



Víctor Daniel Armaulía Sánchez

**Método para Estimação das Perdas
Elétricas Baseado na Alocação de
Parâmetros das Cargas em Sistemas de
Distribuição de Média Tensão**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-
graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de
Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Delberis Araujo Lima

Rio de Janeiro
Julho de 2015



Víctor Daniel Armaulía Sánchez

**Método para Estimação das Perdas
Elétricas Baseado na Alocação de
Parâmetros das Cargas em Sistemas de
Distribuição de Média Tensão**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Delberis Araujo Lima

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Ricardo Bernardo Prada

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo

UFJF

Prof. José Eugenio Leal

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 27 de julho de 2015

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização do autor, do orientador e da universidade.

Víctor Daniel Armaulía Sánchez

Graduou-se em Engenharia Mecânica Elétrica na UNI - Perú (Universidad Nacional de Ingeniería) em 2008. Trabalhou na área industrial, especializado em análise preditivo de sistemas eletromecânicos. A sua linha de pesquisa está relacionada a aplicações de inteligência computacional na área de Sistemas Eletromecânicos.

Ficha Catalográfica

Armaulía Sánchez, Víctor Daniel

Método para estimação das perdas elétricas baseado na alocação de parâmetros das cargas em sistemas de distribuição de média tensão / Víctor Daniel Armaulía Sánchez; orientador: Delberis Araujo Lima. – 2015.

104 f. : il. (color.) ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2015.

Inclui bibliografia

1. Engenharia elétrica – Teses. 2. Sistemas de Distribuição. 3. Modelamento de cargas. 4. Método de fluxo de potência. 5. Algoritmos Genéticos. I. Lima, Delberis Araujo. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD: 621.3

Para meus pais Daniel e Carmen, e meu irmão Arturo.

Agradecimentos

Ao meu orientador Delberis, pelos conhecimentos, sugestões, confiança na minha capacidade e ajuda no desenvolvimento deste trabalho e dos artigos.

Aos meus pais Daniel e Carmen, por todo amor, dedicação, paciência, apoio e confiança que estiveram presentes desde sempre.

Ao meu irmão Arturo, pelos conselhos e constante torcida pelo meu sucesso.

À minha companheira Carolina, pelo amor, compreensão e motivação apesar da distância.

Aos meus familiares e amigos, por sempre me desejarem o melhor.

Aos professores Luis Ochoa e Marcelo Oliveira, pelas valiosas contribuições para o trabalho e artigos.

Aos professores e funcionários do departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio, pela qualidade do ensino e excelente infraestrutura, essenciais para a execução do curso de mestrado.

À CAPES, pelos auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ter sido realizado.

Resumo

Armaulía Sánchez, Victor Daniel; Lima, Delberis Araujo. **Método para Estimação das Perdas Elétricas Baseado na Alocação de Parâmetros das Cargas em Sistemas de Distribuição de Média Tensão**. Rio de Janeiro, 2015. 104p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Em sistemas de distribuição de energia elétrica, um dos maiores desafios para as distribuidoras é a estimação das perdas técnicas. De acordo com a bibliografia, as perdas elétricas nas redes de distribuição em diferentes países podem variar aproximadamente de 3% e 25% da energia fornecida à rede, o que pode significar grandes impactos nos custos do sistema. Especificamente no Brasil, a adequada avaliação das perdas elétricas fornece informação importante para que o regulador estabeleça as tarifas de distribuição de energia elétrica. Na literatura há diversos métodos para a estimação das perdas técnicas de energia, mas devido à dificuldade na modelagem dos equipamentos do sistema, assim como a falta de informação da energia consumida pelas cargas, as estimações podem acarretar em grandes erros. Para tratar este problema, esta dissertação propõe um novo método baseado em um modelo de carga polinomial modificado para estimar as perdas elétricas, considerando medições de tensão e potência na subestação e, quando disponíveis, medições de tensão e potência demandadas pelas cargas. A contribuição principal do método proposto é o uso da informação da topologia da rede e a correlação entre a potência consumida pelas cargas e as grandezas medidas na subestação. Para detalhar e analisar o desempenho do método proposto são utilizados três sistemas elétricos. Os resultados das estimações são comparados com os resultados obtidos por outros métodos de referência encontradas na literatura e em aplicações práticas.

