



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPTO. INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

“Actualidad en índices de confiabilidad de sistema y cliente, a nivel nacional e internacional en el área de sistemas eléctricos de distribución”

**AUTORES: MAURICIO ALEJANDRO CONTRERAS YÁÑEZ
MARIO ALBERTO JARA RAMÍREZ**

**SEMINARIO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO DE EJECUCIÓN EN ELECTRICIDAD**

**CONCEPCIÓN – CHILE
2017**



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPTO. INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

“Actualidad en índices de confiabilidad de sistema y cliente, a nivel nacional e internacional en el área de sistemas eléctricos de distribución”

AUTORES: MAURICIO ALEJANDRO CONTRERAS YÁÑEZ
MARIO ALBERTO JARA RAMÍREZ

PROFESOR GUÍA : FABRICIO IVÁN SALGADO DÍAZ

PROFESOR ADJUNTO : JUAN CARLOS DELGADO NAVARRO

PROFESOR ADJUNTO : LUIS ALEJANDRO MUÑOZ SÁEZ

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar agradecer a mi familia por estar siempre presentes, a mi madre y padre, Patricia y Arnaldo, a mis hermanos Richard y Jorge, por todo el apoyo demostrado.

Agradecer especialmente a mi gran compañera en la vida, Andressa Herrera, por estar a mi lado durante esta bonita etapa, apoyarme y levantarme en todo momento durante mis años de universidad, compartir cada alegría y tristeza juntos, sin duda que has sido un pilar muy importante y has marcado, por esto y muchas cosas más, muchos momentos en mi vida.

Agradecer a mi hermosa bebe Camila, que gracias a ella el esfuerzo diario se hace más fácil y llevadero, pensar en tu futuro y el de nuestra familia, que hemos creado, ha aportado en gran parte el que haya llegado al final de esta etapa.

Dar mis sinceros agradecimientos a todos mis profesores de la universidad por brindarme su apoyo, por entregarme las herramientas necesarias para desarrollarme como profesional y como persona.

Mauricio Alejandro Contreras Yañez

En primer lugar agradezco a Dios por brindarme vida, salud e inteligencia para enfrentar cada día.

Mis sinceros agradecimientos a quienes forman parte de mi grupo familiar, ya que, ellos de alguna u otra forma me brindaron las energías para poder seguir adelante en cada jornada de estudio. De igual forma, agradezco a mis padres por los valores que me han entregado, con los cuales complemento mi vocación como profesional.

De igual forma quiero destacar a los profesores de la facultad de ingeniería eléctrica y electrónica de la Universidad del Bio-Bio, gracias a cada uno de ellos por haber contribuido a mi formación como ingeniero.

Por último, agradezco a todos mis compañeros y conocidos que me brindó la Universidad, los cuales hicieron que mí pasar por las aulas y dependencias de la casa de estudio fueran más gratos.

Mario Alberto Jara Ramírez

De igual forma, ambos seminaristas queremos hacer una mención especial a Fabián Fuentes Moraga, Ingeniero Zonal de Calidad de Servicio en CGE Distribución, por su tiempo y colaboración prestada hacia nosotros.

RESUMEN

En este seminario se abordan tópicos relacionados con la calidad del suministro eléctrico, brindado por las empresas de distribución y se dan a conocer los principales elementos que producen perturbaciones en la señal sinusoidal de la red, la cantidad máxima de interrupciones establecidas por la ley y cuales son los principales organismos reguladores que velan por el cumplimiento de las exigencias establecidas.

Se indagan realidades en cuanto a los índices de confiabilidad, usados en ciudades de Estados Unidos, una breve descripción de su red de distribución y cuáles son los organismos reguladores para así tener una referencia, en cuanto a la realidad internacional, logrando con esto una comparación con la realidad Chilena.

En lo que respecta a la teoría de confiabilidad aplicada en sistemas eléctricos de distribución, se describen los conceptos que intervienen en los cálculos de confiabilidad, dando un análisis de donde provienen cada uno de ellos y se muestran los diversos métodos para la modelación de los sistemas de distribución.

Con el objetivo de entender de mejor manera, los cálculos implicados en los índices de confiabilidad, se opta por analizar una pequeña red de Distribución (red de prueba), siendo posible realizar un procedimiento muy detallado de la obtención de todos los parámetros y por lo consiguiente un análisis de todos los resultados obtenidos.

Gracias a la colaboración de CGE Distribución, se tiene acceso a la información de un alimentador de su propiedad, específicamente “Hualqui”. Los trazados de las líneas y componentes con las que cuentan en este sector, son visualizados por un software denominado “QGIS” que es un Sistema de Información Geográfica. Para el modelado y análisis de dicha red, se opta por usar el software “DlgSILENT”, el cual dentro de la gama inmensa de funciones que presta, cuenta con análisis de confiabilidad en redes de distribución eléctrica.

En síntesis, un análisis detallado de los índices de confiabilidad, se podrá ayudar a una empresa de distribución a la toma de decisiones, evaluando el comportamiento de sus redes, viendo puntos débiles, para así crear planes de contingencia ante fallas en sus líneas o bien, invertir en nuevas tecnologías, todo esto con el fin de brindar un mejor servicio a sus clientes.

ÍNDICE

RESUMEN	4
INTRODUCCIÓN	8
OBJETIVOS	11
OBJETIVO GENERAL DEL SEMINARIO	11
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	11
CAPÍTULO 1.- CALIDAD DE SERVICIO	12
1.1.- INTRODUCCIÓN	12
1.2.- CALIDAD DE SERVICIO ELÉCTRICO	13
1.2.1.- PERTURBACIONES ELÉCTRICAS	14
1.3.- CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO	17
1.3.1.- EJEMPLO PARA DE CÁLCULO DE COMPENSACIONES	19
1.4.- CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL	19
1.4.1.- FACTURACIÓN ESTIMADA	20
1.4.2.- RECLAMOS POR ERRORES DE FACTURACIÓN	20
1.4.3.- SUSPENSIÓN DEL SUMINISTRO POR FALTA DE PAGO	20
1.4.4.- QUEJAS	21
1.5.- ENTIDADES REGULADORAS EN CHILE	21
1.5.1.- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA	22
1.5.2.- MINISTERIO DE ECONOMÍA	22
1.5.3.- SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES	23
1.6.- LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS	23
1.6.1.- REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, DECRETO SUPREMO N°327	23
1.6.2.- NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO	26
CAPÍTULO 2.- CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	27
2.1.- INTRODUCCIÓN	27
2.2.- ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DE SISTEMA	28
2.2.1.- ÍNDICES BASADOS EN NÚMERO DE CLIENTES	29
2.2.1.1- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	29
2.2.1.2- SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	29
2.2.1.3- CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)	29
2.2.1.4- CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)	30
2.2.1.5- ASAI (Average service availability)	30
2.2.1.6- ASUI (Average service availability)	30

2.2.2.- ÍNDICES BASADOS EN POTENCIA	31
2.2.2.1- ASIFI (Average System Interruption Frequency Index).....	31
2.2.2.2- NIEPI o FMIK (frecuencia media de interrupción por kVA)	31
2.2.2.3- ASIDI (Average System Interruption duration Index).....	32
2.2.2.4- TIEPI o TTIK (Tiempo Total de Interrupción por kVA).....	32
2.2.2.5- FMIT	33
2.2.2.6.- TTIT	33
2.2.3.- ÍNDICES BASADOS EN ENERGÍA	33
2.2.3.1-ENS (Energy not supplied index).....	34
2.2.3.2- AENS (Average energy not supplied) o ASCI (average customer curtailment index).....	34
2.2.3.3- ACCI (Average customer curtailment index)	34
2.3.- REALIDAD NORTEAMERICANA EN ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	35
2.3.1.- REGULACIÓN EN NUEVA YORK	36
2.3.2.- REGULACIÓN EN CALIFORNIA	37
2.3.3.- IEEE 1366: “GUIDE FOR ELECTRIC POWER DISTRIBUTION RELIABILITY ÍNDICES”.....	37
2.3.3.1.- ÍNDICES PROPUESTO POR EL ESTÁNDAR IEEE 1366 – 2003	38
2.4.- REALIDAD CHILENA EN ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	38
CAPÍTULO 3.- MÉTODOS PARA EVALUAR CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS	42
3.1.- INTRODUCCIÓN	42
3.2.-CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	42
3.3.- CONCEPTOS BÁSICOS DE CONFIABILIDAD	44
3.3.1.- TASA DE FALLA (λ)	45
3.3.2.- TIEMPO PROMEDIO DE FALLA (mean time to failure), (MTTF o m)	46
3.3.3.- TASA DE REPARACIÓN (μ).....	46
3.3.4.- TIEMPO PROMEDIO REPARACIÓN (mean time to repair), (MTTR o r).....	47
3.3.4.1- TIEMPOS PARCIALES DE REPARACIÓN	47
3.3.4.2.- CLASIFICACIÓN DE ESTADOS DE LOS TRAMOS DE LÍNEAS	48
3.3.5.- TIEMPO ANUAL DE DESCONEXIÓN O INDISPONIBILIDAD (U)	50
3.3.6.- TIEMPO ANUAL DE CONEXIÓN O DISPONIBILIDAD (A)	51
3.4.- MÉTODOS UTILIZADOS PARA LA MODELACIÓN Y EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD.....	52
3.4.1.- SISTEMA SERIE.....	52
3.4.2.- SISTEMA PARALELO.....	55

3.4.3.- MÉTODO DE MARKOV.....	57
3.4.4.- TÉCNICA DE FRECUENCIA Y DURACIÓN.....	61
CAPÍTULO 4.- APLICACIONES.....	66
4.1.- INTRODUCCIÓN.....	66
4.2.- SISTEMA DE PRUEBA.....	67
4.2.1- SISTEMA RADIAL PURO.....	67
4.2.2.- PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN UNA RED ELÉCTRICA RADIAL SIN ALIMENTACIÓN AUXILIAR.....	68
TABLA 4.7: TABLA RESUMEN DE DATOS Y MATRIZ DE ESTADO OBTENIDA SEGÚN PUNTO DE FALLA.....	73
TABLA 4.8: TABLA RESUMEN DE MATRICES DE REPARACIÓN (r), TASAS DE FALLA (λ) Y DE INDISPONIBILIDAD (U).....	73
4.2.3- SISTEMA RADIAL CON ALIMENTACIÓN ALTERNATIVA.....	75
TABLA 4.14: TABLA RESUMEN DE DATOS Y MATRIZ DE ESTADO OBTENIDA SEGÚN PUNTO DE FALLA.....	81
TABLA 4.15: TABLA RESUMEN DE MATRICES DE REPARACIÓN (r), TASAS DE FALLA (λ) Y DE INDISPONIBILIDAD (U).....	81
4.2.4.- ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA SISTEMA DE PRUEBA.....	84
4.3.- SISTEMA REAL.....	87
4.3.1- ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS PARA EL SISTEMA REAL DEL ALIMENTADOR HUALQUI.....	94
CAPÍTULO 5.- COMENTARIOS Y CONCLUSIONES.....	96
BIBLIOGRAFÍA.....	98
ANEXOS.....	100

INTRODUCCIÓN

Gran parte de las fuentes de energía primaria disponibles en la naturaleza, son convertidas o transformadas en energía eléctrica. Un sistema eléctrico de potencia se conforma de las etapas de generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica, y tiene como función llevar esta energía, desde las centrales de generación, hasta los centros de consumo tanto urbano como rural. En la actualidad se deben diseñar y operar sistemas eléctricos que, no sólo tengan la máxima eficiencia practicable, sino que además, tengan el más alto grado de seguridad y confiabilidad.

No disponer de electricidad en momentos inesperados conlleva graves consecuencias, un minuto sin electricidad puede causar: la pérdida de los datos almacenados en un computador; la detención de un motor y por tanto de una cadena productiva; que una operación médica se vea interrumpida o alterada; es decir, en sistemas eléctricos se debe tender a tener la máxima confiabilidad posible, debido a que las consecuencias son extraordinariamente relevantes [1].

Las cargas en los sistemas de distribución han ido aumentando considerablemente, esto acarrea como consecuencia nuevas exigencias en la operación de los sistemas eléctricos. Cuando se habla de calidad de servicio de un sistema eléctrico, se desglosan distintos parámetros, tales como: la continuidad de servicio, variaciones oscilatorias en el voltaje, frecuencia, el contenido armónico de la forma de onda de voltaje y corriente.

Cuando se quiere hablar de calidad de servicio, sin duda, abarca una gran gama de áreas en el ámbito eléctrico. Por un lado, la energía suministrada al cliente debiera ser de manera continua. Sin embargo, pueden presentarse fallas y/o anomalías en la red que pueden alterar este requerimiento. Por otra parte, el aumento del consumo y las bruscas variaciones en la impedancia de la carga pueden producir fluctuaciones de voltaje, fenómeno que se conoce como Flicker, a esto se le suma los efectos de contaminación armónica que producen las cargas no lineales.

Las empresas de distribución, suelen ser de carácter privado, lo que insta a los países a crear organismos y leyes que puedan regular a estas empresas y/o entidades. Con estas medidas, se busca brindar la máxima calidad de servicio posible a los consumidores finales, y también un buen uso de la energía eléctrica o lo que también se conoce como eficiencia energética. En Chile, los organismos encargados de la regulación y fiscalización, CNE (Comisión Nacional de Energía) y SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustibles) y el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, han adoptado un conjunto de índices destinados a medir la percepción del cliente con respecto a la calidad del suministro entregado.

Prácticamente los sistemas eléctricos de distribución se ven obligados a tener un adecuado funcionamiento, teniendo en cuenta que hay varios aspectos legales que respaldan los derechos de los consumidores, los cuales requieren que la energía que compran sea suministrada sin fallas de gran magnitud.

La confiabilidad pasa a ser la herramienta adecuada, para estimar las zonas en las cuales el sistema puede fallar y todo lo que conlleva esto. Hasta un par de décadas, los estudios de confiabilidad de sistemas de potencia, estaban orientados principalmente hacia los sistemas de generación, ya que éstos tienen un costo muy alto, además de haber negligencias en la generación de energía eléctrica, podría tener consecuencias desastrosas para la sociedad y el medio ambiente.

Un análisis de las estadísticas de fallas, de algunas empresas de distribución, dejó ver que éstas aportan un porcentaje de tiempo importante a la indisponibilidad del sistema en general, afectando directamente al cliente. En la “Tabla A” se refleja lo mencionado, los datos estadísticos corresponden a una empresa de distribución del Reino Unido. Además, en el año 1964 se publicaron dos trabajos sobre el cálculo de confiabilidad en sistemas de transmisión y distribución [2], lo que marca un gran precedente para esta área, ya que, se inicia un interés tanto en métodos, como en técnicas para el cálculo de parámetros de confiabilidad en sistemas de distribución.

Tabla A.- Estadísticas típica de indisponibilidad al cliente.

Contribuyente	Promedio de Indisponibilidad por cliente-año	
	Minutos	(%)
Generación / Transmisión	0,5	0,5
132 kV	2,3	2,4
66 kV y 33 kV	8,0	8,3
11 kV y 6,6 kV	58,8	60,7
Bajo voltaje	11,5	11,9
Otros	15,7	16,2
Total	98,8	100

A modo general, el concepto “confiabilidad de un sistema”, se puede definir como la probabilidad de que éste desempeñe su función adecuadamente por el periodo de tiempo deseado bajo ciertas condiciones de operación. En el ámbito eléctrico y bajo un contexto de sistemas de distribución, la probabilidad de “sobrevivencia” se refiere a que el sistema disponga de energía eléctrica en cualquier instante.

En el ámbito ingenieril, pasa a ser más atractivo el carácter cuantitativo que el cualitativo de las redes eléctricas. Esto lleva a determinar “índices de confiabilidad” los cuales describen el comportamiento respecto a la calidad y continuidad del suministro.

La calidad de servicio vista como una problemática, en las compañías de distribución, se liga de manera directa con los costos de dichas empresas. Dicho esto, los índices cuantitativos ayudan a resolver interrogantes tales como ¿Cuáles son los puntos más débiles del Sistema de Distribución? , ¿Dónde invertir para conseguir el máximo beneficio en confiabilidad? es necesario, entonces, contar con especialistas que lleven procedimientos bien definidos en cuanto a estas cuantificaciones.

El objetivo principal que se persigue al realizar un estudio de confiabilidad, radica en obtener índices del comportamiento del sistema respecto de la continuidad de servicio que se está entregando. Esto es importante tanto desde el punto de vista del cliente, como del distribuidor de energía eléctrica, puesto que una buena calidad del servicio significa menores pérdidas económicas para ambas partes [3].

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL DEL SEMINARIO

Análisis de los índices de confiabilidad y métodos para la solución de problemas de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución, ante interrupciones provocadas por fuerza mayor o casos fortuitos.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar la teoría relacionada a la solución de problemas de confiabilidad.
- Realizar una búsqueda a nivel internacional de índices de confiabilidad en el área de distribución, enfocados al sistema como al cliente y realizar un análisis.
- Realizar una búsqueda a nivel nacional de índices de confiabilidad y su equivalente internacional, tanto a nivel de sistema como del cliente, realizando un análisis, indicando su forma de cálculo y definiciones.
- Exponer un ejemplo con un sistema eléctrico de prueba y ver un efecto que hace variar los índices de confiabilidad.
- Exponer una red eléctrica de distribución, propiedad de CGE Concepción, calculando índices de confiabilidad con software DlgSILENT PowerFactory.

CAPÍTULO 1.- CALIDAD DE SERVICIO

1.1.- INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la calidad de servicio eléctrico se ha transformado en un tema de gran importancia, tanto para las empresas distribuidoras de electricidad, como para los consumidores o usuarios finales de este servicio, dada la diversidad de aspectos técnicos y comerciales involucrados en el suministro.

La calidad de la energía comprende evaluar la forma de la onda de tensión suministrada a los clientes. Esta forma de onda puede sufrir perturbaciones por distintos factores tales como rayos, impulsos de conexión, liberación de fallas de la red, rectificadores, fuentes de alimentación defectuosas, etc.

Los sistemas eléctricos están propensos a sufrir fallas, la calidad de servicio técnico evalúa la frecuencia, duración y gravedad de las interrupciones. En este sentido los índices de confiabilidad consideran interrupciones sostenidas, es decir, de una duración superior a los 3 minutos (de acuerdo al Decreto Supremo 327/98). Típicamente, las interrupciones de duraciones menores corresponden a eventos de resolución automática (por ejemplo, un sistema de protección, reconectador con su sistema de detección de falla, detecta una falla y opera, luego de un intervalo de seguridad vuelve a cerrar automáticamente; si la falla se ha despejado, la protección se mantiene cerrada).

El problema de la calidad de servicio y en particular, de la continuidad de suministro eléctrico, tiene también un trasfondo económico. Teóricamente, es posible lograr una calidad de servicio perfecta, es decir, cero interrupciones, nivel de tensión plano, frecuencia constante pero a costo demasiado elevado [4].

La calidad de servicio comercial tiene como prioridad, brindar a los usuarios una atención comercial satisfactoria. Las empresas de distribución deben velar por muchos aspectos, tales como emitir facturas claras, correctas, exactas y basadas en lecturas reales.

1.2.- CALIDAD DE SERVICIO ELÉCTRICO

Disponer de una buena calidad de energía, implica enfocarse en tres áreas principales:

- Suministro eléctrico hacia los clientes.
- Equipamiento electrónico de las instalaciones.
- Sistemas de puesta a tierra (SPT).

Las compañías eléctricas de distribución, deben procurar que la forma de onda “sinusoidal” sea pura, con niveles de tensión aceptables y de igual forma para la frecuencia. En la figura 1.1, se ejemplifica una forma de onda sinusoidal con un nivel de tensión típico (clientes domiciliarios) y frecuencia presente en Chile.

Chile, en distribución, se exige mantener magnitudes de tensión dentro de un +/- 92,5%, es decir, con una variación de +/- 7,5% durante el 95% del tiempo y para la frecuencia de +/- 0,5%.

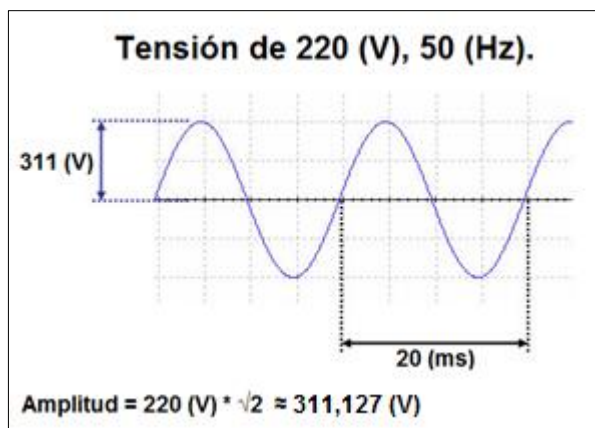


Figura 1.1.- Representación de una onda Senoidal.

Entre los tipos de cargas o consumos, se encuentran las cargas lineales, cuyo consumo de corriente eléctrica responde a la misma linealidad de voltaje sinusoidal que alimenta dicha carga, pudiendo ser resistivas, inductivas o capacitivas. Por otro lado se encuentra las cargas no-lineales, éstas se caracterizan porque la señal de corriente eléctrica no responde a la misma linealidad del voltaje sinusoidal que alimenta dicha carga, generalmente electrónicas.

Algunos de los dispositivos electrónicos que deforman o distorsionan la señal sinusoidal son:

- Equipos de Ofimática (PCs, impresoras, unidades de almacenamiento, scanners, UPS.)
- Ballast electrónicos en la iluminación.
- Equipamiento electrónico en general.
- Variadores de velocidad en motores.
- Soldadura al arco.
- Hornos de inducción / de arco.

Respecto a los sistemas de puesta a tierra, contar con un sistema deficiente, no sólo aumenta el riesgo de averías en los equipos, sino que resulta también peligrosa. Las instalaciones deben disponer de un correcto sistema de puesta a tierra para que, en caso de que impacte un rayo o se produzca una sobretensión, la corriente encuentre una ruta segura a tierra.

1.2.1.- PERTURBACIONES ELÉCTRICAS

En la actualidad existe un gran número de trabajos realizados en torno a la problemática de las perturbaciones en los sistemas eléctricos. Sin embargo, dependiendo del sistema en estudio (cargas, procesos, configuraciones y sistemas de alimentación), uno u otro problema aparecerá como mayor importancia. Debido a que las características de magnitud y duración de las perturbaciones eléctricas dependen de las características de potencia de la fuente generadora, y las características circuitales del sistema eléctrico. A nivel de carga, las perturbaciones que en mayor medida afectan son: transientes impulsivos u oscilatorios, distorsión armónica y los problemas de regulación y desbalance.

Las perturbaciones en la calidad del suministro, definidas por el estándar 1159-1995 del IEEE han sido clasificadas en siete categorías, las cuales se pueden apreciar en la tabla 1.1. [5].

Tabla 1.1.- Resumen de perturbaciones.



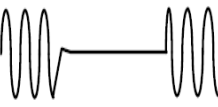

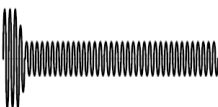
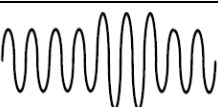
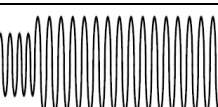
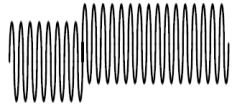

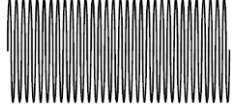


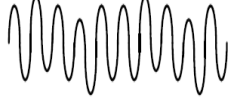
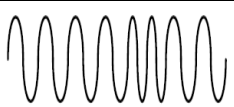
Categoría de la perturbación	Forma de la onda	Efectos	Posibles causas	Posibles soluciones
1.- Transitorios				
Impulsiva		Pérdida de datos, posibles daños, paralización del sistema.	Rayos, impulsos de conexión, liberación de fallas de la red.	TVSS ⁽¹⁾ , mantener humedad entre 35-50%.
Oscilatoria		Pérdida de datos, posibles daños.	Desconexión de cargas inductivas / capacitivas.	TVSS ⁽¹⁾ , UPS ⁽²⁾ , reactores/bobinas de choque, interruptor de cruce por cero.
2.- Interrupciones				
Inverter		Pérdida de datos, posibles daños	Conmutación, fallas de la red, disparo de interruptores, fallas de componentes.	UPS ⁽²⁾ .
3.- Bajada de tensión – Subtensión				
Bajada de Tensión		Paralización del sistema, pérdida de datos.	Cargas de arranque, fallas.	Acondicionador de energía, UPS ⁽²⁾ .
Subtensión		Paralización del sistema, pérdida de datos.	Fallas de la red, cambios de carga.	Acondicionador de energía, UPS ⁽²⁾ .
4. Aumento de tensión / Sobretenensión				
Aumento de tensión		Daños al equipo/vida reducida.	Cambios de carga, fallas de la red.	Acondicionador de energía, UPS ⁽²⁾ , transformadores de "control" ferromesónicos.
Sobretenensión		Daños al equipo/vida reducida.	Cambios de carga, fallas de la red.	Acondicionador de energía, UPS ⁽²⁾ , transformadores de "control" ferromesónicos.

Tabla 1.1.- Resumen de perturbaciones. (Continuación)

Categoría de la perturbación	Forma de la onda	Efectos	Posibles causas	Posibles soluciones
5.- Distorsión de la forma de onda				
Desplazamiento por corto circuitos		Transformadores sobre calentados, corriente por falla de masa, disparo por interferencia.	Rectificadores, fuentes de alimentación defectuosos.	Ubicar y reemplazar el equipo defectuoso.
Armónicas		Transformadores sobre calentados, paralización del sistema.	Cargas electrónicas (cargas no lineales)	Reconfigurar la distribución, instalar transformadores de factor k, usar fuentes conmutadas con PFC ⁽³⁾ .
Interarmónicas		Parpadeo de la luz, calentamiento, interferencia de la comunicación.	Señales de control, equipos defectuosos, ciclo conversores, convertidores de frecuencia, motores de inducción, dispositivos de generación de arco.	Acondicionadores de energía, filtros, UPS ⁽²⁾ .
Corte intermitente		Paralización del sistema, pérdida de datos.	Mecanismos de velocidad variable, soldadores al arco, atenuadores de luz.	Reconfigurar la distribución, trasladar las cargas sensibles, instalar filtros, UPS ⁽²⁾ .
Ruido		Paralización del sistema, pérdida de datos.	Transmisores (radio), equipos defectuosos, masa ineficiente.	Quitar transmisores, reconfigurar puesta a tierra, aumentar el blindaje, filtros, transformadores de aislamiento.
6.- Fluctuaciones de tensión		Paralización del sistema, parpadeo de luces.	Funcionamiento intermitente de las carga.	Reconfigurar la distribución, trasladar las cargas sensibles acondicionador de energía, UPS ⁽²⁾ .
7.- Variaciones de la frecuencia eléctrica		Falla del equipo sincrónico. Sin efecto los equipos informáticos.	Generadores de reserva reguladores en forma ineficiente.	Actualizar el regulador del generador.

