

**APLICACIÓN DE LA CADENA DE MARKOV A TRANSFORMADORES DE
TENSIÓN Y PARARRAYOS UBICADOS EN LAS SUBESTACIONES DE
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P. – ISA –**

VÍCTOR MANUEL GARRIDO ARÉVALO

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMAS DE INGENIERÍA ELÉCTRICA E INGENIERÍA ELECTRÓNICA
CARTAGENA DE INDIAS D. T. y C.**

2008

**APLICACIÓN DE LA CADENA DE MARKOV A TRANSFORMADORES DE
TENSIÓN Y PARARRAYOS UBICADOS EN LAS SUBESTACIONES DE
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P. – ISA –**

VÍCTOR MANUEL GARRIDO ARÉVALO

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar por el
título de Ingeniero Electricista**

**Director
Magíster JOSÉ LUÍS TAPIAS NÚÑEZ
Ingeniero Electricista**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMAS DE INGENIERÍA ELÉCTRICA E INGENIERÍA ELECTRÓNICA
CARTAGENA DE INDIAS D. T. y C.**

2008

Medellín, Octubre de 2008

Señores:

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

ATN: COMITÉ EVALUACION DE PROYECTOS

Cartagena de Indias D. T y C.

Cordial saludo,

Me permito presentar ante ustedes para su estudio, consideración y aprobación, el trabajo titulado **“APLICACIÓN DE LA CADENA DE MARKOV A TRANSFORMADORES DE TENSIÓN Y PARARRAYOS UBICADOS EN LAS SUBESTACIONES DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P. – ISA –”** desarrollado por el estudiante VICTOR MANUEL GARRIDO ARÉVALO, como requisito parcial para optar por el título de Ingeniero Electricista y en el cual participé como DIRECTOR

Atentamente,

JOSÉ LUIS TAPIAS NUÑEZ

DIRECTOR

C.C. 91.281.646 de Bucaramanga

Medellín, Octubre de 2008

Señores:

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

ATN: COMITÉ EVALUACION DE PROYECTOS

Cartagena de Indias D. T y C.

Cordial saludo,

Me permito de la manera más respetuosa presentar ante ustedes para su estudio, consideración y aprobación, el trabajo titulado “**APLICACIÓN DE LA CADENA DE MARKOV A TRANSFORMADORES DE TENSIÓN Y PARARRAYOS UBICADOS EN LAS SUBESTACIONES DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P. – ISA –**” dirigido por el Ingeniero José Luís Tapias Núñez y desarrollado por mí, como requisito parcial para obtener el título de Ingeniero Electricista.

Atentamente,

VICTOR MANUEL GARRIDO ARÉVALO

C.C. 1.047.39.730 de Cartagena

Nota de aceptación

Jurado

Jurado

Cartagena, ____ de _____ de 2008

*A Dios,
a tía Elvia – luz de mi vida –,
a mis padres y a mi hermano*

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa agradecimientos a:

José Luís Tapias, Ingeniero Electricista, Analista Estrategia del Negocio de ISA y Director de este proyecto por sus valiosas orientaciones y colaboración.

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P por la oportunidad dada para realizar las prácticas profesionales.

La Universidad Tecnológica de Bolívar y en especial al programa de Becas a la Excelencia y Talento Caribe por la maravillosa oportunidad brindada para cursar la totalidad de la Carrera Universitaria.

La familia Osorio Garrido por haber abierto las puertas de su hogar sin ningún reparo y con todo el cariño durante el curso de toda la Carrera.

Eylin Mendoza por su amistad, compañía y consejo; y a toda su familia por su colaboración.

Diego Simancas por su amistad y colaboración incondicional.

Amigos y demás compañeros de estudio por sus innumerables aportes.

CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTA DE TABLAS	xvi
LISTA DE ECUACIONES.....	xvii
LISTA DE ABREVIATURAS	xviii
ACLARACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD	xix
RESUMEN	xx
INTRODUCCIÓN	1
1 OBJETIVOS	3
1.1 OBJETIVO GENERAL	3
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
2 CADENAS DE MARKOV	4
2.1 INTRODUCCIÓN.....	4
2.2 REPRESENTACIÓN DE LAS CADENAS DE MARKOV	5
2.2.1 Forma Matricial.....	5
2.2.2 Forma Gráfica	6
2.3 MODELAMIENTO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS.....	7
2.4 CADENAS DE MARKOV Y LA NORMA IEC 61165 – 2006	7
2.4.1 Prerrequisitos	7
2.4.2 Reglas para la elaboración del diagrama de estados de transición	9
2.4.3 Documentación de resultados.....	10
2.5 ESPECIFICACIÓN DE LAS MEDIDAS DESEADAS	11
2.5.1 Confiabilidad	11
2.5.2 Disponibilidad	12
2.5.3 Mantenibilidad	12

3	TRANSFORMADORES DE TENSIÓN.....	14
3.1	FUNDAMENTOS DE LOS TRANSFORMADORES DE TENSIÓN	14
3.2	NORMAS TÉCNICAS	14
3.3	TERMINOLOGÍA BÁSICA	15
3.4	COMPONENTES BÁSICOS DE LOS TRANSFORMADORES DE TENSIÓN.....	16
3.4.1	Aislamiento externo.....	16
3.4.2	Aislamiento interno.....	17
3.4.3	Núcleo	17
3.4.4	Arrollamientos	17
3.4.5	Bornes terminales primarios.....	18
3.4.6	Bornes terminales secundarios	18
3.5	CARACTERÍSTICAS PARA LA ESPECIFICACIÓN DE UN TRANSFORMADOR DE TENSIÓN	18
3.5.1	Valores de las Tensiones Asignadas	18
3.5.2	Límites de Aumento de Temperatura	19
3.5.3	Potencia	19
3.5.4	Factor de Tensión Asignado	20
3.5.5	Niveles de aislamiento	20
3.5.6	Precisión	22
3.5.7	Condiciones de Servicio.....	24
3.6	PRUEBAS.....	25
3.6.1	Pruebas de tipo.....	25
3.6.2	Pruebas de rutina.....	25
3.6.3	Pruebas especiales.....	26
3.7	CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE TENSIÓN.....	26
3.7.1	Por destino o utilización	26
3.7.2	Por tipo.....	27
4	PARARRAYOS	30
4.1	FUNDAMENTOS DE LOS PARARRAYOS	30
4.2	NORMAS TÉCNICAS	31
4.3	CARACTERÍSTICAS ELECTRICAS DE UN PARARRAYO	31

4.4	CLASIFICACIÓN DE LOS PARARRAYOS	33
4.4.1	Pararrayos Convencionales o de Carburo de Silicio (SiC)	33
4.4.2	Pararrayos de Oxido de Zinc (ZnO).....	35
4.5	PRUEBAS.....	37
4.5.1	Pruebas Tipo	37
4.5.2	Pruebas de Rutina.....	38
5	MANTENIMIENTO	39
5.1	INTRODUCCIÓN	39
5.2	TIPOS DE MANTENIMIENTO	39
5.2.1	Mantenimiento correctivo	39
5.2.2	Mantenimiento preventivo	40
5.3	FILOSOFÍA DE MANTENIMIENTO: MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (MCC).....	41
5.4	MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS	42
5.4.1	Mantenimiento de transformadores de tensión	42
5.4.2	Mantenimiento a pararrayos.....	45
6	CARACTERIZACIÓN DE LOS EQUIPOS DE ISA	47
6.1	TRASFORMADORES DE TENSIÓN.....	47
6.1.1	Caracterización	47
6.1.2	Modos de Falla de los transformadores de tensión.....	52
6.2	PARARRAYOS.....	53
6.2.1	Caracterización	53
6.2.2	Modos de Falla de los pararrayos	56
7	DOCUMENTACIÓN DE RESULTADOS – TRANSFORMADORES DE TENSIÓN (PTs).....	58
7.1	IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL DIAGRAMA DE ESTADOS.....	58
7.1.1	Estados Base (1, 2 y 3).....	59
7.1.2	Estados M.P.....	59
7.1.3	Estados M.C.P.	60

7.1.4	Estados M.C.F.....	60
7.1.5	Estado F.T.....	60
7.2	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE LOS AVISOS REPORTADOS EN SAP.....	61
7.3	HOMOLOGACIÓN DE ACTIVIDADES.....	64
7.4	SUPOSICIONES OCULTAS.....	66
7.5	CÁLCULOS PREVIOS.....	68
7.6	CONSTRUCCIÓN DEL DIAGRAMA DE MARKOV.....	70
7.6.1	Tasas de falla y restauración.....	76
7.7	DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS.....	79
7.7.1	Software.....	79
7.7.2	Métodos de simulación.....	81
7.7.3	Resultados.....	82
8	DOCUMENTACIÓN DE RESULTADOS – PARARRAYOS (PQs).....	87
8.1	IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL DIAGRAMA DE ESTADOS.....	87
8.1.1	Estado Base (1).....	87
8.1.2	Estado de Seguimiento (E.S).....	87
8.1.3	Estado de Inspección (E. I).....	87
8.1.4	Estados M.P., M.C.P. y M.C.F.....	88
8.2	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE LOS AVISOS REPORTADOS EN SAP.....	88
8.3	HOMOLOGACIÓN DE ACTIVIDADES.....	89
8.4	SUPOSICIONES OCULTAS.....	89
8.5	CÁLCULOS PREVIOS.....	90
8.6	CONSTRUCCIÓN DEL DIAGRAMA DE MARKOV.....	91
8.6.1	Tasas de falla y restauración.....	93
8.7	SIMULACIONES.....	94
8.7.1	Software.....	94
8.7.2	Resultados.....	94
9	CONCLUSIONES.....	97

10 RECOMENDACIONES.....	102
BIBLIOGRAFÍA.....	104

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Matriz de Probabilidad de Transición de estado.....	5
Figura 2	Matriz de Tasas de Transición de estado.....	6
Figura 3	Diagrama de Estados.	6
Figura 4	Herramientas para medir, evaluar o predecir la confiabilidad	12
Figura 5	Transformador de Tensión Capacitivo	28
Figura 6	PT capacitivo, marca GEC ALSTHOM, tipo CCV	29
Figura 7	Esquema de un pararrayos convencional.....	34
Figura 8	Esquema de un Pararrayos de Oxido de Zinc (ZnO).....	36
Figura 9	Cantidad de Equipos Vs. Fabricante	51
Figura 10	Cantidad de Equipos Vs. Año de Fabricación.....	52
Figura 11	Cantidad de Equipos Vs. Rango de Edades (PQs)	56
Figura 12	Cadena de Markov genérica para Transformadores de Tensión...	58
Figura 13	Pantalla del documento en el que se procesaron los avisos	63
Figura 14	Avisos según su clase (En Porcentaje).....	64
Figura 15	Tipos de Actividades (En Porcentaje).....	66
Figura 16	Nomenclatura de las Actividades.....	68
Figura 17	Cálculos Previos – Transformadores de Tensión	69
Figura 18	Ejemplo de Nomenclatura de Periodicidad	72
Figura 19	Cadena de Markov para Transformadores de Tensión.....	73
Figura 20	Matriz de transición de los Transformadores de Tensión	74
Figura 21	Ejemplo para cálculo tasa de restauración	76
Figura 22	Ventana del MGAT para edición de la Cadena de Markov	80
Figura 23	Ejemplo de una Curva de vida dada por el MGAT	83
Figura 24	Ejemplo de Histograma de Edad Promedio	83
Figura 25	Cadena de Markov para Pararrayos.....	88
Figura 26	Cálculos Previos - Pararrayos	91
Figura 27	Cadena de Markov para los Pararrayos	92
Figura 28	Matriz de Transición para los Pararrayos	93

Figura 29	Ejemplo de Curva de vida - Pararrayos	94
Figura 30	Ejemplo Histograma Edad Promedio - Pararrayos	95

LISTA DE TABLAS

Tabla 1	Límites de Incremento de temperatura en transformadores de tensión	20
Tabla 2	Rango de la tensión asignada	31
Tabla 3	Ficha de Mantenimiento de P1 para PTs	43
Tabla 4	Ficha de Mantenimiento de P2 para PTs	43
Tabla 5	Ficha de Mantenimiento de P3 para PTs	44
Tabla 6	Ficha de Mantenimiento de P1 Y P2 para PQs	45
Tabla 7	Ficha de Mantenimiento de P3 para PQs	45
Tabla 8	Número de Pts. por nivel de Tensión	47
Tabla 9	Número de PTs por CTE y nivel de Tensión	48
Tabla 10	Número de PTs por Tipo y CTE	49
Tabla 11	Número de PTs. por CTE y Fabricante	50
Tabla 12	Modos de Falla de Transformadores de Tensión	52
Tabla 13	Número de PQs por nivel de Tensión	53
Tabla 14	Número de PQs por nivel de Tensión y CTE	54
Tabla 15	Número de PQs por Fabricante CTE	55
Tabla 16	Modos de Falla de los Pararrayos	57
Tabla 17	Clases de Avisos	62
Tabla 18	Listado de Actividades Homologadas con número de avisos	65
Tabla 19	Nodos de la Cadena de Markov de los Transformadores de Tensión	71
Tabla 20	Tasas de Falla y Restauración de los Transformadores de Tensión	77
Tabla 21	Datos de Eventos y Duración por Nodo	84
Tabla 22	No. De Eventos para un único equipo	86
Tabla 23	Listado de Actividades Homologadas para los PQs	89
Tabla 24	Listado de Nodos de la Cadena de Markov de los Pararrayos	92
Tabla 25	Tasas de Falla y Restauración de los Pararrayos	93
Tabla 26	Datos de Eventos y Duración por Nodo	96

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1	Propiedad de Markov	4
Ecuación 2	Tasa de Falla	6
Ecuación 3	Tasa de Restauración	6
Ecuación 4	Error de Tensión	22
Ecuación 5	Duración promedio de permanencia en un estado	76

LISTA DE ABREVIATURAS

ANSI	<i>American National Standard Institute</i>
CND	Centro Nacional de Despacho
CSM	Centro de Supervisión de Maniobras
CTE	Centro de Transmisión de Energía
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
ISA	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P
MCF	Mantenimiento Correctivo Forzado
MCP	Mantenimiento Correctivo Programado
MGAT	Módulo de Gerencia de Activos de Transporte
MP	Mantenimiento Preventivo (Programado)
PQ	Pararrayos
PT	Transformador de Tensión
SAP	<i>Systeme, Anwendungen und Produkte</i>
SINTEC	Sistema Integrado de Información Técnica

ACLARACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD

El presente trabajo se desarrolló durante el semestre de Prácticas Profesionales realizado por el autor en la empresa Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. – ISA – con sede en Medellín – Antioquia.

Por políticas de seguridad de la información y de confidencialidad de la Empresa, algunos datos sobre las actividades de mantenimiento, modos de falla y los resultados reales de los modelos se han omitido o reemplazados por datos más generales y/o ejemplos diferentes.

Si se requiere obtener información más detallada y/o comprobar la autenticidad del estudio puede dirigirse a la sede de ISA y solicitarla, explicando los motivos por los cuales se hace necesario obtener dicha información.

RESUMEN

La técnica de Markov es una de las técnicas más utilizadas para realizar análisis de confiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad y seguridad de sistemas o partes de estos, donde las fallas dependen de eventos secuenciales o para los cuales las estrategias de mantenimiento son complejas.

Para seleccionar la estrategia de mantenimiento adecuada es necesario conocer el ciclo de vida del equipo, es decir, realizar un análisis por medio de métodos estadísticos que permitan modelar el equipo en estados de deterioro y calcular tasas de fallas y reparación, como lo hace el modelo de Markov.

En este trabajo se presenta la aplicación del modelo de Markov para transformadores de tensión y para pararrayos de una empresa del Sector Eléctrico Colombiano utilizando la metodología propuesta en la norma internacional IEC 61165:2006 – Application of Markov Techniques, dicho modelo incluye las condiciones de operación de los equipos mencionados, modos de falla y actividades de mantenimiento.

La información necesaria para la realización del trabajo se encuentra en una base de datos con registros desde 1998 hasta el 2008 de los equipos en los que se encuentran reportes sobre actividades de mantenimiento, registro de fallas, ubicación del equipo, edad, entre otros; además se contó con la asesoría de expertos en mantenimiento de ambos equipos, de tal forma que el modelo desarrollado refleja el comportamiento esperado.

La validación del modelo obtenido se realizó mediante el software Modelo de Gerencia de Activos de Transporte – MGAT, con el cual se obtuvo la curva de

vida útil, histograma de edad promedio así como datos sobre los estados relevantes de los equipos y la duración de estos.

INTRODUCCIÓN

La definición de las políticas de mantenimiento en la que éstas eran vistas como aquellas que perseguían como único objetivo mantener en un estado operacional los sistemas ha sido desechada y reemplazada por una donde el mantenimiento se ha convertido en un punto esencial dentro de un marco de diseño de estrategias empresariales orientadas a tener cada día mejores operaciones de intervención, reducción de la cantidad y frecuencia de mantenimientos, reducción efectiva de la complejidad, mejorar la organización y optimización de costos. [1]

En otras palabras, las políticas de mantenimiento entendidas bajo los preceptos anteriores ofrecen recursos que contribuyen a lograr determinados niveles de confiabilidad, sabiendo como confiabilidad, la probabilidad de que un sistema o una parte de este desempeñe su función libre de fallas y bajo determinadas condiciones durante un periodo de tiempo determinado, así como altos niveles de disponibilidad y mantenibilidad.

En cuanto a ISA – como empresa de transporte de energía – posee procesos de producción de alta continuidad y relativa baja necesidad de recurso humano. A diferencia de otros sectores, la mayor parte de sus recursos están destinados al aseguramiento operativo, esto es, en el mantenimiento. Por lo tanto, la etapa de planeación del mantenimiento debe ser un proceso dinámico y proactivo que dirija eficiente y eficazmente los recursos humanos y materiales de la corporación, buscando garantizar los niveles de disponibilidad, confiabilidad, calidad y costo – efectividad esperados por sus clientes.

Para lo anterior, existen diversas herramientas de análisis, tanto cualitativas como cuantitativas que haciendo uso de estadísticas y probabilidades, permiten

obtener información sobre confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad de los sistemas bajo estudio, que servirá de insumo para la toma de decisiones en la elaboración de las políticas de mantenimiento que regirán en la empresa.

Una de estas herramientas son las Cadenas y Procesos de Markov, cuya utilidad más importante radica en que con ellas es posible estimar indicadores tales como, la vida útil y remanente, año de renovación, cantidad de repuestos requeridos, disponibilidad, racionamiento, evaluación y costos de mantenimiento, costos por indisponibilidad y costos en la contratación, entre otras, de sistemas y/o parte de estos.

En el siguiente trabajo se pretende aplicar las Cadenas de Markov a los transformadores de tensión y a los pararrayos utilizados en las subestaciones de ISA de tal forma que el modelo que se obtenga sirva de insumo para posteriores estudios y análisis dentro de la metodología de Asset Management es decir que sea útil para dar una visión en la selección de políticas de mantenimiento y por ende de la planeación de presupuestos y desempeño global de los sistemas.

1 OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Identificar la cadena de Markov para equipos de patio las subestaciones de ISA siguiendo la metodología presentada en la norma IEC 61165 de 2006. Caso de estudio: Transformadores de Tensión y Pararrayos.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Compilar un marco bibliográfico sobre el principio de funcionamiento, partes vitales y modos de fallas del transformador de Tensión (PT) y de los Pararrayos (PQ), así como un análisis estadístico descriptivo de los equipos, además de la identificación del tipo y frecuencia del mantenimiento ejecutado a estos.
- Recopilar, analizar, organizar y completar la información necesaria para el diseño del modelo.
- Elaborar el modelo del equipo mediante la Cadena de Markov.
- Simular y validar el modelo obtenido en el software MGAT.
- Evaluar la fiabilidad del comportamiento de los equipos obtenido con el modelo respecto al real.
- Rediseñar el modelo en caso de ser necesario.
- Documentar los resultados obtenidos.

2 CADENAS DE MARKOV

2.1 INTRODUCCIÓN

El análisis de Markov, desarrollado en 1907 por el ruso Andréi Andréyevich Márkov, permite encontrar la probabilidad de que un sistema se encuentre en un estado en particular en un momento dado, así como también permite encontrar las probabilidades de estado estable para cada estado. Con esta información se puede predecir el comportamiento del sistema a través del tiempo. [2]

La Cadena de Markov se define como un proceso estocástico discreto que cumple con la Propiedad de Markov, es decir, si se conoce la historia del sistema hasta su instante actual, su estado presente resume toda la información relevante para describir en probabilidad su estado futuro. [3]

Una cadena de Markov es una secuencia X_1, X_2, X_3, \dots de variables aleatorias. El rango de estas variables, es llamado espacio estado, el valor de X_n es el estado del proceso en el tiempo n . Si la distribución de probabilidad condicional de X_{n+1} en estados pasados es una función de X_n por sí sola, entonces:

$$P(X_{n+1} = x_{n+1} | X_n = x_n, X_{n-1} = x_{n-1}, \dots, X_2 = x_2, X_1 = x_1) = P(X_{n+1} = x_{n+1} | X_n = x_n)$$

Ecuación 1 Propiedad de Markov

Donde x_i es el estado del proceso en el instante i . La identidad mostrada es la Propiedad de Markov.

Un ejemplo simple de eventos que cumplen con la propiedad de Markov son las predicciones de un meteorólogo, este seguramente consulta imágenes satelitales; pero también sabe que el clima en un día del año corresponde de

alguna manera a un fenómeno aleatorio, es así como hoy puede ser soleado (temperaturas altas), ser lluvioso o fresco sin lluvia, y que el clima estaría en una y solo una de estas tres posibilidades y que la ocurrencia de una de ellas excluye a las demás. También es fácil ver que la probabilidad de que en un día específico llueva, o sea soleado o fresco sin lluvia, está muy relacionada con lo ocurrido al clima el día anterior. [4]

2.2 REPRESENTACIÓN DE LAS CADENAS DE MARKOV

2.2.1 Forma Matricial

Llamemos E_1, E_2, \dots, E_k los estados exhaustivos y mutuamente excluyentes de un experimento aleatorio en cualquier tiempo. Inicialmente en el tiempo t_0 , el sistema puede estar en cualquiera de estos estados. Sea a_{0j} ($j = 0, 1, \dots, k$) la probabilidad absoluta de que el sistema se encuentre en el estado E_j en t_0 .

Definamos p_{ij} como la probabilidad de transición de un paso de ir al estado i en t_{n-1} , al estado j en t_n , es decir, la probabilidad de que en el siguiente periodo (paso) se encuentre en E_j , dado que en el periodo (paso) inmediatamente anterior estuvo en E_i . Supongamos que estas probabilidades son estacionarias (no cambian) a través del tiempo. Las probabilidades de transición del estado E_i al estado E_j se expresan de manera más conveniente en forma matricial como sigue: [4]

Figura 1 Matriz de Probabilidad de Transición de estado.

$$P = \begin{bmatrix} p_{11} & p_{12} & p_{13} & \dots & p_{1k} \\ p_{21} & p_{22} & p_{23} & \dots & p_{2k} \\ \vdots & & & \dots & \\ p_{k1} & p_{k2} & p_{k3} & \dots & p_{kk} \end{bmatrix}$$

Fuente: [4]

Otra forma de escribir la matriz de transición de estado es utilizando las tasas de tasas de transición q del estado i al j ,

Figura 2 Matriz de Tasas de Transición de estado.

$$Q = [q_{ij}]$$

Fuente: [5]

Donde q_{ij} puede ser la tasa de falla o la tasa de restauración de un equipo, así pues:

λ : Es la Tasa de transición del estado i al j , o Tasa de Falla y matemáticamente es:

$$\lambda = \frac{\text{No. de Fallas de un sistema en un periodo de tiempo dado}}{\text{Periodo. de tiempo total en que el sistema permanece en operación}}$$

Ecuación 2 Tasa de Falla

μ : Es la Tasa de transición del estado i al j , o Tasa de Restauración y matemáticamente es:

$$\mu = \frac{\text{No. de Reparaciones de un sistema en un tiempo dado}}{\text{Tiempo total en que el sistema permanece en reparación}}$$

Ecuación 3 Tasa de Restauración

2.2.2 Forma Gráfica

Para la representación gráfica de la Cadena de Markov, se recurre a las indicaciones dadas en la Norma IEC 61-165 de 2006, así pues, para un sistema de dos estados, la forma gráfica de la cadena es:

Figura 3 Diagrama de Estados.



2.3 MODELAMIENTO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

Los procesos continuos de Markov son de gran aplicación en los sistemas de potencia, dado que:

- Representan el comportamiento del sistema en una forma muy real.
- La formulación matemática del modelo ha sido muy desarrollada, y es relativamente simple.

En sistemas de potencia se utilizan para modelar la confiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad y seguridad del propio sistema y/o de los equipos que lo componen.

