeccionar son: derivación directa entre conductores (cuello muerto), abrazaderas colgantes, abrazaderas de anclaje, espaciadores, empalmes y reparación de cables, conectores y terminales [8].

Es importante destacar que deben priorizarse las torres ubicadas en las cercanías de las subestaciones y puentes de unión entre conductores también llamados cuellos muertos, dispuestas en la Tabla I y Tabla VIII respectivamente.

3.1.5 Medición de Efecto Corona – Predictiva - Trienal

Es importante destacar que el efecto corona aumenta según los siguientes factores climáticos: Presión atmosférica baja, alto porcentaje de humedad y temperaturas elevadas. Se emplea una cámara de cronografía, utilizada para la búsqueda de efecto corona y descargas parciales, permiten detectar las fuentes de generación UV, dando como resultado una imagen bi-espectral (visible y UV) en tiempo real, además de medir sus intensidades en unidades relativas a través del conteo de fotones.

Se priorizan las torres ubicadas en zonas urbanas y cruces de río, clasificadas en la Tabla III y Tabla IV respectivamente.

3.1.6 Medición de Sistema de Puesta a Tierra – Predictiva - Trienal

Se priorizan las 7 torres cercanas a las subestaciones de llegada y salida, dispuestas en la Tabla I, debiendo cumplir con un valor de resistencia menor o igual a 6 (seis) ohmios, a fin de aumentar la protección de dichas instalaciones. Las demás torres deben cumplir con una resistencia menor o igual a 10 (diez) ohmios.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

Es muy importante la verificación de torres ubicadas en zonas de mayor cantidad de descargas atmosféricas, evidenciadas por daños en los hilos de guarda y cadenas de aisladores [5]. Además, se deben analizar las torres con una gran concurrencia de personas, ubicadas en zonas urbanas, cruces de ruta y camino vecinal que conforman las Tabla III, Tabla V y Tabla VI respectivamente y aquellas de ubicación intermedia según muestreo.

3.1.7 Verificación de Espaciadores-Amortiguadores - Predictiva - Decenal

Consiste en la comprobación del torque de los tornillos de los espaciadores-amortiguadores y verificación de daños en las conexiones del espaciador-amortiguador causadas por efecto corona. El torque de los conectores del espaciador-amortiguador se comprobará a través de muestreo mediante el uso de la llave dinamométrica y el efecto corona a través de cámaras de cronografía [9].

Deben priorizarse los sitios críticos, o los tramos de riesgo a terceros como zonas urbanas, cruce de cauces hídricos, cruces de rutas y cruces de caminos vecinales, que se encuentran en Tabla III, Tabla IV, Tabla V y Tabla VI respectivamente, así como en lugares donde se tengan registros de inconvenientes a causa de altos valores de velocidad del viento.

3.1.8 Evaluación del Espesor del Zincado de Estructuras – Predictiva - Decenal

Esta evaluación se efectuará mediante un medidor de espesor de chapado de zinc, con el fin de diagnosticar el espesor restante, y tomar las medidas apropiadas antes de su pérdida total. Se debe dar prioridad a estructuras ubicadas en zonas donde haya un mayor porcentaje de humedad, como torres de cruces de río, mencionadas en la Tabla IV, ya que favorece la formación de corrosión.

Las mediciones deben de ser comparadas con las especificaciones técnicas. Los pernos, escalones apernados, tuercas y arandelas galvanizados por el proceso de inmersión en caliente deberán cumplir con las normas ASTM A 143, ASTM A153 (650 g/m²) y ASTM A394, última edición. El galvanizado en caliente para las demás piezas de la torre (perfiles y placas de relleno), siguen las indicaciones de la norma ASTM A 123 y tienen un recubrimiento mínimo de zinc de 850 g/m² [10].

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

Una adecuada gestión de mantenimiento para un proyecto de alto impacto a nivel nacional es fundamental a fin de preservar y mantener las inversiones realizadas, así como para obtener el mayor beneficio posible mediante la correcta operación.

Gracias a la puesta en servicio de la línea de transmisión 2x500 kV MD-YZU, cuya capacidad es de 2215 MVA en cada terna, aumentara considerablemente la capacidad de retiro de energía perteneciente a Paraguay de la central hidroeléctrica ITAIPU Binacional, anticipando el crecimiento de la demanda de los Sistemas Este y Central, evitando la congestión de la capacidad de transformación 500/220 kV de la Subestación Margen Derecha y aliviando las cargas del sistema Central y Este de ANDE.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

La realización programada y continua de actividades de mantenimiento preventivo y predictivo permite aumentar la eficacia en la gestión de manutención del proyecto, otorgando datos relevantes y análisis de parámetros a fin de realizar los trabajos correctivos y de contingencia en tiempos óptimos.

