



Revista Facultad de Ingeniería  
ISSN: 0717-1072  
facing@uta.cl  
Universidad de Tarapacá  
Chile

Baeza G., Ricardo; Rodríguez P., José; Hernández S., Juan L.  
Evaluación de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica en desregulación  
Revista Facultad de Ingeniería, vol. 11, núm. 1, 2003, pp. 33-39  
Universidad de Tarapacá  
Arica, Chile

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=11411204>

- ▶ Cómo citar el artículo
- ▶ Número completo
- ▶ Más información del artículo
- ▶ Página de la revista en [redalyc.org](http://redalyc.org)

## EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN DESREGULACIÓN

Ricardo Baeza G. José Rodríguez P. Juan L. Hernández S.<sup>1</sup>

Recibido el 30 de diciembre de 2003, aceptado el 22 de septiembre de 2003

### RESUMEN

Se presenta una metodología que permite estimar la confiabilidad en una red de distribución eléctrica en base a la historia de los eventos y a lo establecido en la actual normativa eléctrica chilena y el concepto de desregulación. Se resumen primeramente algunos conceptos sobre la calidad del suministro eléctrico y preceptos legales pertinentes. Se discute luego la teoría y algunos métodos de la confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución. Se propone después una metodología para evaluar la confiabilidad en dichos sistemas. Finalmente se plantean algunas conclusiones sobre la metodología propuesta.

Palabras claves: Confiabilidad eléctrica, distribución eléctrica, desregulación eléctrica

### ABSTRACT

*This paper presents a methodology to estimate the reliability in an electrical distribution system, based upon the events history and in accordance with the present Chilean electrical norms and the deregulation concepts. A brief presentation of some concepts of electric supply quality with pertinent legal precepts. The theory and some methods of electric distribution reliability are discussed later. There after, a methodology is given first to evaluate the reliability in distribution systems. is proposed Finally, some conclusions about the proposed methodology are stated.*

Keywords: Electrical reliability, electrical distribution, electric deregulation

### INTRODUCCIÓN

La desregulación del suministro y mercado eléctricos presenta diversos aspectos técnicos, económicos y legales. Uno de esos aspectos es la confiabilidad y calidad del servicio y las estrictas normas que lo rigen. La confiabilidad es una disciplina general muy documentada, [1]. La confiabilidad de los sistemas de generación y transmisión eléctrica ha recibido también bastante atención en la literatura, [2], [3], [4], [5], [6]. Pero la confiabilidad de la distribución eléctrica ha recibido menos estudio, [7], aunque su importancia ha aumentado con los nuevos preceptos de la desregulación en diversos países, y las fuertes multas que deben afrontar las empresas eléctricas por fallas o interrupciones de su suministro.

En este trabajo se propone una metodología para estimar la confiabilidad de una red de distribución eléctrica, de una empresa real, en base a los eventos y a lo

establecido en la actual normativa legal en Chile. Se consideraron también las normas de algunos países de Sudamérica, aunque no son discutidas en este artículo. Este trabajo es parte de la automatización remota confiable de un sistema de distribución con enlaces de microondas. La automatización se basó en especificaciones y sistemas confiables de la práctica, [8], [9], [10]. Se tuvieron en cuenta reglamentos y leyes de Chile, como [11], [12], [13] y [14].

Se consideran primeramente algunos aspectos de calidad de servicio eléctrico. Posteriormente, se discuten conceptos de confiabilidad teórica y aplicada. Luego se propone una metodología para evaluar la confiabilidad en el sistema de distribución eléctrica. Finalmente se plantean algunas conclusiones sobre la metodología propuesta.

### CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

La actual ley eléctrica chilena entró en vigencia en 1982

<sup>1</sup> Universidad Técnica Federico Santa María., Departamento de Electrónica, Casilla 110-V, Av. España 1680, Valparaíso - Chile, [juan.hernandez@elo.utfsm.cl](mailto:juan.hernandez@elo.utfsm.cl)

y permitió la participación de agentes privados en el negocio eléctrico, dominado hasta entonces por el Estado [12]. Pero esta ley no consideró ciertos aspectos tales como la calidad de servicio. En 1998 se promulgó el D.S.327, [11], [13], en que se incorporan plazos para la aplicación de exigencias relacionadas con la calidad de suministro. La ley 19613, [14], impone fuertes multas asociadas a la calidad, seguridad y continuidad de suministro eléctrico de los clientes.

En el DS327 se plantea la Calidad de Servicio como un tema amplio, que incluye continuidad de suministro, calidad de productos (relativa a fluctuaciones de tensión, frecuencia de parpadeo, o “flicker”, armónicas y otros) y calidad de servicio comercial.

Este trabajo se orienta fundamentalmente a la continuidad del servicio, estimando la confiabilidad de éste, revisando la historia de los acontecimientos y realizando una predicción de la confiabilidad. En general, las empresas eléctricas mantienen bases de datos que identifican el evento, sus causas, fechas y duración, y cantidad de clientes interrumpidos, así como una estimación de la energía no suministrada.

Los índices de confiabilidad, establecidos o estimados, permiten modelar y comprender el desempeño de la red eléctrica, evaluar sus componentes (cables, protecciones, aisladores, y otros) y servir de base para decisiones de inversión y automatización. El actual reglamento considera índices globales e individuales por duraciones de cortes mayores de 3 minutos, sea por fallas o desconexiones programadas o forzadas. Pero hay en estudio normas para microcortes de menor duración.

### **CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

La mayor parte de los estudios sobre confiabilidad en Sistemas Eléctricos han estado orientados a generación y cogeneración. Pero desde 1960 han existido algunos pocos estudios para determinación de la confiabilidad en transmisión y distribución, y en los puntos de carga. La técnica markoviana, que evalúa todos los estados posibles de un sistema y entrega resultados exactos, es de gran complejidad computacional; aun para redes de sólo 15 elementos requiere 32768 ecuaciones. Una mayor aceptación ha tenido la técnica de cortes mínimos.

Es necesaria una metodología para evaluar la confiabilidad de una red de distribución eléctrica en base a la historia de los eventos y a lo establecido en la actual normativa eléctrica.

#### **Calidad global**

Se requiere mantener índices anuales de frecuencia y duración de las interrupciones y del tiempo total de interrupción prescritos.

Para las interrupciones se consideran, al menos, los índices siguientes:

- a) Razón media de interrupción por transformador:

$$F = \frac{\sum T_k}{T_n} \quad (1)$$

donde:  $T_k$ , número de transformadores desconectados en el evento  $k$ ;  $T_n$ , número de transformadores instalados;  $\Sigma$ , sumatoria con  $k=1, \dots, n$ .

- b) Razón media de interrupción por capacidad de potencia instalada

$$K = \frac{\sum S_k}{S_n} \quad (2)$$

donde:  $S_k$ , capacidad de potencia instalada desconectada en el evento  $k$ , en kilovoltamperes, (KVA),  $S_n$ , capacidad instalada total, [KVA].

- c) Tiempo medio de interrupción por transformador:

$$T = \frac{\sum T_k \cdot t_k}{T_n} \quad (3)$$

donde  $t_k$  es la duración de la interrupción, en horas del transformador  $k$ , y  $T_k$  y  $T_n$  han sido definidos en (1).

- d) Tiempo medio de interrupción por potencia instalada.

$$T_t = \frac{\sum S_k \cdot t_k}{S_n} \quad (4)$$

Para zonas urbanas los máximos permisibles, por año, de estos índices deben ser, respectivamente, 5 veces, 3,5 veces, 22 horas y 13 horas. En servicios rurales, los máximos respectivos son 7, 5, 28 y 18.

