



Theoria

ISSN: 0717-196X

theoria@pehuen.chillan.ubiobio.cl

Universidad del Bío Bío

Chile

Baeza G., Ricardo; Rodríguez P., José; Hernández S., Juan L.
Ubicación confiable óptima de recursos en una red de distribución eléctrica. Optimal Reliable
Resources Placement in an Electrical Distribution Network
Theoria, vol. 12, núm. 1, 2003, pp. 55-63
Universidad del Bío Bío
Chillán, Chile

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=29901205>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

redalyc.org

Sistema de Información Científica
Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto

UBICACION CONFIABLE OPTIMA DE RECURSOS EN UNA RED DE DISTRIBUCION ELECTRICA

OPTIMAL RELIABLE RESOURCES PLACEMENT IN AN ELECTRICAL DISTRIBUTION NETWORK

RICARDO BAEZA G., JOSÉ RODRÍGUEZ P. Y JUAN L. HERNÁNDEZ S.

Departamento de Electrónica, U.T.F.S.M., Casilla 110-V, Valparaíso, Chile. E-mail: jhs@elo.utfsm.cl

RESUMEN

Dentro del marco de la desregulación eléctrica, las empresas de distribución deben invertir nuevos recursos que mejoren el servicio a los clientes, para aumentar las ventas de energía, mantener un suministro confiable que cumpla con las normativas vigentes y evitar multas y compensaciones. En este trabajo se presenta un método y técnicas para determinar los puntos donde conviene ubicar nuevos recursos para óptimo mejoramientos de la confiabilidad en un sistema de distribución eléctrica. Se plantea el método para alimentadores radiales y se le ilustra con un ejemplo.

PALABRAS CLAVES: Red distribución eléctrica, confiabilidad eléctrica, óptima ubicación de recursos.

ABSTRACT

Within the framework of electrical deregulation, the distribution utilities must invest new resources to improve their provided services and increase energy sales, to maintain a reliable supply according with present regulations and avoiding penalties and compensations. In this paper, a method and techniques are presented to determine, in an electrical distribution system, the points in which to allocate or place new resources for optimal improvements in system reliability. The method is expounded for radial feeders, and it is illustrated with an example.

KEYWORDS: Electric distribution network, electric reliability, optimal resource placement.

Recibido: 27/10/2003 Aceptado: 29/12/2003

INTRODUCCION

Dentro del marco de la desregulación del mercado eléctrico, las empresas eléctricas deben cumplir normativas legales que exigen mantenibilidad y calidad del suministro y que imponen fuertes multas y compensaciones en caso de incumplimiento de dichas normas, medidas por ciertos índices. En el caso de Chile basta citar aquí DORC (1998) y CNE (1998), como normativas.

Dos de estos índices son la confiabilidad y la disponibilidad del servicio y, para asegurar o mejorar esos índices, las empresas deben efectuar nuevas inversiones, las que además deben ser recuperadas por mayores ventas del producto.

En este trabajo se presenta un método para ubicar en forma óptima nuevos recursos que aseguren mejor confiabilidad global, o un incremento de ella, en sistemas de distribución eléctrica, radial, o que puede re-

ducirse a radial por adecuada operación de interruptores y seccionalizadores (Baeza, 2001).

La confiabilidad general y la de sistemas eléctricos de generación y transmisión han sido muy estudiadas en la literatura (Ramakumar, 1993; Billington, 1991; Billington and Allan, 1997). Pero la confiabilidad de sistemas de distribución lo ha sido menos, y es lo que interesa aquí. Además de lo económico y legal, se deben considerar, como de base, aspectos técnicos de supervisión, instrumentación (Cluley, 1995), adquisición de datos y control automático (ANSI-IEEE, 1987), y de comunicación por portadora (ABB, 1995), o de otro tipo.

En la secciones 2 y 3 se presentan conceptos de confiabilidad requeridos en el trabajo. Los índices de confiabilidad más útiles son presentados en la sección 4. En la sección 5 se propone una metodología para la ubicación óptima de recursos en una red radial, la que es ilustrada con un ejemplo en la sección 6. En la sección 7 se plantean algunas conclusiones.