Palavras-chave

Estimação de perdas; modelo polinomial; alocação de carga; sistemas de distribuição.

Abstract

Armaulía Sánchez, Victor Daniel; Lima, Delberis Araujo (Advisor). **Method to Estimate the Electric Losses Based on the Load Parameter allocation in Medium Voltage Distribution Systems**. Rio de Janeiro, 2015. 104p. MSc. Dissertataion – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

In electrical distribution systems, one of the greatest challenges for utilities is the estimation of technical losses. According to the literature, energy losses throughout the world's electric distribution networks may vary from country to country approximately between 3% and 25% of the electricity provided, which may cause great impacts on the electrical system costs. Specifically in Brazil, the appropriate evaluation of the energy losses provides valuable information for the regulator to establish the energy distribution tariffs. In literature, there are different ways for estimating energy losses, but due to the difficulty for modeling precisely the equipment of the system, as well as the lack of information regarding the energy consumed of each load, the energy losses estimation may lead to huge errors. To deal with this problem, it is proposed a new method based on a modified load model, taking into account the measurements of voltages and power at the substation and, when available, the measurements of voltages and power demanded by loads with meters installed. The main contribution of the proposed method is the use of the network information and the correlation between the power consumed by the loads and the voltage and power supplied by the substation. In order to detail and analyze the performance of the proposed method, three electric systems are used. The results of the estimations given by the proposed method are compared to those obtained with other methods found in literature and in practical applications.

Keywords

Energy loss estimation; load allocation; distribution systems.

Sumário

1	Introdução	21
1.1	Motivação e Objetivos	24
1.2	Revisão Bibliográfica de Estimação de perdas elétricas em sistemas de Distribuição	24
1.3	Estrutura da Dissertação	26
2	Fundamento Teórico	28
2.1	Modelos de carga	28
2.1.1	Modelo Polinomial ZIP	29
2.1.2	Modelo Exponencial	30
2.2	Perdas elétricas	31
3	Métodos de referência	33
3.1	Método da ANEEL	33
3.2	Método Novo Top-Down	37
4	Método Proposto	40
4.1	Modelo polinomial de carga modificado	40
4.2	Método Proposto	44
5	Testes e Resultados	64
5.1	Sistema de teste do IEEE de 34 barras	65
5.1.1	Sistema sem medidores	66
5.1.2	Sistema com medidores	70
5.2	Sistema real de teste	75
6	Conclusão e trabalhos futuros	83
7	Referências bibliográficas	85

Apêndice A	Sistema IEEE 34 Barras	87
Apêndice B	Algoritmos Genéticos (AG)	90
Apêndice C	Artigo 1	94
Apêndice D	Artigo 2	99

Lista de Figuras

Figura 4.1 - Sistema radial de distribuição com cargas modeladas por ZIP	40
Figura 4.2 - Fluxograma da heurística do método proposto	52
Figura 4.3 - Sistema radial de distribuição de 5 barras	53
Figura 4.4 - Dados da potência fornecida pela subestação de um cenário médio para o sistema de 5 barras	54
Figura 4.5 - Classificação da base de dados para o sistema didático	56
Figura 4.6 - Representação da convergência no processo iterativo	59
Figura 5.1 - Perfis de tensão considerados para os testes	65
Figura 5.2 - Sistema radial de distribuição IEEE de 34 barras com cargas modeladas pelo modelo ZIP	66
Figura 5.3 - Resultados obtidos do parâmetro x da componente ativa das cargas	66
Figura 5.4 - Resultados obtidos do parâmetro α da componente ativa das cargas	67
Figura 5.5 - Resultados obtidos do parâmetro β da componente ativa das cargas	67
Figura 5.6 - Resultados obtidos do parâmetro γ da componente ativa das cargas	67
Figura 5.7 - Resultados obtidos do parâmetro y da componente reativa das cargas	68
Figura 5.8 - Resultados obtidos do parâmetro α da componente reativa das cargas	68
Figura 5.9 - Resultados obtidos do parâmetro β da componente reativa das cargas	69
Figura 5.10 - Resultados obtidos do parâmetro γ da componente reativa das cargas	69

