

Determinación de un Parque Óptimo de Transformadores para una Empresa Modelo de Distribución

Jorge Moreno, *Member, IEEE*, Rodrigo Moreno, Sebastian Mocarquer, *Member, IEEE*, Hugh Rudnick, *Fellow, IEEE*

Resumen—En este trabajo se presenta una metodología cuyo objetivo es determinar la capacidad y ubicación óptima de un parque de transformadores, en el ámbito de redes de distribución para el dimensionamiento de una empresa modelo. Primero, la capacidad es determinada mediante un algoritmo que minimiza el costo total presente de las instalaciones. Luego, se expone un nuevo método para establecer la ubicación física de un parque de transformadores dado el número de clientes a abastecer y su ubicación. El problema corresponde a un modelo de localización óptima de recursos, el cual ha sido resuelto empleando un método heurístico. La metodología está basada en el cálculo iterativo de centroides sobre un mapa con puntos de consumo, respetando la capacidad de cada transformador y determinando el área de influencia de cada uno.

Como resultado se obtiene un algoritmo que es aplicado y evaluado para la localización en un sistema real de alrededor de 10.000 transformadores en un área geográfica con más de 1.300.000 clientes.

Palabras Clave— tarifas distribución, empresa modelo, transformadores, ubicación óptima.

I. INTRODUCCIÓN

En regulación económica, diversas metodologías son utilizadas para tarifificar diferentes empresas monopólicas de bienes y servicios públicos; de éstas, la mayoría está basada en procesos de comparación [1]. En este contexto, Latinoamérica ha innovado en la regulación y tarifificación de la actividad monopólica de distribución eléctrica, formulando y perfeccionando un esquema de competencia forzada del monopolio con una empresa modelo de referencia, metodología conocida como “yard stick competition” o “benchmark regulation”. La empresa modelo debe satisfacer en forma eficiente no sólo la demanda actual, sino también debe estar dimensionada de acuerdo a un plan óptimo de expansión que permita abastecer eficientemente la demanda futura, esto manteniendo estándares de seguridad y calidad de servicio. La metodología utilizada para determinar las fórmulas tarifarias de distribución consiste en dimensionar

óptimamente la empresa modelo y estimar sus costos, lo que se conoce como el Valor Agregado de Distribución (VAD). Actualmente, el procedimiento de VAD es aplicado en Perú, Argentina, Panamá y Chile.

Una metodología de VAD debe dimensionar eficientemente tanto la gestión de la empresa como sus instalaciones, incluida la red eléctrica, de manera que, dichas instalaciones sean las de mínimo costo de inversión, operación, mantenimiento, administración y pérdidas, esto sobre un horizonte de análisis determinado.

El VAD es utilizado posteriormente en un proceso, en el cual el regulador y la empresa de distribución determinan las fórmulas tarifarias acordes a los costos de una empresa eficiente de distribución. Por lo tanto, la empresa distribuidora obtendrá beneficios sólo si ésta es capaz de reproducir los costos de una empresa eficiente. En este contexto, la experiencia en Latinoamérica muestra que en general la aplicación de este esquema regulatorio ha significado un aumento de eficiencia en la empresa, con la consecuente disminución de las tarifas [2].

Como parte de la metodología de VAD, la optimización global que determina el dimensionamiento de la red eléctrica corresponde a un problema no lineal de gran tamaño, que es difícil de tratar matemática y computacionalmente. Por ende, a menudo se lo desacopla en dos algoritmos de búsqueda local: dimensionamiento de conductores y transformadores, siendo ésta última el objeto principal a tratar en este trabajo.

En la mayoría de los casos, estos algoritmos son enfrentados mediante metodologías heurísticas, las cuales permiten obtener buenas soluciones en el dimensionamiento de las instalaciones [3].

II. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROBLEMA

A. Contexto general: metodología de VAD

El problema en análisis se refiere al del diseño de una red eléctrica de distribución económicamente adaptada la demanda, la cual considere las holguras eficientes necesarias para abastecer la demanda futura acorde a un plan de expansión óptimo. Esto sin considerar las redes actualmente existentes como condición inicial del problema. En este contexto, la información relevante a considerar es:

- 1) La demanda, su crecimiento y ubicación.

Jorge Moreno, Rodrigo Moreno y Sebastian Mocarquer, Systep Ingeniería y Diseños. (e-mails: {jmoreno, rmoreno, smocarquer}@systep.cl)

Hugh Rudnick, Profesor Titular, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile. (e-mail: h.rudnick@iee.org)

- 2) Alternativas factibles de ubicación de recursos, ya sean líneas de distribución o transformadores MT/BT.
- 3) Ubicación de los puntos de inyección o subestaciones AT/MT.
- 4) Alternativas disponibles de instalaciones eléctricas.

El problema de diseño de una red de distribución desde cero y su respectivo plan de expansión no tiene una solución consensuada en la literatura revisada, sin embargo, existen diversas soluciones a pequeños problemas puntuales derivados de la problemática general. Dichos problemas puntuales, se refieren principalmente a los siguientes tópicos:

- 1) Localización de transformadores MT/BT.
- 2) Trazado óptimo de alimentadores y redes BT de distribución.
- 3) Optimización de las inversiones necesarias para abastecer la demanda y cumplir con las restricciones de seguridad y calidad de servicio, entre otras restricciones.

La metodología desarrollada evalúa en forma separada la decisión de inversión en conductores [4] y la decisión de inversión en transformadores [5] – [7]; considerando dentro de cada una de estas etapas un desacoplamiento entre las decisiones de dimensionamiento y ubicación. De esta manera, es posible generar, mediante una metodología de rápida ejecución, diversas alternativas desacopladas de solución local al problema de ubicación y dimensionamiento tanto de líneas como de transformadores. Con el espacio de soluciones factibles acotado, se debe realizar una búsqueda tabú para encontrar una buena aproximación al óptimo global.

A continuación, la figura 1 muestra un diagrama de flujo de la metodología utilizada.

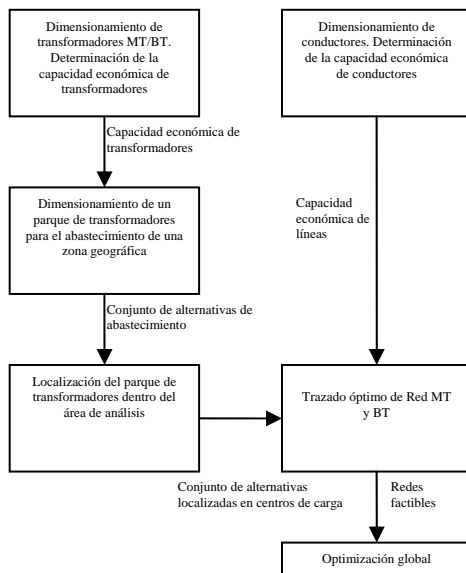


Figura 1. Etapas de la metodología de VAD

Finalmente, es importante mencionar que esta metodología de optimización se utiliza sobre zonas homogéneas, las cuales permitan el uso de tecnologías similares tanto en las instalaciones de transformación como de líneas. Para esto, es posible dividir la zona de concesión de la empresa distribuidora en distintas celdas de igual tamaño, de manera de

aplicar criterios particulares ajustados a la realidad de cada zona. La figura 2 muestra una zona de la ciudad de Santiago de Chile dividido en celdas de 500 x 500 mts. para efectuar el análisis expuesto.

