

DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIA DE ANÁLISE, ACOMPANHAMENTO E REDUÇÃO DE PERDAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO

J.A.Cipoli, M.A. De Marco, N. Simão, S.E.Fronterotta, J.B. Anicio e M. A. P.Fredes

Resumo - Este trabalho apresenta uma metodologia para a avaliação e medição da perda total de um circuito de distribuição, e discorre sobre o cálculo e a segmentação das perdas técnicas na rede primária, transformadores, rede secundária, ramais de serviço, medidores, conectores e isoladores. Com a medição da perda total e com o cálculo da perda técnica, é possível avaliar com boa aproximação o montante da perda comercial. O trabalho contém também metodologia para: medição da energia fornecida; análise e adequação dos valores registrados; obtenção de dados sobre o consumo da iluminação pública e consumidores em média e baixa tensão; cálculo das perdas mensais e perdas acumuladas; seleção dos circuitos a serem analisados e finalmente apresenta recomendações para a redução das perdas técnicas.

Palavras Chave – perdas, perdas elétricas, perda comercial, perdas de energia, perdas na distribuição, medição de energia.

I. INTRODUÇÃO

Este informe foi preparado a partir dos estudos e pesquisas desenvolvidos no Projeto de P&D “Desenvolvimento de Metodologia de Análise, Acompanhamento e Redução de Perdas em Sistemas Elétricos de Distribuição”, realizado pela Universidade Mackenzie para a Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.

O projeto de P&D teve como objetivo avaliar a metodologia de determinação de perdas utilizada pela Escelsa e implementar melhorias no modelo e na metodologia para a avaliação e para o cálculo sistemático das perdas totais, técnicas e comerciais de energia elétrica no sistema elétrico da Espírito Santo Centrais Elétricas S. A

Priorizou-se a obtenção dos dados de perdas diretamente através de pesquisas em campo e de medições amostrais na rede elétrica e em seus componentes.

O projeto de P&D concentrou-se nos estudos detalhados das Perdas nos seguintes alimentadores e circuitos secundários :

ALIMENTADORES :

- João Neiva 01 (JN 01), em João Neiva, com cerca de 2.900 consumidores e demanda da ordem de 2.000 kW.
- Praia 07 (PR 07), em Vitória, com cerca de 4.500 consumidores e demanda da ordem de 5.200 kW.
- Vila Velha 03 (VV 03), em Vila Velha, com cerca de 5.700 consumidores e demanda da ordem de 5.400 kW.

CIRCUITOS SECUNDÁRIOS :

- Trafo 26991-3-112.5 (VV 03), em Vila Velha, com cerca de 77 consumidores e demanda da ordem de 65, 20 kW.
- Trafo 30327-3-112.5 (PR 07), em Vitória, com cerca de 66 consumidores e demanda da ordem de 51,20 kW.
- Trafo 40219-3-112.5 (PR 07), em Vitória, com cerca de 57 consumidores e demanda da ordem de 50,50 kW.

O presente artigo apresenta também algumas recomendações quanto à redução das perdas, enfocando com mais deta-

lhes a redução das perdas técnicas em circuitos primários e transformadores de distribuição.

II. CONSIDERAÇÕES SOBRE PERDAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS

Na etapa denominada – “Diagnóstico do estado da arte na Escelsa e outras empresas nacionais e internacionais”, a equipe técnica do Mackenzie procedeu ao levantamento da situação das perdas em sistema elétricos. Um resumo dos dados obtidos é apresentado a seguir.

A. Evolução das Perdas Totais

Dados da ABRADEE referentes as Perdas Totais no Brasil no período 1976 a 2001.



Figura 1 -Evolução das Perdas Totais Brasil – 1976/2001

B. Perdas de Energia na Distribuição Separadas em Técnicas e Comerciais – Ano 2002- Fonte ABRADEE

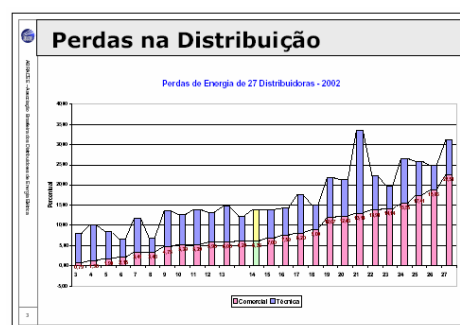


Figura 2 – Perdas Técnicas e Comerciais – Ano 2002

A barra identificada por dupla cor representa a média das 27 empresas distribuidoras.

C. Perdas na Distribuição nos Países da União Européia

O gráfico a seguir apresenta um resumo das perdas na distribuição nos países da União Européia no ano de 2000.

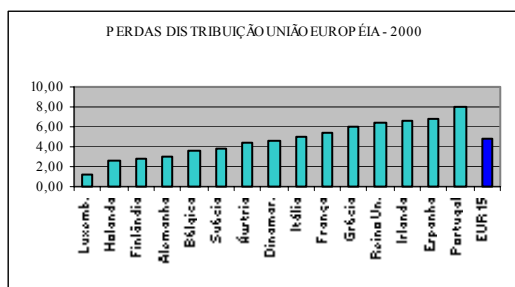


Figura 3 – Perdas na Distribuição União Européia – Ano 2000

III . METODOLOGIA PARA MEDIÇÃO DAS PERDAS TOTAIS DE UM ALIMENTADOR/CIRCUITO SECUNDÁRIO

A metodologia para medição das perdas de um alimentador/circuito secundário é constituída de várias etapas:

A. Escolha dos Alimentadores/Circuitos Secundários

São escolhidos alimentadores/circuitos secundários que representem os vários tipos de composição de carga (ex.: carga predominantemente comercial/industrial; mista entre comercial/industrial e residencial; carga residencial). No que diz respeito aos consumidores comerciais/industriais, deve-se escolher circuitos onde haja consumidores que potencial e/ou historicamente tendem a tentar fraudar a medição de energia elétrica, produzindo redução significativa no seu faturamento. Enquadram-se neste perfil: eletrointensivos, padarias, açougues, supermercados, restaurantes, etc.

B. Medição da Energia Total Fornecida ao Alimentador/ Circuito secundário

É necessário que se instale o mais próximo possível da saída do circuito:

- Conjunto de medição de três elementos para medição, uso ao tempo e,
- Um medidor eletrônico de energia com boa precisão (ex. classe 0,2 %).