En estos estudios se considera que la probabilidad de que el sistema esté en cada estado sigue una distribución exponencial, para que la probabilidad condicional de falla de alguna componente del sistema durante un intervalo de tiempo, de duración t , sea constante.

2.4 CADENAS DE MARKOV Y LA NORMA IEC 61165 – 2006

La norma IEC61165-2006 presenta los lineamientos que se deben tener en cuenta para la construcción del diagrama de transiciones de las Cadenas de Markov, estos parámetros se exponen a continuación con el fin de aplicarlos en el desarrollo del presente proyecto.

2.4.1 Prerrequisitos [5]

Antes de iniciar a analizar un sistema, se debe de tener en cuenta lo siguiente:

- a. Se debe responder a la pregunta: ¿Cuál es el objetivo del análisis? Puede ser uno o varios de los siguientes ítems:

- La probabilidad que el sistema falle antes del tiempo t .
- La frecuencia de los estados peligrosos.
- El tiempo medio antes de que ocurra la primera falla.
- La disponibilidad de estado estable.
- La probabilidad que el sistema falle cuando es emitido un requerimiento de operación (Para sistemas que no están en uso continuo).

b. Definir las características del sistema y las condiciones de frontera del análisis. Para esto se deben responder las siguientes preguntas:

- ¿Cuáles son las características más importantes del sistema que se necesitan para modelarlo?
- ¿Cómo pueden estas características ser validadas o al menos chequeadas para ser aceptadas?
- ¿Puede el sistema ser restaurado después de una falla?
- ¿Es necesario describir el comportamiento dependiente del tiempo?
- ¿Cuál es la incertidumbre actual de los datos, esto es, tipos y factores comunes de causa de falla y restauración?
- ¿Cuál es la precisión requerida o el nivel de confianza de los resultados?

Si algunas características del sistema real no son importantes para el modelo, éstas deben ser justificadas.

c. Estar seguro que la técnica de Markov es la técnica de análisis más apropiada para el proyecto. La elección de la técnica debe estar basada en los objetivos del análisis y las características del sistema, y no al revés; de lo contrario ciertas características del sistema pueden no ser modeladas del todo. En particular, las suposiciones y limitaciones del modelo deben ser miradas con cuidado.

d. El modelo y los datos de entrada deben ser revisados por expertos, porque errores o inexactitudes en el modelo o en los datos podrían tener un alto impacto en los resultados del análisis.

Una tarea crítica en el análisis de Markov es el adecuado diseño del diagrama de estados de transición. Las reglas deben establecerse antes de iniciar el análisis y desde aquí se debe mantener una identificación apropiada de los estados individuales. Esto permitirá la construcción de modelos gráficos claros.

2.4.2 Reglas para la elaboración del diagrama de estados de transición

a. El estado debe ser descrito por un círculo o un rectángulo con identificación que permite el procedimiento numérico para referirse singularmente a ese estado. El identificador es usualmente una letra o un número.

b. Cuando sea necesario para claridad del diagrama de estados, el símbolo del estado debe incluir una clara descripción del estado, directamente o por una referencia de una lista explicativa.

c. Los estados se deben disponer de tal forma que el estado que está más a la izquierda es un estado alto (estado que es capaz de realizar la función requerida) y el estado que está más a la derecha es un estado bajo (estado que no es capaz de realiza la función requerida) del sistema. Las posiciones relativas de los estados intermedios deben ser tales que una transición de izquierda a derecha es el resultado de una falla, y una transición de derecha a izquierda es lograda por una restauración.

d. Los estados del sistema correspondientes al mismo número de elementos bajos deben ser alineados verticalmente.

e. Las transiciones entre los estados deben ser marcadas por líneas con flechas interconectando los estados particulares. Una línea con una flecha a la derecha representa una falla y una línea con una flecha a la izquierda representa una reparación. Si una transición entre dos estados pueden ser lograda por una falla y una reparación, entonces los estados particulares deben ser interconectados por una sola línea con flecha en ambos finales. En un diagrama de estados de transición simple, líneas separadas de transición pueden ser usadas para indicar fallas y reparaciones.

f. Las flechas en las líneas que representan las transiciones deben ser marcadas con la correspondiente frecuencia de transición. Esto puede ser hecho indicando las frecuencias directamente o por una referencia en una lista explicativa.

g. En lo posible, cada transición debe conectarse solamente al símbolo del estado vecino. Si una causa común de falla deja fuera de servicio dos o más elementos, un estado necesita ser desviado.

h. Para incrementar la legibilidad, los bajos estados del sistema pueden ser resaltados (por ejemplo, con líneas en negrita, de colores o intermitentes).

2.4.3 Documentación de resultados

La norma IEC 61165 – 2006 recomienda incorporar en el reporte de resultados del análisis los siguientes elementos.

a. Especificación de las medidas deseadas: Ejemplo: confiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad, seguridad, etc.

b. Principales justificaciones y suposiciones.

- c. Justificación: Debe responder la pregunta ¿Por qué la técnica de Markov es la apropiada para abordar el tema?
- d. Descripción de los diagramas de estado: Hace referencia a:
- Identificación de estados.
 - Donde aplique, razones de agrupación u omisión de estados.
 - Transiciones entre estados.
 - Elección de valores numéricos de las tasas de transición.
 - Suposiciones ocultas asociadas a la construcción del diagrama.
- e. Descripción de los métodos: Métodos computacionales y software usado.
- f. Resultados numéricos.

2.5 ESPECIFICACIÓN DE LAS MEDIDAS DESEADAS

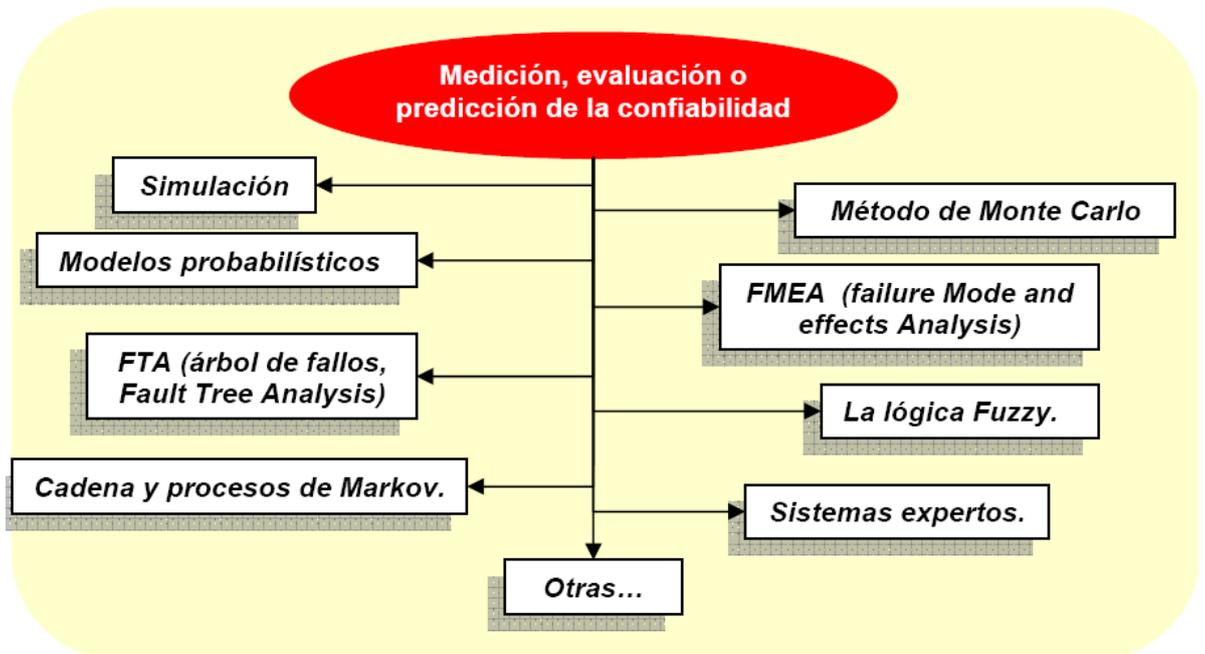
2.5.1 Confiabilidad

El término confiabilidad es usado para expresar un cierto grado de seguridad de que un sistema o una parte de este opere de forma exitosa en un ambiente específico durante un cierto periodo de tiempo. El incremento en la complejidad de los sistemas, la competitividad en el mercado, y la creciente competencia por presupuesto y recurso han originado la expansión de la disciplina a casi todas las áreas de desarrollo.

En la Figura 4 se enuncian una serie de herramientas de análisis tanto cualitativas como cuantitativas que son normalmente utilizadas para medir, evaluar y predecir la confiabilidad. Generalmente, el personal de planta suele atemorizarse por la complejidad de tales técnicas, pero lograr la confiabilidad operacional no es una tarea sencilla y requiere de la aplicación de herramientas relativamente complejas, acorde a la complejidad misma de alcanzar la

confiabilidad al nivel necesario, deseado o posible. Una vez que se es capaz de cuantificar la confiabilidad esta puede ser especificada, analizada, y se convierte en un parámetro del diseño. [6]

Figura 4 Herramientas para medir, evaluar o predecir la confiabilidad



Fuente: [6]

2.5.2 Disponibilidad

Se define como el tiempo total sobre un período dado, durante el cual un activo [...] estuvo en servicio, o disponible para el servicio. La Disponibilidad siempre estará asociada con la Capacidad Nominal del Activo, en condiciones normales de operación. [7]

2.5.3 Mantenibilidad

La Mantenibilidad tiene que ver con la duración de las paradas por Mantenimiento, o en que tanto tiempo se toma en lograr (fácil y rápido) las acciones de mantenimiento, en relación con los datos. Los datos incluyen el mantenimiento (todas las acciones necesarias para mantener un componente

como tal, o restablecerlo a una condición específica) desempeñado por el personal que tiene niveles de especialización, que usa procedimientos y recursos preestablecidos, para cada nivel de mantenimiento establecido. Las características de mantenibilidad son usualmente determinadas por el diseño del equipo, el cual determina los procedimientos de Mantenimiento y la duración de los tiempos de reparación. [8]

3 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

3.1 FUNDAMENTOS DE LOS TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

Un transformador de tensión es un transformador devanado especialmente, con un primario de alto voltaje y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados.

Además, puesto que el objetivo principal es el muestreo de voltaje deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de qué tan precisas deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial. [9]

El bobinado primario de un transformador de potencial se conecta en paralelo con el circuito de potencia y en el secundario se conectan los instrumentos o dispositivos de protección.

Estos transformadores se construyen para todas las tensiones de circuitos normalizados. Normalmente son de tipo seco o moldeado para tensiones inferiores a 23 KV y en baño de líquido para tensiones superiores.

3.2 NORMAS TÉCNICAS

Los transformadores de tensión son equipos que normalmente no necesitan la especificación de requisitos especiales, por lo cual un conocimiento de las

principales normas es de gran importancia para el responsable del trabajo. Dentro de las normas más utilizadas se pueden citar: [10]

- IEC 60044 *Instrument Transformers*
- IEC 60186 *Voltage Transformers*
- IEC 60358 *Coupling capacitors and capacitor dividers.*
- IEEE *std. C57.13 IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers.*

3.3 TERMINOLOGÍA BÁSICA [11], [12]

- **Transformador de tensión no puesto a tierra:** Es el transformador monofásico cuyo arrollamiento primario no se halla conectado entre fase y tierra, sino entre dos fases. Se emplea en tensiones hasta 36 kV.
- **Transformador de tensión puesto a tierra:** Es el transformador monofásico cuyo arrollamiento primario se halla conectado entre fase y tierra.
- **Arrollamiento primario:** Es el arrollamiento al cual se aplica la tensión a transformar.
- **Arrollamiento secundario:** Es el arrollamiento que alimenta los circuitos de tensión de los instrumentos de medida, contadores y relés.
- **Circuito secundario:** Circuito exterior alimentado por el arrollamiento secundario de un transformador de tensión.
- **Carga:** Admitancia del circuito secundario, expresada en Siemens, con indicación del factor de potencia. No obstante, la carga se expresa normalmente por la potencia aparente, en VA absorbida con un factor de potencia especificado y bajo la tensión secundaria nominal.

- **Carga de precisión:** Valor de la carga en la que están basadas las condiciones de precisión.
- **Frecuencia nominal:** Valor de la frecuencia en la que serán basadas todas las especificaciones y que será de 60 Hz.
- **Placa de características:** Los transformadores de tensión deben llevar una placa de características, indeleble, en la que deben figurar, las siguientes indicaciones según norma IEC 60186.
 - Nombre del constructor o cualquier otra marca que permita su fácil indicación.
 - Número de serie y designación del tipo.
 - Tensiones nominales primaria y secundaria en voltios.
 - Frecuencia nominal en Hz.
 - Potencia de precisión y clase de precisión correspondiente.
 - Tensión más elevada de la red.
 - Nivel de aislamiento nominal.

3.4 COMPONENTES BÁSICOS DE LOS TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

Los transformadores de tensión no difieren en mucho de los transformadores de potencia en cuando a elementos constructivos básicos se refiere. Los componentes básicos son los siguientes:

3.4.1 Aislamiento externo

El aislamiento externo consta de una envolvente cerámica con una línea de fuga lo suficientemente larga para que ningún arco pueda contornear bajo condiciones de contaminación, como lluvia, niebla, polvo, etc.

3.4.2 Aislamiento interno

El aislamiento interno suele ser cartón prespán en seco o impregnado en aceite. El aceite que se utiliza es desgasificado y filtrado, y cuando se rellena el transformador se hace bajo vacío. Los transformadores con aislamiento de cartón impregnado en aceite suelen disponer de un depósito de expansión en su extremo superior.

3.4.3 Núcleo

Los transformadores de tensión, tanto de medida como de protección, se construyen con núcleos de chapa magnética de gran permeabilidad y de rápida saturación que mantienen constante la relación de transformación y la precisión cuando la tensión en el arrollamiento primario se mantiene por debajo de 1,2 veces la tensión nominal. La razón del uso de estos núcleos se basa en que en un sistema eléctrico la tensión no presenta grandes variaciones (caso contrario a la corriente) y no se hace necesaria la utilización de núcleos de gran permeabilidad y saturación débil o lenta, los cuales mantienen la relación de transformación para valores muy superiores a la tensión nominal del primario, además el uso de núcleos de saturación débil ocasionaría que ante la presencia de sobretensiones en el arrollamiento primario, éstas se transferirían al secundario con el consecuente daño al equipo conectado al mismo.

3.4.4 Arrollamientos

Son de hilo de cobre electrolítico puro, esmaltado de clase H. Se bobinan en capas de ejecución antirresonante para la distribución uniforme de las sobretensiones transitorias. Las capas de papel intermedias se disponen de modo que las tensiones entre espiras no sobrepasen valores controlados.

3.4.5 Bornes terminales primarios

Son de latón o bronce, y de forma cilíndrica.

3.4.6 Bornes terminales secundarios

Son de latón y se hallan alojados en una caja de bornes de baja tensión estanca.

3.5 CARACTERISTICAS PARA LA ESPECIFICACION DE UN TRANSFORMADOR DE TENSION

3.5.1 Valores de las Tensiones Asignadas

a. Tensión Primaria Asignada: Según la norma IEC 60186 (1987), es igual a la tensión asignada del sistema. Para transformadores monofásicos conectados entre líneas y tierra o conectados entre neutro y tierra, la tensión asignada primaria es la tensión asignada del sistema dividida por .

b. Tensión Secundaria Asignada: Se selecciona de acuerdo con la práctica en seguida en la localidad de utilización de los transformadores.

- Basado en la práctica corriente de un grupo de países europeos y según la IEC:
 - 100 V y 110 V
 - 200 V para circuitos secundarios largos

- Basado en la práctica corriente en USA y Canadá, normas ANSI:
 - 120 V para sistemas de distribución ($U_m \leq 34.5 \text{ kV}$)
 - 115 V para sistemas de transmisión ($U_m > 34.5 \text{ kV}$)

- 230 V para circuitos secundarios largos

Para transformadores monofásicos conectados fase-tierra en sistemas trifásicos donde la tensión primaria es dividida por $\sqrt{3}$ la tensión secundaria es uno de los valores mencionados arriba dividido por $\sqrt{3}$.

3.5.2 Limites de Aumento de Temperatura

El aumento de temperatura de un transformador de tensión a la tensión especificada, a la frecuencia asignada, para la carga de precisión, o a la carga de precisión más elevada cuando se especifican varias, para un factor de potencia entre 0.8 (inductivo) y la unidad, no debe sobre pasar los valores establecidos en la Tabla 1.

3.5.3 Potencia

a. Potencia de Precisión: Es el valor de la potencia aparente (VA) que suministra el transformador en el secundario con la tensión secundaria asignada y la carga de precisión conectada, de conformidad con los requerimientos de la clase de precisión. En un transformador de tensión con varios devanados debe indicarse la potencia simultánea total que puede suministrar el equipo. Los valores normalizados de la potencia de precisión, para un factor de potencia de 0.8 (inductivo) son: *10 - 15 - 25 - 30 - 50 -75 -100 - 150 - 200 -300 - 400 - 500* VA. Los valores preferentes son los que están en cursiva.

b. Potencia térmica limite: Es el valor de la potencia aparente, referida a la tensión asignada, que el transformador puede suministrar al circuito secundario, cuando se aplica la tensión asignada al primario, sin exceder los límites de calentamiento.

Tabla 1 Límites de Incremento de temperatura en transformadores de tensión

Clase de aislamiento (IEC 60085)	Límites de Calentamiento [K]
Todas las clases de devanados sumergidos en aceite	60
Todas las clases de devanados sumergidos en aceite y sellados herméticamente	65
Todas las clases de devanados sumergidos en compuesto bituminoso	50
Clases no inmersas en aceite o compuesto bituminoso de las siguientes clases:	
Y	45
A	60
E	75
B	85
F	110
H	135

Fuente: [10]

3.5.4 Factor de Tensión Asignado

Es el factor que multiplica la tensión primaria asignada para determinar la tensión máxima a la cual el transformador deberá cumplir con los requerimientos de exactitud especificados.

El factor de tensión y la tensión máxima de funcionamiento dependen del sistema y de la condición de puesta a tierra del devanado primario del transformador.

3.5.5 Niveles de aislamiento

Los niveles de aislamiento deben ser seleccionados de acuerdo con lo estipulado en la norma IEC 60186. Los niveles de aislamiento se especifican independientemente para el devanado primario y para el devanado secundario.

a. Niveles de aislamiento para el devanado primario: Esta basado en la tensión más elevada del material, U_m .

Para el caso de devanados con tensión más elevada del material igual a 0.72kV y 1.2kV, el nivel de aislamiento asignado es determinado por la tensión soportada asignada a frecuencia industrial.

Para el caso de devanados con tensión más elevada del material igual o superior a 3.6kV pero inferior a 300k, el nivel de aislamiento asignado es determinado por la tensión soportada asignada a frecuencia industrial y al impulso tipo rayo.

Existen otros requerimientos para el nivel de aislamiento del devanado primario de los transformadores de tensión, que son:

- Los devanados que tienen $U_m \geq 300kV$ deben soportar la tensión a frecuencia industrial de acuerdo con la tensión soportada al impulso tipo rayo seleccionada para ellos.
- El terminal de puesta a tierra del devanado primario, cuando se encuentre aislado de la cuba o del chasis, debe soportar una tensión asignada a frecuencia industrial de corta duración de 3 kV (valor eficaz).
- Si se especifica, el devanado primario debe soportar también una tensión de impulso tipo rayo recortada, con un valor de cresta igual al 115% de la tensión de impulso tipo rayo plena.

b. Verificación del aislamiento: Para realizar la verificación del aislamiento se realizan los siguientes chequeos:

- Descargas parciales, cuyos requerimientos son aplicables a transformadores de tensión inductivos, con una tensión máxima igual o superior a 7.2kV.
- La medida de la capacitancia y factor de disipación dieléctrico aplica únicamente a transformadores con el devanado primario sumergido en liquido con la tensión más elevada del material igual o mayor que 72.5kV. El factor de disipación dieléctrico depende del diseño del aislamiento y de la tensión y temperatura. Su valor a la tensión de fase y a la temperatura ambiente no excede normalmente 0.005.

c. Nivel de aislamiento en devanados secundarios: La tensión asignada soportada a frecuencia industrial de los devanados secundarios debe ser 3kV (Valor eficaz).

d. Requerimiento de aislamiento entre secciones: En el caso de devanados secundarios divididos en dos o más secciones, la tensión asignada soportada a frecuencia industrial de aislamiento entre secciones debe ser de 3kV (valor eficaz).

e. Requerimientos para el aislamiento externo: En el caso de transformadores de tensión inductivos para uso exterior, con aisladores de cerámica, susceptibles de contaminación.

3.5.6 Precisión

a. Error de Tensión: Es el error que un transformador introduce en la medida de una tensión, el cual refleja que la relación de transformación real difiere de la asignada. Esta dado por:

$$\text{Error de Tensión} = \frac{K_n u_s - u_p}{u_p} \times 100, \%$$

Ecuación 4 Error de Tensión

Donde:

K_n : Relación de transformación asignada

u_p : Tensión primaria real

u_s : Tensión secundaria correspondiente a la tensión u_p en las condiciones de la medida.

b. Desfase: Es la diferencia del ángulo de fase entre las tensiones primaria y secundaria.

Los errores de tensión y desfase deberán estar dentro de los límites especificados para las condiciones de uso especificadas.

c. Clase de Precisión: Define los límites de error de tensión y desfase.

- Clases de Precisión para medida: Las normas IEC definen los siguientes valores: 0.1 – 0.2 – 0.5 – 1.0 y 3.0. Las normas ANSI presentan los siguientes valores: 0.3 – 0.6 y 1.2

En cuanto a la aplicación de transformadores de tensión se puede decir que la clase 0.1 se utiliza para transformadores de laboratorio, la clase 0.2 para medidas de precisión, la clase 0.5 para medición comercial, la clase 1,0 para medición industrial y la clase 3.0 para instrumentación.

- Clases de Precisión para protección: La clase de precisión para un transformador de tensión para protección representa el error de tensión máximo, expresado en porcentaje. El error especificado deberá cumplirse para un rango entre el 5% de la tensión asignada y el valor de tensión correspondiente al factor de tensión asignado y para todas las cargas entre el 25% y el 100% de la carga nominal con un factor de potencia de 0.8 inductivo, este valor es seguido de la letra "P".

Las clases de precisión normalizadas según la IEC son 3P y 6P.

3.5.7 Condiciones de Servicio

Los transformadores son apropiados para su empleo bajo las siguientes condiciones de servicio, según IEC 60186.

Temperatura ambiente.

Temperatura máxima	40 °C
Valor máximo de la media en 24 horas	30 °C

Temperatura mínima.

Transformadores para interiores	-5 °C
Transformadores para intemperie	-25 °C

Humedad relativa del aire.

Transformadores para interiores hasta	70 %
Transformadores para intemperie hasta	100%

Altitud.

Hasta	1.000 msnm
-------	------------

Condiciones atmosféricas.

Atmósferas que no están altamente contaminadas.

Sistemas de puesta a tierra.

Neutro aislado.

Neutro a tierra a través de una bobina de extinción.

Neutro efectivamente puesto a tierra.

- Neutro efectivamente puesto a tierra.
- Neutro a tierra a través de una resistencia o reactancia de valor bastante bajo.

Los fabricantes deben ser informados si las condiciones, incluso aquellas bajo las cuales los transformadores serán transportados, difieren de las especificadas arriba.

3.6 PRUEBAS

Los Pruebas especificados en la norma IEC 60186 son clasificados como Pruebas de tipo, Pruebas de rutina y Pruebas especiales.

3.6.1 Pruebas de tipo.

- Calentamiento.
- Tensión de impulso de rayo.
- Tensión de impulso de maniobra.
- Prueba bajo lluvia para transformadores tipo exterior.
- Tensión aplicada a frecuencia industrial y medida de descargas parciales en el primario, para transformadores con $U_m < 300\text{kV}$ y de tipo maniobra para transformadores con $U_m \geq 300\text{kV}$ bajo lluvia para los transformadores de intemperie.
- Determinación de errores.
- Capacidad soporte al cortocircuito.

3.6.2 Pruebas de rutina.

- Verificación de la identificación de los bornes terminales.
- Tensión aplicada a frecuencia industrial sobre el devanado primario y medida de las descargas parciales.
- Tensión aplicada a frecuencia industrial sobre los devanados secundarios.

- Tensión aplicada a frecuencia industrial entre secciones del devanado secundario.
- Pruebas de descargas parciales
- Determinación de errores.

3.6.3 Pruebas especiales.

- Tensión de impulso de rayo con onda cortada.
- Definidas entre el comprador y el fabricante.

