



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Octávio Vieira Moniz

Ganhos econômicos e energéticos dos transformadores monofásicos eficientes de distribuição em média tensão nos meios rurais baseados nos valores de suas impedâncias

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Manuel Luís B. Martinez, Dr. (in memorian)

Coorientador: Prof. Estácio Tavares Wanderley Neto

Itajubá
Março de 2017

RESUMO

O transformador de distribuição é responsável por aproximadamente um terço das perdas totais na rede, onde se encontra inserido, apesar de possuir rendimento em torno de 95 a 99 % [1]. A redução das perdas de energia nos transformadores de distribuição resulta em ganhos econômicos para as concessionárias, e em ganhos ambientais com a redução de dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera. No meio rural, verifica-se que os transformadores operam em condição de subcarregamento quase o dia todo, pelo que a redução das perdas em vazio do projeto padrão pode ter maior importância do que o aumento das suas perdas nos enrolamentos, para adequá-los ao perfil de carga rural, com o objetivo de obter ganhos econômicos e energéticos. Tradicionalmente, para estas situações, faz-se uso dos transformadores com núcleos de materiais amorfos, mas, devido ao elevado preço deste material, o retorno financeiro não compensa, tornando o meio rural menos atrativo ao investimento. A proposta deste trabalho é verificar a possibilidade de realizar projetos de transformadores rurais com núcleos e enrolamentos convencionais (aço-silício e cobre) de modo a se obter projetos mais eficientes e mais econômicos, em relação aos projetos padrão, tornando o meio rural mais atrativo ao investimento. A metodologia utilizada para alterar o projeto do transformador padrão para um transformador eficiente para meio rural pode ser baseada na alternativa redução volts por espira, quando o objetivo é encontrar apenas os projetos mais econômicos e mais eficientes, ou pode-se utilizar a alternativa aumento volts por espira, quando no processo de otimização dos projetos é utilizado um projeto de referência com a impedância anormalmente elevada, e através dele se obtém um número de projetos elevado (22 neste caso), permitindo analisar graficamente o comportamento dos ganhos com a variação dos parâmetros ao longo do processo. Estas estratégias permitem obter maior redução dos custos das perdas do que aumento dos custos de aquisição, em relação ao projeto padrão, permitindo, portanto, o tempo de retorno relativamente baixo.

PALAVRAS – CHAVES: Transformador de Distribuição Rural, Análise Econômico, Análise Técnica, Transformador de Distribuição Padrão, Análise Técnica

ABSTRACT

The distribution transformer is responsible for approximately one third of total losses in the network, where it is inserted, although this equipment has performance with efficiency, in terms of power loss, around 95 a 99% [1]. The reduction of energy losses in distribution transformers results in economic gains for the company, with the reduction of costs, and in environmental benefits, by reducing carbon dioxide (CO₂) in the atmosphere. In rural areas, the transformers operate at low load almost all day. Therefore, the reduction of losses in the standard design core can be more important than the increase of windings losses, to adapt the standard design to profile of rural load, in order to achieve economic and energy gains. In these cases, energy gains are usually obtained using transformers with amorphous cores, but due to the high price of the amorphous materials, there is no economic compensation, making rural areas less attractive to investment. The proposal of this study is to verify the possibility to obtain rural transformer designs with conventional core and windings (silicon steel and copper) more efficient and economic than the standard design, making investment most attractive in the rural area. The methodology used to adjust the design of the standard transformer design to an efficient transformer for rural area, may be based in the reduction of volt per turns parameter, when the purpose is to find only the most economical and efficient transformer designs or, in the other hand, can be based in the increase of the volt per turn, when a reference design with abnormally high impedance is obtained, and through it a high number of designs is obtained (22 in this case), allowing to analyze graphically the behavior of gains with the variations of the transformer parameters during optimization process. These strategies allow larger reductions of loss costs when compared to the increase of bid price, in relation to standard design, allowing, therefore, lower payback times.

KEYWORDS: Rural Distribution Transformer, Economic Analysis, Technical Analysis, Standard Distribution Transformer, Technical Analysis

SUMÁRIO

RESUMO.....	II
ABSTRACT	III
SUMÁRIO	IV
LISTA DE FIGURAS	VII
LISTA DE TABELAS	XIII
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS (SÍMBOLOS)	XIX
CAPÍTULO I.....	1
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	1
1.2 OBJETIVOS DA TESE	3
1.3 JUSTIFICATIVA	4
1.4 LIMITAÇÕES	4
1.5 PREMISSAS DA TESE A COMPROVAR	4
1.6 HIPÓTESE DA TESE A COMPROVAR	5
1.7 ESTRUTURA DO TRABALHO	6
CAPÍTULO II.....	7
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	7
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	7
2.2 PROCESSO DE CÁLCULO DO PROJETO BASE OU PADRÃO	7
2.2.1 <i>Dimensionamento do Enrolamento Secundário</i>	11
2.2.2 <i>Dimensionamento do Enrolamento Primário</i>	14
2.3 PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO DA EFICIÊNCIA DOS PROJETOS RURAIS.....	26
2.4 QUEDAS DE TENSÃO E O ESTADO DE AQUECIMENTO VERSUS CARGAS	37
2.4.1 <i>Queda de Tensão versus Otimização do Transformador Rural</i>	38
2.4.2 <i>Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto Mais Quente</i>	40
2.5 RENDIMENTO VERSUS PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO: PROJETOS RURAIS.....	45
2.5.1 <i>Rendimento versus Carregamento e Fator de Potência $\cos(\phi)$</i>	45
2.5.2 <i>Processo de Otimização versus Rendimento, Eficiência Energética e Custo Total Capitalizado</i>	50
2.6 COMENTÁRIOS	52
CAPÍTULO III	54
3 MÉTODO DE PESQUISA	54
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	54
3.2 CLASSIFICAÇÃO DA PESQUISA	55
3.3 JUSTIFICATIVA DO MÉTODO SELECIONADO.....	55
3.4 PROCEDIMENTO METODOLÓGICO ADOTADO.....	55
3.5 COMENTÁRIOS	56
CAPÍTULO IV	57
4 DESCRIÇÃO DA PESQUISA.....	57
4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	57

4.2	OBJETO DE ESTUDO E/OU DELIMITAÇÃO DO TEMA	57
4.3	COLETA DE DADOS	57
4.4	COMENTÁRIOS	58
CAPÍTULO V		59
5	ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....	59
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	59
5.2	ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	59
5.2.1	<i>Processo de Otimização dos Projetos Rurais Versus Ganhos Energéticos</i>	<i>59</i>
5.2.2	<i>Processo de Otimização dos Projetos Versus Ganhos Econômicos Para Impedância Constante</i>	<i>64</i>
5.2.2.1	Potência – 5 kVA.....	65
A.	Classe 15 kV, Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora	65
B.	Classe Tensão 15 kV e Fator de Perdas em Carga de 6 Horas	73
C.	Classe de Tensão 24,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora.....	79
D.	Classe de Tensão de 24,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 6 Horas	83
E.	Classe de Tensão 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1 Hora.....	87
F.	Classe de Tensão 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 6 Horas	91
5.2.2.2	Potência de 10 kVA	95
A.	Classe de Tensão de 15 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora	95
B.	Classe de Tensão de 15 kV e Fator de Perdas em Carga de 6,0 Horas	101
C.	Classe de Tensão de 24,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora	105
D.	Classe de Tensão de 24,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 6,0 Horas	109
E.	Classe 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga 1,0 Hora	113
F.	Classe de Tensão de 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 6,0 Horas	117
5.2.2.3	Potência de 15 kVA	120
A.	Classe de Tensão de 15 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora	120
B.	Classe de Tensão de 15 kV e Fator de Perdas em Carga de 6,0 Horas	124
C.	Classe de Tensão de 24,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Horas	128
D.	Classe de Tensão de 24,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 6,0 Horas	132
E.	Classe de Tensão de 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Horas	136
F.	Classe de Tensão de 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 6 Horas	140
5.2.2.4	Potência de 25 kVA	143
A.	Classe de Tensão de 15 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora	143
B.	Classe de Tensão de 15 kV e Fator de Perdas em Carga de 6,0 Horas	147
C.	Classe de Tensão de 24,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora.....	151
D.	Classe de Tensão de 24,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 6,0 Horas	155
E.	Classe de Tensão de 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora.....	159
F.	Classe de Tensão de 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 6,0 Horas	163
5.2.3	<i>Processo de Otimização dos Projetos de Transformador Rural Para Impedância Variáveis</i>	<i>167</i>
5.2.3.1	Custo total capitalizado versus Variação da Impedância, Projeto de 5 kVA.....	168
5.2.3.2	Custo Total Capitalizado versus Variação da Impedância, Projeto de 10 kVA.....	175
5.2.3.3	Custo Total Capitalizado versus Variação da Impedância, Projeto de 15 kVA.....	180
5.2.3.4	Custo Total Capitalizado versus Variação da Impedância, Projeto de 25 kVA.....	186
5.2.4	<i>Processo de Otimização da Eficiência do Transformador Rural Versus Tempos de Retorno do investimento</i>	<i>192</i>
5.2.4.1	Potência de 5 kVA	193
A.	Classe de Tensão de 15 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora e 6,0 Horas.....	193
B.	Classe de Tensão de 24,2 kV e Fator de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 Horas.....	198
C.	Classe de Tensão de 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora e 6,0 Horas.....	200
5.2.4.2	Potência de 10 kVA	201
A.	Classe de Tensão de 15 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora e 6,0 Horas.....	201
B.	Classe de Tensão de 24,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora e 6,0 Horas.....	202
C.	Classe de Tensão de 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora e 6,0 Horas.....	203

5.2.4.3	Potência de 15 kVA	204
A.	Classe de Tensão de 15 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora e 6,0 Horas	204
B.	Classe de Tensão de 24,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora e 6,0 Horas	205
C.	Classe de Tensão de 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora e 6,0 Horas	206
5.2.4.4	Potência de 25 kVA	207
A.	Classe de Tensão de 15 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora e 6,0 Horas	207
B.	Classe de Tensão de 24,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora e 6,0 Horas	208
C.	Classe de Tensão de 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora e 6,0 Horas	209
5.2.5	<i>Processo de Otimização do Projeto Rural versus Redução do Preço de Energia</i>	211
5.3	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS E CONTRIBUIÇÃO DA TESE	214
5.3.1	<i>Considerações Iniciais</i>	214
5.3.2	<i>Ganhos econômicos</i>	214
5.3.2.1	Otimização dos Projetos Para Zonas Rurais, 5 kVA Classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV	214
5.3.2.2	Otimização dos Projetos Para Zonas Rurais, 10 kVA Classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV	219
5.3.2.3	Otimização dos Projetos Para Zonas Rurais, 15 kVA Classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV	221
5.3.2.4	Otimização dos Projetos Para Zona Rural, 25 kVA e Classes 25 kV, 24,2 kV e 36,2 kV	224
5.3.3	<i>Ganhos Energéticos</i>	229
5.3.3.1	Otimização dos Projetos Para Zona Rural, 5 kVA e Classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV	229
5.3.3.2	Otimização dos Projetos para Zona Rural, 10 kVA e classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV	233
5.3.3.3	Otimização dos Projetos Para Zona Rural, 15 kVA e Classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV	237
5.3.3.4	Otimização dos Projetos para Zona Rural, 25 kVA e Classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV	240
5.4	OTIMIZAÇÃO DO PROJETO PROPOSTO VERSUS PROJETO COM NÚCLEOS AMORFOS: GANHOS ECONÔMICOS E ENERGÉTICOS	245
5.5	CONTRIBUIÇÃO DA TESE	248
5.6	COMENTÁRIOS	248
VI	CONCLUSÃO	250
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	250
7	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	252
	REFERÊNCIAS	253
1.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFIAS	253
8	BIBLIOGRAFIA AUXILIAR	254
	APÊNDICE A	255
	APÊNDICE B	256
	DADOS ESPECÍFICOS DE ENTRADA DOS PROJETOS:	256
	APÊNDICE C	262
	APÊNDICE D	267

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Temperaturas do topo do óleo dos projetos eficientes mais econômicos e padrão de 5kVA/15kV, duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão.	44
Figura 2 - Rendimentos do projeto base ou padrão, mais eficiente e mais econômico elaborado para o fator de perdas de 1 hora.....	46
Figura 3 - Rendimentos do projeto base ou padrão, mais eficiente e mais econômico elaborado para o fator de perdas de 6 horas.	46
Figura 4 - Perdas energéticas para os projetos mais econômicos, mais eficientes, bases e padrões para os fatores de perdas de 1 e 6 horas, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, 5kVA/15kV.....	60
Figura 5 - Custos totais capitalizados, custos anuais das perdas de energia capitalizados e impedâncias percentuais, projeto de 5kVA/15kV, para o fator de perdas em carga de 1 hora.....	65
Figura 6 - Ganhos econômicos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, projetos de 5kVA/15 kV, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos.	70
Figura 7 - Ganhos econômicos com substituição do projeto padrão, 2 e 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, fator de perdas de 1 hora, período de análise de 5 anos, 5kVA/15kV.	71
Figura 8 - Custos totais capitalizados, custos das perdas de energia capitalizados e impedâncias percentuais, projeto de 5kVA/15kV e fator de perdas em carga de 6 horas, período de análise 5 anos.	73
Figura 9 - Ganhos com aumento camadas enrolamentos baixa tensão duas para três, para fator de perdas em carga de 6 hora, período de análise de 5 anos, 5kVA/15kV.	76
Figura 10 - Ganhos com substituição projeto padrão pelo projetos mais econômicos e de máxima eficiência energética, 2 e 3 camadas, fator de perdas 6 horas, período análise de 5 anos, 5kVA/15 kV.	77
Figura 11 - Custos totais e das perdas capitalizados versus impedâncias, fator de perdas em carga de 1 h, período da análise de 5 anos, 2 e 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, 5kVA/24,2kV.	79
Figura 12 - Ganhos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, projetos de 5kVA/24,2 kV, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos.	81
Figura 13 - Ganhos com substituição do projeto padrão pelos eficientes, 2 e 3 camadas nos EBT de baixa tensão, fator de perdas 1 hora, período análise 5 anos, projetos de 5kVA/24,2 kV.....	82
Figura 14 - Custos totais das perdas de energia capitalizados, impedâncias percentuais, fator de perdas 6,0 horas, 2 e 3 camadas nos EBT, taxa de juros de 4%, 5kVA/24,2kV.....	83
Figura 15 - Ganhos econômicos com aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de 2 para 3, Taxa juros 4%, fator de perdas 6,0 hora, período análise de 5 anos, 5kVA/24,2kV.	85
Figura 16 - Ganhos com substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes de 5kVA/24,2kV, 2 e 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão fator de perdas 6 horas período análise 5 anos.	86
Figura 17 - Custos totais capitalizados, custos das perdas de energia e impedâncias percentuais, projeto de 5kVA/36,2kV, fator de perdas em carga de 1 hora, taxa de juros de 4%, 2 e 3 EBT.	87
Figura 18 - Ganhos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, projetos de 5kVA/36 kV, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos.	89

Figura 19 - Ganhos coma substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes, duas e três camadas, fator de perdas de 1 hora, período de análise 5 anos, projetos de 5kVA/36 kV.....	90
Figura 20 - Custos totais e das perdas de energia capitalizados versus impedâncias, fator perda 6 horas, período análise de 5 anos, taxa juros 4%, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, 5kVA/36,2kV.....	93
Figura 21 - Ganhos econômicos com aumento do número de camadas nos enrolamentos baixa tensão de duas para três, projetos 5kVA/36,2 kV, fator de perdas em carga de 6 horas, período de análise de 5 anos.....	94
Figura 22 - Ganhos substituição projeto padrão pelos projetos eficientes e mais econômico, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 6 horas, período análise 5 anos, 5kVA/36,2 kV.....	95
Figura 23 - Custos totais e custos perdas capitalizados versus impedâncias, fator de perdas 1 hora 2 e 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, taxa juros de 4% e período análise 5 anos, 10kVA/15kV.....	97
Figura 24 - Ganhos econômicos com aumentos de camadas enrolamentos baixa tensão duas para três, 10kVA/15 kV, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos.....	98
Figura 25 - Ganhos e perdas coma substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes e mais econômico, 2 e 3 camadas, fator de perdas 1 hora, período da análise de 5 anos, 10kVA/15 kV.....	99
Figura 26 - Custos totais e das perdas capitalizados versus impedâncias, fator de perdas 6 horas período análise 5 anos, taxa juros 4%, 2 e 3 camadas enrolamentos de baixa tensão, 10kVA/15kV	101
Figura 27 - Ganhos econômicos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três , fator de perdas 6 horas, período de análise de 5 anos, 10kVA/15kV.....	103
Figura 28 - Ganhos econômicos com substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 6 horas, período análise 5 anos, 10kVA/15 kV.....	104
Figura 29 - Custos total versus custo de perda capitalizados e impedâncias, fator de perdas de 1 hora, taxa de juros de 4%, duas e três camadas nos EBT, 10kVA/24,2kV.....	106
Figura 30 - Ganhos econômicos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de 2 para 3, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos, 10kVA/24,2kV.....	107
Figura 31 - Ganhos coma substituição projeto padrão pelos mais eficientes e mais econômicos, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 1 hora, período análise 5 anos, 10kVA/24,2 k.....	108
Figura 32 - Custos totais e custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas em carga, 6 hora, taxa de juros de 4%, 2 e 3 camadas nos EBT, 10 kVA/24,2kV.....	110
Figura 33 - Ganhos econômicos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de 2 para 3, fator de perdas em carga de 6 hora, período de análise de 5 anos, 10kVA/24,2kV.....	112
Figura 34 - Ganhos com substituição projeto padrão pelos projetos eficientes e mais econômicos, 2 e 3 Camadas enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 6 horas, período análise 5 anos, 10kVA/24,2 kV.....	113
Figura 35 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias, fator de perdas em carga de 1 hora, taxa de juros de 4%, duas e três camadas nos EBT, 10 kVA/36,2 kV.....	114
Figura 36 - Ganhos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos, 10kVA/36,2kV.....	115
Figura 37 - Ganhos econômicos com substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, fator perda 1 hora, período análise 5 anos, 10kVA/36,2 kV..	116

Figura 38 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas em carga de 6 horas, taxa de juros de 4%, 2 e 3 camadas nos EBT, 10kVA/36,2kV.	118
Figura 39 - Ganhos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três projetos de 10kVA/36 kV, fator de perdas em carga de 6 hora, período de análise de 5 anos.	119
Figura 40 - Ganhos com substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes 2 e 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, fator de perdas 6 horas, período análise 5 anos, 10kVA/36,2 kV.	120
Figura 41 - Custos totais versus custos anuais perdas capitalizados e impedâncias percentuais, 15kVA/15kV, fator de perdas de 1 hora, taxa juros 4%, período análise 5 anos, 2 e 3 camadas EBT.	121
Figura 42 - Ganhos econômicos com aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de 2 para 3, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos, 15kVA/15kV.	122
Figura 43 - Ganhos econômicos com a substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes, 2 e 3 camadas enrolamentos de baixa tensão, fator de perdas de 1 hora, período análise 5 anos, 15kVA/15kV.	123
Figura 44 - Custos total versus custo perdas capitalizados e impedâncias, projeto, fator de perdas em carga de 6 horas, duas e três camadas enrolamentos baixa tensão, taxa juros 4%, 15kVA/15kV.	125
Figura 45 - Ganhos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, 15kVA/15 kV, fator de perdas em carga de 6 hora, período de análise de 5 anos.	126
Figura 46 - Ganhos econômicos com a substituição projetos padrão pelos projetos eficientes, 2 e 3 camadas enrolamentos de baixa tensão, fator de perdas 6 horas, período análise 5 anos, 15kVA/15 kV.	127
Figura 47 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias, fator de perdas em carga de 1 hora, taxa juros 4%, 2 e 3 camadas enrolamento baixa tensão, 15kVA/24,2kV.	129
Figura 48 - Ganhos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, para os projetos de 15kVA/24,2 kV, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos.	130
Figura 49 - Ganhos econômicos com substituição projetos padrão pelos projetos eficientes, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 1 hora, período análise 5 anos, 15kVA/24,2 kV.	131
Figura 50 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas de 6 horas, taxa juros de 4%, períodos análises de 5 anos e 10 anos, 2 e 3 camadas nos EBT.	133
Figura 51 - Ganhos econômicos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de 2 para 3, 15kVA/24,2 kV, fator de perdas em carga de 6 hora, período de análise de 5 anos.	135
Figura 52 - Ganhos econômicos substituição projetos padrão pelos projetos eficientes, 2 e 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, fator de perdas 6 horas, período análise 5 anos, 15kVA/24,2 kV.	136
Figura 53 - Custo total capitalizado versus custo perda energia e impedância, fator perdas 1 hora taxa juros 4%, período análise 5 anos, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, 15kVA/36,2kV. .	137
Figura 54 - Ganhos econômicos com aumentos camadas enrolamentos baixa tensão de 2 para 3, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos, 15kVA/36,2kV.	138
Figura 55 - Ganhos com substituição projeto padrão pelos projetos eficientes e mais econômicos, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 1 hora, período análise 5 anos, 15kVA/36,2 kV.	139

Figura 56 - Custo total versus custo perdas energia capitalizado e impedância, fator perdas de 6 horas, taxa juros 4%, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, período análise 5 anos, 15kVA/36,2kV.....	141
Figura 57 - Ganhos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de 2 para 3, para projetos de 15kVA/36,2 kV, fator de perdas em carga de 6 hora, período de análise de 5 anos.	142
Figura 58 - Custo total versus custo perdas energia capitalizado e impedâncias, fator de perdas 1 hora, taxa juros 4%, períodos análises 5 e 10 anos, 2 e 3 camadas EBT, 25kVA/15kV.....	143
Figura 59 - Ganhos econômicos com aumentos camadas enrolamento baixa tensão de 2 para 3, projetos de 25kVA/15 kV, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos.	145
Figura 60 - Ganhos econômicos substituição projeto padrão pelos eficientes, 2 e 3 camadas nos enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 1 hora, período análise 5 anos, 25kVA/15 kV.	146
Figura 61 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas 6 horas, taxa de juros de 4%, período análise 5 anos, 2 e 3 camadas EBT , 25kVA/15kV.	147
Figura 62 - Ganhos econômicos com aumento camadas enrolamentos baixa tensão de 2 para 3, projetos de 25kVA/15 kV, fator de perdas em carga de 6 hora, período de análise de 5 anos.....	149
Figura 63 - Ganhos econômicos substituição projeto padrão pelos projetos eficientes 2 e 3 camadas, enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 6 horas, período análise 5 anos, 25kVA/15 kV.....	150
Figura 64 - Custos totais versus custos perdas capitalizados e impedâncias fator de perdas 1 h, taxa de juros 4%, período análise 5 anos, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, 25kVA/24,2kV.	152
Figura 65 - Ganhos econômicos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de 2 para 3, projetos de 25kVA/24,2 kV, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos.	153
Figura 66 - Ganhos econômicos com a substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 1 h, período análise 5 anos, 25kVA/24,2 kV.	154
Figura 67 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas 6 horas, taxa juros 4%, período análise 5 anos, 2 e 3 camadas EBT, 25kVA/24,2kV.	156
Figura 68 - Ganhos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de 2 para 3, projetos de 25kVA/24,2 kV, fator de perdas em carga de 6 horas, período de análise de 5 anos.....	157
Figura 69- Ganhos econômicos com a substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 6 horas, período análise 5 anos, 25kVA/24,2 kV.	158
Figura 70 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias, fator de perdas 1 hora, taxa juros 4%, períodos análise 5 anos, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, 25kVA/36,2kV.....	160
Figura 71 - Ganhos econômicos com aumentos camadas enrolamentos baixa tensão de 2 para 3, 25kVA/36,2 kV, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos.....	161
Figura 72 - Ganhos econômicos com substituição projetos padrão pelos projetos eficientes, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 1 hora, período análise 5 anos, 25kVA/36,2 kV.	162
Figura 73 - Custos totais versus custos perdas capitalizados e impedâncias, fator de perdas 6 horas, taxa juros 4%, período análise 5 anos, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, 25kVA/36,2kV..	164
Figura 74 - Ganhos econômicos com aumento camadas enrolamentos baixa tensão de 2 para 3, projetos de 25kVA/36,2 kV, fator de perdas em carga de 6 horas, período de análise de 5 anos.....	165

Figura 75 - Ganhos com substituição projetos padrão pelos projetos eficiente e mais econômico, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 6 horas, período análise 5 anos, 25kVA/36,2 kV.	166
Figura 76 - Ganhos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de 2 para 3, impedâncias constante e variável, fator de perdas 1 hora e período análise de 5 anos, 5kVA/15kV.	170
Figura 77 - Ganhos coma substituição do projeto padrão pelos projetos mais econômico, impedâncias constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator perda 1 hora, período análise 5 anos, 5kVA/15 kV.....	171
Figura 78 - Ganhos com aumentos de camadas nos EBT de 2 para 3 para impedâncias constante e variável, fator de perdas 1 hora e período de análise de 5 anos, 5kVA/24,2kV.....	172
Figura 79 - Ganhos com substituição projetos padrão pelos mais econômico para impedâncias constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator de perdas 1 h, período análise 5 anos, 5kVA/24,2kV.	173
Figura 80 - Ganhos com aumentos de camadas nos EBT de duas para três para impedâncias constante e variável, fator de perdas 1 hora e período de análise de 5 anos, 5kVA/36,2kV.	173
Figura 81 - Ganhos coma substituição projetos padrão pelos projetos econômicos para impedância constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator de perdas 1 hora, período análise 5 anos, 5kVA/36,2 kV.	174
Figura 82 - Ganhos com aumentos de camadas nos EBT de 2 para 3, para, impedâncias constante e variável, fator de perdas 1 hora e período de análise de 5 anos, 10kVA/15kV.	176
Figura 83 - Ganhos econômicos substituição projetos padrão pelos econômicos, impedâncias constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator de perdas 1 hora, período análise 5 anos, 10kVA/15 kV.	177
Figura 84 - Ganhos com aumentos de camadas nos EBT de duas para três, impedâncias constante e variável, fator de perdas 1 hora e período de análise de 5 anos, 10kVA/24,2kV.	177
Figura 85 - Ganhos coma substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes, impedâncias constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator perda 1 hora, período análise 5 anos, 10kVA/24,2 kV.....	178
Figura 86 - Perdas econômicas com aumentos de camadas EBT de duas para três, impedâncias constante e variável, fator de perdas 1 hora e período de análise de 5 anos, 10kVA/36,2kV.	179
Figura 87 - Perdas econômicas com substituição do projeto padrão pelos econômico, impedâncias constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator de perdas 1 hora, período análise 5 anos, 10kVA/36,2 kV. ..	180
Figura 88 - Ganhos com aumentos de camadas nos EBT de duas para três, impedâncias constante e variável, fator de perdas 1 hora e período de análise de 5 anos, 15kVA/15kV.	181
Figura 89 - Ganhos coma substituição do projeto padrão pelos projetos econômico, impedâncias constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator perda 1 hora, período análise 5 anos, 15kVA/15 kV.....	182
Figura 90 - Ganhos com aumentos de camadas nos EBT de duas para três, impedâncias constante e variável, fator de perdas de 1 hora e período de análise de 5 anos, 15kVA/24,2kV.	183
Figura 91 - Ganhos coma substituição do projeto padrão pelos projetos econômicos, impedâncias constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator perdas de 1 hora, período análise 5 anos, 5kVA/24,1 kV.	184
Figura 92 - Ganhos econômicos com aumento do número de camadas nos EBT de 2 para 3, impedâncias constante e variável, fator de perdas de 1 hora e período de análise de 5 anos, 15kVA/36,2kV.....	185
Figura 93 - Ganhos coma substituição do projeto padrão pelos econômico, impedâncias constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator perdas de 1 hora, período análise 5 anos, 15kVA/36,2 kV.	185
Figura 94 - Ganhos com aumentos de camadas nos EBT de duas para três, impedâncias constante e variável, fator de perdas de 1 hora e período de análise de 5 anos, 25kVA/15kV.	187
Figura 95 - Ganhos coma substituição do projeto padrão pelos projetos econômico, impedâncias constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator perdas de 1 hora, período análise 5 anos, 25kVA/15 kV.	188

Figura 96 - Ganhos com aumentos de camadas nos EBT de duas para três, impedâncias constante e variável, fator de perdas de 1 hora e período de análise de 5 anos, 25kVA/24,2kV.	189
Figura 97 - Ganhos coma substituição do projeto padrão pelos econômico, impedâncias constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator de perdas de 1 hora, período de análise de 5 anos, 25kVA/24,2 kV.	190
Figura 98 - Ganhos com aumentos de camadas nos EBT de duas para três, impedâncias constante e variável, fator de perdas de 1 hora e período de análise de 5 anos, 25kVA/36,2kV.	191
Figura 99 - Ganhos coma substituição do projeto padrão pelos econômico, impedâncias constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator de perdas de 1 hora, período de análise de 5 anos, 25kVA/36,2 kV.	192
Figura 100 - Tempos mínimos de retorno do investimento, 2 e 3 camadas nos EBT, fator de perdas de 1 hora e 6 horas, taxas de juros 4% e 6%, 5kVA/15kV.	198
Figura 101 - Tempos mínimos de retorno do investimento, duas e três camadas nos EBT, fator de perdas de 1 hora e 6 horas, taxas de juros de 4% e 10%, 5kVA/24,2kV.	199
Figura 102 - Tempos mínimos de retorno do investimento, 2 e 3 camadas nos EBT, fator de perdas de 1 hora e 6 horas, taxas de juros de 4%, e 6%, 5kVA/36,2kV.	201
Figura 103 - Tempos mínimos de retorno do investimento, 2 e 3 camadas nos EBT, fator de perdas de 1 hora e 6 horas, taxas de juros de 4% e 10%, 10kVA/15kV.	202
Figura 104 - Tempos mínimos de retorno do investimento, 2 e 3 camadas nos EBT, fator de perdas de 1 hora e 6 horas, taxas de juros de 4% e 6%, 10kVA/24,2kV.	203
Figura 105 - Tempos mínimos de retorno do investimento, 2 e 3 camadas nos EBT, fator de perdas de 1 hora e 6 horas, taxas de juros de 4%, 10kVA/36,2kV.	204
Figura 106 - Tempos mínimos de retorno do investimento, 2 e 3 camadas nos EBT, fator de perdas de 1 hora e 6 horas, taxas de juros de 4%, 8% e 10%, 15kVA/15kV.	205
Figura 107 - Tempos mínimos de retorno do investimento, 2 e 3 camadas nos EBT, fator de perdas de 1 hora e 6 horas, taxas de juros de 4%, 8% e 10%, 15kVA/24,2kV.	206
Figura 108 - Tempos mínimos de retorno do investimento, 2 e 3 camadas nos EBT, fator de perdas de 1,0 hora, taxas de juros de 4%, e 8%, 15kVA/36,2kV.	207
Figura 109 - Tempos mínimos de retorno do investimento, duas e três camadas nos EBT, fator de perdas de 1 hora e 6 horas, taxa de juros de 4%, 25kVA/15kV.	208
Figura 110 - Tempos mínimos de retorno do investimento, 2 e 3 camadas nos EBT, fator de perdas 1 hora e 6 horas, taxa de juros de 4% e 10%, 25kVA/24,2kV.	209
Figura 111 - Tempos mínimos de retorno do investimento, 2 e 3 camadas nos EBT, fator de perdas de 1 hora e 6 horas, taxa de juros de 4%, e 10%, 25kVA/36,2kV.	210

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Quedas de tensão dos transformadores padrão e dos transformadores mais econômicos.	39
Tabela 2 - Temperaturas topo óleo, padrão, e do ponto quente, padrão segundo [24] e mais econômico.....	42
Tabela 3 - Temperaturas do topo do óleo e do ponto quente para os projetos eficientes mais econômicos.	42
Tabela 4 - Sobrecarga de curta duração impostos aos transformadores sem risco de avaria.	45
Tabela 5 - Rendimentos máximos versus carregamentos do projeto de 5 kVA e classes de tensão 15 kV, 2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas de 1 hora.	49
Tabela 6 - Rendimentos máximos versus carregamentos do projeto de 5 kVA, classes tensão 15 kV, 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas de 1 hora.	49
Tabela 7 - Rendimentos máximos versus carregamentos do projeto de 5 kVA e classes tensão 15 kV, 2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas de 6 horas.....	49
Tabela 8 - Rendimentos máximos versus carregamentos do projeto de 5 kVA e classe tensão 15 kV, 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas de 6 horas.	49
Tabela 9 - Custos total capitalizado e de fabricação versus rendimentos, carga=1 p.u e $\cos(\phi)=1$	50
Tabela 10 - Custos das perdas de energia, carga=1,0 p.u e $\cos(\phi)$ igual a 1,0, projetos rurais.....	51
Tabela 11 - Ganho energético para fatores de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, em relação aos transformadores padrão, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.	62
Tabela 12 - Ganhos econômicos com a redução das perdas de energia para os fatores da perdas em carga de 1,0 horas e 6,0 horas, em relação aos transformadores padrão [3], para duas e três camadas nos EBT.....	63
Tabela 13 - Custos totais e custos das perdas de energia capitalizados versus impedâncias percentuais, 5kVA/15kV, fator de perdas em carga de 1 hora, períodos análises de 5 anos e 10 anos 2CEBT.	67
Tabela 14 - Custos totais e custos das perdas de energia capitalizados versus impedâncias percentuais, 5kVA/15kV, fator de perdas em carga de 1 hora, períodos análises de 5 anos e 10 anos 3CEBT.	68
Tabela 15 - Custos totais capitalizados versus custos das perdas de energia e impedâncias fator de perdas em carga de 6 horas, períodos de análises de 5 anos e 10 anos, 2CEBT, 5kVA/15kV.	74
Tabela 16 - Custos totais capitalizados versus custos das perdas de energia capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas em carga de 6 horas, períodos de análises de 5 anos e 10 anos, 3CEBT.....	74
Tabela 17 - Custos totais e das perdas capitalizados versus impedância percentual, fator perda 1... 80	80
Tabela 18 - Custos totais e das perdas capitalizados versus impedância percentual, fator de perdas 1 hora, três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, períodos de análises 5 e 10 anos, 5 kVA/24,2kV.....	80
Tabela 19 - Custos totais e das perdas capitalizados versus impedâncias, projetos de 5kVA/24,2kV, fator de perdas em carga de 6 horas, 2 camadas nos EBT, períodos analises 5 e 10 anos, 2CEBT.	84
Tabela 20 - Custos totais e das perdas capitalizados versus impedâncias, projetos de 5kVA/24,2kV, fator de perdas em carga de 6 horas, 3 camadas nos EBT, períodos analises 5 e 10 anos, 2CEBT.	84

Tabela 21 - Custos totais e das perdas capitalizados versus impedâncias percentuais, 5kVA/36,2kV, fator de perda de 1 hora, períodos análises 5 e 10 anos, 2 camadas nos EBR, taxa juros 4%, 6%, 8% e 10%.....	88
Tabela 22 - Custos totais e das perdas capitalizados versus impedâncias percentuais, 5kVA/36,2kV, fator de perdas de 1 hora, períodos análises 5 e 10 anos, 3 camadas nos EBR, taxa juros 4%, 6%, 8% e 10%.....	88
Tabela 23 - Custos totais e das perdas capitalizados versus impedâncias, fator de perdas de 6 horas, períodos análises de 5 e 10 anos, taxa juros de 4%, 6%, 8% e 10%, 2 camadas nos EBT, 5kVA/36,2kV.	92
Tabela 24 - Custos totais e de perdas capitalizados versus impedâncias, fator perda 6 horas, períodos análises 5 anos e 10 anos, taxa juros de 4%, 6%, 8% e 10%, 3 camadas nos EBT, 5kVA/36,2kV.....	92
Tabela 25 - Custos totais e das perdas capitalizados e impedâncias, fator de perdas de 1 hora, taxa juros de 4%, 6%, 8%, e 10%, 2 camadas nos EBT, períodos análises 5 anos e 10 anos, 10kVA/15kV. .	97
Tabela 26 - Custos totais e das perdas capitalizados e impedâncias, fator de perdas de 1 hora, taxa de juros 4de %, 6%, 8%, e 10%, 3 camadas nos EBT, períodos análises 5 anos e 10 anos, 10kVA/15kV. .	98
Tabela 27 - Custos total e das perdas capitalizados versus impedâncias, fator de perdas de 6 horas, duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão períodos de análises de 5 anos e 10 anos, 10kVA/15kV.....	102
Tabela 28 - Custos total e das perdas capitalizados versus impedâncias, fator de perdas 6 horas, três camadas nos enrolamentos de baixa tensão períodos de análises de 5 anos e 10 anos, 10kVA/15kV.	102
Tabela 29 - Custos totais e de perdas capitalizados, impedâncias percentuais, fator de perdas de.	105
Tabela 30 - Custos totais e das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas 1 hora, taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, três camadas nos EBT, 10kVA/24,2kV.	106
Tabela 31 - Custos total e da perda capitalizados versus impedância percentual, fator de perdas 6	110
Tabela 32 - Custos total e de perda capitalizados versus impedância percentual, fator perdas de...	111
Tabela 33 - Custos totais e de perdas capitalizados versus impedância percentual, fator perdas 1 .	113
Tabela 34 - Custos totais e das perdas capitalizados versus impedância percentual, fator perdas de	114
Tabela 35 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, 2 camadas, fator de perdas em carga de 6 horas, período de análise de 5 e 10 anos, 10kVA/36,2kV.	117
Tabela 36 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, 3 camadas, fator de perdas em carga de 6 horas, período de análise de 5 e 10 anos, 10kVA/36,2kV.	117
Tabela 37 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator das perdas de 1 hora, períodos de análises 5 de anos e 10 anos, 2 camadas EBT, 15kVA/15kV.....	120
Tabela 38 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator das perdas de 1 hora, períodos de análises 5 de anos e 10 anos, 3 camadas EBT, 15kVA/15kV.....	121
Tabela 39 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas em carga de 6 horas, 2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, 15kVA/15kV.....	124
Tabela 40 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas em carga de 6 horas, 2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, 15kVA/15kV.....	125
Tabela 41 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas em carga de 1 hora, 2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, 15kVA/24,2kV.	128
Tabela 42 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas em carga de 1 hora, 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, 15kVA/24,2kV.	129

Tabela 43 - Custos totais versus custos perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas de 6 horas, períodos análises 5 e 10 anos, 2 camadas enrolamentos de BT, 15kVA/24,2kV.	133
Tabela 44 - Custos totais versus custos perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas de 6 horas, períodos análises 5 e 10 anos, 3 camadas enrolamentos de BT, 15kVA/24,2kV.	134
Tabela 45 - Custos totais versus custos perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas de 1 hora, períodos análises 5 anos e 10 anos, 2 camadas EBT 15kVA/36,2kV.....	137
Tabela 46 - Custos totais versus custos perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas de 1 hora, períodos análises 5 anos e 10 anos, 3 camadas EBT 15kVA/36,2kV.....	138
Tabela 47- Custos totais capitalizados versus custos anuais perdas energia e impedâncias percentuais, fator de perdas de 6 horas, 2 camadas enrolamentos baixa tensão, períodos análises 5 anos e 10 anos.....	140
Tabela 48 - Custos totais capitalizados versus custos anuais perdas energia e impedâncias percentuais, fator de perdas de 6 horas, 3 camadas enrolamentos baixa tensão, períodos análises 5 anos e 10 anos.....	141
Tabela 49 - Custos totais versus custo perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator perdas em carga de 1 hora, 2 camadas enrolamentos baixa tensão, períodos análises 5 e 10 anos, 25kVA/15kV.....	144
Tabela 50 - Custos totais versus custo perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator perdas em carga de 1 hora, 3 camadas enrolamentos baixa tensão, períodos análises 5 e 10 anos, 25kVA/15kV.....	144
Tabela 51 - Custos totais capitalizados versus custos perdas e impedâncias percentuais, fator perdas em carga de 6 horas, períodos análises 5 anos e 10 anos, 2 camadas, projetos de 25kVA/15kV.	148
Tabela 52 - Custos totais capitalizados versus custos perdas e impedâncias percentuais, fator perdas em carga de 6 horas, 3 camadas, períodos análises 5 anos e 10 anos, projetos de 25kVA/15kV.	148
Tabela 53 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas em carga de 1 hora, períodos análises de 5 e 10 anos, 2 camadas EBT, 25 kVA/24,2 kV.....	151
Tabela 54 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas em carga de 1 hora, períodos análises 5 e 10 anos, 3 camadas EBT, 25k VA/24,2 kV.....	152
Tabela 55 - Custos totais versus custos de perdas capitalizados e impedâncias percentuais, projeto de 25kVA/24,2kV, fator de perdas em carga de 6 horas, períodos análises 5 anos e 10 anos, 2 camadas.	155
Tabela 56 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, projeto de 25kVA/24,2kV, fator de perdas em carga de 6 horas, períodos análises 5 anos e 10 anos, 3 camadas.	156
Tabela 57 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, projeto de 25kVA/36,2kV, fator de perdas em carga de 1 hora, 2 camadas enrolamentos baixa tensão.	159
Tabela 58 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, projeto de 25kVA/36,2kV, fator de perdas em carga de 1 hora, 3 camadas enrolamentos baixa tensão.	160
Tabela 59 - Custos totais capitalizados versus custos das perdas e impedâncias percentuais, fator de perdas em carga de 6 horas, períodos análises de 5 e 10 anos, 2 camadas EBT, 25kVA/36,2kV.	164
Tabela 60 - Custos totais capitalizados versus custos das perdas e impedâncias percentuais, fator de perdas em carga de 6 horas, períodos análises de 5 e 10 anos, 3 camadas EBT, 25kVA/36,2kV.	165

Tabela 61 - Variação do custo total capitalizado com a variação da impedância percentual dos projetos econômicos para as taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, projetos de 5kVA, 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV.....	168
Tabela 62 - Variação do custo total capitalizado com a variação da impedância percentual dos projetos econômicos, para as taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, projetos de 10 kVA, 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV.....	175
Tabela 63 - Variação do custo total capitalizado com a variação da impedância percentual dos projetos mais econômicos para as taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, 15 kVA, 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV.....	180
Tabela 64 - Variação do custo total capitalizado com a variação da impedância percentual dos projetos econômicos para as taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, projetos de 25 kVA, 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV.....	186
Tabela 65 - Tempo dos retornos investimentos, taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, 5 kVA/15kV.	194
Tabela 66 - Ganhos econômicos com redução custos perdas de energia dos projetos eficientes e perdas econômicas com aumentos do seu custo de compra, unidade de 5kVA/15kV.	194
Tabela 67 - Preço de energia com a utilização dos projetos mais econômico em relação a R\$100,00 praticado com a utilização dos projetos padrão, 2 e 3 camadas nos EBT.	212
Tabela 68 - Preço de energia com a utilização dos projetos de máxima eficiência energética, em relação a R\$100,00 praticado com a utilização dos projetos padrão, 2 e 3 camadas nos EBT.....	213
Tabela 69 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 2 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora , 5 kVA.	216
Tabela 70 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora, 5 kVA.	217
Tabela 71 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 2 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 6 horas, 5 kVA.	218
Tabela 72 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 6 horas, 5 kVA.	218
Tabela 73 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 2 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 horas, 10 kVA.	220
Tabela 74 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 horas, 10 kVA.	220
Tabela 75 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 2 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 6 horas, 10 kVA.	221
Tabela 76 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 2 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora, 15 kVA.	222

Tabela 77 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora, 15 kVA.	222
Tabela 78 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 2 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora, 25 kVA.	224
Tabela 79 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora, 25 kVA.	225
Tabela 80 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 6 horas, 25 kVA.	227
Tabela 81 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 5 kVA/15kV. ..	229
Tabela 82 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 5 kVA /24,2 kV.	231
Tabela 83 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 5 kVA /36,2 kV.	233
Tabela 84 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 10 kVA /15 kV.	234
Tabela 85 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 10 kVA /24,2 kV.	235
Tabela 86 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 10 kVA /36,2 kV.	236
Tabela 87 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 15 kVA /15 kV.	237
Tabela 88 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 15 kVA /24,2 kV.	239
Tabela 89 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 15 kVA /36,2 kV.	240
Tabela 90 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 25 kVA /15 kV.	241
Tabela 91 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 25 kVA /24,2 kV.	242
Tabela 92 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 25 kVA /36,2 kV.	243

Tabela 93 - Grandezas físicas e econômicas dos transformadores com núcleo de materiais amorfos e de aço-silício convencional convencional e projetos eficientes com núcleos de material de aço-silício.	247
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS (SÍMBOLOS)

<i>AT</i>	-----	Alta tensão
<i>AjN</i>	-----	Altura da janela do núcleo
<i>Abob</i>	-----	Altura bobina baixa tensão
<i>AcabBT</i>	-----	Altura da cabeceira baixa tensão
<i>AeBT</i>	-----	Altura das espiras de baixa tensão
<i>AeAT</i>	-----	Altura das espiras de alta tensão
<i>a</i>	-----	Fator de valor presente série uniforme de pagamento ou de capitalização
<i>BT</i>	-----	Baixa tensão
<i>Bn</i>	-----	Indução magnética referência da coluna
<i>Bni</i>	-----	Indução magnética da coluna para a iteração <i>i</i>
<i>Bc</i>	-----	Indução magnética da culatra referência
<i>Bci</i>	-----	Indução magnética da culatra para a iteração <i>i</i>
<i>BME</i>	-----	Projeto base ou padrão mais econômicos
<i>b</i>	-----	fator composta de uma série de pagamento ou de parcelamento dos custos
<i>Bne</i>	-----	Indução magnética do projeto eficiente
<i>BT</i>	-----	Baixa tensão
β_r	-----	Relação entre as perdas no cobre e no ferro
<i>C</i>	-----	Core
<i>CE</i>	-----	Preço de energia
<i>CTCη</i>	-----	Custo total capitalizado do projeto de máximo rendimento
<i>CFPη</i>	-----	Custo de fabricação do projeto de máximo rendimento
<i>CTCME</i>	-----	custo total capitalizado do projeto mais econômico
<i>CFPME</i>	-----	Custo de fabricação do projeto mais econômico
<i>CTC</i>	-----	Custo total capitalizado
<i>CPE</i>	-----	Custo das perdas de energia
Custo p. Núcleo	-----	Custo das perdas no núcleo
Custo p. cobre	-----	Custo das perdas no cobre
<i>CFe</i>	-----	Preço do ferro
<i>CCu</i>	-----	Preço do cobre
<i>Cf</i>	-----	Custo fixo
<i>CeBT</i>	-----	Comprimento das espiras do enrolamento de baixa tensão
<i>CeAT</i>	-----	Comprimento das espiras do enrolamento de alta tensão
<i>CmeAT-BT</i>	-----	Comprimento da média das espiras dos enrolamentos primário e secundário
<i>CPEη</i>	-----	Custo de perdas de energia do projeto de máximo rendimento
<i>CPEME</i>	-----	Custo de perdas de energia do projeto mais econômico
<i>Def</i>	-----	distância entre fases

<i>DrBT</i>	-----	Dimensão radial do enrolamento de baixa tensão
<i>DrAT</i>	-----	Dimensão radial do enrolamento de alta tensão
<i>Dee</i>	-----	Distância entre os enrolamentos primário e secundário
<i>DrAT</i>	-----	Dimensão radial do enrolamento de alta tensão
<i>DfNuAT</i>	-----	Diâmetro do fio nu das espiras de alta tensão
<i>DfioAT</i>	-----	Diâmetro do fio isolado das espiras de alta tensão
<i>DiAT</i>	-----	Diâmetro interno do enrolamento de alta tensão
<i>DeBT</i>	-----	Diâmetro externo do enrolamento de baixa tensão
<i>DeAT</i>	-----	Diâmetro externo do enrolamento de alta tensão
<i>DiBT</i>	-----	Diâmetro interno do enrolamento de baixa tensão
<i>Dim</i>	-----	Diâmetro interno de molde
<i>dn</i>	-----	Diâmetro da coluna do núcleo
<i>Decc</i>	-----	Distância entre centro da coluna do núcleo
<i>enm</i>	-----	Espessura entre núcleo e molde
<i>em</i>	-----	Espessura de molde
<i>EscBT</i>	-----	Espessura do condutor de baixa tensão
EBT	-----	Enrolamento de baixa tensão
<i>EspBT</i>	-----	Espessura do fio de baixa tensão
<i>f</i>	-----	Frequência
<i>FMM</i>	-----	Fluxo de Maxwell
<i>FPC</i>	-----	Fator de perdas em carga
<i>fu</i>	-----	Fator de utilização
<i>fuc</i>	-----	Fator de utilização circunscrito
<i>GECAQ</i>	-----	Ganho econômico com a redução do custo de aquisição
<i>GER</i>	-----	Ganho econômico real
<i>GER-zct</i>	-----	Ganho econômico para impedância constante
<i>GER-zvr</i>	-----	Ganho econômico para valor variável de impedância
<i>h e hs</i>	-----	Horas
<i>IEEE</i>	-----	Institute of Electrical and Electronics Engineers
<i>iseBT</i>	-----	Isolamento das espiras do enrolamento se baixa tensão
<i>Imp</i>	-----	Impedância percentual
<i>Ind Mag</i>	-----	Indução magnética
<i>Iexcitação (%) ou Iexc (%)</i>	-----	Corrente de excitação percentual
<i>IscAT</i>	-----	Isolamento do condutor de espiras de alta tensão
<i>IscBT</i>	-----	Isolamento do condutor de espiras de baixa tensão
<i>Ip</i>	-----	Corrente do enrolamento primário
<i>Is</i>	-----	Corrente do enrolamento secundário
<i>Ipu</i>	-----	Corrente por unidade
<i>j</i>	-----	Taxa de juros
<i>jAT</i>	-----	Densidade de corrente do enrolamento de alta tensão

j_{BT}	Densidade de corrente do enrolamento de baixa tensão
L_{cBT}	Largura do condutor das espiras de baixa tensão
LAT-EFEI	Laboratório de alta tensão da universidade de Itajubá
L_{jN}	Largura da janela do núcleo
$L_{ed\Phi}$	Largura do espaço reativo entre os enrolamentos de alta e baixa tensão
M_n	Massa da coluna do núcleo
M_c	Massa da culatra do núcleo
M_{CuBT}	Massa do cobre de baixa tensão
M_{CuAT}	Massa do cobre de alta tensão
M_{TCu}	Massa total do cobre
M_{tN}	Massa total do núcleo
N_{cA}	Número de condutor axial
N_{spcBT}	Número de espiras por camadas do enrolamento de baixa tensão
N_{cR}	Número de condutor radial
NBR	Norma brasileira
n	Período de análise dos investimentos
NCEB ou N_{cBT}	Número de camadas dos enrolamentos de baixa tensão
n_s	Número de espiras do enrolamento secundário
n_p	Número de espiras do enrolamento primário
N_{camAT}	Número de camadas dos enrolamentos de alta tensão
N_{epcAT}	Número de espiras por camadas do enrolamento de alta tensão
N_{camAT}	Número de camadas do enrolamento de alta tensão
n_{se}	Número de espiras do enrolamento projeto eficiente
N	Número de espiras
η	Rendimento do transformador
$\eta_{mín}$	Rendimento mínimo do transformador
$\eta_{máx}$	Rendimento máximo do transformado
P_{eN}	Perda específica na coluna do núcleo
P_{eC}	Perda específica na culatra do núcleo
P_{Cu}	Perdas no cobre
P_{Fe}	Perdas no ferro
PBase	Projeto base
PME	Projeto mais econômico
PMEE	Projeto de máxima eficiência energética
Proj	Projeto
Padrão	Projeto padrão de referência
PBASE / FPC=1h	Projeto base para fator de perdas em carga de 1 h
2C-MEC-FPC=1h ou 2CMEC / FPC=1h	Projeto mais econômico, 2CEBT, FPC = 1 h
2C-MEC-FPC = 6h ou 2CMEC/FPC=6h	Projeto mais econômico, 2CEBT, FPC=6 h
3C-MEC-FPC=1h ou 3CMEC / FPC=1h	Projeto mais econômico, 3CEBT, FPC = 1 h

3C-MEC-FPC=6h ou 3CMEC / FPC=6h-----Projeto mais econômico, 3CEBT, FPC= 6 h
2C-MEF-FPC=1h ou 2CMEF / FPC=1h-----Projeto de máxima eficiência, 2CEBT, FPC=1 h
2C-MEF-FPC=6h ou 2CMEF-FPC=6h -----Projeto de máxima eficiência, 2CEBT, FPC=6 h
3C-MEF-FPC=1h ou 3CMEF / FPC=1h- Projeto de máxima eficiência, 3CEBT, FPC=1 h
3C-MEF-FPC=6h ou 3CMEF / FPC=6h---Projeto de máxima eficiência, 3CEBT, **FPC= 6h**
2C 2C-MEC -----Projeto mais econômico com 2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão
2C-MEF-----Projeto de máxima eficiência com 2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão
3C-MEC-----Projeto mais econômico com 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão
3C-MEF-----Projeto de máxima eficiência com 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão
2C-Zct-----Projeto com 2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão para impedância constante
3C-Zct-----Projeto com 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão para impedância constante
2C-Zvr-----Projeto com 2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão para impedância variável
3C-Zvr-----Projeto com 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão para impedância variável
2CEBT-Duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão
3CEBT-Três camadas nos enrolamentos de baixa tensão

CAPÍTULO I

1 Introdução

1.1 Considerações Iniciais

A conservação de energia (CE) é uma das áreas voltadas para o avanço da Engenharia Elétrica que mais vem despertando, nos últimos tempos, a atenção de concessionárias, indústrias, centros de pesquisas e universidades [2].

Os Programas da conservação de energia são praticados em todo o mundo, pois inúmeros estudos mostram que as fontes da energia primárias, como o petróleo, têm suas reservas se esgotando em ritmo acelerado. Este fato associado às perspectivas do aumento da demanda e à falta de recursos para investimentos no setor energético, deram origem ao programa da conservação de energia elétrica. Este visa a melhoria da eficiência na utilização de energia, o retardamento do investimento e a redução da possibilidade de racionamento de energia elétrica, bem como a redução de CO₂ na atmosfera, permitindo ainda a venda de crédito de carbono [2].

O programa da conservação de energia é efetivado através dos esforços coordenados dos agentes produtores da energia elétrica, reduzindo perdas em máquinas elétricas rotativas; passando pela redução dos agentes transmissores, diminuindo as perdas nas linhas de transmissão; e, por último, a redução das perdas pelos agentes distribuidores da energia elétrica [2].

A redução das perdas no transformador de distribuição, que é responsável por aproximadamente um terço das perdas totais de potência na rede [1], pode resultar em ganhos econômicos para as concessionárias, com a redução dos custos, e em ganhos ambientais, com a redução de dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera.

O rendimento elevado em um transformador não é condição necessária e suficiente para que a sua eficiência energética seja elevada, ou seja, enquanto o rendimento depende apenas da perda total de potência, a eficiência energética depende da proporção da variação das perdas no ferro e no cobre. Por exemplo, com o processo de otimização, para um transformador com menor rendimento, se proporcionalmente a redução das perdas de potência no ferro, que são constantes no tempo, ocorrer em maior proporção do que o aumento das

perdas no cobre, que variam no tempo, a sua eficiência energética pode ser maior, considerando-se carga reduzida, pois enquanto as perdas de energia no ferro são computadas para um período de tempo de 8760 horas, as no cobre para um período de 365 dias. Portanto, a escolha de projetos do transformador baseada apenas na grandeza rendimento pode tornar o investimento inviável na zona rural, onde a carga é reduzida.

Os ajustes dos parâmetros dos projetos padrão (projetos que atendem as prescrições das normas em termos de perdas máximas) para se obter projetos eficientes rurais dividem-se em duas etapas. A primeira etapa, denominada de otimização da eficiência dos projetos de transformador de distribuição rural, consiste na utilização de alternativa redução volts por espira. Este procedimento consiste no aumento do número de espiras nos enrolamentos do projeto padrão com a redução da seção do núcleo, com a finalidade de reduzir a indução magnética em maior proporção do que o aumento da massa da parte ativa do transformador. A segunda etapa, denominada fase de maximização dos ganhos, consiste no aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão dos projetos já otimizados, de modo que a massa do ferro se reduza em maior proporção do que o aumento da massa do cobre.

As metodologias de aumentar o número de espiras para reduzir a indução magnética a partir dos projetos padrão, bem como de aumentar o número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão, devem-se ao maior impacto que a redução das perdas de energia no ferro tem sobre a diminuição do custo total capitalizado, do que o aumento das perdas de energia no cobre, pois praticamente o dia todo o transformador opera em vazio no meio rural, sobretudo, onde a comunidade é carente.

O processo de otimização do projeto de transformador para o meio rural resulta no aumento do valor de impedância. Portanto, não faria sentido estabelecer o valor máximo da impedância prescrito em [3] na elaboração do projeto rural, nem fixá-lo a um único valor, mas sim, deve-se considerar uma faixa de valores de impedâncias maiores do que o máximo prescrito nessa norma [3], que permita ao investidor escolher, dentre os projetos eficientes, àquele que ajuste melhor a sua disponibilidade financeira aos investimentos. O problema relacionado com a eficiência energética já foi resolvido com a utilização dos transformadores com núcleos amorfos, porém os seus custos são elevados, tornando o meio rural menos atrativo economicamente.

Pelo exposto, a proposta deste estudo é verificar a possibilidade de realizar projetos eficientes e econômicos com núcleos e enrolamentos convencionais (aço-silício e cobre), de

modo a se obter ganhos econômicos e energéticos com a substituição dos projetos padrão no meio rural, tornando-o mais atrativo ao investimento.

São analisados 48 projetos eficientes mais econômicos e 48 projetos de máxima eficiência energética de 5 kVA, 10 kVA, 15 kVA e 25 kVA, classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV, para fatores de perdas em carga de 1,0 hora, considerando-se uma comunidade rural carente; e 6,0 horas, para comunidade rural de maior nível sócio econômico, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, taxas de juros de 4 %, 6 %, 8% e 10 % ao ano (a. a) e período de análise de 5 anos e 10 anos. Além da análise econômica sobre avaliação dos custos totais capitalizados e dos tempos de retornos, também é realizada uma análise técnica que permite avaliar se o aumento da impedância, resultante do processo de otimização dos projetos de transformador, não resulta no aumento da temperatura interna e da queda de tensão acima do máximo permitido, pondo em risco a vida útil do equipamento e a qualidade de energia fornecida, bem como a redução do seu rendimento abaixo do permitido.

1.2 Objetivos da Tese

Com base no exposto, o principal objetivo desta tese é apresentar alternativas de baixo custo para projetos de transformadores eficientes rurais, atraindo investimentos para estas regiões a partir da comprovação da possibilidade do retorno razoável do investimento. Isto resulta no aumento da competitividade, quando é considerada a alternativa tradicional, que é a utilização de transformadores com núcleo de material amorfo de alto custo e de baixo retorno do investimento.

Os objetivos secundários, necessários para se alcançar o objetivo principal, são:

- (a) Avaliar os comportamentos: das perdas, da indução magnética, dos custos das perdas e totais capitalizados com o processo de otimização da eficiência dos projetos padrão para se obter os projetos rurais;
- (b) Verificar a variação das quedas de tensão e do estado de aquecimento dos transformadores com o aumento da impedância acima dos valores prescritos [3] com a otimização dos projetos;
- (c) Analisar os ganhos econômicos e energéticos com o processo de otimização através dos: custo total capitalizado, preço de energia, e redução de tarifa de energia aos consumidores;

- (d) Avaliar os ganhos econômicos por meio dos tempos de retorno do capital investido com a otimização dos projetos;
- (e) Analisar as vantagens e as desvantagens de utilização dos projetos eficientes propostos em relação aos com núcleos de materiais amorfos.

1.3 Justificativa

A motivação desta tese está ancorada na preocupação mundial com os transformadores de distribuição no que tange às suas perdas dentro do sistema de potência. Considerando-se as perdas em um sistema elétrico, o transformador padrão é responsável por aproximadamente um terço das perdas totais numa rede de distribuição [4]. E a substituição de 40 % deles na Europa pelos eficientes pode resultar em ganhos de 22 TWh de energia ao ano, equivalente a redução de 90.000.000 toneladas de CO₂ na atmosfera [5, 6].

Igualmente, nos estudos nos Estados Unidos da América, conclui-se que as perdas no núcleo constituem 60 % das perdas totais em um transformador de distribuição padrão, e 45 % do total das perdas em um sistema de distribuição. Portanto, a redução das perdas de energia em um transformador de distribuição constitui uma grande contribuição rumo à conservação de energia, à proteção ambiental e ao ganho energético [7, 8].

Além disso, a comprovação de um retorno de investimento razoável serve como estímulo à eletrificação de áreas rurais com baixa densidade de consumo de energia, contribuindo para o desenvolvimento social, produtividade e bem estar dessas populações.

1.4 Limitações

Esta tese aborda apenas sobre os projetos monofásicos de transformadores de 5 kVA, 10 kVA, 15 kVA e 25 kVA, para fatores das perdas em carga de apenas 1,0 hora e 6,0 horas, e classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV, para a rede elétrica de distribuição em média tensão no meio rural, considerando-se duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão. Transformadores de maior porte costumam ser utilizados em áreas de maior densidade de consumo de energia, fugindo ao escopo do estudo proposto nesta tese.

1.5 Premissas da Tese a Comprovar

A formulação das hipóteses neste estudo embasa da constatação de que, com o processo de otimização, os aumentos das perdas no cobre e da massa ativa são mitigados pela reduções da indução magnética e das perdas no ferro; e que a combinação entre a carga rural

reduzida e o ganho com a diminuição das perdas no ferro, que são constantes no tempo ao longo do ano 8760 horas, pode permitir a elaboração de projetos eficientes e econômicos de alta impedância, para o perfil de carga rural, sem pôr em risco a vida útil do equipamento e a qualidade de energia, com aumentos da temperatura e da queda de tensão.

1.6 Hipótese da Tese a Comprovar

Contrariamente à premissa, que é uma verdade que se aceita a priori sem necessidade de comprovar, a hipótese é uma afirmação que carece de ser demonstrada [9,10].

Com o processo de otimização da eficiência dos projetos de transformador para o meio rural, aplicando a alternativa redução do parâmetro volts por espira resulta no aumento da impedância, das perdas e das massas do cobre e do ferro, porém reduzem as perdas no ferro. Portanto, será que os transformadores otimizados serão econômicas e tecnicamente viáveis ? As respostas a esta pergunta resultam na formulação das seguintes hipóteses de investigação:

- (A) A queda de tensão, o rendimento e a temperatura interna dos projetos de transformadores eficientes mais econômicos para meio rural, com o aumento do valor da impedância acima do valor máximo prescrito [3], operando em plena carga, estão de acordo com os valores prescritos;
- (B) Para o perfil de carga rural, o transformador eficiente pode possuir maior rendimento e menor temperatura interna, em relação ao projeto padrão, porém em sobrecarga a sua situação pode ser substancialmente mais crítica;
- (C) A redução das perdas no ferro, que é constante ao longo de 8760 horas (1 ano), em detrimento de aumentos das perdas no cobre e da massa ativa total, resulta em uma faixa do valor de impedância maior do que o máximo de 2,50% prescrito [3], em que se têm ganhos econômicos e energéticos, dando aos investidores a possibilidade de escolher, dentre os projetos mais eficientes e mais econômicos, àqueles que estão mais de acordo com as suas disponibilidades financeiras de aquisição das unidades;
- (D) A substituição do transformador padrão, pelo com núcleo de aço-silício convencional de alta impedância proposto, dimensionado para o perfil de carga rural, pode resultar em aumento de atratividade ao investimento no meio rural, em relação ao com núcleo de material amorfo, com a substituição do transformador padrão;
- (E) A redução das perdas de energia com a otimização dos projetos de transformador pode contribuir para a redução do preço de energia e, conseqüente, mitigação na tarifa de energia aos consumidores;

(F) O investimento adicional inicial (preço de compra ou de aquisição) com o processo de otimização pode ser recuperado em um período de tempo relativamente curto com a redução do custo de operação (perdas de energia).

1.7 Estrutura do Trabalho

Para a concretização do objetivo proposto, além do capítulo I, esta tese está estruturada como se segue:

CAPÍTULO II - FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo consiste na revisão da literatura utilizada como referência na redação do presente trabalho – Estado da arte.

CAPÍTULO III – MÉTODO DE PESQUISA

Aborda questões referentes à metodologia da pesquisa tais como tipo e classificação da pesquisa, justificativa do método e procedimentos metodológicos, mostrando como foi realizada a pesquisa e o desenho metodológico a adotar.

CAPÍTULO IV - DESCRIÇÃO DA PESQUISA

Este capítulo apresenta o objeto de estudo, a metodologia e os recursos utilizados na coleta de dados para a realização desta investigação.

CAPÍTULO V - ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADO

O capítulo V é cerne do trabalho, onde se discutem, interpretam e analisam os resultados obtidos, mostrando se os objetivos propostos foram atingidos e se as hipóteses foram verificadas. Este capítulo evidencia a contribuição deste trabalho ao conhecimento.

CAPÍTULO VI - CONCLUSÃO

Este capítulo sintetiza os resultados obtidos nesta Tese, explicitando se os objetivos foram atingidos e se as hipóteses foram confirmadas ou rejeitadas, e ressalta a contribuição da pesquisa para o meio acadêmico e/ou desenvolvimento da ciência e da técnica. Portanto, neste capítulo, faz-se a recapitulação e a autocrítica da pesquisa, apresentando um balanço dos resultados obtidos, bem como o delineamento de trabalhos futuros.

CAPÍTULO II

2 Fundamentação TEÓRICA

2.1 Considerações Iniciais

Este capítulo consiste na revisão de livros, artigos e periódicos pertinentes ao tema do presente trabalho. Dentre as publicações pesquisadas, destacam-se artigos de relevância reconhecida, como os periódicos de IEEE.

Na primeira fase da pesquisa bibliográfica, dentro dos acervos nacional e internacional disponíveis, fez-se a seleção das publicações mais relevantes sobre o tema: Bibliografia consultada. E na segunda fase, da bibliografia consultada, selecionam-se as publicações que expressam o estado da arte sobre o assunto: Referências bibliográficas.

As referências bibliográficas contribuem para a elaboração de algoritmo que permita projetar transformadores eficientes de distribuição com núcleos e enrolamentos convencionais adequados ao perfil de carga rural. Além de ganhos energéticos, estes transformadores propostos de alta impedância permitem obter ganhos econômicos sem por em risco a vida útil do equipamento e a qualidade de energia fornecida, e tornando, portanto, o meio rural mais atrativo ao investimento.

2.2 Processo de Cálculo do Projeto Base ou Padrão

Nesta fase do dimensionamento de transformador utiliza-se a Equação fundamental (1) de força eletromotriz [1].

$$E = 4,44 \times f \times \Phi \times n_e \times 10^{-5} \Leftrightarrow E = 4,44 \times f \times B_n \times s_n \times n_e \times 10^{-5} \quad (1)$$

Onde:

E - Força eletromotriz por fase, Volt;

f - Frequência, Hz;

Φ - Fluxo máximo por coluna do núcleo, kMx;

n_e - Número de espiras;

B_n - Indução magnética máxima na coluna do núcleo, considerado referência, kGauss;

s_n - Seção líquida da coluna do núcleo de referência, cm².

A montagem separada dos enrolamentos primário e secundário em cada coluna do núcleo resulta em grande separação entre eles, e, como consequência, ter-se-á grande dispersão do fluxo magnético e grande reatância de dispersão. Portanto, para a redução da dispersão do fluxo ao longo do percurso, para que a diferença entre as tensões nos enrolamentos primário e secundário seja a mínima possível, cada coluna do núcleo carrega metade dos enrolamentos primário e secundário, pois o fluxo máximo que enlaça os dois enrolamentos é responsável pela transferência de tensão do enrolamento primário para o enrolamento secundário.

O ponto de partida para a elaboração do projeto do transformador padrão é a determinação da relação entre as quantidades de cargas magnética e elétrica, que, de uma forma mais direta, vem a ser uma avaliação da relação entre as quantidades de chapa de aço silício e de cobre, conforme mostra a Equação (2) [11].

$$k = \frac{B_n \times s_n}{n_e \times I} \quad (2)$$

Onde:

k – Relação entre as cargas magnética e elétrica, $k_{Max} / A \times n_e$

I – Corrente elétrica, A.

Para um transformador trifásico, a potência e a indução magnética são determinadas pelas Equações (3) e (4) [11].

$$S_n = 3 \times E \times I \times 10^{-8} \Leftrightarrow S_n = 3 \times 4,44 \times f \times B_n \times s_n \times n_e \times I \times 10^{-8} \quad (3)$$

$$B_n = \frac{S_n}{3 \times 4,44 \times f \times s_n \times n_e \times I \times 10^{-8}} \quad (4)$$

Onde:

S_n – Potência nominal do transformador trifásico, kVA.

Para se formular a equação básica normalmente utilizada para o cálculo do projeto de transformador, da Equação de potência trifásico [3] obtém a Equação [5] da seção do núcleo, e cada membro desta equação é multiplicado pela relação entre as cargas magnética e elétrica, k , como mostra,

$$\begin{aligned}
s_n &= \frac{S_n}{3 \times 4,44 \times f \times B_n \times n_e \times I \times 10^{-8}} \\
\Leftrightarrow sn \times k &= k \times \frac{S_n}{3 \times 4,44 \times f \times B_n \times n_e \times I \times 10^{-8}} \\
\Leftrightarrow s_n \times \frac{B_n \times s_n}{n \times I} &= k \times \frac{S_n}{3 \times 4,44 \times f \times B_n \times n_e \times I \times 10^{-8}}
\end{aligned} \tag{5}$$

Onde:

S_n – Potência nominal do transformador, kVA.

A Equação simplificada utilizada no dimensionamento do projeto de transformador é obtida da Equação (5) como se segue:

1. eliminando o produto $n \times I$ dos dois membros da Equação (5), tem-se a seção da coluna do núcleo do transformador trifásico conforme a Equação (6),

$$S_n^2 = \frac{k}{B_n^2} \times \frac{S_n}{3 \times 4,44 \times f \times 10^{-8}} \Leftrightarrow s_n = \frac{\sqrt{k}}{B_n} \times \frac{\sqrt{S_n}}{3 \times 4,44 \times f \times 10^{-8}} \tag{6}$$

Para o transformador tipo coluna, o fator k depende apenas de B_n e vale aproximadamente $0,424 \times 10^{-6} \times B_n^{1/2}$ [11], indicando que praticamente o cobre e o ferro variam-se na mesma proporção com a variação da potência do transformador.

2. k na Equação (6) substituído pelo $0,424 \times 10^{-6} \times B_n^{1/2}$, tem-se a Equação [7] para determinar a seção da coluna do núcleo trifásico, considerando-se a frequência 50 Hz.

$$s_n = \frac{\sqrt{0,424 \times 10^{-6}} \times \sqrt{\sqrt{B_n}}}{B_n} \times \frac{\sqrt{S_n}}{3 \times 4,44 \times f \times 10^{-8}} = \frac{\sqrt{0,424 \times 10^{-6}} \times \sqrt[4]{B_n}}{\sqrt[4]{B_n} \times \sqrt[4]{B_n} \times \sqrt[4]{B_n} \times \sqrt[4]{B_n}} \times \frac{\sqrt{S_n}}{3 \times 4,44 \times f \times 10^{-8}} = \frac{97,8}{\sqrt[4]{B_n^3}} \times \sqrt{S_n} \tag{7}$$

Onde:

s_n – Seção da coluna do núcleo de referência, cm^2 .

Neste trabalho, dimensiona-se projeto do transformador monofásico para a frequência de 60 Hz, frequência esta utilizada no Brasil. Portanto, o passo seguinte é obter a partir das Equações anteriores para a frequência de 50 Hz, as Equações para a frequência de 60 Hz.

Com o aumento da frequência, conforme a Equação (7), a seção do núcleo deve diminuir-se. Esta diminuição é correspondente à relação entre 60 Hz e 50 Hz, 1,20. E com a redução do número de colunas do núcleo do transformador trifásico de três para duas, para se obter o transformador monofásico com duas colunas que forneça a mesma potência sem

aumentar a indução magnética as perdas no ferro (vide Equação (4)), de acordo com as expressões de potência para a tensão entre fase e neutro $3 \times U_{F-N} \times I$, para três colunas, e entre fases $\sqrt{3} \times U_{F-F} \times I$, para duas colunas, para a determinação da seção do núcleo para transformador monofásico, aumenta-se a tensão usada para determinar a seção do núcleo do transformador trifásico em $2/\sqrt{3}$ ou **1,15**.

Da mesma forma, como um transformador trifásico fornece $P=3 \times U \times I$ kVA e o monofásico, $P=2 \times U \times I$ kVA, sendo 3 e 2 número de colunas dos referidos transformadores, para se manter a indução magnética e as perdas no ferro, a potência de cada coluna do transformador trifásico é aumentada 3/2 ou 1,50 vezes para se obter a seção das colunas do transformador monofásico. Este aumento de potência para cada coluna corresponde a potência da coluna do transformador trifásico eliminada dividida por duas colunas do monofásico.

Finalmente, de acordo com [11], tem-se a Equação (8) utilizada neste trabalho para o dimensionamento da seção do núcleo do transformador monofásico para a frequência de 60 Hz.

$$s_n = \frac{1,15 \times 97,8 \times \sqrt{(S_n \times 1,5)}}{\sqrt{\frac{s_n(f=60Hz)}{s_n(f=50Hz)} \times \sqrt[4]{B_n^3}}} = \frac{(1,15 \times 97,8 \times \sqrt{(S_n \times 1,5)})}{\sqrt{1,2 \times \sqrt[4]{B_n^3}}} = \frac{1,15 \times 97,8 \times (S_n \times 1,50)^{0,5}}{1,2^{0,5} \times B_n^{0,75}} \quad (8)$$

O passo seguinte é a determinação da seção ou área de referência da culatra do núcleo. Para a redução das perdas em vazio do transformador, a área da culatra do núcleo de referência é determinada, aumentando a área da coluna em 115 %, **1,15 x s_n**.

Uma vez obtida as seções das colunas e das culatras do núcleo, através da indução magnética considerada de referência, B_n , calcula-se o fluxo de Maxwell e a indução magnética de referência da culatra, $F_{MM} = B_n \times S_n$ e $B_c = F_{MM} / S_c$. Portanto, A densidade do fluxo magnético de referência (B_n), a seção de referência das colunas do núcleo (s_n), a potência (S_n) e a frequência (f) são alguns dos dados de entrada do programa para dimensionamento dos projetos de transformador. A Tabela A do **Apêndice A** apresenta os dados completos para o dimensionamento dos transformadores.

A padronização do projeto de transformador consiste em determinar o seu valor de impedância percentual de acordo com [3]. Através dos dados de entrada dos projetos na Tabela A do **Apêndice A**, os cálculos realizados pelas Equações (9) a (21) fornecem as grandezas dos enrolamentos secundários.

2.2.1 Dimensionamento do Enrolamento Secundário

Determinação do número de espiras do enrolamento secundário

$$n_s = \frac{(U_s / n_c) \times 10^8}{4,44 \times f \times B_n \times s_n} \quad (9)$$

Onde:

n_c – Número da coluna do núcleo;

n_s - Número das espiras de referência do enrolamento secundário;

U_s - Tensão do enrolamento secundário.

Com o número de espiras, determina-se pela Equação (10) o fluxo magnético de Maxwells,

$$F_M = \frac{(U_s / n_c) \times 10^8}{4,44 \times f \times n_s} \quad (10)$$

Onde:

FM - Fluxo magnético (Maxwells).

A altura das espiras do enrolamento secundário determina-se pela Equação (11).

$$AeBT = n_{spcBT} \times (NcA \times (LcBT + 2 \times iseBT)) \quad (11)$$

Onde:

$AeBT$ – Altura das espiras do enrolamento secundário, mm;

n_{spcBT} – Número das espiras por camadas do enrolamento secundário;

NcA – Número de condutores dispostos axialmente;

$LcBT$ – Largura do fio condutor das espiras do enrolamento secundário, mm;

$iseBT$ – isolamento das espiras do enrolamento secundário, mm.

A altura das bobinas do enrolamento secundário determina-se pela Equação (12).

$$Abob = 2 \times AcabBT + AeBT \quad (12)$$

Onde:

$Abob$ – Altura das bobinas do enrolamento secundário, mm;

$AcabBT$ – Altura da cabeceira do enrolamento secundário, mm;

$AeBT$ – Altura das espiras do enrolamento secundário, mm.

A altura da cabeceira, a largura do fio condutor e a espessura do isolamento das espiras do enrolamento secundário constituem dados de entrada do projeto na Tabela A do **Apêndice A**.

O diâmetro da coluna do núcleo determina-se pela Equação (13).

$$dn = 2 \times \sqrt{\left(\frac{sn}{fu \times fuc}\right) / \pi} \quad (13)$$

Onde:

dn – Diâmetro da coluna do núcleo, cm;

fu – Fator da utilização;

fuc - Fator da utilização circunscrito.

O diâmetro interno do molde é determinado pela Equação (14).

$$Dim = dn + 2 \times enm \quad (14)$$

Onde:

D_{im} – Diâmetro interno do molde, mm;

enm – Espessura entre núcleo e molde, mm.

A determinação da dimensão radial do enrolamento de baixa tensão é mostrada pela Equação (15).

$$DrBT = ncBT \times (NcR \times (EscBT + 2 \times iseBT)) + (ncBT - 1) \times iseBT \quad (15)$$

Onde:

$DrBT$ - Dimensão radial do enrolamento secundário, mm;

$ncBT$ - Número de camadas do enrolamento secundário;

NcR - Número do fio condutor radial das espiras do enrolamento secundário;

$EscBT$ - Espessura do fio condutor das espiras do enrolamento secundário, mm;

$iseBT$ - Isolação das espiras do enrolamento secundário, mm.

O comprimento médio de espiras do enrolamento secundário determina-se pela Equação (16).

$$CeBT = 2 \times \pi \times Dim / 2 + em + DrBT / 2 \quad (16)$$

Onde:

$CeBT$ – Comprimento médio das espiras do enrolamento secundário, mm;
 em – espessura de molde, mm.

A seção do condutor da espira enrolamento secundário determina-se pela Equação (17).

$$scBT = LcBT \times EcBT \quad (17)$$

Onde:

$scBT$ – Seção do fio condutor das espiras do enrolamento secundário, mm²;

$LcBT$ – Largura do fio condutor do enrolamento secundário, mm;

$EcBT$ – Espessura do fio condutor do enrolamento secundário, mm.

A determinação da densidade da corrente no enrolamento secundário faz-se pela Equação (18).

$$J_{BT} = (Sn \times 100 / Us) / (NcR \times NcA \times (ScBT - 0,5)) = Is / ScBT \quad (18)$$

Onde:

J_{BT} – Densidade da corrente no enrolamento secundário, A/mm²;

NcR – Número de condutor disposto radialmente;

$ScBT$ – seção do fio condutor das espiras do enrolamento secundário, mm²;

Is – Corrente no enrolamento secundário, A.

Neste trabalho, para mitigar o problema relacionado ao arredondamento das quinas, opta-se por subtrair 0,5 mm² à área da seção transversal dos condutores das espiras (**ScBT-0,5**).

A massa do cobre do enrolamento secundário determina-se pela Equação (19), onde o número 2 indica que cada metade dos enrolamentos secundário e primário enlaça a cada coluna do núcleo, pelo que a massa total dos enrolamentos multiplica-se por 2.

$$MCuBT = 2 \times ns \times CeBT \times ScBT \times pecu \quad (19)$$

Onde:

$McuBT$ – Massa do cobre do enrolamento secundário, kg;

ns – Número das espiras do enrolamento secundário;

$CeBT$ – Comprimento médio da espira do enrolamento secundário, dm;

$Pecu$ – Peso específico do material do enrolamento, kg/dm³.

A perda de potência no cobre do enrolamento secundário determina-se pela Equação (20).

$$P_{cuBT} = 2,36 \times J_{BT}^2 \times M_{cuBT} \quad (20)$$

Onde:

P_{cuBT} – Perda no enrolamento secundário, W;

J_{BT} – Densidade da corrente no enrolamento secundário, A/mm².

O diâmetro externo do enrolamento secundário determina-se pela Equação (21).

$$D_{eBT} = 2 \times D_{rBT} + D_{iBT} \quad (21)$$

Onde:

D_{eBT} – Diâmetro externo do enrolamento secundário, mm;

D_{rBT} – Dimensão radial do enrolamento secundário, mm;

D_{iBT} – Diâmetro interno do enrolamento secundário, mm.

2.2.2 Dimensionamento do Enrolamento Primário

O número de espiras do enrolamento primário é determinado pela Equação (22)

$$n_p = n_s \times \frac{U_p}{U_s} \quad (22)$$

Onde:

n_p - Número das espiras de referência do enrolamento primário;

U_p - Tensão no enrolamento primário, V.

A altura da janela do núcleo, espaço onde se alocam os enrolamentos, determina-se pela Equação (23).

$$A_{jN} = 2 \times \text{calço} + A_{bob} \quad (23)$$

Onde:

A_{jN} – Altura da janela do núcleo, mm;

A_{bob} – Altura das bobinas do enrolamento secundário, mm;

Calço – altura do calço, mm.

A altura das espiras dos enrolamentos secundário determina-se pela Equação (24).

$$AEAT = AjN - 2 \times (\text{calço} + AcabAT) \quad (24)$$

Onde:

$AEAT$ – Altura das espiras do enrolamento primário, mm;

$AcabAT$ – Altura da cabeceira, mm.

O número das espiras por camadas do enrolamento primário determina-se pela Equação (25).

$$NepcAT = AEAT / DfiAT \quad (25)$$

Onde:

$NepcAT$ – Número de espiras por camadas do enrolamento primário;

$AEAT$ – Altura das espiras do enrolamento primário, mm;

$DfiAT$ – Diâmetro isolado do fio condutor da espira do enrolamento primário, mm.

Determina-se o número de camadas do enrolamento primário pela Equação (26).

$$NcamAT = (ns \times (Up / Us)) / NepcAT = np / NepcAT \quad (26)$$

Onde:

$NcamAT$ – Número de camadas do enrolamento primário;

$NepcAT$ – Número das espiras por camadas do enrolamento primário.

A dimensão radial do enrolamento primário é determinada pela Equação (27).

$$DrAT = NcamAT \times DfioAT + (NcamAT - 1) \times IscaAT \quad (27)$$

Onde:

$DrAT$ – Dimensão radial do enrolamento primário, mm;

$DfioAT$ – Diâmetro do fio isolado do enrolamento primário, mm;

$IscaAT$ – Isolamento de camadas do enrolamento primário, mm.

Os diâmetros interno e externo do enrolamento primário determinam-se pela Equação (28) e (29).

$$DiAT = 2 \times Dee + DeBT \quad (28)$$

$$DeAT = DiAT + 2 \times DrAT \quad (29)$$

Onde:

$DiAT$ – Diâmetro interno do enrolamento primário, mm;

Dee – Distância ente os enrolamentos secundário e primário, mm;

$DeBT$ – Diâmetro externo do enrolamento secundário, mm;

$DeAT$ – Diâmetro externo do enrolamento primário, mm.

O comprimento médio das espiras do enrolamento primário determina-se pela Equação (30).

$$CeAT = 2 \times \pi \times (Dim / 2 + em + DrBT + dee + DrAT / 2) \quad (30)$$

Onde:

Dim - Diâmetro de molde, mm;

em – Espessura de molde, mm;

$DrBT$ – Dimensão radial do enrolamento secundário, mm.

A seção transversal das espiras dos enrolamentos primário determina-se pela Equação (31).

$$ScAT = \pi \times (DfioNu / 2)^2 \quad (31)$$

Onde:

$ScAT$ – Seção das espiras do enrolamento primário, mm²;

$DfioNu$ - Diâmetro do fio condutor nu de espiras, mm.

O cálculo da densidade da corrente no enrolamento primário é mostrado pela Equação (32).

$$j_{AT} = (Sn \times 100 / Us) \times (ns / np) / ScAT = Ip / ScAT \quad (32)$$

Onde:

j_{AT} – Densidade da corrente no enrolamento primário, A/mm²;

$ScAT$ – Seção fio condutor do enrolamento primário, mm²;

Ip – Corrente no enrolamento primário, A.

A massa do enrolamento primário determina-se pela Equação (33).

$$MCuAT = 2 \times np \times CeAT \times ScAT \times pecu \quad (33)$$

Onde:

$McuAT$ – Massa do enrolamento primário, kg;

np – Número das espiras do enrolamento primário;

$CeAT$ – Comprimento médio da espira do enrolamento primário, dm;

$ScAT$ – Seção fio condutor do enrolamento primário, dm²;

P_{ecu} – Peso específico do material do enrolamento primário, kg/dm².

A perda de potência no enrolamento primário determina-se pela Equação (34).

$$P_{CuAT} = 2,36 \times j_{AT}^2 \times M_{CuAT} \quad (34)$$

Onde:

P_{CuAT} – Perda no cobre do enrolamento primário, Watt;

j_{AT} – Densidade da corrente no enrolamento primário, A/mm².

A perda total de potência no enrolamento primário determina-se pela Equação (35).

$$P_{tCu} = P_{CuBT} + P_{CuAT} \quad (35)$$

Onde:

P_{tCu} – Perda total no enrolamento primário, W;

P_{CuBT} – Perda no enrolamento secundário, W.

A média do comprimento das espiras dos enrolamentos primário e secundário, determina-se pela Equação (36) [12].

$$C_{meAT-BT} = 0,5 \times (C_{eAT} + C_{eBT}) \quad (36)$$

Onde:

$C_{meAT-BT}$ – Média do comprimento de espiras dos enrolamentos primário e secundário, mm;

C_{eAT} – Comprimento médio da espira do enrolamento primário;

C_{eBT} - Comprimento médio da espira do enrolamento secundário.

A dimensão do espaço da dispersão do fluxo magnético determina-se pela Equação (37), segundo [12].

$$L_{ed\Phi} = dee + 1/3(D_{rBT} + D_{rAT}) \quad (37)$$

Onde:

$L_{ed\Phi}$ - Dimensão do espaço da dispersão do fluxo magnético, mm;

dee – Distância entre os enrolamentos primário e secundário, mm;

D_{rBT} – Dimensão radial do enrolamento secundário, mm;

D_{rAT} – Dimensão radial do enrolamento primário, mm.

O valor da reatância percentual determina-se pela Equação (38) [12].

$$\% X = \left(0,79 \times \left(Sn / (2 \times 10^3)\right) \times f \times Lrd \Phi\right) / \left(\left(Us / 2 / ns\right)^2 \times (Abob / CmeAT - BT)\right) \quad (38)$$

Onde:

$\%X$ – Reatância percentual do enrolamento, %;

Sn – Potência nominal do transformador, kVA;

Us – Tensão no enrolamento secundário, V;

ns – número das espiras do enrolamento secundário;

$Abob$ – Altura da bobina do enrolamento secundário, mm.

De acordo com a metodologia utilizada neste trabalho, a reatância aumenta com a potência, a frequência, a dimensão radial da dispersão do fluxo, o número de espiras e o comprimento da média das espiras dos enrolamentos primário e secundário. E ela reduz-se com a tensão e altura de bobinas. Portanto, a redução da dimensão do espaço da dispersão do fluxo magnético com as dimensões radiais dos enrolamentos primário e secundário é uma das formas mais fácil de diminuir a reatância e consequente redução da dispersão do fluxo, quando questões técnicas permitir.

A resistência percentual do enrolamento é determinada pela Equação (39) [12].

$$\% R = Ip \times \left(\left(PtCu / Ip^2\right) / Up\right) \times 100\% = \left(\left(Ip \times Re\right) / Up\right) \times 100\% \quad (39)$$

Onde:

$\%R$ – Resistência percentual referida ao enrolamento primário, %;

Ip – Corrente no enrolamento primário, A;

$PtCu$ – Perda total no enrolamento, W;

Up – Tensão no enrolamento primário, V;

Re – Resistência equivalente referido ao enrolamento primário, Ω .

A impedância percentual do enrolamento é determinada pela Equação (40) [12].

$$\% Z = \sqrt{\% X^2 + \% R^2} \quad (40)$$

Onde:

$\%Z$ – Impedância percentual do enrolamento, %;

Se a impedância for diferente de 2,50 % [3], inicia-se a nova iteração com novos valores dos parâmetros para o seu ajuste. As estratégias são a utilização de alternativas aumento ou redução de volt por espiras de modo a obter novos valores de espiras, $n_{si} = n_s \times$

(1-i) ou $n_{si} = n_s \times (1+i)$, bem como aumento ou redução da seção do núcleo para se obter o novo **$s_{ni} = s_n \times (1+i)$ ou $s_{ni} = s_n \times (1-i)$** , sendo *i* para incrementar ou decrementar. Para **$i = 0,01; 0,01 : x$** , *x* é maior incremento ou decremento para se ajustar a impedância a 2,50%.

A alternativa aumento volt por espiras é utilizado com o objetivo de obter um número grande de projetos a fim de analisar graficamente as variações dos custos com outros parâmetros, enquanto a redução de volt por espiras deve-se a necessidade apenas de analisar os dados dos projetos padrão e eficientes através das Tabelas.

Obtendo o novo número de espiras e a nova seção da coluna do núcleo, determina-se a nova seção da culatra do núcleo, **$S_{ci} = S_{ni} \times 1,15$** , bem como o novo fluxo magnético. O passo seguinte é calcular os novos valores das induções magnéticas da coluna e da culatra, **$B_{ni} = FMM(i)/S_{ni}$ e $B_{ci} = FMM(i)/S_{ci}$** . Os novos valores das induções magnéticas reduzem-se caso, na alternativa redução volts por espira, o número de espiras aumente em maior proporção do que a redução da seção do núcleo. Caso nesta iteração o valor de impedância continua diferente de 2,50%, utiliza-se o novo valor da seção da coluna na Equação (9) para se obter o novo número de espiras do enrolamento secundário que é utilizado na Equação (10), e o processo se repete a partir da Equação (11) até que se encontre o projeto padrão. Encontrado o projeto padrão, o passo seguinte é dimensionar as grandezas relacionadas com o núcleo do transformador, como se segue:

A largura da janela do núcleo determina-se pela Equação (41).

$$L_j N = def + 2 \times (enm + em + DrBT + dee + DrAT) \quad (41)$$

Onde:

L_jN – Largura da janela do núcleo, mm;

def – Distância entre fases, mm;

enm – Espessura entre núcleo e molde, mm;

em – Espessura de molde, mm;

DrBT – Dimensão radial do enrolamento secundário, mm;

Dee – Distância entre enrolamentos primário e secundário, mm;

DrAT – Dimensão radial do enrolamento primário, mm.

O raio total da bobina determina-se pela Equação (42).

$$R_{tb} = Dim / 2 + em + DrBT + dee + DrAT \quad (42)$$

Onde:

Rtb – Raio total da bobina, mm.

A distância entre o centro da coluna do núcleo determina-se pela Equação (43).

$$Decc = 2 \times Rtb + def \quad (43)$$

Onde:

$Decc$ - Distância entre os centros de colunas do núcleo, mm;

Rtb – Raio total das bobinas, mm.

A massa da coluna do núcleo determina-se pela Equação (44).

$$Mn = 2 \times AjN \times sn \times pefe \quad (44)$$

Onde:

Mn – Massa da coluna do núcleo, kg;

AjN – Altura da janela do núcleo, dm;

sn – Seção da coluna do núcleo, dm^2

$Pefe$ – Peso específico do material do núcleo, kg/dm^3

A massa da culatra do núcleo determina-se pela Equação (45).

$$Mc = 2 \times Decc + 0,8 \times dn \times sc \times pefe \quad (45)$$

Mc – Massa da culatra do núcleo, kg;

$Decc$ – Distância entre centros de colunas do núcleo, dm;

sc – Seção da culatra do núcleo, dm^2

$Pefe$ – Peso específico do material do núcleo, kg/dm^3

A massa total do núcleo é determinada pela soma das massas da coluna e da culatra, como mostra a equação (46).

$$MtN = Mn + Mc \quad (46)$$

Onde:

MtN – Massa total do núcleo, kg.

Para a determinação da perda de potência no núcleo, deve-se primeiro calcular a perda específica do material do núcleo. Com esta perda, basta multiplicar o seu valor pela massa do núcleo. O valor da perda específica para frequência de 60 Hz, espessura de lâminas do núcleo de 0,30 mm e indução magnética de 1,5 T é de 2,26 W por kg [12].

Utilizando as perdas específicas do núcleo para a frequência de 60 Hz, a indução magnética de 1,50 T e a espessura de lâmina de 0,30 mm [12], através da função exponencial na base neperiana obtêm-se as Equações (47) e (48), permitindo a obtenção das perdas específicas em função da variação da indução magnética.

$$peN = 1,26 \times \left(0,07443 \times e^{(2,005 \times (Bn/10^4))} + 6,889 \times 10^{-8} \times e^{(6,51 \times (Bn/10^4))} \right) \quad (47)$$

$$peC = 1,26 \times \left(0,07443 \times e^{(2,005 \times (Bc/10^4))} + 6,889 \times 10^{-8} \times e^{(6,51 \times (Bc/10^4))} \right) \quad (48)$$

Onde:

PeN – Perda específica na coluna do núcleo, W/kg;

Bn – Indução magnética na coluna do núcleo, Gauss;

PeC – Perda específica na culatra do núcleo, W/kg;

Bc – Indução magnética na culatra do núcleo, Gauss.

Cálculos das perdas de potências na coluna, na culatra e total no núcleo determinam-se pelas Equações 49, 50 e 51.

$$PN = Mn \times PeN \quad (49)$$

$$PC = Mc \times PeC \quad (50)$$

$$PtN = PN + PC \quad (51)$$

Onde:

PN – Perda na coluna do núcleo, W;

Mn – Massa da coluna do núcleo, kg;

Mc – Massa da culatra do núcleo, kg;

PtN – Perda total no núcleo, W.

As perdas específicas de excitação do núcleo são determinadas pelas Equações 52 e 53.

$$Pexn = 1,36 \times \left(0,01098 \times e^{(4,215 \times (Bn/10^4))} + 4,379 \times 10^{-8} \times e^{(8,529 \times (Bn/10^4))} \right) \quad (52)$$

$$Pexc = 1,36 \times \left(0,01098 \times e^{(4,215 \times (Bc/10^4))} + 4,379 \times 10^{-8} \times e^{(8,529 \times (Bc/10^4))} \right) \quad (53)$$

Onde:

$Pexn$ – Perda específica de excitação na coluna do núcleo (VA/kg);

$Pexc$ – Perda específica de excitação na culatra do núcleo (VA/kg);

B_n – Indução magnética na coluna, Gauss;

B_c – Indução magnética na culatra, Gauss.

A perda de potência de excitação e a corrente da excitação determina-se pelas Equações (54) e (55) [4].

$$PA_{iexc} = P_{exn} \times Mn + P_{exc} \times Mc \quad (54)$$

$$I_{exc} = ((PA_{iexc} / U_p) \times 100) / I_p \quad (55)$$

Onde:

PA_{iexc} – Potência aparente de excitação do núcleo do transformador, VA;

I_{exc} – Corrente de excitação do núcleo do transformador, %

U_p -Tensão no enrolamento primária, V.

I_p – Corrente no enrolamento primária, A.

De acordo com as Equações (52) a (56), a perda de potência e a corrente de excitação dependem da proporção do aumento da massa do núcleo e da redução da indução magnética com o processo de otimização do projeto padrão para se obter os projetos eficiente e econômico rural.

Além de grandezas físicas do transformador, na elaboração dos projetos, as grandezas econômicas são de extrema importância. Segundo [11], cada instalação transformadora constitui um problema no que se refere ao estudo econômico, e sua análise pode ser feita através do custo total capitalizado, utilizando o fator designado de anualidade. O fator de anualidade (ou de capitalização) é utilizado para capitalização dos custos das perdas de energia ao longo da vida útil do equipamento [11].

O fator de anualidade em [11] é denominado fator de valor presente de uma série uniforme de pagamento em [13]. Este fator indica quanto rende um investimento no presente daqui a n anos. Ele transforma um valor presente em uma quantidade no futuro, como transformar o custo anual das perdas de energia hoje daqui a 5 ou 10 anos.

O oposto do fator do valor presente de uma série uniforme de pagamentos é o fator de recuperação composto ou fator de parcelamentos dos custos a pagar, que determina uma série de pagamentos iguais do valor presente investido hoje [13], utilizado para amortizar o capital investido. Os montantes das prestações reduzem-se com o decorrer dos anos, pois a cobrança do juro do ano interior não incide no montante a ser cobrado no ano seguinte.

Os fatores de valor presente de uma série uniforme de pagamentos e de recuperação composta são determinados pelas Equações (56) e (57), conforme [13, 14].

$$a = \left((1 + j)^n - 1 \right) / \left(j \times (1 + j)^n \right) \quad (56)$$

$$b = \left(j \times (1 + j)^{pv} \right) / \left((1 + j)^{pv-1} - 1 \right) \quad (57)$$

Onde:

a – Fator do valor presente de uma série uniforme de pagamentos;

b – Fator de recuperação composto ou de parcelamentos dos custos de compra;

j – taxa anuais dos juros;

pv – período da vida útil dos equipamentos;

n – período de análise econômica, anos:

Os custos de fabricação, de compra, de amortização e de aquisição são determinados pelas Equações (58) a (61) de acordo com [13]-[14].

$$CFab = Cf + CFe \times MtN + CCu \times (MCuBT + MCuAT) \quad (58)$$

$$CCompra = CFab / t \quad (59)$$

$$CAmort = CCompra \times b \quad (60)$$

$$CAquis = CAmort \times a \quad (61)$$

Onde:

$Cfab$ – Custo da fabricação, R\$;

Cf – Custo fixo (custo-de-mão-de-obra + custo de tanque + custo de peças diversas);

CFe – Custo da massa do núcleo, R\$/kg na Tabela A do **apêndice A**;

MtN – Massa total da massa do núcleo, kg;

CCu – Custo da massa do enrolamento, R\$/kg;

$MCuBT$ – Massa do enrolamento secundário, kg;

$MCuAT$ – Massa do enrolamento primário, kg;

$CCompra$ – Custo de compra dos equipamentos, R\$;

$CAmort$ – Custo de amortização, R\$;

t -Taxa igual a **1-(imposto em % + lucro em %) /100**.

As perdas no ferro por histerese são proporcionais à frequência e dependem do ciclo de histerese, uma das característica do material do núcleo que é função do valor da densidade do

fluxo magnético. E as perdas por corrente de Foucault, que dependem de frequência ao quadrado, são diretamente proporcionais à espessura da lâmina do núcleo [8]. As perdas em vazio são constantes ao longo do período da operação do transformador, contrariamente às perdas em carga, que variam de acordo com o ciclo diário de carga e do carregamento ao quadrado [15]. Esta variação das perdas em carga impõe ao projetista a necessidade de determinação de um fator capaz de indicar uma equivalência entre um ciclo de carga variável, ao longo de 24 horas, e um ciclo de carga constante. Este fator é denominado tempo de suprimento máximo de potência ou fator das perdas em carga.

O fator de perdas em carga ou o tempo de suprimento máximo de potência reflete o tempo em que a carga variável imposta ao transformador ao longo dos 24 horas corresponde a uma carga nominal e constante. Ou seja, o fator de perdas em carga de 1,0 hora significa que em um dia o transformador opera o equivalente a 1,0 hora sob carga nominal e as 23 horas restantes, opera em vazio [16].

O fator de perdas em carga ou o tempo de suprimento máximo de potência determina-se pela Equação (62) [16].

$$FPC = \frac{24}{n_d} \times \sum_{i=1}^{n_d} \left(\frac{S_i}{S_n} \right)^2 \quad (62)$$

Onde:

FPC – Fator de perdas em carga ou o tempo de suprimento máximo de potência, hora;

nd – Numero de intervalos de tempo ou de patamares do ciclo diário de carga, hora;

Si – Potencia instantânea de carga, W;

Sn – Potência nominal do transformador, W.

Para se capitalizar os custos das perdas de energia, calculam-se as perdas de energia no ferro e no cobre, bem como as perdas totais da energia determinadas pelas Equações (63) a (65).

$$PeN = 8760 \times PtN \quad (63)$$

$$PeCu = 365 \times PtCu \times FPC \quad (64)$$

$$PtE = PeN + PeCu \quad (65)$$

Onde:

PeN – Perdas de energia no núcleo em kWh/ano;

PtN – Perdas total de potência, W;

$PeCu$ – Perdas de energia no enrolamento, kWh/ano;

$PtCu$ – Perdas total de potência no enrolamento, W;

FPC – Fator de perdas de energia ou tempo de suprimento máximo de potência, h;

PtE – Perdas total de energia, kWh/ano.

Após determinar as perdas de energia, calculam-se os seus custos pelas Equações (66) e (67), segundo [14, 16].

$$CpN = 8,760 \times CE \times a \times PtN \quad (66)$$

$$CpCu = 0,365 \times CE \times a \times PtCu \times FPC \quad (67)$$

CpN – Custo capitalizado das perdas no ferro para n anos, R\$;

CE – Preço de energia, R\$ / MWh (R\$100,00);

a – Fator do valor presente de uma série uniforme de pagamentos;

$CpCu$ – Custo capitalizado das perda no enrolamento, R\$.

O preço de energia, CE , inclui o custo de transmissão de energia, desde o gerador ao produtor, o preço de fuel, o custo de operação, o custo de armazenamento e o custo de conversão de fuel à energia elétrica [13].

Finalmente, calculam-se os custos totais capitalizados dos transformadores pela Equação (68), segundo[11, 13, 14, 16].

$$CTC = CAquis + CpN + CpCu \quad (68)$$

Onde:

CTC – Custo total capitalizado para o ano n , R\$;

$CAquis$ – Custo da aquisição que é o custo da compra tributado e capitalizado, R\$;

CpN – Custo capitalizados das perdas de energia no núcleo, R\$;

$CpCu$ – Custo capitalizados das perdas de energia no enrolamento, R\$.

Nesta fase de projeto, opta-se por considerar o número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão do projeto padrão de referência, que é um dos dados de entrada do projeto na Tabela **A** do **Apêndice A**, igual a 2.

Os processos dos cálculos técnicos e econômicos dos projetos de acordo com as Equações 1 a 68 são mostrados através do fluxograma no **Apêndice B**.

2.3 Processo de Otimização da Eficiência dos Projetos Rurais

No item 2.2, o processo de cálculo de projetos de transformador é baseado apenas no ajuste do valor de impedância percentual a 2,50 %, em detrimento de análise sobre os ganhos econômicos e energéticos, pois o objetivo é obter um projeto de referência ou padrão através do qual se analisam os ganhos.

Neste item, o objetivo é buscar alternativas para redução de perdas nos transformadores padrão, pois eles constituem na maior fonte de perdas em uma rede elétrica de distribuição [17, 18].

O transformador eficiente rural custa mais e consome menos energia, pelo que se deve pensar qual transformador comprar, analisando os seus custos totais capitalizados, pois o ótimo é economizar energia e dinheiro [13]. Portanto, têm-se motivações suficientes para projetar transformadores aos perfis de carga a que vão ser submetidos para se racionalizar o uso da energia e economizar o dinheiro, bem como a redução do efeito estufa [13, 17, 18].

No Quadro 1, têm-se as alternativas da otimização da eficiência dos projetos de transformador segundo [13]. Ele mostra que as alternativas para a otimização da eficiência dos transformadores, como a utilização do material do núcleo de melhor qualidade, aumento da sua seção e a redução de volt por espiras, resultam no aumento do custo total capitalizado.

Quadro 1 – Alternativas para otimização da eficiência econômica/energética do projeto de transformador [13].

Alternativas	Perdas a vazio	Perda em carga	Custos totais capitalizados
1-Material do núcleo de baixa perdas	Mais baixo	Constante	Mais alto
2- Aumento seção transversal núcleo	Mais baixo	Mais alto	Mais alto
3-Redução de volt por espiras	Mais baixo	Mais alto	Mais alto
4-Redução comprimento trajetória fluxo/redução seção espiras	Mais baixo	Mais alto	Mais baixo
5-Reduzir perda em carga/redução resistividade cobre	Constante	Mais baixo	Mais baixo
6-Reduzir perda em carga/redução densidade de corrente	Mais alto	Mais baixo	Mais alto
7-Redução comprimento trajetória corrente/redução área do núcleo	Mais alto	Mais baixo	Mais baixo
8-Redução comprimento trajetória corrente/aumento volts por espira	Mais alto	Mais baixo	Mais baixo

Ainda no Quadro 1 verifica-se que nem sempre que se tem a eficiência energética, se tem a eficiência econômica. Isto deve-se à proporção das variações das perdas nos núcleos e nos enrolamentos, bem com as variações das suas massas e seus impactos sobre os custos de fabricação dos equipamentos, com o processo de otimização dos projetos.

O processo de otimização da eficiência do projeto de transformador pode ser analisado de uma forma qualitativa e quantitativa nas Equações (69) a (72) [19, 21].

$$PCu = \rho_w \times V_w \times k_u \times \left[\frac{\Sigma VA}{4,44 \times f \times B_m \times k_u \times A_p} \right] \quad (69)$$

$$PFe = \rho_c \times V_c \times k_c \times f^\alpha \times B_m^\alpha \quad (70)$$

$$Pex_T = W_p + W_h = \left[P_p \times \left(\delta \times \frac{f}{50} \right)^2 + P_h \frac{f}{50} \right] \times \left(\frac{B_m}{10.000} \right)^2 \quad (71)$$

$$sne = (Us / nse) / (4,44 \times f \times Bn) \quad (72)$$

Onde:

P_{Cu} – Perdas nos enrolamentos, W;

ρ_w – Resistividade do material dos enrolamentos, $2,37 \mu\Omega\text{cm}^2/\text{cm}$;

V_w – Volume do enrolamento, mm^3 ;

k_u – Fator de utilização da janela do núcleo;

VA – Potência do transformador, VA;

f – Frequência de variação de fluxo magnético, Hz;

B_m – Indução magnética, Gauss;

A_p – Área da janela do núcleo, mm^2 ;

P_{Fe} – Perdas no núcleo, W;

ρ_c – Densidade de massa do núcleo, kg/dm^3 ;

V_c – Volume do núcleo, mm^3 ;

k_c – Parâmetro do material do núcleo;

α – Constante do material;

P_{exT} – Perda específica total do ferro, W/kg;

W_p – Perda de potência por efeito de correntes parasitas, W;

W_h – Perda de potência por histerese, W;

P_p – Coeficiente da característica do material (1,1 para cobre), W / kg;

δ – Espessura de lâmina do núcleo, mm;

P_h - Coeficiente que depende do material (1,40 para silício), W / kg;

nse – Número de espiras dos projetos eficientes mais econômicos;

Us – Tensão no enrolamento secundário

sne – Seção do núcleo do projetos eficientes mais econômicos, cm^2 .

Na alternativa 3, no Quadro 1, consegue-se obter projetos econômicos eficientes, quando, com o aumento do número de espiras e a redução da seção do núcleo do projeto padrão, a indução magnética diminui em maior proporção do que aumento da massa ativa total. Neste caso, a redução das perdas no núcleo ocorre em maior proporção do que o aumento das perdas nos enrolamentos, e os custos das perdas no núcleo reduzem-se em maior proporção do que o aumento dos custos relativos ao aumento das perdas no cobre e da massa ativa.

As Equações (69) e (70) mostram que as perdas no enrolamento e no núcleo variam inversa e diretamente com a indução magnética, respectivamente, e que, quanto maior for a área da janela do núcleo, maiores serão as perdas no enrolamento. E a Equação (71) permite analisar a variação das perdas específicas totais com: as perdas por histerese, e as perdas por corrente de Foucault e indução magnética.

O rendimento máximo no transformador ocorre quando as perdas em carga são iguais às perdas em vazio, e quando as perdas no enrolamento primário são iguais às perdas no enrolamento secundário. Isto é desejável para onde o transformador opera sob carga nominal durante 24 horas, e sob carga maior do que nominal para um curto intervalo de tempo.

Porém, para o perfil de carga reduzida como o do meio rural, é de preferência possuir transformador de eficiência energética elevada do que o com rendimento máximo, pois enquanto a eficiência energética está relacionada com ganho real de energia, que depende do período do tempo em que as perdas de potências no ferro e no cobre são computadas, o rendimento está relacionado apenas com a perda total de potência.

Portanto, como a perda de potência no ferro é constante ao longo do ano e a perda no cobre varia com a carga, que é expressivamente menor do que o valor nominal, quase o dia todo, o ganho de potência no ferro com o processo de otimização, computado em horas (8760 horas) para se obter o ganho energético, é de maior importância do que a perda de potência no cobre, com esse processo, calculada em dias (365 dias) para se obter a perda de energética.

Isto pode ser analisado, reduzindo o fator das perdas em carga ou o tempo de suprimento máximo de potência de 6,0 horas para 1,0 hora, que impõe o aumento do número

de espiras e da impedância, com as reduções da seção do núcleo, da indução magnética e das perdas no núcleo, bem com aumento da massa e das perdas do cobre para se obter os projetos mais eficientes. Esta, portanto, é a metodologia aplicada no processo de otimização dos projetos para o perfil de carga rural denominada de alternativa redução de volts por espira.

O processo iterativo para o ajuste do projeto padrão ao projeto eficiente rural inicia-se com o incremento do número de espiras do projeto padrão de acordo com a Equação (73).

$$nse = (ns + 1) : 1 : k \quad (73)$$

Onde:

Nse - Número de espiras dos enrolamentos dos projetos eficientes mais econômicos;

ns - Número de espiras do projeto padrão

k - Fator de incremento.

Para um z menor do que k , obtém-se pelo menos 1 projeto rural eficiente conforme mostra o processo da execução dos projetos eficientes através do fluxograma, **Apêndice C**. Portanto, o ideal é obter uma lista de projetos mais econômicos e mais eficientes para n menor do que k com impedâncias maiores do que 2,50 % [3], possibilitando aos investidores adquirir transformadores eficientes rurais de acordo com as suas disponibilidades financeiras.

Dentre os 22 projetos executados neste trabalho, ao longo do processo de otimização, o projeto eficiente mais econômico é aquele em que a relação entre a redução do custo das perdas no núcleo e o aumento do custo relativo às perdas nos enrolamentos e aquisição da unidade, em relação ao projeto padrão, é máxima. E o projeto de máxima eficiência é aquele em que a redução das perdas de energia, em relação o projeto padrão, é máxima.

Os ganhos econômicos, com a substituição do projeto padrão pelo projeto eficiente mais econômico, na primeira iteração, obtém-se pela Equação (74), conforme a Figura C no **apêndice C**.

$$\Delta CTC = CTC(ns) - CTC(nse) \quad (74)$$

Onde:

ΔCTC – Ganhos econômicos com a substituição do projeto padrão, R\$;

$CTC(ns)$ – Custo total capitalizados do projeto padrão, R\$;

$CTC(nes)$ – Custo total capitalizados do projeto eficiente, R\$.

Se na primeira iteração, ΔCTC for negativo, o projeto padrão com impedância de 2,50 % [3] é o mais econômico, ou seja, para qualquer tentativa de se aplicar a alternativa de redução volts por espira, o custo relativo as perdas nos enrolamentos e a aquisição dos equipamentos aumenta em maior proporção do que a redução do custo das perdas no núcleo. Esta situação pode ocorrer para o valor do fator de perdas em carga ou o tempo de suprimento máximo de potência elevado, ou para o caso em que se utiliza núcleos amorfos. Caso contrário, o número de espiras é incrementado em degraus de 1. Este processo é interrompido apenas quando a redução do custo total capitalizado do projeto mais econômico diminui, em relação ao projeto padrão, comparado com o resultado da iteração anterior. Isto indica que o projeto **k-1** é o mais econômico, pois em **k** ocorre diminuição dos ganhos econômicos.

