

Desenvolvimento de Ferramenta Gerencial de Monitoramento e Avaliação de Perdas Totais e Fluxo de Reativos no Sistema AES Eletropaulo

I. K. de Lima, A. Tenório, C. Capdeville – AES Eletropaulo, G. B. Schuch - UFRGS

Resumo

No sentido de evoluir o processo de estimação das perdas comerciais, o presente projeto de pesquisa elaborou uma metodologia que realiza o cálculo aproximado destas perdas, partindo do cálculo das perdas técnicas no sistema de subtransmissão, medições reais e hipóteses. Esta metodologia é mostrada detalhadamente no artigo.

O artigo apresenta a síntese conclusiva de todos os estudos feitos para o projeto.

A metodologia proposta é testada em uma área piloto e, posteriormente, a empresa aplicará ao restante do sistema AES Eletropaulo. No final deste artigo é feita uma breve apresentação da área piloto.

Na busca da minimização das perdas totais, foi realizada uma análise sobre a propagação de erros de medição.

Para o cálculo das perdas técnicas no sistema de subtransmissão da área piloto, escolhida para teste da metodologia elaborada, utilizou-se o estudo de fluxo de carga.

Com base nos estudos realizados foi proposta a metodologia e aplicada à área piloto, cujos resultados são aqui apresentados, bem como as conclusões e recomendações.

Palavras Chave

Perdas técnicas, perdas comerciais, software.

I. Introdução

Apresenta-se a metodologia proposta, que permite determinar as perdas não técnicas, aqui denominadas de perdas comerciais, do sistema de energia elétrica. Esta metodologia foi construída com base nos estudos realizados e apresentados anteriormente.

Algumas considerações devem ser observadas a fim de se estabelecer o processo de determinação das perdas, como descrito a seguir:

- a determinação das perdas técnicas e comerciais envolve o conhecimento e o detalhamento dos circuitos elétricos dos consumidores e cargas conectadas às subestações;
- a alocação de medidores faz-se importante na medida em que auxiliam e proporcionam a medição de energia entre trechos do circuito, permitindo a avaliação das perdas elétricas no referido trecho;
- as perdas nos trechos são causadas por efeito Joule, e consideradas como perdas técnicas dos trechos de linha;
- a existência de perdas não técnicas (perdas comerciais) inclui uma parcela de perdas técnicas devido ao incremento do fluxo de corrente nas linhas;
- quanto à medição de energia, considera-se a existência de medição direta e indireta.

A medição direta é definida pela medição através de instrumentos localizados em subestações

ou consumidores da AT em que a energia medida corresponde a energia faturada, ou seja, não há perdas comerciais.

A medição indireta é definida pela medição através da energia faturada obtida por instrumentos localizados em consumidores residenciais ou consumidores da BT. Nesta medição há incertezas quanto à fidelidade entre a energia consumida e a energia faturada. Existem perdas comerciais envolvidas neste processo além das perdas técnicas.

Dadas as características da configuração radial do sistema de distribuição, considera-se somente a existência de perdas não técnicas nos consumidores alimentados pela baixa tensão. Considera-se, também, que na alta tensão existam somente perdas técnicas, mesmo que possíveis consumidores sejam alimentados por esta rede.

II. Grandezas Disponíveis

O método proposto exige, como dados de entrada:

- os parâmetros da linha, como resistência elétrica e reatâncias;
- os valores das potências em cada consumidor isento de perdas comerciais;
- os valores das potências fornecidas à linha;
- os valores das potências, a partir da energia faturada, na qual se pressupõe que existam perdas comerciais.

As grandezas mencionadas, anteriormente, são as informações necessárias para a execução de um cálculo de fluxo de carga no sistema de interesse.

III. Etapas da Metodologia Proposta

Etapa 1

O objetivo nesta etapa é determinar o valor da potência fornecida ao sistema. Uma vez conhecidas as grandezas necessárias, calculam-se, através de um programa computacional de fluxo de carga, as potências em todos os trechos do sistema envolvido.

Duas grandezas são observadas nesta etapa: as perdas técnicas e a potência calculada fornecida ao sistema.