3.7 CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE TENSIÓN.

3.7.1 Por destino o utilización

La clasificación principal de los transformadores de tensión está basada en la utilización que se le vaya a asignar al equipo, distinguiéndose los siguientes tipos: [11]

a. Transformadores de tensión para medida: Son los concebidos para alimentar equipos de medida. Una de sus características fundamentales es que deben ser exactos en las condiciones normales de servicio. El grado de exactitud de un transformador de medida se mide por su clase o precisión, la cual nos indica en tanto por ciento el máximo error que se comete en la medida. La norma IEC especifica que la clase o precisión debe mantenerse cuando la tensión que se aplica en el arrollamiento primario se encuentre comprendida en un rango que va del 80 al 120 % de la tensión primaria nominal, asimismo también debe mantenerse dicha precisión cuando la carga conectada al secundario del transformador esté comprendida entre el 25 y el 100 % de la carga nominal y con un factor de potencia de 0,8 inductivo. Las

clases de precisión normales para los PTs monofásicos para medidas son: 0,1 – 0,2 – 0,5 – 1,0 – 3,0

b. Transformadores de tensión para protección: Son aquellos destinados a alimentar relés de protección. Si un transformador va a estar destinado para medida y protección, se construye normalmente con dos arrollamientos secundarios, uno para medida y otro para protección, compartiendo el mismo núcleo magnético, excepto que se desee una separación galvánica. Por esta razón, en la norma IEC, se exige que los transformadores de protección cumplan con la clase de precisión de los transformadores de medida.

3.7.2 Por tipo

En cuanto al tipo, los transformadores de tensión pueden ser: inductivos, divisores capacitivos, divisores resistivos, divisores mixtos (capacitivos/resistivos). [10]

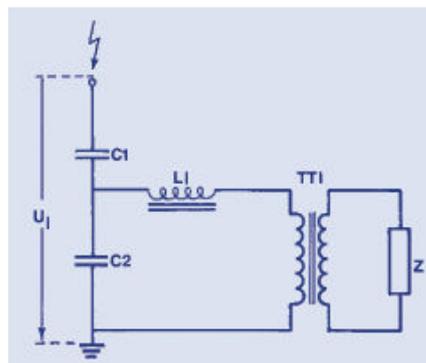
a. Transformadores de Tensión Inductivos: Un transformador de Tensión Inductivo consiste en un arrollamiento primario y un arrollamiento secundario dispuestos sobre un núcleo magnético común.

Los transformadores inductivos pueden ser construidos para conexión fase-tierra (un polo aislado) o para conexión fase-fase (doble polo aislado); estos últimos se utilizan primordialmente en media tensión, los terminales del arrollamiento secundario se conectan a los aparatos de medición y/o protección que constituyen la carga.

Para tensiones comprendidas entre 600V y 72.5kV los transformadores inductivos son predominantes. A partir de los 245kV el precio del transformador inductivo se vuelve muy alto y hace poco rentable su utilización.

b. Transformadores de Tensión Capacitivos: Estos transformadores se componen básicamente de un divisor de tensión capacitivo consistente en varios condensadores conectados en serie, contenidos dentro de aisladores huecos de porcelana, con el fin de obtener una tensión intermedia. La respuesta de un transformador de tensión capacitivo en régimen transitorio no es tan rápida como la de un transformador inductivo, por lo que no se recomienda su utilización cuando las exigencias de las protecciones sean las de unas respuestas rápidas por parte del transformador de tensión. Sin embargo, aparte de su utilización para medida y protección, los transformadores de tensión permiten utilizar la línea de alta tensión para comunicación y telemando dada su especial capacidad para la sintonización de ondas portadoras de alta frecuencia.

Figura 5 Transformador de Tensión Capacitivo

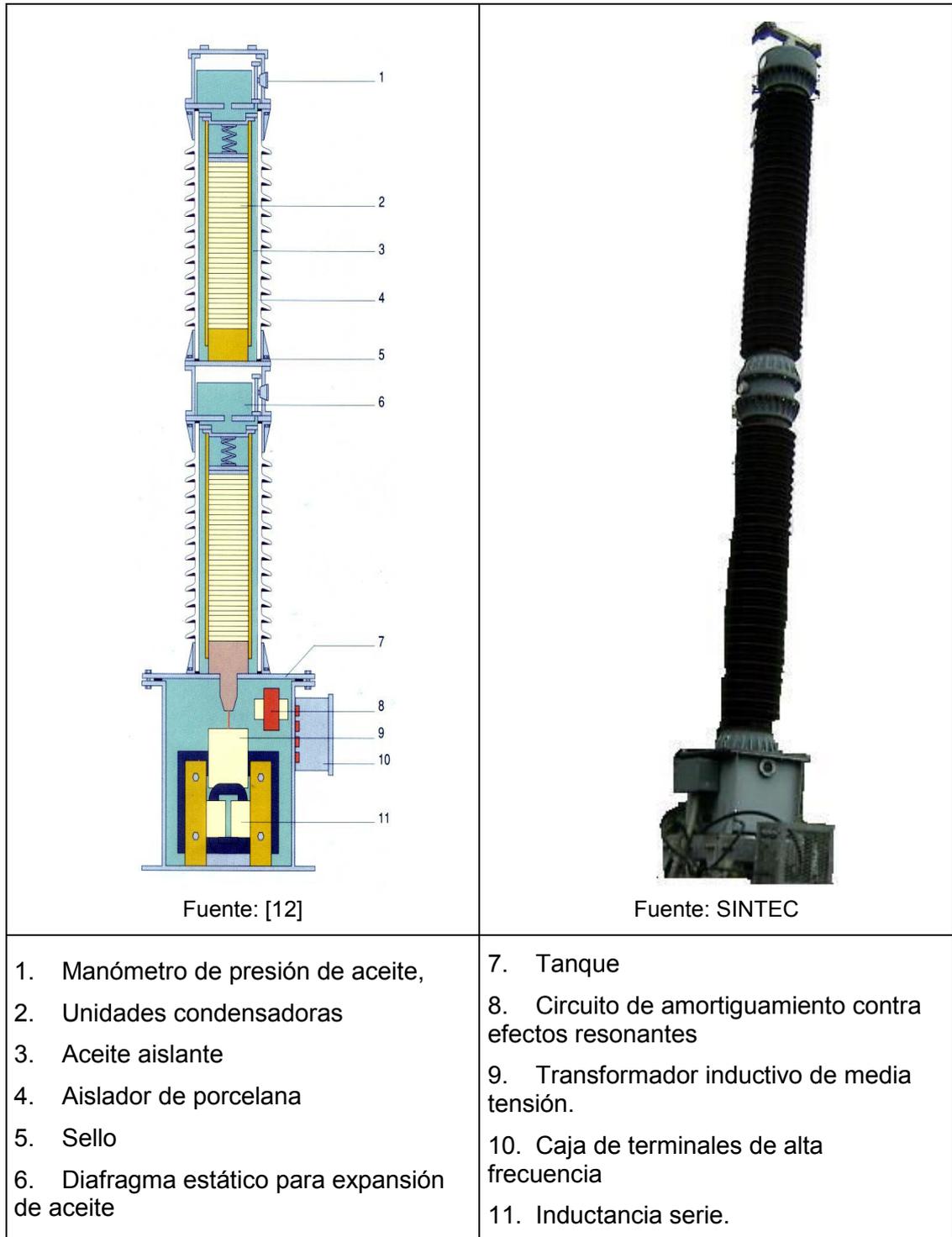


Fuente: [11]

En la Figura 5 se puede apreciar un esquema básico de un transformador de tensión capacitivo, donde U_1 es la tensión en el lado primario, U_i tensión intermedia, U_2 tensión en el lado secundario, C_1 y C_2 condensadores del divisor de tensión, L_i inductancia de compensación, TT_i transformador de tensión intermedia, y Z la impedancia que representa la carga. El transformador de tensión capacitivo estará compuesto de una o varias unidades capacitivas dependiendo del nivel de tensión donde prestara servicio. [11]

En la Figura 6 se muestra un esquema de la configuración de un transformador de tensión de tipo capacitivo marca GEC ALSTHOM, así como la imagen correspondiente a un transformador real de esta misma clase.

Figura 6 PT capacitivo, marca GEC ALSTHOM, tipo CCV



4 PARARRAYOS

4.1 FUNDAMENTOS DE LOS PARARRAYOS

Se denominan, en general pararrayos, a los dispositivos destinados a proteger a las personas y a los bienes de los efectos de las caídas de los rayos. [13]

En sistemas de transmisión de energía eléctrica, es un elemento de respuesta tensión-corriente no lineal, que está permanentemente conectado entre una instalación eléctrica y tierra, pero que solamente entra en conducción cuando la tensión en la misma alcanza un determinado valor superior a la tensión nominal de servicio. Es decir, que actúa a la manera de una válvula de seguridad de una caldera, limitando la tensión entre sus terminales a un valor prefijado.

Su función principal es descargar las distintas sobretensiones producidas por los numerosos eventos que pueden presentarse durante la operación normal de la misma, como las sobretensiones originadas por las descargas atmosféricas, por maniobras, ferorresonancias o por otras causas; que de otra manera se descargarían sobre los aisladores o perforarían su aislamiento, ocasionando interrupciones en el suministro eléctrico y, en muchos casos, desperfectos en otros equipos conectados a la línea.

En las primeras instalaciones en las que se emplearon estos dispositivos, su misión fundamental era limitar las sobretensiones de origen atmosférico. Posteriormente se amplió su misión, utilizándose también para proteger las instalaciones contra las sobretensiones de origen interno. Por eso, resulta más adecuada la denominación de descargadores de sobretensión, en vez de la denominación antigua de pararrayos que en algunos casos continua utilizándose para referirse a este dispositivo.

4.2 NORMAS TÉCNICAS

Las siguientes son las recomendaciones aplicables a pararrayos: [10]

- IEC 60099-4 *Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems.*
- IEC 60099-5 *Selection and application recommendations*
- IEEE Std C62.1 *IEEE Standart for Gapped Silicon-Carbide Surge Arresters for AC Power Circuits.*
- IEEE Std. 62.2 *IEEE Guide for the Application of Gapped Silicon-Carbide Surge Arresters for Alternating Current Systems*
- IEEE Std C62.11 *IEEE Metal-Oxide Surge Arresters for AC Power Circuits.*
- IEEE Std. 62.22 *IEEE Guide for the Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating Current Systems*

4.3 CARACTERÍSTICAS ELECTRICAS DE UN PARARRAYO

Las siguientes son algunas definiciones de las características eléctricas para la selección de un pararrayo de ZnO, según las normas IEC.

- **Tensión asignada U_r :** Es el valor eficaz máximo permisible de la tensión a frecuencia industrial aplicado entre los terminales de los pararrayos para el cual debe operar correctamente, bajo condiciones de sobretensiones temporales. En la Tabla 2 se presentan las tensiones asignadas para pararrayos de oxido de zinc.

Tabla 2 Rango de la tensión asignada

Rango de la tensión asignada [kV]	Pasos de incremento de la tensión asignada [kV]
3 – 30	1
30 – 54	3
54 – 96	6

96 – 288	12
288 – 324	18
324 – 756	24

Fuente: [10]

- **Tensión de operación continua U_c :** Es el mayor valor de tensión eficaz a frecuencia industrial que soporta el pararrayos continuamente.
- **Frecuencia asignada:** Es la frecuencia del sistema de potencia para la cual está prevista la instalación del pararrayos.
- **Impulso:** Es una onda unidireccional de tensión o corriente que sin oscilación apreciable crece rápidamente de un valor máximo y cae, usualmente menos rápido, a cero.
- **Impulso de corriente de maniobra:** El valor pico de una corriente de descarga que tiene un tiempo virtual de frente mayor de 30us pero menor de 100us y un tiempo virtual para el valor medio de la cola aproximadamente el doble del tiempo virtual de frente.
- **Corriente continua de un pararrayos:** Es la corriente que circula a través del pararrayos cuando se energiza con la tensión de operación.
- **Corriente de referencia del pararrayos:** Es el valor pico de la componente resistiva de la corriente a la frecuencia industrial utilizada para determinar la tensión de referencia de un pararrayos.
- **Tensión de referencia del pararrayos U_{ref} :** Es el valor pico más alto, independientemente de la polaridad de la tensión a frecuencia industrial, dividido por $\sqrt{2}$, medido a la corriente de referencia del pararrayos.

- **Tensión residual de un pararrayos Ures:** Es el valor pico de tensión que aparece entre los terminales de un pararrayos durante el paso de la corriente de descarga.
- **Capacidad de absorción de energía:** La capacidad de absorción de energía de un pararrayo es de gran importancia especialmente en los sistemas de extra alta tensión, donde la energía es muy elevada debido a la poca posibilidad de repartición de energía entre los pararrayos de una subestación.

4.4 CLASIFICACIÓN DE LOS PARARRAYOS.

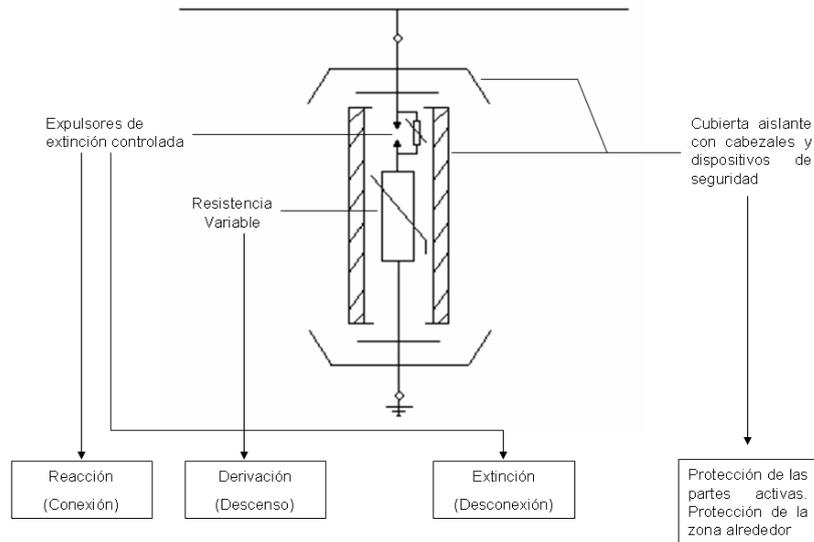
4.4.1 Pararrayos Convencionales o de Carburo de Silicio (SiC)

Los primeros modelos fueron los pararrayos auto-valvulares, que estaban constituidos por un explosor y una resistencia en serie. (Ver Figura 7).

El explosor estaba ajustado para que entre sus electrodos saltase la descarga a una cierta tensión denominada tensión de cebado, estableciéndose entonces la conexión con tierra a través de la resistencia. Después de la disminución del valor de la sobretensión, el explosor suprimía la corriente a tierra en su próximo paso por cero, restableciéndose la tensión de servicio.

La resistencia estaba constituida por un material aglomerado de carburo de silicio con la propiedad de variar su resistencia con rapidez, disminuyendo más cuanto mayor era la tensión aplicada y adquiriendo un valor elevado cuando esta tensión era reducida. De esta forma, a la tensión de servicio oponía mucha resistencia al paso de la corriente comportándose como un aislador, mientras que en caso de sobretensión, su resistencia eléctrica disminuía, permitiendo así la fácil descarga a tierra con la consiguiente eliminación de la sobretensión.

Figura 7 Esquema de un pararrayos convencional



Fuente: [10]

Como se deduce de lo indicado, el explosor tiene una doble misión: debe cebarse en caso de aparición de la sobretensión y, después del amortiguamiento de la onda de sobretensión, debe suprimir la corriente de fuga a su paso por cero. En los pararrayos más modernos esta doble misión está encomendada a dos explosores conectados en serie y denominados, respectivamente, explosor de cebado y explosor de extinción.

En los modelos más antiguos, el explosor de cebado estaba constituido por dos semiesferas, cuya distancia disruptiva era ajustable y dependía de la tensión de cebado; en estos modelos se utilizaban electrodos planos como elementos de extinción, con interposición de discos aislantes. El gran inconveniente de este sistema era el valor relativamente pequeño de la capacidad entre las dos semiesferas, con relación a la de los electrodos planos, de lo que resulta un defectuoso reparto de tensión, ya que el explosor de cebado recibía la mayor parte de la tensión.

Por esta razón, esta disposición fue abandonada y sustituida por el sistema de electrodos planos apilados sin dispositivo de cebado separado.

Asimismo, en algunos modelos de pararrayos se incluye un dispositivo de desconexión de la conexión de tierra o desligador. Cuando se avería un pararrayos a causa de una sobrecarga térmica (caso de funcionamiento sobre una red con tensión de línea demasiado elevada), funciona el dispositivo desligador, desconectando el cable de conexión a tierra, y poniendo de esta forma al pararrayos fuera de servicio, lo que evita un defecto línea - tierra en la red.

Este dispositivo suprime el peligro de explosión y da la indicación de avería a los equipos de mantenimiento, haciendo visible la necesidad de cambio del pararrayos.

4.4.2 Pararrayos de Oxido de Zinc (ZnO)

En el corazón de estos modernos equipos se encuentran uno o más bloques sinterizados de óxido de zinc (ZnO) contaminados con otros óxidos metálicos (Metal Oxide Varistors - MOV), generalmente recubiertos con resinas epóxy con fibra de vidrio y cuya construcción debe estar altamente controlada a lo largo de todo el proceso de fabricación, para ser expuestos posteriormente a los rigurosos ensayos previstos por las normas de aplicación (Ver Figura 9).

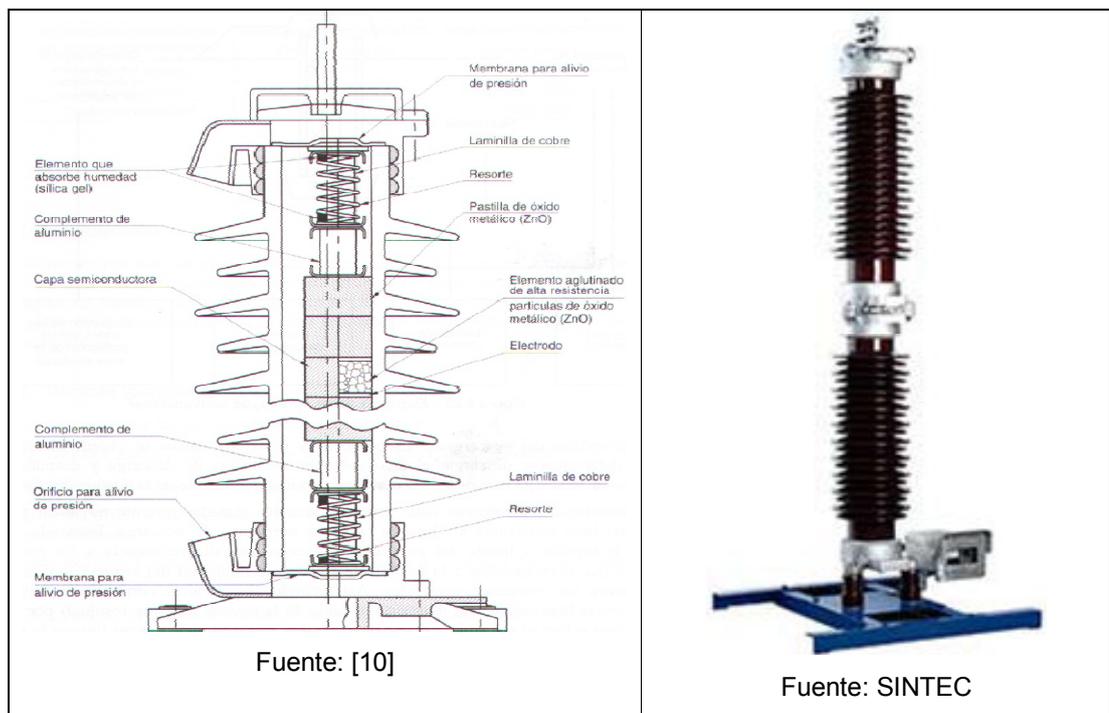
Estos bloques tienen una característica tensión-corriente que ofrece valores de impedancia que decrecen con el aumento de la tensión aplicada, lo que permite la construcción del pararrayos con o sin explosores para aislarlo de la tensión de servicio de la red.

Esta característica no lineal en los dos tipos constructivos, con y sin resisto-explosores, permite tener aplicada la tensión de línea en el último caso y la mitad de esta en el primero. Esto ofrece un abanico de velocidades de respuesta frente a los impulsos atmosféricos más rápida y constante a lo largo del tiempo que la que tenían los pararrayos de carburo de silicio.

Asimismo, ambos tipos constructivos pueden incluir o no dentro de su construcción un desligador para la protección contra eventuales descargas que sobrepasen sus valores energéticos nominales.

Los pararrayos de óxido de zinc difieren notablemente en su funcionamiento en comparación con los de carburo de silicio (SiC). Por ejemplo, los pararrayos de carburo de silicio, después de conducir la corriente de descarga, le sigue la corriente subsiguiente, producida por la tensión de la red, que puede alcanzar valores de hasta 500 A. Esta característica impide su instalación aguas abajo de las protecciones, dado que la corriente subsiguiente las hace operar.

Figura 8 Esquema de un Pararrayos de Oxido de Zinc (ZnO)



El control de esta corriente subsiguiente deteriora la distancia de cebado de los explosores, llevando al pararrayos de SiC a descalibrar la tensión de cebado, sobreexigiendo a los equipos que procura proteger.

Por su parte, al no necesitar el cebado, los pararrayos de ZnO entran más rápido en la conducción de la corriente de descarga.

La característica de los bloques de óxido de zinc en relación a los de carburo de silicio, brinda una notable reducción de la tensión residual, lo que mejora los márgenes de protección.

La reducción de la tensión residual es mayor en los pararrayos de ZnO con resisto-explosores debido a la distribución interna de la tensión aplicada de la red. Asimismo, la característica de la sobretensión resistida a frecuencia industrial es también mejorada notablemente en los pararrayos de ZnO con resisto-explosores, debido a la reducción de la corriente de fuga.

De la misma manera que los aisladores, los pararrayos modernos de óxido de zinc pueden estar contruidos con una cubierta exterior de porcelana vitrificada de alta resistencia, o con una cubierta orgánica con polímero de goma de silicona, que ofrece una conveniente protección antivandálica, un tamaño reducido y un excelente comportamiento ante la polución ambiental y radiación ultravioleta.

4.5 PRUEBAS

4.5.1 Pruebas Tipo

Prueba de aislamiento: Demuestran la capacidad del aislador para soportar los esfuerzos de tensión.

- Prueba de tensión residual: sirven para verificar los niveles de protección de los pararrayos y son:
 - Tensión residual al impulso escarpado de corriente
 - Tensión residual al impulso de corriente tipo rayo
 - Tensión residual al impulso de corriente de maniobra

- Pruebas de soporte de impulsos de corriente de larga duración: demuestran la capacidad de los resistores para soportar esfuerzos dieléctricos y de energía sin fallar ni flamear.
- Pruebas de funcionamiento: determinan la estabilidad térmica del pararrayos.
- Pruebas del dispositivo de alivio de presión: Demuestran la capacidad del aislador del pararrayos para soportar las corrientes de corto circuito sin ruptura violenta de la porcelana.
- Pruebas de contaminación en las porcelanas de los pararrayos.
- Pruebas de descargas parciales
- Pruebas de estanqueidad
- Pruebas de distribución de corriente en pararrayos multi-columna

4.5.2 Pruebas de Rutina

- Medida de la tensión de referencia U_{ref} .
- Prueba de tensión residual: esta prueba debe hacerse a todos los pararrayos con tensión asignada superior a 1 kV. La prueba puede realizarse en pararrayos completos o en unidades individuales.
- Verificación de la ausencia de descargas parciales y de ruido de contacto.
- Prueba de estanqueidad de la porcelana

5 MANTENIMIENTO

5.1 INTRODUCCIÓN

Según el DRAE en su segunda definición para la entrada Mantenimiento este es el Conjunto de operaciones y cuidados necesarios para que instalaciones, edificios, industrias, etc., puedan seguir funcionando adecuadamente [14].

Desde un punto de vista más especializado el mantenimiento es el conjunto de técnicas que permiten prever las averías, efectuar revisiones y reparaciones eficaces dando a la vez normas de buen funcionamiento a los operadores de los sistemas y/o de elementos constitutivos de estos, contribuyendo con beneficios para la empresa. Es un órgano de estudio que busca lo más conveniente para los sistemas tratando de extender de forma eficiente y rentable la vida útil de estos. [15]

5.2 TIPOS DE MANTENIMIENTO

La primera división que surgió clasificó el mantenimiento en dos tipos distintos dependiendo del objetivo que este tuviera, así pues los tipos son:

5.2.1 Mantenimiento correctivo

Son aquellas acciones de carácter puntual a causa del uso normal, agotamiento de la vida útil u otros factores externos, de sistemas y/o elementos de este que permiten su recuperación, restauración o renovación. Este tipo de mantenimiento se divide en dos ramas: [16]

a. Correctivo contingente: Se refiere a las actividades que se realizan en forma inmediata debido a que algún equipo que proporciona un servicio vital ha dejado de hacerlo por cualquier causa, entonces se tiene que actuar en forma emergente y en el mejor de los casos, bajo un plan contingente. Las labores que en este caso deben realizarse tienen por objeto la recuperación inmediata de la calidad de servicio, es decir, que esta se coloque dentro de los límites esperados por medio de arreglos provisionales, así, el personal de conservación debe efectuar solamente trabajos indispensables, evitando arreglar otros elementos de la máquina o hacer otro trabajo adicional que quite tiempo para volverla a poner en funcionamiento con una adecuada fiabilidad.

b. Correctivo programable: Se refiere a las actividades que se desarrollan en los equipos o máquinas que están proporcionando un servicio trivial y este, aunque necesario, no es indispensable para dar una buena calidad de servicio, por lo que es mejor programar su atención por cuestiones económicas.