Figura 5.11 - Resultados obtidos do parâmetro x da componente ativa das cargas	71
Figura 5.12 - Resultados obtidos do parâmetro α da componente ativa das cargas	71
Figura 5.13 - Resultados obtidos do parâmetro β da componente ativa das cargas	71
Figura 5.14 - Resultados obtidos do parâmetro γ da componente ativa das cargas	72
Figura 5.15 - Resultados obtidos do parâmetro y da componente reativa das cargas	72
Figura 5.16 - Resultados obtidos do parâmetro α da componente reativa das cargas	73
Figura 5.17 - Resultados obtidos do parâmetro β da componente reativa das cargas	73
Figura 5.18 - Resultados obtidos do parâmetro γ da componente reativa das cargas	73
Figura 5.19 - Quantiles da potência aparente medida no sistema BER	76
Figura 5.20 - Parâmetro x da componente ativa das cargas no Patamar Leve	76
Figura 5.21 - Parâmetro α da componente ativa das cargas no Patamar Leve	76
Figura 5.22 - Parâmetro β da componente ativa das cargas no Patamar Leve	77
Figura 5.23 - Parâmetro γ da componente ativa das cargas no Patamar Leve	77
Figura 5.24 - Parâmetro x da componente ativa das cargas no Patamar Médio	77
Figura 5.25 - Parâmetro α da componente ativa das cargas no Patamar Médio	78
Figura 5.26 - Parâmetro β da componente ativa das cargas no Patamar Médio	78
Figura 5.27 - Parâmetro γ da componente ativa das cargas no Patamar Médio	78

Figura 5.28 - Parâmetro x da componente ativa das cargas no Patamar Pesado	79
Figura 5.29 - Parâmetro α da componente ativa das cargas no Patamar Pesado	79
Figura 5.30 - Parâmetro β da componente ativa das cargas no Patamar Pesado	79
Figura 5.31 - Parâmetro γ da componente ativa das cargas no Patamar Pesado	80
Figura 5.32 - Histograma de resultados do parâmetro α da componente ativa das cargas	80
Figura 5.33 - Histograma de resultados do parâmetro β da componente ativa das cargas	81
Figura 5.34 - Histograma de resultados do parâmetro γ da componente ativa das cargas	81
Figura A.1 - Sistema IEEE 34 barras	87
Figura B.1 - Fluxograma do funcionamento dos Algoritmos Genéticos	90

Lista de Tabelas

Tabela 4.1 - Dados de linha do sistema de 5 barras	53
Tabela 4.2 - Valores nominais das cargas do sistema de 5 barras	54
Tabela 4.3 - Conjunto de intervalos pertencentes aos clusters	56
Tabela 4.4 - Erros na estimação de potências no sistema didático de 5 barras sem medidores	62
Tabela 4.5 - Erros na estimação de potências no sistema didático de 5 barras com medidor na barra 4	63
Tabela 4.6 - Energia perdida no sistema	63
Tabela 5.1 - Perdas de energia no sistema do IEEE de 34 barras	70
Tabela 5.2 - Erros nas estimções de perdas no sistema IEEE de 34 barras	70
Tabela 5.3 - Perdas de energia no sistema IEEE de 34 barras	74
Tabela 5.4 - Erros nas estimções de perdas no sistema da IEEE de 34 barras	74
Tabela 5.5 - Perdas de energia estimadas no sistema	82
Tabela A.1 - Dados das linhas do sistema IEEE 34 barras	88
Tabela A.2 - Dados das cargas do sistema IEEE 34 barras	89

