

# Localización y determinación de pasos de capacitores en derivación para líneas de distribución

*Gabriela Pampin Vergara y Héctor Sarmiento Uruchurtu*

La herramienta desarrollada se basa en la evaluación de las pérdidas técnicas en la red de distribución y en la localización de bancos de capacitores con pasos.

## Resumen

Se presenta una metodología para determinar la localización óptima de los bancos de capacitores en derivación en redes de distribución. La herramienta propuesta permite conocer el tipo de banco a instalar (fijo, desconectable o de pasos), así como los parámetros eléctricos del alimentador y el beneficio económico que representan los bancos de capacitores, con un mínimo de datos de entrada. Su desarrollo en una hoja de cálculo permite el análisis de numerosas alternativas de manera fácil.

El método se basa en que la estructura de los alimentadores de distribución es, por lo general, de tipo radial, con lo cual, y por medio de un proceso iterativo, se busca la localización óptima de los bancos de capacitores en derivación. Se determina el tipo de banco en función de la demanda, así como el número de pasos.

Se muestran resultados del análisis en alimentadores de la red del área central.

## Introducción

A lo largo de los años, una práctica común en redes de distribución, es instalar bancos de capacitores en

derivación con lo que se mejora el factor de potencia, lográndose los siguientes beneficios:

- a) Liberar una cierta capacidad (en kVA) del sistema eléctrico.
- b) Reducir las pérdidas por efecto Joule, principalmente en los conductores.
- c) Elevar los niveles de tensión y, por lo tanto, mejorar la regulación.

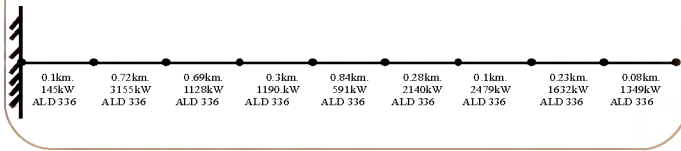
La herramienta desarrollada se basa en la evaluación de las pérdidas técnicas (OLADE, 1990) en la red de distribución y en la localización de bancos de capacitores con pasos (Munasinghe, 1982). De igual manera, es posible conocer el impacto económico del proyecto, para ello se realiza la evaluación costo/beneficio, y se determina si es conveniente o no instalar el o los bancos de capacitores en el alimentador de distribución.

El enfoque adoptado para evaluar las pérdidas técnicas se basa en el concepto básico del efecto Joule y la estructura radial de los alimentadores. Para la localización de los bancos se realiza un proceso iterativo que ubica el o los bancos de capacitores en los puntos en los que se obtiene una mayor reducción de pérdidas. La herramienta desarrollada recibe el nombre de ECAP.

## Evaluación de pérdidas técnicas

El análisis de pérdidas (Burke, 1998), se realiza mediante un proceso de concentración de carga en algunos nodos del alimentador (Figura 1).

Figura 1. Alimentador MAG 23.



La simplificación únicamente se podrá efectuar en tramos del mismo calibre. Una vez que se ubica la carga total del alimentador en los nodos seleccionados, se procede a determinar la corriente que circula por cada tramo del alimentador entre cada uno de los puntos seleccionados mediante:

$$I = \frac{kW}{kV_{LL} * \sqrt{3}}$$

donde:

kW = Potencia real del nodo.

kV<sub>LL</sub> = Tensión de línea a línea del alimentador.

Posteriormente obtenemos el Factor de pérdidas:

$$F_p = 0.3(F_c) + 0.7(F_c)^2$$

donde:

F<sub>c</sub> = Factor de carga de alimentador.

Para obtener el nivel de pérdidas por fase, se debe emplear la siguiente ecuación:

$$\text{Pérdidas (kW)} = F_p I^2 R l / 1000$$

donde:

l = es la longitud de la sección del alimentador.

Con este valor se obtiene la energía perdida en el año, utilizando la siguiente expresión:

$$\text{Pérdidas (kWh)} = 3 * 8760 F_p I^2 R l / 1000$$

### Localización de capacitores y determinación de pasos

Es una práctica común que los bancos se ubiquen a 2/3 de la longitud total del alimentador, pero esto no se

puede aplicar para más de un banco, por lo que en este caso se realiza un proceso iterativo para la ubicación de los bancos.