5.2.2 Mantenimiento preventivo

Es aquel en el que se plantea la programación de inspecciones de funcionamiento y adicionalmente realizar, si es necesario, actividades de ajuste, análisis, limpieza, lubricación y calibración. El propósito de este tipo de mantenimiento es prever las fallas conservando los sistemas y/o partes constitutivas de este en completa operación a los niveles y eficiencia óptimos.

La característica principal de este tipo de Mantenimiento es la de inspeccionar los equipos y detectar las fallas en su fase inicial y corregirlas en el momento oportuno. Con un buen Mantenimiento Preventivo se pueden obtener experiencias en la determinación de causas de las fallas repetitivas o del tiempo de operación seguro de un equipo, así como a definir los puntos débiles del sistema.

5.3 FILOSOFIA DE MANTENIMIENTO: MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (MCC)

“La expresión industrial característica en Estados Unidos fue: “continuemos haciendo lo que estamos haciendo y si algo sale mal (se rompe), arreglémoslo y continuemos. Para eso estamos aquí”. Este era el concepto de mantenimiento que durante muchos años dominó y bastó.” Edward De Bono

La idea del mantenimiento que existe hoy en día dista mucho de aquella descrita por Edward de Bono, el mantenimiento ha reaccionado ante la mayor importancia dada a los aspectos de seguridad y del medio ambiente, el conocimiento creciente de la conexión existente entre el mantenimiento y la calidad y el aumento de la presión ejercida para conseguir una alta disponibilidad y confiabilidad de la maquinaria al mismo tiempo que se optimizan.

El MCC o RCM (Reliability Centered Maintenance) es un proceso que se usa para determinar los requerimientos del mantenimiento de elementos físicos en su contexto operacional. [18]

El MCC se centra en la relación entre la organización y los elementos físicos que la componen. Antes de que se pueda explorar esta relación detalladamente, se necesita saber qué tipo de elementos físicos existentes en la empresa y decidir cuáles son las que deben estar sujetas al proceso de revisión del MCC.

Luego es necesario resolver una serie de preguntas sobre cada uno de los elementos seleccionados, así:

- ¿Cuáles son las funciones?
- ¿De qué forma puede fallar?
- ¿Qué causa que falle?

- ¿Qué sucede cuando falla?
- ¿Qué ocurre si falla?
- ¿Qué se puede hacer para prevenir las fallas?
- ¿Qué sucede si no puede prevenirse la falla?

Luego de analizar las respuestas a cada uno de los interrogantes anteriores, el experto debe consolidar las labores en un plan de mantenimiento para el sistema. Este es el producto final del MCC, que debe ser optimizado continuamente tanto por el encargado del mantenimiento como por el operador que lo pone en práctica.

5.4 MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS

ISA como empresa de transmisión de energía debe garantizar a sus clientes la prestación ininterrumpida del servicio es por esto que el correcto funcionamiento del sistema y de todas sus partes es de elevada importancia, para esto es necesario contar con excelentes prácticas de mantenimiento que garanticen una vida útil y eficiente del sistema y por ende del servicio.

En el año 2000 ISA se sometió a un estudio de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad dando como resultado planes de mantenimiento para los equipos analizados, entre estos, debido a su importancia estaban los transformadores de tensión y posteriormente los pararrayos, a continuación se presenta un resumen de las actividades de mantenimiento sugeridas en el documento final del estudio.

5.4.1 Mantenimiento de transformadores de tensión

Las inspecciones que se realizan son periódicas, por confidencialidad, denotaremos los intervalos como periodicidad 1 (P1), periodicidad 2 (P2) y periodicidad 3 (P3). Cada inspección incluye una revisión general que para cada mantenimiento es más especializada.

A continuación, en las Tablas 3, 4 y 5 se presenta un resumen de las actividades de mantenimiento de acuerdo a su periodicidad.

a. Ficha de Mantenimiento de Periodicidad 1

Tabla 3 Ficha de Mantenimiento de P1 para PTs

MANTENIMIENTO DE P1	
Actividad General	Modo de Falla
Verificar el estado general del equipo y registrar anomalías	2
Limpieza de los Aisladores	

Fuente: [19]

b. Ficha de Mantenimiento de Periodicidad 2

Tabla 4 Ficha de Mantenimiento de P2 para PTs

MANTENIMIENTO DE P2	
Actividad General	Modo de Falla
Verificar el estado general del equipo y registrar anomalías	2
Limpieza de los Aisladores	
Verificar el estado de la caja terminal, el estado de las conexiones del Carrier	3

Verificar el estado de las conexiones de malla de puesta a Tierra y medida de resistencia de cable de puesta a tierra.	7
--	---

Fuente: [20]

c. Ficha de Mantenimiento de Periodicidad 3

Tabla 5 Ficha de Mantenimiento de P3 para PTs

MANTENIMIENTO DE P3	
Actividad General	Modo de Falla
Verificar el estado general del equipo y registrar anomalías	2
Limpieza de los Aisladores	
Verificar el estado de la caja terminal, el estado de las conexiones del Carrier	3
Verificar el estado de las conexiones de malla de puesta a Tierra y medida de resistencia de cable de puesta a tierra.	7
Verificar el estado del aislamiento del Transformador de tensión (PT)	2, 4 y 5

Fuente: [21]

5.4.2 Mantenimiento a pararrayos

De igual forma que para los transformadores de tensión, para los pararrayos los mantenimientos preventivos se ejecutan en tres periodicidades diferentes. A continuación se presentan en las Tablas 6 y 7 un resumen de las actividades realizadas durante los diversos tipos de mantenimiento preventivo.

a. Ficha de Mantenimiento de P1 y P2

Tabla 6 Ficha de Mantenimiento de P1 Y P2 para PQs

MANTENIMIENTO DE P1 Y P2	
Actividad General	Modo de Falla
Verificar el estado general del equipo y registrar anomalías	2
Limpieza de los Aisladores	
Medida de la corriente de fuga	3, 4

Fuente: [22], [23]

b. Ficha de Mantenimiento de P3

Tabla 7 Ficha de Mantenimiento de P3 para PQs

MANTENIMIENTO DE P3	
Actividad General	Modo de Falla
Verificar el estado general del equipo y registrar anomalías	2
Limpieza de los Aisladores	

Medida de la corriente de fuga	3, 4
Verificar el estado de las conexiones de puesta a tierra y de alta tensión del pararrayos.	1, 8

Fuente: [24]

Es notorio que para los pararrayos las actividades de mantenimiento preventivo, especialmente las de P1 y P2 son bastante parecidas entre sí, esto es debido a la simplicidad misma de los equipos, lo que permite mantenimientos sencillos y rápidos; la principal diferencia radica en la posición en la cual se encuentre ubicado el equipo, es decir, asociado o no con equipos interruptores de permanente maniobra, debido a que si se está asociado, se somete al pararrayos a constantes descargas y a trabajar más de lo normal, adelantando su envejecimiento por uso.

6 CARACTERIZACIÓN DE LOS EQUIPOS DE ISA

6.1 TRASFORMADORES DE TENSIÓN

6.1.1 Caracterización

Al momento de la realización del estudio, ISA contaba con 1184 PTs que se pueden clasificar por nivel de tensión (Tabla 8), tipo (Tabla 10), fabricante (Tabla 11), etc. ubicados en las distintas subestaciones de transmisión de energía eléctrica que se encuentran distribuidas en los “Centros de Transmisión de Energía - CTEs” (Tabla 9). En ISA hay cuatro CTEs distribuidos por zonas geográficas. CTE Centro, ubicado en el departamento de Cundinamarca; CTE Noroccidente, ubicado en el departamento de Antioquia; CTE Oriente, ubicado en el departamento de Norte de Santander; y CTE Suroccidente, ubicado en el departamento del Valle del Cauca.

La siguiente tabla presenta la cantidad de PTs existentes en ISA por niveles de tensión.

Tabla 8 Número de Pts. por nivel de Tensión

Nivel de Tensión [kV]	Cantidad
11	7
13.2	23
13.8	16
34.5	58
36	3
44	2
115	50
138	5
230	841
500	179
TOTAL	1184

Fuente: SAP

Es importante destacar que más de la mitad de los PTs que existen en ISA son de nivel de tensión igual a 230 kV y que junto con el grupo de PTs de 500 kV constituyen el 80.2% del total de equipos existentes.

La Tabla 9 muestra la distribución de los PTs existentes en cada uno de los Centro de Transmisión de Energía de propiedad de ISA.

Tabla 9 Número de PTs por CTE y nivel de Tensión

CTE [kV]	CEN	NOR	ORI	SUR
11	0	7	0	0
13.2	6	9	0	8
13.8	1	0	14	1
34.5	0	12	40	6
36	0	3	0	0
44	0	2	0	0
115	21	6	7	16
138	0	0	0	5
230	264	200	157	210
500	9	123	28	19
TOTAL	301	372	246	265

Fuente: SAP

En la tabla anterior se puede apreciar que es el CTE Noroccidente el que más equipos posee, así también, que los equipos de los niveles de tensión más bajos, es decir los que se encuentran por debajo de los niveles de tensión asignados a transmisión de energía solo existen en uno o dos CTEs como por ejemplo, los PTs de 36 y 44kV solo están en el CTE Noroccidente.

Los equipos de niveles de tensión por debajo de los niveles típicos para transmisión son los que se usan en las subestaciones internas tanto de las sedes administrativas como de los mismas subestaciones.

La Clasificación de los PTs por tipos que se presenta en la Tabla 10 se está basada en la que se muestra en la página del Sistema Integrado de Normalización Técnica (SINTEC) de ISA. Al realizar dicha clasificación se obtuvo que muchas de las referencias en la denominación tipo, dada en SAP,

no correspondían a las mostradas en el SINTEC, dichos equipos fueron catalogados como “No está referenciados en la Web”, siendo esta categoría la que presenta mayor número de equipos luego de los PT-Capacitivos de 2 Cuerpos.

Tabla 10 Número de PTs por Tipo y CTE

Por Tipo y CTE		CEN	NOR	ORI	SUR	TOTAL
PT - CAPACITIVO	PT - 1C Sin Acceso	28	39	61	31	159
	PT - 1C Con Acceso	7	46	4	30	87
	PT - 2C	131	132	115	114	492
	PT - 3C	0	55	0	0	55
PT - INDUCTIVO		7	7	4	7	18
NO ESTA REF EN LA WEB		128	128	96	59	373
TOTAL		301	372	246	265	1184

Fuente: SAP

Se puede destacar también, el bajo número de PTs Inductivos frente al total de equipos, esto es debido a que las características técnicas del sistema eléctrico son más compatibles con los PTs de tipo capacitivo, ya que a medida que el nivel de tensión es mayor, los PTs de tipo inductivo se vuelven inviables desde el punto de vista económico.

En cuanto a clasificación por fabricante, se presenta tanto en la Tabla 11 como en la Figura 9 la información respectiva. En estas se muestra que existen tres grandes fabricantes que suministran a ISA casi la mitad de la totalidad de PTs, estos son en su orden, GEC ALSTHOM, ABB y TRENCH LIMITED.

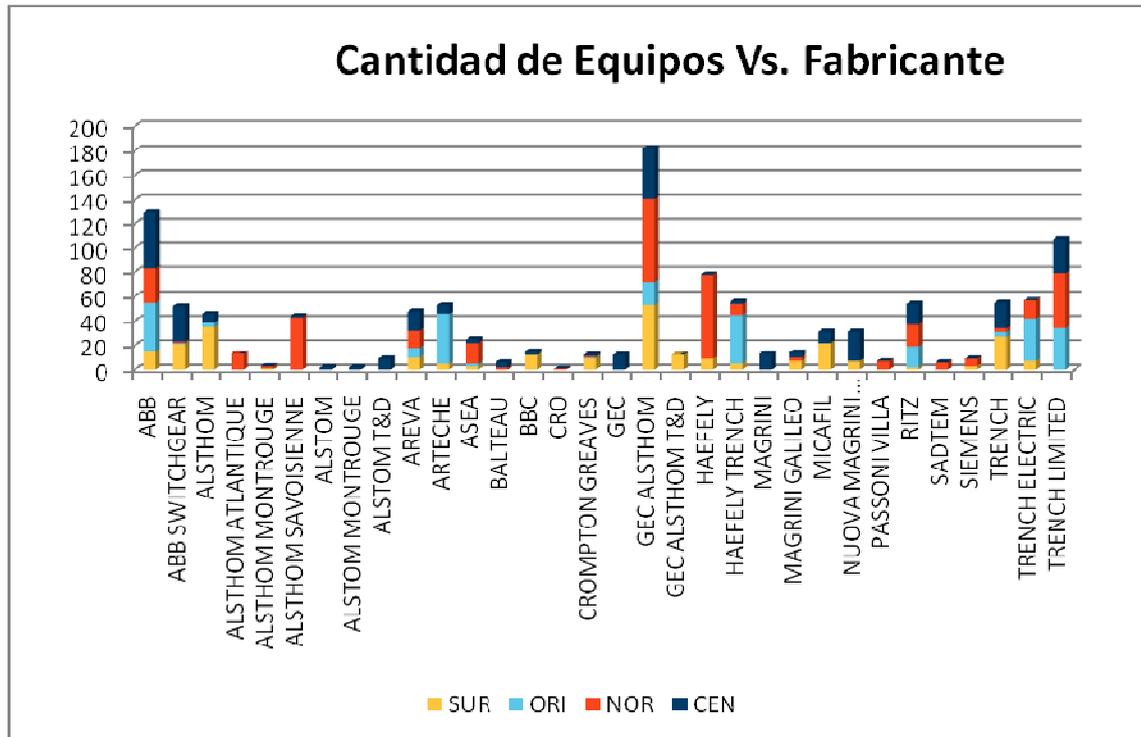
También resulta llamativo que la marca ALSTHOM se presenta como 7 fabricantes diferentes, dependiendo de otra marca con la cual esté asociada, esto se debe en parte a la constante evolución y reestructuración que ha sufrido dicha marca.

Tabla 11 Número de PTs. por CTE y Fabricante

Por Fabricante y CTE	CEN	NOR	ORI	SUR	TOTAL
ABB	46	28	40	15	129
ABB SWITCHGEAR	29	1	1	21	52
ALSTHOM	7	0	4	35	46
ALSTHOM ATLANTIQUE	0	13	0	0	13
ALSTHOM MONTROUGE	0	2	0	1	3
ALSTHOM SAVOISIENNE	1	43	0	0	44
ALSTOM	2	0	0	0	2
ALSTOM MONTROUGE	2	0	0	0	2
ALSTOM T&D	9	0	0	0	9
AREVA	16	14	8	10	48
ARTECHE	7	0	41	5	53
ASEA	3	17	2	3	25
BALTEAU	4	2	0	0	6
BBC	3	0	0	12	15
CRO	0	1	0	0	1
CROMPTON GREAVES	1	1	1	9	12
GEC	12	0	0	0	12
GEC ALSTHOM	41	69	19	53	182
GEC ALSTHOM T&D	0	0	0	12	12
HAEFELY	0	69	0	9	78
HAEFELY TRENCH	2	9	40	5	56
MAGRINI	13	0	0	0	13
MAGRINI GALILEO	4	3	0	7	11
MICAFIL	9	0	0	22	31
NUOVA MAGRINI GALILEO	24	0	0	7	31
PASSONI VILLA	0	7	0	0	7
RITZ	17	18	17	2	54
SADTEM	0	6	0	0	6
SIEMENS	0	6	0	3	9
TRENCH	21	3	4	27	55
TRENCH ELECTRIC	0	15	35	7	57
TRENCH LIMITED	28	45	34	0	107
TOTAL	301	372	246	265	1184

Fuente: SAP

Figura 9 Cantidad de Equipos Vs. Fabricante

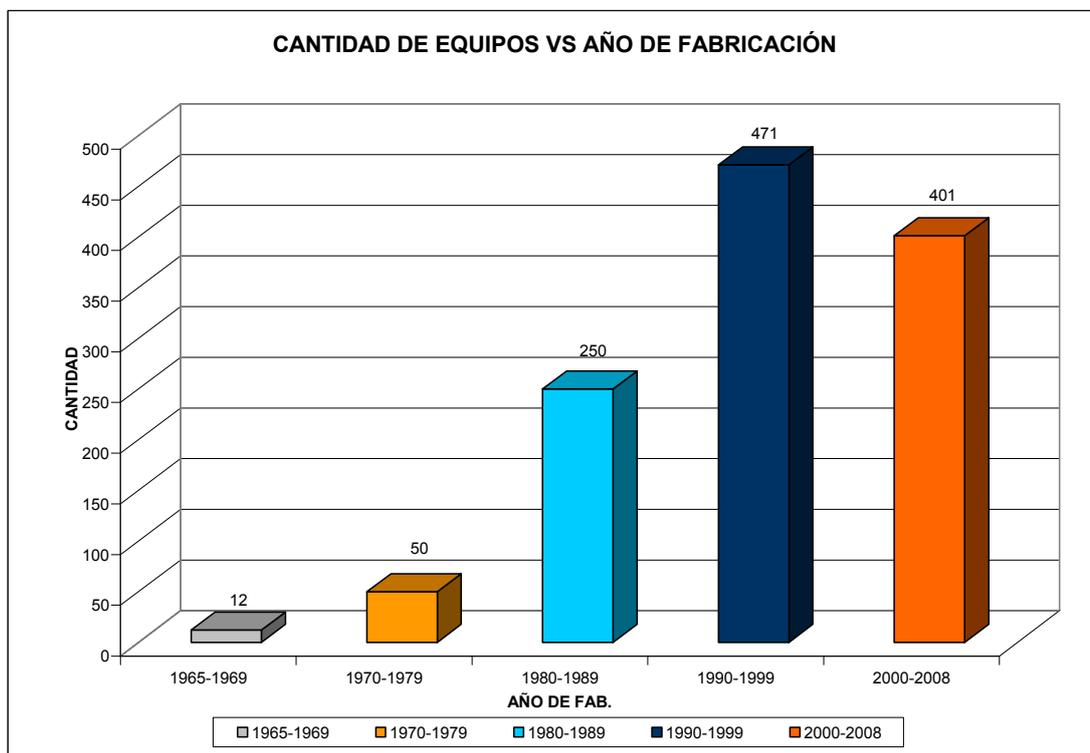


Fuente: Autor

Clasificando los equipos por año de fabricación, la Figura 10 muestra que la mayor cantidad de equipos fueron fabricados entre los años 1990 y 1999, aunque entre los años 2000 y 2008 fueron fabricados un número de equipos muy cercano al rango anterior, lo que permite inferir que poco más de la mitad de los equipos están en edades inferiores a los 18 años.

Es también importante denotar, la existencia de 12 equipos fabricados entre los años 1965 y 1969, estos, todos tienen como ubicación técnica la subestación Esmeralda, de 230 kV y fabricante Micafil.

Figura 10 Cantidad de Equipos Vs. Año de Fabricación



Fuente: Autor

6.1.2 Modos de Falla de los transformadores de tensión

Los modos de falla utilizados en este proyecto fueron retomados de las políticas de MCC (Mantenimiento centrado en confiabilidad) de ISA.

En la Tabla 12 se describen los modos de fallas más comunes con sus respectivas funciones y causas de falla. [25]

Tabla 12 Modos de Falla de Transformadores de Tensión

FUNCIÓN	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA	ID
Transformar voltaje con la precisión requerida	No transforma voltaje	Alta resistencia de contactos en conectores.	M.F 1
		Perdida del aislamiento.	M.F 2

		Bloqueo en la señal de tensión.	M.F 3
	No transforma voltaje con la precisión requerida.	Deterioro de componentes capacitivos y/o inductivos del PT.	M.F 4
Mantener el sistema aislado de tierra y entre sus partes	No mantiene el sistema aislado de tierra y entre sus partes	Perdida del aislamiento.	M.F 5
		Bajo nivel de aceite aislante.	M.F 6
Preservar la seguridad de las personas y el equipo bajo condiciones normales y de falla.	No preserva la seguridad de las personas y el equipo bajo condiciones normales y de falla.	Alta resistencia de la conexión de puesta a tierra.	M.F 7

Fuente: [25]

6.2 PARARRAYOS

6.2.1 Caracterización

En la actualidad ISA cuenta con 1497 pararrayos ubicados en los distintos CTEs clasificados según se muestra en la Tabla 13:

Tabla 13 Número de PQs por nivel de Tensión.

Por Nivel de Tensión	Cantidad
Menor o Igual que 115 kV	292
Mayor que 115 kV	1205
Total	1497

Fuente: SAP

La clasificación en mayores o menores de 115kV se tomó de la página del SINTEC y es debida a que los mantenimientos que se les realizan a los equipos dependen del nivel de tensión que manejen.

En la Tabla 13 también se puede observar que la gran mayoría de los PQs existentes en ISA son de niveles de tensión mayor a 115kV; los demás PQs son los usados en las subestaciones internas de las sedes y los CTEs.

Tabla 14 Número de PQs por nivel de Tensión y CTE.

Por Ubicación (CTE)	CEN	NOR	ORI	SUR
Menor o Igual que 115kV	44	62	113	73
Mayor que 115 kV	280	444	218	263
Total	324	506	331	336

Fuente: SAP

En la Tabla 14 se puede apreciar que así como para los transformadores de tensión (Tabla 9) también para los pararrayos el CTE Noroccidente es el que mayor número de equipos posee, superando en gran medida a los demás.

La Tabla 15 presenta la clasificación de pararrayos de acuerdo al fabricante, de ésta se puede resaltar que son SIEMENS Y ASEA los fabricantes que mayor número de pararrayos han suministrado a ISA; si se suman ambos fabricantes, constituyen poco más de un tercio del total de equipos.

Es también llamativo el hecho que 3 equipos no tengan fabricante reportado en SAP y uno más en el lugar donde debe ser digitado el nombre del fabricante tenga escrito "Sin Fabricante", eso hace pensar que el poco orden en la introducción de los datos en SAP no es solo para los avisos sino también para la información de los equipos.

Tabla 15 Número de PQs por Fabricante CTE.

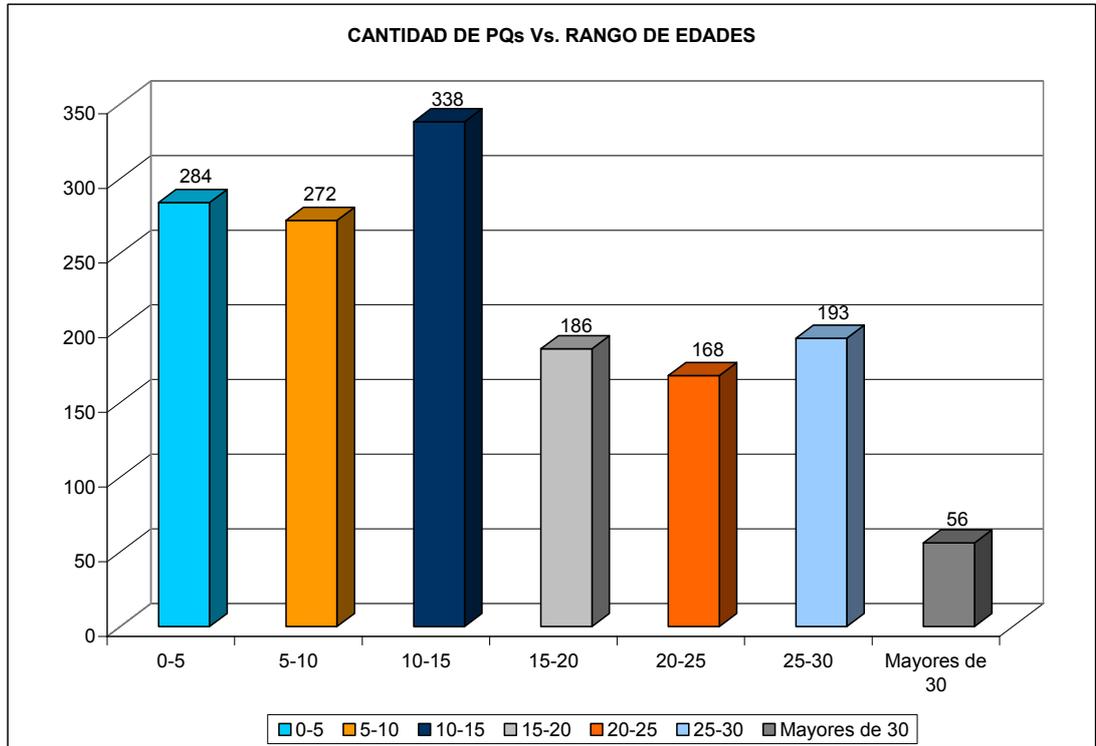
FABRICANTE	CEN	NOR	ORI	SUR	TOTAL
ASEA	59	124	6	24	213
JOSLYN	22	6	4	25	57
SIEMENS	45	136	95	67	343
WESTINGHOUSE	0	0	126	1	127
ABB	4	11	19	11	45
BOWTHORPE	0	1	0	6	7
HITACHI	0	48	0	18	66
TRIDELTA	24	51	0	12	87
EXLIM	0	3	0	0	3
GE TRANQUELL	23	38	0	0	61
CELSA	0	0	1	0	1
ABB Switchgear	58	18	55	29	160
EMP	35	7	0	19	61
MITSUBISHI	12	0	0	3	15
MEIDENSHA	18	1	0	3	22
DELLE ALSTHOM	3	0	0	0	3
BBC	10	0	15	36	61
GEC ALSTHOM	7	41	0	50	98
ALSTHOM	0	0	0	3	3
ALSTOM	0	4	0	2	6
SPRECHER SCHUCH	0	5	0	0	5
OHIO BRASS	3	4	7	27	41
GENERAL ELECTRIC	1	4	0	0	5
Mc GRAW EDISON	0	3	0	0	3
SIN FABRICANTE	0	1	3	0	4
TOTAL	324	506	331	336	1497

Fuente: SAP

En cuanto a la edad de los equipos la mayoría de los existentes tienen fecha de fabricación entre los años de 1990 y 1999, contrastando con el pequeño número de equipos fabricados entre 1970 y 1979.