GENERALIDADES DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS

La principal función de un sistema eléctrico es abastecer a los usuarios de energía eléctrica, tan económica y confiablemente como sea posible, y cumpliendo con las normativas vigentes. En este trabajo interesa sólo lo relativo a sistemas de distribución eléctrica. Fallas aleatorias y desconexiones, fortuitas o programadas, interrumpen el suministro y afectan la confiabilidad. La probabilidad de que el cliente no tenga servicio puede reducirse aumentando la inversión ya sea durante la planificación o la operación, o ambas. Sin embargo, hay que evitar sobreinversiones que hagan muy confiable el sistema pero con excesivos costos de equipos y de operación.

La confiabilidad puede ser evaluada con técnicas analíticas o con simulaciones estocás-

ticas (Montecarlo). En el método analítico, usado a continuación, se consideran procesos aleatorios con densidades binomial y de Poisson. En esta última se considera el número de eventos que ocurren en un período de tiempo dado.

Se resumen a continuación las funciones de confiabilidad más usadas.

Si se considera una población de N elementos con una misma distribución temporal de fallas, y una variable aleatoria $n(t)$ que represente el número de sobrevivientes en el tiempo t , con distribución binomial, se definen

$$R(t) = n(t)/N; Q(t) = 1-R(t) \quad (1)$$

donde $R(t)$ es la confiabilidad (sobrevivencia) y $Q(t)$ es la desconfiabilidad (distribución acumulada de fallas).

La densidad de fallas, $f(t)$, se define como

$$f(t) = dQ(t)/dt = -dR(t)/dt = -1/N dn(t)/dt \quad (2)$$

R , Q y n se calculan de $f(t)$ por las correspondientes integrales. En casos discretos se emplean diferencias y sumatorias.

La tasa (de transición) de fallas, $l(t)$, es definida como (número de fallas en un período dado / número de componentes expuestos a la falla). Se definen, en forma similar, tasas (de transición) de reparaciones, o de reestablecimiento de servicio, y otros. Si se designa como t el "tiempo para la falla", o de operación sin fallas, rigen (Baeza, 2001),

$$\lambda(t) = Nf(t)/n(t) = f(t)/R(t) \quad (3)$$

Si se asume $\lambda(t) = \lambda$, constante, se tiene, con $R(0) = 1$;

$$R(t) = \exp(-\lambda t); f(t) = \lambda \exp(-\lambda t) \quad (4)$$

Estas funciones de confiabilidad son uti-

lizadas en la definición de índices de confiabilidad que se discuten más adelante.

CONFIABILIDAD GLOBAL

Para estudios de confiabilidad equivalente, o global, un sistema de distribución eléctrica puede ser considerado como un conjunto de componentes interconectados, como se ilustra en la Fig. 1.

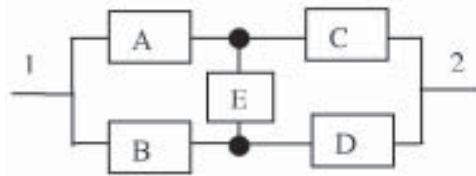


FIGURA 1. Red puente.

En la Figura 1, los bloques representan, unilínealmente, líneas de distribución eléctrica, interconectadas vía interruptores y seccionadores, que abren si hay fallas en sus áreas dependientes, o son abiertos para mantenimiento. Se supone que esos elementos tienen confiabilidad completa. Así, se supone que sólo ocurren fallas en los alimentadores troncales y en los arranques, o líneas transversales.

Si en Figura 1 fallan los elementos B, E y D, el punto 2 es alimentado desde 1 sólo a través de A y C en serie, o cascada. Para mantener el servicio, tanto A como C deben estar conectados, y, por ende, la confiabilidad global, $R(t)$, es igual al producto de las confiabilidades de los componentes en cascada, o en general

$$R(t) = \prod_i^n R_i(t) \quad (4)$$

donde $R_i(t)$ es la confiabilidad del i -ésimo elemento.

Si en Fig. 1, C, D y E están operativos, A y B quedan “en paralelo” y el servicio entre 1 y 2 se interrumpe sólo si ambos fallan. Así, en general, para componentes paralelos:

$$Q(t) = \prod_{i=1}^n Q_i(t) \quad (5)$$

donde $Q_i(t)$ y $Q(t)$ son las desconfiabilidades i -ésima y global, respectivamente.

