

Perdas em sistemas elétricos de distribuição incorporando cálculos de incertezas**Leandro Caixeta Moreira - UnB**lelocm@brturbo.com**Fernando Monteiro de Figueiredo – CEB**ferfig@pobox.com**Palavras-chave:** Curvas de carga, Incertezas, Perdas.**Resumo**

O objetivo do artigo é abordar o tema perdas de energia e demanda em sistemas elétricos de distribuição.

As principais contribuições do artigo são: a utilização de curvas de carga no cálculo das perdas, a incorporação de técnica de análise de incertezas nos cálculos e o desenvolvimento de aplicativo para calcular as perdas.

Objetivando dar um enfoque prático ao projeto, foi desenvolvido, a partir das metodologias de cálculo, aplicativo em Excel, cujos resultados servem para guiar o usuário na formulação de um plano de combate às perdas no sistema de distribuição. O aplicativo é dividido em quatro módulos e tem por objetivo calcular: o custo unitário das perdas; as perdas técnicas em cada segmento do sistema elétrico de distribuição tanto pelo método indireto (sem as curvas de carga), quanto a partir das curvas de carga; solucionar os principais problemas de dimensionamento de transformadores e condutores.

Buscando aprimorar os resultados obtidos com o aplicativo, foi ainda adicionada a análise de incertezas. Assim na entrada de dados o usuário deixa de entrar com apenas um valor para as variáveis e passa a informar um intervalo dentro do qual os parâmetros passam a variar. O resultado deixa de ser apenas um valor e passa a ser uma distribuição de probabilidades que cobre uma gama muito maior de cenários possíveis, precavendo o analista de eventuais surpresas. Com isso, a decisão a ser tomada passa a depender do nível de risco que o analista está disposto a assumir.

1 INTRODUÇÃO

Um dos grandes desafios das empresas distribuidoras de energia elétrica é a otimização do nível de perdas. Para as concessionárias devido ao modelo de gestão onde se enfatiza a produtividade e o lucro importa melhorar o desempenho do sistema elétrico, em particular, o nível de perdas. É tema relevante também para os órgãos reguladores e fiscalizadores a quem, por sua vez, interessa estimular o incremento da qualidade do produto e serviço de fornecimento de energia elétrica. Aliado ao desafio em se perseguir uma situação ótima, do ponto de vista técnico-operacional, o valor das perdas de energia se apresenta como um fator de importância no equilíbrio econômico-financeiro da concessionária de energia elétrica uma vez que interfere cálculo das tarifas de fornecimento.

Otimização não significa minimização do nível de perdas e sim uma análise técnico-econômica que proporcione à empresa operar seu sistema da forma mais econômica possível e prover uma ampliação do sistema de acordo com critérios que permitam a operação permanente em condições otimizadas.

O presente trabalho aborda o tema de perdas em sistemas elétricos de distribuição. A parte prática do artigo foi o desenvolvimento de um aplicativo em Excel. O aplicativo realiza o cálculo dos custos unitários das perdas técnicas; calcula as perdas de energia e demanda por segmento do sistema elétrico de distribuição, além de estimar as perdas comerciais; utiliza a inserção das perdas e dos custos das mesmas nos problemas mais frequentes de dimensionamento de transformadores e condutores; calcula as perdas a partir das curvas de carga diárias e compara as duas metodologias. Além disto, o aplicativo ainda faz as análises citadas utilizando o princípio da análise de incertezas. Destaca-se, portanto, o aspecto bastante prático ao trabalho.

2 CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS COM USO DAS CURVAS DE CARGA DIÁRIAS

As metodologias tradicionais de cálculos elétricos, em particular do cálculo de perdas, geralmente utilizam valores médios. Atualmente, a maioria das distribuidoras possui estudos de tipologias de carga com curvas típicas para cada tipo de consumidor.

A diferença básica entre a metodologia do cálculo das perdas com o uso das curvas de carga diária reside no fato de que na primeira estima-se o fator de perdas a partir do fator de carga e de um parâmetro k , conforme equação 1 a seguir, e já no caso das curvas de carga, calcula-se o fator de perdas a partir da curva diária de carga.

$$F_p = k \cdot F_c + (1 - k) \cdot F_c^2 \quad 0 < k < 1 \quad (1)$$

onde

F_c – Fator de carga

F_p – Fator de perdas

k – os valores geralmente utilizados são $k=0,10$; $k=0,15$ ou $k=0,30$

3 ANÁLISE DE RISCOS E INCERTEZAS

A idéia de incluir este tipo de análise no projeto surgiu da necessidade de se ter um leque maior de soluções a partir da variação dos parâmetros dentro de intervalos estipulados pelo usuário. Dessa forma, o risco de se obter uma solução inesperada é reduzido.

Por exemplo, para o cálculo do custo unitário das perdas técnicas foi desenvolvido aplicativo onde basta que o usuário informe os valores das tarifas de aplicação, o nível de tensão, o fator de carga, o parâmetro k e as horas que o equipamento se encontra em funcionamento. Com estas entradas o usuário tem como saída o custo unitário das perdas constantes e o custo unitário das perdas variáveis, tanto em R\$/kW.ano como em R\$/MWh. Surge neste ponto a seguinte questão: e se o valor do fator de carga na prática não fosse exatamente aquele da entrada de dados, ou se o valor do parâmetro k com o qual se obteria a melhor estimativa do fator de perdas não fosse o valor da entrada de dados. Para contornar esta situação, a análise de incertezas foi introduzida. Agora o usuário deixa de informar apenas um valor para o fator de carga e parâmetro k e passa a informar um intervalo dentro do qual os parâmetros vão passar a variar. A cada simulação serão calculados os custos

unitários das perdas técnicas. Ao final das simulações, o usuário terá como saída, não mais um único valor para os custos unitários, e sim uma distribuição de probabilidades. A forma como se dá a entrada de dados e a apresentação dos resultados será detalhada no item seguinte.

Da mesma forma, nas demais aplicações desenvolvidas no artigo foi introduzido, na entrada de dados, a possibilidade do usuário informar uma faixa para os principais dados. As saídas neste caso passam a ser uma distribuição de probabilidades ao invés de um valor único. No item seguinte essa metodologia será explanada para o aplicativo desenvolvido.

4 APLICATIVO DESENVOLVIDO

No presente item será apresentado o aplicativo desenvolvido. O enfoque será voltado para como o usuário deve proceder no manuseio do programa. Ou seja, quais são os dados de entrada e as saídas. O aplicativo foi todo desenvolvido em Excel e conta com quatro módulos. O primeiro módulo faz o cálculo do custo unitário das perdas técnicas, tanto das perdas fixas como das perdas variáveis. O segundo módulo diz respeito ao cálculo das perdas técnicas de energia e demanda por segmento do sistema elétrico de distribuição e da estimação das perdas comerciais de energia. O terceiro módulo diz respeito ao cálculo das perdas técnicas de energia e demanda com uso das curvas de carga diárias. Além disto o módulo 3 apresenta uma comparação entre os cálculos das perdas feitos sem e com o uso de curvas de carga. E finalmente o módulo 4 apresenta a solução para os problemas mais frequentes de otimização no uso de transformadores e condutores. São solucionados os problemas de dimensionamento de transformadores de distribuição e condutores além da análise de quando se torna econômico substituir um transformador por outro de capacidade nominal maior.