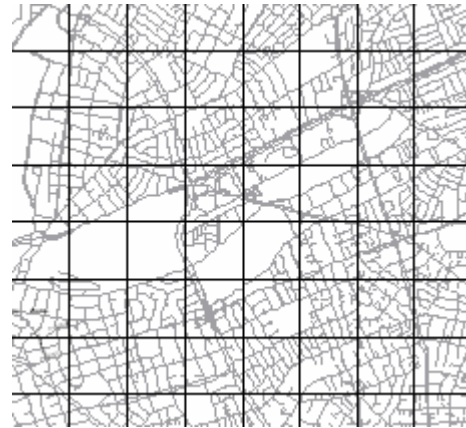


Figura 2. División del área de concesión de la empresa distribuidora en celdas de 500 x 500 mts.

Así, es posible elaborar diferentes grupos de celdas, las cuales se pueden clasificar en función de las siguientes variables:

- 1) Demanda y tasa de crecimiento de la demanda.
- 2) Tipos de instalaciones de redes, aéreo-subterráneo.
- 3) Características socioeconómicas de la demanda.
- 4) Ratio N° clientes / largo red vial.

De esta metodología general para abarcar el problema de VAD, a continuación se detalla la metodología relevante en la determinación del parque óptimo de transformadores MT/BT para una empresa modelo de distribución.

B. Problema específico: determinación de un parque óptimo de transformadores para una empresa modelo de distribución

En la solución propuesta, se describe una metodología en la cual se determinan inicialmente los nodos o puntos de transformación de la red, lo cual condiciona el trazado y ubicación de los conductores, tanto en las redes de media tensión (MT) como en las de baja tensión (BT).

En este contexto, la determinación del parque óptimo para la empresa modelo se realiza en tres etapas secuenciales:

- 1) Rango óptimo de uso de las distintas alternativas de transformación.
- 2) Elección de las alternativas óptimas de parques de transformadores, que permiten el abastecimiento económico de la demanda en función de los resultados del punto 1).
- 3) Localización de cada uno de los transformadores de las diferentes alternativas de transformación determinadas en el punto 2).

La etapa inicial de rango óptimo de transformadores analiza las condiciones de flujo de potencia bajo las cuales un determinado transformador opera a mínimo costo, esto considerando tanto sus costos de inversión, como sus costos de operación y mantenimiento.

Luego, se obtienen distintas combinaciones de capacidades de

transformación que permiten suministrar la demanda presente en la celda analizada. Dicha combinación de capacidades de transformación es determinada en función de la minimización de los costos de transformación. Es importante mencionar que este problema de optimización refleja las economías de escala presentes en la transformación de tensión de la electricidad, por lo cual, desde este punto de vista las mejores alternativas son aquellas que presentan un menor número de transformadores. Luego, es relevante considerar el trade-off existente entre costos de transformación y costos de líneas. Por esto, no se considera como único resultado la solución óptima local a este problema, sino que se obtiene un conjunto de soluciones factibles, las cuales son comparadas una vez que tengan los conductores instalados.

Finalmente, la tercera etapa consiste en localizar cada uno de los transformadores de las diferentes alternativas obtenidas en la etapa anterior. Dicha localización se realiza en base a un problema de ubicación óptima de recursos, la cual es abordada mediante una modificación de la técnica de clustering K-Means.

A continuación, se detallan cada una de las tres etapas enunciadas anteriormente.

III. SELECCIÓN DE CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES

En la actualidad, el problema del dimensionamiento óptimo de transformadores ha sido tratado ampliamente, existiendo numerosas publicaciones que otorgan una buena solución al problema [5] – [7]. En el desarrollo de este trabajo se ha utilizado criterios estándares que buscan minimizar el valor presente de la inversión más operación, incluyendo pérdidas de energía y potencia.

La metodología tiene por objetivo determinar la capacidad inicial óptima que puede abastecer un transformador, minimizando el costo total presente. Para tal efecto se consideraron diversas tasas de crecimiento de la demanda; partiendo de una demanda de 1 [kVA] hasta la capacidad máxima del mayor transformador disponible, con incrementos de 1 [kVA]. La combinación de capacidades para abastecer un proyecto representativo se realiza posteriormente a partir de los resultados que se obtienen del presente análisis.

