

PROGRAMA PARA EL ANALISIS ECONOMICO DE LA CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA

David Benítez
Centro de Desarrollo en Informática
Hugo L. Altio
Grupo de Estudios Sobre Energía
Facultad Regional Resistencia, Universidad Tecnológica Nacional
Franch 414, 3500 Resistencia, Argentina

RESUMEN

Este trabajo describe los criterios adoptados al desarrollar un programa para analizar las posibilidades de corrección del factor de potencia, tanto por parte del consumidor de energía eléctrica como del ente prestador del servicio. El programa fue desarrollado sobre una planilla electrónica, y permite verificar la posible rentabilidad de las medidas de compensación individual de motores, centralizada en plantas industriales, y en la línea de transmisión.

ABSTRACT

This paper describes the used criterions to development a program to examine the possibilities to correct the power factor, both sides electric energy consumer and generator entity. It was development at electronic worksheet, and it permits to verify as possible income of individual compensation of motors, central compensation at industrial installations, and at the transmission system.

INTRODUCCION

La potencia eléctrica que circula por las redes de distribución, y que las centrales deben generar esta compuesta por:

La requenda para generar trabajo mecánico uo calor, las pérdidas en forma de calor en los conductores
La energía almacenada, periódicamente, en los campos magnéticos de los conductores de la línea, de las bobinas de los motores y transformadores, menos la capacidad de la línea.

Esta última, denominada potencia reactiva, no representa un consumo real de energía, ya que es devuelta, periódicamente al generador, y por lo tanto no es facturable al consumidor. Sin embargo este tráfico de ida y vuelta incrementa la corriente que aumenta las pérdidas en forma de calor en los conductores, la caída de tensión y las soltaciones mecánicas. Puesto que los equipos están limitados en su capacidad de disipación de calor y resistencia mecánica, y es necesario garantizar una tensión mínima a los consumidores, se origina una subutilización de los equipos.

Así con un equipo de 100 KVA, y un factor de potencia de 0.7 solo se podrá suministrar, es decir facturar, 70 KW. Por esta razón las empresas prestadoras del servicio eléctrico establecen un sistema de recargos a los consumidores, basado en el factor de potencia promedio sobre el período base de facturación. De esta manera se trata de obligar al consumidor a mantener alto el factor de potencia o, en su defecto, compensar de alguna manera la pérdida económica sufrida por la subexplotación del sistema.

En la Argentina, en general, se establece un sistema de recargos para factores de potencia inferiores a 0.8 o 0.85, y bonificaciones para valores mayores. En otros países el valor de corte puede ser 0.9.

Sin embargo las líneas, propiedad de la empresa prestadora, también reducen el factor de potencia, por lo que se hace necesaria compensar la potencia reactiva de las mismas. Generalmente el 75 % de los requerimientos de compensación se deben a la carga del consumidor y sólo el 25 % al propio sistema[3].

El problema admite por lo tanto dos actores:

La empresa prestadora, cuyas posibilidades de acción son:

Compensar las líneas y transformadores de transmisión y distribución.
Diseñar un sistema de recargos que promueva la compensación de la potencia reactiva por parte de los consumidores.
En esta operación intervienen también consideraciones de promoción industrial, de promoción del consumo fuera de las horas pico, la clasificación de los consumidores según la magnitud de su consumo y el número de ellos por cada clase, etc.

El usuario del servicio eléctrico, cuyas posibilidades de acción es:

Compensar individualmente las fuentes de potencia reactiva.
Compensar en forma centralizada, rígida o automáticamente, su instalación.
Redimensionar la fuerza motriz instalada de su planta.

A continuación describimos como procede el programa para suministrar los datos necesarios y permitir el análisis de las diversas alternativas.

COMPENSACION EN LA INSTALACION CONSUMIDORA

La compensación de la potencia reactiva inductiva es más eficiente cuanto más cerca de la fuente se realiza. Así se reduce la circulación de corriente por los sistemas que la suministran. Por ello resulta más conveniente para la empresa prestadora del servicio la compensación en la instalación consumidora y dentro de la misma, la compensación individual de cada una de las fuentes de potencia reactiva. Sin embargo, dichas fuentes podrían presentar un factor de potencia menor lo que nos obligaría, a fin evitar problemas de sobrecarga, compensarlas en forma manual. Puesto que, en general, la reducción de pérdidas y de caída de tensión en los conductores dentro de la instalación es deseable, en estos casos resulta recomendable la compensación centralizada. Esta también es recomendable cuando no existen equipos que se desdibujan en la generación de potencia reactiva.