4.1 Módulo 1

4.1.1 Cálculo sem a análise de incertezas

Para o cálculo do custo unitário das perdas técnicas, basta que o usuário entre com os dados de fator de carga, nível de tensão (13,8kV, 69kV ou 138kV), o parâmetro k, as tarifas de aplicação e as horas/ano que o equipamento permanece energizado. Para a entrada dos dados referentes às horas/ano deve-se observar a divisão em período seco e úmido e horário de ponta e fora da ponta. O programa tem como *default* as horas/ano de um equipamento que permanece ligado todas as horas do ano. A figura 1 a seguir ilustra como se deve proceder na entrada de dados.

Como resultado, este submódulo gera o custo unitário das perdas técnicas fixas e variáveis. Além disso, o programa mostra o resultado tanto em R\$/kW.ano como em R\$/MWh. Para os dados da figura 1, o resultado pode ser visto na figura 2 a seguir.

ENTRADA DE DADOS						
k	0,3					
Fator de Carga	0,6					
Nível de Tensão	13,8 kV					
Horas/ano						
Ponta/Seco	450 horas/ano					
Ponta/Úmido	315 horas/ano					
Fora ponta/Seco	4686 horas/ano					
Fora ponta/Úmido	3309 horas/ano					
		TARIFAS				
		Demanda				
		Ponta	17,73	23,79	29,3	R\$/kW
		Fora da Ponta	3,97	6,37	9,6	R\$/kW
		Energia				
		Ponta/Seca	114,72	125,62	195,08	R\$/MWh
		Ponta/Úmida	106,28	111,763	179,05	R\$/MWh
		Fora da Ponta/Seca	78,17	83,41	94,8	R\$/MWh
		Fora da Ponta/Úmida	71,57	72,44	83,98	R\$/MWh

Figura 1 - Entrada de Dados para o módulo 1 sem análise de incertezas

RESULTADO	
Custo Unitário das Perdas Fixas	1.333,11 R\$/kW.ano 152,18 R\$/MWh
Custo Unitário das Perdas Variáveis	805,41 R\$/kW.ano 212,83 R\$/MWh

Figura 2 - Resultados para o módulo 1 sem análise de incertezas

4.1.2 Cálculo com a análise de incertezas

O submódulo com análise de incertezas tem ligeiras diferenças na forma como se dão a entrada de dados e a apresentação dos resultados. Na entrada de dados, ao contrário do submódulo anterior onde se entra com apenas um valor para o fator de carga e para o parâmetro k, tem-se agora um intervalo de dados. Ou seja, o usuário estabelece o limite mínimo e máximo do fator de carga e do parâmetro k que deseja nas simulações. O nível de tensão, as tarifas de aplicação e as horas/ano permanecem com entrada idêntica à do submódulo anterior pois não se tratam de parâmetros que possam variar numa mesma análise. A figura 3 a seguir ilustra a entrada de dados.

A cada iteração, o programa gera valores aleatórios, dentro do intervalo especificado pelo usuário, para o fator de carga e parâmetro k. Com estes valores e os demais dados de entrada, o programa calcula os custos unitários das perdas técnicas. O custo unitário das perdas fixas não depende dos fatores variáveis, e, portanto não tem seu valor alterado pela introdução da análise de incertezas. A cada iteração um novo valor do custo unitário das perdas variáveis é calculado e armazenado em uma célula específica. O programa realiza 500 iterações, ao final das quais calcula a média e o desvio padrão dos valores armazenados. São usadas 500 iterações porque foi determinado empiricamente que a partir desta quantidade de iterações os resultados encontrados não se alteram. Com a média e o desvio padrão, é calculada a distribuição de probabilidades dos valores e montado um gráfico para melhor apresentação dos resultados. Além do gráfico, é ainda apresentada uma tabela com alguns valores retirados do gráfico. Como no caso dos custos unitários das perdas fixas o desvio padrão é zero, o resultado é apresentado como no submódulo anterior. A figura 4 e a tabela 1 ilustram os resultados gerados para os dados da figura 3.

ENTRADA DE DADOS			
	Mínimo	Máximo	TARIFAS
k	0,1	0,3	
Fator de Carga	0,55	0,75	
Nível de Tensão	13,8 kV		
Horas/ano			
Ponta/Seco	450 horas/ano		
Ponta/Úmido	315 horas/ano		
Fora ponta/Seco	4686 horas/ano		
Fora ponta/Úmido	3309 horas/ano		
			Demanda
			A.2 [138 kV]
			A.3 [(69 kV)]
			A.4 [13,8 kV]
			Ponta 17,73 23,79 29,3 R\$/kW
			Fora da Ponta 3,97 6,37 9,6 R\$/kW
			Energia
			Ponta/Seca 114,72 125,62 195,08 R\$/MWh
			Ponta/Úmida 106,28 111,763 179,05 R\$/MWh
			Fora da Ponta/Seca 78,17 83,41 94,8 R\$/MWh
			Fora da Ponta/Úmida 71,57 72,44 83,98 R\$/MWh

Figura 3 - Entrada de Dados para o módulo 1 com análise de incertezas

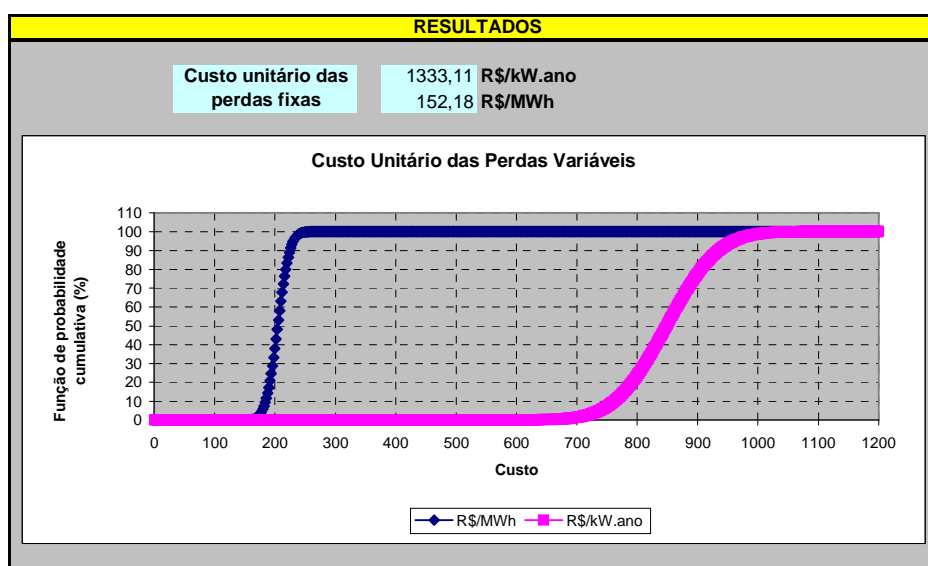


Figura 4 - Resultados para o módulo 1 com análise de incertezas

Tabela 1 - Custo unitário das perdas variáveis para o módulo 1 com análise de incertezas

Custo Unitário das Perdas Variáveis						
	10%	25%	50%	75%	90%	99%
R\$/MWh	184,00	194,00	204,00	214,00	224,00	240,00
R\$/kWh.ano	762,00	802,00	848,00	894,00	934,00	1006,00

O custo unitário das perdas fixas permaneceu o mesmo. Para o custo unitário das perdas variáveis o usuário tem agora como saída uma distribuição de probabilidades. A análise do resultado deve ser feita da seguinte forma: para os dados de entrada estipulados, existe uma probabilidade de 25% que o custo unitário das perdas variáveis não exceda 194,00 R\$/MWh. Da mesma forma, pode-se afirmar que existe uma probabilidade de 90% que este custo não ultrapasse 934,00 R\$/MWh.ano ou ainda que existe uma probabilidade de 65% que este custo fique entre 194,00 e 224,00 R\$/MWh.