Etapa 2

Com os resultados do fluxo de potência compara-se o valor da potência medida entregue ao sistema com o valor calculado da potência fornecida ao sistema.

Etapa 3

Ocorrendo perdas comerciais estes valores devem ser divergentes, pois embora todas as medições de potência direta estejam fidedignas com o consumo, as medições de potência indireta não são fidedignas com o consumo considerado.

Etapa 4

Sendo verificada a presença de perdas comerciais, o procedimento para determiná-la segue um processo iterativo no qual faz-se um incremento na potência onde é possível que exista a perda comercial e executa-se um novo cálculo a partir do fluxo de carga do sistema.

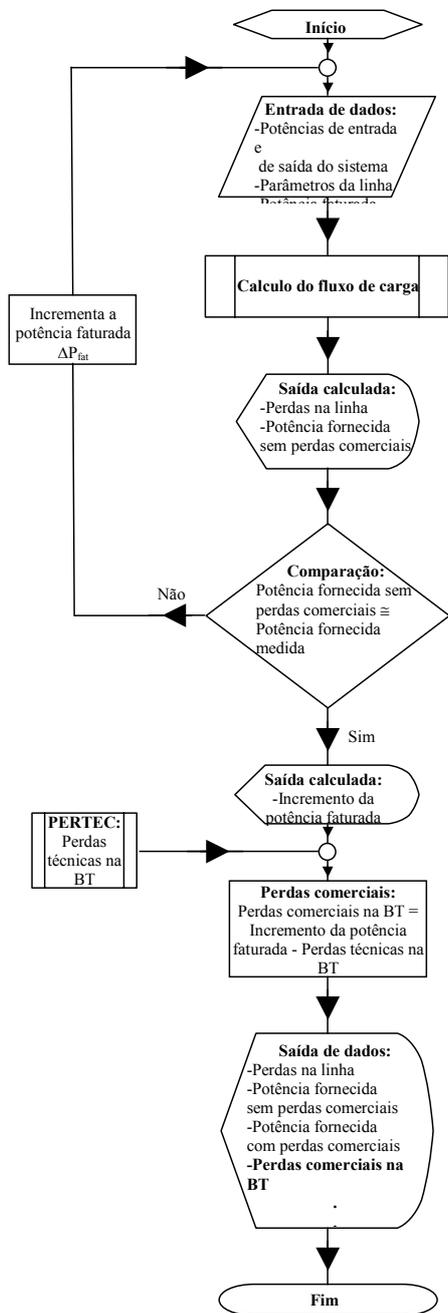


Figura 5.1 Etapas da metodologia proposta.

Este processo é repetido até a convergência entre o valor calculado da potência fornecida ao sistema e seu valor medido.

Etapa 5

Uma vez obtida a convergência, poderá ser observado um acréscimo na potência solicitada no ponto onde existem perdas comerciais.

É importante observar que este acréscimo é inferior a diferença entre a potência fornecida ao sistema sem a existência de perdas comerciais e o valor da potência medida fornecida ao sistema. Assim, conclui-se que esta diferença não corresponde às perdas comerciais propriamente dita. Estão aí incluídos os efeitos destas perdas comerciais nas perdas técnicas. Em outras palavras, as perdas comerciais contribuem para o aumento das perdas técnicas.

Etapa 6

O acréscimo na potência solicitada, observado no ponto onde há perdas comerciais, após a convergência do processo iterativo, corresponde à potência e energia não faturada.

Para separar a energia ou potência fornecida não faturada das perdas efetivamente comerciais é necessário separar as perdas técnicas das comerciais localizadas neste consumidor.

Etapa 7

A determinação das perdas técnicas e comerciais nos consumidores da BT faz uso dos dados fornecidos pelo programa computacional denominado de PERTEC.

O programa PERTEC foi desenvolvido através de um projeto de P&D entre a Eletropaulo e outra instituição de pesquisa. Este programa visa à determinação da energia devido às perdas técnicas nos circuitos de alimentação dos consumidores da BT.

O acréscimo na potência solicitada, observado no ponto onde existem perdas comerciais, deduzido das perdas técnicas calculadas pelo PERTEC, indicará a perda comercial efetiva presente no circuito em questão.