### Calidad en servicio a clientes

Las exigencias son respecto a variaciones máximas de frecuencia y de voltajes, y al contenido de armónicas, y no será detalladas aquí, por razones de espacio. Las causas de interrupciones y el tipo de éstas son diversos, y bien definidos [7].

## TEORÍA DE CONFIABILIDAD APLICADA A SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

### Generalidades

En los sistemas de distribución interesan la confiabilidad de operación, para mejorar el servicio a los clientes y evitar multas, y la confiabilidad de planificación, para diseñar redes eléctricas con poca probabilidad de fallas. La confiabilidad de distribución es definida por IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) como la capacidad del sistema para cumplir sin fallas su función dentro de un período especificado.

En Chile, los índices corresponden a lo indicado en la Sección precedente y la evaluación de la continuidad del suministro se obtiene del Sistema de Información del Consumidor, con datos obtenidos del personal de terreno durante las interrupciones. Hay diversos costos asociados a la continuidad del servicio, tales como costo de la energía no vendida, costo para el cliente, multas, y otros. Las compañías usan esos índices, y su tendencia, en la planificación de nuevas inversiones. Dado que los sistemas eléctricos de potencia son complejos se les divide en subsistemas para análisis de confiabilidad y hay métodos generales para ello, analíticos o de simulación estocástica.

### Funciones de confiabilidad

En confiabilidad se usan diversas técnicas analíticas como, por ejemplo: distribución binomial para combinaciones de eventos; distribución de Poisson para contar eventos en un período dado; densidad exponencial; y otras. Aquí, se resumirán sólo los conceptos más necesarios, y se deben consultar las referencias para mayores detalles.

Si se consideran  $N$  componentes expuestos a fallas, en intervalos regulares de tiempo  $\Delta t$ , y  $n(t)$  supervivencias, se pueden definir:

$$R(t) = \frac{n(t)}{N}; \quad R(t) + Q(t) = 1 \quad (5)$$

donde  $R(t)$  es la confiabilidad y  $Q(t)$  es la falta de confiabilidad en el tiempo  $t$ .

Además, se definen

$$f(t) = \frac{dQ(t)}{dt} = -\frac{dR(t)}{dt} \quad (6)$$

como la densidad de fallas, y

$$\lambda(t) = \frac{\text{Número de fallas en } \Delta t}{\text{Número de componentes expuestos a falla}} \quad (7)$$

como la tasa de fallas.

Si se consideran

$$f(t) = \frac{n(t) - n(t + \Delta t)}{N\Delta t} \quad \text{y} \quad \lambda(t) = \frac{n(t) - n(t + \Delta t)}{n\Delta t}, \quad \text{se}$$

obtienen

$$\lambda(t) = -\int_0^t \lambda(\rho) d\rho = \ln[n(t)/n(0)] \quad (8)$$

$$n(t) = N \cdot \exp\left[-\int_0^t \lambda(\rho) d\rho\right] \quad (9)$$

$$R(t) = \exp\left[-\int_0^t \lambda(\rho) d\rho\right] \quad (10)$$

Usualmente se asume  $\lambda(t) = \lambda$  constante, y, en tal caso,

$$R(t) = \exp(-\lambda t) \quad (11)$$

En una población de  $m$  elementos estos pueden fallar en los tiempos  $t_1, t_2, \dots$ , y se define  $M$  (como el tiempo promedio para fallas) como la suma de esos tiempos dividida por  $m$ . Si se asume que los tiempos se repiten, como  $t$ , se puede calcular  $M$  como el valor esperado de  $t$  con la densidad  $f(t)$  y resulta

$$M = \int_0^\infty R(t) dt \quad (12)$$

si se adopta  $R(0) = 1$ .

Si  $\lambda(t) = \lambda$  constante, se obtiene  $M = 1/\lambda$

El tiempo promedio para reparación de componentes se modela bien con una función densidad tipo Gamma.