Nomenclatura

Caracteres Romanos Maiúsculos

AF	Fator de alocação de carga
CP	Coeficiente de perdas do método da ANNEL
CT_l	Comprimento do trecho l com seção constante classificado como tronco
CT^{MT}	Comprimento total dos trechos classificados como tronco
CR^{MT}	Comprimento total dos trechos classificados como ramal
D	Demanda de potência ativa medida
\bar{D}	Demanda média no período em análise
D_{max}	Máximo valor das demandas medidas no período em análise
E^{MT}	Energia fornecida pela subestação
F	Função matemática
G	Função matemática
I^{MT}	Corrente média no alimentador
L^{ANNEL}	Perda de potência calculada pelo método da ANNEL para a demanda média de cada alimentador do MT
$L_P^{(k)}$	Perda de potência ativa no sistema, calculada para a iteração k
$L_Q^{(k)}$	Perda de potência reativa no sistema, calculada para a iteração k
L_P^{cal}	Perda de potência ativa estimada ou calculada na rede
L_Q^{cal}	Perda de potência reativa estimada ou calculada na rede
L_{max}^{MT}	Perda de potência ativa no cenário de máxima demanda
LB_i	Fator de limite inferior da parcela correspondente à carga i .
LsF	Fator de perda utilizado no método NTD
N	Número total de trechos com seção constante classificado como condutor tronco

P	Potência ativa demandada por uma carga
P^{ref}	Potência ativa demandada na tensão de referência
P_i	Potência ativa consumida pela carga conectada à barra i
P_i^{cal}	Potência ativa calculada e alocada à carga conectada na barra i
P_i^{nom}	Potência ativa nominal da carga conectada na barra i
P_i^{ref}	Potência ativa na tensão de referência da carga conectada na barra i
P_{SE}^{cal}	Potência ativa calculada na subestação
P_{SE}^{med}	Potência ativa medida na subestação
P_{SE}^{nom}	Potência ativa nominal da subestação
Q	Potência reativa demandada por uma carga
Q^{ref}	Potência reativa demandada na tensão de referência
Q_i	Potência reativa consumida pela carga conectada à barra i
Q_i^{cal}	Potência reativa calculada e alocada à carga conectada na barra i
Q_i^{nom}	Potência reativa nominal da carga conectada na barra i
Q_i^{ref}	Potência reativa na tensão de referência da carga conectada à barra i
Q_{SE}^{cal}	Potência reativa calculada na subestação
Q_{SE}^{med}	Potência reativa medida na subestação
Q_{SE}^{nom}	Potência reativa nominal da subestação
R_l	Resistência do trecho do condutor l que apresenta seção constante classificado como tronco
RT^{MT}	Resistência do condutor tronco
S_i^{max}	Potência complexa alocada à i -ésima carga no sistema
S_i^{nom}	Potência complexa nominal da i -ésima carga no sistema
T	Número de intervalos de tempo em um período em análise
UB_i	Fator de limite superior da parcela correspondente à carga i .
V	Magnitude da tensão no barramento da carga

V^{ref}	Magnitude da tensão de referência da carga
V^{nom}	Tensão nominal de linha do alimentador
V_i	Magnitude da tensão na barra i
V_i^{ref}	Magnitude da tensão de referência da carga conectada à barra i
V_{SE}^{med}	Magnitude da tensão medida na subestação
V_{SE}^{ref}	Magnitude da tensão de referência na subestação
X^{med}	Valor medido de uma grandeza elétrica
X^{cal}	Valor calculado ou estimado de uma grandeza elétrica

Caracteres Romanos Minúsculos

c	Contador de clusters no processo iterativo do método proposto
\cos	Função trigonométrica coseno
i	i -ésima barra com carga no sistema
f	Frequência da tensão no sistema
j	j -ésima barra com carga no sistema
k	Contador de iterações no processo iterativo do método proposto
kVA_i	Potência nominal da carga i no sistema
kVA_{TOT}	Somatório das potências nominais das n cargas no sistema
l	Linha com seção constante classificado como condutor tronco
n	Número total de cargas no sistema
n_c	Número de clusters considerados para o método
n_p	Fator de sensibilidade do modelo de carga exponencial para a potência ativa demandada por uma carga
n_Q	Fator de sensibilidade do modelo de carga exponencial para a potência reativa demandada por uma carga
n_s	Número de cenários do cluster em análise
n_w	Número de intervalos de tempo pertencentes ao cluster em