No passo seguinte, dimensionam-se os projetos de máxima eficiência, incrementando o número das espiras do projeto mais econômico, como mostra o **Apêndice C**, de acordo com as Equações (75) e (76).

$$nsef = (nse + 1) : 1 : i \quad (75)$$

$$\Delta PE = PtEp - PtEe \quad (76)$$

Onde:

$nsef$ – Número das espiras do projeto de máxima eficiência energética;

nse – Número das espiras do projeto eficiente mais econômico;

i – Fator de incremento para se obter $nsef$;

ΔPE – Ganho de energia com substituição do projeto padrão, kWh;

$PtEP$ – Perda total de energia do projeto padrão, kWh ao ano;

$PtEe$ - Perda total de energia do projeto de máxima eficiência energética, kWh ao ano.

Se para $n_{se}+1$, ΔPE ou o ganho energético for negativo, o projeto padrão é mais eficiente. Caso contrário, prossegue-se novas iterações até que ΔPE reduza em relação ao resultado da iteração anterior e o projeto mais eficiente é o da iteração **k-1**, considerando-se que em **k** ocorre a redução dos ganhos energéticos. Portanto a detecção do projeto de máxima eficiência energética é indicada pela Equação (77).

$$\Delta PE_1 = (PtEp(0) - PtEe(i)) - (PtEp - PtEe(i-1)) \quad (77)$$

Onde:

ΔPE_1 – Ganho energético com a utilização do projeto de máxima eficiência, kWh/ano;

$PtEp(0)$ – Perda de energia do projeto padrão, kWh/ano;

$PtEe(i)$ – Perda de energia do projeto de máxima eficiência energética, kWh/ ano;

$PtEe(i-1)$ – Perda de energia do projeto eficiente anterior ao mais eficiente, kWh/ano.

Paralelamente à fase de padronização do projeto e à fase do processo de otimização dos projetos com a utilização da alternativa variação de volt por espiras, aumenta-se o número das camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três para se maximizar os ganhos em relação ao obtido com essa variação de volt por espiras, para uma determinada potência e um determinada tensão, pois pode ocorrer variação da seção das espiras no ajuste da impedância a 2,50% que varia com a potência e tensão.

A aplicação da alternativa redução de volts por espira no processo de otimização dos projetos resulta no aumento de número de espiras por camadas dos enrolamentos de baixa tensão e, conseqüente, aumento de altura e da massa de janela e do núcleo. E o aumento do número de camadas nesse enrolamento resulta na: redução de número de espiras por camadas, redução da massa da coluna e aumento da massa da culatra. O aumento do número de camadas resulta na maximização dos ganhos, quando o aumento da massa da culatra for menor do que a redução da massa da coluna, conforme Tabelas **D1** a **D12** do **Apêndice D**.

Portanto, na primeira fase de otimização do projeto com aplicação da alternativa redução volts/espira, obtêm-se os projetos mais econômicos e de máxima eficiência. Nem sempre o projeto de máxima eficiência e mais econômico do que o padrão. Na segunda fase, o aumento de camadas nos enrolamentos de baixa tensão resulta na maximização dos ganhos, quando a relação redução da massa do ferro e aumento da massa do cobre é máxima.

Com a aplicação da alternativa de redução de volts por espira, as massas dos enrolamentos, as massas do núcleo e as perdas no cobre aumentam, enquanto a indução magnética e as perdas no núcleo reduzem-se. Portanto, após obter o projeto mais econômico, o processo continua para se obter o projeto de máxima eficiência. Quando o aumento dos custos relativos as perdas no cobre e aquisição dos projetos de máxima eficiência for maior do que a redução dos seus custos das perdas no ferro, em relação ao projeto padrão, os projetos de máxima eficiência são menos econômicos.

Além dos custos totais capitalizados, a rentabilidade do capital investido também pode ser determinada através do tempo de retorno de investimento. O tempo de retorno do investimento é obtido a partir do valor presente, V_R , que é a diferença entre a perda econômica, com o aumento do custo da compra, e o ganho econômico, com a redução dos

custos das perdas de energia, com a substituição do projeto padrão, como mostram as Equações (78) a (80) [21].

$$V_R = (CC_{(pE)} - CC_{(pb)}) - (C_{pefe(pb)} - C_{pefe(pE)} + C_{pecu(pb)} - C_{pecu(pE)}) \times \frac{(1+j)^n - 1}{j \times (1+j)^n} \quad (78)$$

Igualando V_R a zero, rearranjado a Equação (78) tem-se a Equação (79).

$$\frac{-1}{\left[\frac{(CC_{(pE)} - CC_{(pb)})}{(C_{pefe(pb)} - C_{pefe(pE)} + C_{pecu(pb)} - C_{pecu(pE)})} \times j - 1 \right]} = (1+j)^n \quad (79)$$

Para se determinar o expoente n que corresponde ao tempo de retorno do investimento, T_{RI} , aplica-se a propriedade do logaritmo de base neperiano aos ambos os lados da Equação (79) para se chegar à Equação (80).

$$T_{RI} = \frac{\left[\ln \left(\frac{1}{\left(1 - \frac{(C_{c(pEM)} - C_{c(pb)})}{(C_{pefe(pr)} - C_{pefe(pE)} + C_{pecu(pr)} - C_{pecu(pE)})} \times j \right)} \right) \right]}{\ln(1+j)} = \frac{\left[\ln \left(\frac{1}{\left(1 - \frac{\Delta CC}{\Delta PEN} \times j \right)} \right) \right]}{\ln(1+j)} \quad (80)$$

Onde:

$C_{c(pb)}$ - Custo da compra do projeto base de referência ou padrão, R\$;

$C_{c(pE)}$ - Custo da compra do projeto eficiente, R\$;

$C_{pefe(pb)}$ - Custo anual das perdas de energia no núcleo do projeto padrão, R\$;

$C_{pefe(pE)}$ - Custo anual das perdas de energia no núcleo do projeto eficiente, R\$;

$C_{pecu(pb)}$ - Custo anual das perdas de energia nos enrolamentos do projeto padrão, R\$;

$C_{pecu(pE)}$ - Custo anual das perdas de energia nos enrolamentos do projeto eficiente, R\$;

ΔCC é - Perda econômica com a compra do transformador eficiente, R\$;

ΔPEN - Ganho econômico com a redução da perda de energia, R\$.

A relação $\Delta CC/\Delta PEN$ na expressão $(1-\Delta CC/\Delta PEN)$ da Equação (80) pode indicar a taxa de crescimento do tempo do retorno dos investimentos com o aumento do custo da compra e a redução do custo das perdas de energia dos projetos eficientes, em relação ao projeto padrão. Quando a taxa do aumento do custo de compra do projeto eficiente (ΔCC) for maior do que a da diminuição do custo das perdas de energia (ΔPEN), em relação ao padrão,

o investimento adicional com o processo da otimização pode não ser liquidado durante a vida útil estimada dos equipamentos.

Quando no processo de otimização ocorrer a situação em que o aumento do custo de compra ΔCC na expressão $\Delta CC/\Delta PEN$ for muito elevado, o tempo do retorno é negativo, indicando a não rentabilidade do investimento; e quando a redução do custo das perdas ΔPEN for muito expressiva, ocorre o contrário. Esta, portanto, é a situação desejada, pois ocorrem ganhos econômico e energético.

As Tabelas **D1** a **D12** no **Apêndice D** mostram dados de saídas do projeto padrão e dos projetos eficientes mais econômicos e de máxima eficiências energéticas de 5 kVA, 10 kVA, 15 kVA e 25 kVA, classes de 15 kV, 24,2 kV e 36, 2 kV, para os fatores das perdas em carga ou os tempos de suprimento máximo de potência de 1,0 hora e 6,0 horas, considerando-se duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

Nas Tabelas **D1** a **D12** do **apêndice D**, pode-se verificar que ocorre a redução da seção do núcleo do projeto padrão com o aumento da classe de tensão, bem como a redução da indução magnética. Isto deve-se ao aumento adicional do número das espiras para ajustar o valor da impedância ($\% Z$) do projeto padrão a 2,50 % que varia com a tensão e número de espiras. Neste caso, ocorre maior redução da resistência, $\% R$, com a queda das perda por efeito Joule, do que o aumento da reatância percentual, $\% X$, com acréscimo do número das espiras. E a redução da indução magnética deve-se principalmente ao maior aumento proporcional do número de espiras do que à redução da seção do núcleo.

O aumento da altura da janela do núcleo, AjN , com o acréscimo do número de espiras, como resultado da elevação de classe de tensão nas Tabelas **D1** a **D12** do **apêndice D**, para os projetos padrão e de máxima eficiência energética, resulta no aumento da massa total do ferro, MtN , e para o projeto mais econômico ocorre o contrário. O aumento da massa do ferro deve-se a maior aumento proporcional da altura da janela do núcleo do que a redução da sua seção.

As perdas no ferro, para os projetos padrão e de máxima eficiência energética, reduzem-se com a elevação da classe de tensão, e para o projeto mais econômico aumentam. O aumento da perda de energia no ferro, com a elevação da classe de tensão, deve-se ao maior aumento proporcional da massa do que a redução da indução magnética.

A corrente de excitação do núcleo reduz-se com aumento da classe de tensão, para o projeto padrão, e aumenta para os projetos eficientes. Ela varia de uma forma direta com a

potência aparente de excitação, e de forma inversa com a tensão e a corrente no enrolamento primário, como mostram as tabelas de dados de saída no **Apêndice D**.

A metodologia usada neste trabalho, no dimensionamento dos projetos, resulta no aumento da seção do núcleo e da sua massa, com a elevação da potência, de uma forma relativamente expressiva, conforme as tabelas no **Apêndice D**, como estratégia para mitigar o aumento da indução magnética e das perdas no ferro com a redução do número de espiras. Também a massa do cobre aumenta devido ao maior acréscimo do comprimento das espiras do que à redução do seu número. Por causa disso, contrariamente ao aumento da classe de tensão, as perdas no cobre crescem com elevação da potência, devido à combinação entre o aumento da massa e da densidade da corrente.

Com a exceção do projeto padrão, as perdas no núcleo aumentam com a elevação da potência de 5 kVA para 10 kVA, considerando-se a classe de tensão de 15 kV. O aumento das perdas no núcleo, com o acréscimo da potência, deve-se ao maior aumento da sua massa do que a redução da indução magnética, com aumento da seção do núcleo.

Com o aumento da potência, geralmente, as perdas nos enrolamentos por efeito Joule e a resistência aumentam, caso se mantenha a seção das espiras. E a reatância pode reduzir-se caso a redução do número de espiras ocorra em maior proporção do que o aumento do seu comprimento.

Portanto, se o aumento da resistência ocorrer em maior proporção do que a redução da reatância do projeto padrão, pode-se carecer de proceder a redução adicional do seu número de espiras e da sua reatância para ajustar a impedância a 2,50 %. E quando a massa dos enrolamentos reduz-se com aumento da potência, o aumento do comprimento de espiras ocorre em menor proporção do que a redução do seu número. Porém, apesar da redução da massa do cobre, a perda no cobre pode aumentar se o aumento da densidade de corrente elevar-se em maior proporção do que redução da massa do cobre. E esta redução adicional do número de espiras resulta na diminuição adicional da altura da coluna do núcleo, bem como no aumento da indução magnética. Mas a massa do núcleo diminui se o aumento da seção da coluna ocorrer em menor proporção que a redução da sua altura. E as perdas no núcleo aumentam apenas se o acréscimo relativo à massa do núcleo, com a sua seção, e à indução magnética ocorrer em maior proporção do que a redução da massa da coluna com a sua altura.

A variação do número de espiras dos enrolamentos resulta na variação da altura da coluna do núcleo na mesma proporção, e na variação do comprimento da culatra, na

proporção inversa. Na proporção inversa porque o comprimento da culatra depende da variação de número de espiras e de número de camadas nos enrolamentos de alta tensão. A redução de número de espiras resulta, por um lado, na diminuição de número de espiras por camadas dos enrolamentos de alta tensão e, por outro lado, no aumento do número de camadas destes enrolamentos. Portanto, a variação do comprimento das culatras é mais complexo do que a variação da altura das colunas.

As perdas nos enrolamentos podem reduzir-se com o aumento da sua massa, como resultado do aumento de classe de tensão, devido a maior redução da densidade de corrente do que o aumento da sua massa. O aumento da tensão e consequente aumento do número de espiras resulta no aumento da massa do ferro. Isto significa que a massa do núcleo aumenta com a altura da coluna em maior proporção do que a sua redução com a sua seção.

O aumento da indução magnética com a elevação da potência do transformador deve-se à maior redução do número das espiras do que o aumento da seção do núcleo. Caso contrário, a indução magnética diminuiria. Para o caso em que a indução magnética diminui com o aumento da seção do núcleo, o aumento das perdas no núcleo deve-se a maior aumento da sua massa.

Trabalhando com as Equações (56) a (68), a análise econômica pode ser realizada pela redução do preço de energia com a substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes, conforme a Equação (81).

$$C_E = \frac{CTC_{PE} - C_{aqPB}}{a \times \left(P_{fePB} \times \frac{8,76}{1000} + P_{cuPB} \times \frac{0,365}{1000} \right)} = \frac{C_{aqPE} - C_{aqPB} + C_{PfePE} + C_{PcuPE}}{a \times \left(P_{fePB} \times \frac{8,76}{1000} + P_{cuPB} \times \frac{0,365}{1000} \right)} \quad (81)$$

Onde:

CTC_{PE} – Custo total capitalizado do projeto eficiente, R\$;

C_{aqPB} – Custo de aquisição do projeto padrão, R\$;

P_{fePB} – Perda de potência no núcleo do projeto base, W;

P_{cuPB} – Perda de potência nos enrolamentos do projeto padrão, W;

C_E – Preço de energia com a utilização dos projetos eficientes, R\$;

a – fator de capitalização dos custos das perdas e de compra das unidades;

C_{aqPE} – Custo de aquisição do projeto eficiente, R\$;

C_{PfePE} – Custo das perdas no núcleo capitalizado do projeto eficiente, R\$;

C_{PcuPE} – Custo das Perdas capitalizados nos enrolamentos do projeto eficiente, R\$.

Assim como a análise da variação dos custos totais capitalizados, a análise de variação dos preços de energia, com o processo de otimização, pode indicar ganhos econômicos à concessionária ou mitigação de tarifa de energia ao consumidor.

Para o transformador de 5 kVA e 15 kV, o preço de energia, C_E , baixou de R\$ 100,00 para R\$ 51,81, por cada MWh de energia economizada com o processo de otimização, refletindo um ganho líquido de R\$ 48,19. Este ganho indica que ocorre a maior redução do custo das perdas de energia do projeto eficiente do que o aumento do seu custo de aquisição, em relação ao projeto padrão. Portanto, o ganho econômico líquido, que corresponde a capitalização do custo das perdas de energia do projeto padrão pelo ganho líquido traduzido na redução do preço de energia de R\$ 48,19 por MWh de energia, só é conseguida com a operação de 3 a 4 transformadores, durante o período de análise de 5 anos. Ao longo da vida útil do equipamento, o ganho acumulado durante 5 anos aumenta a volta de 80 %.

Portanto, quando o preço de energia na Equação (81), C_E , for menor do que o utilizado na capitalização dos custos totais dos projetos padrão, ocorrem ganhos econômicos com a utilização dos projetos eficientes. Estes ganhos podem beneficiar às concessionárias ou aos consumidores com referidos. Portanto, a capitalização das perdas do transformador padrão pelo preço de energia reduzido, R\$ 51,81, com o processo de otimização, resulta na redução do seu custo total capitalizado o equivalente ao ganho líquido com esse processo. E este ganho líquido é equivalente ao custo das perdas do projeto padrão capitalizado pela diferença entre o preço de energia de referência e o novo preço reduzido ($R\$ 100,00 - R\$ 51,81 = R\$ 48,19$) com o processo de otimização. Enquanto a capitalização do ganho energético com a otimização, considerando-se o preço de energia de referência de R\$100,00, corresponde a um ganho econômico bruto, pois traz embutida nele a perda econômica com o aumento do custo de aquisição.

Portanto, capitalizando o ganho energético com o preço de energia de referência de R\$ 100,00 e subtraído o aumento do custo de aquisição para se obter o ganho líquido, é o mesmo que capitalizar as perdas de energia do projeto padrão, 0,60925 MWh ao ano, pela diferença entre o preço de energia de referência e o preço de energia reduzido com o processo de otimização ($R\$ 100,00 - R\$51,81 = R\$ 48,19$), pois esta diferença reflete o ganho líquido.

O ganho líquido acumulado ao longo de 5 anos é de R\$130,65. Por ano e por mês, os ganhos são de R\$ 26,16 e R\$ 2,18, respectivamente, pelo que para faturas mensais, a redução de tarifa para cada consumidor, dos vários que se conectam ao transformador, é praticamente

insignificante, porém para a concessionária, que possui um número considerado de unidades, o ganho poderá ser expressivo, tornando mais atrativo os investimentos no meio rural.

2.4 Quedas de Tensão e o Estado de Aquecimento versus Cargas

No processo de otimização do projeto de transformador, o aumento do número de espiras nos enrolamentos do projeto padrão, para se obter o projeto eficiente, resulta no aumento da impedância, e conseqüente aumento da queda de tensão e da temperatura do topo do óleo e do ponto mais quente dos equipamentos.

Os aumentos da queda de tensão e das temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente dos projetos eficientes rurais, em relação ao projeto padrão, podem constituir obstáculos ao processo de otimização dos projetos de transformador rural, se o aumento da impedância, com a otimização, ocorrer em maior proporção do que a redução da demanda de potência, em relação a potência nominal utilizado no dimensionamento do projeto, resultando na elevação da queda de tensão e da temperatura interna dos transformadores acima dos valores máximos prescritos.

É desejável projetar a impedância de modo a limitar a corrente de falta que flui nos enrolamentos devido ao curto circuito com a terra. Quando isto ocorre, a impedância reativa é responsável pela limitação da corrente que adicionalmente circula no enrolamento [22].

Porém, o aumento da impedância além de determinado limite pode afetar a distribuição de energia e a eficiência do sistema secundário, já que seu valor bastante elevado causa queda de tensão no secundário. A baixa tensão no secundário causa aumento da corrente e das perdas por efeito Joule [13].

A carga limite para a perda normal da vida útil estimada do transformador é aquela que resulta na elevação da temperatura do ponto mais quente a 110 °C e 95 °C para as classes de 65 °C e 55 °C, respectivamente, à temperatura ambiente de 30 °C, ao longo de 24 horas de operação. Porém, durante o intervalo de tempo relativamente curto, o transformador pode operar em sobrecarga e à temperatura acima do normal sem ocorrer danos [23].

Pelo exposto, é prudente investigar as quedas de tensão e as temperaturas internas dos projetos eficientes mais econômicos e de máxima eficiência energética, cujos valores de impedâncias percentuais são maiores do que o prescrito em [3], pois a queda de tensão acima do valor máximo pode comprometer a qualidade da energia, e a elevação da temperatura

interna do transformador acima do valor máximo admissível, pode resultar no seu envelhecimento precoce ou na sua avaria.

Nos itens que se acaba de analisar, apenas a análise econômica é tratada. Nos itens que se seguem, o foco será sobre as análises técnicas, como a queda de tensão e a elevação de temperatura dos transformadores em operação.

2.4.1 Queda de Tensão versus Otimização do Transformador Rural

A queda de tensão intervém diretamente na qualidade de energia elétrica fornecida aos consumidores e no bom funcionamento dos equipamentos domésticos. Portanto, para este trabalho, considera-se a queda máxima de tensão admissível no dimensionamento dos transformadores, para a carga nominal, de 5 % [23], para centros urbanos, e 8 % [24], para a carga rural. Neste trabalho, considera-se apenas a queda de tensão no transformador, pois considera-se que há norma que trata da tensão de entrada no transformador.

A queda máxima da tensão prescrita de dimensionamento do transformador rural maior que a do transformador urbano não significa que a sua tensão de saída seja maior do que a do transformador urbano, pois a tensão de saída depende da demanda de carga. Portanto, um transformador dimensionado para a queda de tensão de 8 % é viável tecnicamente se a demanda de carga é menor do que a potência do seu dimensionamento, contrária ao que ocorre com o transformador dimensionado para a queda de tensão de 5 % .

A queda de tensão determina-se pela Equação (82).

$$\Delta U(\%) = \frac{\left[\frac{Z \times I_p^2}{I_p} \right]}{U_p} \times 100\% = \frac{\left[\frac{Pt_{cu}}{I_p} \right]}{U_p} \times 100 \quad (82)$$

Onde:

$\Delta U(\%)$ – Queda de tensão, em %;

Z- Impedância dos transformadores;

I_p – Corrente no enrolamento de alta tensão, A;

Pt_{cu} – Perda total no cobre, W;

U_p – Tensão no enrolamento primário, V.

Os valores de quedas de tensão na Tabela 1 são calculados para os projetos rurais mais econômicos e padrão, considerando-se a potência nominal.

Tabela 1 - Quedas de tensão dos transformadores padrão e dos transformadores mais econômicos.

Potência (kVA)	Classe (kV)	Transformador Padrão (%)		Transformador eficiente (%)	
		NBR5440	NBR5356	2 CEBT	3 CEBT
5	15,0	2,19	2,28	3,67	4,19
	24,2	2,43	2,54	2,49	2,69
	36,2	2,41	2,52	1,86	2,03
10	15,0	1,99	2,75	2,58	3,01
	24,2	2,15	3,02	1,83	2,09
	36,2	2,16	3,02	1,47	1,51
15	15,0	1,80	2,51	2,30	2,63
	24,2	2,04	2,80	2,25	2,55
	36,2	2,04	2,80	1,86	1,84
25	15,0	1,60	2,20	3,44	4,94
	24,2	1,80	2,47	2,31	2,61
	36,2	1,80	2,45	1,85	2,12

Analisando os valores das quedas de tensão na Tabela 1, verificam-se casos em que as quedas de tensão dos projetos eficientes são maiores, em relação aos dos projetos padrão [3], e casos em que são menores, porém nunca ultrapassam o limite máximo considerado de 5 %, para a operação em plena carga. Portanto, em termos de quedas de tensão, a qualidade do fornecimento da energia elétrica no meio rural está dentro dos padrões exigidos. Portanto, as menores quedas de tensão dos projetos eficientes mais econômicos, em relação ao projeto padrão, devem-se à redução das suas perdas no cobre, com o aumento da classe de tensão, situação oposta ao que ocorre em [3].

Como exemplo, para o projeto eficiente mais econômico de 5 kVA, o aumento de classes de 15 kV para 24,2 kV e de 24,2 kV para 36,2 kV, resulta na redução das perdas de energia no cobre de 79,16 W (37,58 %) e 28,72 W (21,84 %), respectivamente. Enquanto para o projeto padrão [3], as perdas no cobre aumentam em 10 W (9 %) e 10,60 W (9,25 %), respectivamente. E as maiores quedas de tensão dos projetos eficientes devem-se ao aumento da impedância com a otimização.

Conforme se pode verificar, a queda de tensão aumenta com a elevação do número das camadas nos enrolamentos de baixa tensão, pois enquanto as perdas no ferro reduzem-se, as perdas no cobre aumentam-se.

Contrariamente ao que ocorre com o projeto mais econômico, para o projeto de máxima eficiência energética, a queda de tensão decorrente do dimensionamento do transformador, para a potência nominal, ultrapassa 5 % (6 % para potência de 5 kVA e classe 15 kV), porém fica abaixo do máximo limitado para a zona rural de 8 % [24], pelo que a qualidade de energia não corre risco, pois o aumento da queda de tensão nos terminais do

enrolamento secundário, devido à maior queda de tensão de dimensionamento do projeto rural de máxima eficiência energética, em relação ao projeto padrão no centro urbano, em plena carga, é mitigado com a menor demanda da potência no meio rural.

Embora a queda de tensão do projeto mais econômico esteja abaixo do limite máximo considerado para os centros urbanos, não é aconselhável a sua utilização ali devido à corrente de partida elevada para centros urbanos, onde existem equipamentos elétricos de potências mais elevadas.

2.4.2 Temperatura do Topo do Óleo e do Ponto Mais Quente

O estudo de aquecimento dos transformadores permite realizar uma análise adicional à realizada no item 2.4.1, com a finalidade de avaliar se a situação em que se verifica a elevação da queda de tensão dos projetos eficientes, acima da verificada para os projetos padrão, não põe em risco a vida útil estimada do equipamento.

Segundo [25], o modelo proposto pela ABNT NBR 5416/97 para o cálculo da temperatura apresenta várias limitações quando aplicado em um fenômeno complexo como fluxo de calor em um transformador, pelo que os erros entre valores medidos e calculados para as temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente são maiores do que os esperados.

Tais erros podem ser causados pela obtenção inadequada de dados ou porque muitas variáveis necessárias para o cálculo de temperaturas são desconsiderados tais como a velocidade do vento, a radiação solar, a chuva, a evaporação, a umidade e o estado de sistema de ventilação [25]. Apesar destas limitações, a metodologia usado fornece resultados confiáveis para o uso do transformador [25].

Para determinar a temperatura no transformador, são considerados os dados característicos nas Tabelas A1 e A2 [26] para transformador com resfriamento ONAN. As temperaturas máximas admissíveis do topo do óleo são de 95 °C e 105 °C, e as do ponto mais quente, 105 °C e 120 °C, para transformadores de 55 °C e 65 °C [23, 26], respectivamente. As elevações das temperaturas do topo do óleo sobre o ambiente são de 40 °C e 55 °C e as constantes do tempo do topo óleo são de 2,7 horas e 3,0 horas, para os transformadores de 55 °C e 65 °C, respectivamente, e a constante do tempo do ponto mais quente, 0,08 hora [26].

Da mesma forma que os erros com os cálculos das temperaturas internas dos transformadores realizados através do modelo proposto pelo ABNT NBR 5416 são aceitáveis, para transformador de potência, espera-se que os resultados com a utilização dos modelos

térmicos apresentados pelas Equações (83) e (84) [27] sejam confiáveis, para transformador de distribuição.

$$\theta_o = \int_{ti=0h}^{tf=24h} \left[\frac{1}{\tau_o} \left(\frac{I_{pu}^2 \times \beta_r + 1}{\beta_r + 1} \times (\Delta\theta_{oa})_{no}^{\frac{1}{no}} - (\theta_o - \theta_a)_{no}^{\frac{1}{no}} \right) \right] dt = \frac{1}{\tau_o} \left[\left(\frac{I_{pu}^2 \times \beta_r + 1}{\beta_r + 1} \right) \times \Delta\theta_{oa} \times \Delta t + \theta_a \times \Delta t \right] \quad (83)$$

$$\theta_E = \int_{t=0h}^{t=24h} \left[\frac{1}{\tau_e} \left(\frac{I_{pu}^2 \times \left(k_\theta + \frac{p_{cf}}{k_\theta} \right)}{p_{cf} + 1} \times (\Delta\theta_{Eo})_{me}^{\frac{1}{me}} - (\theta_E - \theta_o)_{me}^{\frac{1}{me}} \right) \right] dt = \frac{1}{\tau_e} \times \Delta t \times \left[\left(\frac{I_{pu}^2 \times \left(k_\theta + \frac{p_{cf}}{k_\theta} \right)}{1 + p_{cf}} \right) \times \Delta\theta_{Eo} \right] + \theta_o \quad (84)$$

Onde:

I_{pu} - Corrente da carga, p.u;

k_θ - Fator da correção das resistências dos enrolamentos com a variação da carga [24];

p_{cf} - Perda por corrente de Foucault, em plena carga [24], W;

$\Delta\theta_{Eo}$ - Elevação de temperatura do ponto mais quente sobre o topo do óleo [24], °C;

τ_e - Constante do tempo do enrolamento [24], hora;

me - Expoente de variação da temperatura do ponto mais quente com a carga [24];

β_r - Relação entre as perdas em carga e em vazio [24];

$\Delta\theta_{oa}$ - Elevação da temperatura do topo do óleo sobre o ambiente [24], °C;

τ_o - Constante do tempo do topo do óleo [24], hora;

no - Expoente de não linearidade devido as variações de temperatura do topo do óleo com a carga [24];

θ_o - Temperatura do topo do óleo [24], °C;

θ_E - Temperatura do enrolamento do transformador [24], °C;

θ_a - Temperatura ambiente [24], °C;

Δt - Período do tempo de operação dos transformadores de 24 horas [24];

ti - Tempo inicial da operação para o ciclo de carga [24], hora

tf - Tempos final da operação para o ciclo de carga [24], hora.

Nas Equações 83 e 84, o valor do fator da correção, devido à variação da carga ocorrida nas resistências dos enrolamentos, é de 1,2; a perda por corrente de Foucault em

plena carga é de 0,65 p.u.; o expoente para avaliar a variação da elevação das temperaturas do ponto mais quente e do topo do óleo é 1,0 e o período de operação é de 24 horas.

A Tabela 2 mostra as temperaturas do topo do óleo, carga de 1,20 p.u., e do ponto mais quente dos projetos eficientes mais econômicos e padrão, carga igual a 1,0 p.u.; e a Tabela 3 mostra temperaturas do topo do óleo para os projetos mais econômicos.

Tabela 2 - Temperaturas topo óleo, padrão, e do ponto quente, padrão segundo [24] e mais econômico

Potência (kVA)	Classes tensão (kV)	P_{Cu}/P_{Fe}	Temperatura do topo do óleo: perdas segundo NBR 5440 Carga de 1,20 p.u.		Temperatura ponto quente: perdas segundo NBR 5440 e projetos econômico - carga nominal	
			Classe [°C]		Classe [°C]	
			65	55	65	55
5	15	2,20	99,23	88,97	110,47	97,97
	24,2	2,40	99,63	89,42	110,47	97,97
	36,2	2,40	99,63	89,42	110,47	97,97
10	15	3,34	100,99	90,99	110,47	97,97
	24,2	3,07	100,67	90,63	110,47	97,97
	36,2	3,07	100,67	90,63	110,47	97,97
15	15	3,07	100,81	90,78	110,47	97,97
	24,2	3,39	101,05	91,07	110,47	97,97
	36,2	3,39	101,05	91,07	110,47	97,97
25	15	3,33	100,99	99,99	110,47	97,97
	24,2	3,46	101,13	91,16	110,47	97,97
	36,2	3,46	101,13	91,16	110,47	97,97

Tabela 3 - Temperaturas do topo do óleo e do ponto quente para os projetos eficientes mais econômicos.

Potência (kVA)	Classes tensão (kV)	P_{Cu}/P_{Fe} 2CEBT	P_{Cu}/P_{Fe} 3CEBT	Temperatura topo do óleo: carga 1,2 p.u.			
				Classe 65°C		Classe 55°C	
				2CEBT	3CEBT	2CEBT	3CEBT
5	15	12,01	12,04	104,30	104,31	94,09	94,71
	24,2	6,24	7,57	102,98	103,44	92,84	93,24
	36,2	4,87	5,87	102,29	102,82	92,47	92,99
10	15	7,82	11,05	103,51	104,17	93,40	94,23
	24,2	6,25	7,44	102,99	103,40	92,32	93,15
	36,2	4,03	4,81	101,68	102,25	91,53	91,93
15	15	8,08	10,09	103,58	104,01	93,19	94,18
	24,2	8,05	10,06	103,58	104,01	93,22	94,13
	36,2	5,85	7,23	102,92	103,70	93,22	94,11
25	15	16,11	18,24	104,69	104,83	94,22	94,33
	24,2	11,69	13,67	104,26	104,65	94,00	94,22
	36,2	10,34	12,05	104,05	104,30	93,52	93,80

Os valores iguais das temperaturas do ponto mais quente, para a carga de 1,0 p.u., na Tabela 2 para todos os transformadores devem-se ao aumento e a redução das perdas no cobre e no ferro na mesma proporção com o processo de otimização dos projetos (vide eq. 83 e 84).

Para o carregamento máximo de 1,2 p.u imposto ao transformador, ao longo do 24 horas, enquanto as temperaturas do topo do óleo mantêm-se dentro dos limites impostos, as do ponto mais quente ultrapassam os limites máximos impostos em [26], pois enquanto a constante do tempo do topo do óleo é relativamente elevada, a do ponto mais quente é baixa.

As temperaturas limites do topo do óleo para o transformador de potência são de 95 °C e 105 °C, para as classes de 55 °C e 65 °C, respectivamente, e as do ponto mais quente, para a carga nominal, são de 105 °C e 120 °C, para classes de 55 °C e 65 °C [26].

O valor da temperatura do ponto mais quente na Tabela 2 de 110,47 °C, para a carga nominal, está de acordo com [28] (IEEE Std C57.91-1995), considerando-se o transformador de distribuição. Esta norma considera que a expectativa normal da vida útil do transformador de distribuição para esta temperatura é de 20,55 anos; e, neste trabalho, a sua vida útil estimada é de 20 anos. Sendo assim, confirma-se que os modelos térmicos representados pelas equações (83) e (84) podem ser considerados confiáveis, porém nada impede que futuramente sejam realizados estudos, considerando as variáveis não consideradas tais como sistema de refrigeração e outros para que se tenha resultados mais próximos possíveis dos que ocorrem no campo ou em uma experiência laboratorial.

As maiores temperaturas para os projetos eficientes, em relação ao padrão nas Tabelas 2 e 3, devem-se ao maior aumento das perdas nos enrolamentos do que a redução das perdas no núcleo, como o resultado da combinação entre o aumento da impedâncias percentual dos projetos eficientes, em relação à dos projetos padrão, e o aumento do carregamento acima do nominal.

Portanto, a elevação das temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente é função direta do aumento da impedância percentual, pois, considerando-se o transformador eficiente mais econômico de 5 kVA e classe 15 kV, as temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente aumentam 4,48 % e 1,73 %, respectivamente, em relação à do transformador padrão, assim como o valor da sua impedância percentual eleva-se 2,15 %.

Com a exceção dos projetos mais econômicos de 10 kVA e 15 kVA na Tabela 3, para a classe de tensão 36,2 kV, as relações entre as perdas nos enrolamentos e no núcleo aumentam-se com o acréscimo do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão, e estes aumentos resultam na elevação das temperaturas, pois a massa do cobre aumenta em maior proporção do que a redução da massa do núcleo. De uma forma geral, a relação entre as perdas nos enrolamentos e no núcleo reduzem-se com aumentos de classes de tensão, pois a

intensidade de corrente reduz-se em maior proporção do que o aumento da massa do núcleo, resultando na maior redução das perdas no cobre do que no aumento das perdas no ferro.

As sensibilidades dos projetos ao carregamento podem ser analisadas na Figura 1.

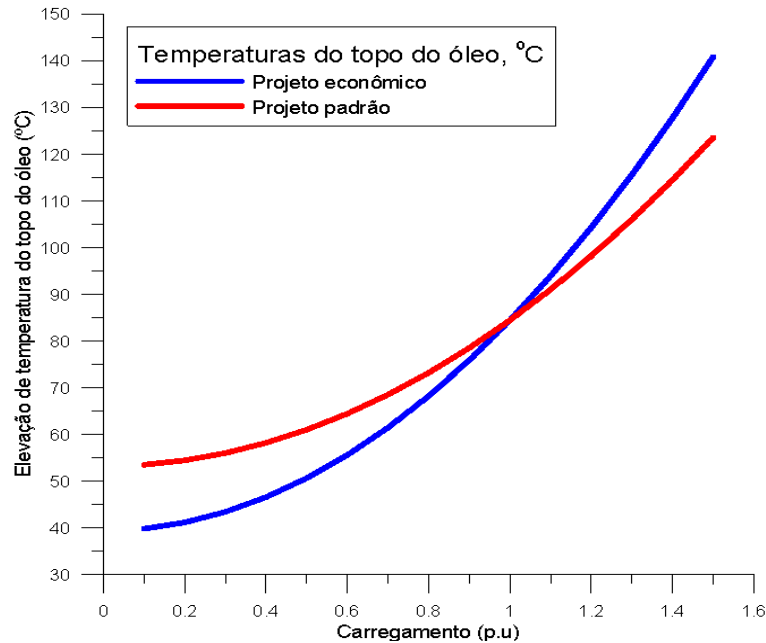


Figura 1 - Temperaturas do topo do óleo dos projetos eficientes mais econômicos e padrão de 5kVA/15kV, duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

Para carregamentos abaixo de 1,0 p.u., as temperaturas do topo do óleo dos projetos eficientes são menores, em relação aos dos projetos padrão, devido à maior redução das perdas no núcleo, quando comparadas ao aumento das perdas nos enrolamentos com o processo de otimização. Para a condição de sobrecarga ocorre o contrário, conforme a Figura 1. Isto pode ser entendido analisando os comportamentos das Equações (81) e (82) com as relações entre as perdas no cobre e no ferro.

Para os projetos de máxima eficiência energética do meio rural, em que os valores das impedâncias percentuais são maiores do que os dos projetos mais econômicos em plena carga durante 24 horas, as suas temperaturas podem ultrapassar os valores máximos. Porém como no meio rural o transformador opera em sub carga durante longo período do tempo, combinado com o preceito de que, geralmente, o transformador pode operar sob potência maior do que nominal durante um curto intervalo do tempo, como mostra a Tabela 4 [25, 26], os transformadores de máxima eficiência energética não correm riscos de danos.

O que está na base da mitigação do aumento das temperaturas das partes internas do transformador com aumento da impedância percentual, e conseqüente aumento das perdas nos enrolamentos, com o processo de otimização do projeto para o meio rural, é a mitigação do

aumento das perdas nos enrolamentos com a redução das perdas do ferro. Porém, a temperatura aumenta em maior proporção com as perdas nos enrolamentos do que a sua redução com as perdas no núcleo.

Tabela 4 - Sobrecarga de curta duração impostos aos transformadores sem risco de avaria.

Horas	θ_a (°C)	Classe de tensão 50 °C Carregamento inicial: 50 %			Classe de tensão 65 °C Carregamento inicial: 50 %		
		Carga (%)	θ_o (°C)	θ_e (°C)	Carga(%)	θ_o (°C)	θ_e (°C)
0,5	40,00	135,00	65,00	105,00	143,00	76,00	120,00
1,0		115,00	74,00	105,00	131,00	81,00	120,00
2,0		115,00	74,00	105,00	118,00	87,00	120,00
4,0		106,00	78,00	105,00	108,00	92,00	120,00
8,0		101,00	79,00	105,00	102,00	94,00	120,00
24,0		100,00	80,00	105,00	100,00	95,00	120,00

2.5 Rendimento versus Processo de Otimização: Projetos Rurais

2.5.1 Rendimento versus Carregamento e Fator de Potência $\cos(\phi)$

A aplicação de alternativa de redução volts por espira no processo de otimização para ajustar o projeto padrão ao perfil de carga rural resulta nos aumentos da impedância e das perdas em carga, por um lado, e na redução das perdas em vazio, por outro. Isto indica que para o carregamento maior do que nominal, o rendimento do projeto eficiente rural é menor do que o do projeto padrão, e para carregamento abaixo do nominal ocorre o contrário.

Os rendimentos dos transformador determinam-se pelas Equação (85) [17].

$$\eta = \frac{S \times \cos(\phi)}{S \times \cos(\phi) + P_{fe} + P_{cu} \times \left(\frac{S}{S_n}\right)^2} \times 100\% \quad (85)$$

Onde:

η - Rendimento do transformador, %;

$\cos\phi$ - Fator de potência;

S - Potência fornecida pelo transformador, kVA

P_{fe} - Perda no ferro do transformador, W

P_{cu} - Perda no cobre do transformador, W

S_n - Potência nominal do transformador, kVA.

A Equação (83) mostra que o rendimento dos transformador varia no sentido inverso às perdas e no sentido direto à sua potência, para determinado carregamento.

A Figura 2 mostra os rendimentos do projeto base ou padrão, dos projetos eficientes mais econômicos e dos projetos de máxima eficiência energética, com duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, considerando-se fator de perdas em carga de 1,0 hora. Enquanto a Figura 3 mostra os rendimentos para os mesmos projetos, porém, fabricados para o fator de perdas de 6 horas.

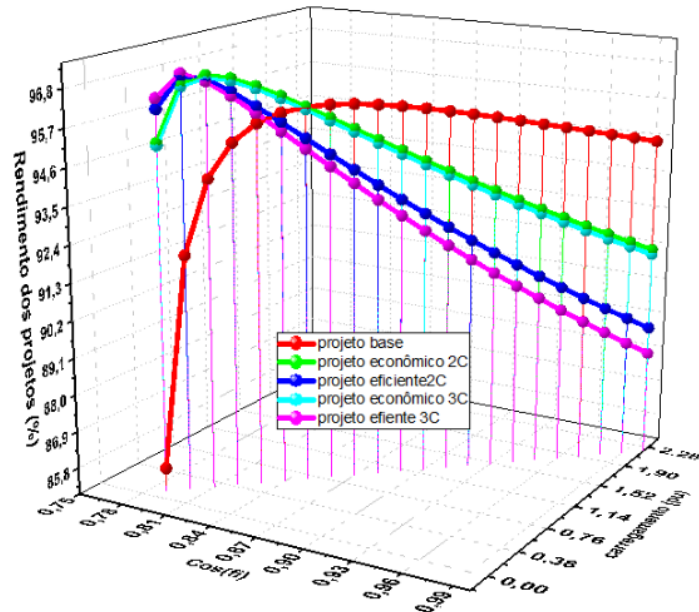


Figura 2 - Rendimentos do projeto base ou padrão, mais eficiente e mais econômico elaborado para o fator de perdas de 1 hora.

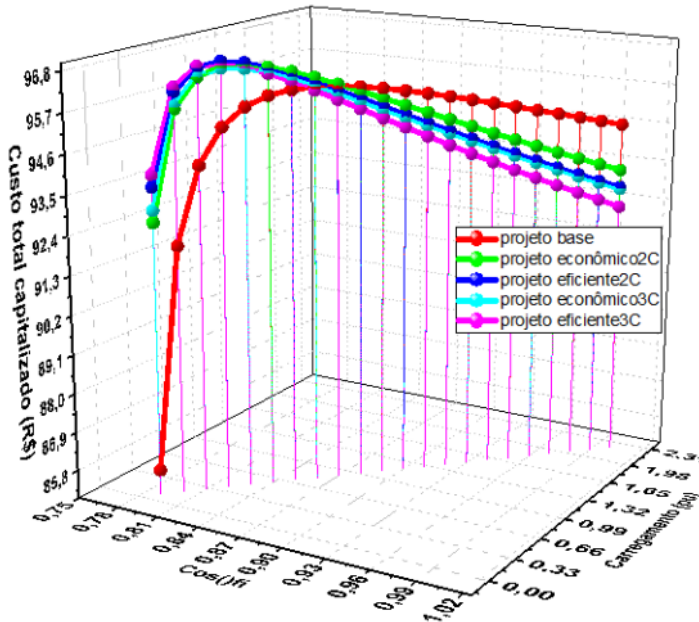


Figura 3 - Rendimentos do projeto base ou padrão, mais eficiente e mais econômico elaborado para o fator de perdas de 6 horas.

Analisando a Figura 2 e a Figura 3, constata-se que para o projeto base de referência ou padrão, os rendimentos mantêm-se constantes com aumento do fator de perdas em carga,

pois seus parâmetros são fixos, enquanto para os projetos eficientes, os rendimentos variam com o fator de perdas, pois com o aumento do tempo de suprimento máximo de potência, os projetistas tem de reequacionar os valores da impedância e da indução magnética para se encontrar o equilíbrio e, conseqüente, o projeto eficiente mais econômico. Neste caso, a impedância e as perdas nos enrolamentos são diminuídas e a indução magnética e as perdas no núcleo são aumentadas, pois a combinação entre a impedância e carga relativamente altas torna a situação mais crítica no caso de eficiência energética.

Também, segundo a Equação 83 e as Figuras 2 e 3, os rendimentos ajustam-se com as variações do carregamento e do fator de potência, que no gráfico é designado de $\cos(\phi)$. Portanto, os projetos eficientes para o fator de perdas de 1,0 hora são considerados adequados para o meio rural, enquanto os mais adequados para o fator de perdas em carga de 6,0 horas são projetos com características próximas do padrão [3].

Comparando os rendimentos na Figura 2, para os projetos rurais onde vivem pessoas carentes, com os da Figura 3, onde a população rural possui um nível de vida próximo da população urbana, verifica-se que os rendimentos para o primeiro caso são maiores, considerando-se carregamentos relativamente baixos, fundamentando a menor sensibilidade dos projetos mais econômicos ao carregamento reduzido e a sua maior sensibilidade ao carregamento elevado. Isto mostra o quão crítica se torna a situação, quando ocorre a combinação entre a carga e o valor impedância elevados, no que se refere ao rendimento.

Na Figura 3, entre os valores do fator de potência e do carregamento de 0,79 e 0,1 p.u, respectivamente, até os valores de 0,83 e 0,5 p.u, os rendimentos dos projetos padrão são menores do que os dos projetos eficiente rurais. Com o aumento do fator de potência e do carregamento para 0,84 e 0,60 p.u, o rendimento do projeto padrão continua a ser menor do que os dos projetos eficientes mais econômicos, porém maior do que o do projeto de máxima eficiência energética.

Com o aumento do fator de potência e do carregamento para 0,85 e 0,70 p.u, os rendimentos do projeto base ou padrão começam a crescer com maior ritmo do que os dos projetos eficientes. Neste intervalo, os rendimentos do projeto padrão passam a ser maiores do que os dos projetos mais econômicos com três camadas, porém ainda menores do que os dos projetos econômicos com duas camadas, pois o aumento do número de camadas resulta nos aumentos da impedância e da queda de tensão. A partir do fator de potência e do carregamento de 0,86 e 0,80 p.u até 1,0 e 2,2 p.u, os rendimentos do projeto padrão passam a

ser maiores do que os dos projeto eficientes com duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

O intervalo onde ocorre menor aumento do rendimento dos projetos eficientes, em relação ao projeto padrão, é aquele em que a combinação entre o aumento da carga e da impedância tem maior impacto na redução do rendimento do que o seu aumento com o fator de potência.

Para os projetos eficientes e fator de perdas de 6,0 horas na Figura 3, o rendimento do projeto padrão passa a ser maior do que o dos projetos eficientes, quando o fator de potência e o carregamento aumentam de 0,86 e 0,80 p.u para 0,89 e 1,10, p.u, respectivamente.

O rendimento do transformador aumenta com a elevação da classe de isolamento devido ao impacto que o aumento da tensão tem na redução de perdas no cobre, para determinada potência. O rendimento reduz-se com aumento do número de camadas de duas para três devido ao aumento da impedância.

O rendimento dos transformadores está relacionado com as perdas totais de potência, enquanto a eficiência energética está relacionada não só com as perdas de potência, mas também com a carga imposta e com o fator das perdas em carga. Por isso, o transformador padrão é de maior rendimento e de menor eficiência energética, em relação aos eficientes, para carga nominal. A eficiência energética depende ainda da combinação entre ajuste de variações das perdas no núcleo e no cobre, com o processo de otimização, e períodos de tempo para a computação dessas duas perdas.

Comparando os rendimentos nas Figuras 2 e 3, verifica-se que, para cargas ao entorno de 1,0 p.u., o projeto eficiente e econômico dimensionado para fator de perdas em carga de 6,0 horas tem maior rendimento do que para o fator de perdas de 1,0 hora, porque a sua perda de potência é menor. E assim como ocorre com as temperaturas, a atenuação da redução do rendimento com o processo de otimização dos projetos e consequente aumento da impedância e das perdas no cobre deve-se à redução das perdas no ferro.

As Tabelas 5 a 8 mostram as variações dos rendimentos com a indução magnética, a carga e o fator de potência, para projetos padrão, eficientes econômico (PME) e de máxima eficiência energética (PMEE), fatores das perdas em carga 1,0 hora e 6,0 horas.

Tabela 5 - Rendimentos máximos versus carregamentos do projeto de 5 kVA e classes de tensão 15 kV, 2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas de 1 hora.

Projeto	2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas de 1 hora									
	Rendimento máximo (η)					Rendimento mínimo (η)				
	$\eta_{\text{máx}}$ (%)	$\text{Cos}\phi$	Carga (p.u.)	Imp (%)	Ind Mag (T)	$\eta_{\text{mín}}$ (%)	$\text{Cos}\phi$	Carga (Pu)	Imp (%)	Ind Mag (T)
padrão	96,13	0,86	0,80	2,50	1,78	85,70	0,79	0,10	2,50	1,78
PME	97,08	0,81	0,30	4,62	0,96	91,38	1,00	2,20	4,62	0,96
PMEE	97,09	0,80	0,20	6,16	0,72	88,94	1,00	2,20	6,16	0,72

Tabela 6 - Rendimentos máximos versus carregamentos do projeto de 5 kVA, classes tensão 15 kV, 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas de 1 hora.

Projeto	3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas de 1 hora									
	Rendimento máximo (η)					Rendimento mínimo (η)				
	$\eta_{\text{máx}}$ (%)	$\text{Cos}\phi$	Carga (Pu)	Imp (%)	Ind Mag (T)	$\eta_{\text{mín}}$ (%)	$\text{Cos}\phi$	Carga (Pu)	Imp (%)	Ind Mag (T)
PME	97,03	0,81	0,30	5,48	1,03	91,23	1,00	2,20	5,48	1,03
PMEE	97,15	0,80	0,20	7,78	0,72	88,15	1,00	2,20	7,78	0,72

Tabela 7 - Rendimentos máximos versus carregamentos do projeto de 5 kVA e classes tensão 15 kV, 2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas de 6 horas.

Projeto	2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas de 6 hora									
	Rendimento máximo (η)					Rendimento mínimo (η)				
	$\eta_{\text{máx}}$ (%)	$\text{Cos}\phi$	Carga (pu)	Imp (%)	Ind. Mag (T)	$\eta_{\text{mín}}$ (%)	$\text{Cos}\phi$	Carga (pu)	Imp (%)	Ind. Mag (T)
Padrão	96,13	0,86	0,80	2,50	1,78	85,70	0,79	0,10	2,50	1,78
PME	96,80	0,86	0,50	3,12	1,43	92,70	0,79	0,10	3,12	1,43
PMEE	96,92	0,82	0,40	3,72	1,20	92,85	1,00	2,20	3,72	1,20

Tabela 8 - Rendimentos máximos versus carregamentos do projeto de 5 kVA e classe tensão 15 kV, 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas de 6 horas.

Projet	3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas de 6 hora									
	Rendimento máximo (η)					Rendimento mínimo (η)				
	$\eta_{\text{máx}}$ (%)	$\text{Cos}\phi$	Carga (Pu)	Imp (%)	Ind. Mag (T)	$\eta_{\text{mín}}$ (%)	$\text{Cos}\phi$	Carga (Pu)	Imp (%)	Ind. Mag (T)
PME	96,74	0,83	0,50	3,96	1,43	92,80	0,79	0,10	3,96	1,43
PMEE	96,87	0,82	0,40	4,71	1,20	92,29	1,00	2,20	4,71	1,20

Para o projeto com duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, dimensionado para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas (vide Tabelas 5 a 8), a aplicação da alternativa redução de volts por espira no processo de otimização dos projetos rurais, resulta na elevação do rendimentos máximos com a combinação entre as reduções fator de potência e do carregamento imposto. Isto indica que a combinação entre a redução das perdas no ferro, com a otimização dos projetos, e a redução da demanda de potência tem maior impacto no aumento do rendimento do que a sua redução com a combinação entre o aumento das perdas no cobre, com a otimização e com a redução do fator de potência.

2.5.2 Processo de Otimização versus Rendimento, Eficiência Energética e Custo Total Capitalizado

O projeto de máximo rendimento não é equivalente ao de máxima eficiência energética, pois enquanto no primeiro a perda total de potência deve ser o mínimo, para o segundo, a perda energética mínima é relevante.

Nas Tabelas 9 e 10, têm-se rendimento do transformador, $\eta(\%)$, custo total capitalizado do projetos de máximo rendimento, CTC_{η} , o custo de fabricação do projeto de máximo rendimento, CFP_{η} , custo total capitalizado do projeto eficiente mais econômico, $CTCME$, custos de fabricação do projeto mais econômico, $CFPME$, custos do projeto de máximo rendimento, CPE_{η} , e custos das perdas de projeto mais econômicos, $CPEME$, considerando-se fator de perdas em carga de 1,0 hora.

Tabela 9 - Custos total capitalizado e de fabricação versus rendimentos, carga=1 p.u e $\cos(\phi)=1$.

Custo total capitalizado versus rendimentos, CE=R\$100,00; n=5 anos e j=4 %									
Pot. (kVA)	C.T. (kV)	2 Camadas nos enrolamentos de Baixa tensão:				3 Camadas nos enrolamentos de Baixa tensão:			
		Projeto máximo rendimento		Projeto mais econômico		Projeto máximo rendimento		Projeto mais econômico	
		CTC_{η} (R\$)	CFP_{η} (R\$)	$CTCME$ (R\$)	$CFPME$ (R\$)	CTC_{η} (R\$)	CFP_{η} (R\$)	$CTCME$ (R\$)	$CFPME$ (R\$)
5	15,0	531,30	671,20	463,26	738,12	479,59	692,17	455,86	719,42
	24,2	507,02	737,02	485,07	781,02	479,94	767,66	477,02	776,60
	36,2	523,98	822,43	517,71	857,19	515,20	871,04	514,31	859,93
10	15,0	699,61	924,52	666,01	988,12	673,59	945,24	656,29	999,11
	24,2	680,90	1018,50	677,49	1057,38	672,54	1057,60	672,44	1057,66
	36,2	723,84	1140,30	723,84	1140,30	729,06	1209,70	724,02	1153,79
15	15,0	823,12	1066,30	802,89	1135,71	782,80	1036,40	764,01	1096,06
	24,2	832,04	1104,50	816,21	1173,39	795,03	1077,20	778,16	1134,21
	36,2	838,95	1242,35	838,95	1242,35	807,70	1233,30	807,18	1214,47
25	15,0	1342,9	1157,14	1028,81	1362,77	1305,73	1148,23	1003,18	1323,22
	24,2	1113,9	1263,40	1010,20	1403,35	1090,40	1254,80	989,00	1378,25
	36,2	1100,4	1310,40	1014,47	1449,64	1047,40	1338,40	998,32	1437,48

Tabela 10 - Custos das perdas de energia, carga=1,0 p.u e $\cos(\phi)$ igual a 1,0, projetos rurais.

Rendimento versus custos das perdas de energia CE=R\$100,00; n=5 anos e j=4 %									
Pot. (kVA)	C.T. (kV)	2 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
		Projeto máximo rendimento		Projeto mais econômico		Projeto máximo rendimento		Projeto mais econômico	
			CPE η (R\$)	Nº proj	CPEME (R\$)	η (%)	CAPE η (R\$)	Nº proj	CPEME (R\$)
5	15,0	96,61	203,39	15	102,65	96,39	136,43	16	104,39
	24,2	97,33	146,95	18	103,50	97,20	104,90	18	98,21
	36,2	97,73	122,18	19	98,93	97,64	89,65	19	94,19
10	15,0	97,33	247,96	19	183,27	97,25	211,80	18	168,17
	24,2	97,83	183,30	20	160,90	97,82	155,72	20	155,72
	36,2	98,19	166,53	22	166,53	98,18	151,52	22	160,33
15	15,0	97,47	302,19	19	248,04	97,54	276,50	19	228,53
	24,2	97,52	292,43	19	242,96	97,60	269,04	19	224,04
	36,2	97,86	232,01	22	232,01	98,02	205,20	22	213,86
25	15,0	97,18	777,56	15	363,03	97,08	744,76	15	356,72
	24,2	97,77	496,64	17	324,60	97,74	477,39	17	315,65
	36,2	98,10	460,21	17	306,24	97,96	393,53	17	296,04

Os projetos energeticamente mais eficientes têm menores custos totais capitalizados, menores custo das perdas, maiores custos de fabricação. Enquanto os projetos de máximo rendimento têm maiores custos das perdas, maiores custos totais capitalizados e menores custos de fabricação. Os projetos de máximo rendimento são dimensionados para o fator de perdas de 6,0 horas e os energeticamente mais eficientes, para o fator de perdas de 1,0 hora.

O menor custo das perdas de energia dos projetos dimensionados para o fator de perdas de 1,0 hora, adequados ao perfil de carga rural, em relação aos dos projetos de máximos rendimentos, dimensionados para o fator de perdas de 6,0 horas, cujas características aproximam-se do projeto padrão, devem-se à maior redução das perdas no seu núcleo do que ao aumento das perdas nos seus enrolamentos. Seus custos totais capitalizados são menores devido a maior redução do seu custo da perda de energia no ferro do que o aumento do custo relativo à aquisição e à perda de energia no enrolamento.

O maior aumento dos custos das perdas do que a redução dos custos de fabricação, com o ajuste dos parâmetros dos projetos de máxima eficiência energética para se obter o de máximo rendimento, impacta expressivamente no aumento dos seus custos totais. Sendo assim, os custos totais capitalizados dos projetos de máximo rendimento, em relação aos projetos eficientes mais econômicos ou de máxima eficiência energética, para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão e classes de 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV, são de R\$ 68,00, R\$ 21,63 e R\$ 6,27, para o transformador de 5 kVA; R\$ 33,60, R\$ 3,41 e R\$ 0,00, para

transformador de 10 kVA; R\$ 20,23, R\$ 15,83 e R\$ 0,00, para o transformador de 15 kVA; e R\$ 314,09, R\$ 103,90 e R\$ 85,93, para o transformador de 25 kVA, respectivamente.

No que se refere aos custos das perdas de energia, os aumentos são de R\$100,74, R\$43,45 e R\$23,25, para projetos de 5 kVA; R\$64,69, R\$22,40 e R\$0,00, para projetos de 10 kVA; R\$ 54,15, R\$ 49,47 e R\$ 0,00, para projetos de 15 kVA; e R\$ 414,53, R\$ 172,04 e R\$ 153,97, para projetos de 25 kVA.

Para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, os aumentos dos custos totais capitalizados do projeto de rendimento máximo, em relação ao projeto eficiente mais econômico, são de R\$ 23,73, R\$ 2,92, R\$0,89, para o transformador de 5 kVA; R\$ 17,30, R\$ 0,10 e R\$ 5,04, para os projetos de 10 kVA; R\$ 18,79, R\$ 16,87 e R\$ 0,52, para os projetos de 15 kVA; e R\$ 305,55, R\$ 101,40 e R\$49,08, Para 25 kVA, classes de isolamentos de 15 kVA, 24,2 kVA e 36,2 kV, respectivamente.

E os aumentos dos custos das perdas de energia para as classes de 15 kV e 24,2 kV são de R\$ 32,04 e R\$ 6,69, para potência de 5 kVA; R\$ 43,63 e R\$ 0,00, para projetos de 10 kVA; R\$ 47,97 e R\$ 45,00, para projetos de 15kVA, respectivamente. E R\$ 388,04, R\$ 161,04 e R\$ 97,49 para os projetos de transformadores de 25kVA e classes de isolamentos de 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV, respectivamente. Para classe de isolamento de 36,2 kV, os custos anuais das perdas de energia dos transformadores de 5 kVA, 10 kVA e 15 kVA reduzem-se R\$ 4,54, R\$ 8,81 e R\$ 8,66, respectivamente.

Os custos de fabricação dos projetos eficientes para o fator de perdas em carga de 1,0 hora, contrariamente ao que ocorre com os custos totais capitalizados e custos das perdas de energia, aumentam em relação aos dos projetos de máximo rendimento.

Portanto, contrariamente ao que ocorre na zona urbana, têm-se ganhos econômicos com a substituição dos projetos de máximo rendimento pelos de máxima eficiência na zona rural, pois as características dos projetos de máximos rendimentos são próximas das do transformador padrão [3], em que o valor da impedância percentual e a massa da parte ativa são relativamente menores e o valor do fluxo magnético é relativamente elevado.

2.6 Comentários

Este capítulo baseou-se na pesquisa bibliográfica direcionada para o dimensionamento dos projetos de transformador e na análise sobre o impacto que o processo de otimização da

eficiência dos transformadores para meio rural tem sobre a sua vida útil estimada, a qualidade de energia, os ganhos econômico e energético.

O dimensionamento dos transformadores ocorre em duas etapas. Na primeira etapa, executam-se os projetos padrão e na segunda etapa, os projetos eficientes.

Ao longo do processo de otimização da eficiência dos projetos de transformador, que inicia-se com o aumento do número de espiras e a redução da seção do núcleo do projeto padrão, o custo inicial dos investimentos aumenta e o custo de operação reduz até se encontrar os projetos desejados. Este processo continua e só cessa na iteração em que o ganho passa a ser menor do que na iteração anterior. Desta forma, o custo do investimento adicional, com o processo de otimização, pode ser liquidado com os ganhos resultante da redução das perdas muito antes do tempo da vida útil estimada do equipamento.

As elevações dos valores de impedâncias e consequente aumentos de quedas de tensão e das temperaturas internas dos equipamentos dos projetos eficientes, em relação aos projetos padrão, não põem em risco nem a qualidade de energia nem a sua vida útil estimada, pois elas ficam abaixo dos valores máximos prescritos. Portanto o aumento da impedância torna o projeto do transformador para o meio rural mais robusto no que tange à corrente de curto-circuito, porém, nos trabalhos futuros, deve-se analisar as consequências disto sobre o sistema de proteção, quer no que concerne à sua sensibilidade, quer no que tange aos aspectos econômicos relacionados com o seu reequacionamento perante o processo de otimização dos projetos para o meio rural.

CAPÍTULO III

3 MÉTODO DE PESQUISA

3.1 Considerações Iniciais

O método de pesquisa é abordado, refletindo sobre a classificação da pesquisa, a justificativa do método selecionado e os procedimentos metodológicos, mostrando como realizar a pesquisa e apresentar o desenho metodológico que se pretende adotar: quantitativo, qualitativo, descritivo, explicativo ou exploratório, um levantamento, um estudo de caso, ou pesquisa experimental [9, 10].

A pesquisa permite aplicar teoria e/ou analisar um problema real ou exploratório, analisando questões mais gerais [9, 10], que neste trabalho trata-se de realizar estudo técnico e econômico dos transformadores eficientes de distribuição no meio rural em média tensão.

A metodologia para a análise dos parâmetros dos transformadores eficientes para meio rural é definida através dos seguintes principais passos:

- (a) Investigar algum problema ou situação existente: os transformadores no meio rural operam em sub carga praticamente o ano todo com perdas nos enrolamentos reduzidas e as no núcleo igual á situação em que o transformador opera em plena carga;
- (b) Fornecer soluções para um problema: aplicando a estratégia de redução de volts por espira com o objetivo de reduzir as perdas no núcleo e aumentar as perdas nos enrolamentos de modo a encontrar um ponto de equilíbrio, que permita obter projetos mais eficientes e mais econômico para a zona rural;
- (c) Construir ou criar um novo procedimento ou sistema: elaborar novo procedimento metodológico ou algoritmo, no caso deste trabalho, em Matlab, relacionado com a alternativa de redução de volts por espira, permitindo proceder a otimização dos projetos de transformador em função de perfil de carga e não em função de determinado valor de impedância como hoje prescrito em normas [3];
- (d) Explicar um novo fenômeno: com o procedimento em (a) à (c), o fenômeno rendimento não é mais condição suficiente e necessária na escolha do transformador, mas sim o fenômeno eficiência energética, passando a redução das perdas no núcleo a

ter maior importância no processo de otimização do que o aumento da massa e das perdas nos enrolamentos;

- (e) Gerar novo conhecimento: os transformadores passam a ser dimensionados em função do perfil de carga de cada região e não em função de determinado valor da impedância.

3.2 Classificação da Pesquisa

Segundo [19], as pesquisas classificam-se quanto:

- A natureza - Qualitativa e quantitativa;
- Ao objeto e grau de problema – Exploratório, descritiva e causal;
- Ao escopo (amplitude e profundidade) – Laboratório e experimental do campo.

Na pesquisa quantitativa, com predomínio nos métodos estatísticos descritivos, utilizam-se variáveis dos projetos bem definidas, permitindo a realização de cálculos dos projetos de modo confiável. Enquanto na pesquisa qualitativa, com predomínio na classificação, permite separar de entre os 22 projetos executados no processo de otimização, os desejáveis: padrão, mais econômico e mais eficiente. E o estudo de caso permite separar, de um conjunto de transformadores, apenas os de potências de 5 kVA, 10 kVA, 15 kVA e 25 kVA e classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV.

3.3 Justificativa do Método Selecionado

O processo de otimização exige procedimento complexo que obriga a utilizar o processo iterativo para se encontrar os projetos desejados. Por exigir muitos cálculos, justifica-se o método quantitativo. A necessidade de execução de vários projetos para poder encontrar os desejados, explica a utilização de método qualitativo para separá-los. E por existir vários tipos de transformadores e vários perfis de carga, justifica o estudo de caso.

3.4 Procedimento Metodológico Adotado

Procedimentos metodológicos referem-se à descrição completa dos procedimentos que permitem justificar, em função dos problemas de investigações e dos objetivos definidos, a qualidade científica dos dados obtidos, e como eles foram obtidos e tratados [9].

O presente trabalho foi realizado no Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá, LAT-EFEI. Para comprovar a hipótese de que para o perfil de carga rural existe uma faixa de valor de impedância maior do que o valor máximo prescrito em [3], que

resulta em ganhos econômicos e energéticos, utiliza-se a alternativa de redução de volts por espira que, com ajustes dos parâmetros do projeto base ou padrão, são obtidos os projetos eficientes e econômicos. Esta estratégia é o ponto de partida para a concretização desta tese.

Além de aplicar alternativa variação de volt por espiras, modificando parâmetros dos projetos padrão para se obter os eficientes, e a variação da seção das espiras, a estratégia para maximizar os ganhos se baseia no aumento do número de camadas dos enrolamentos de baixa tensão, com o objetivo de reduzir, em maior proporção, as perdas e as massa dos núcleos, quando comparadas ao aumento das perdas e massas dos enrolamentos.

Os ganhos econômicos e energéticos dos projetos eficientes propostos são realizados em relação ao projeto padrão e, de uma forma abreviada, analisam-se as vantagens e as desvantagens da utilização de transformadores eficientes com núcleo de aço-silício convencional propostos em relação aos transformadores com núcleos amorfos.

3.5 Comentários

A metodologia utilizada como a redução volts por espira permite obter ganhos econômicos e energéticos, enquanto que a metodologia de aumentar o número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão permite aumentar esses ganhos, pelo que denomina-se de estratégia de maximização de ganhos.

Esta metodologia é uma ferramenta que, combinada com as medidas que apenas podem ser tomadas pelos responsáveis para o setor energético, tais como a redução de taxa de juros e redução do preço de energia, contribui para que os Governos Federal e Estadual disponibilizem menos recursos às concessionárias com a finalidade de tornar meios rurais de baixa densidade de consumo de energia tão atrativos aos investimentos quanto os centros urbanos de alta densidade de consumo, pois são os governantes responsáveis pelo bem estar dos cidadãos e não os investidores que visam apenas o lucro. Portanto, com esta medida pode-se estancar o êxodo rural.

CAPÍTULO IV

4 DESCRIÇÃO DA PESQUISA

4.1 Considerações Iniciais

O objetivo do presente trabalho é obter projetos de transformadores de distribuição monofásicos eficientes e econômicos em média tensão no meio rural, onde os equipamentos operam o dia todo, praticamente em vazio, e demonstrar que, apesar dos valores de suas impedâncias serem maiores do que o máximo prescrito [3], nem a qualidade de energia nem as suas vidas úteis estimadas correm riscos.

4.2 Objeto de Estudo e/ou Delimitação do Tema

Dentro do universo dos transformadores existentes, as amostras ou objetos de estudos são apenas os transformadores monofásicos eficientes em média tensão de 5 kVA, 10 kVA, 15 kVA e 25 kVA, classes de tensão de 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV, para os fatores das perdas em carga ou os tempo de suprimento máximo de potência de 1,0 hora e 6,0 horas.

4.3 Coleta de Dados

A coleta de dados está relacionada com os problemas, as hipóteses ou os pressupostos da pesquisa, e tem por finalidade constituir elementos para que os objetivos propostos na pesquisa possam ser alcançados [9].

Para este trabalho, a coleta dos dados de projetos é efetuada por meio do algoritmo em Matlab® desenvolvido no Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá, LAT-EFEI, que, a partir dos dados de entrada dos projetos na **Tabela A** do **Apêndice A**, desencadeia-se o processo de otimização dos projetos, permitindo obter de um total de 22 projetos executados, cobrindo uma faixa de projetos eficientes e econômicos com a impedância maior que o máximo prescrito [3]. Isto permite a escolha dos projetos de acordo com a capacidade de investimentos da concessionária, porém, neste trabalho serão considerados para avaliação especificamente os projetos eficientes mais econômicos, de máxima eficiência energética e padrão, este último servindo de referência para comparação.

Os dados coletados sobre as perdas de energia, as massas da parte ativa do transformador, os custos das perdas de energia, os custos de aquisição, os custos totais capitalizados, entre outros, são colocados em tabelas e figuras, onde são analisados. As análises dos ganhos com a otimização dos projetos são realizados em relação aos projetos padrão, como referidas.

A tabulação dos dados é realizada pelo computador, e as análises e as interpretações são realizadas pelo método da estatística descritiva, onde as variações das grandezas dos projetos eficientes e econômicos são realizadas percentualmente em relação aos projetos base de referências ou padrão, facilitando a interpretação e análise comparativa da variação dos custos e dos ganhos.

4.4 Comentários

Para uma pesquisa em engenharia, quando no cálculo do transformador não ocorrem equívocos com os dados de entrada dos projetos ao algoritmo desenvolvido, geralmente espera-se que os dados de saída sejam coerentes com os esperados nos testes ou no campo. Porém, os projetos executados devem transformar-se em protótipos para que após submetidos a testes experimentais se possa realizar alguns ajustes, caso se faça necessário.

CAPÍTULO V

5 Análise e Discussão dos Resultados

5.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo, são apresentados, descritos, interpretados e analisados os dados coletados nos capítulos anteriores.

A análise dos dados é feita para atender aos objetivos da pesquisa e para comparar e confrontar dados com o objetivo de fornecer elementos que possibilitem confirmar ou rejeitar as hipóteses ou pressupostos da pesquisa de forma objetiva, exata e lógica.

Neste capítulo, o foco está na análise dos ganhos energéticos e econômicos com o processo de otimização dos projetos para o meio rural. Para isto, parte-se do capítulo sobre a fundamentação teórica, onde ficou demonstrado que, tecnicamente, os projetos eficientes rurais são viáveis, ou seja, as quedas de tensão, as temperaturas internas dos transformadores e os rendimentos estão dentro dos limites prescritos.

5.2 Análise dos Resultados

No texto não são descritos todos os dados de saídas dos projetos, mas destacam-se apenas as observações mais importantes que serão objetos da discussão, e nos **Apêndices A à D** encontram-se todos os dados de saída e de entrada dos projetos, caso seja necessário recorrer para melhor entendimento dos examinadores e leitores em geral. Portanto, neste item as análises são feitas de uma forma genérica sem interpretações pessoais e sem verificações se os objetivos e as hipóteses são atingidos.

5.2.1 *Processo de Otimização dos Projetos Rurais Versus Ganhos Energéticos*

Neste item, realizam-se análises comparativas entre as perdas de energia dos projetos padrão [3], mais eficiente e mais econômico, para duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, para os projetos dimensionados para os fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas. A análise dos ganhos é realizada com a combinação entre aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de 2 para 3, e substituição dos projetos de transformador padrão [3] pelos projetos eficientes. Neste caso, os projetos base e padrão são

aqueles que possuem impedância de 2,50 %, porém as perdas do transformador padrão estão de acordo com [3] e as do projeto base são calculadas e estão mais próximas das do padrão, comparadas com as dos projetos eficientes. Portanto, o processo de otimização tem como referência projeto padrão neste item [3].

A Figura 4 mostra as perdas energéticas dos projetos de transformador de máxima eficiência energética, mais econômicos, base e padrão [3] de 5 kVA e classe tensão de 15 kV, para duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, considerando-se os fatores de perdas em carga ou os tempos de máximo suprimento de potência de 1,0 hora e 6,0 horas.

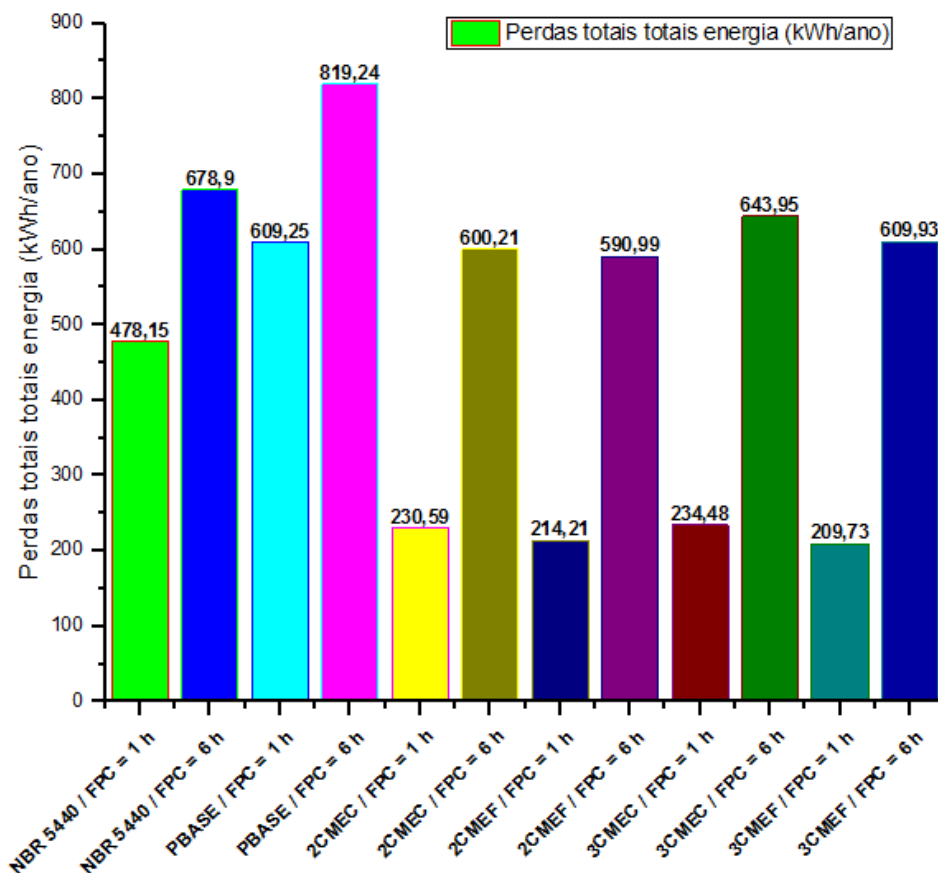


Figura 4 - Perdas energéticas para os projetos mais econômicos, mais eficientes, bases e padrões para os fatores de perdas de 1 e 6 horas, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, 5kVA/15kV

Em relação aos projetos padrão [3], as perdas de energia do projeto base aumentam 131,10 kWh ao ano (27,42 %), para o fator de perdas em carga de 1 hora, devido ao maior aumento das suas perdas nos enrolamentos do que a redução das suas perdas nos núcleos. As perdas de potência nos núcleos e nos enrolamentos do projeto base são de 64,75 W e 115,06 W, e as dos projetos padrão são de 50 kW e 110 kW [3]. E para o fator de perdas em carga de 6 horas, as perdas de energia do projeto base, em relação às dos projetos padrão [3],

aumentam 140,34 kWh ao ano. O aumento do fator de perdas em carga, portanto, torna a situação mais crítica no que tange as perdas de energia.

Contrariamente ao que ocorre em relação ao projeto base, as perdas de energia dos projetos eficientes mais econômicos, em relação às dos projetos padrão [3], reduzem-se 247,56 kWh ao ano (51,77 %) e 243,67 kWh ao ano (50,96 %), para duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, respectivamente, considerando-se o projeto dimensionado para o fator de perdas em carga de 1,0 hora. E para o projeto calculado para o fator de perdas em carga de 6,0 horas, as reduções são de 78,69 kWh ao ano (11,59 %) e 61,20 kWh ao ano (9,01 %).

Para os projetos de máxima eficiência energética, as perdas de energia, em relação às do projeto padrão [3], reduzem-se 263,94 kWh ao ano (55,20 %), para o fator de perdas em carga de 1,0 hora, considerando-se duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão. E Para três camadas, a redução é de 268,42 kWh ao ano (56,14 %).

A maior redução de perda de energia dos projetos de máxima eficiência, em relação ao projeto mais econômico, com a substituição do projeto padrão, deve-se à maior proporção da redução de perdas no núcleo do que o aumento de perdas nos enrolamentos, apesar de ocorrer maior aumento da perda de potência nos enrolamentos do que a sua redução nos núcleos, mostrando que a redução das perdas de potência nos núcleos tem maior importância do que aumento das perdas nos enrolamentos, com a otimização dos transformadores para o meio rural, justificando que maior perda de potência não significa menor eficiência energética.

Para o fator de perdas em carga de 6,0 horas, as reduções das perdas de energia dos projetos mais econômicos, em relação às do transformadores padrão [3], são de 140,47 kWh ao ano (19,20 %) e 68,97 kWh ao ano (10,16 %), para duas e três camadas, respectivamente. E as perdas de potência nos núcleos dos projetos são de 12,79 W e 11,31 W, para duas e três camadas, e as perdas nos enrolamentos são de 279,84 W e 303,23 W.

Para duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, as reduções das perdas de potência nos núcleos dos projetos de máxima eficiência energética, em relação às dos projetos mais econômicos, são de 4,75W (27,08 %) e 6,51 W (36,53 %), respectivamente, enquanto os aumentos das perdas de potência nos enrolamentos são de 69,16 W (32,83 %) e 88,54 W (41,2 %), para o fator de perdas de 1,0 hora. E para o fator de perdas de 6 horas, as reduções de perda de potência nos núcleos são de 11,33 W (31,17 %) e 11,20 W (32,42 %), enquanto

os aumentos de perdas de potência nos enrolamentos são de 27,26 W (19,13 %) e 29,27 W (18,78 %).

Portanto, o maior aumento de perdas nos enrolamentos do que a redução de perdas nos núcleos, com a otimização dos projetos e consequente aumento da impedância e a redução da indução magnética dos projetos mais econômicos, para se obter os projetos mais eficientes, mostra a relevância da redução de perdas no núcleo, que se mantém constante ao longo de 8760 horas, em detrimento do aumento de perdas nos enrolamentos, para maximizar os ganhos energéticos obtidos no meio rural com os projetos mais econômico e mais eficiente.

No que se refere aos projetos mais econômicos dimensionados para o fator de perdas de 6,0 horas, as suas perdas de energia para duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, reduzem-se, em relação à do projeto padrão, de 78,79 kWh ao ano e 61,20 kWh ao ano, respectivamente. Portanto, as perdas no núcleo e nos enrolamentos dos projetos mais econômicos são de 29,54 W e 155,90 W, para duas camadas, e 27,88 W e 170,54 W, para três camadas, e as prescritas [2] são de 50 W e 110 W, respectivamente.

A Tabela 11 mostra os ganhos energéticos dos projetos de 5 kVA a 25 kVA e classes de 15 kV a 36,2 kV, fator de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, em relação aos transformadores padrão [3], considerando-se a operação dos transformadores em plena carga.

Tabela 11 - Ganho energético para fatores de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, em relação aos transformadores padrão, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

Potência (kVA)	Classe Tensão (kV)	2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão		3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão	
		Ganho energia FPC = 6 horas (MWh/ano)	Ganho energia FPC=1 hora (MWh/ano)	Ganho energia FPC=6 horas (MWh/ano)	Ganho energia FPC=1 hora (MWh/ano)
5	15,0	0,02	0,27	0,058	0,27
	24,2	0,15	0,30	0,112	0,30
	36,2	0,21	0,31	0,152	0,32
10	15,0	0,04	0,26	-0,15	0,26
	24,2	0,28	0,40	0,112	0,40
	36,2	0,32	0,42	0,152	0,43
15	15,0	0,16	0,37	-0,22	0,40
	24,2	0,24	0,44	-0,14	0,46
	36,2	0,38	0,49	0,11	0,51
25	15,0	-0,60	0,40	-1,66	0,41
	24,2	0,18	0,63	-0,95	0,65
	36,2	0,27	0,71	-0,61	0,72

Na Tabela 11, os sinais negativos indicam que os projetos dimensionados para o fator de perdas em carga de 6,0 horas são menos eficientes energeticamente do que o projeto padrão [3], enquanto para o fator de perdas de 1,0 hora ocorre o contrário, indicando que o

aumento do rendimento não implica necessariamente ganhos energéticos, pois a elevação do fator de perdas em carga implica o acréscimo de rendimentos. Isto significa que a redução da impedância com aumento do fator das perdas em carga para se obter os projetos mais econômicos não resulta na redução das perdas de potência no cobre em proporções que equilibre o aumento das perdas de potência no ferro, pois enquanto as perdas de energia no cobre são computadas para 365 dias, as no ferro são calculadas para 8760 horas, devido à sua não variação com a demanda de potência.

Analisando os valores dos ganhos energéticos na Tabela 11, verifica-se que ocorrem situações em que os ganhos de energia aumentam com o número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão com a substituição do transformador padrão, sobretudo para projetos de máxima eficiência energética, dimensionado para o fator das perdas em carga de 1,0 hora. Estes aumentos dos ganhos energéticos com o número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão devem-se a maior redução das perdas no ferro do que o aumento das perdas no cobre, pois enquanto a massa do ferro diminui a do cobre aumenta.

A Tabela 12 mostra os ganhos econômicos correspondentes às reduções das perdas de energia na Tabela 11, para preço de energia de R\$ 100,00, taxa de juros de 10%, ao longo da vida útil dos equipamentos, estimada em 20 anos.

Tabela 12 - Ganhos econômicos com a redução das perdas de energia para os fatores da perdas em carga de 1,0 horas e 6,0 horas, em relação aos transformadores padrão [3], para duas e três camadas nos EBT.

Potência (kVA)	Classe tensão (kV)	2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão		3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão	
		Ganhos econômicos FPC = 6 horas (R\$)	Ganhos econômicos FPC=1 hora (R\$)	Ganhos econômicos FPC = 6 horas (R\$)	Ganhos econômicos FPC=1 hora (R\$)
5	15,0	17,02	229,77	49,36	229,77
	24,2	127,65	255,30	95,31	255,30
	36,2	178,71	263,81	129,35	272,32
10	15,0	34,04	221,26	-127,65	221,26
	24,2	238,28	340,40	95,31	340,40
	36,2	272,32	357,42	129,35	365,93
15	15,0	136,16	314,87	-187,22	340,40
	24,2	204,24	374,44	-119,14	391,46
	36,2	323,38	416,99	93,61	434,01
25	15,0	-510,6	340,40	-1412,70	348,91
	24,2	153,18	536,13	-808,45	553,15
	36,2	229,77	604,21	-519,11	612,72

Segundo a Tabela 12, constata-se que para os projetos de máximo rendimentos ocorrem reduções dos ganhos com aumento do número de camadas, com a exceção do projeto

de 5kVA e classe 15kV, enquanto para os projetos de máxima eficiência energética ocorrem aumentos dos ganhos econômicos com adição do número de camadas, com a exceção dos projetos de 5 kVA e 10 kVA, para classes 15 kV e 24,2 kV. Os valores negativos (-) indicam perdas econômicas com a substituição dos projetos padrão [3] pelos dimensionados para o fator de perdas em carga de 6,0 horas.

5.2.2 Processo de Otimização dos Projetos Versus Ganhos Econômicos Para Impedância Constante

Os custos totais e das perdas são capitalizados para o preço de energia de R\$ 100,00 por MWh, taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, e período de análise dos investimentos de 5 anos e 10 anos, considerando-se os projetos de 5 kVA, 10 kVA, 15 kVA e 25 kVA, classes de tensão de 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV.

A utilização apenas dos fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, neste trabalho, para a análise dos ganhos, deve-se ao objetivo de realização de projetos somente para as comunidades carentes, onde praticamente a energia é utilizada para a televisão e pequenas geladeiras, bem como nos centros comunitários e postos de saúde (fator das perdas em carga de 1,0 hora); e para as comunidades rurais com nível sócio econômico mais elevado, onde a energia também pode ser utilizada nas pequenas industria agropecuárias e bombeamento de água para a agricultura (fator das perdas em carga de 6,0 horas). Portanto, as características dos projetos dimensionados para o fator de perdas em carga de 6,0 horas aproximam-se das dos projetos padrão.

Normalmente a impedância reduz-se com o aumento de taxa de juros para se obter os projetos mais econômicos. Por isto, neste item a análise dos ganhos com as variações da taxa de juros e do período de análise dos investimentos são realizadas para um valor fixo da impedância, a fim de evitar a sua interferência na evolução dos custos. Deste modo, ao longo deste item, através dos 22 projetos nas Figuras da evolução do custo total capitalizado com a impedância e custo de perdas, para a taxa de juros de 4 %, período de retorno de 5 anos e preço de energia de R\$ 100,00 por MWh, são escolhidos os projetos: com a impedância máxima, mais econômico, mais eficiente e padrão, que são analisados em tabelas.

Os custos capitalizados das perdas de energia reduzem-se com o acréscimo da taxa de juros e aumentam com a elevação do período de análise dos investimentos. Isto deve-se a

menor proporção do aumento do fator de capitalização com o período de análise do que a sua redução com a taxa de juros. Enquanto o custo da aquisição aumenta com a taxa de juros e com o período de análise, devido ao seu maior aumento proporcional com a combinação entre o fator de parcelamento ou de amortização (fator de capitalização reduz com a taxa dos juros) e o período de análise do que a sua redução com o aumento da taxa de juros.

5.2.2.1 Potência – 5 kVA

A. Classe 15 kV, Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora

As barras da Figura 5 mostram as evoluções dos custos totais capitalizados em função das variações de impedâncias e dos custos de perdas capitalizados para projetos de transformador de 5 kVA e classe 15 kV, preço de energia de R\$100,00, fator de perdas em carga de 1,0 hora, considerando-se 2 e 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

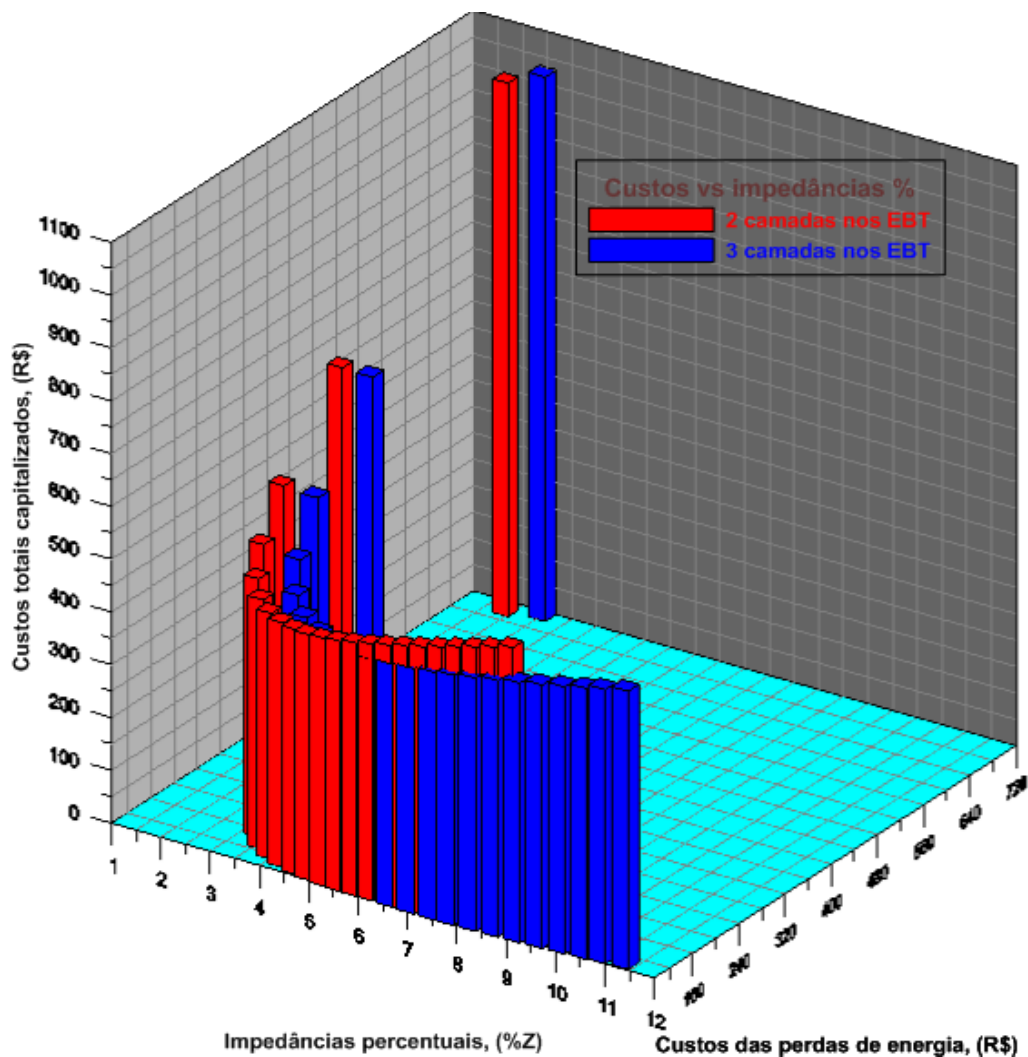


Figura 5 - Custos totais capitalizados, custos anuais das perdas de energia capitalizados e impedâncias percentuais, projeto de 5kVA/15kV, para o fator de perdas em carga de 1 hora.

A configuração das barras, relativamente aos custos totais capitalizados na Figura 5, descrevendo duas curvas correspondentes a duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, deve-se às evoluções em sentidos contrários do custo de perdas no núcleo e do custo relativo à perda de energia no cobre e aquisição das unidades, ao longo do processo da otimização da eficiência dos projetos. Os pontos onde as curvas dos custos totais capitalizados mudam de sentido são denominados pontos dos projetos mais econômicos, pois os custos totais capitalizados são mínimos.

Nos primeiros intervalos das curvas, onde os custos totais capitalizados decrescem até atingirem os valores mínimos (projetos mais econômicos), no sentido da redução do valor da impedância, as reduções dos custos correspondentes às perdas no cobre e às aquisições das unidades, em relação aos aumentos dos custos de perdas no núcleo, atingem os valores máximos. Isto é resultado da redução do número de espiras e das impedâncias nos enrolamentos dos projetos com maior número de espiras e valores máximos da impedância percentual, na busca de projetos mais eficientes e mais econômicos.

A partir dos pontos em que os custos totais capitalizados atingem os valores mínimos, a continuação da redução do número das espiras resulta no maior aumento dos custos de perdas de energia nos núcleos do que na redução dos custos relativos às perdas nos enrolamentos e à aquisição das unidades, como resultado de maior aumento da indução magnético do que a redução da impedância. Os pontos dos custos mínimos correspondem os pontos de equilíbrios entre as reduções dos custo relativo à aquisição e perdas nos enrolamentos e o aumento dos custos das perdas nos núcleos com a otimização, com a alternativa o aumento de volts por espiras.

Para o projeto com maior número de espiras e maior impedância, o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão resulta na redução dos custos totais capitalizados, enquanto para o projeto padrão, com menor número de espiras e menor impedância, ocorre o contrário. Isto deve-se à proporção do aumento do número de espiras por camadas dos enrolamentos primário e a redução do número destas camadas. Neste caso, o aumento de número de espiras ao projeto padrão para se obter o com maior impedância resulta na maior redução do número de camadas dos enrolamentos de alta tensão do que no aumento do número de espiras por camadas, resultando no menor aumento do comprimento e da massa da culatra do que na redução da massa e da altura da coluna do seu núcleo, justificando a redução do seu custo total capitalizado com o aumento do número de camadas.

De acordo com a Figura 5, no intervalo em que o custo total capitalizado reduz-se com aumento do valor da impedância percentual, ocorre maior redução da indução magnética do que o aumento da massa total.

A variação da taxa de juros influencia diretamente na determinação dos projetos mais econômicos, dentre os 22 projetos executados neste trabalho. Sendo assim, têm-se os seguintes projetos mais econômicos e as respectivas taxas de juros, considerando-se os projetos padrão e base número 1:

- Projetos números 8 e 7, para duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, respectivamente, para a taxa de juros de 4 % ao ano;
- Projeto 8, para as taxas de juros de 6 % e 8 % ao ano, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, respectivamente;
- Projetos 9 e 8, para duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, respectivamente, para a taxa de juros de 10 % ao ano.

Dos 22 projetos executados na Figura 5, têm-se na Tabela 13 apenas o custo total capitalizado, **CTC**, do projeto 1 com a impedância máxima (**proj1**), do projeto mais econômico (**PME**), do projeto base (**PBase**), que se obtém com aumento de camadas do projeto padrão, e do projeto padrão (**Padrão**) [3], bem como os custos de perdas de energia, **CPE**, 2 e 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, períodos de análises de 5 anos e 10 anos, taxas de juros de 4 %, a 10 % ao ano, preço de energia R\$ 100,00 por MWh, fator de perdas em carga de 1,0 hora.

Tabela 13 - Custos totais e custos das perdas de energia capitalizados versus impedâncias percentuais, 5kVA/15kV, fator de perdas em carga de 1 hora, períodos análises de 5 anos e 10 anos 2CEBT.

Taxa de juros (%)	Projetos	2 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	8,93	545,00	105,45	992,96	192,12
	PME	4,62	463,26	102,65	844,03	187,03
	Padrão	2,50	594,06	271,23	1082,34	494,16
6	Proj1	8,93	592,58	99,77	1035,39	174,33
	PME	4,62	501,42	97,13	876,12	169,71
	Padrão	2,50	618,58	256,64	1080,82	448,41
8	Proj1	8,93	640,26	94,57	1076,01	158,94
	PME	4,62	539,75	92,07	907,09	154,73
	Padrão	2,50	644,04	243,26	1082,36	408,81
10	Proj1	8,93	687,27	89,80	1114,02	145,54
	PME	4,62	577,58	87,41	936,21	141,69
	Padrão	2,50	669,78	230,95	1085,56	374,36

Tabela 14 - Custos totais e custos das perdas de energia capitalizados versus impedâncias percentuais, 5kVA/15kV, fator de perdas em carga de 1 hora, períodos análises de 5 anos e 10 anos 3CEBT.

Taxa de juros (%)	Projetos	3 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	11,28	526,50	104,64	959,25	190,65
	PME	5,48	455,86	104,39	830,54	190,19
	PBase	3,21	592,05	266,12	1078,67	484,85
6	Proj1	11,28	571,97	99,01	999,38	173,00
	PME	5,48	492,82	98,77	861,08	172,58
	PBase	3,21	617,22	251,80	1078,44	439,97
8	Proj1	11,28	617,60	93,85	1037,87	157,72
	PME	5,48	529,96	93,62	890,15	157,34
	PBase	3,21	643,30	238,67	1081,12	401,11
10	Proj1	11,28	662,50	89,10	1073,91	144,43
	PME	5,48	566,64	88,89	918,48	144,08
	PBase	3,21	669,64	226,60	1085,43	367,31

Nas Tabelas 13 e 14, verifica-se que o aumento da taxa de juros resulta na redução dos custos de perdas de energias, enquanto os custos totais capitalizados aumentam-se. Portanto, o aumento do custo total capitalizado, com o acréscimo da taxa de juros, deve-se ao aumento do custo da aquisição em maior proporção do que a redução do custo de perdas de energia, com o citado aumento de taxa de juros.

O aumento do período da análise dos investimentos de 5 anos para 10 anos, de acordo com a Tabela 13, resulta no aumento dos custos totais capitalizados dos projetos mais econômicos de R\$ 463,26, R\$ 501,42, R\$ 539,75 e R\$ 577,58 para R\$ 844,03, R\$ 876,12, R\$ 907,09 e R\$ 936,21, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente; e os custos de perdas de energias aumentam de R\$ 102,65, R\$ 97,13, R\$ 92,07 e R\$ 87,41 para R\$ 187,03, R\$ 169,71, R\$ 154,73 e R\$ 141,69, para as referidas taxas de juros. Isto indica que os custos de perdas aumentam com o período de análise de 5 anos para 10 anos em maior proporção do que a sua redução com a taxa de juros.

Os custos totais capitalizados, para determinado período de análise dos investimentos, indicam a acumulação do capital investido na data da aquisição dos equipamentos ao período de análise, capital este que pode ser recuperado na totalidade, incluído o custos da dívida dos juros aplicados, no fim da vida útil estimada das unidades, de 20 anos.

Com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, os custos totais capitalizados dos projetos eficientes mais econômicos reduzem-se de R\$ 463,26, R\$ 501,42, R\$ 539,75 e R\$ 577,58 para R\$ 455,86 R\$ 492,82, R\$ 529,96 e R\$ 566,64, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Enquanto os custos

de perdas de energia aumentam de R\$ 102,65, R\$ 97,13, R\$ 92,07 e R\$ 87,41 para R\$ 104,39, R\$ 98,77, R\$ 93,62 e R\$ 88,89, para as respectivas taxas de juros.

A evolução dos custos das perdas de energia em sentido contrário à dos custos totais capitalizados, com aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão, no caso dos projetos de 5 kVA e classe 15 kV para o fator das perdas de 1,0 hora, deve-se à redução do número de espira do projeto mais econômico com duas camadas para se obter o projeto mais econômico com três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, pois esta medida resulta na maior redução do custo relativo à aquisição e à perda de energia no cobre, do que no aumento do custos de perdas de energia no ferro, resultando na redução do custo total capitalizado com aumento do número de camadas. Ou seja, no enrolamento do projeto 15 mais econômico, para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, é reduzido o número das espiras para se obter o projeto 16 mais econômico, para três camadas. É a estratégia para maximizar os ganhos, como se pode demonstrar a seguir.

Para igual número de espiras para os projetos mais econômicos com duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, os custos totais capitalizados são iguais a R\$ 463,26 e R\$ 456,29, respectivamente, resultando em um ganho com aumento do número de camadas de 1,50 % (R\$ 6,97). Com a redução do número de espiras dos enrolamentos do projeto mais econômico com duas camadas para se obter os projetos com três camadas, os custos totais capitalizados são de R\$ 463,26 e R\$ 455,86, resultando num ganho real maior de 1,60 % (R\$ 7,40).

Para o primeiro caso, em que se mantém constante o número de espiras para os projetos com duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, o aumento do número de camadas de duas para três resulta no acréscimo do custo de perdas de energia no cobre de 9,09 % (R\$ 3,11). Para o segundo caso, em que se reduz o número das espiras do projeto mais econômico com duas camadas, a elevação do custo de perdas de energia nos enrolamentos é de 1,93 % (R\$ 0,66), menor do que em relação ao primeiro caso.

Os custos de aquisição com aumento do número de camadas e valor fixo do número de espiras evoluem no mesmo sentido dos custos de perdas no núcleo, contrariamente ao que ocorre com a redução do número das espiras para se obter os projetos mais econômicos. Para o número fixo de espiras nos enrolamentos de baixa tensão, os custos das aquisições são de R\$ 360,61 e R\$ 356,30, para duas e três camadas, respectivamente, correspondendo a uma redução de 1,2 % (R\$ 4,31), em relação a duas camadas. E para o caso do número das espiras

variáveis, os custos de aquisições são de R\$ 360,61 e R\$ 351,47, para duas e três camadas, respectivamente, reduzindo 2,53 % (R\$ 9,14), em relação a duas camadas. Portanto, ocorrem ganhos com a redução do número de espiras e conseqüente redução do custo da aquisição.

A Figura 6 mostra ganhos e perdas econômicas com aumento de número de camadas. **GER** são ganhos reais, relativamente à redução dos custos totais capitalizados; **GECAQ** são ganhos econômicos relativamente à redução dos custos da aquisição, e **PECE** são perdas econômicas relativos aos aumentos dos custos de perdas de energia, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e período de análise dos investimentos de 5 anos. Ao longo deste item, no eixo *x* das Figuras, as taxas dos juros utilizadas neste estudo correspondem aos do centro de cada grupo de três barras: 4 %, 6 %, 8 % e 10 %. Os restantes algoritmos apenas separam os 4 grupos das barras relativos às 4 taxas dos juros.

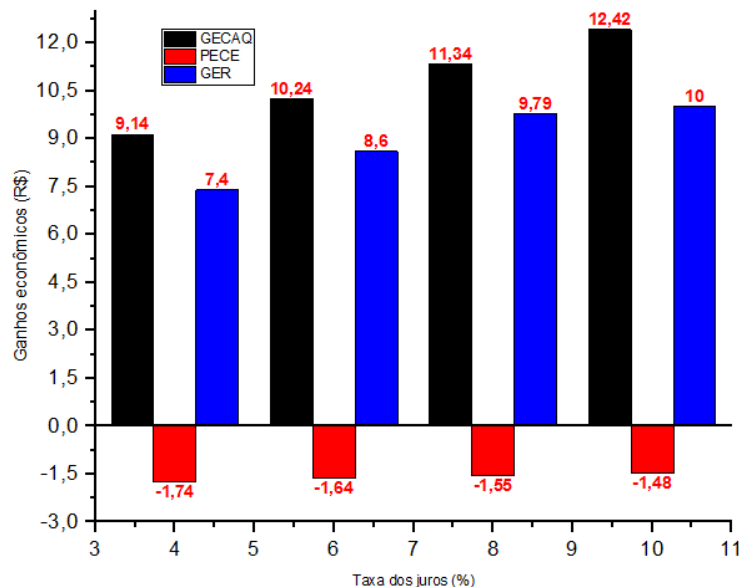


Figura 6 - Ganhos econômicos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, projetos de 5kVA/15 kV, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos.

De acordo com a Figura 6, o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta: em ganhos econômicos relativamente às reduções dos custos das aquisição de R\$ 9,14, R\$ 10,24, R\$ 11,34 e R\$ 12,42; em perdas econômicas relativamente aos aumentos dos custos de perdas de energia de R\$ 1,74, R\$ 1,64, R\$ 1,55 e R\$ 1,48; e em ganhos reais com as reduções dos custos totais capitalizados de R\$ 7,40, R\$ 8,60, R\$ 9,79 e R\$ 10,94, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

O aumento do período da análise de 5 para 10 anos, resulta em aumento dos ganhos para R\$ 16,65, R\$ 17,91, R\$ 19,55 e R\$ 20,12, relativamente à redução dos custos da aquisição; em aumento das perdas econômicas, relativamente ao aumento dos custos de perdas de energia, de R\$ 3,16, R\$ 2,87, R\$ 2,61 e R\$ 2,39; e em aumento dos ganhos reais,

com a redução dos custos totais capitalizados, de R\$ 13,49, R\$ 15,04, R\$ 16,94 e R\$ 12,05, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Os aumentos dos ganhos reais com a combinação entre o aumento de número de camadas e período de análise correspondem a 82,30 % (R\$ 6,09), 74,88 % (R\$ 6,44), 73,03 % (R\$ 7,15) e 62,06 % (R\$ 6,79), em relação aos do período de análise de 5 anos.

Da mesma forma que se analisam os ganhos econômicos com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão, também se analisam estes ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos projetos eficientes, como mostra a Figura 7, onde **2C-MEC** e **2C-MEF** referem aos ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos projetos mais econômicos e de máxima eficiência energética com duas camadas, respectivamente, e **3C-MEC** e **3C-MEF**, para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

O ganho com a substituição dos projetos padrão depende da proporção da redução do custo de perda de energia no ferro, em relação ao aumento do custo relativo às perdas de energia nos enrolamentos e à aquisição dos equipamentos, resultante do aumento do número de espiras nos enrolamentos do projeto padrão para se obter os projetos mais eficientes.

Quando o aumento do custo relativo às perdas no cobre e à aquisição dos equipamentos for menor do que redução do custo de perdas no ferro com o processo de otimização, têm-se ganhos com a substituição do projeto padrão.

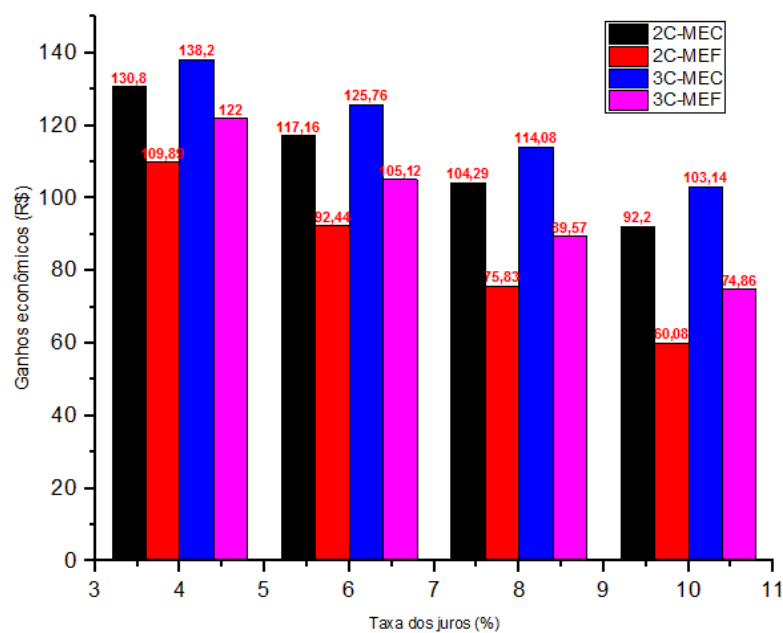


Figura 7 - Ganhos econômicos com substituição do projeto padrão, 2 e 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, fator de perdas de 1 hora, período de análise de 5 anos, 5kVA/15kV.

Os ganhos econômicos com a substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes mais econômicos, de acordo com os dados da Figura 7, correspondem a 22,02 % (R\$ 130,80), 18,94 % (R\$ 117,16), 16,19 % (R\$ 104,29) e 13,77 % (R\$ 92,20), para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, e 23,26 % (R\$ 138,20), 20,33 % (R\$ 125,76), 17,71 % (R\$ 114,08) e 15,40 % (R\$ 103,14), para três camadas, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10%, respectivamente.

Os custos totais capitalizados dos projetos de máxima eficiência energética aumentam em relação aos dos projetos eficientes mais econômicos na Tabelas 13 e 14, resultando, portanto, na redução dos ganhos econômicos quando a opção é utilizar os projetos de máxima eficiência energética. Os custos totais capitalizados dos projetos de máxima eficiência energética, para o período de análise dos investimentos de 5 anos, são de R\$ 484,17, R\$ 526,14 R\$ 568,21 e R\$ 609,70, para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão; e R\$ 472,55, R\$ 513,46, R\$ 554,47 e R\$ 594,92, para três camadas, considerando-se as taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, respectivamente.

Os ganhos econômicos dos projetos de máxima eficiência energética, conforme os dados na Figura 7, são de 18,50 % (R\$ 109,89), 14,94 % (R\$ 92,44), 11,74 % (R\$ 75,83), e 8,97 % (R\$ 60,08), para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, relativamente às taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. E para três camadas, os ganhos são de 20,45 % (R\$ 122,00), 16,99 % (R\$ 105,12), 13,91 % (R\$ 89,57), 11,18 % (R\$ 74,86), para as referidas taxas de juros.

Os ganhos com a combinação entre o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três e a substituição do projeto padrão pelos projetos de máxima eficiência energética correspondem a 11,2 % (R\$ 12,11), 13,72 % (R\$ 12,68), 18,12 % (R\$ 13,74) e 24,60 % (R\$ 14,78), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, em relação a duas camadas, para o período da análise de 5 anos. Com o aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, os ganhos reais aumentam 82%.

Os maiores ganhos com acréscimo do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão dos projetos de máxima eficiência, em relação aos dos projetos mais econômicos, são ganhos relativos, ou seja, em relação a duas camadas destes mesmos projetos de máxima eficiência, e não em relação a três camadas dos projeto mais econômicos. Os ganhos reais estão relacionados com o menor custo. Portanto, para duas e três camadas, os projetos mais econômicos apresentam menores custos totais capitalizados.

E quando o objetivo é o ganho máximo de energia, a substituição do projeto eficiente mais econômico pelo projeto de máxima eficiência energética resulta em perdas econômicas de 4,51 % (R\$ 20,90), 3,60 % (R\$ 16,69), 5,09 % (R\$ 25,50), 4,19 % (R\$ 20,64), para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão; e 60% (R\$16,60), 4,19% (R\$20,64), 4,62 % (R\$ 24,51), 4,99 % (R\$ 28,28), para três camadas, considerando as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 % ao ano, respectivamente, de acordo com os resultados nas Tabelas 13 e 14.

B. Classe Tensão 15 kV e Fator de Perdas em Carga de 6 Horas

Contrariamente ao item anterior, em que os custos são analisados para o fator de perdas em carga de 1,0 hora, a Figura 8 e as Tabelas 15 e 16 mostram as evoluções dos custos totais capitalizados para o fator de perdas em carga de 6,0 horas, em função da impedância e dos custos de perdas de energia.

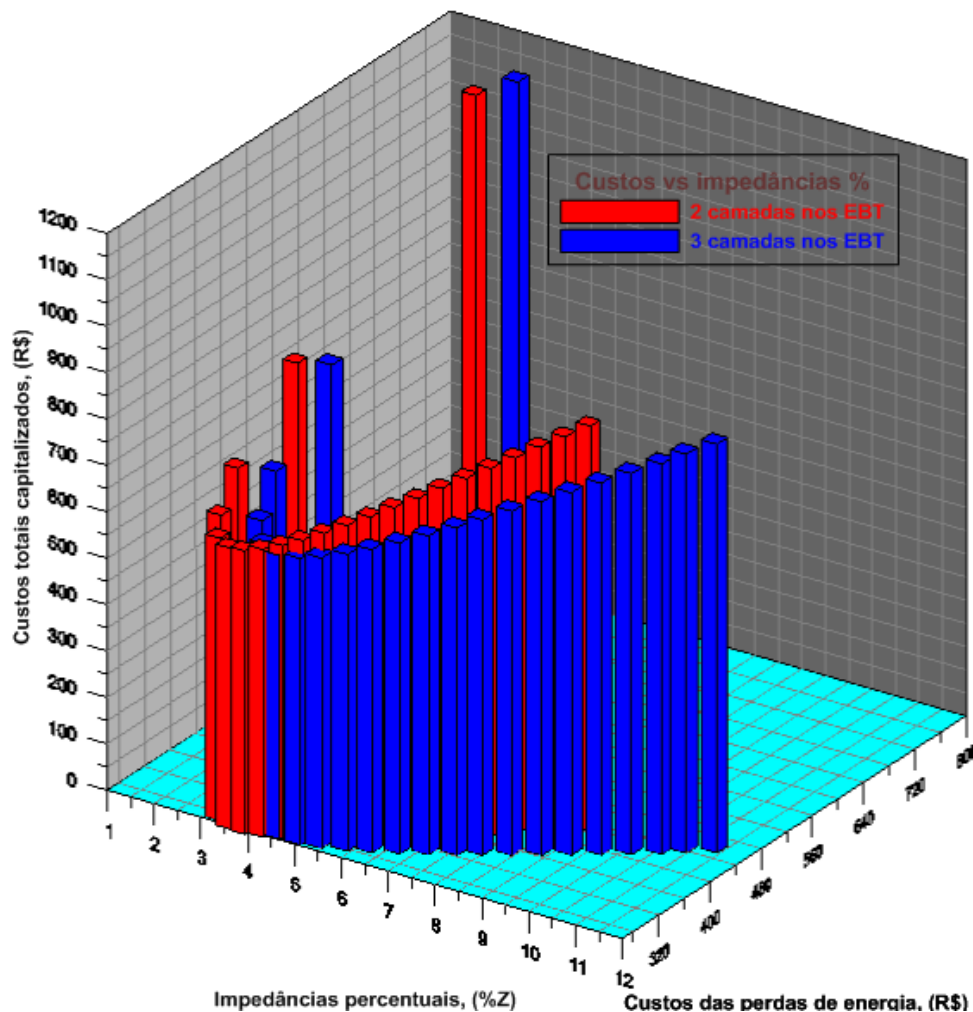


Figura 8 - Custos totais capitalizados, custos das perdas de energia capitalizados e impedâncias percentuais, projeto de 5kVA/15kV e fator de perdas em carga de 6 horas, período de análise 5 anos.