La figura 3 muestra el valor presente para distintos transformadores aéreos radiales y múltiples demandas iniciales, considerando una tasa de crecimiento de 2,75%. La envolvente inferior representa los rangos para la selección óptima.

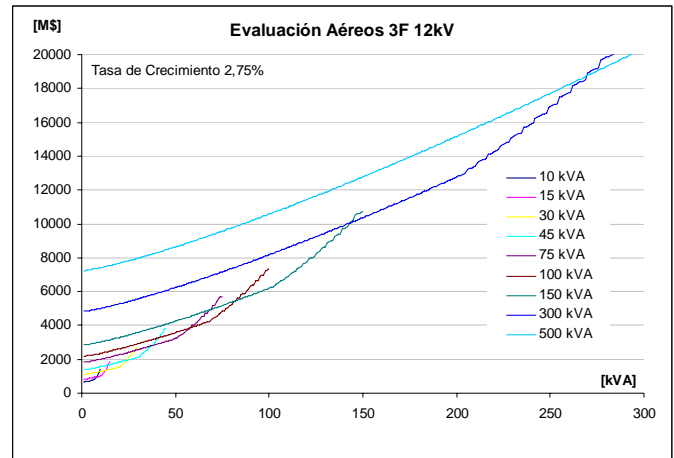


Figura 3. Evaluación de la capacidad económica de transformadores tipo aéreo radial

IV. DIMENSIONAMIENTO DE UN PARQUE ÓPTIMO DE TRANSFORMADORES

A. Metodología propuesta

En esta etapa la metodología tiene como objetivo determinar la combinación de capacidades óptimas para abastecer una celda de la empresa modelo. Se utilizan modelos de optimización en variables entera, cuya función objetivo a minimizar es el costo neto actual del parque de transformadores de una celda y cuyas restricciones son, entre otras, el abastecimiento de la demanda, considerando los factores de carga, los factores de diversidad y el cumplimiento de la capacidad óptima determinada en el punto anterior de este análisis.

El planteamiento del problema utilizado para resolver la combinación de capacidades para abastecer una celda es:

$$\text{Min} \left\{ \sum_{(i,j) \in \{\text{Tipos_de_Transformadores}\}} X_{i,j} \cdot \text{Costo_Trafo}_i \right\} \quad (1)$$

s.a.

$$P_{\max_i} \cdot X_{i,j} \geq \text{Dem_T}_{i,j} \quad \forall (i,j)$$

$$P_{\min_i} \cdot X_{i,j} \leq \text{Dem_T}_{i,j} \quad \forall (i,j)$$

$$X_{i,j} \in \{0,1\} \quad \forall (i,j)$$

$$\sum_{(i,j) \in \{\text{Tipos_de_Transformadores}\}} X_{i,j} \geq 1$$

donde:

Costo_Trafo_i : Costo de inversión del transformador tipo i .

$X_{i,j}$: Variable binaria que indica si fue o no fue asignado el transformador j -ésimo del tipo i .

P_{\min_i} : Capacidad óptima mínima de transformador tipo i .

P_{\max_i} : Capacidad óptima máxima de transformador tipo i .

$\text{Dem_T}_{i,j}$: Demanda que enfrenta el transformador j de tipo i .

Dado que los costos de inversión, operación y mantenimiento de los transformadores fueron utilizados en la etapa anterior para obtener sus rangos óptimos de uso, la función objetivo en esta etapa está simplemente referida al costo de inversión en transformación.

Si bien, la demanda de una celda es conocida, no lo es la demanda asignada a cada uno de los transformadores presentes, es por esto que se utilizan las siguientes simplificaciones:

$$\text{Dem}_{T_{i,j}} = \text{Dem}_{\text{celda}} \times \text{Prorr}_{i,j} \times \text{Fdiv}_{i,j} \quad (2)$$

donde:

$\text{Dem}_{\text{celda}}$: Demanda de dimensionamiento de una celda [kVA]

$\text{Prorr}_{i,j}$: Prorrata o proporción de la demanda a abastecer por el transformador j del tipo i .

