



Programa de apoyo a la toma de decisiones sobre nuevas cargas en sistemas de distribución mediante margen de capacidad

Elvis R. Tello
Hernán Prieto

Recibido: Octubre del 2008
Aprobado: Diciembre del 2008

Resumen/ Abstract

Este artículo presenta una nueva metodología, que tiene como principal objetivo mejorar las políticas de decisión del área comercial de las empresas distribuidoras, en lo referente a la administración de la conexión de las nuevas cargas, con un proceso que permite analizar la capacidad de potencia disponible en el sistema, e implementado un programa aplicativo desde los puntos de vista eléctricos, mecánicos y económicos, respectivamente. La principal característica del desarrollo de este programa radica en el modelo matemático utilizado para representar el máximo consumo, con una carga conectada y calcular la potencia aún disponible en el sistema, además otro aspecto trascendente se encuentra en la integración completa con las plataformas de Sistemas Informáticos Geográficos (GIS), actualmente utilizados por las empresas de Distribución de Energía Eléctrica.

Palabras clave: sistemas de distribución, margen de capacidad, crecimiento de carga, potencia disponible

This work presents a new methodology aimed at supporting the decision-making process regarding the connection of new loads in electrical distribution networks. The methodology is based upon the innovative concept of capacity margin, established within this work, by which the maximum load that can be connected to any given point is computed in advance in offline mode. The criteria for finding the maximum load are based on the common requirements of minimum voltage and maximum loading. The proposed methodology automatically eliminates the possibility of making incorrect decisions associated with conventional filtering techniques. The application of the proposed methodology is illustrated through various examples which use real distribution networks, at both low and medium voltage levels.

Keywords : electricity distribution, electrical network design, capacity margin

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de distribución de energía eléctrica constituyen el último helo complejo de los sistemas eléctricos de potencia, por tanto, su función principal es efectuar el suministro de energía

eléctrica a cada consumidor [1]. Esto en niveles de tensión adecuados donde sea necesario [2]. A pesar de su función principal de entregar energía económicamente y en niveles aceptables de continuidad y calidad, la atención colocada durante el planeamiento, mantenimiento y operación,

depende del desarrollo del sistema. Así, sistemas en desarrollo, tienen un gran potencial para su expansión física, y esta a su vez está caracterizada por los altos índices de crecimiento de carga [3].

En las empresas distribuidoras, la mayor cantidad de actividades se encuentra directamente relacionada con los proyectos realizados en redes secundarias, esto se hace más evidente, en países en desarrollo como Brasil y Perú, donde el crecimiento de carga residencial en el periodo 2006-2007 fue de 1,7 millones [4] y 186 736 [5], respectivamente. Esto sin considerar las cargas industriales y comerciales, consecuentemente la cantidad de recursos y personal utilizados en su tratamiento individual es pequeño, sin embargo, implica un esfuerzo considerable por parte de las compañías, debido al hecho que el número de proyectos es elevado.

Ante este tipo de problemas algunas distribuidoras optaron por implantar técnicas de filtrado, para racionalizar el número de proyectos, tales como caracterización de carga en función de un valor pre-fijado [6], así las cargas con valores menores a la potencia pre-fijada eran conectadas al sistema directamente mientras las otras cargas con valores mayores debían ser estudiadas para observar su impacto en el sistema, lo que en algunos casos llevaba a desarrollar estudios innecesarios o a veces pasar por alto un proyecto que precisaba de un análisis más detallado. Otro problema se encuentra en el hecho que las empresas distribuidoras no tienen herramientas automáticas que permitan evaluar el impacto de la conexión de nuevas cargas en su sistema, o quizá una base de datos que permita consultar la capacidad disponible en la red, y de esta forma analizar si el sistema soporta o no a la carga candidata; finalmente por todas estas causas los tiempos medios para el desarrollo de estos proyectos se tornan naturalmente largos.

Este trabajo describe una nueva metodología que permite calcular la potencia disponible en los puntos del sistema de distribución a partir de cálculos eléctricos, mecánicos y económicos. La principal característica de este estudio se encuentra en la implementación computacional que se integra a los Sistemas Informáticos Geográficos (SIG).

Así, este artículo se encuentra organizado como sigue: las secciones *Análisis Eléctrico*, *Análisis Mecánico*, y *Evaluación y Selección de Alternativas*, escriben los principales aspectos de la metodología, la sección *Implementación y Resultados* describe la implementación computacional y finalmente se presenta las conclusiones del trabajo.