Tabela 15 - Custos totais capitalizados versus custos das perdas de energia e impedâncias fator de perdas em carga de 6 horas, períodos de análises de 5 anos e 10 anos, 2CEBT, 5kVA/15kV.

Taxa de juros (%)	Projetos	2 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	8,93	873,51	433,95	1591,47	790,63
	PME	3,41	605,84	267,21	1103,79	486,83
	Padrão	2,50	687,55	364,71	1252,66	664,48
6	Proj1	8,93	903,41	410,61	1578,50	717,44
	PME	3,41	632,48	252,83	1105,11	441,76
	Padrão	2,50	707,04	345,09	1235,37	602,97
8	Proj1	8,93	934,89	389,20	1571,16	654,08
	PME	3,41	660,04	239,65	1109,26	402,75
	Padrão	2,50	727,88	327,10	1223,27	549,72
10	Proj1	8,93	967,00	369,52	1567,43	598,96
	PME	3,41	687,83	227,53	1114,91	368,81
	Padrão	2,50	749,38	310,56	1214,69	503,39

Tabela 16 - Custos totais capitalizados versus custos das perdas de energia capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas em carga de 6 horas, períodos de análises de 5 anos e 10 anos, 3CEBT.

Taxa de juros (%)	Projetos	3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	11,28	881,29	459,44	1605,65	837,06
	PME	4,33	611,91	274,99	1117,11	501,01
	PBase	3,21	694,91	368,97	1266,07	672,24
6	Proj1	11,28	907,68	434,72	1585,96	759,57
	PME	4,33	638,45	260,20	1117,06	454,63
	PBase	3,21	714,54	349,13	1248,49	610,02
8	Proj1	11,28	935,77	412,05	1572,64	692,49
	PME	4,33	665,92	246,63	1120,01	414,48
	PBase	3,21	735,55	330,92	1236,16	556,14
10	Proj1	11,28	964,64	391,22	1563,61	634,13
	PME	4,33	693,63	234,16	1124,61	379,55
	PBase	3,21	757,22	314,19	1227,39	509,27

Com o aumento do fator de perdas em carga de 1,0 para 6,0 horas, comparando-se as Figuras 5 e 8, verifica-se que os custos das unidades aumentam, enquanto os valores das impedâncias dos projetos eficientes mais econômicos reduzem-se, para determinado número das camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

Os aumentos dos custos totais capitalizados dos projetos eficientes mais econômicos, com o acréscimo do fator de perdas em carga, deve-se ao maior aumento dos custos de perdas de energia do que a redução do custo de aquisição.

Contrariamente ao que ocorre para o fator de perdas em carga de 1,0 hora, para o fator de perdas em carga de 6,0 horas e período da análise de 10 anos, os custos totais capitalizados

reduzem-se com o aumento da taxa de juros, para a faixa onde os valores das impedâncias são mais elevados. Isto deve-se principalmente a maior redução dos custos de perdas de energia, com a diminuição da impedância, do que o seu aumento com indução magnética e o período de análise.

Os aumentos dos custos totais capitalizados, com acréscimo do fator de perdas em carga de 1,0 hora para 6,0 horas, para os projetos com duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão e período da análise de 5 anos de acordo com dados nas Tabelas 13 e 15, onde se têm custos totais capitalizados dos primeiros projetos (**Proj1**), dos projetos mais econômicos (**PME**), do projeto padrão (**Padrão**) e do projeto base (**PBase**), são de 30,78 % (R\$ 142,58), 26,14 % (R\$ 131,83), 22,29 % (R\$ 120,29), 19,09 % (R\$ 110,25), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Com aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, os custos totais capitalizados aumentam para 82,19 % (R\$ 497,95), 74,73 % (R\$ 472,63), 68,06 % (R\$ 449,22), 62,09 % (R\$ 427,08), para as referidas taxas de juros.

O aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão, para o fator de perdas de 6,0 horas, contrariamente ao que ocorre com o fator de perdas de 1,0 hora, resulta no aumento dos custos totais capitalizados. Isto deve-se a combinação entre o aumento do fator de perdas em carga e o aumento da impedância percentual, como resultado do aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

Os aumentos dos custos totais capitalizados para a mudança de duas para três camadas (vide Tabelas 15 e 16) são de 1,00 % (R\$ 6,07), 0,94 % (R\$ 5,47), 0,89 % (R\$ 5,88) e 0,84 % (R\$ 5,80), para as taxa de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, considerando-se o período de análise de 5 anos. Para o período de análise de 10 anos, os aumentos são de 1,21 % (R\$ 13,32), 1,08 % (R\$ 11,95), 0,97 % (R\$ 10,75) e 0,87 % (R\$ 9,7).

E com acréscimo do fator de perdas em carga de 1,0 hora para 6,0 horas (vide Tabelas 14 e 16), os aumentos dos custos totais capitalizados, para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão e período da análise de 5 anos, em relação aos do fator de perdas em carga de 1 hora, são de 34,23 % (R\$ 156,05), 29,55 % (R\$ 145,63), 25,65 % (R\$ 135,96), 22,41 % (R\$ 126,99), taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Com aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, os custos totais capitalizados aumentam para 82,56 % (R\$ 505,20), 74,96 % (R\$ 478,61), 68,19 % (R\$ 454,09), 62,13 % (R\$ 430,98).

A Figura 9 mostra perdas econômicas reais, **PER**, com aumento dos custos totais capitalizados, ganhos econômicos com a redução dos custos da aquisição, **GECAQ**, e as

perdas econômicas com aumentos dos custos das perdas, **PECE**, com o aumento do número de camadas, para fator de perdas em carga de 6,0 horas e período de análise de 5 anos.

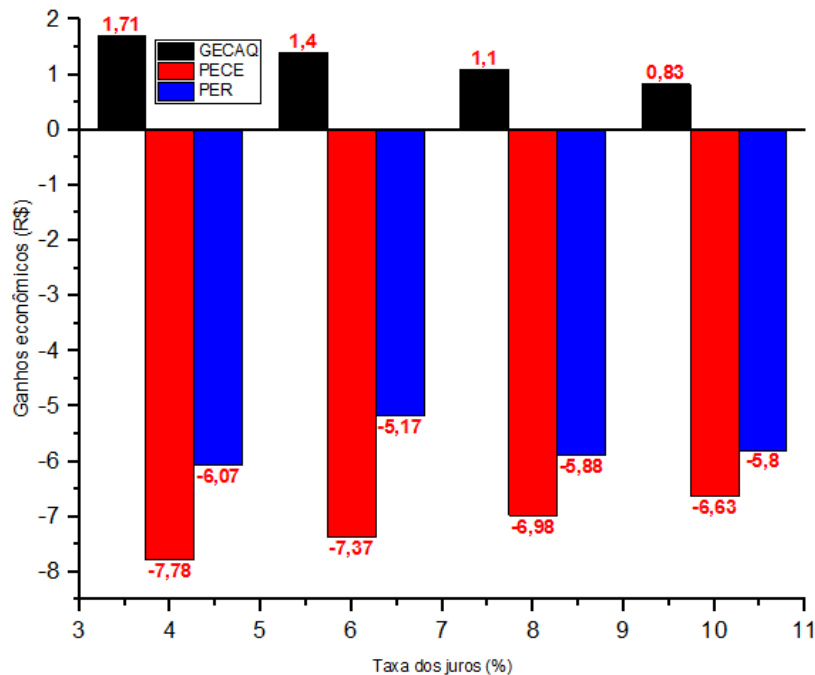


Figura 9 - Ganhos com aumento camadas enrolamentos baixa tensão duas para três, para fator de perdas em carga de 6 hora, período de análise de 5 anos, 5kVA/15kV.

De acordo com a Figura 9, o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta: em ganhos econômicos relativamente à redução dos custos das aquisições de R\$1,71, R\$1,40, R\$1,10 e R\$0,82; em perdas econômicas relativamente ao aumento dos custos de perdas de energia de R\$7,78, R\$7,37, R\$6,98 e R\$6,63; e em perdas econômicas reais com aumento dos custos totais capitalizados de R\$6,07, R\$5,17, R\$5,88 e R\$5,80, para as taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, respectivamente.

O aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, resulta na redução dos ganhos para R\$ 0,86, R\$ 92 e R\$ 0,98 e R\$ 1,04, relativamente à redução dos custos da aquisição; em aumento de perdas econômicas, relativamente aos aumentos dos custos das perdas de energia, para R\$ 14,18, R\$ 12,87, R\$ 11,73 e R\$ 10,74; e em aumento de perdas econômicas reais, com os aumentos dos custos totais capitalizados, de R\$ 13,32, R\$ 11,95, R\$ 10,75 e R\$ 9,70, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Os aumentos de perdas reais, com o aumento do período de análise de 5 anos para 10 anos, correspondem a 119,44 % (R\$ 7,25), 131,14 % (R\$ 6,78), 82,82 % (R\$ 4,87) e 67,24 % (R\$ 3,90), em relação aos do período de análise de 5 anos.

A redução dos ganhos com o aumento do fator de perdas, no que tange ao custo da aquisição, pode ser analisada através da variação das massas dos enrolamentos e do núcleo com o aumento do número de camadas. Para o fator de perdas de 1,0 hora, as massas do núcleo e dos enrolamentos reduzem com aumento da camada de duas para três de 7,54 % (2,34 kg) e 0,51 % (0,04 kg), respectivamente. Enquanto para o fator de perdas de 6,0 horas, a massa do núcleo reduz 2,31% (0,65 kg) e a massa dos enrolamentos, que é mais caro, conforme a **Tabela A** do **Apêndice A**, aumenta 6,72 % (0,39 kg), em relação a duas camadas.

A redução da massa dos enrolamentos com o acréscimos do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão deve-se à estratégia da redução do número das espiras aos enrolamentos de baixa tensão do projeto mais econômico com duas camadas para se obter os com três camadas, pois para o mesmo número de espiras para duas e três camadas, normalmente a massa dos enrolamentos aumenta com acréscimos do número de camadas e a do núcleo reduz, pois o comprimento das espiras aumenta com o número de camadas.

Conforme se pode concluir, a combinação entre os aumentos do número de camadas e do fator de perdas em carga resulta na inviabilização econômica para os projetos de transformador de distribuição de energia no meio rural em média tensão.

Os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos projetos eficientes mais econômicos e de máxima eficiência energética podem ser analisados na Figura 10.

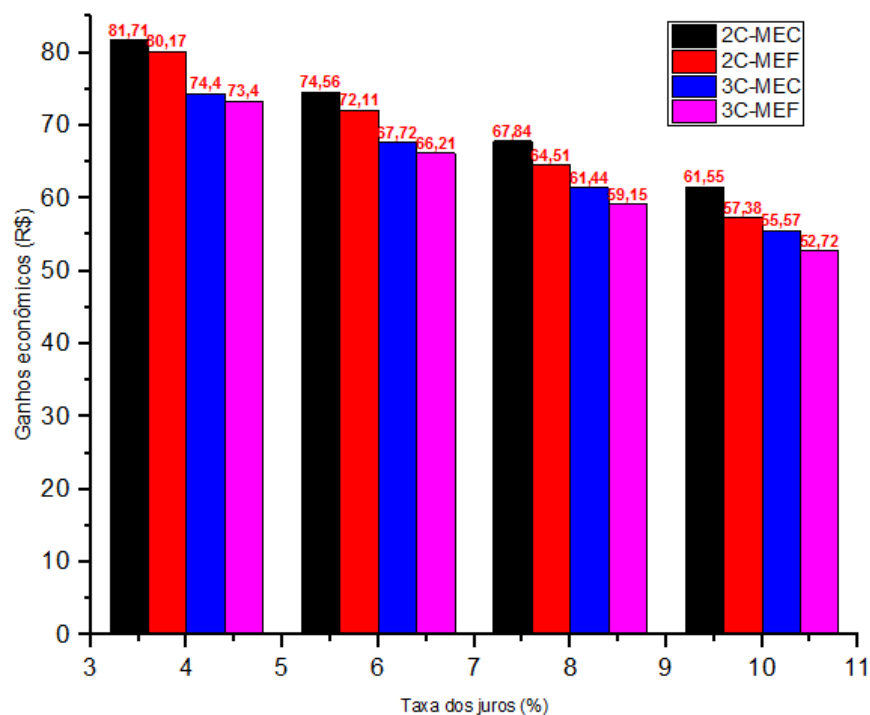


Figura 10 - Ganhos com substituição projeto padrão pelo projetos mais econômicos e de máxima eficiência energética, 2 e 3 camadas, fator de perdas 6 horas, período análise de 5 anos, 5kVA/15 kV.

No que se refere à substituição dos projetos padrão, o aumento do fator de perdas em carga de 1,0 para 6,0 horas resulta na redução dos ganhos. Para o período de análise dos investimentos de 5 anos e duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, os ganhos econômicos obtidos com a substituição dos projetos padrão pelos projetos eficientes mais econômicos são de 11,83 % (R\$ 81,71), 10,55 % (R\$ 74,56), 9,32 % (R\$ 67,84), 8,21 % (R\$ 61,55), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Com o aumento do período de análise de 5 anos para 10 anos, os ganhos reais aumentam para R\$ 148,87, R\$ 130,26, R\$ 114,01 e R\$ 99,78, correspondentes aos aumentos em relação ao período de 5 anos de 82,19 % (R\$ 67,16), 74,70 % (R\$ 55,70), 68,06 % (R\$ 46,17), 62,11 % (R\$ 38,23).

A redução dos ganhos econômicos, com a combinação entre os aumentos do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão e do fator de perdas em carga, deve-se ao maior aumento proporcional do custo de perdas de energia nos enrolamentos do que a redução do custo relativo a aquisição e as perdas de energia no núcleo, devido a menor redução proporcional da massa do ferro do que o aumento da massa do cobre.

Portanto, os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos projetos mais econômicos com aumento do número de camadas reduzem para R\$ 75,64, R\$ 68,59, R\$ 61,90 e R\$ 55,75, correspondentes as reduções em relação a duas camadas de 7,43 % (R\$ 6,07), 8,00 % (R\$ 5,97), 8,67 % (R\$ 5,88), 9,42 % (R\$ 5,80), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Com o aumento do período de análise de 5 anos para 10 anos, os ganhos econômicos acumulados aumentam para R\$ 135,55, R\$ 118,31, R\$ 103,26 e R\$ 90,08, correspondendo aos aumentos em relação ao período de 5 anos de 79,20 % (R\$ 59,91), 72,49 % (R\$ 49,72), 66,66 % (R\$ 41,30), 61,58 % (R\$ 34,33), para as respectivas taxas de juros.

No que se refere ao projeto de máxima eficiência energética, para o fator de perdas em carga de 6,0 horas, período de análise dos investimentos de 5 anos e duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, os ganhos econômicos com a substituição dos projetos padrão são de 11,66 % (R\$ 80,17), 10,20 % (R\$ 72,11), 8,86 % (R\$ 64,51), 7,66 % (R\$ 57,38), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Com o aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, os ganhos aumentam em relação ao período de 5 anos de 82,20 % (R\$ 65,90), 74,72 % (R\$ 53,88), 68,07 % (R\$ 43,91), 62,09 % (R\$ 35,63). Os ganhos, portanto, diminuem em relação aos projetos mais econômicos.

Com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos projetos de máxima eficiência energética são de 10,82 % (R\$ 73,40), 9,36 % (R\$ 66,21), 8,13 % (R\$ 59,15), 7,04 % (R\$ 52,72), em relação aos projetos padrão, para as respectivas taxas de juros e período da análise de 5 anos. Com aumento do período de análise de 5 anos para 10 anos, em relação a 5 anos, os ganhos acumulados aumentam 82,18 % (R\$ 60,48), 74,71 % (R\$ 49,47), 68,08 % (R\$ 40,34), 62,10 % (R\$ 32,64).

C. Classe de Tensão 24,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora

A Figura 11 e as Tabelas 17 e 18 apresentam as evoluções dos custos totais capitalizados dos projetos de transformador de 5 kVA e classe 24,2 kV em função dos custos de perdas de energia e impedâncias percentuais, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora, considerando-se duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

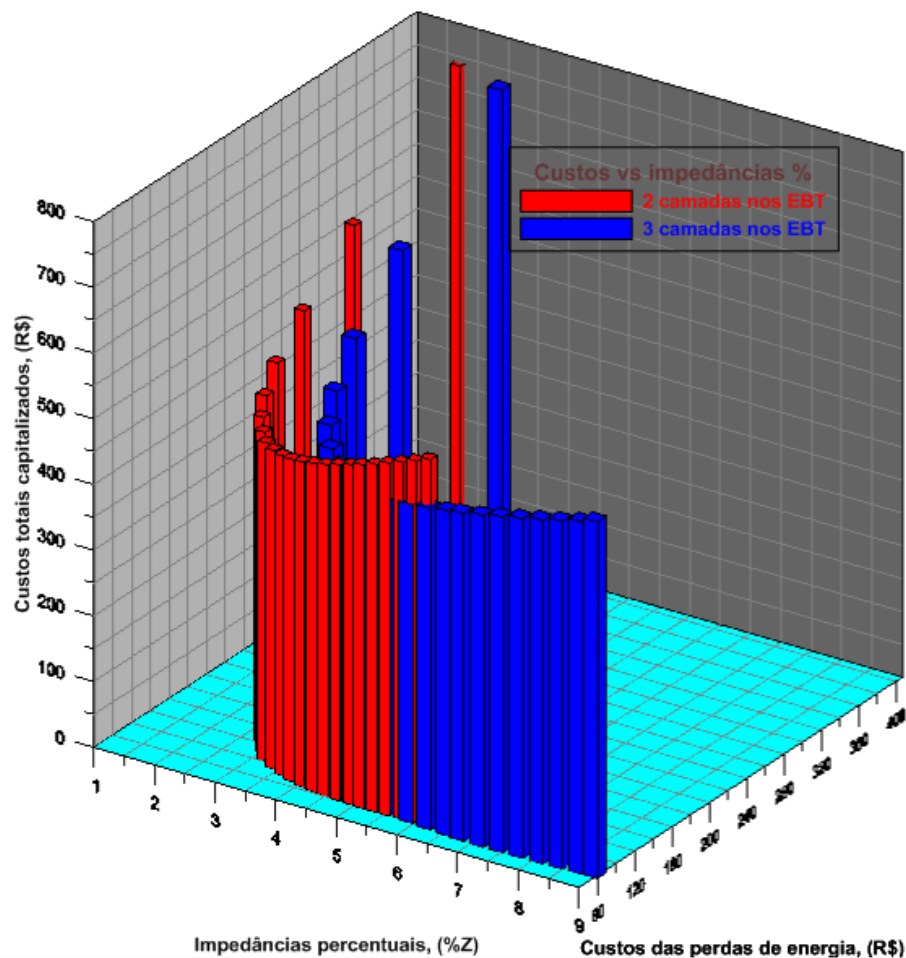


Figura 11 - Custos totais e das perdas capitalizados versus impedâncias, fator de perdas em carga de 1 h, período da análise de 5 anos, 2 e 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, 5kVA/24,2kV.

Tabela 17 - Custos totais e das perdas capitalizados versus impedância percentual, fator perda 1 hora, 2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, períodos análises 5 e 10 anos, 5kVA/24,2kV.

Taxa de juros (%)	Projetos	2 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC, R\$	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	6,16	558,54	83,96	1017,63	152,97
	PME	3,20	485,13	103,50	883,88	188,57
	Padrão	2,50	507,02	146,95	923,76	267,73
6	Proj1	6,16	611,52	79,44	1068,48	138,81
	PME	3,20	525,65	97,93	918,44	171,12
	Padrão	2,50	542,73	139,05	948,30	242,95
8	Proj1	6,16	664,48	75,30	1116,71	126,55
	PME	3,20	566,32	92,83	952,09	156,00
	Padrão	2,50	578,81	131,80	972,73	221,49
10	Proj1	6,16	716,59	71,49	1161,53	115,88
	PME	3,20	606,79	88,13	983,12	142,86
	Padrão	2,50	614,57	125,13	996,17	202,83

Tabela 18 - Custos totais e das perdas capitalizados versus impedância percentual, fator de perdas 1 hora, três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, períodos de análises 5 e 10 anos, 5 kVA/24,2kV.

Taxa de juros (%)	Projetos	3 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC, R\$	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	8,94	542,49	81,14	988,39	147,83
	PME	4,65	477,71	98,21	870,35	178,93
	PBase	3,65	500,65	139,89	912,14	254,87
6	Proj1	8,94	594,02	76,78	1037,90	134,15
	PME	4,65	518,26	92,92	905,53	162,36
	PBase	3,65	536,42	132,37	937,97	231,28
8	Proj1	8,94	645,52	72,77	1048,85	122,30
	PME	4,65	559,10	88,08	939,35	148,02
	PBase	3,65	573,32	125,46	963,52	210,85
10	Proj1	8,94	696,20	69,09	1128,49	111,99
	PME	4,65	599,35	83,62	971,50	135,55
	PBase	3,65	609,49	119,12	987,93	193,08

Analisando as Tabelas 17 e 18, para classe de 24,2 kV, com as Tabelas 13 e 14, para a classe 15 kV, duas e três camadas, respectivamente, e fator de perdas de 1,0 hora, constata-se que com exceção dos projetos base (3CEBT, % Z=3,63 %) e padrão (2CEBT, Z=2,50 %), os custos totais capitalizados aumentam com a classe de tensão de 15 kV para 24,2 kV. Isto deve-se geralmente ao maior aumento dos custos de aquisição do que a redução dos custos de perdas de energia. E a redução dos custos totais capitalizados dos projetos padrão e base com aumento da tensão deve-se a maior redução do custo relativo à aquisição das unidades e às perdas nos enrolamentos do que o aumento dos custos de perdas de energia no núcleo, com a redução de número de espiras para justar a impedância a 2,50 % e 3,65%.

De acordo com os dados nas Tabelas 17 e 18, e na Figura 11, os custos totais capitalizados dos projetos mais econômicos (**PME**), com o aumento do número de camadas nos enrolamentos, reduzem-se R\$ 7,42 (1,53 %), R\$ 7,39 (1,41 %), R\$ 7,22 (1,28 %) e R\$ 7,44 (1,23 %). E a redução dos custos de perda de energia são de R\$ 5,29 (5,11%), R\$ 5,01 (5,12 %), R\$ 4,75 (5,12 %) e R\$ 4,51 (5,12 %).

A Figura 12 mostra os ganhos econômicos reais, **GER**, relativamente à redução dos custos totais capitalizados, os ganhos econômicos relativamente à redução dos custos da aquisição, **GECAQ**, e os ganhos econômicos relativos à redução dos custos de perdas de energia, **GECE**, com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e período de análise dos investimentos de 5 anos.

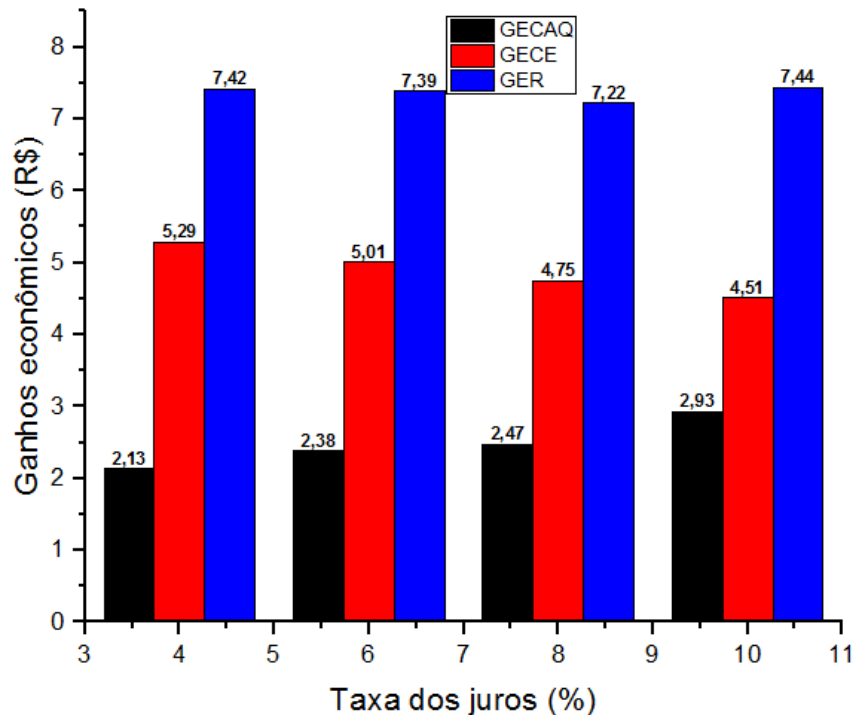


Figura 12 - Ganhos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, projetos de 5kVA/24,2 kV, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos.

De acordo com a Figura 12, com o aumento de número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão, para o período de análise de 5 anos, têm-se ganhos de: R\$ 2,13, R\$ 2,38, R\$ 2,47, e R\$ 2,93, relativamente à redução dos custos da aquisição; R\$ 5,29, R\$ 5,01, R\$ 4,75 e R\$ 4,51, relativamente à redução dos custos das perdas de energia; e R\$ 7,42, R\$ 7,39, R\$ 7,22 e R\$ 7,44, relativamente à redução dos custos totais capitalizados, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Os aumentos dos ganhos reais com a combinação entre o aumento de número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão, de duas para três, e

o período da análise dos investimentos, de 5 anos para 10 anos, correspondem a 82,18 % (R\$ 13,19), 74,70 % (R\$ 5,52), 76,45 % (R\$ 5,52) e 56,18 % (R\$ 4,18), em relação ao período de análise de 5 anos, para as referidas taxas de juros.

A Figura 13 mostra os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos eficientes.

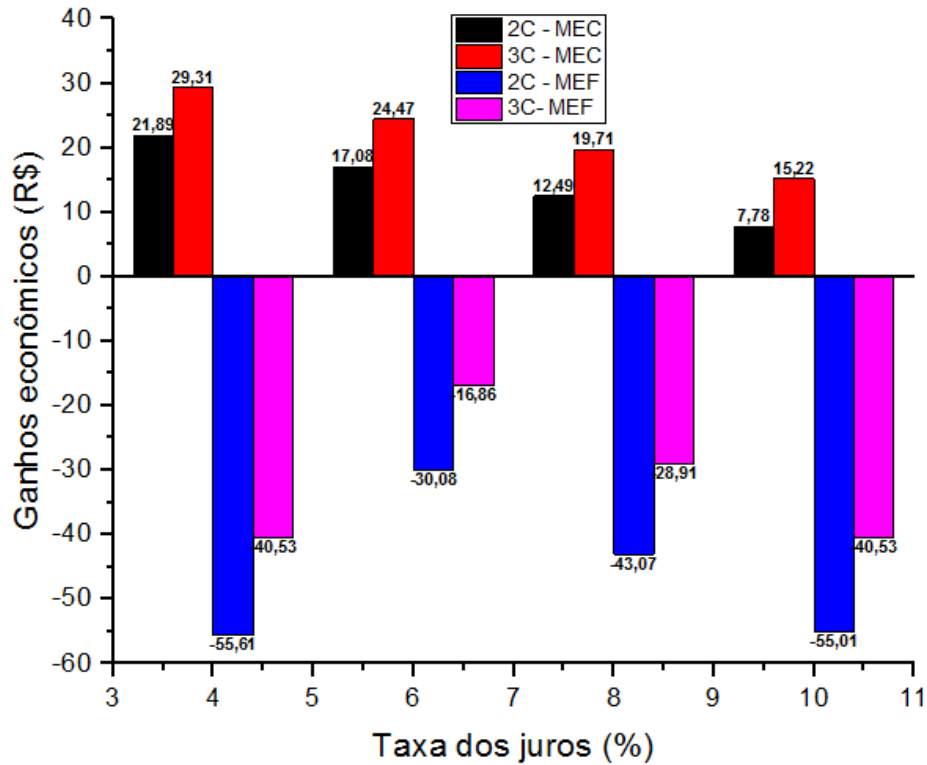


Figura 13 - Ganhos com substituição do projeto padrão pelos eficientes, 2 e 3 camadas nos EBT de baixa tensão, fator de perdas 1 hora, período análise 5 anos, projetos de 5kVA/24,2 kV.

Os ganhos com substituição do projeto padrão pelos eficientes mais econômicos na Figura 13, para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão são de 4,32 % (R\$ 21,89), 3,15 % (R\$ 17,08), 2,16 % (R\$ 12,49) e 1,26 % (R\$ 7,78), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. O aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos resulta no acréscimo dos ganhos para R\$ 39,88, R\$ 29,86, R\$ 20,64 e R\$ 13,05, um aumento em relação ao período de 5 anos de 82,18 % (R\$ 17,99), 74,82 % (R\$ 12,78), 64,25 % (R\$ 8,15) e 67,74 % (R\$ 5,27), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10%, respectivamente.

Para os projetos mais econômicos com três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, os dados na Figura 13 correspondem aos ganhos de 5,78 % (R\$ 29,31), 4,51 % (R\$ 24,47), 3,41 % (R\$ 19,71) e 2,53 % (R\$ 15,22), para o período de análise de 5 anos e taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, respectivamente. O aumento do período de análise de 5 anos para 10 anos resulta nos acréscimos dos ganhos para R\$ 53,41, R\$ 42,77, R\$ 33,38 e R\$ 24,67, correspondentes aos aumentos em relação ao período de 5 anos de 82,22 % (R\$ 24,10),

74,78 % (R\$18,30), 69,36 % (R\$ 13,67) e 62,09 % (R\$ 9,45). Constata-se que para os projetos de máxima eficiência energética têm-se perdas econômicas.

D. Classe de Tensão de 24,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 6 Horas

A Figura 14 e as Tabelas 19 e 20 descrevem a evolução dos custos totais capitalizados em função dos custos anuais das perdas de energia capitalizados e do valor da impedância percentual, para os projetos do transformador de 5 kVA e classe 24,2kV, o fator de perdas em carga de 6,0 horas, considerando duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

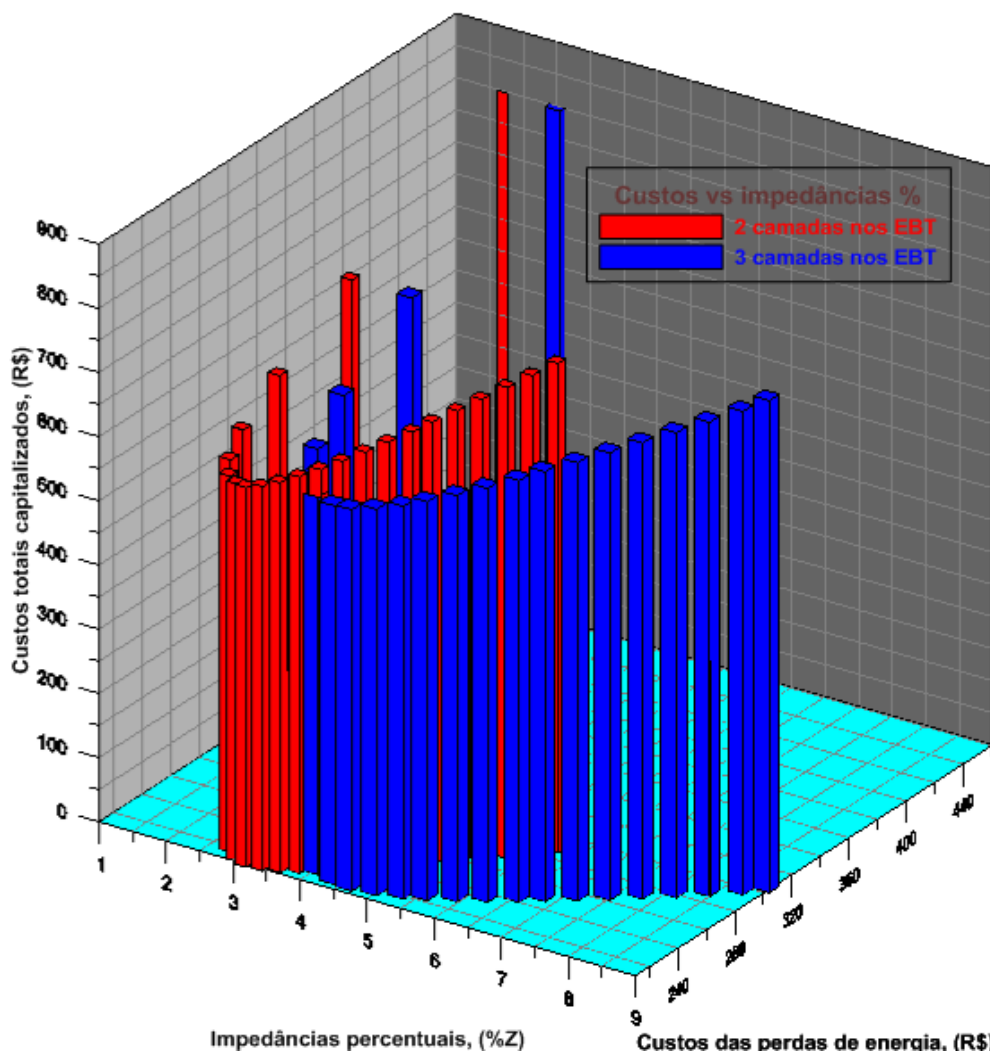


Figura 14 - Custos totais das perdas de energia capitalizados, impedâncias percentuais, fator de perdas 6,0 horas, 2 e 3 camadas nos EBT, taxa de juros de 4%, 5kVA/24,2kV.

Os custos totais capitalizados aumentam com o fator de perdas em carga, comparando as Tabelas 17 a 19. O aumento dos custos totais capitalizados com o fator de perdas em carga de 1,0 hora para 6,0 horas, duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão e período da análise de 5 anos, em relação aos do fator de perdas em carga de 1,0 hora, são de 20,79 % (R\$

100,86), 17,87 % (R\$ 93,92), 15,41 % (R\$ 87,29), 13,31 % (R\$ 80,79), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Com o aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, os custos totais capitalizados crescem 20,83 % (R\$ 184,10), 17,87 % (R\$ 164,10), 15,37 % (R\$ 146,35), 13,36 % (R\$ 131,39), para as referidas taxas de juros.

Tabela 19 - Custos totais e das perdas capitalizados versus impedâncias, projetos de 5kVA/24,2kV, fator de perdas em carga de 6 horas, 2 camadas nos EBT, períodos análises 5 e 10 anos, 2CEBT.

Taxa de juros (%)	Projetos	2 Camadas nos enrolamentos BT				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	6,16	762,81	288,23	1389,79	525,13
	PME	2,87	586,18	215,07	1067,98	391,85
	Padrão	2,50	591,07	231,00	1076,89	420,87
6	Proj1	6,16	804,80	272,73	1406,19	476,52
	PME	2,87	619,57	203,51	1082,54	355,58
	Padrão	2,50	622,27	218,58	1087,26	381,91
8	Proj1	6,16	847,68	258,50	1424,60	434,44
	PME	2,87	653,61	192,89	1098,44	324,17
	Padrão	2,50	654,19	207,18	1099,42	348,18
10	Proj1	6,16	890,53	243,43	1443,47	397,82
	PME	2,87	687,58	183,14	1114,51	296,85
	Padrão	2,50	686,14	196,70	1112,18	318,84

Tabela 20 - Custos totais e das perdas capitalizados versus impedâncias, projetos de 5kVA/24,2kV, fator de perdas em carga de 6 horas, 3 camadas nos EBT, períodos análises 5 e 10 anos, 2CEBT.

Taxa dos Juros (%)	Projetos	3 Camadas nos enrolamentos BT				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	8,94	766,42	305,06	1396,35	555,80
	PME	4,15	588,73	218,63	1072,61	398,33
	PBase	3,65	593,58	232,00	1081,46	424,19
6	Proj1	8,94	805,89	288,65	1408,10	504,35
	PME	4,15	621,80	206,87	1086,44	361,46
	PBase	3,65	624,76	220,30	1091,61	384,93
8	Proj1	8,94	846,35	273,60	1422,36	559,81
	PME	4,15	655,54	196,08	1101,69	329,54
	PBase	3,65	656,68	208,82	1103,60	350,93
10	Proj1	8,94	886,88	259,76	1437,56	421,06
	PME	4,15	689,23	186,17	1117,19	301,76
	PBase	3,65	688,62	198,25	1116,21	321,36

Para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, conforme a Tabela 20, os aumentos dos custos totais capitalizados, com a elevação do fator de perdas em carga de 1,0 hora para 6,0 horas, para o período da análise de 5 anos, em relação aos do fator de perdas em carga de 1 hora, são de 23,12 % (R\$ 110,47), 19,98 % (R\$ 103,54), 17,25 % (R\$ 96,44), 15,06 % (R\$ 90,22), para as referidas taxas de juros. E para 10 anos, os aumentos são 23,12 % (R\$ 202,26), 19,98 % (R\$ 180,91), 17,28 % (R\$ 162,34), 14,99 % (R\$ 145,69).

De acordo com as Tabelas 19 e 20, os custos totais capitalizados e os custos de perdas capitalizados aumentam com o número de camadas, e para duas camadas, apenas para a taxa dos juros de 10 % os custos dos projetos mais econômicos aumentam em relação ao padrão, e para três camadas, isto ocorre para as taxas dos juros de 8 % e 10 %.

A Figura 15 mostra as perdas econômicas reais, **PER**, com o aumento dos custos totais capitalizados, os ganhos econômicos relativos à redução dos custos da aquisição, **GECAQ**, e as perdas econômicas com aumentos dos custos de perdas de energia, **PECE**, com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, para o fator de perdas em carga de 6,0 horas e período de análise dos investimentos de 5 anos.

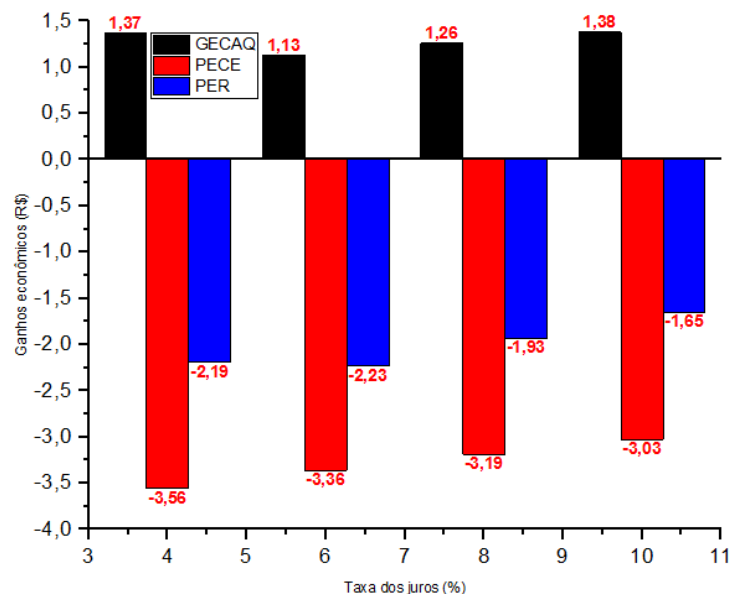


Figura 15 - Ganhos econômicos com aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de 2 para 3, Taxa juros 4%, fator de perdas 6,0 hora, período análise de 5 anos, 5kVA/24,2kV.

De acordo com a Figura 15, o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta: em ganhos econômicos relativamente à redução dos custos de aquisições de R\$ 1,37, R\$ 1,13, R\$ 1,26 e R\$ 1,38; em perdas econômicas relativamente ao aumento dos custos de perdas de energia de R\$ 3,56, R\$ 3,36, R\$ 3,19 e R\$ 3,03; e em perdas reais com o aumento dos custos totais capitalizados de R\$ 2,19, R\$ 2,23, R\$ 1,93 e R\$ 1,65, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Portanto, não existem ganhos reais com aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão, para fator de perdas de 6,0 horas, contrariamente ao que ocorre para o fator de perdas de 1,0 hora, devido a combinação entre aumentos da demanda de potência e da impedância.

O aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, resulta em aumento dos ganhos para R\$ 1,85, R\$ 1,98, R\$ 2,12 e R\$ 2,23, relativamente à redução dos custos da

aquisição; em aumento de perdas econômicas relativamente ao aumento dos custos de perdas de energia de R\$ 6,48, R\$ 5,88, R\$ 5,37 e R\$ 4,91; e em acréscimo de perdas reais com os custos totais capitalizados de 111,42 % (R\$ 4,63), 74,89 % (R\$ 3,90), 68,39 % (R\$ 3,25) e 62,42 % (R\$ 2,68), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, em relação ao período de 5 anos.

A Figura 16 mostra ganhos e perdas econômicas com a substituição do projeto padrão para o fator de perdas em carga de 6,0 horas.

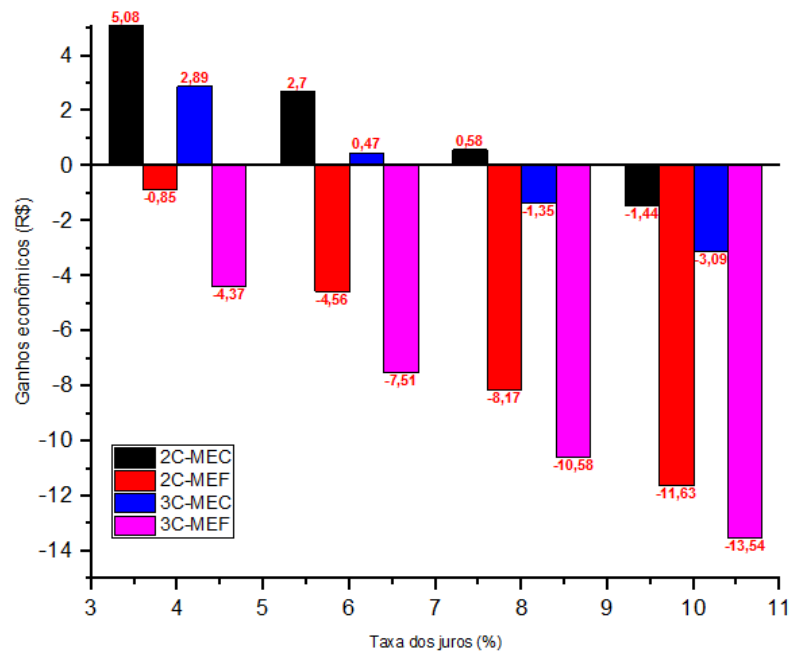


Figura 16 - Ganhos com substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes de 5kVA/24,2kV, 2 e 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão fator de perdas 6 horas período análise 5 anos.

Para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, segundo a Figura 16, os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos projetos eficientes mais econômicos são 0,86 %, 0,43 % e 0,089 %, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % respectivamente, considerando-se o período da análise de 5 anos. Para o período da análise de 10 anos, os ganhos aumentam para R\$ 8,91, R\$ 4,72 e R\$ 0,98, para as referidas taxa de juros. Para a taxa de juros de 10 %, ocorrem perdas econômicas.

E para três camadas, segundo a Figura 16, para as taxas de juros de 4 % e 6 %, os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos mais econômicos são de 0,49 % (R\$ 2,89) e 0,076 % (R\$ 0,47), período de análise de 5 anos; 0,40 % (R\$ 4,28) e 0,075 % (R\$ 0,82), período de análise de 10 anos. Enquanto para as taxa de juros de 8 % e 10 %, têm-se perdas econômicas de 0,21 % (R\$ 1,35) e 0,45 % (R\$ 3,09), período de análise de 5 anos; e 0,21 % (R\$ 2,27) e 0,45 % (R\$ 5,01), período de análise de 10 anos.

Com a substituição dos projetos padrão pelos projetos de máxima eficiência energética com duas camadas, as perdas na Figura 16 corresponde a 0,14 %, 0,73 %, 1,25 % e 1,69 %, para taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, e período da análise de 5 anos. Com o aumento do período de análise de 5 anos para 10 anos, as perdas econômicas reais aumentam para R\$ 1,55, R\$ 8,31, R\$ 14,89 e R\$ 21,19). E para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, para os projetos de máxima eficiência energética, as perdas econômicas com a substituição dos projetos padrão são 0,74 %, 1,21 %, 1,62 % e 1,97 %, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, considerando o período da análise de 5 anos, em relação aos projetos padrão. Com aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, as perdas econômicas aumentam R\$ 7,96, R\$ 13,68, R\$ 19,28 e R\$ 24,67.

E. Classe de Tensão 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1 Hora

A Figura 17 e as Tabelas 21 e 22 mostram a evolução dos custos totais capitalizados em função das impedâncias e dos custos de perdas, projeto de 5 kVA e classe 36,2 kV, fator de perdas em carga de 1,0 hora, para duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

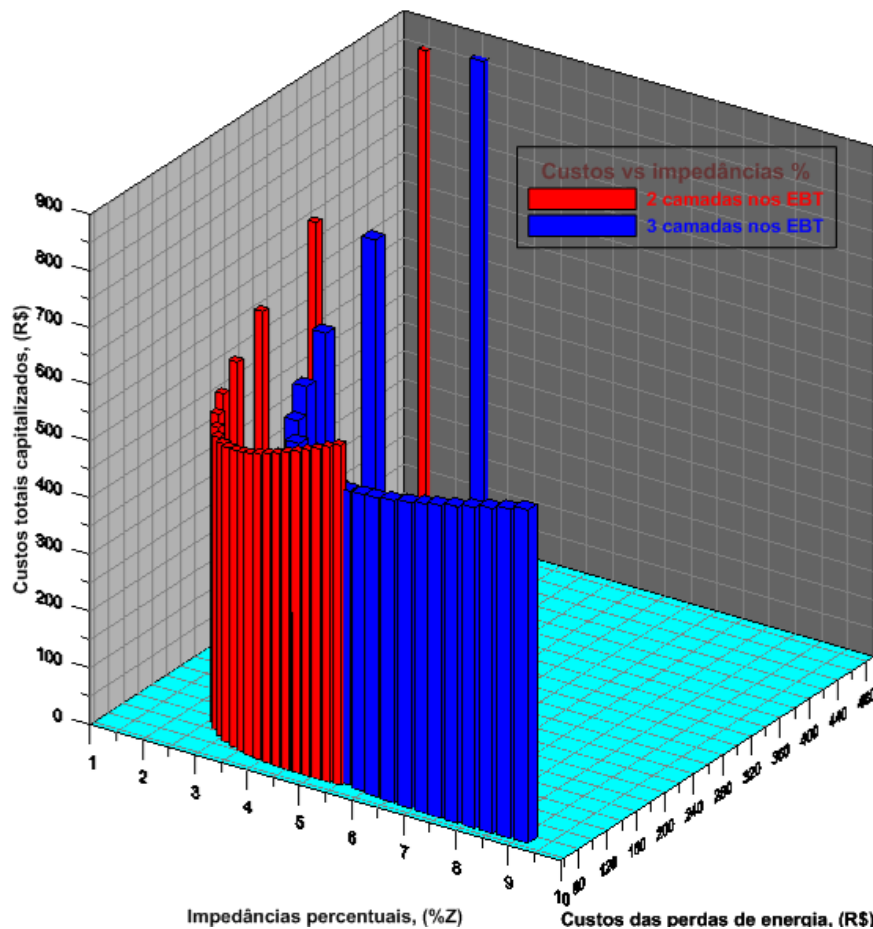


Figura 17 - Custos totais capitalizados, custos das perdas de energia e impedâncias percentuais, projeto de 5kVA/36,2kV, fator de perdas em carga de 1 hora, taxa de juros de 4%, 2 e 3 EBT.

Tabela 21 - Custos totais e das perdas capitalizados versus impedâncias percentuais, 5kVA/36,2kV, fator de perda de 1 hora, períodos análises 5 e 10 anos, 2 camadas nos EBR, taxa juros 4%, 6%, 8% e 10%.

Taxa de juros (%)	Projetos	2 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	5,48	599,52	75,96	1092,28	138,40
	PME	2,91	517,74	98,93	943,28	180,24
	Padrão	2,50	523,98	122,18	954,65	222,60
6	Proj1	5,48	658,85	71,88	1151,19	125,59
	PME	2,91	563,12	93,61	983,92	163,56
	Padrão	2,50	566,08	115,61	989,09	202,00
8	Proj1	5,48	718,10	68,13	1206,82	114,49
	PME	2,91	608,63	88,73	1022,85	149,11
	Padrão	2,50	608,40	109,58	1022,46	184,16
10	Proj1	5,48	776,34	64,68	1258,39	104,85
	PME	2,91	653,48	84,24	1059,25	136,55
	Padrão	2,50	650,20	104,04	1053,92	168,64

Tabela 22 - Custos totais e das perdas capitalizados versus impedâncias percentuais, 5kVA/36,2kV, fator de perdas de 1 hora, períodos análises 5 e 10 anos, 3 camadas nos EBR, taxa juros 4%, 6%, 8% e 10%.

Taxa de juros (%)	Projetos	3 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	9,09	588,12	72,66	1071,51	132,37
	PME	4,83	514,54	94,19	937,45	171,60
	PBase	4,16	522,08	117,02	951,19	213,20
6	Proj1	9,09	646,65	68,75	1129,86	120,12
	PME	4,83	560,46	89,12	978,70	155,72
	PBase	4,16	564,05	110,72	986,94	193,46
8	Proj1	9,09	705,09	65,16	1184,95	109,51
	PME	4,83	606,44	84,47	1018,49	141,96
	PBase	4,16	607,81	104,95	1021,48	176,38
10	Proj1	9,09	762,53	61,87	1236,00	100,28
	PME	4,83	651,53	80,20	1055,65	130,00
	PBase	4,16	650,24	99,64	1053,98	161,51

Segundo os dados na Figura 17 e nas Tabelas 21 e 22, com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, os custos totais capitalizados reduzem-se R\$ 3,20 (0,62 %), R\$ 2,66 (0,47 %), R\$ 2,19 (0,36 %) e R\$ 1,95 (0,30 %), e a redução dos custos das perdas de energia são R\$ 4,74 (4,79 %), R\$ 4,49 (4,80 %) R\$4,26 (4,80 %) e R\$ 4,04 (4,80 %).

E de acordo com a Figura 17 e Tabelas 21 e 22, com aumento do período de análise de 5 anos para 10 anos, os custos totais capitalizados crescem para 82,19 % (R\$ 425,54), 74,43 % (R\$ 419,11), 67,52 % (R\$ 410,99) e 61,21 % (R\$ 399,97), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, para duas camadas, em relação ao período de análise de 5,0

anos. E para três camadas, os aumentos são de 82,19 % (R\$ 422,91), 74,62 % (R\$ 418,24), 67,95 % (R\$ 412,05) e 62,02 % (R\$ 404,12).

A Figura 18 mostra os ganhos econômicos reais, **GER**, relativos à redução dos custos totais capitalizados; as perdas econômicas relativas ao aumento dos custos da aquisição, **PECAQ**, e os ganhos econômicos relativos à redução dos custos das perdas de energia, **GECE**, com o aumento do número de camadas, fator de perdas em carga de 1,0 hora e período de análise de 5 anos, considerando-se o projeto de 5kVA e classe de tensão 36,2kV.

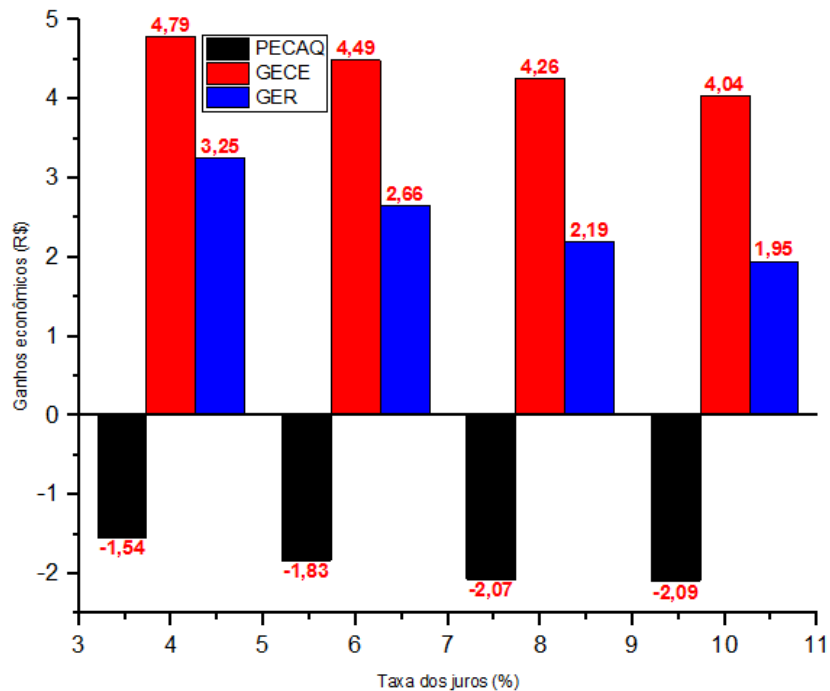


Figura 18 - Ganhos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, projetos de 5kVA/36 kV, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos.

Na Figura 18, os ganhos reais relativos à redução dos custos totais capitalizados (**GER**) são de R\$ 3,25, R\$ 2,66, R\$ 2,15 e R\$1,95; os ganhos com a redução dos custos de perdas de energia (**GECE**) são R\$ 4,79, R\$ 4,45, R\$ 4,26 e R\$4,04; e perdas econômicas com o aumento dos custos de aquisição (**PECAQ**) são R\$ 1,54, R\$ 1,83, R\$ 2,07 e R\$2,09, para as taxas dos juros de 4%, 6%, 8% e 10%, respectivamente.

Portanto, os ganhos reais com a redução dos custos totais capitalizados devem-se a maior redução dos custos de perdas de energia do que o aumento dos custos de aquisição, com o processo de otimização dos projetos padrão para se obter os projetos eficientes rurais.

Para o período de análise de 10 anos, as perdas econômicas com aumento dos custos de aquisição elevam-se para R\$ 2,81, R\$ 2,62, R\$ 2,80 e R\$ 2,95; os ganhos relativos à

redução dos custos das perdas de energia crescem para R\$ 8,64, R\$ 7,84, R\$ 7,15 e R\$ 6,55; e os ganhos reais crescem para R\$ 5,83, R\$ 5,22, R\$ 4,35 e R\$ 3,60, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Portanto, os aumentos reais dos ganhos com acréscimo do período de análise de 5 anos para 10 anos correspondem a 79,38 % (R\$ 2,58), 96,24 % (R\$ 2,56), 98,63 % (R\$ 2,16) e 84,62 % (R\$ 1,65).

Na Figura 19 podem-se analisar os ganhos e as perdas econômicas com a substituição do projetos padrão de 5 kVA e classe tensão de 36,2 kV. Para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, os ganhos com as substituição dos projeto padrão pelos projetos eficientes mais econômicos são R\$ 6,24 e R\$ 2,96 e as perdas, R\$ 0,23 e R\$ 3,28, taxa de juros de 4 % e 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, considerando-se o período de análise de 5 anos. Para o período de análise de 10 anos, os ganhos aumentam para R\$ 11,33) e (R\$ 6,86), e as perdas crescem para (R\$ 0,47) e (R\$ 2,84), correspondendo, em relação ao período de 5 anos, aumentos de 81,57 % (R\$ 5,09), 131,76 % (R\$ 3,90), 104,35 % (R\$ 0,24), 13,41 % (R\$ 0,44).

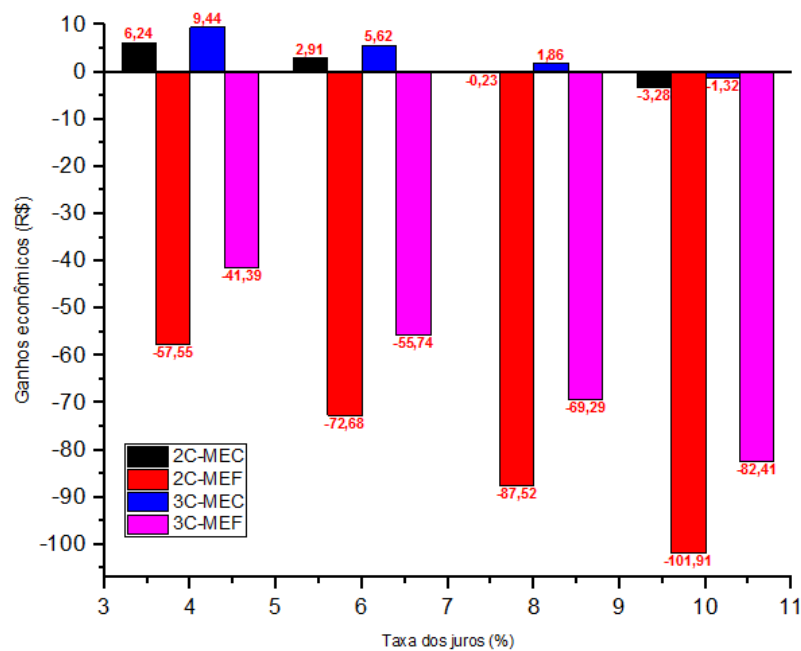


Figura 19 - Ganhos com a substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes, duas e três camadas, fator de perdas de 1 hora, período de análise 5 anos, projetos de 5kVA/36 kV.

Com a substituição dos projetos padrão pelos projetos de máxima eficiência energética, as perdas econômicas na Figura 19 correspondem a 10,98 %, 12,84 %, 14,39 % e 15,67 %, para taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, considerando-se o período da análise de 5 anos, para duas camadas. Com o aumento do período de análise de 5 anos para 10 anos, as perdas econômicas aumentam para R\$ 104,86), R\$ 126,99, R\$ 147,08 e

R\$ 165,19, correspondentes aos acréscimos, em relação a 5 anos, de 82,21 % (R\$ 47,30), 74,72 % (R\$ 54,31), 68,05 % (R\$ 59,56) e 62,09 % (R\$ 63,28).

Para três camadas, os ganhos econômicos com a substituição dos projetos padrão pelos projetos mais econômicos, na Figura 19, correspondem a 1,8 %, 0,99 %, 0,32 %, para as taxa de juros de 4 % e 6 % e 8 %, respectivamente, e tem-se perda de 0,20 % para a taxa de juros de 10 %, para o período de análise de 5 anos. Para o período de análise de 10 anos, os ganhos aumentam para R\$ 17,20), R\$ 10,39, R\$ 3,97, correspondente aos acréscimos, em relação a 5 anos, de 82,20 % (R\$ 7,76), 84,88 % (R\$ 4,77), 113,44 % (R\$ 2,11), para as taxas de juros de 4 %, 6 % e 8 %, respectivamente; e para a taxa de juros de 10 %, tem-se perda econômica de R\$ 1,73, corresponde aumento 31,06 % (R\$ 0,41), em relação a 5 anos.

E com a substituição dos projetos padrão pelos de máxima eficiência, para três camadas, as perdas econômicas são R\$ 41,39, R\$ 55,74, R\$ 69,29 e R\$ 82,41, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente e período da análise de 5 anos. Com o aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, as perdas econômicas aumentam para R\$76,33, R\$ 97,39, R\$ 116,45 e R\$ 133,59, correspondendo aos acréscimos, em relação a 5 anos, de 84,34 % (R\$ 34,91), 74,72 % (R\$ 41,65), 68,06 % (R\$ 47,16), 62,10 % (R\$ 51,18).

F. Classe de Tensão 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 6 Horas

As Tabelas 23 e 24 e a Figura 20 mostram os custos totais capitalizados dos projetos de transformador de 5 kVA e classe tensão 36,2 kV, para o fator de perdas em carga de 6,0 horas, considerando-se duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

O aumento de número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão resulta na redução dos ganhos econômicos, porque a combinação entre o aumento do fator de perdas em carga e a impedância resulta no maior aumento do custo de perda de energia nos enrolamentos do que na redução do custo relativo a aquisição e perda de energia no núcleo. Isto deve-se ao maior aumento da massa dos enrolamentos do que a redução da massa do núcleo, com aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

Os projetos bases e padrão de 5 kVA e classe de tensão 36,2 kV são os mais econômicos dentre os 22 projetos executados. Isto indica que a combinação entre os aumentos do fator de perdas e do valor da impedância, com o acréscimo do número das espiras do

projeto padrão para se obter os projetos mais eficientes e mais econômicos, resulta no maior aumento do custo de perdas nos enrolamentos do que na redução do custo relativo à aquisição e às perdas no núcleo.

Da mesma forma, o aumento de número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão para se maximizar os ganhos resultam nas perdas econômicas. Isto deve-se ao maior aumento da massa do cobre, como resultado do acréscimo do comprimento das espiras, do que na redução da massa do ferro, que combinado com aumento do tempo de máximo suprimento de potência resulta no maior aumento dos custos de perdas nos enrolamentos do que na redução dos custos de perdas no ferro. Portanto este caso é atípico.

Tabela 23 - Custos totais e das perdas capitalizados versus impedâncias, fator de perdas de 6 horas, períodos análises de 5 e 10 anos, taxa juros de 4%, 6%, 8% e 10%, 2 camadas nos EBT, 5kVA/36,2kV.

Taxa de juros (%)	Projetos	2 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	5,48	755,21	231,65	1375,94	422,06
	PME	2,50	595,61	193,81	1085,15	353,10
	Padrão	2,50	595,61	193,81	1085,15	353,10
6	Proj1	5,48	806,17	219,19	1408,59	382,99
	PME	2,50	633,85	183,38	1107,51	320,42
	Padrão	2,50	633,85	183,38	1107,51	320,42
8	Proj1	5,48	857,73	207,76	1441,49	349,16
	PME	2,50	672,64	173,82	1130,42	292,12
	Padrão	2,50	672,64	173,82	1130,42	292,12
10	Proj1	5,48	908,92	197,26	1473,28	319,74
	PME	2,50	711,19	165,03	1152,78	267,50
	Padrão	2,50	711,19	165,03	1152,78	267,50

Tabela 24 - Custos totais e de perdas capitalizados versus impedâncias, fator perda 6 horas, períodos análises 5 anos e 10 anos, taxa juros de 4%, 6%, 8% e 10%, 3 camadas nos EBT, 5kVA/36,2kV.

Taxa de juros (%)	Projetos	3 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	9,09	759,86	244,40	1384,41	445,27
	PME	4,37	601,18	191,29	1095,30	348,52
	PBase	4,16	601,69	196,62	1096,23	358,24
6	Proj1	9,09	809,15	231,25	1413,80	404,06
	PME	4,37	640,54	181,00	1119,18	316,25
	PBase	4,16	640,18	186,05	1118,55	325,07
8	Proj1	9,09	859,12	219,19	1443,82	368,37
	PME	4,37	680,42	171,56	1143,50	288,32
	PBase	4,16	679,21	176,35	1141,47	296,37
10	Proj1	9,09	908,77	208,11	1473,04	337,33
	PME	4,37	720,04	162,89	1167,12	264,03
	PBase	4,16	718,02	167,43	1163,86	271,39

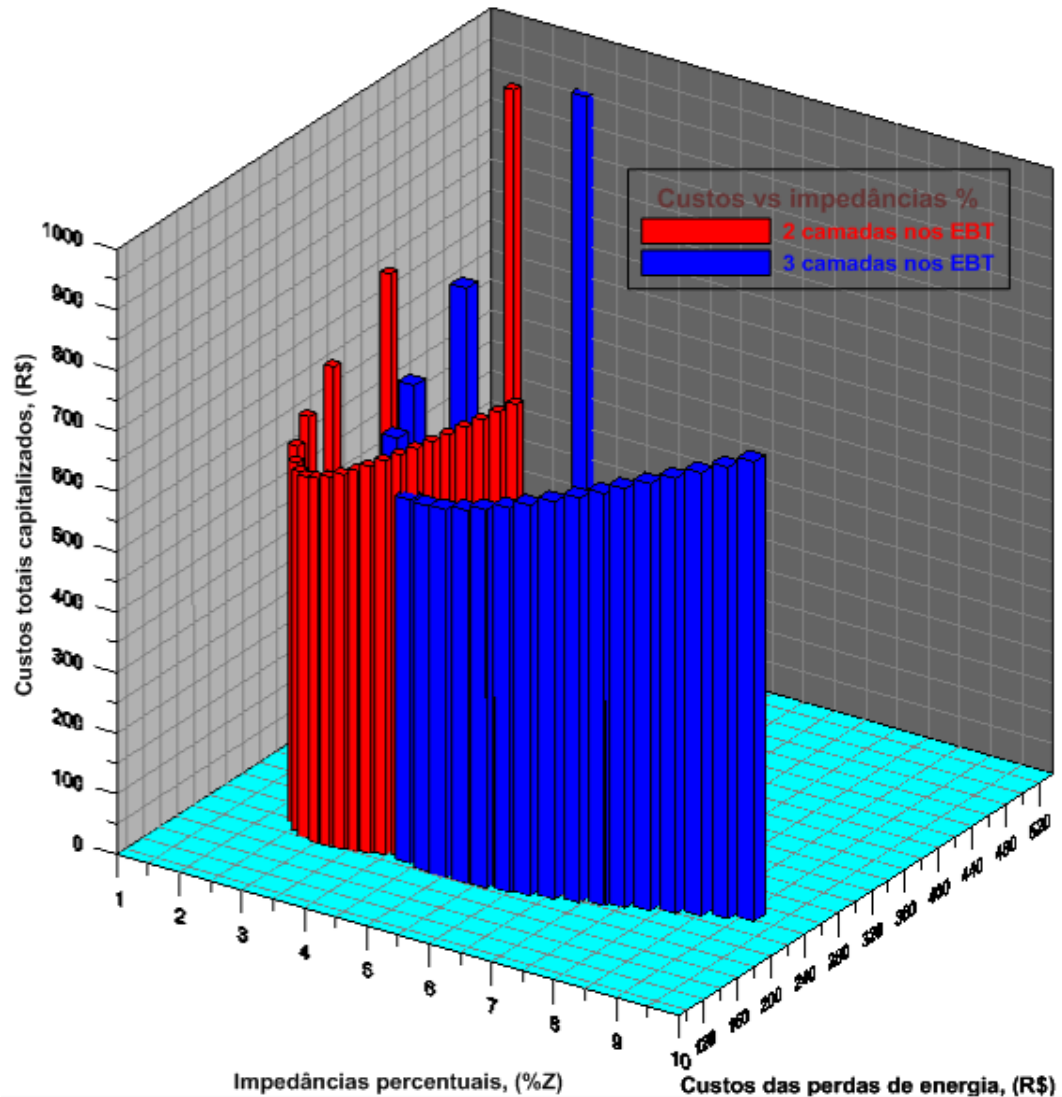


Figura 20 - Custos totais e das perdas de energia capitalizados versus impedâncias, fator perda 6 horas, período análise de 5 anos, taxa juros 4%, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, 5kVA/36,2kV

A Figura 21 mostra as perdas econômicas reais, **PER**, relativas ao aumento dos custos totais capitalizados; as perdas econômicas relativas ao aumento dos custos da aquisição, **GECAQ**, e os ganhos econômicos relativos à redução dos custos das perdas de energia, **GECE**, com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, período de análise dos investimentos de 5 anos, projetos 5 kVA e classe 36,2 kV, considerando-se o fator de perdas em carga ou o tempo de suprimento máximo de potência de 6 horas.

De acordo com a Figura 21, o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta: em perdas econômicas relativamente ao aumento dos custos das aquisições de R\$ 8,09, R\$ 9,07, R\$ 10,04 e R\$ 10,99; em ganhos econômicos relativamente à redução dos custos das perdas de energia de R\$ 2,52, R\$ 2,38, R\$ 2,26 e R\$

2,14; e em perdas reais com o aumento dos custos totais capitalizados de R\$ 5,57, R\$ 6,69, R\$ 7,78 e R\$ 8,85, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

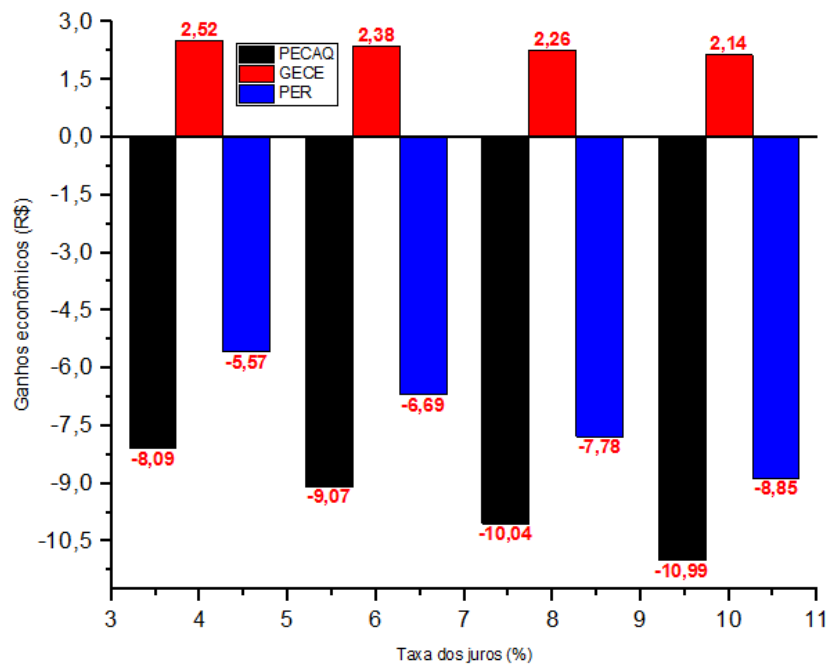


Figura 21 - Ganhos econômicos com aumento do número de camadas nos enrolamentos baixa tensão de duas para três, projetos 5kVA/36,2 kV, fator de perdas em carga de 6 horas, período de análise de 5 anos.

O aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos resulta no acréscimo de perdas econômicas na Figura 21 para R\$ 14,73, R\$ 15,84, R\$ 16,88 e R\$ 17,81, relativamente ao aumento dos custos da aquisição; em aumento dos ganhos econômicos, relativamente à redução dos custos das perdas de energia, para R\$ 4,58, R\$ 4,17, R\$ 3,80 e R\$ 3,47; e no aumento das perdas econômicas reais, com o acréscimo dos custos totais capitalizados, para R\$ 10,15, R\$ 11,67, R\$ 13,08 e R\$ 14,34, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Os aumentos das perdas reais com o período da análise de 5 anos para 10 anos, correspondem a 82,23 % (R\$ 4,58), 74,44 % (R\$ 4,98), 68,12 % (R\$ 5,30) e 60,90 % (R\$ 5,39), em relação ao período de análise de 5 anos.

As perdas econômicas com a substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes mais econômicos e de máxima eficiência energética de 5 kVA e classe de tensão 36,2 kV, fator de perdas em carga de 6 horas, são mostrados na Figura 22.

Para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, o sinal (-) na Figura 22 indica que o projeto padrão é mais econômico. As perdas econômicas com a substituição do projeto padrão pelos de máxima eficiência energética com duas camadas são de R\$ 10,77, R\$ 14,20, R\$ 17,42 e R\$ 20,78, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Para

três camadas, as perdas são de R\$ 16,65, R\$ 19,93, R\$ 23,03 e R\$ 26,25. E para os projetos mais econômicos com três camadas, as perdas são de R\$ 5,57, R\$ 5,57, R\$ 5,57 e R\$ 5,57.

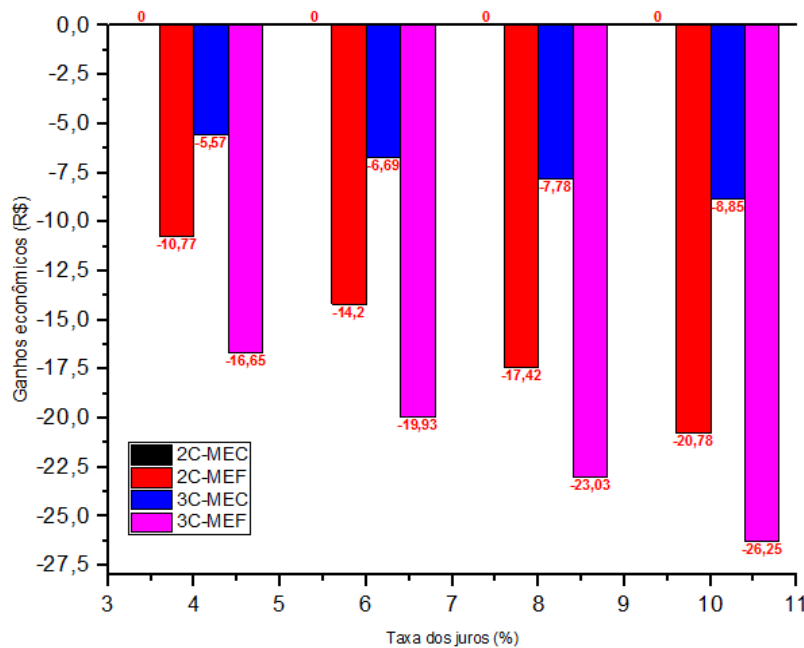


Figura 22 - Ganhos substituição projeto padrão pelos projetos eficientes e mais econômico, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 6 horas, período análise 5 anos, 5kVA/36,2 kV.

5.2.2.2 Potência de 10 kVA

A. Classe de Tensão de 15 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora

Com o aumento da potência, para determinada classe de isolamento, reduz-se o número das espiras, aumenta o seu comprimento médio e a massa do ferro, devido, sobretudo, ao aumento da seção do núcleo. Se o aumento do comprimento das espiras e a redução do seu número, com a elevação da potência, ocorrer na mesma proporção, a massa dos enrolamentos manter-se-á constante, considerando-se as mesmas dimensões dos fios condutores das espiras. Porém, quando se aumenta a largura e espessura do fio condutor das espiras, com aumento da potência, para atenuar o aumento da perda no cobre com o acréscimo da corrente elétrica, aumenta a massa dos enrolamentos.

O aumento das massas dos enrolamentos e do núcleo pode não resultar no aumento do custo total capitalizado com a elevação da potência. Quando o aumento da seção do núcleo resultar na maior redução da indução magnética do que no aumento da massa do núcleo; e quando o aumento da seção das espiras resultar na maior redução da perda nos enrolamentos do que no aumento da sua massa, os custos das perdas de energia podem reduzir-se com o aumento da potência. E se a redução do custo de perdas de energia for em maior proporção do

que o aumento do custo da aquisição com o processo de otimização e redimensionamento da seção das espiras, os custos totais capitalizados podem reduzir com o aumento da potência.

Se o aumento da massa do ferro, com o acréscimo da seção do núcleo; e o aumento da massa do cobre, com o acréscimo da seção das espiras, ocorrerem em maior proporção do que as reduções da indução magnética e da densidade da corrente, os custos das perdas dos enrolamentos e do núcleo podem aumentar-se, assim como o da aquisição, resultando no aumento do custo total capitalizado, com aumento da potência. A indução magnética pode reduzir-se com o aumento da potência, quando o aumento da seção do núcleo ocorrer em maior proporção do que a redução do número das espiras.

Por questão técnica, a redução do número de espiras do projeto padrão é limitada pelo valor mínimo da impedância imposto de 2,50 % [3], com a finalidade de reduzir a intensidade de corrente de falta, caso ocorra curto circuito. Mas também constata-se que a redução do valor de impedâncias para um valor abaixo de 2,50 % pode comprometer a viabilidade econômica, ou seja, pode resultar no aumento da indução magnética e das perdas no núcleo em maior proporção do que na redução da massa total e das perdas nos enrolamentos, resultando no maior aumento do custo das perdas no núcleo do que na redução do custo relativo a perdas nos enrolamentos e aquisição dos equipamentos.

Para se manter o valor da impedâncias a 2,50 %, com o aumento da potência, se ajustam os valores da resistência e da reatância através da média do comprimento de espiras dos enrolamentos de alta e baixa tensão e do espaço reativo entre esses dois enrolamentos, bem como outros parâmetros. Este procedimento está na base de variação dos ganhos com a variação da potência e classe de tensão, conforme as Figuras 5 e 23; e as Tabelas 14, 25 e 26, para os projetos de 5 kVA e 10 kVA, classe 15 kV.

As curvas da Figura 23 e os dados nas Tabelas 25 e 26 apresentam os custos totais capitalizados dos transformadores de 10 kVA e 15 kV em função dos valores das impedâncias percentuais e dos custos de perdas de energia capitalizados, para o fator de perdas em carga de 1,0 horas, considerando-se duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

De acordo com os dados nas Tabelas 25 e 26, Os custos totais capitalizados dos projetos mais econômicos reduzem com aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três de R\$ 9,89 (1,44 %), R\$ 8,36 (1,17 %), R\$ 6,80 (0,89 %) e R\$ 5,55 (0,68 %); e as redução dos custos das perdas de energia são de R\$ 15,10 (8,24 %), R\$ 14,28 (8,23 %), R\$ 13,54 (8,24 %) e R\$ 12,85 (8,2 %).

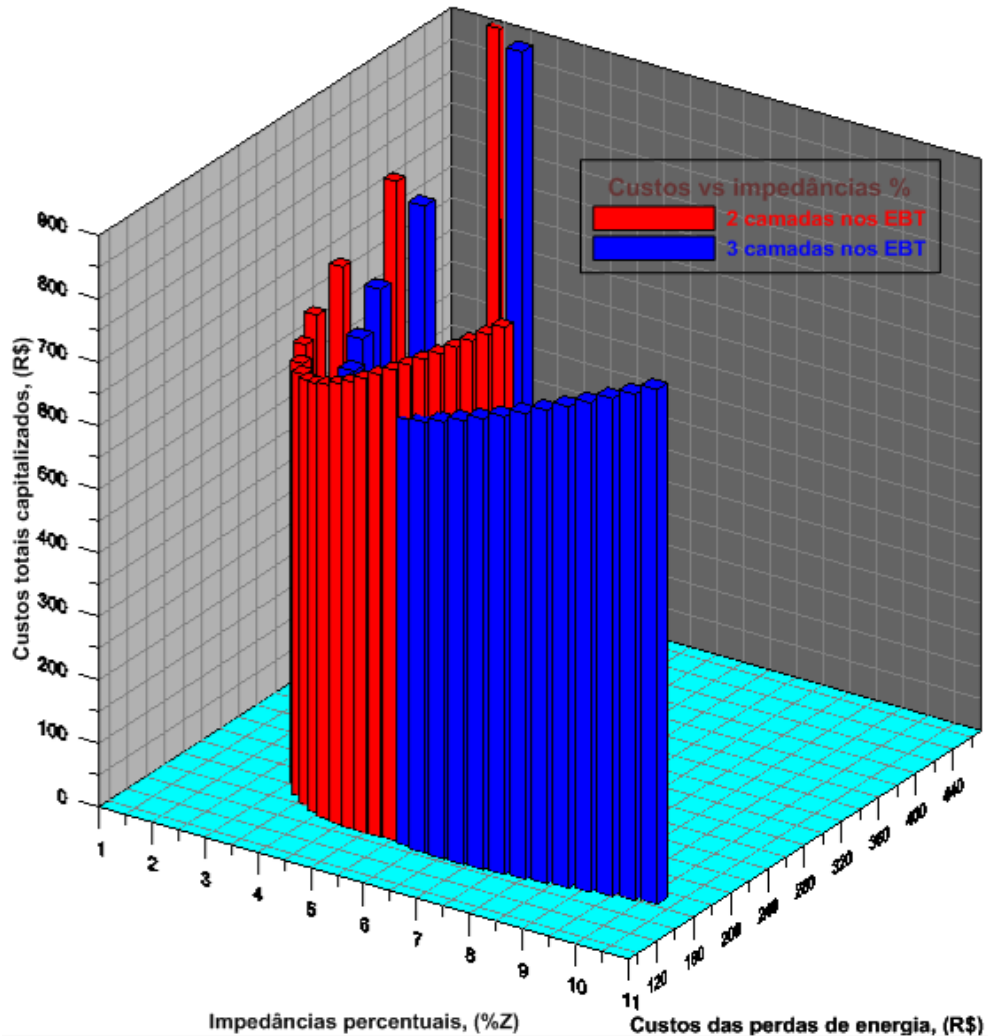


Figura 23 - Custos totais e custos perdas capitalizados versus impedâncias, fator de perdas 1 hora 2 e 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, taxa juros de 4% e período análise 5 anos, 10kVA/15kV.

Tabela 25 - Custos totais e das perdas capitalizados e impedâncias, fator de perdas de 1 hora, taxa juros de 4%, 6%, 8%, e 10%, 2 camadas nos EBT, períodos análises 5 anos e 10 anos, 10kVA/15kV.

Taxa de juros (%)	Projetos	2 Camadas nos enrolamentos BT				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	7,25	837,71	168,54	1526,25	307,06
	PME	3,18	666,12	183,27	1213,62	333,90
	Padrão	2,50	699,91	247,93	1274,64	451,72
6	Proj1	7,25	909,71	159,47	1589,49	278,64
	PME	3,18	714,65	173,41	1248,68	302,99
	Padrão	2,50	740,99	234,60	1294,69	409,90
8	Proj1	7,25	981,91	151,16	1650,17	254,03
	PME	3,18	763,60	164,37	1282,86	276,23
	Padrão	2,50	783,10	222,36	1316,06	373,70
10	Proj1	7,25	1053,11	143,51	1707,01	232,62
	PME	3,18	812,24	156,05	1316,18	252,95
	Padrão	2,50	826,07	211,12	1337,38	342,21

Tabela 26 - Custos totais e das perdas capitalizados e impedâncias, fator de perdas de 1 hora, taxa de juros 4de %, 6%, 8%, e 10%, 3 camadas nos EBT, períodos análises 5 anos e 10 anos, 10kVA/15kV.

Taxa de juros (%)	Projetos	3 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	10,12	810,60	168,36	1476,86	306,74
	PME	4,66	656,23	168,17	1195,60	306,40
	PBase	3,40	693,36	240,71	1263,25	438,55
6	Proj1	10,12	879,34	159,30	1536,44	278,34
	PME	4,66	706,29	159,13	1234,21	298,03
	PBase	3,40	735,25	227,76	1284,66	397,96
8	Proj1	10,12	948,31	151,00	1593,71	253,76
	PME	4,66	756,80	150,83	1271,87	253,48
	PBase	3,66	777,83	215,58	1307,21	362,81
10	Proj1	10,12	1016,35	143,36	1647,42	232,37
	PME	4,66	806,69	143,20	1307,58	232,12
	PBase	3,40	820,25	204,97	1329,56	332,23

A redução do custo total capitalizado com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão (vide Tabelas 25 e 26) deve-se a maior redução do custo de perdas no ferro do que o aumento do custo relativo a aquisição das unidades e de perdas no cobre. E a redução dos custos de perdas de energia com aumento do número de camadas deve-se a maior redução de perdas no ferro, com redução da massa do núcleo, do que aumento de perdas no cobre, com aumento da massa dos enrolamentos.

A Figura 24 mostra ganhos econômicos reais, **GER**, com redução dos custos totais capitalizados; perdas econômicas com aumento dos custos da aquisição, **GECAQ**; e ganhos econômicos com redução dos custos das perdas de energia, **PECE**, com o aumento do número de camadas, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e período de análise de 5 anos.

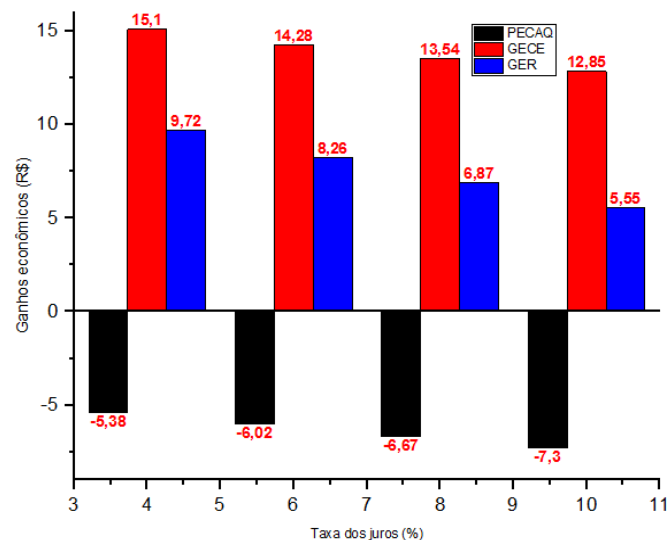


Figura 24 - Ganhos econômicos com aumentos de camadas enrolamentos baixa tensão duas para três, 10kVA/15 kV, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos.

De acordo com a Figura 24, o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta: em perdas econômicas, com aumento dos custos de aquisição de R\$ 5,38, R\$ 6,02, R\$ 6,67 e R\$ 7,30; em ganhos econômicos, com a redução dos custos das perdas de energia, de R\$ 15,10, R\$ 14,28, R\$ 13,54 e R\$ 12,85; e em ganhos reais, com a redução dos custos totais capitalizados, de R\$ 9,72, R\$ 8,26, R\$ 6,87 e R\$ 5,55, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

O aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos resulta no acréscimo das perdas econômicas para R\$ 9,78, R\$ 10,52, R\$ 11,20 e R\$ 11,83, com o aumento dos custos da aquisição; em aumento dos ganhos econômicos, com a redução dos custos das perdas de energia, de R\$ 27,50, R\$ 24,96, R\$ 22,75 e R\$ 20,83; e em aumentos dos ganhos reais, com a redução dos custos totais capitalizados, de R\$ 17,72, R\$ 14,44, R\$ 11,55 e R\$ 9,00, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Os aumentos dos ganhos reais com o período da análise de 5 anos para 10 anos, correspondem a 82,30 % (R\$ 8,00), 74,82 % (R\$ 6,18), 68,12 % (R\$ 4,68) e 62,16 % (R\$ 3,45), em relação ao período de 5 anos

Os ganhos e as perdas econômicas com a substituição do projeto padrão podem ser analisados na Figura 25.

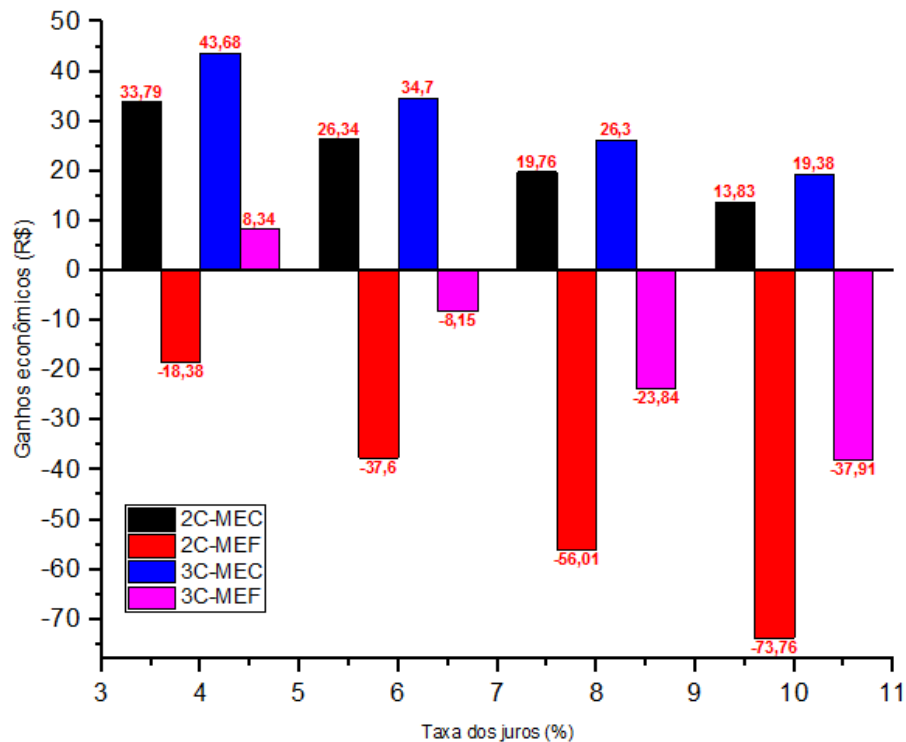


Figura 25 - Ganhos e perdas com a substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes e mais econômico, 2 e 3 camadas, fator de perdas 1 hora, período da análise de 5 anos, 10kVA/15 kV.

Os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos projetos eficientes mais econômicos são 4,83% (R\$ 33,79), 3,55 % (R\$ 26,34), 2,52 % (R\$ 19,76), 1,67% (R\$ 13,83), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, para o período de análise de 5 anos, considerando-se duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão. Com aumento do período da análise de 5 para 10 anos, os ganhos econômicos reais crescem para R\$ 61,02, R\$ 46,01, R\$ 33,20 e R\$ 21,20), para as referidas taxas de juros, correspondentes aos aumentos em relação ao período de 5 anos de 80,59 % (R\$ 27,23), 74,78 % (R\$ 19,67), 68,02 % (R\$ 13,44) e 53,30 % (R\$ 7,37).

O aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta no acréscimo dos ganhos reais com a substituição dos projetos padrão pelos projetos mais econômicos para 6,24 % (R\$ 43,68), 4,68 % (R\$ 34,70), 3,36 % (R\$ 26,30), 2,35 % (R\$ 19,38), período da análise de 5 anos e respectivas taxas de juros. E para o período de 10 anos, o aumento dos ganhos com as camadas são 6,20 % (R\$ 79,04), 4,67 % (R\$ 60,48), 3,36 % (R\$ 44,19), 2,23 % (R\$ 29,80), correspondendo aos aumentos em relação ao período de 5 anos de 80,95 % (R\$ 35,36), 74,29 % (R\$ 25,78), 68,02 % (R\$ 17,89), 54,32 % (R\$ 10,49).

A substituição dos projetos padrão pelos projetos de máxima eficiência energética resulta em perdas econômicas, com a exceção dos projetos com três camadas, para a taxa de juros de 4 %. As perdas econômicas são de 2,63 % (R\$ 18,38), 5,07 % (R\$ 37,60), 7,15 % (R\$ 56,01), 8,81 % (R\$ 72,76), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, considerando-se o período da análise de 5 anos e duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão. As perdas econômicas aumentam com o período da análise de 5 anos para 10 anos para 2,67 % (R\$ 34,03), 5,07 % (R\$ 65,70), 7,15 % (R\$ 94,13), 8,94 % (R\$ 119,55), correspondentes aos acréscimos em relação a 5 anos de 85,15 % (R\$ 15,65), 74,73 % (R\$ 28,10), 68,06 % (R\$ 38,12), 64,31 % (R\$ 46,79).

Para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão e taxa de juros de 4 %, têm-se ganhos, com a substituição dos projetos padrão pelos projetos de máxima eficiência energética, de 1,19 % (R\$ 8,34) e 1,15 % (R\$ 14,66), períodos das análises de 5 anos e 10 anos, respectivamente. Para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 % e período da análise dos investimentos de 5 anos, as perdas econômicas são de 1,09 % (R\$ 8,15), 3,04 % (R\$ 23,84) e 4,59 % (R\$ 37,91). E para o período de análise de 10 anos, as perdas econômicas são 1,10 % (R\$ 34,03), 3,04 % (R\$ 40,06), 4,72 % (R\$ 63,07), para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

B. Classe de Tensão de 15 kV e Fator de Perdas em Carga de 6,0 Horas

A Figura 26 e as Tabelas 27 e 28 mostram os custos totais capitalizados para os projetos do transformador de 10 kVA e classe 15kV em função das perdas de energia e da impedância percentual, para fator de perdas em carga de 6 horas, considerando-se duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

De acordo com os dados nas Tabelas 27 e 28, têm-se aumento dos custos totais capitalizados dos projetos mais econômicos, com acréscimo do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, de R\$ 14,03 (1,60 %), R\$ 14,03 (1,60 %), R\$ 14,03 (1,60 %) e R\$ 14,03 (1,60 %), em relação a duas camadas; e custos de perdas de energia aumentam R\$ 14,26 (3,46 %), R\$ 13,49 (3,46 %), R\$ 12,79 (3,46 %) e R\$ 12,15 (3,46 %).

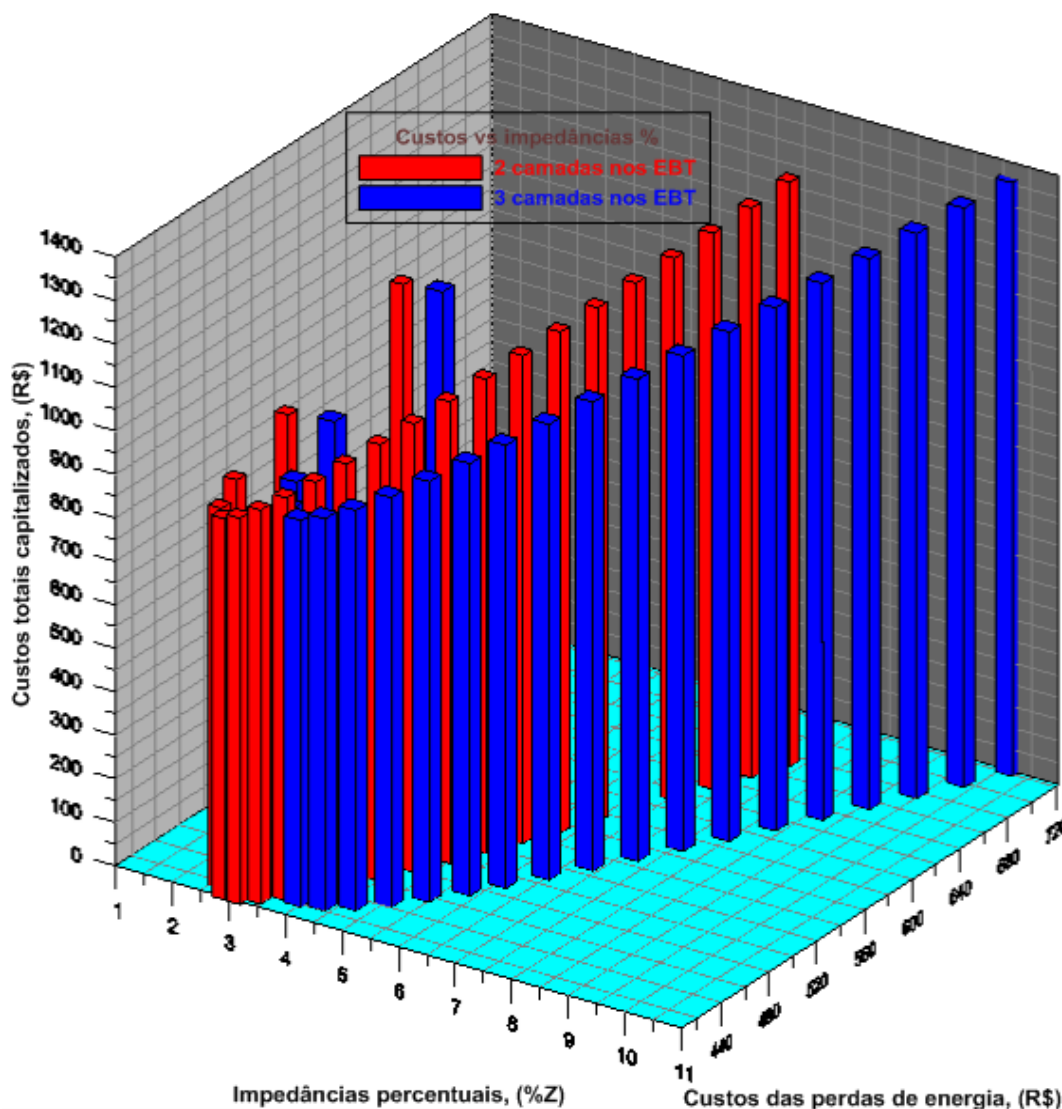


Figura 26 - Custos totais e das perdas capitalizados versus impedâncias, fator de perdas 6 horas período análise 5 anos, taxa juros 4%, 2 e 3 camadas enrolamentos de baixa tensão, 10kVA/15kV

Tabela 27 - Custos total e das perdas capitalizados versus impedâncias, fator de perdas de 6 horas, duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão períodos de análises de 5 anos e 10 anos, 10kVA/15kV.

Taxas de juros (%)	Projetos	2 Camadas nos enrolamentos baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	7,25	1343,03	673,85	2446,90	1227,71
	PME	2,73	874,21	412,18	1592,75	750,96
	Padrão	2,50	878,20	426,52	1600,01	777,09
6	Proj1	7,25	1387,84	637,61	2424,92	1114,06
	PME	2,73	908,01	390,01	1586,52	681,44
	Padrão	2,50	909,97	403,58	1589,95	705,16
8	Proj1	7,25	1435,11	604,36	2411,82	1015,67
	PME	2,73	943,26	369,67	1585,23	621,26
	Padrão	2,50	943,27	382,54	1585,24	642,88
10	Proj1	7,25	1483,39	573,79	2404,46	930,07
	PME	2,73	979,01	350,97	1586,89	568,90
	Padrão	2,50	977,14	363,19	1583,87	588,70

Tabela 28 - Custos total e das perdas capitalizados versus impedâncias, fator de perdas 6 horas, três camadas nos enrolamentos de baixa tensão períodos de análises de 5 anos e 10 anos, 10kVA/15kV.

Taxa de juros (%)	Projetos	3 Camadas nos enrolamentos baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	10,12	1365,10	722,86	2487,11	1316,99
	PME	3,73	888,24	426,44	1618,30	776,94
	PBase	3,40	890,80	438,15	1622,98	798,28
6	Proj1	10,12	1404,02	683,98	2453,18	1195,08
	PME	3,73	921,24	403,50	1609,96	705,02
	PBase	3,40	922,07	414,58	1611,09	724,38
8	Proj1	10,12	1445,62	648,31	2429,49	1089,54
	PME	3,73	955,76	382,46	1606,24	642,75
	PBase	3,40	954,91	392,96	1604,81	660,41
10	Proj1	10,12	1488,51	615,52	2412,76	997,71
	PME	3,73	990,83	363,12	1606,06	588,59
	PBase	3,40	988,37	373,09	1602,08	604,75

A Figura 27 mostra as perdas econômicas reais, **PER**, relativamente ao aumento dos custos totais capitalizados, os ganhos econômicos com a redução dos custos da aquisição, **GECAQ**, e as perdas econômicas relativas aos aumentos dos custos das perdas de energia, **PECE**, com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, para o fator de perdas em carga de 6 hora e período de análise dos investimentos de 5 anos.

De acordo com a Figura 27, o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta: em ganhos econômicos, com a redução dos custos da aquisição, de R\$ 0,23, R\$ 0,26, R\$ 0,29 e R\$ 0,33; em perdas econômicas, com o aumento dos custos das perdas de energia, de R\$ 14,26, R\$ 13,49, R\$ 12,79 e R\$ 12,15; e em perdas

reais, com aumento dos custos totais capitalizados, de R\$ 14,03, R\$ 13,23, R\$ 12,50 e R\$ 11,82, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

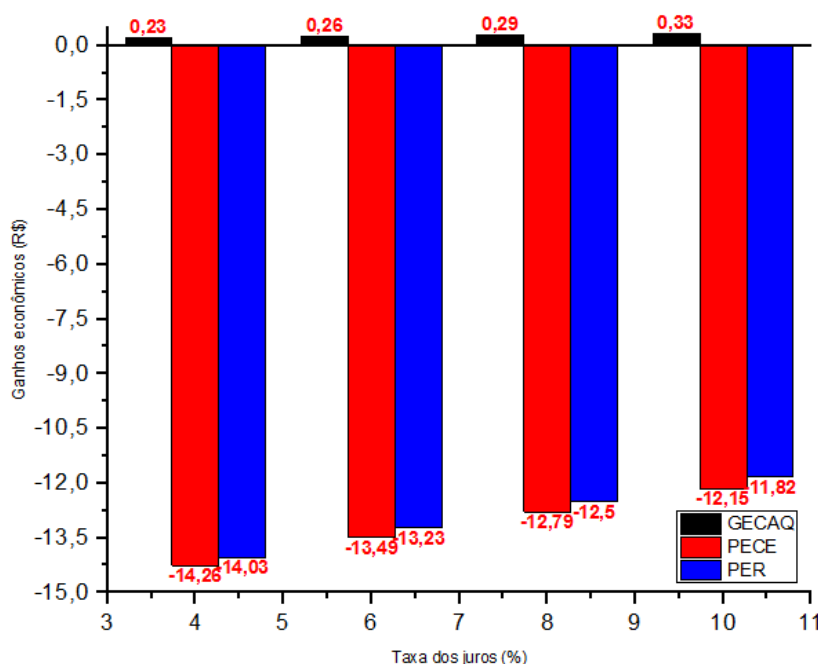


Figura 27 - Ganhos econômicos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, fator de perdas 6 horas, período de análise de 5 anos, 10kVA/15kV.

De acordo com a Figura 27, o aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, resulta no aumento dos ganhos para R\$ 0,43, R\$ 0,46, R\$ 0,48 e R\$ 0,52, com a redução dos custos da aquisição; em perdas econômicas, com o aumento dos custos das perdas de energia, para R\$ 25,98, R\$ 23,58, R\$ 21,49 e R\$ 19,69; e em aumento das perdas econômicas reais, com o aumento dos custos totais capitalizados, para R\$ 25,55, R\$ 23,44, R\$ 21,01 e R\$ 19,17, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Os aumentos reais das perdas econômicas, com o aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, são de 82,11 % (R\$ 11,52), 77,17 % (R\$ 10,21), 68,08 % (R\$ 8,51) e 62,18 % (R\$ 7,35), em relação ao período de análise de 5 anos.

Portanto, os investimentos para fator de perdas de 6,0 horas são inviáveis, pois se constatam que as perdas econômicas com aumento dos custos de perdas de energia, decorrente do acréscimo do fator de perdas em carga de 1,0 hora para 6,0 horas, aumentam em maior proporção do que a redução dos custos de aquisição.

Os ganhos e as perdas econômicas com a substituição dos projetos padrão pelos projetos eficientes mais econômicos e de máxima eficiência energética podem ser analisados na Figura 28.

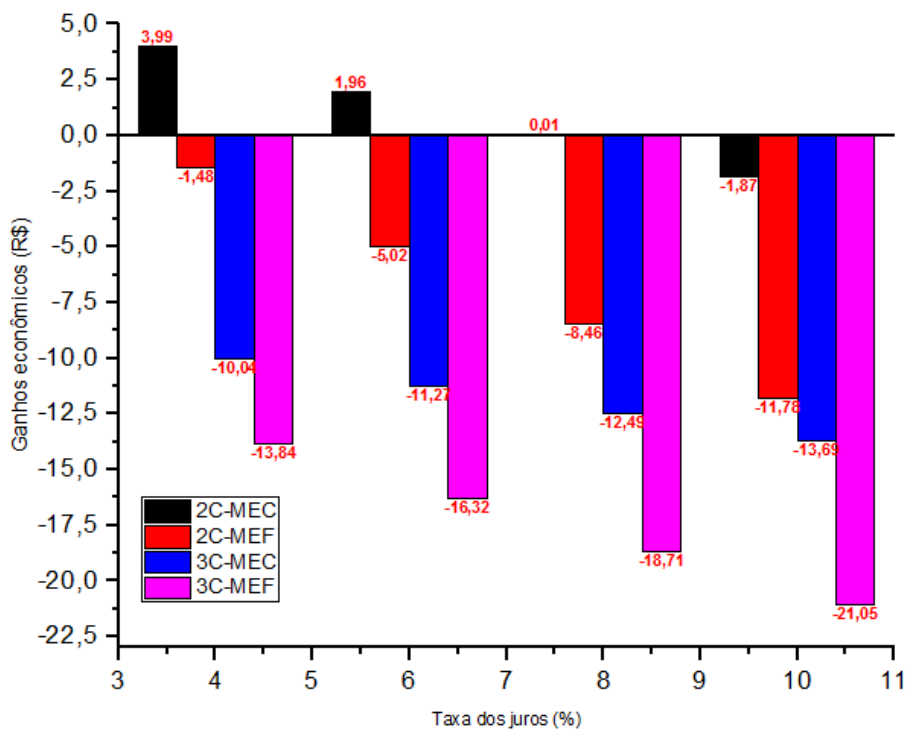


Figura 28 - Ganhos econômicos com substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 6 horas, período análise 5 anos, 10kVA/15 kV.

Os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos projetos mais econômicos, fator de perdas em carga de 6 horas, reduzem-se substancialmente em relação aos do fator de perdas de 1,0 hora (Vide Tabelas 25 e 27). Os ganhos são 0,45 % (R\$ 3,99), 0,22 % (R\$ 1,96), 0,0011 % (R\$ 0,01), para as taxas de juros de 4 %, 6 % e 8 %, respectivamente, duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão e período de análise de 5 anos. E para a taxa de juros de 10% ocorre perda econômica de 0,19 % (R\$ 1,87). Para o período de análise de 10 anos, os ganhos são 0,45 % (R\$ 7,26), 0,22 % (R\$ 3,43), 0,00063 % (R\$ 0,01), para as taxas de juros de 4 %, 6 % e 8 %, respectivamente, duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão; e para a taxa de juros de 10 % ocorre perda de 0,19 % (R\$ 3,02).

O aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão, para o fator de perdas em carga de 6,0 horas, contrariamente ao que ocorre com o fator de energia de 1,0 hora, resulta em perdas econômicas, com a substituição dos projetos padrão pelos projetos eficientes mais econômicos. Estas perdas econômicas são de 1,14 % (R\$ 10,04), 1,24 % (R\$ 11,27), 1,32 % (R\$ 12,49), 1,40 % (R\$ 13,69), para o período da análise de 5 anos e respectivas taxas de juros. Com o aumento do período de análise de 5 anos para 10 anos, as perdas econômicas reais aumentam para 1,14 % (R\$ 18,29), 1,26 % (R\$ 20,01), 1,32 % (R\$ 21,00), 1,40 % (R\$ 22,19), em relação ao período de análise de 5 anos.

A substituição dos projetos padrão pelos projetos de máxima eficiência energética com duas camadas, resultam em perdas econômicas, contrariamente ao que ocorre com os projetos eficientes mais econômicos. As perdas econômicas são de 0,17 % (R\$ 1,48), 0,55 % (R\$ 5,02), 0,90 % (R\$ 8,46), 1,21 % (R\$ 11,78), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente e período da análise de 5 anos, em relação ao projeto padrão. Com o aumento do período de análise de 5 anos para 10 anos, as perdas econômicas reais com a substituição dos projetos padrão pelos projetos de máxima eficiência energética aumentam para 0,17 % (R\$ 2,70), 0,55 % (R\$ 8,78), 0,90 % (R\$ 14,23), 1,21 % (R\$ 19,10), correspondendo aos acréscimos em relação a 5 anos de 82,43 % (R\$ 1,22), 74,90 % (R\$ 3,76), 68,20 % (R\$ 5,77), 62,14 % (R\$ 7,32).

Com o aumento do número de camada nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, as perdas econômicas, com a substituição dos projetos padrão pelos projetos de máxima eficiência energética, aumentam para 1,58 % (R\$ 13,89), 1,79 % (R\$ 16,32), 1,98 % (R\$ 18,71), 2,15 % (R\$ 21,05), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, considerando o período da análise de 5 anos. Para período da análise de 10 anos, as perdas econômicas aumentam para 1,58 % (R\$ 25,31), 1,79 % (R\$ 28,51), 1,98 % (R\$ 31,45) e 2,15 % (R\$ 34,10), para 3 camadas e respectivas taxas de juros.

C. Classe de Tensão de 24,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora

As Tabelas 29 e 30 e a Figura 29 apresentam os custos totais capitalizados para duas e três camadas, considerando para os projetos de 10 kVA e classe de tensão 24,2 kV.

Tabela 29 - Custos totais e de perdas capitalizados, impedâncias percentuais, fator de perdas de 1 hora, taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, duas camadas nos EBT, 10kVA/24,2kV

Taxa de juros (%)	Projetos	2 Camadas nos enrolamentos BT				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	5,83	830,88	135,23	1513,79	246,38
	PME	2,82	677,34	160,97	1234,06	293,15
	Padrão	2,50	680,90	183,30	1240,54	333,96
6	Proj1	5,83	907,87	127,96	1586,28	223,58
	PME	2,82	731,41	152,25	1277,84	266,02
	Padrão	2,50	731,31	173,44	1277,79	303,05
8	Proj1	5,83	984,89	121,29	1655,20	203,83
	PME	2,82	785,62	144,31	1320,18	242,52
	Padrão	2,50	782,11	164,40	1314,45	276,28
10	Proj1	5,83	1060,73	115,15	1719,36	186,65
	PME	2,82	839,19	137,01	1360,27	222,08
	Padrão	2,50	832,46	156,08	1349,34	253,00

Tabela 30 - Custos totais e das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas 1 hora, taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, três camadas nos EBT, 10kVA/24,2kV.

Taxa de juros (%)	Projetos	3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	9,64	810,99	132,88	1477,57	242,10
	PME	4,58	672,40	155,72	1225,06	283,71
	PBase	4,02	676,82	177,36	1233,11	323,15
6	Proj1	9,64	885,99	125,73	1548,05	219,69
	PME	4,58	726,32	147,34	1269,07	257,45
	PBase	4,02	727,78	167,82	1271,61	293,23
8	Proj1	9,64	961,02	119,18	1615,07	200,29
	PME	4,58	781,14	139,66	1312,78	234,71
	PBase	4,02	779,12	159,07	1309,37	267,34
10	Proj1	9,64	1034,89	113,15	1677,48	183,41
	PME	4,58	834,97	132,60	1353,76	214,93
	PBase	4,02	829,92	151,03	1345,24	244,80

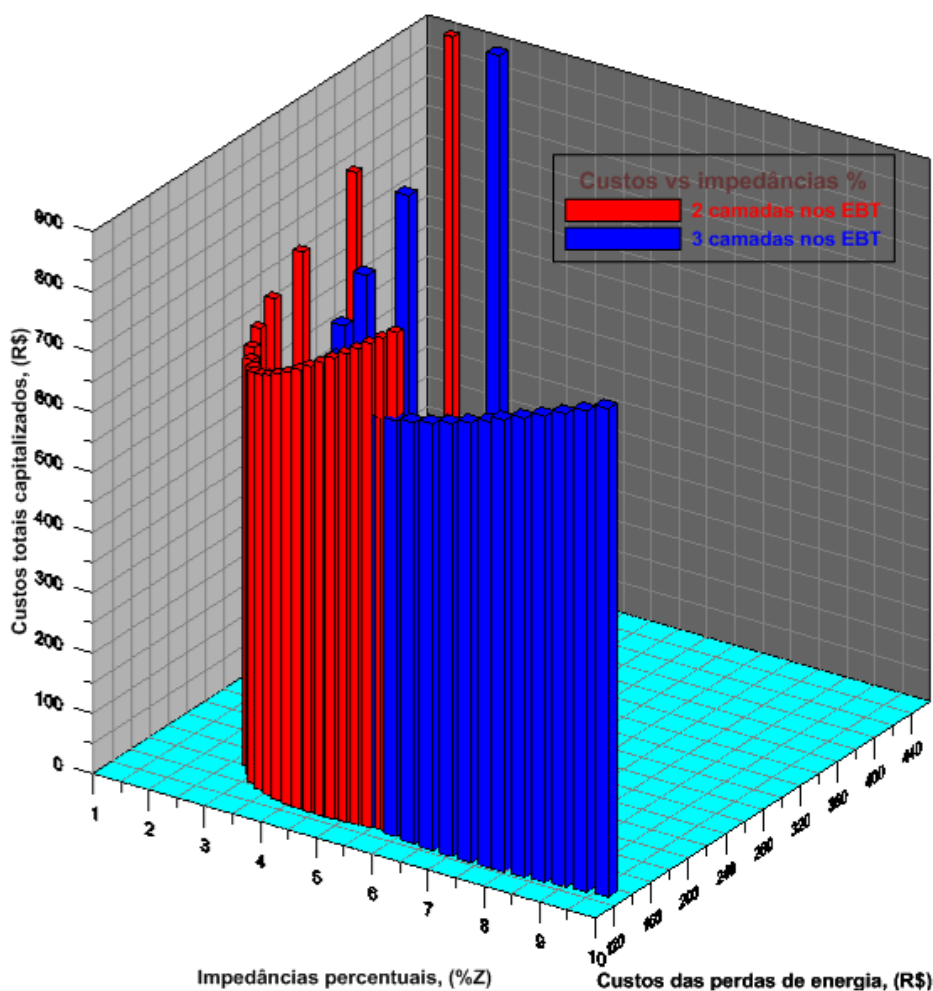


Figura 29 - Custos total versus custo de perda capitalizados e impedâncias, fator de perdas de 1 hora, taxa de juros de 4%, duas e três camadas nos EBT, 10kVA/24,2kV.