Los datos de partida del programa son los que se encuentran en las fichas de energía eléctrica, energía activa en KW, potencia reactiva en KVARh, potencia compleja y máxima registrada en KW, a estos valores se deben agregar las horas trabajadas mensualmente. Todos estos valores discriminados mensualmente y según el régimen de horarios. Esto es si el sistema de tarificación establece un régimen de promoción del consumo fuera de horas pico. Todo estos valores se ingresan en unas tablas visualizadas al elegir la opción correspondiente del menú.

Recordemos que el interés del consumidor es reducir el recargo por bajo factor de potencia. Veamos uno por uno la manera que el programa encara el análisis de ambas alternativas.

Compensación Individual

Generalmente la fuente individual de potencia reactiva instalada en las motonelecciones. En la Figura (1) podemos ver las curvas características para un motor de 50 KW que se ilustra considerando época. En ella vemos que el factor de potencia mismo se produce a la potencia nominal, y que para valores menores se reduce rápidamente. Obviamente lo más sencillo es conectar capacitores en paralelo con las armaduras del estator que se manejan conjuntamente con el motor.

Sin embargo la potencia reactiva, capacitiva a conectar, tiene un límite máximo debido a las siguientes causas:

1) Ya desconectarse el motor puede actuar como generador, si es arrastrado por la carga y emite una fuente de potencia reactiva magnitudinal, la que sería suministrada por los capacitores. Si la potencia máxima magnitudinal suministrada por los mismos iguala o supera la del motor a tensión y frecuencia nominales, podría generarse una tensión de valor tal que caíra la selección de menor y/o capacitor.

2) La tensión generada puede ser peligrosa tal si no existen la tensión nominal. Si el motor está operando como generador y es reconectado a la línea en un instante en que otra tensión está distorsionada con la de la línea, puede producirse una o más transiciones elevadas. Si la tensión de la carga conectada es elevada, podría dañarse el eje. El tiempo durante el que el motor permanece generando después de la desconexión, depende de la constante de tiempo, la que aumenta con la instalación de los capacitores.

Determinar analíticamente el límite de potencia a conectar requiere disponer de las curvas de magnetización de los motores a compensar, lo cual resulta difícil. Por ello en el programa se adoptó las recomendaciones que da [2], es decir adoptar como límite un porcentaje de la potencia reactiva en vacío del motor, a saber:

Potencia nominal menor a 10 KW, se adopta el 70 % de la potencia reactiva en vacío.

Potencia nominal igual o mayor a 10 KW, se adopta el 80 % de la potencia reactiva en vacío.

Como disponer de tal valor resulta difícil para el operador se utilizará la potencia aparente en vacío como aproximación a la reactiva, la que se puede determinar midiendo la corriente en vacío, cuyo valor solicita el programa. El mismo calculará la potencia máxima a instalar mediante

$$KVAR_{\text{RMáx}} = (0.7 \text{ o } 0.8) \frac{U^2 I_0}{1000} \quad (1)$$

Donde: U : tensión nominal
 I_0 : corriente medida en vacío

En caso de no disponer de dicho valor adopta los valores máximos de potencia reactiva recomendados en las Tablas 1 y 2[2].

El programa entra del régimen de recargas suministrado por el operador el valor de factor de potencia con que se obtiene la máxima bonificación. Solicita el valor del factor de potencia y la potencia consumida por el motor trabajando, y calcula la compensación necesaria para llevarlo al valor estándar del sistema de recargas, así:

$$KVAR_{ci} = KW_{cons} \cdot \{ \text{tag}(\arccos(\cos \phi_{med})) - \text{tag}(\arccos(\cos \phi_{max})) \} \quad (2)$$

Donde: KW_{cons} : potencia medida con el motor trabajando
 $\cos \phi_{med}$: factor de potencia con que trabaja el motor
 $\cos \phi_{max}$: factor de potencia con el máximo de bonificación

Si este valor es menor que $KVAR_{c_{max}}$ lo adopta para los cálculos; caso contrario usa $KVAR_{c_{max}}$

Si se está calculando la facturación en base un sistema que tanto distinto al consumo fuera de las horas pico, se debe discriminar de igual manera las horas de trabajo del motor, denominándolas horas diurnas y nocturnas. Además se debe indicar los meses de trabajo, y las horas trabajadas durante esos meses.

Todo este proceso de ingreso de datos se hace a través de un formulario de base de datos, en el cual también van apareciendo los resultados de la compensación. Estos son: el ahorro por mes discriminado, si fuera el caso, en diurno y nocturno; la reducción de potencia reactiva discriminada de igual manera. En cualquier momento el operador puede efectuar modificaciones.

Los resultados de la totalidad de las compensaciones individuales a hacer se suman y se presentan, en una tabla, discriminadas por mes, nocturna y diurna junto con los resultados de la compensación centralizada. Dichos resultados se pueden observar en una tabla de potencia reactiva y factor de potencia promedio mensuales, una de facturación mensual, una de liberación de potencia aparente en kVA y % respecto de la actual. Todas ellas se podrán ver al seleccionar las opciones correspondientes en el menú principal.