El mantenimiento preventivo permite inicialmente programar intervalos teniendo en cuenta criterios prescritos por los fabricantes y experiencia técnica, partiendo de la estimación de la vida útil del equipo dando una mejor guía para la preservación de los componentes.

A fin de complementar y aumentar la información acerca del estado de conservación y funcionamiento del componente o sistema, se realizan actividades de mantenimiento predictivo, con un seguimiento a través de mediciones y análisis de parámetros mucho más específicos, lo cual mejora la programación de trabajos correctivos necesarios.

Es de vital importancia la determinación de las fallas que puedan afectar al funcionamiento y los distintos modos de falla que puedan causarlas. Esto a fin de optimizar las actividades, ya que así se tendría una guía preestablecida y detallada para cada procedimiento, colaborando de gran manera en la búsqueda de inconvenientes en concreto para cada componente o sistema. Actualmente no existe un Manual de Mantenimiento Preventivo y Predictivo para la línea de transmisión LT 2x500 kV MD - YZU, puesto que el proyecto está en plena construcción. El presente trabajo es una guía preliminar para su mantención, pudiendo ser optimizada a través del registro de datos y parámetros además del histórico de fallas, una vez puesta en servicio la línea y realizadas las actividades propuestas.

Teniendo en cuenta el volumen de las posibles pérdidas económicas que podría ocasionar un fuera de servicio de la línea de transmisión en análisis, para la gestión de las inversiones destinadas a la manutención de proyectos de suministro de energía eléctrica se debe incluir un registro de todos los componentes que la conforman, junto a sus datos técnicos, así como un inventario de materiales de reserva, en porcentaje según la cantidad inicial de construcción (2 a 3 %), se debe realizar un análisis del grado de importancia y la probabilidad de fallas según registros, con el objetivo de minimizar los tiempos de acción correctiva.

4.2 Recomendaciones

La continua capacitación del personal encargado de mantenimiento, es fundamental para la correcta ejecución de los trabajos también los procedimientos con herramientas específicas y de alto costo deben de ser realizadas por personal preparado y debidamente certificado.

Inversiones para la adquisición de herramientas y maquinarias para realizar las actividades de mantenimiento son necesarias, considerando la experiencia obtenida por el personal del Departamento de Mantenimiento de Líneas de Transmisión de la ANDE en la reciente reparación de dos torres caídas en la zona de Itakyry de la LT 500 kV ES-MD a ES-VHA de la ANDE, de manera a optimizar los tiempos de reparaciones en casos de emergencia por caída de torres caídas.

A fin de mejorar los datos estadísticos, probabilidad de ocurrencia de falla y periodos de reparación de las mismas, debe de realizarse una gestión de registros más exhaustiva y detallada, mejorando de esta manera el historial de desempeño de los activos de transmisión.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

5. REFERENCIAS

- [1] Plan Maestro de transmisión - Periodo: 2021-2030, ANDE, Asunción, Feb. 2021.
- [2] N. Benítez, “Relatorio de Impacto Ambiental ‘Línea de transmisión 2 x 500 kV Margen derecha Itaipu – Yguazú”, Yguazú, 2020.
- [3] A. Greco, entrevista personal, Nov. 2021.
- [4] J. Zorrilla, “Propuesta de implementación del plan de mantenimiento centrado en confiabilidad para una línea de transmisión de 500kV” Arequipa, 2019.
- [5] G. Giménez, entrevista personal, Nov. 2021.
- [6] Criterios básicos para mantenimiento de las líneas de transmisión, Itaipu Binacional, Paraguay, 2008.
- [7] Guía de termografía para mantenimiento predictivo, FLIR Systems, España, 2011.
- [8] A. Riline, entrevista personal, Oct. 2021.
- [9] Itaipu Binacional, Inspeção em linhas de transmissão aéreas e subterrâneas, Segunda. 2010.
- [10] J. Rodger, S. Bartlett, and A. Atrens, “Corrosion of the galvanizing of galvanized-steel electricity transmission towers”, Materials and Corrosion vol. 68 no. 8, Australia, Agosto, 2017