Si se agrupan los equipos por rango de edades (Figura 11) se observa que en mayor valor los equipos están en el rango de 10 a 15 años y si se suman los rangos mayores a 10 años se ve que abarcan casi dos tercios de los equipos existentes en ISA.

Figura 11 Cantidad de Equipos Vs. Rango de Edades (PQs)



Fuente: Autor

6.2.2 Modos de Falla de los pararrayos

Los modos de falla utilizados fueron retomados de las políticas de MCC (Mantenimiento centrado en confiabilidad) de ISA.

En la Tabla 16 se describen los modos de fallas más comunes con sus respectivas funciones y efectos.

Tabla 16 Modos de Falla de los Pararrayos

Función	Falla funcional	Modo de falla	Nomenclatura
Limitar las sobretensiones de impulso atmosférico a valores inferiores al BIL de los equipos, y los valores de sobretensión de maniobra inferiores al SIL de los equipos para la protección de estos.	No limita las sobretensiones de impulso atmosférico y de maniobra	Resistencia de contacto, mayor a la especificada	M.F 1
		Perdida de aislamiento	M.F 2
		Perdidas de las propiedades físico - químicas del Oxido de Zinc	M.F 3
Soportar térmicamente la energía disipada cuando hay descarga.	No soportar térmicamente la energía disipada cuando hay descarga.	Perdidas de las propiedades físico - químicas del Oxido de Zinc	M.F 4
		Porcelana rota o deteriorada.	M.F 5
Mantener el sistema aislado de tierra.	No mantiene el sistema aislado de tierra.	Perdida de aislamiento	M.F 6
Contabilizar el numero de descargas	No contabiliza el número de descargas.	Deterioro del contador de operaciones.	M.F 7
Preservar la seguridad de las personas y el equipo bajo condiciones normales y de falla.	No preserva la seguridad de las personas y el equipo bajo condiciones normales y de falla.	Alta resistencia de la conexión de puesta a tierra.	M.F 8

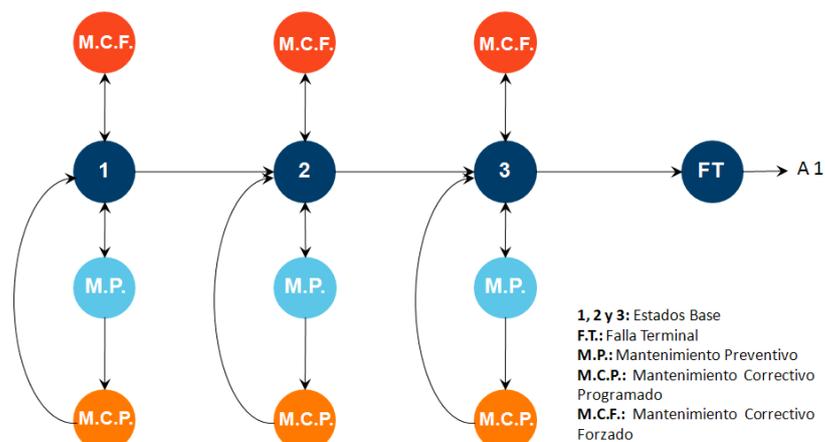
Fuente: [26]

7 DOCUMENTACIÓN DE RESULTADOS – TRANSFORMADORES DE TENSIÓN (PTs)

7.1 IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL DIAGRAMA DE ESTADOS.

Basados en la documentación existente y en los proyectos realizados en ISA por estudiantes en práctica en semestres anteriores [27], el modelo básico propuesto para la Cadena de Markov de los transformadores de tensión se presenta en la Figura 12.

Figura 12 Cadena de Markov genérica para Transformadores de Tensión.



Fuente: Autor

La figura anterior representa la forma más genérica de la Cadena de Markov para transformadores de tensión, en ella es posible observar los diferentes estados en los cuales pueden localizarse los equipos y cuyas descripciones se presentan a continuación:

7.1.1 Estados Base (1, 2 y 3)

De color azul oscuro, son los *up state* o estados básicos del equipo; cuando un PT se encuentra en cualquiera de ellos está en normal funcionamiento. El criterio para que un equipo esté en uno de estos es su edad y fue establecido en los estudios de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad o MCC debido a esto, dichos estados no poseen tasa de restauración, es decir, una vez el equipo pasa de un estado base a otro base no puede regresar al estado anterior.

7.1.2 Estados M.P.

De color azul claro. Estados de Mantenimiento Preventivo, corresponden a todas aquellas actividades de mantenimiento programadas de periodicidad P1, P2 y P3 y las inspecciones realizadas ya por vencimiento de garantía o por oportunidad.

Las actividades de mantenimiento preventivo realizadas en las inspecciones de P1 son las que se enumeran en las Tabla 3, las de P2 en la Tabla 4 y las de P3 en la Tabla 5.

Las inspecciones realizadas por vencimiento de garantía son aquellas que se ejecutan antes de la finalización del periodo de garantía del equipo dado por el fabricante y corresponden a las mismas actividades realizadas en los mantenimientos de P3.

Si bien los mantenimientos realizados por oportunidad no son previstos en los planes de mantenimiento, puesto que ocurren cuando por alguna razón los circuitos quedan fuera de servicio (ejemplo: caída de línea por tormenta) son vinculados al estado M.P debido a que por lo general tienden a reemplazar los siguientes mantenimientos preventivos programados para los equipos. Las actividades que se realizan pueden ser las mismas para los mantenimientos de P2 y P3 y dependen del tiempo con el que se cuente para ello.

7.1.3 Estados M.C.P.

De color naranja claro; Es muy común que durante la realización de actividades de mantenimiento programados, se encuentren pequeñas fallas o altas probabilidades de falla de los equipos, lo que conlleva a realizar algunas actividades que o corrijan la falla o eviten que se presente; estas actividades han sido agrupadas en el estado, denominado M.C.P o Mantenimiento Correctivo Programado. El término programado hace referencia a que estas actividades se realizan dentro de los mantenimientos programados.

Algunas veces, dependiendo de la complejidad de la falla encontrada y de la disponibilidad de recursos tanto humanos como materiales se programan mantenimientos correctivos para ejecutar algún tiempo después, dicho tiempo pueden ser, días, semanas o incluso meses.

7.1.4 Estados M.C.F.

De color naranja oscuro. Cuando el equipo se encuentra en funcionamiento y se presenta alguna falla abrupta y sale de servicio es necesario realizar lo que ha sido denominado Mantenimiento Correctivo Forzado o M.C.F. que corrija la falla y devuelva el equipo a su normal funcionamiento en el menor tiempo posible. El objetivo central de este tipo de mantenimientos es restablecer el normal servicio en la transmisión de energía si este ha sido interrumpido.

7.1.5 Estado F.T.

De color azul oscuro, representa el estado de Falla Terminal al cual llegan todos los equipos luego ya sea por haber presentado una falla que es imposible de reparar o de haber cumplido con su ciclo normal de vida.

La transición que se presenta del estado FT al estado 1 indica que luego de que un equipo ha presentado falla terminal debe ser reemplazado por otro. Esta transición es importante en la medida que se profundicen los estudios

puesto que es el punto de partida para la toma de decisión para la adquisición de nuevos equipos.

7.2 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE LOS AVISOS REPORTADOS EN SAP

Luego de obtener y depurar la lista de los transformadores de tensión existentes en ISA se realizó la búsqueda de los avisos reportados para dichos equipos, así se tuvo un total de 3166 Avisos a partir de los cuales se inició el proceso de análisis de dichos datos.

Al examinar detenidamente los avisos se observó que:

- Una gran cantidad de estos presentaban en la casilla de Estatus del Sistema la orden PTBO (Petición de Borrado), que indica que dicho aviso debe ser eliminado del listado y por lo tanto no tenido en cuenta en el análisis.
- Algunos otros presentaban la orden MEAB (Mensaje Abierto), lo que indicaba que dicho aviso aún no había sido concluido. Esto corresponde a actividades de mantenimiento correctivo programado que no se realizaron en el momento inmediatamente posterior al mantenimiento preventivo y se abrió un aviso para su posterior ejecución. Por recomendación del personal de mantenimiento estos avisos no fueron tenidos en cuenta, debido a que aunque el equipo presenta alguna falla, este sigue operando normalmente; este tipo de avisos contiene actividades relacionadas con el nivel de aceite de los equipos o con el cambio de MCBs.
- Otros tantos correspondían a la programación de actividades de mantenimiento cuya fecha de realización era posterior a la del análisis de los datos, es decir, el estudio fue realizado en el intervalo entre el 21

de Febrero y el 21 de Abril de 2008 y a esa fecha existían avisos de actividades para ejecutarse incluso en el año 2009, por lo cual tampoco se incluyeron en el estudio.

- Por último, algunos avisos correspondientes a los más antiguos, se encontraban duplicados o incluso triplicados y se procedió a eliminarlos y dejar solo uno de ellos.

Así pues, el listado final con el que elaboró el estudio contiene un total de 2531 avisos.

Para dicho estudio, del total de la información reportada en SAP, se tuvieron en cuenta las siguientes categorías:

- Número de Aviso:** Correspondiente al número que identifica al aviso en SAP.
- Fecha:** Fecha de creación del aviso.
- Clase:** Indica el tipo de aviso (Ver Tabla 17)

Tabla 17 Clases de Avisos

Clase	Descripción
M1 ó N4	Requerimiento No Planificado
M2 ó N2	Pérdida de Función, Avería
M3 ó N1	Reporte de Actividad Planeada
M6	Solicitud de Adquisición

Fuente: SAP

- Descripción del Aviso:** Breve explicación del contenido del aviso.
- Equipo:** Código del equipo asociado al aviso.

Adicional a estas casillas, se añadieron las siguientes:

f. Homologación: Basados en criterios del autor, en el MCC y con la verificación de personal experto de mantenimiento, se agruparon en determinadas categorías actividades muy parecidas entre sí.

g. Modo Falla: Número del modo de falla (ver Tabla 12) asignado a actividades correctivas.

h. Periodicidad: Es el tipo de periodicidad de las actividades de mantenimiento programado.

i. Duración: Es el tiempo de duración de la actividad indicada en cada aviso.

En la Figura 13 se muestra una pantalla del documento de Excel en el cual se ordenó y procesó la información inicial, en ella se puede apreciar las diversas categorías enumeradas anteriormente.

Figura 13 Pantalla del documento en el que se procesaron los avisos

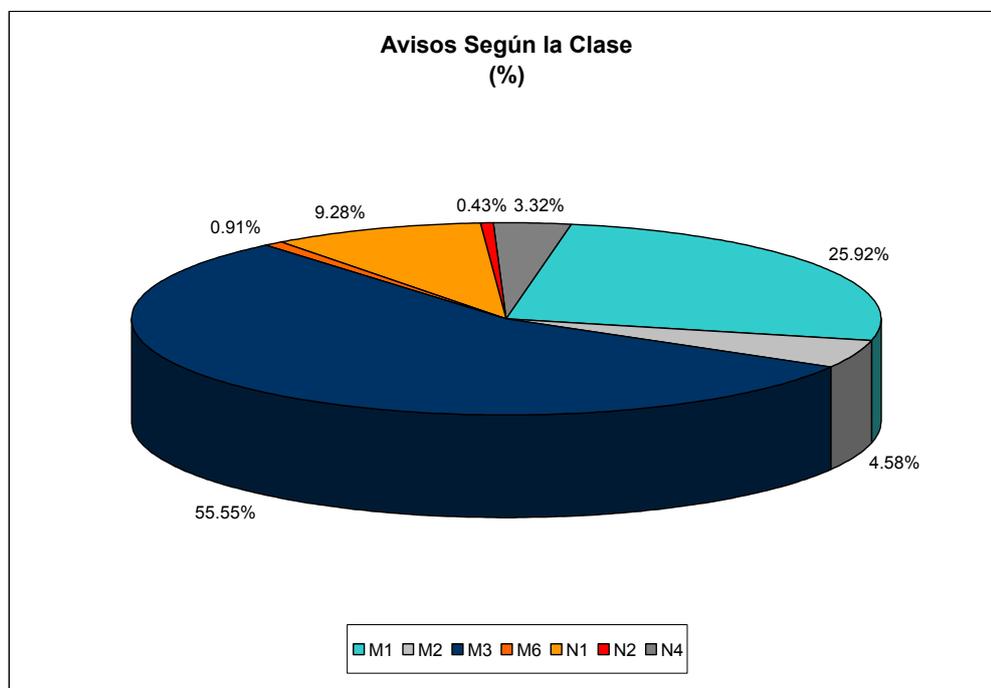
	A	B	C	D	E	F	G	H	I
	Aviso SAP	Fecha de Aviso	Clase de aviso	Descripción aviso	Homologación	Modo de Falla	Periodicidad	Duración	Equipo
1									
2	31019	29/11/99	M3	Pruebas de Factor de Potencia	Inspección		6 Años	1.00	106464
3	31028	29/11/99	M3	Pruebas de Factor de Potencia	Inspección		6 Años	1.00	106462
4	31959	06/01/00	M2	Revisión medida de tensión de barra CND	Corregir Relación de Transformación F	4		8.75	200683
5	32551	02/02/00	M1	Cambio Transformador de Potencial	Cambiar Equipo F	5		4.00	121479
6	33451	03/03/00	M1	Pruebas de factor de potencia	Inspección		6 Años	1.00	100628
7	33452	03/03/00	M1	Pruebas de factor de potencia	Inspección		6 Años	1.00	100629
8	33453	03/03/00	M1	Pruebas de factor de potencia	Inspección		6 Años	1.00	100630
9	33465	03/03/00	M1	Pruebas de factor de potencia	Inspección		6 Años	1.00	100607
10	33466	03/03/00	M1	Pruebas de factor de potencia	Inspección		6 Años	3.00	119179
11	33468	03/03/00	M1	Pruebas de factor de potencia	Inspección		6 Años	1.00	100609
12	33480	03/03/00	M1	Pruebas de factor de potencia	Inspección		6 Años	1.00	200460

Fuente: Autor

Organizando los avisos según su clase (Figura 14), es importante destacar que el 64.83% (Suma de los avisos M3 y N1) corresponden al reporte de

actividades de mantenimiento planeadas, mientras que solo el 3.75% (M2 y N2) corresponden a fallas y averías que dejan por fuera de servicio al sistema.

Figura 14 Avisos según su clase (En Porcentaje)



Fuente: Autor

7.3 HOMOLOGACIÓN DE ACTIVIDADES

En la Tabla 18 se presenta el listado de actividades homologadas con su respectivo número de aviso, por confidencialidad de los datos se le ha dado a cada actividad un nombre genérico, para obtener mayor información de cada una de las actividades puede dirigirse a ISA.

En la primera división de la tabla se encuentran las actividades correspondientes a los denominados Mantenimientos Correctivos Programados (M.C.P.), así mismo, la segunda división corresponde a las actividades de los Mantenimientos Correctivos Forzados (M.C.F.) y la última división corresponde a las actividades de Mantenimiento Preventivo con sus respectivas periodicidades.

Para la homologación de las actividades se tuvieron en cuenta tanto los criterios de modo de falla como los del personal de mantenimiento; así por ejemplo, suponiendo fugas de aceite, independientemente del lugar donde se originaran fueron agrupadas en una sola categoría, esto debido a que en la descripción de los modos de falla no se discrimina el lugar de origen sino la fuga en sí.

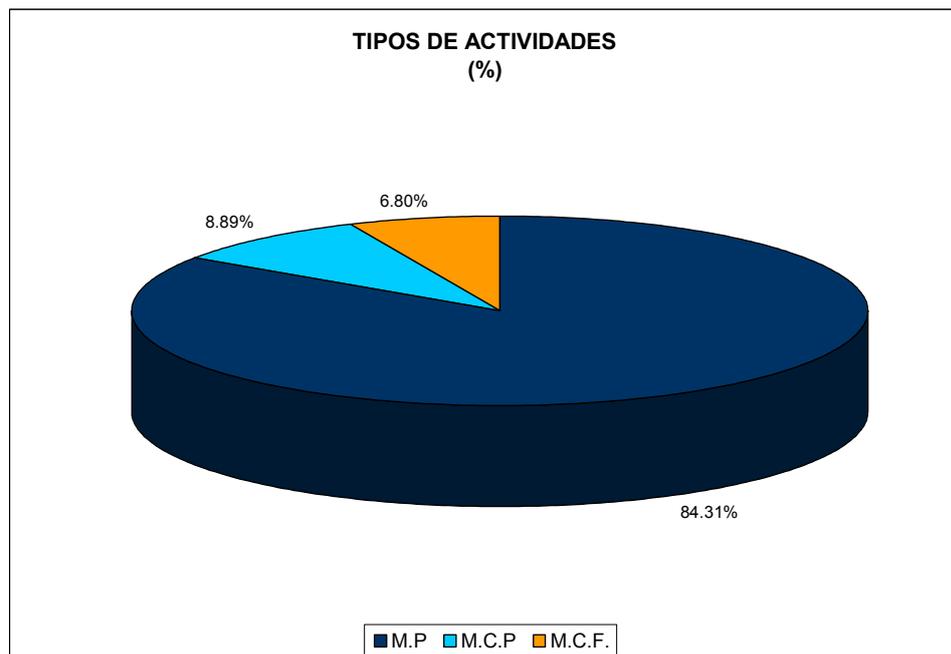
Tabla 18 Listado de Actividades Homologadas con número de avisos

Actividad	No. de Avisos
MCP 1	4
MCP 2	80
MCP 3	74
MCP 4	4
MCP 5	2
MCP 6	6
MCP 7	1
MCP 8	6
MCP 9	2
MCP 10	46
MCF 1	5
MCF 2	2
MCF 3	13
MCF 4	1
MCF 5	63
MCF 6	33
MCF 7	2
MCF 8	8
MCF 9	1
MCF 10	4
MCF 11	3
MCF 12	19
MCF 13	3
MCF 14	1
MCF 15	1
MCF 16	10
MCF 17	3
MP P2	910
MP P3	877
MP PN	294
MP G	53

Fuente: SAP, Autor

Agrupando las actividades homologadas de acuerdo a los estados descritos anteriormente (Ver Figura 12), se obtiene que el 84.31% corresponden a actividades de Mantenimiento Preventivo (M.P.) (Ver Figura 15); Comparando estos resultados con los de la Figura 14 se aprecia cierta diferencia; esto es debido a que muchos avisos están reportados de determinada clase pero en realidad corresponden a otra.

Figura 15 Tipos de Actividades (En Porcentaje)



Fuente: Autor

7.4 SUPOSICIONES OCULTAS

- Debido al alto volumen de avisos reportados en SAP y también debido a la poca organización de dichos reportes fue necesario realizar ciertas suposiciones y/o aproximaciones que fueron validadas por personal experto de mantenimiento. Dichas suposiciones son:
- Los avisos de Mantenimientos Programados para la periodicidad 1 (MP P1) no son reportados por equipo sino por subestación, es decir, al

buscar dichos avisos para los PTs, no se encontraron; para incluirlos en el estudio se supuso que para cada equipo dependiendo de su edad, durante el estado 1 se realizaron 15 mantenimientos, para el estado 2, 10 y para el estado 3 otros 5, teniendo en cuenta que el reporte de avisos se inició en el año de 1998.

- Muchos de los avisos de Mantenimiento Programado de Periodicidad 2 y 3 (MP P2 y MP P3) no indicaban en su descripción dicha periodicidad, fue necesario entonces leer aviso por aviso, comparar las actividades realizadas con las indicadas en los formatos de mantenimiento (Ver Tabla 4 y Tabla 5) y luego asignarle la periodicidad a la que más se asemejaba, así por ejemplo, avisos que indicaban la realización de pruebas eléctricas se agruparon en las actividades MP P3, debido a que siguiendo los formatos, dichas pruebas solo se realizan en ese tipo de mantenimiento periódico.
- Algunos de los avisos fueron duplicados o incluso triplicados debido a que agrupaban varias actividades realizadas, por ejemplo, un aviso que indicaba un MP P3, también indicaba como actividad realizada la MCP 3, como esta última no es una actividad propia del mantenimiento preventivo, se indicó como otra actividad aparte.
- Muchos de los tiempos consignados en SAP para las actividades eran incoherentes o no estaban indicados, para corregir estos errores en la información fue necesario asistir a una jornada de mantenimiento y tomar los datos personalmente, así también programar reuniones y charlas con personal experto en mantenimiento para que desde su experiencia pudieran dar una duración promedio para las actividades.
- Para otra cierta cantidad de avisos, los tiempos indicados en SAP de duración de las actividades, especialmente las de mantenimiento programado, corresponden en su gran mayoría a la duración total de la

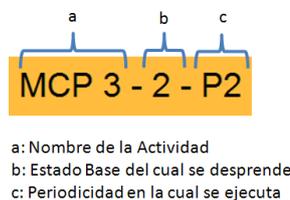
consignación y no a la duración exacta de cada actividad, pero como regularmente los equipos están fuera de servicio durante toda la consignación se tomaron dichos tiempos como válidos.

7.5 CALCULOS PREVIOS

Antes de construir la Cadena de Markov propiamente dicha fue necesario ordenar la información de tal forma que se pudiera tener un indicador de la duración de cada una de las actividades así como del número de eventos que se presentaron para cada estado base, así pues se presenta a continuación la Figura 17, en la que se puede apreciar los datos anteriormente mencionados.

La nomenclatura con la que se encuentran escritos los nombres de las actividades es la siguiente:

Figura 16 Nomenclatura de las Actividades



Fuente: Autor

De la Figura 17 es importante destacar que no todas los eventos se presentan para todos los estados base, por ejemplo, la actividad MCP 9 solo se presenta para el estado base 3 y con actividad periódica 3 (MCP 9 – 3 – P3), mientras que la actividad MCP2 se presenta para los 3 estados base en la periodicidad 3 (MCP 2 – 1 – P3, MCP 2 – 2 – P3 y MCP 2 – 3 – P3)

El tiempo de permanencia de cada evento está dado en [Años] y no es más que la suma de la duración de cada uno de las actividades o en el caso que corresponda, el tiempo en que el equipo está fuera de servicio. Por otra parte, tanto las tasas de falla como de restauración están dadas en [1/Años].