Compensación Centralizada

La compensación centralizada resulta conveniente cuando no hay equipos generadores de potencia reactiva destacados. Dos preguntas surgen a la hora de compensar centralizadamente: donde y con qué potencia.

Puesto que las pérdidas en los conductores es insignificante, dentro de la instalación, conviene ubicar un solo punto de compensación, siempre del lado de baja tensión de los transformadores. Esto último para evitar la facturación de las pérdidas, debidas a la circulación de la corriente reactiva, en el transformador.

La potencia a instalar es una decisión estrictamente económica, ya que depende de la rentabilidad que se desea obtener. Este tema, el análisis económico de la compensación en la instalación del consumidor lo trataremos en forma separada.

El programa analiza la compensación en base a los datos de facturación mensual introducidos por el operario, al que se le descuentan la reducción de potencia reactiva debido a la compensación individual.

Compensación Centralizada Rígida

En realidad siempre existe una compensación centralizada rígida ya que, aún cuando la compensación es automática, siempre habrá un valor mínimo que permanecerá siempre conectado.

Eligiendo la opción adecuada se accederá a un menú de dimensionado de baterías. En el mismo se deben indicar los meses sobre cuyos datos se calculará la compensación fija. De esta manera se dimensiona la batería fija de acuerdo a los meses de operación regular de la planta, para aquellas instalaciones de trabajo estacionales.

Del régimen de recargos suministrado por el operador el programa extrae el valor de factor de potencia para el cual se obtiene la máxima bonificación. Calcula, para cada mes del período de cálculo, la necesaria para alcanzar ese valor y el mínimo valor lo presenta como máxima potencia capacitiva a instalar recomendada.

Algo similar a lo anterior se hace con el valor de corte; es decir aquí al cual no se recarga ni bonifica. Al mismo valor obtenido lo presenta como mínimo recomendado. Si este valor es mayor que el máximo recomendado, presenta a éste último como mínimo recomendado.

La expresión utilizada para calcular estos valores es la (2) donde será:

$\cos \phi_{med}$: factor de potencia medio de cada mes
 $\cos \phi_{max}$: factor de potencia de máxima bonificación, en un caso, de corte, en el otro

A solicitud del operador el programa exhibirá los resultados de facturación, potencia reactiva promedio mensual y liberación de potencia aparente en kVA y %.

Compensación Centralizada Automática

El programa analiza esta compensación a partir de los datos de facturación mensual suministrados por el operario, descontando la reducción de potencia reactiva promedio devida a la compensación rígida.

A partir del valor de factor de potencia de máxima deficiencia, obtenida del sistema de riegos, calcula la potencia capacitiva necesaria para compensar, en cada mes del año, y al valor máximo lo presentas como máxima potencia reactiva consumida.

Calcula que se le indique la potencia total que vendría la batería automática, y la potencia de los excitadores de la batería. Calcula la potencia reactiva promedio resultante en cada mes, considerando la utilización de un número entero de excitadores; si la potencia a conectar es menor que la máxima de la batería, en caso contrario usa la máxima de la batería. Esto permite suponer la existencia de al menos dos excitadores de valores diferentes.

Una vez realizado los cálculos se podrá obtener resultados de la misma naturaleza que con la batería fija.

Redimensionamiento de la Fuerza Motoriz

Como podemos apreciar en la Fig 111, los motores presentan un bajo cos ϕ cuando trabajan por debajo de su potencia nominal. Cabeza entonces la posibilidad de cambiar aquel motor de bajo factor de potencia por otro de menor potencia. El nuevo motor podría trabajar con mayor rendimiento y reducir así el consumo energético. Pero, como puede observarse en la Fig 111, los motores suelen alcanzar su máximo rendimiento al 75 % de su potencia nominal, y en cualquier caso la variación de rendimiento es muy reducida entre la potencia nominal y cerca del 50 % de ella. Además esto sería más costoso, a menos que se pueda vender el motor mayor o utilizado en otro lugar. Por otro lado, frecuentemente los motores necesitan ese estado de potencia debido a que su trabajo es irregular.

Por todas estas razones no se contempla tal posibilidad en la compensación manual, ya que la misma solo resultaría interesante en el caso de grandes motores (50 KW o más) trabajando muy por debajo de su potencia nominal (menos del 40%) durante muchos horas.

Si embargo la posibilidad sería interesante de analizar si se trata de una situación generadora. Afín de poder dar alguna indicación de las pérdidas energéticas, debido al bajo rendimiento de los motores, el programa hace uso de la curva de la Figura 105. La misma muestra el rendimiento de un motor de 11 KW, para distintas razones entre el tiempo de producción y el del trabajo total. Es decir el motor trabaja al 88.5 % de su potencia nominal durante el tiempo de producción y en vano durante el resto del ciclo de trabajo. Lógicamente el rendimiento del motor a lo largo del ciclo de trabajo se reduce a medida que pasa más tiempo trabajando en vano.