4.2 Módulo 2

4.2.1 Cálculo sem a análise de incertezas

Os dados que o usuário deve informar são mostrados na figura 5. Como saída o aplicativo apresenta as perdas de energia e demanda para cada um dos segmentos citados no capítulo 3. As perdas de demanda são dadas tanto em kW como em um percentual da demanda total requerida pelo sistema. As perdas de energia são dadas em MWh e em percentual da energia total requerida pelo sistema. Um exemplo de resultado obtido é mostrado na figura 6. É o resultado obtido com os dados da figura 5. As perdas técnicas são divididas em rede primária, ferro e cobre de transformadores, total nos transformadores, rede secundária, ramais de ligação, medidores, equipamentos e perdas diversas. As perdas comerciais de energia são estimadas a partir da perda total subtraída do total das perdas técnicas.

ENTRADA DE DADOS		
Demanda ativa máxima coincidente requerida pelo sistema de distribuição	511	MW
Energia requerida pelo sistema	2.848.013	MWh
Energia requerida pelos consumidores cadastrados	2.355.493	MWh
Fator de carga típico do sistema	0,642	
Número de circuitos primários	120	
Comprimento total da rede primária	1.447	km
Resistência do condutor predominante no tronco	0,187	Ω /km
Tensão nominal entre fases da rede primária	13,8	kV
Fator de potência típico da rede primária	0,9	
Demanda máxima do circuito primário típico	4,8	MW
Número médio de circuitos primários por subestação	6	
Número médio de pontos de carga (transformadores) por circuito primário	75	
Número de trafos (MT/BT) SEC (trafos com rede secundária associada)	5.721	
Número de trafos (MT/BT) exclusivos (trafos sem rede secundária associada)	985	
Potência nominal total dos trafos SEC	503.776	kVA
Potência nominal total dos trafos exclusivos	119.473	kVA
Fator de utilização médio dos transformadores SEC	0,68	
Fator de utilização médio dos transformadores exclusivos	0,37	
Tensão entre fases da rede secundária	380	V
Fator de potência típico da rede secundária	0,85	
Resistência do condutor da rede secundária principal	0,5991	Ω /km
Resistência do condutor dos demais vãos da rede secundária	1,4854	Ω /km
Número médio de postes por rede secundária	19	
Fator de desequilíbrio típico da rede secundária	1,1	
Número total de consumidores	614.833	
Incidência de consumidores monofásicos	0,88	
Incidência de consumidores bifásicos	0	
Incidência de consumidores trifásicos	0,12	
Resistência do condutor do ramal de ligação típico	5,374	Ω /km
Comprimento do ramal de ligação típico	15	m
Número de equipamentos (capacitores, reguladores, etc)	0	
Número de subestações.	19	
K	0,15	

Figura 5 - Entrada de Dados para o módulo 2 sem análise de incertezas

RESULTADOS				
	DEMANDA		ENERGIA	
	kW	%	MWh	%
Demanda/Energia requerida pelo sistema	510880	100,00%	2848013	100,00%
Demanda/Energia requerida pelos consumidores	390109	76,36%	2355493	82,71%
Perda total	120771	23,64%	492519	17,29%
Perda nos condutores da rede primária	7381	1,44%	28877	1,01%
Perda no ferro dos transformadores	3014	0,59%	26400	0,93%
Perda no cobre dos transformadores	4131	0,81%	16161	0,57%
Perda total nos transformadores	7144	1,40%	42561	1,49%
Perda nos condutores da rede secundária	10467	2,05%	40952	1,44%
Perda nos condutores dos ramais de ligação	632	0,12%	2474	0,09%
Perda nos medidores de energia	915	0,18%	8014	0,28%
Perda nos equipamentos	0	0,00%	0	0,00%
Perdas diversas	1327	0,26%	6144	0,22%
Total das perdas técnicas	27866	5,45%	129023	4,53%
Perdas comerciais	92905	18,19%	363496	12,76%

Figura 6 - Resultados para o módulo 2 sem análise de incertezas

4.2.2 Cálculo com a análise de incertezas

Novamente a diferença básica entre os dois submódulos está na forma como se dá a entrada de dados e na forma como o resultado é exibido. A nova entrada de dados pode ser vista na figura 7.

ENTRADA DE DADOS		
Demanda ativa máxima coincidente requerida pelo sistema de distribuição	511	MW
Energia requerida pelo sistema	2.848.013	MWh
Energia requerida pelos consumidores cadastrados	2.355.493	MWh
Fator de carga típico do sistema	0,6	0,72
Número de circuitos primários	120	
Comprimento total da rede primária	1.447	km
Resistência do condutor predominante no tronco	0,187	Ω/km
Tensão nominal entre fases da rede primária	13,8	kV
Fator de potência típico da rede primária	0,83	0,92
Demanda máxima do circuito primário típico	4,8	MW
Número médio de circuitos primários por subestação	6	
Número médio de pontos de carga (transformadores) por circuito primário	75	
Número de trafos (MT/BT) SEC (trafos com rede secundária associada)	5.721	
Número de trafos (MT/BT) exclusivos (trafos sem rede secundária associada)	985	
Potência nominal total dos trafos SEC	503.776	kVA
Potência nominal total dos trafos exclusivos	119.473	kVA
Fator de utilização médio dos transformadores SEC	0,62	0,75
Fator de utilização médio dos transformadores exclusivos	0,35	0,42
Tensão entre fases da rede secundária	380	V
Fator de potência típico da rede secundária	0,82	0,92
Resistência do condutor da rede secundária principal	0,5991	Ω/km
Resistência do condutor dos demais vãos da rede secundária	1,4854	Ω/km
Número médio de postes por rede secundária	19	
Fator de desequilíbrio típico da rede secundária	1,1	
Número total de consumidores	614.833	
Incidência de consumidores monofásicos	0,88	
Incidência de consumidores bifásicos	0	
Incidência de consumidores trifásicos	0,12	
Resistência do condutor do ramal de ligação típico	5,374	Ω/km
Comprimento do ramal de ligação típico	18	m
Número de equipamentos (capacitores, reguladores, etc)	0	
Número de subestações.	19	
K	0,1	0,3

Figura 7 - Entrada de dados para o módulo 2 com análise de incertezas

Nota-se que os parâmetros variáveis têm duas caixas de entrada, na caixa da esquerda deve ser colocado o limite inferior e na caixa da direita o limite superior. Os dados necessários são os mesmos do submódulo anterior.