(1) TVSS= Limitadores de sobre-tensión o supresores de transientes (Transient Voltage Surge Suppressors).

(2) UPS= Sistema de alimentación ininterrumpida (Uninterruptible Power Supply).

(3) PFC= El Factor de Corrección de Potencia (Power Factor Correction).

En lo que respecta al problema de regulación de tensión, toma importancia a nivel de distribución, ya que, al mejorar la regulación, se producen beneficios adicionales, como la reducción de pérdidas por efecto Joule en los tramos de las líneas que van desde los puntos de distribución hasta los consumidores.

La caída de tensión se puede reducir directamente, regulando el flujo de corrientes activas por la línea o regulando el flujo de corrientes reactivas. Sin embargo, en un proceso industrial es muy difícil influir sobre la corriente activa, ya que ésta depende directamente de la potencia activa solicitada por la carga. Sin embargo queda la posibilidad de reducir el flujo de corrientes reactivas por la línea. Por lo tanto, se puede decir que mediante un adecuado control de potencia reactiva se puede mejorar la regulación de tensión en los sistemas eléctricos de potencia.

1.3.- CALIDAD DE SERVICIO TÉCNICO

En Chile las empresas de distribución eléctrica, deben informar todos los meses a la SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustibles), las interrupciones de suministro que han afectado a sus respectivos clientes, indicando la causa y la duración, entre otros parámetros. Con esta información, es posible calcular para cada cliente la cantidad de interrupciones y su duración acumulada, en ventanas móviles de 12 meses. Para fines del cálculo de compensaciones, se consideran las interrupciones de origen interno a la distribuidora, esto es que se ocasionan en sus líneas eléctricas.

No son consideradas las interrupciones de origen externo, como fallas del Sistema Interconectado, fallas en generación o subestaciones primarias. Tampoco son imputables, las interrupciones catalogadas como caso fortuito o fuerza mayor, como accidentes, actos vandálicos, racionamiento eléctrico, inundaciones, movimientos telúricos.

Cada vez que las empresas superen el estándar de interrupciones, ya sea en tiempo o en frecuencia, que establece el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, se debe proceder a la compensación automática de los kWh, que dejan de suministrar producto de dichos cortes a los clientes, valorizados al doble del Costo de Falla. Dicho costo es calculado por la CNE (Comisión Nacional de Energía) con ocasión de la fijación de Precios de Nudo, con una periodicidad de 6 meses. En caso de detectar interrupciones no autorizadas o que exceden el estándar, se procederá a un cálculo para determinar el tiempo a compensar. El producto del

tiempo a compensar por el consumo promedio, determinado en base a las últimas 12 facturaciones del cliente, dará lugar a la energía no suministrada, la cual se abonará en las cuentas, valorizada al doble del costo de falla.

Para una mayor claridad, las empresas en los casos en que corresponda aplicar los abono, incluyen en las boletas un detalle con los parámetros antes señalados.

Los estándares que fija el reglamento se encuentran en las tablas 1.3 y 1.4. [6].

Tabla 1.3.- Estándares de frecuencia y tiempo para interrupciones imputables por períodos de 12 meses.

		Urbano	Rural
Frecuencia	Cliente BT ¹	22 int.	42 int.
	Cliente AT ²	14 int.	26 int.
Tiempo	Cliente BT ¹	20 hrs.	30 hrs.
	Cliente AT ²	10 hrs.	15 hrs.

Tabla 1.4.- Estándares de tiempo para interrupciones programadas por períodos de 12 meses y por evento.

Tiempo	Periodo 12 meses	Por evento
Cliente BT¹	12 hrs.	8 hrs.
Cliente AT²	8 hrs.	6 hrs.

(1): Son clientes BT (Baja Tensión), aquellos que están conectados con su empalme a líneas cuyo voltaje es inferior a 400 volts.

(2): Son clientes AT (Alta Tensión), aquellos que están conectados con su empalme a líneas cuyo voltaje es superior a 400 volts.

1.3.1.- EJEMPLO PARA DE CÁLCULO DE COMPENSACIONES

Un cliente BT, Urbano, considerando los últimos 12 meses, tiene 23 interrupciones con un total de 26 horas, suponiendo que no tuvo durante el período interrupciones programadas [7].

Tabla 1.5.- Interrupciones imputables para un cliente BT, urbano.

Correlativo	Duración [h]	Tiempo acumulado [h]	Imputable	Autorizada	Tiempo a compensar [h]
1	1	1	Si	Si	0
2	2	3	Si	Si	0
...
22	2	22	Si	No	2 hrs.
23	4	26	Si	No	4 hrs.
Total (seg.) a compensar					6 [h] = 6x3600

Suponiendo que el cliente tuvo, en el mismo período, un consumo promedio por segundo de 0.0001 kWh/segundo, le correspondería una devolución de energía igual a 2.16 kWh ($6 \times 3600 \times 0.0001 = 2.16$). Lo cual, finalmente suponiendo un costo de falla de \$100 pesos por kWh, dando como resultado una devolución igual a \$464 ($2 \times 100 \times 2.16$)

1.4.- CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

Es deber de la empresa distribuidora brindar a sus usuarios una atención comercial satisfactoria. La empresa debe velar por:

- El conveniente acondicionamiento de los locales de atención al público, para asegurar que la atención sea personalizada.
- Evitar la excesiva pérdida de tiempo del usuario, favoreciendo las consultas y reclamos telefónicos.
- Satisfacer rápidamente los pedidos y reclamos que presenten los usuarios.
- Emitir facturas claras, correctas y basadas en lecturas reales.

Existen varios ítems que certifican la calidad del servicio comercial, tales como: facturación estimada, reclamos por errores de facturación, suspensión del suministro por falta de pago y quejas. A continuación se describen en qué consisten ellos [8].

1.4.1.- FACTURACIÓN ESTIMADA

Salvo el caso particular de tarifas en que se aplique otra modalidad, la facturación debe realizarse basándose en lecturas reales, exceptuando casos de probada fuerza mayor, en los que puede estimarse el consumo.

Para un mismo usuario no puede emitirse más de dos facturaciones sucesivas estimadas de ser bimestrales, y tres en los casos restantes, durante 1 año calendario, asimismo no puede efectuarse más de tres estimaciones en igual período, de ser facturaciones bimestrales y cuatro en los casos restantes.

1.4.2.- RECLAMOS POR ERRORES DE FACTURACIÓN

El usuario que se presente a reclamar argumentando un posible error de facturación (excluida la estimación), debe tener resuelto su reclamo en la próxima factura emitida y el error no deberá repetirse en la próxima facturación.

1.4.3.- SUSPENSIÓN DEL SUMINISTRO POR FALTA DE PAGO

La distribuidora debe comunicar previamente al usuario, antes de efectuar el corte del suministro de energía eléctrica motivado por la falta de pago de las facturas.

Si el usuario abona las facturas más los recargos que correspondieran, la distribuidora debe restablecer la prestación del servicio público dentro de las 24 horas de haberse hecho efectivo el pago.

La distribuidora debe llevar un registro diario de los usuarios, a quienes se les haya cortado el suministro por falta de pago.

1.4.4.- QUEJAS

Además de facilitar los reclamos por vía telefónica o personal, la distribuidora debe tener a disposición del usuario en cada centro de atención comercial un "libro de quejas", donde el cliente puede colocar sus observaciones, críticas o reclamos con respecto al servicio.

1.5.- ENTIDADES REGULADORAS EN CHILE

Es de interés conocer que Chile forma parte de la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), siendo ésta, una Organización No Gubernamental, comprendida por empresas eléctricas y organismos sin fines de lucro.

La CIER no es una entidad reguladora, pero entre sus objetivos estratégicos están: mejorar la eficacia de las empresas del sector eléctrico y organismos gubernamentales; formación profesional a todos los niveles e intercambio entre empresas y organismos; transferencia de conocimiento, información, experiencias y documentación en campos técnicos, económicos y legales.

En Chile existen varios organismos del Estado que participan en la regulación del sector eléctrico en Chile, entre los que destacan la CNE (Comisión nacional de Energía), la SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustible) y el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Cabe señalar que el CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga), también toma importancia en este ámbito, ya que, éste se encarga y vela por la coordinación en la operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios de generación, de transmisión y de distribución, que operan los diferentes sistemas interconectados.

A continuación se detallan las funciones que desempeñan las organizaciones reguladoras de mayor relevancia:

1.5.1.- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

La CNE es una persona jurídica de derecho público, funcionalmente descentralizada y autónoma. Su función es:

- a) Elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional.
- b) Asesorar a los organismos de gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía. Calcular los precios regulados que la legislación ha establecido (informes técnicos).
- c) Informa al Ministerio de Economía, cuando se plantean divergencias entre los miembros de los CDEC, a objeto que dicho ministerio resuelva.

1.5.2.- MINISTERIO DE ECONOMÍA

Este organismo es el encargado de fomentar la modernización de la estructura productiva del país, el fortalecimiento y expansión de la economía chilena y su inserción activa en los mercados internacionales. Concretamente el sector eléctrico sus tareas son:

- a) Fijar las tarifas de distribución eléctrica.
- b) Fijar los precios de nudo.
- c) Resolver los conflictos entre los miembros de los CDEC.
- d) Otorgar las concesiones definitivas, previo informe de la SEC.

1.5.3.- SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES

La SEC es un organismo descentralizado que se relaciona con el Gobierno por intermedio del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Está encargada de:

- a) Fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas.
- b) Otorgar concesiones provisionales e informar al Ministerio de Economía sobre solicitudes de concesión definitivas que se refieran a distribución de electricidad y a la instalación de centrales hidráulicas, subestaciones eléctricas y líneas de transmisión.
- c) Verificar la calidad de los servicios prestados.

1.6.- LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

Todas las materias relacionadas con la operación de las instalaciones eléctricas destinadas al servicio público de distribución están reguladas por la Ley General de Servicios Eléctricos, por su reglamento y por una serie de textos legales, reglamentarios y/o normativos. La aplicación de esta la Ley corresponde al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, por conducto de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Se seleccionan algunos artículos de interés para el análisis de continuidad de suministro, tanto del Decreto Supremo N°327 de 1998 [6], como de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio [9]. Una lectura a éstos, evidencia la estrecha relación con el tema “Índices de confiabilidad de sistema” abordados en este seminario.

1.6.1.- REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, DECRETO SUPREMO N°327

Artículo 145.- Las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán suministrar electricidad a sus usuarios de manera continua e ininterrumpida, salvo las excepciones legales y reglamentarias.

Artículo 148.- El concesionario no podrá suspender el suministro de energía a los hospitales y cárceles, sin perjuicio de la acción ejecutiva que podrá ejercer, invocando como título una declaración jurada ante notario, en la cual se indique que existe tres o más mensualidades insolutas.

Artículo 163.- Las empresas concesionarias, deberán llevar un registro actualizado de los siguientes antecedentes, conforme con las instrucciones que la Superintendencia imparta al respecto:

- a) Componentes, sistemas y equipos o dispositivos eléctricos operables en sus instalaciones eléctricas y dependencias, empalme y medidores en servicio, indicando la localización de cada uno de ellos.
- b) Estadísticas de operación correspondientes a incidentes ocurridos, que por su naturaleza, afectan a los usuarios.
- c) Estadísticas de suministro por tipo de cliente y tipo de tarifa.

Artículo 218.- Los operadores de instalaciones eléctricas, deberán incluir en sus programas de mantenimiento la poda o corte de los árboles que puedan afectar la seguridad de sus instalaciones, utilizando técnicas adecuadas para preservar las especies arbóreas. Esta actividad deberá ser comunicada a la Municipalidad respectiva o a la dirección de vialidad en su caso, en un plazo no inferior a quince días anteriores a su ejecución.

El **Artículo Nº245** , se mencionan las indisponibilidades máximas en horas al año, ésta solo considera índices individuales por duraciones de cortes mayores de 3 minutos, sea por fallas o desconexiones programadas o forzadas; en BT contempla 22 interrupciones, que no excedan, en conjunto 20 horas; a media tensión, 14 interrupciones, que no excedan, en conjunto 10 horas; en puntos de conexión a concesionarios de servicio público de distribución, la indisponibilidad aceptable será igual a la indisponibilidad aceptable de generación más la indisponibilidad aceptable de transmisión.

En el **Artículo N°246** se estipula que los valores exigidos para frecuencia media de interrupción por transformador (FMIT), frecuencia media de interrupción por kVA (FMIK), tiempo total de interrupción por transformador (TTIT) y tiempo total de interrupción por kVA (TTIK), cuando se evalúan para un conjunto de puntos de la red o usuarios, según inciso b del Art. N°227 del DS N°327, dependerán del área típica de distribución de que se trate y serán definidos por la Comisión con ocasión del cálculo de valores agregados de distribución. Para este efecto, los fijará en las bases del estudio de cada área típica. Sin embargo, los valores máximos para los parámetros mencionados, deberán encontrarse dentro de los siguientes rangos:

- FMIT entre 5 y 7 veces al año.
- FMIK entre 3,5 y 5 veces al año.
- TTIT entre 22 y 28 horas al año.
- TTIK entre 13 y 18 horas al año.

Modificación introducida por el Oficio 1438

Se entenderán como zonas rurales tipo 1, a aquellas comunas que cumplen simultáneamente con las siguientes dos condiciones:

Condición 1:

- Población total inferior a 70.000 habitantes.
- Población total mayor a 70.000 habitantes y relación entre viviendas urbanas y superficie total de la comuna, inferior a 350 viviendas/km² (N° Viv.Urb./km² < 350).

Condición 2:

- Número de clientes de la empresa dentro de la comuna inferior a 10.000.
- Número de clientes de la empresa dentro de la comuna mayor a 10.000 y una relación entre la potencia total vendida y los kilómetros de línea de media tensión, inferior a 15 kW/km (kW/km MT <15).

Se entenderá como zonas rurales tipo 2 a aquellas zonas que cumplen con las condiciones establecidas para ser clasificada como zona rural tipo 1 y, adicionalmente, en forma simultánea, se cumplen las siguientes condiciones:

Condición 1: Ser suministradas por un alimentador, cuya longitud total, conectada a través de líneas de media tensión sea superior a 75 km. Además el Oficio N°677 de junio de 2008, agrega que dicho límite mínimo de 75 kilómetros no será aplicable a los territorio insulares.

Condición 2: Ser suministradas por un alimentador, cuya relación entre la suma de las potencias de las subestaciones de distribución (transformación MT/BT), conectadas a dicho alimentador, mediante líneas de media tensión y medida en kVA, respecto de la suma de las longitudes de esas mismas líneas de media tensión, expresada en kilómetros, sea inferior a 50 kVA/ km.

1.6.2.- NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

Título 5-12, Artículo 5-72: Los coordinados deberán dar cumplimiento a los Estándares de Calidad de Producto Eléctrico del presente título, con el fin de limitar su contribución a la contaminación de la red.

Título 6-2, Artículo 6-14: Los clientes deberán entregar a la DP (Dirección de Peajes), información relativa a la Calidad del Suministro y Calidad del Producto en sus respectivos Puntos de Control, de acuerdo a lo indicado en el Anexo Técnico "Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto".

Título 6-2, Artículo 6-15: Los coordinados deberán mantener los registros detallados de las mediciones de cantidad, duración y profundidad de las interrupciones, con el fin de informarla de acuerdo a lo indicado en los Anexos Técnicos "Informes de Falla de Coordinados" e "Informes de Calidad de Suministro y Calidad Producto". Los datos serán publicados a través de sitio Web del CDEC respectivo.

En el Título 6-4 de la NTSyCS en su Artículo 6-26: indica que el estudio a realizar por la CNE y/o empresas distribuidoras deberá identificar los indicadores FMIK y TTIK en todos los puntos de conexión de las Instalaciones de Clientes; el **Artículo 6-27** establece la elaboración de un modelo probabilístico adecuado para realizar calculos de Calidad del Suministro; y el **Art. 6-28** estipula los requisitos del Estudio de Continuidad.

CAPÍTULO 2.- CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

2.1.- INTRODUCCIÓN

Las redes de distribución, son la parte del sistema de potencia que hacen posible el transporte de la energía, desde las subestaciones transformadoras AT/MT hasta los puntos de carga en los cuales se conectan las redes de los clientes. Estas redes son en su gran mayoría de tipo radial.

La confiabilidad de estos sistemas, según la definición del diccionario IEEE, es la capacidad del sistema para desarrollar su función bajo las condiciones establecidas por un periodo establecido de tiempo sin incurrir en falla. Desde el punto de vista práctico, hay tres razones importantes para calcular y estudiar la confiabilidad del sistema de distribución:

- Diseños de sistemas de distribución que minimizan el impacto de la falla de una componente en el sistema.
- Modificación de los parámetros ambientales para minimizar sus efectos en el sistema de distribución.
- Evaluación del impacto de la confiabilidad del sistema de distribución en los costos que incurre la compañía y los clientes.

En este capítulo se analizan los índices de confiabilidad de sistema basados en el número de clientes, potencia y en energía.

También se aborda la realidad internacional respecto a estos índices, precisamente Estados Unidos, ya que, Chile se rige en gran parte por las normas Norteamericanas. Se tendrá en consideración la guía de la IEEE. Todo esto con el objeto de tener una visión global de cómo los reguladores han abordado la calidad de servicio e incorporado estos estándares.

Por último se indaga sobre la realidad Chilena en cuanto a los índices de confiabilidad y las proyecciones a futuro en implementar nuevos índices.

2.2.- ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DE SISTEMA

En la actualidad, hay más de cuarenta diferentes índices de confiabilidad en uso y muchos más de uso interno, para diferentes aplicaciones [10]. Para efectos de este seminario se dan a conocer los que más se utilizan.

A la hora de hablar sobre índices de confiabilidad de sistemas, es necesario tener en cuenta los siguientes parámetros a nivel individual:

- **Tasa de falla (λ):** Cantidad de fallas de un elemento por unidad de tiempo. [El inverso de la tasa de falla, se conoce como tiempo promedio entre fallas].
- **Tiempo de reparación (r):** Es el tiempo promedio que dura una falla de suministro, expresado en horas.
- **Tiempo anual de desconexión esperado o “Indisponibilidad (U):** es la indisponibilidad total de servicio durante un año, representa la cantidad de horas interrumpidas y se define en función de los parámetros antes definidos.

Estos parámetros o índices reflejan la calidad de suministro particular, independientemente de la calidad que hayan podido tener los demás clientes de su entorno. **Cabe destacar que el origen y teoría relacionada sobre estos parámetros son detallados en el capítulo 4.**

Existen tres métodos de cálculo de los índices de sistema, dependiendo si el efecto de la interrupción está relacionado con el número de consumidores interrumpidos, con la potencia interrumpida o con el número de subestaciones/transformadores interrumpidos [9] [11] [12].

2.2.1.- ÍNDICES BASADOS EN NÚMERO DE CLIENTES

2.2.1.1- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema, se mide en Interrupciones /Año. Indica con qué frecuencia el cliente promedio experimenta una interrupción sostenida durante un período de tiempo predefinido [8].

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{Número total de clientes interrumpidos}}{\text{Número total de clientes conectados}} = \frac{\sum(\lambda_i * N_i)}{\sum N_i} \left[\frac{\text{interrupciones}}{\text{año}} \right] \quad (2.1)$$

Dónde:

λ_i = Tasa de falla del punto de carga $\left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right]$.

N_i = Número de clientes conectados en el punto de carga.

2.2.1.2- SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema, se mide en h /Año. Indica la duración total de interrupción del cliente promedio durante un período predefinido de tiempo. Se mide en minutos u horas de interrupción.

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{Suma de las duraciones de interrupción del cliente}}{\text{Número total de clientes afectados}} = \frac{\sum(U_i * N_i)}{\sum N_i} \left[\frac{\text{h}}{\text{año}} \right] \quad (2.2)$$

Dónde:

U_i = El tiempo de interrupción o indisponibilidad en el punto de carga [h].

N_i = Número de clientes afectados en el punto de carga.

2.2.1.3- CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)

Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción al Cliente [Interrupciones/año]. Indica la frecuencia promedio por interrupciones de aquellos clientes que han experimentado interrupciones sostenidas.

$$\text{CAIFI} = \frac{\text{Número total de clientes interrumpidos}}{\text{Número total de clientes afectados}} = \frac{\sum(\lambda_i * N_i)}{\sum N_i} \left[\frac{\text{interrupciones}}{\text{año}} \right] \quad (2.3)$$

Dónde:

λ_i = Tasa de falla del punto de carga $\left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right]$.

N_i = Número de clientes afectados en el punto de carga.

2.2.1.4- CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)

Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente [h/año]. Tiempo promedio requerido para reponer el servicio.

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{Suma de las duraciones de interrupción del cliente}}{\text{Número total de clientes interrumpidos}} = \frac{\sum(U_i * N_i)}{\sum(\lambda_i * N_i)} = \frac{\text{SAIDI}}{\text{CAIFI}} \left[\frac{h}{\text{año}} \right] \quad (2.4)$$

Dónde:

U_i = El tiempo de interrupción o indisponibilidad en el punto de carga [h].

λ_i = Tasa de falla del punto de carga $\left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right]$.

N_i = Número de clientes en el punto de carga.

2.2.1.5- ASAI (Average service availability)

Índice de disponibilidad media.

$$\text{ASAI} = \frac{\text{Horas del servicio disponible}}{\text{Horas de cliente demandadas}} = 1 - \frac{\text{SAIDI}}{8760} = \frac{\sum(N_i * 8760) - \sum(U_i * N_i)}{\sum(N_i * 8760)} \quad (2.5)$$

Dónde:

U_i = El tiempo de interrupción o indisponibilidad en el punto de carga [h].

N_i = Número de clientes en el punto de carga.

8760 = Número de horas en el año.

2.2.1.6- ASUI (Average service availability)

Índice de indisponibilidad media.

$$\text{ASUI} = 1 - \text{ASAI} = \frac{\text{Horas de servicio no disponible del cliente}}{\text{Horas de cliente demandadas}} = \frac{\sum(U_i * N_i)}{\sum(N_i * 8760)} \quad (2.6)$$

Dónde:

U_i = El tiempo de interrupción o indisponibilidad en el punto de carga [h].

N_i = Número de clientes en el punto de carga.

8760 = Es el número de horas en un año calendario.

2.2.2.- ÍNDICES BASADOS EN POTENCIA

2.2.2.1- ASIFI (Average System Interruption Frequency Index)

Índice de frecuencia de interrupción promedio de la **potencia conectada** del sistema. Se basa en la carga en lugar de los clientes afectados y representa la potencia interrumpida. Teóricamente, en un sistema con una distribución de carga homogénea, ASIFI debe ser igual a SAIFI.

$$ASIFI = \frac{\text{Total de los kVA Interrumpidos}}{\text{Total de kVA Conectados}} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i \left[\frac{\text{interrupciones}}{\text{año}} \right]}{L_T} \quad (2.7)$$

Dónde:

n = Representa el número de interrupciones en el período.

L_i = Capacidad interrumpida en KVA en el punto de carga [kVA].

L_T = Capacidad total conectada en KVA en el punto de carga [kVA].

2.2.2.2- NIEPI o FMIK (frecuencia media de interrupción por kVA)

Índice de frecuencia de interrupción promedio de la **potencia instalada** del sistema en media tensión ($1 \text{ kV} < V \leq 36 \text{ kV}$) [9]. Este índice se define mediante la siguiente expresión:

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^n PI_i}{\sum PI} = FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVA_{fs_i} \left[\frac{\text{interrupciones}}{\text{año}} \right]}{kVA_{inst}} \quad (2.8)$$

Dónde:

n = Representa el número de interrupciones en el período.

PI_i = Capacidad instalada fuera de servicio en el punto de carga [kVA].

$\sum PI$ = Capacidad total instalada en el punto de carga [kVA].

kVA_{fs_i} = Capacidad instalada fuera de servicio en el punto de carga [kVA].

kVA_{inst} = Capacidad total instalada en el punto de carga [kVA].

El índice **NIEPI** es equivalente al **ASIFI** definido por la IEEE. Se diferencian en que el **NIEPI** se refiere a la potencia instalada y **ASIFI** habla de potencia conectada.

2.2.2.3- ASIDI (Average System Interruption duration Index)

Índice de duración promedio de interrupción de la **potencia conectada** del sistema [h]
[8].

$$ASIDI = \frac{\text{Tiempo de Interrupción de los kVA interrumpidos}}{\text{Total de kVA conectados}} = \frac{\sum(r_i * L_i)}{L_T} \left[\frac{h}{\text{año}} \right] \quad (2.9)$$

Dónde:

r_i = Tiempo de reparación para el punto de carga [h].

L_i = Capacidad interrumpida en el punto de carga [kVA].

L_T = Capacidad total conectada en el punto de carga [kVA].

2.2.2.4- TIEPI o TTIK (Tiempo Total de Interrupción por kVA)

Índice de duración promedio de interrupción de la **potencia instalada** del sistema en media tensión ($1 \text{ kV} < V \leq 36 \text{ kV}$) [9]. Este índice se define mediante la siguiente expresión:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k (PI_i * H_i)}{\sum PI} = TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n (kVA_{fsi} * T_{fsi})}{kVA_{inst}} \left[\frac{h}{\text{año}} \right] \quad (2.10)$$

Dónde:

n = Representa el número de interrupciones en el período.

PI_i = Capacidad instalada fuera de servicio en el punto de carga [kVA].

$\sum PI$ = Capacidad total instalada en el punto de carga [kVA].

H_i = Tiempo de reparación para el punto de carga [h].

T_{fsi} = Tiempo fuera de servicio en el punto de carga [h].

kVA_{fsi} = Capacidad fuera de servicio en el punto de carga [kVA].

kVA_{inst} = Capacidad total instalada en el punto de carga [kVA].