Considerando la relación que existe entre el bajo factor de potencia y la relación de carga del motor. Considerando un cos ϕ de 0.847 para el 88.5 % de la potencia nominal, y 0.10 para 0 % de carga podemos la relación tiempo trabajo/tiempo en vano para el cos ϕ promedio de la instalación, así

$$R_{\phi} = \frac{\text{tg } \phi - \text{tg}(\arccos(0.1))}{\text{tg}(\arccos(0.1))} R_{\phi m} \quad (3)$$

Donde $\text{tg } \phi$ = tg ϕ promedio manual = KVA_h-h / KW-h

$R_{\phi m}$ = relación de la potencia promedio (KW-h/hs mensual) a la potencia total instalada

$R_{\phi m}$ = relación de la potencia promedio a la potencia máxima de verdad (0.04 . KW nominal)

Con esta relación podemos estimar de la curva el rendimiento conjunto del sistema. La energía perdida sería:

$$KWP = (q_1 - q_2) \cdot KW-h$$

Donde q_1 = rendimiento sin ciclos de trabajo en vano

q_2 = rendimiento en condiciones actuales.

Evidentemente este cálculo podría suponer que el bajo factor de potencia se debe al trabajo alternativo de los motores, parte del tiempo en vano y parte bajo carga. El valor del cos ϕ al 88.5 % se determinó en base a un promedio de los datos motores de la marca Siemens. Los datos del factor de potencia al 0 % y la $R_{\phi m}$ se adoptó tras el análisis de bibliografía de máquinas eléctricas.

Otra posibilidad consiste en suponer a los motores "trabajando" en forma permanente, por debajo de su potencia nominal. Un análisis de este tipo podemos realizar en base a la Fig 111. En ella, con el factor de potencia promedio, se determinan que potencias serían desatendidas, y entonces que rendimiento vendría. La determinación de la energía perdida se realiza de igual manera emitir a la anterior con los valores de rendimiento estándar de la Fig 111.

A requerimiento del usuario el programa emite los valores de energía perdida, manuscritamente, en ambos casos, así como el dinero que dicha energía representa.

Debido la gran cantidad de suposiciones hechas, y a que los motores tendrán un comportamiento diferente al representado por las curvas empleadas como modelo, la estimación realizada carece precisión. Solo puede tener alguna utilidad para quien desee ver los que efectos de una deficiente distribución de trabajo en el tiempo, o el sobredimensionamiento de los motores, tendría sobre el uso energético.

Compensación de Transformadores

Si la medición de energía se realiza en media tensión, el consumidor se encuentra pagando también las pérdidas de energía del transformador. Estas son función de la corriente circulante, la que se reduce al compensar el exceso de la potencia reactiva. Por ello en este caso se obtiene un beneficio adicional con la corrección. De acuerdo a las Normas DIN 42600, 42608 y 42611, el rendimiento de un transformador viene dado por la expresión:

$$h = 100 \frac{P_0 + a^2 \cdot P_K}{a \cdot P_N \cdot \cos \Phi + P_0} \cdot 100 \quad (4)$$

Donde: P_0 : potencia en vacío en KW

P_K : potencia en cortocircuito. Generalmente esta potencia se puede considerar equivalente a las pérdidas en el cobre

a : relación de carga P_{av}/P_N

P_{av} : potencia aparente de trabajo en KVA.

P_N : potencia aparente nominal en KVA.

Al operador se le presenta un formulario, tipo base de datos, donde ingresar la potencia en vacío, la de cortocircuito y la nominal. Además deberá ingresar la tensión primaria y secundaria. La relación de carga se determina en base a la potencia promedio mensual calculada en base a los datos de consumo, antes y después de la compensación. Como $\cos \Phi$ se utiliza el promedio calculado antes y después de la corrección.

En caso de que el operador no ingrese los valores de potencia de cortocircuito o de vacío el programa utilizará la potencia aparente y la tensión primaria nominales para obtener las pérdidas en el cobre de la Tabla 3(4). Con ese valor calculará la resistencia por fase del transformador, referida al secundario:

$$R_{2/fase} = \frac{P_{Cu}/3}{P_N / (3 \cdot U_{N2}^2)} \quad (5)$$

Donde: P_{Cu} : potencia de pérdidas en el cobre en W

U_{N2} : tensión nominal en el secundario

P_N : potencia nominal en KVA

Además deberá ingresar la tensión secundaria medida. Así la reducción de pérdidas vendrá dada por

$$\Delta P = \frac{KVAR \cdot h_{ac}^2 - KVAR \cdot h_{co}^2}{3 \cdot U_{2m}^2} \cdot R_{2/fase} \quad (6)$$