Este método consiste en determinar las pérdidas de potencia del alimentador cuando no tiene medio alguno de compensación de potencia reactiva, y después cuantifica las pérdidas de potencia correspondientes al caso cuando se instalan en el circuito uno, dos o varios bancos de capacitores en derivación, y así se determina la máxima reducción de pérdidas de potencia.

Se decidió implementar ECAP, de manera que ubique de 1 a 3 bancos de capacitores, ya que la experiencia demuestra que más de tres bancos (Yebra, 1990) no producen mejoras significativas en el factor de potencia; sin embargo, si se incrementa de manera importante la inversión a realizar.

Cada banco de capacitores puede tener dos pasos como máximo, debido principalmente al costo e instalación de los reactores para amortiguamiento de oscilaciones al energizar. Se considera que el primer paso debe aportar 2/3 de la capacidad total del banco y el segundo paso 1/3 de la capacidad total del mismo.

### Evaluación económica

Una vez que se decide la capacidad del banco y su punto de instalación, el programa evalúa el nivel de pérdidas del sistema, e indica la cantidad de kW que dejan de perderse en la línea. De igual forma, obtiene la capacidad en kVA que deja de consumirse, con estas cantidades y en función de las siguientes ecuaciones se obtiene el ahorro económico que se genera por estos conceptos (Munasinghe, 1990).

$$P_{a1} = 3 * 8760 * P_{p1}$$

$$P_{a2} = 3 * 8760 * P_{p2}$$

$$C_{a1} = (\$/kWh) * P_{a1}$$

$$C_{a2} = (\$/kWh) * P_{a2}$$

$$A_{total} = C_{a1} - C_{a2}$$

donde:

P<sub>p1</sub> y P<sub>p2</sub>: Representan las pérdidas en kW con y sin capacitores del alimentador.

$C_{a1}$  y  $C_{a2}$ : Representan las pérdidas de energía en kWh anuales con y sin capacitores del alimentador.

$A_{total}$ : Es el ahorro que se tiene al reducirse el nivel de pérdidas.

De forma similar se obtiene el ahorro por kVA no consumidos.

Al momento que se selecciona el o los bancos de capacitores, la hoja automáticamente genera el costo que representan los bancos y, dada la necesidad de saber en qué tiempo se recupera nuestra inversión, se calcula el beneficio a largo plazo mediante las siguientes expresiones:

$$a(1+i)^n$$

Esta ecuación permite estimar el crecimiento de la demanda en  $n$  anualidades con una tasa de crecimiento  $i$ . Estos valores son determinados por el usuario.

$$\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Este factor nos sirve para determinar el beneficio a valor presente, si la inversión tiene una tasa de interés de  $i$ , y un tiempo de amortización de  $n$  anualidades.

Con estos factores se observa el beneficio de corregir el factor de potencia en un alimentador desde el punto de vista económico. Esto permite determinar si es conveniente realizar la inversión.

### Datos requeridos

Los datos requeridos para este estudio se muestran en el Tabla 1 y se pueden obtener directamente en campo mediante mediciones o consultando la curva de demanda del alimentador.

En el caso de que únicamente se tengan mediciones de la demanda máxima, se considera que la demanda media es del 60% y la demanda mínima el 40%.

Para realizar el estudio a valor presente es necesario proporcionar la tasa de interés, la tasa de crecimiento de la demanda y un periodo de tiempo para el que se proyecta el estudio.

Los botones de acción realizan las diferentes llamadas de análisis, aunque es importante mencionar que la primera corrida se realiza en demanda máxima.

Se observa que se requieren dos magnitudes de tensión: la primera es la tensión nominal del alimentador y la segunda es la tensión de operación del alimentador. Esto permite observar el comportamiento del alimentador cuando la tensión de operación sea diferente a la nominal y el efecto que esta variación tiene en el nivel de pérdidas.