En el caso puente de la Fig. 1 los componentes A, B, C, D y E no están ni en serie ni en paralelo. Hay varios métodos aplicables a casos como éste o más complejos, como reducción, probabilidad condicionada, conjuntos de corte y otros. En el método de probabilidad condicionada se tiene para el sistema S y una componente X:

$$P(s) = P(S / X)P(X) + P(S / \bar{X})P(\bar{X}) \quad (6)$$

donde X indica que X opera, que no opera, / denota condición y P es la probabilidad de interés. Si, por ejemplo, en Fig. 1 se adopta E como X se tiene: E siempre opera, queda (A en paralelo con B) en cascada con (C en paralelo con D); si E siempre falla, queda (A en cascada con C) en paralelo con (B en cascada con D). En estos dos subcasos se pueden, por ende, aplicar (4) y (5).

En el método de los conjuntos de corte mínimo se considera el conjunto más pequeño de componentes que cuando todos fallan causan la falla del sistema. En la Fig. 1 hay cuatro conjuntos de cortes mínimos $\{C_1, C_2, C_3, C_4\} = \{(AB), (CD), (AED), (BEC)\}$. La desconfiabilidad del sistema es dada por

$$Q = P(C_1 \cup C_2 \cup C_3 \cup C_4) \quad (7)$$

donde P es probabilidad y \cup denota unión. Esta probabilidad es igual a la suma de las probabilidades de $(C_1, C_2, C_3$ y $C_4)$ de a uno, menos las de intersecciones de pares, más

las intersecciones de tríos y más la de la intersección del cuarteto. Usualmente Q se aproxima, en cota superior, por la suma de las probabilidades absolutas de C_1, C_2, C_3 y C_4 , o sea, $Q = \sum_{R=1}^4 P(C_k)$.

INDICES DE CONFIABILIDAD

Los índices o parámetros de confiabilidad utilizados en redes eléctricas pretenden cuantificar la calidad de servicio en los puntos de consumo, y a veces para el sistema global. Algunos índices son: tasa de falla (λ), número de veces que se interrumpe el servicio, por unidad de tiempo; su recíproco es el tiempo promedio entre fallas; tiempo de reposición (r) es el tiempo promedio que dura una falla; energía no suministrada; carga (clientes) promedio desconectada; tiempo de desconexión esperado. Las unidades de tiempo son horas o años, según sea conveniente. A veces se usan valores por kilómetro de línea.

En general, se usan valores históricos del sistema, o de la experiencia publicada de otras redes similares.

El tiempo de restablecimiento del servicio depende del tipo de fallas y de los equipos que intervienen. Se definen los siguientes tiempos: T_c , para el conocimiento de la falla; T_p , de preparación; T_l , de localización de la falla; T_m , de maniobra para la transferencia a otro troncal; T_r , de reparación o cambio de equipos; T_v , de maniobra para restablecer la configuración normal de operación.

Los estados de un tramo de alimentador i , frente a fallas en otro tramo j , son: N , normal, si i no es afectado; R , restablecible, si i puede recuperar servicio antes de que se recupere j , aislando éste; T , transferible, si i puede ser conectado a otra fuente, antes de recuperar j ; I , irrestablecible, si para i no rige ninguna de las posibilidades anteriores.

La cantidad de interrupciones que se de-

ben contabilizar depende del estado del elemento y de los efectos de fallas en otros, y, generalmente, se usan los siguientes valores: $N: 0$; $R: \lambda$; $T: 2\lambda$; $I: \lambda$. El elemento transferible tiene 2λ porque luego de reparar el elemento fallado se debe volver a la configuración inicial, con duración T_v .

El tiempo de interrupción, r , para los diversos estados N, R, t, I , es, respectivamente:

$$0; T_c+T_p+T_l; T_c+T_l+T_t+T_v; T_c+T_l+T_p+T_r$$

METODOLOGIA PROPUESTA PARA UBICACION OPTIMA DE RECURSOS

General

Un objetivo que se plantean las empresas de distribución eléctrica es el de disminuir la energía no suministrada a los clientes, para aumentar las ventas, cumplir con las normativas vigentes y evitar multas y compensación. En este trabajo, por brevedad y simplicidad se consideran alimentadores radiales alimentados desde una subestación, o de más subestaciones pero con interruptores y seccionalizadores abiertos en lo tratado aquí.