Fdiv : Factor de diversidad

Considerando un factor de prorrata según:

$$\text{Pr orr} = \frac{\text{Pnom}_i \cdot X_{i,j}}{\sum_{(i,j)} \text{Pnom}_i \cdot X_{i,j}} \quad (3)$$

Finalmente, se resuelve el problema de optimización, tomando como soluciones definitivas, las tres mejores soluciones en términos de la función objetivo. Así, es posible obtener un conjunto de soluciones factibles sobre las cuales se realizará su localización y el posterior trazado de redes.

B. Resultados

Para ejemplificar la metodología propuesta, fueron obtenidas las tres alternativas más económicas de parque de transformadores para dos celdas. A continuación, se presentan las alternativas sorteadas desde la más económica, desde el punto de vista de costo en transformación.

Tabla 1. Alternativas óptimas de transformación para dos celdas

Celda N°	Opción 1	Opción 2	Opción 3	Demanda Celda kVA
1	1 trafo aéreo de 150 kVA y 69 trafos tipo DAE de 15 kVA Total: 1185 kVA instalados	4 trafos aéreos de 300 kVA Total: 1200 kVA instalados	2 trafos aéreos de 150 kVA y 3 trafos aéreos de 300 kVA Total: 1200 kVA instalados	842
2	5 trafos subterráneos de 1000 kVA Total: 5000 kVA instalados	4 trafos subterráneos de 750 kVA y 2 trafos subterráneos de 1000 kVA Total: 5000 kVA instalados	3 trafos subterráneos de 750 kVA y 3 trafos subterráneos de 1000 kVA Total: 5250 kVA instalados	3102

La celda N° 1 representa una zona de Santiago con una alta probabilidad de hurto de energía, por lo cual se contempla una alternativa con transformadores especialmente diseñados para este propósito: transformadores tipo DAE (distribución aérea económica), tecnología utilizada en distribución que prescinde de redes BT. Si bien, el resto de las opciones (N° 2 y N° 3) no contemplan esta alternativa de transformación, se debe

considerar que el costo de redes asociado será más alto, debido al uso de tecnología de CALPE correspondiente a un cable aéreo trenzado, el cual disminuye el hurto de energía. En una etapa posterior se determinará el mínimo costo total de instalaciones. La celda N° 2 corresponde a una zona de Santiago con instalaciones subterráneas.

Es importante mencionar que la holgura existente entre los valores de capacidad instalada de cada una de las alternativas y la demanda de la celda, corresponde a:

- 1) Las diferencias dada la diversidad de la demanda.
- 2) La holgura óptima acorde a un plan de reemplazo eficiente.

V. LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE TRANSFORMADORES

A. Planteamiento del Problema de Localización

Se pretende encontrar la ubicación geográfica óptima de un parque de transformadores conocido el número de clientes a abastecer y la ubicación de cada uno de ellos. Como simplificación se ha considerado que cada cliente BT dentro de una cuadrícula demanda una potencia similar.

La ubicación del parque de transformadores debe ser determinada de modo de minimizar la distancia geográfica relativa de cada cliente respecto del transformador que lo abastece, considerando además las restricciones de capacidad eléctrica de cada uno de ellos. Como consecuencia, es posible obtener redes de distribución más cortas y en definitiva, con menores pérdidas eléctricas.

El planteamiento del modelo de optimización es el siguiente:

$$\min \sum_{i=1}^{N_T} \left(\sum_{j=1}^{N_{cl_i}} d_{(i,j)}^2 \right) \quad (4)$$

s.a.

$$N_{cl_i} \leq N_{cl_{\max}}(i)$$

donde:

$d_{(i,j)}^2$: Distancia entre el cliente j y el transformador i .

N_{cl_i} : Número de clientes a asignar al transformador i .