Figura 4 – Conjunto de Medição em Média tensão

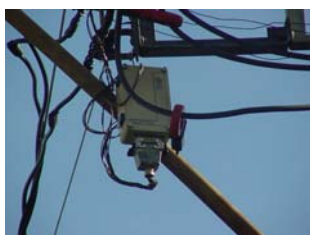


Figura 5 – Registrador para Baixa Tensão

C. Leitura e Análise dos Dados Registrados

Esta etapa é composta dos seguintes passos:

- 1° – Obter os dados da medição
- 2° – Analisar o Gráfico para verificar manobras no alimentador ou remanejamento de cargas na secundária

- 3° – Considerar as manobras/ remanejamentos na energia medida no alimentador/secundária
- 4° – Cálculo da Energia Total Fornecida durante o período

D. Adequação dos Valores Registrados

Considerando ser provável que a atividade de extração de dados dos medidores instalados na saída dos transformadores não possa ser realizada sempre num determinado dia do mês, é necessário que o valor de kWh medido passe por uma adequação para retratar corretamente a Energia Total Fornecida no mês ($kWh_{Tot\ Forn}$). Essa adequação pode ser feita de duas formas:

Alternativa 1. Considerando a Relação entre o Número de Horas do Mês e o Número de Horas do Período de Medição

- Verificar o número de horas do mês
- Verificar o número de horas do período de medição
- Efetuar a adequação do valor do kWh Total Fornecido através da expressão (1):

$$kWh_{Tot\ Forn} = (Horas_{Mês} / Horas_{Medição}) \cdot kWh_{Medido} \quad (1)$$

Alternativa 2. Compondo os Registros Lidos num Determinado Mês com os Registros Lidos no Período Anterior, de Forma a se Obter os Dados da 00:00h do Dia 1° às 24:00h do Último Dia do Mês

E. Dados do Consumo em kWh da Iluminação Pública Conectada ao Alimentador/ Circuito secundário em Análise

Proceder ao levantamento de dados disponíveis nos sistemas de gerência de redes e comercial.

$$kWh_{I, Púb} = Potência_{I, Púb}(W) \times Horas_{Funcion} / 1000 \quad (2)$$

F. Dados do Consumo em kWh dos Consumidores Atendidos em Média Tensão – “MT”, pelo Alimentador em Análise

Coletar as informações disponíveis nos bancos de dados da área comercial, do sistema de gerenciamento de redes e do C.O.D., e levantamentos de campo.

G. Dados do Consumo em kWh dos Consumidores Atendidos em Baixa Tensão – “BT”, pelo Alimentador/ Circuito Secundário em Análise

Coletar nos sistemas de gerenciamento de redes e comercial e efetuar a soma dos consumos individuais de todos os consumidores, conforme (3):

$$kWh_{Consum\ BT} = \sum (Consumo\ Atual\ dos\ Consumid\ em\ BT) \quad (3)$$

H. Cálculo das Perdas

Para tornar os resultados imunes a fatores sazonais e/ou aleatórios, é recomendável que sejam efetuados dois cálculos de perda:

- Cálculo da perda mensal : este valor é sensível aos fatores sazonais e/ou aleatórios;
- Cálculo da perda acumulada : este valor torna-se imune aos fatores sazonais e/ou aleatórios.

1) Cálculo das Perdas Totais Mensais

$$kWh_{Perdas\ Mês} = kWh_{Tot\ Forn} - [kWh_{(Ilum\ Públi + MT + BT)}] \quad (4)$$

O valor percentual é calculado conforme (5):

$$Perdas\ \%_{Mês} = (kWh_{Perdas\ Mês} / kWh_{Tot\ Forn}) \times 100 \quad (5)$$

2) Cálculo das Perdas Totais Acumuladas

$$kWh_{Perda\ Ac\ Atual} = kWh_{Perda\ Ac\ Ant} + kWh_{Perda\ Mês} \quad (6)$$

O valor acumulado percentual é obtido por (7):

$$Perda\%_{Ac\ Actual} = \left[\frac{kWh_{(Perda\ Ac\ Ant + Perda\ Mês)}}{kWh_{(Medido\ Ac\ Ant + Medido\ Mês)}} \right] \times 100 \quad (7)$$

1. Exemplo da medição da Perda Total Acumulada, em um Alimentador, no período de 305 dias (dez meses):

- Energia fornecida ao Alimentador PR-07 em 305 dias:

✓ Energia Medida em 7.320 horas = 19.904.098 kWh

- Energia fornecida aos clientes em 305 dias

✓ Energia Total fornecida aos clientes em 305 dias = 17.521.323 kWh.

Estimativa da Perda Total Acumulada da Distribuição

Perda Tot kWh = 19.904.098 - 17.521.323 = 2.382.775 kWh

Perda Tot % = (2.382.775 / 19.904.098) x 100 = 11,97 %

IV- ANÁLISE DAS PERDAS DOS ALIMENTADORES E TRANSFORMADORES MONITORADOS

A. Alimentadores

A avaliação foi realizada a partir de medições e pesquisas de campo e cálculos diretos realizados.

A seguir apresentaremos um resumo dos resultados obtidos para cada um dos alimentadores monitorados no Projeto.

A. 1 – Alimentador João Neiva 01 (JN 01)

Os dados de medição referentes ao alimentador JN 01 foram obtidos no período maio/04 a fevereiro/05.

ALIMENTADOR : JN 01 – IBIRAÇU

DESCRIÇÃO	Nº MESES	KWh
Energia Medida Fornec.	10	8.481.171,50
Energia Medida Fornec. Mês Médio		848.117,15
Perda Medida	10	1.585.125,50
Perda Medida no Mês Médio		158.512,55

PERDAS TÉCNICAS MENSAS SEGMENTAÇÃO	KWh	
	MÍNIMO	MÁXIMO
Perda na Rede Primária	11.870	13.057
Perda nos Transformadores	35.561	39.117
Perda nas Redes Secundárias	4.625	5.088
Perda nos Ramais de Serviço	6.000	6.600
Perda nos Medidores	4.041	4.445
Outras Perdas Técnicas	6.222	6.844
TOTAL PERDAS TÉCNICAS	68.319,00	75.151,00

BALANÇO DAS PERDAS MENSAS

TIPO DE PERDA	KWh	
	SITUAÇÃO 1	SITUAÇÃO 2
COMERCIAIS	90.193,55 - MAX	83.361,55 - MIN
TÉCNICAS	68.319,00 - MIN	75.151,00 - MAX
PERDAS TOTAIS	158.512,55	158.512,55

TIPO DE PERDA	%	
	(em relação à energia medida fornecida no mês médio)	
	SITUAÇÃO 1	SITUAÇÃO 2
COMERCIAIS	10,63 % - MAX	9,83 % - MIN
TÉCNICAS	8,06 % - MIN	8,86 % - MAX
PERDAS TOTAIS	18,69 %	18,69 %

A. 2 – Alimentador Praia 07 (PR 07)

Os dados de medição referentes ao alimentador PR 07 fo-

ram obtidos no período maio/04 a fevereiro/05.