El índice **TIEPI** es equivalente al **ASIDI**, definido por la IEEE diferenciándose en que el **ASIDI** habla de potencia conectada y el **TIEPI** de potencia instalada.

2.2.2.5- FMIT

Frecuencia media de interrupción por transformador, representa el número de transformadores interrumpidos al año.

$$FMIT = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ki}}{T_{inst}} \left[\frac{\text{interrumpidos}}{\text{año}} \right] \quad (2.11)$$

Dónde:

n = Representa el número de interrupciones en el período.

T_{Ki} = Número de transformadores desconectados en el evento i .

T_{inst} = Número de transformadores instalados.

2.2.2.6.- TTIT

Tiempo total de interrupción por transformador [h/año].

$$TTIT = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ki} * T_{fs_i}}{T_{inst}} \left[\frac{h}{\text{año}} \right] \quad (2.12)$$

Dónde:

T_{Ki} = Número de transformadores desconectados en el evento i .

T_{inst} = Número de transformadores instalados.

T_{fs_i} = Tiempo de duración de cada interrupción [h].

2.2.3.- ÍNDICES BASADOS EN ENERGÍA

Antes de poder realizar los cálculos de los índices de potencia, es importante señalar un término que será base para todos los cálculos; este término corresponde a la carga media demandada en el punto de carga, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$La_{(i)} = Lp_{(i)} \times FP_{(i)} = \frac{Ed_{(i)}}{t} \left[\frac{MW}{\text{año}} \right] \quad (2.13)$$

Dónde:

$La_{(i)}$ = Carga media conectada al punto de carga i $\left[\frac{MW}{\text{año}} \right]$.

$Lp_{(i)}$ = Carga máxima demandada en el punto de carga $\left[\frac{MW}{\text{año}} \right]$.

$FP_{(i)}$ = Factor de potencia en el punto de carga.

$Ed_{(i)}$ = Energía total demandada en el punto de carga [MW].

t = Período de interés [año].

2.2.3.1-ENS (Energy not supplied index)

Energía no suministrada por el sistema [kWh]. Representa la cantidad de energía que la empresa de distribución pierde de vender. Este índice tiene gran relevancia para estas empresas, dado que puede utilizarse como parámetro de decisión al evaluar alternativas de mejoramiento de la calidad de servicio [11].

$$ENS = \sum (La_{(i)} * U_i) \left[\frac{MWh}{año} \right] \quad (2.14)$$

Dónde:

$La_{(i)}$ = Carga media conectada al punto de carga i $\left[\frac{MW}{año} \right]$.

U_i = El tiempo de interrupción o indisponibilidad en el punto de carga [h].

2.2.3.2- AENS (Average energy not supplied) o ASCI (average customer curtailment index)

Energía promedio no suministrada por el sistema o índice medio de reducción del sistema.

$$AENS = ASCI = \frac{\text{Energía total no suministrada}}{\text{Número total de clientes conectados}} = \frac{\sum (La_{(i)} * U_i)}{\sum Ni} \left[\frac{MWh}{clientes año} \right] \quad (2.15)$$

Dónde:

$La_{(i)}$ = Carga media conectada al punto de carga i $\left[\frac{MW}{año} \right]$.

U_i = El tiempo de interrupción o indisponibilidad en el punto de carga [h].

N_i = Número de clientes conectados en el punto de carga.

2.2.3.3- ACCI (Average customer curtailment index)

Índice medio de reducción a los clientes.

$$ACCI = \frac{\text{Energía total no suministrada}}{\text{Número total de clientes interrumpidos}} = \frac{\sum (La_{(i)} * U_i)}{\sum Ni} \left[\frac{MWh}{clientes año} \right] \quad (2.16)$$

Dónde:

$La_{(i)}$ = Carga media conectada al punto de carga i $\left[\frac{MW}{año}\right]$.

U_i = El tiempo de interrupción o indisponibilidad en el punto de carga $[h]$.

N_i = Número de clientes interrumpidos para cada evento de interrupción sostenida

2.3.- REALIDAD NORTEAMERICANA EN ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Estados Unidos es un mercado de más de 300 millones de personas repartidas por 50 estados, con una extensión de casi 10 millones de kilómetros cuadrados, un área equivalente a toda Europa. La generación y el suministro de electricidad en Estados Unidos se rigen por una compleja estructura de leyes, reglamentos federales, estatales y locales. A lo largo del país la electricidad se gestiona y distribuye, a través, de tres zonas de interconexión: el “este”, el “oeste” y el de Texas (ERCOT), sus ubicaciones se logra apreciar en la figura 2.1, además Estados Unidos cuenta con varios mercados organizados que compiten entre sí y varios mercados menos coordinados que trabajan juntos en tiempo real para garantizar un suministro eléctrico confiable y accesible.

Dentro de las entidades reguladoras en Estados Unidos se encuentran:

- NERC (National Electricity Regulatory Commission), encargada de promover la confiabilidad en el suministro energético, junto con monitorear el cumplimiento de políticas, estándares, guías y principios.
- FERC (Federal Energy Regulatory Commission), organismo regulador independiente perteneciente al Ministerio de energía, el cual está encargado de regular aspectos del mercado energético.

Estados Unidos cuenta con recomendaciones en términos de estándares de calidad de suministro eléctricos, estas recomendaciones consideran, aspectos tales como, la interconexión de diferentes redes eléctricas dentro de una gran red.

Las recomendaciones mencionadas anteriormente sobre interrupciones y calificación de éstas, se encuentran en la guía “Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices”, contenida en el estándar IEEE 1366 [11].

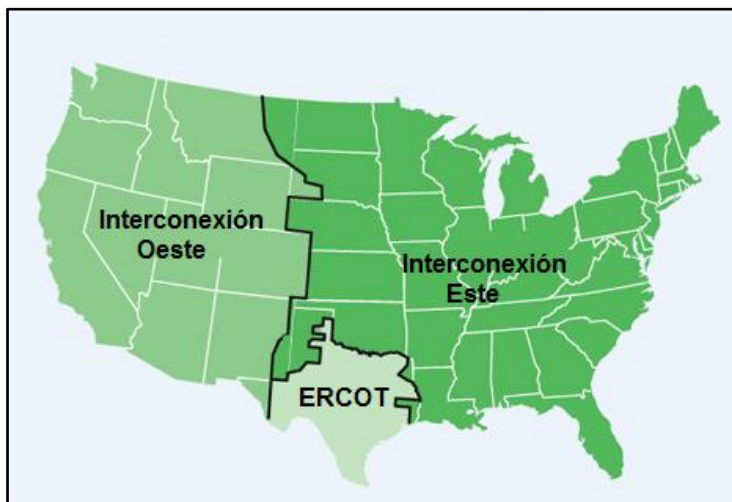


Figura 2.1.- Mapa de las tres redes eléctricas estadounidenses.

2.3.1.- REGULACIÓN EN NUEVA YORK

En la ciudad de Nueva York una distribuidora NYSEG (New York State Electric & Gas), propuso el control de distintos índices de calidad, cuyos niveles se traducirían en puntos negativos o positivos. A la continuidad del suministro se le asignan ± 24 puntos; cabe señalar que este reglamento no es oficial, sino que es únicamente una propuesta al regulador. Los índices utilizados son el **SAIFI** Y **CAIDI**, se definen un valor mínimo y otro objetivo de cada índice, adaptado a cada zona (el mercado de NY se ha dividido en doce zonas de servicio), ver tabla 2.1. ; Si el nivel de calidad está por debajo del valor mínimo, se tiene un punto negativo, y si el nivel está sobre el “objetivo”, se tiene un punto positivo.

Tabla 2.1.- Propuesta de NY para valores de frecuencia y duración de interrupciones.

	Valores Mínimos	Valores Objetivos
SAIFI (int./año)	0,91 - 2,27	0,63 - 2,3
CAIDI (h/año)	1,3 - 2,5	1,01 - 2

2.3.2.- REGULACIÓN EN CALIFORNIA

En 1998 la Comisión de Servicios Públicos de California adoptó la GO 166 (General Order), que aplica para interrupciones de servicios causados por daños en las líneas de distribución o transmisión y subestaciones, tales como tormentas, incendios, accidentes u ataques terroristas.

La GO 166 presenta estándares de operación, confiabilidad y seguridad en situaciones de emergencia o desastres. El propósito de los estándares es asegurar que los servicios eléctricos estén preparados para dichas situaciones, minimizando el daño e inconvenientes provocados a clientes.

Luego, en el año 2000, la Comisión adoptó la Decisión 00-05-022, que complementa la GO 166, perteneciente a la Restoration Performance Benchmark for a Measured Event.

La Decisión 00-05-022 introduce el Índice de Duración Promedio de la Interrupción por Cliente (**CAIDI**, por sus siglas en inglés), el cual es registrado desde el inicio de un evento medido hasta que se haya restaurado el servicio a la totalidad de los clientes que experimentaron una interrupción durante el mismo.

Si un mismo cliente experimenta más de una interrupción sostenida durante un Evento Medido, cada interrupción es considerada como una interrupción a cliente por separado. El desempeño de la restauración de servicio es considerado razonable si el **CAIDI** es de 570 o menor, sin embargo, dicha consideración puede ser refutable. Los sistemas de 150.000 clientes o menos están exentos de la aplicación de la Decisión 00-55-022.

2.3.3.- IEEE 1366: “GUIDE FOR ELECTRIC POWER DISTRIBUTION RELIABILITY ÍNDICES”

El propósito de este estándar, es servir como guía con dos objetivos. En primer lugar, es presentar un conjunto de términos y definiciones que se pueden utilizar para fomentar la uniformidad en el desarrollo de los índices de confiabilidad de los servicios de distribución, identificar factores que afectan estos índices, y ayudar en las prácticas de información coherente entre los servicios públicos. En segundo lugar, es servir de orientación para personas nuevas en el área de confiabilidad y proporcionar herramientas para comparaciones.

Este estándar es una “recomendación” y da una guía en la utilización de índices, pero no otorga límites obligatorios en cuanto a frecuencia de interrupciones, o duración de ellas.

2.3.3.1.- ÍNDICES PROPUESTO POR EL ESTÁNDAR IEEE 1366 – 2003

- **Índices de Interrupción Sostenida:** Se entiende en esta norma por interrupción sostenida toda aquella interrupción mayor de 5 minutos. Los índices utilizados en esta situación son el **SAIFI, SAIDI, CAIDI, CAIFI, ASAI**.
- **Índices basados en la Carga:** Estos índices, generalmente, según la clasificación presentada en la introducción de esta guía son índices individuales dado que miden el nivel de calidad media ofrecida a cada cliente en particular. Estos son **ASIFI y ASIDI**.

De los índices mencionados, **SAIDI, SAIFI, CAIDI y ASAI**, son los más utilizados y capaces de describir el comportamiento de un sistema de distribución. Además, el **SAIFI, SAIDI y CAIDI**, son equivalentes a la frecuencia de interrupción, la indisponibilidad y la duración de interrupción basados en clientes definidos por el Instituto de normas de potencia eléctrica europeas (UNIPEDA).

Se debe señalar, que en esta guía, a diferencia de lo estipulado en la norma EN50160, o en el reporte del Consejo de los Reguladores Europeos de la Energía (CEER), se considera una interrupción sostenida, a aquella con una duración superior a los 5 minutos.

2.4.- REALIDAD CHILENA EN ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

El sistema eléctrico chileno está constituido por cuatro sistemas interconectado, estos corresponden al de Norte Grande, SING; el Sistema Interconectado Central, SIC; el sistema de Aysén y el Sistema de Magallanes (incluye tres sistemas denominados medianos). Además existe una quinta área eléctrica no interconectada correspondiente al Sistema Eléctrico de Isla de Pascua.

Participan de la industria eléctrica nacional un total de 33 empresas generadoras, 26 empresas transmisoras y alrededor de 35 empresas distribuidoras, que en conjunto suministran una demanda agregada nacional que en 1999 alcanzó los 36.084 GWh.

Conforme a lo establecido en el Art. N°230 del DS N°327, las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán llevar un indicador representativo de la continuidad de servicio entregado a sus usuarios, conforme a los procedimientos definidos por la Superintendencia.

El cálculo de índices de interrupción debe denotar la profundidad de la interrupción al momento de producirse la falla. Se deben contabilizar los kVA fuera de servicio (interrumpidos) y los kVA instalados que se encontraban en operación al momento de producirse la falla. Se debe registrar el total de transformadores.

En la normativa y reglamentación chilena, los índices de sistema utilizados, se definen como **FMIT**, **FMIK**, **TTIT** y **TTIK**. Sus ecuaciones se encuentran definidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio [9].

Para el estudio de continuidad que deben presentar las empresas distribuidoras, se debe calcular cada uno de los índices globales a nivel de alimentador, mensual y acumulado.

También se debe calcular los índices mensuales y acumulados a nivel de empresa, [13]. En TABLA 2.2 y TABLA 2.3 se resumen los máximos permisibles para los indicadores individuales y globales, estipulados en los artículos N°245 y N°246 del DS N°327.

Tabla 2.2.- Límites para los indicadores de confiabilidad individuales en Chile.

		Número de interrupciones (interrupciones / año)	Duración total de las interrupciones (horas / año)
Zona Urbana	Clientes AT	Según Norma de transporte y Generación.	
	Clientes MT	14	10
	Clientes BT	22	20
Zona Rural	Clientes MT	26	15
	Clientes BT	42	30

Tabla 2.3.- Límites para los indicadores de confiabilidad de sistema en Chile.

	FMIT (int./año)	FMIK (int./año)	TTIT (horas/año)	TTIK (horas/año)
Zona Urbana	5	3,5	22	13
Zona rural tipo 1	7	5	28	18
Zona rural tipo 2	11	8	42	27

Teniendo en consideración que una de las funciones del SEC, en el ámbito eléctrico es verificar la calidad de los servicios prestados. En la actualidad el factor interrupciones se constituye uno de los principales temas a abordar en esta entidad, teniendo como meta que los usuarios de energía eléctrica no sufran cortes en sus instalaciones, que no sean frecuentes y que de ocurrir, los tiempos de reposición sean los mínimos. Una meta planteada por la SEC, es que para el año 2050 el tiempo de interrupción no supere una hora anual.

Los índices de confiabilidad mencionados anteriormente FMIK, FMIT, TTIK, TTIT han sido utilizados durante muchos años en Chile, sin embargo, SAIDI está adentrándose con mucha fuerza para luego estar bajo norma y por ende, ser de carácter obligatorio calcularlos en las empresas de Distribución, esto no quiere decir que dichas empresas no los estén calculando, es más, CGE Distribución ha venido abordando este tema con anterioridad para estar preparados ante cualquier implementación de SAIDI.

Lo anteriormente hablado se ratifica al leer la cuenta pública de la SEC año 2015, en este documento, en lo que respecta al ámbito eléctrico dicha entidad se compromete para el año 2016-2017 abordar los siguientes temas:

1. Disminuir las horas de interrupción del usuario final:

- Instruir cambio metodología de determinación de la Fuerza Mayor.
- Implementación de nueva Ley de Transmisión.
- Cambio Plataforma SAIDI (medición días régimen y días de eventos mayores).
- SAIDI en régimen: 12 hrs.

2. Aumentar la certeza del usuario en los procesos Facturación:

- Determinar la línea base actual en los procesos de facturación de la industria.
- Establecer el modelo de certificación (ISO).
- Ejecución de auditorías bi o trianuales a los que no certifiquen.
- Implementar plataforma de cálculo de consumos eléctricos (Innovación).

3. Disminuir el riesgo a las personas en el uso de la energía eléctrica:

- Definir e implementar metodología y modelo de negocio de certificación eléctrica para instalaciones interiores.

CAPÍTULO 3.- MÉTODOS PARA EVALUAR CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

3.1.- INTRODUCCIÓN

Debido a la gran cantidad de circuitos presentes en un sistema eléctrico de potencia se hace necesario el uso de técnicas que ayuden a desarrollar de una buena manera los cálculos necesarios para determinar los índices de confiabilidad, para esto existen variados métodos de modelación, los cuales se detallaran a continuación, la correcta aplicación de estas técnicas junto a una buena evaluación permitirán tomar las mejores decisiones en cuanto a cuáles son las principales fallas de la red y cuáles serán las acciones que se tomaran para poder mejorarlas. Cabe destacar que el principal objetivo que se persigue es obtener índices que indiquen el comportamiento que presenta la red de distribución, en cuanto a su capacidad de mantener la continuidad del servicio, desde el punto de vista de la red como del cliente.

3.2.-CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

La confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución se define como la probabilidad de que un equipo desarrolle su función para lo que fue diseñado correctamente por un periodo determinado, bajo diferentes condiciones de operación y diferentes condiciones ambientales [13], [18].

Se debe tener en consideración que para mantener la condición de operación de un sistema eléctrico todos los elementos por los cuales está compuesto la red deben trabajar en armonía, de lo anterior se desprende que si un solo elemento de estos no opera correctamente ocasionaría una falla en la red (operación de un elemento de protección), la cual trae como consecuencia la pérdida de energía en una o diferentes zonas del sistema, para poder entender de mejor manera los métodos existentes es importante por esto señalar la curva relacionada con la confiabilidad de un equipo aislado, esta curva corresponde a una exponencial decreciente, como se aprecia en la figura 3.1, que muestra que el mayor grado de confiabilidad se presenta en los inicios de su vida útil, la que va disminuyendo durante el tiempo debido tanto a factores ambientales como de funcionamiento [4].

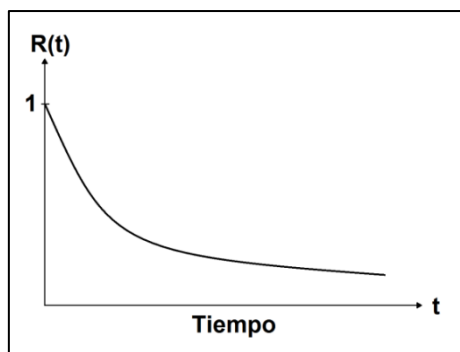


Figura 3.1: Función de confiabilidad.

La función matemática que representa la curva de confiabilidad anterior está determinada por la siguiente ecuación: [18].

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (3.1)$$

Dónde:

R (t) = Probabilidad de operación.

λ = Tasa de falla del equipo $\left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right]$.

t = Periodo de observación.

Si se tiene presente que:

$$R(t) + Q(t) = 1 \quad (3.2)$$

Por lo tanto:

$$Q(t) = 1 - R(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (3.3)$$

Dónde:

Q (t) = Probabilidad de falla.

La tasa de falla de un equipo varía a lo largo de su vida útil según la figura N° 3.2, la cual como se observa presenta 3 etapas, la primera es la etapa de puesta en servicio, la segunda representa el periodo de vida útil del equipo, por último está el periodo de obsolescencia del equipo, donde claramente se concluye que presenta la mayor cantidad de fallas.

La mayor cantidad de los métodos utilizados tienen en consideración que los equipos involucrados se encuentran en el periodo de vida útil y este periodo se determina cuando el equipo durante un largo periodo de tiempo ha presentado ninguna o muy pocas fallas, este es el único periodo en donde la tasa de falla es constante y es mínima [18].

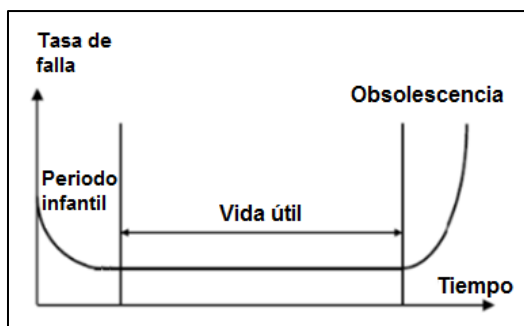


Figura 3.2: Función de tasa de falla durante la vida útil de un equipo.

3.3.- CONCEPTOS BÁSICOS DE CONFIABILIDAD

Para poder entender mejor los conceptos de confiabilidad de un sistema se explicaran los conceptos más importantes que intervienen, para lo cual primero se presentara el ciclo de vida de cualquier dispositivo de la red mostrado en la figura 3.3, se puede observar que existen dos estados en los cuales puede permanecer el elemento, uno de operación y otro de no operación, si se considera un tiempo largo de observación T (periodo de vida útil) podrá observarse que los tiempos de operación y de no operación serán diferentes durante cada periodo [18].

El tiempo de operación se denota como m_i o ttf_i (time to failure) que determina cuanto se demora el elemento en fallar cuando se encuentre funcionando correctamente, el tiempo de no operación se denota como r_i o ttr_i (time to repair), que determina cuanto tiempo se demora el elemento en volver a la condición de operación cuando se encuentra en falla, cada uno de estos eventos es independiente al igual que el número de fallas n .

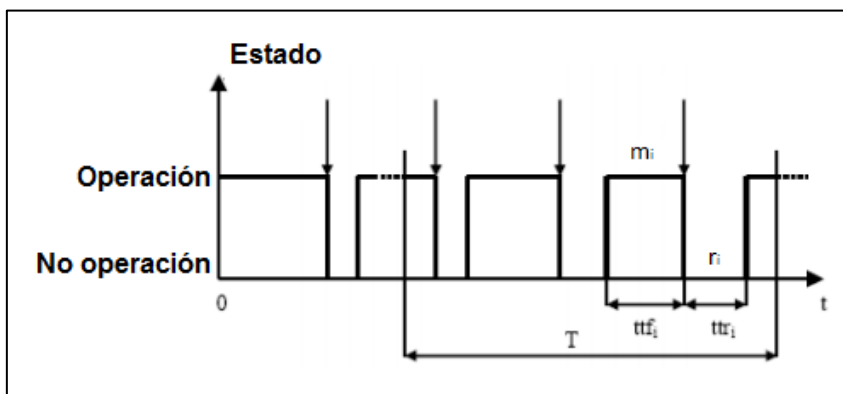


Figura 3.3: Ciclo de vida de un elemento reparable.

Considerando ahora que el periodo T es igual a un año dentro de las condiciones antes planteadas se consigue la siguiente figura y es posible introducir los siguientes conceptos:

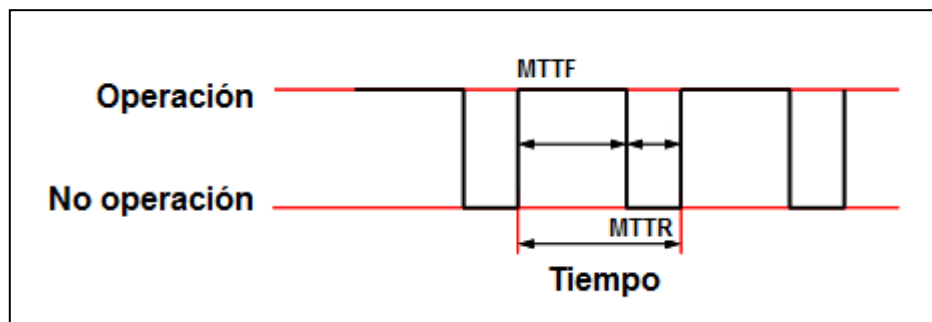


Figura 3.4: Ciclo de operación y falla total del elemento.

3.3.1.- TASA DE FALLA (λ)

Se define como la cantidad de veces que ocurre una falla en un elemento del sistema de distribución durante un periodo de tiempo T. Este se mide en fallas/año [13].

$$\lambda = \frac{n}{\sum_i^n m_i} \left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right] \quad (3.4)$$

Dónde:

n = Número de fallas del elemento.

λ = Tasa de falla del elemento $\left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right]$.

m_i = Tiempo de operación del elemento [h].

La tasa de falla se determinara según si corresponde a líneas de alimentación, desconectores, transformadores, interruptores. La compañía eléctrica generalmente cuenta con información detallada de todos los cortes de energía producidos en su sistema [14].

Para los alimentadores se determina considerando el historial de fallas o mediante una estimación:

$$\lambda = b \times l \left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right] \quad (3.5)$$

$$b = \frac{n}{L \times T} \left[\frac{\text{fallas}}{\text{km} * \text{año}} \right] \quad (3.6)$$

Dónde:

b = Tasa característica de cada tipo de conductor $\left[\frac{\text{fallas}}{\text{km} \cdot \text{año}} \right]$.

l = Largo de la línea de interés en km.

L = Longitud total de la línea expuesta a la falla en km.

T = Periodo en estudio en años.

Para los elementos individuales que conforman el tramo, se determina de la siguiente manera:

$$\lambda = \frac{n}{N \times T} \left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right] \quad (3.7)$$

Dónde:

N = Cantidad de elementos expuestos a la falla.

3.3.2.- TIEMPO PROMEDIO DE FALLA (mean time to failure), (MTTF o m)

Representa el tiempo promedio en el cual el elemento experimentara una falla, se mide en hrs y corresponde al inverso de la tasa de falla. [4].

$$MTTF = m = \frac{\sum_i^n m_i}{n} = \frac{1}{\lambda} [h] \quad (3.8)$$

Dónde:

MTTF o m = Tiempo promedio de falla del elemento [h].

Si se tiene en cuenta que mientras mayor sea la cantidad de datos con los que se cuentan de una variable aleatoria, este valor se acercará y tenderá cada vez más al promedio [18].

3.3.3.- TASA DE REPARACIÓN (μ)

Se define como la cantidad de veces que ocurre una reparación durante un tiempo determinado. Se mide en reparaciones/año.

$$\mu = \frac{n}{\sum_i^n r_i} \left[\frac{\text{reparaciones}}{\text{año}} \right] \quad (3.9)$$

Dónde:

μ = Tasa de reparación del elemento $\left[\frac{\text{reparaciones}}{\text{año}} \right]$.

r_i = Tiempo de no operación del elemento [h].

3.3.4.- TIEMPO PROMEDIO REPARACIÓN (mean time to repair), (MTTR o r)

Representa al tiempo promedio que se demora la empresa en devolver el elemento a su condición normal de operación, se mide en horas y corresponde al inverso de la tasa de reparación [4].

$$MTTR = r = \frac{\sum_i^n r_i}{n} = \frac{1}{\mu} [h] \quad (3.10)$$

3.3.4.1- TIEMPOS PARCIALES DE REPARACIÓN

La suma de diferentes tiempos parciales corresponderá al tiempo promedio de reparación en hrs, los cuales son:

1. **Tiempo parcial de conocimiento (T_c):** Este es el tiempo que demora la empresa en tomar conocimiento de la falla, ya sea por algún sistema de alarma o por llamada del usuario o consumidor.
2. **Tiempo parcial de localización (T_l):** Es el tiempo que se demora la empresa distribuidora en llegar a la zona afectada.
3. **Tiempo parcial de maniobras (T_m):** Es el tiempo que se demora la empresa en realizar acciones para alimentar sectores no fallados antes de realizar la reparación del tramo afectado.
4. **Tiempo parcial de reparación (T_r):** Es el tiempo necesario por la empresa distribuidora para realizar la reparación del o de los elementos defectuosos.
5. **Tiempo parcial de normalización (T_n):** es el tiempo necesario para restablecer la condición normal de operación de la red de distribución una vez que fue realizada su reparación.

