



V SBQEE

Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica

17 a 20 de Agosto de 2003

Aracaju – Sergipe – Brasil



Código: AJU 03 146

Tópico: Modelagens e Simulações

DESENVOLVIMENTO DE FERRAMENTA AUTOMATIZADA PARA ESTIMAÇÃO DA QUALIDADE DE FORNECIMENTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Nelson Kagan	Carlos C. B. de Oliveira	Fabio S. El Hage	André Valente	Jarbas Vilar	Humberto Santana
Enerq/USP	Enerq/USP	Enerq/USP	UNIFACS	CELPE	COELBA

RESUMO

Este artigo trata da análise e estimativa de qualidade de fornecimento de energia elétrica em redes de distribuição, com especial ênfase para os níveis de carregamento, perdas, tensão e continuidade de serviço em sistemas de baixa tensão, considerando o seu sistema de suprimento.

As ferramentas computacionais destinadas a análises e diagnósticos de sistemas de distribuição integrados são muito procuradas atualmente, pois as regulamentações do setor têm exigido das concessionárias um melhor desempenho de seus sistemas elétricos com enfoque direto em qualidade de fornecimento. Este panorama motivou o desenvolvimento do presente trabalho, no qual é proposta uma metodologia de cálculo de índices técnicos descritivos, capazes de diagnosticar as redes de distribuição.

PALAVRAS-CHAVE

Distribuição, Qualidade de fornecimento, Planejamento.

1.0 - INTRODUÇÃO

Com o objetivo de estimação da qualidade de fornecimento de energia elétrica, principalmente quanto aos indicadores de perdas, níveis de tensão e carregamento, serão inicialmente apresentadas metodologias de cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição de média e baixa tensão.

As demandas dos centros de carga, necessárias ao cálculo do fluxo de potência, são obtidas através de curvas de carga típicas de consumo, estratificadas, sempre que possível, por tipo de atividade e nível de consumo.

Este artigo contempla também, a descrição de um modelo computacional para estimação de índices técnicos de qualidade de fornecimento de energia das redes de média e baixa tensão, em especial para os indicadores DEC, FEC, DIC, FIC e Energia não Distribuída (END).

O modelo leva em consideração, além de valores médios de taxas de falha da rede e tempos de atendimento padrão, a topologia da rede primária, e dados específicos dos sistemas de distribuição secundária.

2.0 - CÁLCULO DE FLUXO DE POTÊNCIA E ÍNDICES ELÉTRICOS

2.1 – Considerações gerais

O cálculo do fluxo de potência de um sistema elétrico é primordial a diversas análises necessárias ao estudo de planejamento de redes de distribuição, principalmente aquelas referentes a diagnósticos do sistema, que permitem a obtenção de estimativa do estado do sistema para diferentes condições de operação.

É interessante e necessária a divisão de metodologias por nível de tensão, já que as informações disponíveis sobre as redes correspondentes são diferentes. Geralmente, em função da grande quantidade de dados, as informações relativas às redes de baixa tensão são incompletas.

2.2 – Cálculos Elétricos de Redes de Média Tensão

Neste item é apresentada a metodologia do fluxo de potência para as redes de média tensão, alimentadores primários, que serve como base para obtenção de índices técnicos da rede, como carregamento de trechos, queda de tensão em pontos notáveis, níveis de desequilíbrio de corrente e tensão para diversas condições de carregamento, em função dos diversos patamares das curvas de carga. Para o cálculo, devem ser conhecidas as seguintes informações:

- dados do barramento da subestação.
- dados da topologia.
- dados dos centros de carga.

As potências ativa e reativa das cargas, ou seja, as demandas nos centros de carga da rede são obtidas a partir de curvas de cargas estratificadas por tipos de consumidores e por níveis de consumo. Para cada transformador de distribuição, tem-se uma rede secundária associada, composta por trechos e pontos de serviço, os quais concentram informações das energias mensais consumidas, bem como o número de consumidores de cada classe ligados ao equipamento.

O método consiste, contudo, em somar os valores das demandas, em dado instante do dia representativo de um patamar de carga, de cada consumidor, obtidas através de suas curvas típicas, conseguindo-se assim a curva diversificada nos pontos de serviço secundários. Finalmente, a partir das curvas nos pontos de serviço, obtêm-se os valores de demanda no transformador de distribuição, em patamares diários. Fatores de potência típicos são utilizados para a determinação da potência reativa de cada consumidor e posteriormente, dos pontos de serviços e centros de carga.