Donde: $KVAR \cdot h_{ac}$: "energía" reactiva antes de la compensación

$KVAR \cdot h_{co}$: "energía" reactiva después de la compensación

U_{2m} : tensión medida en el secundario

$R_{2/fase}$: resistencia por fase del transformador referida al secundario

Esta reducción de pérdidas se descuenta del consumo mensual y se calcula la facturación. Este cálculo se realiza para cada caso de compensación, como se verá al tratar la compensación de líneas, hay también una reducción de potencia reactiva en el transformador, además de un incremento de la tensión que reduce aún más las pérdidas. Pero para calcular estos valores se requiere la reactancia del transformador, los que difícilmente estén a disposición del operador que analiza la compensación en la planta consumidora. Por esta razón no se incluyó esos cálculos en esta etapa.

Los valores de la Tabla 3(4) corresponden a transformadores trifásicos triángulo/estrella con neutro accesible, de lo más comunes en las redes de distribución.

Análisis Económico de la Compensación en Instalación Consumidora

Sistemas de Tarifación y Recargos

Como se pudo notar al exponer el cálculo de la compensación, la decisión sobre la potencia de los capacitores a instalar, depende del sistema de recargos que emplee la empresa prestadora. Este a su vez forma parte del sistema de tarifación. El programa permite crear una base de datos de sistemas de tarifación cuya estructura de datos es la siguiente:

Designación : un nombre a elección del operador que identifica al sistema de tarificación.
Sistema de recargos : nombre del archivo que contiene el sistema de recargos empleado. El programa busca automáticamente dicho archivo y lo carga. Este archivo consta de una tabla de valores de cos ϕ y sus correspondientes recargos en % de la facturación sin recargo.
Tipo de límite : los sistemas de tarificación clasifican el consumo en bloques. Para consumidores pequeños normalmente los límites se fijan en KW-h. Para grandes consumidores se fijan en múltiplos de una potencia convenida entre el usuario y la empresa prestadora. El primer caso se especifica con las letras KW y el segundo con PC.
Modo de facturación : generalmente se fragmenta el consumo total, entre los distintos bloques, facturándose cada uno según la tarifa que corresponda. Se consideró también la posibilidad de no dividir el consumo total y facturar de acuerdo a la tarifa del bloque que le correspondan. El primer caso designa con CF y el segundo como BU.
Cargo fijo : tarifa del cargo fijo.
1º Bloque : tarifa primer bloque.
2º Bloque : tarifa segundo bloque.
3º Bloque : tarifa tercer bloque.
Excedente : tarifa del excedente al tercer bloque.
Límite 1º bloque : valor superior, en KW-h o múltiplo de potencia convenida, del primer bloque.
Límite 2º bloque : valor superior, en KW-h o múltiplo de potencia convenida, del segundo bloque.
Límite 3º bloque : valor superior, en KW-h o múltiplo de potencia convenida, del tercer bloque.

El operador puede modificar el contenido en cualquier momento que lo requiera, tanto del sistema de tarificación como del de recargo, así como reasignar otro archivo de sistema de recargos al sistema de tarificación.

En el caso de existir un sistema de tarificación diferenciado según el horario del consumo, se debe asignar un sistema de tarificación a cada período de consumo (nocturno y diurno).

Costo de Baterías

El otro factor importante a la hora de decidir la compensación a realizar, es el costo de la batería. El mismo se puede almacenar en una base de datos cuya estructura es la siguiente:

Designación : nombre arbitrario para designar la batería.
Tipo : si es Automática o Fija.
Tensión : tensión de servicio de la batería.
Potencia : potencia de la batería.
Precio : precio por cada KVARc entre el rango de potencias representado por la potencia de un registro y el siguiente. Esta manera de presentar el precio es a fin de poder considerar la variación de precio que hay entre distintas potencias de baterías.
Unidad de precio : es común expresar el precio en US\$ estadounidenses. Este campo sirve para indicar al operador en qué unidades expresó el precio y así poder asignar el coeficiente de ajuste correspondiente.

Indicadores Económicos

Al acceder al menú de indicadores económicos, el programa solicita se le ingresen una serie de valores, a saber:

Coefficiente ajuste tarificación : un valor que al multiplicar por la tarificación sirve para ajustarla de acuerdo al índice de precios, valor dólar, etc.
Coefficiente ajuste precio baterías : sirve, respecto al precio de las baterías, al mismo propósito que el anterior.
Impuestos al consumidor : un valor expresado en % que afecta a la tarificación calculada, y que representa los impuestos que afectan a la facturación.
Valor estimado de T.I.R. : un valor desde donde iniciará el programa la búsqueda del valor de la Tasa Interna de Retorno.