La suma necesaria de los tiempos parciales para el tiempo final de reparación MTTR, está determinada por el tipo de clasificación que se le dará a los tramos afectados, de acuerdo a la posición de la falla en la red.

3.3.4.2.- CLASIFICACIÓN DE ESTADOS DE LOS TRAMOS DE LÍNEAS

Para esta clasificación será importante destacar que está determinada por las protecciones y la capacidad de selectividad con la que cuenta la red de distribución y por supuesto que esto será desencadenado por la posición de la falla en el sistema [4].

- **Normal (N):** La operación del tramo no se ve afectada por la operación del dispositivo de protección que aislara la falla, por lo que el tiempo de reparación será igual a 0.
- **Restablecible (R):** El tramo de línea puede volver a la condición normal de funcionamiento antes de reparar la falla, siempre y cuando exista algún elemento de maniobra que aisle la falla, por lo que el tiempo promedio de reparación del estado restablecible será igual a la suma de:

$$r_R = T_c + T_l [h] \quad (3.11)$$

- **Transferible (T):** El tramo de línea puede ser alimentado a través de alimentación alternativa, antes de reparar la falla, por lo que el tiempo promedio de reparación del estado transferible será igual a la suma:

$$r_T = T_c + T_l + T_m + T_n [h] \quad (3.12)$$

- **Intransferible (I):** corresponde a los tramos que sufren la falla y todos aquellos que no pueden ser transferidos, por lo tanto no pueden ser alimentados hasta que sean reparados, por lo que el tiempo promedio de reparación del estado intransferible será igual a la suma de:

$$r_i = T_c + T_l + T_r [h] \quad (3.13)$$

- **Irrestablecible (J):** cuando en el elemento fallado se debe realizar una maniobra, antes de ser reparado, por lo que el tiempo promedio de reparación del estado irrestablecible será igual a la suma de:

$$r_j = T_c + T_l + T_m + T_r + T_n [h] \quad (3.14)$$

A continuación en la figura 3.5 se muestra el diagrama en bloques para poder clasificar los estados.

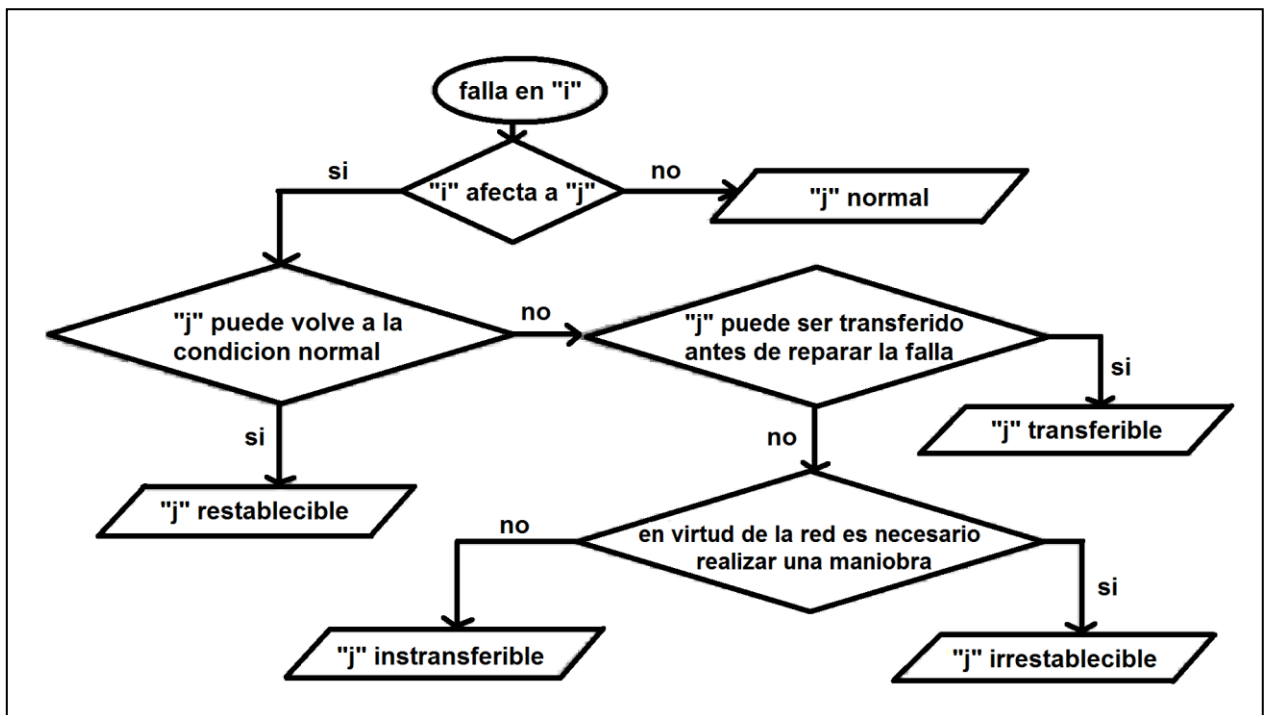


Figura 3.5: Diagrama en bloques para clasificación de estados.

Tabla 3.1: Tasa de falla asociada al estado de cada elemento.

Estado del elemento	Tasa de falla
Normal	0
Restablecible	λ
Transferible	2λ
Intransferible	λ
irrestablecible	2λ

3.3.5.- TIEMPO ANUAL DE DESCONEXIÓN O INDISPONIBILIDAD (U)

Corresponde al promedio total de horas al año durante el cual un equipo o cliente del sistema de distribución no dispondrá de energía eléctrica, se mide en h/año [18].

$$U = \lambda \times r \left[\frac{h}{\text{año}} \right] \quad (3.15)$$

Dónde:

U = Tiempo anual de desconexión o indisponibilidad del elemento $\left[\frac{h}{\text{año}} \right]$.

λ = Tasa de falla del elemento $\left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right]$.

r = Tiempo promedio de reparación del elemento [h].

Si se piensa de una manera más fácil en la definición de indisponibilidad, es posible determinar que corresponde al tiempo durante el cual el equipo permanece en estado de falla, por lo tanto si tomamos en consideración la figura 3.4 ciclo de operación y falla total del elemento, entonces:

$$U = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} = \frac{r}{m + r} \left[\frac{h}{\text{año}} \right] \quad (3.16)$$

Además si se tiene en cuenta que:

$$MTTR = r = \frac{\sum_i^n ri}{n} = \frac{1}{\mu} [h]$$

y

$$MTTF = m = \frac{\sum_i^n mi}{n} = \frac{1}{\lambda} [h]$$

Entonces:

$$U = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} = \frac{\frac{1}{\mu}}{\frac{1}{\lambda} + \frac{1}{\mu}} = \frac{\frac{1}{\mu}}{\frac{\mu + \lambda}{\lambda \times \mu}} = \frac{1}{\mu} \times \frac{\lambda \times \mu}{\mu + \lambda} = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \left[\frac{h}{\text{año}} \right] \quad (3.17)$$

Lo anterior demuestra que las ecuaciones son equivalentes.

3.3.6.- TIEMPO ANUAL DE CONEXIÓN O DISPONIBILIDAD (A)

Corresponde al promedio total de horas al año durante el cual un equipo o cliente del sistema de distribución dispondrá de energía eléctrica, se mide en h/año [18].

$$A = 1 - U \left[\frac{h}{\text{año}} \right] \quad (3.18)$$

Si se piensa de una manera más fácil en la definición de disponibilidad, es posible determinar que corresponde al tiempo durante el cual el equipo permanece en estado de operación, por lo tanto si tomamos en consideración que:

$$U = \frac{r}{m+r} \left[\frac{h}{\text{año}} \right]$$

Entonces:

$$A = 1 - \frac{r}{m+r} = \frac{m+r-r}{m+r} = \frac{m}{m+r} = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \left[\frac{h}{\text{año}} \right] \quad (3.19)$$

Además si se tiene en cuenta que:

$$MTTF = m = \frac{\sum_i^n mi}{n} = \frac{1}{\lambda} [h]$$

Y

$$MTTR = r = \frac{\sum_i^n ri}{n} = \frac{1}{\mu} [h]$$

Entonces:

$$A = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} = \frac{\frac{1}{\lambda}}{\frac{1}{\lambda} + \frac{1}{\mu}} = \frac{\frac{1}{\lambda}}{\frac{\mu + \lambda}{\lambda \times \mu}} = \frac{1}{\lambda} \times \frac{\lambda \times \mu}{\mu + \lambda} = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \left[\frac{h}{\text{año}} \right] \quad (3.20)$$

Lo anterior demuestra que las ecuaciones son equivalentes.

3.4.- MÉTODOS UTILIZADOS PARA LA MODELACIÓN Y EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD

En una red eléctrica de distribución por diferentes motivos sus componentes se ven sometidos a fallas, es por esto que es muy importante la utilización de diferentes métodos que indiquen el comportamiento que presenta la red ante estas, en consecuencia cada uno de estos métodos darán como resultado índices que nos reflejaran la calidad y continuidad del suministro eléctrico desde el punto de vista del cliente como de la empresa distribuidora, el tipo de índice obtenido será determinado según los objetivos que sean requeridos.

En el presente capítulo se describen algunas de las técnicas más utilizadas de modelación y evaluación, orientadas a la obtención de los índices de confiabilidad.

3.4.1.- SISTEMA SERIE

El sistema serie es aquel, desde el punto de vista de la confiabilidad, en el cual se requiere que todos los componentes que intervienen operen correctamente para que el sistema funcione, o es aquel en el cual si uno de los componentes falla todo el sistema lo hará. La probabilidad de falla de un sistema serie aumenta mientras mayor sea la cantidad de elementos en este, donde cada uno de ellos corresponden a sucesos independientes. [12], [14], [15], [16], [18].

Si se considera lo anterior el sistema serie equivalente es posible considerarlo de acuerdo a la figura 3.6 sistema serie de n componentes, para los cuales se tiene la tasa de falla (λ) y tasa de reparación de cada componente.

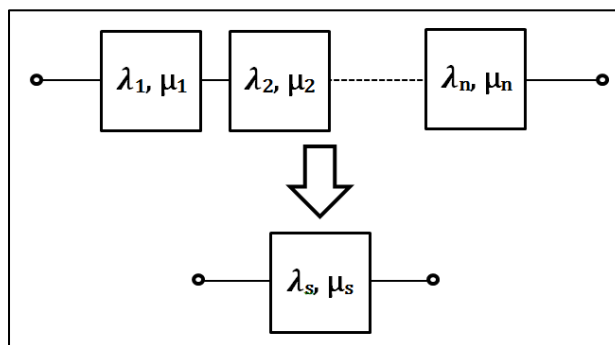


Figura 3.6: Sistema serie de “n” elementos.

Si se tiene en cuenta además que cada componente cuenta con una curva de confiabilidad, entonces:

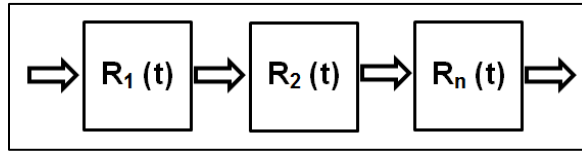


Figura 3.7: Secuencia de un conjunto “n” de elementos reparables.

Entonces la probabilidad de que el sistema se encuentre en operación corresponderá a la multiplicación de las probabilidades de operación independientes o de las disponibilidades independientes:

$$R_s(t) = R_1(t) \times R_2(t) \times R_3(t) \times \dots \times R_n(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) \quad (3.21)$$

Dónde:

$R_s(t)$ = Probabilidad de operación del sistema.

Además si la probabilidad de operación individual en el punto de falla i es:

$$R_i(t) = e^{-\lambda_i t} \quad (3.22)$$

Por lo que la probabilidad de operación del sistema será equivalente a:

$$R_s(t) = e^{-\lambda_1 t} \times e^{-\lambda_2 t} \times e^{-\lambda_3 t} \times \dots \times e^{-\lambda_n t} = \prod_{i=1}^n e^{-\lambda_i t} \quad (3.23)$$

Considerando las disponibilidades independientes, se tiene: [16].

$$A_s(t) = A_1(t) \times A_2(t) \times A_3(t) \times \dots \times A_n(t) \quad (3.24)$$

Dónde:

$A_s(t)$ = Disponibilidad del sistema.

$$A_s(t) = 1 - U_s(t) \quad (3.25)$$

Dónde:

$U_s(t)$ = Indisponibilidad del sistema.

Si la tasa de falla del sistema corresponde a la suma de las tasas individuales:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right] \quad (3.26)$$

Dónde:

λ_s = Tasa de falla del sistema $\left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right]$.

n = Número de fallas.

λ_i = Tasa de falla del punto de carga $\left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right]$.

La indisponibilidad del sistema es:

$$U_s = \lambda_s \times r_s = \sum_{i=1}^n (\lambda_i \times r_i) \left[\frac{h}{\text{año}} \right] \quad (3.27)$$

Dónde:

r_s = Tiempo de reparación promedio del sistema $[h]$.

r_i = Tiempo de reparación en el punto de carga $[h]$.

Entonces el tiempo de reparación del sistema despejándolo de la ecuación U_s es:

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n (\lambda_i \times r_i)}{\lambda_s} = \frac{\sum_{i=1}^n (\lambda_i \times r_i)}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} [h] \quad (3.28)$$

Por lo tanto la tasa de reparación (μ):

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i}{\sum_{i=1}^n (\lambda_i \times r_i)} \left[\frac{\text{reparaciones}}{\text{año}} \right] \quad (3.29)$$

3.4.2.- SISTEMA PARALELO

Este sistema al contrario que el sistema serie requiere que solo uno de sus elementos se mantenga en operación para que el sistema funcione total o parcialmente, la principal característica de esta configuración es que la confiabilidad del sistema aumenta mientras mayor sea el número existente de elementos en paralelo [12], [15], [16], [18].

Si se considera lo anterior el sistema paralelo equivalente es posible considerarlo de acuerdo a la figura 3.8 sistema paralelo de n componentes, para los cuales se tiene la tasa de falla (λ) y probabilidad de falla $Q(t)$ de cada componente.

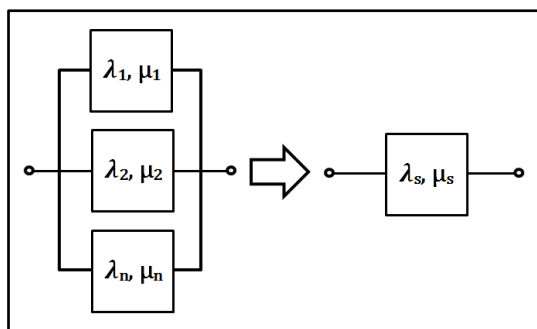


Figura 3.8: Sistema paralelo de “n” elementos.

Si se tiene en cuenta además que cada componente cuenta con una curva de confiabilidad, entonces:

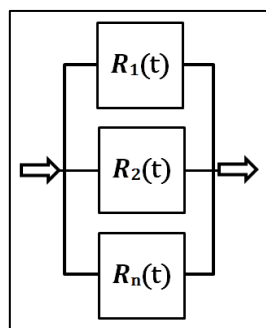


Figura 3.9: Secuencia de un conjunto n de elementos reparables.

La probabilidad de que el sistema se encuentre en falla corresponderá a la multiplicación de las probabilidades de no operación independientes o de las indisponibilidades independientes:

$$Q_s(t) = Q_1(t) \times Q_2(t) \times Q_3(t) \times \dots \times Q_n(t) = \prod_{i=1}^n Q_i(t) \quad (3.30)$$

Además si la probabilidad de no operación individual es:

$$Q_i(t) = 1 - R_i(t) \quad (3.31)$$

Por lo que la probabilidad de no operación del sistema será equivalente a:

$$Q_s(t) = 1 - (e^{-\lambda_1 t} \times e^{-\lambda_2 t} \times e^{-\lambda_3 t} \times \dots \times e^{-\lambda_n t}) = 1 - \prod_{i=1}^n e^{-\lambda_i t} \quad (3.32)$$

Considerando las indisponibilidades independientes, se tiene:

$$U_s(t) = U_1(t) \times U_2(t) \times U_3(t) \times \dots \times U_n(t) \quad (3.33)$$

$$U_s(t) = 1 - A_s(t) \quad (3.34)$$

La tasa de falla del sistema paralelo puede aproximarse como:

$$\lambda_s \cong (\lambda_1 \times \lambda_2 \times \dots \times \lambda_n) \times (r_1 + r_2 + \dots + r_n) = \prod_{i=1}^n \lambda_i \times \sum_{i=1}^n r_i \left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right] \quad (3.35)$$

Dónde:

λ_s = Tasa de falla del sistema $\left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right]$.

λ_i = Tasa de falla individual $\left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right]$.

r_i = Tiempo de reparación individual $[h]$.

La indisponibilidad del sistema es:

$$U_s = \lambda_s \times r_s = \prod_{i=1}^n (\lambda_i \times r_i) \left[\frac{h}{\text{año}} \right] \quad (3.36)$$

Dónde:

U_s = Tiempo anual de desconexión o indisponibilidad $\left[\frac{h}{año}\right]$.

Entonces el tiempo de reparación del sistema despejándolo de la ecuación $U_s(t)$ es:

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s} = \frac{\prod_{i=1}^n (\lambda_i \times r_i)}{\prod_{i=1}^n \lambda_i \times \sum_{i=1}^n r_i} = \frac{\prod_{i=1}^n r_i}{\sum_{i=1}^n r_i} [h] \quad (3.37)$$

Por lo tanto la tasa de reparación (μ):

$$\mu_s = \frac{\sum_{i=1}^n r_i}{\prod_{i=1}^n r_i} \left[\frac{\text{reparaciones}}{\text{año}} \right] \quad (3.38)$$

3.4.3.- MÉTODO DE MARKOV

Este método se utiliza para describir sistemas que cuentan con un número finito de estados, operación y no operación o disponible e indisponible, pero que son continuos en el tiempo, es decir que si un elemento falla este es reparado o reemplazado manteniendo la condición normal de funcionamiento, se debe tener presente que la probabilidad de que un estado pase al otro es independiente del tiempo que éste se encuentre en el otro estado [4], [16], [17] [19].

Entre los diferentes estados del sistema se definen entre ellos la tasa de falla y la tasa de reparación, las cuales determinan la cantidad de veces que el equipo ha estado en falla durante un tiempo determinado y la cantidad de veces en que un equipo ha sido reparado durante un intervalo de tiempo determinado, según se aprecia en la figura 3.10: sistema de dos elementos

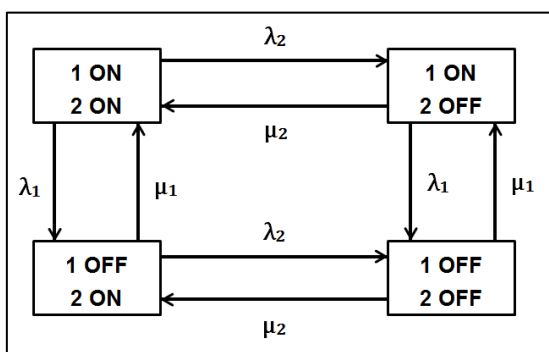


Figura 3.10: Diagrama de estados de un sistema de dos elementos.

Para analizar la figura es importante señalar que se debe considerar cual será la condición de éxito del sistema, debido a que la configuración de este puede ser tanto serie como paralelo, en el primer caso si se considera la conexión en serie, la probabilidad de falla estará determina por la falla de uno de los dos elementos, mientras que para la configuración paralelo la condición de falla se dará solo si ambos elementos se encuentran en falla. Sin embargo, hay que tener presente para este caso si las líneas son capaces de soportar la carga una vez que la otra se encuentra en falla, lo que se denomina como redundancia completa de elementos, debido a que si no cumple con esto la falla de una sola de ellas provocará la perdida de energía en todo el sistema de distribución.

La desventaja que presenta este método, aunque es bastante exacto, es que si el sistema de distribución cuenta con demasiados elementos el cálculo se hace muy complejo, esto se debe a que existen 2 estados por cada elemento, lo que significa que la matriz obtenida es igual a 2^n estados posibles, eso sin considerar que existen métodos que presentan más de dos estados, los cuales pueden considerar estados como por ejemplo contingencias de las líneas, sobrecargas y la posibilidad de desprender cargas, aumentando mucho mas la complejidad del método.

Para calcular la probabilidad de que un único elemento reparable se encuentre en un estado de operación $P_o(t)$ o no operación $P_{no}(t)$ durante un tiempo, como se presenta en la figura 3.11 espacio de estados de un elemento reparable o matriz de transición.

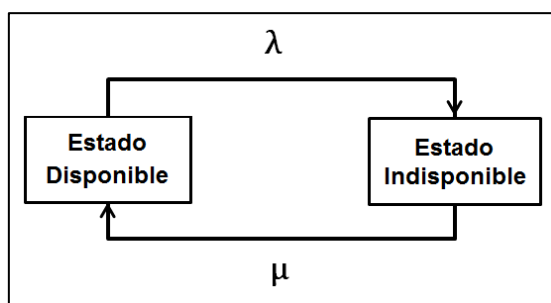


Figura 3.11: Espacio de estados de un elemento reparable.

Considerando un periodo de tiempo infinitesimal (dt), en el cual la ocurrencia de dos eventos es despreciable, y además que:

$$P_o(t) + P_{no}(t) = 1 \quad (3.39)$$

Dónde:

$P_o(t)$ =Probabilidad que se encuentre en el estado de operación.

$P_{no}(t)$ =Probabilidad que se encuentre en el estado de no operación.

Se obtiene:

$$P_o(t + dt) = P_o(t) x (1 - \lambda dt) + P_{no}(t) x (\mu dt) \quad (3.40)$$

$$P_{no}(t + dt) = P_o(t) x (\lambda dt) + P_{no}(t) x (1 - \mu dt) \quad (3.41)$$

$$P_o(t + dt) = P_o(t) + P_o(t) x (-\lambda dt) + P_{no}(t) x (\mu dt) \quad (3.42)$$

$$P_{no}(t + dt) = P_o(t) x (\lambda dt) + P_{no}(t) + P_{no}(t) x (-\mu dt) \quad (3.43)$$

Entonces:

$$P_o(t + dt) - P_o(t) = -P_o(t) x (\lambda dt) + P_{no}(t) x (\mu dt) \quad (3.44)$$

$$P_{no}(t + dt) - P_{no}(t) = P_o(t) x (\lambda dt) - P_{no}(t) x (\mu dt) \quad (3.45)$$

Si dividimos ambas expresiones por dt , se obtiene:

$$\frac{P_o(t + dt) - P_o(t)}{dt} = -P_o(t) x (\lambda) + P_{no}(t) x (\mu) \quad (3.46)$$

$$\frac{P_{no}(t + dt) - P_{no}(t)}{dt} = P_o(t) x (\lambda) - P_{no}(t) x (\mu) \quad (3.47)$$

Se puede observar que ambas ecuaciones corresponden perfectamente a la definición de derivadas, por lo que las ecuaciones anteriores se pueden anotar como:

$$P'o(t) = -\lambda P_o(t) + \mu P_{no}(t) \quad (3.48)$$

$$P'no(t) = \lambda P_o(t) - \mu P_{no}(t) \quad (3.49)$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones diferenciales con coeficientes constantes se obtiene:

$$P_o(t) = \frac{\mu}{\mu + \lambda} [P_o(0) + P_{no}(0)] + \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\mu + \lambda} [\lambda P_o(0) - \mu P_{no}(0)] \quad (3.50)$$

$$P_{no}(t) = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} [P_o(0) + P_{no}(0)] + \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\mu + \lambda} [\mu P_o(0) - \lambda P_{no}(0)] \quad (3.51)$$

Si asumimos que existen solo dos estados, uno de operación y otro de no operación, y que este se encuentre inicialmente en el de operación, entonces el valor de los estados iniciales $P_o(0)$ y $P_{no}(0)$ serán 1 y 0 respectivamente, además:

$$P_o(0) + P_{no}(0) = 1 \quad (3.52)$$

Por lo anteriormente señalado, las ecuaciones $P_o(t)$ y $P_{no}(t)$, se transforman en:

$$P_o(t) = \frac{\mu}{\mu + \lambda} + \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\mu + \lambda} [\lambda] \quad (3.53)$$

$$P_{no}(t) = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} + \frac{e^{-(\lambda + \mu)t}}{\mu + \lambda} [\mu] \quad (3.54)$$

La probabilidad de ocurrencia de un estado o del otro en régimen permanente, que corresponden a cuando el tiempo tiende a infinito, estará determinado por:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} P_o(t) = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \quad (3.55)$$

$$\lim_{t \rightarrow \infty} P_{no}(t) = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (3.56)$$

Que es igual a:

$$P_o(\infty) = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \quad (3.57)$$

$$P_{no}(\infty) = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (3.58)$$

Dónde:

$P_o(\infty)$ = Es la probabilidad de encontrar el sistema en operación o disponibilidad.

$P_{no}(\infty)$ = Es la probabilidad de encontrar el sistema en no operación o indisponibilidad.

3.4.4.- TÉCNICA DE FRECUENCIA Y DURACIÓN

Para realizar un estudio de cómo se comporta un sistema de distribución, el método de markov es bastante exacto para determinar la probabilidad de encontrarse en un estado de operación o en uno de no operación, sin embargo, existen otros parámetros bastante importantes que este método no es capaz de proporcionar, por ejemplo para un cliente que desea conectarse en un punto de la red puede que esté más interesado en cuantas son la interrupciones promedio que tiene ese punto de conexión y cuánto dura cada una de esas interrupciones, para ello existe este método de frecuencia y duración, el cual es capaz de determinar estos datos y a la vez permite realizar un análisis más detallado y completo del sistema [4], [12], [14] [16], [19].

Si se considera la figura 3.3: ciclo de vida de un elemento reparable, mostrada anteriormente en el capítulo 3.3: CONCEPTOS BÁSICOS DE CONFIABILIDAD.