Figura 17 Cálculos Previos – Transformadores de Tensión

Mtto	ACTIVIDADES			Tiempo de permanencia [Años]				Eventos				λ=# eventos/Tiempo Operación [1/Años]				μ=# eventos/Tiempo Indisponibilidad [1/Años]				
	Estado Base 1	Estado Base 2	Estado Base 3	1	2	3	Total	1	2	3	Total	1	2	3	Total	1	2	3	Total	
Correctivo Programado	Periodicidad 2	MCP 1 - 1 - P2	MCP 1 - 2 - P2	MCP 1 - 3 - P2	0,000799087	0,000877093	0	0,00167618	2	2	0	4	0,00144727	0,00449635	0	0,00189542	2502,9	2280,3	0,0	2386,4
		MCP 2 - 1 - P2	MCP 2 - 2 - P2	MCP 2 - 3 - P2	0	0,000456621	0,000742009	0,00119863	0	1	3	4	0	0,00224817	0,01057702	0,00189542	0,0	2190,0	4043,1	3337,1
		MCP 3 - 1 - P2	MCP 3 - 2 - P2	MCP 3 - 3 - P2	0	0,008105023	0,022888128	0,03099315	0	8	24	32	0	0,01798539	0,08461617	0,01516334	0,0	987,0	1048,6	1032,5
		MCP 4 - 1 - P2	MCP 4 - 2 - P2	MCP 4 - 3 - P2	0	0	0,001826484	0,00182648	0	0	4	4	0	0	0,01410269	0,00189542	0,0	0,0	2190,0	2190,0
		MCP 5 - 1 - P2	MCP 5 - 2 - P2	MCP 5 - 3 - P2	0,00108828	0	0	0,00108828	2	0	0	2	0,00144727	0	0	0,00094771	1837,8	0,0	0,0	1837,8
		MCP 6 - 1 - P2	MCP 6 - 2 - P2	MCP 6 - 3 - P2	0,000342466	0,000171233	0	0,0005137	1	1	0	2	0,00072363	0,00224817	0	0,00094771	2920,0	5840,0	0,0	3893,3
		MCP 7 - 1 - P2	MCP 7 - 2 - P2	MCP 7 - 3 - P2	0	0,000114155	0	0,00011416	0	1	0	1	0	0,00224817	0	0,00047385	0,0	8760,0	0,0	8760,0
		MCP 8 - 1 - P2	MCP 8 - 2 - P2	MCP 8 - 3 - P2	0,220967765	0	0	0,22096776	5	0	0	5	0,00361817	0	0	0,00236927	22,6	0,0	0,0	22,6
		MCP 10 - 1 - P2	MCP 10 - 2 - P2	MCP 10 - 3 - P2	0	0,006849315	0	0,00684932	0	6	0	6	0	0,01348904	0	0,00284313	0,0	876,0	0,0	876,0
		Correctivo Programado	Periodicidad 3	MCP 2 - 1 - P3	MCP 2 - 2 - P3	MCP 2 - 3 - P3	0,00397032	0,003881279	0,001141553	0,00899315	8	3	1	12	0,00578907	0,00674452	0,00352567	0,00568625	2015,0	772,9
MCP 3 - 1 - P3	MCP 3 - 2 - P3			MCP 3 - 3 - P3	0	0,003082192	0,000171233	0,00325342	0	11	3	14	0	0,0247299	0,01057702	0,00663396	0,0	3568,9	17520,0	4303,2
MCP 6 - 1 - P3	MCP 6 - 2 - P3			MCP 6 - 3 - P3	0	0,000228311	0,000742009	0,00097032	0	1	3	4	0	0,00224817	0,01057702	0,00189542	0,0	4380,0	4043,1	4122,4
MCP 8 - 1 - P3	MCP 8 - 2 - P3			MCP 8 - 3 - P3	0	0	0,000456621	0,00045662	0	0	1	1	0	0	0,00352567	0,00047385	0,0	0,0	2190,0	2190,0
MCP 9 - 1 - P3	MCP 9 - 2 - P3			MCP 9 - 3 - P3	0	0	0,00097793	0,00097793	0	0	2	2	0	0	0,00705135	0,00094771	0,0	0,0	2045,1	2045,1
MCP 10 - 1 - P3	MCP 10 - 2 - P3			MCP 10 - 3 - P3	0,010736301	0,001826484	0,68021809	0,69278088	14	2	2	18	0,01013088	0,00449635	0,00705135	0,00852938	1304,0	1095,0	2,9	26,0
Correctivo Forzado		MCF 1 - 1	MCF 1 - 2	MCF 1 - 3	0,000114155	0,000608828	0	0,00072298	1	1	0	2	0,00072363	0,00224817	0	0,00094771	8760,0	1642,5	0,0	2766,3
		MCF 2 - 1	MCF 2 - 2	MCF 2 - 3	0	0,001061644	0	0,00106164	0	2	0	2	0	0,00449635	0	0,00094771	0,0	1883,9	0,0	1883,9
		MCF 3 - 1	MCF 3 - 2	MCF 3 - 3	0,001027397	0,012385845	0	0,01341324	1	12	0	13	0,00072363	0,02697808	0	0,00616011	973,3	968,8	0,0	969,2
		MCF 4 - 1	MCF 4 - 2	MCF 4 - 3	0,000171233	0,000000000	0	0,00017123	1	0	0	1	0,00072363	0	0	0,00047385	5840,0	0,0	0,0	5840,0
		MCF 5 - 1	MCF 5 - 2	MCF 5 - 3	0,024742770	0,026597032	0,004223744	0,05556355	32	36	4	72	0,02315629	0,08093423	0,01410269	0,03411751	1293,3	1353,5	947,0	1295,8
		MCF 6 - 1	MCF 6 - 2	MCF 6 - 3	0,015890411	0,004223744	0,000646880	0,02076104	24	6	3	33	0,01736722	0,01348904	0,01057702	0,01563719	1510,3	1420,5	4637,6	1589,5
		MCF 7 - 1	MCF 7 - 2	MCF 7 - 3	0	0,000799087	0	0,00079909	0	2	0	2	0	0,00449635	0	0,00094771	0,0	2502,9	0,0	2502,9
		MCF 8 - 1	MCF 8 - 2	MCF 8 - 3	0,000570776	0,002949011	0	0,00351979	1	7	0	8	0,00072363	0,01573721	0	0,00379083	1752,0	2373,7	0,0	2272,9
		MCF 9 - 1	MCF 9 - 2	MCF 9 - 3	0	0	0,000216895	0,00021689	0	0	1	1	0	0	0,00352567	0,00047385	0,0	0,0	4610,5	4610,5
		MCF 10 - 1	MCF 10 - 2	MCF 10 - 3	0,000761035	0,000228311	0,002054795	0,00304414	1	1	2	4	0,00072363	0,00224817	0,00705135	0,00189542	1314,0	4380,0	973,3	1314,0
		MCF 11 - 1	MCF 11 - 2	MCF 11 - 3	0,001257610	0,000114155	0	0,00137177	2	1	0	3	0,00144727	0,00224817	0	0,00142156	1590,3	8760,0	0,0	2187,0
		MCF 12 - 1	MCF 12 - 2	MCF 12 - 3	0,001027397	0,003025114	0,001074962	0,00512747	7	10	4	21	0,00506544	0,02248173	0,01410269	0,00995094	6813,3	3305,7	3721,1	4095,6
		MCF 13 - 1	MCF 13 - 2	MCF 13 - 3	0,000165525	0,001683790	0	0,00184932	1	2	0	3	0,00072363	0,00449635	0	0,00142156	6041,4	1187,8	0,0	1622,2
		MCF 14 - 1	MCF 14 - 2	MCF 14 - 3	0	0	0,000100837	0,00010084	0	0	1	1	0	0	0,00352567	0,00047385	0,0	0,0	9917,0	9917,0
		MCF 15 - 1	MCF 15 - 2	MCF 15 - 3	0	0	0,000057078	5,7078E-05	0	0	1	1	0	0	0,00352567	0,00047385	0,0	0,0	17520,0	17520,0
		MCF 16 - 1	MCF 16 - 2	MCF 16 - 3	0,004973744	0,003310502	0	0,00828425	5	5	0	10	0,00361817	0,01124087	0	0,00473854	1005,3	1510,3	0,0	1207,1
		MCF 17 - 1	MCF 17 - 2	MCF 17 - 3	0,000342466	0,000342466	0	0,00068493	2	1	0	3	0,00144727	0,00224817	0	0,00142156	5840,0	2920,0	0,0	4380,0
Preventivo		MP - 1 - P1	MP - 2 - P1	MP - 3 - P1	0,348173516	0,095890411	0,075342466	0,51940639	6100	1680	1320	9100	4,414168	3,77693093	4,65388915	4,31207438	17520,0	17520,0	17520,0	17520,0
		MP - 1 - P2	MP - 2 - P2	MP - 3 - P2	0,197142618	0,135702513	0,039864916	0,37271005	584	234	91	909	0,42260231	0,52607252	0,3208363	0,43073358	5,0652	7,3263	24,9754	2438,9
		MP - 1 - P3	MP - 2 - P3	MP - 3 - P3	0,566486633	1,019430653	0,072450533	1,65836782	596	170	110	876	0,43128592	0,38218944	0,3878241	0,41509639	1,7465	0,9340	13,7580	528,2
		MP - 1 - PN	MP - 2 - PN	MP - 3 - PN	0,038082194	0,03032603	0,010019026	0,07842725	154	109	31	294	0,11143965	0,24505088	0,10929588	0,13931317	4043,9	3594,3	3094,1	3748,7
		MP - 1 - PG	MP - 2 - PG	MP - 3 - PG	0,025741629	0	0	0,02574163	53	0	0	53	0,03835261	0	0	0,02511428	2058,9	0,0	0,0	2058,9

Fuente: Autor

7.6 CONSTRUCCIÓN DEL DIAGRAMA DE MARKOV

La Figura 12 representa la forma más genérica de la Cadena de Markov para los transformadores de tensión, ahora, luego de haber analizado la información de los avisos reportados en SAP se procede a realizar la cadena con las características reales, teniendo en cuenta que:

- Para el estado 1, las actividades de mantenimiento preventivo (M.P.) corresponden a los mantenimientos de periodicidades P1, P2 Y P3, así como también a pruebas de inspección realizadas por oportunidad (PN) y a las pruebas realizadas por vencimiento de la garantía de los equipos (PG).
- Para los estados 2 y 3, las actividades M.P corresponden a los mantenimientos de periodicidades P1, P2 Y P3 y a las pruebas realizadas por oportunidad (PN).
- El estado de M.C.P agrupa un total de 9 actividades, las cuales se discriminan de acuerdo al tipo de mantenimiento programado después del cual fueron realizadas, es decir, una serie de actividades correctivas programadas se realizan luego de mantenimientos de periodicidad 2 (P2), otras luego del de periodicidad 3 (P3) y otras se realizan luego de cualquier de los dos tipos de mantenimientos.
- El Estado de M.C.F agrupa 16 diferentes actividades correctivas forzadas.

Es necesario indicar que no todas las actividades de M.C.P. y M.C.F. se presentan en todos los estados, así pues, asignando un código a cada actividad, se tiene la siguiente tabla:

Tabla 19 Nodos de la Cadena de Markov de los Transformadores de Tensión

Nodo	# Nodo
Estado Base 1	1
Estado Base 2	2
Estado Base 3	3
Falla Terminal	4
MP - 1 - P1	5
MP - 1 - P2	6
MP - 1 - P3	7
MP - 1 - PN	8
MP - 1 - G	9
MP - 2 - P1	10
MP - 2 - P2	11
MP - 2 - P3	12
MP - 2 - PN	13
MP - 3 - P1	14
MP - 3 - P2	15
MP - 3 - P3	16
MP - 3 - PN	17
MCP 1 - 1 - P2	18
MCP 5 - 1 - P2	19
MCP 6 - 1 - P2	20
MCP 8 - 1 - P2	21
MCP 10 - 1 - P3	22
MCP 1 - 2 - P2	23
MCP 3 - 2 - P2-P3	24
MCP 6 - 2 - P2-P3	25
MCP 7 - 2 - P2	26
MCP 10 - 2 - P2-P3	27
MCP 4 - 3 - P2	28
MCP 3 - 3 - P2 - P3	29
MCP 6 - 3 - P3	30
MCP 8 - 3 - P3	31
MCP 9 - 3 - P3	32
MCP 10 - 3 - P3	33
MCF 1 - 1	34
MCF 2 - 1	35
MCF 4 - 1	36
MCF 6 - 1	37
MCF 8 - 1	38
MCF 10 - 1	39
MCF 11 - 1	40
MCF 12 - 1	41

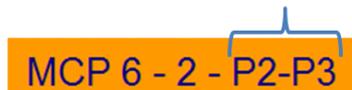
MCF 13 - 1	42
MCF 16 - 1	43
MCF 17 - 1	44
MCF 1 - 2	45
MCF 2 - 2	46
MCF 3 - 2	47
MCF 6 - 2	48
MCF 7 - 2	49
MCF 8 - 2	50
MCF 10 - 2	51
MCF 11 - 2	52
MCF 12 - 2	53
MCF 13 - 2	54
MCF 16 - 2	55
MCF 17 - 2	56
MCF 6 - 3	57
MCF 9 - 3	58
MCF 10 - 3	59
MCF 12 - 3	60
MCF 14 - 3	61
MCF 15 - 3	62

Fuente: Autor

Las actividades que se realizan en dos o más mantenimientos se condensan en un solo estado y se indica en que mantenimientos ocurren. Por ejemplo el nodo 25 se realiza en el estado base 2 y en mantenimientos de 2ª y 3ª periodicidad. (Ver Figura 18)

Figura 18 Ejemplo de Nomenclatura de Periodicidad

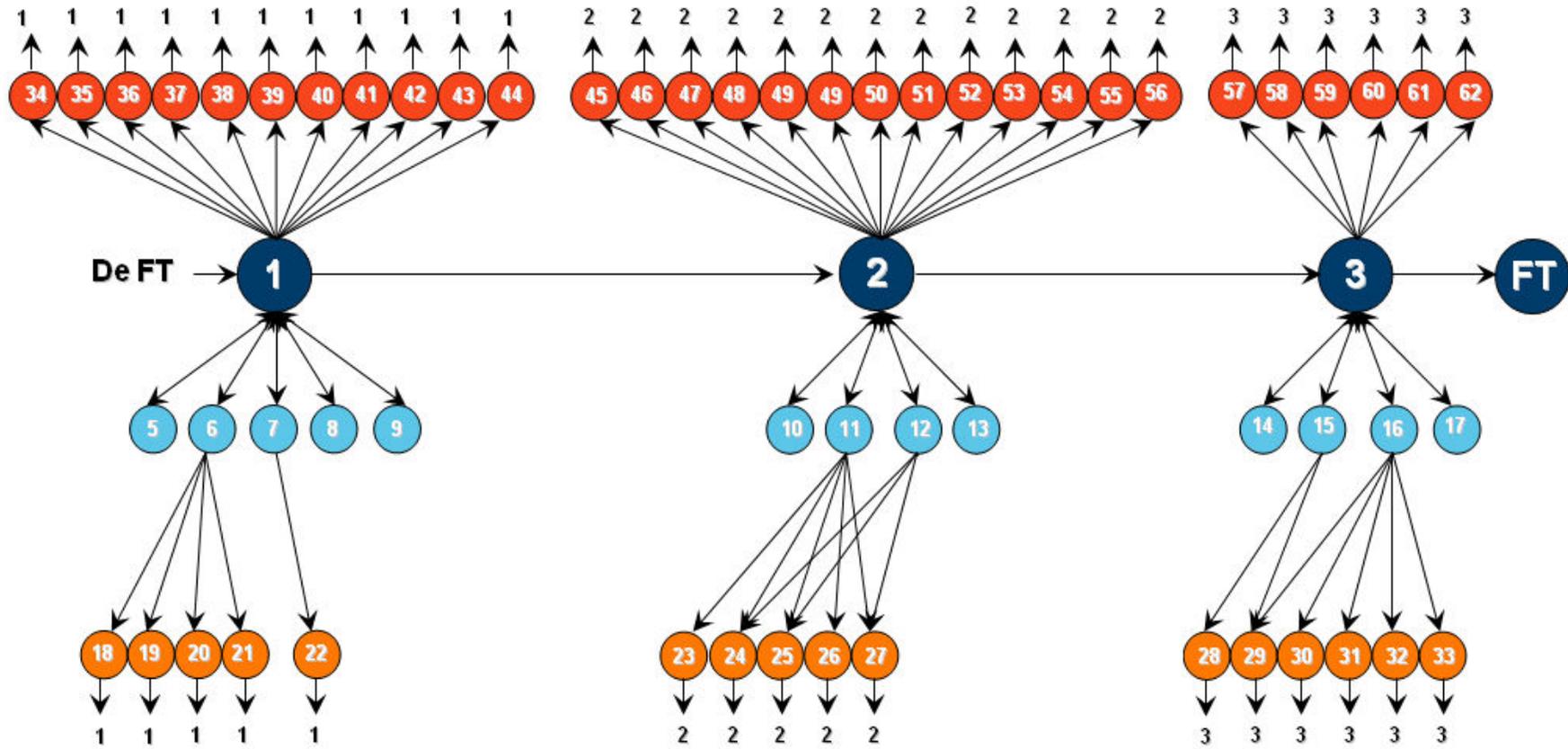
Indica que la actividad se ejecuta tanto en la Periodicidad 2 como en la 3



Fuente: Autor

Los colores de las celdas de la Tabla 19 corresponden a los mismos colores de la Figura 19.; de igual forma, Figura 20 en la se muestra una parte de la matriz de transición de estado con las respectivas tasas de falla y restauración.

Figura 19 Cadena de Markov para Transformadores de Tensión



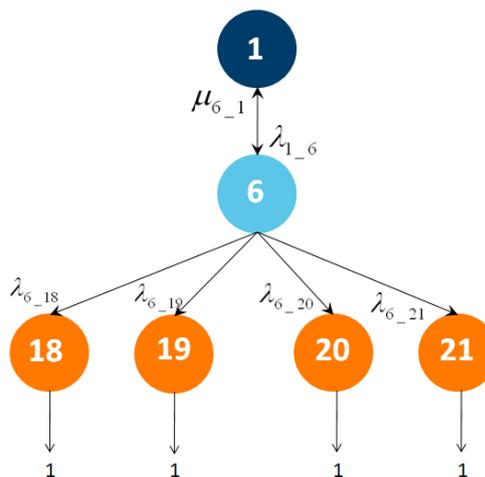
Fuente: Autor

7.6.1 Tasas de falla y restauración

El cálculo de las tasas de falla y restauración se hizo utilizando las Ecuaciones 2 y 3 y procesando los datos en Excel.

Para calcular las tasas de restauración de los estados 6, 7, 11, 12, 15 y 16 se debe proceder de forma diferente pues estos son estados a los que luego de haber llegado y pasado, no se regresa; para ilustrar, se toma el caso del estado 6, así se tiene la Figura 21, nótese en esta, que los estados 18, 19, 20 y 21, aunque parten del estado 6 no regresan a este sino que se dirigen al estado 1, eso se entiende en la medida que si se hace un mantenimiento de periodicidad 3 P3 (Estado 6), se encuentra una pequeña falla (Cualquiera de los estados 18 – 21) y si es esta se corrige, el equipo no pasa de nuevo a mantenimiento programado sino que entra en servicio nuevamente

Figura 21 Ejemplo para cálculo tasa de restauración



Fuente: Autor

Así pues:

$$D = \frac{1}{\sum \lambda}$$

Ecuación 5 Duración promedio de permanencia en un estado

Considerando como cualquier transición que entra o sale del estado en cuestión, para el estado 6 se tiene:

$$D_6 = \frac{1}{\lambda_{1_6} + \mu_{6_1} + \lambda_{6_18} + \lambda_{6_19} + \lambda_{6_20} + \lambda_{6_21}}$$

De la ecuación anterior se desconoce el término μ_{6_1} , despejándolo se obtiene que:

$$\mu_{6_1} = \frac{1 - D_6(\lambda_{1_6} + \lambda_{6_18} + \lambda_{6_19} + \lambda_{6_20} + \lambda_{6_21})}{D_6}$$

Desarrollando el mismo procedimiento para los estados mencionados anteriormente y junto con las tasas de los otros estados se obtienen las siguientes transiciones:

Tabla 20 Tasas de Falla y Restauración de los Transformadores de Tensión

Tasa de Falla λ		Tasa de Reparación μ	
λ_{1-2}	0.0473934	μ_{5-1}	17520.0000
λ_{1-5}	9.12987952	μ_{6-1}	5.3865
λ_{1-6}	0.42907037	μ_{7-1}	1.8758
λ_{1-7}	0.4380108	μ_{8-1}	4043.8846
λ_{1-8}	0.03895063	μ_{9-1}	2058.9218
λ_{1-9}	0.11317729	μ_{10-2}	17520.0000
λ_{1-34}	0.00073492	μ_{11-2}	7.6799
λ_{1-35}	0.00073492	μ_{12-2}	0.9373
λ_{1-36}	0.00073492	μ_{13-2}	3594.2719
λ_{1-37}	0.0169031	μ_{14-3}	17520.0000
λ_{1-38}	0.00073492	μ_{15-3}	27.6158
λ_{1-39}	0.00073492	μ_{16-3}	14.7347
λ_{1-40}	0.00146983	μ_{17-3}	3094.1132
λ_{1-41}	0.00587934	μ_{18-1}	2502.8571
λ_{1-42}	0.00073492	μ_{19-1}	1837.7622
λ_{1-43}	0.00367459	μ_{20-1}	2920.0000
λ_{1-44}	0.00146983	μ_{21-1}	2920.0000
λ_{1-FT}	0.01910245	μ_{22-1}	1029.0749
λ_{2-10}	7.03325242	μ_{23-2}	2280.2603
λ_{2-11}	0.53437256	μ_{24-2}	4555.9311
λ_{2-12}	0.38884131	μ_{25-2}	10220.0000
λ_{2-13}	0.24785791	μ_{26-2}	8760.0000
λ_{2-45}	0.00227393	μ_{27-2}	1971.0000
λ_{2-46}	0.00454785	μ_{28-3}	2190.0000
λ_{2-47}	0.02728711	μ_{29-3}	18568.5786
λ_{2-48}	0.01591748	μ_{30-3}	4043.0769

λ 2-49	0.00454785
λ 2-50	0.01591748
λ 2-51	0.00227393
λ 2-52	0.00227393
λ 2-53	0.01591748
λ 2-54	0.00454785
λ 2-55	0.01136963
λ 2-56	0.00227393
λ 2-FT	0.07957055
λ 3-14	3.92937751
λ 3-15	0.3317007
λ 3-16	0.40095689
λ 3-17	0.11299694
λ 3-57	0.01093519
λ 3-58	0.00364506
λ 3-59	0.00729013
λ 3-60	0.01458025
λ 3-61	0.00364506
λ 3-62	0.00364506
λ 3-FT	0.21197596
λ 6-18	0.00146983
λ 6-19	0.00146983
λ 6-20	0.00073492
λ 6-21	0.00367459
λ 7-22	0.00293967
λ 7-FT	0.00397032
λ 11-23	0.00454785
λ 11-24	0.01819141
λ 11-25	0.00227393
λ 11-26	0.00227393
λ 11-27	0.01364355
λ 11-FT	0.00045662
λ 12-24	0.02501318
λ 12-25	0.00227393
λ 12-27	0.00454785
λ 12-63	0.00220475
λ 12-FT	0.00388128
λ 15-28	0.01458025
λ 15-29	0.01093519
λ 15-FT	0.00074201
λ 16-29	0.08748150
λ 16-30	0.01093519
λ 16-31	0.00364506
λ 16-32	0.00729013
λ 16-33	0.00729013
λ 16-FT	0.00114155

μ 31-3	2190.0000
μ 32-3	2045.1362
μ 33-3	2.9402
μ 34-1	8760.0000
μ 35-1	973.3333
μ 36-1	5840.0000
μ 37-1	1815.1351
μ 38-1	1752.0000
μ 39-1	1314.0000
μ 40-1	1590.3177
μ 41-1	6370.9091
μ 42-1	6041.3793
μ 43-1	1005.2789
μ 44-1	5840.0000
μ 45-2	1642.5000
μ 46-2	1883.8710
μ 47-2	968.8479
μ 48-2	1657.2973
μ 49-2	2502.8571
μ 50-2	2373.6774
μ 51-2	4380.0000
μ 52-2	8760.0000
μ 53-2	2725.3333
μ 54-2	1187.7966
μ 55-2	1510.3448
μ 56-2	2920.0000
μ 57-3	4637.6471
μ 58-3	4610.5263
μ 59-3	973.3333
μ 60-3	3721.0619
μ 61-3	9916.9811
μ 62-3	17520.0000
μ 63-2	1.4184
μ FT-1	0.0055

Fuente: Autor

7.7 DESCRIPCIÓN DE LOS METODOS

7.7.1 Software

El software en el cual se realizaron las simulaciones es el MGAT o Módulo de Gerencia de Activos de Transporte, de propiedad de ISA. [27]

Algunas de las características del programa son:

- Posibilidad de implementación de diferentes políticas o estrategias de mantenimiento y sustitución que hoy son consideradas por los especialistas en la evaluación técnica y financiera de los equipos.
- Permite modelar el comportamiento operativo de los equipos mediante Cadenas de Markov con muchos estados de deterioro.
- Considera el valor del dinero en el tiempo mediante el WACC, en el cual está incluida la inflación, el costo de capital propio, el costo de capital de terceros y el costo de estructura financiera óptima, entre otras.
- Implementa el Flujo de Caja Líquido, permitiendo validar los impactos de los impuestos sobre facturación, lucro operativo y depreciación.
- Considera las penalidades por indisponibilidad (Compensaciones), las cuales dependen del tiempo de indisponibilidad por mantenimiento programado y no programado.
- Clasifica los costos directos (administración, operación, mantenimiento, fallas, inversión).