ANÁLISIS ELÉCTRICO

A. Definición de Margen de Capacidad

El margen de capacidad en un punto de carga dado, está definido como: La carga máxima (potencia) que puede ser conectada en el sistema sin que ninguna de las restricciones técnicas de la red sean excedidas. En las redes de distribución las consideraciones a llevar en cuenta son:

- Máxima carga en los transformadores de distribución.
- Máxima carga en cada tramo de la red.
- Mínima tensión en cada nodo.

Los cálculos del análisis eléctrico comienzan por una aplicación convencional del flujo de potencia en el sistema, en este caso los valores de los parámetros eléctricos son de primordial importancia, porque permite conocer las corrientes consumidas por la carga existente en cada fase. Una vez conocido el estado de la red eléctrica, el margen de capacidad es calculado en todos los puntos de carga del sistema y en todos los esquemas posibles de conexión que el circuito ofrece.

Así, los valores calculados de margen de capacidad toman en consideración el estado desequilibrado de la red, antes de la conexión de la carga nueva, también es considerado el tipo de carga en función de las fases que esta posee (2 fases y 3 conductores; 3 fases y 4 conductores), por ejemplo, en el caso en que una carga monofásica sea conectada en una red secundaria trifásica, se evalúan 6 posibles tipos de conexiones que la red puede ofrecer (AN, BN, CN, AB, BC, CA), por ende serán considerados 6 valores de margen de capacidad para el correspondiente punto de carga. Se puede percibir que los tres primeros valores de margen de capacidad son para una carga alimentada con fase-neutro y los otros tres valores para una carga alimentada con fase-fase.

Estos valores, de margen de capacidad, son después almacenados en la base de datos de la plataforma SIG, y serán automáticamente actualizados cuando un cambio sea registrado en el determinado punto de carga.

B. Margen de Capacidad en los Transformadores de Distribución

La figura 1 representa el diagrama eléctrico de un transformador trifásico, siendo conectada una carga monofásica (simulada como máximo consumo), se observa que esta carga puede ser conectada en

seis esquemas diferentes, esto en función del circuito secundario que suministra energía.

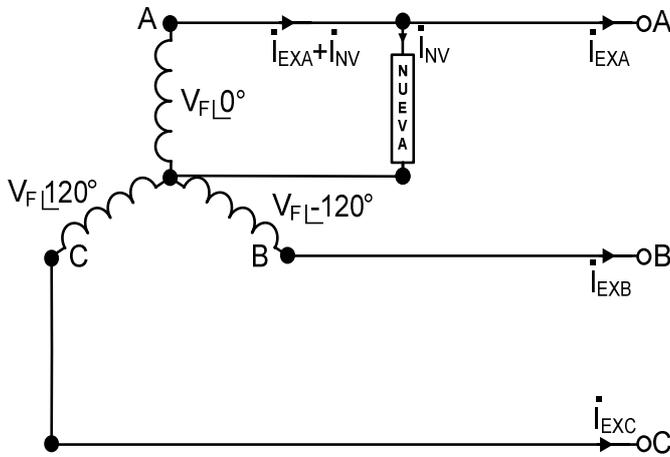


Fig. 1. Representación gráfica de la conexión de la carga simulada como máximo consumo en este esquema, alimentada por una fase del sistema.

Donde:

- S_N : Potencia trifásica nominal de la ET (kVA)
- V_N : Tensión de línea nominal (kV)
- I_{EXA} : Corriente en la fase A de la ET causada por la carga existente. (A)
- I_{NV} : Corriente absorbida por la nueva carga (A)
- f_S : Factor de sobrecarga admisible (adimensional).