Una vez efectuados los cálculos el programa exhibe la facturación estimada para todos los meses del año, en cada una de las situaciones, sin compensar, compensación individual, centralizada rígida, automática. También exhibirá el ahorro anual, el período de repago, y la Tasa Interna de Retorno, para cada una de las compensaciones. En el caso de la compensación individual.

La tasa interna de retorno se calcula en base a un período mensual, con toda la inversión concentrada al inicio del primer período, y considerando un valor residual de la batería de cero. El flujo de fondos está constituido por los ahorros mensuales.

Se debe recordar que los cálculos se realizaron en base a los cos ϕ promedio mensuales. Por lo tanto los valores de KVAR capacitivos adoptados no son los que realmente se utilizarán. Los verdaderos valores de potencia capacitiva deben surgir de un registro, al menos de un día, de las variaciones del factor de potencia. Como resultado de ellas se adoptarán valores de potencia fija seguramente menores a los calculados, y valores de KVARc automáticos seguramente mayores. Esto implica que la rentabilidad de las compensaciones fijas será menor, y el costo de la compensación automática será mayor.

Una vez tomada la decisión de comprar el factor de potencia, se debe estructurar un registro que indique el mayor periodo de trabajo posible, a fin de determinar cuál será la potencia máxima que se puede instalar. Con este caso se puede recalcular con el programa para verificar la rentabilidad de instalación.

COMPENSACION EN LOS EQUIPOS DE DISTRIBUCION

El programa permite grabar todos los datos, retribuciones y calculados, de la compensación en la instalación consumidora. Además permite sumar los resultados, que corresponden de tal manera de tener una visión global de la situación en los consumidores. Adicionalmente permite generar un archivo de compensación retribuyendo la totalidad de los valores: energía activa, reactiva y facturación. Este archivo puede sumarse a los anteriores, o se puede recibir el resultado de la suma de los anteriores. Sumando el archivo de compensación reactiva a los anteriores, se puede indicar el consumo y facturación de aquellos consumidores cuya situación no haya sido analizada.

Con estos datos y los de la línea se puede analizar la compensación de los equipos de distribución. Como siempre la potencia a instalar es una decisión económica, se debe depender de la manera que la empresa trate la energía que vende. Para un sistema de factación, dado el valor óptimo de factor de potencia es independiente del factor de potencia actual. Para calcular el $\cos \phi$ óptimo el programa usa la expresión:

$$\cos \phi = 1 - (C_1 / C_2)^{1/2} \text{tag} \theta \quad (7)$$

Donde C_1 : costo de los capacitores instalados por cada KVAR.

C_2 : costo de la capacidad del sistema, por cada KVA, desde el punto de aplicación al generador.

Determinado el $\cos \phi$ óptimo se debe hallar la potencia capacitiva a instalar con el uso de la ya conocida expresión (2) donde

$\cos \phi_{\text{act}}$: factor de potencia sin corregir

$\cos \phi_{\text{opt}}$: factor de potencia óptimo

A continuación el operador debe determinar la línea de trabajo. Esto lo realiza retribuyendo en un formulario los datos de los diversos elementos que la componen. Estos son:

- Designación: nombre arbitrario con el cual designa al elemento.
- Tipo: puede elegir en un menú entre línea, transformador y batería de capacitores. En caso de indicar línea, el computador podrá elegir de una base de datos las características de la misma. En el estado actual el programa tiene los valores de la Tabla 4(7). Si es un transformador el ingreso de datos será igual a lo indicado sobre el tema compensación en la instalación consumidora. Si es una batería se deberá indicar la potencia de la misma, pudiendo designarse $\text{tag} \theta$ y/o automática de la misma manera que lo indicado en la compensación en la instalación consumidora.
- Tensión: la tensión en KV en el lado del receptor.
- Resistencia: la resistencia en Ω/Km .
- Reactancia: la reactancia en Ω/Km .
- Costo: costo de la capacidad del sistema por cada KVA desde el extremo receptor del elemento hasta el generador de la línea.

Los elementos deben cargarse secuencialmente empezando con el del extremo generador. Si no ingresa ningún elemento debería el programa detener el cálculo en determinar las potencias promedio activas y reactivas con sus correspondientes factores de potencia, en el extremo receptor de cada elemento y para cada mes del año. Además presentará el $\cos \phi$ óptimo para el extremo receptor de cada elemento.