Un cambio en la probabilidad de suministro de energía y un cambio en el tiempo total de interrupción del servicio son problemas matemáticos análogos, y los análisis se realizan para un elemento de la red a la vez. La ubicación óptima de recursos se plantea como un problema de optimización lineal, con restricciones.

Metodología propuesta

- 1) Obtener los parámetros de confiabilidad (λ, r) de cada componente de la red, con datos históricos, o similares de otras redes, o con ecuaciones pertinentes.
- 2) Determinar la matriz de estados para la

topología de operación considerada en la red.

- 3) De acuerdo con los estados definidos en la matriz de estados, evaluar los índices (λ , r , u) para cada usuario.
- 4) Para el punto de conexión del cliente que se desea analizar, proceder a definir el nivel de variación de indisponibilidad de servicio, D_u .
- 5) Determinar los costos unitarios por cambios en λ y r .
- 6) Reevaluar los índices de confiabilidad, considerando las modificaciones logradas por la solución del problema de optimización.

Detalles a considerar

- a) Describir la topología de la red, señalando los diferentes tramos y arranques (ramales) del alimentador, con los equipos de seccionalización. Cada elemento debe ser caracterizado por sus parámetros de frecuencia y duración de fallas.
- b) Preparar una matriz $n \times n$, donde n es el número de elementos del modelo.
- c) Para un elemento i simular o asumir, una falla.
- d) Para el resto de los elementos, j , analizar los efectos de la protección y seccionalización asociados al elemento i , y reconocerlos como estados N, R, T o I, según se explicó en la sección 4.
- e) Calcular los índices de frecuencia y duración de fallas para cada uno de los elementos del sistema.
- f) Calcular los índices asociados a clientes y al sistema general, según interese.

Evaluación de estados

Para redes radiales, y con tasa λ exponencial, se tiene que:

$$\lambda = \sum_j \lambda_j; u_f = \lambda_f r_j; u = \sum_j u_j; r = u \lambda \quad (8)$$

donde: λ_i , tasa de falla del elemento i ; r_i , tiempo de reparación de i ; u_i , indisponibilidad de i ; λ , r , u , correspondientes valores para el sistema serie. Se adoptan valores en por hora y año.

Las fallas de otros elementos k afectan al elemento i como sigue:

$$\lambda_{ig}^k = \sum_{k=1}^m \lambda_i^k = u_i^k = \lambda_i^k r_k; u_{ig}^k = \sum_{k=1}^m u_i^k \quad (9)$$

donde: λ_{ig}^k , tasa de falla total del elemento i ; λ_i^k , tasa de interrupciones de i , debido a falla en k ; u_i^k , indisponibilidad de i debido a falla en k ; u_{ig}^k , indisponibilidad de i debido a fallas en todos los k ; r_k , tiempo de interrupción, o de reparación de k ; m , cantidad de elementos del modelo.

Planteamiento del problema

Se considera la variación de probabilidad de que un punto de carga cualquiera tenga suministro de energía. Se consideran componentes en serie que afectan la continuidad de servicio en dicho punto, lo que se aprecia en la matriz de estados. De acuerdo con la teoría de Markov, la probabilidad de que un punto cualquiera tenga energía es $(t \text{ entre fallas}) / (t \text{ entre fallas} + t \text{ repación})$ y, por tanto, $\mu / (\lambda + \mu)$, donde λ y μ son las tasas de falla y reparación, respectivamente. Si se introducen en esta expresión las (8) y (9) pertinentes, se obtiene

$$P_i = \frac{1}{\sum_j \lambda_j r_j + 1} \quad (10)$$

donde: P_i , probabilidad de obtener energía en el punto i , en estado permanente; \sum es la sumatoria $\sum_{j=1}^m$, siendo m el número de componentes que afectan.