$N_{cl_{\max}}(i)$: Número máximo de clientes permitido a asignar al transformador i .

N_T : Número de transformadores en la cuadrícula.

B. Solución Propuesta

Para resolver el modelo se aplicó un método heurístico basado en algoritmos de clustering. Actualmente, la aplicación de los métodos de clustering son diversos, siendo utilizados principalmente en aplicaciones que incluyen la organización, categorización y compresión de datos, modelación de sistemas, etc. [8]-[9].

En particular se ha ideado una modificación al algoritmo conocido en la literatura técnica como K-means [10]; metodología que particiona una colección de n vectores x_j , $j = 1, 2, \dots, n$, en c grupos G_i , $i = 1, 2, \dots, c$; y encuentra el centro

de cada grupo minimizando una función de costo, la cual es determinada generalmente en función de la distancia euclidiana entre el vector x_k perteneciente al grupo j y el correspondiente centro del grupo.

$$J = \sum_{i=1}^c J_i = \sum_{i=1}^c \left(\sum_{k, x_k \in G_i} \|x_k - c_i\|^2 \right) \quad (4)$$

El valor de J_i depende de las propiedades geométricas de G_i y de la localización de c_i , determinada según la siguiente expresión:

$$c_i = \frac{1}{|G_i|} \sum_{k, x_k \in G_i} x_k \quad (5)$$

Entendiendo por $|G_i|$ como el tamaño del conjunto i o el número de elementos asociados al conjunto.

Para el caso particular del problema propuesto, x_j corresponde a las coordenadas geográficas de cada cliente, G_i es el conjunto de clientes abastecido por un transformador, c representa el número de transformadores a instalar en la celda y c_i es la ubicación geográfica del transformador en la celda.

La variación introducida al algoritmo hace referencia a que se ha limitado el número de elementos que puede pertenecer a un conjunto determinado, de modo de modelar el efecto de que la capacidad de cada transformador limita el número de clientes a abastecer.

Los pasos utilizados para resolver el problema son:

Paso 1: Determinar una ubicación inicial aleatoria para cada transformador.

Paso 2: Asociar los clientes a los transformadores teniendo en cuenta las restricciones de capacidad de cada uno de ellos. En particular, cada cliente es asignado al transformador más cercano. En caso de sobrepasar la restricción de capacidad para un transformador determinado, el cliente se asocia al segundo transformador más cercano.

Paso 3: Calcular el costo dado por la ecuación (4). Detener la operación si el costo está bajo cierta tolerancia o la variación respecto a la iteración previa es poco significativa.

Paso 4: Recalcular el centro de los conjuntos según la ecuación (5) y volver al paso 2.

El algoritmo se caracteriza por ser inherentemente iterativo, no garantizando la convergencia a una solución óptima; sin embargo, si es posible alcanzar buenas soluciones con bajo costo computacional. El desempeño de la metodología depende de la ubicación inicial asignada a cada transformador, motivo por el cual es necesario ejecutarla para un conjunto de puntos de partida y escoger el que finalmente resulte más económico.

C. Resultados

Se ha obtenido un algoritmo factible de aplicar para la localización en un sistema real de alrededor de 10.000 transformadores en un área geográfica con más de 1.300.000 clientes. Para tal efecto, el área geográfica ha sido dividida en celdas de 500x500 metros.

A continuación se presentan los resultados obtenidos para dos celdas específicas cuyas características se exponen en la siguiente tabla:

Tabla 2. Características de las celdas analizadas

ID. cuadrícula	Parque de Transformadores	Capacidad instalada [kVA]	Demanda [kVA]	Número de Clientes
1	4 x 300 kVA	1200	842	1319
2	3 x 750 kVA 3 x 1000 kVA	5250	3102	1039

Con el fin de visualizar espacialmente estos resultados se presentan las siguientes figuras. Cada cliente se presenta como una circunferencia cuyo color indica pertenencia a un transformador dado. Los transformadores son representados como circunferencias de color rojo.