En un caso especial importante esta densidad puede ser reducida a

$$g(t) = \beta \exp(-\beta t) \quad (13)$$

donde  $\beta$  es un número positivo adecuado.

### Confiabilidad de sistemas simples

En el caso de  $m$  componentes conectadas en serie (cascada) o en paralelo es fácil determinar la confiabilidad del conjunto en términos de las confiabilidades de las componentes.

En el caso de conexión serie, la confiabilidad  $R(t)$  del conjunto es

$$R(t) = \prod_{k=1}^m R_k; \quad \lambda = \sum_{k=1}^m \lambda_k \quad (14)$$

donde la fórmula de  $\lambda$  rige sólo para densidad exponencial.

En el caso de conexión paralela se tiene

$$Q(t) = \prod_{k=1}^m Q_k(t); \quad R(t) = 1 - Q(t) \quad (15)$$

Conexiones serie-paralelas se reducen, por combinaciones apropiadas, a equivalentes series o paralelos, aplicando las relaciones (14) y (15) pertinentes.

### Sistemas complejos

En el caso de sistemas más complejos hay que usar técnicas más elaboradas, como la de probabilidad condicionada y la de conjuntos de cortes mínimos. Estas se ilustrarán en base a la red tipo puente de la Fig. 1.

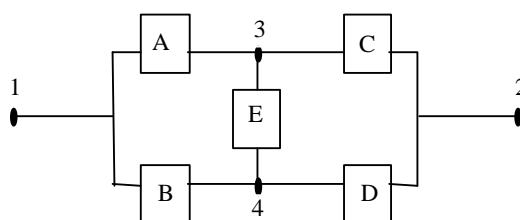


Fig 1.- Red tipo puente

En la técnica de probabilidad condicionada, por la componente E, la probabilidad de que el sistema, entre 1 y 2, opere es

$$P(S) = P(S/E)P(E) + P(S/\bar{E})P(\bar{E}) \quad (16)$$

donde E indica que E opera,  $\bar{E}$  denota que E está en falla, S es el evento indicado y  $P(\cdot)$  representa probabilidad.

Si E siempre opera, los puntos 3 y 4, Fig. 1, están unidos y queda la combinación  $(A \vee B) \wedge (C \vee V)$ , donde  $\vee$  indica paralelo y  $\wedge$  denota "serie". Si E siempre falla, los puntos 3 y 4, Fig. 2, quedan desunidos y rige la combinación  $(A \wedge C) \vee (C \wedge D)$ . En ambos casos se pueden aplicar fórmulas como (14) y (15), y luego (16).

Un conjunto de corte mínimo es el conjunto más pequeño de componentes que al fallar conjuntamente causan la falla del sistema. En la Fig. 2 los conjuntos de corte mínimo son AB, CD, AED y BEC, que son denotados por  $C_1, C_2, C_3, C_4$  respectivamente. La falta de confiabilidad del sistema es dada por

$$Q = P(C_1 \vee C_2 \vee C_3 \vee C_4) \quad (17)$$

Esta puede ser calculada exactamente usando la relación  $P(M \vee N) = P(M) + P(N) - P(M \wedge N)$  repetidamente, partiendo con  $M = C_1$  y  $N = C_2 \vee C_3 \vee C_4$ , y así sucesivamente. En la práctica, se usa una aproximación de (17):

$$Q \approx P(C_1) + P(C_2) + P(C_3) + P(C_4) \quad (18)$$

donde  $P(C_1) = Q_A Q_B$ , y así sucesivamente para los otros términos.

### METODOLOGIA PROPUESTA

En esta Sección se propone una metodología para determinar la confiabilidad de una red de distribución eléctrica, con los pasos siguientes:

1. Obtención de los parámetros de confiabilidad de cada componente de la red, en base a datos históricos o a ecuaciones. Se consideran la tasa de fallas por año,  $\lambda$ , y el tiempo de reparación,  $r$ , en horas.
2. Determinación de la matriz de estados para la topología de operación considerada en la red. Como topología se considera tramos de alimentadores, o arranques, separados por interruptores, fusibles y reconectadores. Todos los elementos se representan por sus parámetros de confiabilidad en un modelo.