La principal restricción, que garantiza que la máxima potencia del transformador no será transgredida, cuando una carga monofásica fase-neutro es conectada, está dada por la ecuación (1):

$$\left| \dot{I}_{EXA} + \dot{I}_{NV} \right| = f_S \cdot \left(\frac{S_{NOM}}{\sqrt{3} \cdot V_{NOM}} \right) \quad (1)$$

Por tanto, el margen de potencia monofásica para fase-neutro, puede estar expresado por (2):

$$MCP_{AN} = \frac{V_{NOM}}{\sqrt{3}} \cdot \left| \dot{I}_{NV} \right| = f_S \cdot \frac{S_{NOM}}{3} - \left| \dot{I}_{EXA} \right| \cdot \frac{V_{NOM}}{\sqrt{3}} \quad (2)$$

Para el cálculo de margen de capacidad, cuando la carga conectada está alimentada por fase-fase (precisa de tensión de línea), se utiliza las expresiones (1) (3) (4) y (5).

$$\dot{I}_{EXA} = I_{EXA} \angle -\varphi_E \quad (3)$$

$$\dot{I}_{NV} = I_{NV} \angle 30^\circ - \varphi_E \quad (4)$$

$$\left| I_{EXA} + I_{NV} \angle 30^\circ \right| = f_S \left(\frac{S_{NOM}}{\sqrt{3} \cdot V_{NOM}} \right) \quad (5)$$

Después de hacer algunos cálculos matemáticos, se obtienen (6) y (7) que son una ecuación cuadrática resuelta por Bhaskara y el respectivo cálculo de margen de capacidad para estas cargas.

$$I_{NV}^2 + (\sqrt{3} \cdot I_{EXA}) \cdot I_{NV} + \left(I_{EXA}^2 - f_S^2 \cdot \frac{S_{NOM}^2}{V_{NOM}^2} \right) = 0 \quad (6)$$

$$FOLGA_{AB} = V_{NOM} \cdot I_{NV} \quad (7)$$

Serán calculados, por tanto, para los transformadores trifásicos 10 valores de margen de capacidad de potencia, considerando las distintas posibilidades de conexión que ofrece el circuito secundario que alimenta las redes de distribución (6 monofásicas, 3 bifásicas y 1 trifásica).

En este trabajo, se implementan todos los esquemas que se pueden encontrar en los sistemas de distribución de acuerdo a las fases del transformador y la red secundaria.

C. Margen de Capacidad en las redes de distribución

Una de las principales características de las redes aéreas se encuentra en su configuración radial, esto facilita el análisis de los tramos de red, ya que el método de flujo de carga que se aplica para este

tipo de sistemas de distribución es tipo forward-backward.

La metodología considera también la capacidad máxima de corriente de los conductores que forman parte de la red, y por tratarse de un sistema radial, se aplica un flujo de potencia trifásico, es decir, llevando en cuenta el desequilibrio existente en las fases.

Para determinar los tramos críticos (aquellos que exceden las restricciones), el procedimiento calcula las corrientes, en todos los tramos, dando especial atención a cada fase y al neutro (A, B, C y N) y llevando en cuenta los periodos de la curva diaria de carga, esto con la finalidad de calcular las corrientes máximas en todos los tramos (situación de más carga); de modo que se considera cada fase de la red, lo que constituye una mayor dificultad en el análisis de I_{flujo} (tramo).

Para calcular la capacidad de corriente máxima de los tramos de la red, se considera la diferencia existente entre la corriente admisible de los conductores y las corrientes, consecuencia de la carga existente, obtenidas mediante el flujo de potencia en cada tramo y fase de forma que las corrientes máximas que pueden recorrer la red estarán expresadas por (8):

$$F = I_{adm} - I_{flujo} \text{ [A]} \quad (\text{tramo}) \tag{8}$$

Para cada fase se procede a identificar los tramos ubicados aguas abajo de la subestación y determinar el menor valor de las corrientes máximas calculadas (también para cada fase), de la siguiente forma:

$$\text{Tramo } ij \left\{ \begin{array}{l} F_A \\ F_B \\ F_C \\ F_N \end{array} \right.$$

La metodología hace una consideración de cada barra en función del tipo de carga y analiza la corriente máxima en cada fase, concordando con el tipo de transformador.

D. Margen de Capacidad en redes subterráneas

Para estas redes, se asume que los sistemas eléctricos conjuntamente con la carga se encuentran equilibrados, razón por la cual, el modelo matemático para su estudio se realiza a

través de una representación monofásica. Sin embargo, la red subterránea opera usualmente en una configuración de lazo, bajo este criterio, se necesita de técnicas específicas para su estudio eléctrico, y consecuentemente, se realiza mediante la formulación nodal (matriz admitancia).

En este modelo de matriz, se considera las características lineales de la formulación nodal, lo que facilita la aplicación del principio de superposición, y a su vez, permite el estudio por separado de la red, en la primera parte con generadores y cargas existentes, y en la segunda parte el estudio con la carga conectada solamente. La figura 2, ilustra esta aproximación en la cual se asume la nueva carga conectada en la barra j.