O procedimento de cálculo com a inserção da análise de incertezas é um tanto mais complexo. No submódulo anterior, calculava-se as perdas de energia e demanda para um cenário apenas. No presente submódulo, a cada iteração o programa gera um valor aleatório (dentro dos limites determinados pelo usuário) para as entradas variáveis. Com estes valores e os demais dados de entrada são calculadas todas as perdas de energia (MWh e %) e demanda (kW e %) para cada segmento do sistema elétrico de distribuição e as perdas comerciais. É como se a cada iteração o programa calculasse todos os resultados do submódulo anterior. Estes valores são então armazenados em células específicas. O programa realiza 500 iterações como as descritas e ao final destas calcula a média e o desvio padrão dos valores armazenados para cada uma das perdas de energia (MWh e %) e demanda (kW e %) em cada um dos segmentos discutidos no submódulo 4.2.1.

Com estes valores são gerados os resultados. Ao invés de uma tabela com valores como foi mostrada nos resultados do submódulo 4.2.1, agora se calcula a distribuição de probabilidades dos valores obtidos na simulação para apresentação dos resultados em forma gráfica. Além da apresentação gráfica, o usuário ainda tem na saída uma tabela com alguns valores retirados dos gráficos. Os resultados gráficos podem ser vistos nas figuras 8, 9 e 10 a seguir, cada figura com uma tabela associada (tabelas 2, 3 e 4).

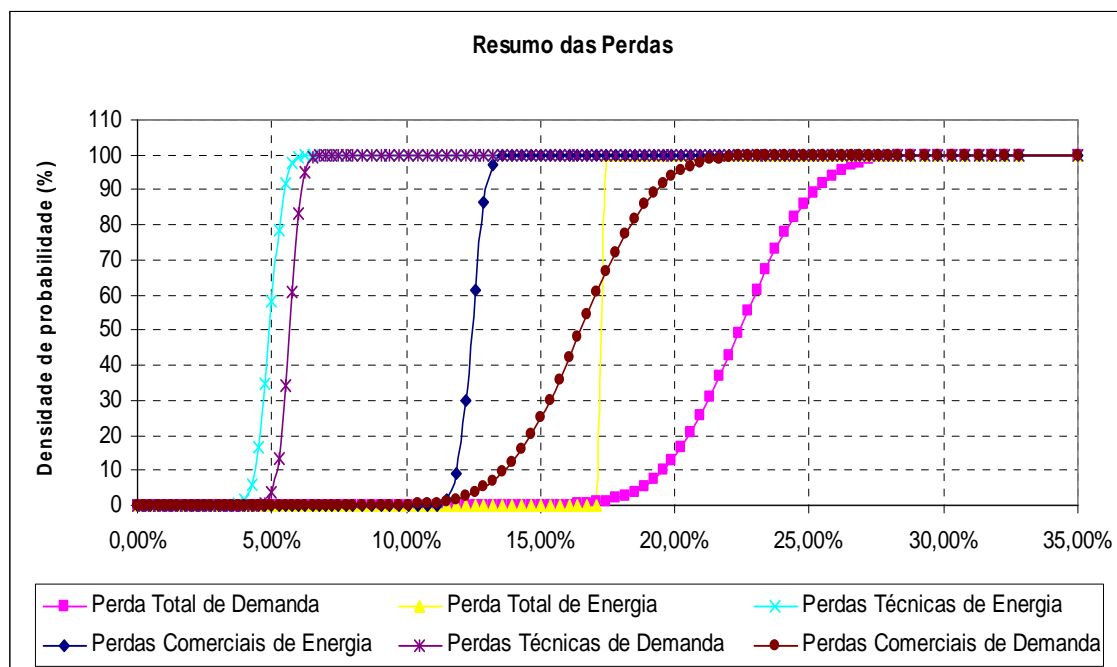


Figura 8 - Resultados para o módulo 2 com análise de incertezas – Resumo das Perdas

Tabela 2 - Resultados para o módulo 2 com análise de incertezas – Resumo das Perdas

Perdas de Demanda	10%	25%	50%	75%	90%	99%
Perda Total	19,55%	20,60%	22,35%	23,75%	25,15%	27,25%
Perdas Técnicas	5,00%	5,25%	5,50%	5,75%	6,00%	6,25%
Perdas Comerciais	24,80%	26,20%	27,60%	29,30%	31,30%	35,00%
Perdas de Energia						
Perda Total	17,10%	17,10%	17,10%	17,10%	17,10%	17,10%
Perdas Técnicas	4,25%	4,50%	4,75%	5,00%	5,25%	5,75%
Perdas Comerciais	11,85%	11,85%	12,20%	12,55%	12,90%	13,25%

A interpretação da tabela anterior deve se dar da seguinte forma: para os dados de entrada existe uma probabilidade de 50% que as perdas técnicas de demanda não ultrapassem 5,50% da demanda total requerida pelo sistema; ou ainda que existe uma probabilidade de 90% que as perdas comerciais de energia não superem 12,90% da energia total requerida pelos consumidores, ou ainda que a probabilidade de as perdas técnicas de energia ficarem entre 4,5% e 5,25% da demanda total requerida

pele sistema é de 65% . Além do resumo das perdas totais o aplicativo apresenta os resultados para as perdas de demanda e energia. São apresentadas a seguir as saídas para as perdas de energia.

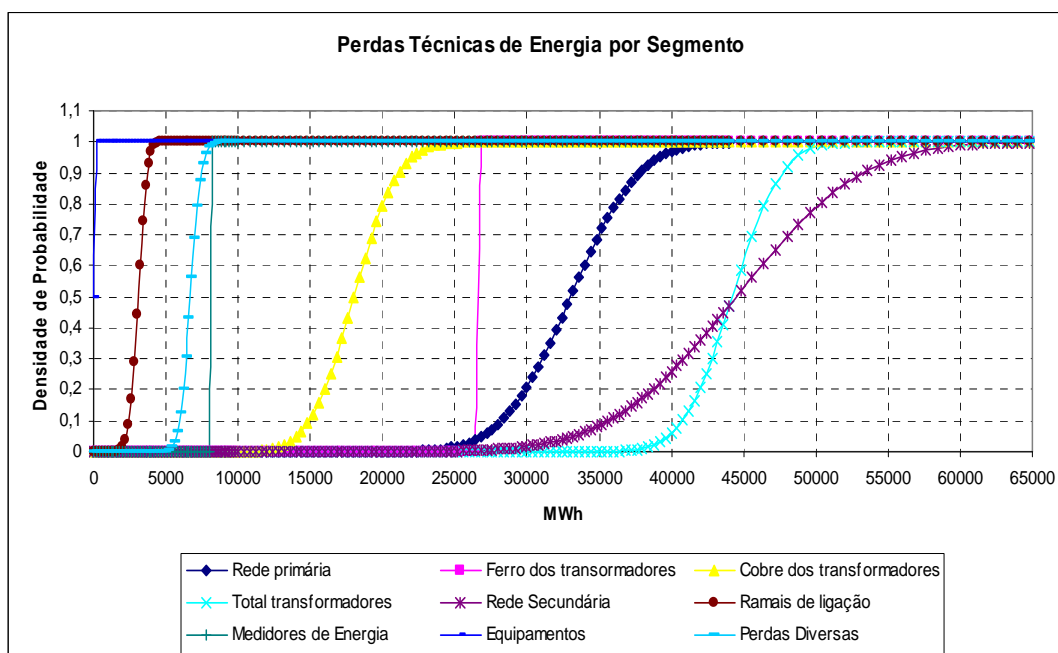


Figura 9 - Resultados para o módulo 2 com análise de incertezas – Perdas Técnicas de Energia por Segmento