Se prepara una matriz de orden  $n \times n$ , donde  $n$  es el número de elementos del modelo. Se toma un elemento ( $i$ ) a la vez, se le considera fallado, y, para el resto de los elementos ( $j$ ), se analizan los efectos de la protección asociada con  $i$ . Se consideran 4 estados posibles para  $j$ : normal, si la protección de  $i$  no lo afecta; transferible si es afectado por aquella, pero puede ser alimentado por otra vía; fallido, si  $i$  es el elemento averiado; reconectable,  $j$ , si antes de iniciar la reparación del  $i$  y después de su separación de la red, es posible reponer el suministro al resto del sistema.

3. Evaluación de los parámetros  $\lambda$ ,  $r$  y el tiempo anual de desconexión esperado,  $U = \lambda \cdot r$ , para cada usuario.
4. Definición del nivel de variación de no disponibilidad de servicio,  $\Delta U$ , para cada punto de conexión del cliente:
$$\Delta U_i = \sum_j r_j \cdot \Delta \lambda_j + \sum_j \lambda_j \cdot \Delta r_j$$
5. Determinación de los costos unitarios con cambios en  $\lambda$  y  $r$ .
6. Reevaluación de los índices de confiabilidad, considerando las modificaciones dadas por la solución del problema de optimización de la disponibilidad de energía o de la continuidad de suministro. Esta optimización no es tratada aquí, por razones de espacio, y se tratará en otro trabajo. Sin embargo, en el apéndice se resume el planteo del problema de optimización en la forma de un caso de programación lineal.

### EJEMPLO DE APLICACIÓN

Se considera aquí la aplicación del método propuesto a una parte simple de un alimentador radial puro, que se ilustra en la Fig. 2, donde los números indican kilómetros de longitud de los tramos.

En la Fig. 2:  $S$ , subestación;  $R$ , interruptor o reconector;  $T_1$ ,  $T_2$ , tramos;  $A_1$ ,  $A_2$ , arranques;  $F_1$ ,  $F_2$ , fusibles.

Se considera que los elementos de protección y de maniobras no fallan por sí mismos, y que las fallas ocurren en los tramos principales, o en los arranques o ramales.

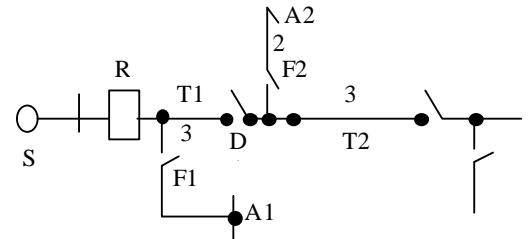


Fig. 2.- Parte de un alimentador radial puro

Para estudios de confiabilidad se adopta el diagrama ilustrado en la Fig. 3.

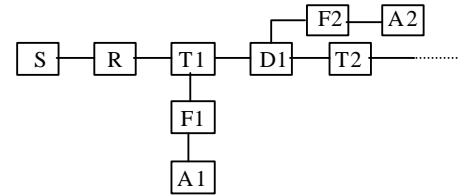


Fig. 3.- Diagrama de un alimentador radial puro.

Para la línea troncal se supone  $\lambda=0,15$  (fallas/km) con un tiempo de interrupción de 3 (horas). Para los ramales se consideran valores respectivos de 0,3 y 1,5. Las maniobras de operación se consideran como de 0,5 (horas). La suma de los tiempo de conocimiento de la falla, preparación, y de localización de la falla es de 0,5 (horas). El tiempo de reparación es de 2,5 (horas).

En la Tabla 1 se muestra una parte de la matriz de estados resumida, correspondiente al sistema de las Figs. 2 y 3. Se indican sólo aquellos elementos con tasa de falla no nula.