ALIMENTADOR : PR 07 – AIRTON SENA

DESCRIÇÃO	Nº MESES	KWh
Energia Medida Fornecida	10	19.904.098,00
Energia Medida Fornecida no Mês Médio		1.990.409,80
Perda Medida	10	2.382.774,20
Perda Medida no Mês Médio		238.277,42

PERDAS TÉCNICAS MENSAS SEGMENTAÇÃO	kWh	
	MÍNIMO	MÁXIMO
Perda na Rede Primária	20.752	24.902
Perda nos Transformadores	47.286	52.014
Perda nas Redes Secundárias	6.705	7.375
Perda nos Ramais de Serviço	14.296	15.725
Perda nos Medidores	9.531	10.484
Outras Perdas Técnicas	11.124	12.236
TOTAL PERDAS TÉCNICAS	109.694,00	122.736,00

BALANÇO DAS PERDAS MENSAS

TIPO DE PERDA	KWh	
	SITUAÇÃO 1	SITUAÇÃO 2
COMERCIAIS	128.583,42 - MAX	115.541,42 - MIN
TÉCNICAS	109.694,00 - MIN	122.736,00 - MAX
PERDAS TOTAIS	238.277,42	238.277,42

TIPO DE PERDA	%	
	(em relação à energia medida fornecida no mês médio)	
	SITUAÇÃO 1	SITUAÇÃO 2
COMERCIAIS	6,46 % - MAX	5,80 % - MIN
TÉCNICAS	5,51 % - MIN	6,17 % - MAX
PERDAS TOTAIS	11,97 %	11,97 %

A. 3 – Alimentador Vila Velha 03 (VV 03)

Os dados de medição referentes ao alimentador VV 03 foram obtidos no período maio/04 a janeiro/05.

ALIMENTADOR : VV 03 – CASTANHEIRAS

DESCRIÇÃO	Nº MESES	KWh
Energia Medida Fornecida	9	21.286.060,50
Energia Medida Fornecida no Mês Médio		2.365.117,83
Perda Medida	9	2.078.467,10
Perda Medida no Mês Médio		230.940,79

PERDAS TÉCNICAS MENSAS SEGMENTAÇÃO	kWh	
	MÍNIMO	MÁXIMO
Perda na Rede Primária	48.220	53.042
Perda nos Transformadores	42.091	46.300
Perda nas Redes Secundárias	9.063	9.969
Perda nos Ramais de Serviço	15.507	17.058
Perda nos Medidores	10.338	11.372
Outras Perdas Técnicas	12.406	13.647
TOTAL PERDAS TÉCNICAS	137.625,00	151.388,00

BALANÇO DAS PERDAS MENSAS

TIPO DE PERDA	kWh	
	SITUAÇÃO 1	SITUAÇÃO 2
COMERCIAIS	93.315,79 – MAX	79.552,79 - MIN
TÉCNICAS	137.625,00 – MIN	151.388,00 - MAX
PERDAS TOTAIS	230.940,79	230.940,79

TIPO DE PERDA	%	
	(em relação à energia medida fornecida no mês médio)	
	SITUAÇÃO 1	SITUAÇÃO 2
COMERCIAIS	3,94 % - MAX	3,36 % - MIN
TÉCNICAS	5,82 % - MIN	6,40 % - MAX
PERDAS TOTAIS	9,76 %	9,76 %

B. Rede Secundária dos Transformadores

A avaliação foi realizada a partir de medições e pesquisas de campo e cálculos diretos realizados.

A seguir apresentaremos um resumo dos resultados obtidos para cada um dos transformadores monitorados no Projeto.

B. 1 – Transformador 30.327-3-112.5 – Alimentador PR 07

Os dados de medição referentes ao transformador 30.327 foram obtidos no período novembro/04 a julho/05.

PERDA MÉDIA MENSAL kWh			
	Energia Faturada	Energia Medida	PERDA MENSAL
MÉDIA	18.949,70	22.002,10	3.052,40

PERDAS TÉCNICAS MENSAS SEGMENTAÇÃO	KWh	
	MÍNIMO	MÁXIMO
Perda na Rede Secundária	57,321	68,785
Perda nos Ramais de Serviço	168,563	202,276
Perda nos Medidores	94,17	113,004
Outras Perdas Técnicas	32,005	38,406
TOTAL PERDAS TÉCNICAS	352,059	422,471

BALANÇO DAS PERDAS MENSAS

TIPO DE PERDA	KWh	
	SITUAÇÃO 1	SITUAÇÃO 2
COMERCIAIS	2.700,341 – MAX	2.629,929 – MIN
TÉCNICAS	352,059 – MIN	422,471 – MAX
PERDAS TOTAIS	3.052,40	3.052,40

TIPO DE PERDA	%	
	(em relação à energia medida fornecida no mês médio)	
	SITUAÇÃO 1	SITUAÇÃO 2
COMERCIAIS	12,27 % - MAX	11,95 % - MIN
TÉCNICAS	1,60 % - MIN	1,92 % - MAX
PERDAS TOTAIS	13,87 %	13,87 %

B. 2 – Transformador 40.219-3-112.5 – Alimentador PR 07

Os dados de medição referentes ao transformador 40.219 foram obtidos no período maio/05 a julho/05.

PERDA MÉDIA MENSAL kWh			
	Energia Faturada	Energia Medida	PERDA MENSAL
MÉDIA	17.220,67	18.673,83	1.453,16

PERDAS TÉCNICAS MENSAS SEGMENTAÇÃO	KWh	
	MÍNIMO	MÁXIMO
Perda na Rede Secundária	156,565	187,878
Perda nos Ramais de Serviço	136,659	163,991
Perda nos Medidores	119,355	143,226
Outras Perdas Técnicas	41,258	49,510
TOTAL PERDAS TÉCNICAS	453,837	544,605

BALANÇO DAS PERDAS MENSAS

TIPO DE PERDA	KWh	
	SITUAÇÃO 1	SITUAÇÃO 2
COMERCIAIS	999,323 – MAX	908,555 – MIN
TÉCNICAS	453,837 – MIN	544,605 – MAX
PERDAS TOTAIS	1.453,16	1.453,16

TIPO DE PERDA	%	
	(em relação à energia medida fornecida no mês médio)	
	SITUAÇÃO 1	SITUAÇÃO 2
COMERCIAIS	5,35 % - MAX	4,86 % - MIN
TÉCNICAS	2,43 % - MIN	2,92 % - MAX
PERDAS TOTAIS	7,78 %	7,78 %

B. 3 – Transformador 26.991-3-112.5 – Alimentador VV 03

Os dados de medição referentes ao transformador 26.991 foram obtidos no período maio/05 a julho/05.