Tabela 3 - Resultados para o módulo 2 com análise de incertezas – Perdas Técnicas de Energia por Segmento

Perdas de Energia (MWh)	10%	25%	50%	75%	90%	99%
Rede Primária	28000	30400	32800	35200	37600	41600
Ferro dos Transformadores	26400	26400	26400	26400	26400	26400
Cobre dos Transformadores	14800	16000	18000	19600	20800	23600
Total dos Transformadores	40400	42000	44000	45600	47200	50400
Rede Secundária	35600	39600	44000	48800	52800	60000
Ramais de Ligação	2400	2600	3000	3400	3600	4200
Medidores de Energia	8000	8000	8000	8000	8000	8000
Equipamentos	0	0	0	0	0	0
Perdas Diversas	5800	6200	6600	7000	7400	8000

Na figura 9 apresentam-se as probabilidades de perdas de energia por segmento do sistema de distribuição. A tabela 3 apresenta alguns destes valores. A análise dos resultados pode ser feita da mesma forma que para o resumo das perdas. Deve-se notar que as perdas em alguns segmentos não variam. É o caso das perdas no ferro dos transformadores, nos medidores de energia e nos equipamentos. Isto porque as perdas nestes segmentos não dependem dos parâmetros variáveis da entrada de dados e por consequência tem desvio padrão zero. O mesmo acontece com a perda total de energia, que é medida e, portanto não varia.

4.3 Módulo 3

Neste módulo as perdas são calculadas a partir da curva de carga diária.

4.3.1 Transformadores de distribuição

O aplicativo tem um banco de dados com as curvas de carga típicas de consumidores (residenciais, comerciais, etc), em p.u. da demanda média. Nos dados dos consumidores deve-se entrar com o consumo mensal de cada consumidor.

Com os dados dos consumidores e do fator de potência, o aplicativo gera a curva de carga do transformador. São ainda mostradas as curvas de carga de cada uma das cargas que são atendidas pelo transformador, as curvas de perdas no cobre e no ferro do transformador e uma comparação entre os

resultados obtidos a partir do cálculo com a curva de carga e os resultados que seriam obtidos sem a utilização das curvas. As figuras 10, 11, 12 e 13 ilustram as saídas.

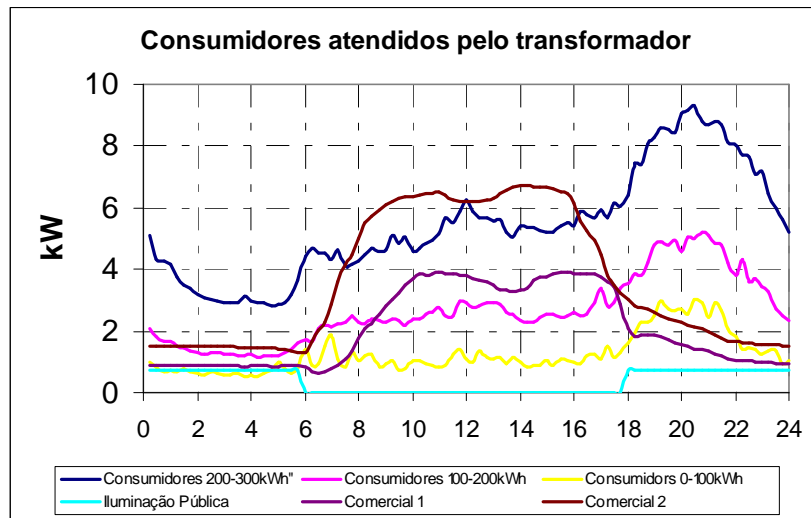


Figura 10 - Consumidores atendidos pelo transformador

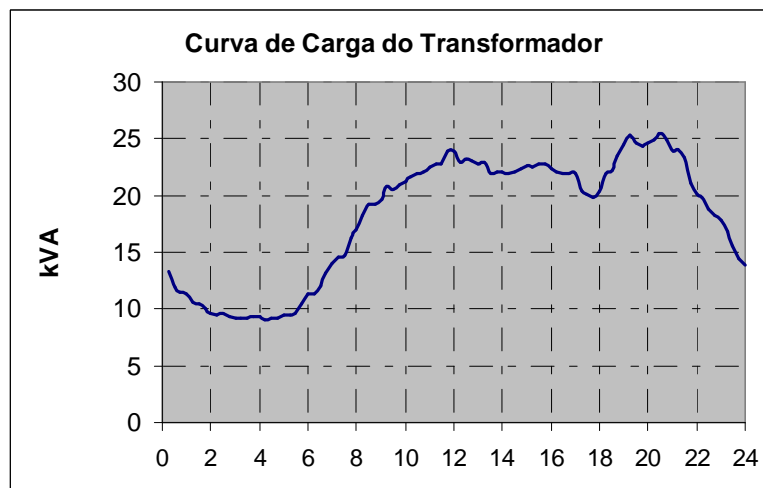


Figura 11 - Curva de carga do transformador

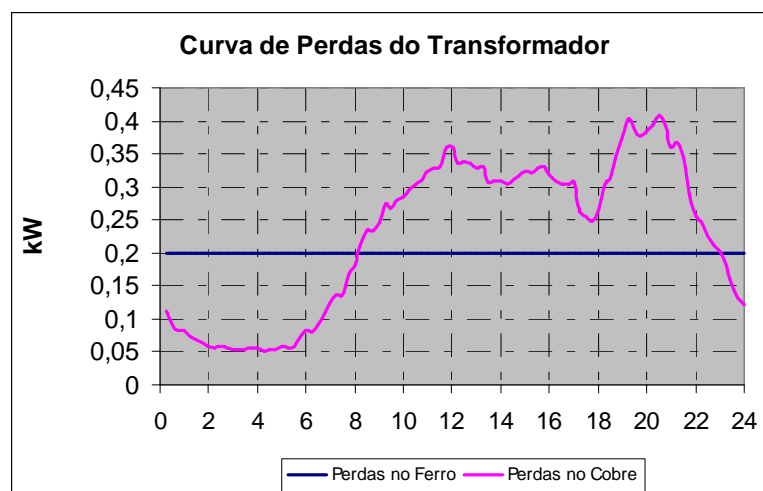


Figura 12 - Curvas de perda no ferro e no cobre do transformador

Cálculo do Fator de Perdas						
Cálculo direto (Fp)	k=0,10		k=0,15		k=0,30	
	Fp	Δ (%)	Fp	Δ (%)	Fp	Δ (%)
0,555	0,528	-4,76%	0,538	-2,91%	0,569	2,63%