Asimismo, se observa que se piden como datos las capacidades de los bancos. Esto es con la finalidad de que el usuario pueda manipular el análisis de acuerdo a sus necesidades (mayor reducción de pérdidas, factor de potencia unitario, beneficio económico, etcétera)

**Tabla 1. Datos de entrada.**

No. de carga	Longitud (km)	Código	Corriente 1 (A.)	Corriente 2 (A.)	Corriente 3 (A.)	F. de potencia	Factor de carga	Precio kWh	Banco 1 kvar
1	0.1	34	3.64	2.96	1.07	0.9	0.8138	0.55	900
2	0.72	34	79.2	64.45	23.33	0.9	Tensión nominal kV	Precio kVA	banco2 kvar
3	0.69	34	28.32	23.05	8.34	0.9	23	450	900
4	0.3	34	28.09	22.86	8.28	0.9	Tensión de operación	Precio kVA	banco3 kvar
5	0.84	34	14.86	12.09	4.38	0.9	23	66	900
6	0.28	34	53.74	43.73	15.83	0.9	Tasa de crecimiento %	Anualidad	
7	0.1	34	62.23	50.64	18.33	0.9	0.15	5	
8	0.23	34	40.97	33.34	12.07	0.9	Tasa de interés %		
9	0.08	34	35.14	28.6	10.35	0.9	0.1		
10	0	0	0	0	0	1			

Resultados demanda máxima	Gráficas demanda máxima
---------------------------	-------------------------

Resultados demanda media	Gráficas demanda media
--------------------------	------------------------

Resultados demanda mínima	Gráficas demanda mínima
---------------------------	-------------------------

Se realizaron diferentes análisis con alimentadores de la red de distribución de la ciudad de México. Los datos mostrados en la Tabla 1 corresponden al alimentador ATI-24 (Atizapán).

*Presentación de resultados*

En la Tabla 2 se muestran los resultados obtenidos en condiciones de demanda máxima. Se pueden observar los parámetros eléctricos con y sin bancos de capacitores, así como la evaluación económica del alimentador.

En caso de que la columna de factor de potencia marque el color rojo, es indicativo de que el fac-

tor de potencia es capacitivo y es necesario disminuir la capacidad del o los bancos.

En la Tabla 3, se muestran los resultados obtenidos en demanda media (mismo formato demanda mínima). En este caso, si la columna de factor de potencia se colorea de rojo nos indica que el factor de potencia es capacitivo o que dicho banco no se encuentra conectado.

En la descripción de los pasos, si la celda tiene color azul significa que el paso debe estar conectado para dicha condición de demanda. Si la celda aparece de color verde, el paso debe desconectarse.

Se puede obtener también el perfil de voltaje (Figura 2), así como la gráfica de distribución de carga del alimentador.

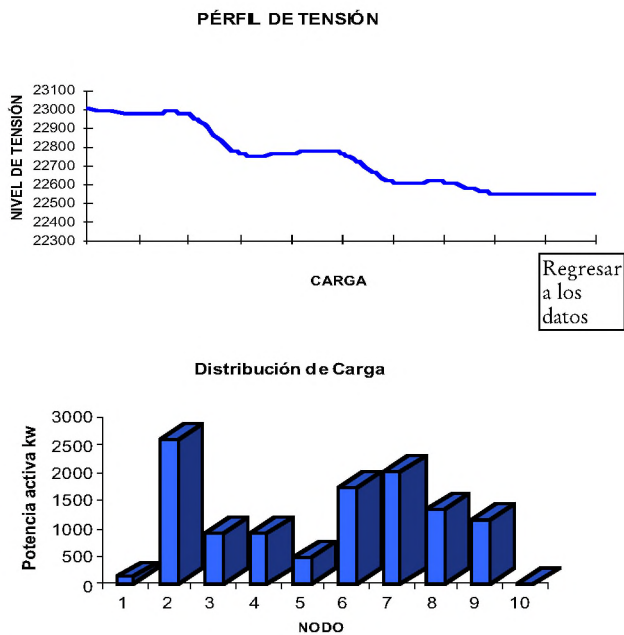
**Tabla 2. Resultados.**

	<i>Demanda máxima</i>				
	<i>Factor de potencia</i>	<i>P. de instalación</i>	<i>Costo del banco</i>	<i>% IV</i>	<i>F.P. subestación</i>
Banco 1	0.92	0.72	\$ 59,400.00	0.45	0.964
Banco 2	0.93	1.41	\$ 59,400.00	0.33	
Banco 3	0.94	2.25	\$ 59,400.00	0.19	
	Costo potencia	Costo energía	Pérdidas kW	% CV	
Sin Cap.	\$ 6,895,611.48	\$ 1,555,893.42	322.93	2.30	Regresar a los datos
Con Cap.	\$ 6,406,969.10	\$ 1,482,382.56	307.68	Red. Per. kW	
	Ahorro potencia	Ahorro energía	Ahorro anual	15.26	
Ahorro	\$ 488,642.38	\$ 73,510.86	\$ 515,144.53	1,085.87	