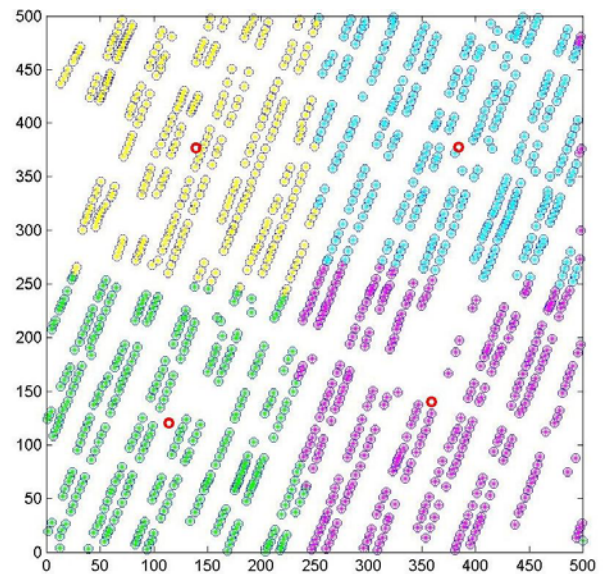


Figura 4. Ubicación óptima de transformadores en celda n° 1

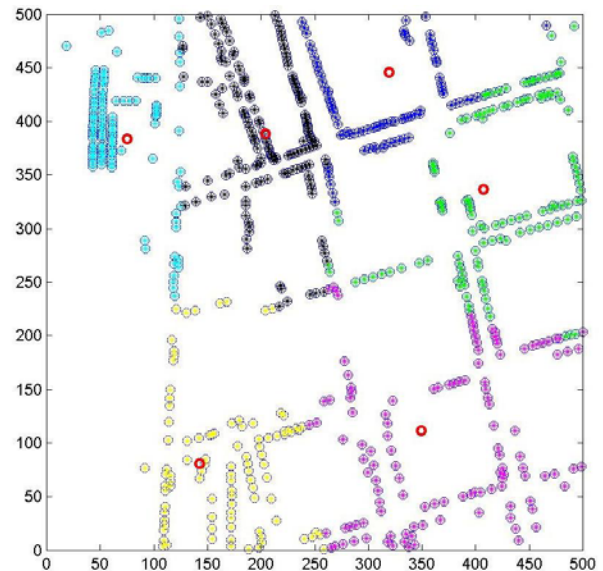


Figura 5. Ubicación óptima de transformadores en celda n° 2

VI. CONCLUSIONES

La metodología de VAD debe dimensionar eficientemente tanto la gestión de la empresa como sus instalaciones, incluida la red eléctrica, de manera que, dichas instalaciones sean las de mínimo costo de inversión, operación, mantenimiento, administración y pérdidas, esto sobre un horizonte de análisis determinado.

En este contexto se ha desarrollado una metodología que abarca el problema de dimensionamiento y ubicación de un parque de transformadores para una empresa modelo. El problema ha sido resuelto de manera desacoplada, tratándose separadamente y, en forma iterativa, la determinación de la capacidad del parque y su ubicación.

Como resultado se ha obtenido un algoritmo de simple programación y factible de aplicar para la localización en un sistema real de alrededor de 10.000 transformadores en un área geográfica con más de 1.300.000 clientes.