Perda de Energia (kWh/mês)						
Cálculo direto	Cálculo Indireto					
	k=0,10	Δ (%)	k=0,15	Δ (%)	k=0,30	Δ (%)
307,56	299,78	-2,53%	302,80	-1,55%	311,86	1,40%

Figura 13 - Comparação entre os dois métodos de cálculo

Nota-se que a comparação é feita para os valores mais comumente utilizados de k (0,10, 0,15 e 0,30). A comparação se dá tanto para o cálculo do fator de perdas como para o cálculo das perdas de energia no transformador. No caso da estimativa do fator de perdas a maior diferença ocorreu para k=0,10 (-4,76%). Já para as perda de energia no transformador, a diferença para k=0,10 foi de -2,53%. Para valores de k=0,15 e k=0,30 as diferenças tanto no cálculo do fator de perdas como no caso da perda de energia formam menores. No entanto, deve-se lembrar que os resultados são para as condições iniciais descritas, entradas diferentes gerariam resultados diferentes.

4.3.2 Rede primária, Rede secundária e Ramais de ligação

As entradas e saídas nestes três submódulos do aplicativo são semelhantes. Por questões de espaço no artigo estão apresentadas a seguir apenas as referentes à rede secundária.

Os dados que o usuário deve informar ao aplicativo para o cálculo das perdas em um trecho de rede são, além da curva de carga em kW, com dados do carregamento de 15 em 15 minutos, os dados de comprimento, resistência do condutor, fator de potência e tensão entre fases do circuito. A figura 14 mostra um exemplo de resultado gerado pelo aplicativo.

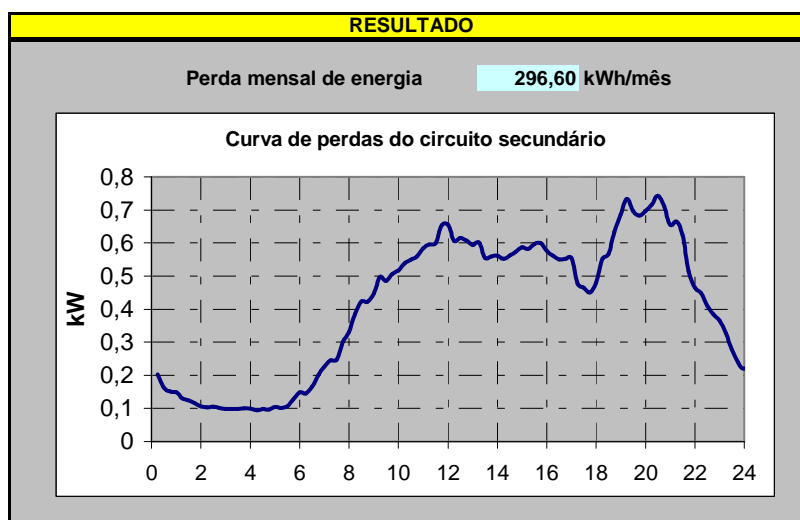


Figura 14 - Resultado para o cálculo das perdas em alimentador secundário

4.4 Módulo 4

O módulo 4 se destina a resolver os problemas mais comuns no dimensionamento de transformadores e condutores.

4.4.1 Substituição de Transformadores)

Cálculo sem a análise de incertezas

O problema é determinar a carga em que é vantajoso substituir um transformador de uma capacidade nominal S1 por outro de capacidade nominal S2. Os dados necessários para os cálculos são mostrados na figura 15. Como resultado o programa mostra a carga em que é econômico se substituir o transformador, figura 16.

ENTRADA DE DADOS			
Taxa anual de desconto (i)	12,0%	aa	
Taxa de remuneração mínima da empresa	11,0%	aa	
Custo Unitário das Perdas Fixas	1333,11	R\$/kW.ano	
Custo Unitário das Perdas Variáveis	805,41	R\$/kW.ano	
Custo da Substituição	815	R\$	
ALTERNATIVAS			
	ATUAL	FUTURO	
Capacidade Nominal	45	75	kVA
Investimento inicial	3.192,68	4.416,38	R\$

Figura 15 - Entrada de Dados para o módulo 4 sem análise de incertezas

RESULTADO	
Carga em que é econômico trocar o transformador	52,98 kVA

Figura 16 - Resultados para o módulo 4 sem análise de incertezas

Cálculo com a análise de incertezas

No cálculo com análise de incertezas, as taxas de juros e de crescimento de carga e os custos da substituição e das perdas variáveis deixam de ter valores constantes e passam a variar dentro de um intervalo estipulado pelo usuário. A nova entrada de dados pode ser vista na figura 17.

ENTRADA DE DADOS			
	Mínimo	Máximo	
Taxa anual de desconto (i)	10%	15%	aa
Taxa de remuneração mínima da empresa	12%	16%	aa
Custo Unitário das Perdas Fixas	1333,11		R\$/kW.ano
Custo Unitário das Perdas Variáveis	700	900	R\$/kW.ano
Custo da Substituição	815	900	R\$
Alternativas			
	Atual	Futuro	
Capacidade Nominal	45	75	kVA
Investimento inicial	3192,68	4416,38	R\$

Figura 17 - Entrada de Dados para o módulo 4 com análise de incertezas

A figura 18 e a tabela 4 mostram os resultados para os dados de entrada da figura 7.25.

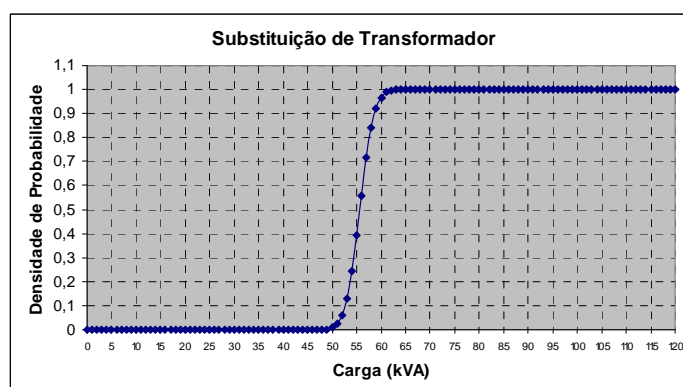


Figura 18 - Resultados para o módulo 4 com análise de incertezas

Tabela 4 - Resultados para o módulo 4 com análise de incertezas

Substituição do Transformador						
	10%	25%	50%	75%	90%	99%
Carga (kVA)	52	54	55	57	58	61

A análise agora deixa de ser tão trivial. Não existe um valor exato onde se torna vantajoso a troca do transformador e sim uma distribuição de probabilidades. No caso considerado, por exemplo, não se pode afirmar o momento exato em que se torna econômico a troca do transformador. No entanto é correto afirmar que existe uma probabilidade de 25% de que o momento para a troca seja menor que 54kVA e que existe uma probabilidade de 89% que a troca deva ser realizada entre 52kVA e 61kVA.