Etapa 8

Os valores das perdas técnicas percentuais, bem como das perdas comerciais percentuais podem ser obtidos a partir dos valores das perdas técnicas e comerciais em relação à potência fornecida ao sistema em questão.

Etapa 9

As perdas percentuais totais podem ser calculadas a partir dos valores das perdas técnicas e comerciais percentuais ou a partir das perdas técnicas e comerciais em relação à potência fornecida ao sistema de energia.

$$P_{\text{Totais}} \% = \frac{P_{\text{Tec}} + P_{\text{Com}}}{P_{\text{FF}}} \cdot 100\% \quad \text{ou}$$

$$P_{\text{Totais}} \% = P_{\text{Tec}} \% + P_{\text{Com}} \%$$

Na Figura 5.1 é apresentado um fluxograma referente à metodologia desenvolvida e, após, um exemplo de cálculo sem perdas comerciais e um exemplo de cálculo com perdas comerciais em um sistema de energia elétrico simplificado.

IV. Exemplo de Aplicação da Metodologia

Caso sem perdas comerciais

O sistema é composto por duas cargas e uma fonte e não há perdas comerciais no sistema.

Etapa 1:

Dados:

- Potência faturada nas cargas =>
 $P_{C1}=140$ MW (medição indireta)

$P_{C2}=60$ MW (medição direta).

- Potência faturada na fonte =>
 $P_{FF}=208,9$ MW (medição direta)
- Perdas técnicas calculadas pelo PERTEC: $P_{TE} = 2$ MW (valor hipotético);

Com os valores de entrada é calculado o fluxo de carga do sistema, onde várias grandezas calculadas são disponibilizadas, entre elas:

- Perdas técnicas nas LTs: $P_{LT12}=2,3$ MW e $P_{LT23}=4,6$ MW;
- Potência calculada na fonte
 $P_{CF}=208,90$ MW

Etapa 2:

Balanco de carga.

Como não há perdas comerciais, o balanço de potência será:

- $P_{FF} = P_{CF} = 2,3$ MW+4,6 MW+60 MW+142 MW
- $P_{FF} = P_{CF} = 208,9$ MW

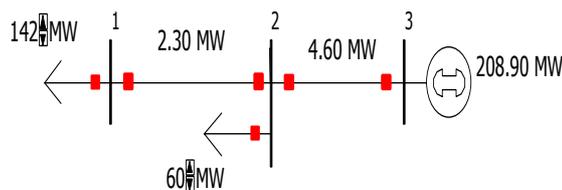


Figura 6.2 Caso sem perdas comerciais.

Caso com perdas comerciais

O sistema é composto por duas cargas e uma fonte e há perdas comerciais no sistema.

Etapa 1:

Dados:

- Potência faturada nas cargas =>
 $P_{C1}=140$ MW (medição indireta)
 $P_{C2}=60$ MW (medição direta).
- Potência faturada na fonte =>
 $P_{FF}=223,08$ MW (medição direta)
- Perdas técnicas calculadas pelo PERTEC: $P_{TE} = 2$ MW (valor hipotético);

Com os valores de entrada é calculado o fluxo de carga do sistema, onde várias grandezas calculadas são disponibilizadas, entre elas:

- Perdas técnicas nas LTs: $P_{LT12}=2,3$ MW e $P_{LT23}=4,6$ MW;
- Potência calculada na fonte
 $P_{CF}=208,90$ MW

Etapa 2:

Balanco de carga:

- $P_{FF} = 223,08$ MW
- $P_{CF} = 208,9$ MW

Como há perdas comerciais, o balanço de potência será:

- $P_{FF} = P_{CF} + P_{perdas} = 2,3$ MW+4,6 MW+60 MW+142 MW + P_{perdas}

Comparação entre P_{FF} e P_{CF} .

Etapa 3:

- $P_{FF} \neq P_{CF}$

Há perdas comerciais

Etapa 4:

Incrementar sucessivamente a potência faturada na carga e executar um novo fluxo de carga até que $P_{FF} \cong P_{CF}$.

Etapa 5:

- $P_{FF} \cong P_{CF} \cong 223,08$ MW

Atingida a convergência.