De acordo com as Tabelas 20 e 30, os custos totais capitalizados reduzem-se com o aumento de número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três R\$ 4,94

(0,73 %), R\$ 4,94 (0,73 %), R\$ 4,94 (0,73 %) e R\$ 4,94 (0,73 %); e as reduções dos custos das perdas de energia são de R\$ 5,25 (3,37 %), R\$ 4,91 (3,33 %), R\$ 4,65 (3,32%) e R\$ 4,41 (3,33 %), em relação à duas camadas, para o período de análise de 5 anos. Para o período de análise de 10 anos, os custos aumentam a volta de 82 %.

A Figura 30 mostra os ganhos econômicos reais, **GER**, com a redução dos custos totais capitalizados; as perdas econômicas com o aumento dos custos da aquisição, **PECAQ**; e os ganhos econômicos com a redução dos custos das perdas de energia, **GECE**, com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e período de análise dos investimentos de 5 anos.

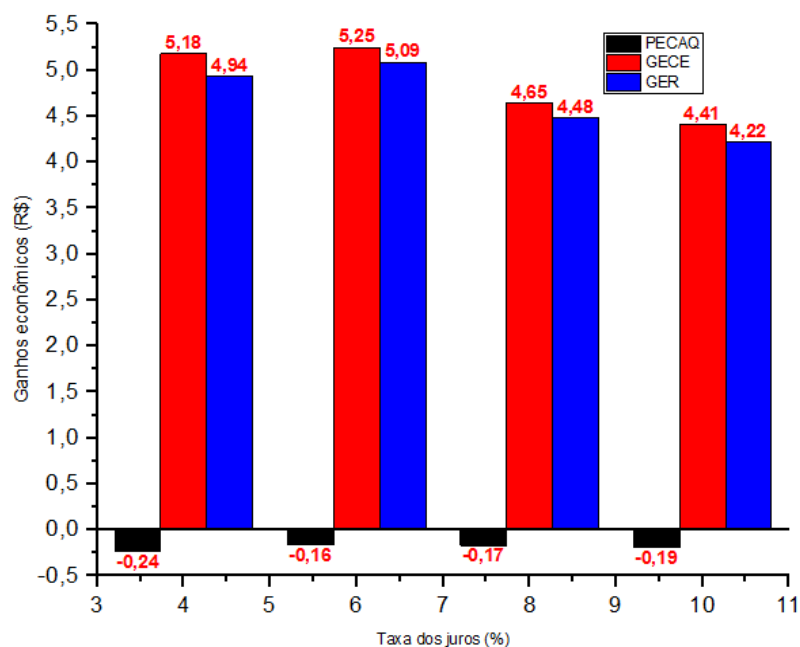


Figura 30 - Ganhos econômicos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de 2 para 3, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos, 10kVA/24,2kV.

De acordo com a Figura 30, o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta: em perdas econômicas, com aumento dos custos das aquisições, de R\$ 0,24, R\$ 16, R\$ 17 e R\$ 19; em ganhos econômicos, com a redução dos custos das perdas de energia, de R\$ 5,18, R\$ 5,25, R\$ 4,65 e R\$ 4,41; e em ganhos reais, com a redução dos custos totais capitalizados, de R\$ 4,94, R\$ 5,09, R\$ 4,48 e R\$ 4,22, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

O aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, resulta no acréscimo das perdas econômicas para R\$ 0,25, R\$ 0,27, R\$ 0,29 e R\$ 0,30, com o aumento dos custos da aquisição; em aumento dos ganhos econômicos, com a redução dos custos das perdas de energia, de R\$ 9,44, R\$ 8,75, R\$ 7,81 e R\$ 7,15; e em aumento dos ganhos reais, com a

redução dos custos totais capitalizados, de R\$ 9,19, R\$ 8,30, R\$ 6,89 e R\$ 6,85, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Portanto, os aumentos dos ganhos reais, com o período da análise de 5 anos para 10 anos, são 81,98 % (R\$ 4,44), 74,74 % (R\$ 3,55), 67,86 % (R\$ 3,04) e 62,32 % (R\$ 2,63), em relação ao período de análise de 5 anos.

Os ganhos e as perdas econômicas com a substituição dos projetos padrão pelos projetos eficientes mais econômicos e de máxima eficiência energética podem ser analisados na Figura 31.

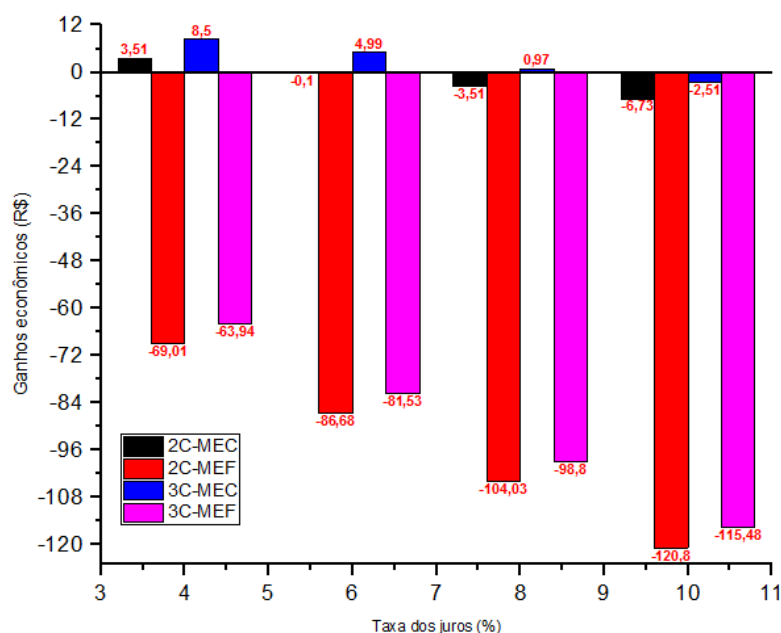


Figura 31 - Ganhos com a substituição do projeto padrão pelos projetos mais eficientes e mais econômicos, 2 e 3 camadas de enrolamentos de baixa tensão, fator de perdas 1 hora, período de análise 5 anos, 10kVA/24,2 k.

Para o período de análise de 5 anos e duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, a substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes mais econômicos, para a taxa de juros de 4 %, de acordo com a Figura 31, resulta em ganho econômico de 0,52 % (R\$ 3,51), e para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, têm-se perdas econômicas de 0,014 % (R\$ 0,1), 0,45 % (R\$ 3,51) e 0,81 % (R\$ 6,73), respectivamente. E para o período de análise de 10 anos, para a taxa de juros de 4 %, o ganho é de 0,52 % (R\$ 6,48), e para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, as perdas econômicas são 0,05 % (R\$ 0,0039), 0,44 % (R\$ 5,75) e 0,81 % (R\$ 10,93).

Para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão e período de análise de 5 anos, a substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes mais econômicos resulta em perda econômica para a taxa de juros de 10 % de 0,30 % (R\$ 2,51), e para as taxas de juros de 4 %, 6 % e 8 % têm-se ganhos econômicos de 1,25 % (R\$ 8,50), 0,68 % (R\$ 4,99) e 0,12 % (R\$ 0,97), respectivamente. E para o período de análise de 10 anos, para taxa de juros de 4 %, o

ganho é de 1,25 % (R\$ 15,48), e para as taxa de juros de 6 % ,8 % e 10 % têm-se perdas econômicas de 0,00043 % (R\$ 0,0055), 0,044 % (R\$ 0,58) e 0,076 % (R\$ 1,03), respectivamente.

A substituição dos projetos padrão pelos de máxima eficiência energética resultam em perdas econômicas. As perdas econômicas para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão são de 10,14 % (R\$ 69,01), 11,85 % (R\$ 86,68), 13,30 % (R\$ 104,03), 14,51 % (R\$ 120,80), para taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, considerando-se o período da análise de 5 anos. As perdas econômicas reais aumentam com o período da análise de 5 anos para 10 anos para 10,14 % (R\$ 125,75), 11,85 % (R\$ 151,44), 13,30 % (R\$ 174,77), 2,60 % (R\$ 34,89), para as respectivas taxas de juros, correspondendo aos acréscimos em relação a 5 anos de 82,22 % (R\$ 56,74), 74,71 % (R\$ 64,76), 70,74 % (R\$ 170,74), para a taxa dos juros de 4 %, 6 %, e 8%; e para a taxa dos juros de 10 % ocorre decréscimo de 71,12 % (R\$ 85,91).

E as perdas econômicas reduzem-se com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três para 9,39 % (R\$ 63,94), 11,15 % (R\$ 81,53), 12,63 % (R\$ 98,80), 13,87 % (R\$ 115,48), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, considerando-se o período de análise de 5 anos. Para o período da análise de 10 anos, as perdas econômicas reais aumentam para 9,39 % (R\$ 116,50), 11,15 % (R\$ 142,46), 12,63 % (R\$ 165,99) e 3,00 % (R\$ 40,45), correspondendo aos acréscimos em relação a 5 anos de 82,20 % (R\$ 56,52), 74,73 % (R\$ 60,93), 67,84 % (R\$ 67,09), para a taxa dos juros de 4 %, 6 % e 8 %; e para a taxa dos juros de 10 % ocorre decréscimo de 64,97 % (R\$ 75,03).

D. Classe de Tensão de 24,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 6,0 Horas

A Figura 32 e as Tabelas 31 e 32 mostram as evoluções de custos totais capitalizados em função dos custos de perdas capitalizados e das impedâncias percentuais, para o fator de perdas em carga de 6,0 horas, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

Com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, os custos totais para o fator de perdas de 6,0 horas, contrariamente ao que ocorre com o fator de perdas em carga de 1,0 hora, aumentam R\$ 11,84 (1,41%), para todos os casos.

E os aumentos dos custos das perdas de energia são de R\$ 9,98 (2,92 %), R\$ 9,45 (2,92 %), R\$ 8,95 (2,92 %) e R\$ 8,50 (2,92 %), em relação a duas camadas, considerando-se o período de análise de 5 anos.

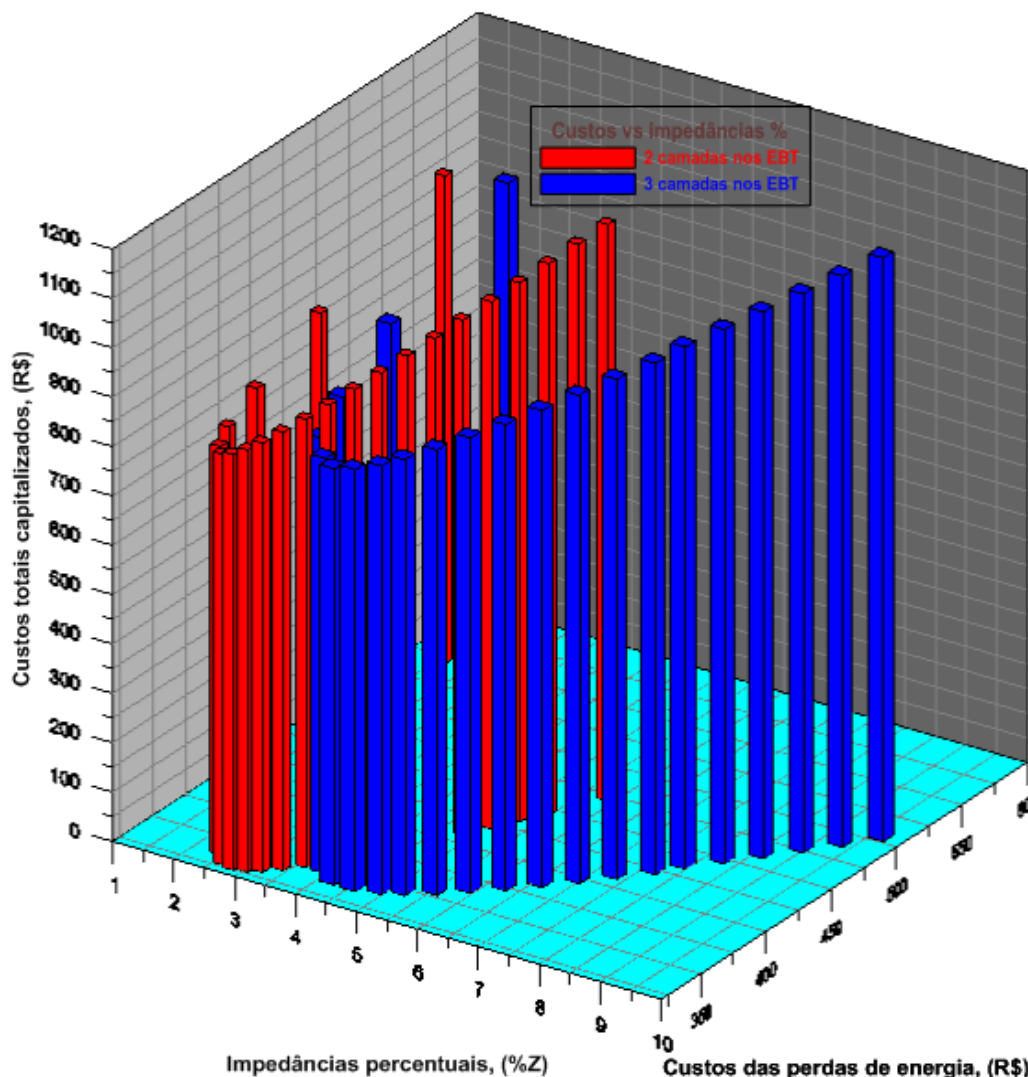


Figura 32 - Custos totais e custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas em carga, 6 hora, taxa de juros de 4%, 2 e 3 camadas nos EBT, 10 kVA/24,2kV.

Tabela 31 - Custos total e da perda capitalizados versus impedância percentual, fator de perdas 6 horas, 2 camadas nos enrolamentos baixa tensão, período análise de 5 e 10 anos, 10kVA/24,2kV.

Taxa de juros (%)	Projetos	2 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	5,83	1167,92	472,28	2127,86	860,45
	PME	2,50	829,24	331,65	1510,82	604,24
	Padrão	2,50	829,24	331,65	1510,82	604,24
6	Proj1	5,83	1226,78	446,87	2143,50	780,80
	PME	2,50	871,68	313,81	1523,05	548,31
	Padrão	2,50	871,68	313,81	1523,05	548,31
8	Proj1	5,83	1287,18	423,57	2163,21	711,85
	PME	2,50	915,19	297,45	1538,05	499,88
	Padrão	2,50	915,19	297,45	1538,05	499,88
10	Proj1	5,83	1347,72	402,15	2184,56	651,85
	PME	2,50	958,78	282,40	1554,10	457,75
	Padrão	2,50	958,78	282,40	1554,10	457,75

Tabela 32 - Custos total e de perda capitalizados versus impedância percentual, fator perdas de 6 horas, 3 camadas nos enrolamentos baixa tensão, período análise de 5 e 10 anos, 10kVA/24,2kV.

Taxa de juros (%)	Projetos	3 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	9,64	1183,10	504,99	2155,52	920,05
	PME	4,02	841,08	341,63	1532,39	622,43
	PBase	4,02	841,08	341,63	1532,39	622,43
6	Proj1	9,64	1238,08	477,83	2163,24	834,88
	PME	4,02	883,21	323,26	1543,19	564,81
	PBase	4,02	883,21	323,26	1543,19	564,81
8	Proj1	9,64	1294,75	452,91	2175,94	761,15
	PME	4,02	926,44	306,40	1556,97	514,93
	PBase	4,02	926,44	306,40	1556,97	514,93
10	Proj1	9,64	1351,75	430,00	2191,08	697,00
	PME	4,02	969,80	290,90	1571,97	471,53
	PBase	4,02	969,80	290,90	1571,97	471,53

Assim como ocorre para os projetos de 5 kVA e classe 36,2 kV, para os de 10 kVA e classe de 24,2 kV, considerando-se o fator de perdas em carga de 6,0 horas, os projetos padrão e bases de referência são os mais econômicos. Isto entende-se analisando a variação dos custos de perdas no cobre e no ferro, bem com a análise dos custos de aquisição com o ajuste das impedâncias do projeto padrão para fixá-las o a 2,50 % e 4,02 %, respectivamente, pois elas variam com as tensão e potência.

A Figura 33 mostra as perdas econômicas reais, **PER**, com o aumento dos custos totais capitalizados, as perdas econômicas, com o acréscimo dos custos da aquisição, **PECAQ**, e as perdas econômicas com os aumentos dos custos das perdas de energia, **PECE**, com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, para o fator de perdas em carga de 6,0 horas e período de análise dos investimentos de 5 anos.

De acordo com a Figura 34, o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta: em perdas econômicas com o aumento dos custos das aquisições de R\$ 1,86, R\$ 2,08, R\$ 2,30 e R\$ 2,52; em perdas econômicas com o acréscimo dos custos das perdas de energia, de R\$ 9,98, R\$ 9,45, R\$ 8,95 e R\$ 8,50; e em perdas econômicas reais, com os aumentos dos custos totais capitalizados, de R\$ 11,84, R\$ 11,53, R\$ 11,25 e R\$ 11,02, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

O aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, resulta em acréscimos das perdas econômicas para R\$ 3,38, R\$ 3,64, R\$ 3,87 e R\$ 4,09, com o aumentos dos custos da aquisição; em aumentos das perdas econômicas com o acréscimo dos custos das perdas de energia, de R\$ 18,19, R\$ 16,50, R\$ 15,05 e R\$ 13,78; e em aumento real das perdas

econômicas, com o aumento dos custos totais capitalizados, de R\$ 21,57, R\$ 20,14, R\$ 18,92 e R\$ 17,87, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Os aumentos dos ganhos reais, com o acréscimo do período da análise de 5 anos para 10 anos, são de 82,18 % (R\$ 9,73), 74,67 % (R\$ 8,61), 68,18 % (R\$ 7,67) e 62,16 % (R\$ 6,85), em relação ao período de análise dos investimentos de 5 anos.

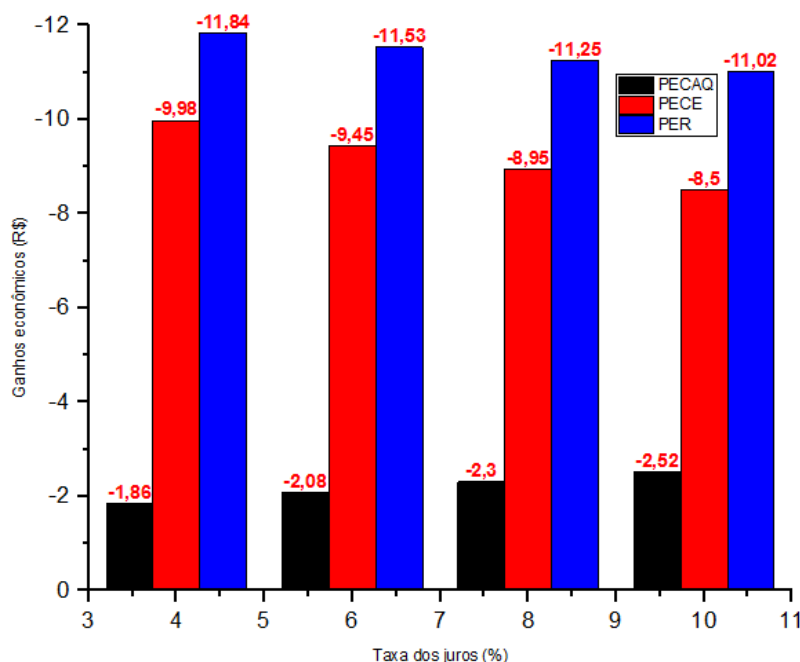


Figura 33 - Ganhos econômicos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de 2 para 3, fator de perdas em carga de 6 hora, período de análise de 5 anos, 10kVA/24,2kV.

As perdas econômicas com a substituição do projeto padrão pelos eficientes mais econômicos e de máxima eficiência energética podem ser analisadas na Figura 34.

A Figura 34 mostra que o projeto padrão de 10 kVA e classe 24,2 kV é mais econômico de entre os 22 projetos executados, pelos que a metodologia de redução de volt por espiras utilizado no processo de otimização não resulta na maior redução dos custos das perdas no ferro do que no aumento dos custos relativos às perdas no cobre e à aquisição das unidades, devido, sobretudo, a combinação entre aumento do fator de perdas em carga e impedância, com o processo de otimização da eficiência dos projetos para o meio rural.

Os projetos padrão de 10 kVA e classe 24,2 kV são mais econômico de entre os 22 projetos executados, conforme mostra a Figura 34, pelos que os ganhos nulos para os projetos mais econômicos indicam que os projetos dimensionados para o fator de perdas em carga de 6,0 horas não são adequados ao perfil de carga rural, no que tange aos ganhos econômicos.

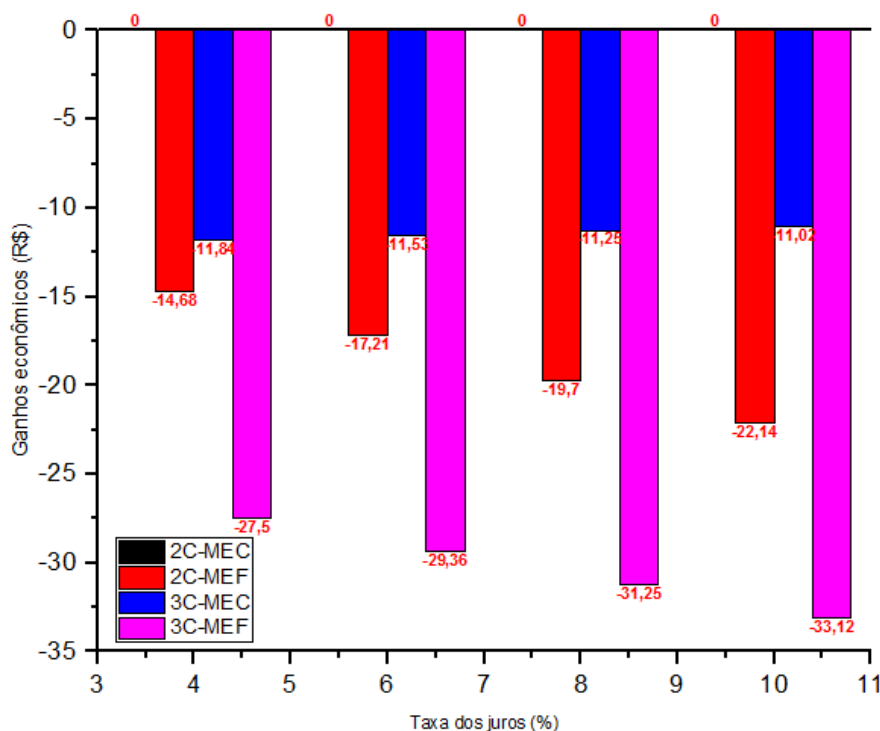


Figura 34 - Ganhos com substituição projeto padrão pelos projetos eficientes e mais econômicos, 2 e 3 Camadas enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 6 horas, período análise 5 anos, 10kVA/24,2 kV.

E. Classe 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga 1,0 Hora

As Tabelas 33 e 34 e a Figura 35 apresentam os custos totais capitalizados dos projetos de 10 kVA e classe 36,2 kV em função dos valores de impedâncias percentuais e dos custos das perdas capitalizados, para duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

Tabela 33 - Custos totais e de perdas capitalizados versus impedância percentual, fator perdas 1 hora, 2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, período análise 5 e 10 anos, 10kVA/36,2kV.

Taxas de juros (%)	Projetos	2 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	5,20	888,19	120,32	1618,23	219,22
	PME	2,50	723,84	166,53	1318,79	303,41
	Padrão	2,50	723,84	166,53	1318,79	303,41
6	Proj1	5,20	974,74	113,85	1703,12	198,93
	PME	2,50	782,39	157,58	1367,04	275,30
	Padrão	2,50	782,39	157,58	1367,04	275,30
8	Proj1	5,20	1061,19	107,91	1783,42	181,36
	PME	2,50	841,23	149,36	1413,76	251,01
	Padrão	2,50	841,23	149,36	1413,76	251,01
10	Proj1	5,20	1146,21	102,46	1857,92	166,07
	PME	2,50	899,34	141,81	1457,77	229,86
	Padrão	2,50	899,34	141,81	1457,77	229,86

Tabela 34 - Custos totais e das perdas capitalizados versus impedância percentual, fator perdas de 1 hora, 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, período análise 5 e 10 anos, 10kVA/36,2kV.

Taxas de juros (%)	Projetos	3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	9,73	876,79	116,27	1597,44	211,83
	PME	4,60	724,02	160,33	1319,11	292,12
	PBase	4,60	724,02	160,33	1319,11	292,12
6	Proj1	9,73	962,66	110,01	1682,01	192,22
	PME	4,60	783,68	151,71	1369,29	265,08
	PBase	4,60	783,68	151,71	1369,29	269,43
8	Proj1	9,73	1048,43	104,28	1761,97	175,24
	PME	4,60	843,59	143,80	1417,72	241,67
	PBase	4,60	843,59	143,80	1417,72	241,67
10	Proj1	9,73	1132,77	99,00	1836,12	160,44
	PME	4,60	902,74	136,53	1463,73	221,30
	PBase	4,60	902,74	136,53	1463,73	221,30

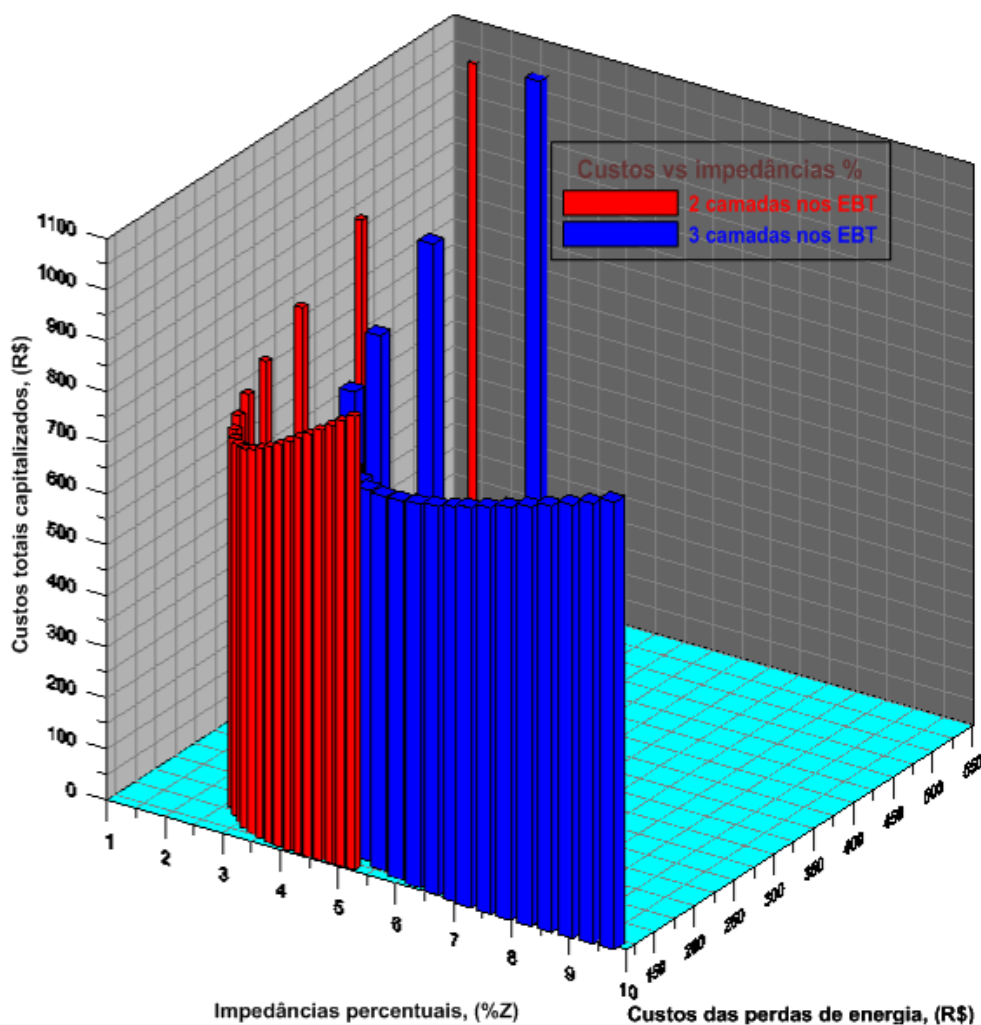


Figura 35 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias, fator de perdas em carga de 1 hora, taxa de juros de 4%, duas e três camadas nos EBT, 10 kVA/36,2 kV.

O aumento dos custos totais capitalizados com o número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três são de R\$ 0,18 (0,025 %), R\$ 1,29 (0,16 %),

R\$ 2,36 (0,28 %) e R\$ 3,40 (0,38 %); enquanto os custos de perdas de energia reduzem-se R\$ 6,20 (3,72 %), R\$ 5,87 (3,73 %), R\$ 5,56 (3,72 %) e R\$ 5,28 (3,72 %). A evolução em sentido contrários dos custos capitalizados das perdas e dos custos totais capitalizados deve-se ao maior aumento do custo de aquisição do que a redução do custo da perdas de energia.

E a Figura 36 mostra as perdas econômicas reais, **PER**, relativamente aos aumentos dos custos totais capitalizados, as perdas econômicas, relativamente aos aumentos dos custos da aquisição, **PECAQ**, e os ganhos econômicos, relativos à redução dos custos das perdas de energia, **GECE**, com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, para o fator de perdas em carga de 1 hora e período de análise dos investimentos 5 anos.

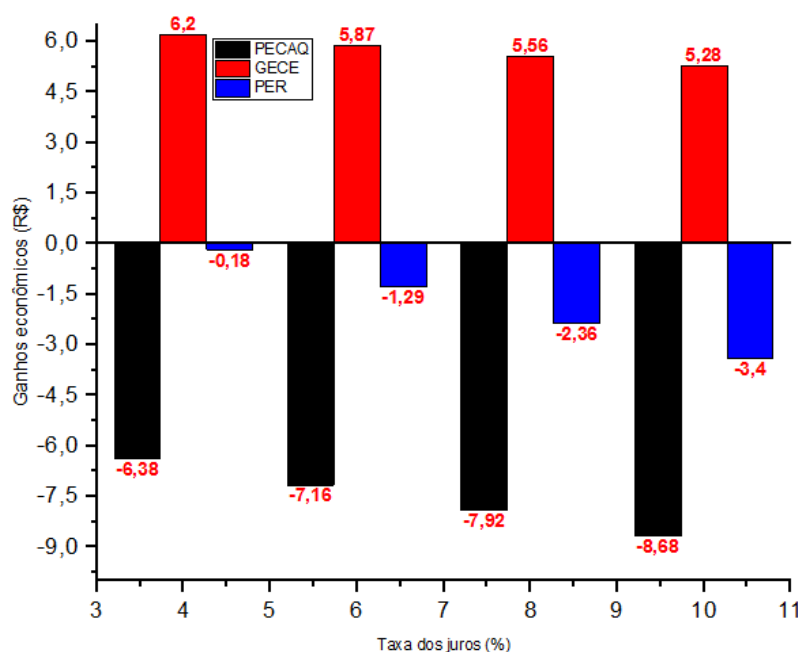


Figura 36 - Ganhos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos, 10kVA/36,2kV.

De acordo com a Figura 36, o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta: em perdas econômicas, com o aumento dos custos da aquisição, de R \$6,38, R\$ 7,16, R\$ 7,92 e R\$ 8,68; em ganhos econômicos, com a redução dos custos de perdas de energia, de R\$ 6,20, R\$ 5,87, R\$ 5,56 e R\$ 5,28; e em perdas econômicas reais, com os aumentos dos custos totais capitalizados, de R\$0,18, R\$1,29, R\$ 2,36 e R\$ 3,40, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

O aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos resulta no acréscimo de perdas econômicas na Figura 36 para R\$ 11,61, R\$ 12,47, R\$ 13,30 e R\$ 14,52, com o aumento dos custos da aquisição; em aumento dos ganhos econômicos, com a redução dos

custos de perdas de energia para R\$ 11,29, R\$ 10,22, R\$ 9,34 e R\$ 8,56; e em aumentos reais de perdas econômicas, com os aumentos dos custos totais capitalizados, para R\$ 0,32, R\$ 2,25, R\$ 3,96 e R\$ 5,95, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Estes aumentos das perdas econômicas reais, com o acréscimo do período da análise de 5 anos para 10 anos, corresponde a 77,78 % (R\$ 0,14), 74,42 % (R\$ 0,96), 67,80 % (R\$ 1,60) e 75 % (R\$ 2,55), em relação ao período de análise de 5 anos.

Portanto, a Figura 36 mostra que as perdas econômicas, resultantes do aumento da massa e das perdas nos enrolamentos, em função do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão, não foram equilibrados pelos ganhos obtidos com a redução da massa e perdas no núcleo, devido, principalmente, ao maior preço do cobre no mercado do que o preço de aço-silício, pois o aumento da massa e de perda no cobre são 9,61% (2,44 kg) e 11,88 % (6,39 kWh ao ano), enquanto a redução da massa e de perda do núcleo são 3,18 % (1,64 kg) e 6,34 % (20,32 kWh ao ano). Os preços do cobre e do aço-silício considerados neste trabalho estão nos apêndices.

As perdas econômicas com a substituição dos projetos padrão pelos eficientes mais econômicos e de máxima eficiência energética podem ser analisadas na Figura 37.

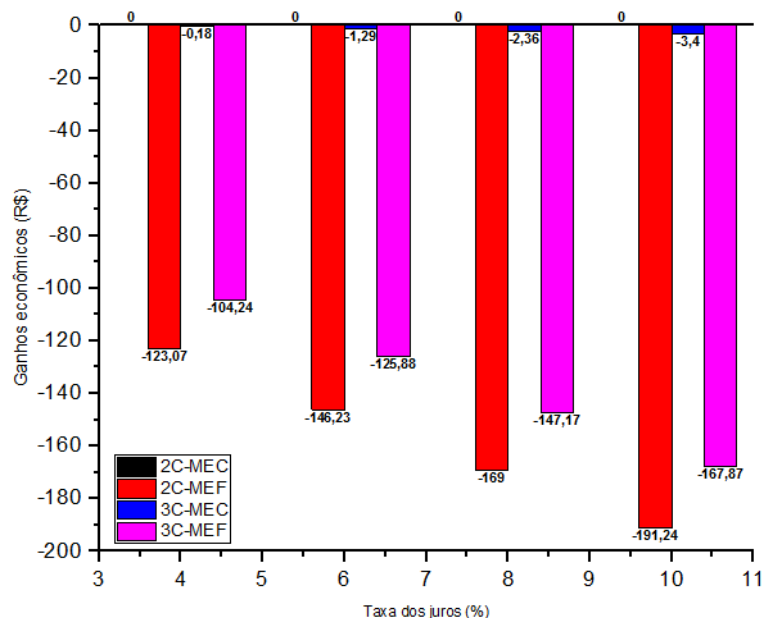


Figura 37 - Ganhos econômicos com substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, fator perda 1 hora, período análise 5 anos, 10kVA/36,2 kV.

Os projetos padrão são mais econômicos, conforme se pode verificar na Figura 37 pelos ganhos nulos, pelo que não se pode referir a substituição do projeto padrão. Diferentemente do que ocorre com os projetos de 5 kVA e 10 kVA, classes 36,2 kV e 24,2 kV, respectivamente, em que para o tempo de suprimento potência máxima de 1,0 hora têm-se

projetos eficientes mais econômicos, para 10 kVA e classe 36,2 kVA nem para o fator de perdas em carga de 1,0 hora isto ocorre, pelo que nem para a comunidade carente rural este transformador fornece energia mais barata.

F. Classe de Tensão de 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 6,0 Horas

As Tabelas 35 e 36 e a Figura 38 mostram os custos totais capitalizados em função dos valores das impedâncias percentuais e dos custos das perdas de energia capitalizados, para o fator de perdas em carga de 6 horas, considerando-se duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

Tabela 35 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, 2 camadas, fator de perdas em carga de 6 horas, período de análise de 5 e 10 anos, 10kVA/36,2kV.

Taxa de juros (%)	Projetos	2 Camadas nos enrolamentos baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	5,20	1130,88	363,01	2060,38	661,37
	PME	2,50	843,55	286,24	1536,88	521,51
	Padrão	2,50	843,55	286,24	1536,88	521,51
6	Proj1	5,20	1204,37	343,48	2104,34	600,15
	PME	2,50	895,66	270,84	1564,95	473,24
	Padrão	2,50	895,66	270,84	1564,95	473,24
8	Proj1	5,20	1278,85	325,57	2149,21	547,15
	PME	2,50	948,59	256,72	1594,19	431,34
	Padrão	2,50	948,59	256,72	1594,19	431,44
10	Proj1	5,20	1353,86	309,10	2192,88	501,03
	PME	2,50	1001,28	243,74	1622,99	395,08
	Padrão	2,50	1001,28	243,74	1622,00	395,08

Tabela 36 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, 3 camadas, fator de perdas em carga de 6 horas, período de análise de 5 e 10 anos, 10kVA/36,2kV.

Taxas de juros (%)	Projetos	2 Camadas nos enrolamentos baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	9,73	1147,58	387,06	2090,81	705,20
	PME	4,60	857,96	294,27	1563,13	536,14
	PBase	4,60	857,96	294,27	1563,13	536,14
6	Proj1	9,73	1218,89	366,24	2129,71	639,92
	PME	4,60	910,41	278,44	1590,72	486,51
	PBase	4,60	910,41	278,44	1590,72	486,51
8	Proj1	9,73	1291,30	347,14	2170,13	583,40
	PME	4,60	963,71	263,92	1619,70	443,54
	PBase	4,60	963,71	263,92	1619,70	443,54
10	Proj1	9,73	1363,35	329,59	2209,89	534,24
	PME	4,60	1016,78	250,57	1648,13	406,16
	PBase	4,60	1016,78	250,57	1648,13	406,16

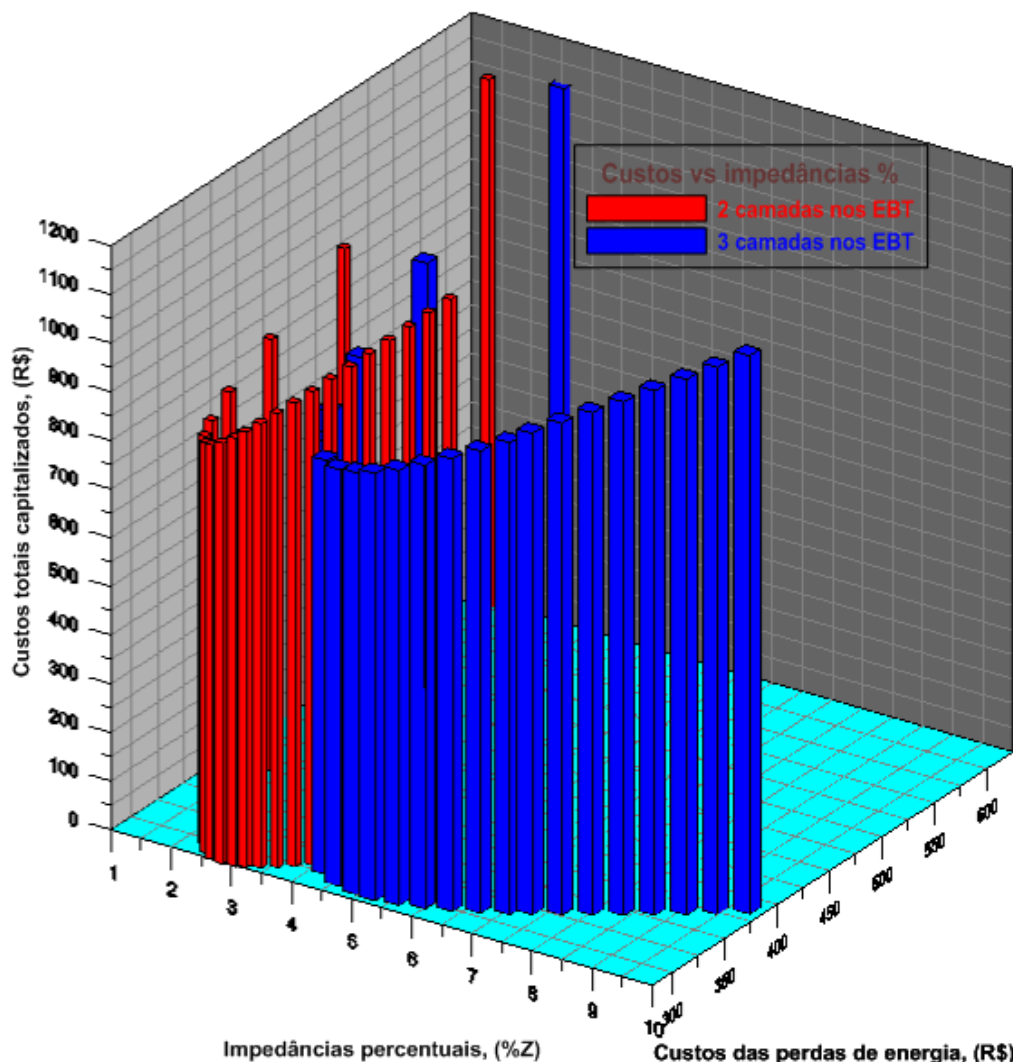


Figura 38 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas em carga de 6 horas, taxa de juros de 4%, 2 e 3 camadas nos EBT, 10kVA/36,2kV.

Com o acréscimo do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, para os projetos mais econômicos ocorrem aumentos: dos custos totais capitalizados de R\$14,41 (1,71%), R\$14,75 (1,65%), R\$15,12 (1,59%) e R\$15,50 (1,55%); e dos custos de perdas de energia de (2,81%), R\$7,60 (2,81%), R\$7,20 (2,80%) e R\$6,83 (2,80%), para as taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, respectivamente, e período de análise de 5 anos.

Também, assim como ocorre para os projetos de 5 kVA e 10 kVA, classes de 36,2 kV e 24,2 kV, respectivamente, os projetos bases e padrão de 10 kVA e 36,2 kV são mais econômicos para o fator das perdas em carga de 6,0 horas.

Com aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão, a Figura 39 mostra as perdas reais com o aumento dos custos totais capitalizados, **PER**, as perdas econômicas, relativamente ao aumento dos custos da aquisição, **GCAQ**, e as perdas

econômicas relativos aos aumentos dos custos das perdas de energia, **PECE**, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e período de análise dos investimentos de 5 anos.

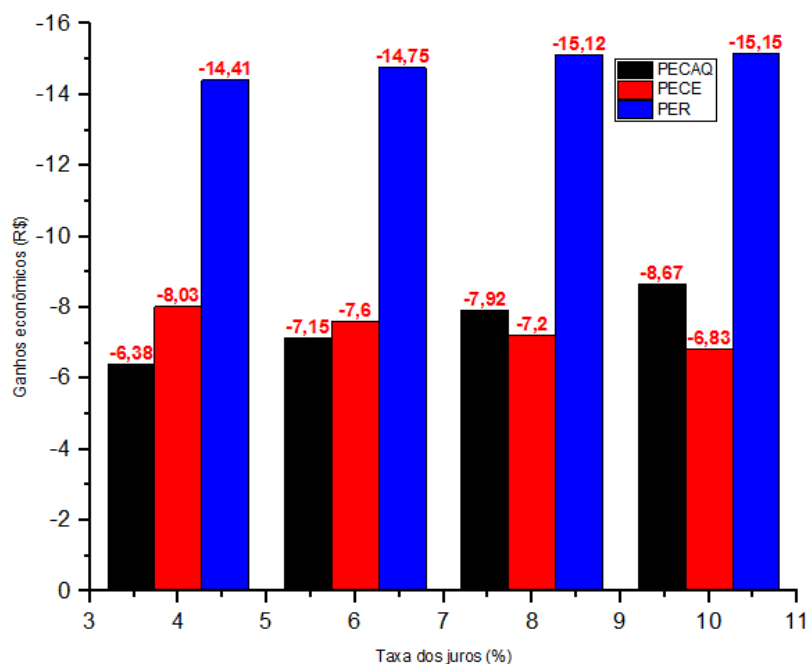


Figura 39 - Ganhos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três projetos de 10kVA/36 kV, fator de perdas em carga de 6 hora, período de análise de 5 anos.

De acordo com as Figura 39, o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta: em perdas econômicas, com o aumento dos custos de aquisição, de R\$ 6,38, R\$ 7,15, R\$ 7,92 e R\$ 8,67; em perdas econômicas, com o acréscimo dos custos das perdas de energia, de R\$ 8,03, R\$ 7,60, R\$ 7,20 e R\$ 6,83; e em perdas econômicas reais, com os aumentos dos custos totais capitalizados, de R\$ 14,41, R\$ 14,75, R\$ 15,12 e R\$ 15,15, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

O aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, resulta na elevação das perdas econômicas para R\$ 11,62, R\$ 12,50, R\$ 13,31 e R\$ 14,06, com a redução dos custos da aquisição; em aumento das perdas econômicas, com acréscimo dos custos das perdas de energia, de R\$ 14,63, R\$ 13,27, R\$ 12,20 e R\$ 11,08; e em aumentos reais das perdas econômicas, com os aumentos dos custos totais capitalizados, de R\$ 26,25, R\$ 25,77, R\$ 25,51 e R\$ 25,14, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Os aumentos reais das perdas econômicas, com o período da análise de 5 anos para 10 anos, correspondem a 82,17 % (R\$ 11,84), 74,71 % (R\$ 11,02), 68,72 % (R\$ 10,39) e 65,94 % (R\$ 9,99), em relação ao período de análise de 5 anos.

As evoluções econômicas com a substituição dos projetos padrão podem ser analisadas na Figura 40.

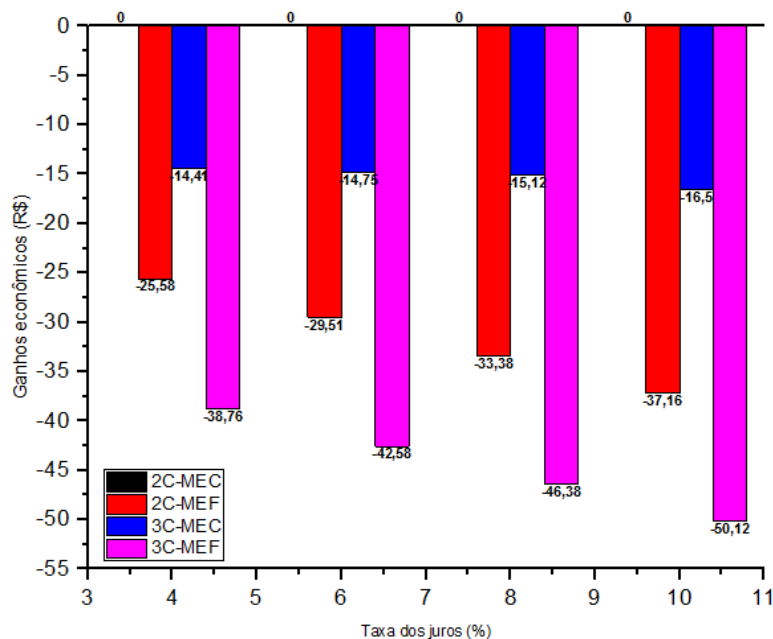


Figura 40 - Ganhos com substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes 2 e 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, fator de perdas 6 horas, período análise 5 anos, 10kVA/36,2 kV.

Portanto, os projetos padrão são mais econômicos, como indica a Figura 40 pelos ganhos nulos negativos.

5.2.2.3 Potência de 15 kVA

A. Classe de Tensão de 15 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora

As Tabelas 37 e 38 e a Figura 41 mostram os custos totais capitalizados dos projetos de 15 kVA e classe 15 kV em função da impedância e dos custos de perdas.

Tabela 37 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator das perdas de 1 hora, períodos de análises 5 de anos e 10 anos, 2 camadas EBT, 15kVA/15kV.

Taxas de juros (%)	Projetos	2 Camadas nos enrolamentos baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	5,73	975,69	218,87	1777,64	398,77
	PME	2,97	802,89	248,04	1462,81	451,91
	Padrão	2,50	823,12	302,19	1499,66	550,56
6	Proj1	5,73	1055,60	207,10	1844,40	361,86
	PME	2,97	856,76	234,70	1496,99	410,08
	Padrão	2,50	869,97	285,93	1520,06	499,60
8	Proj1	5,73	1135,86	196,30	1908,91	329,90
	PME	2,97	911,28	222,46	1531,4	373,86
	Padrão	2,50	917,73	271,02	1542,33	455,48
10	Proj1	5,73	1215,11	186,37	1969,59	302,10
	PME	2,97	965,04	211,21	1564,86	342,35
	Padrão	2,50	965,41	257,32	1564,85	417,09

Tabela 38 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator das perdas de 1 hora, períodos de análises 5 de anos e 10 anos, 3 camadas EBT, 15kVA/15kV.

Taxas de juros (%)	Projetos	3 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	7,88	921,75	211,23	1679,36	384,84
	PME	3,97	764,01	228,53	1391,90	416,37
	PBase	3,32	782,80	276,50	1426,21	503,76
6	Proj1	7,88	996,45	199,87	1741,06	349,22
	PME	3,97	816,58	216,24	1426,78	377,82
	PBase	3,32	829,26	261,62	1448,94	457,13
8	Proj1	7,88	1071,52	189,45	1800,78	318,38
	PME	3,97	869,74	204,96	1461,67	344,46
	PBase	3,32	876,54	247,98	1473,10	416,75
10	Proj1	7,88	1145,66	179,86	1857,03	291,55
	PME	3,97	922,47	194,60	1495,25	315,43
	PBase	3,32	923,66	235,44	1497,18	381,63

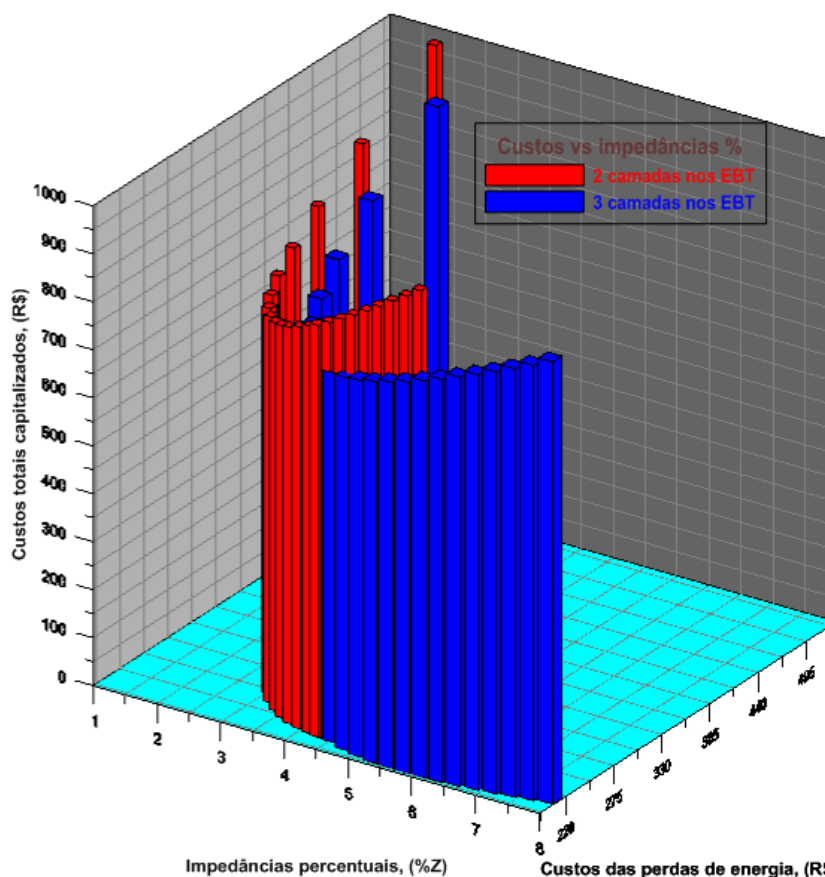


Figura 41 - Custos totais versus custos anuais perdas capitalizados e impedâncias percentuais, 15kVA/15kV, fator de perdas de 1 hora, taxa juros 4%, período análise 5 anos, 2 e 3 camadas EBT.

As reduções dos custos totais capitalizados dos projetos mais econômicos, para o período de análise de 5 anos, com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão, são de R\$ 38,88 (4,84 %), R\$ 40,18 (4,69 %), R\$ 41,54 (4,56 %) e R\$ 42,57 (4,41 %); e os custos de perdas de energia reduzem-se R\$ 19,51 (7,87 %), R\$ 18,46 (7,87 %), R\$ 17,50 (7,87 %) e R\$ 16,61 (7,86 %).

A Figura 42 mostra os ganhos econômicos reais, **GER**, com a redução dos custos totais capitalizados, os ganhos econômicos, com a redução dos custos da aquisição, **GECAQ**, e as ganhos econômicos, com a redução dos custos das perdas de energia, **GECE**, com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão, fator de perdas em carga de 1,0 hora e período de análise dos investimentos de 5 anos.

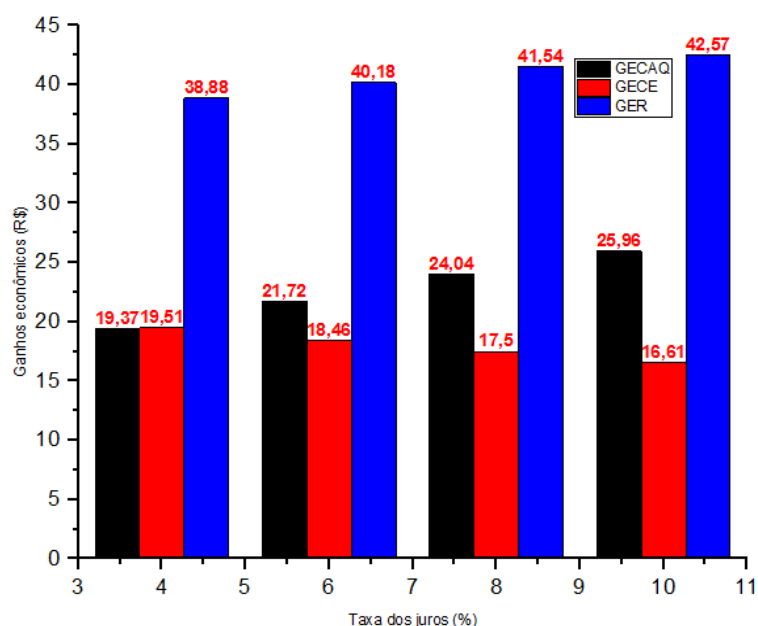


Figura 42 - Ganhos econômicos com aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de 2 para 3, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos, 15kVA/15kV.

De acordo com a Figura 42, o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta: em ganhos econômicos, com a redução dos custos das aquisições, de R\$ 19,37, R\$ 21,72, R\$ 24,04 e R\$ 25,96; em ganhos econômicos, com a redução dos custos das perdas de energia, de R\$ 19,51, R\$ 18,46, R\$ 17,50 e R\$ 16,61; e em ganhos reais, com a redução dos custos totais capitalizados, de R\$ 38,88, R\$ 40,18, R\$ 41,54 e R\$ 42,57, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

O aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, resulta no acréscimo dos ganhos na Figura 42 para R\$ 35,37, R\$ 37,95, R\$ 40,33 e R\$ 42,69, com a redução dos custos da aquisição; em aumento dos ganhos econômicos, com a redução dos custos de perdas de energia, para R\$ 35,54, R\$ 32,26, R\$ 29,40 e R\$ 26,92; e em aumento dos ganhos econômicos reais, com a redução dos custos totais capitalizados, para R\$ 70,91, R\$ 70,21, R\$ 69,73 e R\$ 69,61, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Portanto, os aumentos dos ganhos reais, com o período de análise de 5 anos para 10 anos, correspondem a 82,38 % (R\$ 32,03), 74,74 % (R\$ 30,03), 67,86 % (R\$ 28,19) e 80,48 % (R\$ 31,04), em relação aos do período de análise de 5 anos.

Os ganhos e as perdas econômicas com a substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes mais econômicos e de máxima eficiência energética podem ser analisados na Figura 43.

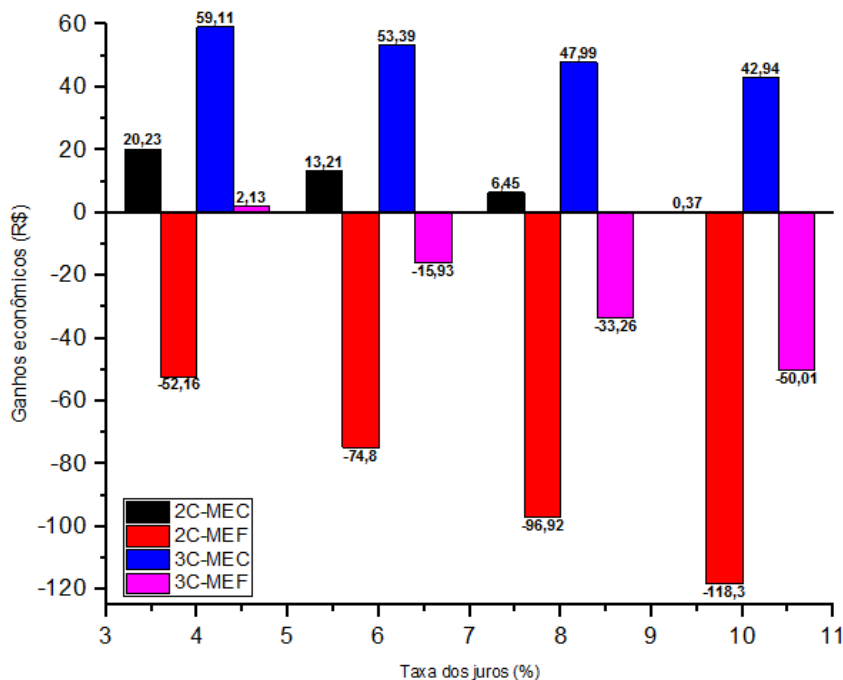


Figura 43 - Ganhos econômicos com a substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes, 2 e 3 camadas enrolamentos de baixa tensão, fator de perdas de 1 hora, período análise 5 anos, 15kVA/15kV.

Os ganhos com a substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes mais econômicos, para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão e período da análise de 5 anos, na Figura 43, são de 2,46 % (R\$ 20,23), 1,52 % (R\$ 13,21), 0,7 % (R\$ 6,45), 0,038 % (R\$ 0,37), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, em relação aos projetos padrão. Para o período de análise de 10 anos, os ganhos são 2,46 % (R\$ 36,85), 1,52 % (R\$ 23,07), 0,71 % (R\$ 10,93), para as taxas de juros de 4 %, 6 % e 8 %; enquanto para a taxa de juros de 10 %, tem-se perdas de 0,000640 % (R\$ 0,01).

Para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, os ganhos aumentam para 7,18 % (R\$ 59,11), 6,14 % (R\$ 53,39), 5,23 % (R\$ 47,99), 4,45 % (R\$ 42,94), para período de análise de 5 anos; e 7,19 % (R\$ 107,76), 6,14 % (R\$ 93,28), 5,23 % (R\$ 80,66), 4,44 % (R\$ 69,60), para o período da análise de 10 anos, considerando-se as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, em relação aos projetos base.

Em relação aos projetos de máxima eficiência energética, conforme a Figura 43, a substituição do projeto padrão, para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, resulta em perdas econômicas de 6,34 % (R\$ 52,16), 8,60 % (R\$ 74,80), 10,56 % (R\$ 96,92), 12,25 % (R\$ 118,30), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, em relação

ao projetos padrão, para período de análise de 5 anos. Para o período da análise de 10 anos, as perdas econômicas são de 6,34 % (R\$ 95,03), 8,60 % (R\$ 130,70), 10,56 % (R\$ 162,88), 12,25 % (R\$ 191,75).

E os ganhos, para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, dos projetos de máxima eficiência energética, são de 0,26 % (R\$ 2,13) e 0,26 % (R\$ 3,88), para os período das análises de 5 anos e 10 anos, respectivamente, e taxa de juros de 4 %, enquanto as perdas econômicas são de 1,83 % (R\$ 15,93), 3,62 % (R\$ 33,26) e 5,18 % (R\$ 50,01), para o período da análise de 5 anos e taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Para período da análise de 10 anos, as perdas econômicas são de 1,82 % (R\$ 27,67), 3,62 % (R\$ 55,90), 5,18 % (R\$ 81,07), considerando três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

B. Classe de Tensão de 15 kV e Fator de Perdas em Carga de 6,0 Horas

As Tabelas 39 e 40 e a Figura 44 mostram os custos totais capitalizados, para o fator de perdas em carga de 6,0 horas, considerando-se duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão para a potência de 15 kVA e classe de tensão de 15 kV. A Figura 45 mostra os ganhos econômicos reais, **GER**, com a redução dos custos totais capitalizados, os ganhos econômicos, com a redução dos custos da aquisição, **GECAQ**, e os ganhos econômicos, com a redução dos custos das perdas de energia, **GECE**, com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, para o fator de perdas em carga de 6 horas e período de análise dos investimentos de 5 anos.

Tabela 39 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas em carga de 6 horas, 2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, 15kVA/15kV.

Taxas de juros (%)	Projetos	2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	5,73	1575,22	818,40	2869,93	1491,06
	PME	2,50	1087,21	570,76	1980,93	1039,89
	Padrão	2,50	1087,21	566,34	1980,93	1031,83
6	Proj1	5,73	1622,87	774,38	2835,58	1353,04
	PME	2,50	1119,91	540,06	1956,77	943,63
	Padrão	2,50	1119,91	535,88	1956,77	936,32
8	Proj1	5,73	1673,55	734,00	2812,55	1233,54
	PME	2,50	1154,65	511,90	1940,48	860,29
	Padrão	2,50	1154,65	507,93	1940,48	853,63
10	Proj1	5,73	1725,61	696,88	2797,08	1129,58
	PME	2,50	1190,34	486,01	1929,45	787,79
	Padrão	2,50	1190,34	482,25	1929,45	781,68

Tabela 40 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas em carga de 6 horas, 2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, 15kVA/15kV.

Taxas de juros (%)	Projetos	3 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	7,88	1574,00	863,48	2867,71	1573,19
	PME	3,32	1068,13	562,52	1947,34	1024,88
	PBase	3,32	1068,13	562,52	1947,34	1024,88
6	Proj1	7,88	1613,62	817,03	2819,41	1427,57
	PME	3,32	1099,91	532,27	1921,82	930,01
	PBase	3,32	1099,91	532,27	1921,82	930,01
8	Proj1	7,88	1656,50	774,43	2783,89	1301,49
	PME	3,32	1133,07	504,51	1904,22	847,87
	PBase	3,32	1133,07	504,51	1904,22	847,87
10	Proj1	7,88	1701,06	735,26	2757,28	1191,80
	PME	3,32	1167,21	479,00	1891,96	776,42
	PBase	3,32	1167,21	479,00	1891,96	776,42

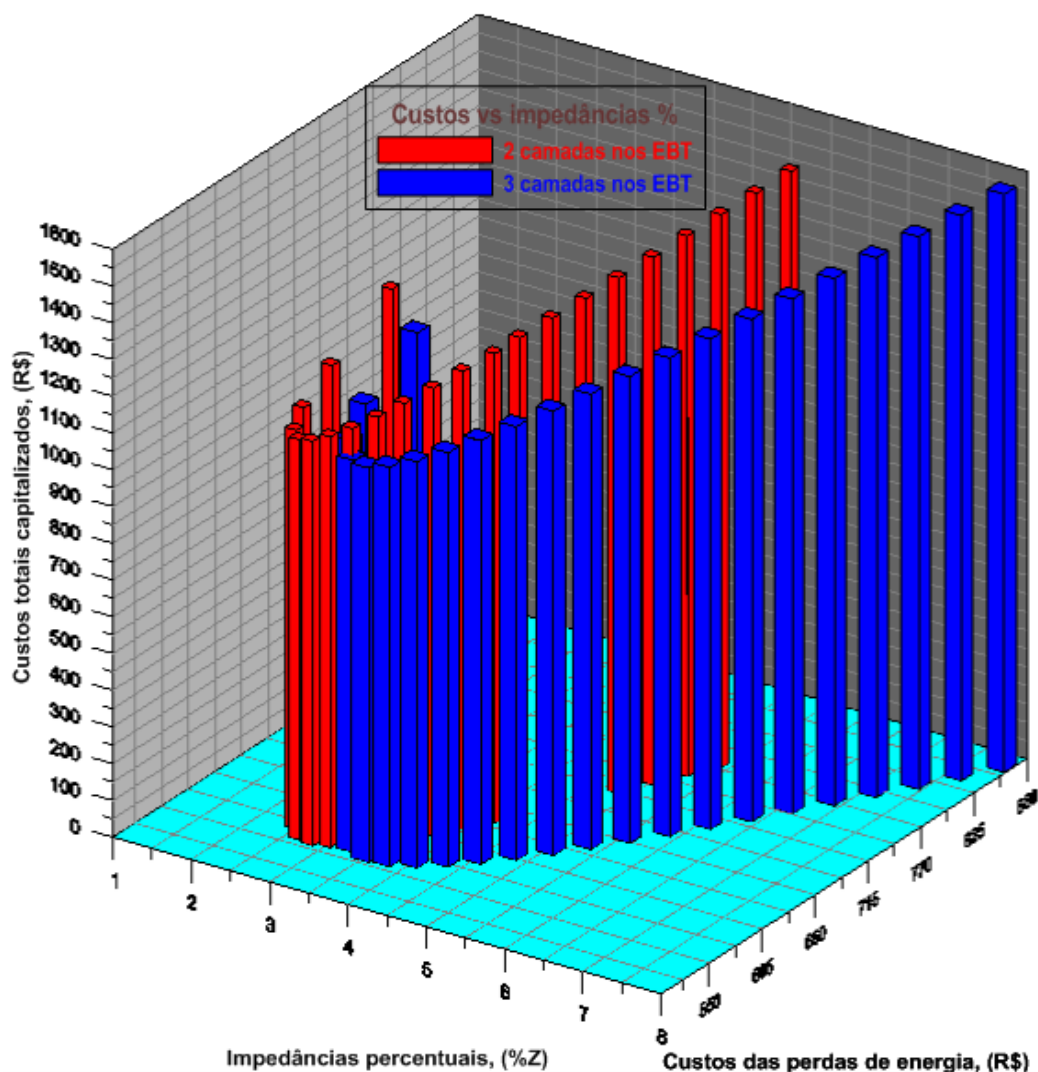


Figura 44 - Custos total versus custo perdas capitalizados e impedâncias, projeto, fator de perdas em carga de 6 horas, duas e três camadas enrolamentos baixa tensão, taxa juros 4%, 15kVA/15kV.

Conforme se pode constar nas Tabelas 39 e 40 e na Figura 44, os projetos padrão e bases são mais econômicos em relação aos mais econômicos dentre os projetos com duas camadas. Porém, os aumentos de número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resultam na redução dos custos totais capitalizados dos projetos mais econômicos, para o período de análise de 5 anos, de R\$ 19,08 (1,75 %), R\$ 20,00 (1,79 %), R\$ 21,58 (1,87 %) e R\$ 23,13 (1,94 %); e na redução dos custos de perdas de energia de R\$ 8,24 (1,44 %), R\$ 7,79 (1,44 %), R\$ 7,39 (1,44 %) e R\$ 7,01 (1,44 %), em relação aos projetos padrão que possuem duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, considerando as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

De acordo com a Figura 45, o aumento de número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta: em ganhos econômicos com a redução dos custos da aquisição de R\$ 15,26 R\$ 16,39, R\$ 18,16 e R\$ 19,88; em ganhos econômicos, com a redução dos custos das perdas de energia, de R\$ 3,82, R\$ 3,61, R\$ 3,42 e R\$ 3,25; e em ganhos reais, com as reduções dos custos totais capitalizados, de R\$ 19,08, R\$ 20,00, R\$ 21,58 e R\$ 23,13, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

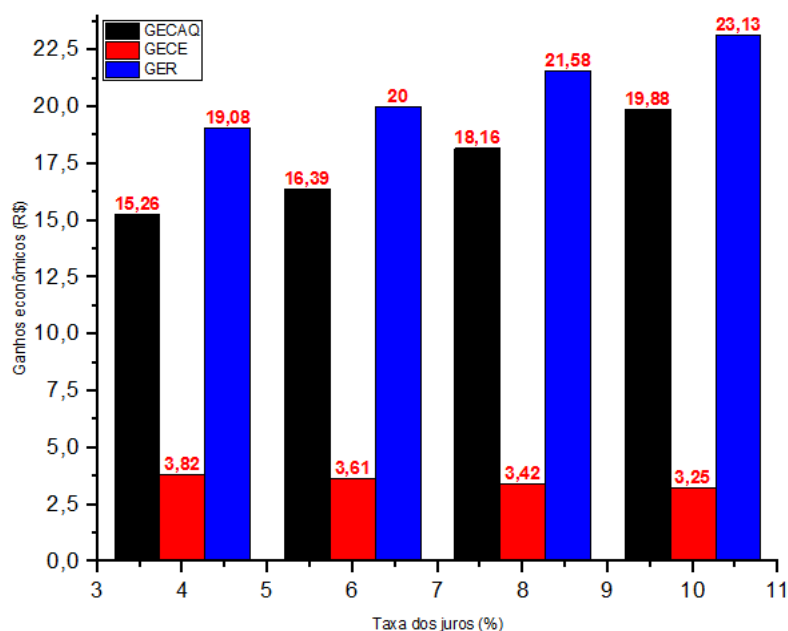


Figura 45 - Ganhos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, 15kVA/15 kV, fator de perdas em carga de 6 hora, período de análise de 5 anos.

Com o aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, os ganhos econômicos na Figura 45 aumentam para R\$ 26,64, R\$ 28,64, R\$ 30,50, e R\$ 32,23, com a redução dos custos da aquisição; os ganhos econômicos aumentam, com a redução dos custos das perdas de energia, em R\$ 6,95, R\$ 6,31, R\$ 5,76 e R\$ 5,26; e os ganhos reais, em função das reduções dos custos totais capitalizados, aumentam em R\$ 33,59, R\$ 34,95, R\$ 36,26 e R\$

37,49, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Os aumentos dos ganhos reais com o período da análise de 5 anos para 10 anos correspondem a 76,05% (R\$ 14,51), 74,75 % (R\$ 14,95), 68,03 % (R\$ 14,68) e 62,08 % (R\$ 14,36), em relação ao período de análise de 5 anos.

Os ganhos e as perdas econômicas com a substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes mais econômicos e de máxima eficiência energética podem ser analisados na Figura 46. Para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, projeto padrão do transformador de 15 kVA e classe 15 kV é o mais econômico de entre os 22 projetos executados, como indica a Figura 46 pelos ganhos nulos. Porém, contrariamente ao que ocorre com os restantes projetos já analisados, para o projeto 15 kVA e classe 15 kV, têm-se ganhos com a combinação entre os aumentos do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de dois para três, e o fator de perdas em carga de 1,0 hora para 6,0 horas.

Os ganhos com a substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes mais econômicos com três camadas nos enrolamentos de baixa tensão e período da análise de 5 anos são de 1,75 % (R\$ 19,08), 1,79 % (R\$ 20,00), 1,87 % (R\$ 21,58), 1,94 % (R\$ 23,13), em relação a duas camadas, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Para o período de análise de 10 anos, os ganhos são de 1,70 % (R\$ 33,59), 1,78 % (R\$ 34,95), 1,87 % (R\$ 36,23) e 1,94 % (R\$ 37,49).

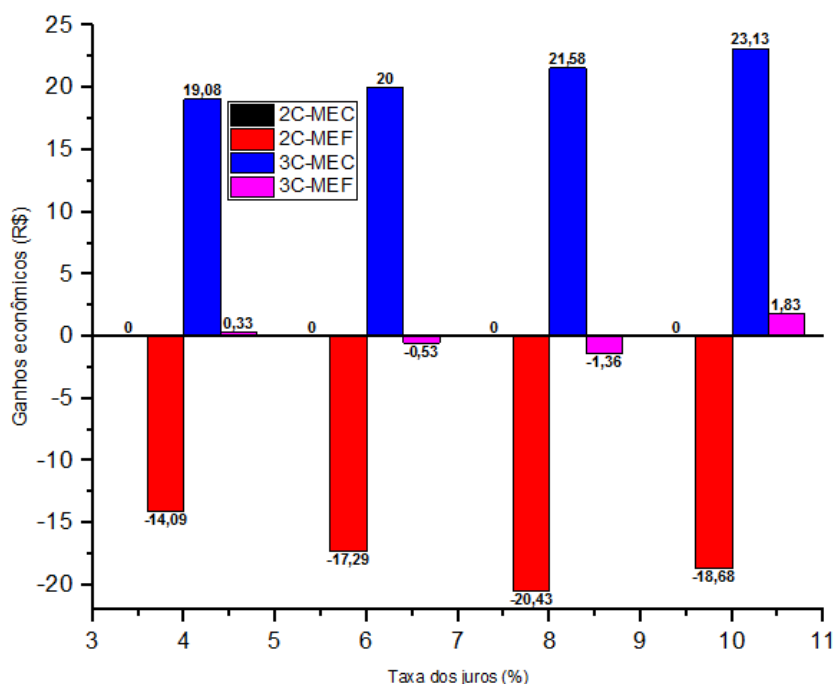


Figura 46 - Ganhos econômicos com a substituição projetos padrão pelos projetos eficientes, 2 e 3 camadas enrolamentos de baixa tensão, fator de perdas 6 horas, período análise 5 anos, 15kVA/15 kV.

Em relação aos projetos de máxima eficiência energética, conforme a Figura 46, a substituição do projeto padrão resulta em perdas econômicas, considerando-se duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, de 1,30 % (R\$ 14,09), 1,54 % (R\$ 17,29), 1,77 % (R\$ 20,43), 1,56 % (R\$ 18,68), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Para o período da análise de 10 anos, as perdas econômicas são de 1,30 % (R\$ 25,67), 1,54 % (R\$ 30,21), 1,77 % (R\$ 34,34) e 1,97 % (R\$ 38,06).

Para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, a substituição do projeto padrão pelos projetos de máxima eficiência energética resulta em ganhos econômicos de 0,03 % (R\$ 0,33) e 0,15 % (R\$ 1,83), para as taxas de juros de 4 % e 10 %, respectivamente; e resulta em perdas econômicas de 0,047 % (R\$ 0,53) e 0,12 % (R\$ 1,36), para as taxas de juros de 6 % e 8%, respectivamente, considerando-se o período da análise de 5 anos. Para o período da análise de 10 anos e taxas de juros de 6%, 8% e 10%, têm-se perdas econômicas de 0,048% (R\$ 0,93), 0,12 % (R\$ 2,29), 0,18 % (R\$ 3,51), e para a taxa de juros de 4 % tem-se ganho econômico de 0,03 % (R\$ 0,60).

C. Classe de Tensão de 24,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Horas

As Tabelas 41 e 42 e Figura 47 mostram os custos totais capitalizados dos projetos de transformador de 15 kVA e classe de tensão 24,2 kV, em função da impedância percentual e dos custos de perdas de energia capitalizados, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora, considerando-se duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

Tabela 41 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas em carga de 1 hora, 2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, 15kVA/24,2kV.

Taxas de juros (%)	Projetos	2 Camadas nos enrolamentos baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	5,61	988,56	214,77	1801,08	391,29
	PME	2,95	816,21	242,96	1487,08	442,65
	Padrão	2,50	832,04	292,43	1515,92	532,78
6	Proj1	5,61	1070,74	203,22	1870,86	355,07
	PME	2,95	872,59	229,89	1524,64	401,67
	Padrão	2,50	881,68	276,70	1540,52	483,46
8	Proj1	5,61	1153,24	192,62	1938,12	323,71
	PME	2,95	929,57	217,90	1562,23	366,20
	Padrão	2,50	932,18	262,27	1566,60	440,77
10	Proj1	5,61	1234,68	182,88	2001,32	296,43
	PME	2,95	986,10	206,88	1598,39	335,34
	Padrão	2,50	982,50	249,01	1592,55	403,62

Tabela 42 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas em carga de 1 hora, 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, 15kVA/24,2kV.

Taxas de juros (%)	Projetos	3 Camadas nos enrolamentos baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	7,84	934,99	206,85	1703,48	376,86
	PME	4,00	778,16	224,04	1417,74	408,18
	PBase	3,41	795,33	269,04	1449,02	490,17
6	Proj1	7,84	1012,06	195,72	1768,34	341,98
	PME	4,00	833,23	211,99	1455,32	370,39
	PBase	3,41	844,60	254,57	1475,74	444,79
8	Proj1	7,84	1089,47	185,52	1830,94	311,78
	PME	4,00	888,85	200,93	1489,80	337,68
	PBase	3,41	894,65	241,29	1503,54	405,51
10	Proj1	7,84	1165,88	176,13	1889,80	285,50
	PME	4,00	943,98	190,77	1523,07	309,22
	PBase	3,41	944,46	229,09	1530,90	371,34

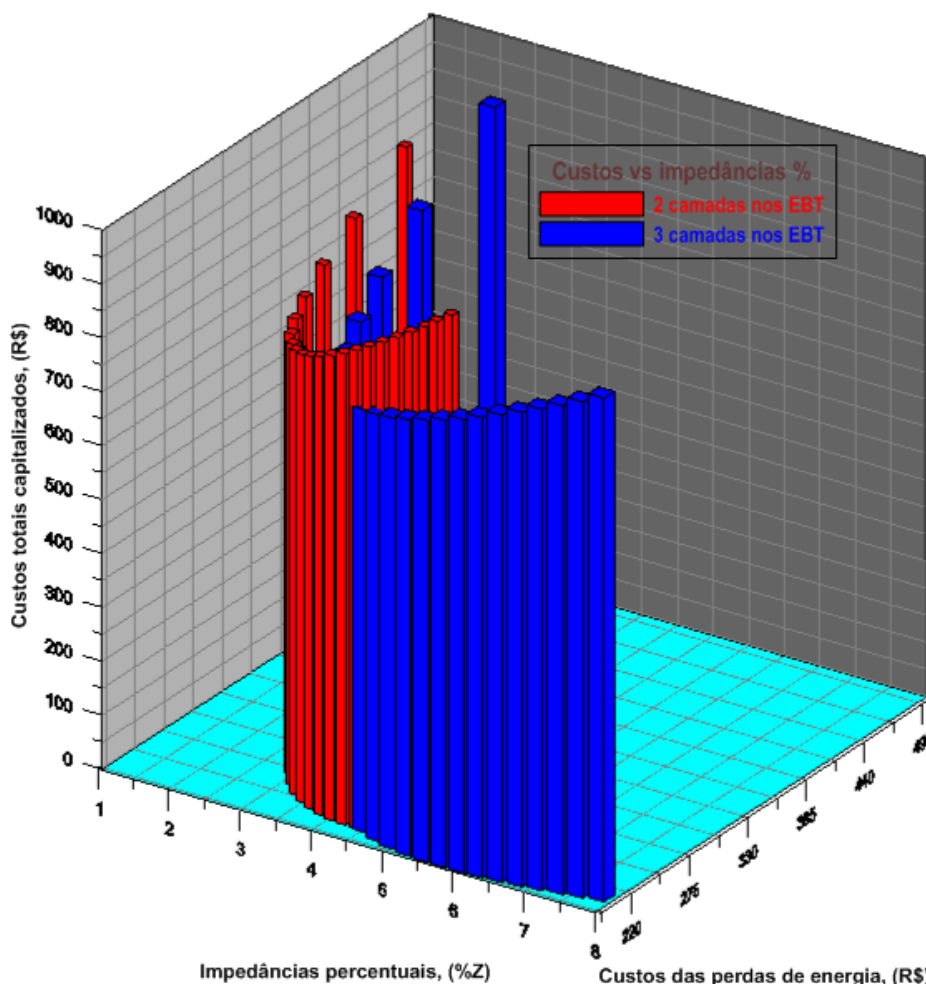


Figura 47 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias, fator de perdas em carga de 1 hora, taxa juros 4%, 2 e 3 camadas enrolamento baixa tensão, 15kVA/24,2kV.

Os custos totais capitalizados dos projetos mais econômicos, de acordo com os dados nas Tabelas 41 e 42 e na Figura 47, com o aumento do número das camadas nos enrolamentos

de baixa tensão de duas para três, reduzem-se R\$ 38,05 (4,66 %), R\$ 39,36 (4,51 %), R\$ 40,72 (4,38 %) e R\$ 42,12 (4,27 %); e as reduções dos custos de perdas de energia são de R\$ 18,92 (7,79 %), R\$ 17,90 (7,79 %), R\$ 16,97 (7,79 %) e R\$ 16,11 (7,79 %). E em relação ao projeto padrão, os custos totais capitalizados dos projetos mais econômicos reduzem-se R\$ 15,83 (1,90 %), R\$ 9,09 (1,03 %), R\$ 2,61 (0,28 %), para as taxas dos juros de 4 %, 6 % e 8 %; e para a taxa dos juros de 10 % tem-se aumento de R\$ 3,06 (0,37 %). Com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, as reduções dos custos totais capitalizados são R\$ 53,88 (6,48 %), R\$ 48,45 (5,50 %), R\$ 43,33 (4,65 %) e R\$ 38,52 (3,92 %), para a referidas taxas dos juros, em relação ao projeto padrão.

A Figura 48 mostra os ganhos econômicos reais, **GER**, com a redução dos custos totais capitalizados, os ganhos econômicos, com a redução dos custos da aquisição, **GECAQ**, e os ganhos econômicos, com a redução dos custos das perdas de energia, **GECE**, com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, fator de perdas em carga de 1,0 hora e período de análise do investimento de 5 anos.

De acordo com a Figura 48, o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta: em ganhos econômicos, com a redução dos custos de aquisição, de R\$ 19,13, R\$ 21,46, R\$ 23,75 e R\$ 26,01; em ganhos econômicos, com a redução dos custos de perdas de energia, de R\$ 18,92, R\$ 17,90, R\$ 16,97 e R\$ 16,11; e em ganhos reais, com a redução dos custos totais capitalizados, de R\$ 38,05, R\$ 39,36, R\$ 40,72 e R\$ 42,12, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente

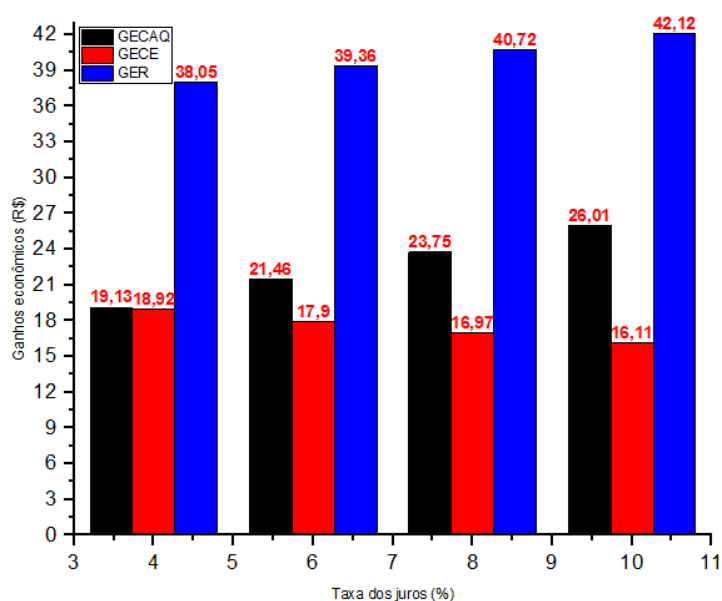


Figura 48 - Ganhos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, para os projetos de 15kVA/24,2 kV, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos.

O aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, resulta no acréscimo dos ganhos na Figura 48 para R\$ 34,87, R\$ 38,04, R\$ 43,91 e R\$ 49,20, com a redução dos custos da aquisição; no aumento dos ganhos econômicos, com a redução dos custos das perdas de energia, para R\$ 34,47, R\$ 31,28, R\$ 28,52 e R\$ 26,12; e em aumento dos ganhos reais, com a redução dos custos totais capitalizados, para R\$ 69,34, R\$ 69,32, R\$ 72,43 e R\$ 75,32, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Os aumentos dos ganhos reais, com a elevação do período da análise de 5 para 10 anos, correspondem a 82,23 % (R\$ 31,29), 76,12 % (R\$ 29,96), 77,87 % (R\$ 31,71) e 78,82 % (R\$ 33,20), em relação aos do período de análise de 5 anos.

Os ganhos e as perdas econômicas com a substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes mais econômicos e de máxima eficiência energética podem ser analisados na Figura 49. Os ganhos obtidos com utilização dos projetos eficientes mais econômicos, em relação ao padrão, são de 1,90 % (R\$ 15,83), 1,03 % (R\$ 9,09), 0,28 % (R\$ 2,61), para as taxas de juros de 4 %, 6 % e 8 %, respectivamente, enquanto para taxa de juros de 10 % tem-se perda de 0,37 % (R\$ 3,60), para o período de análise de 5 anos e duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão. Para o período de análise de 10 anos e duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, os ganhos são de 1,90 % (R\$ 28,84), 1,03 % (R\$ 15,88), 0,28 % (R\$ 4,37), para as taxas de juros de 4 %, 6 % e 8 %, respectivamente, enquanto para taxa de juros de 10 % tem-se perda de 0,37 % (R\$ 5,84).

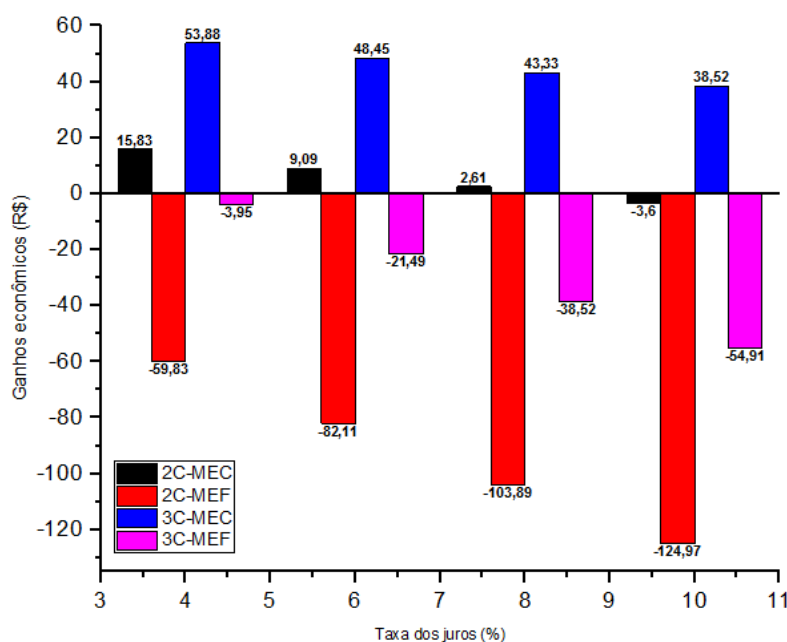


Figura 49 - Ganhos econômicos com substituição projetos padrão pelos projetos eficientes, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 1 hora, período análise 5 anos, 15kVA/24,2 kV.

Para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, os ganhos com substituição do projeto padrão pelos mais econômicos são de 6,48 % (R\$ 53,88), 5,50 % (R\$ 48,45), 4,65 % (R\$ 43,33), 3,92 % (R\$ 38,52), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, considerando o período da análise de 5 anos. Para o período da análise de 10 anos, os ganhos aumentam para 6,48 % (R\$ 98,18), 5,53 % (R\$ 85,20), 4,9 % (R\$ 76,80), 4,36 % (R\$ 69,48).

Em relação aos projetos de máxima eficiência energética, a substituição do projeto padrão resulta em perdas econômicas para duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, conforme a Figura 49. Para o período da análise de 5 anos, as perdas econômicas são de 7,19 % (R\$ 59,83), 9,31 % (R\$ 82,11), 11,14 % (R\$ 103,89), 12,72 % (R\$ 124,97); e para o período da análise de 10 anos, de 7,19 % (R\$ 108,99), 9,31 % (R\$ 143,46), 11,15 % (R\$ 174,60), 12,72 % (R\$ 202,56), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

Com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, as perdas econômicas com a substituição do projeto padrão pelos de máxima eficiência energética são de 0,47 % (R\$ 3,95), 2,44 % (R\$ 21,49), 4,13 % (R\$ 38,52), 5,59 % (R\$ 54,91), para o período da análise de 5 anos; e 0,47 % (R\$ 7,20), 2,44 % (R\$ 37,56), 4,13 % (R\$ 64,74), 5,59 % (R\$ 89) para 10 anos.

D. Classe de Tensão de 24,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 6,0 Horas

Para o fator de perdas em carga de 6 horas, têm-se na Figura 50 e nas Tabelas 43 e 44 as evoluções dos custos totais capitalizados em função da impedância percentual e dos custos capitalizados das perdas de energia, para o fator de perdas em carga de 6,0 horas.

Os custos totais capitalizados dos projetos mais econômicos reduzem-se com aumento de número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão, em relação ao projeto padrão, de R\$ 13,91 (1,27 %), R\$ 15,49 (1,37 %), R\$ 17,07 (1,47 %) e R\$ 18,60 (1,55 %); e as reduções dos custos de perdas são de R\$ 0,18 (0,033 %), R\$ 0,54 (0,103 %), R\$ 0,52 (0,11 %) e R\$ 0,50 (0,11 %). E para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, em relação aos projetos padrão, os custos aumentam com o processo de otimização, pelo que apenas se tem ganhos com o processo de maximização dos ganhos (aumento de camadas nos enrolamentos de baixa tensão).

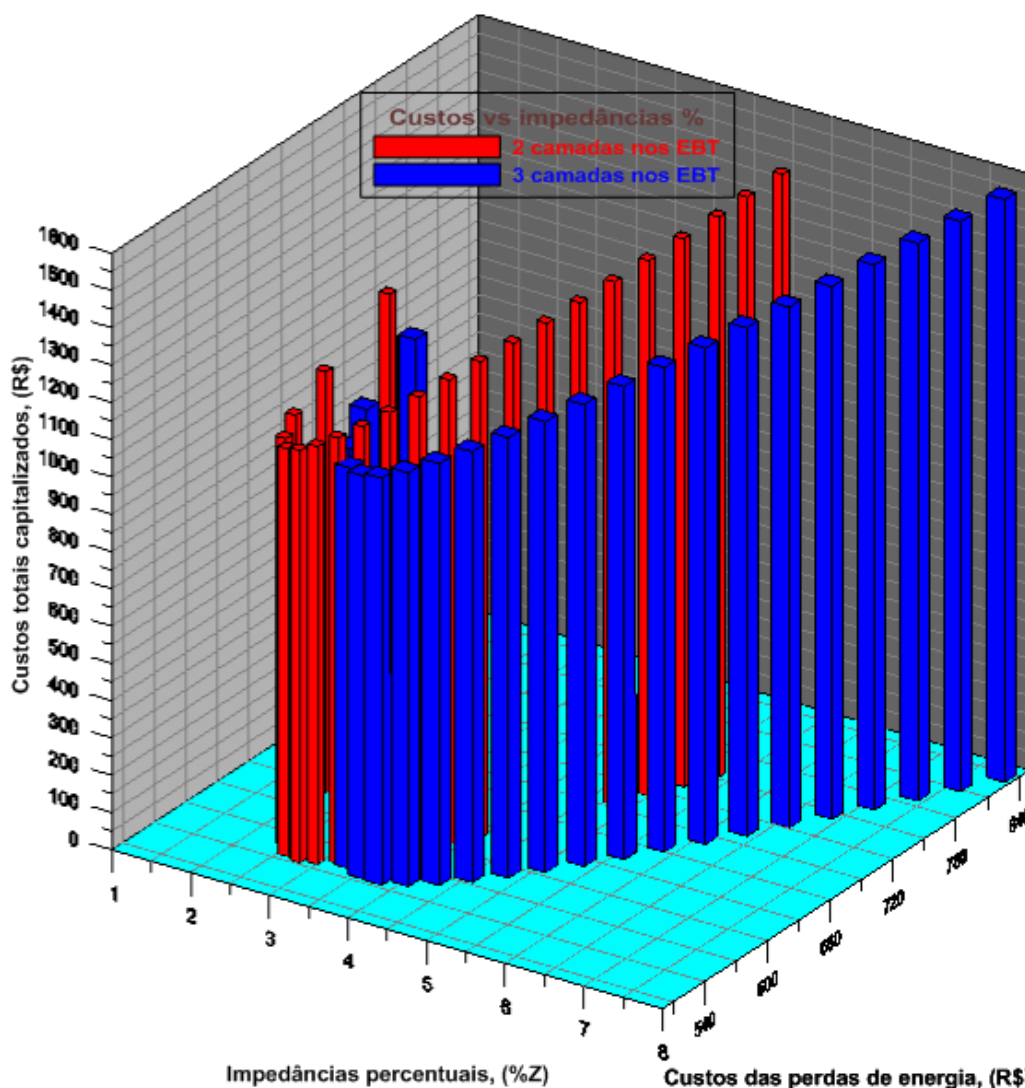


Figura 50 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas de 6 horas, taxa juros de 4%, períodos análises de 5 anos e 10 anos, 2 e 3 camadas nos EBT.

Tabela 43 - Custos totais versus custos perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas de 6 horas, períodos análises 5 e 10 anos, 2 camadas enrolamentos de BT, 15kVA/24,2kV.

Taxa de Juros (%)	Projetos	2 Camadas nos enrolamentos baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	5,61	1566,37	792,57	2853,8	1444,01
	PME	2,50	1091,56	551,54	1988,73	1005,60
	Padrão	2,50	1091,56	551,54	1988,73	1005,60
6	Proj1	5,61	1617,47	749,94	2826,13	1310,34
	PME	2,50	1127,23	522,25	1969,57	912,51
	Padrão	2,50	1127,23	522,25	1969,57	912,51
8	Proj1	5,61	1671,46	710,84	2809,03	1194,62
	PME	2,50	1164,93	495,02	1957,75	831,92
	Padrão	2,50	1164,93	495,02	1957,75	831,92
10	Proj1	5,61	1726,69	674,89	2798,83	1093,94
	PME	2,50	1203,47	469,99	1950,74	761,81
	Padrão	2,50	1203,47	469,99	1950,74	761,81

Tabela 44 - Custos totais versus custos perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas de 6horas, períodos análises 5 e 10 anos, 3 camadas enrolamentos de BT, 15kVA/24,2kV.

Taxas de juros (%)	Projetos	3 Camadas nos enrolamentos baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	7,84	1563,78	835,64	2849,1	1522,48
	PME	3,41	1077,65	551,36	1963,40	1004,54
	PBase	3,41	1077,65	551,36	1963,40	1004,54
6	Proj1	7,84	1607,04	790,70	2807,91	1381,55
	PME	3,41	1111,74	521,71	1942,50	911,55
	PBase	3,41	1111,74	521,71	1942,50	911,55
8	Proj1	7,84	1653,42	749,46	2778,70	1259,54
	PME	3,41	1147,86	494,50	1929,38	831,05
	PBase	3,41	1147,86	494,50	1929,08	831,05
10	Proj1	7,84	1701,31	711,56	2757,69	1153,39
	PME	3,41	1184,87	469,49	1920,57	761,01
	PBase	3,41	1184,87	469,49	1920,57	761,01

A Figura 51 mostra os ganhos econômicos reais, **GER**, com a redução dos custos totais capitalizados; os ganhos econômicos, com a redução dos custos da aquisição, **GECAQ**, e os ganhos econômicos, com a redução dos custos de perdas de energia, **GECE**, com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e período de análise dos investimentos de 5 anos.

De acordo com a Figura 51, o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta: em ganhos econômicos, com a redução dos custos das aquisições, de R\$ 13,73, R\$ 14,95, R\$ 16,55 e R\$ 18,10; em ganhos econômicos, com a redução dos custos das perdas de energia, de R\$ 0,18, R\$ 0,54, R\$ 0,52 e R\$ 0,50; e em ganhos reais, com a redução dos custos totais capitalizados, de R\$ 13,91, R\$ 15,49, R\$ 17,07 e R\$ 18,60, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

Segundo a Figura 51, o aumento do período da análise dos investimentos de 5 para 10 anos resulta no acréscimo dos ganhos para R\$ 24,27, R\$ 26,11, R\$ 25,50 e R\$ 29,37, com a redução dos custos da aquisição; em aumento dos ganhos econômicos, com a redução dos custos de perdas de energia, de R\$ 1,06, R\$ 0,96, R\$ 0,87 e R\$ 0,80; e em aumento dos ganhos reais, com a redução dos custos totais capitalizados, de R\$ 25,33, R\$ 27,07, R\$ 28,37 e R\$ 30,17, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Portanto, estes aumentos reais dos ganhos, com acréscimo do período da análise de 5 anos para 10 anos, são de 82,09 % (R\$ 11,42), 74,76 % (R\$ 11,58), 66,20 % (R\$ 11,30) e 62,20 % (R\$ 11,57), em relação ao período análise de 5 anos.

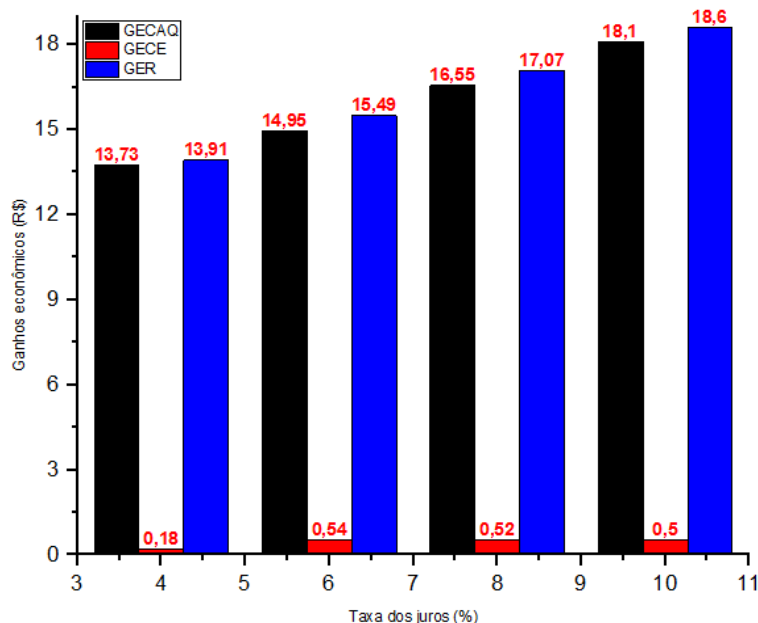


Figura 51 - Ganhos econômicos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de 2 para 3, 15kVA/24,2 kV, fator de perdas em carga de 6 hora, período de análise de 5 anos.

A análise dos ganhos e das perdas econômicas com a substituição do projeto padrão pelos eficientes mais econômicos e de máxima eficiência energética faz-se na Figura 52. Portanto, o projeto base é mais econômico, para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, indicados pelo ganhos nulos. Porém, para três camadas têm-se ganhos econômicos com a substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes mais econômicos de 1,27 % (R\$ 13,91), 1,37 % (R\$ 15,49), 1,47 % (R\$ 17,01) e 1,55 % (R\$ 18,60), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 % ao ano. Para o período de análise de 10 anos, os ganhos reais aumentam para 1,27 % (R\$ 25,33), 1,37 % (R\$ 27,07), 1,47 % (R\$ 28,67) e 1,55 % (R\$ 30,17), para as referidas taxas de juros.

Em relação aos projetos de máxima eficiência energética, a substituição do projeto padrão resultam em perdas econômicas para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão. E para o período da análise de 5 anos, as perdas econômicas são de 1,45 % (R\$ 15,87), 1,68 % (R\$ 18,95), 1,89 % (R\$ 21,97), 2,07 % (R\$ 24,91); e para o período da análise de 10 anos, 1,45 % (R\$ 28,93), 1,68 % (R\$ 33,10), 1,89 % (R\$ 36,93), 2,07 % (R\$ 40,37), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. E para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, contrariamente ao que ocorre para duas camadas, conforme a Figura 52, têm-se ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos projetos de máximas eficiências de 0,90 % (R\$ 9,78), 0,90 % (R\$ 10,09), 0,90 % (R\$ 10,44), 0,90 % (R\$ 10,77), para período da análise de 5 anos. E para o período da análise de 10 anos, as perdas econômicas com esta

substituição são 0,90 % (R\$ 17,81), 0,90 % (R\$ 17,65), 0,90 % (R\$ 17,53), 0,90 % (R\$ 17,47), em relação aos do projeto base.

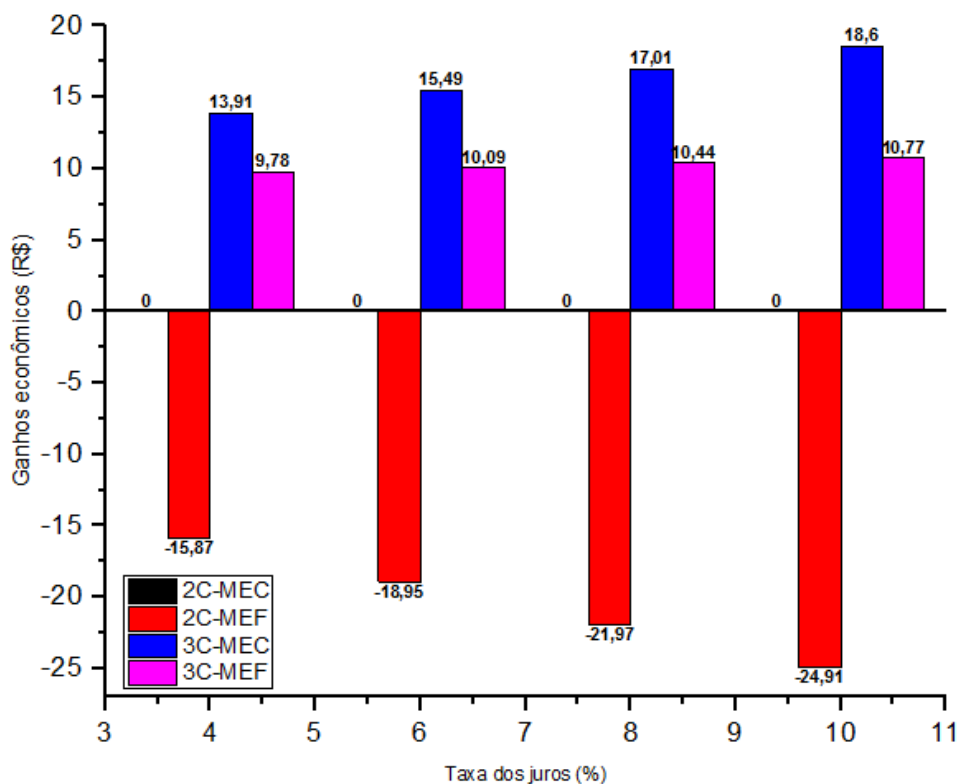


Figura 52 - Ganhos econômicos substituição projetos padrão pelos projetos eficientes, 2 e 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, fator de perdas 6 horas, período análise 5 anos, 15kVA/24,2 kV.

E. Classe de Tensão de 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Horas

A Figura 53 e as Tabelas 45 e 46 apresentam os custos totais capitalizados dos projetos de transformador de 15kVA e classe de tensão 36,2 kV, para duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, para fator de perdas em carga de 1,0 hora. A Figura 54 mostra os ganhos econômicos reais, **GER**, com a redução dos custos totais capitalizados; os ganhos econômicos, com a redução dos custos da aquisição, **GECAQ**, e os ganhos econômicos, com a redução dos custos das perdas de energia, **GECE**, com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e período de análise dos investimentos de 5 anos.

Os custos totais capitalizados dos projetos mais econômicos nas Figura 53 e Tabelas 45 e 46 reduzem-se com acréscimo de número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três de R\$ 31,77 (3,79 %), R\$ 32,45 (3,61 %), R\$ 33,19 (3,45 %) e R\$ 33,97 (3,32 %); e as reduções dos custos das perdas de energia são de R\$ 18,15 (7,82 %), R\$ 17,18

(7,83 %), R\$ 16,28 (7,82 %) e R\$ 15,46 (7,83 %), para o período de análise de 5 anos e taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

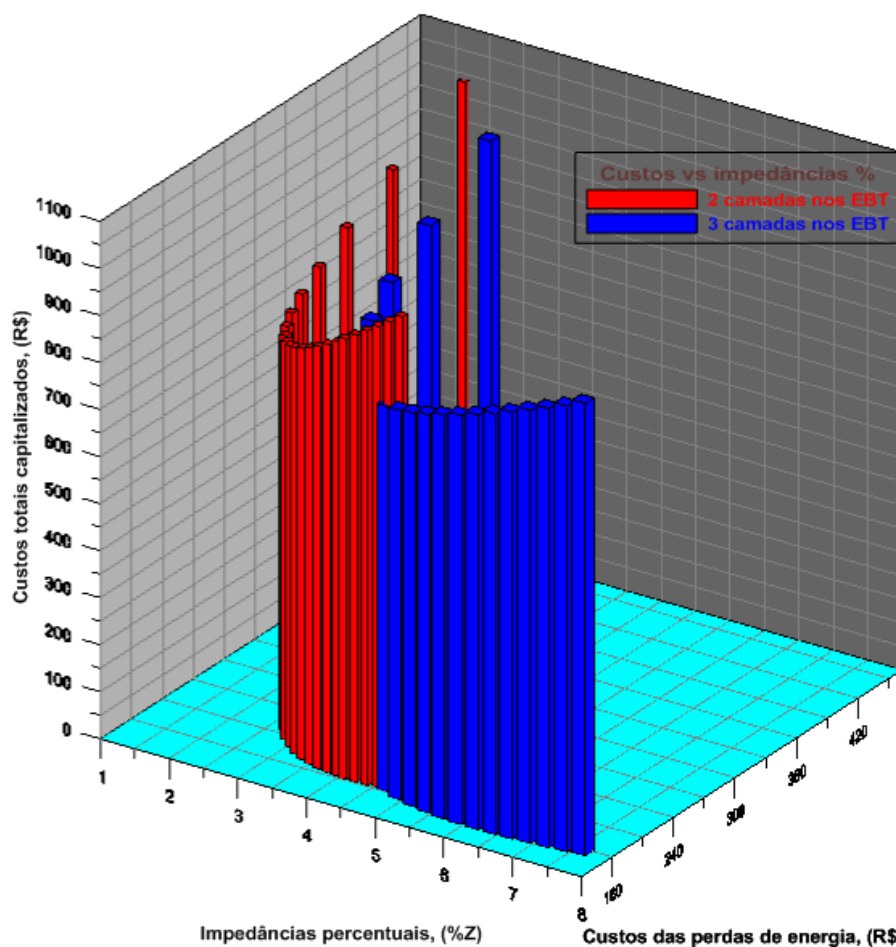


Figura 53 - Custo total capitalizado versus custo perda energia e impedância, fator perdas 1 hora taxa juros 4%, período análise 5 anos, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, 15kVA/36,2kV.

Tabela 45 - Custos totais versus custos perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas de 1 hora, períodos análises 5 anos e 10 anos, 2 camadas EBT 15kVA/36,2kV.

Taxar de Juros (%)	Projetos	2 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	4,83	1011,17	186,93	1842,27	340,56
	PME	2,50	838,95	232,01	1528,51	422,70
	Padrão	2,50	838,95	232,01	1528,51	422,70
6	Proj1	4,83	1100,96	176,87	1923,65	309,04
	PME	2,50	900,00	219,53	1572,53	383,57
	Padrão	2,50	900,00	219,53	1572,53	383,57
8	Proj1	4,83	1190,90	167,65	2001,41	281,75
	PME	2,50	961,58	208,08	1616,01	349,69
	Padrão	2,50	961,58	208,08	1616,01	349,69
10	Proj1	4,83	1279,55	159,17	2074,04	258,00
	PME	2,50	1022,57	197,56	1657,51	320,22
	Padrão	2,50	1022,57	197,56	1657,51	320,22

Tabela 46 - Custos totais versus custos perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas de 1 hora, períodos análises 5 anos e 10 anos, 3 camadas EBT 15kVA/36,2kV.

Taxas de juros (%)	Projetos	3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	7,62	961,71	177,16	1752,16	322,77
	PME	3,87	807,18	213,86	1470,70	389,63
	PBase	3,87	807,18	213,86	1470,63	389,63
6	Proj1	7,62	1047,22	167,63	1829,76	392,89
	PME	3,87	867,55	202,35	1515,84	353,56
	PBase	3,87	867,55	202,35	1515,84	353,56
8	Proj1	7,62	1132,87	158,89	1903,89	267,02
	PME	3,87	928,39	191,80	1560,24	322,34
	PBase	3,87	928,39	191,80	1560,24	322,34
10	Proj1	7,62	1217,28	150,85	1973,12	244,52
	PME	3,87	988,60	182,10	1602,45	295,17
	PBase	3,87	988,60	182,10	1602,45	295,17

E de acordo com a Figura 54, o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta: em ganhos econômicos, com a redução dos custos de aquisições, de R\$ 13,62, R\$ 15,27, R\$ 16,91 e R\$ 18,51; em ganhos econômicos, com a redução dos custos das perdas de energia, de R\$ 18,15, R\$ 17,18, R\$ 16,28 e R\$ 15,46; e em ganhos econômicos reais, com a redução dos custos totais capitalizados, de R\$ 31,77, R\$ 32,45, R\$ 33,19 e R\$ 33,97, para as taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, respectivamente.

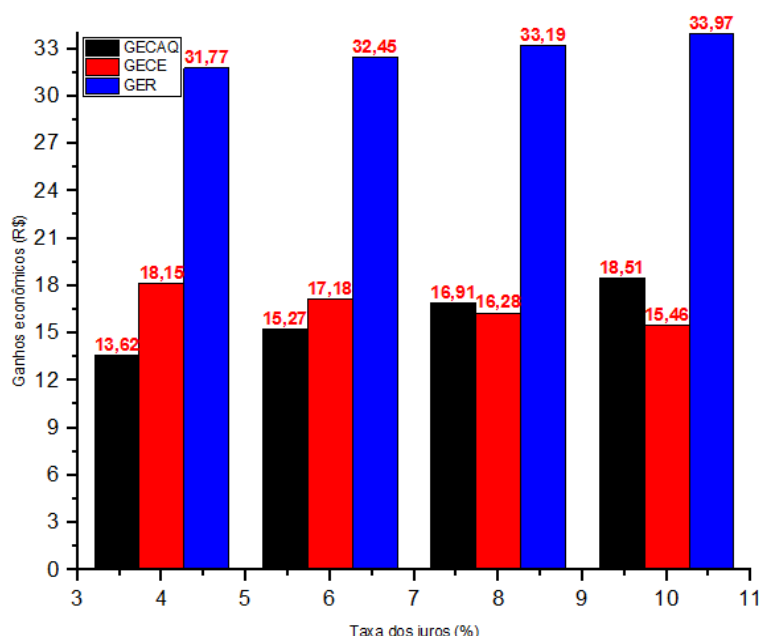


Figura 54 - Ganhos econômicos com aumentos camadas enrolamentos baixa tensão de 2 para 3, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos, 15kVA/36,2kV.

O aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, resulta em aumento dos ganhos na Figura 54 para R\$ 24,74, R\$ 26,68, R\$ 28,42 e R\$ 30,61, com a redução dos custos

da aquisição; no aumento dos ganhos econômicos, com a redução dos custos das perdas de energia, para R\$ 33,07, R\$ 30,01, R\$ 27,35 e R\$ 25,05; e em ganhos reais, com a redução dos custos totais capitalizados, para R\$ 57,81, R\$ 56,69, R\$ 55,77 e R\$ 55,06, para as taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, respectivamente. Os aumentos dos ganhos reais, com o aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, correspondem a 81,96 % (R\$ 26,04), 74,70 % (R\$ 24,24), 68,03 % (R\$ 22,58) e 62,08 % (R\$ 21,09), em relação a 5 anos.