**Tabla 3. Resultados.**

	<i>Demanda media</i>						
	<i>Factor de potencia</i>	<i>P. de instalación</i>	<i>Costo del banco</i>	<i>% IV</i>	<i>Paso 1</i>	<i>Paso 2</i>	
Banco 1	0.92	0.72	\$ 59,400.00	0.45	600	300	
Banco 2	0.93	1.41	\$ 59,400.00	0.33	600	300	
Banco 3	0.94	2.25	\$ 59,400.00	0.19	600	300	
	Costo potencia	Costo energía	Pérdidas kW	% CV			
Sin Cap.	\$ 5,611,460.95	\$ 1,034,983.40	214.82	1.86	Regresar a los datos		
Con Cap.	\$ 5,287,177.66	\$ 976,470.56	202.67	Red. Per. kW			
	Ahorro potencia	Ahorro energía	Ahorro anual	12.14			
Ahorro	\$ 324,283.29	\$ 58,512.84	\$ 335,787.42	720.63			

Figura 2.



Esto permite observar las ventajas de instalar uno, dos o tres bancos de capacitores en derivación en alimentadores de distribución, de una forma sencilla y rápida.

## Conclusiones

Las ventajas que se tienen al utilizar ECAP son las siguientes:

1) Al tratarse de un *software* genérico (Excel), no se requiere capacitar al personal para utilizarlo.

2) Contando con la curva de demanda del alimentador o con algunas mediciones, se puede realizar el análisis rápidamente.

3) Al utilizar esta herramienta se reduce el costo que implica utilizar herramientas más complejas, ya que la entrada de datos es mínima y es posible analizar muchos casos a la vez (análisis de sensibilidad).

### Gabriela Pampin Vergara

Ingeniera Electricista, con especialidad en Sistemas Eléctricos de Potencia y Utilización, por la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (ESIME) del Instituto Politécnico Nacional (PNI). Colaboró en el Departamento de Planeación de Luz y Fuerza del Centro (LyFC), realizó una estancia como becario AIT dentro del IIE. Actualmente colabora en la Gerencia de Transmisión y Distribución del mismo Instituto.

[gpampin@iie.org.mx](mailto:gpampin@iie.org.mx)

### Héctor Gerardo Sarmiento Urruchurtu

Ingeniero Electricista egresado por la Universidad Iberoamericana, cursó su Maestría en Rensselaer Polytechnic Institute (Nueva York, EUA) y su Doctorado en la U. de Concordia (Montreal, Canadá). Ha impartido clases en la Universidad Iberoamericana, en la División de Posgrado de la UNAM y en el Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey (ITESM), Campus Morelos. Ha trabajado en la Comisión Federal de Electricidad y en el Instituto de Investigaciones Eléctricas en la Gerencia de Transmisión y Distribución de 1978 a la fecha. Sus áreas de interés son el Análisis y Diseño de Sistemas de Transmisión y Distribución.

[hsu@iie.org.mx](mailto:hsu@iie.org.mx)

## Referencias

- Burke, J. *Power Distribution Engineering: Fundamentals and Applications*. 1998
- Munasinghe, M. *Electric Power Economics*. Butterworths, 1990.
- Munasinghe M. y Scott W. *Energy Efficiency: Optimization of Electric Power Distribution System Losses*, reporte R633, The World Bank, 1982.
- OLADE. *Manual latinoamericano y del Caribe para el control de pérdidas eléctricas*. Colombia, 1990.
- Yebra, Morón. *Compensación de potencia reactiva en sistemas eléctricos*. Mc. Graw-Hill, 1990.