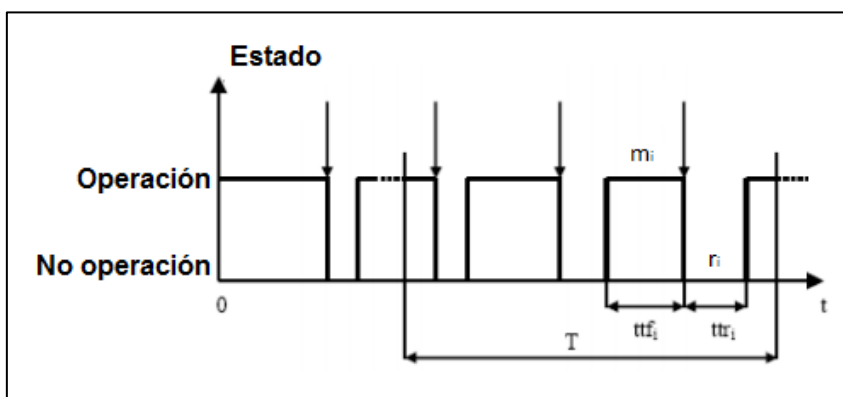


Figura 3.3: Ciclo de vida de un elemento reparable.

La sumatoria de todos los estados de operación y la suma de todos los estados de no operación nos darán como resultado el tiempo medio de operación del sistema m_s o MTTF y el tiempo medio de reparación del sistema r_s o MTTR, respectivamente. El análisis anterior nos da como resultado la siguiente figura mostrada también anteriormente:

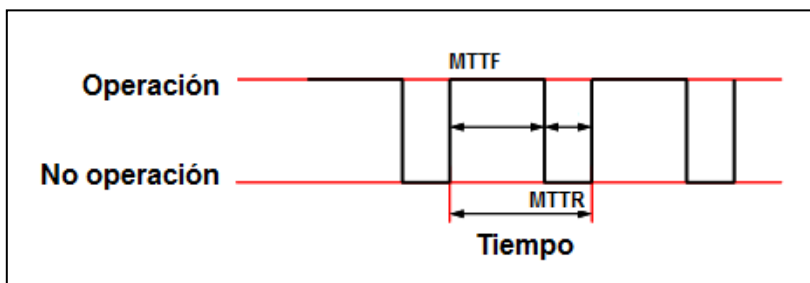


Figura 3.4: Ciclo de operación y falla total del elemento.

Como se puede observar el periodo del sistema corresponde al tiempo, desde ahora en adelante, denominado T_s , el cual se denomina tiempo medio entre fallas o MTBF (mean time between failure), por lo que es posible afirmar que la frecuencia del sistema es igual a:

$$f_s = \frac{1}{T_s} \left[\frac{\text{ciclos}}{\text{año}} \right] \quad (3.59)$$

Dónde:

f_s = Frecuencia del sistema $\left[\frac{\text{ciclos}}{\text{año}} \right]$.

T_s = Tiempo del sistema [año].

De acuerdo como se demostró en el punto 3.4.3.- MÉTODO DE MARKOV, ecuación 3.57, la probabilidad de operación es igual a:

$$P_o(\infty) = \frac{\mu}{\mu + \lambda}$$

Lo que según lo demostrado por las ecuaciones 3.19 y 3.20 del subcapítulo 3.3.6.- Tiempo anual de conexión o disponibilidad (A):

$$P_o(\infty) = \frac{\mu}{\mu + \lambda} = \frac{m}{m + r} = A \quad (3.60)$$

Si:

$$T_s = MTBF = ms + rs [hrs * año] \quad (3.61)$$

Dónde:

T_s = Periodo de análisis del sistema [$h * año$].

ms = Tiempo de falla del sistema [h].

rs = Tiempo de reparación del sistema [h].

Entonces:

$$P_o(\infty) = \frac{ms}{ms + rs} = \frac{ms}{T_s} \quad (3.62)$$

Dónde:

$P_o(\infty)$ = Probabilidad de encontrar el sistema en operación o disponibilidad.

Y si:

$$ms = \frac{1}{\lambda_s} [h] \quad (3.63)$$

Dónde:

λ_s = Tasa de falla del sistema $\left[\frac{fallas}{año}\right]$.

Por lo que la probabilidad del sistema queda definida por:

$$P_o(\infty) = \frac{1}{\lambda_s \times T_s} = \frac{f_s}{\lambda_s} \quad (3.64)$$

De donde se deduce que:

$$f_s = P_o(\infty) \times \lambda_s \left[\frac{ciclos}{año}\right] \quad (3.65)$$

Ahora se dará una mirada desde el punto de vista de la probabilidad de no operación del sistema, lo que de acuerdo como se demostró en el punto 3.4.3.- MÉTODO DE MARKOV, la probabilidad de no operación es igual a:

$$P_{no}(\infty) = \frac{\lambda}{\mu + \lambda}$$

Lo que según lo demostrado por las ecuaciones 3.16 y 3.17 del subcapítulo 3.3.5.-
Tiempo anual de desconexión o indisponibilidad (U):

$$Pno(\infty) = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} = \frac{r}{m + r} = U \quad (3.66)$$

Si:

$$Ts = MTBF = ms + rs [h * año]$$

Entonces:

$$Pno(\infty) = \frac{rs}{ms + rs} = \frac{rs}{Ts} \quad (3.67)$$

Y si:

$$rs = \frac{1}{\mu s} [h] \quad (3.68)$$

Dónde:

μs = Tasa de reparación del sistema $\left[\frac{\text{reparaciones}}{\text{año}} \right]$.

Por lo que la probabilidad de no operación del sistema queda definida por:

$$Pno(\infty) = \frac{1}{\mu s \times Ts} = \frac{fs}{\mu s} \quad (3.69)$$

De donde se deduce que:

$$fs = Pno(\infty) \times \mu s \left[\frac{\text{ciclos}}{\text{año}} \right] \quad (3.70)$$

De los análisis anteriores, tanto desde el punto de vista de la probabilidad de operación como de no operación, es interesante destacar que la **frecuencia de encontrarse en un estado**, es el resultado de la probabilidad de encontrarse en ese estado por la tasa de transición o de salida del estado:

$$fs = Po(\infty) \times \lambda s \left[\frac{\text{ciclos}}{\text{año}} \right]$$

$$fs = Pno(\infty) \times \mu s \left[\frac{\text{ciclos}}{\text{año}} \right]$$

Dónde:

f_s = Frecuencia de encontrarse en un estado $\left[\frac{\text{ciclos}}{\text{año}}\right]$.

Por lo anterior se puede definir **la duración media o tiempo de residencia de cada estado**, que corresponde a la relación de la probabilidad de encontrarse en un estado y la frecuencia de encontrarse en el mismo estado:

$$m_s = \frac{A}{f_s} [h] \quad (3.71)$$

Dónde:

m_s = Tiempo de falla del sistema (hrs).

$$r_s = \frac{U}{f_s} [h] \quad (3.72)$$

Dónde:

r_s = Tiempo de reparación del sistema [h].

CAPÍTULO 4.- APLICACIONES

4.1.- INTRODUCCIÓN

En este capítulo se abordan dos sistemas de distribución, un sistema de prueba y uno de carácter real. El sistema de referencia [4] está conformado por 12 elementos, siendo posible su resolución con una de las metodologías abordadas en el capítulo anterior; al obtener los parámetros de confiabilidad del sistema de prueba se procede a calcular una serie de índices enfocados en el cliente (SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ASAU) y dos índices basados en la energía (ENS, AENS). Además se plantea la opción con alimentación auxiliar, lo cual hace variar los índices mencionados anteriormente.

El sistema real que se analiza es proporcionado por CGE Distribución, esta es una de las empresas de electricidad más importantes del país, tanto por cobertura geográfica como por cantidad de clientes, abasteciendo a clientes de más de 130 comunas del país.

Para visualizar la ubicación geográfica de los elementos que componen la red, el encargado de calidad de suministro en la zona del Bio-Bio usa el software QGIS.

Con el fin de obtener los índices de confiabilidad y teniendo en consideración que los elementos son numerosos, se usa el software de simulación de sistemas eléctricos de potencia DlgSILENT, siendo una herramienta muy eficaz en este aspecto.

Para el modelamiento y obtención de los índices de confiabilidad del alimentador “Hualqui”, se utilizó el software de simulación de sistemas eléctricos de potencia DlgSILENT PowerFactory. Dicho programa usa la técnica de enumeración de estados y su procedimiento a groso modo abarca los siguientes pasos [20]:

- Selección sistemática de estados y su evaluación.
- Clasificación de contingencias acorde a criterios predeterminados de fallas.
- Compilación de los índices apropiados de confiabilidad predeterminados.

4.2.- SISTEMA DE PRUEBA

4.2.1- SISTEMA RADIAL PURO

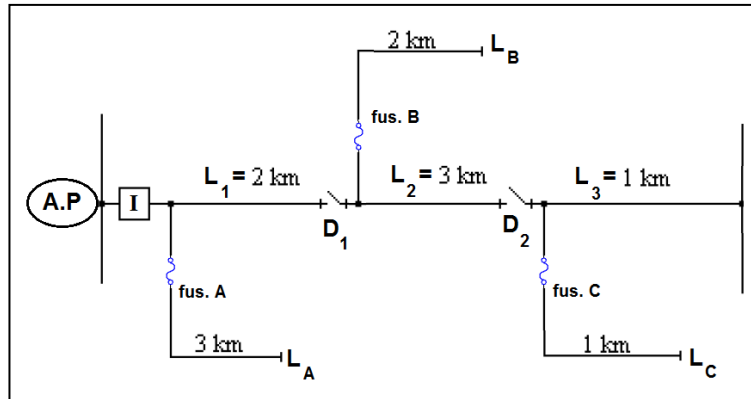


Figura 4.1 Sistema radial puro.

Dónde:

A.P= Alimentación Principal.

I= Interruptor del alimentador principal.

L_1, L_2, L_3 = Tramos principales del alimentador.

L_A, L_B, L_C = Tramos laterales del alimentador.

D1, D2 = Desconectores.

fus.A, fus.B, fus.C = Fusibles de los tramos A, B Y C.

b= Tasa característica del conductor.

r_i = Tiempo de reparación para el estado intransferible.

Nota₁: Las dimensiones no se encuentran a escala.

Tabla 4.1.- Datos de los tramos en el Sistema.

	Longitud [km]	b [λ / km]	r_i [h]
L_1	2	0,25	3
L_2	3	0,25	3
L_3	1	0,25	3
L_A	3	0,1	1
L_B	2	0,1	1
L_C	1	0,1	1

Tabla 4.2.- Datos de las cargas.

	A	B	C
Potencia Aparente (kVA)	500	250	400
Factor de potencia	0,75	0,8	0,6
Número de clientes	250	100	50

4.2.2.- PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN UNA RED ELÉCTRICA RADIAL SIN ALIMENTACIÓN AUXILIAR

Se asume que cualquier maniobra de seccionamiento manual demora media hora, este tiempo se asocia entonces a la maniobra para la transferencia (T_m) o para restablecer la configuración normal de operación (T_n), entonces:

$$T_m = 0,5 [h] \quad (4.1)$$

$$T_n = 0,5 [h] \quad (4.2)$$

Dado que el tiempo de reparación para el estado intransferible como se demuestra en la ecuación 3.13 del subcapítulo 3.3.4.1.- clasificación de los estados de los tramos de línea:

$$r_l = T_c + T_l + T_r [h]$$

Y se define que:

$$T_c + T_l = 0.5 [h] \quad (4.3)$$

Entonces el tiempo parcial de reparación para los tramos principales es:

$$T_r = r_l - T_c + T_l = 3 - 0.5 = 2.5 [h] \quad (4.4)$$

Y el tiempo parcial de reparación para los tramos laterales es:

$$T_r = r_l - T_c + T_l = 1 - 0.5 = 0.5 [h] \quad (4.5)$$

Para el sistema, se ha supuesto que los elementos de protección y maniobra son plenamente confiables (tasa de falla 0), encontrándose las fallas solamente en los diferentes tramos del alimentador.

Según la metodología de evaluación el modelado de la red eléctrica, indicando los tramos de conexión (principales y laterales) y los elementos de protección (interruptor, desconectores y fusibles), queda de la siguiente forma.

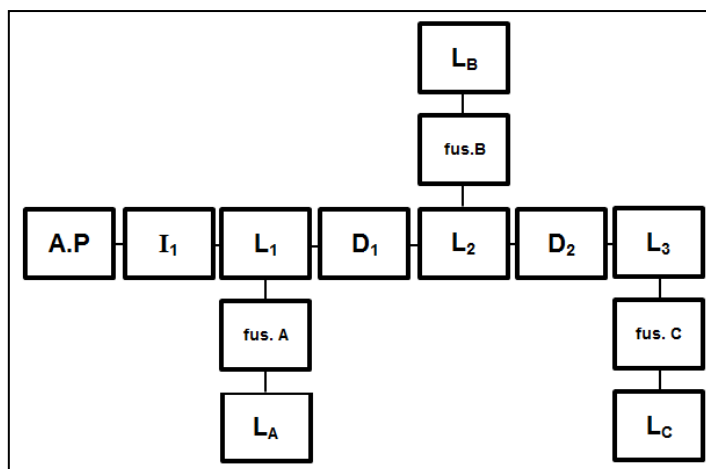


Figura 4.2.- Modelo de la red de prueba 1.

Considerando solo los tramos de las líneas, donde la tasa de falla es distinta de cero, es necesario obtener la matriz de estado, para poder desarrollar de buena forma esta matriz, se debe simular fallas en diferentes puntos de la red.

4.2.2.1.- PASOS PARA OBTENER LA MATRIZ DE ESTADOS

Por ejemplo para obtener el estado₁₁ de la matriz de estado mostrada en la Tabla 4.3 (el subíndice 11 indica la posición del dato en la matriz), se debe simular una falla en un punto de la línea L1 de la red de prueba (Figura 4.1) y obtener los estados según la figura 3.5: diagrama en bloque para clasificación de estados.

En donde si la falla en la red de prueba (Figura 4.1) es en L1, opera el interruptor del alimentador principal, afectando a L1, L1 no puede ser aislado por un elemento de maniobra para ser alimentado sin reparar la falla, lo que da como resultado el estado intransferible.

Para obtener el estado₁₂, la falla sigue siendo en la L1, opera el interruptor del alimentador principal, afectando a L2, L2 puede ser aislado por el desconectador D1 antes de reparar la falla en L1, pero no puede ser alimentado por el alimentador principal, lo que da como resultado el estado intransferible (I) en la matriz de estados.

Para la obtención de los demás estados será necesario seguir esta misma lógica expuesta en el diagrama en bloques.

En la tabla 4.3 se muestran los resultados obtenidos para la matriz de estados.

Tabla 4.3.- Matriz de estado.

Elemento/punto de carga	Matriz de estado					
	L1	L2	L3	LA	LB	LC
tramo principal L1	I	I	I	I	I	I
tramo principal L2	R	I	I	R	I	I
tramo principal L3	R	R	I	R	R	I
tramo lateral LA	N	N	N	I	N	N
tramo lateral LB	N	N	N	N	I	N
tramo lateral LC	N	N	N	N	N	I

Donde:

I = Intransferible.

R = Restablecible.

N = Normal.

4.2.2.2.- PASOS PARA OBTENER LA MATRIZ DE TIEMPOS DE REPARACIÓN (r)

La matriz de tiempos de reparación (r) según estados de la tabla 4.4, se obtiene de la suma de los tiempos parciales correspondientes al estado de los tramos de las líneas, por ejemplo el tiempo₁₁ (el subíndice 11 indica la posición del dato en la matriz), se obtiene del estado₁₁, que corresponde al tiempo parcial intransferible, el cual según el subcapítulo 3.3.4.2: clasificación de estados de los tramos de líneas, corresponde a:

$$r_I = T_c + T_l + T_r$$

Como cada estado tiene asociado una suma de tiempos parciales, se tiene que para los estados del tramo principal:

$$r_R = T_c + T_l = 0,5 [h]$$

$$r_I = T_c + T_l + T_r = 0,5 + 2,5 = 3 [h]$$

$$r_J = T_c + T_l + T_m + T_r + T_n = 0,5 + 0,5 + 2,5 + 0,5 = 4 [h]$$

$$r_N = 0 [h]$$

Y para los tramos laterales solo varía el estado

$$r_I = T_c + T_l + T_r = 0,5 + 0,5 = 1 [h]$$

Entonces según los estados de cada elemento nos queda la matriz mostrada en la tabla 4.4 de más adelante.

Tabla 4.4.- Matriz de tiempos de reparación:

Elemento/punto de carga	Matriz de tiempos de reparación según estado (r)					
	L1	L2	L3	LA	LB	LC
Tramo principal L1	3	3	3	3	3	3
Tramo principal L2	0.5	3	3	0.5	3	3
Tramo principal L3	0.5	0.5	3	0.5	0.5	3
Tramo lateral LA	0	0	0	1	0	0
Tramo lateral LB	0	0	0	0	1	0
Tramo lateral LC	0	0	0	0	0	1

4.2.2.3.- PASOS PARA OBTENER LA MATRIZ DE TASAS DE FALLA

Para calcular la matriz de tasas de falla según estado es necesario obtener la tasa de falla de cada conductor a través de la ecuación 3.5 para alimentadores:

$$\lambda = b \times l \left[\frac{fallas}{año} \right]$$

En donde tasa de fallas de cada elemento es:

$$\text{Tramo principal L1} = 0.1 * 2 = 0.2 \left[\frac{fallas}{año} \right].$$

$$\text{Tramo principal L2} = 0.1 * 3 = 0.3 \left[\frac{fallas}{año} \right].$$

$$\text{Tramo principal L3} = 0.1 * 1 = 0.1 \left[\frac{fallas}{año} \right].$$

$$\text{Tramo lateral LA} = 0.25 * 3 = 0.75 \left[\frac{fallas}{año} \right].$$

$$\text{Tramo lateral LB} = 0.25 * 2 = 0.5 \left[\frac{fallas}{año} \right].$$

$$\text{Tramo lateral LC} = 0.25 * 1 = 0.25 \left[\frac{fallas}{año} \right].$$

Luego según estas tasas de falla deben multiplicarse por el factor asociado al estado de cada elemento mostrada en la tabla 3.1 del subcapítulo 3.3.4.2., se obtiene la matriz de tasas de fallas según estado mostrada en la tabla 4.5 a continuación.

Tabla 4.5.- Matriz de tasas de falla según estado

		Matriz de tasas de falla según estado (λ)					
Elemento/punto de carga	L1	L2	L3	LA	LB	LC	
Tramo principal L1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	
Tramo principal L2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	
Tramo principal L3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
Tramo lateral LA	0	0	0	0.75	0	0	
Tramo lateral LB	0	0	0	0	0.5	0	
Tramo lateral LC	0	0	0	0	0	0.25	

4.2.2.4.- PASOS PARA OBTENER LA MATRIZ DE INDISPONIBILIDAD

Para obtener la matriz de indisponibilidad, se consideran los datos de las tasas de falla de cada elemento, no los obtenidos en la matriz de tasas de falla según estado de la tabla 4.5 y multiplicarlo por el dato correspondiente de la matriz de tiempos de reparación.

Tabla 4.6.- Matriz de indisponibilidad.

		Matriz de indisponibilidad ($U_{ij} = \lambda_i * r_{ij}$)					
Elemento/punto de carga	L1	L2	L3	LA	LB	LC	
Tramo principal L1	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	
Tramo principal L2	0.15	0.9	0.9	0.15	0.9	0.9	
Tramo principal L3	0.05	0.05	0.3	0.05	0.05	0.3	
Tramo lateral LA	0	0	0	0.75	0	0	
Tramo lateral LB	0	0	0	0	0.5	0	
Tramo lateral LC	0	0	0	0	0	0.25	

TABLA 4.7: TABLA RESUMEN DE DATOS Y MATRIZ DE ESTADO OBTENIDA SEGÚN PUNTO DE FALLA

Elemento/punto de carga	Longitud (km)	b (fallas/km*año)	r (h)	Potencia (kVA)	F.P	Número de clientes	Matriz de estado					
							L1	L2	L3	LA	LB	LC
Tramo principal L1	2	0.1	3				I	I	I	I	I	I
Tramo principal L2	3	0.1	3				R	I	I	R	I	I
Tramo principal L3	1	0.1	3				R	R	I	R	R	I
Tramo lateral LA	3	0.25	1	500	0.75	250	N	N	N	I	N	N
Tramo lateral LB	2	0.25	1	250	0.8	100	N	N	N	N	I	N
Tramo lateral LC	1	0.25	1	400	0.6	50	N	N	N	N	N	I

TABLA 4.8: TABLA RESUMEN DE MATRICES DE REPARACIÓN (r), TASAS DE FALLA (λ) Y DE INDISPONIBILIDAD (U)

Elemento/punto de carga	Matriz de tiempos de reparación según estado (r)						Matriz de tasas de falla según estado (λ)						Matriz de indisponibilidad ($U_{ij} = \lambda_i * r_{ij}$)					
	L1	L2	L3	LA	LB	LC	L1	L2	L3	LA	LB	LC	L1	L2	L3	LA	LB	LC
Tramo principal L1	3	3	3	3	3	3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Tramo principal L2	0.5	3	3	0.5	3	3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.15	0.9	0.9	0.15	0.9	0.9
Tramo principal L3	0.5	0.5	3	0.5	0.5	3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.05	0.05	0.3	0.05	0.05	0.3
Tramo lateral LA	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0.75	0	0	0	0	0	0.75	0	0
Tramo lateral LB	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0.5	0	0	0	0	0	0.5	0
Tramo lateral LC	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0.25	0	0	0	0	0	0.25
Total							0.6	0.6	0.6	1.35	1.1	0.85	0.8	1.55	1.8	1.55	2.05	2.05

TABLA 4.9: RESUMEN CASO 1

Caso 1: Sin alimentación alternativa	
Punto de carga A	
λ [fallas/año]	1,35
U [h/año]	1,55
$r = \frac{U}{\lambda}$ [h]	1,48
Punto de carga B	
λ [fallas/año]	1,1
U [h/año]	2,05
$r = \frac{U}{\lambda}$ [h]	1,864
Punto de carga C	
λ [fallas/año]	0,85
U [h/año]	2,05
$r = \frac{U}{\lambda}$ [h]	2,412

A partir de los resultados obtenidos, se calculan índices de confiabilidad:

$$SAIFI = \frac{\sum(\lambda_i * N_i)}{N_t} = \frac{(1,35 * 250) + (1,1 * 100) + (0,85 * 50)}{250 + 100 + 50} = 1,225 \left[\frac{\text{interrupciones}}{\text{año}} \right]$$

$$SAIDI = \frac{\sum(U_i * N_i)}{N_t} = \frac{(1,55 * 250) + (2,05 * 100) + (2,05 * 50)}{250 + 100 + 50} = 1,738 \left[\frac{h}{\text{año}} \right]$$

$$CAIDI = \frac{\sum(U_i * N_i)}{\sum(\lambda_i * N_i)} = \frac{(1,55 * 250) + (2,05 * 100) + (2,05 * 50)}{(1,35 * 250) + (1,1 * 100) + (0,85 * 50)} = 1,418 \left[\frac{h}{\text{año}} \right]$$

$$ASAI = \frac{\sum(N_i * 8760) - \sum(U_i * N_i)}{\sum(N_i * 8760)} = \frac{[(250 * 8760) + (100 * 8760) + (50 * 8760)] - [(1,55 * 250) + (2,05 * 100) + (2,05 * 50)]}{[(250 * 8760) + (100 * 8760) + (50 * 8760)]}$$

$$ASAI = 0,9997888128$$

$$ASUI = 1 - ASAI = 1 - 0,9997888128 = 0,000211187$$

$$La_{(A)} = 500 [kVA] * 0,75 = 375 [kW]; La_{(B)} = 250 [kVA] * 0,8 = 200 [kW]; La_{(C)} = 400 [kVA] * 0,6 = 240 [kW]$$

$$ENS = \sum(La_{(i)} * U_i) = (375 * 1,55) + (200 * 2,05) + (240 * 2,05) = 1483,25 \left[\frac{kWh}{\text{año}} \right]$$

$$AENS = \frac{\sum(La_{(i)} * U_i)}{N_i} = \frac{1483,25}{400} = 3,708125 \left[\frac{kWh}{\text{clientes año}} \right]$$

4.2.3- SISTEMA RADIAL CON ALIMENTACIÓN ALTERNATIVA

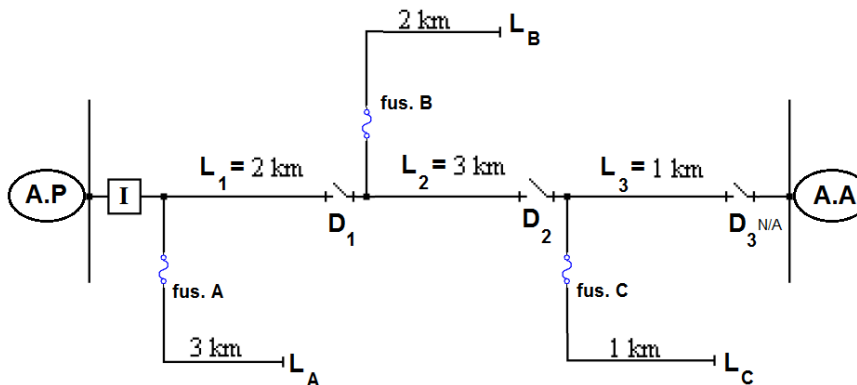


Figura 4.3: Sistema radial con alimentación alternativa.

Dónde:

A.P= Alimentación Principal.

I= Interruptor del alimentador principal.

L_1, L_2, L_3 = Tramos principales del alimentador.

L_A, L_B, L_C = Tramos laterales del alimentador.

D_1, D_2, D_3 = Desconectadores.

fus.A, fus.B, fus.C = Fusibles de los tramos A, B Y C.

b = Tasa característica del conductor.

r_i = Tiempo de reparación para el estado intransferible.

Nota₁: Las dimensiones no se encuentran a escala.

Nota₂: El Desconectador D_3 se encuentra normalmente abierto.

Nota₃: Los datos de los tramos y de las cargas son idénticos al caso anterior.