Tabla 1.- Matriz de Estados Resumida

	T1	T2	A1	A2
T1	I	I	I	I
T2	R	I	R	I
A1	N	N	I	N
A2	N	N	N	I

En la Tabla 1, I, R, N denotan, respectivamente, “no recuperable”, “recuperable” y “no afectado”.

En las Tablas 2 y 3 se indican la Tasa de Fallas y el Tiempo de Interrupción de Servicio, respectivamente.

Tabla 2.- Tasa de Fallas (fallas/año)

	<b>T1</b>	<b>T2</b>	<b>A1</b>	<b>A2</b>
<b>T1</b>	0,45	0,45	0,45	0,45
<b>T2</b>	0,45	0,45	0,45	0,45
<b>A1</b>	0	0	0,9	0
<b>A2</b>	0	0	0	0,6
<b>Total</b>	0,9	0,9	1,8	1,5

Tabla 3.- Tiempo de Interrupción de Servicio (horas)

	<b>T1</b>	<b>T2</b>	<b>A1</b>	<b>A2</b>
<b>T1</b>	3	3	3	3
<b>T2</b>	0,5	3	0,5	3
<b>A1</b>	0	0	1,5	0
<b>A2</b>	0	0	0	1,5

Los tiempos de no disponibilidad, calculados con  $U_i^j = \lambda_i^j \cdot r_j$ , son indicados en la Tabla 4.

Tabla 4.- Tiempo de No Disponibilidad de Servicio.

	<b>T1</b>	<b>T2</b>	<b>A1</b>	<b>A2</b>
<b>T1</b>	1,35	1,35	1,35	1,35
<b>T2</b>	0,23	1,35	0,23	1,35
<b>A1</b>	0	0	1,35	0
<b>A2</b>	0	0	0	0,9
<b>Total</b>	1,58	2,70	2,93	3,60

En la Tabla 5 se resumen los índices calculados. La columna correspondiente a tasa de falla se obtiene de la fila denominada Total, en la Tabla 2; la columna de indisponibilidad (U), es la fila total de la Tabla 4. El tiempo de interrupción por falla, r, se obtiene como  $U/\lambda$ .

Tabla 5.- Resumen de Indices

<b>Consumidor</b>	<b>I</b> <b>falla/año</b>	<b>r</b> <b>(hrs)</b>	<b>U</b> <b>(hrs/año)</b>
T1	0,9	1,76	1,58
T2	0,9	3,00	2,70
A1	1,8	1,63	2,93
A2	1,5	2,40	3,60

Con los datos de la Tabla 5, y conociendo el número de clientes conectados a los arranques, se pueden calcular las horas de pérdida de servicio y la frecuencia de las fallas, ambas por cliente y año.

## CONCLUSIONES

La metodología propuesta para evaluar la confiabilidad de un sistema de distribución eléctrica ha resultado ser muy útil y de fácil uso en una empresa eléctrica.

La matriz de estados del sistema es relativamente fácil de plantear en base a la topología de la red. Se simplifica mucho si se asume que los elementos de conexión y maniobras tienen nula tasa de falla. En base a la matriz de estados simplificada, y asumiendo ciertos datos históricos de eventos de la red, es fácil determinar tasas de falla y de no disponibilidad del servicio, por año. Los índices generales que se pueden obtener de esos valores permiten a las empresas eléctricas ver su grado de cumplimiento de las normas legales y técnicas del país, y también coadyuvan en el planeamiento de nuevas redes, o extensiones o ampliaciones de las existentes, evaluando el costo relativo de penalidades, multas y de nuevas instalaciones requeridas para mejorar la confiabilidad.

## APÉNDICE

### Problema de optimización lineal con restricciones

En este Apéndice se resume el problema matemático de optimización mencionado en la Sección de Metodología de Propuesta y de Ejemplo de Aplicación.