Avaliam-se as correntes absorvidas, a partir das demandas instantâneas, por fase, e da tensão nominal na barra de média tensão do transformador ou consumidor primário, do tipo dos transformadores de distribuição e do tipo de ligação de cada consumidor (monofásica, bifásica ou trifásica).

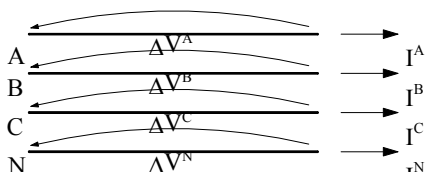


Figura 1 – Trecho de Rede.

Uma vez que o circuito é constituído de trechos de rede como o da figura 1, para determinar a

corrente num dado trecho, basta acumular a corrente, por fase e neutro das cargas à jusante do trecho, conforme ilustrado na figura 2.

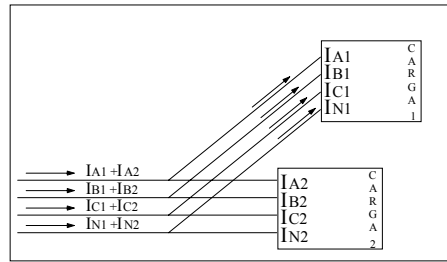


Figura 2 – Determinação de Corrente em um Trecho a partir das Cargas à Jusante.

O procedimento para o cálculo de corrente em todos os trechos da rede de média tensão parte desde os trechos finais até o ponto de suprimento (subestação de distribuição), determinando-se então as correntes por fases e neutro da rede, com o correspondente cálculo das respectivas quedas de tensão nos trechos, conforme a equação matricial (1).

$$\begin{bmatrix} \Delta V_A \\ \Delta V_B \\ \Delta V_C \\ \Delta V_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{AA} & Z_{AB} & Z_{AC} & Z_{AN} \\ Z_{BA} & Z_{BB} & Z_{BC} & Z_{BN} \\ Z_{CA} & Z_{CB} & Z_{CC} & Z_{CN} \\ Z_{NA} & Z_{NB} & Z_{NC} & Z_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \\ I_N \end{bmatrix} \quad (1)$$

Para termos organizados todos os dados e os resultados dos cálculos do fluxo de potência, cria-se uma tabela ordenada, composta pelo conjunto de dados de nós e de trechos, onde são armazenados também os valores dos cálculos à medida que são feitos.

Uma vez determinadas as correntes e as quedas de tensão em cada trecho, conforme a equação 1, pode-se partir do terminal de saída do transformador da subestação e determinar as quedas de tensão acumuladas por fase em todos os trechos da rede, e por conseqüência, os valores da tensão, em cada iteração, em qualquer ponto (nó) da rede em questão.

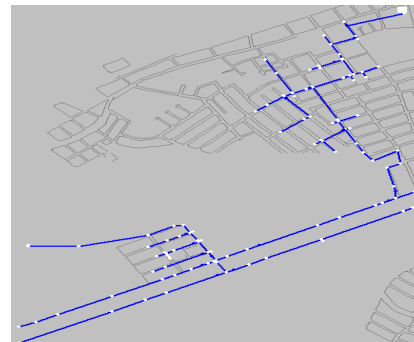


Figura 3 – Circuito primário da COELBA.

Em particular, para o modelo baseado nos hábitos de consumo e banco de curvas de carga diária típicas, os cálculos dos valores das grandezas descritas poderiam ser repetidos para os 96 pontos no dia (intervalos de 15 minutos). Para efeito de estudos de planejamento, são suficientes quatro pontos diários escolhidos convenientemente para a representação de patamares de carga. Porém para obtenção de indicadores de qualidade de fornecimento (índices de tensão – níveis precário e crítico, conforme Resolução ANEEL 505/2001) pode-se utilizar todos os intervalos de demanda disponibilizados pelas medições.

As perdas técnicas em demanda também são determinadas para cada patamar de cálculo, já que são conhecidas as correntes e características dos arranjos e cabos dos trechos.

Na figura 3, pode-se observar um circuito de alimentação primária em Salvador, fornecido pela COELBA, para o qual foi calculado o fluxo de potência de média tensão.