4.2.3.1.- PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN UNA RED ELÉCTRICA RADIAL CON ALIMENTACIÓN AUXILIAR

Se asumen las mismas condiciones del caso anterior, por lo que:
Cualquier maniobra de seccionamiento manual será igual:

$$T_m = 0,5 [h] \quad (4.1)$$

$$T_n = 0,5 [h] \quad (4.2)$$

Del tiempo de reparación para el estado intransferible:

$$r_i = T_c + T_l + T_r [h]$$

Define que:

$$T_c + T_l = 0.5 [h] \quad (4.3)$$

El tiempo parcial de reparación para los tramos principales es:

$$T_r = r_i - T_c + T_l = 3 - 0.5 = 2.5 [h] \quad (4.4)$$

Y el tiempo parcial de reparación para los tramos laterales es:

$$T_r = r_i - T_c + T_l = 1 - 0.5 = 0.5 [h] \quad (4.5)$$

Al igual que el caso anterior se ha supuesto que los elementos de protección y maniobra son plenamente confiables (tasa de falla 0), encontrándose las fallas solamente en los diferentes tramos del alimentador.

Según la metodología de evaluación el modelado de la red eléctrica, indicando los tramos de conexión (principales y laterales) y los elementos de protección (interruptor, desconectores y fusibles), queda de la siguiente forma.

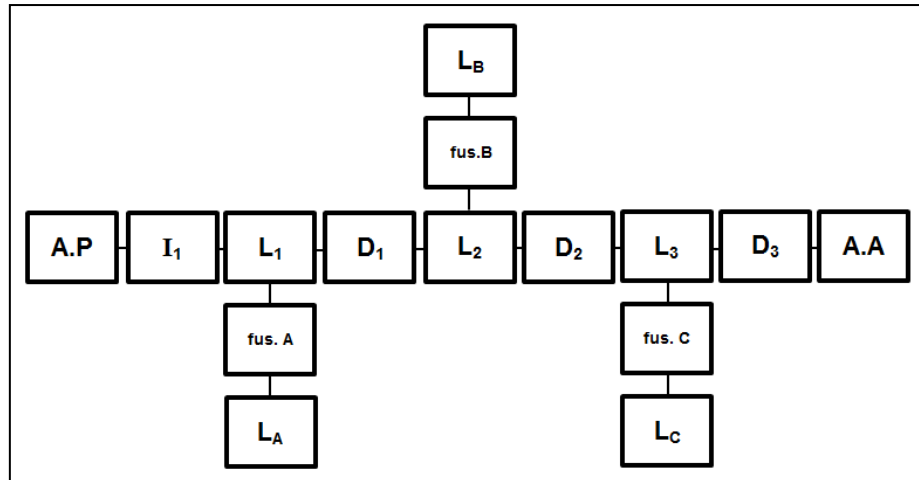


Figura 4.4.- Modelo de la red de prueba 2.

4.2.3.2.- PASOS PARA OBTENER LA MATRIZ DE ESTADOS

Para la obtención de los estados será necesario seguir la misma lógica expuesta en el caso 1. En la tabla 4.10 se muestran los resultados obtenidos para la matriz de estados.

Tabla 4.10.- Matriz de estado.

Elemento/punto de carga	Matriz de estado					
	L1	L2	L3	LA	LB	LC
Tramo principal L1	J	T	T	I	T	T
Tramo principal L2	R	J	T	R	I	T
Tramo principal L3	R	R	J	R	R	I
Tramo lateral LA	N	N	N	I	N	N
Tramo lateral LB	N	N	N	N	I	N
Tramo lateral LC	N	N	N	N	N	I

4.2.3.3.- PASOS PARA OBTENER LA MATRIZ DE TIEMPOS DE REPARACIÓN (r)

La matriz de tiempos de reparación (r) según estados de la tabla 4.11, mostrada más adelante, se obtiene de la suma de los tiempos parciales correspondientes al estado de los tramos de las líneas, por ejemplo el tiempo₁₁ (el subíndice 11 indica la posición del dato en la matriz de tiempos de reparación), se obtiene del estado₁₁ de la matriz de estados que corresponde al tiempo parcial irrestablecible (j), el cual según el subcapítulo 3.3.4.2: clasificación de estados de los tramos de líneas, corresponde a:

$$r_i = T_c + T_l + T_r [h]$$

Como cada estado tiene asociado una suma de tiempos parciales, se tiene que para los estados del tramo principal:

$$r_R = T_c + T_l = 0,5 [h]$$

$$r_T = T_c + T_l + T_m + T_n = 0,5 + 0,5 + 0,5 = 1,5 [h]$$

$$r_i = T_c + T_l + T_r = 0,5 + 2,5 = 3 [h]$$

$$r_j = T_c + T_l + T_r + T_m + T_n = 0,5 + 2,5 + 0,5 + 0,5 = 4 [h]$$

$$r_N = 0 [h]$$

Y para los tramos laterales solo varía el estado

$$r_i = T_c + T_l + T_r = 0,5 + 0,5 = 1 [h]$$

Tabla 4.11.- Matriz de tiempos de reparación.

Elemento/punto de carga	Matriz de tiempos de reparación según estado (r)					
	L1	L2	L3	LA	LB	LC
Tramo principal L1	4	1.5	1.5	3	1.5	1.5
Tramo principal L2	0.5	4	1.5	0.5	3	1.5
Tramo principal L3	0.5	0.5	4	0.5	0.5	3
Tramo lateral LA	0	0	0	1	0	0
Tramo lateral LB	0	0	0	0	1	0
Tramo lateral LC	0	0	0	0	0	1

4.2.3.4.- PASOS PARA OBTENER LA MATRIZ DE TASAS DE FALLA

Para calcular la matriz de tasas de falla según estado es necesario obtener la tasa de falla de cada conductor a través de la ecuación 3.5 para alimentadores:

$$\lambda = b \times l \left[\frac{fallas}{año} \right]$$

En donde tasa de fallas de cada elemento es:

$$\text{Tramo principal L1} = 0.1 * 2 = 0.2 \left[\frac{fallas}{año} \right].$$

$$\text{Tramo principal L2} = 0.1 * 3 = 0.3 \left[\frac{fallas}{año} \right].$$

$$\text{Tramo principal L3} = 0.1 * 1 = 0.1 \left[\frac{fallas}{año} \right].$$

$$\text{Tramo lateral LA} = 0.25 * 3 = 0.75 \left[\frac{fallas}{año} \right].$$

$$\text{Tramo lateral LB} = 0.25 * 2 = 0.5 \left[\frac{fallas}{año} \right].$$

$$\text{Tramo lateral LC} = 0.25 * 1 = 0.25 \left[\frac{fallas}{año} \right].$$

Luego según estas tasas de falla deben multiplicarse por el factor asociado al estado de cada elemento mostrado en la tabla 3.1 del subcapítulo 3.3.4.2., se obtiene la matriz de tasas de fallas según estado mostrada en la tabla 4.12, hay que tener en consideración que para el estado irrestablecible tiene una doble tasa de falla, esto se debe a que estos elementos son sometidos a dos cortes de suministro pero con duraciones distintas.

Tabla 4.12.- Matriz de tasas de falla según estado.

Matriz de tasas de falla según estado (λ)						
Elemento/punto de carga	L1	L2	L3	LA	LB	LC
Tramo principal L1	0.4	0.4	0.4	0.2	0.4	0.4
Tramo principal L2	0.3	0.6	0.6	0.3	0.3	0.6
Tramo principal L3	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1
Tramo lateral LA	0	0	0	0.75	0	0
Tramo lateral LB	0	0	0	0	0.5	0
Tramo lateral LC	0	0	0	0	0	0.25

4.2.3.5.- PASOS PARA OBTENER LA MATRIZ DE INDISPONIBILIDAD

Para obtener la matriz de indisponibilidad, se consideran los datos de las tasas de falla de cada elemento, no los obtenidos en la matriz de tasas de falla según estado de la Tabla 4.12 y multiplicarlo por el dato correspondiente de la matriz de tiempos de reparación.

Tabla 4.13.- Matriz de indisponibilidad.

Matriz de indisponibilidad ($U_{ij} = \lambda_i * r_{ij}$)						
Elemento/punto de carga	L1	L2	L3	LA	LB	LC
Tramo principal L1	0.8	0.3	0.3	0.6	0.3	0.3
Tramo principal L2	0.15	1.2	0.45	0.15	0.9	0.45
Tramo principal L3	0.05	0.05	0.4	0.05	0.05	0.3
Tramo lateral LA	0	0	0	0.75	0	0
Tramo lateral LB	0	0	0	0	0.5	0
Tramo lateral LC	0	0	0	0	0	0.25

TABLA 4.14: TABLA RESUMEN DE DATOS Y MATRIZ DE ESTADO OBTENIDA SEGÚN PUNTO DE FALLA

Elemento/punto de carga	Longitud (km)	b (fallas/km*año)	r (h)	Potencia (kVA)	F.P	Número de Clientes	Matriz de estado					
							L1	L2	L3	LA	LB	LC
Tramo principal L1	2	0.1	3				J	T	T	I	T	T
Tramo principal L2	3	0.1	3				R	J	T	R	I	T
Tramo principal L3	1	0.1	3				R	R	J	R	R	J
Tramo lateral LA	3	0.25	1	500	0.75	250	N	N	N	I	N	N
Tramo lateral LB	2	0.25	1	250	0.8	100	N	N	N	N	I	N
Tramo lateral LC	1	0.25	1	400	0.6	50	N	N	N	N	N	I

TABLA 4.15: TABLA RESUMEN DE MATRICES DE REPARACIÓN (r), TASAS DE FALLA (λ) Y DE INDISPONIBILIDAD (U)

Elemento/punto de carga	Matriz de tiempos de reparación según estado (r)						Matriz de tasas de falla según estado (λ)						Matriz de indisponibilidad ($U_{ij} = \lambda_i * r_{ij}$)					
	L1	L2	L3	LA	LB	LC	L1	L2	L3	LA	LB	LC	L1	L2	L3	LA	LB	LC
Tramo principal L1	4	1.5	1.5	3	1.5	1.5	0.4	0.4	0.4	0.2	0.4	0.4	0.8	0.3	0.3	0.6	0.3	0.3
Tramo principal L2	0.5	4	1.5	0.5	3	1.5	0.3	0.6	0.6	0.3	0.3	0.6	0.15	1.2	0.45	0.15	0.9	0.45
Tramo principal L3	0.5	0.5	4	0.5	0.5	3	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.05	0.05	0.4	0.05	0.05	0.3
Tramo lateral LA	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0.75	0	0	0	0	0	0.75	0	0
Tramo lateral LB	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0.5	0	0	0	0	0	0.5	0
Tramo lateral LC	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0.25	0	0	0	0	0	0.25
Total							0.8	1.1	1.2	1.35	1.3	1.35	1	1.55	1.15	1.55	1.75	1.3

TABLA 4.16: RESUMEN CASO 2

Caso 2: Con alimentación alternativa	
Punto de carga A	
λ [fallas/año]	1,35
U [h/año]	1,55
$r = \frac{U}{\lambda}$ [h]	1,148
Punto de carga B	
λ [fallas/año]	1,3
U [h/año]	1,75
$r = \frac{U}{\lambda}$ [h]	1,346
Punto de carga C	
λ [fallas/año]	1.35
U [h/año]	1,3
$r = \frac{U}{\lambda}$ [h]	0.963

A partir de los resultados obtenidos, se calculan índices de confiabilidad:

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum(\lambda_i * N_i)}{N_t} = \frac{(1.35 \times 250) + (1.3 \times 100) + (1.35 \times 50)}{250 + 100 + 50} = 1.3375 \left[\frac{\text{interrupciones}}{\text{año}} \right]$$

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum(U_i * N_i)}{N_t} = \frac{(1.55 \times 250) + (1.75 \times 100) + (1.3 \times 50)}{250 + 100 + 50} = 1.568 \left[\frac{h}{\text{año}} \right]$$

$$\text{CAIDI} = \frac{\sum(U_i * N_i)}{\sum(\lambda_i * N_i)} = \frac{(1.55 \times 250) + (1.75 \times 100) + (1.3 \times 50)}{(1.35 \times 250) + (1.3 \times 100) + (1.35 \times 50)} = 1.1728 \left[\frac{h}{\text{año}} \right]$$

$$\text{ASAI} = \frac{\sum(N_i * 8760) - \sum(U_i * N_i)}{\sum(N_i * 8760)} = \frac{[(250 \times 8760) + (100 \times 8760) + (50 \times 8760)] - [(1.55 \times 250) + 1.75 \times 100 + (1.3 \times 50)]}{[(250 \times 8760) + (100 \times 8760) + (50 \times 8760)]}$$

$$\text{ASAI} = 0,9998209189$$

$$\text{ASUI} = 1 - \text{ASAI} = 1 - 0,9998209189 = 0,000179081$$

$$La_{(A)} = 500 [kVA] * 0,75 = 375 [kW]; La_{(B)} = 250 [kVA] * 0,8 = 200 [kW]; La_{(C)} = 400 [kVA] * 0,6 = 240 [kW]$$

$$\text{ENS} = \sum(La_{(i)} * U_i) = (375 \times 1.55) + (200 \times 1.75) + (240 \times 1.3) = 1243.25 \left[\frac{kWh}{\text{año}} \right]$$

$$\text{AENS} = \frac{\sum(La_{(i)} * U_i)}{N_i} = \frac{1243.25}{400} = 3.108125 \left[\frac{kWh}{\text{clientes año}} \right]$$

TABLA 4.17: RESUMEN PUNTOS DE CARGA E ÍNDICES

	Caso 1⁽¹⁾	Caso 2⁽²⁾
Punto de carga A		
λ [fallas/año]	1,35	1,35
U [h/año]	1,55	1,55
$r = \frac{U}{\lambda}$ [h]	1,48	1,48
Punto de carga B		
λ [fallas/año]	1,1	1,3
U [h/año]	2,05	1,75
$r = \frac{U}{\lambda}$ [h]	1,864	1,346
Punto de carga C		
λ [fallas/año]	0,85	1.35
U [h/año]	2,05	1,3
$r = \frac{U}{\lambda}$ [h]	2,412	0.963

ÍNDICES	Caso 1⁽¹⁾	Caso 2⁽²⁾
SAIFI [int./año]	1,225	1.3375
SAIDI [h/año]	1,738	1.568
CAIDI [h/año]	1,418	1.1728
ASAI	0,9997888128	0,9998209189
ASUI	0,000211187	0,000179081
ENS [kWh/año]	1483.25	1243.25
AENS [kWh/clientes al año]	3.708125	3.108125

(1) Caso 1 = El sistema radial cuenta con elementos de protección y maniobra.

(2) Caso 2 = El sistema radial cuenta con elementos de protección, maniobra y además una alimentación auxiliar.

4.2.4.- ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA SISTEMA DE PRUEBA.

Para el primer caso se tiene una red que cuenta con protecciones en los laterales, específicamente fusibles, los cuales ante un corto circuito provocarán una desconexión del punto de carga. Además, en los alimentadores principales se tienen desconectores que por sus características propias no son capaces de despejar una falla, por lo tanto cualquier falla en el alimentador principal provoca la operación del interruptor principal. Sin embargo, la ventaja de usar este esquema se ve reflejada en el mejoramiento de los tiempos de reposición del suministro. Después que una falla provoca la apertura del interruptor principal, el desconector pertinente puede ser abierto y el interruptor reconectado. Este procedimiento permite restablecer el suministro a todos los puntos aguas arriba de la falla o sea entre la fuente de alimentación y el punto aislado antes de completar el proceso de reparación.

Respecto al caso dos, con alimentación alternativa, muchos sistemas de distribución tienen desconectores normalmente abiertos que mantienen la alimentación alternativa fuera de servicio dando paso a una configuración de malla. Sin embargo, ante una falla, los desconectores pueden maniobrase para recuperar la carga, aguas arriba, que se ha desconectado y alimentar con la red alternativa para los que se encuentran aguas abajo de la falla, siempre y cuando estas maniobras sea posibles. Este procedimiento operativo puede tener un efecto notorio en los índices de confiabilidad, específicamente en los puntos de carga, porque las cargas que de otro modo hubieran quedado desconectadas hasta que se hubieran completado las reparaciones, ahora se pueden transferir a otra parte del sistema que tiene alimentación auxiliar, disminuyendo los tiempos de indisponibilidad en ellos.

Con respecto a la indisponibilidad total de carga del punto A en la Tabla 4.17, estos no cambian porque es imposible realizar una transferencia de carga y recuperar la carga perdida, manteniendo los tiempos de indisponibilidad. La tasa de falla total de este punto se mantiene igual debido a que las tasas de falla según estado en la Tabla 4.15 se mantienen igual a las de la Tabla 4.8 y ninguno de los estados, mostrados en la Tabla 4.14 para el punto A, considera un tiempo de normalización, por lo tanto no existe una nueva interrupción.

Para el punto de carga B, la indisponibilidad total disminuye, esto se debe a que como se observa en la Tabla 4.15 la indisponibilidad aguas abajo se mantiene (0,9 - 0,05 – 0,5), pero disminuye aguas arriba (0,3) con respecto a la tabla 4.8, dando como resultado una disminución de los tiempos de indisponibilidad total, mostrados en la tabla 4.17. El aumento en la tasa de falla total en este punto, mostrado en la tabla 4.17, se debe a que aguas arriba es necesario realizar una nueva maniobra para restablecer el poder a su condición normal, lo que cuenta como una nueva interrupción en la red, aumentando al doble su tasa de falla, esto sucede porque el tiempo de indisponibilidad aumenta de manera insignificante, para entender mejor esto; si se considera que el tiempo de normalización es 0.5 con respecto a tiempo indisponibilidad total en el año, el nuevo valor de los tiempos de indisponibilidad anual tiende prácticamente al mismo valor antes de la normalización, pero con una nueva interrupción. Las tasas aguas abajo se mantienen ya que según los estados no es necesario un tiempo de normalización, por lo que no existe una nueva interrupción.

Para el punto de carga C, la indisponibilidad total disminuye aún más, esto se debe a que como se observa en la tabla 4.15 la indisponibilidad aguas abajo se mantiene (0,3 - 0,25) pero disminuye aguas arriba (0,3 - 0,45), con respecto a la tabla 4.8, dando como resultado una disminución mayor de los tiempos de indisponibilidad total, mostrados en la tabla 4.17. La disminución de indisponibilidad es mayor en el punto de carga C que en B, debido a que la cantidad de elementos aguas arriba (0,3 y 0,45) de la tabla 4.15 es mayor en el punto de carga C, en comparación con la cantidad de elementos aguas arriba (solo 0,3) de la tabla 4.15 para el punto de carga B y los tiempos de reparación de la tabla 4.15, para el punto de carga C disminuyen a la mitad por la capacidad de transferencia de carga. El aumento en la tasa de falla total en este punto, mostrado en la tabla 4.17, es aún mayor que para el punto de carga B, esto se debe a que existen una mayor cantidad de elementos aguas arriba en el punto C (0,4 y 0,6) que en el punto de carga B (solo 0,4), los que tienen una tasa de falla doble según los estados. La doble tasa de falla para estos elementos aguas arriba se explica de la misma forma que para el punto B.

En consecuencia, se observa que el mayor efecto ocurre para el punto de carga más alejado del Punto de suministro y más próximo al punto de transferencia normalmente abierto.

De la comparación entre ambos casos, se observa que la duración de las interrupciones disminuye (SAIDI, CAIDI), el porqué de esta disminución se debe a que la duración de las interrupción (indisponibilidad) disminuyen por la opción de poder transferir las cargas a una alimentación alternativa, sin ser necesaria la espera de reparación que es mayor que los tiempos de transferencia y normalización juntos.

Para el aumento del SAIFI se explica por el aumento de las interrupciones causadas por la restauración del sistema a su condición normal de alimentación.

El ASAI también aumenta, esto es debido a que si disminuyen las duraciones de las interrupciones (SAIDI, CAIDI), la duración en un año calendario aumentara y con esto su disponibilidad. Si aumenta su disponibilidad obviamente disminuirá su indisponibilidad, demostrada en el índice de confiabilidad ASUI.

En lo que respecta a los índices de energía, para el caso de la energía no suministrada (ENS) disminuye como consecuencia de la disminución de la indisponibilidad (ASUI) y para el caso del AENS, se explica por la disminución del ENS, ya que el AENS es el ENS dividido por el número de clientes totales, los cuales no varían.

Todos los análisis antes desarrollados nos permiten demostrar que al agregar una alimentación auxiliar al caso 1 se genera una mejora en la confiabilidad del sistema de distribución, que finalmente significan una disminución en el tiempo de interrupción percibido por los clientes.

4.3.- SISTEMA REAL

El sistema real, propiedad de CGE Distribución es un alimentador que proporciona energía eléctrica al sector rural de Hualqui, esto en la comuna de Chiguayante, Región del Bío-Bío. Están conectados al alimentador un total de 12.092 clientes, cuenta con 253 transformadores, tanto trifásicos como monofásicos, de los cuales se tiene su potencia instalada y la cantidad de clientes conectados a cada uno de ellos, estos clientes en su gran mayoría son de carácter domiciliario.

El ingeniero zonal de calidad de suministro CGE Concepción, cuenta con los trazados de las líneas, componentes (reconectores, subestación) y base de datos de las redes del alimentador de Hualqui en un software computacional llamado QGIS versión 2.0.1, facilitando el orden de la información en cuanto a la ubicación de los clientes, haciendo las distinción de las comunas y si son clientes urbanos o rurales, ya que, el software se destaca por su facilidad de interconexión con muchas bases de datos geoespaciales.

Debido a la gran cantidad de elementos con los que cuenta la red y, además que no se cuenta con el diagrama unilíneal de este, se hace necesario reducir la cantidad de componentes para realizar el diagrama unilíneal y posterior modelado, es por ello que para efectos de simplificar el análisis se opta por un circuito del alimentador (puntos en amarillo), que corresponde a una de las ramas que posee esta red de distribución.

La red eléctrica seleccionada se puede apreciar de manera geográfica en la figura 4.5, siendo esta un extracto del programa QGIS.

Teniendo en consideración que es una red de distribución secundaria, se asume que los clientes conectados tienen un comportamiento similar (clientes domiciliarios).

Los datos entregados por CGE distribución serán adjuntados en los anexos.

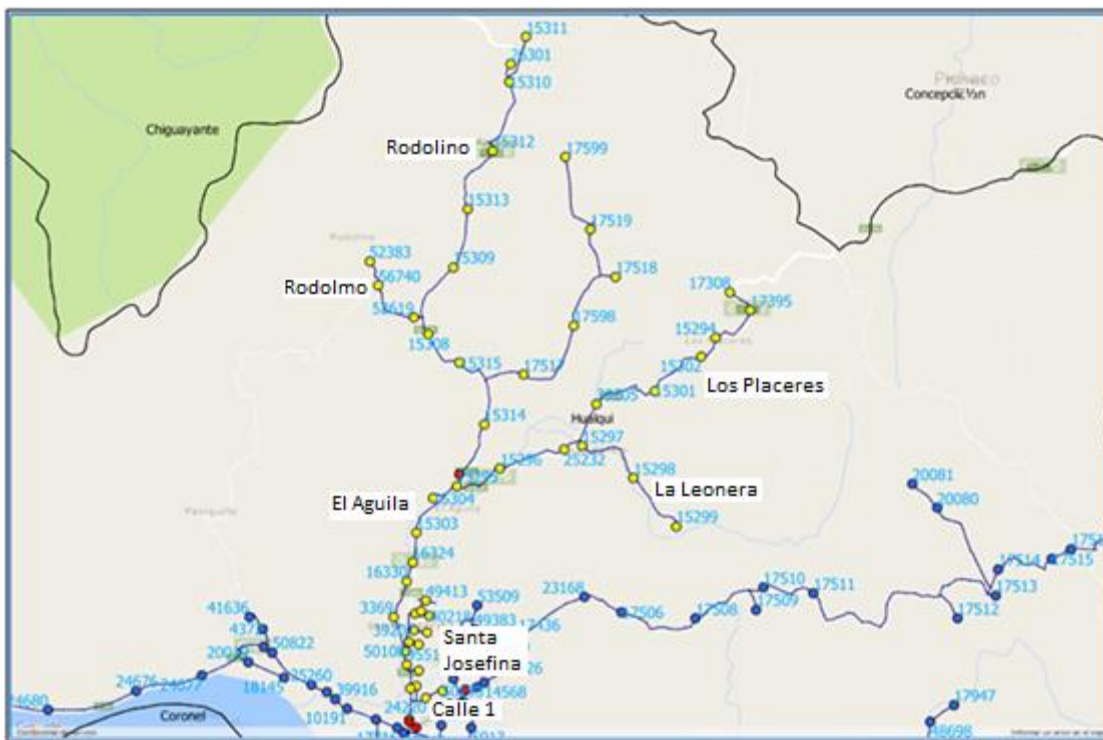


Figura 4.5: Diagrama geográfico del circuito seleccionado.

Un análisis de confiabilidad puede considerar dos aspectos: estudio histórico y estudio predictivo.

El estudio histórico corresponde al cálculo de las tasas de falla y tiempos de reparación de los elementos/equipos con los datos que cuenta la empresa de distribución, dentro de un periodo de estudio y entre más años se recopila dicha información, mejor serán los datos obtenidos. Los equipos para los cuales se determinan estos parámetros de confiabilidad son: líneas aéreas, transformadores, seccionadores, fusibles y reconectores. Puede llamar la atención la ausencia de algunos equipos presentes en la redes, tales como los condensaros o pararrayos, estos tienen tasas de fallas muy pequeñas durante su vida útil, ya que no tienen partes móviles.

El estudio predictivo, por otro lado, consiste en determinar los índices de confiabilidad, tales como SAIDI, SAIFI, CAIFI, ENS y otros, en base a simulaciones realizadas por programas computacionales y con datos de fallas típicos para los elementos de las redes otorgados por diferentes organizaciones, las cuales sugieren ciertos valores de tasas de falla y tiempos de

reparación estimados a partir de otras redes de distribución analizadas históricamente con características similares.

Para el modelado de la red en DlgSILENT, se comenzó creando y definiendo el alimentador (feeder), siendo suministrado por una red externa la cual no tiene límite de potencia a entregar. El nivel de tensión para el tramo principal es de 15 kV, dicho tramo se considera que es una línea aérea y tiene una distancia total de 10.557 metros, siendo dividido en varios sub-tramos por causa de los arranques laterales que van hacia las cargas.