4.4.2 Dimensionamento de Transformadores de Distribuição

O problema consiste em se decidir a capacidade do transformador a se instalar num circuito com carga inicial D_0 kVA e crescimento de j %/ano. Também neste caso o aplicativo calcula nas duas formulações: sem e com análise de incertezas. Apresentam-se a seguir a tela de entrada (figura 19) e um exemplo de saída para o caso com análise de incertezas (figura 20 e tabela 5).

Entrada de Dados		
	Mínimo	Máximo
Demanda inicial	35	40 kVA
Custo Unitário das Perdas Fixas	1333,11	R\$/kW.ano
Custo Unitário das Perdas Variáveis	800	900 R\$/kW.ano
Custo da Substituição	800	1000 R\$
Taxa anual de desconto (i)	12%	16% aa
Taxa de crescimento de carga (j)	4%	7% aa

Alternativas		
	Alternativa 1	Alternativa 2
Capacidade Nominal	45	75 kVA
Investimento inicial	3192,68	4.416,38 R\$

Figura 19 - Entrada de Dados para o módulo 4 com análise de incertezas

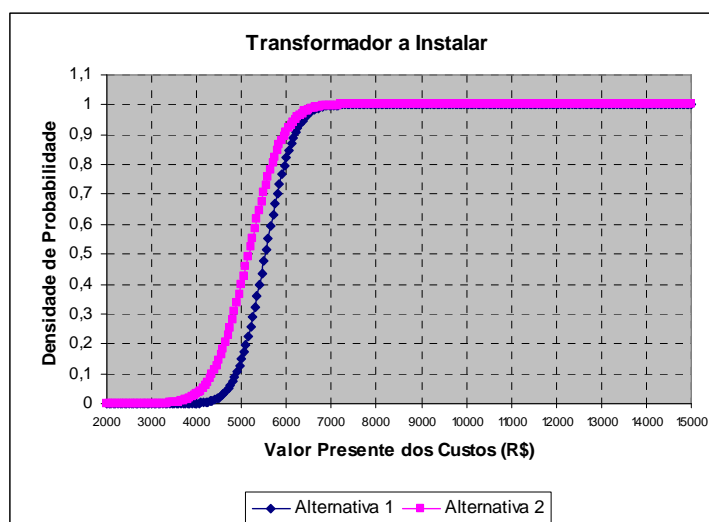


Figura 20 - Resultados para o módulo 4 com análise de incertezas

Tabela 5 - Resultados para o módulo 4 com análise de incertezas

Valor Presente dos Custos (R\$)						
	10%	25%	50%	75%	90%	99%
Alternativa 1	4850	5150	5500	5850	6150	6700
Alternativa 2	4350	4700	5150	5550	5950	6600

Os resultados podem ser interpretados da seguinte forma: para os dados de entrada mostrados, existe uma probabilidade de 75% que os custos da alternativa 1 não superem R\$5.850,00 e que os custos da alternativa 2 não superem R\$5.550,00. Ou ainda que existe 80% de probabilidade que os custos da alternativa 1 estejam entre R\$4.850,00 e R\$6.150,00 e que os custos da alternativa 2 estejam entre R\$4.350,00 e R\$5.950,00. Ou que para um custo de R\$5.500,00 as probabilidades de que as alternativas 1 e 2 não superem este valor são 50% e 70% respectivamente. Nota-se que com os dados simulados a alternativa 2 apresenta sempre custos menores que a alternativa 1. No entanto, a análise é dinâmica e portanto dados diferentes iriam gerar resultados diferentes. Podem-se inclusive obter resultados onde as duas curvas se cruzam.

4.4.3 Dimensionamento de Condutores (Problema 3)

O problema 3 diz respeito ao dimensionamento da bitola de condutor a se colocar numa instalação nova. A alternativa 1 representa a instalação de um condutor de bitola menor, com recondutoramento para a bitola da alternativa 2. E a alternativa 2 representa a instalação logo de início de um condutor de bitola maior. O programa calcula o valor presente das duas alternativas e mostra como resultado o valor presente da alternativa 1 subtraído do valor presente da alternativa 2.

Se o resultado é positivo significa que a alternativa 2 apresenta custos menores que a alternativa 1 e, portanto deve-se proceder a instalação de um condutor de bitola maior de início. Se o resultado for negativo, os custos da alternativa 2 são maiores que os da alternativa 1 e, portanto torna-se mais econômico que se instale inicialmente um condutor de bitola menor para posterior recondutoramento da linha. O aplicativo faz esta análise e mostra a alternativa mais econômica.

Da mesma forma que no caso anterior o aplicativo calcula para os casos com e sem análise de incertezas. A seguir são apresentadas a entrada e as saídas para o caso com análise de incertezas.

A entrada de dados para a análise de incertezas pode ser vista na figura 7.33 a seguir. Percebe-se que a carga inicial atendida, a taxa de crescimento de carga, a anuidade do investimento, a taxa anual de desconto e o custo unitário das perdas variam dentro de um intervalo estipulado pelo usuário.

ENTRADA DE DADOS			
	Mínimo	Máximo	
Carga inicial atendida	14	16	A
Taxa de crescimento da carga	4%	7%	aa
Taxa anual de desconto	9%	13%	aa
Custo unitário das perdas variáveis	790,00	820,00	R\$/kW.ano
	Alternativa 1	Alternativa 2	
Bitola	4	2/0	
Resistência (ohm/km)	1,529	0,4791	
Custo por fase (R\$/km)	617,49	1968,78	

Figura 21 - Entrada de Dados para o módulo 4 com análise de incertezas

A cada iteração um valor de $VP(\text{alternativa1}) - VP(\text{alternativa2})$ é calculado tanto para carga concentrada como para carga distribuída e armazenados. Ao final de 500 iterações a média e o desvio padrão são calculados e então é gerado o gráfico e a tabela com os resultados. Os resultados são vistos na figura 22 e na tabela 6.

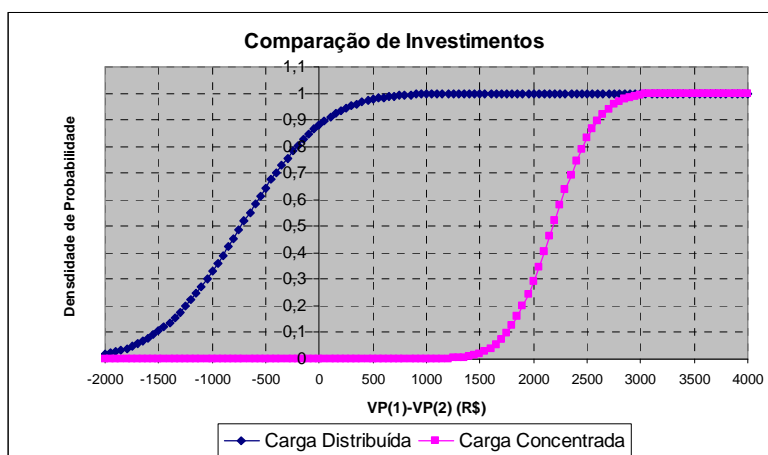


Figura 22 - Resultado para o módulo 4 com análise de incertezas

Tabela 6 - Resultado para o módulo 4 com análise de incertezas

	Valor Presente (Alternativa 1) - Valor Presente (Alternativa 2) R\$					
	10%	25%	50%	75%	90%	99%
Carga Concentrada	1750	1950	2150	2400	2600	2950
Carga Uniformemente Distribuída	-1550	-1150	-750	-350	50	700

Uma situação interessante surge da análise da figura 22. No caso de carga uniformemente distribuída, existe uma pequena probabilidade, cerca de 10% de que a alternativa 2 seja mais econômica que a alternativa 1 e de aproximadamente 90% de probabilidade de que a alternativa 1 seja mais econômica que a alternativa 2. No caso de carga concentrada na extremidade do condutor não há dúvidas de que a alternativa 2 é preferível a alternativa 1, existe uma probabilidade desprezível de que ocorra o contrário.