Os ganhos com a combinação entre aumentos de número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três e da classe tensão de 24,2 kV para 36,2kV reduzem-se 16,16 % (R\$ 6,15), 16,16 % (R\$ 6,15), 16,16 % (R\$ 6,15) e 16,16 % (R\$ 6,15), para o período da análise de 5 anos e taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, respectivamente. Para o período da análise de 10 anos, as reduções dos ganhos são de 16,16 % (R\$ 11,22), 16,16 % (R\$ 12,06), 16,16 % (R\$ 12,40) e 16,16 % (R\$ 12,29), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Isto deve-se ao maior aumento dos custos de aquisição do que a redução dos custos das perdas com a elevação da tensão.

Os ganhos e as perdas econômicas com a substituição do projeto padrão podem ser analisados na Figura 55.

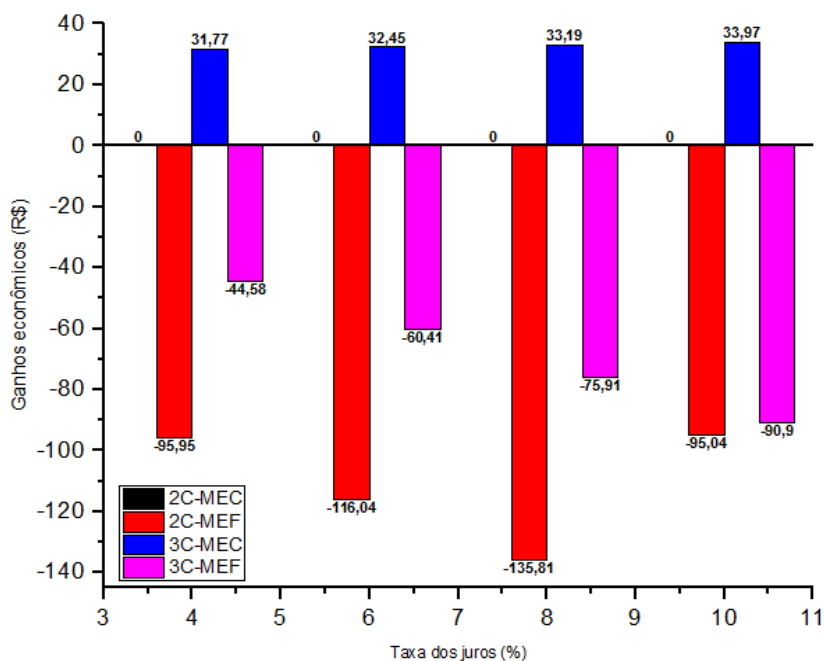


Figura 55 - Ganhos com substituição projeto padrão pelos projetos eficientes e mais econômicos, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 1 hora, período análise 5 anos, 15kVA/36,2 kV.

O projeto padrão é mais econômico dentre os 22 projetos executados com duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, conforme mostra a Figura 55 através dos ganhos nulos. Porém, para os projetos mais econômicos com três camadas têm-se ganhos de 3,79 %

(R\$ 31,77), 3,61 % (R\$ 32,45), 3,45 % (R\$ 33,19) e 3,32 % (R\$ 33,97), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 % ao ano. Para o período de análise de 10 anos, os ganhos reais aumentam para 3,79 % (R\$ 57,88), 3,61 % (R\$ 56,69), 3,45 % (R\$ 55,77) e 3,32 % (R\$ 55,06), para as referidas taxas de juros, correspondentes aos acréscimos de 82,19 % (R\$ 26,11), 74,60 % (R\$ 24,24), 68,03 % (R\$ 22,58) e 62,08 % (R\$ 21,09), em relação ao período de 5 anos. E em relação aos projetos de máxima eficiência energética, a substituição do projeto base resultam em perdas econômicas.

F. Classe de Tensão de 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 6 Horas

A Tabelas 47 e 48 e a Figura 56 mostram a evolução dos custos totais capitalizados em função das impedâncias percentuais e dos custos de perdas de energia capitalizados para o fator de perdas em carga de 6,0 horas, considerando-se duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, para os projetos de impedância muito elevada, projetos padrão e base, bem como os projetos mais econômicos.

O aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta na redução dos custos totais capitalizados dos projetos mais econômicos de R\$11,35 (1,06 %), R\$ 13,12 (1,18 %), R\$ 14,87 (1,28 %) e R\$ 16,57 (1,36%); Enquanto os custos de perdas de energia aumentam R\$ 2,28 (0,50 %), R\$ 2,16 (0,50 %), R\$ 2,05 (0,50 %) e R\$ 1,04 (0,27 %), para o período de 5 anos e taxas de juros de 4 %, 6 %, 8% e 10 % ao ano, respectivamente, em relação a duas camadas. Isto corresponde aos ganhos com o processo de otimização dos projetos de transformador.

Tabela 47- Custos totais capitalizados versus custos anuais perdas energia e impedâncias percentuais, fator de perdas de 6 horas, 2 camadas enrolamentos baixa tensão, períodos análises 5 anos e 10 anos.

Taxas de juros (%)	Projetos	2 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	4,83	1444,42	620,18	2631,63	1129,92
	PME	2,50	1066,14	459,19	1942,43	836,61
	Padrão	2,50	1066,14	459,19	1942,43	836,61
6	Proj1	4,83	1510,90	586,82	2639,94	1025,33
	PME	2,50	1114,96	434,49	1948,13	759,17
	Padrão	250	1114,96	434,49	1948,13	759,17
8	Proj1	4,83	1579,48	556,22	2654,44	934,77
	PME	2,50	1165,33	411,83	1958,44	692,12
	Padrão	250	1165,33	411,83	1958,44	692,12
10	Proj1	4,83	1648,47	528,08	2672,04	855,99
	PME	2,50	1216,02	391,01	1971,08	633,79
	Padrão	250	1216,02	391,01	1971,08	633,79

Tabela 48 - Custos totais capitalizados versus custos anuais perdas energia e impedâncias percentuais, fator de perdas de 6 horas, 3 camadas enrolamentos baixa tensão, períodos análises 5 anos e 10 anos

Taxas de juros (%)	Projetos	3 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	7,62	1434,05	649,50	2612,74	1183,34
	PME	3,87	1054,79	461,47	1921,76	840,76
	PBase	3,87	1054,79	461,47	1921,76	840,76
6	Proj1	7,62	1494,15	614,56	2610,67	1073,80
	PME	3,87	1101,84	436,65	1925,21	762,93
	PBase	3,87	1101,84	436,65	1925,21	762,93
8	Proj1	7,62	1556,50	582,52	2615,83	978,97
	PME	3,87	1150,46	413,88	1933,45	695,55
	PBase	3,87	1150,46	413,88	1933,45	695,55
10	Proj1	7,62	1619,49	553,06	2625,06	896,46
	PME	3,87	1199,45	392,05	1944,21	636,93
	PBase	3,87	1199,45	392,95	1944,21	636,93

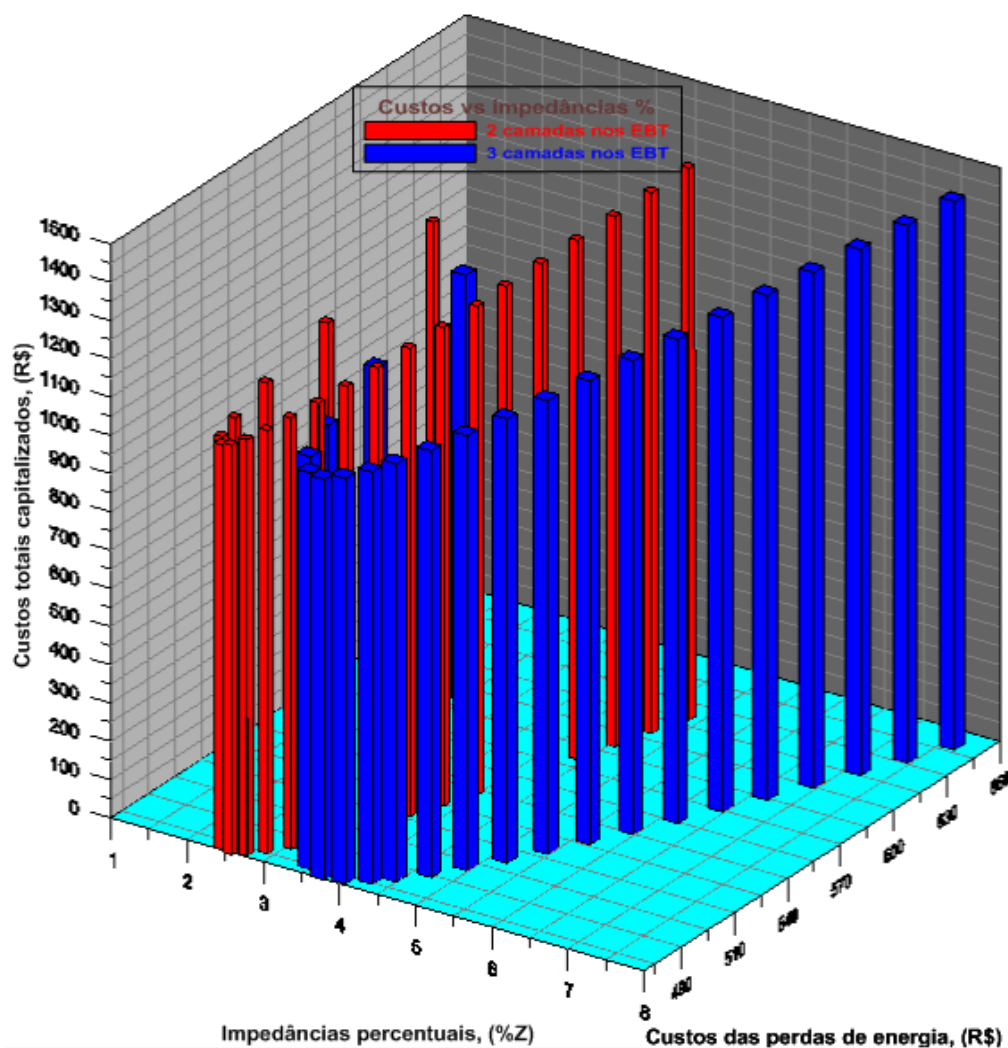


Figura 56 - Custo total versus custo perdas energia capitalizado e impedância, fator perdas de 6 horas, taxa juros 4%, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, período análise 5 anos, 15kVA/36,2kV.

A Figura 57 mostra os ganhos econômicos reais, **GER**, relativamente à redução dos custos totais capitalizados; os ganhos econômicos, com a redução dos custos da aquisição, **GECAQ**, e as perdas econômicas, relativos aos aumentos dos custos de perdas de energia, **PECE**, com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e período de análise dos investimentos de 5 anos.

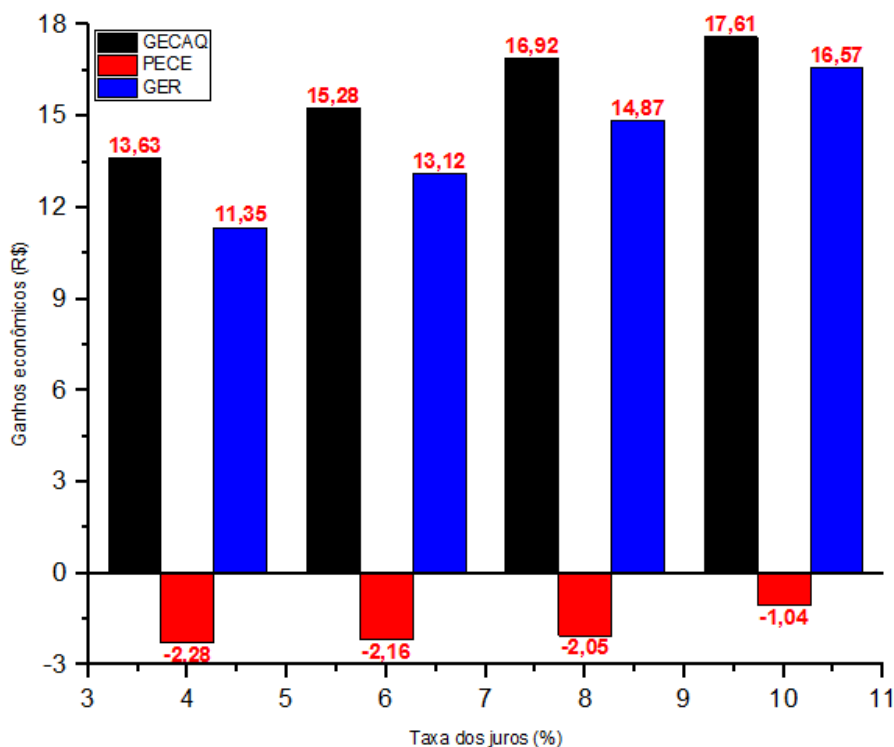


Figura 57 - Ganhos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de 2 para 3, para projetos de 15kVA/36,2 kV, fator de perdas em carga de 6 hora, período de análise de 5 anos.

De acordo com a Figura 57, o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta: em ganhos econômicos, relativamente à redução dos custos das aquisições, de R\$ 13,63, R\$ 15,28, R\$ 16,92 e R\$ 17,61; em perdas econômicas, relativamente ao aumento dos custos das perdas de energia, de R\$ 2,28, R\$ 2,16, R\$ 2,05 e R\$ 1,04; e em ganhos reais, com a redução dos custos totais capitalizados, de R\$ 11,35, R\$ 13,12, R\$ 14,87 e R\$ 16,57, para as taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, respectivamente.

O aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, resulta no aumento dos ganhos para R\$24,82, R\$26,68, R\$28,42 e R\$30,01, relativamente a redução dos custos da aquisição; no aumento das perdas econômicas, relativamente ao aumento dos custos das perdas de energia, para R\$ 4,15, R\$ 3,76, R\$ 3,43 e R\$ 3,14; e no acréscimo dos ganhos reais, com a redução dos custos totais capitalizados, para R\$ 20,67, R\$ 22,92, R\$ 24,99 e R\$ 26,87, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. O aumento dos ganhos reais,

com o acréscimo do período da análise de 5 anos para 10 anos, são de 82,11 % (R\$ 9,32), 74,70 % (R\$ 9,80), 68,06 % (R\$ 10,12) e 62,16 % (R\$ 10,30), em relação a 5 anos.

Para o fator de perdas em carga de 6,0 horas e classe de tensão de 36,2 kV, os projetos padrão são mais econômicos, para 2 camadas. Porém, para projeto mais eficiente com 3 camadas, têm-se ganhos com a substituição do projeto padrão de 1,06% (R\$11,35), 1,18% (R\$13,12), 1,28% (R\$14,87) e 1,36% (R\$16,57), taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10% ao ano. Para o período de análise de 10 anos, os ganhos reais aumentam para 1,06 % (R\$ 20,67), 1,18 % (R\$ 22,92), 1,28 % (R\$ 24,99) e 1,36 % (R\$ 26,87), para as referidas taxas de juros.

5.2.2.4 Potência de 25 kVA

A. Classe de Tensão de 15 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora

A Figura 58 e as Tabelas 49 e 50 apresentam a variação dos custos totais capitalizados do transformador de 25kVA e classe 15 kV com a impedância e custo de perdas, para o fator de perdas em carga de 1,0 horas, 2 e 3 camadas, períodos de 5 e 10 anos.

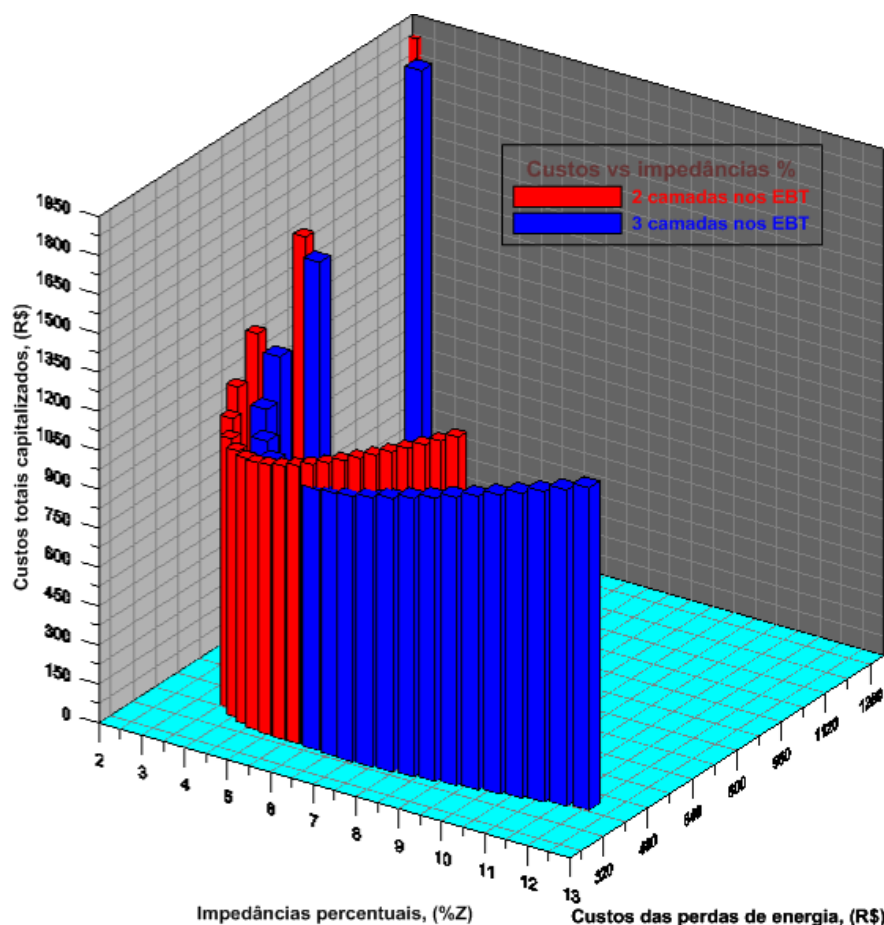


Figura 58 - Custo total versus custo perdas energia capitalizado e impedâncias, fator de perdas 1 hora, taxa juros 4%, períodos análises 5 e 10 anos, 2 e 3 camadas EBT, 25kVA/15kV.

Tabela 49 - Custos totais versus custo perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator perdas em carga de 1 hora, 2 camadas enrolamentos baixa tensão, períodos análises 5 e 10 anos, 25kVA/15kV.

Taxas de juros (%)	Projetos	2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	8,91	1291,30	420,86	2352,65	766,77
	PME	4,30	1024,13	372,97	1865,96	679,53
	Padrão	2,50	1342,89	777,56	2446,64	1416,67
6	Proj1	8,91	1374,10	398,22	2400,91	695,79
	PME	4,30	1082,95	352,91	1892,19	616,62
	Padrão	2,50	1369,54	735,74	2392,95	1285,53
8	Proj1	8,91	1458,07	377,45	2450,40	634,34
	PME	4,30	1142,90	334,51	1920,73	562,17
	Padrão	2,50	1399,20	697,38	2351,47	1172,00
10	Proj1	8,91	1541,54	358,36	2498,72	514,79
	PME	4,30	1202,70	317,59	1949,49	538,44
	Padrão	2,50	1430,54	662,11	2318,79	1073,22

Tabela 50 - Custos totais versus custo perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator perdas em carga de 1 hora, 3 camadas enrolamentos baixa tensão, períodos análises 5 e 10 anos, 25kVA/15kV.

Taxas de juros (%)	Projetos	3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	11,92	1240,27	424,89	2259,67	774,12
	PME	5,61	999,43	365,19	1820,90	665,35
	PBase	3,10	1305,73	744,76	2378,95	1356,90
6	Proj1	11,92	1316,18	402,04	2299,71	702,47
	PME	5,61	1056,62	345,55	1846,19	603,76
	PBase	3,10	1333,62	704,70	2330,19	1231,30
8	Proj1	11,92	1393,32	381,07	2341,59	640,43
	PME	5,61	1114,91	327,53	1873,70	550,44
	PBase	3,10	1364,37	667,96	2292,94	1122,56
10	Proj1	11,92	1470,13	361,80	2382,96	586,45
	PME	5,61	1173,08	310,96	1901,47	504,05
	PBase	3,10	1396,69	634,18	2263,93	1027,95

Para os projetos mais econômicos, os custos totais capitalizados reduzem-se com aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três de R\$ 24,70 (2,41 %), R\$ 26,33 (2,43 %), R\$ 27,99 (2,45 %) e R\$ 29,63 (2,46 %); e as reduções dos custos de perdas de energia são de R\$ 7,78 (2,09 %), R\$ 7,36 (2,09 %), R\$ 6,98 (2,09 %) e R\$ 6,63 (2,09 %), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, em relação à duas camadas. Isto corresponde aos ganhos econômicos com o processo de otimização da eficiência dos transformadores padrão para se obter os projetos de transformador de distribuição adequados ao meio rural.

A Figura 59 mostra os ganhos econômicos reais, **GER**, com a redução dos custos totais capitalizados; os ganhos econômicos, relativamente à redução dos custos da aquisição,

GECAQ, e os ganhos econômicos, com a redução dos custos das perdas de energia, **GECE**, com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e período de análise dos investimentos de 5 anos.

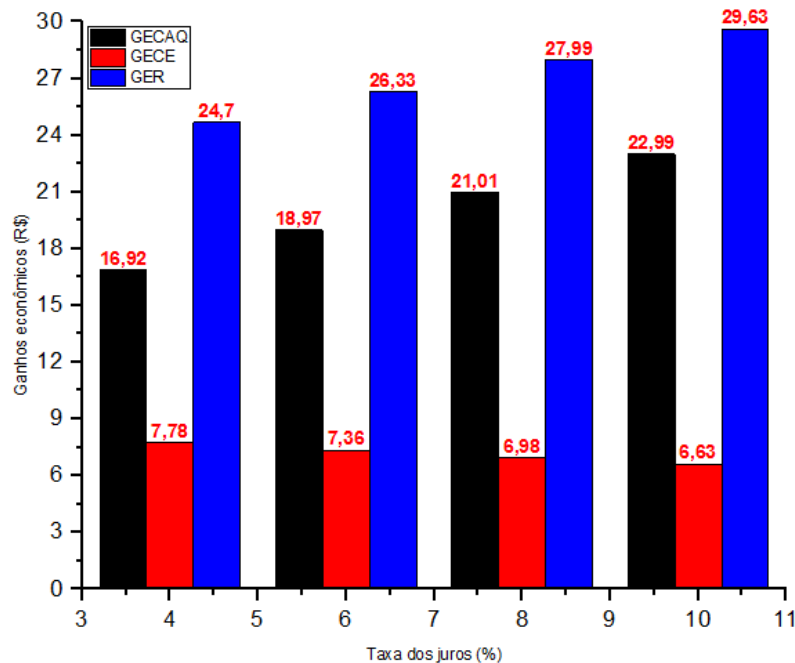


Figura 59 - Ganhos econômicos com aumentos camadas enrolamento baixa tensão de 2 para 3, projetos de 25kVA/15 kV, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos.

De acordo com a Figura 59, o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta: em ganhos econômicos, relativamente à redução dos custos de aquisições, de R\$ 16,92, R\$ 18,97, R\$ 21,01 e R\$ 22,99; em ganhos econômicos, relativamente à redução dos custos de perdas de energia, de R\$ 7,78, R\$ 7,36, R\$ 6,98 e R\$ 6,63; e em ganhos reais, com a redução dos custos totais capitalizados, de R\$ 24,70, R\$ 26,33, R\$ 27,99 e R\$ 29,63, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

O aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, resulta no aumento dos ganhos para R\$ 30,88, R\$ 33,14, R\$ 35,30 e R\$ 37,88, com a redução dos custos da aquisição; no acréscimo dos ganhos econômicos, com a redução dos custos das perdas de energia, para R\$ 14,18, R\$ 12,86, R\$ 11,73 e R\$ 10,14; e no aumento dos ganhos econômicos reais, com a redução dos custos totais capitalizados, para R\$ 45,06, R\$ 46,00, R\$ 47,03 e R\$ 48,02, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Os aumentos dos ganhos reais, com o período da análise de 5 anos para 10 anos, correspondem a 82,43 % (R\$ 20,36), 74,71 % (R\$ 19,67), 68,02 % (R\$ 19,04) e 62,06 % (R\$ 2,37), em relação a 5 anos.

Os ganhos econômicos com a substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes mais econômicos e projetos de máxima eficiência energética, são mostrados na Figura 60.

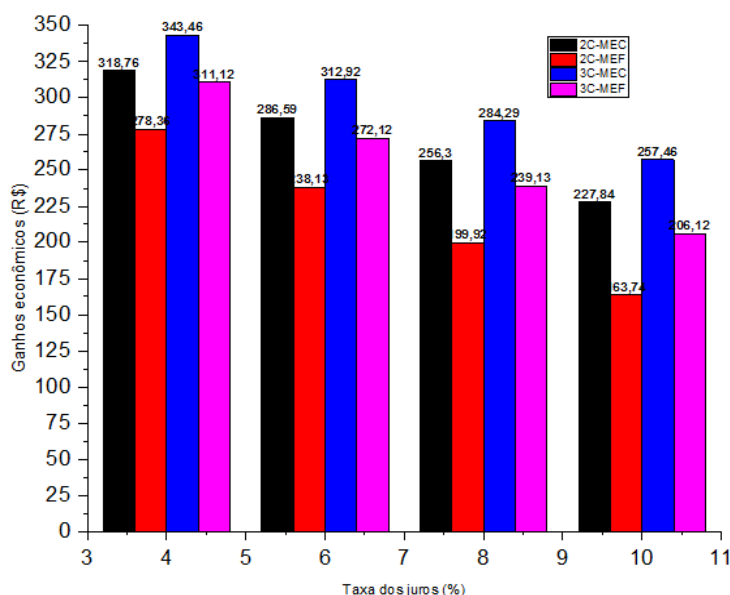


Figura 60 - Ganhos econômicos substituição projeto padrão pelos eficientes, 2 e 3 camadas nos enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 1 hora, período análise 5 anos, 25kVA/15 kV.

Os ganhos com a substituição do projeto padrão pelos eficientes mais econômicos de 25 kVA e classe de 15 kV são de 23,74 % (R\$ 318,76), 20,93 % (R\$ 286,59), 18,32 % (R\$ 256,3) e 15,93 % (R\$ 227,84), para as taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, respectivamente, para período de análise de 5 anos e duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão. Com o aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, os ganhos reais aumentam para 23,77 % (R\$ 580,68), 20,93 % (R\$ 500,76), 18,32 % (R\$ 430,74) e 15,93 % (R\$ 369,30).

Com o aumento de número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos os mais econômicos são de 14,04 % (R\$ 343,46), 13,08 % (R\$ 312,92), 12,09 % (R\$ 284,29) e 11,10 % (R\$ 257,46), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, para o período de análise de 5 anos, em relação aos projetos padrão. Com o aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, os ganhos reais aumentam para 25,58 % (R\$ 625,74), 22,84 % (R\$ 546,76), 20,32 % (R\$ 477,77) e 18 % (R \$ 417,32), para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

Para os projetos de máxima eficiência energética, os ganhos com a substituição do projeto padrão de 25kVA e classe de tensão 15kV, duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão e período da análise 5 anos, são 20,72 % (R\$ 278,36), 17,39 % (R\$ 238,13), 14,29 % (R\$ 199,92) e 11,45 % (R\$ 163,74), taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

Com o aumento do período da análise para 10 anos, os ganhos efetivos aumentam para 20,73 % (R\$ 507,14), 17,39 % (R\$ 416,09), 14,29 % (R\$ 335,98) e 11,45 % (R\$ 265,41).

O aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta em aumento dos ganhos para 23,17 % (R\$ 311,12), 20,02 % (R\$ 274,12), 17,09 % (R\$ 239,13) e 14,41 % (R\$ 206,12), para taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, e período de análise de 5 anos, em relação aos projetos padrão. Com o aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, os ganhos reais aumentam para 23,17 % (R\$ 566,83), 20,02 % (R\$ 478,97), 17,09 % (R\$ 401,88) e 14,41 % (R\$ 334,09).

B. Classe de Tensão de 15 kV e Fator de Perdas em Carga de 6,0 Horas

A Figura 61 e as Tabelas 51 e 52 mostram custos totais capitalizados dos projetos de transformador de 25 kVA e classe 15kV com duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, período de análise dos investimentos de 5 anos e fator de perdas em carga ou tempo de suprimento máximo de potência de 6,0 horas.

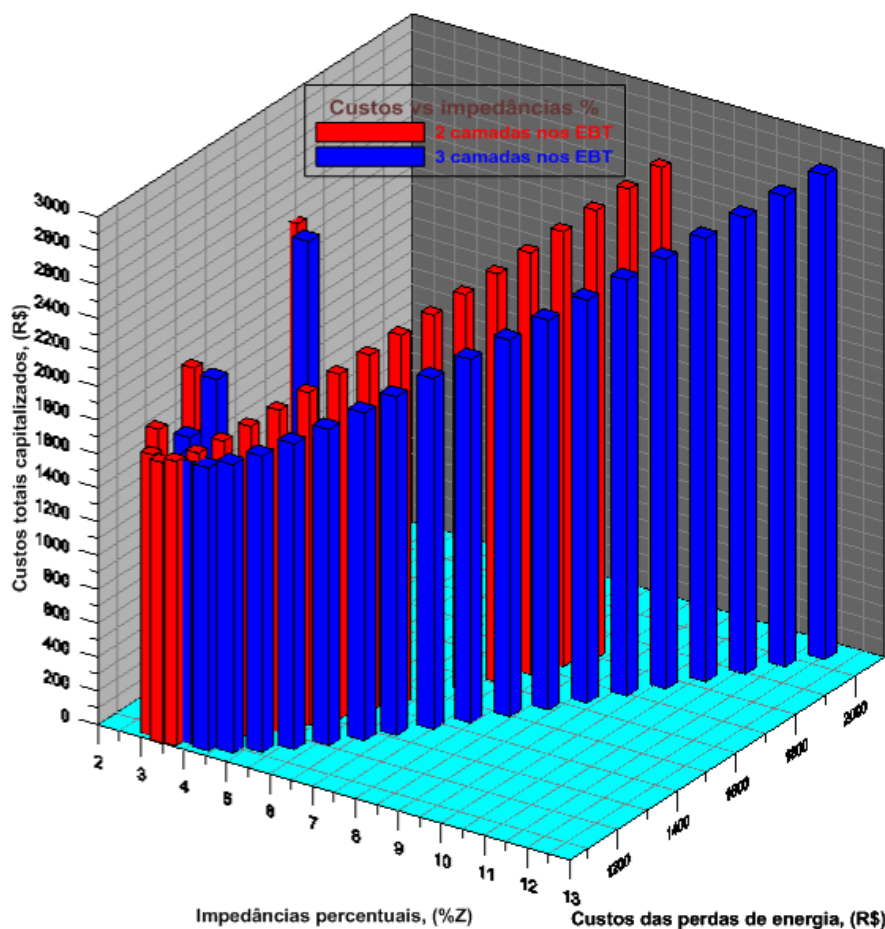


Figura 61 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas 6 horas, taxa de juros de 4%, período análise 5 anos, 2 e 3 camadas EBT , 25kVA/15kV.

Tabela 51 - Custos totais capitalizados versus custos perdas e impedâncias percentuais, fator perdas em carga de 6 horas, períodos análises 5 anos e 10 anos, 2 camadas, projetos de 25kVA/15kV.

Taxas de juros (%)	Projetos	2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	8,91	2805,77	1935,33	5111,92	3526,03
	PME	3,11	1656,63	1062,05	3018,26	1934,99
	PBase	2,50	1787,86	1222,54	3257,35	2227,28
6	Proj1	8,91	2807,11	1831,23	4904,75	3199,64
	PME	3,11	1671,53	1004,93	2920,59	1755,87
	PBase	2,50	1790,58	1156,78	3128,61	2021,19
8	Proj1	8,91	2816,36	1735,74	4733,12	2917,06
	PME	3,11	1690,67	952,53	2841,31	1600,80
	PBase	2,50	1798,28	1096,46	3022,16	1842,69
10	Proj1	8,91	2831,14	1647,96	4589,05	2671,22
	PME	3,11	1712,55	904,35	2775,91	1465,89
	PBase	2,50	1809,44	1041,01	2932,96	1687,39

Tabela 52 - Custos totais capitalizados versus custos perdas e impedâncias percentuais, fator perdas em carga de 6 horas, 3 camadas, períodos análises 5 anos e 10 anos, projetos de 25kVA/15kV.

Taxas de juros (%)	Projetos	3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	11,92	2862,07	2046,70	5214,49	3728,94
	PME	3,92	1666,21	1080,82	3035,72	1969,17
	PBase	3,10	1782,11	1221,14	3246,88	2224,84
6	Proj1	11,92	2850,75	1936,61	4981,00	3383,76
	PME	3,92	1678,99	1022,68	2933,63	1786,89
	PBase	3,10	1784,38	1155,46	3117,78	2018,89
8	Proj1	11,92	2847,87	1835,63	4786,09	3084,92
	PME	3,92	1696,10	969,36	2850,43	1629,08
	PBase	3,10	1791,63	1095,21	3010,98	1840,59
10	Proj1	11,92	2851,12	1742,79	4621,43	2824,93
	PME	3,92	1716,05	920,33	2781,58	1491,79
	PBase	3,10	1802,34	1039,82	2921,45	1685,47

Os custos totais capitalizados, de acordo com a Figura 61 e as Tabelas 51 e 52, aumentam com acréscimo do número de camadas de duas para três de R\$9,58 (0,58%), R\$ 7,46 (0,45 %), R\$ 5,43 (0,32 %) e R\$ 3,50 (0,20 %); e os aumentos dos custos de perdas de energia são de R\$ 18,77 (1,77 %), R\$ 17,75 (1,77 %), R\$ 16,83 (1,77 %) e R\$ 15,98 (1,77 %), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente e período de 5 anos.

E a Figura 62 mostra as perdas econômicas reais, **PER**, com aumento dos custos totais capitalizados; os ganhos econômicos, com a redução dos custos da aquisição, **GECAQ**, e as perdas econômicas relativas aos aumentos dos custos de perdas de energia, **PECE**, com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e período de análise dos investimentos de 5 anos.

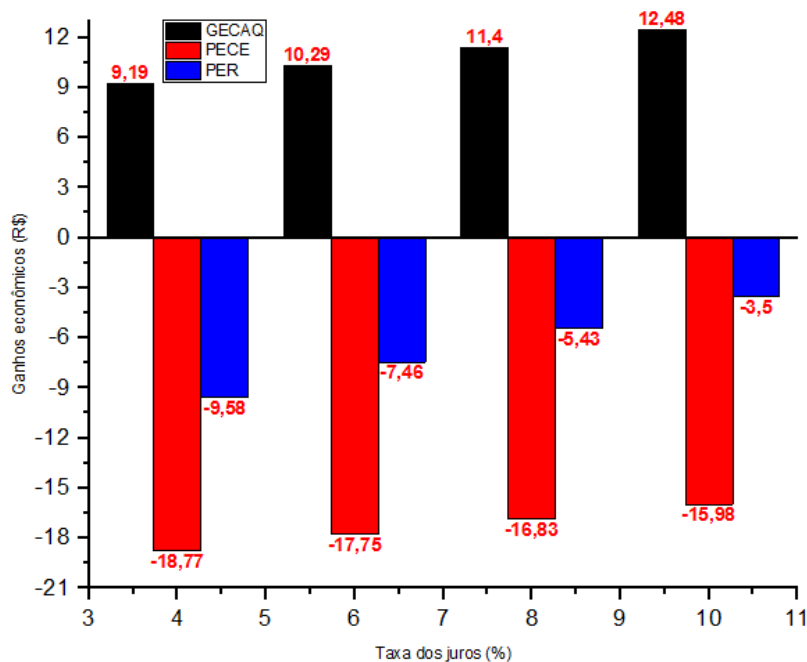


Figura 62 - Ganhos econômicos com aumento camadas enrolamentos baixa tensão de 2 para 3, projetos de 25kVA/15 kV, fator de perdas em carga de 6 hora, período de análise de 5 anos.

o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta: em ganhos econômicos, com a redução dos custos de aquisição, de R\$ 9,19, R\$ 10,29, R\$ 11,40 e R\$ 12,48; em perdas econômicas, relativamente ao aumento dos custos de perdas de energia, de R\$ 18,77, R\$ 17,75, R\$ 16,83 e R\$ 15,98; e em perdas econômicas reais, com o aumento dos custos totais capitalizados, de R\$ 9,58, R\$ 7,46, R\$ 5,43 e R\$ 3,50, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 % ao ano, respectivamente.

O aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, resulta no acréscimo dos ganhos para R\$ 16,72, R\$ 17,98, R\$ 19,16 e R\$ 20,23, relativamente à redução dos custos da aquisição; no aumento das perdas econômicas, relativamente ao aumento dos custos de perdas de energia, de R\$ 34,18, R\$ 31,02, R\$ 28,28 e R\$ 25,90; e no aumento das perdas econômicas reais, com o aumento dos custos totais capitalizados, de R\$ 17,46, R\$ 13,04, R\$ 9,12 e R\$ 5,67, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Os aumentos das perdas econômicas reais, com o aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, correspondem a 82,25 % (R\$ 7,88), 74,80 % (R\$ 5,58), 67,96 % (R\$ 3,69) e 62,00 % (R\$ 2,17), em relação aos do período de análise de 5 anos.

As perdas econômicas reais dos projetos de transformador de 25 kVA na Figura 62, com a combinação entre o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão e do fator de perdas em carga, deve-se principalmente ao maior aumento dos custos de perdas de energia nos enrolamentos, com acréscimo da impedância, do que a redução do custo de

perdas de energia no núcleo, enquanto os ganhos obtidos para o transformador de 15 kVA e classe de tensão 15 kV devem-se à situação contaria.

E os ganhos econômicos com a substituição do projeto padrão pelos eficientes mais econômicos e de máxima eficiência são mostrados na Figura 63.

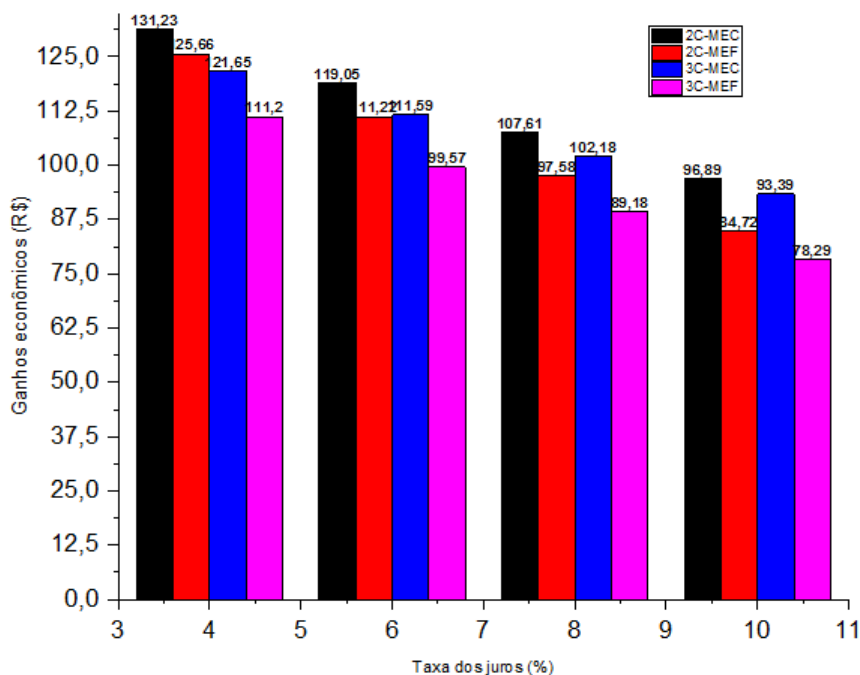


Figura 63 - Ganhos econômicos substituição projeto padrão pelos projetos eficientes 2 e 3 camadas, enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 6 horas, período análise 5 anos, 25kVA/15 kV.

Contrariamente ao que ocorre com os transformadores de 15 kVA, têm-se ganhos econômicos com a substituição dos projetos padrão pelos eficientes mais econômicos, para o fator de perdas em carga de 6 horas, considerando-se os projetos de 25 kVA e classe de tensão 15 kV. Os ganhos são de 7,34 % (R\$ 131,23), 6,65 % (R\$ 119,05), 5,98 % (R\$ 107,61) e 5,35 % (R\$ 96,89), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, período de análise de 5 anos e duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, em relação aos projetos padrão. Com o aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, os ganhos reais aumentam para 7,34 % (R\$ 239,09), 6,65 % (R\$ 208,02), 5,98 % (R\$ 180,85) e 5,35 % (R\$ 157,05).

Com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, os ganhos reduzem-se para 3,73 % (R\$ 121,65), 3,57 % (R\$ 111,59), 3,38 % (R\$ 102,18) e 3,18 % (R\$ 93,39), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, considerando o período da análise de 5 anos. Com o aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, os ganhos efetivos aumentam para 6,80 % (R\$ 221,63), 6,23 % (R\$ 194,98), 5,68 % (R\$ 171,73) e 5,16 % (R\$ 151,38).

Também têm-se ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos de máxima eficiência energética. Para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão e período da análise de 5 anos, estes ganhos são 7,03 % (R\$ 125,66), 6,21 % (R\$ 111,22), 5,43 % (R\$ 97,58) e 4,68 % (R\$ 84,72), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Com o aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, os ganhos reais aumentam para 7,03 % (R\$ 228,94), 6,21 % (R\$ 194,34), 5,43 % (R\$ 163,99) e 4,68 % (R\$ 137,32).

Com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos de máximas eficiências reduzem para 6,22 % (R\$ 111,20), 5,56 % (R\$ 99,57), 4,96 % (R\$ 89,18) e 4,33 % (R\$ 78,29), para taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, respectivamente, considerando-se o período da análise de 5 anos, em relação aos projetos padrão. Com o aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, os ganhos efetivos aumentam para 6,22 % (R\$ 202,60), 5,56 % (R\$ 173,98), 4,93 % (R\$ 148,91) e 4,33 % (R\$ 126,91).

C. Classe de Tensão de 24,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora

As Tabelas 53 e 54 e a Figura 64 mostram os custos totais capitalizados dos projetos de transformador de 25 kVA e classe 24,2 kV, em função dos valores das impedâncias percentuais e dos custos de perdas de energia capitalizados, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

Tabela 53 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas em carga de 1 hora, períodos análises de 5 e 10 anos, 2 camadas EBT, 25 kVA/24,2 kV.

Taxas de juros (%)	Projetos	2 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	7,34	1236,59	326,02	2252,97	593,98
	PME	3,63	1010,20	324,60	1840,51	591,39
	Padrão	2,50	1113,86	496,64	2029,37	904,85
6	Proj1	7,34	1329,35	308,48	2322,72	539,00
	PME	3,63	1075,79	307,14	1879,69	536,65
	Padrão	2,50	1161,91	469,93	2030,16	821,09
8	Proj1	7,34	1422,82	292,40	2391,17	491,40
	PME	3,63	1142,27	291,12	1919,68	489,25
	Padrão	2,50	1211,67	445,43	2036,32	748,58
10	Proj1	7,34	1515,33	277,61	2456,23	449,98
	PME	3,63	1208,33	276,40	1958,61	448,02
	Padrão	2,50	1261,87	422,90	2045,40	685,49

Tabela 54 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas em carga de 1 hora, períodos análises 5 e 10 anos, 3 camadas EBT, 25k VA/24,2 kV.

Taxas de juros (%)	Projetos	2 Camadas nos enrolamentos BT				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	11,26	1188,88	324,66	2166,05	591,51
	PME	5,40	989,00	315,65	1801,88	575,10
	PBase	3,58	1090,40	477,39	1986,62	869,76
6	Proj1	11,26	1276,10	307,20	2229,63	536,75
	PME	5,40	1053,58	298,68	1840,88	521,96
	PBase	3,58	1138,97	451,71	1990,08	789,25
8	Proj1	11,26	1364,06	291,18	2292,42	489,35
	PME	5,40	1119,02	283,10	1880,61	475,77
	PBase	3,58	1189,18	428,15	1998,51	719,55
10	Proj1	11,26	1451,17	276,45	2352,23	448,11
	PME	5,40	1184,05	268,78	1919,25	435,68
	PBase	3,58	1239,75	406,50	2009,54	658,91

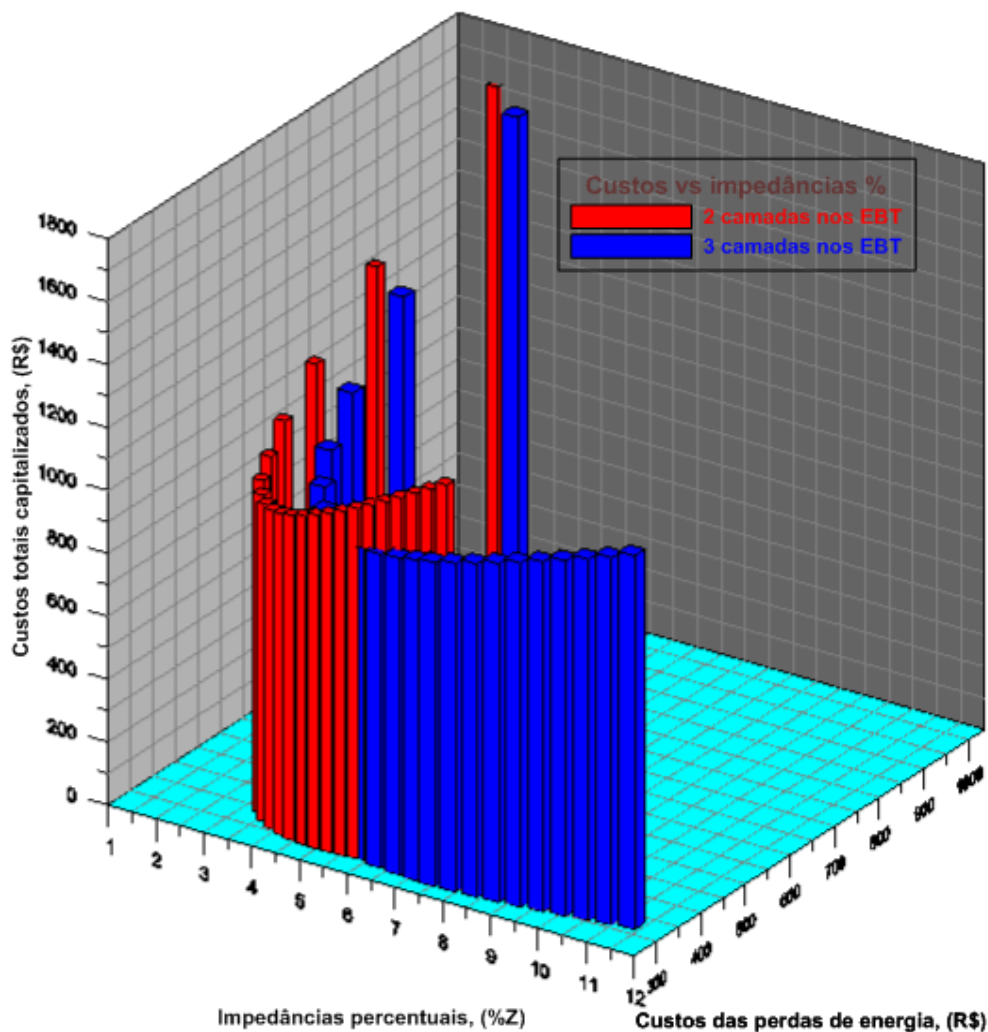


Figura 64 - Custos totais versus custos perdas capitalizados e impedâncias fator de perdas 1 h, taxa de juros 4%, período análise 5 anos, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, 25kVA/24,2kV.

Com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, os custos totais capitalizados dos projetos mais econômicos reduzem-se R\$ 21,20 (2,09

%), R\$ 22,21 (2,06 %), R\$ 23,25 (2,04 %) e R\$ 24,28 (2,00 %); e as reduções dos custos das perdas de energia são de R\$ 8,95 (2,76 %), R\$ 8,46 (2,75 %), R\$ 8,02 (2,75 %) e R\$ 7,62 (2,76 %), para o período de análise de 5 anos e as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, conforme os dados nas Tabelas 53 e 54, bem como na Figura 64.

A Figura 65 mostra os ganhos econômicos reais, **GER**, com a redução dos custos totais capitalizados; os ganhos econômicos, relativamente à redução dos custos da aquisição, **GECAQ**; e ganhos econômicos, relativos à redução dos custos de perdas de energia, **GECE**, com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e período de análise dos investimentos de 5 anos.

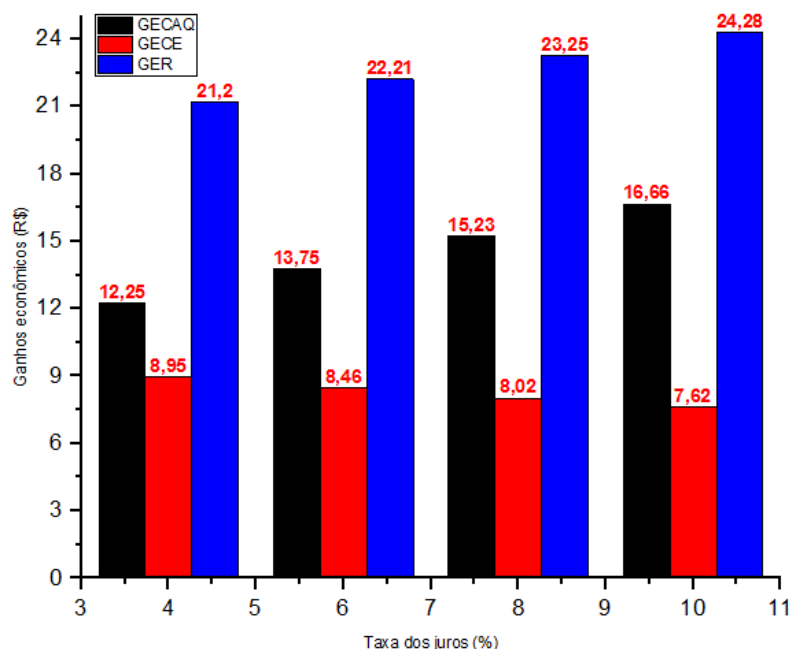


Figura 65 - Ganhos econômicos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de 2 para 3, projetos de 25kVA/24,2 kV, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos.

De acordo com as Figuras 65, o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta: em ganhos econômicos, com a redução dos custos das aquisições, de R\$ 12,25, R\$ 13,75, R\$ 15,23 e R\$ 16,66; em ganhos econômicos, com a diminuição dos custos de perdas de energia, de R\$ 8,95, R\$ 8,46, R\$ 8,02 e R\$ 7,62; e em ganhos reais, com a redução dos custos totais capitalizados, de R\$ 21,20, R\$ 22,21, R\$ 23,25 e R\$ 24,28, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

O aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos resulta no aumento dos ganhos para R\$ 22,34, R\$ 24,12, e R\$ 25,59 e R\$ 27,02, com a redução dos custos da aquisição; no acréscimo dos ganhos econômicos, com a diminuição dos custos de perdas de energia, para R\$ 16,29, R\$ 14,69, R\$ 13,48 e R\$ 12,34; e no aumento dos ganhos reais, com a

redução dos custos totais capitalizados, para R\$ 38,63, R\$ 38,81, R\$ 39,07 e R\$ 39,36, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

Os ganhos e as perdas econômicas com a substituição dos projetos padrão pelos projetos eficientes mais econômicos e de máxima eficiência energética, são mostrados na Figura 66.

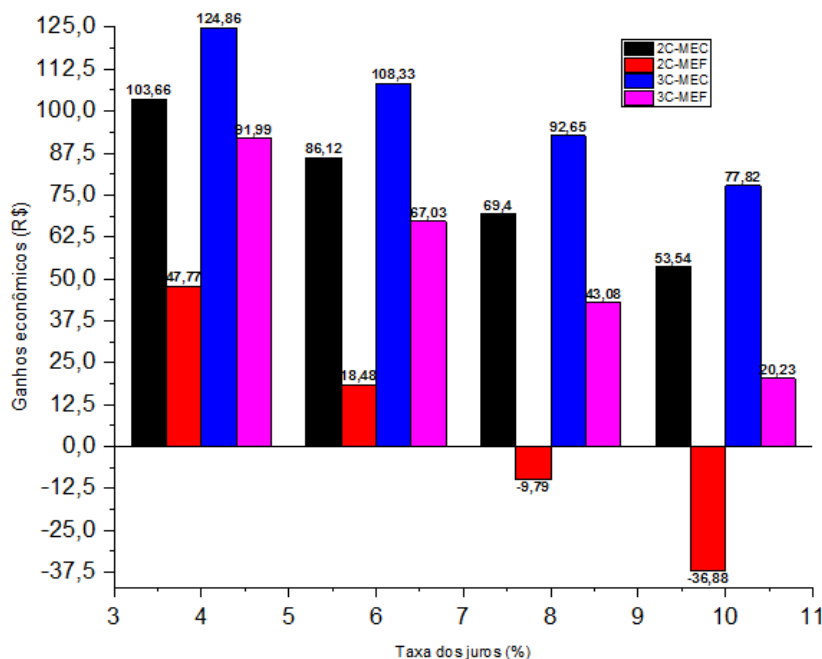


Figura 66 - Ganhos econômicos com a substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 1 h, período análise 5 anos, 25kVA/24,2 kV.

Para os projetos mais econômicos de 25 kVA e classe de tensão 24,2 kV, os ganhos econômicos com a substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes mais econômicos com duas camadas, são de 9,31 % (R\$ 103,66), 7,41 % (R\$ 86,12), 5,73 % (R\$ 69,4) e 4,24 % (R\$ 53,54), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, e período de análise de 5 anos. Com o aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, os ganhos efetivos crescem para 9,31 % (R\$ 188,86), 7,41 % (R\$ 150,47), 7,73 % (R\$ 116,64) e 4,24 % (R\$ 86,79).

O aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta no aumento dos ganhos, com a substituição dos projetos padrão pelos projetos mais econômicos, para 11,21 % (R\$ 124,86), 9,32 % (R\$ 108,33), 7,65 % (R\$ 92,65) e 6,17 % (R\$ 77,82), para taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente e período da análise de 5 anos, com relação aos projetos padrão. Com o aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, os ganhos efetivos aumentam para 11,21 % (R\$ 227,49), 9,32 % (R\$ 189,28), 7,65 % (R\$ 155,71) e 6,17 % (R\$ 126,15).

Para os projetos de máxima eficiência energética, as perdas econômicas com a substituição dos projetos padrão, para o período de 5 anos, são de 0,81 % (R\$ 9,79) e 2,92 % (R\$ 36,88), para as taxas de juros de 8 % e 10 %, respectivamente, enquanto os ganhos econômicos para as taxas de juros de 4 % e 6 % são de 4,29 % (R\$ 47,77) e 1,59 % (R\$ 18,48). Para o período de 10 anos, as perdas são de 0,81 % (R\$ 16,45) e 2,92 % (R\$ 59,78), e os ganhos são 4,29 % (R\$ 87,04) e 1,59 % (R\$ 33,67).

Para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, têm-se ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos projetos de máxima eficiência energética de 8,26 % (R\$ 91,99), 5,77 % (R\$ 67,03), 3,56 % (R\$ 43,08) e 1,60 % (R\$ 20,23), para o período da análise de 5 anos. E para o período da análise de 10 anos, os ganhos reais aumentam para 8,26 % (R\$ 167,59), 5,77 % (R\$ 117,11), 3,56 % (R\$ 72,40) e 1,60 % (R\$ 32,80), para as referidas taxas de juros.

D. Classe de Tensão de 24,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 6,0 Horas

Com o aumento do fator de perdas em carga de 1,0 hora para 6,0 horas, as Tabelas 55 e 56, bem como a Figura 67 mostram as evoluções dos custos totais capitalizados, em função dos valores das impedâncias percentuais e dos custos de perdas de energia capitalizados, considerando-se duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, período de análise dos investimentos de 5 anos e taxas dos juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %.

Tabela 55 - Custos totais versus custos de perdas capitalizados e impedâncias percentuais, projeto de 25kVA/24,2kV, fator de perdas em carga de 6 horas, períodos análises 5 anos e 10 anos, 2 camadas.

Taxas de juros (%)	Projetos	2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	7,34	2271,07	1360,50	4137,72	2478,73
	PME	2,74	1473,56	842,27	2684,73	1534,56
	Padrão	2,50	1489,94	872,72	2714,56	1590,04
6	Proj1	7,34	2308,19	1287,32	4033,00	2249,28
	PME	2,74	1504,73	796,97	2629,15	1392,51
	Padrão	2,50	1517,76	825,78	2651,92	1442,85
8	Proj1	7,34	2350,62	1220,19	3950,41	2050,64
	PME	2,74	1539,13	755,41	2586,63	1269,53
	Padrão	2,50	1548,97	782,72	2603,17	1315,42
10	Proj1	7,34	2396,20	1158,48	3884,06	1877,81
	PME	2,74	1575,31	717,21	2553,45	1162,54
	Ppadrão	2,50	1582,11	743,14	2564,47	1204,56

Tabela 56 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, projeto de 25kVA/24,2kV, fator de perdas em carga de 6 horas, períodos análises 5 anos e 10 anos, 3 camadas.

Taxas de juros (%)	Projetos	3 camadas nos enrolamentos baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	11,26	2299,71	1435,50	4189,91	2615,37
	PME	3,94	1480,78	855,70	2697,87	1559,03
	PBase	3,58	1494,13	881,12	2722,20	1605,35
6	Proj1	11,26	2327,18	1358,28	4066,19	2373,27
	PME	3,94	1510,12	809,68	2639,18	1414,71
	PBase	3,58	1521,00	833,73	2657,57	1456,74
8	Proj1	11,26	2360,34	1287,45	3966,75	2163,67
	PME	3,94	1543,46	767,46	2593,91	1289,77
	PBase	3,58	1551,28	790,26	2607,05	1328,09
10	Proj1	11,26	2397,06	1222,34	3885,44	1981,32
	PME	3,94	1578,30	728,64	2558,30	1181,07
	PBase	3,58	1583,54	750,29	2566,80	1216,16

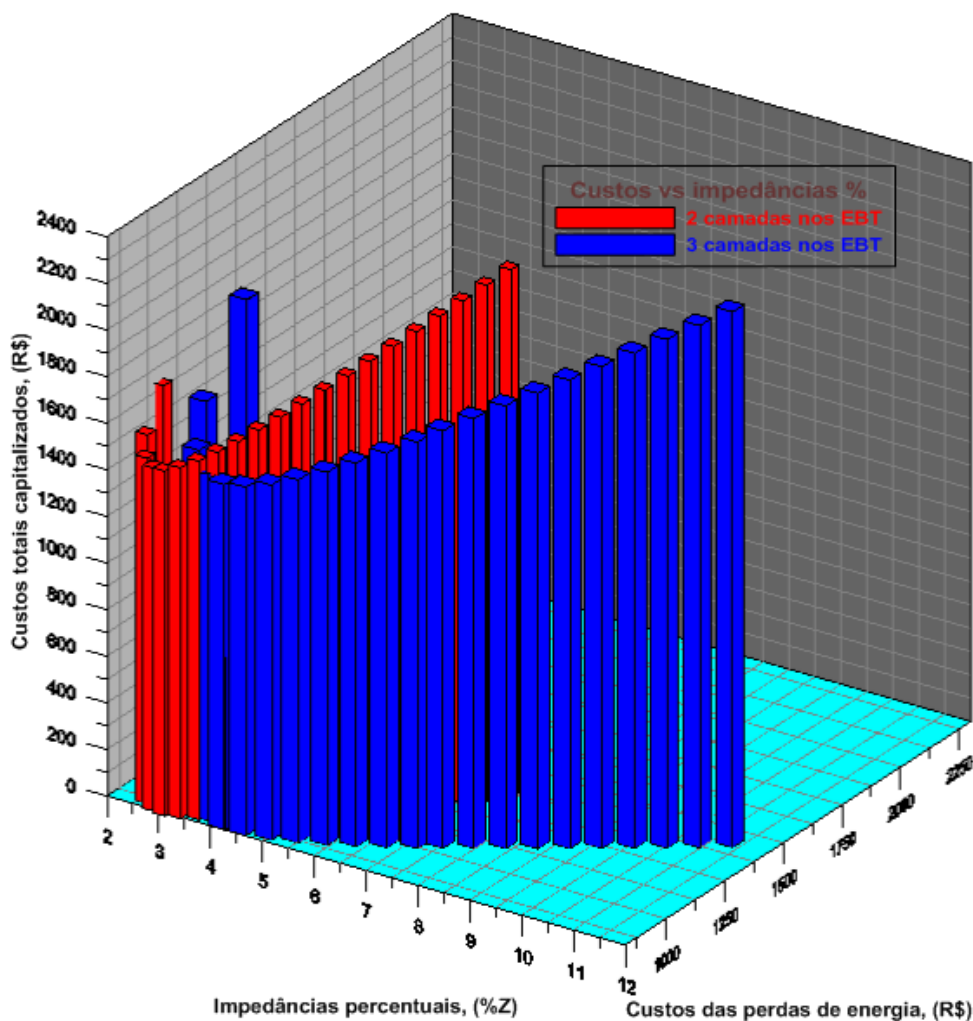


Figura 67 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, fator de perdas 6 horas, taxa juros 4%, período análise 5 anos, 2 e 3 camadas EBT, 25kVA/24,2kV.

Os custos totais capitalizados dos projetos mais econômicos na Figura 67 e Tabelas 55 e 56 aumentam com o número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três

de R\$ 7,22 (0,49 %), R\$ 5,39 (0,36 %), R\$ 4,33 (0,28 %) e R\$ 2,99 (0,19 %); e os aumentos dos custos de perdas de energia são de R\$ 13,43 (1,59 %), R\$ 12,71 (1,59 %), R\$ 12,05 (1,60 %) e R\$ 11,43 (1,59 %), para o período de análise de 5 anos e taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, respectivamente.

A Figura 68 mostra as perdas econômicas reais, **PER**, com o aumento dos custos totais capitalizados; os ganhos econômicos, com a redução dos custos da aquisição, **GECAQ**; e as perdas econômicas, relativas aos aumentos dos custos das perdas de energia, **PECE**, com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e período de análise dos investimentos de 5 anos.

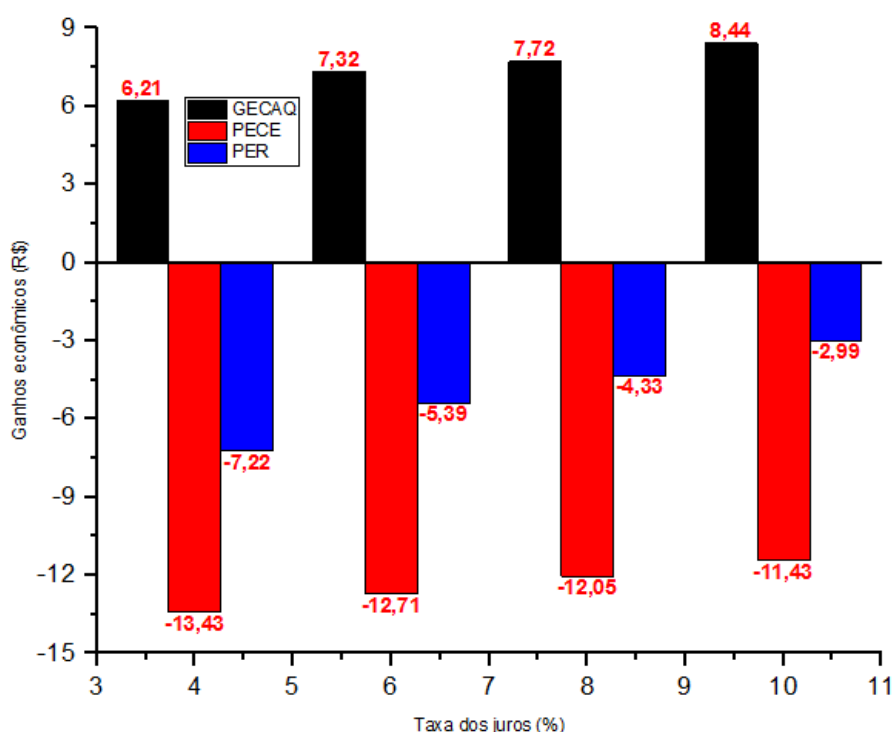


Figura 68 - Ganhos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de 2 para 3, projetos de 25kVA/24,2 kV, fator de perdas em carga de 6 horas, período de análise de 5 anos.

De acordo com as Figuras 68, o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta: em ganhos econômicos, com a redução dos custos de aquisições, de R\$ 6,21, R\$ 7,32, R\$ 7,72 e R\$ 8,44; em perdas econômicas, com o aumento dos custos das perdas de energia, de R\$ 13,43, R\$ 12,71, R\$ 12,05 e R\$ 11,43; e em perdas econômicas reais, com o aumento dos custos totais capitalizados, de R\$ 7,22, R\$ 5,39, R\$ 4,33 e R\$ 2,99, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

O aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos resulta em aumento das perdas econômicas para R\$ 11,30, R\$ 12,17, R\$ 12,96 e R\$ 13,68, com a redução

dos custos da aquisição; em aumento de perdas econômicas, com o acréscimo dos custos de perdas de energia, de R\$ 24,47, R\$ 22,20, R\$ 20,24 e R\$ 18,53; e em aumento das perdas econômicas reais, com o acréscimo dos custos totais capitalizados, de R\$ 13,14, R\$ 10,03, R\$ 7,28 e R\$ 4,85, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Os aumentos das perdas econômicas efetivas, com o aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos correspondem a 81,99 % (R\$ 5,92), 86,09 % (R\$ 4,64), 68,13 % (R\$ 2,95) e 62,21 % (R\$ 1,86).

As análises dos ganhos e de perdas econômicas com a substituição dos projetos padrão pelos eficientes mais econômicos podem ser realizadas a partir da Figura 69. Estes ganhos são de 1,09 % (R\$ 16,38), 0,86 % (R\$ 13,03), 0,64 % (R\$ 9,84) e 0,43 % (R\$ 6,80), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, considerando o período de análise de 5 anos e duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão. Com o aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, os ganhos efetivos aumentam para 1,09% (R\$ 29,83), 0,86 % (R\$ 22,77), 0,64 % (R\$ 16,54) e 0,43 % (R\$ 11,02).

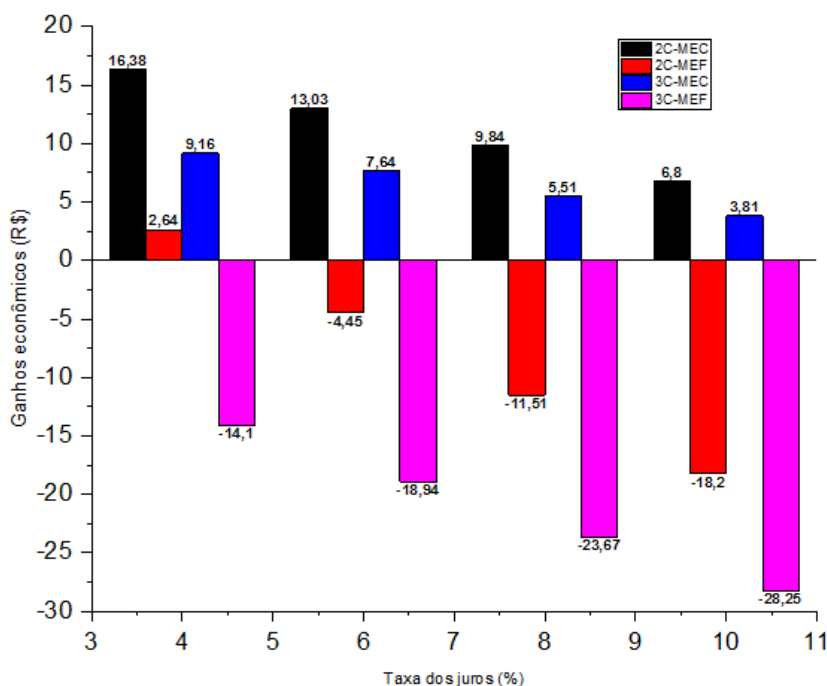


Figura 69- Ganhos econômicos com a substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 6 horas, período análise 5 anos, 25kVA/24,2 kV.

Para os projetos mais econômicos com três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, a substituição dos projetos padrão resulta na redução dos ganhos para 0,61 % (R\$ 9,16), 0,5 % (R\$ 7,64), 0,36 % (R\$ 5,51) e 0,24 % (R\$ 3,81), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, considerando-se o período da análise de 5 anos. Com o

aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, os ganhos reais aumentam para 0,61 % (R\$ 16,69), 0,48 % (R\$ 12,74), 0,36 % (R\$ 9,26) e 0,24 % (R\$ 6,17).

Contrariamente ao que ocorre para os projetos eficientes mais econômicos, a substituição dos projetos padrão pelos projetos de máxima eficiência energética, apenas para a taxa de juros de 4%, resulta em ganhos econômicos de 0,18 % (R\$ 2,64) e 0,18 % (R\$ 4,80), para os períodos das análises de 5 anos e 10 anos, respectivamente, para duas camadas. As perdas econômicas são de 0,30 % (R\$ 4,55), 0,74 % (R\$ 11,51), 1,15 % (R\$ 18,20), para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, período de análise de 5 anos; e 0,30 % (R\$ 7,95), 0,74 % (R\$ 19,34), 1,15 % (R\$ 29,51), para o período da análise de 10 anos.

Porém, com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão, a utilização dos projetos de máxima eficiência resulta em perdas econômicas de 0,95 % (R\$ 14,10) e 1,25 % (R\$ 18,94), 1,53 % (R\$ 23,67), 1,79 % (R\$ 28,25), taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, e período da análise 5 anos; e de 0,95 % (R\$ 25,69), 1,29 % (R\$ 33,09), 1,53 % (R\$ 39,78), 1,79 % (R\$ 45,80), para período da análise de 10 anos.

E. Classe de Tensão de 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora

As Tabelas 57 e 58, bem como a Figura 70 mostram os custos totais capitalizados dos projetos de 25 kVA e classe de tensão 36,2 kV com duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, em função das impedâncias e dos custos de perdas de energia capitalizados.

Tabela 57 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, projeto de 25kVA/36,2kV, fator de perdas em carga de 1 hora, 2 camadas enrolamentos baixa tensão.

Taxas de juros (%)	Projetos	2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	6,81	1200,85	275,01	2187,87	501,05
	PME	3,52	1014,47	306,24	1848,29	557,96
	Padrão	2,50	1100,42	460,21	2004,89	838,46
6	Proj1	6,81	1298,21	260,22	2268,31	454,67
	PME	3,52	1083,79	289,77	1893,65	506,31
	Padrão	2,50	1153,22	435,45	2014,98	760,85
8	Proj1	6,81	1396,04	246,65	2346,16	414,51
	PME	3,52	1153,89	274,66	1939,21	461,59
	Padrão	2,50	1207,55	412,75	2029,38	693,65
10	Proj1	6,81	1492,66	234,17	2419,48	379,58
	PME	3,52	1223,45	260,77	1983,11	422,69
	Padrão	2,50	1262,11	391,87	2045,78	635,19

Tabela 58 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias percentuais, projeto de 25kVA/36,2kV, fator de perdas em carga de 1 hora, 3 camadas enrolamentos baixa tensão.

Taxas de juros (%)	Projetos	3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	11,66	1167,8	271,90	2127,65	495,38
	PME	5,80	998,32	296,04	1818,86	539,36
	PBase	4,08	1047,4	445,49	1984,28	811,66
6	Proj1	11,66	1261,7	257,27	2204,51	449,52
	PME	5,80	1067,46	280,11	1865,13	489,43
	PBase	4,08	1143,11	421,53	1997,31	736,52
8	Proj1	11,66	1356,08	243,86	2279,00	409,82
	PME	5,80	1137,35	265,51	1911,42	446,21
	PBase	4,08	1198,57	399,55	2014,30	671,48
10	Proj1	11,66	1449,31	231,53	2349,21	375,28
	PME	5,80	1206,68	252,08	1955,93	408,60
	PBase	4,08	1254,2	379,34	2032,96	614,89

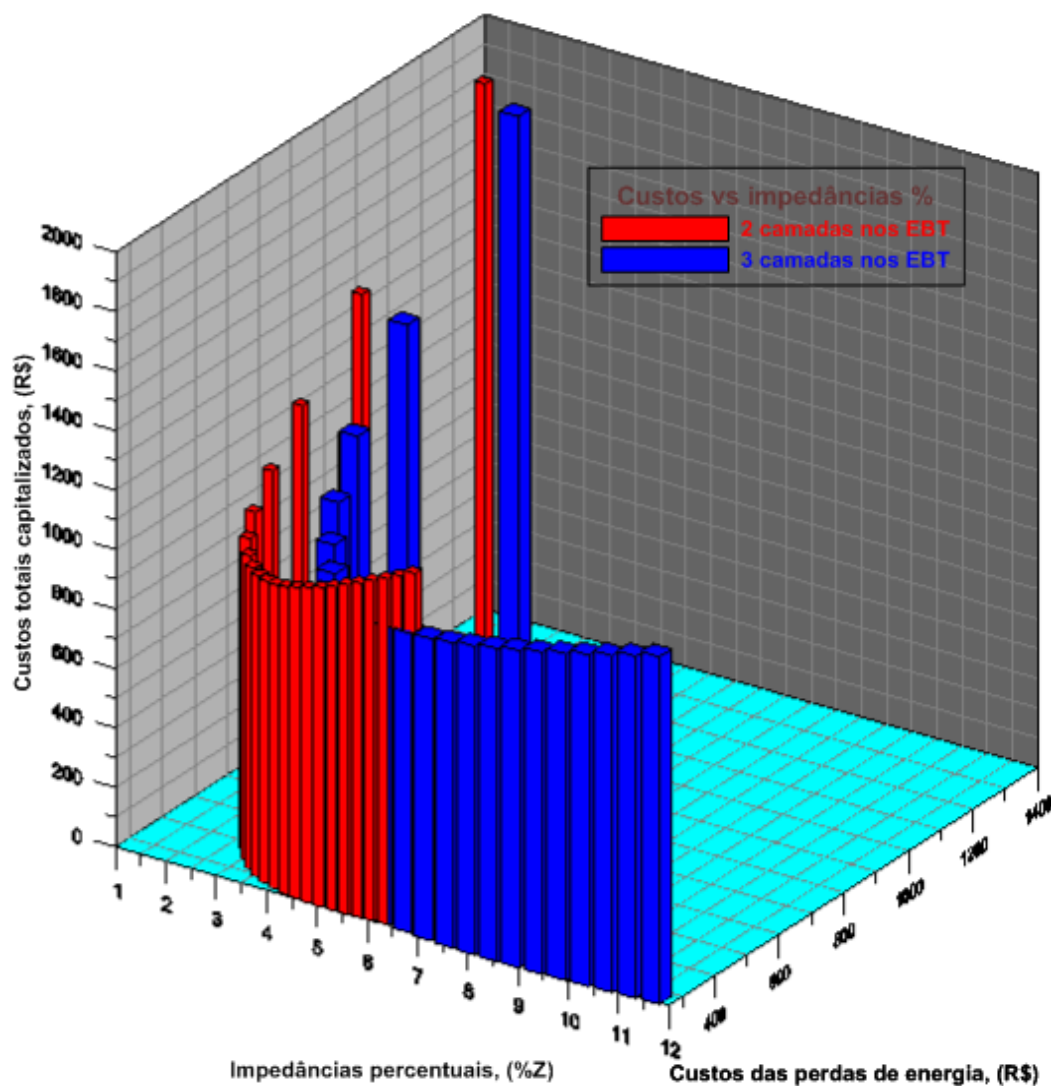


Figura 70 - Custos totais versus custos das perdas capitalizados e impedâncias, fator de perdas 1 hora, taxa juros 4%, períodos análise 5 anos, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, 25kVA/36,2kV.

Os custos totais capitalizados dos projetos mais econômicos e período de análise de 5 anos na Figura 70 e nas Tabelas 57 e 58, com aumento de número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de 2 para 3, reduzem-se R\$ 16,15 (1,59 %), R\$ 16,33 (1,51 %), R\$ 16,54 (1,43 %), e R\$ 16,77 (1,37 %); e as reduções dos custos de perdas são de R\$ 10,20 (3,33 %), R\$ 9,66 (3,33 %), R\$ 9,15 (3,33 %), e R\$ 8,69 (3,33 %), em relação a 2 camadas.

A Figura 71 mostra os ganhos econômicos reais, **GER**, com a redução dos custos totais capitalizados; os ganhos econômicos com a redução dos custos da aquisição, **GECAQ**, e os ganhos econômicos relativos à redução dos custos de perdas de energia, **GECE**, com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, para o fator de perdas em carga de 1 hora e período de análise dos investimentos de 5 anos.

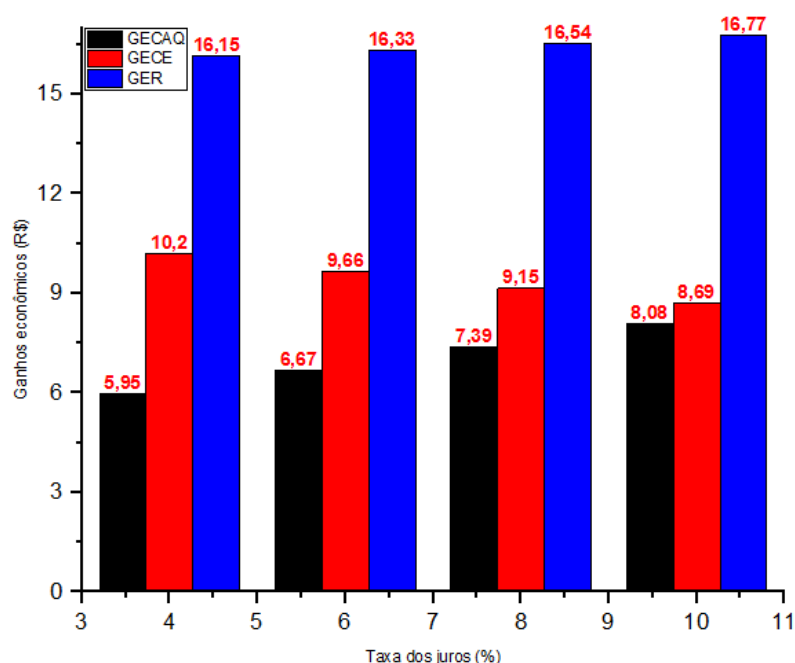


Figura 71 - Ganhos econômicos com aumentos camadas enrolamentos baixa tensão de 2 para 3, 25kVA/36,2 kV, fator de perdas em carga de 1 hora, período de análise de 5 anos.

De acordo com a Figuras 71, o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta: em ganhos econômicos, com a redução dos custos das aquisições, de R\$ 5,95, R\$ 6,67, R\$ 7,39 e R\$ 8,08; em ganhos econômicos, com a diminuição dos custos de perdas de energia de R\$ 10,20, R\$ 9,66, R\$ 9,15 e R\$ 8,69; e em ganhos reais, com a diminuição dos custos totais capitalizados, de R\$ 16,15, R\$ 16,33, R\$ 16,54 e R\$ 16,77, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

O aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos resulta no acréscimo dos ganhos para R\$ 10,83, R\$ 11,64, R\$ 12,41 e R\$ 13,09, com a redução dos custos da aquisição; em aumento dos ganhos econômicos, com a redução dos custos das perdas de

energia, para R\$ 18,60, R\$ 16,88, R\$ 15,38 e R\$ 14,09; e em aumento dos ganhos reais, com a redução dos custos totais capitalizados, para R\$ 29,43, R\$ 28,52, R\$ 27,79 e R\$ 27,18, taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Os aumentos dos ganhos reais com o período da análise de 5 anos para 10 anos correspondem a 82,23 % (R \$13,28), 74,65 % (R\$ 12,19), 68,02 % (R\$ 11,25) e 62,08 % (R\$ 10,41), em relação aos do período de 5 anos.

Os ganhos e as perdas econômicas com a substituição dos projetos padrão pelos eficientes mais econômicos e de máxima eficiência podem ser analisados na Figura 72.

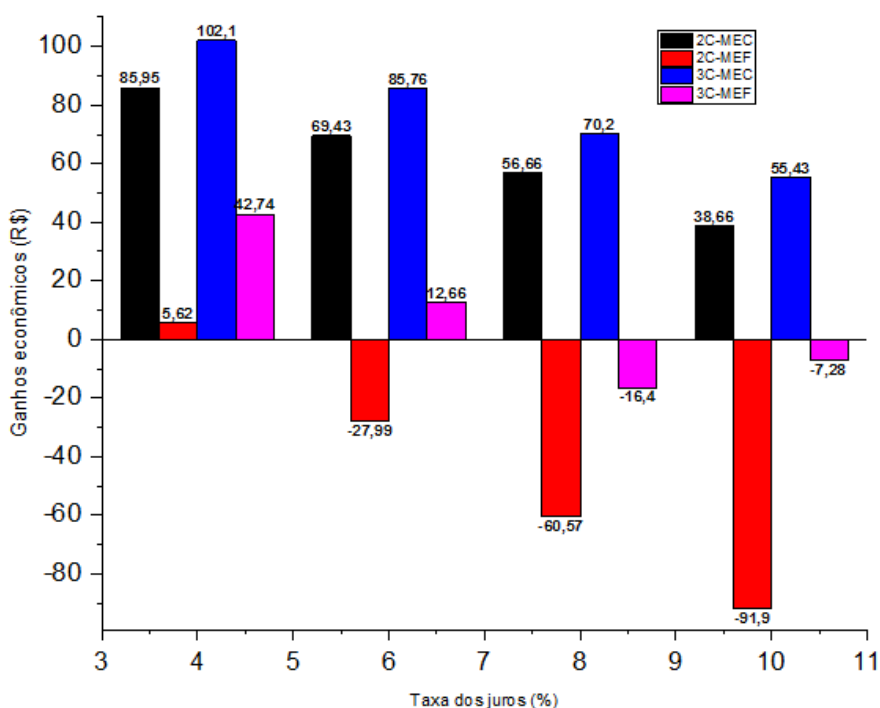


Figura 72 - Ganhos econômicos com substituição projetos padrão pelos projetos eficientes, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 1 hora, período análise 5 anos, 25kVA/36,2 kV.

Os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos projetos eficientes mais econômicos do transformador de 25kVA e classe de tensão de 36,2 kV são de 7,81% (R\$85,95), 6,02% (R\$69,43), 4,44% (R\$56,66) e 3,06% (R\$38,66), para as taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, respectivamente, considerando-se o período de análise de 5 anos e duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão. Com o aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, os ganhos efetivos aumentam para 7,81 % (R\$ 156,60), 6,02 % (R\$ 121,30), 4,44 % (R\$ 90,17) e 3,06 % (R\$ 62,67).

E o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta no acréscimo dos ganhos, com a substituição dos projetos padrão, para 9,28 % (R\$ 102,10), 7,44 % (R\$ 85,76), 5,81 % (R\$ 70,20) e 4,39 % (R\$ 55,43), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, considerando o período da análise de 5 anos, em

relação ao projeto padrão. Com o aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos, os ganhos reais aumentam para 9,28 % (R\$ 186,20), 7,44 % (R\$ 149,90), 5,81 % (R\$ 118,00) e 4,39 % (R\$ 89,85).

Contrariamente ao que ocorre para os projetos eficientes mais econômicos, a substituição dos projetos padrão pelos projetos de máxima eficiência energética, com exceção de taxa de juros de 4%, resulta em perdas econômicas, considerando-se duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão. Os ganhos econômicos são de 0,51 % (R\$ 5,62) e 0,51 % (R\$ 10,24), para o períodos das análises de 5 anos e 10 anos, respectivamente, e taxa de juros de 4 %, em relação aos projetos padrão. E as perdas econômicas são de 2,43 % (R\$ 27,99), 5,02 % (R\$ 60,57) e 7,28 % (R\$ 91,90), para período de 5 anos. E para o período de 10 anos, as perdas econômicas são de 2,43 % (R\$ 48,90), 5,02 % (R\$ 101,79) e 7,28 % (R\$ 148,96).

Com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, têm-se ganhos econômicos de 3,88 % (R\$ 42,74), 2,0 % (R\$ 12,66), para as taxas de juros de 4% e 6%, respectivamente, período de análise de 5 anos, em relação ao projeto padrão. O aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos resulta no acréscimo dos ganhos para 3,88% (R\$77,88) e 2% (R\$22,12), para as referidas taxas de juros. E as perdas econômicas são de 1,36 % (R\$ 16,40) e 3,51 % (R\$ 7,28), para as taxas de juros de 8 % e 10 %, respectivamente e período da análise de 5 anos. E para o período de análise dos investimentos de 10 anos, as perdas econômicas são de 1,36 % (R\$ 27,57) e 3,51 % (R\$ 71,76), considerando-se os projetos de máxima eficiência energética.

F. Classe de Tensão de 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 6,0 Horas

A Figura 73 e as Tabelas 59 e 60 mostram os custos totais capitalizados dos projetos de 25 kVA e classe 36,2 kV, para o fator das perdas em carga de 6,0 horas, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, taxas dos juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 % ao ano.

Os custos totais capitalizados dos projetos mais econômicos, segundo os dados nas Tabelas 59, 60 e Figura 73, aumentam com o número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três de R\$ 13,76 (0,99 %), R\$ 12,77 (0,89 %), R\$ 11,84 (0,80 %) e R\$ 10,99 (0,72 %). E os aumentos dos custos de perdas de energia são de R\$ 15,20 (2,09 %), R\$ 14,39 (2,09 %), R\$ 13,63 (2,09 %), e R\$ 12,95 (2,09 %), em relação a duas camadas, taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, respectivamente. Isto deve-se, principalmente, a combinação entre o aumento da impedância e do fator de perdas em carga.

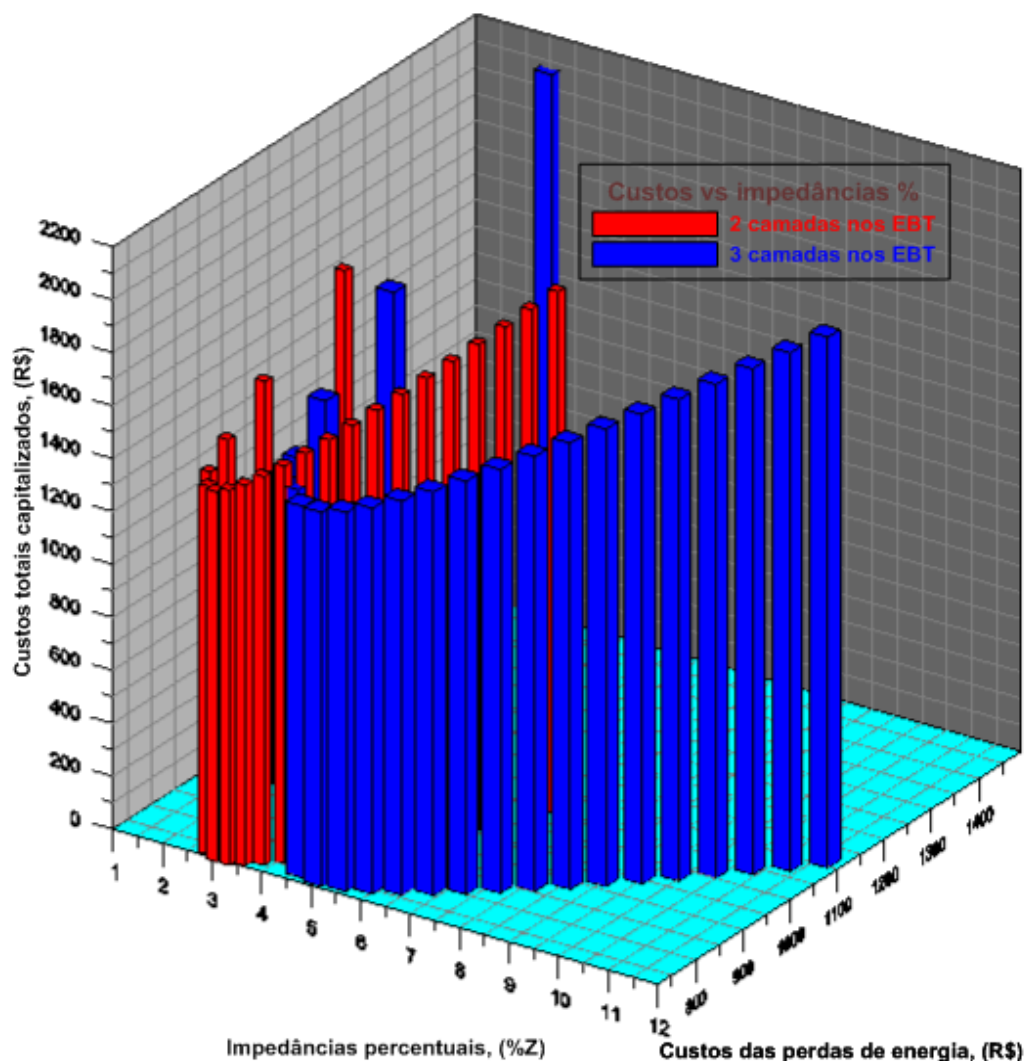


Figura 73 - Custos totais versus custos perdas capitalizados e impedâncias, fator de perdas 6 horas, taxa juros 4%, período análise 5 anos, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, 25kVA/36,2kV.

Tabela 59 - Custos totais capitalizados versus custos das perdas e impedâncias percentuais, fator de perdas em carga de 6 horas, períodos análises de 5 e 10 anos, 2 camadas EBT, 25kVA/36,2kV.

Taxas de juros (%)	Projetos	2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	6,81	1976,16	1050,31	3600,41	1913,59
	PME	2,91	1392,53	725,11	2537,08	1321,09
	Padrão	2,50	1410,42	770,20	2569,69	1403,26
6	Proj1	6,81	2031,81	993,82	3550,10	1736,46
	PME	2,91	1434,37	686,10	2506,22	1198,80
	Padrão	2,50	1446,55	728,78	2527,49	1273,36
8	Proj1	6,81	2091,39	942,00	3514,75	1583,10
	PME	2,91	1478,90	650,33	2485,41	1092,93
	Padrão	2,50	1485,57	690,77	2496,63	1169,90
10	Proj1	6,81	2152,84	894,36	3489,58	1449,68
	PME	2,91	1524,65	617,44	2471,34	1000,82
	Padrão	2,50	1526,08	655,84	2473,65	1063,06

Tabela 60 - Custos totais capitalizados versus custos das perdas e impedâncias percentuais, fator de perdas em carga de 6 horas, períodos análises de 5 e 10 anos, 3 camadas EBT, 25kVA/36,2kV.

Taxas de juros (%)	Projetos	3 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão				
		%Z	n=5 anos		n=10 anos	
			CTC (R\$)	CPE, (R\$)	CTC (R\$)	CPE, (R\$)
4	Proj1	11,66	2005,63	1109,73	3654,11	2021,84
	PME	4,73	1406,29	740,31	2562,15	1348,80
	PBase	4,08	1425,09	781,47	2596,41	1423,78
6	Proj1	11,66	2054,46	1050,04	3589,67	1834,68
	PME	4,73	1447,14	700,49	2528,53	1223,94
	PBase	4,08	1461,02	739,44	2552,78	1291,99
8	Proj1	11,66	2107,50	995,28	3541,83	1672,65
	PME	4,73	1490,74	663,96	2505,32	1115,85
	PBase	4,08	1499,90	700,88	2520,71	1177,89
10	Proj1	11,66	2162,73	944,95	3505,62	1531,69
	PME	4,73	1535,64	630,39	2489,14	1021,81
	PBase	4,08	1540,29	665,43	2496,69	1078,62

A Figura 74 mostra as perdas econômicas reais, **PER**, relativas ao aumento dos custos totais capitalizados; os ganhos econômicos com redução dos custos de aquisição, **GECAQ**, e as perdas econômicas relativas aos aumentos dos custos de perdas de energia, **PECE**, com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e período de análise dos investimentos de 5 anos.

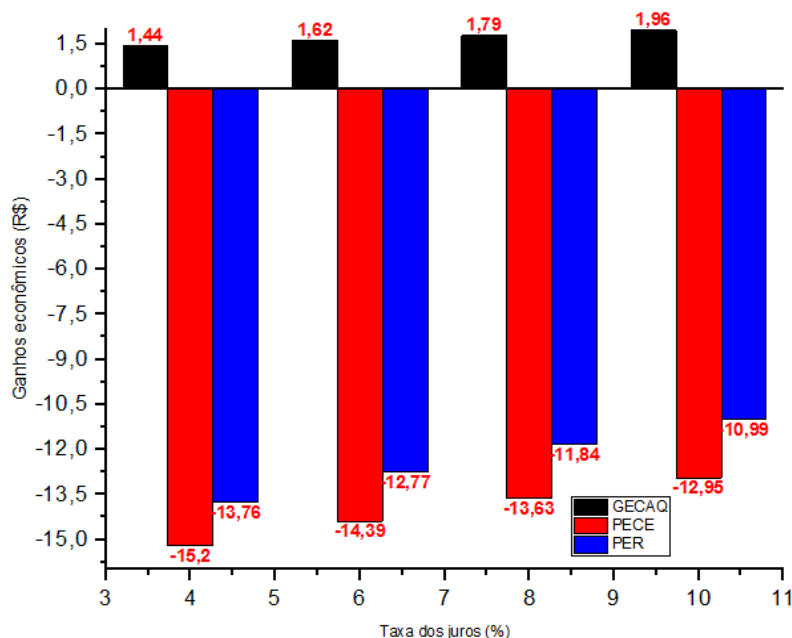


Figura 74 - Ganhos econômicos com aumento camadas enrolamentos baixa tensão de 2 para 3, projetos de 25kVA/36,2 kV, fator de perdas em carga de 6 horas, período de análise de 5 anos.

De acordo com a Figura 74, o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três resulta: em ganhos econômicos, com a redução dos custos das aquisições, de R\$1,44, R\$1,62, R\$1,79 e R\$1,96; em perdas econômicas, com o aumento dos

custos das perdas de energia, de R\$ 15,20, R\$ 14,39, R\$ 13,63 e R\$ 12,95; e em perdas econômicas reais, com o aumento dos custos totais capitalizados, de R\$ 13,76, R\$ 12,77, R\$ 11,84 e R\$ 10,99, para taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

O aumento do período da análise de 5 anos para 10 anos resulta no aumento dos ganhos econômicos para R\$ 2,64, R\$ 2,83, R\$ 3,01 e R\$ 3,19, com a redução dos custos de aquisição; no aumento das perdas econômicas, com o aumento dos custos de perdas, de R\$ 27,17, R\$ 25,14, R\$ 22,92 e R\$ 20,99; e no acréscimo das perdas econômicas reais, com o aumento dos custos totais capitalizados, de R\$ 24,53, R\$ 22,31, R\$ 19,91 e R\$ 17,80, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

A análise dos ganhos e das perdas econômicas com a substituição dos projetos padrão pelos projetos eficientes mais econômicos podem ser realizados a partir da Figura 75.

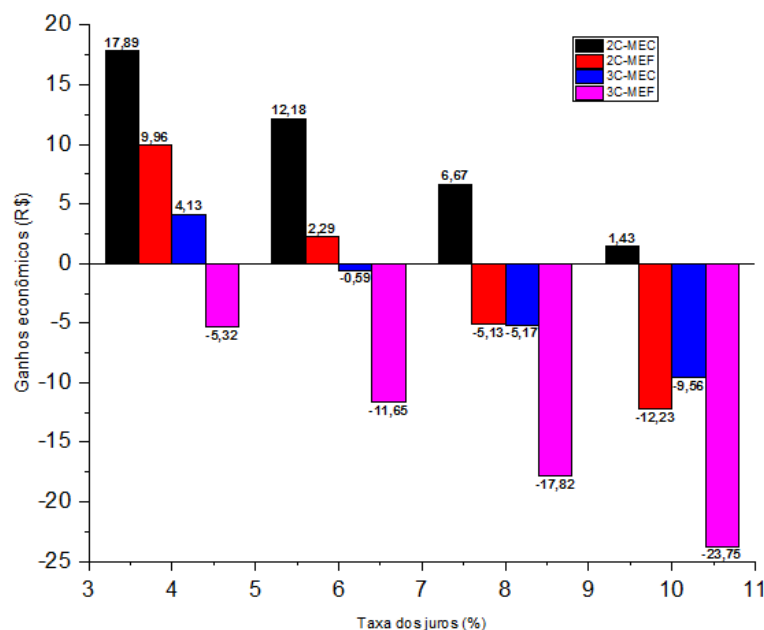


Figura 75 - Ganhos com substituição projetos padrão pelos projetos eficiente e mais econômico, 2 e 3 camadas enrolamentos baixa tensão, fator de perdas 6 horas, período análise 5 anos, 25kVA/36,2 kV.

Os ganhos na Figura 75, com a substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes mais econômicos com duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, são de 1,27 % (R\$ 17,89), 0,84 % (R\$ 12,18), 0,45 % (R\$ 6,67), 0,094 % (R\$ 1,43), para o período de análise dos investimentos de 5 anos e taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Com o aumento do período de análise dos investimentos de 5 anos para 10 anos, os ganhos reais aumentam para 1,27 % (R\$ 32,61), 0,84 % (R\$ 21,27), 0,45 % (R\$ 11,22), 0,093 % (R\$ 2,31).

Com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, segundo a Figura 75, têm-se ganhos econômicos com a substituição dos projetos padrão, para as taxas de juros de 4%, de 0,29 % (R\$ 4,13) e 0,29 % (R\$ 7,54) e períodos de análises de 5 e 10 anos, respectivamente, enquanto para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, têm-se perdas econômicas de 0,041 % (R\$ 0,59), 0,35 % (R\$ 5,17) e 0,63 % (R\$ 9,56). O aumento do período de análise de 5 anos para 10 anos resulta no aumento real das perdas econômicas para 0,041% (R\$ 1,04), 0,35 % (R\$ 8,69), 0,63 % (R\$ 15,49), considerando as referidas taxas de juros.

Em relação à substituição dos projetos padrão pelos projetos de máxima eficiência energética com duas camadas, têm-se ganhos econômicos para as taxas de juros de 4 % e 6 %, e têm-se perdas econômicas para as taxas de juros de 8 % e 10 %. Os ganhos econômicos para duas camadas e período de análise de 5 anos são de 0,71 % (R\$ 9,96) e 0,16 % (R\$ 2,29), e para o período da análise de 10 anos, são de 0,71 % (R\$ 18,15) e 0,16 % (R\$ 4,00), considerando-se as taxas de juros de 4% e 6%, respectivamente, em relação aos projetos padrão. As perdas econômicas são de 0,35 % (R\$ 5,13) e 0,80 % (R\$ 12,23), para o período da análise de 5 anos; e 0,34 % (R\$ 8,60) e 0,80 % (R\$ 19,83), para 10 anos, considerando as taxas de juros de 8% e 10 %, respectivamente.

Para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, as perdas econômicas com a substituição dos projetos padrão pelos projetos de máxima eficiência energética são de 0,38% (R\$5,32), 0,81% (R\$11,65), 1,20% (R\$17,82) e 1,56% (R\$23,75), considerando-se o período de análise de 5 anos e referidas taxas de juros. Para o período de análise de 10 anos, as perdas econômicas aumentam para 0,38 % (R\$ 9,68) e 0,81 % (R\$ 20,36), 1,20 % (R\$ 29,94) e 1,56 % (R\$ 38,50), para as referidas taxas de juros.

5.2.3 Processo de Otimização dos Projetos de Transformador Rural Para Impedância Variáveis

Contrariamente ao item 5.2.2, em que os projetos mais econômicos são determinados com as variações da taxa de juros para a impedância fixa correspondente ao seu valor máximo relativo a taxa dos juros de 4%, neste item é considerado a redução da impedância com o aumento de taxa dos juros para se obter os projetos mais econômicos.

5.2.3.1 Custo total capitalizado versus Variação da Impedância, Projeto de 5 kVA

Na Tabela 61, têm-se as variações dos custos totais capitalizados dos projetos mais econômicos, em função da impedância percentual, para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 % ao ano, preço de energia de R\$ 100,00 por MWh e o fator de perdas em carga de 1,0 hora, para os projetos de 5 kVA e classes de tensão de 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV.

Tabela 61 - Variação do custo total capitalizado com a variação da impedância percentual dos projetos econômicos para as taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, projetos de 5kVA, 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV.

Potência de 5 kVA, classes de tensão de 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV					
Taxa de juros (%)	Classe tensão (kV)	2 camadas nos EBT		3 camadas nos EBT	
		Impedância (%)	Custo total capitalizado	Impedância (%)	Custo total capitalizado
4	15,0	4,62	463,26	5,48	455,86
	24,2	3,20	485,13	4,65	477,71
	36,2	2,91	517,74	4,83	514,54
6	15,0	4,34	500,70	5,48	492,82
	24,2	3,20	525,65	4,65	518,26
	36,2	2,76	562,14	4,83	460,46
8	15,0	4,03	537,42	5,48	529,96
	24,2	3,02	565,70	4,65	559,10
	36,2	2,76	606,65	4,37	605,20
10	15,0	4,03	573,44	5,48	566,6
	24,2	3,02	605,02	4,42	599,10
	36,2	2,64	650,09	4,37	648,60

Os custos totais capitalizados dos projetos mais econômicos na Tabela 61 reduzem-se, em relação aos nas Tabela 13 e 14 do item anterior para a impedância fixa à taxa dos juros de 4%, R\$ 0,72 (0,14 %), R\$ 2,33 (0,43 %) e R\$ 4,14 (0,72 %), para aumento de taxas de juros de 4 % para 6 %, de 4 % para 8 % e de 4 % para 10 %, respectivamente, considerando-se duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão. Portanto, a redução do valor da impedância é uma estratégia para mitigar o aumento dos custos de aquisição com a elevação de taxa de juros, pois a redução da impedância implica a diminuição da massa ativa e consequente redução dos custos de perdas no cobre e da aquisição. As perdas no ferro, porém, aumentam com esta estratégia, pois a indução magnética aumenta com a redução da impedância.

O aumento da taxa de juros de 4 % para 6 % no item 5.2.2, para o valor da impedância fixa de 4,62 %, segundo as Tabelas 13 e 14, resulta no aumento dos custos de aquisições de 12,11 % (R\$ 43,68) e 10,81 % (R\$ 42,58), e na redução dos custos das perdas de energia de 5,38 % (R\$ 5,52) e 5,69 % (R\$ 5,62), para duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, respectivamente. E segundo os dados na Tabela 61, a combinação entre o aumento da taxa de juros e a redução da impedância para se obter os projetos mais econômicos, resulta

nas reduções dos custos de perdas nos enrolamentos e da aquisição, bem como na redução do no ferro. Este último deve-se a maior redução dos custos de perdas no núcleo do transformador, com o aumento da taxa de juros e a redução da sua massa, do que o seu aumento, com a indução magnética.

Portanto, mantendo-se a impedância fixa no seu maior valor, com o aumento de taxa de juros, os custos de aquisição aumentam em maior proporção do que a redução dos custos de perdas de energia. Por isto que, para se obter o projeto mais econômico com o aumento de taxa de juros, impõe-se a redução da impedância, e conseqüente redução de massas dos enrolamentos e dos núcleos.

Comparando os dados das Tabelas 13 e 14, para a impedância fixada no valor máximo concernente à taxa de juros de 4 %, com os da Tabela 61, em que a impedância varia com o aumento de taxa de juros de 4 % para 6 % para se obter o projeto mais econômico, o valor da impedância 4,62 % para a taxa de juros de 4 % reduz-se para 4,34 %.

Os custos de aquisição, para duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, considerando-se o aumento da taxa de juros de 4 % para 6 % com o valor fixo da impedância relativamente à taxa de juros de 4 %, aumentam R\$ 43,68 (12,11 %) e R\$ 42,58 (12,11 %), respectivamente. Para o caso da combinação do aumento da taxa de juros e da redução da impedância percentual, o aumento do custo da aquisição para duas camadas é de R\$38,02 (10,54%), enquanto para três camadas, em que a redução da impedância tem efeito contrário, o custo de aquisição é mantido. Isto deve-se ao maior aumento do número de camadas no enrolamento primário do que a redução do número de espiras por suas camadas, com a redução do número de espiras para diminuir a impedância, resultando no maior aumento da massa da culatra do que na redução da massa da coluna do núcleo. Por isto, para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, utiliza-se o projeto mais econômico para a impedância fixa correspondente à taxa dos juros de 4 %.

Com a combinação entre a redução da impedância e o aumento da taxa de juros de 4% para 6%, os custos de perdas totais reduzem-se 0,59 % (R\$ 0,61) e 5,38 % (R\$ 5,62), para duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão. Para o valor constante da impedância percentual, os custos totais de perdas de energia reduzem-se, com aumento da taxa de juros de 4 % para 6 %, de 5,37 % (R\$ 5,52) e 5,39 % (R\$ 5,62), para duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão. Portanto, a redução do custo total capitalizado com a combinação entre o aumento da taxa de juros e a redução da impedância percentual, em

relação a impedância fixa, deve-se à maior redução do custo da aquisição do que ao aumento dos custos de perdas de energia. O custo da aquisição reduz-se R\$ 5,66 e o custo das perdas de energia aumenta R\$ 4,91.

A Figura 76 mostra ganhos com a combinação entre aumento do número de camadas e taxa de juros, valor fixo da impedância, **GER-Zct**, e para o valor variável da impedância com aumento de taxa dos juros, **GER-Zvr**, projetos mais econômicos de 5 kVA e classe de tensão 15 kV, fator de perdas em carga de 1,0 hora e o período de análise de 5 anos. Portanto, para melhor entrosamento com as Figuras deste item, a taxa de juros de 4%, que não consta nelas, é considerada de referência, e os ganhos variam-se com o aumento de taxa dos juros de 4% para 6%, de 4% para 8% e de 4% para 10%.

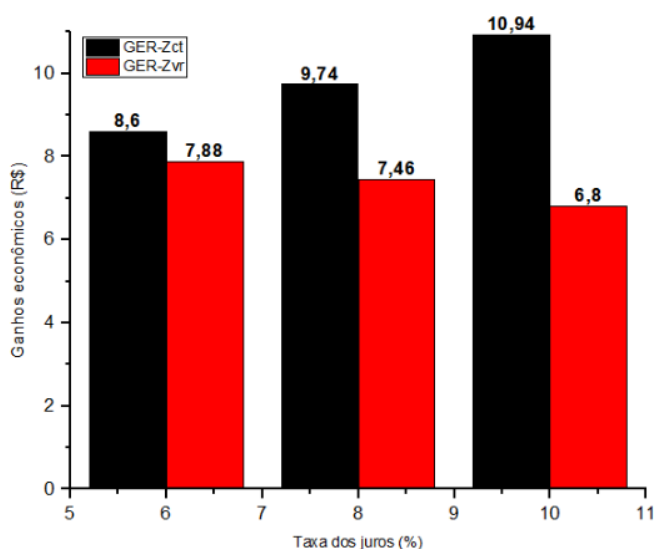


Figura 76 - Ganhos com aumentos de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de 2 para 3, impedâncias constante e variável, fator de perdas 1 hora e período análise de 5 anos, 5kVA/15kV.

Os ganhos com aumento de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de 2 para 3, conforme a Figura 76, impedância constante, **GER-Zct**, são R\$ 8,60, R\$ 9,74 e R\$ 10,94, taxas de juros de 6%, 8% e 10%, respectivamente. E para a impedância variável, **GER-Zvr**, os ganhos são R\$ 7,88, R\$ 7,46 e R\$ 6,80. Portanto, os ganhos diminuem com a redução da impedância, devido ao maior aumento do número de camadas no enrolamento primário, com a redução do número de espiras, do que a redução do número de espiras por suas camadas, resultando maior aumento da massa da culatra do que redução da massa da coluna do núcleo.

E a Figura 77 mostra os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos projetos mais econômicos, com duas e três camadas no enrolamento secundário, para o aumento de taxa de juros com o valor fixo da impedância, **2C-Zct**, e **3C-Zct**, e para o aumento da taxa de juros com a redução da impedância percentual, **2C-Zvr** e **3C-Zvr**.

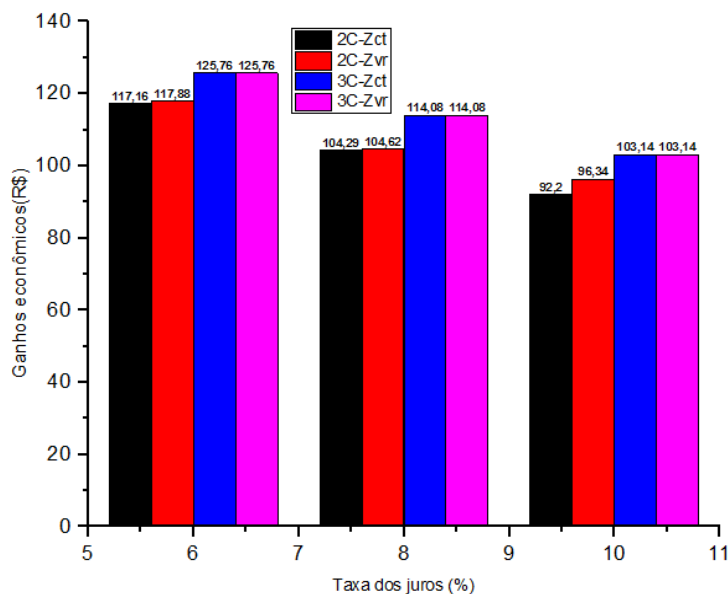


Figura 77 - Ganhos com a substituição do projeto padrão pelos projetos mais econômico, impedâncias constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator perda 1 hora, período análise 5 anos, 5kVA/15 kV.

De acordo com a Figura 77, os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos eficientes mais econômicos, com o aumento da taxa de juros e impedância fixa, 2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão, são R\$ 117,16, R\$ 104,29 e R\$ 92,20, para taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. E para a combinação entre o aumento da taxa de juros e a redução da impedância, os ganhos são R\$ 117,88, R\$ 104,62 e R\$ 96,34.

E para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, os ganhos são iguais para as impedâncias constante e variável. Isto significa que a estratégia da redução da impedância com aumento de taxa dos juros para maximizar os ganhos não resulta, devido ao maior aumento do custo de perdas no ferro do que a redução do custo relativo à redução do custo de perdas no cobre e à aquisição, pelo que, então, se opta pelo projeto com a impedância fixa.

Para a classe de tensão de 24,2 kV, de acordo com as Tabelas 17, 18 e 61, a tentativa da redução da impedância com aumento de taxa de juros de 4% para 6%, para maximizar os ganhos, resulta no maior aumento do custo das perdas de energia no ferro do que na redução do custo relativo à aquisição e às perdas de energia no cobre, pelo que na Tabela 61 se opta para os custos nas Tabelas 17, 18 e 19, valores fixos da impedância, taxa de juros de 4 %.

As Figuras 78 e 80 mostram os ganhos econômicos com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão e com a substituição dos projetos padrão com aumento da taxa de juros, com as impedâncias fixa e variáveis, projetos mais econômicos de 5 kVA e classe de tensão 24,2 kV, fator de perdas em carga de 1,0 hora e período de 5 anos.

Conforme se pode constatar nas Figuras 78 e 13, ocorrem perdas econômicas com a combinação entre o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão e a redução da impedância, em relação ao valor fixo da impedância. Portanto, os ganhos com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão, para o valor da impedância fixo, **GER-Zct**, são de R\$ 7,79, R\$ 7,22 e R\$ 7,78, para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente; e para a impedância variável, **GER_Zvr**, os ganhos são de R\$ 7,39, R\$ 6,60 e R\$ 5,92, conforme dados na Figura 79.