- Presenta los resultados en dos formas, una gráfica, para facilitar la visualización y análisis de desempeño de las alternativas; y la otra como documentos .txt que pueden ser convertidos a archivos de Excel.
- Índices de confiabilidad que ayudan en la toma de decisiones.
- Permite evaluar múltiples estrategias para múltiples equipos al mismo tiempo.
- Permite obtener el valor de mercado de una empresa.

Para realizar las simulaciones el programa requiere que el usuario digite las tasas de falla y de restauración para cada nodo del diagrama de estado (Figura 22), así también, el usuario debe configurar cada nodo dependiendo del tipo que sea, para mayor información sobre el programa se puede consultar el Manual del Usuario, disponible en el menú “ayuda” del mismo.

Figura 22 Ventana del MGAT para edición de la Cadena de Markov

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	0	0.04739	0	0.01910	9.12987	0.42919	0.43801	0.03895	0.11317	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0.02500	0.07958	0	0	0	0	0	7.03325	0.53437	0.38884	0.24785	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0.21197	0	0	0	0	0	0	0	0	3.92937	0.33170	0.40095	0.11299	0	0	
4	0.00547	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	17520.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	5.38646	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00146	0.00146
7	1.87583	0	0	0.00397	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	4043.88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	2058.92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	17520.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	7.67993	0	0.00045	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0.93732	0	0.00388	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: MGAT

7.7.2 Métodos de Simulación

a. Simulación Montecarlo: ES una herramienta de investigación y planeación que hace uso de la estadística y de un computador para imitar, mediante modelos matemáticos, el comportamiento aleatorio de sistemas complejos que tengan componentes aleatorios o determinísticos (por lo general, cuando se trata de sistemas cuyo estado va cambiando con el paso del tiempo, se recurre bien a la simulación de eventos discretos o bien a la simulación de sistemas continuos).

La clave de la simulación MC consiste en crear un modelo matemático del sistema, proceso o actividad que se quiere analizar, identificando aquellas variables (entradas del modelo) cuyo comportamiento aleatorio determina el comportamiento global del sistema. Una vez identificados dichas entradas o variables aleatorias, se lleva a cabo un experimento consistente en generar muestras aleatorias, con ayuda de un PC para dichas entradas y analizar el comportamiento del sistema ante los valores generados. Tras repetir n veces este experimento, dispondremos de n observaciones sobre el comportamiento del sistema, lo cual nos será de utilidad para entender el funcionamiento del mismo –obviamente, nuestro análisis será tanto más preciso cuanto mayor sea el número n de experimentos que llevemos a cabo. [28]

b. Simulación First passage time: El tiempo medio de primer pasaje es el número medio de pasos requeridos para llegar al estado j por primera vez, comenzando en el estado i .

En general, el tiempo medio de primer pasaje es una variable aleatoria y tiene una distribución de probabilidad que depende de las probabilidades de los estados de transición del proceso. El tiempo de recurrencia medio se obtiene cuando $j = i$ y representa el tiempo medio necesario para regresar al estado inicial desde cualquier estado.

En el artículo “*Application of first passage times in the Markov representation of electric power systems*” [29] los autores presentan dos métodos para determinar el tiempo medio de primer pasaje entre dos estados en un Proceso de Markov. En el mismo artículo se presentan ejemplos numéricos en los cuales se tienen en cuenta los efectos del mantenimiento preventivo en el proceso de deterioro y los tiempos de fallas. Si se desea profundizar sobre el tema se recomienda revisar la referencia.

7.7.3 Resultados

a. Curva de vida del equipo: La Figura 23 que se presenta a continuación a modo de ejemplo de la curva de vida que se obtuvo para los transformadores de tensión luego de las simulaciones. El caso que muestra la figura indica que la vida útil de el quipo simulado se puede dividir en tres estados principales en los cuales se presentan el 100%, el 66.67% y el 33.33% de vida útil, que corresponde a las edades de 15.01, 24.10 y 30.00 años.

La extensión de la vida útil de cualquier y por tanto la modificación de las pendientes de la curva dependen de la aplicación de cada vez mejores prácticas de mantenimiento. [30]

Para el transformador de tensión se obtuvo una curva de este tipo, pero por razones de confidencialidad se omite la presentación de esta.

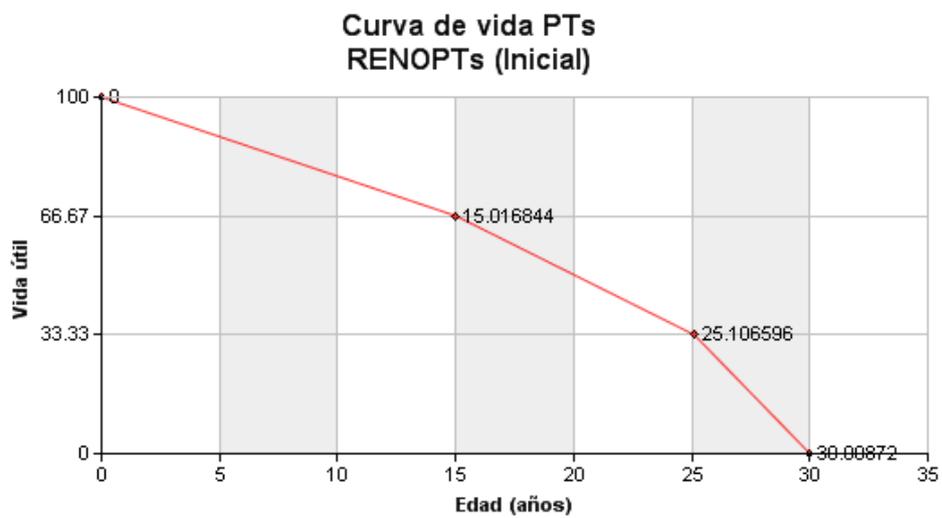
b. Histograma de edad promedio: De igual forma que la anterior, la Figura 24 se presenta como ejemplo del histograma obtenido para los transformadores de tensión.

El Histograma se obtiene como resultado de correr la simulación en un horizonte de 100 años, el que se presenta en la Figura 24 permite ver que el 22.72% de los equipos presenta falla terminal en el rango de edad de 20 años, de igual forma el 21.84% tiende a presentar el mismo estado en edades

cercanas a los 10 años; los rangos mayores a 80 años son producto de “ruidos” en los datos de la simulación y además luego de dicha edad se considera que el equipo muere tecnológicamente y debe ser reemplazado por otro más moderno.[31]

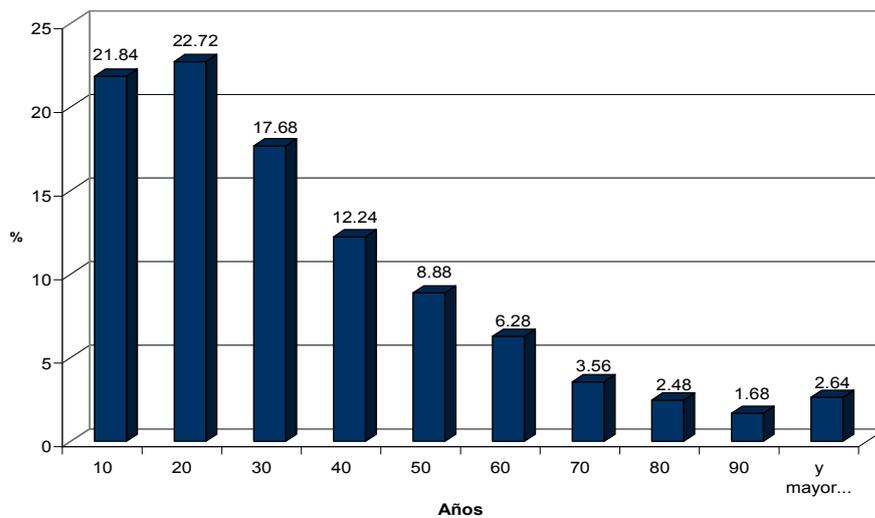
Este mismo análisis se puede aplicar al histograma obtenido para los transformadores de tensión

Figura 23 Ejemplo de una Curva de vida dada por el MGAT



Fuente: MGAT

Figura 24 Ejemplo de Histograma de Edad Promedio



Fuente: Autor

c. Duración promedio de cada estado: En la Tabla 21 se presenta el resultado de la simulación para la duración promedio de cada estado y se compara con la duración promedio calculada por medio de la Ecuación 5.1 y los valores de las tasas de falla y restauración dados en la Tabla.

Se observa que a medida que disminuye el número total de eventos el porcentaje de error va aumentando, esto es inherente al programa y es consecuencia de la distribución que se usa en la simulación.

La Tabla 21 esta ordenada descendientemente de acuerdo al No. Total de Eventos, así pues, se puede observar que son los estados de deterioro y las actividades de inspección las que se presentan con mayor frecuencia, siguiendo a estas, son las actividades de Mantenimiento Correctivo Forzado las que presentan altos eventos.

Caso contrario sucede con las de Mantenimiento Correctivo Programado ya que se presentan en números muy inferiores a las anteriores e incluso no presentan eventos en la simulación.

Tabla 21 Datos de Eventos y Duración por Nodo

Nodo	No. Total Eventos	Dur. Total [Minutos]	D.prom.(Sim.) [Años]	D.prom.(Calc.) [Años]	% Error
1	374723	18969165048	0.096312467	0.097568150	1.29
5	333966	9875560	0.000056261	0.000057078	1.43
2	132332	8068605995	0.116005419	0.119146562	2.64
10	110288	3256381	0.000056176	0.000057078	1.58
7	16064	4323016522	0.512009293	0.531139801	3.60
6	15646	1487149373	0.180840588	0.185397603	2.46
3	9189	936487784	0.193900312	0.198777668	2.45
11	8504	577072476	0.129107584	0.129511527	0.31
14	7218	213873	0.000056375	0.000057078	1.23
12	6185	3463469822	1.065408966	1.025383734	3.90
9	4011	1027734	0.000487498	0.000485691	0.37
13	3944	558624	0.000269480	0.000278220	3.14
4	2500	944639	0.005569448	0.005479452	1.64
8	1382	184856	0.000254490	0.000247287	2.91
16	702	25450321	0.068976443	0.067328776	2.45
15	608	11920497	0.037302284	0.036176712	3.11
37	554	151073	0.000518826	0.000550923	5.83
47	414	222305	0.00102163	0.001032154	1.02

50	267	55076	0.00039246	0.000421287	6.84
48	256	85228	0.000633413	0.000603392	4.98
53	241	42181	0.000333	0.000366928	9.25
41	221	18832	0.000162125	0.000156963	3.29
17	194	31588	0.000309788	0.000323194	4.15
24	186	20502	0.000209714	0.000219494	4.46
55	177	67557	0.000726176	0.0006621	9.68
43	126	62335	0.000941252	0.000994749	5.38
46	82	18768	0.000435461	0.000530822	17.96
54	62	26806	0.000822593	0.000841895	2.29
40	56	18142	0.00061637	0.000628805	1.98
49	56	11491	0.000390404	0.000399543	2.29
27	41	10687	0.000495926	0.000507357	2.25
45	41	12502	0.00058015	0.000608828	4.71
44	38	2877	0.000144046	0.000171233	15.88
52	37	2288	0.000117652	0.000114155	3.06
51	36	5906	0.00031213	0.000228311	36.71
56	36	5685	0.00030045	0.000342466	12.27
35	32	15334	0.000911696	0.001027397	11.26
36	31	3114	0.000191118	0.000171233	11.61
60	28	3720	0.000252772	0.00026874	5.94
39	25	11250	0.000856164	0.000761035	12.50
34	24	1253	9.93309E-05	0.000114155	12.99
25	22	1068	9.2362E-05	9.78474E-05	5.61
38	22	3995	0.000345493	0.000570776	39.47
22	20	9313	0.00088594	0.000971747	8.83
42	20	1379	0.000131183	0.000165525	20.75
21	18	3945	0.000416984	0.000342466	21.76
57	18	1748	0.000184762	0.000215627	14.31
63	9	2225747	0.470519829	0.704996578	33.26
58	8	683	0.000162433	0.000216895	25.11
59	8	2017	0.00047969	0.001027397	53.31
19	7	1385	0.000376441	0.00054414	30.82
62	6	236	7.48351E-05	5.70776E-05	31.11
26	5	599	0.00022793	0.000114155	99.67
61	5	371	0.000141172	0.000100837	40.00
23	4	404	0.000192161	0.000438546	56.18
29	4	52	2.47336E-05	5.38544E-05	54.07
20	2	380	0.000361492	0.000342466	5.56
30	2	271	0.000257801	0.000247336	4.23
18	1	512	0.000974125	0.000399543	143.81
28	1	204	0.000388128	0.000456621	15.00
31	0	0	----	0.000456621	----
32	0	0	----	0.000488965	----
33	0	0	----	0.340109045	----

Fuente: Autor

Si consideramos los nodos con No. de eventos mayor a 200 como los nodos relevantes y teniendo en cuenta que la simulación calculó un total de 2500

muestras, tenemos que un equipo a lo largo de toda su vida útil se encuentra en cada estado el número de veces indicadas en la Tabla 22.

Tabla 22 No. De Eventos para un único equipo

Nodo	No de Eventos
1	149.9
5	133.6
2	52.9
10	44.1
7	6.4
6	6.3
3	3.7
11	3.4
14	2.9
12	2.5
9	1.6
13	1.6
4	1.0
8	0.6
16	0.3
15	0.2
37	0.2
47	0.2
50	0.1
48	0.1
53	0.1
41	0.1

Fuente: Autor

Es llamativo que los nodos 5, 10 y 14, que corresponden a las Inspecciones de P1 para cada uno de los estados base se presenten en número totalmente distinto a lo que deberían presentarse para un equipo, es decir, para un equipo en el estado se debería presentar 15 inspecciones; para un equipo en el estado 2, deberían ser 10 y para el tercer estado, 5 inspecciones más, si se observa la Tabla 22, se aprecia que para cada nodo mencionado, se presentan 133.6, 44.1 y 2.9 inspecciones respectivamente, esto se explica, en la media que las inspecciones de P1 fueron supuestas debido a que no se contaba con información al respecto; ya en un análisis más profundo y riguroso para dar afinación al modelo en un futuro se puede calcular con mayor exactitud el número de inspecciones realizadas.

8 DOCUMENTACIÓN DE RESULTADOS – PARARRAYOS (PQs)

8.1 IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL DIAGRAMA DE ESTADOS.

El estudio de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC) establece dos estados bases para los pararrayos, dependiendo del número de descargas atmosféricas recibidas (De 0 a 20 y Mayores de 20), pero como dicho dato no es reportado en SAP se decidió consultar con el personal experto de mantenimiento y según su criterio se estableció que la cadena de Markov para los para los pararrayos debía poseer los siguientes estados:

8.1.1 Estado Base (1)

En este estado se encuentran todos los pararrayos que funcionan normalmente.

8.1.2 Estado de Seguimiento (E.S)

En el se encuentran los pararrayos que a criterio del personal de mantenimiento deben ser inspeccionados rigurosamente pues ya han presentado con anterioridad fallas en la prestación óptima del servicio.

8.1.3 Estado de Inspección (E. I)

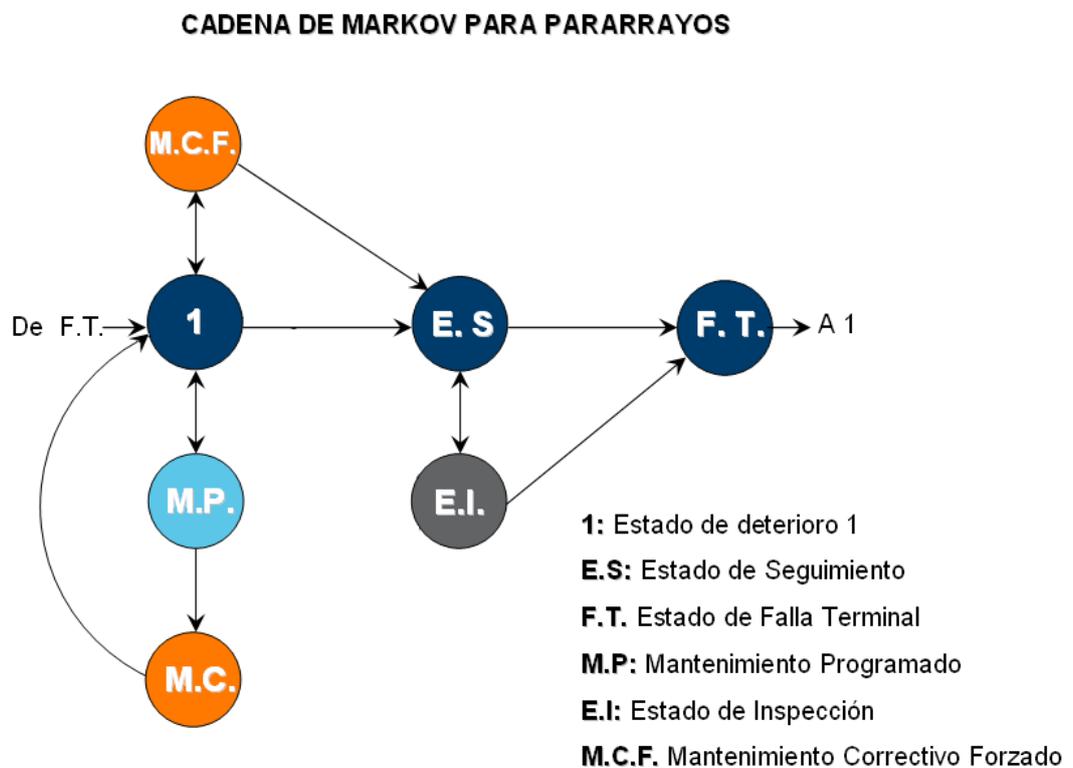
Corresponden a aquellas actividades de inspección realizadas a los equipos que se encuentran en el estado de seguimiento y son conducentes a determinar si el equipo continúa en servicio o va al estado de falla terminal.

8.1.4 Estados M.P., M.C.P. y M.C.F

La descripción de estos estados es igual a la presentada para los transformadores de tensión. (Ver Sección 7.1)

La forma genérica propuesta para la cadena de Markov para los pararrayos se puede apreciar en la Figura 25.

Figura 25 Cadena de Markov para Pararrayos



Fuente: Autor

8.2 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DE LOS AVISOS REPORTADOS EN SAP

Luego de obtener y depurar la lista de los pararrayos existentes en ISA, se realizó la búsqueda de los avisos reportados para dichos equipos, así, se tuvo

un total de 3170, que luego de la depuración y verificación a la que fueron sometidos resultaron 2640 a partir de los cuales se inició el proceso de análisis.

Las inconsistencias encontradas en el listado de avisos de los pararrayos fueron similares a las encontradas en los avisos de los transformadores de tensión y se trataron también de igual forma. (Ver Sección 7.2)

8.3 HOMOLOGACIÓN DE ACTIVIDADES

Con ayuda de personal de mantenimiento y con los criterios de los modos de falla mostrados en el MCC, se agruparon las actividades de manteniendo, resultado la lista presentada en la Tabla 23.

Tabla 23 Listado de Actividades Homologadas para los PQs.

Actividad	Eventos
MCP 1	6
MCP 2	70
MCP 3	93
MCP 4	15
MCP 5	6
MCF 1	4
MCF 2	34
MCF 3	13
MCF 4	23
MCF 5	1
MP P1 - P2 - P3	2374

Fuente: Autor

8.4 SUPOSICIONES OCULTAS

Las suposiciones que hubo que realizar para la Cadena de Markov de los Pararrayos fueron:

- Las actividades de mantenimiento programado (M.P.), debido a la ausencia de información al respecto de la periodicidad de estas en los avisos de SAP fueron consideradas como un grupo total y no se distinguió entre las actividades de P1, P2 y P3; esta suposición no implica grandes traumatismos pues los distintos mantenimientos son muy parecidos entre sí (ver Tablas 6 y 7).
- En cuanto al tiempo de duración de cada una de las actividades, se presentaron los mismos inconvenientes que para los transformadores de tensión debido o a la ausencia de información o a que el tiempo reportado en SAP correspondía a la duración de toda la consignación en la cual se realizó el mantenimiento; en el caso de no tener información se asumieron tiempos teóricos promediados entre valores dados por personal experto en manteniendo y los promedios de los consignados en SAP.

8.5 CALCULOS PREVIOS

En la Figura 26 se presentan los cálculos previos antes de la construcción de la cadena propiamente dicha.

Para los pararrayos no fue necesario cambiarle el nombre genérico a las actividades (Ver Tabla 23) puesto que solo presentan un estado básico y además las actividades de mantenimiento programado en las distintas periodicidades fueron agrupadas en un solo estado.

Figura 26 Cálculos Previos – Pararrayos

Mtto	ID	ACTIVIDAD	Indisp.	Tiempo de permanencia	Eventos	λ =# eventos/Tiempo Operación [1/Años]	μ =# eventos/Tiempo Indisponibilidad [1/Años]
Correctivo Programado	1	MCP 1	Si	0,005479452	6	0,00029629	1095,000
	3	MCP 2	Si	0,014592846	70	0,003456716	4796,871
	4	MCP 3	Si	0,048921233	93	0,004592494	1901,015
	5	MCP 4	Si	0,001141553	15	0,000740725	13140,000
	6	MCP 5	No	0,001550609	6	0,00029629	3869,448
Correctivo Forzado	7	MCF 1	Si	0,000799087	4	0,000197527	5005,7
	8	MCF 2	Si	0,00673516	34	0,001678976	5048,1
	9	MCF 3	Si	0,007022451	13	0,000641961	1851,2
	10	MCF 4	Si	0,013076865	23	0,001135778	1758,8
	11	MCF 5	Si	0,00097032	1	4,93817E-05	1030,6
	12	MCF 6	Si	0,000456621	1	4,93817E-05	2190,0
MP	1 Año	MP - P1 - P2 - P3	---	1,445655251	2368	0,116935731	1638,0116

Fuente: Autor

8.6 CONSTRUCCIÓN DEL DIAGRAMA DE MARKOV

Al realizar la construcción de la Cadena de Markov para los pararrayos propiamente dicha se presentó el inconveniente de identificar a los equipos que estaban en el Estado de Seguimiento (E.S), pues el criterio de selección es bastante subjetivo, depende del personal de mantenimiento y no está sustentado en ningún documento, por tanto se procedió a eliminar dicho estado.

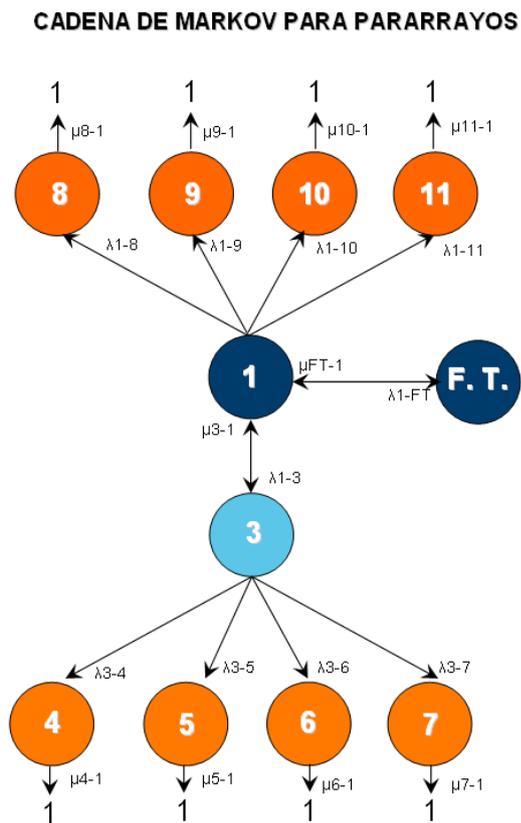
Teniendo en cuenta lo anterior y las diferentes actividades de mantenimiento enumeradas en la Tabla 23 y asignando un número código para cada estado se obtiene que la Cadena presenta los estados y forma mostrados en la Tabla 24 y en las Figuras 27 y 28.

Tabla 24 Listado de Nodos de la Cadena de Markov de los Pararrayos

Actividad	Nodo
Estado 1	1
Falla Terminal	2
MP P1 – P2 – P3	3
MCP 1	4
MCP 2	5
MCP 3	6
MCP 4	7
MCF 1	8
MCF 2	9
MCF 3	10
MCF 4	11

Fuente: Autor

Figura 27 Cadena de Markov para los Pararrayos



Fuente: Autor

Figura 28 Matriz de Transición para los Pararrayos

Actividad	Nodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Estado 1	1		x	x					x	x	x	x
Falla Terminal	2	x										
MP P1 - P2 - P3	3	x	x		x	x	x	x				
MCP 1	4	x										
MCP 2	5	x										
MCP 3	6	x										
MCP 4	7	x										
MCF 1	8	x										
MCF 2	9	x										
MCF 3	10	x										
MCF 4	11	x										

Fuente: Autor

8.6.1 Tasas de falla y restauración

De igual forma que para los transformadores de tensión, el cálculo de las tasas de falla y restauración se hizo utilizando las Ecuaciones 2 y 3, procesando los datos en Excel.