PERDA MÉDIA MENSAL kWh			
	Energia Faturada	Energia Medida	PERDA MENSAL
MÉDIA	26.932,00	27.147,81	215,81

PERDAS TÉCNICAS MENSAS SEGMENTAÇÃO	KWh	
	MÍNIMO	MÁXIMO
Perda na Rede Secundária	153,857	184,628
Perda nos Ramais de Serviço	186,623	223,948
Perda nos Medidores	232,14	278,568
Outras Perdas Técnicas	57,262	68,714
TOTAL PERDAS TÉCNICAS	629,882	755,858

Neste circuito está sendo constatada uma situação ideal, onde o valor medido é praticamente igual ao valor faturado. Desta forma, é possível afirmar que nele não existem desvios ou fraudes e que os medidores instalados nos consumidores estão registrando o consumo adequadamente.

V – SOFTWARE – SIMULADOR DE PERDAS EM TRECHOS DE CIRCUITOS PRIMÁRIOS

Dentre todos os segmentos que compõem o sistema elétrico de uma concessionária, desde as linhas de transmissão até os medidores de baixa tensão, são os circuitos primários aqueles que tem maior peso na formação das perdas técnicas, podendo chegar a responder por volta de 30% das mesmas. Dada a magnitude dessas perdas, e o impacto financeiro que representam, convém que sejam adequadamente conhecidas e analisadas.

Considerando o fato de que grande parte das perdas em um circuito ocorre nos primeiros quilômetros do mesmo, e também em pontos onde a corrente esteja elevada em relação ao condutor utilizado, faz-se necessário um instrumento que permita analisar as perdas não mais no circuito como um todo, mas em seus trechos mais significativos.

Considerando ainda que o conhecimento do valor das perdas nos pontos mais significativos trará maiores benefícios econômicos/financeiros para a empresa na medida em que propiciar a elaboração de propostas alternativas que visem a redução das mesmas, faz-se também necessário um instrumento que possibilite quantificar facilmente essa redução para cada uma das alternativas tradicionalmente empregadas para esse fim (mudança de bitola, de configuração, ou até mesmo da carga atendida).

A. Características do Simulador

Seu principal objetivo é possibilitar aos engenheiros e técnicos obter, de forma simples e rápida:

- ✓ Os valores das perdas de energia em trechos da rede primária, na situação existente ou projetada;
- ✓ Os valores que poderiam ser obtidos nesses mesmos trechos com a utilização de:
 - Diferentes bitolas
 - Diferentes configurações
 - Diferentes correntes (via remanejamento de cargas);
- ✓ O cálculo do ganho (em MWh e em R\$) pela adoção das alternativas possíveis.

B. Outras Vantagens Advindas do Uso do “Simulador”

Embora o objetivo do simulador não seja o de efetuar uma análise da relação “custo x benefício” ao se empregar diferentes bitolas e/ou configurações de rede, sua utilização facilita a realização dessas análises.

C. Filosofia Adotada na Elaboração do Simulador

O “simulador” foi elaborado dentro das seguintes premissas básicas:

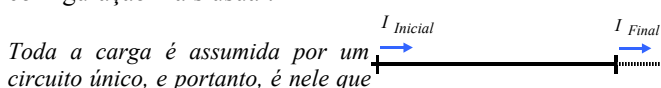
- Exigir o menor volume de dados de entrada que possibilite o cálculo adequado das perdas;
- Oferecer dentro do programa as configurações mais usuais dos circuitos primários;
- Efetuar os cálculos de forma totalmente transparente ao usuário, e ao mesmo tempo manter a possibilidade de acesso aos detalhes dos mesmos, quando desejado;
- Permitir que o usuário navegasse pelo “simulador” sem a preocupação de alterar acidentalmente alguma estrutura básica de cálculo (células protegidas);
- Abordar a redução das perdas não apenas do ponto de vista técnico (redução de MWh), mas também o seu correspondente ganho financeiro (redução em R\$);
- Apresentar meios que facilitem a comparação e documentação dos resultados obtidos com as alternativas possíveis.

D. Configurações / Bitolas Disponibilizadas e Produtos Fornecidos

D.1 – Configurações e bitolas disponibilizadas

O “simulador” possibilita o cálculo das perdas de energia para os quatro tipos de configuração mais utilizados na rede primária de distribuição.

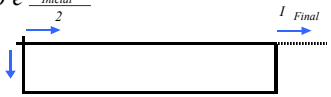
“Configuração 1” - representa um circuito único, que é a configuração mais usual:



ocorrem todas as perdas do trecho que está sendo analisado.

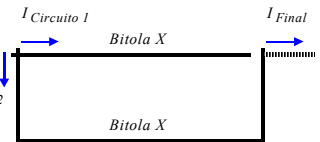
“Configuração 2” – circuito duplo em paralelo

A carga a ser atendida pelo trecho é $\frac{I_{Inicial}}{2}$ dividida igualmente entre dois circuitos paralelos, $\frac{I_{Inicial}}{2}$ de mesma bitola.



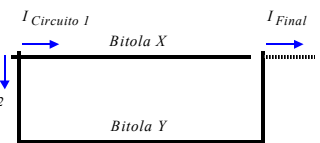
“Configuração 3” – dois circuitos individuais com a mesma bitola

Um dos circuitos atende a carga existente até um determinado ponto. A partir daí, toda a carga restante é assumida pelo outro circuito.



“Configuração 4” – dois circuitos individuais com bitolas diferentes

Idem à configuração anterior, mas os circuitos possuem bitolas diferentes.



O “simulador” foi preparado para trabalhar os seguintes tipos de condutores:

ALUMÍNIO			
Sem alma aço (A)	Com alma aço (S)	Spacer cable (P)	Multiplexado (M)
556 MCM	336 MCM	70 MM ²	35 MM ²
477 MCM	4/0 MCM	180 MM ²	70 MM ²
336 MCM	2/0 MCM	240 MM ²	240 MM ²
4/0 MCM	1/0 MCM	300 MM ²	
2/0 MCM	04 MCM		
1/0 MCM	02 MCM		
04 MCM			
02 MCM			

D.2 – Produtos Fornecidos

Em cada trecho analisado, o “simulador” fornece:

⇒ Para cada uma das quatro configurações:

- ✓ A quantidade de energia perdida no período de 1 ano (em MWh);
- ✓ O valor dessa energia perdida, considerando o custo da tarifa normal (em R\$);
- ✓ Idem, porém com o custo da energia pago no mercado “spot” (ou qualquer outro custo que se desejar utilizar na simulação).