En base a los datos de consumo presente en el programa, se calculará la potencia reactiva promedio por los elementos entre los consumidores y la batería de capacitores, empezando por el elemento conectado al consumidor. Así las expresiones usadas son:

$$I_a = \frac{[KW]H^2 + [KVAR]H^2}{2} \text{tag} \theta \quad (8)$$

$$S = U_c I_a \quad (9)$$

Donde: I_a : intensidad de corriente aparente requerida por los usuarios

Donde: KWh : energía activa consumida

$KVARh$: energía reactiva absorbida por los consumidores

U_c : tensión de suministro a los consumidores

H : horas totales de servicio del sistema

$$KVAR_c = I_a^2 \cdot X_c \quad KW_c = I_a^2 \cdot R_c \quad (9)$$

Donde: $KVAR_c$: potencia reactiva media absorbida por el elemento en curso

X_c : reactancia del elemento en curso, si es una línea serán los datos X_{line}

KW_c : potencia activa media perdida en el elemento en curso

R_e resistencia del elemento en curso, si es una línea serán los $\Omega/\text{km} \cdot \text{km}$

Como se puede notar no se considera la reactancia capacitiva de la línea, y los parámetros se consideran concentrados. Esto es suficientemente preciso para líneas cortas, que son para las que fué pensado el programa, p.e. cooperativas. Los valores obtenidos se multiplican por las horas mensuales de operación del sistema, para obtener las energías correspondientes.

Cada vez que el programa encuentra un transformador, recalcula la corriente para el próximo elemento, dividiéndola actual por la relación entre la tensión de receptor del próximo elemento y la de receptor del transformador.

Con la suma de los valores consumidos más los absorbidos por los elementos del sistema entre el extremo receptor de la línea y la batería, se determina el factor de potencia actual en el punto de conexión de la batería, y se determina la potencia de ésta para obtener el $\cos \phi$ óptimo. Si operador no introdujo ninguna batería, los cálculos se limitan a los ya mencionados y además prepara una recomendación de valores mínimos y máximos que se pueden instalar en cada extremo receptor de elemento.

Si el operador indicó una batería, se calculan los incrementos de tensión en los extremos receptores de los elementos que se hallan entre el extremo generador de la línea y la batería, partiendo desde la batería. La expresión utilizada

$$\Delta V = \frac{\text{KVAR}_c \cdot X_e}{\text{KV}} \quad (10)$$

Donde KVAR_c potencia de la batería de capacitores
 X_e reactancia del elemento en curso
 KV tensión en el extremo receptor del elemento en curso

Luego calcula, partiendo del punto de conexión de la batería, las nuevas pérdidas activas y reactivas. Las expresiones utilizadas serán las siguientes

$$W-h_e = \frac{\Sigma \text{KW-h}^2 + \Sigma \text{KVAR-h}^2}{3 \cdot \text{KV}^2} \cdot R_e \quad (11)$$

Donde $\Sigma \text{KW-h}$ la energía activa consumida más las pérdidas en los elementos anteriores
 $\Sigma \text{KVAR-h}$ la "energía" reactiva absorbida por los consumidores más la absorbida por elementos anteriores
 KV la tensión en el extremo receptor más el incremento
 R_e la resistencia del elemento

$$\text{VAR-h}_e = \frac{\Sigma \text{KW-h}^2 + \Sigma \text{KVAR-h}^2}{3 \cdot \text{KV}^2} \cdot X_e \quad (12)$$

Donde $W-h_e$ energía activa de pérdidas
 VAR-h_e "energía" reactiva de pérdidas

El programa presenta una tabla, por cada elemento, de energía activa y reactiva, potencia aparente promedio liberada en KVA y %. Los valores se dan con y sin compensación.

En cualquier caso se debe entender que las operaciones realizadas solo permiten estimar los resultados a obtener a fin de orientar la decisión primaria del ingeniero. Una vez definido los objetivos buscados y los medios a emplear se debe realizar un registro a conciencia de las variaciones operativas, a fin de determinar los valores preciosos.

REFERENCIAS

1. Kostenko M y Plotovskí L., "Máquinas eléctricas" Vol. 2.
2. Hechenleitner, Armando E., "La instalación de capacitores en los bornes de los motores para corrección del factor de potencia" Cuadernos técnicos ELENCOND
3. Hechenleitner, Armando E., "Conexión de capacitores de potencia en baja y media tensión", Cuadernos técnicos ELENCOND.
4. Hechenleitner, Armando E., "Método para calcular la disminución de pérdidas de energía en las instalaciones eléctricas mediante la conexión de capacitores de potencia en paralelo", Cuadernos técnicos ELENCOND
5. "Rendimiento de los motores eléctricos", revista "Técnica e industria", N° 864, Julio 1986.
6. Hegar G. E., "Evaluation of Capacitor Applications", revista "The Line", N° 4 de 1977
7. Weedy, "Sistemas de energía eléctrica".