Tabla 25 Tasas de Falla y Restauración de los Pararrayos

Tasa de Falla λ		Tasa de Reparación μ	
λ_{1-FT}	0.0339823	μ_{3-1}	5801.3548907
λ_{1-3}	0.035369416	μ_{4-1}	365
λ_{1-8}	0.000150508	μ_{5-1}	4591.290743
λ_{1-9}	0.001454912	μ_{6-1}	11388
λ_{1-10}	0.0011539	μ_{7-1}	3224.5398773
λ_{1-11}	5.01694E-05	μ_{8-1}	3754.285714
λ_{3-4}	0.000100339	μ_{9-1}	4305.762712
λ_{3-5}	0.003361349	μ_{10-1}	1758.831403
λ_{3-6}	0.0006522	μ_{11-1}	2190.0000000
λ_{3-7}	0.000250847	μ_{FT-1}	1851.205635

Fuente: Autor

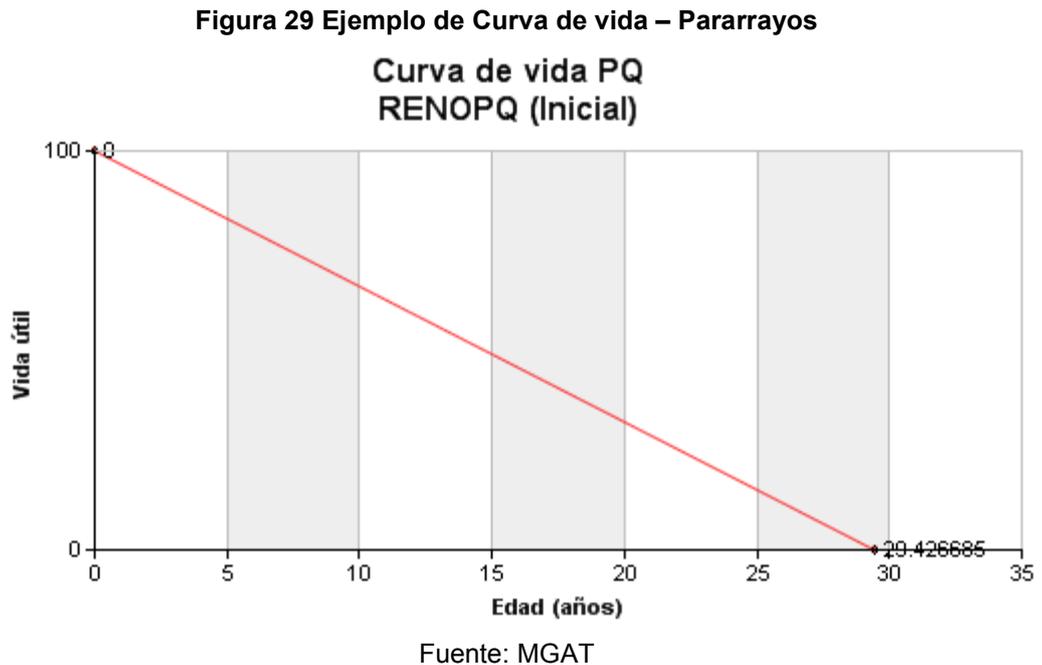
8.7 SIMULACIONES

8.7.1 Software

El software en el cual se simuló el modelo de los pararrayos, fue el MGAT, el mismo usado para simular el modelo de los transformadores de tensión.

8.7.2 Resultados

a. **Curva de vida del Equipo:** La curva de vida del pararrayos de la Figura 29 se presenta a modo de ejemplo de la que se obtuvo para los pararrayos, esta figura muestra que el equipo tiene una vida útil promedio de aproximadamente 29.5 años, presentando sólo un estado básico, de la misma forma en que fue propuesto el modelo para los pararrayos.

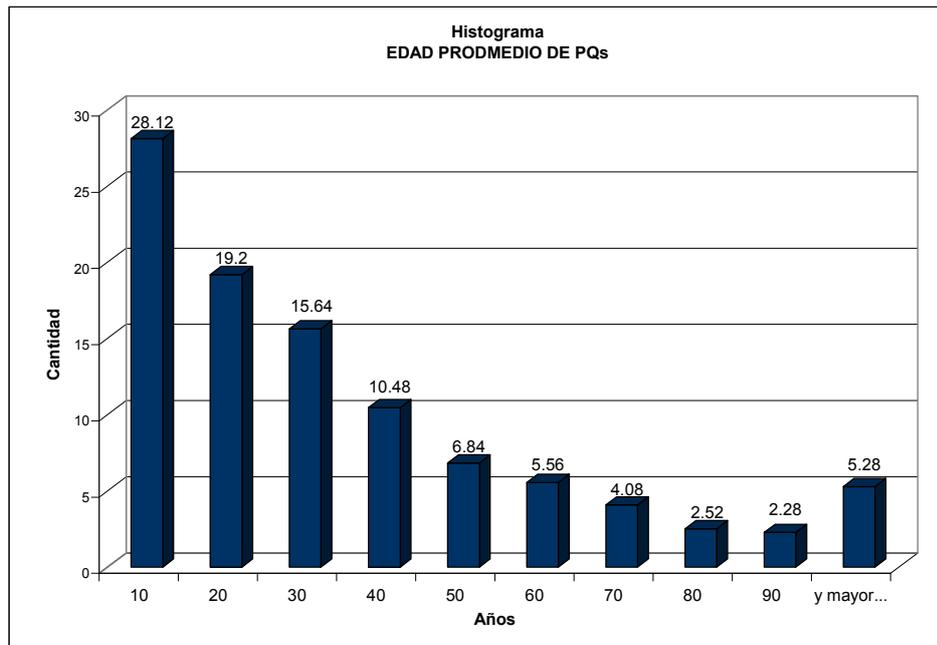


b. **Histograma de edad promedio:** La Figura 30 se muestra a modo de ejemplo; en ella se puede observar que un 28.12% de equipos presenta el estado de falla terminal antes de cumplir 10 años de servicio, este es un dato importante pues se debe analizar con mayor cuidado sus causas para poder

establecer las políticas de mantenimiento necesarias con el fin de evitar que esto suceda.

El análisis hecho anteriormente es muy similar al realizado al gráfico real obtenido para los pararrayos.

Figura 30 Ejemplo Histograma Edad Promedio – Pararrayos



Fuente: Autor

c. Duración promedio de cada estado: De la Tabla 26 se resalta que los estados correspondientes a actividades de mantenimiento programado (M.C.P.) no presentaron eventos en la simulación realizada, esto se puede explicar en la medida que, dichas actividades no son realizadas al pararrayos directamente sino sobre elementos que están relacionados con éste y fueron actividades que en criterio del personal experto de mantenimiento, fueron bastante esporádicas y muy relacionadas con situaciones especiales poco comunes.

Tabla 26 Datos de Eventos y Duración por Nodo

Nodo	No. Total Eventos	Dur. Total [Minutos]	D.prom. (Sim.) [Años]	D.prom. (Calc.) [Años]	% Error
1	5409	39754087795	13.98329289	13.89386617	0.64
3	2618	9516	6.91559E-06	7.29285E-06	5.17
2	2500	676272	0.000514667	0.000540189	4.72
9	111	13881	0.000237926	0.000232247	2.45
10	87	31582	0.000690661	0.000568559	21.48
8	4	471	0.00022403	0.000266362	15.89
11	4	777	0.000369578	0.000456621	19.06
4	0	0	----	0.002739726	----
5	0	0	----	0.000217804	----
6	0	0	----	8.78117E-05	----
7	0	0	----	0.000205479	----

Fuente: Autor

En la tabla anterior también se puede observar que es el estado 1, el estado base del equipo en el cual, este permanece más tiempo, según los datos simulados, el equipo permanece en dicho estado aproximadamente 14 años, este dato corrobora la hipótesis de que el pararrayos es un equipo que no presenta mayor alteraciones ni fallas a lo largo de su vida, sino que por el contrario funciona correctamente durante un largo tiempo.

9 CONCLUSIONES

Sobre el desarrollo de los modelos

- Para construir el modelo de Markov tanto de los transformadores de tensión como de los pararrayos, fue necesario como primera acción revisar la literatura existente sobre estos equipos, de tal forma que se tuviera dominio sobre sus partes constitutivas, modos de falla y tipos de mantenimientos realizados a estos. Para lo anterior fue de gran ayuda la realización de una visita técnica a una subestación a la cual se le estaba realizando un mantenimiento programado de periodicidad P3. Durante esta visita se tuvo contacto con personal experto en mantenimiento que brindó información relevante para conocer y comprender los equipos que se requerían analizar.
- Casi a la par de lo anterior se realizó también un revisión bibliográfica sobre conceptos básicos de estadísticas y probabilidades para luego si, abordar el tema de las Cadenas de Markov.
- Teniendo claro los conceptos previos se procedió a recopilar la información sobre el historial de los equipos de propiedad de la Empresa. Esta fue una de las tareas más dispendiosas por cuanto además del volumen tan considerable de la cantidad de información, esta presentaba también abundantes imprecisiones.
- Habiendo el autor corregido, basado en conocimientos previos, muchas de las imprecisiones que presentaba la información sobre el historial de los equipos, aun quedaban muchas dudas por resolver respecto a esta, por lo que fue necesario consultar de nuevo con personal experto en mantenimiento para que desde su experiencia colaboraran con la depuración de la información.

- Se hizo necesario homologar y agrupar distintas actividades de mantenimiento en un número reducido de grupos, de acuerdo a los modos de falla de cada equipo se buscó eliminar aquellos estados que individualmente no tendrían peso en el modelo, pero que agrupados con otros semejantes adquirirían cierta relevancia.
- Luego de establecer los estados y nodos de la cadena para cada equipo se procedió a calcular las tasas de transición entre estados, es decir, las tasas de falla y restauración.
- El primer modelo obtenido para cada equipo fue puesto a consideración del personal experto en mantenimiento el cual hizo algunas correcciones y recomendaciones que fueron tenidas en cuenta para el rediseño del modelo.
- Después de sucesivas correcciones y rediseños se obtuvieron los modelos de Markov con sus respectivas simulaciones para cada uno de los equipos y fueron presentados de nuevo al personal experto en mantenimiento siendo aprobados por estos.

Sobre los transformadores de tensión y el modelo

- El transformador de tensión, como transformador de medidas es indispensable en la transmisión de energía eléctrica pues debido a los niveles de tensión que se manejan, se hace imposible con los sistemas de medición convencionales obtener el valor de la magnitud deseada, indicador que permite monitorear la estabilidad de la red y el accionamiento de protecciones en caso de ser necesario, entre otras aplicaciones.
- Debido a las condiciones que presenta el Sistema Interconectado Nacional, el tipo de transformador de tensión que más se acopla a las

necesidades es el tipo capacitivo, este a su vez, dependiendo de la constitución física de cada subestación y del presupuesto será de 1, 2 o 3 cuerpos, siendo los de 3 cuerpos los que soportan mayor nivel de tensión aunque no de forma exclusiva.

- El estudio sobre Mantenimiento Centrado en Confiabilidad implementado por ISA recomienda la realización de mantenimientos periódicos programado en tres periodicidades distintas, P1, P2 y P3, siendo cada uno de ellos más complejo y completo que el anterior.
- El mantenimiento de Periodicidad 1 es simplemente una inspección visual del estado del equipo y no contempla la suspensión del servicio; este tipo de mantenimiento es realizado al mismo tiempo a todos los equipos de la subestación y no se registran en el sistema individualmente por equipos sino por subestación, aunque en caso de encontrar anomalías sí se reporta individualmente el equipo que la presente.
- En el mantenimiento de Periodicidad 3 se realizan pruebas eléctricas a los equipos por lo cual se requiere que estos estén desenergizados, para realizarlos se debe solicitar ante el Centro Nacional de Despacho (CND) el respectivo permiso para sacar de servicio la bahía de línea o de transformación, dependiendo donde se encuentre ubicado el equipo y coordinar con el Centro de Supervisión de Maniobras (CSM) para redistribuir la carga del sistema y evitar que los usuarios se vean afectados por la suspensión del servicio.
- El modelo construido permite dividir la vida útil del transformador de tensión en tres estados básicos dependientes de la edad que presente el equipo; de estos estados se desprenden los estados de mantenimiento, los cuales a su vez se ramifican en un número significativo de actividades dirigidas a prevenir o corregir posibles fallas.

- Contrario a lo que se podría suponer, en el estado 3 del transformador de tensión, donde se encuentran los equipos de mayor edad, se realizan un número mucho menor de actividades de mantenimiento comparado con la cantidad que se le realizan a los equipos más nuevos, esto se explica en la medida que en edades avanzadas las fallas que se presentan son por lo general terminales, obligando a reponer el equipo por uno nuevo.
- Los resultados arrojados por el modelo y su posterior simulación, muestran que el transformador de tensión tiene una vida útil aproximada a la que se había planteado en estudios anteriores; la extensión de esta, depende en gran medida de la realización de mejores prácticas de mantenimiento.

Sobre los pararrayos y el modelo

- Los pararrayos son dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias debido a las descargas atmosféricas (rayos) o por inducción debido a campos electromagnéticos muy intensos irradiados para el rayo. La elección de un pararrayos debe ser hecha en función de su poder de circulación en corriente de descarga, de sus tensiones residuales, de la tensión nominal de la red y del esquema de distribución del neutro.
- Las actividades de mantenimiento correctivo tanto programado como forzado son ejecutadas sobre elementos externos al equipo en sí, es decir, al contador de descarga, a los conectores, a la base en la que reposa el pararrayos, esto es debido a que cuando falla algo interno del equipo este es dado de baja inmediatamente pues son elementos irrecuperables.

- Los pararrayos son equipos que tienen a funcionar durante mucho tiempo sin presentar fallas o alteraciones, pero en el momento que sucede alguna, por lo general esta es una falla terminal que implica cambio inmediato del equipo.
- El modelo que se construyó para los pararrayos solo presenta un estado base, a diferencia de los transformadores de tensión donde la edad permitía tres estados base diferentes; en los pararrayos el parámetro que se definió en el estudio de MCC para dividir su vida útil de este, fue el de número de descargas atmosféricas recibidas, pero debido a que dicho parámetro no es consignado en la base de datos de la empresa se debió consultar con personal experto en mantenimiento.
- Para los pararrayos el modelo y su simulación arrojaron que la vida útil de este era aproximada a la edad esperada, pero en el histograma de edad promedio se presentó que un número considerable de pararrayos mueren antes de llegar a dicha edad, es necesario considerar un estudio más detallado para atacar las fallas que producen este problema

10 RECOMENDACIONES

La Cadena de Markov es una herramienta estadística que permite cuantificar y analizar ciertos datos sobre la vida de los sistemas y/o equipos a los cuales se aplica, ésta es solo una parte del gran proceso del Gerenciamiento de activos (Asset Management).

Se hace necesario que la información obtenida en el presente trabajo y en los trabajos realizados en semestres anteriores sea el insumo para el desarrollo de nuevas y mejores políticas de mantenimiento; por esto, a continuación se presentan algunas ideas para desarrollos y profundización futuros del tema:

- Crear un grupo conjunto entre el personal de planeación, operación y mantenimiento que sea capaz de establecer el camino que conduzca a los más altos índices de confiabilidad, mantenibilidad y seguridad en completo balance con los costos y gastos, finalidad del Gerenciamiento de Activos.
- Los índices de confiabilidad, no pudieron ser calculados puesto que el software MGAT presentó ciertas fallas que impidieron la realización de dicho cálculo, al momento de concluir el presente documento el personal de sistemas aun no había logrado solucionar el inconveniente, se deja pues como posible desarrollo futuro la realización de estos cálculos y aun más, puede ser tema para un próximo proyecto de prácticas y/o de trabajo de grado pues se puede profundizar y orientar el tema de tal forma que sirva de insumo para el personal experto del área de mantenimiento y planeación de activos para evaluar casos de negocio y tomar decisiones orientadas a una mayor eficiencia técnica y rentabilidad económica, complementado con el presente estudio y con los realizados para los otros tipos de equipos.

- El componente financiero, es decir, gastos de operación y mantenimiento, así como de renovación y/o repotenciación de equipos que permite calcular el MGAT no fue abordado en este trabajo puesto que para ello se necesita un estudio más detallado y cuidadoso. Se recomienda realizar este estudio en un futuro próximo para así aprovechar todas las ventajas que ofrece tanto el software como el modelo de Markov en sí.
- Debido al gran desorden en la introducción de la información relativa a los equipos (características técnicas, avisos de mantenimiento, avisos de renovación, etc.) se hace necesario tomar medidas tendientes a mejorar dicha problemática con el fin de contar con información ordenada y veraz; una posible solución podría ser el diseño de un curso o capacitación en el uso de correcto de la herramienta SAP; así también aprovechar la información contenida en este y todos los proyectos sobre cadenas de Markov realizados, de tal forma que se pueda utilizar la homologación de las actividades de mantenimiento para cada tipo de equipo analizado y así en un futuro sean estos los parámetros que se deban ingresar al sistema y evitar redundancia o falta de información; dicho curso puede ser impartido bien sea a un grupo pequeño de personas en el cual se podría centralizar la función de la introducción de la información en SAP o a todo el personal que tienen esa función en la actualidad.

BIBLIOGRAFÍA

- [1]** Escobar Mejía, Andrés, Mauricio Holguín L., Gustavo Betancourt . Uso de las cadenas de Markov en la selección de políticas de mantenimiento. Scientia Et Technica [En línea] 2007, XIII (034): [fecha de consulta: 20 de febrero de 2008] Disponible en: <<http://redalyc.uaemex.mx/redalyc/src/inicio/ArtPdfRed.jsp?iCve=84934020>> ISSN 0122-1701
- [2]** INSTITUTO TECNOLÓGICO DE LA PAZ, MEXICO. Tutorial Investigación de Operaciones 2 [En línea]: [Fecha de consulta: 20 de febrero de 2008] Disponible en <<http://sistemas.itlp.edu.mx/tutoriales/investoper2/tema41.htm>>
- [3]** WIKIPEDIA FOUNDATION, INC. Base de Datos. [En línea]: [Fecha de consulta: 20 de febrero de 2008] Disponible en <http://es.wikipedia.org/wiki/Cadenas_de_Markov>
- [4]** MESA, Gustavo. Cadenas de Markov, una sencilla aplicación. Memorias [En línea] 2007, IX: [fecha consulta: 20 de Febrero de 2008] Disponible en: <<http://observatorioucc.com/memorias/articulos9/cadenasdemarkov.pdf>>
- [5]** INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Application of Markov techniques. Geneva 20: IEC, 2006. 67 p. (IEC 61164)
- [6]** SEXTO, Luís Felipe. Confiabilidad Integral del Activo. En SEMINARIO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO (2005: Arequipa). Ponencia del Seminario internacional de mantenimiento. Arequipa: TECSUP, 2005. 10p

[7] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución 061 de 2000. En: Diario Oficial No. 44.177 (Septiembre. 2000)

[8] BARRINGER, H. Paul. DISPONIBILIDAD, CONFIABILIDAD, MANTENIBILIDAD Y CAPACIDAD (II PARTE) Barringer & Associates, Inc. [En línea]: [Fecha de consulta: 03 de marzo de 2008] Disponible en <<http://www.scribd.com/doc/2473297/Disponibilidad20Confiabilidad20Mantenibilidad20y20Capacidad20Parte20II>>

[9] UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PUEBLA, MEXICO. Manual de Asignatura: Subestaciones Eléctricas [En línea]: [Fecha de consulta: 03 de marzo de 2008] Disponible en <<http://electricidad.utpuebla.edu.mx/Manuales/5toCuatrimestreEEI/Subestaciones%20electricas.pdf>>

[10] RAMIREZ, Carlos F. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión, Segunda Edición. Medellín, Mejía Villegas Editores S.A., 2001.

[11] UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL, ARGENTINA. Guía de Curso: Clasificación de los transformadores de tensión. Eléctricas [En línea]: [Fecha de consulta: 03 de marzo de 2008] Disponible en <<http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/moduloii.pdf>>

[12] ARTECHE. Catálogo de producto: Transformadores de Tensión Capacitivos y Condensadores de Acoplamiento Hasta 765 Kv. [En línea]: [Fecha de consulta: 03 de marzo de 2008] Disponible en <[http://www.artech.com/artech/html/pdfs/47/Capacitivos%20\(ES-EN\).pdf](http://www.artech.com/artech/html/pdfs/47/Capacitivos%20(ES-EN).pdf)>

[13] TELERGIA. Material Informativo: Descargadores de Oxido de Zinc Aplicables a Radiobases/Site de Telecomunicaciones [En línea]: [Fecha de consulta: 03 de marzo de 2008] Disponible en

<http://www.sertec.com.py/telegia/telegia/informaciones/descargadores_de_zinc.htm>

[14] DICCIONARIO DE LA LENGUA ESPAÑOLA. VIGESIMA SEGUNDA EDICIÓN. [En línea]: [Fecha de consulta: 03 de marzo de 2008] Disponible en <<http://buscon.rae.es/drae/>>

[15] ESCORSA, Manuel. Material Informativo de Curso: Conducción y Mantenimiento de líneas automatizadas [En línea]: [Fecha de consulta: 09 de Octubre de 2008] Disponible en <<http://www.mescorza.com/manten/mantenimiento/definicion.htm>>

[16] SOTO, Lauro. El concepto de mantenimiento. México. [En línea]: [Fecha de consulta: 09 de Octubre de 2008] Disponible en <<http://www.mitecnologico.com/Main/ElConceptoDelMantenimiento>>

[17] IES JUAN DO PAZO. Guía de Curso: Conceptos Generales de mantenimiento industrial. Tipología y Características. [En línea]: [Fecha de consulta: 09 de Octubre de 2008] Disponible en <<http://www.iesjuandopazo.org/departamentos/electricidad/paginas/descarga/archivos/MME-UT/MME03-0.pdf>>

[18] PEREZ, Carlos Mario. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, Aplicación e Impacto. En: CONGRESO MEXICANO DE CONFIABILIDAD Y MANTENIMIENTO (2003: León. Edo Guanajuato) Ponencia en el I Congreso Mexicano de Confiabilidad y Mantenimiento. León, 2003. 24p

[19] Interconexión Eléctrica S.A. SINTEC, Guía de aplicación normalizada de mantenimiento P1. Transformadores de Potencial Capacitivo [documento con formato .xls] Medellín. 2008.

[20] _____, Guía de aplicación normalizada de mantenimiento P2. Transformador de Potencial Capacitivo [documento con formato .xls] Medellín. 2008.

[21] _____, Guía de aplicación normalizada de mantenimiento P3. Transformador de Potencial Capacitivo [documento con formato .xls] Medellín. 2008.

[22] _____, Guía de aplicación normalizada de mantenimiento P1. Pararrayos $\geq 115\text{kV}$ [documento con formato .xls] Medellín. 2008.

[23] _____, Guía de aplicación normalizada de mantenimiento P2. Pararrayos $\geq 115\text{kV}$ [documento con formato .xls] Medellín. 2008.

[24] _____, Guía de aplicación normalizada de mantenimiento P3. Pararrayos $\geq 115\text{kV}$ [documento con formato .xls] Medellín. 2008.

[25] _____, Mantenimiento Centrado en Confiabilidad 2002, Familia Pts. [documento con formato .xls] Medellín. 2002.

[26] _____, Mantenimiento Centrado en Confiabilidad 2002, Familia Pararrayos [documento con formato .xls] Medellín. 2002.

[27] AGUDELO, Laura. Implementación de las cadenas de Markov a los transformadores de potencia. Informe de Prácticas Profesionales ISA. Medellín. 2007.

[28] FAULIN, Javier y JUAN, Ángel. Simulación Montecarlo con Excel. Universidad Oberta de Catalunya. [Fecha de consulta: 09 de Octubre de 2008] Disponible en: http://www.unavarra.es/estadistica/LADE/Inv.Operativa/Apuntes%20IO/Temas%20InvOperativa-emath/Simulacion_MC.pdf

[29] LEITE DA SILVA, A.M. y ENDRENYI, J. Application of First Passage Times in the Markov Representation of Electric Power Systems. En: THE FOURTH PMAPS SYMPOSIUM. Río de Janeiro, 1994, pp. 259-265.

[30] RUEDA, Viviana y BUENDÍA, Ángela. Aplicación de las cadenas de Markov a Interruptores de 230 kV Medellín, 2007, 102 p. Trabajo de grado (Ingenieras Electricista). Universidad Nacional. Facultad de Ingeniería.

[31] COELHO, Jorge. Fundamentos de Confiabilidade. Universidade Federal de Santa Catarina. Brasil. 1999

[32] ZALDÍVAR, Mario, Aplicación de los modelos matemáticos markovianos en el estudio de la factibilidad de elementos complejos de máquinas. Universidad de Holguín. Cuba. 2002.