Etapa 6:

Acréscimo na Potência faturada na carga => $\Delta P_{C1}=15$ MW

Etapa 7:

Determinação das perdas comerciais:

- $P_{Com} = \Delta P_{C1} - P_{TE}$
- $P_{Com} = 15$ MW – 2 MW
- **$P_{Com} = 13$ MW**

Determinação das perdas técnicas:

- Perdas técnicas nas LTs: $P_{LT12}=2,79$ MW e $P_{LT23}=5,29$ MW;
- **Perdas técnicas nas LTs: $P_{LT} = 8,08$ MW;**

Etapa 8:

Determinação das perdas comerciais percentuais:

$$P_{Com} \% = \frac{P_{Com}}{P_{FF}} \cdot 100$$

$$P_{Com} \% = \frac{13\text{MW}}{223,08\text{MW}} \cdot 100$$

$$P_{Com} \% = 5,82\%$$

Determinação das perdas técnicas percentuais:

$$P_{Tec} \% = \frac{P_{Tec}}{P_{FF}} \cdot 100$$

$$P_{Tec} \% = \frac{8,08\text{MW}}{223,08\text{MW}} \cdot 100$$

$$P_{Tec} \% = 3,62\%$$

Etapa 9:

Determinação das perdas percentuais totais:

$$P_{Totais} \% = \frac{P_{Tec} + P_{Com}}{P_{FF}} \cdot 100$$

$$P_{Totais} \% = P_{Tec} \% + P_{Com} \%$$

$$P_{Totais} \% = \frac{8,08\text{MW} + 13\text{MW}}{223,08\text{MW}} \cdot 100$$

ou

$$P_{Totais} \% = 8,08\text{MW} + 13\text{MW}$$

$$P_{Totais} \% = 9,44\%$$

$$P_{Totais} \% = 9,44\%$$

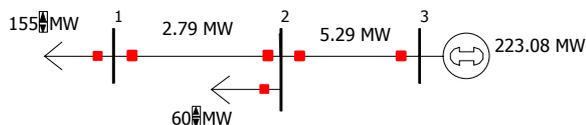


Figura 6.3 Caso com perdas comerciais.

V. Análise dos Resultados

O exemplo ilustra que o acréscimo de 13 MW nas perdas comerciais no consumidor de BT acarretou um acréscimo de 1,18 MW nas perdas na linha de transmissão do sistema observado.

Também fica claro que, em virtude do efeito das perdas comerciais na parcela das perdas técnicas, um acréscimo nas perdas comerciais reflete um incremento na potência fornecida ao sistema.

VI. Aplicação da Metodologia na Área Piloto

A área piloto consiste de um subsistema da AES Eletropaulo. Nesta seção apresenta-se a aplicação da metodologia, desenvolvida anteriormente, na área piloto. De forma análoga ao exemplo apresentado, duas situações são analisadas: (i) sem perdas comerciais; e (ii) suposição de perdas comerciais em uma das barras de carga. A Figura 6.4 ilustra a área piloto com a definição das barras de carga consideradas.

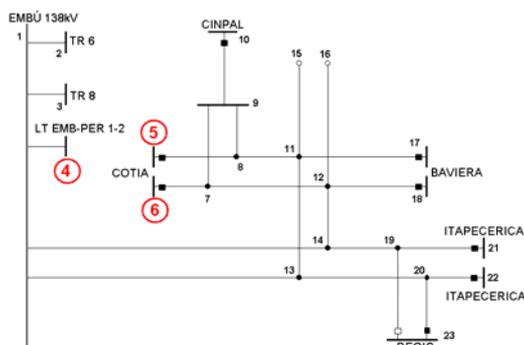


Figura 6.4 Definição das barras de carga.

Conforme apresenta a Figura 6.4, serão consideradas as barras 4, 5 e 6 como barras de carga. Os valores de carga das outras barras são desconsiderados. A fonte é a barra 1, com o nome de EMBÚ 138kV.

Caso sem perdas comerciais

Conforme enunciado anterior, nesta situação são desprezadas quaisquer perdas comerciais.