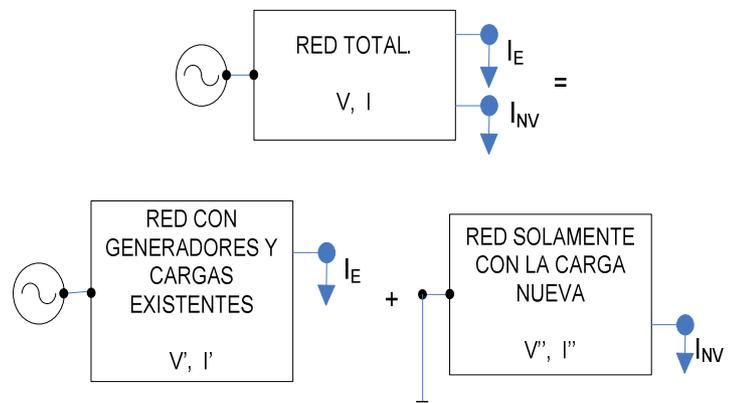


Fig. 2. Aplicación del principio de superposición para cálculo del margen de capacidad en redes subterráneas.

En un nodo k cualquiera, la restricción mínima de tensión, puede ser escrita a partir de (9):

$$V_k = V_k' + V_k'' \geq V_{min} \tag{9}$$

Donde:

V_k' : tensión en la barra k antes de la conexión de la nueva carga.

V_k'' : tensión en la barra k considerando solo la nueva carga.

V_k : tensión final (todas las cargas conectadas)

V_{min} : tensión mínima especificada.

La tensión V_k'' representa la caída de tensión que la barra k experimentara después de la conexión de la nueva carga y puede ser calculada a partir de (10):

$$V_k'' = -Z_{kj} \cdot I_{NV} \quad (10)$$

Donde Z_{kj} es el elemento en la fila k columna j de la matriz impedancia nodal (inversa de la matriz admitancia nodal).

De las ecuaciones (9) y (10), la máxima carga que puede ser conectada en la barra j, llevando en cuenta la restricción de tensión mínima en cualquier barra k, puede ser calculada mediante (11):

$$I_{NV} \leq \frac{V_k' - V_{\min}}{Z_{kj}} \quad (11)$$

Se realiza una aproximación similar para determinar el impacto de la restricción de carga máxima en los tramos de la red. En este caso un tramo genérico conecta las barras r y s, lo que es considerado en (12):

$$I_{rs} = I_{rs}' + I_{rs}'' \leq I_{\max} \quad (12)$$

Siendo la corriente causada únicamente por la nueva carga en la barra j (I_{rs}''), que esta dada a partir de (13):

$$I_{rs}'' = \frac{V_r'' - V_s''}{z_{branch_rs}} = -I_{NV} \frac{Z_{rj} - Z_{sj}}{z_{branch_rs}} \quad (13)$$

Donde z_{branch_rs} es la impedancia del tramo rs. Así, de las expresiones (12) y (13), el máximo valor para I_{NV} que corresponde a la restricción de máxima carga en el trecho puede ser calculado mediante (14):

$$I_{NV} \leq \frac{I_{\max} - I_{rs}'}{Z_{sj} - Z_{rj}} \cdot z_{branch_rs} \quad (14)$$

ANÁLISIS MECÁNICO

La metodología propuesta también permite el cálculo del momento total de torsión en cualquier poste, y para este cálculo se considera la tensión mecánica de los siguientes componentes:

- Fuerza en los conductores
- Conductores de terceros (teléfono, TV a cable)
- Otros equipos fijados en el poste (transformadores)

Cuando el momento de torsión total, es mayor que el momento de torsión máximo permitido pelo poste, se pueden escoger entre las siguientes alternativas de solución:

- Reemplazar el poste por uno de mayor capacidad mecánica.
- Instalar retenidas en el poste (En este caso se calcula nuevamente el esfuerzo de la retenida del poste).

En el caso de redes subterráneas, el estudio permite el cálculo del esfuerzo requerido para instalar los conductores aislados, así como la presión que aplican los conductores en las superficies interiores de los canales.

EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

En el momento en que una carga es conectada en una red existente, es posible que la red no sea capaz de soportar la potencia extra requerida. Dependiendo del tipo de restricciones eléctricas que están siendo transgredidas pueden tomarse algunas de las siguientes medidas correctivas:

--Si la carga máxima del transformador es excedida:

- (1) Sustitución del transformador.
- (2) Desdoblar el circuito con adición de un transformador.

--Si la máxima carga o caída de tensión es excedida:

- (1) Sustitución del conductor.
- (2) Desdoblar el circuito con adicional transformador secundario.

Considerando estos casos, se debe tomar una decisión. Así en este trabajo dos diferentes aproximaciones conceptuales fueron implementadas, las cuales son descritas como sigue:

En la primera aproximación, se utiliza el capital y costo operacional asociados con cada alternativa. Costos operacionales significan valores asignados a las pérdidas técnicas, variaciones de tensión y energía no distribuida. Esta aproximación tiene más consideración en circunstancias donde las restricciones de inversión son imprescindibles y la decisión podría estar basada en minimización de costos.

En la segunda aproximación, beneficios obtenidos de las modificaciones aplicadas en la red son consideradas, de forma similar, valores de beneficios son asignados a las pérdidas técnicas, variaciones de tensión y energía no distribuida. El análisis de costo-beneficio es situado en circunstancias donde el retorno de capital es la meta.

En los dos casos, la red eléctrica debe ser evaluada desde los puntos técnicos, antes de las modificaciones indicadas.

IMPLEMENTACIÓN Y RESULTADOS

A. Margen de capacidad

Diferentes redes de distribución fueron analizadas con la nueva metodología y su respectiva aplicación, para validar el modulo computacional, conforme fue descrito el margen de capacidad se refiere a la carga máxima que puede ser conectada sin que ningún criterio técnico sea transgredido, por tanto conocer el margen de capacidad nos permite comparar este valor en forma directa con nuevas demandas y determinar su conexión.

Las tablas 1 y 2 muestran los datos de una subestación evaluada y sus corrientes en diferentes períodos de la curva de carga diaria, la figura 3 muestra el módulo de la aplicación computacional, que en conjunto con la tabla 3, presentan los resultados de los puntos notables de carga de la red con sus respectivos valores de margen de capacidad de potencia para cada tipo de carga.

Tabla1	
Datos de la Subestación.	
ET 004018	
CARACTERÍSTICA	VALOR
TIPO DE ET	DELTA CERRADO
TENSIÓN NOMINAL DE LÍNEA	240 V
POTENCIA NOMINAL TOTAL	200 kVA
UTC DE LUZ	FASES POT. NOMINAL
	ABN 100 kVA
UTC DE FUERZA 1	FASES POT. NOMINAL
	BC 50 kVA
UTC DE FUERZA 2	FASES POT. NOMINAL
	CA 50 kVA

Tabla2				
Corrientes en diferentes periodos de la subestación.				
PERÍODO	FASE A	FASE B	FASE C	NEUTRO
MADRUGADA	40,88	40,88	6,45	0,01
MAÑANA	72,09	72,09	24,14	0,06
TARDE	67,11	67,12	25,50	0,06
NOCHE	87,01	87,01	15,07	0,04

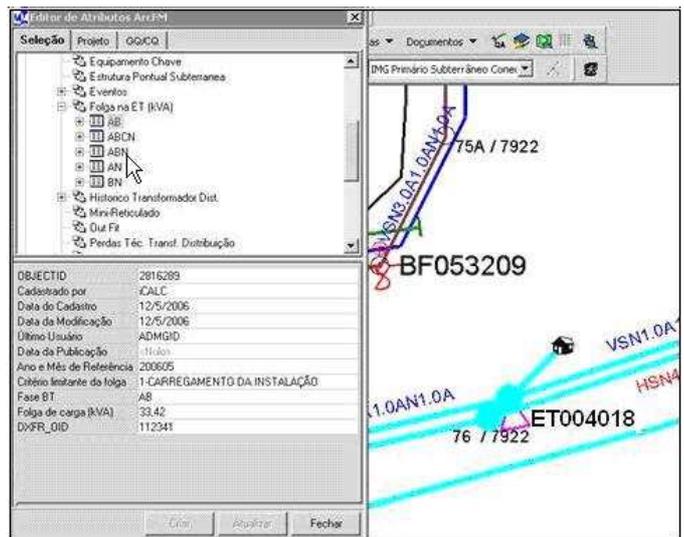


Fig. 3. Módulo computacional mostrando resultados del margen de capacidad en forma gráfica de una subestación analizada para validar la metodología.