En los puntos de arranques se instalan cables de acuerdo a distancias obtenidas del diagrama geográfico de la figura 4.5, además se incluyen fusibles aéreos para cada uno de los transformadores instalados.

Para el modelado en DlgSILENT, de acuerdo a sus características, basta con crear un solo tipo de cable, al cual, una vez ingresados todos sus parámetros puede ser reutilizado para todos los cables, ayudando en el ingreso de parámetros que puede ser muy tedioso, lo mismo fue realizado para el caso de los fusibles de la red, ya que, basta con crear un tipo de fusible y asignarlo a cada elemento que se necesite. Algo similar ocurrió para los transformadores utilizados, teniendo todos los mismos niveles de tensión para su devanado primario (15kV) y sólo variando su nivel de tensión secundaria y potencia en kVA del transformador. Para el caso de los transformadores trifásicos, el nivel de la tensión secundario es de 380 V, y para los monofásicos es de 220 V.

A continuación con la ayuda de DlgSILENT se realiza el diagrama unilineal correspondiente al circuito seleccionado que cual se muestra en la figura 4.6 el alimentador principal con sus respectivos arranques, fusibles y transformadores, esto con el fin de obtener los índices de confiabilidad del sistema.

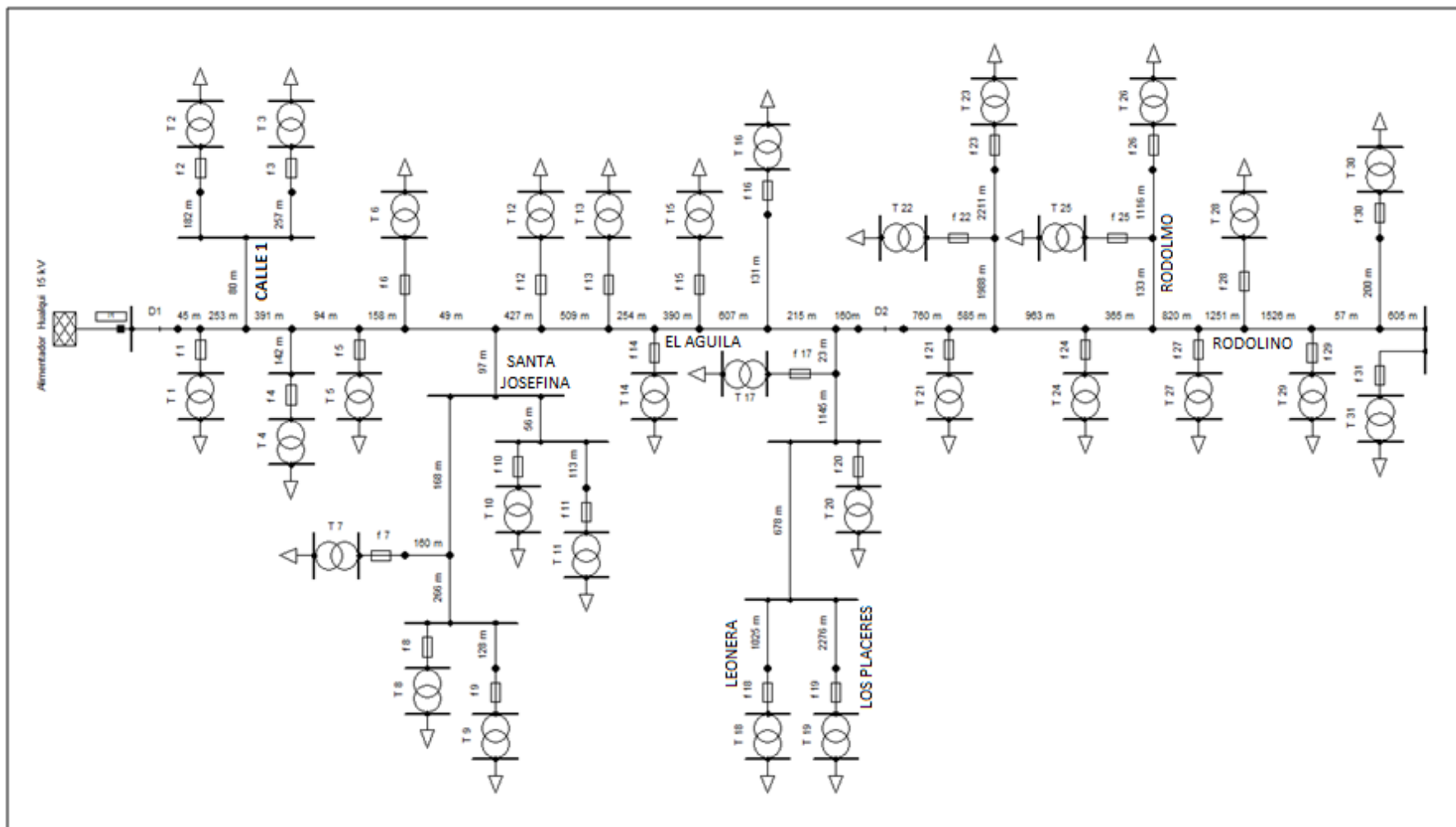


Figura 4.6: Diagrama unilineal del circuito seleccionado.

Posterior a los transformadores se incluyen cargas generales, teniendo todos los mismos tipos y configuración en cuando a los parámetros de consumo, siendo estos potencia aparente y un factor de potencia respectivos. Para efectos prácticos se asumió un factor de potencia promedio de 0.8 para todas las cargas que en este caso representan los clientes.

Al no contar con los datos históricos de la red, las tasas de fallas y tiempos de reparación asignadas a los elementos que forman parte del alimentador, se han seleccionado de la revisión de varios documentos [3] [18], y se resumen en la tabla 4.18.

Tabla 4.18: Tasas de falla y de reparación seleccionadas.

Tipo de elemento	Tasa de falla	Tiempo de reparación [h]
Línea	0,062 (fallas/año*km)	5
Cable	0,020 (fallas/año*km)	30
Transformador menor a 300Kva	0,0062 (fallas/año)	200
Transformador mayor a 300kVA	0,0059 (fallas/año)	360
Reconectador	0,01 (fallas/año)	2
Fusible	0.009 (fallas/año)	2.4

Los datos necesarios para el cálculo de índices de confiabilidad son entregados en la tabla 4.19 y por el diagrama geográfico.

Tabla 4.19: Información de los transformadores entregada por CGE.

Hualqui	Trafo	kVA	SED	Clientes
TRA 15 3F 15-112	1	75	4879	133
TRA 15 2F 0-15	2	15	10940	78
TRA 15 3F 15-112	3	112	24220	119
TRA 15 3F 15-112	3	112	50193	207
TRA 15 3F 150-	4	150	15255	276
TRA 15 2F 0-15	5	10	9551	13
TRA 15 3F 15-112	6	45	50108	1
TRA 15 3F 15-112	7	112	39207	104
TRA 15 3F 15-112	7	112	40217	80
TRA 15 3F 15-112	8	112	39232	77

Tabla 4.19: Información de los transformadores entregada por CGE. (Continuación)

Hualqui	Trafo	kVA	SED	Clientes
TRA 15 3F 15-112	9	112	40218	131
TRA 15 3F 15-112	9	112	40420	145
TRA 15 3F 15-112	9	112	49413	152
TRA 15 3F 15-112	10	112	48474	30
TRA 15 3F 15-112	11	75	53547	29
TRA 15 3F 15-112	12	30	3369	1
TRA 15 3F 15-112	13	45	16330	1
TRA 15 3F 15-112	14	15	16324	3
TRA 15 3F 15-112	15	25	15303	10
TRA 15 2F 0-15	16	15	15304	6
TRA 15 2F 0-15	17	5	15295	6
TRA 15 2F 0-15	18	5	15297	7
TRA 15 2F 0-15	18	5	15298	10
TRA 15 2F 0-15	18	5	15299	18
TRA 15 2F 20-25	19	5	39205	1
TRA 15 2F 0-15	19	5	15301	20
TRA 15 2F 0-15	19	5	15302	11
TRA 15 2F 0-15	19	5	15294	11
TRA 15 2F 0-15	19	5	17395	6
TRA 15 2F 0-15	19	5	17308	10
TRA 15 2F 0-15	20	10	15296	12
TRA 15 2F 0-15	20	10	25232	4
TRA 15 2F 0-15	21	5	15314	21
TRA 15 2F 0-15	22	5	17517	1
TRA 15 2F 0-15	22	5	17598	5
TRA 15 2F 0-15	22	5	17518	11
TRA 15 2F 0-15	22	5	17519	10
TRA 15 2F 0-15	23	10	17599	4
TRA 15 2F 0-15	24	5	15315	6
TRA 15 2F 0-15	24	5	15308	9
TRA 15 2F 0-15	25	5	52619	2
TRA 15 2F 0-15	26	15	52383	5
TRA 15 2F 0-15	27	5	15309	2
TRA 15 2F 0-15	28	10	15313	11
TRA 15 2F 0-15	28	10	15312	3
TRA 15 2F 0-15	29	5	15310	15
TRA 15 2F 0-15	30	10	26301	1
TRA 15 2F 0-15	31	10	15311	19

En lo que respecta al módulo de “evaluación de confiabilidad”, el software DigSILENT ofrece una interfaz muy amigable, un claro ejemplo se ilustra en la figura 4.7, en la cual los parámetros solicitados por el programa para una línea aérea, son frecuencia de falla o lo que se conoce como tasa de falla; también se debe ingresar tiempos de reparación.

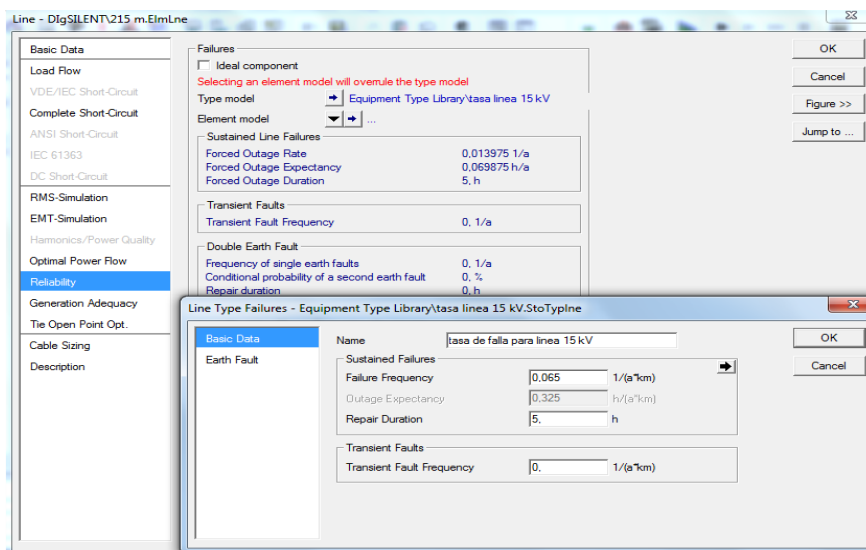


Figura 4.7: Parámetros solicitados de confiabilidad en una línea aérea.

Ya ingresado todos los parámetros, antes de ejecutar el estudio de confiabilidad DigSILENT hace hincapié en el periodo en el cual se realiza el estudio, por lo general un año. La ventana antes de ejecutar el estudio se logra apreciar en la figura 4.8.

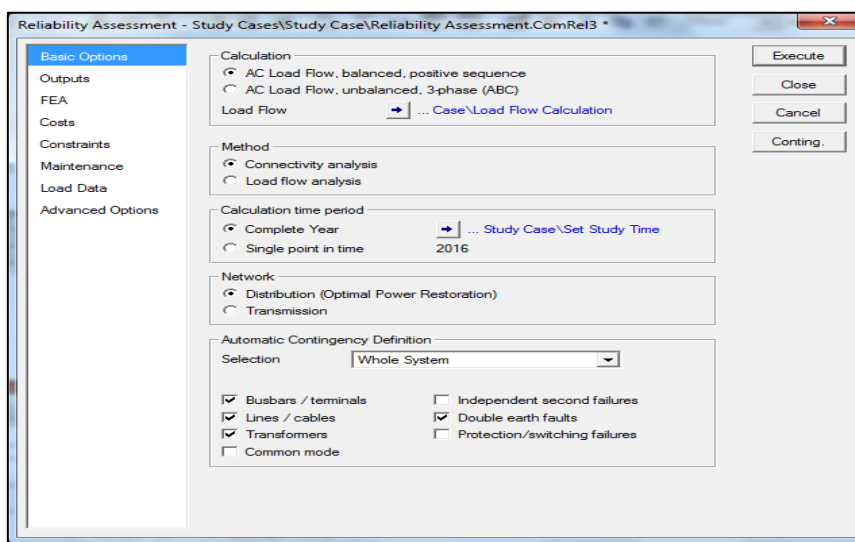


Figura 4.8: Evaluación de confiabilidad.

El reporte entregado por DlgSILENT para el alimentador en estudio se presenta en la figura 4.9:

		DlgSILENT PowerFactory 15.1.7	Project: Date: 1/24/2017
Reliability Assessment			
Method	Connectivity analysis		
Network	Distribution (Optimal Power Restoration)		
Calculation time period	2016		
Consider Maintenance	No		
Fault Clearance Breakers	Use all circuit breakers		
Switching procedures	Concurrently		
Consider sectionalizing (Stages 1-3)	Yes		
Time to open remote controlled switches	1,00 min.		
Automatic Contingency Definition			
Selection	whole system		
Busbars / terminals	Yes	Common mode	No
Lines / cables	Yes	Independent second failures	No
Transformers	Yes	Double earth faults	Yes
		Protection/switching failures	No
Study Case: Study Case		Annex: / 1	
System Summary			
System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI =	0,969795	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI =	18,319	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI =	18,890	h
Average Service Availability Index	: ASAI =	0,9979087490	
Average Service Unavailability Index	: ASUI =	0,0020912510	
Energy Not Supplied	: ENS =	5,797	Mwh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS =	0,009	Mwh/Ca
Average System Interruption Frequency Index	: ASIFI =	0,971110	1/a
Average System Interruption Duration Index	: ASIDI =	18,582304	h/a

Figura 4.9: Reporte de confiabilidad de DlgSILENT.

4.3.1- ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS PARA EL SISTEMA REAL DEL ALIMENTADOR HUALQUI

Cabe destacar y enfatizar que los límites en cuanto a índices de confiabilidad como SAIDI Y CAIFI no son bien definidos por ninguna norma, si no que estos dependerán del lugar de donde y como sean calculados, los entes reguladores de cada sector o país serán quienes determinaran de acuerdo a ciertos estudios si los índices calculados por las empresas son los correctos de acuerdo a la zona donde se encuentren, por lo tanto, cada lugar tendrá valores mínimos de índices de confiabilidad comprendidos en diferentes rangos. De acuerdo a lo anterior, las empresas de distribución norteamericanas (que son por las que generalmente se guía Chile) se basan en los valores propuestos por recomendaciones, como lo son los de la IEEE 1366 o la NISEG, nombrada en el subcapítulo 2.3.1.- REGULACIÓN EN NUEVA YORK.

Estos entregan valores de índices en rangos que sirven de guía para las empresas, por lo tanto, al observar los resultados y comparar cada uno de los índices con la norma Norteamericana, que muestra los límites en la Tabla 2.1: Propuesta de NY para valores de

frecuencia y duración de interrupciones, para los índices como SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ASUI, ENS y AENS es prácticamente imposible establecer si son correctos o erróneos. Sin embargo, estos valores son importantes para determinar en dónde y cómo es posible invertir para disminuir la cantidad y duración de las interrupciones.

Para este caso de los otros índices como ASIFI y ASIDI, como la potencia en kVA instalada, es igual a la conectada, es posible decir que el FMIK, que es igual al NIEPI, sería idéntico al ASIFI entregado por DlgSILENT y el TTIK, que es igual al TIEPI, sería idéntico al ASIDI, para los cuales si existen límites bien establecidos en la norma chilena, es tos limites fueron mencionados en la Tabla 2.3: límites para los indicadores de confiabilidad de sistema en Chile del subcapítulo 2.4: REALIDAD CHILENA EN INDICES DE CONFIABILIDAD.

Para los valores de ASIFI o FMIK y ASIDI o TTIK, al comparar estos resultados de 0,97 y 18,58 respectivamente, con la norma que establece un límite de 5 interrupciones al año y 18 horas al año, para una zona rural tipo 1, es posible decir que el FMIK se encuentran con un buen valor, cumpliendo perfectamente la norma, mientras que el TTIK está sobrepasando el límite establecido, por lo tanto fuera de norma, que demuestra lo dicho por el encargado zonal de índices de confiabilidad de CGE.

La determinación de la zona rural tipo 1, se obtiene de acuerdo a la modificación introducida por el oficio 1438 del artículo N° 246, presentada en el subcapítulo 1.6.1: REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS. DECRETO SUPREMO N° 327, que indica las condiciones para estar en uno de los tipos establecidos. Para el caso del sistema real, la cantidad de habitantes es de 1837 y su longitud total es de 10557, lo que da como resultado la zona rural tipo 1.

El valor elevado en TTIK, en cierta manera está determinado por la gran cantidad de transformadores existentes en la zona, los cuales, incluso en muchos puntos de carga están sobredimensionados, debido a que el TTIK es proporcional a la capacidad de kVA fuera de servicio en los puntos de carga y la cantidad de transformadores interrumpidos ante una falla es muy elevada y junto a esto que los tiempos de interrupción son elevados, sin posibilidad de transferencia de carga, confirman aún más la condición de no cumplimiento de este índice con respecto a la norma.

CAPÍTULO 5.- COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

Con respecto a la calidad de servicio, es importante destacar que la energía debe ser suministrada sin interrupciones y con niveles de tensión y frecuencia constantes, sin embargo debido a que esta continuidad del servicio, no siempre se puede lograr por diversos factores, ya sean ambientales o no (accidentes, deterioro de los elementos) es necesario buscar mecanismos que disminuyan la cantidad y tiempo de las interrupciones, es aquí donde la capacidad de una red de distribución para transferir sus cargas o de seccionar y aislar la falla son determinantes, es por esto que el cálculo de los índices de confiabilidad son importantes, ya que a través de ellos es posible determinar donde es necesario mejorar la red para mantener el mayor tiempo posible la continuidad del servicio y que durante la mayor parte del tiempo sea imperceptible por el cliente.

En lo que respecta al análisis de índices de confiabilidad de sistema a nivel internacional, se aprecia que no hay un consenso en todos los países a la hora de calcular e interpretar los índices.

Una revisión de la realidad norteamericana, en cuanto a los índices de confiabilidad, deja en evidencia que dicho país tiene bien abordado el tema, no confundir con valores de índices normados, si no que con la teoría aplicada al tema, utilizando indicadores tales como SAIDI Y SAIFI, entre otros, además de ser recomendados por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE). En Estados Unidos existen entidades reguladoras tales como la National Electricity Regulatory Commission (NERC), encargada de promover la confiabilidad, además hay instituciones tales como el Instituto Eléctrico Edison (EEI), el cual genera estudios sobre las tasas de fallas para los componentes de las redes eléctricas.

En la actualidad, Chile tiene estipulados bajo norma, cuatro índices de confiabilidad (FMIK, FMIT, TTIK y TTIT) los cuales son utilizados por la SEC para fiscalizar el cumplimiento de la calidad de suministro por parte de las compañías distribuidoras de energía eléctrica. El incumplimiento de estas normas trae como consecuencia, una multa por concepto de indisponibilidad del servicio eléctrico.

La capacidad de comprender los resultados obtenidos en los índices, está sin duda, relacionada con la teoría presentada en este seminario, el cual además de demostrar los conceptos básicos, destaca el método de Markov y sus derivados, como el de frecuencia y duración, que son la base para comprender la aplicación del modelamiento y la evaluación correcta de redes de distribución radiales, sin embargo la complejidad que presentan las redes de distribución de hoy en día, hacen necesario el uso de un software para el cálculo de los índices.

El software DlgSILENT resulta ser una herramienta muy práctica a la hora de calcular índices de confiabilidad, dicho programa ejecuta una simulación cronológica de las fallas en el sistema, empleando para ello un generador numérico estocástico o al azar.

En consecuencia, hablar de confiabilidad en sistemas de distribución, toma un rol imprescindible a la hora de la planificación y operación de las redes eléctricas. Su utilidad se ve reflejada en la toma de decisiones correspondiente a las inversiones en nuevos elementos de protección y maniobra a instalar en la red. De igual forma, se pueden reducir los tiempos de duración de fallas, aumentando el personal de operaciones en sectores débiles.

Abordar e implementar bases de datos para el cálculo de índices de confiabilidad, constituye una necesidad de primer orden para las empresas de distribución, teniendo en consideración que uno de los principales organismos que los fiscaliza tiene las facultades para cursar elevadas multas.

BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Programa de Investigaciones en Energía (PRIEN), Universidad de Chile, Santiago de Chile. “Confiabilidad De Sistemas Eléctricos”, Primera edición, 1998.
- [2] TODD, Z.G. “A probability method for transmission and distribution outage calculations”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-83. 1964.
- [3] Vladimir Ernesto Contreras Jiménez. “Una contribución a la evaluación de confiabilidad en sistemas de distribución primaria vía arboles de datos”. Informe de Memoria de Título para optar al Título de Ingeniero Civil Eléctrico. Universidad de Concepción. Diciembre 1998.
- [4] Arriagada, A. "Evaluación de confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución". Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago, 1994.
- [5] IEEE Power Engineering Society. “IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality”. IEEE STD 1159-2009. Junio 2009, New York.
- [6] Ministerio de Minería. Decreto Supremo N° 327: “Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos”. Chile, Septiembre 1998.
- [7] Página Web de la Empresa Eléctrica “Sociedad Austral de Electricidad S.A.” (Enero 2017), SAESA. http://portal.saesa.cl:7778/images/websaesa/pago_compensacion.html
- [8] Página Web Prof. Hugh Rudnick (Enero 2017), Pontificia Universidad Católica De Chile, Santiago. <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl>
- [9] Comisión Nacional de Energía de Chile. “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio”. Chile, Enero 2016.
- [10] Doeg Rodríguez Sanabria. “Comparative Framework for Service Reliability in Electric Distribution Systems”. Tesis para completar grado de Master de Ciencias en Ingeniería Eléctrica. Universidad de Puerto Rico. 2005.

- [11] IEEE Power Engineering Society. "IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices". IEEE STD 1366-2003. Diciembre 2003.
- [12] R. Billinton y R. N. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems". Pitman Advanced Publishing Program. 1994.
- [13] Luis Avila Bravo, "INFORME DE LA CUENTA PÚBLICA SEC 2015" Superintendente de Electricidad y Combustibles.2015.
- [14] Rodrigo Eduardo Arancibia Órdenes. "Plan de mantenimiento basado en criterios de confiabilidad para una empresa de distribución eléctrica". Memoria para optar al título de ingeniero civil electricista. Universidad de Chile, 2008.
- [15] R. Billinton y R. N. Allan, "Reliability Evaluation of Engineering Systems". Second Edition. 1982.
- [16] Jaime Alonso Herrera Contreras. "Incorporación de la confiabilidad nodal a los costos de los proyectos de Generación - Transmisión". Tesis para optar al grado de magister en ciencias de la ingeniería, mención eléctrica. Universidad de Chile. Julio 2007.
- [17] J.I. Ansell y M.J. Phillips. Practical Methods for Reliability Data Analysis. Oxford University Press, New York, 1993.
- [18] Jorge Luis Zaruma Villamarin. "Análisis de confiabilidad del sistema de Distribución de la empresa eléctrica regional CentroSur C.A". Tesis para la obtener el título de ingeniero eléctrico. Universidad de Cuenca. Julio 2012.
- [19] Rubén Segundo Collantes Velis. "Análisis de mejora de la confiabilidad de los sistemas de distribución eléctrica de alta densidad de carga". Tesis para optar al grado de maestro en ciencias, mención: Sistemas de potencia. Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú. 2010.
- [20] Leonidas Sayas, Eduardo Jané, Alex Coronel. "Impacto de los Equipos de Seccionamiento, Protección e Indicadores de Falla en los Índices de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución". Argentina, 2014.

ANEXOS

Base de datos alimentador Hualqui, proporcionada por CGE Distribución.

ANEXO A.