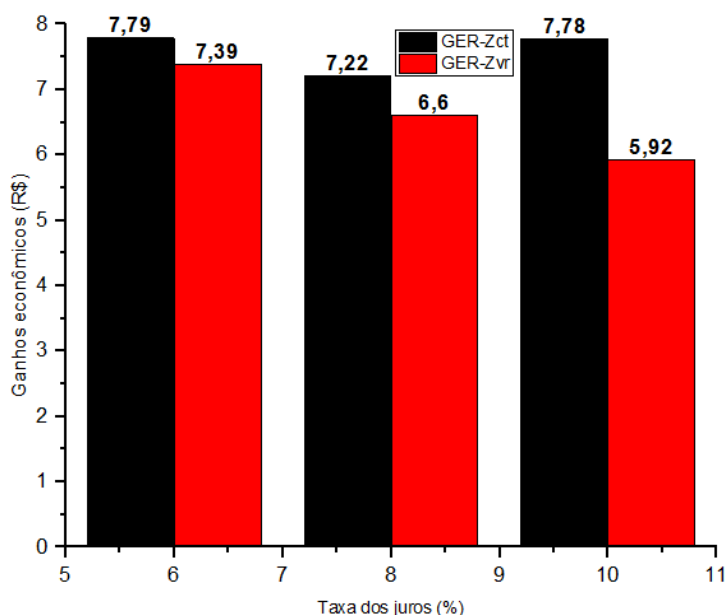


Figura 78 - Ganhos com aumentos de camadas nos EBT de 2 para 3 para impedâncias constante e variável, fator de perdas 1 hora e período de análise de 5 anos, 5kVA/24,2kV.

Figura 79 apresenta os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos projetos eficientes mais econômicos, para o valor constante da impedância percentual e duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, **2C-Zct**, sendo R\$ 17,80, R\$ 12,49 e R\$ 7,78; e para o valor de impedância variável, **2C-Zvr**, os ganhos são R\$ 17,08, R\$ 13,11 e R\$ 9,55. Para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, para a impedância constante, **3C-Zct**, os ganhos são R\$ 24,47, R\$ 19,71 e R\$ 15,22; e para o valor variável da impedância, **3C-Zvr**, os ganhos são R\$ 24,47, R\$ 19,71 e R\$ 15,81. Portanto, os ganhos iguais para as impedâncias constante e variável, para duas camadas e taxa dos juros de 6%, bem como para três camadas, para as taxas dos juros de 6 % e 8 %, indicam que qualquer tentativa para aumentar ganhos com a redução da impedância não resulta, porque o aumento dos custos das perdas no ferro ocorre em maior proporção que a redução do custo relativo às perdas no cobre e à aquisição.

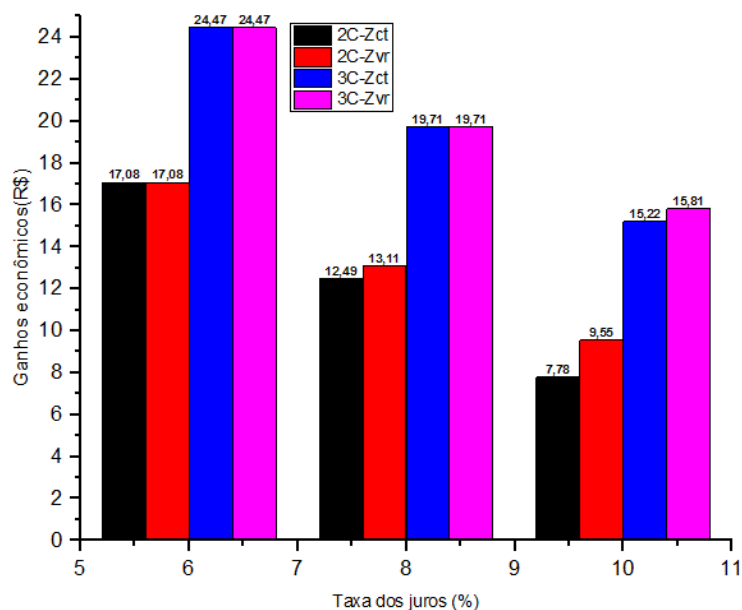


Figura 79 - Ganhos com substituição projetos padrão pelos mais econômico para impedâncias constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator de perdas 1 h, período análise 5 anos, 5kVA/24,2kV.

A Figura 80 mostra que os ganhos dos projetos de 5 kVA e classe de tensão de 36,2 kV, com o aumento de número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão, para o valor fixo da impedância, **GER-Zct**, são de R\$ 2,66, R\$ 2,19 e R\$ 1,95, para as taxas de juros de 6%, 8% e 10%, respectivamente. E para a impedância variável, **GER_Zvr**, os ganhos são de R\$ 1,68, R\$ 1,45 e R\$ 1,49. Portanto, ocorrem perdas com a redução da impedância de R\$ 0,98, R\$ 0,74 e R\$ 0,46, para as taxas dos juros de 6%, 8% e 10%, respectivamente.

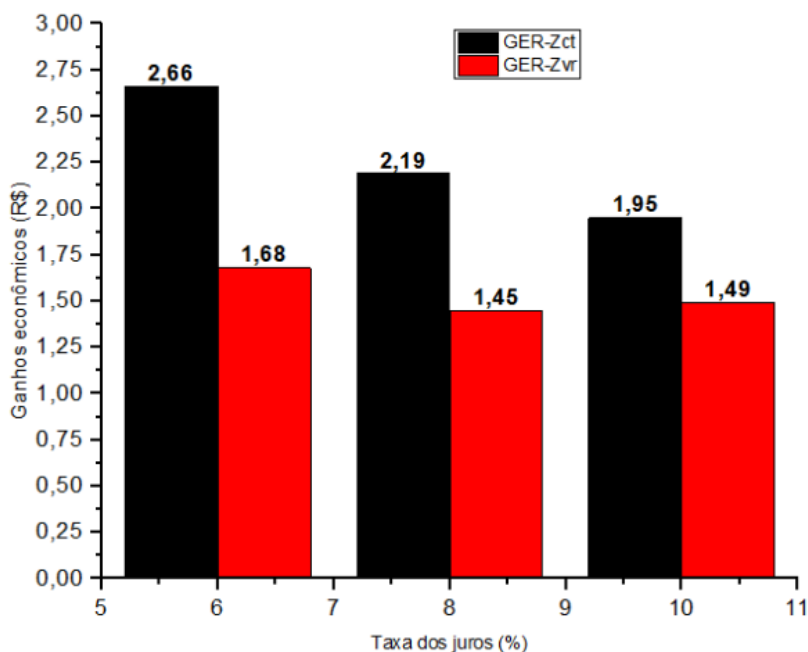


Figura 80 - Ganhos com aumentos de camadas nos EBT de duas para três para impedâncias constante e variável, fator de perdas 1 hora e período de análise de 5 anos, 5kVA/36,2kV.

E a Figura 81 mostra os ganhos com a substituição do projeto padrão pelos projetos mais econômicos, com duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, para o valor fixo da impedância, **2C-Zct**, e **3C-Zct**, e para a combinação entre o aumento da taxa de juros e a redução da impedância percentual, **2C-Zvr** e **3C-Zvr**, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e o período de análise de 5 anos, projetos de 5kVA e classe de tensão 36,2 kV.

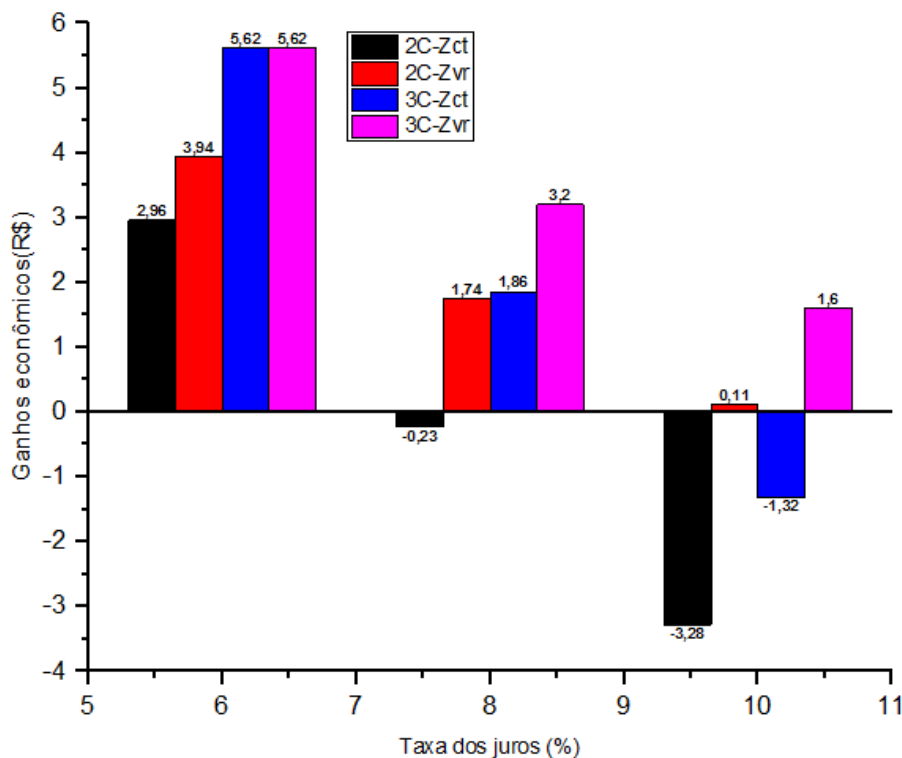


Figura 81 - Ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos projetos econômicos para impedância constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator de perdas 1 hora, período análise 5 anos, 5kVA/36,2 kV.

Com a substituição dos projetos padrão pelos mais econômicos, com duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, segundo a Figura 81, para o valor constante da impedância têm-se ganho econômico de R\$ 2,96, taxa de juros de 6%; e perdas econômicas de R\$ 0,23 e R\$ 3,28, para as taxas de juros de 8 % e 10 %, respectivamente. E para o valor variável da impedância, os ganhos são R\$ 3,94, R\$ 1,74 e R\$ 0,11, para as respectivas taxas de juros. E com a substituição dos projetos padrão pelos eficientes com três camadas nos enrolamentos de baixa tensão e valor da impedância percentual fixo, os ganhos são de R\$ 5,62 e R\$ 1,86, e perda de R\$ 1,32. Para o valor variável de impedâncias, os ganhos econômicos são de R\$ 5,62, R\$ 3,20 e R\$ 1,60.

5.2.3.2 Custo Total Capitalizado versus Variação da Impedância, Projeto de 10 kVA

A Tabela 62 mostra variações dos custos totais capitalizados com o aumento da taxa de juros e redução da impedância, considerando-se projetos de 10 kVA e classes de tensão de 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV com duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, considerando-se o período de análise dos investimentos de 5 anos e fator de perdas de 1,0 hora.

Tabela 62 - Variação do custo total capitalizado com a variação da impedância percentual dos projetos econômicos, para as taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, projetos de 10 kVA, 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV.

Transformador de 10 kVA e classes de tensão de 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV					
Taxa de juros (%)	Classe tensão (kV)	2 camadas nos EBT		3 camadas nos EBT	
		Impedância (%)	Custo total capitalizado	Impedância (%)	Custo total capitalizado
4	15,0 kV	3,18	666,12	4,66	556,23
	24,2 kV	2,82	677,34	4,58	672,40
	36,2 kV	2,50	723,84	4,60	724,02
6	15,0 kV	3,18	714,65	4,34	705,14
	24,2 kV	2,66	729,96	4,30	725,84
	36,2 kV	2,50	782,39	4,60	783,68
8	15,0 kV	2,95	763,66	4,34	754,00
	24,2 kV	2,50	782,11	4,30	778,83
	36,2 kV	2,50	841,23	4,60	843,59
10	15,0 kV	2,95	810,36	4,01	801,51
	24,2 kV	2,50	832,46	4,02	829,92
	36,2 kV	2,50	899,34	4,60	902,74

Os custos totais capitalizados na Tabela 62, para o valor variável da impedância percentual com o aumento da taxa de juros, em relação aos nas Tabelas 25 e 26, para o valor fixo da impedância, reduzem-se R\$ 0,01 (0,0013 %) e R\$ 1,88 (0,23 %), para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, considerando-se as taxa de juros de 8 % e 10 %, respectivamente, e para as taxas de juros de 4 % e 6 % os custos mantêm-se fixos. E para três camadas e taxa de juros de 6 %, 8 % e 10 %, as reduções dos custos totais capitalizados são de R\$ 1,15 (0,16 %), R\$ 2,80 (0,37 %) e R\$ 5,18 (0,64 %).

A Figura 82 mostra os ganhos econômicos com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão e da taxa de juros, para a impedância fixa, **GER-Zct**, e para o valor variável da impedância com aumento de taxa de juros, **GER-Zvr**, para os projetos mais econômicos de 10 kVA e classe de tensão 15 kV, fator de perdas em carga de 1,0 hora e o período de análise de 5 anos. Contrariamente ao que ocorre na Figura 80, para o projeto de 5 kVA e classe de 15 kV, na Figura 82, para o projeto de 10 kVA e classe de tensão 15 kVA,

têm-se ganhos com o redução da impedância de R\$ 1,25 (15,13 %), R\$ 2,79 (40,61 %) e R\$ 3,30 (59,46 %), em relação ao valor constante da impedância. Isto deve-se a maior redução do número de espiras por camadas dos enrolamentos de alta tensão do que o aumento do número de camadas com o aumento da potência, resultando na maior redução da altura da coluna do que no aumento comprimento da culatra do núcleo e suas respectivas massas.

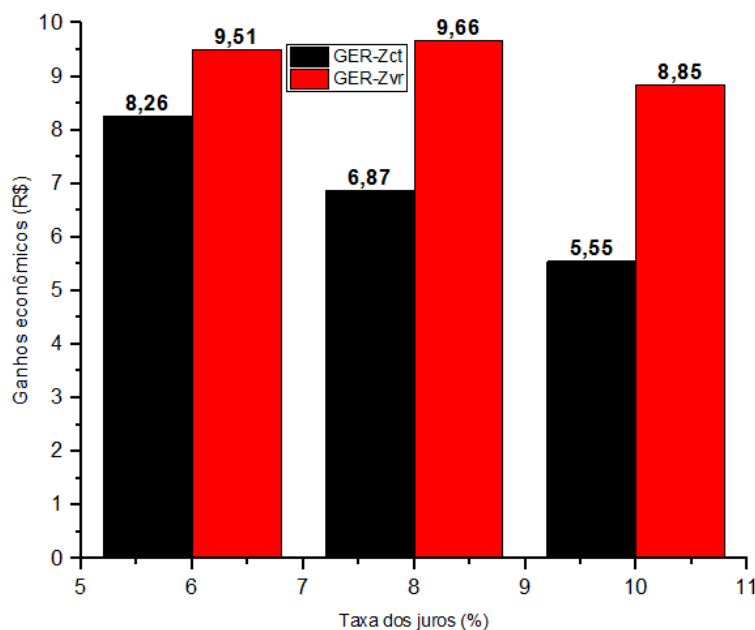


Figura 82 - Ganhos com aumentos de camadas nos EBT de 2 para 3, para, impedâncias constante e variável, fator de perdas 1 hora e período de análise de 5 anos, 10kVA/15kV.

Para a classe de tensão de 24,2 kV, de acordo com a Tabela 62, em que o valor da impedância reduz-se com o aumento da taxa de juros, e as Tabelas 29 e 30, em que a impedância é mantida constante, para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, os custos totais capitalizados com a redução da impedância diminuem R\$ 1,45 (0,20 %), R\$ 3,48 (0,44 %) e R\$ 6,73 (0,80 %), respectivamente, para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, em relação a impedância fixa. E para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, as reduções são de R\$ 0,48 (0,07 %), R\$ 2,31 (0,30 %) e R\$ 5,05 (0,60 %).

A Figura 83 apresenta os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos mais econômicos com duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, com o aumento da taxa de juros e valor fixo da impedância, **2C-Zct**, e **3C-Zct**, e para a combinação entre o aumento da taxa de juros e a redução da impedância, **2C-Zvr** e **3C-Zvr**, projetos de 10 kVA e classe de tensão 15 kV. Para a impedância fixa e duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, os ganhos são de R\$ 19,76 e R\$ 13,83, para as taxas de juros de 8 % e 10 %, respectivamente. E com a redução da impedância, com aumento de taxa de juros para 8 % e 10 %, os ganhos são de R\$ 19,78 e R\$ 15,71. E para três camadas, os ganhos são de R\$ 34,70,

R\$ 26,30 e R\$ 19,38, para os valores fixos da impedância; e R\$ 35,85, R\$ 29,10 e R\$ 24,56, para a redução da impedância com o aumento da taxa de juros.

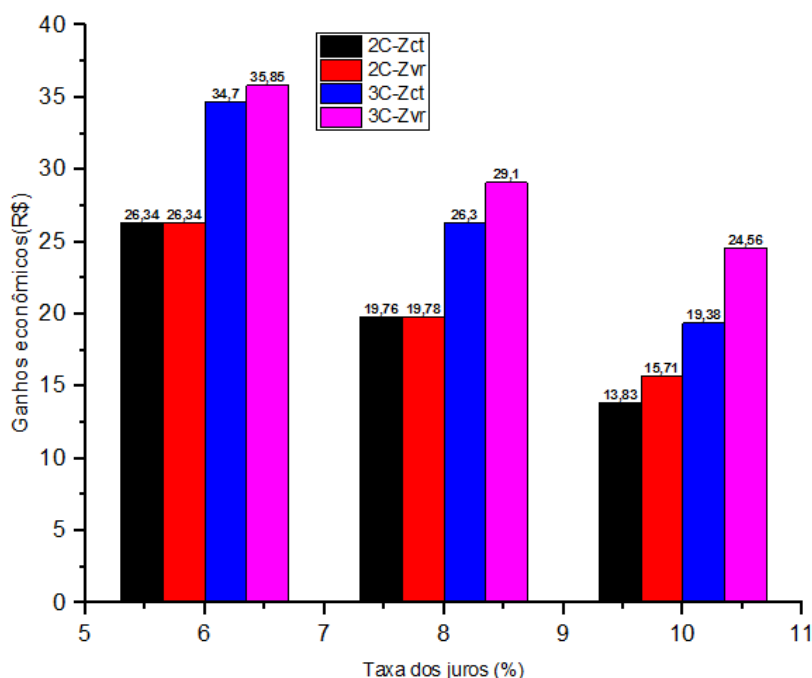


Figura 83 - Ganhos econômicos substituição projetos padrão pelos econômicos, impedâncias constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator de perdas 1 hora, período análise 5 anos, 10kVA/15 kV.

A Figura 84 mostra os ganhos econômicos com aumentos do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão e da taxa de juros, para a impedância fixa, **GER-Zct**, e para o valor variável da impedância, **GER-Zvr**, projetos mais econômicos de 10 kVA e classe de tensão 24,2 kV, fator de perdas em carga de 1,0 hora e o período de análise de 5 anos.

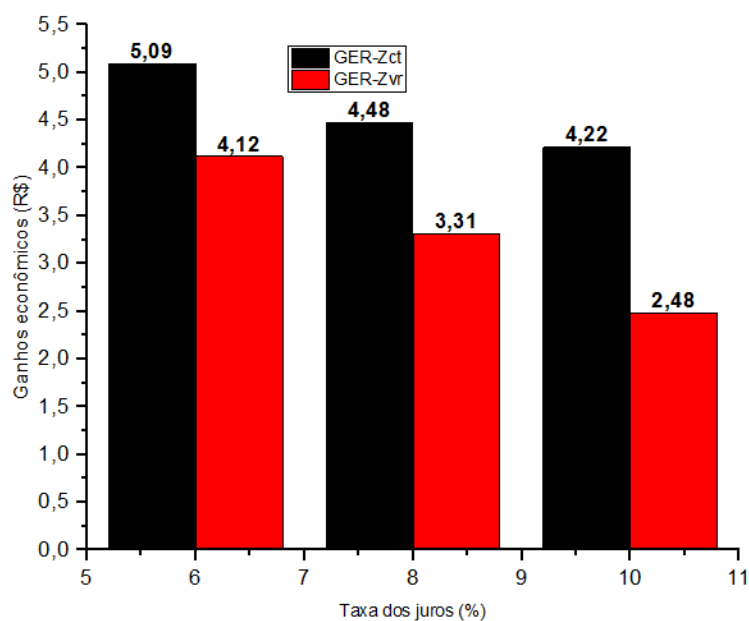


Figura 84 - Ganhos com aumentos de camadas nos EBT de duas para três, impedâncias constante e variável, fator de perdas 1 hora e período de análise de 5 anos, 10kVA/24,2kV.

Os ganhos com o aumento do número de camadas, para o valor fixo da impedância, **GER-Zct**, são de R\$ 5,09, R\$ 4,48 e R\$ 4,22, para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, e para a impedância variável, **GER_Zvr**, os ganhos são de R\$ 4,12, R\$ 3,31 e R\$ 2,48. Portanto, os ganhos obtidos, mantendo-se a impedância fixa com aumento de taxa de juros, são de R\$ 0,97 (19,06 %), R\$ 1,17 (26,12 %), R\$ 1,74 (41,23 %), para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, em relação ao ganho com redução da impedância.

A Figura 85 mostra ganhos com substituição do projeto padrão pelos mais econômicos, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, para a impedância constante, **2C-Zct**, e **3C-Zct**, e com a combinação entre aumento da taxa de juros e redução da impedância percentual, **2C-Zvr** e **3C-Zvr**, fator de perdas em carga de 1,0 hora e período de análise de 5 anos, com aumento de classe do projetos de 10 kVA de 15 kVA para 24,2 kV.

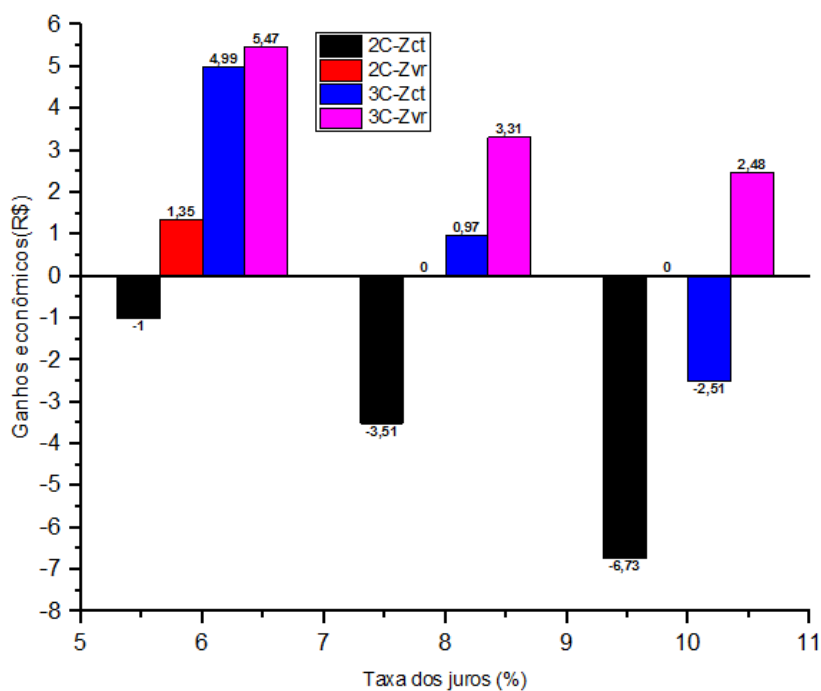


Figura 85 - Ganhos com substituição do projeto padrão pelos projetos eficientes, impedâncias constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator perda 1 hora, período análise 5 anos, 10kVA/24,2 kV.

Para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão e valor variável da impedância percentual, segundo a Figura 85, têm-se ganho econômico de R\$ 1,35, para a taxa de juros de 6 %, enquanto para a impedância constante, tem-se perda econômica.

Para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, os ganhos são de R\$ 4,99 e R\$ 0,97, para as taxas de juros de 6 % e 8 %, respectivamente, e para a taxa de juros de 10 % tem-se perda econômica de R\$ 2,51, considerando-se valores constantes de impedâncias percentuais. E têm-se ganhos econômicos de R\$ 5,47, R\$ 3,31 e R\$ 2,48, para o caso em que

ocorre a redução da impedância com aumento de taxa de juros de 4 % para 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

A Figura 86 mostra as perdas econômicas com aumentos do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão e da taxa de juros, para o valor fixo da impedância, **GER-Zct**, e para o valor variável da impedância, **GER-Zvr**, relativamente aos projetos mais econômicos de 10 kVA e classe de tensão de 36,2 kV, fator de perdas em carga. Neste caso, ocorre maior aumento de massa do cobre do que a redução da massa do ferro com acréscimo de número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão, devido a maior aumento da altura da coluna do que a redução do comprimento da culatra do núcleo.

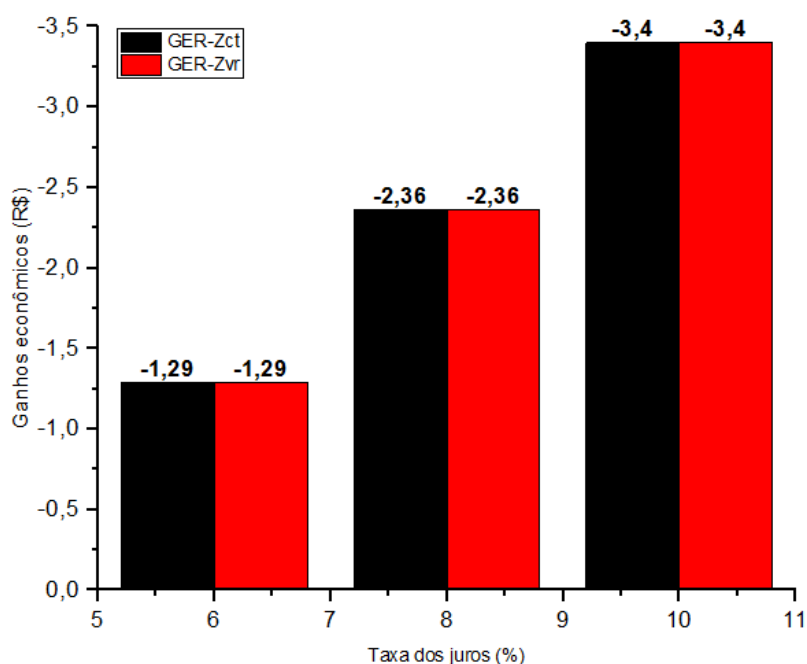


Figura 86 - Perdas econômicas com aumentos de camadas EBT de duas para três, impedâncias constante e variável, fator de perdas 1 hora e período de análise de 5 anos, 10kVA/36,2kV.

A Figura 87 mostra as perdas econômicas com a substituição dos projetos padrão pelos projetos mais econômicos de 10 kVA e classe 36,2 kV, com duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, com aumentos da taxa de juros e impedância fixa, **2C-Zct**, e **3C-Zct**, e para a combinação entre o aumento da taxa de juros e a redução da impedância percentual, **2C-Zvr** e **3C-Zvr**, para o fator de perdas em carga ou o tempo de suprimento de potência máxima de 1,0 hora e o período de análise de 5 anos. Neste caso, o projeto padrão é mais econômico. Portanto, este é o caso em que a tentativa de otimizar os projetos para os meios rurais resultam no maior aumento dos custos relativos às perdas no cobre e à aquisição do que na redução dos custos de perdas no ferro, mostrando que o aumento do fator de perdas torna situação mais crítica.

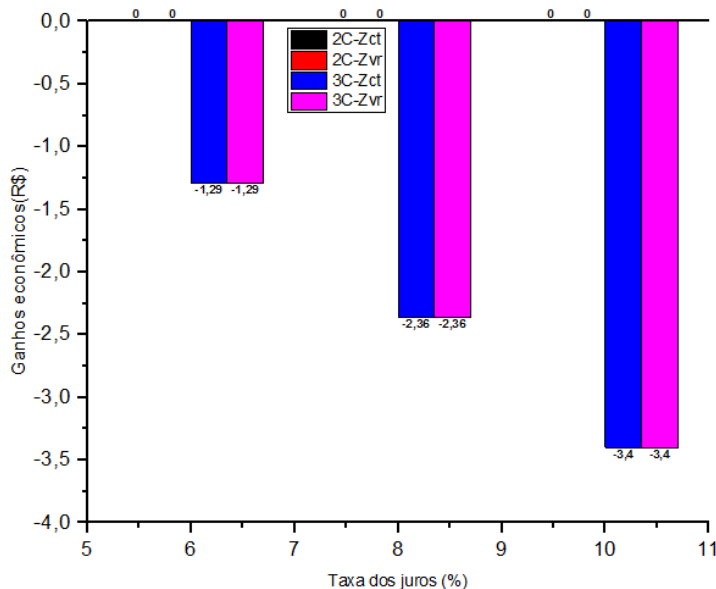


Figura 87 - Perdas econômicas com substituição do projeto padrão pelo econômico, impedâncias constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator de perdas 1 hora, período análise 5 anos, 10kVA/36,2 kV.

5.2.3.3 Custo Total Capitalizado versus Variação da Impedância, Projeto de 15 kVA

A Tabela 63 mostra variações dos custos totais capitalizados com aumento da taxa de juros e redução da impedância, projetos de 15 kVA e classes tensão 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV, duas e três camadas, período de análise de 5 anos e fator de perdas de 1,0 hora.

Tabela 63 - Variação do custo total capitalizado com a variação da impedância percentual dos projetos mais econômicos para as taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, 15 kVA, 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV.

Transformador de 15 kVA, classes tensão de 15 kVA, 24,2 kV e 36,2 kV					
Taxa de juros (%)	Classe tensão (kV)	2 camadas nos EBT		3 camadas nos EBT	
		Impedância (%)	Custo total capitalizado	Impedância (%)	Custo total capitalizado
4	15,0 kV	2,97	802,89	3,97	764,01
	24,2 kV	2,95	816,21	4,00	778,16
	36,2 kV	2,50	838,95	3,87	807,18
6	15,0 kV	2,97	856,76	3,97	816,58
	24,2 kV	2,80	871,74	3,79	832,67
	36,2 kV	2,50	900,00	3,87	867,55
8	15,0 kV	2,82	909,28	3,75	868,20
	24,2 kV	2,80	926,76	3,79	886,59
	36,2 kV	2,50	961,58	3,87	928,39
10	15,0 kV	2,66	961,04	3,53	919,25
	24,2 kV	2,65	979,84	3,58	939,07
	36,2 kV	2,50	1022,57	3,87	988,60

Para as taxas de juros de 4% e 6%, os custos totais capitalizados dos projetos mais econômicos na Tabela 63, para a redução da impedância percentual com o aumento da taxa de juros, e os nas Tabelas 37 e 38, para o valor fixo da impedância, são iguais. Mas para as taxas

de juros de 8% e 10%, os custos totais capitalizados com a redução da impedância diminuem R\$ 2,00 (0,22 %) e R\$ 4,00 (0,41 %), para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, em relação aos obtidos para o valor da impedância constante. E para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, as reduções dos custos totais capitalizados são de R\$ 1,54 (0,18 %) e R\$ 3,22 (0,35 %).

A Figura 88 mostra os ganhos econômicos com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão e da taxa de juros, para o valor constante da impedância, **GER-Zct**, e para o seu valor variável, **GER-Zvr**, para os projetos mais econômicos de 15 kVA e classe 15 kV, fator de perdas em carga de 1,0 hora e o período de análise de 5 anos.

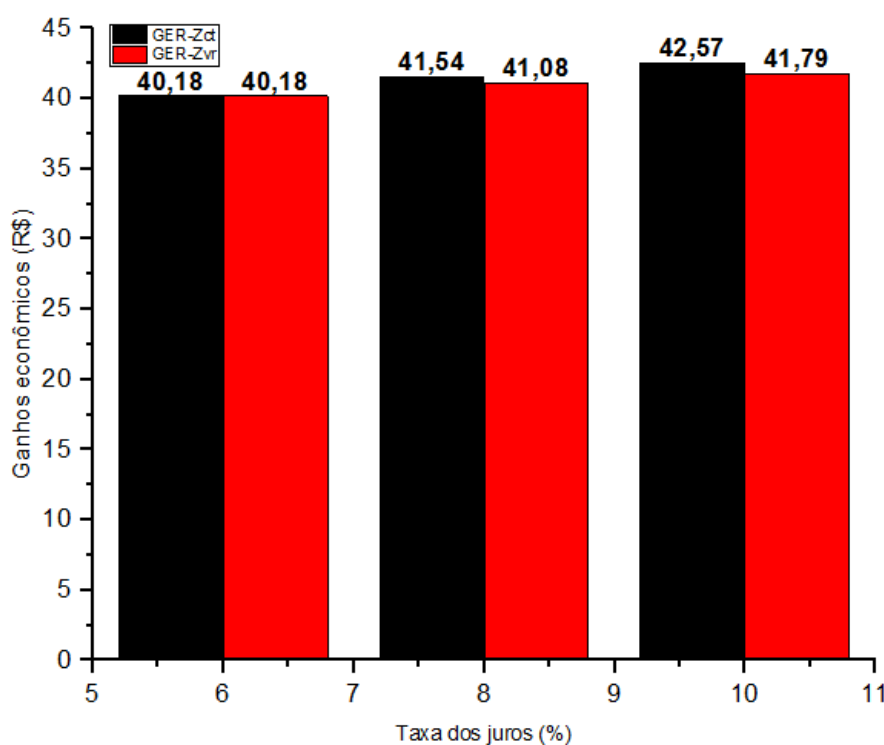


Figura 88 - Ganhos com aumentos de camadas nos EBT de duas para três, impedâncias constante e variável, fator de perdas 1 hora e período de análise de 5 anos, 15kVA/15kV.

Na figura 88, apenas para a taxa de juros de 6 % não ocorre perda econômica com a combinação entre o aumento de número de camadas e a redução da impedância, em relação ao valor constante da impedância.

A Figura 89 mostra os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos projetos mais econômicos com duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, para o aumento da taxa de juros com valor fixo da impedância, **2C-Zct**, e **3C-Zct**, e para a combinação entre o aumento da taxa de juros e a redução da impedância, **2C-Zvr** e **3C-Zvr**, para o fator de

perdas em carga de 1,0 hora e o período de análise de 5 anos, projetos de 15 kVA e classe 15 kV.

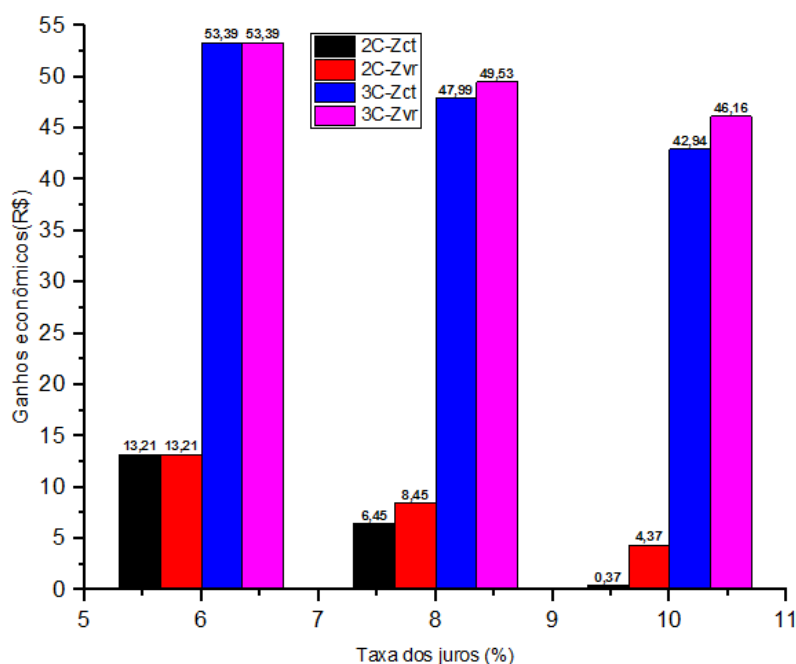


Figura 89 - Ganhos com a substituição do projeto padrão pelos projetos econômico, impedâncias constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator perda 1 hora, período análise 5 anos, 15kVA/15 kV

Os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos eficientes mais econômicos, para o valor fixo da impedância com aumento da taxa de juros e duas camadas, são de R\$ 13,21, R\$ 6,45 e R\$ 0,37. E para o valor variável da impedância, os ganhos são de R\$ 13,21, R\$ 8,45 e R\$ 4,37, para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. E para três camadas, os ganhos são de R\$ 53,39, R\$ 47,99 e R\$ 42,94, para o valor fixo de impedância; e R\$ 53,39, R\$ 49,53 e R\$ 46,16, para valor variável da impedância.

Os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos eficientes mais econômicos, com a redução da impedância, em relação a impedância fixa, são de R\$2,00 (31 %) e R\$4,00 (1081,08 %), para as taxas de juros de 8 % e 10 %, respectivamente. E para três camadas, os ganhos são de R\$ 1,54 (3,21 %) e R\$ 3,22 (7,50 %).

A Figura 90 mostra a variação dos ganhos econômicos com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão e da taxa de juros, para o valor fixo da impedância, **GER-Zct**, e para o seu valor variável, **GER-Zvr**, para os projetos mais econômicos de 15 kVA e classe de tensão de 24,2 kV, fator de perdas em carga de 1,0 hora e o período de 5 anos.

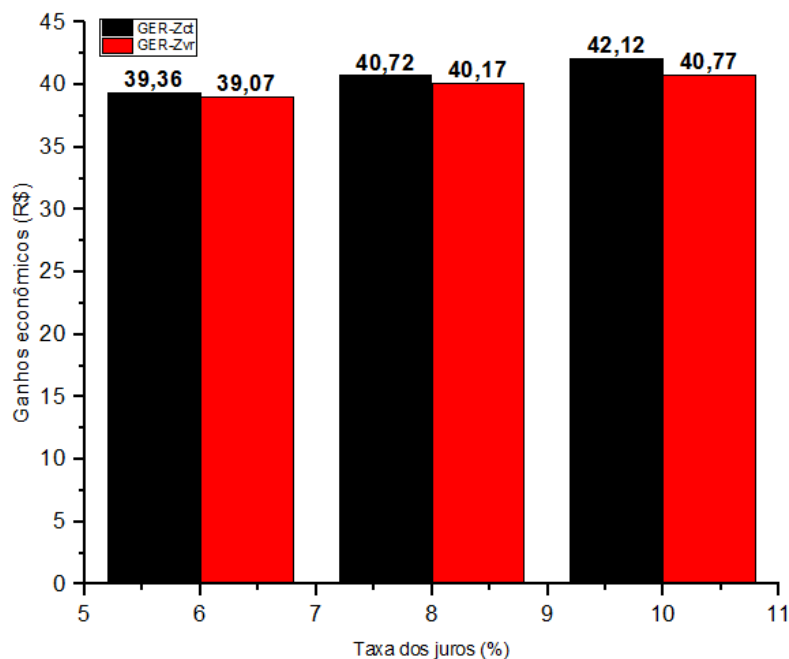


Figura 90 - Ganhos com aumentos de camadas nos EBT de duas para três, impedâncias constante e variável, fator de perdas de 1 hora e período de análise de 5 anos, 15kVA/24,2kV.

Os ganhos econômicos, com a combinação entre os aumentos do número de camadas e de taxa de juros, bem como a redução da impedância, diminuem para todas as taxas de juros aplicadas, em relação ao valor da impedância fixado no seu valor máximo. Estas perdas correspondem a R\$ 0,29 (0,74 %), R\$ 0,55 (1,35 %), R\$ 1,35 (3,21 %), em relação ao valor fixo da impedância, para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

A Figura 91 mostra os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos mais econômicos, com duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, para o aumento da taxa de juros, com o valor fixo da impedância, **2C-Zct**, e **3C-Zct**, e para a combinação entre o aumento da taxa de juros e a redução da impedância, **2C-Zvr** e **3C-Zvr**, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e o período de análise de 5 anos, projetos de 15 kVA e classe de tensão de 24,2 kV.

Os ganhos com a substituição do projeto padrão pelos eficientes mais econômicos, para o valor fixo da impedância, considerando-se duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, são de R \$9,09 e R\$ 2,61, para as taxas de juros de 6 % e 8 %, respectivamente. E tem-se perda de R\$ 7,78, para a taxa de juros de 10%. E com a redução da impedância, os ganhos aumentam, em relação ao valor fixo da impedância, para R\$ 9,94, R\$ 5,42 e R\$ 2,60, taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Para três camadas, os ganhos são de R\$ 48,45, R\$ 43,33 e R\$ 38,52, para os valores constantes das impedâncias; e R\$ 49,01, R\$ 45,59 e R\$ 43,43, para valores variáveis das impedâncias. Portanto, conforme a Figura 91, os

ganhos com a redução da impedância, em relação a impedância fixa, são de R\$ 0,85 (9,35 %), R\$ 2,81 (107,86 %), para as taxas de juros de 6 % e 8 %, respectivamente. Para a taxa de juros de 10 %, ocorre ganho de R\$ 2,60, para o valor variável da impedância, porém para a impedância constante tem-se perda econômica.

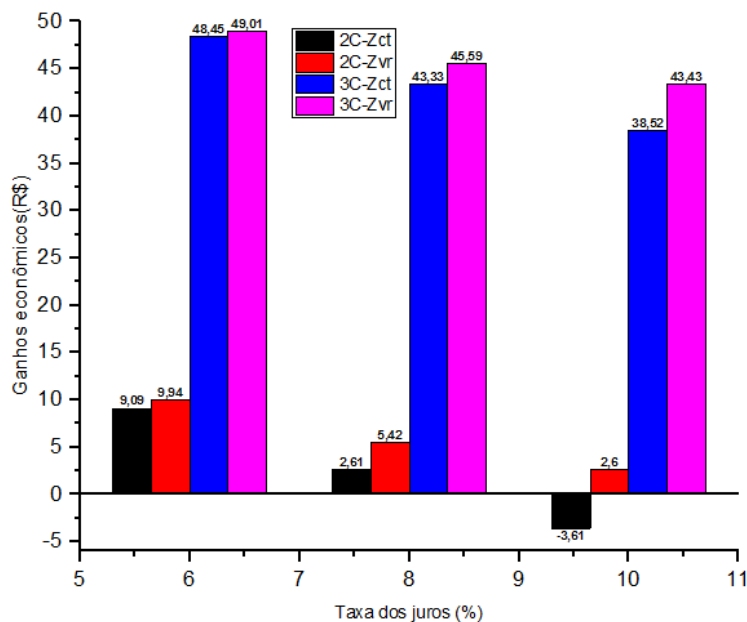


Figura 91 - Ganhos com substituição do projeto padrão pelos projetos econômicos, impedâncias constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator perdas de 1 hora, período análise 5 anos, 5kVA/24,1 kV.

A Figura 92 mostra os ganhos econômicos com os aumentos do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão e da taxa de juros, para o valor fixo da impedância, **GER-Zct**, e para o seu valor variável, **GER-Zvr**, para os projetos mais econômicos de 15 kVA e classe de tensão 36,2 kV, fator de perdas em carga de 1,0 hora e o período de análise de 5 anos.

Os ganhos econômicos com o aumento do número de camadas, para a impedância fixa, **GER-Zct**, são R\$ 32,45, R\$ 33,19 e R\$ 33,97, para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente; e para a impedância variável, **GER_Zvr**, os ganhos são de R\$ 32,45, R\$ 33,19 e R\$ 33,97, o que significa que com a redução da impedância com aumento de taxa dos juros os projetos mais econômicos são os mesmos para o valor fixo da impedância.

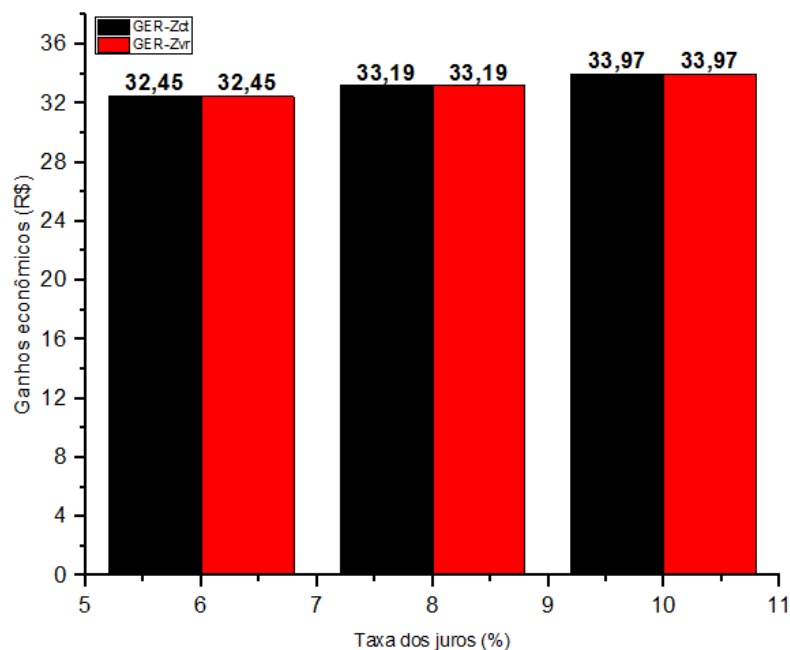


Figura 92 - Ganhos econômicos com aumento do número de camadas nos EBT de 2 para 3, impedâncias constante e variável, fator de perdas de 1 hora e período de análise de 5 anos, 15kVA/36,2kV.

A Figura 93 mostra ganhos obtidos com a substituição dos projetos padrão pelos mais econômicos, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, para o aumento da taxa de juros e valor fixo da impedância, **2C-Zct**, e **3C-Zct**, e para a combinação entre o aumento da taxa de juros e a redução da impedância, **2C-Zvr** e **3C-Zvr**, fator de perdas em carga de 1,0 hora e o período de 5 anos, considerando-se projetos de 15 kVA e classe 36,2 kV.

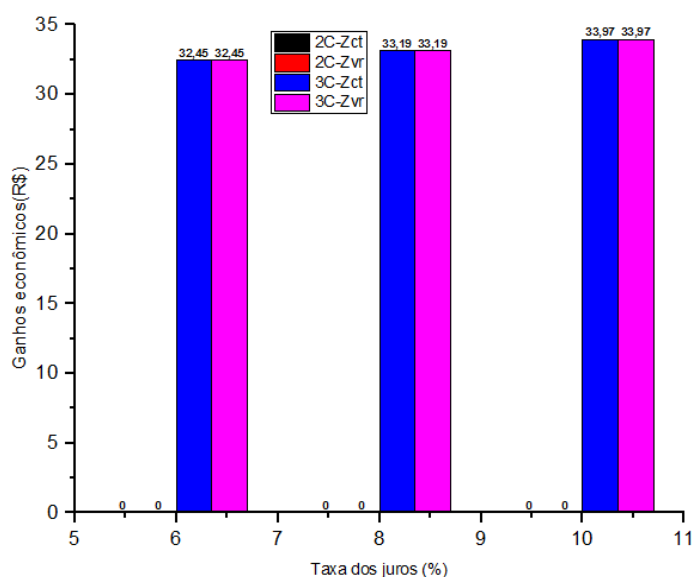


Figura 93 - Ganhos com substituição do projeto padrão pelo econômico, impedâncias constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator perdas de 1 hora, período análise 5 anos, 15kVA/36,2 kV.

Os ganhos nulos na Figura 93 indicam que o projetos padrão são mais econômicos. E para três camadas, a não variação dos ganhos com ajuste da impedância, indica que para qualquer tentativa na redução de impedância, os custos de perdas no núcleo aumentariam em

maior proporção do que a redução dos custos relativo à aquisição das unidades e às perdas nos enrolamentos, indicando que os projetos mais econômicos para os valores variáveis e constantes da impedância são os mesmos. Portanto, ganhos para três camadas são de R\$ 32,45, R\$ 33,19 e R\$ 33,97, para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, para as duas situações.

5.2.3.4 *Custo Total Capitalizado versus Variação da Impedância, Projeto de 25 kVA*

A Tabela 64 mostra a variação do custo total capitalizado com aumento da taxa de juros e redução da impedância dos projetos de 25 kVA e classes de tensão 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV, com duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, período de análise do investimento de 5 anos e fator de perdas de 1,0 hora.

Tabela 64 - Variação do custo total capitalizado com a variação da impedância percentual dos projetos econômicos para as taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, projetos de 25 kVA, 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV.

Transformador de 25 kVA, classes de tensão 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV					
Taxa de juros (%)	Classe tensão (kV)	2 camadas nos EBT		3 camadas nos EBT	
		Impedância (%)	Custo total capitalizado	Impedância (%)	Custo total capitalizado
4	15,0	4,30	1024,13	5,60	999,43
	24,2	3,63	1010,20	5,40	989,00
	36,2	3,52	1014,47	5,80	998,32
6	15,0	4,00	1081,78	5,18	1056,43
	24,2	3,40	1074,30	5,03	1053,34
	36,2	3,32	1083,52	5,80	1067,46
8	15,0	4,00	1139,18	5,18	1112,59
	24,2	3,40	1138,40	5,03	1116,64
	36,2	3,32	1151,20	5,44	1135,73
10	15,0	4,00	1196,49	5,18	1168,67
	24,2	3,17	1201,00	5,03	1179,60
	36,2	3,12	1217,74	5,44	1202,95

Os custos totais capitalizados na Tabela 64 para classe 15 kV, para a combinação entre a redução da impedância e o aumento da taxa de juros, reduzem-se em relação aos nas Tabelas 49 e 50, para a impedância fixa com o aumento da taxa de juros, de R\$ 1,17 (0,11 %), R\$ 3,72 (0,33 %) e R\$ 6,21 (0,52 %), considerando-se duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. E para três camadas, as reduções são de R\$ 0,19 (0,018 %), R\$ 2,32 (0,21 %) e R\$ 4,41 (0,38 %).

A Figura 94 mostra os ganhos econômicos com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão dos projetos mais econômicos de 25 kVA e classe 15 kV.

Os ganhos econômicos com o aumento do número de camadas, para os valores da impedância constante, **GER-Zct**, são R\$ 26,33, R\$ 27,99 e R\$ 29,63, para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente; e para a impedância variável, **GER-Zvr**, os ganhos são R\$ 25,31, R\$ 26,59 e R\$ 27,82. Portanto, em relação a impedância variável, os ganhos com a impedância fixa são R\$ 1,02 (3,87 %), R\$ 1,40 (5,00 %), R\$ 1,81 (6,11 %), com aumento de taxa de juros de 4 % para 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

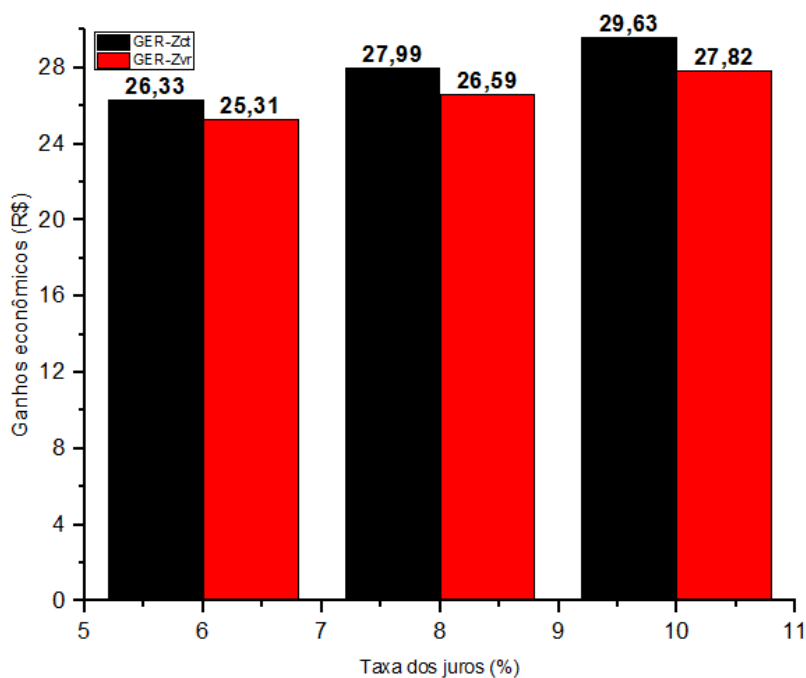


Figura 94 - Ganhos com aumentos de camadas nos EBT de duas para três, impedâncias constante e variável, fator de perdas de 1 hora e período de análise de 5 anos, 25kVA/15kV.

A Figura 95 mostra os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos mais econômicos, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, para o aumento da taxa de juros com o valor fixo da impedância, **2C-Zct**, e **3C-Zct**, e para a combinação do aumento da taxa de juros e a redução da impedância, **2C-Zvr** e **3C-Zvr**, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e o período de 5 anos, considerando-se projetos de 25 kVA e classe 15 kV.

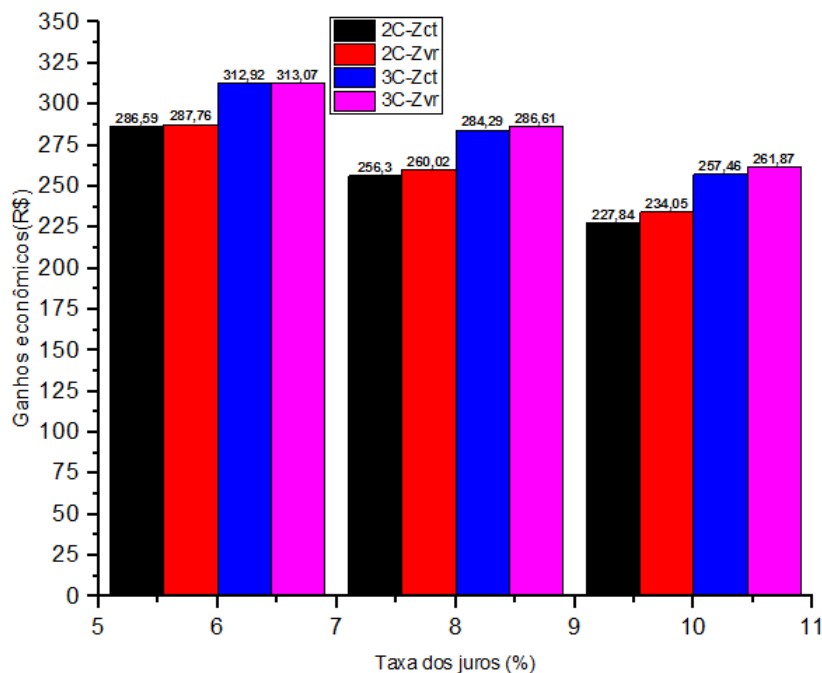


Figura 95 - Ganhos com a substituição do projeto padrão pelos projetos econômico, impedâncias constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator perdas de 1 hora, período análise 5 anos, 25kVA/15 kV.

Os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos projetos econômicos mais econômicos, na Figura 95, para o valor fixo da impedância, considerando-se duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, são R\$ 286,59, R\$ 256,30 e R\$ 227,84, e para o valor variável da impedância, os ganhos são R\$ 287,76, R\$ 260,02 e R\$ 234,05, para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. E para três camadas, os ganhos são R\$ 312,92, R\$ 284,29 e R\$ 257,46, para o valor fixo da impedância; e R\$ 313,07, R\$ 286,61 e R\$ 261,87, para o valor variável da impedância. Portanto, os ganhos com a redução da impedância, em relação a impedância fixa, são R\$ 1,17 (0,41 %), R\$ 3,72 (1,45 %) e R\$ 6,21 (2,73 %), para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, e para três camadas, os ganhos são de R\$ 0,15 (0,05 %), R\$ 2,32 (0,82 %) e R\$ 4,41 (1,71 %).

Para os projetos de 25 kVA e classe 24,2 kV, de acordo com os dados na Tabela 64, com a redução do valor de impedância e aumento de taxa de juros, os custos totais capitalizados reduzem-se R\$ 1,49 (0,14 %), R\$ 3,87 (0,34 %) e R\$ 7,33 (0,61 %), para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, e R\$0,24, (0,023 %) R\$2,38 (0,21 %) e R\$4,45 (0,38 %), para três camadas, considerando-se as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, em relação aos custos para a impedância fixa nas Tabelas 53 e 54.

A Figura 96 mostra os ganhos com aumentos do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão e da taxa de juros para o valor fixo da impedância, **GER-Zct**, e para o valor

variável da impedância, **GER-Zvr**, relativamente aos projetos mais econômicos de 25kVA e classe 24,2kV, fator de perdas em carga de 1,0 hora e o período de análise de 5 anos.

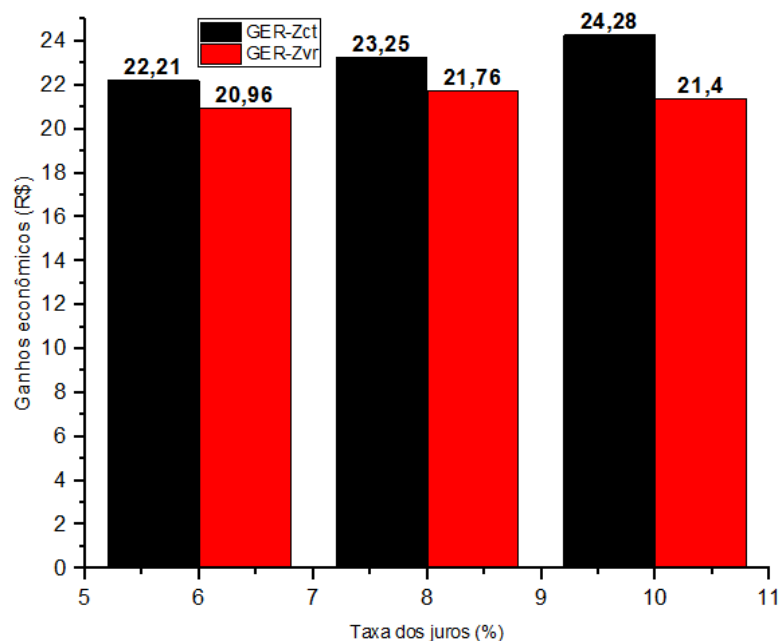


Figura 96 - Ganhos com aumentos de camadas nos EBT de duas para três, impedâncias constante e variável, fator de perdas de 1 hora e período de análise de 5 anos, 25kVA/24,2kV.

Os ganhos econômicos na Figura 96, com o aumento do número de camadas, para a impedância fixa, **GER-Zct**, são R\$ 22,21, R\$ 23,25 e R\$ 24,28, taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente; e para a impedância variável, **GER_Zvr**, os ganhos são R\$ 20,96, R\$ 21,76 e R\$ 21,40. Portanto, os ganhos com a combinação entre a redução da impedância e o aumento de taxa de juros, em relação aos ganhos para o valor fixo da impedância, reduzem-se R\$ 1,25 (5,63 %), R\$ 1,49 (6,41 %), R\$ 2,88 (11,86 %), para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

A Figura 97 mostra os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos projetos mais econômicos, com duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, para o valor fixo da impedância, **2C-Zct**, e **3C-Zct**, e para a redução da impedância com aumento de taxa de juros, **2C-Zvr** e **3C-Zvr**, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e o período de análise de 5 anos, potência de 25 kVA e classe de tensão de 24,2 kV.

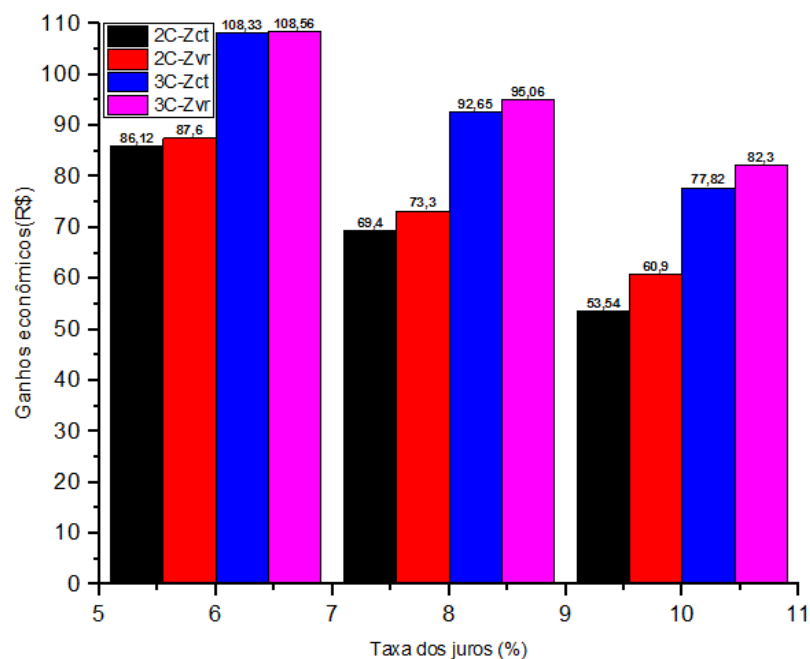


Figura 97 - Ganhos com a substituição do projeto padrão pelos econômicos, impedâncias constante e variável, 2 e 3 CEBT, fator de perdas de 1 hora, período de análise de 5 anos, 25kVA/24,2 kV.

Os ganhos com a substituição dos projetos padrão, pelos eficientes mais econômicos, para o valor fixo da impedância, considerando-se duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, são R\$ 86,12, R\$ 69,40 e R\$ 53,54; e para a impedância variável, os ganhos são R\$ 87,60, R\$ 73,30 e R\$ 60,90, para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Para três camadas, os ganhos são R\$ 108,33, R\$ 92,65 e R\$ 77,82, para a impedância fixa; e R\$ 108,56, R\$ 95,06 e R\$ 82,30, para a impedância variável. Em relação aos ganhos com a impedância fixa, a variação da impedância resulta em ganhos de R\$ 1,48 (1,72 %), R\$ 3,91 (5,62 %) e R\$ 7,36 (13,75 %), para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, considerando-se duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão. Para três camadas, os ganhos são de R\$ 0,23 (0,21 %), R\$ 2,41 (2,60 %) e R\$ 4,48 (5,76 %).

Com o aumento da classe de tensão de 24,2 kV para 36,2 kV, de acordo com a Tabela 64, os custos totais capitalizados, para a combinação entre a redução da impedância e o aumento de taxa de juros, em relação aos custos totais capitalizados para a impedância fixa nas Tabelas 57 e 58, reduzem-se R\$ 0,27 (0,025 %), R\$ 2,69 (0,23 %) e R\$ 5,71 (0,47 %), para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão e taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. Para três camadas, as reduções são de R\$ 1,62 (0,14 %) e R\$ 3,73 (0,31 %), para as taxas de juros de 8 % e 10 %, respectivamente.

A Figura 98 mostra os ganhos econômicos com aumentos do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão e da taxa dos juros, para o valor fixo da impedância, **GER-Zct**,

e para o valor variável da impedância, **GER-Zvr**, dos projetos mais econômicos de 25 kVA e classe 36,2 kV, fator de perdas em carga de 1,0 hora e o período de análise de 5 anos.

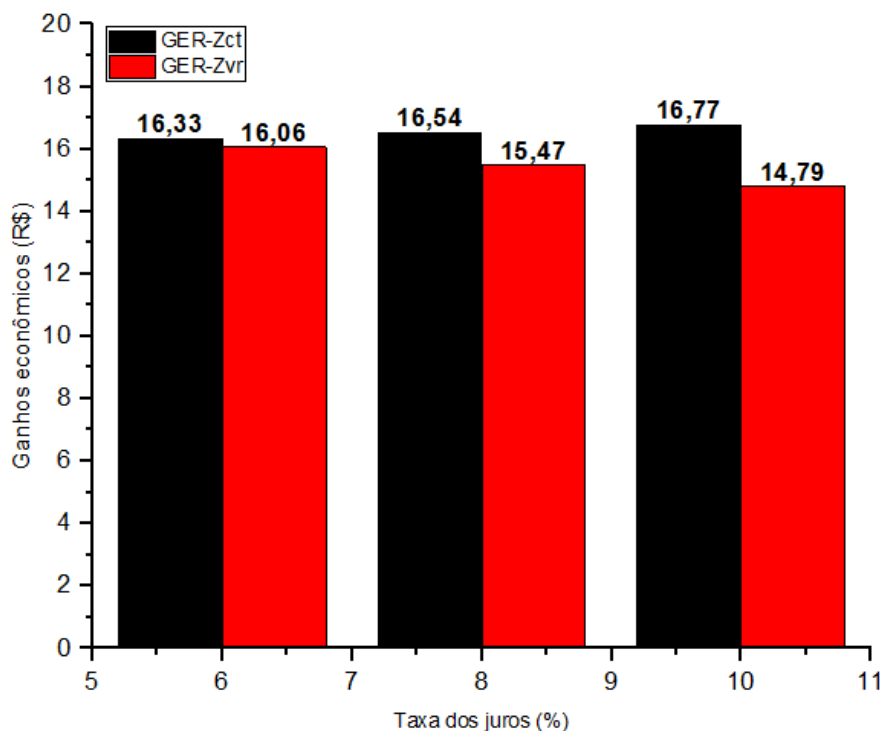


Figura 98 - Ganhos com aumentos de camadas nos EBT de duas para três, impedâncias constante e variável, fator de perdas de 1 hora e período de análise de 5 anos, 25kVA/36,2kV.

Os ganhos econômicos com o aumento do número de camadas, para o valor da impedância constante, **GER-Zct**, são R\$ 16,33, R\$ 16,54 e R\$ 16,77, para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente; e para a impedância percentual variável, **GER_Zvr**, os ganhos são R\$ 16,06, R\$ 15,47 e R\$ 14,79. Portanto, os ganhos com a impedância fixa, em relação aos ganhos com a redução da impedância, são R\$ 0,27 (1,65 %), R\$ 1,07 (6,47 %), R\$ 1,98 (11,81 %), para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente.

E a Figura 99 mostra os ganhos com a substituição dos projetos padrão pelos mais econômicos, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, para o aumento da taxa de juros com impedância fixa, **2C-Zct**, e **3C-Zct**, e para a combinação entre o aumento da taxa de juros e a redução da impedância, **2C-Zvr** e **3C-Zvr**, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e o período de análise de 5 anos, potência de 25 kVA e classe 36,2 kV.

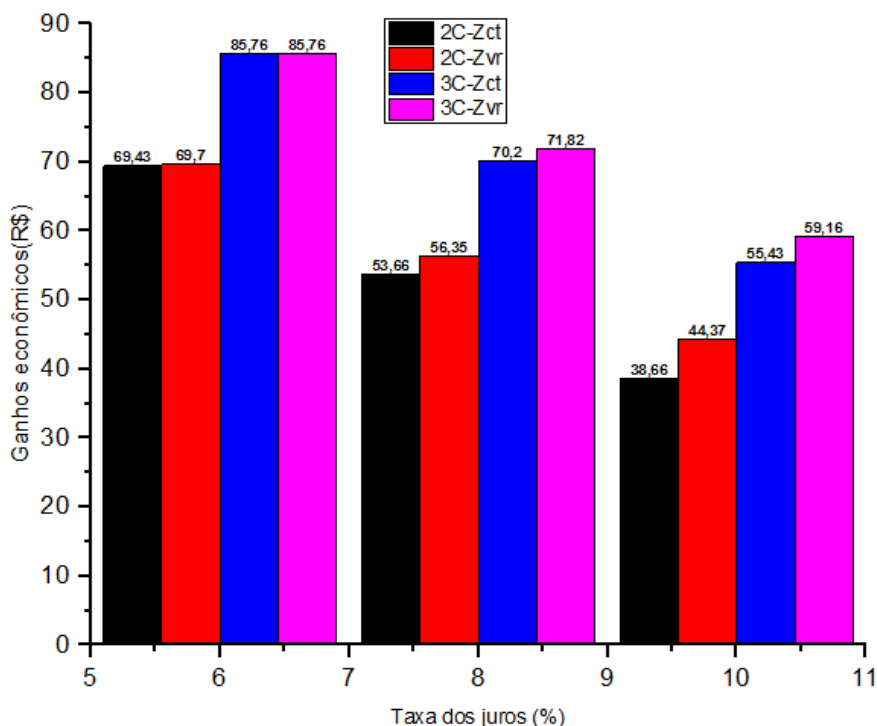


Figura 99 - Ganhos com a substituição do projeto padrão pelo econômico, impedâncias constante e variável, 2 e 3 CEPT, fator de perdas de 1 hora, período de análise de 5 anos, 25kVA/36,2 kV.

Conforme a Figura 99, os ganhos com substituição dos projetos padrão pelos econômicos mais econômicos, para impedância fixa e duas camadas, são R\$ 69,43, R\$ 53,66 e R\$ 38,66; e com a redução da impedância, os ganhos são R\$ 69,70, R\$ 56,35 e R\$ 44,37, para taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente. E para três camadas, os ganhos são R\$ 85,76, R\$ 70,20 e R\$ 55,43, para a impedância fixa; e R\$ 85,76, R\$ 71,82 e R\$ 59,16, com a sua redução. Portanto, em relação à impedância constante, os ganhos com a redução da impedância são R\$ 0,27 (0,39 %), R\$ 2,69 (5,01 %) e R\$ 5,71 (14,77 %), para as taxas de juros de 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão. Para três camadas, com a exceção da taxa de juros de 6 %, os ganhos são R\$ 1,62 (2,31 %), R\$ 3,73 (6,73 %), para as taxas de juros de 8% e 10%, respectivamente.

5.2.4 Processo de Otimização da Eficiência do Transformador Rural Versus Tempos de Retorno do investimento

Após a análise do ganho econômico baseada no custo total capitalizado, neste item a análise econômica é baseada no tempo de retorno do capital adicional investido com o processo de otimização do projeto de transformador para o meio rural.

O tempo de retorno do capital adicional investido corresponde ao período em que o aumento do custo da aquisição do projeto eficiente rural é liquidado com a redução do seu

custo de perdas de energia. Este tempo é analisado para os projetos de máxima eficiência energética e eficiente mais econômico. Ao longo deste item, procura-se fundamentar a importância da variação da taxa de juros na viabilização do investimento com o processo de otimização dos projetos de transformador para operar no meio rural, baseada no retorno.

5.2.4.1 Potência de 5 kVA

A. Classe de Tensão de 15 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora e 6,0 Horas

As Tabelas 65 e 66 apresentam os tempos de retorno, **TRI**, a variação dos custos de compras, **ΔCC** , e a variação dos custos de perdas de energia, **ΔPEN** , para os seguintes projetos dos 22 executados:

- O primeiro projeto, **Proj1**, onde a massa total, o valor da impedâncias e o custo da aquisição são máximos;
- O projeto de máxima eficiência energética, **PMEE**, em que a redução de perdas de energia no núcleo, em relação ao aumento de perdas de energia nos enrolamentos, atinge o valor máximo com a alternativa redução de volts por espira no processo de otimização do projeto padrão para se obter os eficientes rurais;
- O projeto eficiente mais econômico, **PME**, ou seja, o projeto do ponto do equilíbrio entre o aumento do custo relativo à perdas nos enrolamentos e à aquisição das unidades e a redução do custo de perdas no núcleo, com o processo de otimização;
- Os projetos base, **PBase**, obtido com aumento de número de camadas ao projeto padrão; e projeto padrão, **Padrão**, custos de perdas no núcleo elevados e custos relativos à compra da unidade e às perdas nos enrolamentos relativamente baixos.

O projeto de referência é o padrão com a impedância de 2,50 % [3], através do qual são determinados os ganhos ou as perdas econômicas, bem como os tempos dos retornos.

As Tabelas 65 e 66 mostram os tempos de retornos, **TRI**, os ganhos com a redução dos custos de perdas de energia, **ΔPEN** , e as perdas econômicas com o aumento dos custos de aquisição **ΔCC** , com o processo de otimização dos projetos para o meio rural.

Tabela 65 - Tempo dos retornos investimentos, taxas de juros de 4%, 6%, 8% e 10%, 5 kVA/15kV.

NCEB	Projeto	Fator perdas em carga de 1 hora				Fator de perdas em carga de 6 horas				
		TRI	TRI	TRI	TRI	TRI	TRI	TRI	TRI	
		j=4%	j=6%	j=8%	j=10%	j=4%	j=6%	j=8%	j=10%	
2	Camada	Proj1	12,30	14,65	18,84	32,98	-16,58	-14,84	-13,53	-12,50
		PMEE	5,81	6,27	6,81	7,48	3,11	3,24	3,39	3,55
		PME	3,31	3,06	3,19	3,33	2,35	2,43	2,52	2,61
		Padrão	O projeto base de referência é mais econômico de entre os 22 projetos							
3	Camada	Proj1	9,90	11,38	13,50	17,31	-11,47	-10,58	-9,86	-9,28
		PMEE	4,82	5,13	5,49	5,91	3,09	3,23	3,37	3,53
		PME	2,50	2,28	2,36	2,44	2,48	2,57	2,67	2,77
		PBase	10,19	11,70	13,98	18,22	-8,49	-7,99	-7,56	-7,21

Tabela 66 - Ganhos econômicos com redução custos perdas de energia dos projetos eficientes e perdas econômicas com aumentos do seu custo de compra, unidade de 5kVA/15kV.

Taxas juros(%)	Projetos	2 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 Camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
		Fator de perdas em carga de 1 hora		Fator de perdas em carga de 6 horas		Fator de perdas em carga de 1 hora		Fator de perdas em carga de 6 horas	
		Δ CC (R\$)	Δ PEN (R\$)	Δ CC (R\$)	Δ PEN (R\$)	Δ CC (R\$)	Δ PEN (R\$)	Δ CC (R\$)	Δ PEN (R\$)
4	Proj1	356,33	37,24	356,33	-15,55	302,29	37,42	302,29	-21,28
	PMEE	201,39	39,50	65,45	22,82	172,00	39,95	59,76	20,93
	PME	115,32	37,87	48,22	21,90	87,42	37,48	46,79	20,15
	Padrão	0,00	0,00	0,00	0,00	9,45	1,10	9,45	-0,96
6	Proj1	356,33	37,24	356,33	-15,55	302,29	37,42	302,29	-21,28
	PMEE	201,39	39,50	65,45	22,82	172,00	39,95	59,76	20,93
	PME	99,91	36,70	48,22	21,90	87,42	37,48	46,79	20,15
	Padrão	0,00	0,00	0,00	0,00	9,45	1,15	9,45	-0,96
8	Proj1	356,33	37,24	356,33	-15,55	302,29	37,42	302,29	-21,28
	PMEE	201,39	39,50	65,45	22,82	172,00	39,95	59,76	20,93
	PME	82,68	35,13	48,22	21,90	87,42	37,48	46,79	20,15
	Padrão	0,00	0,00	0,00	0,00	9,45	1,15	9,45	-0,96
10	Proj1	356,33	37,24	356,33	-15,55	302,29	37,42	302,29	-21,28
	PMEE	201,39	39,50	65,45	22,82	172,00	39,95	59,76	20,93
	PME	82,68	35,13	48,22	21,90	87,42	37,48	46,79	20,15
	Padrão	0,00	0,00	0,00	0,00	9,45	1,15	9,45	-0,96

Os tempos de retornos negativos na Tabela 65 indicam que a redução dos custos de perdas de energia dos projetos eficientes na Tabela 66 é consideravelmente menor do que o aumento dos seus custos de compras, em relação ao projeto padrão, pelo que esses transformadores não são adequados ao perfil de carga rural, ou seja, os aumentos dos custos de compras dos projetos eficientes são maiores ou iguais a 21, 26, 34 e 51 vezes à redução dos custos de perdas de energia, para as taxas de juros de 10 %, 8 %, 6 % e 4 %, respectivamente, em relação ao projeto padrão.

Os menores tempos de retornos dos investimentos dos projetos mais econômicos são de 2,50 anos e 2,35 anos para os fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, respectivamente, para a taxa de juros de 4%. O menor tempo de retorno dos investimento, para o fator de perdas de 6 horas, em relação ao fator de perdas de 1,0 hora, deve-se a maior proporção da redução do custo da aquisição, em relação ao aumento do custo da perda de energia, com aumento do fator de perdas de 1,0 hora para 6,0 horas. Neste caso, os ganhos devem-se à redução dos custos de compra e não à redução do custo de perdas que é o desejável.

E o maior tempo de retorno do investimento do projeto de máxima eficiência energética, em relação ao do projeto mais econômico, na Tabela 65, deve-se à menor redução do custo de suas perdas de energia do que o aumento do seu custo de compra, com a alternativa redução volts por espira para o obter, em relação aos projetos econômicos.

Os tempos de retornos dos investimentos dos projetos de máxima eficiência energética, em relação aos dos projetos mais econômico, conforme a Tabela 65, aumenta 2,50 anos (75,53 %) e 3,21 ano (104,90 %), 3,62 anos (113,50 %) e 4,15 ano (124,62 %), para as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 % e 10 %, respectivamente, considerando-se o fator de perdas em carga de 1,0 hora e duas camadas. O aumento do fator de perdas de 1,0 hora 6,0 horas, resulta no acréscimo dos tempos de retornos de 0,76 anos (32,34 %), 0,81 ano (33,33 %), 0,87 anos (34,52 %) e 0,94 ano (36,02 %), em relação ao fator de perdas em carga de 1,0 hora.

Porém, para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, na Tabela 65, para o projeto eficiente mais econômico, o tempo de retorno reduz-se com o aumento do fator de perdas em carga de 1,0 hora para 6,0 horas, devido à maior redução do custo relativo à compra de transformador e às perdas no cobre do que o aumento do custo de perdas de energia no ferro, como resultado da redução da impedância e do aumento da indução magnética para atenuar o impacto que o aumento do fator de perdas em carga ou do tempo de suprimento máximo de potência teria sobre o acréscimo do custo total capitalizado, caso se mantivesse a impedância constante.

Os tempos de retornos dos investimentos dos projetos eficientes mais econômicos e dos projetos de máxima eficiência reduzem-se com o aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora. Porém, Para o fator de perdas em carga de 6 horas, enquanto os tempos de retorno dos investimentos dos projetos de máxima eficiência reduzem-se, os dos projetos mais econômicos aumentam-se

com os acréscimos de camadas, devido, sobretudo, ao maior aumento do número de camadas nos enrolamentos primários do que a redução do número de espiras por suas camadas, com a redução do número de espiras dos projetos de máxima eficiência para se obter os mais econômicos, que por sua vez resulta no maior aumento da massa de culatra do que na redução da massa da coluna do núcleo. Portanto, a redução do tempo de retorno do projeto mais eficiente deve-se a maior redução do seu custo de compra que aumento do seu custo de perda, com a combinação entre o aumento do fator de perdas em carga e camadas de baixa tensão.

De acordo com a Tabela 66, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora, o aumento de custos de compras dos projetos mais econômicos e de máxima eficiência energética, em relação aos dos projetos padrão, são R\$ 115,32 e R\$ 201,39 e a redução dos custos de perdas de energia são R\$ 37,87 e R\$ 39,50, respectivamente, para duas camadas no enrolamento secundário. E para três camadas, o aumento dos custos de compras são de R\$ 87,42 e R\$ 172,00, enquanto as reduções dos custos de perdas são R\$ 37,48 e R\$ 39,95.

Por exemplo, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e taxa de juros de 4 %, o tempo de retorno reduz-se de 3,31 anos para 2,50 anos, com o aumento do número de camadas, considerando-se o projeto eficiente mais econômico. Para o projeto de máxima eficiência energética, o tempo de retorno reduz-se de 5,81 anos para 4,82 anos.

E para o fator de perdas em carga de 6,0 horas, conforme a Tabela 65, o tempo de retorno do projeto mais econômico aumenta com o acréscimo do número das camadas nos enrolamentos de baixa tensão de 2,35 anos para 2,48 anos, enquanto para o projeto de máxima eficiência energética, o tempo de retorno reduz-se de 3,11 anos para 3,09 anos. O aumento do tempo de retorno do projeto mais econômico deve-se à combinação entre o aumento do tempo de suprimento máximo de potência e o aumento da impedância, decorrente do aumento de número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão. E a redução do tempo do retorno do projeto de máxima eficiência deve-se principalmente à maior redução do número de camadas do enrolamento primário do que o aumento do número de espiras por cada uma das suas camadas, com aumento do número de espiras ao projeto mais econômico para se obter o mais eficiente, resultando na maior redução da massa de culatra do que no aumento da massa da coluna.

Para analisar as variações dos tempos de retornos dos investimentos com a evolução de taxas dos juros, a Figura 100 mostra os tempos mínimos de retornos dos investimentos para os projetos mais econômico e de máxima eficiência energética, fatores de perdas em

carga de 1,0 hora e 6,0 horas, considerando-se duas e três camadas nos enrolamentos secundários, para a potência de 5 kVA e classe 15 kV, onde:

- **2C-MEC-FPC=1h**, indica projeto mais econômico com duas camadas nos enrolamentos secundários e fator de perdas de 1,0 hora;
- **2C-MEC-FPC=6h**, indica projeto mais econômico com duas camadas nos enrolamentos secundários e fator de perdas de 6,0 horas;
- **3C-MEC-FPC=1h**, indica projeto mais econômico com três camadas nos enrolamentos secundários e fator de perdas de 1,0 hora;
- **3C-MEC-FPC=6h**, indica projeto mais econômico com três camadas nos enrolamentos secundários e fator de perdas de 6,0 horas;
- **2C-MEF-FPC=1h**, indica projeto de máxima eficiência energética com duas camadas nos enrolamentos secundários e fator de perdas de 1,0 hora;
- **2C-MEF-FPC=6h**, indica projeto de máxima eficiência energética com duas camadas nos enrolamentos secundários e fator de perdas de 6,0 horas;
- **3C-MEF-FPC=1h**, indica projeto de máxima eficiência energética com três camadas nos enrolamentos secundários e fator de perdas de 1,0 hora; e
- **3C-MEF-FPC=6h**, indica projeto de máxima eficiência energética com três camadas nos enrolamentos secundários e fator de perdas de 6 horas.

Conforme se pode constatar na Figura 100, para os projetos mais econômicos, os tempos mínimos de retornos, para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, são de 3,06 anos e 2,35 anos, para as taxas de juros de 6 % e 4 %, considerando-se os fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, respectivamente. Para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, os tempos de retornos mínimos são de 2,28 anos e 2,48 anos, para as referidas taxas de juros e fatores de perdas. Para os projetos de máxima eficiência energética, para duas camadas, os tempos mínimos de retornos são de 5,80 anos e 3,11 anos, para a taxa de juros de 4 % e fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, respectivamente; e 4,80 anos e 3,09, para a taxa de juros de 4 %, considerando-se três camadas.

Os tempos máximos de retornos são 3,33 anos e 2,61 anos, para taxa de juros de 10 %, respectivamente, considerando-se os fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, respectivamente, duas camadas. Para três camadas, os tempos máximos de retornos são de 2,50 anos e 2,77 anos, para as taxas de juros de 4 % e 10 %, respectivamente e referidos fatores de perdas, para projetos mais econômicos. Para os projetos de máxima eficiência

energética e duas camadas, os tempos máximos de retornos são 7,48 anos e 3,55 anos, para a taxa de juros de 10 % e fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, respectivamente; e 5,91 anos e 3,53, para a taxa de juros de 10 %, considerando-se três camadas, para os referidos fatores de perdas em carga.

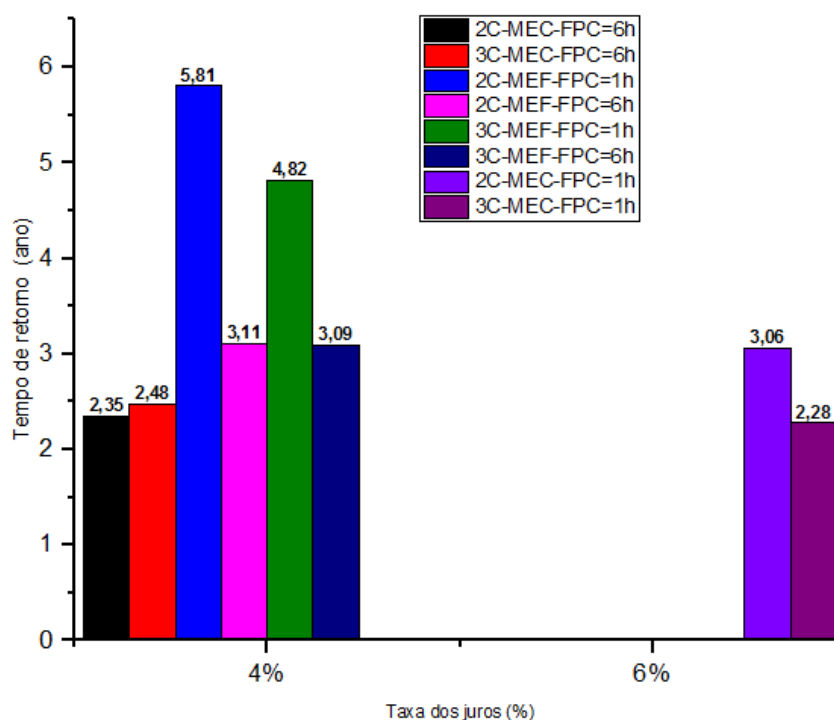


Figura 100 - Tempos mínimos de retorno do investimento, 2 e 3 camadas nos EBT, fator de perdas de 1 hora e 6 horas, taxas de juros 4% e 6%, 5kVA/15kV.

Conforme se pode constatar, para o períodos de tempos relativamente curtos consegue-se liquidar os investimentos adicionais iniciais, correspondentes aos aumentos dos custos das compras dos equipamentos eficientes em relação aos do projeto padrão, por meio da redução dos custos das suas perdas de energia. Isto indica que o transformador eficiente de 5 kVA e classe 15 kV é economicamente adequado ao perfil de carga rural.

B. Classe de Tensão de 24,2 kV e Fator de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 Horas

Para a taxa de juros de 4 %, considerando-se duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, o aumento do custo de compra e a redução do custo de perdas de energia do projeto eficiente mais econômico de 5 kVA e classe 24,2 kV, em relação aos dos projetos padrão, são R\$ 132,92 (12,09 %) e R\$ 58,29 (39,67 %), respectivamente.

A Figura 101 mostra os tempos mínimos de retornos dos investimentos dos projetos mais econômico e de máxima eficiência energética de 5 kVA e classe 24,2 kV, para os fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, considerando-se duas e três camadas nos enrolamentos secundários.

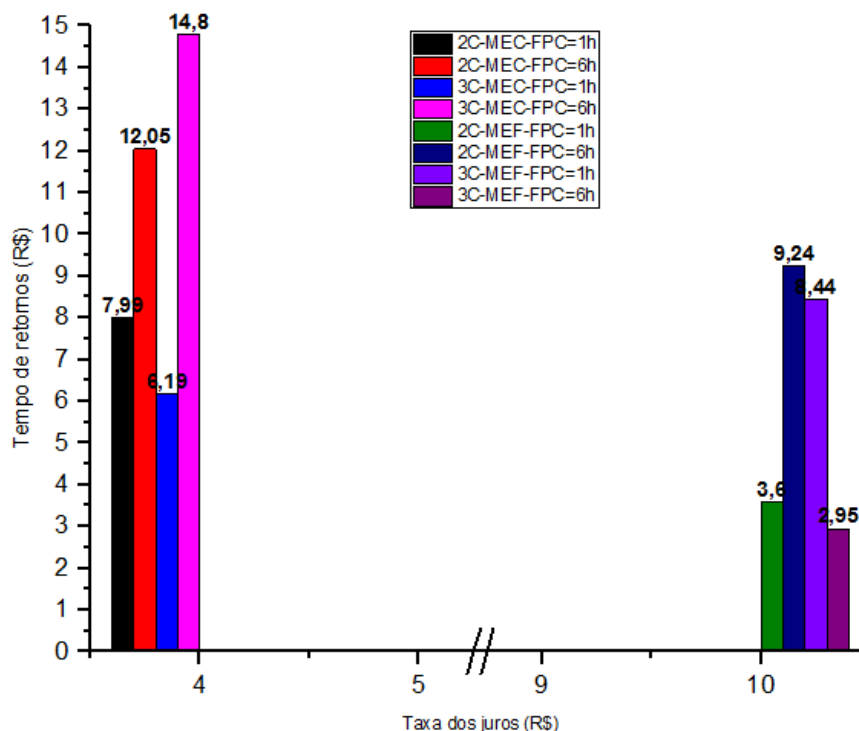


Figura 101 - Tempos mínimos de retorno do investimento, duas e três camadas nos EBT, fator de perdas de 1 hora e 6 horas, taxas de juros de 4% e 10%, 5kVA/24,2kV.

Para os projetos mais econômicos, conforme se pode constatar na Figura 101, os tempos mínimos de retornos para duas camadas são 7,99 anos e 12,05 anos, para as taxas de juros de 4 %, considerando-se os fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, respectivamente. Para três camadas, os tempos de retornos são 6,19 anos e 14,80 anos. E Para os projetos de máxima eficiência energética e duas camadas, os tempos mínimos de retornos são de 3,60 anos e 9,24 anos, para a taxa de juros de 10 % e fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, respectivamente; e 8,44 anos e 2,95, para a taxa de juros de 10 %, considerando-se três camadas.

E os tempos máximos de retornos dos investimentos, considerando-se os projetos mais econômicos, são 11,71 anos e 29,79 anos, para a taxa de juros 10 %, considerando-se os fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, respectivamente, duas camadas. Para três camadas nos enrolamentos secundários, os tempos máximos de retornos são de 8,13 anos e 27,64 anos, considerando-se as taxas de juros de 10 % e 6 %, respectivamente. Para os projetos de máxima eficiência energética, considerando-se duas camadas, os tempos máximos

de retornos são de 62,69 anos e 32,42 anos, para a taxa de juros de 6 % e fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, respectivamente. E 34,82 anos e 50,38 anos para a taxa de juros de 6%, considerando-se três camadas. Portanto, apenas para os projetos de máxima eficiência energética, os tempos de retornos máximos são superiores à vida útil estimada dos equipamentos de 20 anos, pelo que se a importância é apenas o ganho econômico, esses projetos devem ser descartados.

C. Classe de Tensão de 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora e 6,0 Horas

A Figura 102 mostra os tempos mínimos de retornos dos investimentos para os projetos mais econômico e de máxima eficiência energética, para os fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, considerando-se duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, potência de 5 kVA e classe tensão 36,2 kV.

Conforme se pode constatar na Figura 102, os tempos mínimos de retornos são de 12,90 anos e 11,21 anos, para as taxas de juros de 4 %, para duas e três camadas nos enrolamentos secundários, respectivamente, considerando-se o fator de perdas em carga de 1,0 hora, projetos mais econômicos. Para o fator de perdas em carga de 6,0 horas, o projeto padrão considerado referência é mais econômico. E para os projetos de máxima eficiência energética, para duas camadas, os tempos mínimos de retornos são de 3,37 anos e 10,47 anos, para a taxa de juros de 6 % e fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, respectivamente; e 0,06 ano e 4,97 anos para as taxas de juros de 6 % e 4 %, considerando-se três camadas e fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, respectivamente.

Os tempos máximos de retornos são 51,56 anos e 23,11 anos, para a taxa de juros 10 %, considerando-se o fator de perdas em carga de 1,0 hora, para duas e três camadas, respectivamente, relativamente aos projetos mais econômicos. E para os projetos de máxima eficiência energética, os tempos máximos de retornos são de 39,25 anos e 153,92 anos, para duas e três camadas e fator de perdas de 1,0 hora, considerando-se a taxa de juros de 4 %; e 90 anos, para a taxa de juros de 4 % e duas camadas, considerando-se o fator de perdas de 6,0 horas. Portanto os tempos máximos de retornos estão acima da vida útil, pelo que para as taxas de juros aplicadas os investimentos não são viáveis. Isto mostra que a viabilidade dos investimentos depende da taxa de juros aplicada, medidas para os governos resolverem.

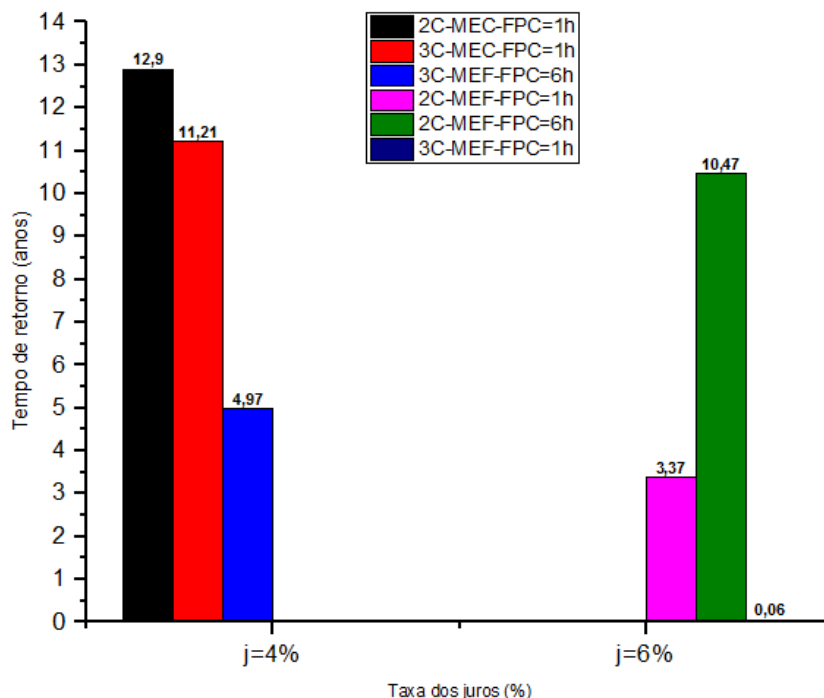


Figura 102 - Tempos mínimos de retorno do investimento, 2 e 3 camadas nos EBT, fator de perdas de 1 hora e 6 horas, taxas de juros de 4%, e 6%, 5kVA/36,2kV.

5.2.4.2 Potência de 10 kVA

A. Classe de Tensão de 15 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora e 6,0 Horas

A Figura 103 mostra os tempos mínimos de retornos dos investimentos dos projetos mais econômico e de máxima eficiência energética, para duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, considerando-se os fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, potência de 10 kVA e classe tensão 15 kV.

Os tempos mínimos de retornos dos investimentos do projeto mais econômico de 10 kVA e 15kV, na Figura 103, para duas camadas nos enrolamentos secundário, são iguais a 7,72 anos e 12,71 anos, para as taxas de juros de 4 %, considerando-se os fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, respectivamente. E para três camadas e fator de perdas de 1,0 hora, o tempo de retorno é de 7,28 anos, considerando a taxa de juros de 4 %.

Para os projetos de máxima eficiência energética, os tempos mínimos de retornos são 4,92 anos e 8,06 anos, para a taxa de juros de 10 %, para duas camadas nos enrolamentos secundários, considerando o fator de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, respectivamente. Para três camadas, o tempo de retorno do projeto de máxima eficiência energética é de 14,64 anos, para a taxa de juros de 10 %.

Os tempos máximos de retornos são 11,11 anos e 41,72 anos, para as taxas de juros de 10 %, considerando os projetos eficientes mais econômicos; e para os projetos de máxima eficiência energética, são 63,53 anos e 36,13 anos, para as taxas de juros de 4 %, considerando duas camadas nos enrolamentos secundários e fatores de perdas de 1,0 hora e 6,0 horas, respectivamente.

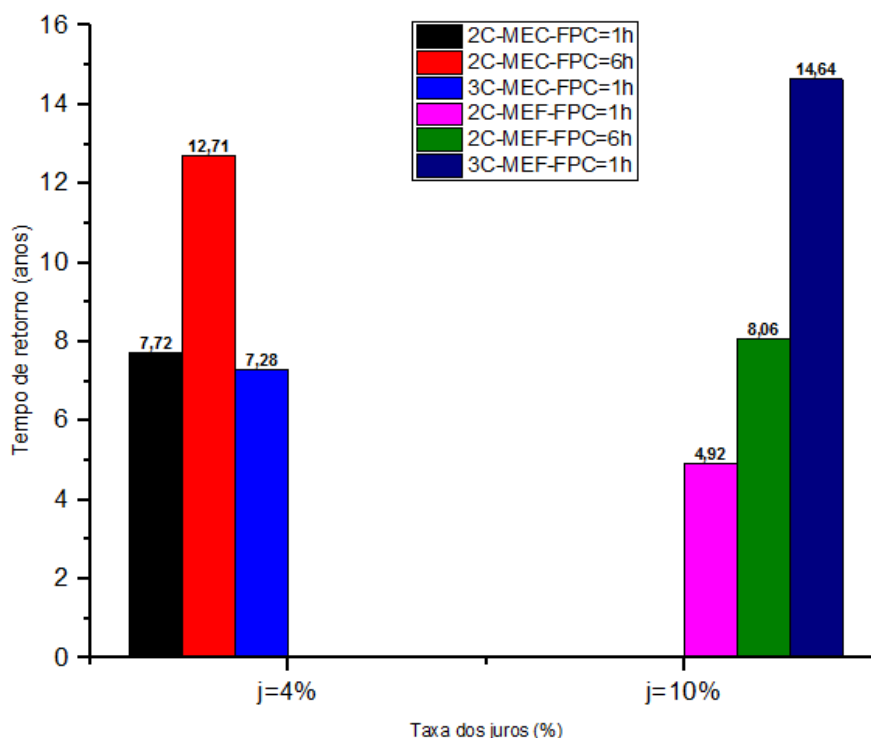


Figura 103 - Tempos mínimos de retorno do investimento, 2 e 3 camadas nos EBT, fator de perdas de 1 hora e 6 horas, taxas de juros de 4% e 10%, 10kVA/15kV.

B. Classe de Tensão de 24,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora e 6,0 Horas

A Figura 104 mostra os tempos mínimos de retornos dos investimentos para os projetos mais econômico e de máxima eficiência energética, para duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, considerando-se os fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, potência de 10 kVA e classe 24,2 kV.

Para o fator de perdas em carga de 1,0 hora, os tempos mínimos de retornos dos projetos de 10 kVA e classe 24,2 kV, na Figura 105, são iguais a 15,75 anos e 12,06 anos, para a taxa de juros de 4 %, considerando-se os projetos mais econômicos; 2,31 anos e 5,12

anos, para a taxa de juros de 6 %, relativamente aos projetos de máxima eficiência, considerando duas e três camadas nos enrolamentos secundários, respectivamente.

Os tempos máximos de retornos são de 33,09 anos e 29,94 anos, para a taxa de juros de 4 % e 10 %, projeto mais econômico, para duas e três camadas nos enrolamentos secundários, respectivamente; e, para os projetos de máxima eficiência, os tempos máximos de retornos são de 35,41 anos e 46,52 anos, para as taxas de juros de 4 %. Para o fator de perdas em carga de 6 horas, o projeto padrão é mais econômico. Portanto para as taxas de juros de 4 % e 10 % os investimentos são inviáveis.

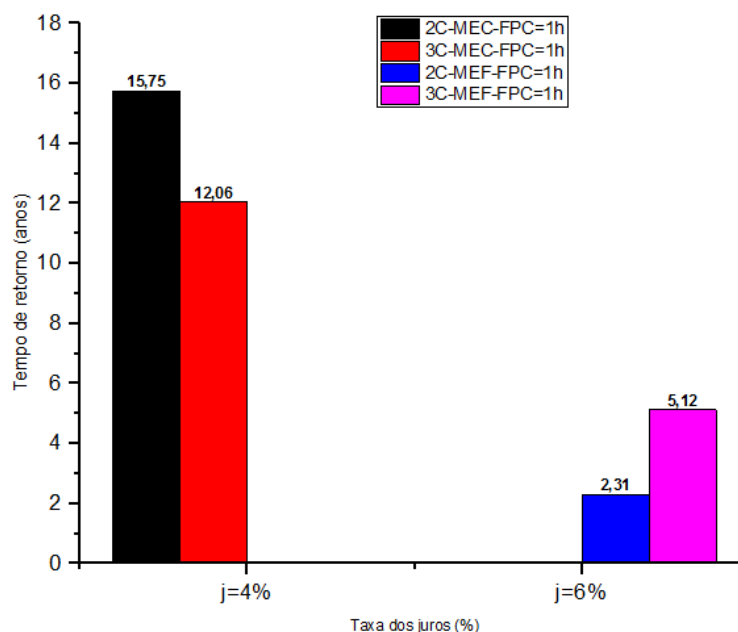


Figura 104 - Tempos mínimos de retorno do investimento, 2 e 3 camadas nos EBT, fator de perdas de 1 hora e 6 horas, taxas de juros de 4% e 6%, 10kVA/24,2kV.

C. Classe de Tensão de 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora e 6,0 Horas

A Figura 105 mostra os tempos de retornos dos investimentos dos projetos de máxima eficiência energética de 10 kVA e classe 36,2kV, duas e três camadas nos enrolamentos secundários, fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas.

Para o fator de perdas de 1,0 hora, os tempos mínimos de retornos dos projetos de 10 kVA e classe 36,2kV, na Figura 105, são iguais a 0,99 ano e 7,52 anos, para a taxa de juros de 4 %, considerando-se o projeto de máxima eficiência energética com duas e três camadas nos enrolamentos secundários, respectivamente. Apenas para a taxa de juros de 4 % é viável o

investimento com a utilização dos projetos de máxima eficiência energética. Para as taxas dos juros de 6 %, 8 % e 10 %, projeto padrão, portanto, é mais viável economicamente.

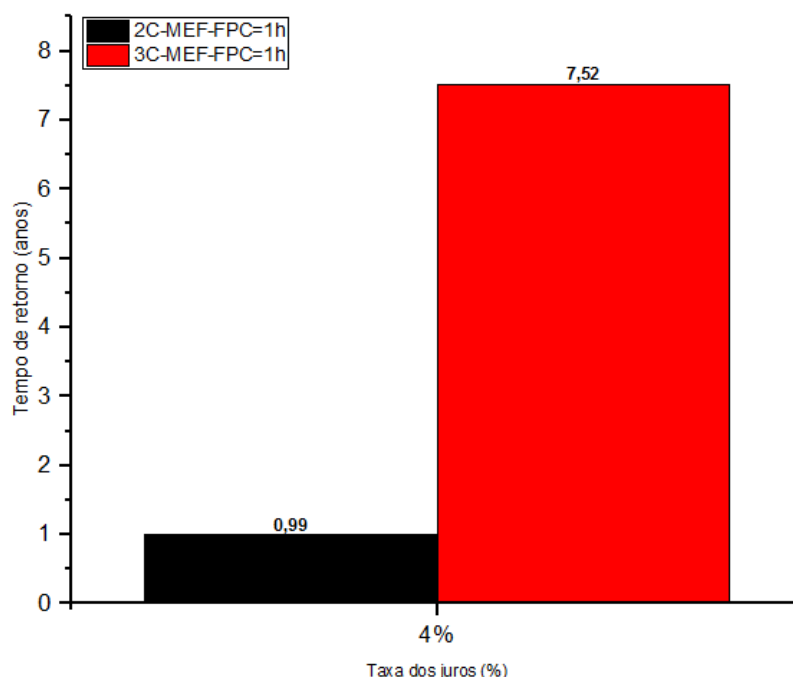


Figura 105 - Tempos mínimos de retorno do investimento, 2 e 3 camadas nos EBT, fator de perdas de 1 hora e 6 horas, taxas de juros de 4%, 10kVA/36,2kV.

5.2.4.3 Potência de 15 kVA

A. Classe de Tensão de 15 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora e 6,0 Horas

A Figura 106 mostra os tempos mínimos de retornos dos investimentos para os projetos mais econômico e de máxima eficiência energética, fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, considerando-se duas e três camadas nos enrolamentos secundários, potência de 15 kVA e classe 15 kV.

Os tempos mínimos de retornos dos investimentos dos projetos de transformador de 15 kVA e classe 15kV, na Figura 106, são iguais: a 10,62 anos e 2,90 anos, para a taxas de juros de 4 %, projetos mais econômicos com duas e três camadas, respectivamente, para o fator de perdas de 1,0 hora; 4,73 anos e 11,59 anos para os projetos de máxima eficiência energética, para as taxas de juros de 8 % e 10 %, respectivamente. Para o fator de perdas em carga de 6,0

horas, o tempo mínimo de retorno é 20,79 anos, duas camadas, para o projeto se de máxima eficiência energética.

E os tempos máximos de retornos são de 20 anos e 3,28 anos, para os projetos mais econômicos, considerando-se as taxa de juros de 10 %; 47,93 anos e 35,52 anos para as taxas de juros de 4 % e 8 %, considerando-se o projeto de máxima eficiência, duas e três camadas, respectivamente. Para o fator de perdas de 6 horas, o projeto padrão é mais econômico.

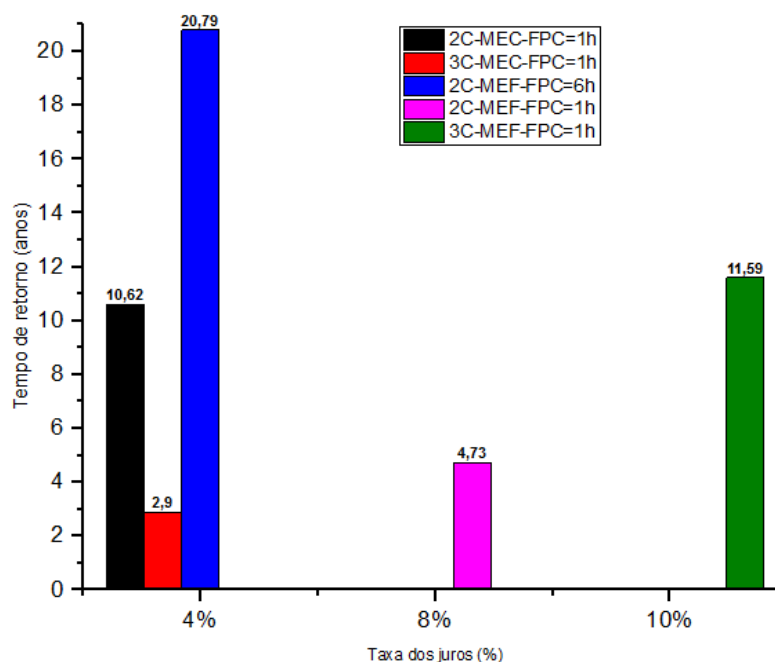


Figura 106 - Tempos mínimos de retorno do investimento, 2 e 3 camadas nos EBT, fator de perdas de 1 hora e 6 horas, taxas de juros de 4%, 8% e 10%, 15kVA/15kV.

B. Classe de Tensão de 24,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora e 6,0 Horas

A Figura 107 mostra os tempos mínimos de retornos dos projetos mais econômico e de máxima eficiência energética para duas e três camadas nos enrolamentos secundários e fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, potência 15 kVA e classe 24,2 kV.

Os tempos mínimos de retornos dos investimentos dos projetos de transformador de 15 kVA e classe 24,2 kV, na Figura 107, são 11,77 anos e 3,12 anos, para duas e três camadas nos enrolamentos secundários, respectivamente, fator de perdas em carga de 1,0 hora, para projetos mais econômicos, taxa de juros de 4 %; 2,21 anos e 9,25 anos, para os projetos de máxima eficiência, taxas de juros de 8% e 10%, respectivamente, considerando-se duas e três

camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas em carga de 1,0 hora. Para o fator de perdas em carga de 6 horas, o tempo de retorno do projeto de máxima eficiência com duas camadas é de 20,79 anos, para a taxa de juros de 4 %.

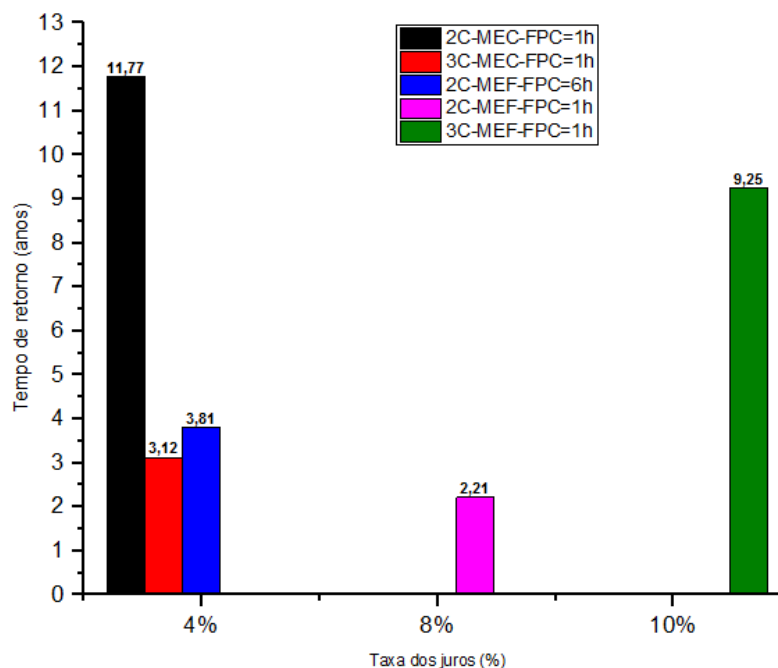


Figura 107 - Tempos mínimos de retorno do investimento, 2 e 3 camadas nos EBT, fator de perdas de 1 hora e 6 horas, taxas de juros de 4%, 8% e 10%, 15kVA/24,2kV.

E os tempos máximos de retorno de investimentos são de 27,09 anos e 3,57 anos, para duas e três camadas nos enrolamentos secundários, respectivamente, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora, considerando-se os projetos mais econômicos e taxa de juros de 10 %. E 65,26 anos e 32,38 anos, para os projetos de máxima eficiência, para a taxa de juros de 6 % e fator de perdas de 1,0 hora.

C. Classe de Tensão de 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora e 6,0 Horas

A Figura 108 mostra os tempos mínimos de retornos dos projetos mais econômico e de máxima eficiência energética, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, potência 15kVA e classe 36,2 kV.

Para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, o projeto padrão é mais econômico. Para os projetos de máxima eficiência energética, os tempos mínimos de retornos do investimentos, segundo a Figura 108, são de 12,23 anos e 1,38 anos, para as taxas de juros de 4 % e 8 %, respectivamente, considerando-se duas e três camadas nos enrolamentos secundários, respectivamente. E o tempo máximo do retorno é de 76,14 anos, para a taxa de

juros de 4 %, considerando-se o projeto de máxima eficiência, para três camadas nos enrolamentos secundários e fator de perdas de 1,0 hora.

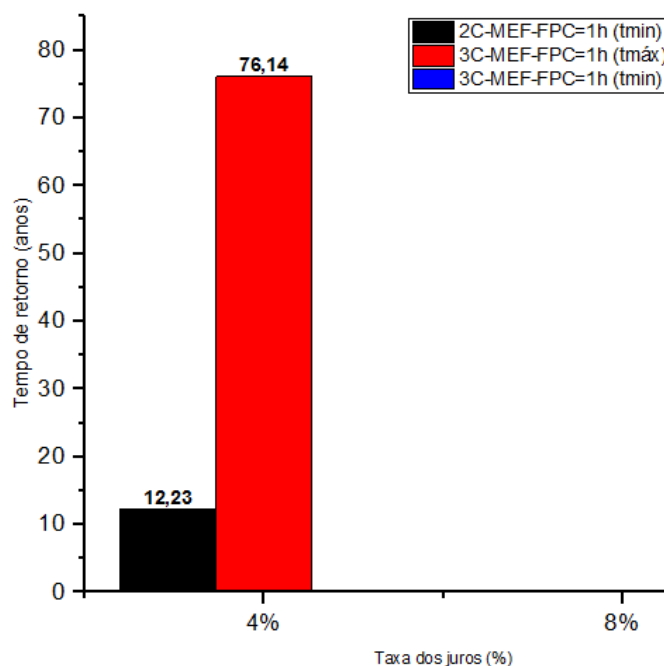


Figura 108 - Tempos mínimos de retorno do investimento, 2 e 3 camadas nos EBT, fator de perdas de 1,0 hora, taxas de juros de 4%, e 8%, 15kVA/36,2kV.

5.2.4.4 Potência de 25 kVA

A. Classe de Tensão de 15 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora e 6,0 Horas

A Figura 109 mostra os tempos de retornos dos investimentos dos projetos mais econômico e de máxima eficiência energética para potência de 25 kVA e classe de tensão de 15 kV, com duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas.