⇒ Para as Configurações “2”, “3” e “4”:

- ✓ A economia anual possível de ser obtida caso se utilize qualquer uma dessas configurações, ao invés da configuração “1” (tomada como base de referência). Essa economia é dada em:
 - Mwh
 - R\$ (considerando o custo da tarifa normal)
 - R\$ (considerando o custo da tarifa spot, ou qualquer custo de energia)
 - Percentual

VI – RECOMENDAÇÕES PARA O CONTROLE E PARA A REDUÇÃO DAS PERDAS

A. Transformadores de Propriedade da Escelsa - Carregamento

A seguir apresentaremos dados relativos a transformadores de distribuição de propriedade da Escelsa obtidos do Sistema Geo.

Com relação aos transformadores de propriedade da Escelsa, nossa análise se concentrará nos urbanos por questões de facilidade de : execução de possíveis substituições; avaliação das condições operacionais do trafo; facilidade de acesso; menor deslocamento para acessar o mesmo; etc.

A tabela a seguir apresenta um resumo das quantidades de transformadores de distribuição existentes na Escelsa.

Tabela 1 – Quadro Trafos de Distribuição Urbanos Escelsa




kVA	QTD	kVA	QTD
15	1248	30	4026
45	4588	75	5120
112.5	2933	150	554
TOTAL		18469	

Para efeito de análise, os transformadores quanto as faixas de carregamento serão considerados conforme abaixo:

FAIXA CARREGAMENTO	SITUAÇÃO
0 % < C < 70 %	TRAFO SUBCARREGADO
70 % ≤ C ≤ 110 %	TRAFO ADEQUADO
C > 110 %	TRAFO SOBRECARRGADO

Com a utilização dos conceitos de classificação de transformadores de acordo com a faixa de carregamento é possível montar uma tabela que contém indicadores de transformadores nas três faixas, bem como com indicação da potência do transformador adequado para as situações de subcarga e sobrecarga. A tabela resultante é apresentada a seguir.

Legenda :

	Transformador subcarregado
	Transformador na faixa ideal
	Transformador sobrecarregado

É importante lembrar que a tabela acima é um indicador, pois para sua adequada avaliação é necessário observar

		TRAFO EXISTENTE						
		15	30	45	75	112.5	150	
TRAFO ADEQUADO	POTÊNCIA	1123	1774	546	273	81	22	
	15	124	1998	1600	984	168	74	
	30		253	2241	1868	776	108	
	45			198	1909	1479	186	
	75				88	413	106	
	112.5					37	49	
	150						9	
< 150								
TOTAL		1252	4025	4583	5120	2934	554	18468

transformadores que atendem : cargas sazonais; cargas com características especiais (motores, solda a arco, etc); shopping center; etc.

Numa primeira análise, merecem especial atenção, por parte da Escelsa, cerca de 3.198 transformadores urbanos que estão subcarregados e podem ser passíveis de desligamento ou de substituição por outros de menor potência, reduzindo significativamente as perdas no ferro..

B. Consolidação da Metodologia de Cálculo das Perdas Técnicas via Software

A partir dos dados disponíveis foram efetuados cálculos das perdas técnicas em alimentadores utilizando os seguintes métodos :

1. Método do planejamento da Escelsa (SISPRIM),
2. Método do sistema de gerenciamento de redes (Geo),
3. Método do Interplan,
4. Método direto do Mackenzie.

Como resultado destas análises foi definido o seguinte :

B.1. Para a Rede Primária

1. O cálculo do GEO para a rede primária será utilizado pela área de Projeto. Com relação à utilização de KVAS, mensal ou trimestral, o sistema disponibilizará opção para o usuário definir aquele que lhe interessa no caso em estudo.
2. O GEO será utilizado como a ferramenta para a primeira avaliação das perdas técnicas pela área de planejamento e, o INTERPLAN será utilizado em análises posteriores.
3. Com relação ao cálculo das perdas em medidores, que se refere às perdas nas bobinas, o mesmo será contabilizado a partir das quantidades de medidores: mono, bi e trifásicos, considerando 1,5 watts de perda por bobina.
4. Quanto à atribuição das perdas técnicas nos ramos de serviço, a mesma foi estabelecida a partir de valores médios que foram definidos com base em estudos específicos elaborados pela Escelsa.

B.2. Para a Rede Secundária

Após análises e avaliações ficou definido que os dados do GEO serão utilizados para a efetivação dos cálculos na rede secundária dos transformadores.

Ficou ainda definido que o método dos 13 (treze) postes, constante no documento do CODI/ABRADEE para o cálculo de perdas, foi substituído pelo do GEO.

B.3. Implementação do Fator K (Perdas Comerciais) nos Cálculos de Perdas Técnicas via Sistema Geo

Em complementação a solicitações da Escelsa, a equipe técnica do Mackenzie apresentou sugestão visando possibilitar a implementação do Fator K nos cálculos de Perdas Técnicas, via Sistema Geo, com o objetivo de poder considerar o efeito da agregação da Perda Comercial nos cálculos das perdas técnicas.

B.3.1. Perdas na Rede Primária

Como os cálculos do sistema Geo estão sendo efetuados com a utilização dos valores de corrente efetivamente medidos na saída dos alimentadores, a influência da perda comercial já está atendida.

B.3.2. Perdas em Transformadores

B.3.2.1. Perdas no Ferro

A perda no ferro é afetada pela tensão. Assim sendo, a perda comercial não altera o valor calculado pelo sistema Geo.

B.3.2.2. Perda no Cobre

A perda no cobre é afetada pela perda comercial na Baixa Tensão. Supondo que a perda da comercial é de K%, a corrente que passa pelo transformador será K% maior e a perda no cobre considerando as perdas comerciais será :

$$\text{PERDAS COBRE}_{\text{COM PERDAS COMERCIAIS}} = \text{PERDAS COBRE}_{\text{Geo}} \times \left(1 + \frac{K}{100}\right)^2$$

B.3.3. Perdas na Rede Secundária

$$\text{PERDAS SECUNDÁRIA}_{\text{COM PERDAS COMERCIAIS}} = \text{PERDAS SECUNDÁRIA}_{\text{Geo}} \times \left(1 + \frac{K}{100}\right)^2$$

B.3.4. Perdas nos Ramais de Ligação e de Entrada

$$PERDAS RAMAIS_{COM PERDAS COMERCIAIS} = PERDAS RAMAIS_{Geo} \times \left(1 + \frac{K}{100}\right)^2$$

Onde : $\left(1 + \frac{K}{100}\right)^2$ é o fator de correção.