2.3 - Cálculos Elétricos de Redes de Baixa Tensão

São apresentadas basicamente, duas formas de cálculo de índices técnicos referentes a carregamentos e tensões das redes de baixa tensão, sendo necessários, para a escolha da metodologia, o tipo e qualidade de informações disponíveis sobre a rede.

2.3.1 - Metodologia baseada na topologia da rede

Esta metodologia é muito próxima à utilizada em redes de média tensão, ou seja, resume-se em calcular o fluxo de potência da rede elétrica obtendo-se carregamentos e quedas de tensão em todos os trechos da rede secundária.

Para isso, conforme descrito para a média tensão, são necessárias informações referentes à topologia da rede, impedâncias dos transformadores de distribuição, trechos e pontos notáveis do sistema.

Como salientado no cálculo de redes de média tensão, baseando-se nas curvas de carga típicas dos consumidores da baixa tensão, constroem-se as curvas diversificadas dos pontos de serviço, ou de entrega, somando-se os valores de cada demanda temporal para cada consumidor ligado ao mesmo ponto de serviço.

Uma vez conhecidas as fases de ligação dos diversos consumidores nos pontos de entrega, podem ser avaliadas as correntes de carga, por fase, permitindo o cálculo de quedas de tensão e correntes nos trechos, por fase.

Desta forma, também são avaliadas as correntes por fase no início da rede secundária, o que possibilita o cálculo de carregamento dos

transformadores de distribuição (monofásicos, trifásicos, ou em bancos de monofásicos) e as quedas de tensão nos mesmos.

2.3.2 - Metodologia baseada na tipificação da rede

A segunda metodologia, adequada a redes cujo cadastro topológico é não suficiente ou inexistente, consiste na tipificação das redes de baixa tensão de acordo com alguns atributos definidos. Por exemplo, para transformadores de determinada potência nominal, é possível tipificar uma rede de comprimento médio conhecido, assim como seção nominal de cabos e configuração topológica padronizada, como é mostrado na figura 4.

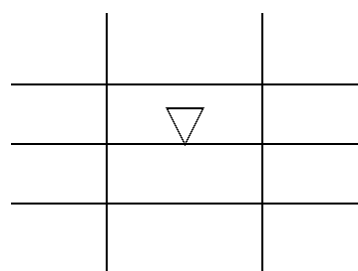


Figura 4 – Rede secundária tipificada.

Utiliza-se também, para o caso de redes de baixa tensão, o conceito de densidade linear de carga, que se resume na determinação de um valor que represente a carga de uma rede de distribuição de baixa tensão distribuída uniformemente ao longo de todo comprimento da rede. Sua dimensão, portanto, é dada em kVA/m.

São propostos coeficientes elétricos para a determinação de índices técnicos descritores da rede, tais como a queda de tensão máxima da rede, carregamento total, carregamento máximo e perdas totais da rede.

A hipótese de modelagem da carga por corrente constante permite a aplicação de teoremas de linearidade e superposição em redes elétricas. Assim, a partir de uma condição de carga inicial, ao aplicar um mesmo fator multiplicativo a todas as cargas da rede (correntes), pode-se demonstrar que:

- As quedas de tensão totais e as correntes nos trechos da rede variam linearmente com a variação das correntes das cargas.
- As perdas nos trechos da rede e as perdas globais na rede secundária variam quadraticamente com a variação das correntes nas cargas.

Pode-se, então, a partir de uma configuração previamente determinada, proceder-se aos

cálculos elétricos da rede, impondo-se um valor unitário de densidade linear de carga, por exemplo, 1kVA/m. Assim sendo, os valores de queda de tensão máxima, carregamentos máximo e total, além das perdas totais na rede são obtidos. Para uma densidade de carga genérica δ , pode-se avaliar diretamente os novos valores dos parâmetros elétricos da rede, conforme apresentado no conjunto de equações (2):

$$\begin{aligned} DVM_{\max} &= C_{dv} \delta \\ Stot &= C_{stot} \delta \\ SMax &= C_{smax} \delta \\ Ptot &= C_{per} \delta^2 \end{aligned} \quad (2)$$

Onde:

DVM_{\max} : queda de tensão máxima da rede;

$Stot$: carregamento total da rede;

$SMax$: carregamento máximo da rede;

$Ptot$: perda total na rede;

C_{dv} , C_{stot} , C_{smax} , C_{per} : coeficientes elétricos relativos à queda de tensão, carregamento total, carregamento máximo e perdas.