Etapa 1:

Dados:

- Potência faturada nas cargas => $P_{C4} = 127,6$ MW (medição indireta);

$P_{C5} = 37,4$ MW (medição direta); $P_{C6} = 37,4$ MW (medição direta);

- Potência faturada na fonte => $P_{FF} = 208,7$ MW (medição direta);
- Perdas técnicas calculadas pelo PERTEC: $P_{TE} = 5$ MW (valor hipotético);

Com os valores de entrada, calcula-se com o uso do programa ANAREDE o fluxo de carga do sistema, obtendo-se os valores de perdas técnicas e potência fornecida na fonte. O valor de perdas técnicas apresentado refere-se ao valor total nos circuitos de subtransmissão.

- Perdas técnicas na subtransmissão: $P_{ST} = 1,3$ MW;
- Potência calculada na fonte $P_{CF} = 208,7$ MW.

Etapa 2:

Balanco de carga:

Como não há perdas comerciais, o balanço de carga será:

- $P_{FF} = P_{CF} = 1,3 + 127,6 + 2x(37,4) + 5$
- $P_{FF} = P_{CF} = 208,7$ MW

Como são desprezadas as perdas comerciais, observa-se que os valores calculado e medido diretamente na fonte são iguais.

5.7.2 Caso com perdas comerciais

Para a mesma configuração anterior, considera-se que o sistema tem perdas comerciais nas barras 5 e 6.

Etapa 1:

Dados:

- Potência faturada nas cargas => $P_{C4} = 127,6$ MW (medição indireta); $P_{C5} = 37,4$ MW (medição direta); $P_{C6} = 37,4$ MW (medição direta);
- Potência faturada na fonte => $P_{FF} = 249,3$ MW (medição direta);
- Perdas técnicas calculadas pelo PERTEC: $P_{TE} = 5$ MW (valor hipotético);

Com os valores de entrada, calcula-se com o uso do programa ANAREDE o fluxo de carga do sistema, obtendo-se os valores de perdas técnicas e potência fornecida na fonte. O valor de perdas técnicas apresentado refere-se ao valor total nos circuitos de subtransmissão.

- Perdas técnicas na subtransmissão:
 $P_{ST} = 1,3 \text{ MW}$;
- Potência calculada na fonte $P_{CF} = 208,7 \text{ MW}$.

Etapa 2:

Balanco de carga.

$$P_{FF} = 249,3 \text{ MW}$$

$$P_{CF} = 208,7 \text{ MW}$$

Como há perdas comerciais, o balanço de potência será:

$$P_{FF} = P_{CF} + P_{perdas} = 1,3 + 127,6 + 2x(37,4) + 5 + P_{perdas}$$

Como se observa, $P_{FF} \neq P_{CF}$, portanto, há perdas comerciais!

Etapa 4:

Incrementar sucessivamente a Potência faturada na carga e executar um novo fluxo de carga até que $P_{FF} \cong P_{CF}$. Para isso, inicia-se o caso no ANAREDE com o valor de 37,4MW nas duas barras, 5 e 6.

Neste caso, como é considerada a existência de perdas comerciais na duas barras, pode-se realizar o processo iterativo com o incremento de carga em ambas, simultaneamente.

Etapa 5:

Após a realização das iterações, o processo converge para $P_{FF} \cong P_{CF} \cong 249,3 \text{ MW}$.

Etapa 6:

Após a convergência, verificou-se uma variação total (soma das variações nas cargas das barras 5 e 6) de $\Delta P_C = 40 \text{ MW}$.

Etapa 7:

Determinação das perdas comerciais:

$$P_{Com} = \Delta P_C - P_{TE}$$

$$P_{Com} = 40 \text{ MW} - 5 \text{ MW}$$

$$P_{Com} = 35 \text{ MW}$$

Determinação das perdas técnicas:

Perdas técnicas na subtransmissão: $P_{ST} = 1,9 \text{ MW}$.