No que se refere aos projetos de máxima eficiência energética, os tempos mínimos de retornos dos investimentos na Figura 109 são de 5,23 anos e 5,39 anos, para a taxa de juros de 4 %, relativamente a duas camadas nos enrolamentos secundários, fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6 horas, respectivamente. E para três camadas, são 4,07 e 5,51 anos para a taxa de juros de 4 %. Quanto aos projetos mais econômicos, os tempos mínimos são de 3,14 anos e 3,87 anos, para duas camadas, e 2,43 anos e 3,33 anos para três camadas.

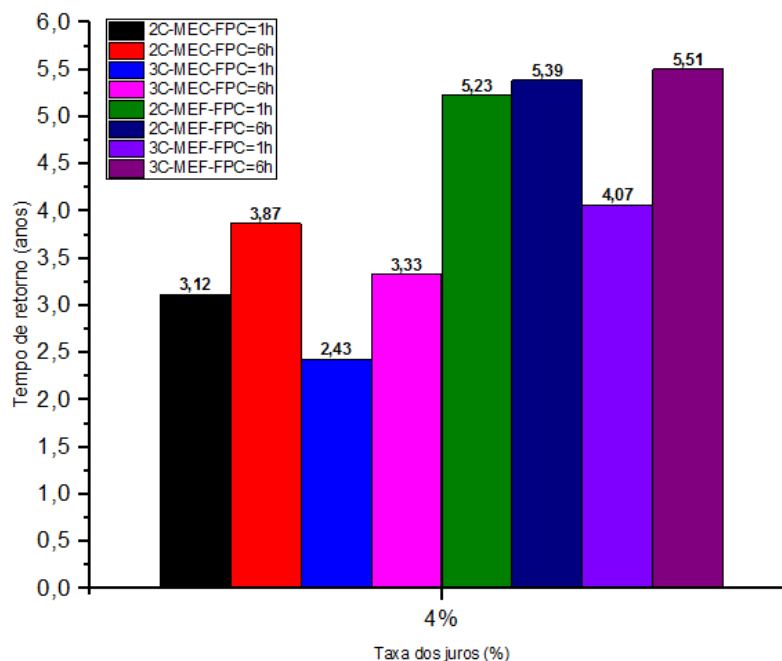


Figura 109 - Tempos mínimos de retorno do investimento, duas e três camadas nos EBT, fator de perdas de 1 hora e 6 horas, taxa de juros de 4%, 25kVA/15kV.

E os tempos máximos de retornos são de 3,57 anos e 4,55 anos, para a taxa de juros de 10 %, relativamente aos projetos mais econômicos com duas camadas, para os fatores de perdas de 1,0 e 6,0 horas, respectivamente. E para três camadas, os tempos máximos são 2,70 e 3,83 anos, para a taxa de juros de 10 %, considerando-se projetos mais econômicos.

No que se refere aos projetos de máxima eficiência energética, os tempos máximos de retornos são 6,54 anos e 6,79 anos, para a taxa de juros de 10 % e duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, fatores de perdas de 1,0 e 6,0 horas, respectivamente. E Para três camadas, são de 4,83 e 6,98, taxa de juros de 10 %.

B. Classe de Tensão de 24,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora e 6,0 Horas

A Figura 110 mostra os tempos de retornos dos investimentos para os projetos de máxima eficiência e mais econômico de 25 kVA e classe tensão de 24,2kV para duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fatores de perdas em carga de 1,0 horas e 6,0 horas, respectivamente.

Os tempos mínimos de retornos dos investimentos dos projetos de transformador de 25 kVA e classe 24,2 kV, na Figura 110, são 6,21 anos e 7,38 anos, para a taxa de juros de 4 %, para os projetos mais econômicos com duas camadas, para os fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, respectivamente. E para três camadas, são 4,71 anos e 7,37 anos. E para

os projetos de máxima eficiência energética, os tempos mínimos de retornos são 13,63 anos e 18,20 anos, para a taxa de juros de 4 %, duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, respectivamente. E para três camadas, os tempos mínimos são de 9,14 anos e 15,68 anos.

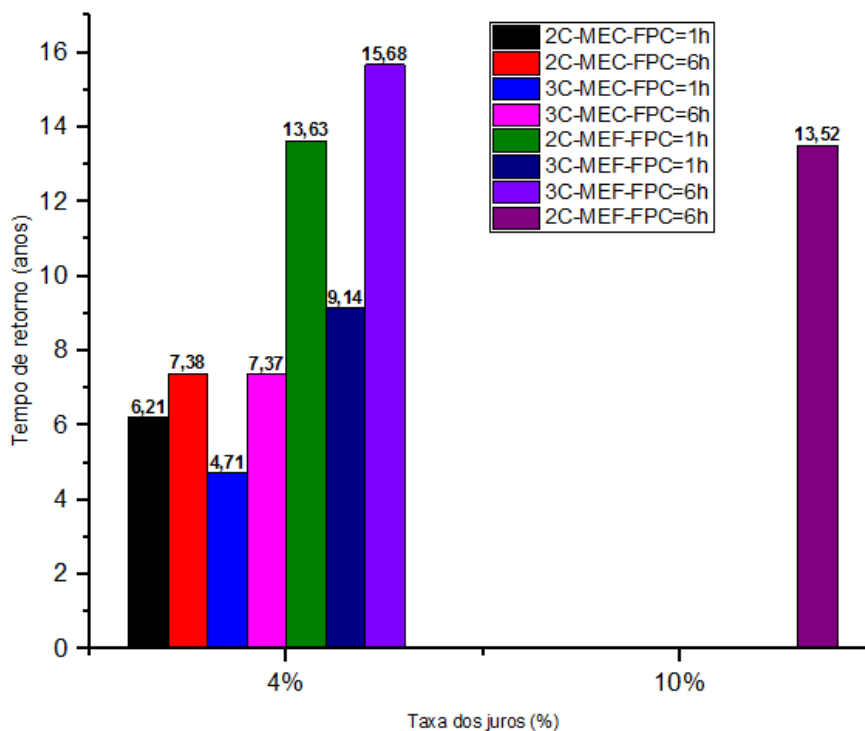


Figura 110 - Tempos mínimos de retorno do investimento, 2 e 3 camadas nos EBT, fator de perdas 1 hora e 6 horas, taxa de juros de 4% e 10%, 25kVA/24,2kV.

E os tempos máximos de retorno são de 8,15 anos e 10,38 anos, para a taxa de juros de 10 %, para os projetos mais econômicos com duas camadas, fatores de perdas em carga de 1,0 e 6,0 horas, respectivamente. E para três camadas, os tempos máximos de retornos dos investimentos são de 5,74 anos e 10,36 anos, para a taxa de juros de 10 %.

No que se refere aos projetos de máxima eficiência energética, os tempos máximos de retornos dos investimentos são 35,10 anos e 50,55 anos, para as taxas de juros de 10 % e 8 %, respectivamente, duas camadas. E para três camadas, os tempos máximos são de 14,69 anos e 32,64 anos, para as taxas de juros de 10 % e 8 %, respectivamente.

C. Classe de Tensão de 36,2 kV e Fator de Perdas em Carga de 1,0 Hora e 6,0 Horas

A Figura 111 mostra os tempos de retornos dos investimentos dos projetos mais econômicos e de máxima eficiência de 25 kVA e classe 36,2 kV com duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, considerando-se os fatores de perdas de 1,0 hora e 6,0 horas.

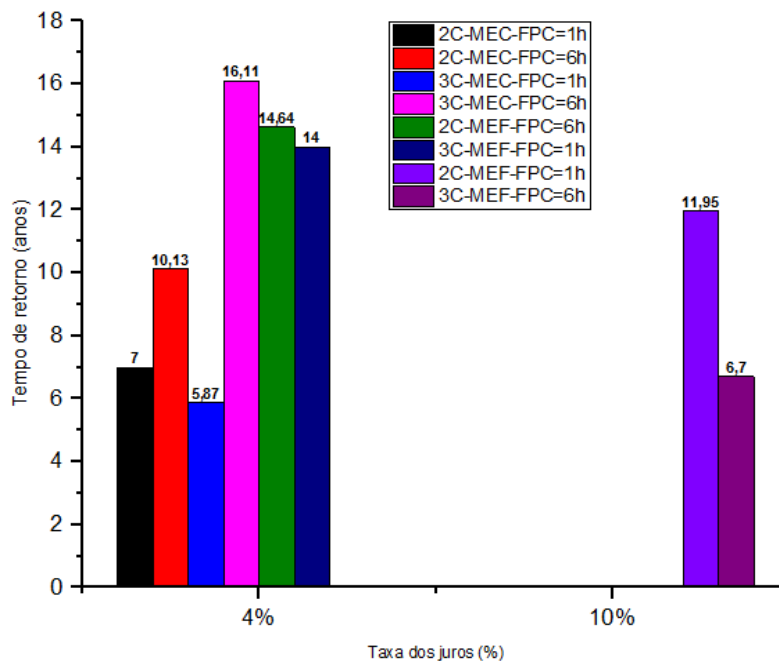


Figura 111 - Tempos mínimos de retorno do investimento, 2 e 3 camadas nos EBT, fator de perdas de 1 hora e 6 horas, taxa de juros de 4%, e 10%, 25kVA/36,2kV.

Os tempos mínimos de retornos dos investimentos dos transformadores de 25 kVA e classe 36,2 kV, na Figura 111, são de 7,00 anos e 11,95 anos, para as taxas de juros de 4 % e 10 %, respectivamente, projetos mais econômicos com duas camadas nos enrolamentos secundários e fatores de perdas em carga de 1,0 e 6,0 horas, respectivamente. E para três camadas, os tempos mínimos são de 5,87 anos e 15,78 anos.

No que se refere aos projetos de máxima eficiência energética, os tempos mínimos de retornos na Figura 111 são de 10,13 anos e 14,64 anos, taxa de juros de 4 %, para projetos mais econômicos com duas camadas nos enrolamentos secundários, fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, respectivamente. E para três camadas, os tempos mínimos de retornos são de 16,11 anos e 5,70 anos, para as taxas de juros de 4 % e 10 %, respectivamente.

E os tempos máximos de retornos são de 9,62 anos e 37,44 anos, para a taxas de juros de 10 % e 8 %, para os projetos mais econômicos com duas camadas nos enrolamentos secundários, para os fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, respectivamente. E para três camadas, os tempos mínimos de retornos são de 7,57 anos e 33,32 anos.

No que se refere aos projetos de máxima eficiência energética, os tempos máximos de retornos dos investimentos são 17,98 anos e 26,9 anos, para duas camadas nos enrolamentos secundários e taxas de juros de 10 % e 8 %, considerando-se os fatores de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, respectivamente. E para três camadas, os tempos máximos de retornos

são de 35,89 anos e 50,95 anos, para as taxas de juros de 8% e 6%, respectivamente, ultrapassando bastante a vida útil estimados dos equipamentos de 20 anos.

5.2.5 Processo de Otimização do Projeto Rural versus Redução do Preço de Energia

Neste item, é analisado a redução do preço de energia com o processo de otimização dos projetos de transformador rural equivalente ao ganho econômico à concessionária de distribuição de energia ou ao consumidor, com a mitigação na tarifa de energia, ou aos dois.

As Tabelas 67 e 68 mostram os preços de energia com a substituição dos projetos padrão pelos eficiente mais econômico e eficiente de máximo ganho de energia, considerando-se o preço de energia com a operação do projeto padrão de R\$100,00 por MWh.

Os preços de energia nas Tabelas 67 e 68 menores do que R\$100,00 indicam que a concessionária da distribuição de energia elétrica no meio rural obtém ganhos econômicos com o investimentos nos projetos eficientes, ou podem mitigar a tarifa de energia aos consumidores, continuando a ter os mesmos lucros antes de investir nos projetos eficientes.

Na Tabela 68, para os projetos de máxima eficiência energética, há situação em que ocorre aumento do preço de energia acima de R\$100,00. Neste caso, contrariamente à situação em que o preço de energia reduz-se com a substituição do projeto padrão, a redução dos custos das perdas de energia dos projetos eficientes é proporcionalmente menor do que o aumento do seu custo de aquisição em relação ao projeto padrão.

Constata-se que para o projeto de transformador de 5 kVA e classe 15 kV, para a substituição do projeto padrão pelo projeto mais econômico, a redução do preço de energia para 1,0 MWh de energia economizada é de praticamente 50%, correspondente ao ganho de R\$ 48,20 por MWh de energia economizada, considerando-se o preço de energia com a operação do projeto padrão de R\$100,00. Este ganho parece ser absurdo, mas 1,0 MWh de energia economizada ao ano só pode ser conseguida por 3 a 5 transformadores.

A redução do preço de energia com a otimização do projeto padrão para se obter o eficiente rural, como mostram as Tabelas 67 e 68, indica que ocorre maior redução do custo de perdas do projeto eficiente do que o aumento do seu custo de compra, em relação ao projeto padrão, ou seja, a capitalização do custo de perdas do projeto padrão, maior do que o do projeto eficiente, com o preço de energia reduzida na Tabela, o seu custo total capitalizado reduz-se o equivalente ao ganho líquido com o processo otimização do projetos rural.

As maiores reduções dos preços de energia são de 48,20% (R\$48,20) e 50,93% (R\$50,93), para duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, respectivamente, relativamente aos projetos de transformador de 5 kVA e classe 15 kV, em relação ao preço de referência ou preço para a capitalização das perdas dos projeto padrão de R\$100,00 por MWh.

Comparando os preços de energia nas Tabelas 67 e 68, constata-se geralmente que os dos projetos de máxima eficiência são maiores do que os dos projeto mais econômico. Isto deve-se ao maior aumento dos custos relativos às perdas nos enrolamentos e aquisição das unidades, com aumento das massas dos enrolamentos, do que a redução dos custos das perdas nos seus núcleos, com as diminuições das induções magnéticas aos projetos mais econômicos para se obter os de máxima eficiência.

O aumento do número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão resulta na redução dos preços de energia (vide Tabelas 67 e 68). As maiores reduções são R\$ 13,66, R\$ 14,73, R\$ 15,99 e R\$ 17,18, para a substituição do projeto padrão pelos eficientes mais econômicos de 15 kVA e classe 24,2 kV; e R\$ 22,10, R\$ 25,40, R\$ 28,75 e R\$ 32,50, quando as substituições são feitas pelos de projetos de máxima eficiência energética, potência 15 kVA e classe de 36,2 kV, considerando as taxas de juros de 4 %, 6 %, 8 %, e 10 %, respectivamente.

Tabela 67 - Preço de energia com a utilização dos projetos mais econômico em relação a R\$100,00 praticado com a utilização dos projetos padrão, 2 e 3 camadas nos EBT.

Potência (kVA)	Classe tensão (kV)	Fator de perdas em carga de 1,0 horas, taxas juros 4%, 6%, 8%, 10%							
		2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
		j=4%	j=6%	j=8%	j=10%	j=4%	j=6%	j=8%	j=10%
5	15	51,80	54,09	56,21	58,30	49,07	51,03	53,14	55,36
	24,2	85,10	87,81	90,12	92,39	80,03	82,47	85,11	87,67
	36,2	94,90	96,64	98,46	99,91	92,11	94,9	97,13	98,48
10	15	86,48	88,81	91,32	93,05	82,56	84,76	86,97	88,86
	24,2	98,19	99,17	100,1	100,0	95,44	96,91	98,06	98,41
	36,2	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	102,4
15	15	93,35	95,44	96,95	98,32	80,47	81,38	81,78	82,08
	24,2	94,62	96,46	98,00	98,95	81,61	82,33	82,67	82,57
	36,2	100,0	100,0	100,1	100,0	86,34	85,27	84,11	82,82
25	15	59,03	60,91	62,75	64,66	55,85	57,48	58,94	60,46
	24,2	79,16	81,41	83,60	85,62	74,89	76,94	78,72	80,57
	36,2	81,20	84,04	86,41	88,69	77,69	80,35	82,66	84,92

Tabela 68 - Preço de energia com a utilização dos projetos de máxima eficiência energética, em relação a R\$100,00 praticado com a utilização dos projetos padrão, 2 e 3 camadas nos EBT.

Potência (kVA)	Classe tensão (kV)	Fator de perdas em carga de 1,0 horas, taxas juros 4%, 6%, 8%, 10%							
		2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
		j=4%	j=6%	j=8%	j=10%	j=4%	j=6%	j=8%	J=10%
5	15	59,51	64,02	68,88	74,01	55,23	59,08	63,23	67,61
	24,2	111,4	121,7	132,78	144,5	103,1	112,2	122,0	132,4
	36,2	147,1	162,9	179,97	198,0	134,3	148,3	163,3	179,2
10	15	107,6	116,1	125,27	135,0	96,80	103,5	110,8	118,5
	24,2	137,7	150,1	163,39	177,5	135,0	147,1	160,2	174,0
	36,2	174,0	192,9	213,34	234,9	162,7	180,0	198,7	218,4
15	15	117,3	126,2	135,96	146,0	99,34	105,6	112,3	119,5
	24,2	120,5	129,7	139,7	150,2	101,4	107,8	114,8	122,1
	36,2	141,4	153,0	159,95	178,5	119,3	127,6	131,2	146,0
25	15	64,24	67,67	71,38	75,28	60,01	62,78	65,75	68,88
	24,2	90,42	96,12	102,27	108,7	81,51	85,79	90,39	95,24
	36,2	95,74	103,0	110,69	118,8	88,05	94,12	100,5	107,2

No entanto, na Tabela 67, para a taxa de juros de 10 %, constata-se que o projeto mais econômico de 10 kVA e classe 36,2 kV é o único em que o preço de energia aumenta com o acréscimo das camadas nos enrolamentos secundários. Isto deve-se às proporções das variações dos custos de perdas de energia e da aquisição com aumento do número de camadas. Os custos da aquisição e de perdas de energia no cobre aumentam R\$ 8,67 e R\$ 2,85, respectivamente, e o custo de perdas de energia no núcleo reduz-se R\$ 9,04.

Para os projetos de 10 kVA e classe 24,2 kV, em que ocorre a redução dos preços de energia com o aumento de número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão dos projetos mais econômicos, os custos de aquisição e de perdas de energia no núcleo reduzem-se R\$ 12,54 e R\$ 9,12, respectivamente, enquanto o custo de perdas nos enrolamentos aumenta apenas R\$ 3,18.

Os preços de energia, com a substituição dos projetos padrão pelos eficientes, nas Tabelas 67 e 68, geralmente aumentam com as taxas de juros, exceto para os projetos de 10 kVA e classe 24,2 kV, 15 kVA e classe 36,2 kV, para o aumento das taxas de juros de 8 % para 10 %, considerando-se duas camadas nos enrolamentos secundários. Para três camadas, apenas em relação ao projeto de 15 kVA e classe 36,2 kV não ocorre o aumento dos preços de energia com as taxas de juros de 4 % para 6 % e de 8 % para 10 %.

O aumento do fator de perdas em carga de 1,0 hora para 6,0 horas torna a situação mais crítica, quanto à redução do preço de energia com o processo de otimização para se obter os projetos eficientes rurais. Para a potência de 15 kVA, os preços de energia aumentam para todos os projetos. Para os projetos de 5 kVA apenas para classe 36,2 kV não ocorrem

reduções dos preços de energia. Para 10 kVA, apenas para 15 kV e três camadas ocorre redução do preço de energia. E para 25 kVA ocorrem redução dos preços de energia para todos os projetos, exceto para o projeto com três camadas e fator das perdas de 6,0 horas.

Portanto para fator de perdas em carga de 6,0 horas, para a potência de 5 kVA, tem se ganhos com a redução dos preços de energia de R\$ 22,46 e R\$ 20,46, para classe 15 kVA, e R\$ 2,12 e R\$ 1,02, para a classe 24,2 kV, considerando-se duas e três camadas nos enrolamentos secundários, respectivamente. Para a potência de 10 kVA, ocorre a redução do preço de energia apenas para três camadas que é de R\$ 1,04. E para os projetos de 25 kVA, têm-se as reduções dos preços de energia de R\$ 10,77 e R\$ 9,98, classe de 15 kV; R\$ 1,91 e R\$ 1,08, classe 24 kV; e R\$ 2,30, para classe de 36,2 kV, duas camadas, sendo que para três camadas, o projeto padrão é mais econômico.

5.3 Discussão dos Resultados e Contribuição da Tese

5.3.1 Considerações Iniciais

Neste item, a análise dos resultados é realizada de uma forma menos genérica ou com mais particularidade sobre os dados nas Tabelas, podendo ser apresentadas interpretações particulares sobre os objetivos e as hipóteses formuladas. Também neste item é realizada a análise sobre as vantagens e as desvantagens dos projetos eficientes propostos com materiais convencionais (núcleos de aço-silício convencional e enrolamentos de cobre) de alto valor de impedância, em relação aos projetos eficientes com núcleos amorfos. Particularidade minudência pessoal

A discussão dos resultados estribar-se-á sobre as reduções do custo total capitalizado (CTC), das perdas de energia (RPE), do tempo de retorno do investimento (TRI) e do preço de energia (CE), como resultado do processo de otimização da eficiência dos projetos de transformador, como mostram as Tabelas 69 a 92, para a taxa de juros e período de análise de 4 % e 5 anos, respectivamente.

5.3.2 Ganhos econômicos

5.3.2.1 Otimização dos Projetos Para Zonas Rurais, 5 kVA Classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV

As Tabelas 69 e 70 mostram as faixas de impedâncias maiores do que 2,50 % [3] com ganhos econômicos refletidos nas reduções do custo total capitalizado e do preço de energia com o processo de otimização dos projetos para os meios rurais, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas em carga de 1,0 hora.

Proj, % Z, CTC, TRI e CE, PBR e PE1 a PE7 correspondem aos projetos, impedâncias percentuais, custos totais capitalizados, tempos dos retornos dos investimentos, preços de energia, projeto padrão de referência e projetos para a faixa de impedâncias com ganhos econômicos e energéticos, começando do projeto 1 (**PE1**), a partir do padrão, terminando nos projetos onde os ganhos deixam de aumentar com a otimização (**PE_x**). **x** indica o número de projeto a partir do qual deixa de se verificar as reduções dos custos e de perdas de energia.

A Tabela 69 mostra que nas faixas de 2,50 % a 4,62 %, de 2,50 % a 3,19 % e de 2,50 % a 2,91 %, os custo totais capitalizados, com o processo de otimização, reduzem-se 22,02 % (R\$ 130,80), 4,33 % (R\$ 21,95) e 0,98 % (R\$ 5,15), para as classes de 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV, respectivamente e as reduções dos preços de energia são de 48,24 % (R\$ 48,28), 14,94 % (R\$ 14,94) e 5,13 % (R\$ 5,14), para os tempos de retornos dos investimentos de 3,32 anos, 7,99 anos e 12,90 anos, respectivamente.

A Tabela 70 mostra que nas faixas de impedâncias de 2,50 % a 5,48 %, de 2,50 % a 4,65 % e de 2,50 % a 4,83 %, os custo totais capitalizados reduzem-se 23,26 % (R\$ 138,20), 5,78 % (R\$ 29,30) e 1,85 % (R\$ 9,67), classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV, e os preços de energia reduzem-se 50,95 % (R\$ 51,00), 20,02 % (R\$ 20,01) e 7,92 % (R\$ 7,93), para os tempos de retornos de 2,86 anos, 6,19 anos e 11,21 anos. Os ganhos aumentam com o número de camadas nos enrolamentos de baixa tensão de duas para três, pois o custo de perdas no núcleo reduz-se em maior proporção do que o aumento do custo de perdas nos enrolamentos dos projetos eficientes, em relação a duas camadas e ao projeto padrão. **Portanto, para o fator das perdas em carga de 1 hora, os objetivos são atingidos e as hipóteses são alcançadas para duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.**

Tabela 69 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 2 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora , 5 kVA.

Projetos de transformador de 5 kVA, duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas em carga de 1,0 hora									
Custo total capitalizado	Classe tensão 15 kV			Classe tensão 24,2 kV			Classe tensão 36,2 kV		
	Proj	%Z	CTC (R\$)	Proj	%Z	CTC (R\$)	Proj	%Z	CTC (R\$)
	PN8	4,90	465,69		-	-	-	-	-
	PE7	4,62	463,26		-	-	-	-	-
	PE6	4,34	463,40		-	-	-	-	-
	PE5	4,03	464,78	PN5	3,38	485,39	-	-	-
	PE4	3,72	469,43	PE4	3,19	485,07	PE4	3,05	518,83
	PE3	3,41	479,17	PE3	3,02	486,27	PE3	2,91	517,71
	PE2	3,12	498,50	PE2	2,87	490,55	PE2	2,76	517,76
	PE1	2,81	531,30	PE1	2,69	496,73	PE1	2,64	520,35
PBR	2,50	594,06	PBR	2,50	507,02	PBR	2,50	523,98	
Tempo retornos	Proj	%Z	TRI (anos)	Proj	%Z	TRI (anos)	Proj	%Z	TRI (anos)
	PE8	4,90	3,77	-	-	-	-	-	-
	PE7	4,62	3,32	-	-	-	-	-	-
	PE6	4,34	2,94	-	-	-	-	-	-
	PE5	4,03	2,52	PE5	3,37	9,16	-	-	-
	PE4	3,72	2,12	PE4	3,20	7,99	PN4	3,05	14,95
	PE3	3,41	1,73	PE3	3,02	6,88	PE3	2,91	12,90
	PE2	3,12	1,44	PE2	2,87	6,28	PE2	2,76	10,93
	PE1	2,81	1,06	PE1	2,69	5,37	PE1	2,64	10,43
Preço energia	Proj	%Z	CE (R\$/MWh)	Proj	%Z	CE (R\$/MWh)	Proj	%Z	CE (R\$/MWh)
	PE8	4,90	52,71	-	-	-	-	-	-
	PE7	4,62	51,81	-	-	-	-	-	-
	PE6	4,34	51,87	-	-	-	-	-	-
	PE5	4,03	52,38	PNE	3,38	85,25	-	-	-
	PE4	3,72	54,10	PE4	3,19	85,03	PNE	3,05	95,92
	PE3	3,41	57,69	PE3	3,02	85,85	PE3	2,91	95,01
	PE2	3,12	64,82	PE2	2,87	88,76	PE2	2,76	95,05
	PE1	2,81	76,93	PE1	2,69	92,96	PE1	2,64	97,17
PBR	2,50	100,09	PBR	2,50	99,97	PBR	2,50	100,15	

Tabela 70 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora, 5 kVA.

Projetos de transformador de 5 kVA, três camadas nos enrolamentos de baixa Tensão e fator de perdas em carga de 1,0 hora									
Custo total capitalizado	Classe tensão 15 kV			Classe tensão 24,2 kV			Classe tensão 36,2 kV		
	Proj	%Z	CTC (R\$)	Proj	%Z	CTC (R\$)	Proj	%Z	CTC (R\$)
	PE7	5,88	456,29	-	-	-	-	-	-
	PE6	5,48	455,86	-	-	-	-	-	-
	PE5	5,11	458,62	PNE	4,92	477,72	-	-	-
	PE4	4,71	463,56	PE4	4,65	477,62	PNE	5,08	515,20
	PE3	4,33	474,60	PE3	4,42	479,94	PE3	4,83	514,31
	PE2	3,96	493,95	PE2	4,15	483,31	PE2	4,63	515,54
	PE1	3,57	527,97	PE1	3,92	490,49	PE1	4,37	517,30
PBR	2,50	594,06	PBR	2,50	507,02	PBR	2,50	523,98	
Tempo retornos	Proj	%Z	TRI (anos)	Proj	%Z	TRI (anos)	Proj	%Z	TRI (anos)
	PNE	6,23	3,18	-	-	-	-	-	-
	PE7	5,88	2,86	-	-	-	-	-	-
	PE6	5,48	2,50	PNE			-	-	-
	PE5	5,11	2,21	PE4	4,92	7,21			
	PE4	4,71	1,87	PE3	4,65	6,19	PE4	5,08	12,89
	PE3	4,33	1,63	PE2	4,42	5,48	PE3	4,83	11,21
	PE2	3,96	1,42	PE1	4,15	4,49	PE2	4,63	10,39
	PE1	3,57	1,33	PB	3,92	3,80	PE1	4,37	9,01
Preço de energia	Proj	%Z	CE (R\$/MWh)	Proj	%Z	CE (R\$/MWh)	Proj	%Z	CE (R\$/MWh)
	PE7	5,88	49,25	-	-	-	-	-	-
	PE6	5,48	49,09	-	-	-	-	-	-
	PE5	5,11	50,11	PNE	4,92	80,04	-	-	-
	PE4	4,71	51,93	PE4	4,65	79,96	PE4	5,08	92,95
	PE3	4,33	56,00	PE3	4,42	81,55	PE3	4,83	92,22
	PE2	3,96	63,15	PE2	4,15	83,83	PE2	4,63	93,23
	PE1	3,57	75,70	PE1	3,92	88,72	PE1	4,37	94,67
	PBR	2,50	100,09	PBR	2,50	99,97	PBR	2,50	100,15

As Tabelas 71 e 72 mostram as faixas de impedâncias maiores do que 2,50 % [3], com ganhos econômicos traduzidos pelas reduções dos custos totais capitalizados e dos preços de energia, com o processo de otimização, para o fator de perdas em carga de 6,0 horas.

Tabela 71 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 2 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 6 horas, 5 kVA.

Projetos de 5 kVA, 2 CEBT e fator de perdas em carga de 6,0 hora									
Custo total capitalizado	Classe tensão 15 kV			Classe tensão 24,2 kV			Classe tensão 36,2 kV		
	Proj	%Z	CTC (R\$)	Proj	%Z	CTC (R\$)	Proj	%Z	CTC (R\$)
Custo total capitalizado	P4	3,72	607,38	PNE	-	-	PROJETO PADRÃO É MAIS ECONÔMICO		
	P3	3,41	605,84	PNE	3,02	587,35			
	P2	3,12	614,29	PNE	2,87	586,18			
	P1	2,81	635,78	PE4	2,69	586,57			
	PBR	2,50	687,55	PE3	2,50	591,07			
Tempo de retorno	Proj	%Z	TRI (anos)	Proj	%Z	TRI (anos)			
	P4	3,72	3,11	PE4	-	-			
	P3	3,41	2,35	PE3	3,02	14,83			
	P2	3,12	1,84	PE2	2,87	12,05			
	P1	2,81	1,27	PE1	2,69	9,07			
Preço energia	Proj	%Z	CE	Proj	%Z	CE			
	PE4	3,72	77,96	PE4	-	-			
	PE3	3,41	77,54	PE3	3,02	98,39			
	PE2	3,12	79,85	PE2	2,87	97,88			
	PE1	2,81	85,74	PE1	2,69	98,05			
	PBR	2,50	99,92	PB	2,51	100,00			

Tabela 72 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 6 horas, 5 kVA.

Projetos de 5 kVA, três camadas EBT e fator de perdas em carga de 6,0 hora									
Custo total capitalizado	Classe tensão 15 kV			Classe tensão 24,2 kV			Classe tensão 36,2 kV		
	Proj	%Z	CTC (R\$)	Proj	%Z	CTC (R\$)	Proj	%Z	CTC (R\$)
Custo total capitalizado	PE4	4,71	614,00				PROJETO PADRÃO É MAIS ECONÔMICO		
	PE3	4,33	613,15	PE3	4,42	591,74			
	PE2	3,96	620,58	PE2	4,15	588,73			
	PE1	3,57	642,58	PE1	3,92	589,83			
	PBR	2,50	687,55	PE3	2,50	591,07			
Tempo retorno	Proj	%Z	TRI (anos)	Proj	%Z	TRI (anos)			
	PE4	4,71	3,09						
	PE3	4,33	2,48	PE3	4,42	21,46			
	PE2	3,96	2,05	PE2	4,15	14,80			
	PE1	3,57	1,89	PE1	3,92	15,02			
	PB	3,21	-8,49	PB	3,65	-4,72			
Preço de energia	Proj	%Z	CE	Proj	%Z	CE			
	PE4	4,71	79,76						
	PE3	4,33	79,54	PE3	4,42	100,29			
	PE2	3,96	81,57	PE2	4,15	98,98			
	PE1	3,57	87,60	PE1	3,92	99,46			
	PBR	2,50	99,92	PB	2,51	100,00			

Para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, a Tabela 71 mostra que nas faixas de 2,50 % a 3,41 % e de 2,50 % a 2,87 %, os custo totais capitalizados reduzem 11,88 % (R\$ 81,71) e 0,83 % (R\$ 4,89), para 15 kV e 24,2 kV, respectivamente, em relação ao projeto padrão, e as reduções dos preços de energia são de 22,40 % (R\$ 22,38) e 2,12 % (R\$ 2,12), para tempos de retornos dos investimentos de 2,35 anos, e 12,05 anos, respectivamente.

Para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, a Tabela 72 mostra que nas faixas de 2,50 % a 4,33 % e de 2,50 % a 4,15 %, os custo totais capitalizados reduzem-se 10,82 % (R\$ 74,40) e 0,40 % (R\$ 2,34), para as classes de 15 kV, 24,2 kV, respectivamente, e os preços de energia reduzem 20,40 % (R\$ 20,38), 1,02 % (R\$ 1,02), para os tempos de retornos de 2,48 anos e 14,80 anos. **Portanto, para as classe 15 e 24,2 kV, os objetivos e as hipóteses são atingidos e para classe 36,2 kV ocorre o contrário.**

5.3.2.2 Otimização dos Projetos Para Zonas Rurais, 10 kVA Classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV

As Tabelas 73 e 74 mostram as faixas de impedâncias maiores do que 2,50 % como ganhos econômicos, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, respectivamente, para o fator de perdas em carga ou o tempo de suprimento de potência máximo de 1,0 hora, projetos de transformador de 10 kVA e classes de tensão de 15 kVA, 24,2 kV e 36,2 kV.

Para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, nas faixas da impedância de 2,50 % a 3,18 % e de 2,50% a 2,82%, os custo totais capitalizados reduzem-se 4,80 % (R\$ 33,36) e 0,50 % (R\$ 3,41), classes 15 kV e 24,2 kV, respectivamente, e os preços de energia reduzem-se 13,55 % (R\$ 13,55) e 1,87 % (R\$ 1,87), para períodos de 7,72 anos e 15,75 anos. **Portanto, para a classe de tensão de 36,2 kV, objetivos e hipótese não são verificados.**

E para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, a Tabela 74 mostra que nas faixas de 2,50 % a 4,66 % e de 2,50 % a 4,58 %, os custo totais capitalizados reduzem-se 6,19 % (R\$ 43,32) e 1,24 % (R\$ 8,46), para as classes de 15 kV e 24,2 kV, respectivamente, e os preços de energia reduzem-se 17,47 % (R\$ 17,47) e 4,61 % (R\$ 4,62), para os tempos de retornos de 7,28 anos e 12,06 anos. **Portanto, para a classe de tensão de 36,2 kV, as hipóteses e os objetivos não são alcançados.**

Constatam se que os custos totais capitalizados dos projetos com três camadas nos enrolamentos de baixa tensão reduzem-se em maior proporção do que os custos totais capitalizados dos projetos com duas camadas.

Tabela 73 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 2 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 horas, 10 kVA.

Projetos de 10 kVA, duas camadas na baixa tensão e fator de perdas de 1,0 hora										
Custo total capitalizado	Classe tensão 15 kV			Classe tensão 24,2 kV			Classe tensão 36,2 kV			
	Proj	%Z	CTC	Proj	%Z	CTC	Proj	%Z	CTC	
Custo total capitalizado	PNE	3,40	666,21				PROJETO PADRÃO É MAIS ECONÔMICO			
	PE3	3,18	666,01	PNE	2,99	679,45				
	PE2	2,95	669,97	PE2	2,82	677,49				
	PE1	2,73	680,06	PE1	2,66	677,72				
	PBR	2,50	699,61	PBR	2,50	680,90				
Tempo de retorno	Proj	%Z	TRI (anos)	Proj	%Z	TRI (anos)				
	PNE	3,40	9,13							
	PE3	3,18	7,72	PNE	2,99	18,57				
	PE2	2,95	6,45	PE2	2,82	15,75				
	PE1	2,73	5,32	PE1	2,66	13,33				
Preço de energia	Proj	%Z	CE (R\$)	Proj	%Z	CE (R\$)				
	PNE	3,40	86,51							
	PE3	3,18	86,43	PNE	2,99	99,38				
	PE2	2,95	88,03	PE2	2,82	98,30				
	PE1	2,73	92,09	PE1	2,66	98,43				
PBR	2,50	99,98	PBR	2,50	100,17					

Tabela 74 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 horas, 10 kVA.

Projetos de 10 kVA, três camadas na baixa tensão e fator de perdas de 1,0 hora										
Custo total capitalizado	Classe tensão 15 kV			Classe tensão 24,2 kV			Classe tensão 36,2 kV			
	Proj	%Z	CTC	Proj	%Z	CTC	Proj	%Z	CTC	
Custo total capitalizado	PE5	4,99	658,74	-	-	-	PROJETO PADRÃO É MAIS ECONÔMICO			
	PE4	4,66	656,29	-	-	-				
	PE3	4,34	656,68	PNE	4,86	673,85				
	PE2	4,01	661,11	PE2	4,58	672,44				
	PE1	3,73	673,59	PE1	4,30	673,18				
	PBR	2,50	699,61	PBR	2,50	680,90				
Tempo de retorno	Proj	%Z	TRI	Proj	%Z	TRI				
	PE6	4,99	8,61							
	PE5	4,66	7,28							
	PE4	4,34	6,05	PNE	4,86	14,49				
	PE3	4,01	4,88	PE2	4,58	12,06				
	PE2	3,73	4,21	PE1	4,30	9,58				
Preço de energia	Proj	%Z	CE	Proj	%Z	CE				
	PE5	4,99	83,49							
	PE4	4,66	82,51							
	PE3	4,34	82,66	PNE	4,86	96,32				
	PE2	4,01	84,45	PE2	4,58	95,55				
	PE1	3,73	89,49	PE1	4,30	95,95				
PBR	2,50	99,98	PBR	2,50	100,17					

A Tabela 75 mostra as faixas dos valores de impedâncias maiores do que 2,50 % [3], em que se têm ganhos econômicos com o processo de otimização dos projetos padrão para se obter os eficientes rurais, para o fator de perdas em carga ou o tempo de suprimento de potência máximo de 6,0 horas, potência de 10 kVA e classes de tensão de 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV.

Tabela 75 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 2 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 6 horas, 10 kVA.

Projetos de transformador de 10 kVA, duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas em carga de 6,0 hora																					
	Classe tensão 15 kV			Classe tensão 24,2 kV			Classe tensão 36,2 kV														
	Proj	%Z	CTC	Proj	%Z	CTC	Proj	%Z	CTC												
Custo total capitalizado	P4			PROJETOS PADRÃO SÃO MAIS ECONÔMICOS																	
	P3																				
	P2	2,95	879,68																		
	P1	2,73	874,21																		
	PBR	2,50	878,20																		
	Proj	%Z	CTC																		
Tempo retorno	P4									PROJETOS PADRÃO SÃO MAIS ECONÔMICOS											
	P3																				
	P2	2,95	22,45																		
	P1	2,73	12,71																		
	Proj	%Z	TRI																		
Preço energia	P4															PROJETOS PADRÃO SÃO MAIS ECONÔMICOS					
	P3																				
	P2	2,95	100,24																		
	PE1	2,73	98,96																		
	PBR	2,50	99,89																		
	Proj	%Z	CE																		

Para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, na faixa de 2,50 % a 2,73 %, os custo totais capitalizados e o preço de energia reduzem-se 0,45 % (R\$ 3,99) e 0,93 % (R\$ 0,93), para o tempo de retorno de 12,71 anos, para classe de tensão de 15 kVA.

Para a classe de tensão de 15 kV os objetivos e as hipóteses são verificados, porém a elevação de classe de tensão para 24,2 kV e 36,2 kV torna a situação crítica, pelo que para as essas classes, para duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, os objetivos e as hipótese não são alcançados.

5.3.2.3 Otimização dos Projetos Para Zonas Rurais, 15 kVA Classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV

As Tabelas 76 e 77 mostram as faixas dos valores de impedâncias maiores do que 2,50 % [3] para duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, respectivamente, em que se têm ganhos econômicos com reduções dos custos totais capitalizados, dos preços de energia e

no aumento dos tempos de retornos dos investimentos dos projetos eficientes, em relação aos projetos padrão de referência, fator de perdas em carga de 1,0 hora, potência de 15 kVA e classes de tensão de 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV.

Para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, a Tabela 76 mostra que, nas faixas de 2,50 % a 2,97 % e de 2,50 % a 2,95 %, os custo totais capitalizados reduzem 2,46 % (R\$ 20,23) e 1,90 % (R\$ 15,83), e as reduções dos preços de energia são de 6,69 % (R\$ 7,07) e 5,41 % (R\$ 5,42), para classes de tensão de 15 kV e 24,2 kV, respectivamente, para os tempos de retornos de 10,62 anos e 11,77 anos. **Portanto, para a classe de tensão de 36,2 kV, os objetivos e as hipóteses não são verificados.**

Tabela 76 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 2 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora, 15 kVA.

Projetos de transformador de 15 kVA, duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas em carga de 1,0 hora									
	Classe tensão 15 kV			Classe tensão 24,2 kV			Classe tensão 36,2 kV		
	Proj	%Z	CTC (R%)	Proj	%Z	CTC (R\$)	Proj	%Z	CTC (R\$)
Custo total capitalizado	PE4	3,13	803,89	PE4	3,10	817,82	PROJETO PADRÃO É MAIS ECONÔMICO		
	PE3	2,97	802,89	PE3	2,95	816,21			
	PE2	2,82	805,00	PE2	2,80	817,39			
	PE1	2,66	811,24	PE1	2,65	822,24			
	PBR	2,50	823,12	PBR	2,50	832,04			
Tempo de retornos	Proj	%Z	TRI (anos)	Proj	%Z	TRI (anos)			
	PE5	-	-	-	-	-			
	PE4	3,13	12,25	PE4	3,10	13,57			
	PE3	2,97	10,62	PE3	2,95	11,77			
	PE2	2,82	9,16	PE2	2,80	10,17			
	PE1	2,66	7,85	PE1	2,65	8,73			
Preço de energia	Proj	Proj	%Z	CE (R\$)	Proj	%Z			
	PE4	3,13	98,93	PE4	3,10	95,28			
	PE3	2,97	98,59	PE3	2,95	94,73			
	PE2	2,82	99,33	PE2	2,80	95,13			
	PE1	2,66	101,51	PE1	2,65	96,79			
	PBR	2,50	105,66	PBR	2,50	100,15			

Para três camadas, segundo a Tabela 77, nas faixas de impedâncias de 2,50 % a 3,97 % e de 2,50 % a 4,00 %, os custo totais capitalizados reduzem-se 7,18 % (R\$ 59,11) e 6,48 % (R\$ 53,88), e as reduções dos preços de energia são de 19,56 % (R\$ 20,67) e 18,43 % (R\$ 18,46), para 15 kV e 24,2 kV, respectivamente, para os tempos de retorno de 2,90 anos e 3,12

anos. Para a classe de tensão de 36,2 kV, os objetivos não são alcançados, nem as hipóteses são verificadas, no que se refere aos ganhos econômicos.

Para o fator de perdas em carga de 6,0 horas, os projetos padrão de 15 kVA são mais econômicos, ou seja, qualquer tentativa para se obter os projetos eficientes mais econômicos, o aumento do custo relativo às perdas no cobre e aquisição da unidade ocorre em maior proporção do que a redução do custo de perdas de energia no ferro. **Portanto os objetivos não são atingidos, nem as hipóteses são verificadas, pelo que os projetos fabricados para o fator de perdas de 6,0 horas são inadequados aos meios rurais, indicando que o aumento do fator de perdas em carga ou do tempo de suprimento máximo de potência de 1,0 hora para 6,0 horas torna a situação crítica, devido à combinação entre o perfil de carregamento inadequado e o valor da impedância maior do que 2,50 % [3], como resultado do processo de otimização dos projetos padrão para adequá-los aos meios rurais.**

Tabela 77 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora, 15 kVA.

Projetos de transformador de 15 kVA, três camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas em carga de 1,0 hora									
Custo total capitalizado	Classe tensão 15 kV			Classe tensão 24,2 kV			Classe tensão 36,2 kV		
	Proj	%Z	CTC (R%)	Proj	%Z	CTC (R\$)	Proj	%Z	CTC (R\$)
Custo total capitalizado	PE4	4,18	764,82	PE4	4,22	779,50	PROJETO PADRÃO É MAIS ECONÔMICO		
	PE3	3,97	764,01	PE3	4,00	778,16			
	PE2	3,75	766,03	PE2	3,79	779,36			
	PE1	3,53	771,84	PE1	3,58	783,93			
	PBR	2,50	823,12	PBR	2,50	832,04			
Tempo de retornos	Proj	%Z	TRI (anos)	Proj	%Z	TRI (anos)			
	PE5	4,18	4,44	PE5	4,22	4,79			
	PE4	3,97	2,90	PE4	4,00	3,12			
	PE3	3,75	1,10	PE3	3,79	1,19			
	PE2	3,53	-1,42	PE2	3,58	-1,50			
	PB	3,32	-6,88	PE1	3,41	-6,88			
Preço de energia	Proj	%Z	CE (R\$)	Proj	%Z	CE (R\$)			
	PE4	4,18	85,28	PE4	4,22	82,16			
	PE3	3,97	84,99	PE3	4,00	81,69			
	PE2	3,75	85,70	PE2	3,79	82,11			
	PE1	3,53	87,73	PE1	3,58	83,67			
	PBR	2,50	105,66	PBR	2,50	100,15			

5.3.2.4 Otimização dos Projetos Para Zona Rural, 25 kVA e Classes 25 kV, 24,2 kV e 36,2 kV

A Tabela 78 mostra as faixas dos valores de impedâncias percentuais maiores do que 2,50 % [3], em que se têm ganhos econômicos refletidos pelas reduções dos custos totais capitalizados, dos preços de energia e no aumento dos tempos de retorno do investimento dos projetos eficientes, em relação aos projetos padrão de referência, para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas em carga de 1,0 hora, potência de 25 kVA e classes de tensão de 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV.

Tabela 78 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 2 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora, 25 kVA.

Projetos de transformador de 25 kVA, duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas em carga de 1,0 hora									
	Classe tensão 15 kV			Classe tensão 24,2 kV			Classe tensão 36,2 kV		
	Proj	%Z	CTC (R\$)	Proj	%Z	CTC (R\$)	Proj	%Z	CTC (R\$)
Custo total capitalizado Versus faixas	PE7	4,61	1028,81	PNE	-	-	-	-	-
	PE6	4,30	1024,13	PNE	3,86	1013,51	PNE	3,73	1016,02
	PE5	4,00	1025,55	PNE	3,63	1010,20	PE5	3,52	1014,47
	PE4	3,69	1035,84	PE4	3,40	1011,25	PE4	3,32	1016,70
	PE3	3,42	1063,57	PE3	3,17	1018,30	PE3	3,12	1023,99
	PE2	3,11	1109,22	PE2	2,97	1037,54	PE2	2,91	1038,21
	PE1	2,80	1191,83	PE1	2,74	1065,96	PE1	2,71	1062,20
	PBR	2,50	1342,89	PBR	2,50	1113,86	PBR	2,50	1100,42
Tempo de retorno Versus faixas	PNE	4,61	3,60	-	-	-	-	-	-
	PE6	4,30	3,12	PNE	3,86	7,17	PNE	3,73	7,93
	PE5	4,00	2,68	PE5	3,63	6,21	PE5	3,52	7,00
	PE4	3,69	2,25	PE4	3,40	5,32	PE4	3,32	6,14
	PE3	3,42	1,95	PE3	3,17	4,48	PE3	3,12	5,35
	PE2	3,11	1,59	PE2	2,97	4,04	PE2	2,91	4,61
	PE1	2,80	1,25	PE1	2,74	3,36	PE1	2,71	3,93
	Preço de energia Versus faixas	PE7	4,61	59,57	-	-	-	-	-
PE6		4,30	58,97	PNE	3,86	81,06	PNE	3,73	81,70
PE5		4,00	59,16	PE5	3,63	79,74	PE5	3,52	81,36
PE4		3,69	60,48	PE4	3,40	79,28	PE4	3,32	81,84
PE3		3,42	64,04	PE3	3,17	80,70	PE3	3,12	83,43
PE2		3,11	69,91	PE2	2,97	84,57	PE2	2,91	86,52
PE1		2,80	80,53	PE1	2,74	90,29	PE1	2,71	91,74
PBR		2,50	99,94	PBR	2,50	99,93	PBR	2,50	100,04

Para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão, a Tabela 78 mostra que nas faixas de 2,50 % a 4,30 %, de 2,50 % a 3,63 % e de 2,50 % a 3,52 %, os custo totais capitalizados reduzem-se 23,74 % (R\$ 318,76), 9,31 % (R\$ 103,66) e 7,81 % (R\$ 85,96), e as reduções dos preços de energia são de 40,99 % (R\$ 40,97), 20,20 % (R\$ 20,19) e 18,67 % (R\$ 18,68), para classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV, e os tempos de retorno são de 3,12 anos, 6,21 anos e 7,00 anos. **Portanto, os objetivos são alcançados e as hipótese, verificadas no que se referem aos ganhos econômicos.**

A Tabela 79 mostra as faixas dos valores de impedâncias percentuais maiores do que 2,50 % [3], em que se têm ganhos econômicos com as reduções dos custos totais capitalizados, dos preços de energia e com aumento dos tempos de retorno do investimento dos projetos eficientes, em relação as projetos padrão de referência, para três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, fator de perdas de 1,0 hora, 25 kVA e classes de tensão de 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV.

Nas faixas de impedâncias de 2,50 % a 5,60 %, de 2,50 % a 5,40 % e de 2,50 % a 5,80 %, os custo totais capitalizados reduzem-se 25,58 % (R\$ 343,45), 11,21 % (R\$ 124,86) e 9,28 % (R\$ 102,10), e as reduções dos preços de energia são 44,17 % (R\$ 44,14), 24,69 % (R\$ 24,67) e 22,18 % (R\$ 22,19), para classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV e tempos de retornos de 2,43 anos, 5,51 anos e 5,87 anos, respectivamente. **Portanto, os objetivos são alcançados e as hipóteses são verificadas, no que tange aos ganhos econômicos.**

Tabela 79 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora, 25 kVA.

Projetos de transformador de 25 kVA, três camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas em carga de 1,0 hora									
Custo total capitalizado Versus faixas	Classe tensão 15 kV			Classe tensão 24,2 kV			Classe tensão 36,2 kV		
	Proj	%Z	CTC (R\$)	Proj	%Z	CTC (R\$)	Proj	%Z	CTC (R\$)
	PE7	6,03	1003,18	PNE	5,77	991,24	-	-	-
	PE6	5,60	999,44	PNE	5,40	989,00	PE6	6,16	999,15
	PE5	5,18	1001,54	PNE	5,03	991,00	PE5	5,80	998,32
	PE4	4,76	1012,17	PE4	4,67	998,80	PE4	5,44	1001,16
	PE3	4,34	1035,77	PE3	4,30	1014,86	PE3	5,08	1008,91
	PE2	3,92	1080,16	PE2	3,94	1043,20	PE2	4,73	1023,40
	PE1	3,51	1160,04	PE1	3,58	1090,40	PE1	4,37	1047,40
	PBR	2,50	1342,89	PBR	2,50	1113,86	PBR	2,50	1100,42
Tempo de retornos Versus faixas	Proj	%Z	TRI (anos)	Proj	%Z	TRI (anos)	Proj	%Z	TRI (anos)
	PNE	6,03	2,82	PNE	5,77	6,36	-	-	-
	PE7	5,60	2,43	PE7	5,40	5,51	PNE	6,16	6,66
	PE6	5,18	2,06	PE6	5,03	4,71	PE6	5,80	5,87
	PE5	4,76	1,70	PE5	4,67	3,95	PE5	5,44	5,12
	PE4	4,34	1,35	PE4	4,30	3,21	PE4	5,08	4,42
	PE3	3,92	1,00	PE3	3,94	2,43	PE3	4,73	3,73
	PE2	3,51	0,58	PE2	3,58	1,43	PE2	4,37	3,01
	PB	3,10	-1,78	PE1	5,77	-2,86	PB	4,08	3,42
Preço de energia Versus faixas	Proj	%Z	CE (R\$)	Proj	%Z	CE (R\$)	Proj	%Z	CE (R\$)
	PE7	6,03	56,28	PNE	5,77	76,34	-	-	-
	PE6	5,60	55,80	PE6	5,40	75,26	PNE	6,16	78,03
	PE5	5,18	56,07	PN5	5,03	74,80	-	5,80	77,85
	PE4	4,76	57,44	PE4	4,67	75,20	PNE	5,44	78,46
	PE3	4,34	60,47	PE3	4,30	76,77	PE3	5,08	80,15
	PE2	3,92	66,18	PE2	3,94	80,01	PE2	4,73	83,30
	PE1	3,51	76,44	PE1	3,58	85,71	PE1	4,37	88,52
	PBR	2,50	99,94	PBR	2,50	99,93	PBR	2,50	100,04

A Tabela 80 mostra as faixas dos valores de impedâncias percentuais maiores do que 2,50 % [3] em que se têm ganhos econômicos com o processo de otimização do projeto padrão de referência para se obter os eficientes rurais, fator de perdas em carga de 1,0 hora, potência de 25 kVA e classes de tensão de 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV.

Tabela 80 - Variações do custo total capitalizado, do tempo de retorno e do preço de energia ao longo do processo de otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 6 horas, 25 kVA.

Projetos de transformador de 25 kVA, duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas em carga de 6,0 hora									
Custo total capitalizado	Proj	Classe tensão 15 kV		Classe tensão 24,2 kV			Classe tensão 36,2 kV		
		%Z	CTC (R\$)	Proj	%Z	CTC (R\$)	Proj	%Z	CTC (R\$)
	P4				PNE	-	-		
P3	3,42	1662,2	PNE			P3	3,12	1400,46	
P2	3,11	1656,632	P2	2,97	1476,676	P2	2,91	1392,53	
P1	2,80	1688,025	P1	2,74	1473,564	P1	2,71	1394,36	
PBR	2,50	1787,861	PBR	2,50	1489,94	PBR	2,50	1410,42	
Tempo dos retornos	Proj	%Z	TRI (anos)	Proj	%Z	TRI (anos)	Proj	%Z	TRI (R\$)
	P4			PE4	-	-			
	P3	3,42	3,87	PE3			PE3	3,12	23,20
	P2	3,11	2,66	PE2	2,97	93,02	PE2	2,91	14,64
	P1	2,80	1,84	PE1	2,74	68,40	PE1	2,71	10,13
Preço energia	Proj	%Z	CE (R\$)	Proj	%Z	CE (R\$)	Proj	%Z	CE (R\$)
	PE3	3,42	89,69	PE3			PNE	3,12	98,73
	PE2	3,11	89,23	PE2	2,97	98,45	P2	2,91	97,70
	PE1	2,80	91,80	PE1	2,74	98,09	P1	2,71	97,94
PBR	2,50	99,96	PB	2,50	99,97	PBR	2,50	100,03	
Projetos de transformador de 25 kVA, três camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas em carga de 6,0 hora									
Custo total capitalizado	Classe tensão 15 kV			Classe tensão 24,2 kV			Classe tensão 36,2 kV		
	Proj	%Z	CTC (R\$)	Proj	%Z	CTC (R\$)	Proj	%Z	CTC (R\$)
	PE4								
	PE3	4,34	1676,66	PE3				5,08	1415,74
	PE2	3,92	1666,22	PE2	4,30	1486,29	PE2	4,73	1406,29
	PE1	3,51	1691,26	PE1	3,94	1480,78	PE1	4,37	1406,35
PBR	2,50	1787,861	PBR	2,50	1489,94	PBR	2,50	1410,42	
Tempo retorno	Proj	%Z	TRI (anos)	Proj	%Z	TRI (anos)	Proj	%Z	TRI (anos)
	PE4								
	PE3	4,34	3,33	PE3				5,08	25,52
	PE2	3,92	2,04	PE2	4,30	15,68	PE2	4,73	16,11
	PE1	3,51	1,07	PE1	3,94	7,37	PE1	4,37	13,83
	PB	3,10	-25,29	PB	3,58	8,10	PB	4,08	-3,87
Preço de energia	Proj	%Z	CE (R\$)	Proj	%Z	CE (R\$)	Proj	%Z	CE (R\$)
	PE4								
	PE3	4,34	93,43	PE3				5,08	100,72
	PE2	3,92	90,02	PE2	4,30	99,55	PE2	4,73	99,49
	PE1	3,51	92,06	PE1	3,94	98,92	PE1	4,37	99,50
	PBR	2,50	99,96	PB	2,50	99,97	PBR	2,50	100,03

Para duas camadas, a Tabela 80 mostra que nas faixas de 2,50 % a 3,11 %, de 2,50 % a 2,74 % e de 2,50 % a 2,91 %, em relação ao projeto padrão de referência, os custos totais capitalizados reduzem-se 7,34 % (R\$ 131,23), 1,09 % (R\$ 16,38) e 1,27 % (R\$ 17,89), e as reduções dos preços de energia são 10,73 % (R\$ 10,73), 1,88 % (R\$ 1,88) e 2,33 % (R\$ 2,33), para classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV, para tempos de retornos de 2,66 anos, 93 anos e 14,64 anos. Os objetivos e as hipóteses são alcançados quanto aos ganhos econômicos, exceto na faixa da impedância de 2,50 % a 2,74 % que os tempos dos retornos são muito elevados.

E para três camadas nos enrolamentos secundários, a Tabela 80 mostra que nas faixas de 2,50 % a 3,92 %, de 2,50 % a 3,94 % e de 2,50 % a 4,73 %, os custos totais capitalizados reduzem-se 6,80 % (R\$ 121,64), 0,61 % (R\$ 9,16) e 0,29 % (R\$ 4,13), e as reduções dos preços de energia são 1,05 % (R\$ 1,05), 1,05 % (R\$ 1,05) e 0,54 % (R\$ 0,54), para classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV, tempos de retorno de 2,04 anos, 7,37 anos e 16,11 anos. **Portanto, os objetivos e hipóteses são verificados no que se refere aos ganhos econômicos.**

As Tabelas 69 a 80 mostram geralmente que se consegue liquidar o investimento adicional com a otimização dos projetos para zona rural a um tempo relativamente curto, e que, após esse tempo, tem-se lucros líquidos durante o restante período de vida útil dos equipamentos, pelo que de forma geral as hipóteses ocorreram quanto ao ganho econômico.

Na Figura 68, constata-se que os preços de energia de capitalização dos custos de perdas diminuem de R\$ 100,00 para R\$ 51,80, por MWh de energia economizada, correspondendo ao ganho com a redução dos custos totais capitalizados de R\$ 130,80 ao longo de 5 anos. Por ano e por mês os ganhos são R\$ 26,16 e R\$ 2,18, respectivamente. Como para cada transformador estão conectados um determinado número de consumidores, dependendo da potência instalada, o benefício destes com a possibilidade de redução de tarifa de energia é reduzido, porém para a concessionária que investe em vários transformadores, os ganhos ao longo da vida útil do equipamento podem ser expressivos.

Resumidamente: dos 48 projetos mais econômicos, os objetivos e as hipóteses não são alcançados apenas para os projetos de 10 kVA e 15 kVA, classe 36,2 kV e fator de perdas em carga de 1,0 hora, para 2 e 3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão. E para o fator de perdas em carga de 6,0 horas, isto ocorre para os projetos: 5 kVA e classe 36,2 kV; 10 kVA e classes 24,2 e 36,2 kV; 15 kVA e classes 15, 24,2 e 36,2 kV, para 2 e 3 camadas; bem como para 10 kVA e 15 kV, apenas para 3 camadas. Portanto, apenas para 17 projetos os objetivos e as hipóteses não são verificados no que concerne aos ganhos econômicos.

5.3.3 Ganhos Energéticos

5.3.3.1 Otimização dos Projetos Para Zona Rural, 5 kVA e Classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV

Para todos os projetos mais econômicos tem-se ganhos energéticos com a redução dos preços de energia. Portanto, sobre ganhos energéticos, neste item, só se aborda sobre os projetos de máxima eficiência energética que corre risco de o aumento do custo de aquisição ocorrer em maior proporção do que a redução dos custos de perdas, em relação ao padrão, resultando no aumento do preço de energia. **RPE** na Tabela 81 em diante significa redução do preço de energia. Outras abreviaturas são as mesmas nas Tabelas do item anterior.

Tabela 81 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 5 kVA/15kV.

Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 5 kVA e classe de tensão de 15 kVA, fator de perdas em carga de 1,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE (kWh)	TRI (anos)	CE (R\$/MWh)	%Z	RPE (kWh)	TRI (anos)	CE (R\$/MWh)
6,46	394,44	6,39	61,71	8,18	398,43	5,29	57,2
6,16	395,04	5,81	59,53	7,78	399,52	4,82	55,25
5,85	394,77	5,27	57,5	7,44	398,99	4,43	53,78
5,54	393,39	4,74	55,64	7,04	398,16	3,99	52,14
5,23	390,58	4,24	54,02	6,64	395,96	3,58	50,72
4,93	385,88	3,77	52,71	6,23	391,95	3,18	49,60
4,62	378,66	3,31	51,82	5,88	384,63	2,86	49,25
4,34	367,01	2,94	51,87	5,48	374,77	2,50	49,09
4,03	351,25	2,52	52,38	5,11	359,06	2,21	50,11
3,72	328,10	2,12	54,1	4,71	337,13	1,87	51,93
3,41	293,55	1,73	57,69	4,33	302,78	1,63	56,00
3,12	238,77	1,44	64,82	3,96	249,74	1,42	63,15
2,81	152,39	1,06	76,93	3,57	163,75	1,33	75,7
2,50	0,00	0,00	100,09	2,50	0,00	0,00	100,09
Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 5 kVA e classe de tensão de 15 kV, fator de perdas em carga de 6,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE (kWh)	TRI (anos)	CE (R\$/MWh)	%Z	RPE (kWh)	TRI (anos)	CE (R\$/MWh)
4,03	226,05	4,03	77,96	4,71	209,28	3,09	79,76
3,72	228,25	3,11	77,54	4,33	201,55	2,48	79,54
3,41	219,03	2,35	79,85	3,96	175,29	2,05	81,57
3,12	188,66	1,84	85,74	3,57	116,28	1,89	87,6
2,81	127,70	1,27	99,92	3,21	-9,57	-8,49	101,94
2,50	0,00	0,00	99,92	2,50	0,00	0,00	99,92

A Tabela 81 mostra as faixas de impedâncias maiores do que 2,50 % [3], em que ocorre a combinação entre ganhos energéticos e redução do preço de energia com aumento do tempo de retorno do investimento, em relação ao projeto padrão, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, potência de 5 kVA e classes de tensão de 15 kV, duas e três camadas nos enrolamentos secundários ou de baixa tensão.

Para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas em carga de 1,0 hora, a Tabela 81 mostra que nas faixas de 2,50 % a 6,16 % e de 2,50 % a 7,78 %, as reduções de perdas de energia dos projetos de máxima eficiência energética são 395,04 % kWh ao ano e 399,52 kWh ao ano, e as reduções dos preços de energia são 40,47% (R\$ 40,47) e % 44,25% (R\$ 44,25), em relação ao projeto padrão, para os tempos de retornos dos investimentos de 5,81 e 4,82 anos, para duas e três camadas nos enrolamentos secundários ou de baixa tensão, respectivamente.

Para o fator de perdas em carga de 6 horas, a Tabela 81 mostra que nas faixas de impedâncias de 2,50 % a 3,72 % e de 2,50% a 4,71%, as reduções de perdas de energia dos projetos de máxima eficiência energética são 228,25 kWh ao ano e 209,28 kWh ao ano, e as reduções dos preços de energia são 22,46% (R\$ 22,47) e 20,24% (R\$ 20,24), em relação ao projeto padrão, para os tempos de retornos dos investimentos de 3,11 anos e 3,09 anos, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, respectivamente.

Portanto, para projetos de 15 kVA e 15 kV, objetivos e hipóteses são verificados na totalidade, pois têm-se ganhos energéticos com redução do preço de energia para tempos de retornos relativamente baixos em relação ao vida útil do equipamento.

Para o fator de perdas em carga de 6,0 horas, a Tabela 82 mostra as faixas dos valores de impedâncias percentuais maiores do que 2,50 % prescrito em [3], em que se têm ganhos com reduções das perdas de energia, porém com aumentos dos preços de energia e dos tempos de retornos dos investimentos dos projetos eficientes, em relação aos projetos padrão de referência, contrariamente ao que ocorre com o fator de perdas em carga de 1,0 hora, considerando-se a potência de 5 kVA e classe de tensão de 24,2 kV, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

Para o fator de perdas em carga de 1,0 hora, a Tabela 82 mostra que nas faixas de 2,50 % a 5,10 % e 2,50 % a 7,45 %, as perdas de energia reduzem-se 145,47 kWh ao ano e 152,67 kWh ao ano, e o aumento e a redução dos preços de energia de 11,34 % (R\$ 11,34) e 0,34 %

(R\$ 0,34), para duas e três camadas, respectivamente, considerando-se os tempos de retornos de 29,34 anos e 22,06 anos, duas e três camadas, respectivamente.

Tabela 82 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 5 kVA /24,2 kV.

Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 5 kVA e classe de tensão de 24,2 kVA, fator de perdas em carga de 1,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE (kWh)	TRI (anos)	CE (R\$/MWh)	%Z	RPE (kWh)	TRI (anos)	CE (R\$/MWh)
5,45	145,10	38,42	118,94	7,98	151,76	27,64	106,43
5,28	145,44	33,42	115,1	7,72	152,35	24,65	102,98
5,10	145,47	29,37	111,34	7,45	152,67	22,06	99,63
4,93	145,17	25,98	107,69	7,19	152,66	19,78	96,40
4,79	143,85	23,59	104,77	6,93	152,26	17,75	93,30
4,61	142,66	21,01	101,38	6,66	151,43	15,93	90,97
4,44	140,90	18,75	98,16	6,46	149,43	14,58	88,23
4,26	138,46	16,73	95,15	6,19	147,40	13,05	85,72
4,08	135,196	14,92	92,39	5,93	144,59	11,65	83,50
3,91	130,92	13,28	89,93	5,67	140,83	10,35	81,64
3,73	125,41	11,79	87,86	5,40	135,89	9,15	80,86
3,55	118,34	10,42	86,25	5,19	128,72	8,28	80,04
3,37	109,26	9,16	85,25	4,92	120,34	7,21	79,96
3,19	97,60	7,99	85,03	4,65	109,49	6,19	81,55
3,02	82,51	6,88	85,85	4,42	94,45	5,48	83,83
2,87	61,80	6,27	88,76	4,15	75,78	4,49	88,72
2,69	35,52	5,36	92,96	3,92	49,79	3,79	95,63
2,50	0,00	0,00	99,97	2,50	0,00	0,00	99,97
Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 5 kVA e classe de tensão de 24,2 kV, fator de perdas em carga de 6,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE (kWh)	TRI (anos)	CE (R\$/M)	%Z	RPE (kWh)	TRI (anos)	CE (R\$/MWh)
3,55	41,19	84,74	106,14	-	-	-	-
3,37	45,08	33,53	103,00	4,92	30,19	102,35	104,69
3,20	46,38	21,28	100,37	4,65	33,63	30,87	101,89
3,02	44,26	14,83	98,39	4,42	32,12	21,46	100,29
2,87	35,78	12,05	97,88	4,15	27,79	14,80	98,98
2,69	22,51	9,07	98,05	3,92	15,45	15,02	99,46
2,50	0,00	0,00	100,00	2,50	0,00	0,00	100,00

Para o fator de perdas em carga de 6,0 horas, a Tabela 82 mostra que nas faixas de impedâncias de 2,50 % a 3,20 % e de 2,50 % a 4,65 %, as perdas de energia reduzem-se 46,38 kWh ao ano e 33,63 kWh ao ano, e os aumentos dos preços de energia são de 0,37%

(R\$0,37) e 1,89% (R\$1,89), para os tempos de retornos de 21,28 anos e 30,87 anos, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, respectivamente.

Portanto, no que se refere à redução de perdas de energia, para os projetos de máxima eficiência de 5 kVA e classe 24,2 kV, os objetivos e as hipóteses são verificadas, porém o aumento do preço de energia pode implicar no aumento de tarifa energética ao consumidor, e o tempo de retorno acima da vida útil do equipamento pode resultar no aumento adicional desta tarifa energética em relação ao resultante do aumento do preço de energia. Verifica-se que a viabilidade energética não significa viabilidade econômica.

E os resultados com aumento da tensão máxima de 24,2 kV para 36,2 kV são mostrados na Tabela 83 para o fator de perdas em carga de 1,0 hora. Nas faixas de 2,50 % a 5,05 % e 2,50 % a 8,11 %, as perdas de energia reduzem-se 104,76 kWh ao ano e 112,68 kWh ao ano, e os aumentos dos preços de energia são de 47,09 % (R\$ 47,17) e 34,29 % (R\$ 34,34), para os tempos de retornos de 39,25 anos e 153,92 anos, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, respectivamente. E para o fator de perdas em carga de 6,0 horas, nas faixas de 2,50 % a 3,05 % e de 2,50 % a 4,63 % as reduções de perdas de energia são 27,11 kWh ao ano e 22,85 kWh ao ano, e os aumentos dos preços de energia são 5,46 % (R\$ 5,56) e 4,18 % (R\$ 4,18), para os tempos de retornos de 90,35 anos e 11,72 anos.

Portanto, para os projetos de 5 kVA e classe 36,2kV, os objetivos e as hipóteses, no que tange aos ganhos energéticos, são verificados, porém os preços de energia aumentam e os tempos de retornos são maiores do que a vida útil do equipamento. Estes projetos podem ser utilizados em outras conjunturas, ou seja, no caso em que os objetivos dos ganhos energéticos sobrepõem aos objetivos dos ganhos econômicos, como numa região isolada em que o fornecimento de energia faz-se através de fontes não convencionais, no futuro, quando a possibilidade do esgotamento dos recursos primários de energia passa a ser encarada com maior preocupação.

Tabela 83 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 5 kVA /36,2 kV.

Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 5 kVA e classe de tensão de 36,2 kVA, fator de perdas em carga de 1,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE	TRI	CE	%Z	RPE	TRI	CE
5,19	104,61	32,04	152,18				-
5,05	104,76	39,25	147,32	8,35	112,57	72,98	138,95
4,90	104,71	48,94	142,54	8,11	112,68	153,92	134,49
4,76	104,46	64,07	137,83	7,86	112,58	71,69	130,09
4,61	103,96	103,17	133,22	7,62	112,24	54,91	125,79
4,47	103,17	79,59	128,7	7,37	111,64	45,12	121,58
4,32	102,06	57,76	124,31	7,20	110,21	39,60	118,26
4,18	100,58	46,46	120,05	6,96	108,93	34,05	114,29
4,04	98,67	38,85	115,95	6,71	107,23	29,62	110,47
3,89	96,24	33,15	112,03	6,46	105,05	25,94	106,84
3,75	93,21	28,62	108,34	6,21	102,23	22,81	103,42
3,64	88,87	25,78	105,67	6,03	98,22	20,74	101,01
3,49	84,22	22,50	102,56	5,78	93,90	18,29	98,15
3,35	78,52	19,67	99,84	5,53	88,55	16,09	95,66
3,20	71,52	17,18	97,58	5,28	81,95	14,11	93,62
3,05	62,89	14,95	95,92	5,08	73,08	12,89	92,95
2,91	52,22	12,90	95,01	4,83	62,88	11,21	92,22
2,76	38,94	10,93	95,05	4,63	49,33	10,39	93,23
2,64	21,35	10,43	97,17	4,37	33,18	9,01	94,67
2,50	0,00	0,00	100,15	2,50	0,00	0,00	100,15
Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 5 kVA e 36,2 kV, fator de perdas em carga de 6,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE	TRI	CE	%Z	RPE	TRI	CE
3,20	26,67	29,50	108,58	5,28	-6,09	15,35	111,08
3,05	27,11	90,35	105,46	5,08	4,97	15,91	108,49
2,91	25,51	42,73	102,8	4,83	22,17	15,76	105,73
2,76	21,29	25,89	100,75	4,63	22,85	11,72	104,18
2,64	12,26	22,42	100,11	4,37	7,47	5,66	102,77
2,50	0,00	0,00	99,90	2,50	0,00	0,00	99,90

5.3.3.2 Otimização dos Projetos para Zona Rural, 10 kVA e classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV

A Tabela 84 mostra as faixas de impedâncias maiores que 2,50 % [3], em que se têm ganhos energéticos com a redução e o aumento dos preços de energia, com aumento dos tempos de retornos dos investimentos dos projetos eficientes, em relação ao projetos padrão de referência, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, potência de 10 kVA e classe de tensão de 15 kV, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

Para o fator de perdas em carga de 1,0 hora, a Tabela 84 mostra que nas faixas de 2,50 % a 4,99 % e 2,50 % a 6,55 %, as perdas de energia reduzem-se 213,96 kWh ao ano e 220,48 kWh ao ano. E o aumento e a redução dos preços de energia são de 7,53 % (R\$ 7,53) e 3,25 (R\$ 3,25), respectivamente, para os tempos de retorno de 26,78 anos e 17,63 anos, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, respectivamente.

Tabela 84 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 10 kVA /15 kV.

Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 10 kVA e classe de tensão de 15 kVA, fator de perdas em carga de 1,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE	TRI	CE	%Z	RPE	TRI	CE
5,21	213,08	31,76	111,84	-	-	-	
4,99	213,96	26,78	107,51	6,87	219,96	20,41	100,51
4,76	213,76	22,84	103,37	6,55	220,48	17,62	96,73
4,53	212,24	19,59	99,46	6,22	219,74	15,24357	93,18
4,39	209,07	16,87	95,86	5,90	217,41	13,1756	89,92
4,08	203,80	14,53	92,62	5,64	211,60	11,72002	87,74
3,86	195,84	12,50	89,88	5,31	204,62	10,07997	85,31
3,63	184,34	10,71	87,77	4,99	194,199	8,61069	83,49
3,40	168,08	9,13	86,51	4,66	179,17	7,279306	82,51
3,18	145,26	7,719	86,43	4,34	157,76	6,052742	82,66
2,95	113,10	6,454	88,03	4,012	127,29	4,881474	84,45
2,73	67,17	5,32	92,09	3,73	81,18	4,212769	89,49
2,50	0,00	0,00	99,98	2,50	0,00	0,00	99,98
Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 10 kVA, classe tensão de 15 kV fator de perdas em carga de 6,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE	TRI	CE	%Z	RPE	TRI	CE
3,18	40,41	71,24	102,95	4,34	1,58	-76,43	106,12
2,95	43,20	22,45	100,24	4,01	9,60	-6,89	103,14
2,73	32,22	12,71	98,96	3,73	0,19	-105,97	102,24
2,50	0,00	0,00	99,89	2,50	0,00	0,00	99,89

Para o fator de perdas em carga de 6 horas, a Tabela 84 mostra que nas faixas de 2,50 % a 2,95 % e de 2,50 % a 4,01%, as perdas de energia reduzem-se 43,20 kWh ao ano e 9,60 kWh ao ano, e os aumentos dos preços de energia são 4,24 % (R\$ 4,24) e 3,25 % (R\$ 3,25), para os tempos de retornos de 22,45 anos e - 6,89 anos, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, respectivamente.

Para os projetos de 10 kVA e classe 15,2 kV, objetivos e hipóteses são verificados, porém com aumento de preço de energia, exceto para o projeto com três camadas e fator das perdas em carga de 1,0 hora, em que ocorre a redução do preço de energia.

Na Tabela 85, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora, potência de 10 kVA e classe de tensão de 24,2 kV, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, nas faixas de 2,50 % a 4,55 % e 2,50 % a 7,27 %, as perdas de energia reduzem-se 119,41 kWh e 125,90 kWh ao ano, e os aumentos dos preços de energia são 37,88 % (R\$ 37,88) e 26,49 % (R\$ 26,49), para períodos de 35,41 anos e 115,19 anos, duas e três camadas, respectivamente. E para o fator de perdas em carga de 6,0 horas, nas faixas de 2,50 % a 2,82 % as perdas reduzem 9,68 kWh ao ano, e o aumento do preço de energia é de 4,32 % (R\$ 4,32), para o tempo de retorno de -8,49 anos, duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão. Para três camadas o projeto padrão de referência é mais eficiente. **Para os projetos de 10 kVA e classe 24,2 kV, os objetivos e as hipóteses são verificadas, porém os preços de energia aumentam e os tempos de retorno são maiores do que 20 anos.**

Tabela 85 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 10 kVA /24,2 kV.

Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 10 kVA e classe de tensão de 24,2 kVA, fator de perdas em carga de 1,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE	TRI	CE	%Z	RPE	TRI	CE
4,71	119,19	26,86	143,11	-	-	-	-
4,55	119,41	35,41	137,88	7,55	125,87	60,07	131,21
4,39	119,10	47,47	132,77	7,27	125,90	115,19	126,49
4,23	118,19	69,21	127,81	7,00	125,34	68,32	121,92
4,10	116,58	101,93	123,02	6,7190	124,09	49,39	117,51
3,91	114,13	59,03	118,43	6,44	122,03	39,08	113,3
3,75	110,68	44,39	114,09	6,17	118,99	32,05	109,32
3,59	106,03	35,52	110,04	5,89	114,78	26,77	105,64
3,43	99,90	29,20	106,35	5,61	109,13	22,56	102,3
3,27	91,95	24,33	103,1	5,34	101,70	19,07	99,39
3,11	81,74	20,36	100,40	5,13	90,72	17,16	97,98
2,99	67,23	18,57	99,38	4,85	78,17	14,49	96,32
2,82	50,31	15,75	98,3	4,58	61,95	12,06	95,55
2,66	28,47	13,33	98,43	4,30	40,90	9,58	95,95
2,50	0,00	0,00	100,17	2,50	0,00	0,00	100,17
Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 10 kVA, classe tensão de 24,2 kV fator de perdas em carga de 6,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE	TRI	CE	%Z	RPE	TRI	CE
2,99	6,28	-38,54	107,63	PROJETO BASE É MAIS EFICIENTE			
2,82	9,68	-8,49	104,32				
2,66	8,15	21,99	101,66				
2,50	0,00	0,00	99,90				

Com o aumento da classe de tensão de 10 kVA de 24,2 kV para 36,2 kV, a Tabela 86 mostra que nas faixas de impedâncias de 2,50 % a 4,68 % e 2,50% a 8,47%, as perdas de energia reduzem-se 105,95 kWh e 115,80 kWh ao ano, e os aumentos dos preços de energia são 73,41 % e 62,14, para os tempos de retornos de 0,99 anos e 11,27 anos, 2 e 3 camadas. Para o fator de perdas em carga de 6,0 horas, nas faixas de 2,50 % a 2,90 %, as perdas de energia reduzem-se apenas 10,57 kWh ao ano e o aumento do preço de energia reduz 9,03%, para o tempo de retorno -23,36 anos. O sinal negativo significa que o aumento do custo de compras dos projetos eficientes é mais expressivo em que a redução do custo de perdas.

Tabela 86 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 10 kVA /36,2 kV.

Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 10 kVA e classe de tensão de 36,2 kVA, fator de perdas em carga de 1,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE	TRI	CE	%Z	RPE	TRI	CE
4,81	105,74	-2,02	179,5				
4,68	105,95	0,99	173,41	8,72	115,69	7,52	167,85
4,55	105,88	4,23	167,39	8,47	115,80	11,27	162,14
4,42	105,51	7,79	161,45	8,22	115,62	15,47	156,5
4,29	104,81	11,74	155,6	7,97	115,11	20,28	150,96
4,16	103,71	16,21	149,86	7,72	114,23	25,96	145,52
4,03	102,18	21,40	144,23	7,47	112,91	32,96	140,19
3,90	100,14	27,65	138,73	7,22	111,11	42,22	134,99
3,77	97,52	35,57	133,4	7,06	107,78	51,03	130,98
3,64	94,22	46,59	128,24	6,81	104,73	72,85	126,11
3,51	90,13	65,40	123,29	6,56	100,91	103,21	121,44
3,38	85,11	139,37	118,59	6,30	96,17	61,48	117,01
3,25	78,99	63,49	114,19	6,05	90,36	46,81	112,88
3,12	71,54	46,79	110,13	5,80	83,25	37,81	109,08
3,03	61,34	41,54	107,55	5,543	74,57	31,33	105,71
2,90	50,30	33,89	104,45	5,29	63,98	26,28	102,84
2,766	36,83	28,22	101,99	5,11	49,73	24,92	101,67
2,63	20,34	23,76	100,34	4,85	33,73	21,84	100,24
2,50	0,00	0,00	99,72	2,50	0,00	0,00	99,72
Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 10 kVA, classe tensão de 36,2 kV fator de perdas em carga de 6,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE	TRI	CE	%Z	RPE	TRI	CE
3,03	8,37	-40,47	112,90	PROJETO BASE É MAIS EFICIENTE			
2,90	10,57	-23,36	109,03				
2,77	10,35	-8,27	105,53				
2,63	7,10	7,77	102,51				
2,50	0,00	0,00	100,08				

Para os projetos de 10 kVA e classe 36,2 kV, os objetivos e as hipóteses são verificados, porém com aumento de preço de energia.

5.3.3.3 Otimização dos Projetos Para Zona Rural, 15 kVA e Classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV

A Tabela 87 mostra as faixas dos valores de impedâncias maiores do que 2,50 % [3], com ganhos energéticos, em relação aos projetos padrão de referência, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, potência de 15 kVA e classe de tensão de 15 kV, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

Tabela 87 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 15 kVA /15 kV.

Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 15 kVA e classe de tensão de 15 kVA, fator de perdas em carga de 1,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE	TRI	CE	%Z	RPE	TRI	CE
4,65	208,92	63,30	127,97	-	-	-	
4,49	209,67	47,93	123,90	6,14	233,13	22,46	108,46
4,34	209,55	38,84	119,97	5,92	234,06	19,39	104,92
4,18	208,39	32,47	116,2	5,70	234,05	16,76	101,52
4,07	204,04	28,79	113,44	5,48	232,93	14,47	98,29
3,91	200,17	24,72	110,09	5,27	230,48	12,44	95,27
3,76	194,54	21,39	107,01	5,05	226,43	10,62	92,5
3,60	186,76	18,58	104,26	4,83	220,44	8,95	90,04
3,44	176,35	16,18	101,93	4,62	212,04	7,40	87,94
3,29	162,65	14,09	100,11	4,40	200,65	5,91	86,31
3,13	144,80	12,25	98,93	4,18	185,49	4,44	85,28
2,97	121,63	10,62	98,59	3,97	165,45	2,90	84,99
2,82	91,50	9,16	99,33	3,75	139,07	1,10	85,7
2,66	52,10	7,85	101,51	3,53	104,192	-1,42	87,73
2,50	0,00	0,00	105,66	2,50	0,00	0,00	105,66
Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 15 kVA, classe tensão de 15 kV fator de perdas em carga de 6,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE	TRI	CE	%Z	RPE	TRI	CE
2,97	13,10	-19,66	105,02	-	-	-	
2,82	19,14	20,79	102,55	3,75	11,59	18,12	100,00
2,66	15,91	51,61	100,81	3,53	15,88	-8,15	97,95
2,50	0,00	0,00	100,06	2,50	0,00	0,00	100,06

Para o fator de perdas em carga de 1,0 hora, a Tabela 87 mostra que nas faixas de 2,50 % a 4,49 % e 2,50 % a 5,92 %, as perdas de energia reduzem-se 209,67 kWh ao ano e 234,06 kWh ao ano, e aumentos dos preços de energia são 23,90% (R\$ 23,90) e 4,92 (R\$ 4,92), para

os tempos de retornos de 47,93 anos e 19,39 anos, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, respectivamente.

Para o fator de perdas em carga de 6,0 horas, a Tabela 87 mostra que nas faixas de 2,50 % a 2,82 % e de 2,50% a 3,53%, as perdas de energia reduzem-se 19,14 kWh ao ano e 15,88 kWh ao ano; o aumento e a redução dos preços de energia são de 2,55% (R\$ 2,55) e 2,05% (R\$ 2,05), respectivamente, para os tempos de retorno de 20,79 anos e -8,15 anos, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão. O sinal negativo do tempo de retorno indica que proporcionalmente o aumento do custo de compras ocorre em muito maior proporção do que a redução do seu custo de perdas de energia como o processo de otimização para se obter os projetos rurais mais eficientes e mais econômicos, em relação ao projeto padrão.

Os objetivos e as hipóteses, no que se refere aos ganhos energéticos, são verificados, porém para duas camadas e fator de perdas de 1,0 hora os preços de energia aumentam e o tempo de retorno é maior do que a vida útil estimada dos equipamentos.

A Tabela 88 mostra as faixas de impedâncias maiores do que 2,50 % [3], em que se têm ganhos energéticos, com o processo de otimização dos projetos padrão, para se obter os projetos eficientes rurais, porém com aumento dos preços de energia, com exceção de três camadas e fator de perdas de 6,0 horas.

A redução do preço de energia com a combinação entre os aumentos do fator de perdas em carga e número de camadas nos enrolamentos secundários, deve-se à maior redução do número de espiras por camadas dos enrolamentos primário do que o aumento de suas camadas, resultando na maior redução da massa da coluna do que no aumento das massa da culatra do núcleo, estratégia para se obter o menor custo total capitalizado, com o aumento do fator de perdas em carga, e consequente elevação de perdas no cobre.

Para o fator de perdas em carga de 1 hora, nas faixas de impedância de 2,50 % a 4,46 % e 2,50 % a 5,92 % as perdas de energia reduzem-se 193,12 kWh ao ano e 219,16 kWh ao ano, e os aumentos dos preços de energia são de 20,64 % (R\$ 20,64) e 1,50 % (R\$ 1,50), para os tempos de retorno de 65,01 anos e 21,26 anos, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, respectivamente. E para o fator de perdas em carga de 6 horas, nas faixas de 2,50 % a 2,80 % e de 2,50 % a 3,58 %, as perdas de energia reduzem-se 14,72 kWh ao ano e 11,12 kWh ao ano, e o aumento e a redução dos preços de energia são 2,87 % (R\$ 2,87) e 1,78 % (R\$ 1,78), respectivamente, para os tempos de retorno de 3,81 anos e -10,85 anos, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

Portanto, em termos de ganhos de energia, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora, os objetivos e as hipóteses são verificados, porém os preços de energia aumentam com a exceção de fator de perdas de 6,0 horas e três camadas nos enrolamentos secundários, e os tempos de retornos são maiores do que a vida útil do equipamentos.

Tabela 88 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 15 kVA /24,2 kV.

Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 15 kVA e classe de tensão de 24,2 kVA, fator de perdas em carga de 1,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE	TRI	CE	%Z	RPE	TRI	CE
4,61	192,57	138,57	124,56	-	-	-	
4,46	193,12	65,01	120,64	6,13	218,44	24,77	104,92
4,31	192,82	48,76	116,84	5,92	219,16	21,26	101,50
4,16	191,54	39,37	113,19	5,71	218,98	18,30	98,22
4,00	189,10	32,84	109,73	5,49	217,739	15,75	95,1
3,85	185,28	27,90	106,47	5,28	215,25	13,51	92,16
3,70	179,80	23,96	103,46	5,07	211,25	11,51	89,46
3,55	172,32	20,72	100,76	4,85	205,44	9,69	87,04
3,40	162,40	17,98	98,43	4,64	197,39	7,99	84,95
3,25	149,45	15,62	96,57	4,43	186,59	6,38	83,29
3,10	132,71	13,57	95,28	4,22	172,32	4,79	82,16
2,95	111,13	11,77	94,73	4,00	153,63	3,124	81,69
2,80	83,30	10,17	95,13	3,79	129,21	1,193	82,11
2,65	47,21	8,73	96,79	3,58	97,23	-1,50	83,67
2,50	0,00	0,00	100,15	2,50	0,00	0,00	100,15
Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 15 kVA, classe tensão de 24,2 kV fator de perdas em carga de 6,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE	TRI	CE	%Z	RPE	TRI	CE
2,95	8,26	-35,19	105,42	-	-	-	
2,80	14,72	3,81	102,87	3,79	5,93	149,27	100,39
2,65	12,92	71,86	100,98	3,58	11,12	-10,85	98,22
2,50	0,00	0,00	99,99	2,50	0,00	0,00	99,99

Com o aumento da classe de tensão do projeto 15 kVA, de 24,2 kV para 36,2 kV, a Tabela 89 mostra que para o fator de perdas em carga de 1,0 hora, nas faixas de 2,50 % a 4,05 % e 2,50 % a 6,17 %, as perdas de energia reduzem-se 108,94 kWh ao ano e 134,09 kWh ao ano, e os aumentos dos preços de energia são de 41,36 % (R\$ 41,36) e 19,22% (R\$ 19,22), para os tempos de retornos de 12,23 anos e 76,14 anos, duas e três camadas nos enrolamentos secundários ou de baixa tensão, respectivamente.

Portanto para fator de perdas em carga de 6,0 horas, os objetivos e as hipóteses não são verificadas. E para o fator das perdas de 1,0 hora, no que se refere ao ganho energético, os objetivos e as hipóteses são verificados, porém com aumento do preço de energia e para o período de tempo além da vida útil dos equipamentos.

Tabela 89 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 15 kVA /36,2 kV.

Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 15 kVA e classe de tensão de 36,2 kVA, fator de perdas em carga de 1,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE	TRI	CE	%Z	RPE	TRI	CE
4,16	108,91	7,81	145,85	-	-	-	
4,05	108,94	12,23	141,36	6,35	133,98	86,30	123,19
3,98	107,17	15,56	137,81	6,17	134,09	76,14	119,22
3,87	106,16	21,05	133,52	5,99	133,71	51,73	115,34
3,76	104,54	27,61	129,34	5,81	132,76	39,84	111,57
3,64	102,20	35,88	125,3	5,63	131,16	31,98	107,92
3,53	99,06	47,39	121,41	5,45	128,82	26,11	104,42
3,42	94,97	67,21	117,7	5,27	125,62	21,40	101,09
3,30	89,79	122,25	114,21	5,09	121,41	17,45	97,94
3,19	83,34	63,11	110,95	4,91	116,03	13,90	95,02
3,08	75,38	47,34	107,99	4,73	109,27	10,81	92,37
2,96	65,64	38,06	105,37	4,55	100,85	7,80	90,03
2,85	53,74	31,57	103,16	4,36	90,46	4,76	88,08
2,74	39,26	26,63	101,45	4,18	77,68	1,42	86,58
2,62	21,59	22,68	100,35	4,06	60,21	-2,20	86,53
2,50	0,00	0,00	100,00	2,50	0,00	0,00	100,00

Para o fator de perdas de 6 horas o projeto padrão é mais eficiente

5.3.3.4 Otimização dos Projetos para Zona Rural, 25 kVA e Classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV

A Tabela 90 mostra as faixas dos valores de impedâncias maiores do que 2,50 % [3], com ganhos de energia e reduções dos preços de energia, com aumento dos tempos de retornos dos investimentos dos projetos eficientes, em relação aos padrão, fator de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, 25 kVA e 15 kV, 2 e 3 camadas nos enrolamentos secundários.

Para o fator de perdas em carga de 1,0 hora, a Tabela 90 mostra que nas faixas de 2,50 % a 5,52 % e 2,50% a 7,22%, as perdas de energia reduzem-se 949,43 kWh ao ano e 959,00 kWh ao ano, e as reduções dos preços de energia são de 35,83 % (R\$ 35,83) e 40,05 % (R\$ 40,05), para os tempos de retornos de 5,23 anos e 4,07 anos, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, respectivamente. E para o fator de perdas em carga de 6 horas,

nas faixas de 2,50 % a 3,42% e de 2,50% a 4,34%, as perdas de energia reduzem-se 380,84 kWh ao ano e 322,31 kWh ao ano, e as reduções dos preços de energia são 10,31 % (R\$ 10,31) e 9,13 % (R\$ 9,13), para os tempos de retornos de 3,87 anos e 3,33 anos, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão. **Logo, os objetivos e as hipóteses são alcançados na totalidade, pois ocorrem ganhos energéticos com redução do preço de energia, para tempos de retorno pequenos.**

Tabela 90 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 25 kVA /15 kV.

Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 25 kVA e classe de tensão de 15 kVA, fator de perdas em carga de 1,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE	TRI	CE	%Z	RPE	TRI	CE
5,83	945,50	5,86	66,27	7,65	952,88	4,57	61,87
5,52	949,43	5,23	64,17	7,22	959,00	4,07	59,95
5,22	949,26	4,65	62,3	6,88	957,93	3,68	58,7
4,91	943,77	4,11	60,73	6,46	955,03	3,24	57,29
4,61	931,16	3,60	59,57	6,03	945,32	2,82	56,28
4,30	908,83	3,12	58,97	5,60	926,31	2,43	55,8
3,99	872,82	2,68	59,16	5,18	894,15	2,05	56,07
3,69	816,87	2,25	60,48	4,76	842,84	1,70	57,44
3,42	726,00	1,95	64,04	4,34	762,38	1,35	60,47
3,11	590,60	1,59	69,91	3,92	635,24	1,00	66,18
2,80	372,17	1,25	80,53	3,509	428,38	0,58	76,44
2,50	0,00	0,00	99,94	2,50	0,00	0,00	99,94
Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 25 kVA, classe tensão de 15 kV fator de perdas em carga de 6,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE	TRI	CE	%Z	RPE	TRI	CE
3,69	362,52	5,39	91,39	4,76	279,59	5,51	93,42
3,42	380,84	3,87	89,69	4,34	322,31	3,33	90,87
3,11	360,49	2,66	89,23	3,92	318,34	2,043	90,02
2,80	257,12	1,84	91,8	3,51	234,65	1,06	92,06
2,50	0,00	0,00	99,96	2,50	0,00	0,00	99,96

A Tabela 91 mostra as faixas dos valores de impedâncias percentuais maiores do que 2,50% [3], com ganhos refletidos nas reduções de perdas e dos preços de energia, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, potência de 25 kVA e classe de tensão de 24,2 kV, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

Para o fator de perdas em carga de 1,0 hora, a Tabela 91 mostra que nas faixas de 2,50% a 5,01% e 2,50% a 7,16%, as perdas de energia reduzem-se 450,43 kWh ao ano e

463,64 kWh ao ano, e as reduções dos preços de energia são 9,68% e 18,58%, para os tempos de retorno de 13,63 anos e 9,14 anos, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão. E para o fator de perdas em carga de 6,0 horas, nas faixas de impedâncias 2,50% a 3,17% e de 2,50% a 4,30%, as perdas de energia reduzem-se 96,38 kWh ao ano e 52,96 kWh ao ano, e as reduções dos preços de energia são de 0,33% e 0,45%, para os tempos de retornos de 18,20 anos e 15,68 anos, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

Tabela 91 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 25 kVA /24,2 kV.

Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 25 kVA e classe de tensão de 24,2 kVA, fator de perdas em carga de 1,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE	TRI	CE	%Z	RPE	TRI	CE
5,24	449,17	15,40	93,26				
5,01	450,43	13,63	90,32	7,53	463,27	10,34	83,88
4,78	449,49	12,06	87,57	7,16	463,64	9,14	81,42
4,55	445,83	10,65	85,07	6,89	458,84	8,30	79,83
4,32	438,80	9,38	82,87	6,52	453,31	7,29	77,9
4,09	427,47	8,22	81,06	6,14	443,63	6,36	76,34
3,86	410,61	7,17	79,74	5,77	428,61	5,51	75,26
3,63	386,47	6,21	79,07	5,40	406,56	4,71	74,8
3,40	352,54	5,32	79,28	5,03	375,02	3,95	75,2
3,17	305,11	4,48	80,7	4,67	330,40	3,21	76,77
2,97	234,66	4,04	84,57	4,30	267,14	2,43	80,01
2,74	139,21	3,36	90,29	3,94	176,39	1,43	85,71
2,50	0,00	0,00	99,93	2,50	0,00	0,00	99,93
Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 25 kVA, classe tensão de 24,2 kV fator de perdas em carga de 6,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE	TRI	CE	%Z	RPE	TRI	CE
3,40	73,24	60,23	102,46				
3,17	96,38	18,20	99,67	4,66	40,19	91,20	101,58
2,97	93,02	11,76	98,45	4,30	52,96	15,68	99,55
2,74	68,40	7,38	98,09	3,94	38,23	7,37	98,92
2,50	0,00	0,00	99,97	2,50	0,00	0,00	99,97

Portanto, assim com para 25 kVA e 15 kV, para 25 kVA e 24,2 kV, os objetivos e as hipóteses são verificados plenamente, ou seja, ocorrem reduções de perdas de energia e do seu preço, para tempos de retorno relativamente reduzidos.

Com o aumento da classe tensão do projetos de 25 kVA de 24,2 kV para 36,2 kV, a Tabela 92 mostra as faixas dos valores de impedâncias percentuais maiores do que 2,50 % [3], em que se têm ganhos com as reduções de perdas e dos preços de energia, em relação aos

projetos padrão de referência, para o fator de perdas em carga de 1,0 hora e 6,0 horas, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

Tabela 92 - Variações das perdas de energia, do tempo de retorno e do preço de energia com a otimização, 2 e 3 camadas nos EBT e fator de perdas em carga de 1 hora e 6 horas, 25 kVA /36,2 kV.

Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 25 kVA e classe de tensão de 36,2 kVA, fator de perdas em carga de 1,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE	TRI	CE	%Z	RPE	TRI	CE
5,57	439,45	21,34	101,87	9,45	450,64	17,47	96,23
5,37	440,36	19,14	98,82	9,08	452,37	15,78	93,43
5,16	440,02	17,20	95,9	8,71	452,89	14,26	90,75
4,96	438,19	15,47	93,12	8,35	451,99	12,88	88,21
4,75	434,59	13,91	90,51	7,98	449,37	11,62	85,83
4,55	428,86	12,49	88,11	7,62	444,69	10,46	83,65
4,34	420,52	11,20	85,96	7,25	437,51	9,40	81,72
4,14	408,99	10,02	84,12	6,89	427,23	8,42	80,08
3,93	393,47	8,93	82,66	6,52	413,09	7,51	78,82
3,73	372,90	7,93	81,7	6,16	394,08	6,66	78,03
3,52	345,84	7,00	81,36	5,80	368,77	5,87	77,85
3,32	310,23	6,14	81,84	5,44	335,21	5,12	78,46
3,12	263,35	5,35	83,43	5,08	290,61	4,42	80,15
2,91	200,85	4,61	86,52	4,73	230,87	3,73	83,3
2,71	116,40	3,93	91,74	4,37	149,78	3,01	88,52
2,50	0,00	0,00	100,04	2,50	0,00	0,00	100,04
Redução das perdas de energia, kWh ao ano, projetos de 25 kVA, classe tensão de 36,2 kV fator de perdas em carga de 6,0 hora							
2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão				3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão			
%Z	RPE	TRI	CE	%Z	RPE	TRI	CE
3,32	111,19	23,20	100,66	5,44	63,91	78,83	102,82
3,12	114,04	14,64	98,73	5,08	73,10	25,52	100,72
2,91	101,31	10,13	97,7	4,73	67,15	16,11	99,49
2,71	66,63	7,31	97,94	4,37	39,84	13,83	99,5
2,50	0,00	0,00	100,03	2,51	0,00	0,00	100,03

Para o fator de perdas em carga de 1,0 hora, a Tabela 92 mostra que nas faixas de 2,50 % a 5,37 % e 2,50 % a 9,08 %, as perdas de energia reduzem 440,36 kWh ao ano e 452,37 kWh ao ano, e as reduções dos preços de energia são 1,18 % (R\$ 1,18) e 6,57 % (R\$ 6,57), para os tempos de retornos de 19,14 anos e 15,78 anos, duas e três camadas nos enrolamentos de baixa tensão, respectivamente. E para o fator de perdas em carga de 6,0 horas, nas faixas de 2,50 % a 3,12 % e de 2,50% a 5,08%, as perdas de energia reduzem-se 114,04 kWh ao ano e 73,10 kWh ao ano, a redução do preços de energia para 2 camadas é de 1,27 % (R\$ 1,27) e para três camadas praticamente o preço de energia mantém-se, para os tempos de

retornos de 14,64 anos e 25,52. **Portanto, como o preço de energia para o projeto com três camadas nos enrolamentos de baixa tensão e fator de perdas de 6,0 horas mantém-se constante, os objetivos são atingidos e as hipóteses são verificadas na sua totalidade.**

Para que as hipóteses e os objetivos sejam alcançados plenamente, os ganhos energéticos devem pelo menos ocorrer para os preços de energia igual ao praticado com a operação dos projetos padrão, e que os tempos de retorno sejam iguais às vidas úteis dos equipamentos.

Como se verifica, para todos os projetos mais econômicos se obtém ganhos energéticos com a redução dos preços de energia, para o tempo de retornos menores do que as vidas úteis dos equipamentos. Portanto, com a otimização dos projetos mais econômicos para se obter os projetos de máxima eficiência energética, ocorrem casos em que os custos de compras das unidades aumentam em maior proporção do que a redução dos custos de perdas de energia, resultando em ganhos energéticos, mas com aumento dos preços de energia e dos tempos de retornos maiores do que as vidas úteis dos equipamentos.

Isto pode resultar na inviabilização dos investimentos ou no aumento das tarifas, tornando as vidas dos consumidores mais difíceis. Este sacrifício pode ser imposto caso no futuro venha a ocorrer a carência de recursos primário de energia ou, se num local isolado, a utilização de um transformador de máxima eficiência e de menor potência pode resolver problema no fornecimento de energia que só pode ser conseguido com um transformador mais econômico e de maior potência, portanto de maior custo total capitalizado.

Dos 48 projetos de máxima eficiência energética apenas em 19 deles se consegue verificar os objetivos e as hipóteses com a combinação entre as reduções de perdas e de preços de energia, tais como: 5 kVA e 15 kV; duas e três camadas; 10 kVA e 15 kV, 3 camadas; 15 kVA e 15 kV, 3 camadas; e 25 kVA classes 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV, considerando-se fator de perdas em carga de 1,0 hora, para duas e três camadas. Para o fator das perdas em carga de 6,0 horas, isto ocorre apenas para: 5 kVA e 15 kV, para duas e três camadas nos enrolamentos secundários; 15 kVA e classes 15 kV e 24,2 kV, três camadas; e 25 kVA, classes e 15 kV e 24,2 kV, duas e três camadas; e para 25 kVA e classe 36,2 kV, apenas para duas camadas nos enrolamentos de baixa tensão.

5.4 Otimização do Projeto Proposto versus Projeto com Núcleos Amorfos: Ganhos econômicos e energéticos

Considerando-se a existência de transformador eficiente com núcleo de material amorfo para a condição de baixo carregamento, com redução de perdas em vazio em relação ao projeto padrão, este item tem por objetivo avaliar a questão relacionada com o seu elevado custo de aquisição e a possibilidade de sua substituição pelo transformador proposto com núcleo de aço-silício convencional de alta impedância, com a finalidade de tornar o meio rural de baixa densidade de consumo de energia mais atrativo ao investimento.

A Tabela 93 mostra as grandezas dos transformadores com núcleo de material amorfo e de aço-silício convencional com enrolamentos de cobre para os projetos: padrão, mais econômico e de máxima eficiência energética, potência de 5 kVA e classe 15 kV. Consta-se que os transformadores mais econômico e de máxima eficiência energética propostos de alta impedância percentual são mais econômicos quanto aos ganhos efetivos baseados nos seus custos totais capitalizados, em relação aos com núcleos amorfos.

Os dados na Tabela 93 são determinados para o fator de perdas em carga de 1,0 hora, período de análise 20 anos, taxa de juros de 10 %, preço de energia de R\$ 100,00 por MWh. O fator de utilização, o peso específico e a indução de magnética de referência utilizados no processo de otimização dos projetos com núcleos amorfos são menores 13 %, 5,88 % e 25 % [26], respectivamente, em relação ao projeto com núcleo de aço silício convencional proposto, enquanto o preço por kg das lâminas do seu núcleo é maior 150 % [22]. Os menores valores de fator de utilização e da indução magnética dos projetos com núcleos amorfos devem-se à necessidade de aumentar a seção do seu núcleo para mitigar a sua rápida saturação, enquanto o maior preço do núcleo amorfo deve-se a maior dificuldade na sua fabricação.

Os custos das perdas nos transformadores com núcleos de materiais amorfos, segundo a Tabela 93, são substancialmente menores do que os dos transformadores com núcleos de aço-silício, enquanto os seus custos de aquisição são expressivamente maiores. Portanto, os maiores custos totais capitalizados dos transformadores com núcleos amorfos devem-se ao seu maior custos de aquisição do que o seu menor custos das perdas, em relação aos projetos com núcleos de aço-silício convencional, resultando, portanto, nos seus maiores custo total capitalizado e tempos de retornos.

Contrariamente aos projetos eficientes propostos de alta impedância, os projetos com núcleos amorfos possuem valores de impedâncias percentuais iguais ou próximos de 2,50 %

[3]. Isto deve-se ao elevado preço do material amorfo, pelo que a aplicação da alternativa redução de volt por espiras no processo de otimização resulta no aumento do custo relativo às perdas nos enrolamento e aquisição, em relação a redução dos custos das perdas no núcleo, em muito maior proporção do que ocorre com os projetos de alta impedância proposto com núcleo de aço silício convencional. Portanto, carece de matérias de núcleos com as mesmas características do material amorfos, porém com o mesmo preço do aço silício.

Portanto, as hipóteses e os objetivos são alcançados com a otimização dos projetos com núcleos de aço-silício convencional de alta impedância para o meio rural, no que se refere aos ganhos econômicos, em relação aos com núcleos amorfos, tornando a zona rural mais competitiva aos investimentos. Isto porque a substituição dos projetos eficientes rurais com núcleos amorfos pelos com núcleos de aço-silício permite encontrar um ponto de equilíbrio entre o aumento do custos de aquisição dos projetos com núcleos amorfos e a redução dos seus custos de perdas de energia, em relação ao projeto padrão [3]. Ou seja, com os projetos eficientes com núcleos de aço-silício, passam-se a ter menores ganhos energéticos e maiores ganhos econômicos com a substituição dos projetos padrão, em relação ao que ocorre com os projetos eficientes com núcleos amorfos.

Tabela 93 - Grandezas físicas e econômicas dos transformadores com núcleo de materiais amorfos e de aço-silício convencional e projetos eficientes com núcleos de material de aço-silício.

Parâmetros	Projetos com núcleos de aço-silício e enrolamentos de cobre				
	Projeto padrão	2 camadas nos enrolamentos de baixa tensão		3 camadas nos enrolamentos de baixa tensão	
		Proj. mais econômico	Proj. mais eficiente	Proj. mais econômico	Proj. mais eficiente
Perdas núcleo (W)	64,75	21,80	12,79	17,82	11,31
Perdas cobre (W)	115,06	183,66	279,84	214,69	303,23
Perdas totais (W)	179,81	205,46	292,63	232,51	314,54
Impedância (%)	2,50	4,03	6,16	5,48	7,78
I. Excitação (%)	8,15	0,69	0,18	0,46	0,16
Indução magnética (T)	1,78	1,11	0,72	1,03	0,72
Perdas energia kWh ano	609,25	258,00	214,21	234,48	209,73
Custos aquisição (R\$)	985,50	1068,20	1186,90	1073,00	1157,50
Custos perdas (R\$)	518,69	219,65	182,37	1068,20	1186,90
Custos t. capitalizado (R\$)	1504,20	1287,90	1369,30	1272,60	1336,10
Perdas e ganhos econômicos com otimização do projeto padrão e tempos retornos					
Δ CC (R\$)	-	-82,68	-201,40	-87,42	-172,00
Δ CPE (R\$/ano)	-	35,10	39,50	37,48	39,96
Tempo retorno (anos)	-	2,82	7,48	2,79	5,91
Δ CTC (R\$)	-	216,30	134,90	231,60	168,10
Parâmetros	Projetos com núcleos amorfos e enrolamentos de cobre				
	Projeto Base	2 camadas enrolamentos de baixa tensão		Três camadas enrolamentos de baixa tensão	
		Proj. mais econômico	Proj. mais eficiente	Proj. mais econômico	Proj. mais eficiente
Perdas núcleo (W)	4,98	4,98	2,15	5,13	2,12
Perdas cobre (W)	115,39	115,39	151,79	126,56	164,66
Perdas totais (W)	120,37	120,37	153,94	131,69	166,98
Impedância (%)	2,50	2,50	3,32	3,22	4,19
I. Excitação (%)	19,41	19,41	3,08	19,96	3,04
Indução magnética (T)	1,86	1,86	1,41	1,62	1,22
Perdas energia kWh ano	85,77	85,77	74,25	91,09	78,68
Custos aquisição (R\$)	1432,90	1432,90	1504,69	1458,40	1498,72
Custos perdas (R\$)	73,02	73,02	63,21	77,55	66,98
Custos t. capitalizado (R\$)	1505,90	1505,90	1567,9	1535,90	1565,70
Perdas e ganhos econômicos com otimização do projeto padrão e tempos retornos					
Δ CC (R\$)	-	-447,28	-519,15	-472,81	-513,18
Δ CPE (R\$/ano)	-	52,35	53,51	51,82	53,06
Tempo retorno (anos)	-	20,22	36,86	25,78	35,84
Δ CTC (R\$)	-	-1,70	-63,70	-31,70	-61,50

5.5 Contribuição da Tese

Nesta tese, o processo de otimização do projeto padrão para se obter uma faixa de projetos de transformador de distribuição eficientes e econômicos, com valores de impedâncias maiores do que o prescrito na NBR 5440, 2,50%, prova que as temperaturas internas e os rendimentos desses transformadores estão dentro dos limites impostos, devido à mitigação do aumento de perdas nos enrolamentos com a redução de perdas no núcleo, e que o aumento de quedas de tensão no dimensionamento dos transformador eficientes rural, considerando-se a carga imposta de 1,0 p.u, não resulta na degradação da qualidade de energia.

Tendo em conta que se têm ganhos econômicos expressivos com a substituição do transformador padrão pelos transformadores eficientes de alta impedância no meio rural, isto confere às concessionárias a liberdade de escolher as várias opções de investimentos, aumentando a atratividade do investimento no meio rural, por um lado, e por outro lado, colaborar com a associação Brasileira de normas técnicas, ABNT, de modo que doravante se projete transformadores em função do perfil de carga, ao invés de impor um único valor de impedância na elaboração desses projetos, desde que se confirma a viabilidade técnica dos transformadores eficientes, operando em plena carga.

5.6 Comentários

Neste capítulo, para a análise dos ganhos econômicos e energéticos, os dados obtidos dos projetos eficientes e padrão de referências foram organizados em tabelas e figuras. Através desses dados organizados, realizaram-se análises comparativas envolvendo custos e perdas de energia para se apresentar as vantagens dos diferentes projetos.

A utilização do transformador padrão nas regiões de baixo carregamento, como zonas rurais, representa desperdício de dinheiro e energia, pois a elevação da impedância acima do valor máximo [3] pode gerar ganhos expressivos, sobretudo quando se considera um número elevado de transformadores. Porém, a elevação do valor da impedância é limitado pela elevação da temperatura e da queda de tensão nos equipamentos.

Em plena carga, tecnicamente os transformadores eficientes mais econômicos de alta impedância com núcleos de aço silício convencional são viáveis e podiam operar em um centro urbano caso ali não existissem muitas máquinas que impõem correntes de partida elevadas.

Por sua vez, os projetos de máxima eficiência com núcleos de aço-silício convencional e impedância mais elevada, em relação aos mais econômicos, podem não ser viáveis tecnicamente em plena carga para os centros urbanos, independentemente da elevada corrente de partida, porém para o ciclo diário de carga típico da zona rural, o transformador de máxima eficiência energética, com núcleo de aço silício convencional, são viáveis energética e tecnicamente, pois para a comunidade carente, onde praticamente não existe corrente de partida elevada, as quedas de tensão máxima permitida na elaboração do projeto para carga nominal é de 8% [25] e não 5% aceitável nos centros urbanos [24]. A vantagem dos transformadores de máxima eficiência energética, em relação aos mais econômico, é o seu ganhos energético máximo, embora seja menor em relação aos projetos com núcleos amorfos.