La variación de P_i con cambios en los λ_j y r_j se puede expresar por la “regla de la cadena”

$$\Delta P_i = C_1^j \Delta \lambda_j + C_2^j \Delta r_j \quad (11)$$

$$C_1^j = \frac{\partial P_i}{\partial \lambda_j} = \frac{-r_j}{C}; C_2^j = \frac{-\lambda_j}{C}; C = \left[\sum_k \lambda_k r_k + 1 \right]^2 \quad (12)$$

Si el análisis se realiza en pequeños incrementos en torno a un punto de operación, los valores de λ_k y r_k , de todos los elementos, son cuasi constantes y C de (12) es aproximadamente constante. Así, sumando (11) sobre todos los elementos, y considerando (12) se obtiene la variación total

$$\Delta P_o = \frac{-1}{C} \sum_j (\lambda_j \Delta r_j + r_j \Delta \lambda_j) \quad (13)$$

Se deduce de (13) que para que la probabilidad de suministro mejore los incrementos en la tasa de falla o en la tasa de reparación, o ambos, deben ser negativos, lo que es lógico.

Interesa incrementar ΔP_o , de (13), en una cantidad razonable dada, para lo cual es necesario incurrir en costos, que deben ser mínimos. Así, el problema envuelve minimizar un funcional de costos

$$J = \sum_i (C_a \Delta \lambda_i + C_b \Delta r_i) \quad (14)$$

sujeto a un DP_o dado, en (13), y

$$\lambda_m \leq \lambda_i \leq \lambda_M; r_m \leq r_i \leq r_M \quad (14)$$

Aquí: C_a y C_b , costos unitarios de inversión requeridos para disminuir λ_i y r_i , respectivamente; λ_m , r_m , valores de cota mínima; λ_M , r_M , valores de cota máxima.

También se puede plantear, en forma similar, el problema de un cambio en la indisponibilidad de energía u_i . Minimizar el funcional J , dado en (14), sujeto a (13), con

$$C = -1 \quad (15)$$

y a las cotas indicadas.

Este problema tiene mayor sentido físico. Un problema de optimización reducido es planteado como antes pero con $\Delta \lambda = 0$, ya que es difícil intervenir en la tasa de fallas.

EJEMPLO DE APLICACION

En esta sección se aplica la metodología propuesta al caso de alimentador mostrado en la Figura 2, que consta de los tramos T_1 a T_6 , un arranque que da dos tramos, T_7 y T_8 , y un arranque T_9 .

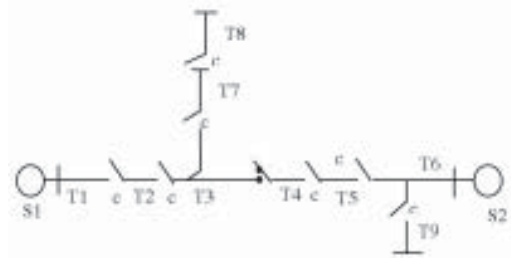


FIGURA 2. Alimentador radial con alternativa de alimentación 2.

Los tramos T_1 a T_9 tienen, respectivamente, las siguientes longitudes en kilómetros: 2; 3; 5; 4; 3; 2; 3; 4; 2.

El sistema es alimentado desde dos subestaciones, S_1 y S_2 , con los seis desconectadores normalmente cerrados. Pero el desconectador A está normalmente abierto, de modo que en operación habitual el sistema consta de dos partes radiales. No se indica interruptores o fusibles, transformadores, por simplicidad.

Se realizará el análisis de optimización para el arranque T_8 , conectado al tramo T_3 , suponiendo $\lambda = 0$ para los elementos de protección, $\lambda = 0,06$ fallas/año/km para los tra-

mos, y con los siguientes tiempos en horas: T_r , 1.5; T_p , 0.2; T_l , 0.3; T_c , 0.3; T_v , 0,3; T_e , 0.1.

La matriz de estados es mostrada en la Tabla 1, donde los estados I, N, R y T tienen los significados indicados en los dos penúltimos párrafos de la sección 4.

TABLA 1. Matriz de estados.

	T ₁	T ₂	T ₃	T ₄	T ₅	T ₆	T ₇	T ₈	T ₉
T ₁	I	T	T	N	N	N	T	T	N
T ₂	R	I	T	N	N	N	T	T	N
T ₃	R	R	I	N	N	N	I	I	N
T ₄	N	N	N	I	R	R	N	N	N
T ₅	N	N	N	T	I	R	N	N	I
T ₆	N	N	N	T	T	I	N	N	T
T ₇	N	N	N	N	N	N	I	I	N
T ₈	N	N	N	N	N	N	R	I	N
T ₉	N	N	N	N	N	N	N	N	I

En base a los valores de tasa de falla/km, las longitudes de los tramos y los efectos de fallas en otros, indicados en el penúltimo párrafo de la Sección 4, se calculan las tasas de falla indicadas en la Tabla 2.