B.3.5. Perdas nos Medidores

As perdas comerciais não afetam as perdas nos medidores. Assim sendo, para o caso dos medidores, o valor de perda calculado pelo sistema Geo já atende as necessidades.

C. Padrão Compacto de Entrada de Energia – Consumidor Monofásico, Consumidor Bifásico e Consumidor Trifásico de Baixa Tensão

O objetivo foi incrementar a utilização de padrões compactos de entrada de energia, para consumidores de baixa tensão, na forma de um "conjunto de entrada de energia elétrica", que contenha poste, fios fase e neutro, caixa de medição com disjuntor, sistema de aterramento e outros acessórios.

Estes conjuntos procuram trazer vantagens e boas características de segurança com diminuição dos riscos de uso, baixo custo, durabilidade, ser antifraude e ter facilidade de instalação.

Um dos pontos importantes dos padrões é a eliminação da bengala externa que foi embutida no poste de concreto, observando-se as exigências das normas ABNT NBR8451, NBR8452 e NBR6124. Tal medida inibe de forma expressiva os desvios de energia antes da medição.

Quanto ao lacre, foi desenvolvido um parafuso passante (vazando o poste) que prende a tampa da caixa do medidor e termina no interior da caixa da proteção, onde é aplicado o lacre da concessionária. Na tampa da caixa do medidor a cabeça do parafuso é embutida e protegida por uma tampa com um segundo lacre.

D. Registradores Digitais de Corrente e de Tensão para Redes 15 Kv – Avaliação Rápida de Regiões com Fraude Acentuadas

Os registradores de tensão e de corrente são equipamentos que dispensam a utilização de TP e de TC para a execução das medições e são instalados na rede com a utilização de bastão pega-tudo, sem a necessidade de interrupção no fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

São equipamentos para utilização ao longo da rede possibilitando a fácil e rápida avaliação das grandezas elétricas, dentre as quais a energia fornecida tanto a um trecho do alimentador quanto a um consumidor específico.

A foto a seguir apresenta um registrador de tensão (fase-fase) e um registrador de corrente instalados em um ponto do alimentador PR-07 de Vitória.



A instalação do conjunto Registrador Digital de Corrente e de Tensão indica, em primeira análise, o grau de fraude de uma certa região. Basta comparar o valor medido com a somatória do MWh faturado após o ponto de medição.

E. Estudo Preliminar do Cabo Ótimo para Alimentador Típico

Os padrões e critérios de projeto utilizados por grande parte das Concessionárias brasileiras foram estabelecidos há vários anos, em função dos parâmetros vigentes na época, capacidade de investimento, etc.

Um desses critérios refere-se à bitola do condutor utilizado no tronco dos circuitos primários. Algumas Concessionárias constroem seus circuitos com cabo 336,4 MCM, outras utilizam cabos com bitola superior. A questão, que a princípio poderia parecer eminentemente técnica, assume novos contornos após as privatizações, pois o objetivo de atender bem aos consumidores aliou-se agora à busca de uma lucratividade cada vez maior.

A questão básica que se pretende analisar neste estudo é:

Vale a pena investir mais nos primeiros quilômetros de um circuito primário em 15 kV, em razão da redução das perdas de energia?

É importante ter-se em mente que a presente recomendação não visa sugerir novos critérios de planejamento global de alimentadores 15 kV, pois isso envolveria uma série de análises que demandariam um tempo maior em sua elaboração (ex.: quantidade ideal de circuitos face aos custos dos cubículos nas S/E's, reserva de contingência, DEC e FEC atual e planejado, etc.). O que se pretende é fornecer subsídios que, após análise por parte da concessionária, possam ter sua aplicação em menor espaço de tempo, antecipando assim a obtenção dos benefícios.

E.1 Características dos Condutores

A tabela a seguir apresenta as principais características dos condutores mais utilizados em redes da classe de 15 kV pelas concessionárias brasileiras.

CARACTERÍSTICAS DOS CONDUTORES - (50° C)				
TIPO	BITOLA	φ ext (mm)	I _{MÁXIMA} A	Resistência Ω / km
Nu	4 MCM	6,36	114	1,5970
Nu	2 MCM	8,01	138	1,0502
Nu	1/0 MCM	10,11	184	0,6960
Nu	3/0 MCM	12,75	234	0,4493
Nu	4/0 MCM	14,31	293	0,3679
Nu	336 MCM	18,31	395	0,1901
Nu	477 MCM	21,80	485	0,1342
(Spacer)	70 mm ²	18,00	266	0,4964
(Spacer)	185 mm ²	24,30	510	0,1838
(Spacer)	240 mm ²	27,00	600	0,1400
Multiplexado	35 mm ²	18,6	129	0,9500
Multiplexado	70 mm ²	21,3	227	0,4964
Multiplexado	240 mm ²	29,5	430	0,1342

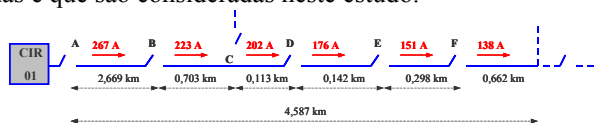
E.2 Referência de Custos por Km para Alimentadores com Cabo Spacer Cable e Multiplexado

A tabela a seguir apresenta alguns valores de referência, para fins de planejamento, utilizado por concessionária de energia elétrica.

TIPO CABO	BITOLA	CUSTO (R\$ / KM)	
		COM POSTE	SEM POSTE
SPACER	70 mm ²	R\$ 35.531,00	
SPACER	185 mm ²	R\$ 46.500,00	R\$ 33.503,00
SPACER	240 mm ²	R\$ 53.000,00	
MULTIPLEXADO	240 mm ²		R\$ 59.700,00

E.3 Dados de um Alimentador Típico

O tronco do alimentador é constituído de cabo 336,4 MCM. O diagrama esquemático do circuito é apresentado a seguir, onde estão também representadas as correntes medidas e que são consideradas neste estudo.



No período considerado foram verificados os seguintes valores:

Demanda Ativa Máxima	6.267 kW
Demanda Ativa Média	3.814 kW
Demanda Aparente Máxima	6.376 kVA
Demanda Aparente Média	3.958 kVA
Corrente Máxima - $I_{MÁX}$	267 A
Fator de Carga - FC	0,625
Fator de Perda - FP (*)	0,411

Observação : como dispúnhamos de medição, o Fator de Perdas, que influi diretamente nos resultados finais do presente estudo, foi calculado com base em registros disponíveis, ao invés de ser simplesmente estimado através da fórmula empírica “ $FP = k \times FC + (1-k) \times FC^{2.5}$ ”. O fator “k”, nesse caso, correspondeu a 0,087 bastante próximo do utilizado pelo sistema de gerencia de rede ($k=0$).