POTENCIA		POTENCIA CAPACITIVA AISLACION DEL CAPACITOR	
C.V.	KV	KVAR	Volt
2	1.47	0.5	3*300
2.5	1.84	0.5	3*300
3	2.2	0.75	3*300
3.5	2.57	0.75	3*300
4	2.94	1	3*300
4.5	3.31	1	3*300
5	3.68	1.25	3*300
5.5	4.05	1.25	3*300
6	4.41	1.5	3*300
6.5	4.78	1.5	3*300
7	5.15	1.75	3*300
7.5	5.51	1.75	3*300
8	5.88	2	3*300
8.5	6.25	2	3*300
9	6.62	2	3*300
9.5	7	2	3*300
10	7.36	2.5	3*300

TABLA 1: valores máximos de potencia capacitiva para motores de menos de 10 KW (2)

POTENCIA H.P.	3000 r.p.m.	1500 r.p.m.	1000 r.p.m.	750 r.p.m.	600 r.p.m.	500 r.p.m.
	KVAR	KVAR	KVAR	KVAR	KVAR	KVAR
10	2.5	4	4	5	5	7.5
15	2.5	5	5	7.5	7.5	10
20	5	5	5	7.5	10	12.5
25	5	7.5	7.5	10.5	10	15
30	7.5	10	10	10.5	12.5	15
40	10	10	10	12.5	15	17.5
50	12.5	12.5	12.5	15	20	22.5
60	15	15	15	17.5	22.5	25
75	17.5	17.5	17.5	20	27.5	30
100	22.5	22.5	22.5	25	35	37.5
125	25	27.5	27.5	30	40	47.5
150	32.5	35	35	37.5	47.5	55
200	42	42.5	42.5	45	60	67.5

TABLA 2: máxima potencia capacitiva recomendada para motores de mas de 10 kW (2)

POTENCIA KVA	PERDIDAS EN EL COBRE EN WATT					
	6 kv	10 kv	15 kv	20 kv	25 kv	30 kv
5	174	175	176	175	172	180
10	312	312	315	326	333	340
15	450	450	456	426	436	436
20	548	548	552	560	560	562
30	781	781	787	810	818	845
50	1220	1228	1245	1274	1283	1291
75	1640	1640	1665	1702	1718	1756
100	2050	2050	2066	2141	2156	2175
125	2422	2422	2481	2520	2520	2573
160	3068	3008	3033	3075	3075	3120
200	3554	3554	3562	3646	3646	3679
250	4275	4275	4291	4366	4366	4418
315	5330	5330	5339	5350	5350	5440
400	6480	6460	6466	6491	6491	6591
500	7850	7850	7866	8000	8000	7816
630	9630	9630	9670	9670	9670	96470
800	11533	11533	11533	11533	11533	11535
1000	13853	13853	13666	13176	13718	13350
1250	15600	15633	15633	16067	16067	15950
1600	18660	18660	18660	19360	19360	19100
2000	21750	21750	21750	22065	22065	22065

TABLA 2: Pérdidas normales en transformadores de distribución (4)

Tensión (kVolt)	150		275		400	
	1	1	2	2	2	4
Número de conductores (área sección/mm ²)	112.903	258.064	112.903	258.064	258.064	258.064
Resistencia (Ω/km)	0.25	0.11	0.125	0.056	0.06	0.027
Reactancia (Ω/km)	0.66	0.65	0.54	0.52	0.52	0.436
Capacitancia (µF)	4.78	4.72	6.62	6.62	6.62	6.62

TABLA 4: constantes de líneas a áreas a 50 Hz(7)

FIGURA 1 : rendimiento y $\cos \phi$ para un motor de 50 KW 1470 rpm [11]

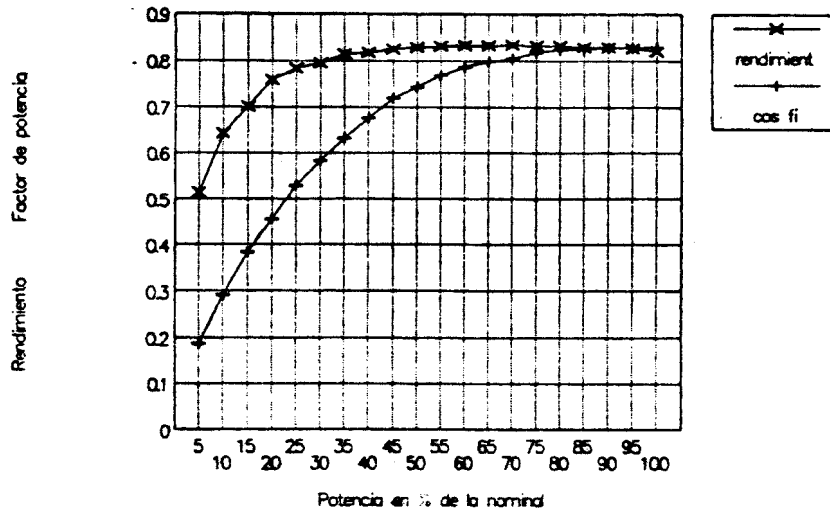


FIGURA 2 : rendimiento operativo para un motor de 11 kW [5]