TABLA 2. Tasas de falla.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
T1	0,12	0,12	0,12	0	0	0	0,12	0,12	0
T2	0,18	0,18	0,36	0	0	0	0,36	0,36	0
T3	0,3	0,3	0,3	0	0	0	0,3	0,3	0
T4	0	0	0	0,24	0,24	0,24	0	0	0
T5	0	0	0	0,36	0,18	0,18	0	0	0
T6	0	0	0	0,24	0,24	0,12	0	0	0,24
T7	0	0	0	0	0	0	0,18	0,18	0
T8	0	0	0	0	0	0	0,24	0,24	0
T9	0	0	0	0	0	0	0	0	0,12
Total	0,6	0,6	0,78	0,84	0,66	0,54	1,2	1,2	0,36

Los tiempos de interrupción calculados con la Tabla 2 y los valores asumidos de T_r a T_c , dados antes, son indicados en la Tabla 3.

TABLA 3. Tiempos de interrupción.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
T1	2,4	1,3	1,3	0	0	0	1,3	1,3	0
T2	0,6	2,4	1,3	0	0	0	1,3	1,3	0
T3	0,6	0,6	2,1	0	0	0	2,1	2,1	0
T4	0	0	0	2,1	0,6	0,6	0	0	0
T5	0	0	0	1,3	2,4	0,6	0	0	2,1
T6	0	0	0	1,3	1,3	2,4	0	0	1,3
T7	0	0	0	0	0	0	2,1	2,1	0
T8	0	0	0	0	0	0	0,6	2,1	0
T9	0	0	0	0	0	0	0	0,0	2,1

Las indisponibilidades de servicio se calculan de (8), $u=\lambda r$, y aparecen en la Tabla 4.

TABLA 4. Indisponibilidades de Servicio.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
T1	0,288	0,156	0,156	0	0	0	0,156	0,156	0
T2	0,108	0,432	0,468	0	0	0	0,468	0,468	0
T3	0,18	0,18	0,63	0	0	0	0,63	0,63	0
T4	0	0	0	0,504	0,144	0,144	0	0	0
T5	0	0	0	0,468	0,432	0,108	0	0	0
T6	0	0	0	0,312	0,312	0,288	0	0	0,312
T7	0	0	0	0	0	0	0,378	0,378	0
T8	0	0	0	0	0	0	0,144	0,504	0
T9	0	0	0	0	0	0	0	0	0,252
Total	0,576	0,768	1,254	1,284	0,888	0,54	0,1776	2,136	0,564

Los índices de confiabilidad resultantes son resumidos en la Tabla 5.

TABLA 5. Resumen de índices de confiabilidad.

Tramos	λ falla/año	R (hrs)	U (hrs/año)
T1	0,6	0,96	0,576
T2	0,6	1,28	0,768
T3	0,78	1,61	1,254
T4	0,84	1,53	1,284
T5	0,66	1,35	0,888
T6	0,54	1,00	0,54
T7	1,2	1,48	1,776
T8	1,2	1,78	2,136
T9	0,36	1,57	0,564

Así, para el tramo T_8 , de interés en este ejemplo, se tiene: $\lambda=1,2$ fallas/año; $u=2,136$ horas/año; $r=1,78$ horas/falla.

Se pretende como objetivo el disminuir la indisponibilidad del tramo T_8 en 15%, para lo cual se plantea la ecuación de minimización (14), con sumatoria de $i=1$ a 9, por los nueve tramos existentes, con restricciones (13), $j=1$ a 9, y cotas mínimas y máximas (15) para los λ_i y r_i , $i=1$ a 9.

Dada la experiencia práctica del mantenimiento efectuado y la atención de fallas, es más factible disminuir los tiempos (r_i) de restablecimiento del suministro, aumentando el personal de terreno o automatizando remotamente los dispositivos que permiten la transferencia de carga.

Así, este problema se reduce a considerar el restablecimiento del servicio en los tramos T_1, T_2, T_3, T_7 y T_8 , que son los que afectan la indisponibilidad y sujeta a la restricción y $\Delta u = \sum \lambda_k \Delta r_k$ y $0 \leq r_k \leq r_{k \max}$, en esos mismos tramos, ya que $\Delta \lambda_k = 0$, para todo k .