	análise
r_{12}	Resistência da linha que conecta a barra 1 com a barra 2.
s	Dia ou cenário durante o período em análise
t	Instante de tempo
u_i	Fator de aproximação de tensão da carga na barra i
$u_i^{(k)}$	Fator de aproximação de tensão da carga conectada na barra i na iteração k
w	Intervalo de tempo
x_{12}	Reatância da linha que conecta a barra 1 com a barra 2.
x_i	Parcela de potência ativa da subestação alocado à carga na barra i
y_i	Parcela de potência reativa da subestação alocado à carga na barra i
z_{12}	Impedância da linha que conecta a barra 1 com a barra 2.

Caracteres Gregos Maiúsculos

ΔE^{ANNEL}	Perda técnica de energia estimada pelo método da ANNEL em um período determinado
ΔE^{NTD}	Perda técnica de energia estimada pelo método Novo Top Down em um período determinado
ΔE^{cal}	Energia técnica perdida estimada durante o período em análise
ΔT	Período de tempo analisado
Ω_R	Conjunto de barras com carga na rede
Ω_{RM}	Conjunto de barras com carga e com medidor na rede
Ω_S	Conjunto de cenários do período em análise
Ω_C	Conjunto de intervalos pertencentes ao cluster em análise
Ω_{SM}	Conjunto de barras com cargas e sem medidores na rede
Ω_W	Conjunto de intervalos durante um dia ou cenário considerado na análise

\emptyset Conjunto nulo ou vazio

Caracteres Gregos Minúsculos

α_P Parcela da carga ativa modelada como impedância constante

α_P Vetor de parâmetros da carga ativa modelada como impedância constante em cada carga

α_{P_i} Parcela da carga ativa na barra i modelada como impedância constante.

α_Q Parcela da carga reativa modelada como impedância constante

α_Q Vetor de parâmetros da carga reativa modelada como impedância constante em cada carga

α_{Q_i} Parcela da carga reativa na barra i modelada como impedância constante.

β_P Parcela da carga ativa modelada como corrente constante

β_P Vetor de parâmetros da carga ativa modelada como corrente constante em cada carga

β_{P_i} Parcela da carga ativa na barra i modelada como corrente constante.

β_Q Parcela da carga reativa modelada como corrente constante

β_Q Vetor de parâmetros da carga reativa modelada como corrente constante em cada carga

β_{Q_i} Parcela da carga reativa na barra i modelada como corrente constante

γ_P Vetor de parâmetros da carga ativa modelada como potência constante em cada carga

γ_P Parcela da carga ativa modelada como potência constante

γ_{P_i} Parcela da carga ativa na barra i modelada como potência constante.

γ_Q Parcela da carga reativa modelada como potência constante

γ_Q Vetor de parâmetros da carga reativa modelada como potência constante em cada carga

γ_{Q_i}	Parcela da carga reativa na barra i modelada como potência constante
φ	Ângulo entre a potência ativa e a potência aparente no sistema
τ	Frequência horária das medições

Superescritos

k	Contador de iterações no processo iterativo do método proposto
nom	Relacionado a valores nominais de grandezas no sistema
ref	Relacionado a valores de referência de grandezas no sistema
MT	Em média tensão

Subescritos

i	i -ésima barra com carga no sistema
j	j -ésima barra com carga no sistema
ℓ	Linha de transmissão
P	Relacionado à componente ativa da potência de uma carga
Q	Relacionado à componente reativa da potência de uma carga

Abreviaturas, Siglas e Símbolos

A	Amperes
AG	Algoritmos genéticos
$ANEEL$	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa tensão
h	Hora
$IEEE$	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
km	Kilometro
kV	Kilovolt
kVA	Kilovolt-ampere
kW	Kilowatt

<i>kWh</i>	Kilowatts por hora
<i>MAPE</i>	Mean absolute percentage error
<i>MT</i>	Média tensão
<i>MWh</i>	Megawatts por hora
<i>NTD</i>	Método Novo Top-Down
<i>SE</i>	Subestação
<i>ZIP</i>	Modelo estático de carga polinomial