Etapa 8:

Determinação das perdas comerciais percentuais:

$$P_{Com} \% = \frac{P_{Com}}{P_{FF}} \cdot 100$$

$$P_{Com} \% = \frac{35 \text{ MW}}{249,3 \text{ MW}} \cdot 100$$

$$P_{Com} \% = 14,04 \%$$

Determinação das perdas técnicas percentuais:

$$P_{Tec} \% = \frac{P_{Te}}{P_{FF}} \cdot 100$$

$$P_{Tec} \% = \frac{1,9 \text{ MW}}{249,3 \text{ MW}} \cdot 100$$

$$P_{Tec} \% = 0,76 \%$$

Etapa 9:

Determinação das perdas percentuais totais:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{\text{Totais}} \% = \frac{P_{\text{Tec}} + P_{\text{Com}}}{P_{\text{FF}}} \cdot 100 \\ P_{\text{Totais}} \% = \frac{1,9\text{MW} + 40\text{MW}}{249,3\text{MW}} \cdot 100 \\ P_{\text{Totais}} \% = 16,8\% \end{array} \right.$$

Observa-se dos resultados que o acréscimo de 35 MW devidos as perdas comerciais aumentou em 0,6 MW as perdas técnicas na subtransmissão. Esse efeito de acréscimo das perdas técnicas devido as comerciais é refletido na potência de entrada, fornecida ao sistema.

VII. Conclusões e Recomendações

O estudo realizado mostra que as perdas técnicas percentuais do sistema de energia são dependentes do fator de potência da operação. Embora as perdas técnicas sejam uma função quadrática da corrente elétrica presente na linha, o valor percentual das perdas aumenta com a redução do fator de potência da carga.

O acréscimo das perdas comerciais acrescenta as perdas técnicas, pois exige uma maior parcela de corrente no sistema.

Um aumento na perda comercial acarreta um aumento ainda maior na potência fornecida ao sistema.

Recomenda-se a compensação reativa na linha, pois a máxima transferência de energia ocorre quando a componente reativa do sistema tende a zero.

Quanto à alocação de medidores de energia, recomenda-se que sejam instalados nos pontos de consumo e de fornecimento, como normalmente se procede. Os pontos intermediários, entre subestações, poder ter suas perdas e potências determinadas a partir cálculo de programas computacionais apropriados aplicados ao sistema.

VII. Referências

- [1] MÉFFE, A. Metodologia para Cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição. Dissertação de Mestrado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2001.
- [2] STRAUCH, M. T. Desenvolvimento de Metodologia para Cálculo de Perdas Elétricas em Redes de Distribuição de Baixa Tensão. Dissertação de Mestrado – Universidade Salvador, 2002.
- [3] CORDEIRO, A. A. *et al.* Sistemática para Determinação e Acompanhamento das Perdas nas Empresas do CCON – Aplicação na SAELPA. XIII SENDI, São Paulo, 1997.
- [4] CCON – Comitê Coordenador de Operações Norte/Nordeste. Determinação de Perdas em Sistemas de Distribuição. XI SENDI, Blumenau, 1992.

- [5] ELETROBRÁS. **Planejamento de Sistemas de Distribuição** – Coleção Distribuição de Energia Elétrica. Rio de Janeiro. Ed. Campus, 1982.
- [6] BACELAR, J. da S. Perdas nos Componentes de Redes de Distribuição. 1995.
- [7] POVEDA, M. A New Method to Calculate Power Distribution Losses in an Environment of High Unregistered Loads. IEEE Transmission and Distribution Conference, 1999.
- [8] FLATEN, D. L. Distribution System Losses Calculated by Percent Loading. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 3, August 1988.
- [9] GRAINGER, J. J.; KENDREW, T. J. Evaluation of Technical Losses on Electric Distribution Systems. CIRED, 1989.
- [10] SOBROSA, I. L. O. Modelo de Previsão de Longo Prazo de Curvas de Carga de um Sistema Elétrico Considerando a Simulação de Cenários Diversos. Dissertação de Mestrado – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, 2004.
- [11] REISSLAND, M. U. **Electrical Measurements – Fundamentals, Concepts, Applications**. Ed. Wiley Eastern Limited, 1989.
- [12] MEDEIROS FILHO, S. **Fundamentos de Medidas Elétricas**. 2a Edição, Rio de Janeiro, Ed. Guanabara, 1981.
- [13] MEDEIROS FILHO, S. **Medição de Energia Elétrica**. 2a Edição, Recife, Ed. Universitária, Universidade Federal de Pernambuco, Convênio Eletrobrás, 1980.
- [14] BIPM; IEC; IFCC; ISO; IUPAC; IUPAP; OIML. Guia Para a Expressão da Incerteza de Medição. 2a Edição, Rio de Janeiro, Ed. Serifa, 1998.
- [15] MONTICELLI, A. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**.
- [16] WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F. **Power Generation, Operation and Control**. New York: John Wiley & Sons, 1996.
- [17] STEVENSON, W. D; GRAINGER, J. J. **Power System Analysis**. New York: Mcgraw-Hill, 1994. 787p. ISBN: 0-07-061293-5.