En la tabla 3, se observa la columna criterio limitante, la cual de acuerdo a valores inseridos en la aplicación se refiere a lo siguiente:

- 1: Criterio de carga de la capacidad del transformador.
- 2: Criterio de carga de la capacidad de tramo de red.
- 3: Criterio de mínima tensión en las barras del sistema.

B. Análisis Mecánico

Los cálculos implementados, en la conexión con consideraciones mecánicas son:

- La fuerza originada por los conductores existentes.
- Momentos resultantes por conductores y otros equipos.
- Evaluación de retenidas, en el caso que el parámetro mecánico exceda su correspondiente valor máximo.

C. Selección de la mejor alternativa

Después de introducir las consideraciones necesarias de modificación de red, el módulo se ejecuta y por medio de él todos los parámetros relevantes son estimados; tales como pérdidas, variaciones de tensión y carga. El análisis económico es realizado, buscando el costo total asociado con la alternativa en consideración y sus componentes básicos. Los resultados pueden ser evaluados a partir de informes que facilitan la toma de decisión.

TABLA 3			
Resultados Del Análisis Eléctrico De Margen De Capacidad.			
MARGEN DE CAPACIDAD ET 004018			
PUNTO NOTABLE	FASES CONEXIÓN	MARGEN (kVA)	CRITERIO LIMITANTE
16254	AN	34.406	2
	BN	34.406	2
	ABN	68.812	2
	AB	68.812	2
	BC	68.812	2
	CA	68.812	2
	ABCN	119.185	2
16255	AN	39.360	2
	BN	39.360	2
	ABN	99.947	2
	AB	99.947	2
	BC	99.947	2
	CA	99.947	2
	ABCN	173.113	2
16256	AN	39.353	2
	BN	39.353	2
	ABN	85.860	2
	AB	85.860	2
	BC	85.860	2
	CA	85.860	2
	ABCN	148.713	2

La figura 5 muestra un informe, sobre el análisis de la mejor alternativa, incluyendo costos, beneficios y relación costo-beneficio. Se debe considerar que el beneficio total es estimado por la comparación del estado operacional nuevo de la red con el anterior (antes de las modificaciones).

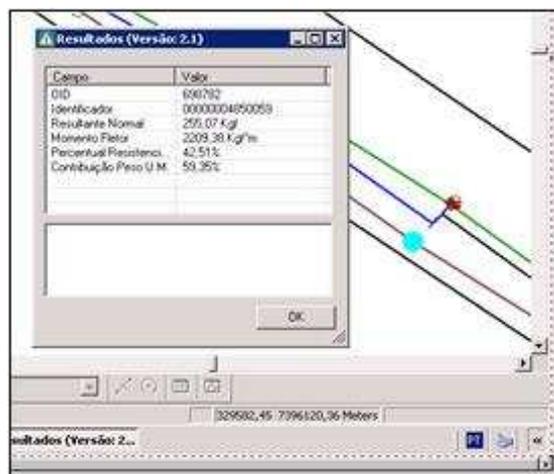


Fig. 4. Resultados de la consulta mecánica, parte del módulo computacional.

Rede	Custo [R\$]	Inv. Anual. [R\$]	Perdas [R\$]
DEFAULT	0,00	0,00	265,19
Versão 6701	10.193,78	0,00	0,00
Versão 6821	8.418,90	1.282,20	226,98
Tx. Remuneração [%]			
Custo Perdas [R\$]			
Custo END [R\$]			
19/7/2006			
Tensão [R\$]	END [R\$]	Benefício [R\$]	B/C [pu]
33.659,35	4,04	0,00	0,000
0,00	0,00	33.928,58	0,000
0,00	2,65	33.698,96	26,282
	15,00		
	40,00		
	1.000,00		

Fig. 5. Informe económico, considerando costos y beneficios.