3.0 - CONFIABILIDADE DE REDES DE MÉDIA E BAIXA TENSÃO

3.1 – Considerações gerais

Neste item, são apresentadas as especificações do modelo computacional que visa o estabelecimento dos valores anuais estimados da energia não distribuída, END, e dos indicadores de desempenho: DEC, FEC, DIC e FIC referentes às redes de média e baixa tensão. Para isso, devem ser conhecidas:

- Topologia e características elétricas das redes;
- Tempos de atendimento para manutenção programada e corretiva;
- Dispositivos de proteção e comando disponíveis na rede;
- Taxas de falha de trechos e equipamentos da rede;
- Taxas de interrupções dos trechos e equipamentos da rede;
- Energia mensal absorvida e número de consumidores primários distribuídos pelos trechos da rede;

3.2 – Metodologia para a média tensão

Inicialmente define-se:

- Bloco de carga, que é representado por um conjunto de trechos de rede que se derivam de uma chave e não conta, entre eles, com chave alguma.

- Indicador de desempenho DEC, que representa, para um conjunto de consumidores dentro de um universo de consumidores, o tempo médio equivalente que seu suprimento é interrompido durante um certo período de tempo. Destaca-se que o DEC global de cada conjunto de consumidores será constituído por duas parcelas: uma referente às interrupções não programadas, DECCor, destinadas à execução da manutenção corretiva, e a outra devido às interrupções programadas, DECPro, destinada à execução da manutenção preventiva ou preditiva.

- Indicador de desempenho FEC, que representa a frequência equivalente de ocorrência de interrupções.

Analogamente, o FEC global de cada conjunto de consumidores será constituído por duas parcelas: uma referente às interrupções não programadas, FECCor, destinadas à execução da manutenção corretiva, e a outra devido às interrupções programadas, FECPro, destinada à execução da manutenção preventiva ou preditiva.

- Indicador DIC, que representa o tempo, usualmente em horas, que um consumidor específico teve seu suprimento interrompido durante o período de observação, usualmente o ano.

- Indicador FIC, que representa o número de interrupções que ocorreram num consumidor específico durante o período de observação, usualmente o ano.

- Taxa de falha de um trecho de rede, que representa o número médio de falhas que ocorrem por ano e por unidade de comprimento do trecho, para o atendimento da manutenção corretiva, “interrupções não programadas”.

- Taxa de interrupções de um trecho de rede, que representa o número médio de interrupções que ocorrem por ano e por unidade de comprimento do trecho, para o atendimento da manutenção preventiva ou preditiva, “interrupções programadas”.

- Tempo de atendimento, que representa o intervalo de tempo que transcorre desde o instante em que ocorreu a interrupção do suprimento até aquele em que o sistema foi restabelecido. Para o caso de interrupções não programadas destacam-se os tempos parciais:

t^1 - tempo transcorrido desde o instante de ocorrência da contingência até o conhecimento de sua ocorrência pelo COD, “tempo de telefonemas”,

t'2 - tempo necessário para que a equipe de manutenção, ou de reparo do defeito, seja acionada;

t'3 - tempo gasto pela equipe de manutenção para se deslocar, com velocidade constante, ao ponto de interrupção, correr a linha, e identificar a causa e o ponto de defeito;

t'4 - tempo para manobra de chaves para o restabelecimento dos consumidores. Na fig. 2.1, por exemplo, ocorrendo um defeito no Bloco 05 ocorrerá, pela atuação da chave fusível, o desligamento dos consumidores dos blocos 03 e 05. Após a identificação do defeito, restabelece-se o suprimento aos consumidores do bloco 03 abrindo-se a chave de faca do bloco 05 e substituindo-se o elo fusível da chave do bloco 03.

t1 - tempo de pesquisa do defeito, na equação 3:

$$t_1 = t'_1 + t'_2 + t'_3 + t'_4 \quad (3)$$

t2 - tempo médio para o reparo do defeito e o completo restabelecimento do sistema.