Hualqui	ID Componente	N° Tarjeta	Propiedad (Trafo)	Poste/Cámara	kVA	SED	Clientes
TRA 15 3F 15-112	629233	621	PARTICULAR	451.341 (P)	30	3369	1
TRA 15 3F 150-	453389	1067	COMPAÑÍA	719.112 (P)	200	3020	177
TRA 15 3F 15-112	8191446	1409	COMPAÑÍA	877.729 (P)	112	53509	33
TRA 15 2F 0-15	451956	1887	COMPAÑÍA	56.164 (P)	15	9648	17
TRA 15 2F 0-15	452545	1898	COMPAÑÍA	160.475 (P)	15	15304	6
TRA 15 3F 150-	451620	2042	PARTICULAR	461.953 (P)	150	20014	1
TRA 15 3F 15-112	448529	2474	COMPAÑÍA	57.222 (P)	75	9151	72
TRA 15 3F 15-112	442740	2526	PARTICULAR	451.101 (P)	25	3892	1
TRA 15 3F 15-112	447150	2553	COMPAÑÍA	233.894 (P)	25	15303	10
TRA 15 2F 0-15	448866	2571	COMPAÑÍA	56.749 (P)	15	14849	6
TRA 15 3F 150-	440286	2684	COMPAÑÍA	57.253 (P)	150	3506	261
TRA 15 3F 15-112	450848	2779	PARTICULAR	28.550 (P)	75	4015	0
TRA 15 3F 15-112	448736	2808	COMPAÑÍA	57.166 (P)	100	3766	132
TRA 15 3F 150-	439705	3202	COMPAÑÍA	47.135 (P)	150	4260	229
TRA 15 3F 15-112	646590	3272	COMPAÑÍA	46.506 (P)	30	24674	0
TRA 15 3F 15-112	452652	3645	COMPAÑÍA	57.122 (P)	30	11550	10
TRA 15 2F 0-15	439602	3938	PARTICULAR	56.140 (P)	10	5111	0
TRA 15 3F 150-	448541	3970	COMPAÑÍA	56.628 (P)	300	3381	320
TRA 15 2F 0-15	6076860	3983	COMPAÑÍA	489.282 (P)	10	49414	1
TRA 15 3F 15-112	439535	4099	COMPAÑÍA	233.793 (P)	15	16324	3
TRA 15 3F 15-112	439795	4266	COMPAÑÍA	451.300 (P)	45	15332	1
TRA 15 3F 15-112	444950	4344	COMPAÑÍA	47.227 (P)	75	4765	68
TRA 15 3F 15-112	620733	4769	COMPAÑÍA	643.809 (P)	30	24675	1
TRA 15 3F 15-112	448732	4799	COMPAÑÍA	195.201 (P)	30	9014	48
TRA 15 3F 15-112	440440	4801	COMPAÑÍA	195.191 (P)	30	9013	39
TRA 15 3F 15-112	452983	4871	COMPAÑÍA	57.187 (P)	45	18661	46
TRA 15 3F 15-112	453514	5270	PARTICULAR	56.716 (P)	100	6144	1
TRA 15 3F 15-112	451546	5503	COMPAÑÍA	56.021 (P)	45	39916	42
TRA 15 3F 150-	452699	5621	COMPAÑÍA	56.709 (P)	150	5913	252
TRA 15 3F 150-	449883	5737	COMPAÑÍA	57.211 (P)	150	5575	71
TRA 15 2F 0-15	439508	5830	PARTICULAR	56.066 (P)	5	6658	1
TRA 15 3F 15-112	442167	5982	COMPAÑÍA	56.032 (P)	75	5475	134
TRA 15 3F 150-	4853279	6065	PARTICULAR	634.500 (P)	150	25242	1
TRA 15 3F 15-112	439120	6472	COMPAÑÍA	47.429 (P)	45	1917	19
TRA 15 2F 0-15	443738	6477	COMPAÑÍA	275.918 (P)	10	17513	7
TRA 15 3F 15-112	627995	6522	COMPAÑÍA	47.233 (P)	45	23246	73
TRA 15 3F 15-112	443227	6798	COMPAÑÍA	57.010 (P)	30	7558	87
TRA 15 3F 15-112	637452	7116	COMPAÑÍA	462.786 (P)	30	20954	60
TRA 15 3F 15-112	633633	7371	COMPAÑÍA	278.577 (P)	45	20936	4
TRA 15 3F 150-	619416	7737	COMPAÑÍA	451.782 (P)	150	20073	176
TRA 15 2F 0-15	447307	7748	PARTICULAR	201.616 (P)	10	15311	19
TRA 15 2F 0-15	439800	7849	COMPAÑÍA	234.694 (P)	10	15296	12
TRA 15 2F 0-15	446552	7971	COMPAÑÍA	235.487 (P)	10	15312	3

ANEXO A. (Continuación)

Hualqui	ID Componente	N° Tarjeta	Propiedad (Trafo)	Poste/Cámara	kVA	SED	Clientes
TRA 15 2F 0-15	442630	8225	COMPAÑÍA	235.267 (P)	15	15588	6
TRA 15 2F 0-15	451915	8240	COMPAÑÍA	468.621 (P)	15	10940	78
TRA 15 2F 0-15	444533	8259	COMPAÑÍA	56.115 (P)	15	9147	7
TRA 15 2F 0-15	447025	8273	COMPAÑÍA	489.099 (P)	15	23180	0
TRA 15 2F 0-15	440690	8297	COMPAÑÍA	595.942 (P)	5	24260	0
TRA 15 2F 0-15	449545	8343	COMPAÑÍA	56.748 (P)	5	10252	0
TRA 15 2F 0-15	6020188	8346	COMPAÑÍA	56.776 (P)	5	9020	0
TRA 15 2F 0-15	448923	8347	COMPAÑÍA	56.145 (P)	5	9012	0
TRA 15 2F 0-15	438933	8389	COMPAÑÍA	275.486 (P)	10	17599	4
TRA 15 2F 0-15	447254	8518	COMPAÑÍA	56.107 (P)	10	9148	6
TRA 15 2F 0-15	449983	8520	COMPAÑÍA	56.755 (P)	10	9016	6
TRA 15 2F 0-15	443702	8521	COMPAÑÍA	56.763 (P)	10	9017	6
TRA 15 3F 15-112	445002	8543	COMPAÑÍA	195.123 (P)	15	17944	13
TRA 15 2F 0-15	447102	8547	COMPAÑÍA	463.235 (P)	5	20969	2
TRA 15 2F 0-15	452087	8568	COMPAÑÍA	805.326 (P)	5	26132	2
TRA 15 2F 0-15	448747	8604	COMPAÑÍA	805.312 (P)	5	9649	0
TRA 15 2F 0-15	444443	8606	COMPAÑÍA	817.098 (P)	5	9650	1
TRA 15 2F 0-15	451195	8607	COMPAÑÍA	56.767 (P)	10	9018	0
TRA 15 2F 0-15	451200	8608	COMPAÑÍA	56.771 (P)	10	9019	0
TRA 15 2F 0-15	449990	8609	COMPAÑÍA	56.781 (P)	10	9021	0
TRA 15 2F 0-15	450200	8677	COMPAÑÍA	278.743 (P)	10	20019	2
TRA 15 2F 0-15	442492	8697	COMPAÑÍA	805.381 (P)	10	9961	0
TRA 15 3F 15-112	443677	8713	PARTICULAR	56.099 (P)	30	15329	1
TRA 15 2F 0-15	440843	8774	COMPAÑÍA	275.812 (P)	10	17435	11
TRA 15 2F 0-15	442662	8775	COMPAÑÍA	278.747 (P)	10	18145	3
TRA 15 2F 0-15	443209	8874	COMPAÑÍA	56.649 (P)	10	9551	13
TRA 15 2F 0-15	443634	8941	COMPAÑÍA	235.477 (P)	10	15313	11
TRA 15 2F 0-15	451810	9308	COMPAÑÍA	56.129 (P)	5	10229	2
TRA 15 2F 0-15	453074	9371	COMPAÑÍA	805.348 (P)	10	25239	6
TRA 15 2F 0-15	2027056	9402	COMPAÑÍA	464.482 (P)	5	20970	0
TRA 15 2F 0-15	2047182	9407	COMPAÑÍA	455.614 (P)	5	20979	3
TRA 15 2F 0-15	444522	9578	COMPAÑÍA	56.123 (P)	10	10227	0
TRA 15 3F 15-112	448853	9764	COMPAÑÍA	632.089 (P)	30	24676	0
TRA 15 2F 0-15	452657	9950	COMPAÑÍA	56.126 (P)	5	10228	0
TRA 15 2F 0-15	2044067	10255	COMPAÑÍA	455.634 (P)	5	20981	16
TRA 15 2F 0-15	449827	10309	COMPAÑÍA	462.559 (P)	15	20973	13
TRA 15 2F 0-15	2050420	10348	COMPAÑÍA	462.514 (P)	5	20971	9
TRA 15 3F 150-	444083	10436	COMPAÑÍA	56.064 (P)	150	4474	212
TRA 15 2F 0-15	2025680	10456	COMPAÑÍA	464.429 (P)	5	20983	7
TRA 15 2F 0-15	441075	10463	COMPAÑÍA	240.871 (P)	5	2013	1
TRA 15 3F 15-112	442244	10587	COMPAÑÍA	629.335 (P)	75	15331	207
TRA 15 3F 150-	439449	10591	COMPAÑÍA	47.244 (P)	150	11105	317
TRA 15 3F 15-112	447632	10806	COMPAÑÍA	195.241 (P)	37	14880	33
TRA 15 3F 150-	444130	10834	COMPAÑÍA	47.173 (P)	150	7397	154
TRA 15 3F 15-112	452823	10874	COMPAÑÍA	56.732 (P)	75	11287	141
TRA 15 3F 150-	449889	10987	COMPAÑÍA	629.334 (P)	150	7878	298
RA 15 3F 15-112	439604	11122	PARTICULAR	275.497 (P)	30	15324	1

ANEXO A. (Continuación)

Hualqui	ID Componente	N° Tarjeta	Propiedad (Trafo)	Poste/Cámara	kVA	SED	Clientes
TRA 15 3F 150-	443136	11215	COMPAÑÍA	57.128 (P)	150	11450	225
TRA 15 2F 0-15	2050580	11289	COMPAÑÍA	462.585 (P)	5	20976	10
TRA 15 2F 0-15	2050616	11558	COMPAÑÍA	462.600 (P)	5	20977	1
TRA 15 3F 150-	442084	11574	COMPAÑÍA	56.725 (P)	150	11561	325
TRA 15 3F 15-112	439105	11726	COMPAÑÍA	57.154 (P)	75	12447	175
TRA 15 3F 15-112	445827	11727	COMPAÑÍA	57.140 (P)	75	12452	149
TRA 15 3F 15-112	439469	11733	COMPAÑÍA	56.019 (P)	30	4482	5
TRA 15 3F 15-112	444844	11813	COMPAÑÍA	571.538 (P)	75	10947	113
TRA 15 2F 0-15	2047298	11877	COMPAÑÍA	455.625 (P)	5	20980	14
TRA 15 3F 150-	453236	11942	COMPAÑÍA	57.146 (P)	150	12236	243
TRA 15 3F 150-	442502	12053	COMPAÑÍA	47.260 (P)	150	12446	213
TRA 15 3F 15-112	445263	12382	PARTICULAR	195.124 (P)	75	17683	0
TRA 15 3F 150-	447949	12478	COMPAÑÍA	57.150 (P)	150	13927	161
TRA 15 2F 0-15	2050531	12540	COMPAÑÍA	462.567 (P)	5	20974	1
TRA 15 3F 15-112	446174	12866	COMPAÑÍA	57.157 (P)	75	12868	83
TRA 15 3F 150-	448543	12932	COMPAÑÍA	47.191 (P)	150	4246	152
TRA 15 2F 0-15	449008	13021	COMPAÑÍA	56.120 (P)	15	15055	0
TRA 15 2F 0-15	452695	13022	COMPAÑÍA	235.025 (P)	15	15675	9
TRA 15 2F 0-15	2031916	13033	COMPAÑÍA	455.986 (P)	5	20967	2
TRA 15 2F 0-15	441020	13233	COMPAÑÍA	56.108 (P)	5	13228	1
TRA 15 2F 0-15	447598	13393	COMPAÑÍA	275.830 (P)	5	17506	11
TRA 15 2F 0-15	453326	13433	PARTICULAR	235.169 (P)	15	15556	21
TRA 15 3F 150-	446289	13463	PARTICULAR	56.144 (P)	150	12975	1
TRA 15 2F 0-15	453064	13468	COMPAÑÍA	275.441 (P)	5	17308	10
TRA 15 2F 0-15	449145	13478	COMPAÑÍA	235.468 (P)	5	15309	2
TRA 15 2F 0-15	452730	13483	COMPAÑÍA	195.133 (P)	5	14883	20
TRA 15 2F 0-15	438996	13484	COMPAÑÍA	195.151 (P)	5	14884	10
TRA 15 2F 0-15	441978	13522	COMPAÑÍA	964.180 (P)	5	17507	8
TRA 15 2F 0-15	441110	13640	COMPAÑÍA	234.686 (P)	5	15295	6
TRA 15 2F 0-15	443607	13641	COMPAÑÍA	235.496 (P)	5	15310	15
TRA 15 2F 0-15	451411	13642	COMPAÑÍA	234.743 (P)	5	15297	7
TRA 15 2F 0-15	445744	13643	COMPAÑÍA	195.265 (P)	5	15298	10
TRA 15 2F 0-15	438970	13644	COMPAÑÍA	234.610 (P)	5	15299	18
TRA 15 2F 0-15	447687	13645	COMPAÑÍA	234.726 (P)	5	15301	20
TRA 15 2F 0-15	444652	13646	COMPAÑÍA	234.709 (P)	5	15302	11
TRA 15 2F 0-15	447258	13650	COMPAÑÍA	455.964 (P)	5	20965	10
TRA 15 2F 0-15	448744	13765	COMPAÑÍA	195.171 (P)	5	14882	19
TRA 15 2F 0-15	443104	13796	COMPAÑÍA	234.713 (P)	5	15294	11
TRA 15 3F 15-112	449529	14149	COMPAÑÍA	57.117 (P)	75	14050	93
TRA 15 3F 15-112	444615	14714	COMPAÑÍA	235.320 (P)	75	15495	134
TRA 15 2F 0-15	451439	14719	COMPAÑÍA	233.626 (P)	5	15314	21
TRA 15 2F 0-15	443217	14720	COMPAÑÍA	235.717 (P)	5	15315	6
TRA 15 3F 150-	447035	14894	COMPAÑÍA	234.802 (P)	150	15255	276
TRA 15 2F 0-15	442850	15462	PARTICULAR	451.178 (P)	5	15587	0
TRA 15 3F 15-112	451619	15485	COMPAÑÍA	275.387 (P)	75	17716	66
TRA 15 3F 15-112	441804	15489	COMPAÑÍA	57.013 (P)	112	11123	117
TRA 15 2F 0-15	452645	15558	COMPAÑÍA	275.922 (P)	5	17512	9

ANEXO A. (Continuación)

Hualqui	ID Componente	N° Tarjeta	Propiedad (Trafo)	Poste/Cámara	kVA	SED	Clientes
TRA 15 2F 0-15	449171	15559	COMPAÑÍA	275.896 (P)	5	17514	3
TRA 15 3F 15-112	440615	15586	COMPAÑÍA	672.066 (P)	45	26261	1
TRA 15 3F 15-112	445372	15856	COMPAÑÍA	806.502 (P)	15	24679	0
TRA 15 2F 0-15	442205	16078	COMPAÑÍA	235.456 (P)	5	15308	9
TRA 15 3F 15-112	446456	16148	PARTICULAR	240.865 (P)	45	16330	1
TRA 15 3F 15-112	1952024	16356	COMPAÑÍA	47.489 (P)	30	24677	6
TRA 15 3F 15-112	443728	16391	PARTICULAR	56.072 (P)	15	16379	2
TRA 15 3F 15-112	447910	16409	COMPAÑÍA	273.200 (P)	112	16798	182
TRA 15 3F 15-112	449493	16725	COMPAÑÍA	47.213 (P)	45	17617	57
TRA 15 2F 0-15	442110	16856	COMPAÑÍA	805.345 (P)	5	16723	1
TRA 15 3F 15-112	441445	16893	PARTICULAR	454.615 (P)	100	16764	1
TRA 15 2F 0-15	443074	16989	COMPAÑÍA	275.436 (P)	5	17395	6
TRA 15 2F 0-15	447931	16991	COMPAÑÍA	275.851 (P)	5	17510	7
TRA 15 2F 0-15	445200	16992	COMPAÑÍA	275.859 (P)	5	17511	10
TRA 15 2F 0-15	451191	17001	COMPAÑÍA	275.841 (P)	5	17508	4
TRA 15 2F 0-15	439467	17005	COMPAÑÍA	275.306 (P)	5	17517	1
TRA 15 2F 0-15	441949	17057	COMPAÑÍA	275.908 (P)	5	17515	9
TRA 15 2F 0-15	451214	17075	COMPAÑÍA	275.926 (P)	5	17509	13
TRA 15 2F 0-15	440717	17077	COMPAÑÍA	275.815 (P)	5	17436	10
TRA 15 2F 0-15	439202	17079	COMPAÑÍA	275.319 (P)	5	17598	5
TRA 15 2F 0-15	439011	17232	COMPAÑÍA	275.334 (P)	5	17518	11
TRA 15 2F 0-15	444532	17233	COMPAÑÍA	275.351 (P)	5	17519	10
TRA 15 2F 0-15	453395	17531	PARTICULAR	56.098 (P)	15	17644	1
TRA 15 2F 0-15	446590	17610	COMPAÑÍA	277.537 (P)	5	17946	22
TRA 15 2F 0-15	443041	17611	COMPAÑÍA	277.561 (P)	5	17948	20
TRA 15 2F 0-15	452524	17612	COMPAÑÍA	277.590 (P)	5	17947	9
TRA 15 2F 0-15	448721	17613	COMPAÑÍA	277.510 (P)	5	17945	16
TRA 15 3F 15-112	449813	17843	COMPAÑÍA	278.766 (P)	112	18169	89
TRA 15 3F 15-112	633115	18351	COMPAÑÍA	56.083 (P)	112	4207	105
TRA 15 2F 0-15	2085711	18758	COMPAÑÍA	451.739 (P)	5	20080	5
TRA 15 2F 0-15	2085679	18759	COMPAÑÍA	451.746 (P)	5	20081	13
TRA 15 2F 0-15	2087562	18761	COMPAÑÍA	451.686 (P)	5	20083	5
TRA 15 2F 0-15	2088600	18762	COMPAÑÍA	451.676 (P)	5	20082	4
TRA 15 2F 0-15	447807	19217	COMPAÑÍA	275.916 (P)	5	17516	3
TRA 15 3F 15-112	631472	19251	COMPAÑÍA	628.169 (P)	30	24680	0
TRA 15 2F 0-15	2050468	19518	COMPAÑÍA	462.540 (P)	5	20972	16
TRA 15 2F 0-15	2050555	19521	COMPAÑÍA	462.576 (P)	5	20975	22
TRA 15 2F 0-15	2052672	19571	COMPAÑÍA	56.102 (P)	5	22424	0
TRA 15 2F 0-15	2037986	19766	COMPAÑÍA	455.977 (P)	5	20966	31
TRA 15 3F 15-112	1946958	20243	COMPAÑÍA	56.095 (P)	75	7175	98
TRA 15 3F 15-112	2063245	20391	COMPAÑÍA	465.273 (P)	75	4372	59
TRA 15 2F 0-15	2124183	20455	PARTICULAR	467.841 (P)	15	22443	1
TRA 15 2F 0-15	2032216	21069	COMPAÑÍA	463.203 (P)	5	20968	3
TRA 15 2F 0-15	2140030	21199	COMPAÑÍA	469.333 (P)	5	20990	0
TRA 15 2F 0-15	2174373	21563	COMPAÑÍA	275.824 (P)	5	23168	0
TRA 15 3F 15-112	2184007	21714	COMPAÑÍA	923.250 (P)	45	23220	0
TRA 15 3F 15-112	2183782	21859	COMPAÑÍA	57.202 (P)	75	23236	91

ANEXO A. (Continuación)

Hualqui	ID Componente	N° Tarjeta	Propiedad (Trafo)	Poste/Cámara	kVA	SED	Clientes
TRA 15 3F 15-112	2978480	21936	COMPAÑÍA	580.310 (P)	112	23261	162
TRA 15 2F 0-15	5749098	21962	COMPAÑÍA	234.702 (P)	10	25232	4
TRA 15 3F 15-112	2960236	22038	COMPAÑÍA	576.905 (P)	75	23852	172
TRA 15 3F 15-112	5532038	22430	COMPAÑÍA	643.686 (P)	15	25228	0
TRA 15 2F 0-15	3036722	22686	COMPAÑÍA	455.608 (P)	15	20978	8
TRA 15 3F 15-112	4122447	22776	PARTICULAR	610.231 (P)	45	23249	2
TRA 15 3F 15-112	3052579	22831	COMPAÑÍA	56.638 (P)	75	4879	133
TRA 15 3F 15-112	4848524	22844	COMPAÑÍA	56.621 (P)	112	25240	108
TRA 15 3F 15-112	5521072	23020	COMPAÑÍA	642.001 (P)	112	25426	24
TRA 15 2F 0-15	4122839	23198	PARTICULAR	579.598 (P)	15	23274	1
TRA 15 3F 15-112	5532040	23345	COMPAÑÍA	628.808 (P)	15	25260	3
TRA 15 2F 0-15	4206948	23349	COMPAÑÍA	455.960 (P)	15	24670	1
TRA 15 3F 150-	5285488	23889	COMPAÑÍA	57.229 (P)	150	7877	210
TRA 15 3F 15-112	5521071	24010	COMPAÑÍA	631.530 (P)	112	25427	25
TRA 15 3F 15-112	5521069	24011	COMPAÑÍA	643.672 (P)	112	25609	28
TRA 15 3F 15-112	5652178	24198	COMPAÑÍA	927.711 (P)	45	26144	0
TRA 15 3F 15-112	5655784	24574	COMPAÑÍA	611.123 (P)	112	50193	207
TRA 15 2F 0-15	5795913	24823	COMPAÑÍA	572.866 (P)	10	26301	1
TRA 15 3F 15-112	5602049	24856	COMPAÑÍA	57.173 (P)	112	7043	110
TRA 15 3F 15-112	5602761	24942	COMPAÑÍA	680.477 (P)	112	26365	141
TRA 15 3F 15-112	5602724	24943	COMPAÑÍA	815.211 (P)	112	17574	0
TRA 15 3F 15-112	6171843	25220	COMPAÑÍA	580.313 (P)	15	26680	2
TRA 15 2F 20-25	5958647	25265	COMPAÑÍA	234.738 (P)	5	39205	1
TRA 15 3F 15-112	6268828	25305	COMPAÑÍA	687.926 (P)	112	39207	104
TRA 15 3F 15-112	6268848	25306	COMPAÑÍA	690.211 (P)	112	39232	77
TRA 15 3F 150-	6085334	25369	COMPAÑÍA	688.225 (P)	150	39252	34
TRA 15 3F 15-112	6244060	25641	PARTICULAR	273.141 (P)	75	17732	1
TRA 2F 15 10KVA	9412327	27616	COMPAÑÍA	465.265 (P)	10	20084	23
TRA 15 3F 15-112	6360651	38509	COMPAÑÍA	47.282 (P)	75	41644	98
TRA 15 3F 15-112	6263525	38880	COMPAÑÍA	714.500 (P)	75	41636	97
TRA 15 2F 0-15	6381674	38910	COMPAÑÍA	927.421 (P)	5	40231	1
TRA 15 3F 15-112	6388938	42231	COMPAÑÍA	735.723 (P)	112	40217	80
TRA 15 3F 15-112	6388939	42232	COMPAÑÍA	709.835 (P)	112	40218	131
TRA 15 3F 15-112	6365695	42381	COMPAÑÍA	743.474 (P)	75	43641	90
TRA 15 2F 0-15	6291384	42473	COMPAÑÍA	686.748 (P)	10	40457	1
TRA 15 3F 15-112	6326145	43469	COMPAÑÍA	57.246 (P)	112	13817	154
TRA 15 2F 0-15	6919724	43608	COMPAÑÍA	277.586 (P)	10	48698	1
TRA 15 3F 15-112	7895137	44266	COMPAÑÍA	762.708 (P)	112	50147	53
TRA 15 3F 15-112	7895987	44328	COMPAÑÍA	761.300 (P)	112	50145	56
TRA 15 3F 15-112	7895776	44329	COMPAÑÍA	761.274 (P)	112	49383	74
TRA 15 3F 15-112	7896481	44330	COMPAÑÍA	720.339 (P)	75	49382	77
TRA 15 3F 150-	7895545	44412	COMPAÑÍA	762.740 (P)	150	49381	126
TRA 15 3F 15-112	7892132	44420	COMPAÑÍA	762.773 (P)	112	40420	145
TRA 15 3F 15-112	7895151	44421	COMPAÑÍA	762.780 (P)	112	49413	152
TRA 15 3F 15-112	6989596	45221	PARTICULAR	686.925 (P)	10	50822	1
TRA 15 3F 15-112	7903633	45333	COMPAÑÍA	787.774 (P)	45	50166	0
TRA 15 3F 15-112	8051620	45358	COMPAÑÍA	773.261 (P)	112	24220	119

ANEXO A. (Continuación)

Hualqui	ID Componente	N° Tarjeta	Propiedad (Trafo)	Poste/Cámara	kVA	SED	Clientes
TRA 15 3F 15-112	7892294	45375	PARTICULAR	768.378 (P)	45	50108	1
TRA 15 3F 15-112	7955422	45791	COMPAÑÍA	291.982 (P)	112	20003	97
TRA 15 2F 0-15	8951937	57277	COMPAÑÍA	781.430 (P)	5	55040	1
TRA 15 3F 15-112	8190441	105323	COMPAÑÍA	275.272 (P)	112	17781	117
TRA 15 3F 150-	8404520	120702	COMPAÑÍA	176.838 (P)	150	14568	139
TRA 15 2F 0-15	8953398	120711	COMPAÑÍA	805.335 (P)	5	55253	3
TRA 15 2F 0-15	8471404	126132	COMPAÑÍA	887.221 (P)	15	52383	5
TRA 15 2F 0-15	8471220	126623	COMPAÑÍA	866.206 (P)	5	52619	2
TRA 15 3F 15-112	8476753	127806	PARTICULAR	848.071 (P)	45	16316	0
TRA 15 2F 0-15	8484392	128500	PARTICULAR	848.092 (P)	15	52683	0
TRA 15 3F 150-	8521863	129353	COMPAÑÍA	56.047 (P)	300	1864	45
TRA 15 3F 15-112	8734497	129362	COMPAÑÍA	894.096 (P)	45	48459	59
TRA 15 3F 15-112	8717360	129363	COMPAÑÍA	628.519 (P)	75	48455	324
TRA 15 3F 15-112	8827945	133219	COMPAÑÍA	47.276 (P)	112	11382	167
TRA 15 3F 15-112	8652979	137027	COMPAÑÍA	904.879 (P)	112	48474	30
TRA 15 3F 15-112	8727399	137161	COMPAÑÍA	805.370 (P)	75	9651	2
TRA 15 3F 15-112	9291646	137205	COMPAÑÍA	894.965 (P)	45	50190	24
TRA 15 2F 0-15	8724595	137515	COMPAÑÍA	464.420 (P)	15	20982	18
TRA 15 3F 15-112	8798326	147330	COMPAÑÍA	876.036 (P)	75	53547	29
TRA 15 3F 15-112	9287007	152180	COMPAÑÍA	57.199 (P)	75	12387	119
TRA 15 3F 15-112	9090754	157506	COMPAÑÍA	47.267 (P)	45	52655	24
TRA 15 3F 15-112	9052833	159106	COMPAÑÍA	56.752 (P)	75	9015	3
TRA 15 3F 15-112	9130546	167119	COMPAÑÍA	57.237 (P)	75	55921	16
TRA 15 3F 15-112	9155507	167400	PARTICULAR	609.980 (P)	45	10191	16
TRA 3F 15 112KVA	9354829	199189	COMPAÑÍA	955.141 (P)	112	13804	0
TRA 2F 15 10KVA	9496906	228123	COMPAÑÍA	866.217 (P)	10	56740	0
TRA 3F 15 112KVA	9497827	230418	COMPAÑÍA	56.698 (P)	112	10898	0