CONCLUSIONES

El crecimiento de carga en los sistemas de distribución esta en función, por una parte del crecimiento propio de las cargas existentes y por otro en la conexión al sistema de nuevas cargas. Este crecimiento requiere una mejor administración por parte de las empresas distribuidoras, las que deben incorporar nuevas metodologías y herramientas que permitan atender estas demandas de consumo y carga, teniendo adecuados niveles de calidad, confiabilidad y costos. La metodología propuesta y su respectiva aplicación, invierten los procedimientos tradicionales de conexión de cargas, considerando el conocimiento previo de la capacidad del sistema, esto mediante el cálculo de margen de capacidad antes de los requerimientos de conexión de los nuevos consumidores.

Con la aplicación desarrollada los tiempos de respuesta para la conexión de nuevas cargas, son casi insignificantes, cuando el margen de capacidad es consultado en un punto de carga, ya que los cálculos de flujo de carga son realizados off-line, es decir, en forma independiente de los requerimientos de conexión. Del mismo modo, los problemas descritos en la sección I, sobre las políticas de decisión en función de un valor prefijado, conectar una carga directamente o realizar un estudio innecesario, son completamente eliminados.

Limitaciones de esta propuesta, están referidas al factor de potencia de la carga simulada, la cual para fines de análisis se asume como el mismo de la carga existente, esto para simplificación matemática de la metodología propuesta.

REFERENCIAS

- [1] "Centrais Elétricas Brasileiras" S.A.; *Desempenho de Sistemas de Distribuição*, volume 3, 174 pp. Rio de Janeiro, 1982
- [2] Lakervi E.; Holmes E. J.: *Electricity Distribution Network Design*, 2ª Edição, Peter Peregrinus Ltd, 325 pp. 1998.
- [3] Sobral M. A. B.: *Desenvolvimento de um banco de dados para uso em concessionárias de energia elétrica em área de distribuição de energia elétrica, Dissertação (Mestrado), São Paulo, 1996.*
- [4] Empresa de pesquisa energética; estadística e análisis de mercado de energía eléctrica, 2008.
- [5] Ministerio de Energía y Minas del Perú; Estadística Eléctrica; 2006-2007 <http://www.minem.gob.pe>.
- [6] AES Eletropaulo. *Livro de Instruções Gerais Baixa Tensão, Condições Gerais de Fornecimento*. 1995.
- [7] Ortíz E. T.; Schmidt H. P. : *Modelagem de Estações transformadoras, mediante ligação de carga máxima para cálculo de folga de potência*, 2007.
- [8] Kariuki K. K.; Allan R. N. : *Applications of Customer outage costs in System planning, design and operation, IEEE Proceedings*, 8 pp. 1996.
- [9] Stevenson W. D. Jr : *Elementos de Análise de Sistemas de Potência*, 2ª Edição em Português, McGraw-Hill. 1986.

[10] Gonen T. : *Electric Power Distribution System Engineering*, McGraw-Hill. 1986.

[11] Westinghouse Electric Corporation *Electric Utility Engineering Reference Book*, 1ª Edição, Volume 3 Distribution Systems. 1965.

[12] Fink D. G.; Beaty W. H. : *Manual de Ingeniería Eléctrica*, 13ª Edição, McGraw-Hill. 2000.

[13] Oliveira C.C.B. et al: *Introdução a Sistemas Elétricos de Potência – Componentes Simétricas*, 2ª Edição. Ed. São Paulo. 1996.

[14] Jardini J.A. et al : *Curvas diarias de Carga – Base de dados Estabelecida com Medições de Campo*, CIRED. 1996.

AUTORES

Elvis Richard Tello Ortíz.

Ingeniero Electricista , recibió el grado de MSc en la Universidad de São Paulo. Actualmente es doctorante en el Área de Sistemas de Potencia en la misma Universidad de São Paulo. Especialista en desarrollo de herramientas para sistemas eléctricos de potencia implementadas en plataformas GIS aplicando Visual Basic.

e-mail: elvis@pea.usp.br.

Hernán Prieto Schmidt.

Recibió los títulos de BSc y MSc en Ingeniería Eléctrica en la Escuela Politécnica da Universidad de São Paulo, Brasil.. En 1994 recibió el título de Ph.D. en Ingeniería Eléctrica en la Universidad de Londres, GB. Desde 1985 es profesor de la Escuela Politécnica de la Universidad de São Paulo, y desde 2005 es Profesor Asociado. Durante 2002-2003 trabajó en un proyecto de pos-doctorado en el área de optimización de sistemas, en la Universidad de Akron (Ohio, EE. UU.).

e-mail: hernanps2@gmail.com.