E.2.1 Parâmetros Considerados

Procuramos nos ater aos critérios considerados em concessionárias, quando da análise de seus investimentos. Assim sendo, baseando-se em modelos, adotaram-se os seguintes parâmetros:

Taxa de Atualização	15 % ao ano
Taxa de Crescimento da Carga	4 % ao ano
Período de Análise	20 anos
Valorização da Energia de Perdas	0,05 (R\$/kWh)
Custo do Circuito com Cabo 336,4 MCM	47.000 (R\$/km)

Considerou-se ainda:

- ✓ que o valor residual no final do período seria nulo (valor de venda do cabo próximo ao custo de sua retirada);
- ✓ que os custos de operação e manutenção de uma rede com cabo 336,4 MCM são semelhantes aos de uma rede com bitolas imediatamente superiores;
- ✓ custo do cabo de alumínio por volta de 4,0 (R\$/kg);
- ✓ custo da rede com cabo 477 MCM = 51.700 (R\$/km), isto é, 10% superior ao da rede com cabo 336,4 MCM;
- ✓ custo da rede com cabo 556 MCM = 61.100 (R\$/km), ou seja, 30% superior ao da rede com cabo 336,4 MCM (há necessidade de alteração do tipo de isolador).

Observação: não está sendo considerado na presente recomendação o “ganho devido à melhoria da tensão”.

E.2.2 Rede Nova – Cabo Ideal

E.2.2.1 Cabo Nú

A utilização de um condutor de maior bitola (477 ou 556 MCM) representa um acréscimo no investimento inicial a ser feito, mas em contrapartida, proporciona uma economia quanto às Perdas de Potência e Energia, ao longo de toda a vida útil do circuito. Considerando-se que a carga cresce 4% ao ano, essa economia tende a ser crescente, vindo a estabi-

lizar-se quando a corrente atingir patamares pré-definidos (seja pela limitação térmica dos equipamentos, seja pelo estabelecimento de um carregamento máximo visando o atendimento às contingências).

Por outro lado, esse ganho nas Perdas vai se reduzindo ao longo do tronco, na razão do quadrado da diminuição da corrente. Para uma melhor análise, adotaram-se então os seguintes procedimentos:

- o trecho analisado (4,587km) foi dividido em 6 novos trechos (A-B; B-C; C-D; D-E; E-F; F-G);
- cada um desses novos trechos foi segmentado em 2, 3 ou 4 partes, de forma que a variação de corrente entre os segmentos subseqüentes (que não apresentassem derivações para outros ramais) se situasse próxima à 5% ;
- para cada um dos trechos (A-B, B-C, etc) calculou-se o acréscimo dos custos caso se utilizasse o cabo 477 MCM (ou o 556 MCM);
- calculou-se ainda a economia propiciada pela redução das perdas, em 2 hipóteses:
 - ❖ corrente limitada a 300 A (visando a manutenção de uma reserva de contingência), nesse caso, a corrente cresceria apenas até o 3º ano, estabilizando-se a seguir);
 - ❖ corrente limitada a 400 A (maior aproveitamento da rede, com a limitação sendo imposta pela capacidade dos equipamentos complementares (ex.: chaves); essa condição, que deixa uma menor flexibilidade na rede, proporcionaria um crescimento da corrente até o 10º ano, aumentando assim o benefício com a redução das perdas);
- para cada trecho, em cada uma das hipóteses, foram calculados:
 - ano a ano:
 - ✓ o Fluxo de Caixa (Cash-Flow);
 - ✓ o Fluxo de Caixa Atualizado;
 - ✓ o Fluxo de Caixa Atualizado Acumulado
 - para o período total de 20 anos:
 - ✓ o Valor Atualizado.

Um resumo dos resultados obtidos nos estudos efetuados é apresentado a seguir:

ALTERNATIVA “1” – REDE NOVA COM CABO 477 MCM, $I_{MÁXIMO} = 300 A$

Trecho	Comprimento	Acrescimento no Investimento	Valor Atualizado
A-B	2,669 km	R\$ 12.544	R\$ 26.598
B-C	0,703 km	R\$ 3.304	R\$ 4.386
C-D	0,113 km	R\$ 531	R\$ 465
D-E	0,142 km	R\$ 667	R\$ 253
E-F	0,298 km	R\$ 1.401	R\$ 100
F-G	0,662 km	R\$ 3.111	(R\$ 667)
Total	4,587 km	R\$ 21.558	R\$ 31.135

Observação: O Valor Atualizado para o trecho total, tem apenas caráter ilustrativo devido a existência de trecho anterior com Valor Atualizado negativo e, portanto, com Taxa de Rentabilidade menor que os 15% adotados como referên-

cia. Essa observação se aplica também para os quadros das demais alternativas, quando ocorrerem situações semelhantes.

ALTERNATIVA “2” – REDE NOVA COM CABO 477
MCM, $I_{MÁXIMO} = 400$ A

Trecho	Comprimento	Acréscimo no Investimento	Valor Atualizado
A-B	2,669 km	R\$ 12.544	R\$ 38.199
B-C	0,703 km	R\$ 3.304	R\$ 6.666
C-D	0,113 km	R\$ 531	R\$ 760
D-E	0,142 km	R\$ 667	R\$ 525
E-F	0,298 km	R\$ 1.401	R\$ 545
F-G	0,662 km	R\$ 3.111	R\$ 57
Total	4,587 km	R\$ 21.558	R\$ 46.752

E.2.2.2 Spacer Cable

A utilização de condutor tipo Spacer Cable da bitola 240 mm² em substituição ao condutor 185 mm², nos primeiros quilômetros dos alimentadores, representa um acréscimo no investimento inicial a ser feito, mas em contrapartida, proporciona uma economia quanto às Perdas de Potência e Energia, ao longo de toda a vida útil do circuito. Considerando-se que a carga cresce 4% ao ano, essa economia tende a ser crescente, vindo a estabilizar-se quando a corrente atingir patamares pré-definidos (seja pela limitação térmica dos equipamentos, seja pelo estabelecimento de um carregamento máximo visando o atendimento às contingências).