Exemplos de Telas do Sistema de Gerenciamento de Perdas

Sistema de TeleMedição - Microsoft Internet Explorer

Arquivo Editar Exibir Favoritos Ferramentas Ajuda

Endereço http://sge.eletpaulo.com.br/stnSite/Inicio.htm

ELETROPAULO serviços

Telemedição | Gerenciamento Energético

Logout

Faturamento

- Parâmetros
- Totalizadores
- Quedas de Energia
- Alterações
- Memória de Massa

Download

- Arquivo PK7
- Arquivo Público
- Arquivo Texto

Detalhes do Ponto de Medição

Detalhes do Ponto de Medição

Gateway: ETO ITP
 Ponto de Medição: 252
 Número de Série: 9573537
 Características: CD100 - V1.00 - Ethernet (03/05/2005 17:25)

Evento

Leitura para Faturamento - Medição do Canal 1, 2, 3

Data (Medidor): 01/04/2005 00:00

Energia no Período	Canal 1 (kWh)	Canal 2 (kvarh Ind)	Canal 3 (kvarh Cap)
Ponta	949.734	4.573	103.792
Fora de Ponta	5.029.029	214.250	265.501
Reservado	1.000.334	82.043	92.700
Total	6.965.116	301.266	462.160

Demandas	Canal 1 (kW)	Canal 2 (kvar Ind)	Canal 3 (kvar Cap)
Demanda do Último Intervalo	10.705	134	0
Demanda Máxima em Ponta	13.859	2.083	3.804
Demanda Máxima Fora de Ponta	16.320	4.526	3.293
Demanda Máxima Reservada	23.923	4.738	2.320

Datas	Canal 1 (kWh)	Canal 2 (kvarh Ind)	Canal 3 (kvarh Cap)
Demanda Máxima em Ponta	15/02/05 10:45:00	15/02/05 10:30:00	15/02/05 10:15:00
Demanda Máxima Fora de Ponta	15/03/05 10:10:00	15/03/05 10:15:00	15/03/05 15:00:00

Concluído

Sistema de TeleMedição - Microsoft Internet Explorer

Arquivo Editar Exibir Favoritos Ferramentas Ajuda

Endereço http://sge.eletpaulo.com.br/stnSite/Inicio.htm

ELETROPAULO serviços

Telemedição | Gerenciamento Energético

Logout

Relatório

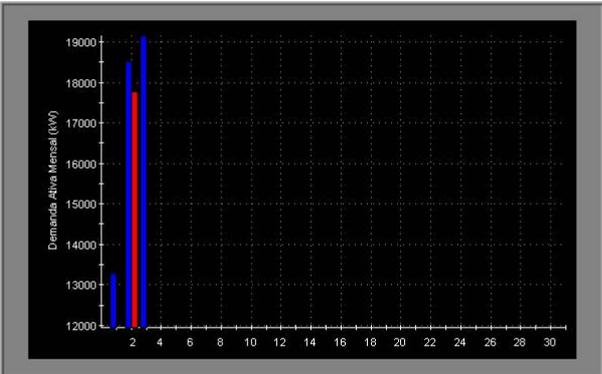
Detalhes Pto Medição

Gráficos

- Demanda
- Fator de Potência
- Consumo

Análises

- Cor. Fator Potência
- E. Reat. Excedente
- Cargas/Capacitores
- Fatura Simulada
- Potencial Economia



Demanda Ativa Fora de Ponta (kWh)

Selecionar todas as Penas disponíveis

- Demanda Ativa Fora de Ponta
- Demanda Ativa em Ponta
- Demanda de Controle Fora Ponta
- Demanda de Controle em Ponta

Aplicar

Concluído