5 CONCLUSÕES

O tema de perdas em sistemas elétricos vem sendo cada vez mais discutido por sua imensa importância. Diminuição das perdas comerciais e a otimização do nível de perdas técnicas trariam benefícios ao sistema como um todo. Por exemplo, adiariam investimentos em novas obras para construção de usinas, ampliação da rede de transmissão e distribuição, instalação de novas subestações e aquisição de novos transformadores. O objetivo do projeto foi justamente abordar o tema de perdas elétricas em sistemas de distribuição.

Foi apresentado no artigo como custear as perdas calculando-se os custos unitários das perdas. Para perdas constantes de demanda, o custo unitário das perdas técnicas depende apenas do nível de tensão em que as perdas ocorrem e das tarifas de aplicação; é o caso das perdas no ferro dos transformadores. Já para as perdas variáveis, o custo unitário das perdas depende do nível de tensão, das tarifas de aplicação e do fator de perdas. O fator de perdas é calculado a partir do fator de carga e do parâmetro k. Perdas variáveis ocorrem, por exemplo, no cobre dos transformadores e nos condutores.

Abordou-se também a metodologia de cálculo de perdas técnicas de energia e demanda por segmento do sistema elétrico de distribuição. A metodologia utilizada realiza o cálculo de perdas a partir de dados da topologia da rede de distribuição. É chamado de método indireto de cálculo por não fazer uso das curvas diárias de carga. O fator de perdas é estimado a partir do fator de carga e do parâmetro k. Tendo-se calculado as perdas por segmento e de posse das tabelas apresentadas com os níveis esperados de perdas por segmento, é possível priorizar obras de melhoria na rede de distribuição para os segmentos que se encontram com perdas excessivas de energia e demanda. Também é possível estimar o montante de perdas comerciais. Assim, a distribuidora pode saber se deve priorizar o combate às perdas técnicas ou às perdas comerciais.

A fim de cobrir de forma mais ampla o cálculo de perdas técnicas por segmento, também foi apresentada a metodologia de cálculo de perdas a partir das curvas diárias de carga. A diferença básica

é que neste caso o fator de perdas é calculado a partir da curva de carga e não mais estimado a partir do fator de carga e do parâmetro k. Viu-se que para transformadores de distribuição a diferença entre as duas metodologias para o cálculo das perdas de energia foi sempre inferior a 2,53%, mesmo variando-se o perfil da curva de carga e a capacidade nominal do transformador de distribuição.

A partir do custo unitário das perdas e do cálculo das perdas foi mostrado como resolver os principais problemas de dimensionamento de transformadores e condutores. Foi mostrado como se calcula o momento em que se torna vantajoso substituir um transformador por outro de capacidade nominal maior, como dimensionar um transformador para atender novos consumidores e como dimensionar condutores para atender novos consumidores.

Viu-se que a solução de problemas desta natureza depende de fatores como os custos unitários das perdas fixas e variáveis, a taxa anual de desconto, a taxa anual de crescimento de carga, dentre outros. Da mesma forma, na apresentação da metodologia de cálculo das perdas de energia e demanda por segmento do sistema elétrico de distribuição foi mostrado que tais perdas dependem de parâmetros como fator de carga, fator de potência, fator de utilização de transformadores, além de outras variáveis. O custo unitário das perdas, por sua vez, depende do fator de carga, do parâmetro k, e de outros parâmetros. Devido à dificuldade de se determinar com exatidão tais parâmetros, a cada um dos problemas supracitados foi introduzido um estudo de análise de incertezas. Isto é, ao invés de se ter apenas um valor por variável como entrada do problema, agora se tem um intervalo dentro do qual o parâmetro passa a variar. Assim, como saída não se obtém apenas um valor exato e sim uma distribuição de probabilidades que cobrem um gama muito maior de cenários possíveis, prevenindo o analista contra surpresas inesperadas. Dessa forma, com a inclusão da análise de incertezas a decisão passa a ser função do nível de risco que o analista está disposto a assumir.

Visando dar um caráter prático ao projeto foi desenvolvido aplicativo em Excel que realiza os cálculos referentes à teoria apresentada. O aplicativo se divide em quatro módulos e tem por objetivo realizar os seguintes cálculos:

- ✓ Custo unitário das perdas técnicas (com e sem análise de incertezas);
- ✓ Cálculo de perdas de energia e demanda por segmento do sistema elétrico de distribuição através do cálculo indireto (com e sem análise de incertezas);
- ✓ Cálculo de perdas de energia e demanda por segmento do sistema elétrico de distribuição a partir da curvas diárias de carga;
- ✓ Solução dos principais problemas relacionados ao dimensionamento de transformadores e condutores (com e sem análise de incertezas).

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] BORTONI, E C; SANTOS A H M. Introdução às Técnicas de Análise Econômica em Condições de Riscos e Incertezas, Escola Federal de Engenharia de Itajubá – EFEI.
- [2] CAMARGO, I; FIGUEIREDO, F M; CLÁUDIA, A. Análise de Risco na Escolha de Condutores para Alimentadores de Distribuição, UnB, Brasília, 1999..
- [3] CIPOLI, J A; MARCO, M A; SIMÃO, N; FRONTEROTTA, S E; GRAMULIA JR., J; OLIVEIRA, L C. Metodologia pra Avaliação e Medição das Perdas Técnicas, Comerciais e Totais da Distribuição.
- [4] CODI – Comitê de Distribuição. Método para Determinação, Análise e Otimização das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição, Doc. Técnico CODI-3.2.19.34.0, 1996.
- [5] FIGUEIREDO, F M. Apostila do Curso de Distribuição de Energia Elétrica, UnB, Brasília, 2003.
- [6] JARDINI, J A e outros. Curvas de Carga e Aplicações na Engenharia de Distribuição, USP, 1998.
- [7] MATTOS, A C M. A Análise de Sensibilidade, RAE, Janeiro de 1989.
- [8] MÉFFE, A. Metodologia para Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do sistema de Distribuição, EPUSP, São Paulo, 2001.
- [9] OLIVEIRA, C C B; KAGAN, N; MÉFFE, A; JONATHAN, S; CAPARROZ, S L; CAVARETTI, J L. Cálculo das Perdas Técnicas de Energia e Demanda por Segmento do Sistema de Distribuição, XIV SENDI, Foz do Iguaçu, Novembro de 2000.