Por outro lado, esse ganho nas Perdas vai se reduzindo ao longo do tronco, na razão do quadrado da diminuição da corrente. Para uma melhor análise, adotaram-se então os seguintes procedimentos:

- o trecho analisado (4,587km) foi dividido em 6 novos trechos (A-B; B-C; C-D; D-E; E-F; F-G);
- cada um desses novos trechos foi segmentado em 2, 3 ou 4 partes, de forma que a variação de corrente entre os segmentos subsequentes (que não apresentassem derivações para outros ramais) se situasse próxima à 5% ;
- para cada um dos trechos (A-B, B-C, etc) calculou-se o acréscimo dos custos caso se utilizasse o cabo 240 mm²;
- calculou-se ainda a economia propiciada pela redução das perdas, em 2 hipóteses:
 - ❖ corrente limitada a 300 A (visando a manutenção de uma reserva de contingência), nesse caso, a corrente crescerá apenas até o 3º ano, estabilizando-se a seguir);
 - ❖ corrente limitada a 400 A (maior aproveitamento da rede, com a limitação sendo imposta pela capacidade dos equipamentos complementares (ex.: chaves); essa condição, que deixa uma menor flexibilidade na rede, proporcionaria um crescimento da corrente até o 10º ano, aumentando assim o benefício com a redução das perdas);
- para cada trecho, em cada uma das hipóteses, foram calculados:
 - ano a ano:
 - ✓ o Fluxo de Caixa (Cash-Flow);
 - ✓ o Fluxo de Caixa Atualizado;
 - ✓ o Fluxo de Caixa Atualizado Acumulado
 - para o período total de 20 anos:

✓ o Valor Atualizado.

Um resumo dos resultados obtidos nos estudos efetuados é apresentado a seguir:

ALTERNATIVA “1” – REDE NOVA COM CABO 240
mm², $I_{MÁXIMO} = 300$ A

Trecho	Comprimento	Acréscimo no Investimento	Valor Atualizado
A-B	2,669 km	R\$ 17.349	R\$ 30.594
B-C	0,703 km	R\$ 4.570	R\$ 4.850
C-D	0,113 km	R\$ 735	R\$ 485
D-E	0,142 km	R\$ 923	R\$ 204
E-F	0,298 km	R\$ 1.937	(R\$ 98)
F-G	0,662 km	R\$ 4.303	(R\$ 1309)
Total	4,587 km	R\$ 29.817	R\$ 34.726

Observação: O Valor Atualizado para o trecho total, tem apenas caráter ilustrativo devido a existência de trechos anteriores com Valor Atualizado negativo e, portanto, com Taxa de Rentabilidade menor que os 15% adotados como referência. Essa observação se aplica também para o quadro das demais alternativas, quando ocorrerem situações semelhantes.

ALTERNATIVA “2” – REDE NOVA COM CABO 240
mm², $I_{MÁXIMO} = 400$ A

Trecho	Comprimento	Acréscimo no Investimento	Valor Atualizado
A-B	2,669 km	R\$ 17.349	R\$ 44.803
B-C	0,703 km	R\$ 4.570	R\$ 7.642
C-D	0,113 km	R\$ 735	R\$ 847
D-E	0,142 km	R\$ 923	R\$ 538
E-F	0,298 km	R\$ 1.937	R\$ 446
F-G	0,662 km	R\$ 4.303	(R\$ 422)
Total	4,587 km	R\$ 29.817	R\$ 53.854

O estudo desenvolvido concluiu que, para trechos de circuitos que utilizam cabos de alumínio nu que apresentem distribuição de carga semelhante a do alimentador típico e com correntes iniciais entre 150 e 300 A, o cabo mais adequado é o 477mcm.

Já no caso do spacer cable o cabo mais adequado é o 240 mm².

Cabe ressaltar que, as conclusões acima são conservadoras, pois consideramos como único benefício advindo da substituição a redução das perdas.

VII – COMENTÁRIOS FINAIS

A. Nos últimos anos, as perdas totais nos sistemas elétricos das concessionárias brasileiras vêm aumentando. Pesquisas que foram efetuadas indicaram que as perdas técnicas têm-se mantido praticamente no mesmo patamar, enquanto as perdas comerciais vêm aumentando, especialmente após o racionamento ocorrido no ano de 2001.

B. Uma redução das perdas comerciais vem sendo perseguida pelas concessionárias a partir da intensificação de campanhas de inspeções em instalações de entrada de energia de consumidores. Um ponto importante para se atingir a redução nas perdas comerciais é o desenvolvimento e a implantação de novos padrões de entrada que incorporam aprimoramentos cujo objetivos são basicamente dificultar desvios e/ou fraudes.

C. As perdas técnicas na rede de distribuição se concentram principalmente nos transformadores de distribuição e nos alimentadores. A redução da quantidade de transforma-

dores de distribuição subcarregados, a implantação de novos alimentadores e/ou a utilização de condutores de maior bitola são medidas que ao serem aplicadas colaboram de forma significativa para a redução das perdas técnicas no sistema de distribuição .

D. O aprimoramento dos sistemas de gerenciamento de rede e das informações por ele disponibilizadas para os usuários se constitui em ferramenta fundamental para possibilitar a rápida, adequada e objetiva identificação dos trechos de rede, seja primária ou secundária, nos quais as perdas se apresentam com valores elevados, assim como fornecer importantes subsídios para a definição das áreas prioritárias a serem inspecionadas.

VIII – REFERÊNCIAS

Livros

- (1) Solon, M. F , “ Medição de Energia Elétrica “, editora UFPE
- (2) Cipoli. J. A , “Engenharia de Distribuição “, Editora Qualitymark - 1993
- (3) Gouvêa. M.R, Hashimoto K, Maliuk. I. R. P , “ Metodologia Agregada para Avaliação de Perdas em sistemas de Distribuição “- CSPE – USP – 2000
- (4) European Copper Institute, Avenue de Terveren 168,b 10 – Belgium – Perdas nas Concessionárias Européias - 2000

IX – BIOGRAFIAS

J. A.Cipoli - engenheiro eletricista EPUSP/69, atualmente é professor e pesquisador da Universidade Mackenzie.
M. A . De Marco – engenheiro eletricista EFEI/75, atualmente é pesquisador da Universidade Mackenzie.
N. Simão – engenheiro eletricista Unicamp/74, atualmente é pesquisador da Universidade Mackenzie.
S.E.Fronterotta – engenheiro eletricista EEUM, professor e pesquisador da Universidade Mackenzie.
J. B. Anicio – engenheiro eletricista EEUFES, atualmente é gerente do Departamento de Planejamento e Investimento da Espírito Santo Centrais Elétricas.
M. A . P. Fredes – engenheiro eletricista EEUFES, atualmente é do Dep. de Planejamento e Investimento da Espírito Santo Centrais Elétricas.