Se considera la minimización de la no disponibilidad de un tramo de un sistema de distribución. Esto se interpreta como la obtención de un cambio en la no disponibilidad de servicio de un punto de carga minimizando el costo,  $J$ , de la realización de dicho cambio.

Así, se plantea la minimización del funcional

$$J = \sum_k A_k \cdot \Delta \lambda_k + \sum_k B_k \cdot \Delta r_k \quad (A1)$$

donde  $A_k$  y  $B_k$  son los costos unitarios, en pesos, requeridos para disminuir, respectivamente, la tasa de falla ( $\lambda_k$ ) y el tiempo de reparación ( $r_k$ ) del elemento  $k$ . Las restricciones son:

$$\Delta U_i = \sum_k r_k \cdot \Delta \lambda_k + \sum_k \lambda_k \cdot \Delta r_k \quad (A2)$$

y

$$0 \leq \lambda_m \leq \lambda_k \leq \lambda_M; \quad 0 \leq r_m \leq r_k \leq r_M \quad (A3)$$

En las sumatorias se consideran sólo los elementos (tramos) que afectan la no disponibilidad del tramo  $i$ , la que se desea mejorar en  $U_i$ . Los valores  $\lambda_m$ ,  $r_m$ ,  $\lambda_M$ ,  $r_M$

se obtienen de datos de experiencia, propia o de la literatura sobre sistemas comparables.

En muchos casos se descarta la posibilidad de mejorar la tasa de fallas,  $\lambda_k=0$ , y el problema de programación lineal se reduce a minimizar

$$J = \sum_k B_k \Delta r_k \quad (A4)$$

sujeto a

$$\Delta U_i = \sum_k \lambda_k \cdot \Delta r_k \quad (A5)$$

y

$$0 < r_m \leq r_k \leq r_M \quad (A6)$$

Los problemas de programación lineal pueden ser resueltos mediante diversos paquetes de software disponibles, como, por ejemplo, "solver" de Excel.

#### AGRADECIMIENTOS

Se agradece el apoyo de los Proyectos UTFSM 230111 y 230211

#### REFERENCIAS

- [1] R. Ramakumar; "Reliability Engineering: Fundamentals and Application", Prentice-Hall, Englewood, Cliffs, 1993.
- [2] R. Billington and K E. Bollinger; "Transmission system reliability evaluation using Markov processes", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-87, N° 2, pp. 538-547, Feb. 1968.
- [3] R. Billington, and M. S. Grover; "Qualitative evaluation of permanent outages in distribution systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-94, N° 3, pp. 733-741, May/June 1975.
- [4] J. Endrenyi; "Reliability Modeling in Electrical Power Systems", Wiley, New York, 1978.
- [5] R. Billington, et al.; "Applied reliability assessment in electrical power systems", IEEE Press, New York, 1991.
- [6] R. Billington and R. Allan; "Reliability evaluation of power systems", Perseus Publ., New York, 1997.
- [7] G. R. Baeza; "Automatización remota de un sistema de distribución mediante parámetros de

confiabilidad y enlaces de microondas", UTFSM, Valparaíso, Chile, 2001.

- [8] ANSI/IEEE c37.1-1987, "Definition, specification, and analysis of systems used for supervisory control, data acquisition, and automatic control", IEEE, New York, 1987.
- [9] ABB, "Advanced distribution line carrier system for medium and low-voltage", Västeras, Sweden, 1995.
- [10] J. C. Cluley; "Reliability in Instrumentation and Control", Tuttormoth-Heinemann, Boston, 1993.
- [11] CNE; "Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Explotación de Servicios Eléctricos y de Concesiones", Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, 1998.
- [12] DORC; "Decreto Fuerza de Ley N° 1", Diario Oficial, Santiago, Chile, 1982.
- [13] DORC; "Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos", Diario Oficial, Santiago, Chile, 1998.
- [14] DORC; "Ley 19613", Diario Oficial de Chile, Santiago, Chile, 1999.