Por outro lado, para as interrupções programadas considera-se tão somente o tempo t2, que representa o intervalo de tempo que transcorreu desde o instante em que o suprimento foi interrompido até aquele de seu restabelecimento;

- Para as interrupções não programadas define-se defeito temporário, que representa aquele tipo de defeitos que é sanado pela interrupção e restabelecimento do suprimento através da manobra de chave religadora, ou seccionalizadora, não sendo necessária a intervenção da equipe de manutenção. Por exemplo, no caso de ramos de árvores que por efeito do vento ocasionam a abertura de arco elétrico entre as fases do alimentador. Existindo a montante do ponto de defeito chave religadora ter-se-á sua atuação com a interrupção do arco e o restabelecimento da rigidez dielétrica do meio;

- Para as interrupções não programadas define-se defeito permanente, que representa aquele tipo de defeito que somente poderá ser corrigido pela intervenção da equipe de manutenção, por exemplo, a queima de uma cruzeta, a perfuração de um isolador.

3.2.1 – Interrupções Programadas

Para este caso considera-se somente a hipótese simplificada de que, durante a interrupção, não estão previstas transferências de blocos de carga no próprio circuito ou entre dois ou mais circuitos. Por outro lado, conforme já foi salientado, a duração de qualquer interrupção será de t2.

O procedimento geral a ser seguido para a determinação dos indicadores de continuidade de serviço resume-se nos passos a seguir:

1) Calcula-se a taxa de interrupções global de cada um dos blocos, Tinter, através de 4:

$$T_{inter,i} = \sum_{j=1, n_{trecho,i}} \ell_{i,j} \cdot t_{Int,i,j} \quad (4)$$

onde:

$\ell_{i,j}$ - comprimento do trecho "j" do bloco "i";
 $t_{Int,i,j}$ - taxa de interrupção unitária, número de interrupções por quilômetro e por ano, do trecho "j" do bloco "i";

2) Calcula-se o número de consumidores, Nint,i, que permaneceram sem fornecimento de energia durante o tempo t2, quando de interrupção no bloco "i".

3) Determina-se os indicadores DECPro e FECPro para a contingência no bloco "i":

$$DEC_{Pro,i} = T_{inter,i} \frac{N_{int,i} \cdot t_2}{N_{total}} \quad (5)$$

$$FEC_{Pro,i} = T_{inter,i} \frac{N_{int,i}}{N_{total}}$$

4) Repete-se o procedimento para todos os blocos e obtém-se os indicadores DECPro e FECPro globais do circuito para interrupções não programadas, isto é:

$$DEC_{Pro-circ} = \sum_{i=1, n} DEC_{Pro,i} \quad FEC_{Pro-circ} = \sum_{i=1, n} FEC_{Pro,i} \quad (6)$$

5) Para o estabelecimento dos indicadores DICPro e FICPro, o procedimento é ligeiramente diferente. Assim, selecionam-se os consumidores de um bloco específico, bloco "i", e determinam-se todas as interrupções programadas que ocasionam a interrupção de seu suprimento. Os indicadores, para cada um dos consumidores do conjunto, são dados por 7:

$$DIC_{Pro,i} = \sum_{k=1, nk} t_{inter,k} \cdot t_2 \quad FIC_{Pro,i} = \sum_{k=1, nk} t_{inter,k} \quad (7)$$

6) Para o estabelecimento da energia não distribuída, ENDPro, mensal ou anual, utiliza-se a demanda média anual ou mensal, que é dada por 8:

$$D_{m,blocoi} = D_{méd,mensal} = \frac{\epsilon_{mensal}}{720,0} \quad D_{m,blocoi} = D_{méd,anual} = \frac{\epsilon_{anual}}{8760,0} \quad (8)$$

Calcula-se a ENDPro correspondente à interrupção em cada um dos blocos pela somatória do produto da demanda média não suprida pela duração t2.

3.3 – Metodologia para a rede de baixa tensão

Analogamente à metodologia de cálculo para a rede primária, os índices técnicos de continuidade de serviço na baixa tensão são divididos em dois conjuntos, um referente à manutenção programada, e outro à manutenção não programada, somando-se ambos, portanto, na obtenção dos índices de qualidade da baixa tensão.

Através da metodologia de cálculo de índices técnicos de continuidade para redes de média tensão, descrito no item 3.2 deste artigo, é possível estimar-se as parcelas dos índices individuais (DIC e FIC) para as barras do sistema, as quais estão conectadas aos enrolamentos primários dos transformadores de distribuição, como é ilustrado na figura 5.