En (14), dado que $\sum \lambda_k = 0$, interesan sólo los costos C_b para esos cinco tramos, que son asumidos, en dólares, como: $T_1, 100$; $T_2, 80$; $T_3, 120$; $T_7, 70$; $T_8, 90$. Estos son costos de reposición de esos tramos, y consisten en 2 horas de cuadrilla y de horas-hombre asignadas por el despachador de la media tensión de la empresa.

Se debe, por tanto, minimizar

$$J = 100\Delta r_1 + 80\Delta r_2 + 120\Delta r_3 + 70\Delta r_7 + 90\Delta r_8$$

sujeta a

$$0,3204 = 0,12\Delta r_1 + 0,36\Delta r_2 + 0,3\Delta r_3 + 0,18\Delta r_7 + 0,24\Delta r_8$$

y

$$0 \leq \Delta r_1 \leq 1,3; 0 \leq \Delta r_2 \leq 1,3; 0 \leq \Delta r_3 \leq 2,3; 0 \leq \Delta r_7 \leq 2,1; 0 \leq \Delta r_8 \leq 2,1.$$

Este problema de programación lineal se puede resolver, por ejemplo, con la herramienta "solver" de Excel, y tiene la solución $\Delta r_2 = 0,889$ y $\Delta r_1 = \Delta r_3 = \Delta r_7 = \Delta r_8 = 0$.

Esto indica que, para alcanzar la indisponibilidad deseada, se debe reducir los tiempos de indisponibilidad del trabajo T_2 en 0,889 horas, o 54 minutos. Esto puede lograrse automatizando la transferencia de carga mediante un equipo comunicado con la sala de control, vía microondas o radio frecuencia.

La transferencia puede lograrse abriendo el desconectador NC2 y cerrando NA, en Fig. 2.

La automatización remota es tratada en otro trabajo de los presentes autores.

En Baeza (2001) aparece un ejemplo más complicado de optimización.

CONCLUSIONES

Se presentó en este trabajo una metodología para localizar en una red de distribución eléctrica recursos que, en forma óptima, incrementen la confiabilidad, o decremen la indisponibilidad de energía a los usuarios, o en el sistema global. La calidad del servicio, medida con esos u otros índices, debe mejorarse para aumentar las ventas de energía, cumplir con las normativas legales y evitar multas y compensaciones. Esta metodología ha sido aplicada exitosamente en una empresa y es fácil de emplear particularmente, si se dispone de buenos datos históricos de la operación de la red. En este trabajo se la aplicó a un caso radial.

Se ha demostrado que es mucho más factible la inversión en recursos en los tiempos de restablecimiento del servicio, que en la tasa de fallas. En los puntos óptimos de inversión se plantea la automatización con desconectores operados remotamente vía un sistema de telecomunicaciones.

AGRADECIMIENTO

Se agradece el apoyo del Proyecto U.T.F.S.M 23.02.11.

REFERENCIAS

- ABB (1995) Advanced distribution line carrier systems for medium and low-voltage. Vasteras-Sweden: ABB.
- ANSI-IEEE (1987) Definition, specification, and analysis of systems used for supervisory control, data acquisition, and automatic control. New York: IEEE Press.
- BAEZA, G, R. (2001) Automatización remota de un sistema de distribución mediante parámetros de confiabilidad y enlaces de microondas. Valparaíso-Chile: U.T.F.S.M.
- BILLINGTON, R. and ALLAN, R. (1997) Reliability evaluation of power systems. New York: Perseus Publishers.
- BILLINGTON, R. (1991) Applied reliability assessment in electrical power systems. New York: IEEE Press
- CLULEY, J. C. (1995) Reliability in instrumentation and control. Boston: Butterworth-Heinemann.
- RAMAKUMAR, R. (1993) Reliability engineering: Fundamentals and Application. Englewood Cliffs: Prentice-Hall.
- DORC (1998) Reglamento de la ley general de servicios eléctricos. Santiago-Chile: Diario Oficial.
- CNE (1998) Reglamento de instalaciones eléctricas de explotación de servicios eléctricos y de concesiones. Santiago-Chile: Comisión Nacional de Energía.