VII. REFERENCIAS

- [1] Jamasb T. Pollit M. "Benchmarking and regulation of electricity distribution and transmission utilities: lessons from international experience", DAE Working Paper 01/01, Department of Applied Economics, University of Cambridge, 2001.
- [2] Rudnick, H. Sanhueza, R. "Benchmark regulation and efficiency of electricity distribution in a restructured power sector". 2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, 2004.
- [3] Peco, J. "Modelo de cobertura geográfica de una red de distribución de energía eléctrica", Colección de Tesis Doctorales de la Universidad Pontificia Comillas, 2001.
- [4] Mandal, S.; Pahwa, A., "Optimal selection of conductors for distribution feeders," Power Systems, IEEE Transactions on , vol.17, no.1pp.192-197, Feb 2002.
- [5] IEEE Standard. "IEEE Guide for Transformer Loss Measurement". IEEE Power Engineering Society (2002).
- [6] Jardini, J.A.; Schmidt, H.P.; Tahan, C.M.V.; De Oliveira, C.C.B.; Ahn, S.U., "Distribution transformer loss of life evaluation: a novel approach based on daily load profiles", IEEE Transactions on Power Delivery, vol.15, no.1pp.361-366, Jan 2000.
- [7] Suechoey, B.; Ekburanaway, J.; Kraishachinda, N.; Banjongjit, S.; Kando, M., "An analysis and selection of distribution transformer for losses reduction", Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE, vol.3, no.pp.2290-2293 vol.3, 23-27 Jan 2000.
- [8] Jyh-Shing Roger Jang, Chuen-Tsai Sun, Eiji Mizutani; "Neuro-Fuzzy and Soft Computing: A Computational Approach to Learning and Machine Intelligence". Pearson Education; 1st edition.
- [9] Richard O. Duda, Peter E. Hart, David G. Stork; "Pattern Classification". Wiley-Interscience; 2nd edition.
- [10] P. R. Krishnaiah and L. N. Kanal, editors. "Classification, Pattern Recognition, and Reduction of Dimensionality". Volume 2 of Handbook of Statistics. North - Holland, Amsterdam, 1982.

BIOGRAFÍAS



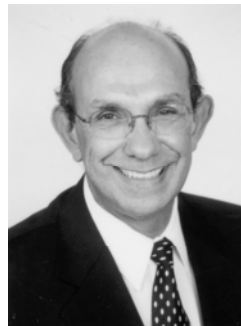
Jorge Moreno, IEEE Member, obtuvo el grado de ingeniero eléctrico y M. Sc. en la Pontificia Universidad Católica de Chile. Ha trabajado en investigación y desarrollo de sistemas de control y optimización del consumo de energía en vehículos eléctricos. Realizó una pasantía en el centro de Sciences des Processus Industriels et Naturels (SPIN) de la Ecole Nationale Supérieure des Mines en Saint Etienne, Francia. Actualmente se desempeña como ingeniero de estudios en Systep Ingeniería y Diseños. Entre sus áreas de interés destaca el estudio de sistemas de generación mediante energía renovable no convencional.



Rodrigo Moreno obtuvo el grado de ingeniero eléctrico y M. Sc. en la Pontificia Universidad Católica de Chile. Ha trabajado en la investigación de metodologías de subastas de energía y su inserción en el mercado eléctrico chileno. Actualmente trabaja como ingeniero de estudios en Systep Ingeniería y Diseños. Entre sus áreas de interés destaca el estudio y simulación de mercados eléctricos.



Sebastian Mocarquer, IEEE Member, obtuvo el grado de ingeniero civil eléctrico en la Pontificia Universidad Católica de Chile. Actualmente se desempeña como gerente de desarrollo de Systep Ingeniería y Diseños. Ha participado en diversos estudios tarifarios en Chile y ha realizado consultoría a diversas empresas eléctricas, reguladores y bancos de inversión tanto en Chile como el extranjero.



Hugh Rudnick, IEEE Fellow, es profesor del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Obtuvo el grado de ingeniero eléctrico en la Universidad de Chile; y posteriormente, el grado de M. Sc. y Ph. D. en la Universidad de Manchester, UK. Sus áreas de interés abarcan la operación económica, planificación y regulación de sistemas eléctricos. El profesor Rudnick ha realizado consultorías a distintas empresas y reguladores en Argentina, Bolivia, América Central, Chile, Colombia, Perú, Venezuela, Naciones Unidas y el Banco Mundial.