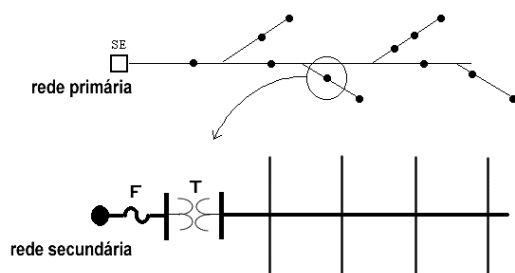


Figura 5 – Rede secundária.

Nota-se que, para cada ponto de consumo da rede primária, são conhecidos os índices DIC e FIC, calculados pelo módulo computacional de confiabilidade para média tensão.

Falhas na rede secundária podem ocorrer no transformador de distribuição, na rede secundária de baixa tensão, a qual é protegida por uma chave fusível presente na barra do enrolamento primário do transformador, e individualmente nos ramais de ligação dos consumidores, por exemplo, devido ao rompimento dos cabos.

É sabido que as redes de distribuição secundárias são divididas em duas categorias conforme o seu cadastramento no banco de dados corporativo. A primeira refere-se às redes cuja topologia elétrica é muito bem conhecida, devido ao cadastramento, e a segunda consiste nas redes cujas topologias elétricas não são cadastradas, havendo somente índices gerais sobre seus padrões de construção, como o comprimento médio, número de consumidores e densidade linear de carga.

Pode-se então, calcular índices gerais para as redes cadastradas, obtendo-se o comprimento, número de consumidores e consumo, de forma que a mesma metodologia possa ser utilizada de maneira geral às duas categorias de redes existentes.

4.0 - CONCLUSÕES

O objetivo principal da pesquisa consistiu em desenvolver um método simples, efetivo, confiável e de fácil aplicação, que resultasse em uma ferramenta útil ao engenheiro de distribuição.

Através das metodologias apresentadas, pode-se sintetizar uma série de índices técnicos relativos à qualidade de fornecimento do sistema de distribuição de energia elétrica, o que possibilita estimar os estados dos sistemas de distribuição primários e secundários de forma integrada. Além disso, a flexibilidade das metodologias, capazes de absorverem diferentes qualidades de informação com relação às redes de baixa tensão, proporciona uma maior abrangência do sistema computacional desenvolvido.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Casolari, R. P. Curvas de Carga de Consumidores Industriais – Agregação com Outras Cargas, Dissertação de Mestrado, EPUSP, São Paulo, 1996, 127p.
- [2] Ferrari, E. L. Utilização de Curvas de Carga de Consumidores Residenciais. Medidas para Determinação de Diversidade de Carga e Carregamento de Transformadores de Distribuição, Dissertação de Mestrado, EPUSP, São Paulo, 1996, 157p.
- [3] Figueiredo, F. M. Estudo Sobre Curvas de Carga de Consumidores Comerciais, Dissertação de Mestrado, EPUSP, São Paulo, 1994, 140p.
- [4] Jardini, J. A. Aplicação de Computadores Digitais para Cálculo de Parâmetros Elétricos de Linhas de Transmissão, Dissertação de Mestrado, EPUSP, São Paulo, 1970, 86p.
- [5] Kagan, N. Application of Fuzzy Sets Theory to Distribution Systems Planning, W. Mielczarski (Ed), Springer_Verlag, Berlin, 1997.
- [6] Kagan, N.; Gouvêa, M. R. et al. Análise de Desequilíbrios em Baixa Tensão, 2º SBQEE, São Lourenço, 1997, 5p.
- [7] Kagan, N., Gouvêa, M. R. et al. Assessoramento em Projetos Especializados de Engenharia de Distribuição. Cálculo Elétrico de Algumas ET's e Redes Secundárias Existentes Extraídas do Sistema GRADE, EPUSP / ELETROPAULO, São Paulo, (Nota Técnica ELT01-05-NT-004-0) junho de 1997, 34p.
- [8] Tahan, C. M. V. Fluxo de Potência: Método de Newton-Raphson, Dissertação de Mestrado, EPUSP, São Paulo, 1978, 106p.
- [9] Vieira, C. A. H. Estabelecimento de Curva Diária de Carga de Consumidores Residenciais, Dissertação de Mestrado, EPUSP, São Paulo, 1993, 70p.