VI - CONCLUSÃO

6.1 Considerações Finais

A análise econômica dos projetos de transformadores de distribuição é complexa, pois os custos totais capitalizados dos transformadores variam com as taxas de juros, com o período da análise dos investimentos, com o preços de energia, com as perdas energéticas, com os custos dos materiais, com o custo de mão de obra, entre outros. As análises econômica e energética do projeto do transformador, neste trabalho, realiza-se dos pontos de vista do custo total capitalizado, do tempo de retorno do investimento e dos preços de energia.

As diferentes metodologias usadas no processo de otimização dos projetos de transformador, por um lado, resulta no aumento de uns parâmetros, e, por outro, resulta na redução de outras grandezas, pelo que é necessário, antes de tudo, escolher a metodologia mais adequada aos objetivos delineados. Nesta tese, a aplicação da metodologia redução de volts por espira para otimizar os projetos de transformador para os meios rurais, a indução magnética e as perdas no ferro reduzem-se, enquanto a impedância, a massa ativa total, a queda de tensão, as temperaturas internas e as perdas no cobre aumentam, para determinado carregamento.

Para a carga nominal, a queda de tensão e as temperaturas internas, para os projetos mais econômicos, são maiores do que as dos transformadores padrão, mas ficam abaixo dos valores máximos estabelecidos. E para os projetos de máxima eficiência energética, para o regime de carga nominal, essas grandezas podem ultrapassar o valores máximo considerado para os centros urbanos. Porém, para perfil de carga rural, a queda máxima de tensão prescrita na elaboração dos projetos rurais, para a carregamento nominal, é maior do que a para centro urbano. Portanto, transformador de máxima eficiência é adequado aos meios rurais.

O transformador eficiente adequado ao perfil de carga rural é menos sensíveis ao aquecimento para carregamento abaixo do nominal, porque o aumento da impedância, com o processo de otimização do projeto padrão para se obter o mais econômico, ocorre em menor proporção do que a redução da corrente imposta no meio rural, enquanto para sobrecarga ocorre o contrário, pois o transformador rural não é projetado para operar em sobrecarga. Nesta condição de carregamento, o aumento de perdas no cobre ocorre em maior proporção do que a redução de perdas no ferro, em relação ao projeto padrão.

O aumento do fator de perdas em carga ou do tempo de máximo suprimento de potência na implementação dos projetos de transformador de alta impedância propostos resulta na redução da impedância para se obter os projetos mais econômicos, com o objetivo de amortecer o aumento das perdas no cobre e do seu custo, pois, para o fator de perdas elevadas, a redução das perdas no cobre passa a ter maior relevância do que no aumento das perdas no ferro, contrariamente ao que ocorre para o fator de perdas em carga reduzida, 1,0 hora, considerado adequado ao perfil de carga rural.

Dos 48 projetos mais econômicos executados, em quase todos eles os objetivos e as hipóteses são alcançadas no que se referem aos ganhos econômicos e energéticos, com a redução dos preços de energia, com tempos de retornos dos investimentos pequenos, em relação ao projeto padrão.

E dos 48 projetos de máxima eficiência energética, em apenas três deles não se conseguem alcançar os objetivos e verificar as hipóteses, no que se refere aos ganhos energéticos, porém na maioria deles os preços de energia são maiores do que o utilizado com a operação do transformador padrão, e os tempos de retorno ultrapassam a vida útil estimada dos equipamentos. Ainda assim, se mostram mais viáveis economicamente do que os transformadores eficientes com núcleos amorfos.

O aumento da taxa de juros resulta na redução dos custos de perdas e no acréscimo dos custos de aquisição das unidades. Quando a combinação entre os aumentos da massa ativa do transformador, com processo de otimização dos projetos, e a taxa de juros tem maior impacto no acréscimo dos custos de aquisição do que a importância que a combinação entre a redução da indução magnética, com o processo de otimização dos projetos, e o aumento da taxa de juros têm na redução dos custos de perdas, a taxa de juros pode ser utilizados como o fator de estabilização dos ganhos. Da mesma forma, quando ocorre aumento de taxa dos juros, a viabilização dos investimentos no meio rural pode passar pela redução do valor de impedância dos projetos eficientes. Isto ocorre quando a redução do custo relativo à diminuição de perdas no cobre e aquisição de unidades for maior do que o aumento do custo de perdas no ferro, com a redução da impedância, e conseqüente aumento da indução magnética e redução da massa ativa. Portanto, concomitantemente com o processo de otimização dos projetos, a viabilidade dos projetos de transformador rural deve ser apoiada por uma política de incentivos fiscais, permitindo a melhoria da vida das populações no meio rural.

Em relação à viabilidade técnica, se por um lado os transformadores eficientes de alta impedância propostos são mais sensíveis ao aumento de carregamento, quanto ao seu estado de aquecimento, por outro lado, eles são mais robustos ao curto-circuito, aumentando a sua segurança de operação com a limitação de possíveis correntes de curto circuito.

O processo de otimização do projeto proposto com núcleo de aço silício convencional de alta impedância percentual pode contribuir para o cumprimento dos desafios que venham a ser impostos como: **1)** a poupança de energia, caso ocorra crise de recurso primário de energia; **2)** a redução do desgaste social, decorrente do aumento de tarifa energética com a utilização do transformador com núcleo amorfos, cujos ganhos energéticos são grandes, porém com custos de aquisições relativamente exorbitantes; **3)** utilização de energia renováveis para a comunidade isolada; e **4)** a redução de despesas aos governos com incentivos para tornar meio rural de baixa densidade de consumo tão atrativo ao investimento quanto ao centro urbano.

6.2 Recomendações Para Trabalhos Futuros

Esta tese mostra que o projeto proposto de alta impedância resulta em ganho energético, desde início de sua utilização, e gera ganho econômico só depois de a perda econômica com a aquisição das unidades seja liquidada pelo ganho resultante do custos de operação. Portanto, recomenda-se:

- 1- Que nos próximos trabalhos, simultaneamente com processo de otimização dos projetos eficientes para o meio rural, se introduza também o núcleo de aço silício melhorado e enrolamento de alumínio de modo a maximizar os ganhos obtidos neste trabalho, utilizando outros fatores de perdas em carga, não apenas 1,0 hora e 6,0 horas;
- 2- Que também seja realizado estudo sobre a proteção dos transformadores eficientes propostos de alta impedância, a fim de conhecer a consequência do aumento da impedância diante da ocorrência de falha no transformador, pois a redução da corrente de curto circuito implica ajuste mínimo do dispositivo de proteção contra sobrecorrente; e
- 3- Que no caso seja substituído o dispositivo de proteção com a substituição do projeto padrão que seja analisado comparativamente os custos com a proteção dos transformadores padrão e eficientes de alta impedância.

REFERÊNCIAS

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFIAS

- [1] Leonardo Energy. “Global Energy Savings Potential from High Efficiency Distribution Transformers”. European Copper Institute, October/2004.
- [2] Abréu, José Policarpo: “Conjugando Conservação e Qualidade”, TODA VIA, Eletricidade Moderna – Revista Brasileira de Eletricidade e Eletrônica- Maio de 1998, p. 242, ISSN 0100-2104, Alameda Olga, SP – Brasil
- [3] ABNT NBR 5440. Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição: Padronização, Associação Brasileira de Normas Técnicas, Julho/1999
- [4] S. Yurekten, A. Kara, K. Mardykian, Energy Efficient Green Transformer Manufacturing with Amorphous Core, *International Conference on Renewable Energy Research and Applications*, Madrid, 2013.
- [5] *Spotlight on on Modern Design Transformer – Power Systems*. (London: Springer-Verlag GmbH, 2009).
- [6] *The Potencial for Global Energy Savings from High Efficiency Distribution Transformers*. (Brussels: The European Copper Institute, 2004).
- [7] W. J. Ros, T. M. Taylor, H. Ng., Amorphous Metal Transformers Core Save Energy and Capacity Investment, *12th International Conference on Electricity Distribution - CIRED*, Birmingham, 1993.
- [8] A. Baggini, F. Bua, Power transformers energy efficiency programs: a critical review, *IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC 2015)*, Rome, 2015.
- [9] Forte, Sérgio Henrique Arruda Cavalcante, “Manual de Elaboração de Tese, Dissertação e Monografia” – Fundação Edson Queiroz – UNIVERSIDADE DE FORTALEZ.
- [10] da Silva, Edna Lúcia e Menezes, Estera Muszkat, “Metodologia de Pesquisa e Elaboração de Dissertação”, UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA-4ª Ed
- [11] Martin, Juan Corrales: “Teoria, Calculo y construction de Transformadores (La Escuela Del Técnico Electricista)”, PP. 460 – 495, 1957.
- [12] JOHN WILEY & SONS New York, Edited by R. Feinberg, Dr – Ing., M. Sc., F.I.E.E. “Modern Power Transformer Practice”, p.p 8 – 70, 1979 year.
- [13] Kennedy Barry “Energy Efficient Transformers”.
- [14] Picanço, A.F.; Martinez, M. L. B.; Rosa, P. C.; Costa E. G.; E. W. T. Neto – Universidade Federal de Itajubá e Universidade Federal de Campina Grande, “Uma Metodologia de Busca otimização de Transformador de Distribuição Eficiente Para Qualquer Demanda”.
- [15] Heathcote, Martin J.: “Transformer Book – Thirteenth edition”.
- [16] Nunes, Arimatéia; Martinez, Manuel; Wanderley Estácio; Oliveira, Hermes; Batista, Edson; Nóbrega, Alan; Dinis, Aelfelêniton; Salustiano, Rogério, “Efficiency and Economical Viability of Countryside Transformers Based on Percentage Impedance Optimization and Amorphous Core,” CIRED 21ST International Conference on Electrify Distribution , p. 1, Frankfurt, 6-9 June 2011.

- [17] Pavlos Georgilaks: "Spotlight on Modern Design Transformer - Power Systems. Springer-Verlag GmbH," p. 23, 2009 year (BOOK).
- [18] W.J. Ros, T. M. Taylor, H. Ng, N GE Industrial and Power Systems – USA, Eléctric Power Research Institute, "Amorphus Metal Transformers Core Save Energy and Capacity Investment".
- [19] William Gerard Hurley, Senior Membre, IEEE, Werner Hugo Wolfle, and John G. Breslin, Student Member, IEEE "Optimized Transformmer Design: Inclusive of High – Frequency Effects "
- [20] Petreca, Marcelo "Sistema de Cálculo de Rendimento de Transformador Elétrico" Relatório Final Apresentado à Disciplina de Trabalho de Graduação III
- [21] Walter Hulshorst, "Total Cost of Ownership for Distribution transformers", KEMA, September 2005 (Walter.hulshorst@kema.com)
- [22] Del Vecchio, Robert M.; Poulin, Bertrand; Feghali, Pierre T; Shah, Dilipkumar M; Ahuja, Rajendra: "Transformer Design Principles, Second Edition".
- [23]-Portaria DNAEE nº 047 de 17 de Abril de 1978 – Art. 1º, a).
- [24]-Editora Rei dos Livros "Redes de Distribuição de Alta e Baixa Tensão e Postos de Distribuição – Regulamento de Segurança", Lisboa (www.reidoslivros.pt), 2ª Edição, 2001.
- [25] Silva, Carlos; Sasaki, Fernando; Castro, Marco Paulo, "XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI 2012 – 22 a 26 de Outubro, Rio de Janeiro, Brasil – AES Eletropaulo Metropolitana "
- [26] ABNT NBR 5416. Aplicação de cargas em Transformador de Potência: Procedimento. Associação Brasileira de Normas Técnicas, Jul. 1997.
- [28] A. Elmoud, M. Lehtonen, Helsinki University of Technology, Espoo, Finland H. Nordman, ABB Transformer, Vaasa, Finland, "Thermal Model for Transformers Dynamic Loading" - Conference Record of the 2006 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, pp. 214-217.
- [28] IEEE Std C57.91-1995, "Guid for Loading Mineral Oil Immersed Transformer 65°C /55°C – Hottest-Spot and Top-Oil Temperature ," pp. 20 – 24, 1995.
- [29] Electrical Engineering Department , Faculty of Engineering, Dayalbagh, Agra-282005, India, "Amorphous – Core Transformer With Copper Winding Versus Aluminum Winding " (Email: a.manmohan@yahoo.co.in). Vol. 2, No. 4, May 2012. ARPN JOURNAL OF SCIENCY AN TECHNOLOGY.

Bibliografia Auxiliar

- [30] Richard C. Dorf (Editor-in-Chief) "The Electrical Engineering-HandBook-Second Edition".
- [31] ABNT NBR 5356. Transformador de Potência: Especificação. Associação Brasileira de Normas Técnicas, Ago. 1993.
- [32] Kulkarni, S. V.; Khaparde S. A.: "Transformer Engineering – Design and Practice".
- [33] McGRAW-HILL PROFISSIONAL ENGINEERING: "Transformers: Controlled shunt reactors, designing and manufacturing a short-circuit-proof transformer, High voltage bushings for transformers, RLA and predictive/preventive maintenance of transformers, computerization for greater productivity-Bharat Heavy Electricals Limited".
- [34] Design And Application Considerations For Non – Sinusoidal Load Currents, Linden W. Pierce, Member IEEE, General Electric Company, 1935 Redmond Circle, Rome, Georgia 30165 – 1319.

APÊNDICE A

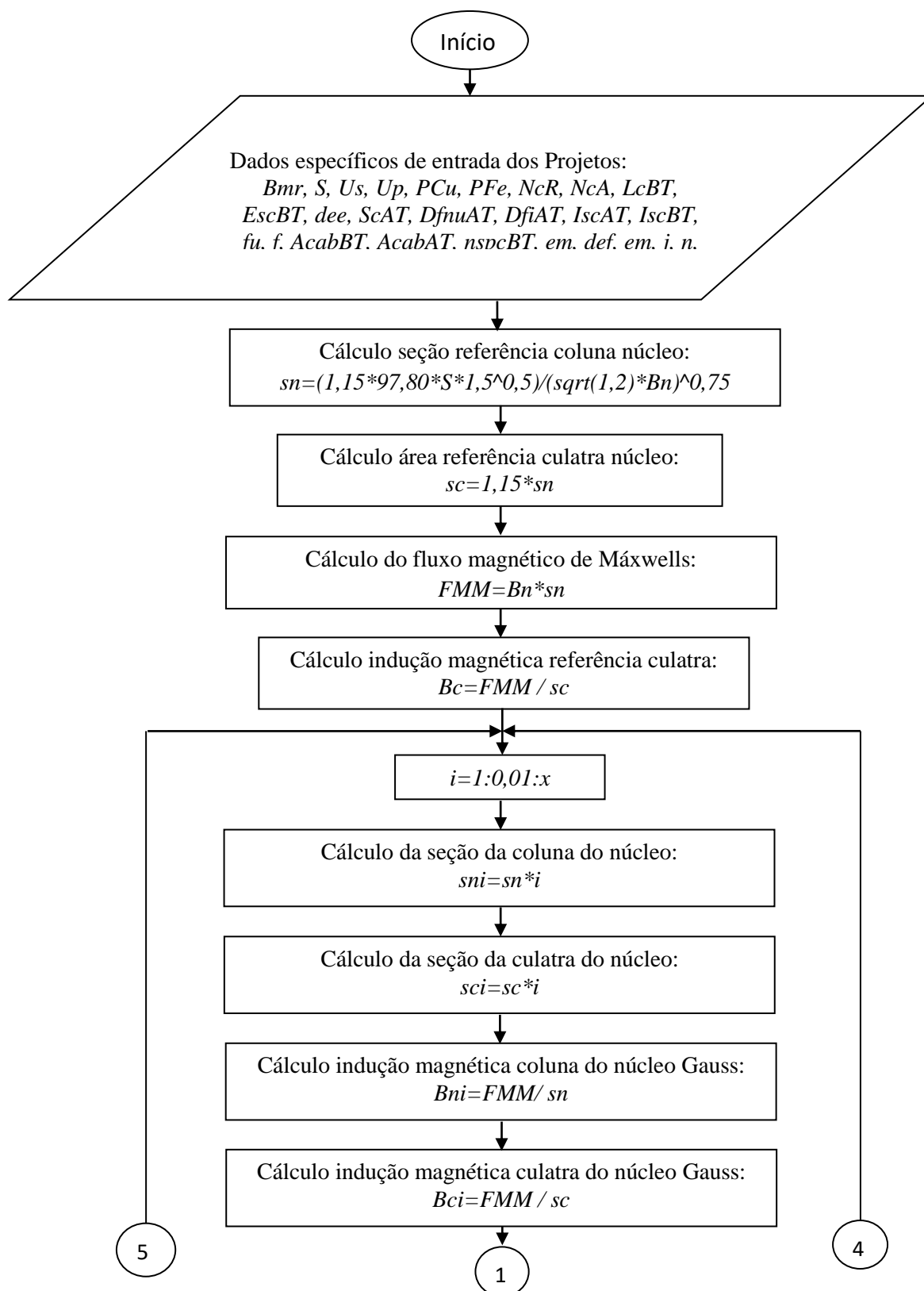
DADOS ESPECÍFICOS DE ENTRADA DOS PROJETOS

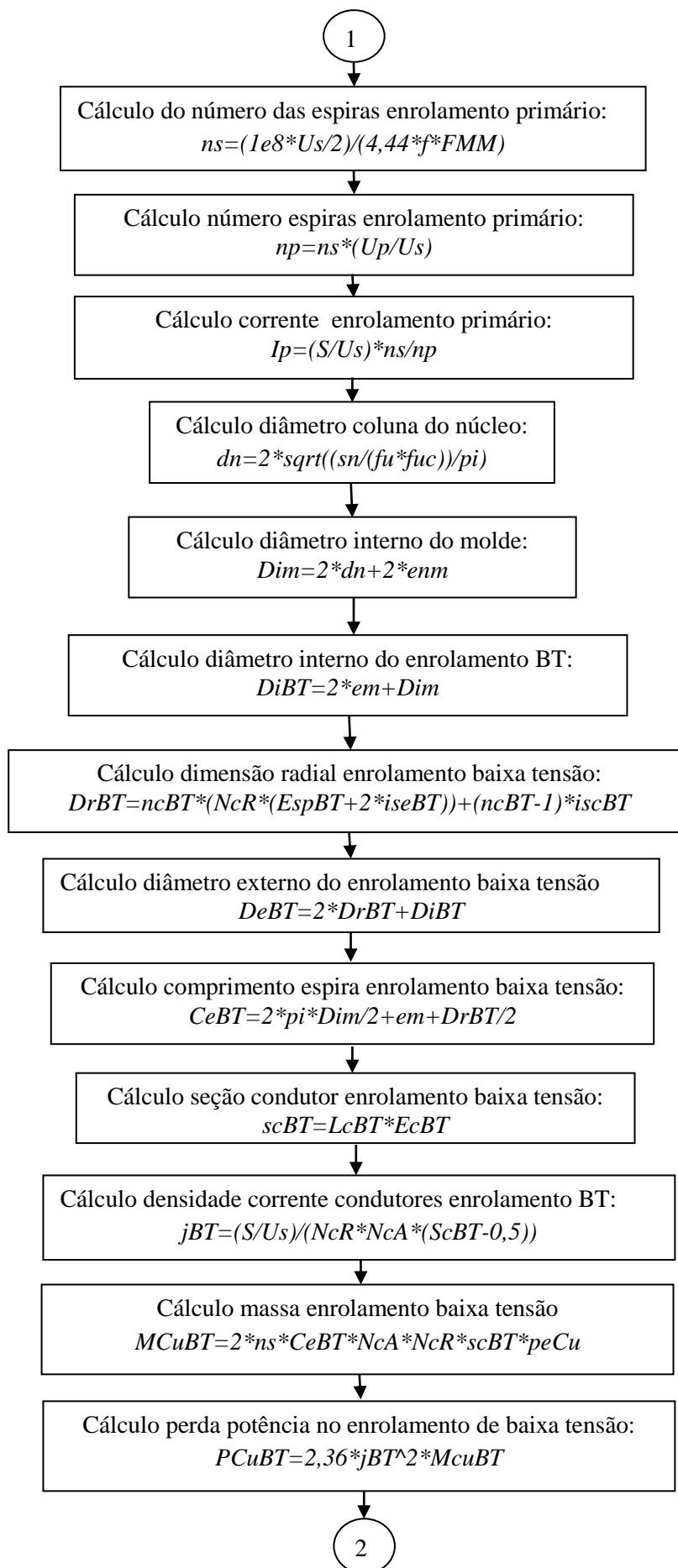
Tabela A – Dados de entrada para a execução dos projetos de transformador

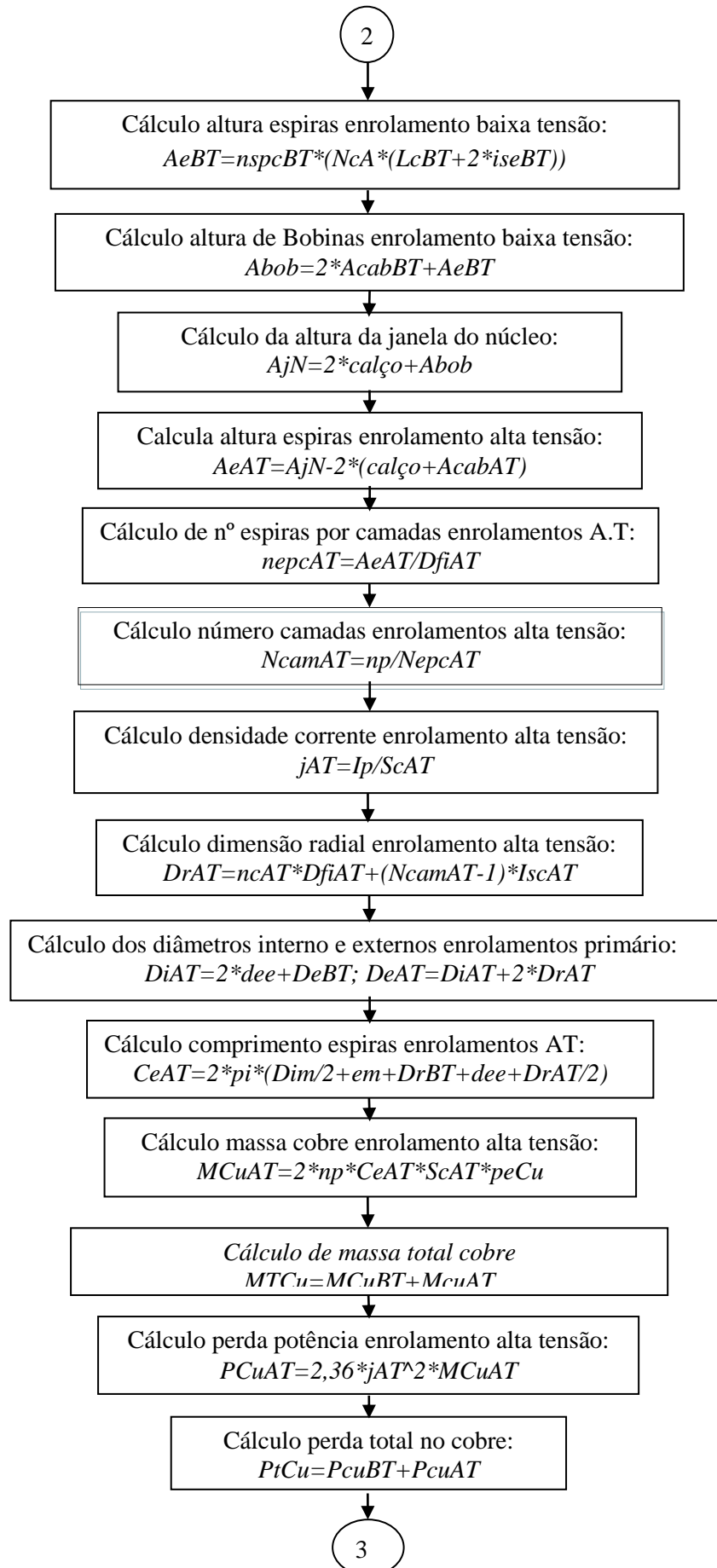
Dados de entrada dos projetos de 5 kVA, 10 kVA, 15 kVA e 25 kVA, tensões primárias de 7967, 13337 e 19912 V para as classes de 15, 24,2 e 36,2 kV, tensão secundária de 220 V		
Frequência (Hz)	60	Custos dos tanque (R\$):
Fator de utilização	0,931	Potência 5kVA: 55,88; 60,50; 65,12, classes 15kV; 24,2 kV e 36,2kV
Fator utilização circunscrita	0,905	Potência de 10 kVA: 59,39; 64,01;68,64 classes de 15kV, 24,2kV e 36,2kV
Perda específica ferro (kg/dm ³)	7,65	Potência de 15 kVA: 64,01; 68,63 e 73,25, classes de 15kV, 24,2kV e 36,2kV
Nº fios condutor axial /espiras	1,00	Potência de 25 kVA: 68,63, 73,25 e 77,87, classes 15kV, 24,2kV e 36,2kV
Nº fios condutor radial /espiras	2,00	Mão de obra=R\$156,25 – Para todos
Ind. magnética referência(Gass)	16750	
ICMS (%)	12,00	
Imposto (%)	28,95	
Lucro (%)	4,00	
Largura fio da espira BT (mm)	3,00	3,5 e 3,63 mm, para 5kVA/24,2 e 36,2kV; 5,5, 5,5 e 6 mm, para 10kVA/15, 24,2 e 36,2 kV; 4,46, para 15 e 25kVA.
Espessura fio espira BT (mm)	4,00	4,5, 4,63 mm, para 5kVA/24,2 e 36,2 kV; 6,5, 6,5, 7,0, para 10kVA/15, 24,2 e 36,2 kV; 5,46, para 15 e 25 kVA.
Altura calço 5,00 mm Para todos os projetos		
Altura cabeceira BT (mm) 6,00 para 5 kVA/15kV; 9 para 10 e 15kVA e 15 para 25 kVA		
Isolamento espiras 0,30 mm para todos os projetos		
Distância entre enrolamentos (mm): 8, 8, 8 e 10, para 5, 10, 15 e 25 kVA		
Altura cabeceira A. tensão (mm) 16,00 para 5, 10 e 15 kVA, e 15, 15, 18, para 25kVA/15kV; 25kVA/24,2kV e 25kVA/36,2 kV, respectivamente		
Isolamento entre camadas BT (mm)	0,20	Custos de peças diversas (R\$)
Isolamento entre camadas AT, mm	0,20	Projetos de 5kVA: 199,91; 221,11e 243,31, classes de 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV; Projeto de 10 kVA: 214,25; 235,45 e 256,65, classes de 15, 24,2 e 36,2 kV; Projeto 15kVA: 235,45; 240,07 e 261,27, classes de 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV; Projetos de 25kVA: 256,65; 277,85 e 299,05, classes de 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV
Distâncias entre fases (mm)	8,00	
Espessura molde (mm)	1,00	
Espaço entre núcleo e molde (mm)	1,00	
Perda vida do equipamento (anos)	20,00	
Período análise econômico (anos)	5 e 10	
Custo capitalização perdas energia	R\$100	
Fatores de perdas em carga (hora)	1 e 6	
Custo do aço – silício (R\$/kg)	7,82	
Custo do cobre (R\$/kg)	10,60	
Diâmetro fio isolado AT (mm)	0,46	0,64 mm, para 10 kVA; 0,80 mm, para 15kVA/15kV; 0,64 mm, para 15 kVA/24,2 e 36,2 kV ; e 0,80 mm, para 25 kVA
Diâmetro fio nu AT (mm)	0,40	0,57 mm, para 10 kVA; 0,72 mm, para 15kVA/15kV; 0,57 mm, para 15 kVA/24,2 e 36,2 kV; 0,72 mm, para 25 kVA
Seção fio nu alta tensão (mm ²)	0,13	0,26, mm ² , Para 10 kVA; 0,41 mm ² , para 15kVA/15kV; 0,26 mm ² , para 15/24,2 e 36,2 kV; e 0,41 mm ² , para 25 kVA

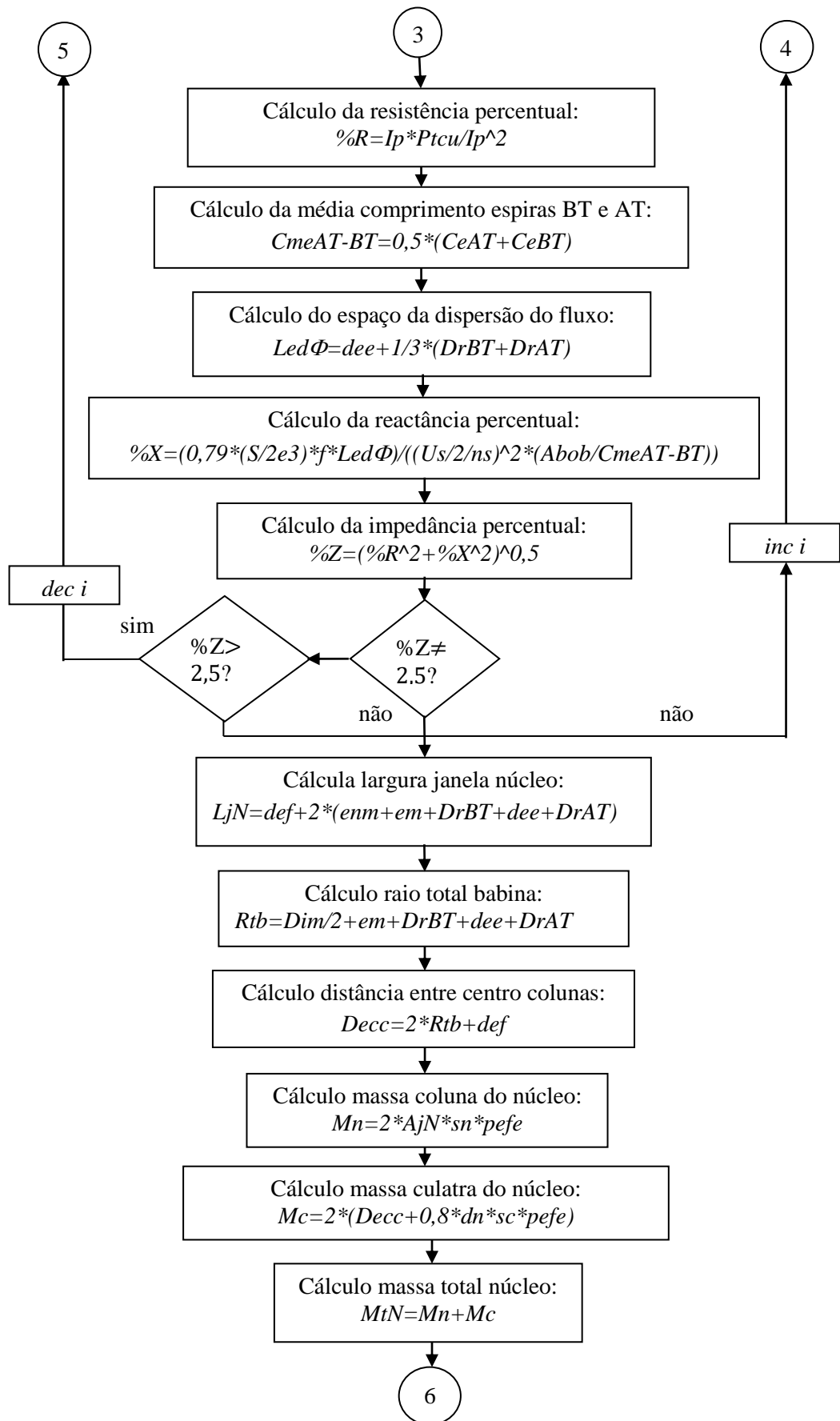
APÊNDICE B

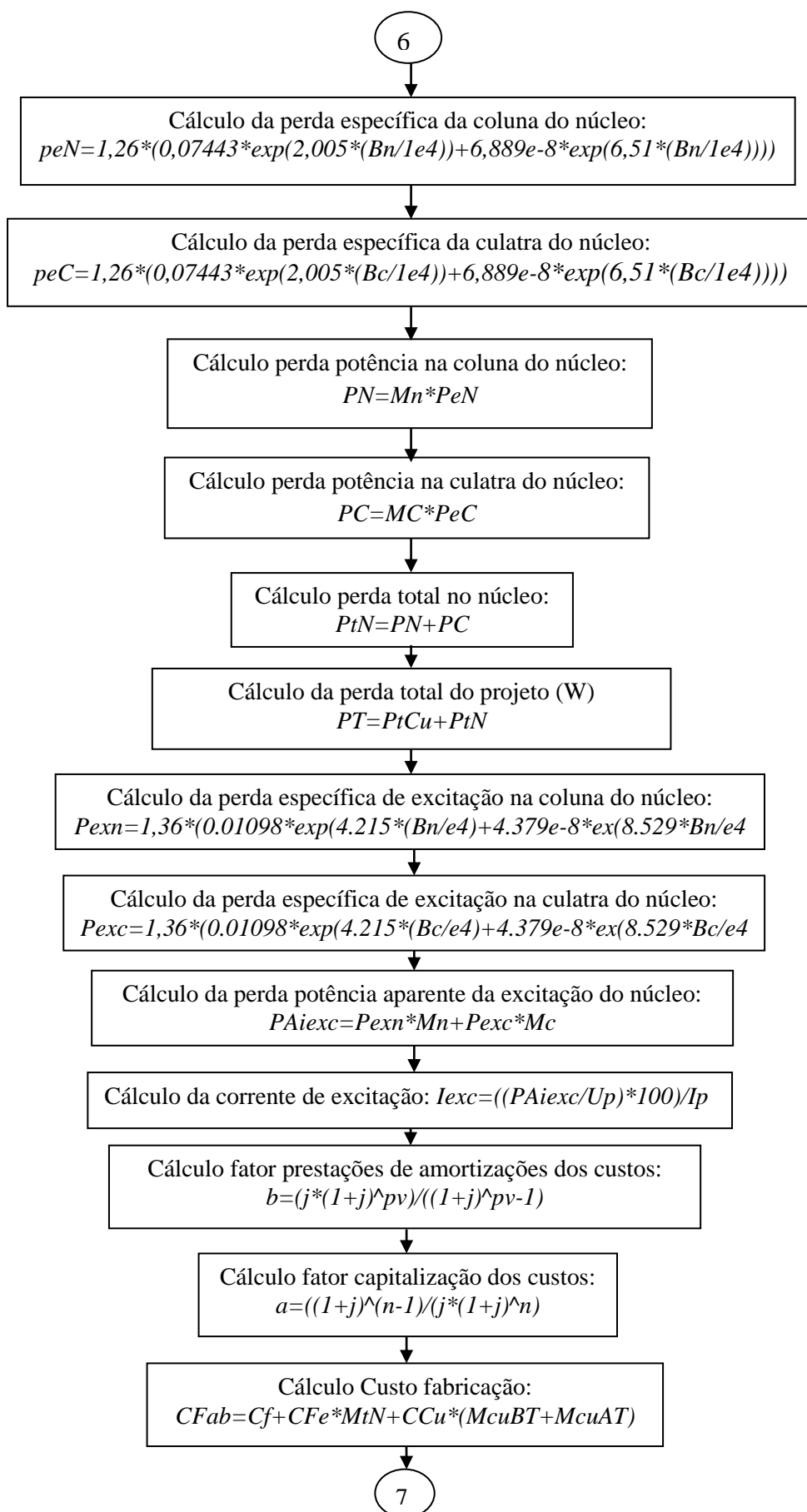
FLUXOGRAMA DO DIMENSIONAMENTO DOS PROJETOS PADRÃO











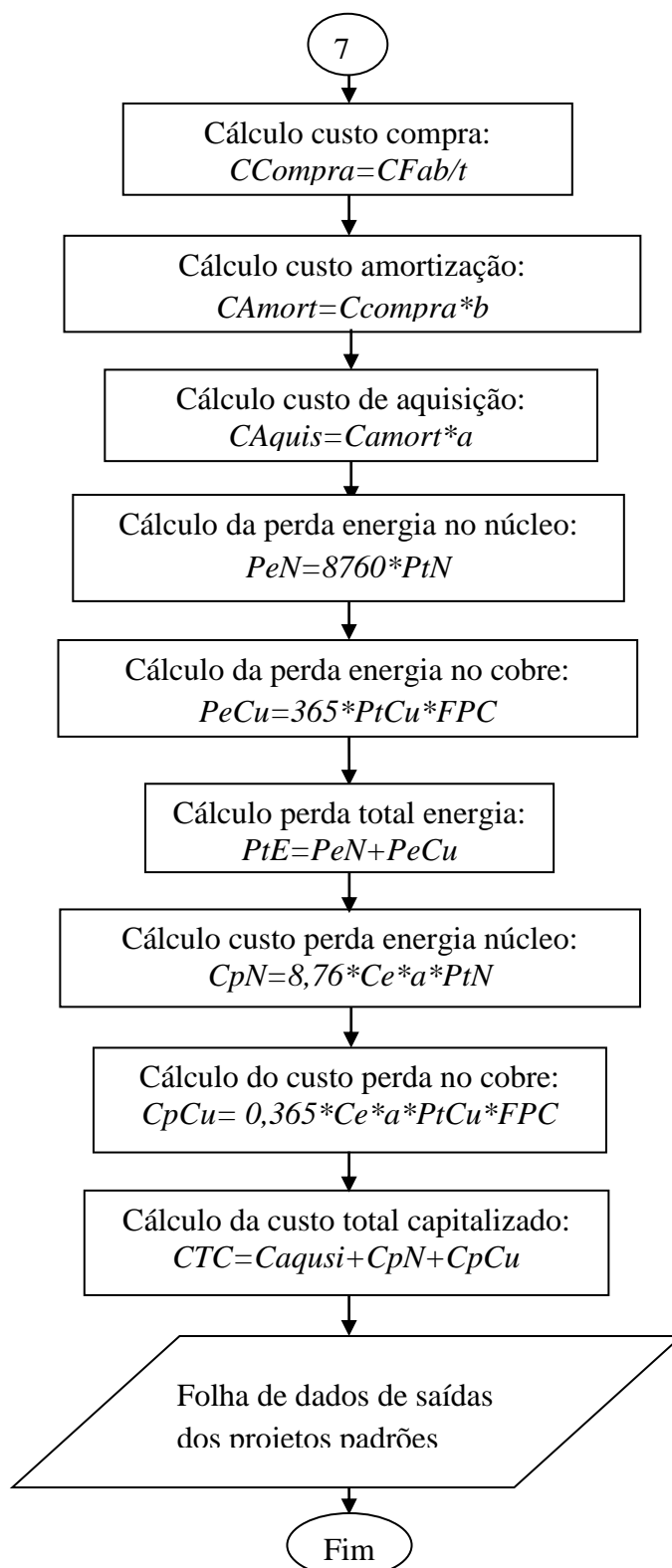
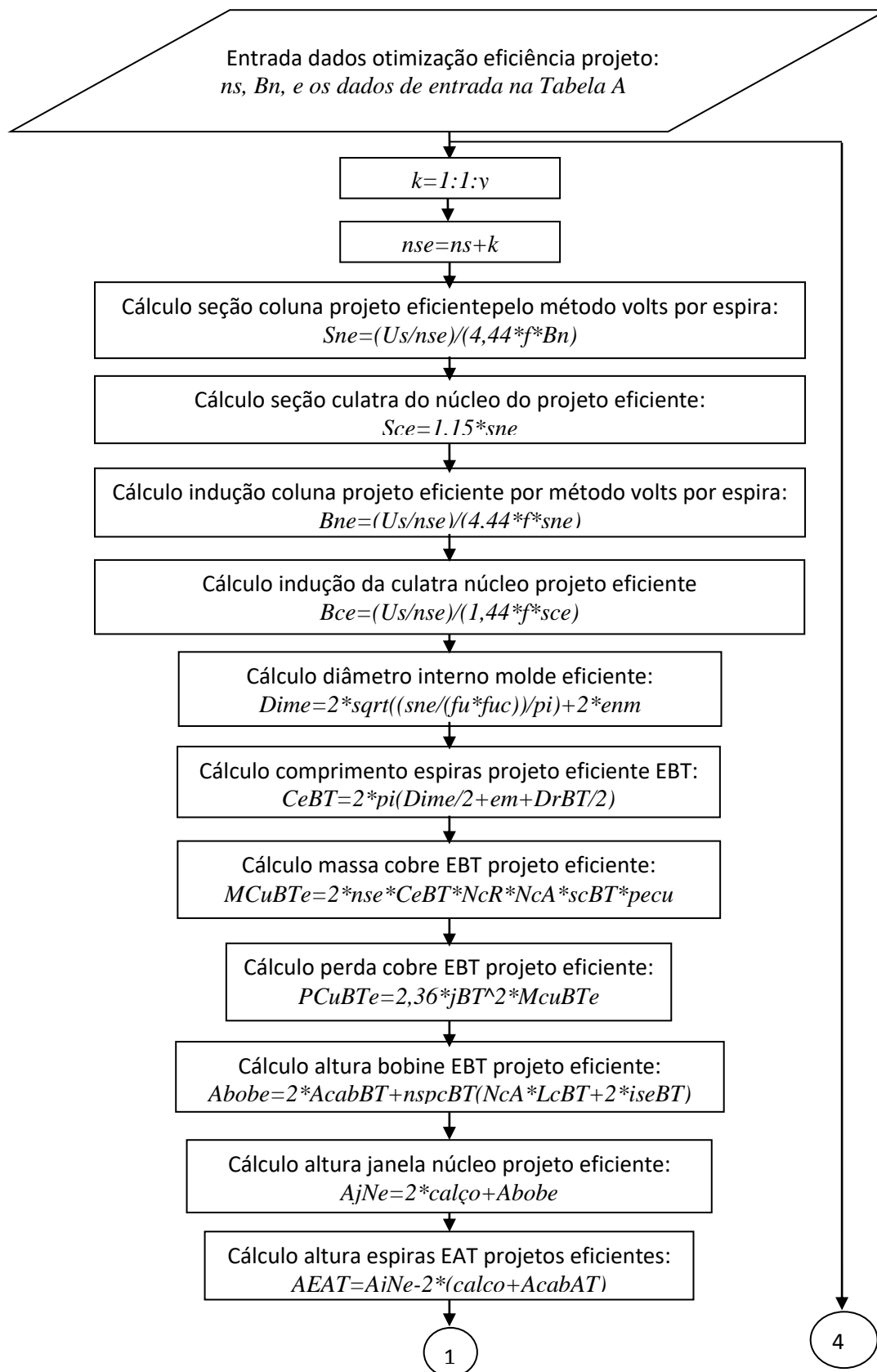
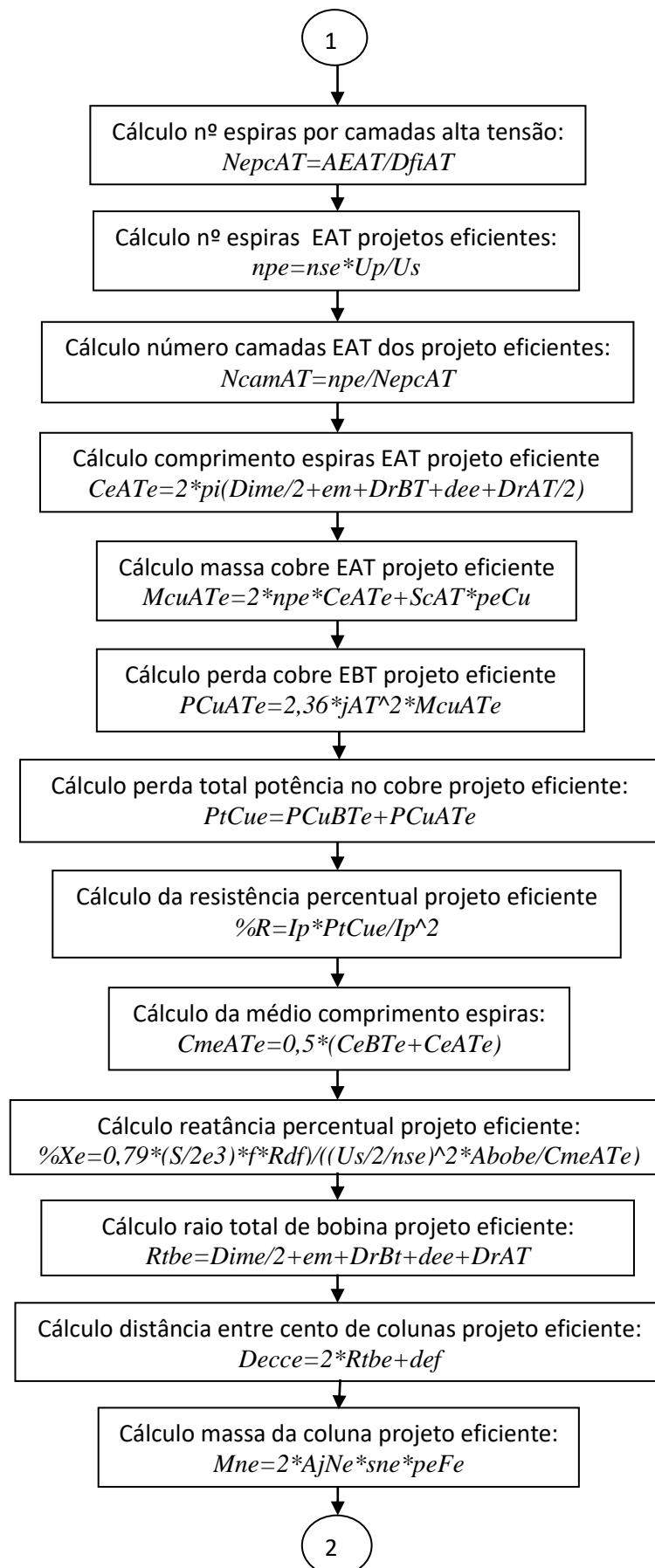


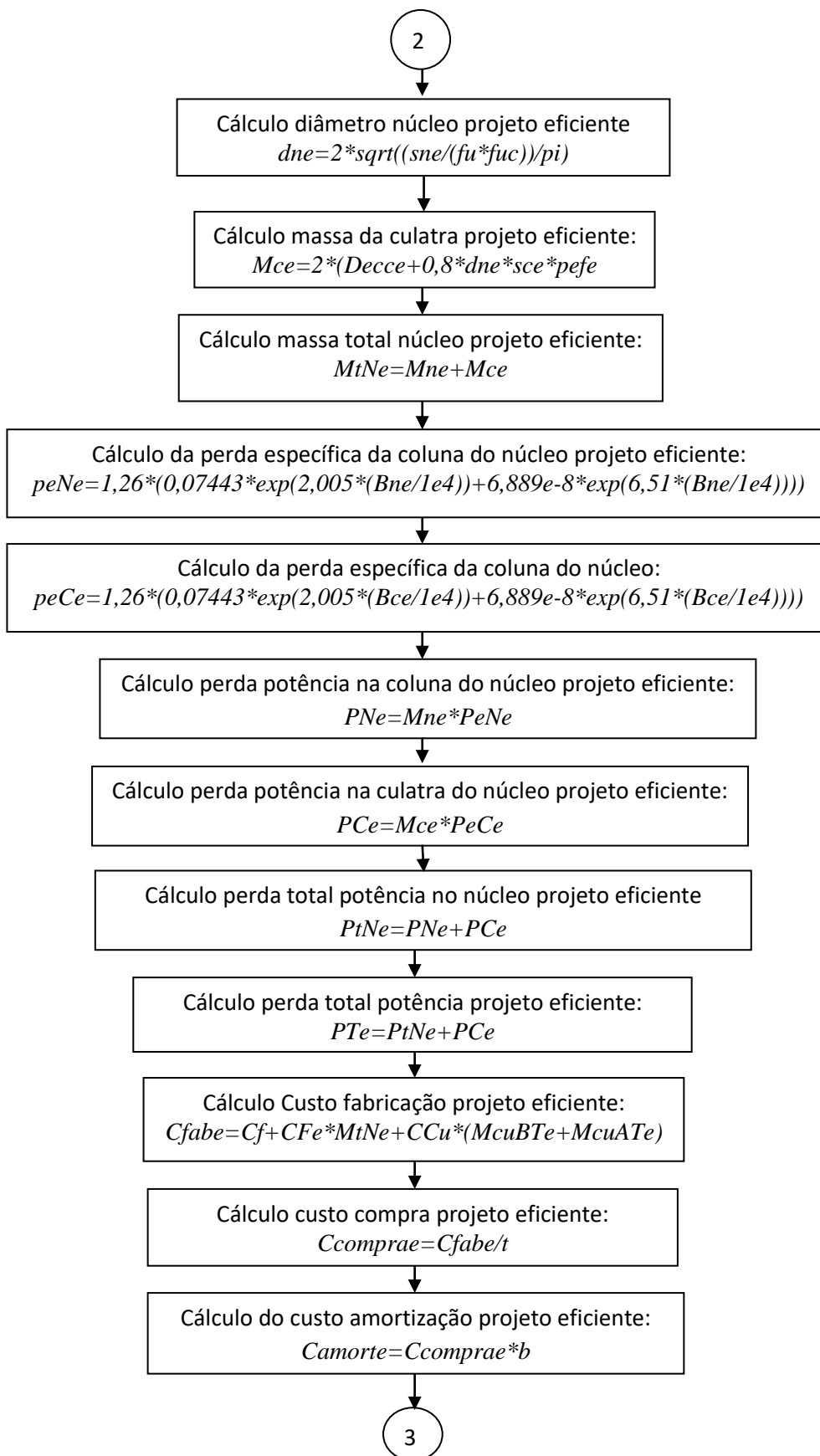
Figura B - Fluxograma da execução do projeto padrão ou de projeto base de referência

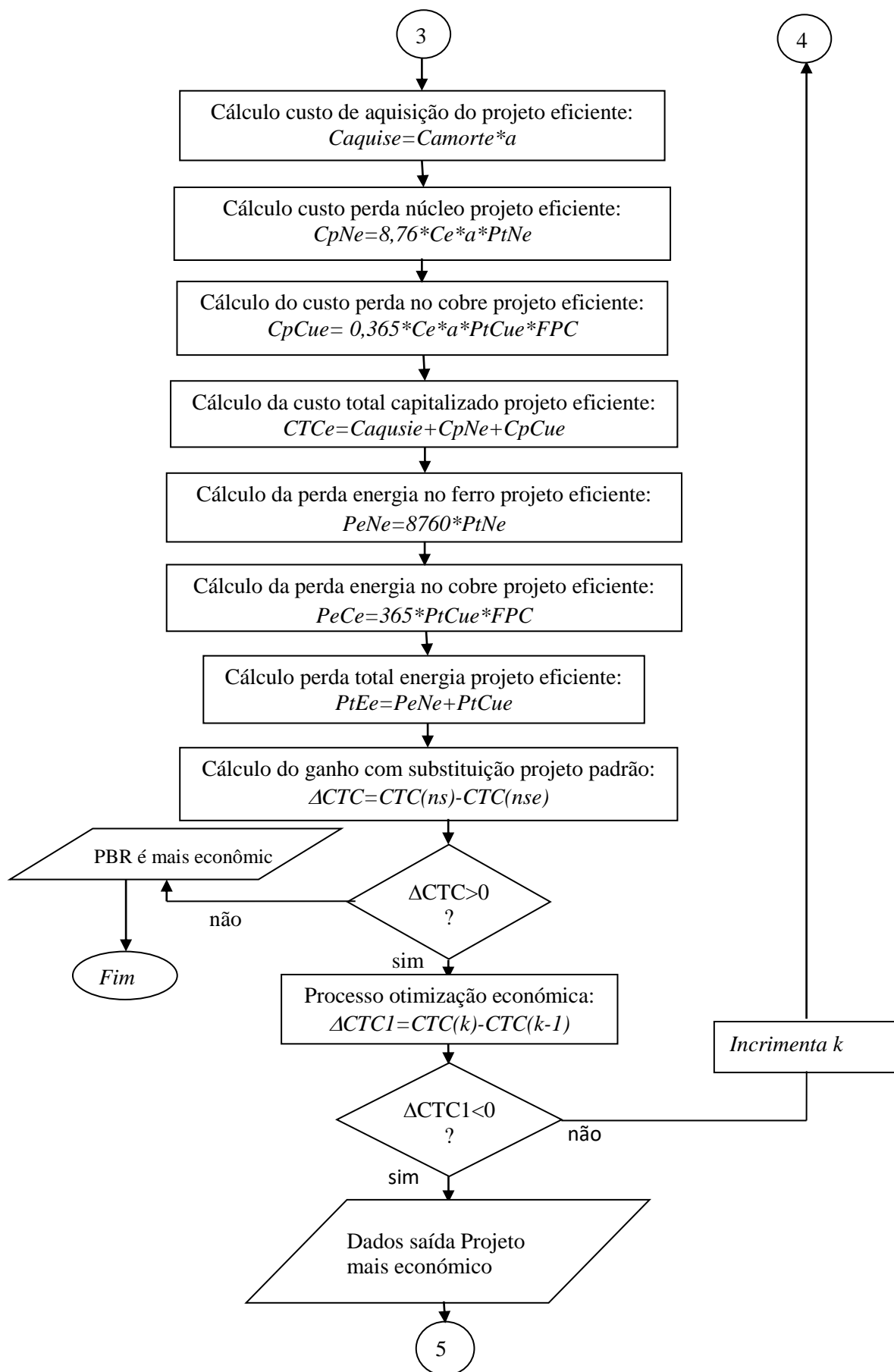
APÊNDICE C

FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO DO TRANSFORMADOR









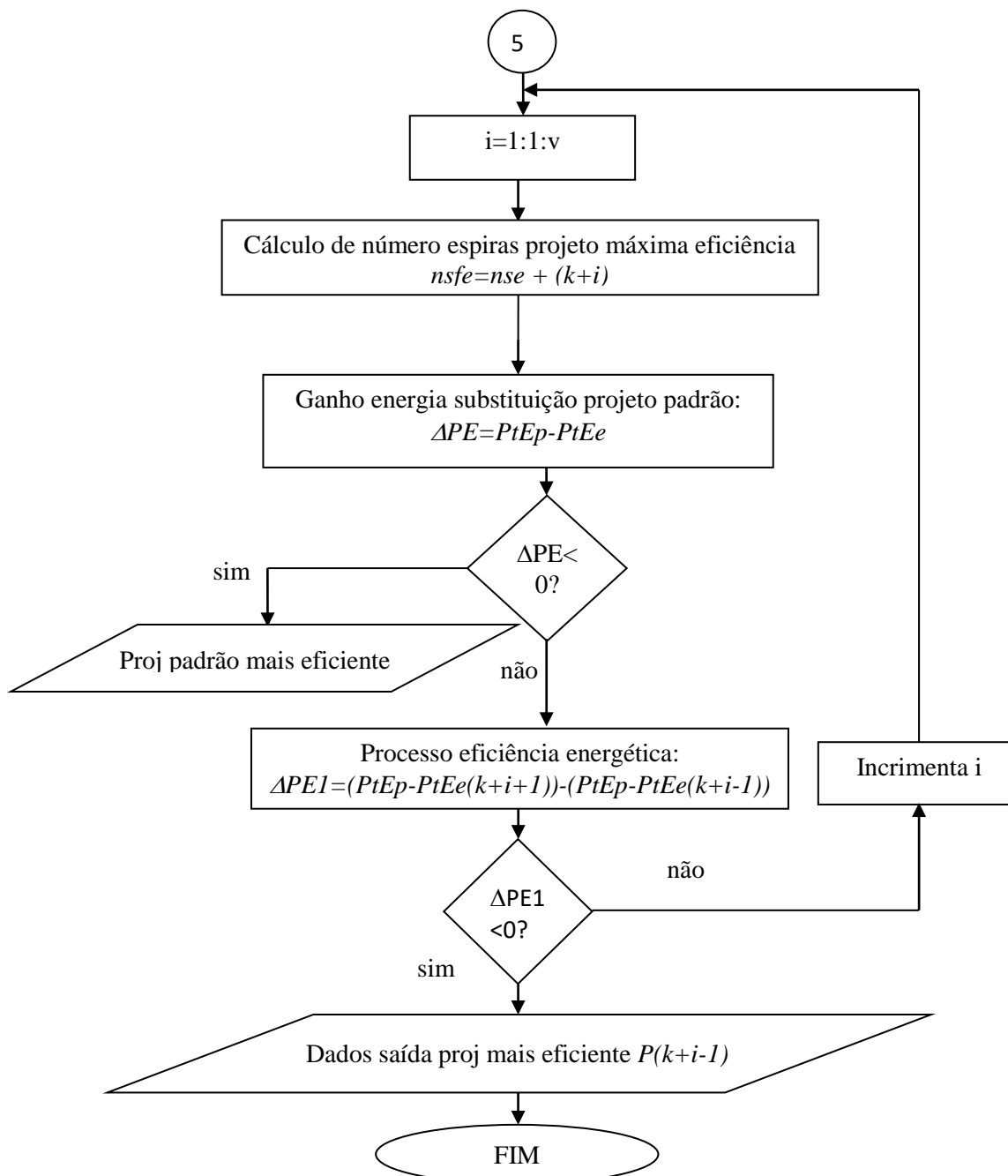


Figura C – Fluxograma do Processo de otimização dos projetos de transformador

APÊNDICE D

DADOS DE SAÍDA DOS PROJETOS DE TRANSFORMADOR

Tabela D1 – Dados de saídas dos projetos de 5 kVA / 15 kV, para duas e três camadas nos EBT

Parâmetros de saída dos projetos (símbolos)	Dados de saída dos projetos mais económico e de máxima eficiência energética: Potência 5 kVA e classe 15kV								
	Proj padrão	Projetos mais económicos				Projetos mais eficientes			
	2 CEBT	2CEBT		3CEBT		2CEBT		3CEBT	
		FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas
S_n (cm ²)	59,77	45,51	53,66	47,54	53,66	35,32	51,62	35,32	51,62
S_c (cm ²)	68,73	52,33	61,71	54,68	61,71	40,62	59,36	40,62	59,36
B_n (Tesla)	1,78	0,96	1,30	1,03	1,30	0,72	1,20	0,72	1,20
B_c (Tesla)	1,55	0,84	1,04	0,89	1,04	0,63	1,13	0,63	1,13
d_n (cm)	9,50	8,29	9,00	8,48	9,00	7,31	8,83	7,31	8,83
S_{cBT} (mm)	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12m00
I_s (A)	22,73	22,73	22,73	22,73	22,73	22,73	22,73	22,73	22,73
j_{BT} (A/mm ²)	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98
ns	38,84	71,86	52,99	67,15	52,99	95,46	57,71	95,46	57,71
FMM (Wb)	0,0107	0,0058	0,0078	0,0062	0,0078	0,0043	0,0067	0,0043	0,0067
n_{spcBT}	19,42	35,93	26,50	22,38	17,66	47,73	28,85	31,82	19,24
A_{eBT} (mm)	69,90	129,36	95,38	80,58	63,59	171,82	103,88	114,55	69,25
A_{bob} (mm)	81,90	141,36	107,38	92,58	75,59	183,82	115,88	126,55	81,25
A_{jN} (mm)	91,90	151,36	117,38	192,58	85,59	193,82	125,88	136,55	91,25
Dim (mm)	97,07	97,04	97,04	97,04	97,04	97,07	97,04	97,07	97,04
Di_{BT} (mm)	99,04	99,04	99,04	99,04	99,04	99,04	99,04	99,04	99,04
Dr_{BT} (mm)	9,40	9,40	9,40	14,20	14,20	9,40	9,40	14,20	14,20
De_{BT} (mm)	117,84	117,84	117,84	127,44	127,44	117,84	117,84	127,44	127,44
Ce_{BT} (mm)	340,67	340,67	340,67	355,75	355,75	340,67	340,67	355,75	355,75
MCu_{BT} (mm)	2,83	5,23	3,86	5,10	4,03	6,95	4,20	7,25	4,39
PCu_{BT} (mm)	26,05	48,20	35,54	47,03	37,12	64,02	38,71	66,86	40,42
I_p (A)	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
j_{AT} (A/mm ²)	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90
np	1406,4	2602,5	1919,0	2431,6	1919,0	3456,8	2089,9	3456,8	2089,9
A_{eAT} (mm)	49,90	109,36	75,38	60,58	43,59	151,82	83,88	94,55	49,25
N_{epcAT}	108,02	236,7	163,17	131,12	94,35	328,62	181,55	204,65	106,60
N_{camAT}	14,00	11,00	12,00	19,00	21,00	11,00	12,00	17,00	20,00
Dr_{AT} (mm)	9,07	7,08	7,74	12,38	13,70	7,08	7,74	11,05	13,04
Di_{AT} (mm)	133,84	133,84	133,84	143,44	143,44	133,84	133,84	143,44	143,44
De_{AT} (mm)	151,97	148	149,33	168,19	170,84	148	149,33	165,55	169,52
Ce_{AT} (mm)	448,95	442,71	444,79	489,51	493,77	442,71	444,79	485,35	491,59
MCu_{AT} (kg)	1,44	2,63	1,95	2,72	2,16	3,49	2,12	3,83	2,34
$MTCu$ (kg)	4,27	7,86	5,80	7,82	6,19	10,44	6,32	11,08	6,73
PCu_{AT} (W)	81,49	148,7	110,16	153,62	122,27	197,51	119,97	216,53	132,59
$PtCu$ (W)	115,06	210,68	155,9	214,69	170,54	279,84	169,78	303,23	185,12
R (%)	2,30	4,21	3,12	4,29	3,41	5,6	3,40	6,06	3,70
$Led\Phi$ (mm)	14,16	13,49	13,71	16,86	17,30	13,49	13,71	16,42	17,08
C_{meATB} , mm	394,81	391,69	392,73	422,63	424,71	391,69	392,73	420,55	423,67

<i>X</i> (%)	1,01	1,89	1,38	3,40	2,67	2,57	1,52	4,87	2,90
<i>Z</i> (%)	2,50	4,62	3,41	5,48	4,33	6,16	3,72	7,78	4,71
<i>LjN</i> (mm)	64,94	69,96	62,29	81,16	83,80	60,96	62,29	78,51	82,48
<i>Rtb</i> (mm)	75,99	74	74,66	84,10	85,42	74	74,66	82,77	84,76

Parâmetros de saída dos projetos (símbolos)	Continuação dos dados de saídas D1: Ptência 5 kVA kVA e classe 15 kV								
	Projeto padrão	Projetos mais econômicos				Projetos mais eficientes			
	2 CEBT	2CEBT		3CEBT		2CEBT		3CEBT	
		FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas
<i>Dec</i> (mm)	159,97	156	157,33	176,19	178,84	156	157,33	173,55	177,52
<i>Mn</i> (kg)	8,40	13,84	10,73	9,38	7,83	17,72	11,51	12,49	8,34
<i>Mc</i> (kg)	17,62	17,21	17,34	19,33	19,61	17,21	17,34	19,05	19,47
<i>MtN</i> (kg)	26,03	31,05	28,08	28,71	27,43	34,93	28,86	31,54	27,81
<i>pen</i> (W/kg)	3,33	0,64	1,20	0,74	1,20	0,40	1,03	0,40	1,03
<i>pec</i> (W/kg)	2,09	0,50	0,91	0,56	0,91	0,33	0,76	0,33	0,76
<i>PN</i> (W)	27,98	8,92	13,75	6,92	10,02	7,09	11,90	5,00	8,63
<i>PC</i> (W)	36,78	8,62	15,79	10,9	17,85	5,70	13,11	6,31	14,72
<i>PtN</i> (W)	64,75	17,54	29,54	17,82	27,88	12,79	25,02	11,31	23,35
<i>PTP</i> (W)	179	228,22	185,44	232,52	198,42	292,64	194,80	314,54	208,47
<i>Pexn</i> (VA/kg)	27,18	0,86	3,64	1,14	3,64	0,32	2,32	0,32	2,32
<i>Pexc</i> (VA/kg)	10,17	0,51	1,78	0,65	1,78	0,21	1,20	0,21	1,20
<i>PAexc</i> (VA)	407,54	20,6	69,89	23,25	63,33	9,24	47,57	7,98	42,27
<i>Iexc</i> (%)	8,15	0,41	1,40	0,46	1,27	0,18	0,95	0,16	0,86

Tabela D2 – Dados de saídas dos projetos de 5 kVA / 24,2 kV, para duas e três camadas nos EBT

Parâmetros de saída dos projetos (símbolos)	Dados de saída dos projetos mais económico e de máxima eficiência energética: Potência 5 kVA e classe 24,2 kV								
	Proj padrão	Projetos mais econômicos				Projetos mais eficientes			
	2 CEBT	2CEBT		3CEBT		2CEBT		3CEBT	
		FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas
<i>Sn</i> (cm ²)	52,64	45,85	49,24	45,85	49,24	27,17	45,85	27,67	45,85
<i>Sc</i> (cm ²)	60,53	52,72	56,63	52,72	56,63	31,24	52,72	31,24	52,72
<i>Bn</i> (Tesla)	1,39	1,09	1,22	1,09	1,22	0,68	1,09	0,68	1,09
<i>Bc</i> (Tesla)	1,21	0,95	1,06	0,95	1,06	0,60	0,95	0,60	0,95
<i>dn</i> (cm)	8,92	8,32	8,63	8,32	8,63	6,41	8,32	6,41	8,32
<i>ScBT</i> (mm)	15,75	15,75	15,75	15,75	15,75	15,75	15,75	15,75	15,75
<i>Is</i> (A)	22,73	22,73	22,73	22,73	22,73	22,73	22,73	22,73	22,73
<i>jBT</i> (A/mm ²)	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49
<i>ns</i>	56,33	71,19	64,13	71,90	64,13	114,62	71,90	114,62	71,90
<i>FMM</i> (Wb)	0,0074	0,0058	0,0065	0,0058	0,0065	0,0037	0,0058	0,0037	0,0058
<i>nspcBT</i>	28,18	35,95	32,07	23,97	21,38	57,31	35,95	38,21	23,97
<i>AeBT</i> (mm)	115,55	147,40	131,47	98,26	87,65	234,97	147,40	156,65	98,26
<i>Abob</i> (mm)	127,55	159,40	143,47	110,26	99,65	246,92	159,40	168,65	110,26
<i>AjN</i> (mm)	137,55	169,40	153,47	120,26	109,65	256,97	169,40	178,65	120,26
<i>Dim</i> (mm)	91,19	91,19	91,19	91,19	91,19	91,19	91,19	91,19	91,19
<i>DiBT</i> (mm)	93,19	93,19	93,19	93,19	93,19	93,19	93,19	93,19	93,19
<i>DrBT</i> (mm)	10,40	10,40	10,40	15,70	15,70	10,40	10,40	15,70	15,70
<i>DeBT</i> (mm)	113,99	113,99	113,99	124,59	124,59	113,95	113,99	124,59	113,99
<i>CeBT</i> (mm)	325,43	325,43	325,43	342,08	342,08	325,43	325,43	342,08	342,08

Tabela D3– Dados de saídas dos projetos de 5 kVA / 36,2 kV, para duas e três camadas nos EBT

Parâmetros de saída dos projetos (símbolos)	Dados de saída dos projetos mais econômico e de máxima eficiência energética: Potência 5 kVA e classe 36,2kV								
	Proj padrão	Projetos mais econômicos				Projetos de máxima eficiência energética			
	2 CEBT	2CEBT		3CEBT		2CEBT		3CEBT	
		FPC=1 hora	FP=6 horas	FPC=1 hora	FP=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas
<i>sn</i> (cm ²)	52,64	47,54	BME	47,54	BME	22,05	45,85	23,77	45,85
<i>sc</i> (cm ²)	60,53	54,68	BME	54,68	BME	25,38	52,72	27,34	52,72
<i>Bn</i> (Tesla)	1,24	1,06	BME	1,06	BME	0,62	1,01	0,63	1,01
<i>Bc</i> (Tesla)	1,08	0,92	BME	0,92	BME	0,54	0,88	0,55	0,88
<i>dn</i> (cm)	8,92	8,48	BME	8,48	BME	5,78	8,32	5,99	8,32
<i>ScBT</i> (mm)	16,81	16,81	BME	16,81	BME	16,81	16,81	16,81	16,81
<i>Is</i> (A)	22,73	22,73	BME	22,73	BME	22,73	22,73	22,73	22,73
<i>jBT</i> (A/mm ²)	1,39	1,39	BME	1,39	BME	1,39	1,39	1,39	1,39
<i>ns</i>	63,07	73,77	BME	73,77	BME	127,23	77,83	123,66	77,83
<i>FMM</i> (Wb)	0,0066	0,0056	BME	0,0056	BME	0,0033	0,0054	0,0033	0,0054
<i>nspcBT</i>	31,54	36,88	BME	24,59	BME	63,61	38,67	41,22	25,78
<i>AeBT</i> (mm)	133,4	156,02	BME	104,01	BME	269,09	163,55	174,37	109,04
<i>Abob</i> (mm)	145,4	168,02	BME	116,01	BME	281,09	175,55	186,37	121,04
<i>AjN</i> (mm)	155,4	178,02	BME	126,01	BME	291,09	185,55	196,37	131,04
<i>Dim</i> (mm)	91,19	91,19	BME	91,19	BME	91,19	91,19	91,19	91,19
<i>DiBT</i> (mm)	93,19	93,19	BME	93,19	BME	93,19	93,19	93,19	93,19
<i>DrBT</i> (mm)	10,66	10,66	BME	16,01	BME	10,66	10,66	16,01	16,01
<i>DeBT</i> (mm)	114,51	114,51	BME	125,37	BME	114,51	114,51	125,37	125,37
<i>CeBT</i> (mm)	326,25	326,25	BME	343,31	BME	326,25	326,25	343,31	343,31
<i>MCuBT</i> (mm)	6,16	7,20	BME	7,58	BME	12,42	7,55	12,70	7,94
<i>PCuBT</i> (mm)	28,22	33,0	BME	34,73	BME	56,93	34,60	58,22	36,41
<i>Ip</i> (A)	0,25	0,25	BME	0,25	BME	0,25	0,25	0,25	1,96
<i>jAT</i> (A/mm ²)	1,96	1,96	BME	1,96	BME	1,96	1,96	1,96	1,96
<i>np</i>	5708,8	6676,6	BME	6676,6	BME	11515,4	6999,1	11192,8	6999,1
<i>AeAT</i> (mm)	113,40	136,02	BME	84,01	BME	249,09	143,55	154,37	89,04
<i>NepcAT</i>	245,46	294,41	BME	181,84	BME	539,15	310,72	334,13	192,72
<i>NcamAT</i>	24	23	BME	37	BME	22	23	34	37
<i>DrAT</i> (mm)	15,69	15,03	BME	24,29	BME	14,36	15,03	22,31	24,29
<i>DiAT</i> (mm)	130,51	130,51	BME	141,37	BME	130,51	130,51	141,37	141,37
<i>DeAT</i> (mm)	161,88	160,56	BME	189,96	BME	159,24	160,56	185,98	189,96
<i>CeAT</i> (mm)	459,29	457,21	BME	520,44	BME	455,13	457,21	514,2	520,44
<i>MCuAT</i> (kg)	5,98	6,97	BME	7,93	BME	11,96	7,30	13,13	8,31
<i>MTCu</i> (kg)	12,14	14,17	BME	15,51	BME	24,38	66,12	26,58	75,26
<i>PCuAT</i> (W)	54,17	63,07	BME	71,79	BME	108,28	14,85	118,91	16,25
<i>PtCu</i> (W)	88,16	102,8	BME	113,98	BME	176,77	107,77	189,54	119,49
<i>R</i> (%)	1,76	2,06	BME	2,28	BME	3,54	2,16	3,79	2,39
<i>LedΦ</i> (mm)	16,78	16,56	BME	21,46	BME	16,34	16,56	20,80	21,46
<i>CmeAT</i> (mm)	392,77	391,73	BME	431,87	BME	390,69	391,73	428,75	431,87
<i>X</i> (%)	1,77	2,06	BME	4,26	BME	3,60	2,16	7,17	4,48
<i>Z</i> (%)	2,50	2,91	BME	4,83	BME	5,05	3,05	8,11	5,08
<i>LjN</i> (mm)	80,70	79,37	BME	108,77	BME	78,05	79,37	104,8	108,77
<i>Rtb</i> (mm)	80,94	80,28	BME	94,98	BME	79,62	80,28	92,99	94,98

<i>np</i>	1248,2	1574,6	1356,9	1683,2	1356,9	2444,4	1465,7	2335,6	1465,7
<i>AeAT (mm)</i>	91,13	118,6	100,28	80,51	62,19	191,87	109,44	117,14	68,29
<i>NepcAT</i>	141,72	184,45	155,96	125,2	96,72	298,39	170,21	182,18	106,21
<i>NcamAT</i>	9,00	9,00	9,00	14,00	15,00	9,00	9,00	13,00	14,00
<i>DrAT (mm)</i>	7,39	7,39	7,39	11,60	12,45	7,39	7,39	10,76	11,60
<i>DiAT (mm)</i>	161,14	161,14	161,14	175,74	175,74	161,14	161,14	175,74	161,14
<i>DeAT (mm)</i>	175,92	175,92	175,92	198,95	200,63	175,92	175,92	197,26	198,95
<i>CeAT (mm)</i>	529,45	529,45	529,45	588,56	591,21	529,45	529,45	585,91	588,56
<i>MCuAT (kg)</i>	3,04	3,84	3,31	4,56	3,70	5,96	3,57	6,30	3,97
<i>MTCu (kg)</i>	12,33	15,55	183,72	17,76	205,15	24,14	198,44	24,62	220,60
<i>PCuAT (W)</i>	169	213,17	13,40	253,33	14,34	330,95	14,48	349,95	15,47
<i>PtCu (W)</i>	219,81	277,26	238,96	326,48	264,19	430,46	258,11	451,35	284,30
<i>R (%)</i>	2,20	2,77	2,39	3,26	2,64	4,30	2,58	4,51	2,84
<i>LedΦ (mm)</i>	13,26	13,26	13,26	17,10	17,38	13,26	13,26	16,82	17,10
<i>CmeATB, mm</i>	476,38	476,38	476,38	517,40	518,72	476,38	476,38	516,07	517,40
<i>X (%)</i>	1,19	1,55	1,31	3,33	2,63	2,52	1,43	4,74	2,83
<i>Z (%)</i>	2,50	3,18	2,73	4,66	3,73	4,99	2,95	6,55	4,01
<i>LjN (mm)</i>	67,57	67,57	67,57	90,60	92,29	67,57	67,57	88,92	90,60
<i>Rtb (mm)</i>	87,96	87,96	87,96	99,47	100,32	87,96	87,96	98,63	99,47

Parâmetros de saída dos projetos (símbolos)	Continuação dos dados de saídas D4: potência 10kVA e classe 15kV									
	Projeto padrão	Projetos mais econômicos				Projetos mais eficientes				
		2 CEBT	2CEBT		3CEBT		2CEBT		3CEBT	
			FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas
<i>Decc (mm)</i>	183,92	183,92	183,92	206,95	208,63	183,92	183,92	205,26	206,95	
<i>Mn (kg)</i>	18,24	22,01	19,50	16,79	14,28	32,05	20,75	21,81	15,11	
<i>Mc (kg)</i>	30,45	30,45	30,45	34,08	34,35	30,45	30,45	33,82	34,08	
<i>MtN (kg)</i>	48,70	52,46	49,95	50,87	48,62	62,50	51,21	55,62	49,20	
<i>pen (W/kg)</i>	1,37	0,79	1,11	0,69	1,11	0,37	0,92	0,32	0,92	
<i>pec (W/kg)</i>	0,97	0,60	0,80	0,53	0,80	0,31	0,68	0,33	0,68	
<i>PN (W)</i>	25,01	17,30	21,55	11,50	15,78	11,82	19,10	8,57	13,91	
<i>PC (W)</i>	29,41	18,14	24,40	18,02	27,52	9,39	20,81	11,03	23,29	
<i>PtN (W)</i>	54,42	35,44	45,95	29,52	43,30	21,22	39,91	19,60	37,20	
<i>PTP (W)</i>	274,23	312,7	284,91	356	307,49	451,68	298,02	470,95	321,50	
<i>Pexn (VA/kg)</i>	4,20	1,30	2,67	0,98	2,67	0,27	1,82	0,30	1,82	
<i>Pexc(VA/kg)</i>	2,01	0,73	1,36	0,57	1,36	0,18	0,97	0,21	0,97	
<i>PAexc(VA)</i>	137,82	50,87	93,41	35,70	84,75	14,07	67,29	13,56	60,57	
<i>Iexc (%)</i>	1,38	0,51	0,93	0,36	0,85	0,14	0,67	0,14	0,61	
<i>taxa</i>	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	

Tabela D5 – Dados de saídas dos projetos de 10 kVA / 24,2 kV, para duas e três camadas nos EBT

Parâmetros de saída dos projetos (símbolos)	Dados de saída dos projetos mais econômico e de máxima eficiência energética: Potência 10 kVA e classe 24,2kV									
	Proj padrão	Projetos mais econômicos				Projetos mais eficientes				
		2 CEBT	2CEBT		3CEBT		2CEBT		3CEBT	
			FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas
<i>Sn (cm²)</i>	84,53	78,76	BME	78,76	BME	47,07	78,76	44,18	81,64	
<i>Sc (cm²)</i>	97,21	90,58	BME	90,58	BME	54,13	90,58	50,81	93,89	
<i>Bn (Tesla)</i>	1,14	1,02	BME	1,02	BME	0,64	1,02	0,62	1,08	

<i>Bc (Tesla)</i>	0,99	0,82	BME	0,82	BME	0,55	0,89	0,54	0,94
<i>dn (cm)</i>	11,30	10,91	BME	10,91	BME	8,43	10,91	8,17	11,11
<i>ScBT (mm)</i>	35,75	35,75	BME	35,75	BME	35,75	35,75	35,75	35,75
<i>Is (A)</i>	45,45	45,45	BME	45,45	BME	45,45	45,45	45,45	45,45
<i>jBT (A/mm²)</i>	1,29	1,29	BME	1,29	BME	1,29	1,29	1,29	1,29
<i>ns</i>	42,77	42,77	BME	42,77	BME	76,67	47,98	79,27	45,37
<i>FMM (Wb)</i>	0,0097	0,0097	BME	0,0097	BME	0,0054	0,0087	0,0053	0,0092
<i>nspcBT</i>	21,38	21,38	BME	21,38	BME	38,33	23,99	26,42	15,12
<i>AeBT (mm)</i>	130,44	130,44	BME	130,44	BME	233,83	146,35	161,19	92,26
<i>Abob (mm)</i>	148,44	148,44	BME	148,44	BME	251,83	164,35	179,19	110,26
<i>AjN (mm)</i>	158,44	158,44	BME	158,44	BME	261,83	174,35	189,19	120,26
<i>Dim (mm)</i>	115,02	115,02	BME	115,02	BME	115,02	115,02	115,02	115,02
<i>DiBT (mm)</i>	117,02	117,02	BME	117,02	BME	117,02	117,02	117,02	117,02
<i>DrBT (mm)</i>	14,40	14,40	BME	21,70	BME	14,40	14,40	21,70	21,70
<i>DeBT (mm)</i>	175,82	145,82	BME	160,42	BME	145,82	145,82	160,42	160,42
<i>CeBT (mm)</i>	412,87	412,87	BME	435,80	BME	412,87	412,87	435,80	435,80
<i>MCuBT (mm)</i>	11,24	12,61	BME	13,31	BME	20,14	12,61	21,98	12,58
<i>PCuBT (mm)</i>	44,09	49,47	BME	52,22	BME	79,04	49,47	86,27	49,38
<i>Ip (A)</i>	0,75	0,75	BME	0,75	BME	0,75	0,75	0,75	0,75
<i>jAT (A/mm²)</i>	2,90	2,90	BME	2,90	BME	2,90	2,90	2,90	2,90
<i>np</i>	2592,7	2908,9	BME	2908,9	BME	4647,7	2908,9	4805,8	2750,8
<i>AeAT (mm)</i>	116,44	132,35	BME	83,56	BME	219,83	132,35	147,19	78,26
<i>NepcAT</i>	181,09	205,83	BME	129,96	BME	341,88	205,83	228,91	121,71
<i>NcamAT</i>	15	15	BME	23	BME	14	15	21	23
<i>DrAT (mm)</i>	12,45	12,45	BME	19,19	BME	11,60	12,45	17,50	19,19
<i>DiAT (mm)</i>	157,82	157,82	BME	172,42	BME	157,82	157,82	172,42	172,42
<i>DeAT (mm)</i>	182,71	182,71	BME	210,18	BME	181,02	182,71	207,43	210,80
<i>CeAT (mm)</i>	534,9	534,90	BME	601,96	BME	532,25	534,90	596,66	601,96
<i>MCuAT (kg)</i>	6,39	7,17	BME	8,07	BME	11,40	7,17	13,21	7,63
<i>MTCu (kg)</i>	17,62	19,77	BME	21,37	BME	31,54	19,77	35,19	20,21
<i>PCuAT (W)</i>	126,55	141,98	BME	159,78	BME	225,74	141,98	261,66	151,10
<i>PtCu (W)</i>	182,59	204,86	BME	226,84	BME	326,11	204,86	372,28	214,51
<i>R (%)</i>	1,83	2,05	BME	2,27	BME	3,26	2,05	3,72	2,15
<i>LedΦ (mm)</i>	14,95	14,95	BME	19,63	BME	14,67	14,95	19,07	19,63
<i>CmeATB, mm</i>	473,88	473,88	BME	518,88	BME	472,56	473,88	516,23	518,88
<i>X (%)</i>	1,71	1,94	BME	3,97	BME	3,17	1,94	6,76	3,73
<i>Z (%)</i>	2,50	2,82	BME	4,58	BME	4,55	2,82	7,72	4,30
<i>LjN (mm)</i>	77,69	77,69	BME	105,78	BME	76	77,69	102,41	105,78
<i>Rtb (mm)</i>	91,35	91,35	BME	105,40	BME	90,51	91,35	103,71	105,40

Parâmetros de saída dos projetos (símbolos)	Continuação dos dados de saídas D5: potência 10 kVA e classe 24,2 kV								
	Projeto padrão	Projetos mais econômicos				Projetos mais eficientes			
	2 CEBT	2CEBT		3CEBT		2CEBT		3CEBT	
		FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas
<i>Decc (mm)</i>	190,71	190,71	BME	218,8	BME	189,02	190,71	215,43	218,80
<i>Mn (kg)</i>	20,49	22,55	BME	16,24	BME	33,86	22,55	24,47	15,55
<i>Mc (kg)</i>	29,71	29,71	BME	33,89	BME	29,46	29,71	33,38	33,89
<i>MtN (kg)</i>	50,20	52,26	BME	50,12	BME	63,32	52,26	57,85	49,44
<i>pen (W/kg)</i>	0,93	0,72	BME	0,72	BME	0,34	0,72	0,32	0,81
<i>pec (W/kg)</i>	0,69	0,55	BME	0,55	BME	0,28	0,55	0,27	0,61

<i>PN (W)</i>	18,98	16,28	BME	11,73	BME	11,39	16,28	7,89	12,63
<i>PC (W)</i>	20,41	16,44	BME	18,75	BME	8,39	16,44	9,17	20,76
<i>PtN (W)</i>	39,39	32,72	BME	30,48	BME	19,78	32,72	17,06	33,40
<i>PTP (W)</i>	221,99	237,58	BME	257,32	BME	345,90	237,58	389,34	247,91
<i>Pexn (VA/kg)</i>	1,84	1,09	BME	1,09	BME	0,22	1,09	0,20	1,40
<i>Pexc(VA/kg)</i>	0,98	0,62	BME	0,62	BME	0,15	0,62	0,14	0,77
<i>PAexc(VA)</i>	66,94	43,13	BME	38,85	BME	11,96	43,13	9,68	47,90
<i>Iexc (%)</i>	0,67	0,43	BME	0,39	BME	0,12	0,43	0,10	0,48
<i>taxa</i>	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67

Tabela D6– Dados de saídas dos projetos de 10 kVA / 36,2 kV, para duas e três camadas nos EBT

Parâmetros de saída dos projetos (símbolos)	Dados de saída dos projetos mais econômico e de máxima eficiência energética: Potência 10 kVA e classe 36,2 kV								
	Proj padrão	Projetos mais econômicos				Projetos mais eficientes			
	2	2CEBT		3CEBT		2CEBT		3CEBT	
	CEBT	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas
<i>Sn (cm²)</i>	79,48	Projeto base é mais econômico				34,58	71,56	34,58	71,56
<i>Sc (cm²)</i>	91,41	BME	BME	BME	BME	82,29	82,29	39,77	82,29
<i>Bn (Tesla)</i>	1,08	BME	BME	BME	BME	0,94	0,94	0,59	0,94
<i>Bc (Tesla)</i>	0,94	BME	BME	BME	BME	0,82	0,82	0,51	0,82
<i>dn (cm)</i>	10,96	BME	BME	BME	BME	10,40	10,40	7,23	10,40
<i>ScBT (mm)</i>	42,00	BME	BME	BME	BME	42,00	42,00	42,00	42,00
<i>Is (A)</i>	45,45	BME	BME	BME	BME	45,45	45,45	45,45	45,45
<i>jBT (A/mm²)</i>	1,10	BME	BME	BME	BME	1,10	1,10	1,10	1,10
<i>ns</i>	47,94	BME	BME	BME	BME	55,02	55,02	88,08	55,02
<i>FMM (Wb)</i>	0,0087	BME	BME	BME	BME	0,0076	0,0076	0,0047	0,0076
<i>nspcBT</i>	23,97	BME	BME	BME	BME	44,04	25,51	29,36	18,34
<i>AeBT (mm)</i>	158,21	BME	BME	BME	BME	290,67	181,58	193,78	121,05
<i>Abob (mm)</i>	176,21	BME	BME	BME	BME	308,67	199,58	211,78	139,05
<i>AjN (mm)</i>	186,21	BME	BME	BME	BME	318,67	209,58	221,78	149,05
<i>Dim (mm)</i>	111,6	BME	BME	BME	BME	111,60	111,60	111,60	111,60
<i>DiBT (mm)</i>	113,60	BME	BME	BME	BME	113,60	113,60	113,60	113,60
<i>DrBT (mm)</i>	15,40	BME	BME	BME	BME	15,40	15,40	23,20	23,20
<i>DeBT (mm)</i>	144,4	BME	BME	BME	BME	144,40	144,40	160,00	160
<i>CeBT (mm)</i>	405,25	BME	BME	BME	BME	405,25	405,25	429,76	429,76
<i>MCuBT (mm)</i>	14,52	BME	BME	BME	BME	26,69	16,67	28,30	17,68
<i>PCuBT (mm)</i>	41,12	BME	BME	BME	BME	75,55	47,20	80,12	50,05
<i>Ip (A)</i>	0,50	BME	BME	BME	BME	0,5	0,50	0,5	0,50
<i>jAT (A/mm²)</i>	1,94	BME	BME	BME	BME	1,94	1,94	1,94	1,94
<i>np</i>	4339,2	BME	BME	BME	BME	7972,1	4980,3	7972,1	4980,3
<i>AeAT (mm)</i>	144,21	BME	BME	BME	BME	276,67	167,58	179,78	107,05
<i>NepcAT</i>	224,27	BME	BME	BME	BME	430,27	260,62	279,59	166,49
<i>NcamAT</i>	20	BME	BME	BME	BME	19	20	29	30
<i>DrAT (mm)</i>	16,66	BME	BME	BME	BME	15,82	16,66	24,25	25,09
<i>DiAT (mm)</i>	156,40	BME	BME	BME	BME	172	156,40	172	172
<i>DeAT (mm)</i>	189,72	BME	BME	BME	BME	188,03	189,72	172	222,18
<i>CeAT (mm)</i>	543,67	BME	BME	BME	BME	541,02	543,67	220,49	619,16
<i>MCuAT (kg)</i>	10,87	BME	BME	BME	BME	19,87	12,47	616,52	14,20
<i>MTCu (kg)</i>	25,39	BME	BME	BME	BME	45,55	110,85	22,64	126,24
<i>PCuAT (W)</i>	96,58	BME	BME	BME	BME	176,57	29,14	50,94	31,88
<i>PtCu (W)</i>	147,34	BME	BME	BME	BME	269,77	169,11	201,21	188,63

<i>R (%)</i>	1,47	BME	BME	BME	BME	2,70	1,69	301,03	1,89
<i>LedΦ (mm)</i>	16,69	BME	BME	BME	BME	16,41	16,69	3,01	22,10
<i>CmeATB, mm</i>	474,46	BME	BME	BME	BME	473,14	474,46	21,82	524,46
<i>X (%)</i>	2,02	BME	BME	BME	BME	3,82	2,35	523,14	4,94
<i>Z (%)</i>	2,50	BME	BME	BME	BME	4,68	2,90	8,19	5,29
<i>LjN (mm)</i>	88,12	BME	BME	BME	BME	86,43	88,12	8,72	120,58
<i>Rtb (mm)</i>	94,86	BME	BME	BME	BME	94,02	94,86	118,89	111,09

Parâmetros de saída dos projetos (símbolos)	Continuação dos dados de saídas D6: potência 10 kVA e classe 36,2 kV								
	Projeto padrão	Projetos mais econômicos				Projetos mais eficientes			
	2 CEBT	2CEBT		3CEBT		2CEBT		3CEBT	
		FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas
<i>Decc (mm)</i>	197,72	BME	BME	BME	BME	196,03	197,72	228,49	230,18
<i>Mn (kg)</i>	22,64	BME	BME	BME	BME	38,75	25,49	26,97	18,13
<i>Mc (kg)</i>	28,88	BME	BME	BME	BME	28,64	28,88	33,18	32,42
<i>MtN (kg)</i>	51,52	BME	BME	BME	BME	67,39	54,36	60,15	51,54
<i>pen (W/kg)</i>	0,82	BME	BME	BME	BME	0,31	0,62	0,31	0,62
<i>pec (W/kg)</i>	0,62	BME	BME	BME	BME	0,26	0,49	0,26	0,49
<i>PN (W)</i>	18,65	BME	BME	BME	BME	11,86	15,87	8,25	11,29
<i>PC (W)</i>	17,91	BME	BME	BME	BME	7,51	14,05	8,70	16,25
<i>PtN (W)</i>	36,56	BME	BME	BME	BME	19,37	29,92	16,95	27,54
<i>PTP (W)</i>	183,90	BME	BME	BME	BME	289,14	199,02	317,98	216,17
<i>Pexn (VA/kg)</i>	1,44	BME	BME	BME	BME	0,18	0,80	0,18	0,80
<i>Pexc(VA/kg)</i>	0,79	BME	BME	BME	BME	0,13	0,48	0,13	0,48
<i>PAexc(VA)</i>	55,47	BME	BME	BME	BME	10,67	34,09	9,14	30,37
<i>Iexc (%)</i>	0,55	BME	BME	BME	BME	0,11	0,34	0,09	0,30
<i>taxa</i>	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67

Tabela D7 – Dados de saídas dos projetos de 15 kVA / 15 kV, para duas e três camadas nos EBT

Parâmetros de saída dos projetos (símbolos)	Dados de saída dos projetos mais econômico e de máxima eficiência energética: Potência 15 kVA e classe 15 kV								
	Proj padrão	Projetos mais econômicos				Projetos mais eficientes			
	2 CEBT	2CEBT		3CEBT		2CEBT		3CEBT	
		FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas
<i>Sn (cm²)</i>	91,17	82,35	BME	82,35	BME	52,04	85,29	55,88	88,23
<i>Sc (cm²)</i>	104,85	94,70	BME	94,70	BME	60,88	98,08	64,26	101,46
<i>Bn (Tesla)</i>	1,30	1,10	BME	1,10	BME	0,72	1,16	0,75	1,22
<i>Bc (Tesla)</i>	1,13	0,95	BME	0,95	BME	0,63	1,01	0,65	1,06
<i>dn (cm)</i>	11,74	11,16	BME	11,16	BME	8,94	11,35	9,19	11,55
<i>ScBT (mm)</i>	24,35	24,35	BME	24,35	BME	24,35	19,59	24,35	13,06
<i>Is (A)</i>	68,18	68,18	BME	68,18	BME	68,18	68,18	68,18	68,18
<i>jBT (A/mm²)</i>	1,43	1,43	BME	1,43	BME	1,43	1,43	1,43	1,43
<i>ns</i>	34,92	41,31	BME	41,31	BME	62,60	39,18	60,47	37,05
<i>FMM (Wb)</i>	0,0119	0,0099	BME	0,0099	BME	0,0066	0,106	0,0099	0,112
<i>nspcBT</i>	17,46	20,65	BME	13,77	BME	31,30	19,59	20,16	12,35
<i>AeBT (mm)</i>	176,69	209,01	BME	139,34	BME	316,74	198,24	203,98	124,98
<i>Abob (mm)</i>	194,69	227,01	BME	157,34	BME	334,74	216,24	221,98	142,98
<i>AjN (mm)</i>	204,69	237,01	BME	167,34	BME	344,74	226,24	231,98	152,98
<i>Dim (mm)</i>	119,38	119,38	BME	119,38	BME	119,38	119,38	119,38	119,38

Tabela D8 – Dados de saídas dos projetos de 15 kVA / 24,2 kV, para duas e três camadas nos EBT

Parâmetros de saída dos projetos (símbolos)	Dados de saída dos projetos mais económico e de máxima eficiência energética: Potência 15 kVA e classe /4,2kV								
	Proj padrão	Projetos mais económicos				Projetos mais eficientes			
	2	2CEBT		3CEBT		2CEBT		3CEBT	
	CEBT	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas
<i>Sn</i> (cm ²)	91,17	82,35	BME	82,35	BME	52,94	85,29	55,88	88,23
<i>Sc</i> (cm ²)	104,85	94,70	BME	94,70	BME	60,88	98,08	64,26	101,46
<i>Bn</i> (Tesla)	1,27	1,08	BME	1,08	BME	0,72	1,14	0,75	1,20
<i>Bc</i> (Tesla)	1,11	0,94	BME	0,94	BME	0,63	0,99	0,65	1,04
<i>dn</i> (cm)	11,74	11,16	BME	11,16	BME	8,94	11,35	9,19	11,55
<i>ScBT</i> (mm)	24,35	24,35	BME	24,35	BME	24,35	19,59	24,35	13,06
<i>Is</i> (A)	68,18	68,18	BME	68,18	BME	68,18	68,18	68,18	68,18
<i>jBT</i> (A/mm ²)	1,43	1,43	BME	1,43	BME	1,43	1,43	1,43	1,43
<i>ns</i>	35,62	41,91	BME	41,91	BME	62,86	39,81	60,77	37,72
<i>FMM</i> (Wb)	0,0116	0,0099	BME	0,0099	BME	0,0066	0,0104	0,0068	0,0109
<i>nspcBT</i>	17,81	20,95	BME	13,97	BME	31,43	19,91	20,26	12,57
<i>AeBT</i> (mm)	180,25	212,06	BME	141,38	BME	318,1	201,46	205	127,24
<i>Abob</i> (mm)	198,25	230,06	BME	159,38	BME	336,10	219,46	223	145,24
<i>AjN</i> (mm)	208,25	240,06	BME	169,38	BME	346,10	229,46	233	155,24
<i>Dim</i> (mm)	119,38	119,38	BME	119,38	BME	119,38	119,38	119,38	119,38
<i>DiBT</i> (mm)	121,38	121,38	BME	121,38	BME	121,38	121,38	121,38	121,38
<i>DrBT</i> (mm)	12,34	12,32	BME	18,58	BME	12,32	12,32	18,58	18,58
<i>DeBT</i> (mm)	146,02	146,02	BME	158,54	BME	146,02	146,02	158,54	158,54
<i>CeBT</i> (mm)	420,02	420,02	BME	439,69	BME	420,02	420,02	439,69	439,69
<i>MCuBT</i> (mm)	12,97	15,26	BME	15,98	BME	22,89	14,50	23,16	14,38
<i>PCuBT</i> (mm)	62,54	73,57	BME	77,02	BME	110,36	69,89	111,68	69,32
<i>Ip</i> (A)	1,12	1,12	BME	1,12	BME	1,12	1,12	1,12	1,12
<i>jAT</i> (A/mm ²)	4,35	4,35	BME	4,35	BME	4,35	4,35	4,35	4,35
<i>np</i>	2159,6	2540,7	BME	2540,7	BME	3811,1	2413,7	3684,1	2286,7
<i>AeAT</i> (mm)	166,25	198,06	BME	127,38	BME	304,10	187,46	191,0	113,24
<i>NepcAT</i>	258,56	308,08	BME	198,1	BME	472,93	291,34	297,04	176,11
<i>NcamAT</i>	9	9	BME	13	BME	9	9	13	13
<i>DrAT</i> (mm)	7,39	7,39	BME	10,76	BME	7,39	7,39	10,76	10,76
<i>DiAT</i> (mm)	162,02	162,02	BME	174,54	BME	162,02	162,02	174,54	174,54
<i>DeAT</i> (mm)	176,79	176,79	BME	196,06	BME	176,79	176,79	196,06	196,06
<i>CeAT</i> (mm)	532,20	532,20	BME	582,13	BME	532,2	532,2	582,13	582,13
<i>MCuAT</i> (kg)	5,29	6,23	BME	6,81	BME	9,34	5,92	9,88	6,13
<i>MTCu</i> (kg)	18,27	21,49	BME	22,79	BME	32,23	263,75	33,04	273,3
<i>PCuAT</i> (W)	235,98	277,63	BME	303,67	BME	416,44	20,41	440,32	20,51
<i>PtCu</i> (W)	319,42	375,78	BME	407,34	BME	563,68	357	590,64	366,6
<i>R</i> (%)	2,13	2,51	BME	2,72	BME	3,76	2,38	3,94	2,44
<i>LedΦ</i> (mm)	14,57	14,57	BME	17,78	BME	14,57	14,57	17,78	17,78
<i>CmeATB</i> , mm	476,11	476,11	BME	510,91	BME	476,11	476,11	510,91	510,91
<i>X</i> (%)	1,30	1,56	BME	2,94	BME	2,40	1,47	4,42	2,61
<i>Z</i> (%)	2,50	2,95	BME	4,00	BME	4,46	2,80	5,92	2,58
<i>LjN</i> (mm)	67,41	67,41	BME	86,68	BME	67,41	67,41	86,68	86,68
<i>Rtb</i> (mm)	88,40	88,40	BME	98,03	BME	88,40	88,40	98,03	98,03

Parâmetros de saída dos projetos (símbolos)	Continuação dos dados de saídas D8: potência 15k VA e classe 24,2 kV								
	Projeto padrão	Projetos mais econômicos				Projetos mais eficientes			
	2 CEBT	2CEBT		3CEBT		2CEBT		3CEBT	
		FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas
<i>Decc (mm)</i>	184,79	184,79	BME	204,06	BME	184,79	184,79	204,06	204,06
<i>Mn (kg)</i>	29,01	33,49	BME	23,63	BME	48,28	32,01	32,50	21,65
<i>Mc (kg)</i>	31,15	31,15	BME	34,24	BME	31,15	31,15	34,24	34,24
<i>MtN (kg)</i>	60,20	64,64	BME	57,87	BME	79,43	63,16	66,74	55,89
<i>pen (W/kg)</i>	1,20	0,82	BME	0,82	BME	0,40	0,92	0,42	1,04
<i>pec (W/kg)</i>	0,86	0,62	BME	0,62	BME	0,33	0,68	0,34	0,76
<i>PN (W)</i>	34,87	27,42	BME	19,34	BME	19,20	29,37	13,58	22,56
<i>PC (W)</i>	26,81	19,22	BME	21,13	BME	10,26	21,23	11,78	26,05
<i>PtN (W)</i>	61,68	46,64	BME	40,48	BME	29,45	50,60	25,36	48,61
<i>PTP (W)</i>	381,09	422,43	BME	447,81	BME	593,13	407,60	616	415,22
<i>Pexn (VA/kg)</i>	3,18	1,42	BME	1,42	BME	0,31	1,81	0,35	2,36
<i>Pexc(VA/kg)</i>	1,58	0,78	BME	0,78	BME	0,21	0,97	0,23	1,22
<i>PAexc(VA)</i>	141,40	72,00	BME	60,42	BME	21,54	87,89	19,08	92,75
<i>Iexc (%)</i>	0,94	0,48	BME	0,40	BME	0,14	0,59	0,13	0,62
<i>taxa</i>	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67

Tabela D9 – Dados de saídas dos projetos de 15 kVA/36,2 kV, para duas e três camadas nos EBT

Parâmetros de saída dos projetos (símbolos)	Dados de saída dos projetos mais econômico e de máxima eficiência energética: Potência 15 kVA e classe 36,2 kV								
	Projeto padrão	Projetos mais econômicos				Projetos mais eficientes			
	2 CEBT	2CEBT		3CEBT		2CEBT		3CEBT	
		FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas
<i>Sn (cm²)</i>	91,17	BME	BME	BME	BME	50,0	BME	52,94	BME
<i>Sc (cm²)</i>	104,85	BME	BME	BME	BME	57,5	BME	60,88	BME
<i>Bn (Tesla)</i>	1,09	BME	BME	BME	BME	0,68	BME	0,70	BME
<i>Bc (Tesla)</i>	0,95	BME	BME	BME	BME	0,59	BME	0,60	BME
<i>dn (cm)</i>	11,74	BME	BME	BME	BME	8,69	BME	8,94	BME
<i>ScBT (mm)</i>	24,35	BME	BME	BME	BME	24,35	BME	24,35	BME
<i>Is (A)</i>	68,18	BME	BME	BME	BME	68,18	BME	68,18	BME
<i>jBT (A/mm²)</i>	1,43	BME	BME	BME	BME	1,43	BME	1,43	BME
<i>ns</i>	41,61	BME	BME	BME	BME	66,96	BME	65,14	BME
<i>FMM (Wb)</i>	0,0099	BME	BME	BME	BME	0,0062	BME	0,0064	BME
<i>nspcBT</i>	20,80	BME	BME	BME	BME	33,48	BME	21,71	BME
<i>AeBT (mm)</i>	210,54	BME	BME	BME	BME	338,79	BME	219,76	BME
<i>Abob (mm)</i>	228,54	BME	BME	BME	BME	356,79	BME	237,76	BME
<i>AjN (mm)</i>	238,74	BME	BME	BME	BME	366,79	BME	247,76	BME
<i>Dim (mm)</i>	119,38	BME	BME	BME	BME	119,38	BME	119,38	BME
<i>DiBT (mm)</i>	121,38	BME	BME	BME	BME	121,38	BME	121,38	BME
<i>DrBT (mm)</i>	12,32	BME	BME	BME	BME	12,32	BME	18,58	BME
<i>DeBT (mm)</i>	146,02	BME	BME	BME	BME	146,02	BME	158,54	BME
<i>CeBT (mm)</i>	420,02	BME	BME	BME	BME	420,02	BME	439,69	BME
<i>MCuBT (mm)</i>	15,15	BME	BME	BME	BME	24,38	BME	24,83	BME
<i>PCuBT (mm)</i>	73,04	BME	BME	BME	BME	117,54	BME	119,72	BME
<i>Ip (A)</i>	0,75	BME	BME	BME	BME	0,75	BME	0,75	BME
<i>jAT (A/mm²)</i>	2,91	BME	BME	BME	BME	2,91	BME	2,91	BME

<i>np</i>	3765,9	BME	BME	BME	BME	6060,1	BME	5896,2	BME
<i>AeAT (mm)</i>	196,54	BME	BME	BME	BME	324,79	BME	205,76	BME
<i>NepcAT</i>	305,66	BME	BME	BME	BME	505,12	BME	319,99	BME
<i>NcamAT</i>	13	BME	BME	BME	BME	12,00	BME	19	BME
<i>DrAT (mm)</i>	10,76	BME	BME	BME	BME	9,92	BME	15,82	BME
<i>DiAT (mm)</i>	162,02	BME	BME	BME	BME	162,02	BME	174,54	BME
<i>DeAT (mm)</i>	183,54	BME	BME	BME	BME	181,85	BME	206,17	BME
<i>CeAT (mm)</i>	542,79	BME	BME	BME	BME	540,15	BME	598,02	BME
<i>MCuAT (kg)</i>	9,42	BME	BME	BME	BME	15,08	BME	16,24	BME
<i>MTCu (kg)</i>	24,57	BME	BME	BME	BME	39,46	BME	41,07	BME
<i>PCuAT (W)</i>	188,29	BME	BME	BME	BME	301,51	BME	324,79	BME
<i>PtCu (W)</i>	279,63	BME	BME	BME	BME	448,39	BME	475,63	BME
<i>R (%)</i>	1,86	BME	BME	BME	BME	2,99	BME	3,17	BME
<i>LedΦ (mm)</i>	15,69	BME	BME	BME	BME	15,41	BME	19,47	BME
<i>CmeATB, mm</i>	481,41	BME	BME	BME	BME	481,41	BME	518,85	BME
<i>X (%)</i>	1,68	BME	BME	BME	BME	2,73	BME	5,30	BME
<i>Z (%)</i>	2,50	BME	BME	BME	BME	4,05	BME	6,17	BME
<i>LjN (mm)</i>	74,16	BME	BME	BME	BME	72,47	BME	96,79	BME
<i>Rtb (mm)</i>	91,77	BME	BME	BME	BME	90,92	BME	103,09	BME

Parâmetros de saída dos projetos (símbolos)	Continuação dos dados de saídas D9: potência 15kVA e classe 36kV								
	Projeto padrão	Projetos mais econômicos				Projetos mais eficientes			
	2 CEBT	2CEBT		3CEBT		2CEBT		3CEBT	
		FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas
<i>Decc (mm)</i>	191,54	BME	BME	BME	BME	189,85	BME	214,14	BME
<i>Mn (kg)</i>	33,27	BME	BME	BME	BME	51,16	BME	34,56	BME
<i>Mc (kg)</i>	32,23	BME	BME	BME	BME	31,96	BME	35,86	BME
<i>MtN (kg)</i>	65,51	BME	BME	BME	BME	83,13	BME	70,42	BME
<i>pen (W/kg)</i>	0,83	BME	BME	BME	BME	0,36	BME	0,38	BME
<i>pec (W/kg)</i>	0,63	BME	BME	BME	BME	0,30	BME	0,32	BME
<i>PN (W)</i>	27,67	BME	BME	BME	BME	18,63	BME	13,06	BME
<i>PC (W)</i>	20,17	BME	BME	BME	BME	9,75	BME	11,30	BME
<i>PtN (W)</i>	47,84	BME	BME	BME	BME	28,37	BME	24,37	BME
<i>PTP (W)</i>	327,47	BME	BME	BME	BME	476,76	BME	499,49	BME
<i>Pexn (VA/kg)</i>	1,47	BME	BME	BME	BME	0,26	BME	0,28	BME
<i>Pexc(VA/kg)</i>	0,81	BME	BME	BME	BME	0,18	BME	0,19	BME
<i>PAexc(VA)</i>	74,87	BME	BME	BME	BME	18,92	BME	16,52	BME
<i>Iexc (%)</i>	0,50	BME	BME	BME	BME	0,13	BME	0,11	BME
<i>taxa</i>	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67

Tabela D10 – Dados de saídas dos projetos de 25 kVA / 15 kV, para duas e três camadas nos EBT

Parâmetros de saída dos projetos (símbolos)	Dados de saída dos projetos mais econômico e de máxima eficiência energética: Potência 25 kVA e classe 15 kV								
	Proj padrão	Projetos mais econômicos				Projetos mais eficientes			
	2 CEBT	2CEBT		3CEBT		2CEBT		3CEBT	
		FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas
<i>Sn (cm²)</i>	133,65	106,31	124,54	106,31	124,54	88,09	119,98	88,09	119,98
<i>Sc (cm²)</i>	153,70	112,26	143,22	112,26	143,22	101,3	137,98	101,3	137,98
<i>Bn (Tesla)</i>	1,71	1,01	1,39	1,01	1,39	0,80	1,27	0,80	1,27

<i>Bc (Tesla)</i>	1,49	0,88	1,21	0,88	1,21	0,69	1,11	0,69	1,11
<i>dn (cm)</i>	14,21	12,67	13,72	12,67	13,72	11,54	13,47	11,54	13,47
<i>ScBT (mm)</i>	24,35	24,35	24,35	24,35	24,35	24,35	24,35	24,35	24,35
<i>Is (A)</i>	113,64	113,64	113,64	113,64	113,64	113,64	113,64	113,64	113,64
<i>jBT (A/mm²)</i>	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38
<i>ns</i>	18,05	30,52	22,20	30,52	22,20	38,83	24,28	38,83	24,28
<i>FMM (Wb)</i>	0,023	0,014	0,02	0,014	0,02	0,011	0,02	0,011	0,02
<i>nspcBT</i>	9,02	15,26	11,10	10,17	7,40	19,41	12,14	12,94	8,09
<i>AeBT (mm)</i>	91,33	154,41	112,36	102,94	74,90	196,46	122,87	130,97	81,91
<i>Abob (mm)</i>	121,33	184,41	142,36	132,94	104,90	226,46	152,87	160,97	111,91
<i>AjN (mm)</i>	131,33	194,41	152,36	142,94	114,90	236,46	162,87	170,97	121,91
<i>Dim (mm)</i>	144,11	144,11	144,11	144,11	144,11	144,11	144,11	144,11	144,11
<i>DiBT (mm)</i>	146,11	146,11	146,11	146,11	146,11	146,11	146,11	146,11	146,11
<i>DrBT (mm)</i>	12,32	12,32	12,32	18,58	18,58	12,32	12,32	18,58	18,58
<i>DeBT (mm)</i>	170,75	170,75	170,75	183,27	183,27	170,75	170,75	183,27	183,27
<i>CeBT (mm)</i>	497,74	497,74	497,74	517,40	517,40	497,74	497,74	517,40	517,40
<i>MCuBT (mm)</i>	7,79	13,17	9,58	13,69	9,96	16,75	10,48	17,42	10,89
<i>PCuBT (mm)</i>	104,3	176,34	128,31	183,31	133,88	224,36	140,32	233,23	145,87
<i>Ip (A)</i>	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14
<i>jAT (A/mm²)</i>	7,62	7,62	7,62	7,62	7,62	7,62	7,62	7,62	7,62
<i>np</i>	653,64	1105,1	804,12	1105,1	804,12	1406,1	879,36	1406,1	879,36
<i>AeAT (mm)</i>	85,33	148,41	106,36	96,94	68,90	190,46	116,87	124,97	75,91
<i>NepcAT</i>	106,93	185,98	133,28	121,48	86,35	238,67	146,45	156,61	95,13
<i>NcamAT</i>	7,00	6,00	7,00	10,00	10,00	6,00	7,00	9,00	10,00
<i>DrAT (mm)</i>	6,79	5,79	6,79	9,78	9,78	5,79	6,79	8,78	9,78
<i>DiAT (mm)</i>	190,75	190,75	190,75	203,27	203,27	190,75	190,75	203,27	203,27
<i>DeAT (mm)</i>	204,33	202,33	204,33	222,83	222,83	202,33	204,33	220,84	222,83
<i>CeAT (mm)</i>	620,59	617,46	620,59	669,33	669,33	617,46	620,59	669,33	669,33
<i>MCuAT (kg)</i>	2,97	5	3,66	5,42	3,94	6,36	4	6,86	4,31
<i>MTCu (kg)</i>	10,76	18,17	13,24	19,11	13,90	23,12	14,48	24,28	15,21
<i>PCuAT (W)</i>	407,56	685,55	501,38	743,15	540,76	872,26	548,29	941,11	591,36
<i>PtCu (W)</i>	547,69	922,22	673,78	991	721,33	1173,4	736,82	1256,6	788,33
<i>R (%)</i>	2,19	3,69	2,70	3,97	2,89	4,69	2,95	5,03	3,16
<i>LedΦ (mm)</i>	16,37	16,04	16,37	19,45	19,45	16,04	16,37	19,12	19,45
<i>CmeATB, mm</i>	559,16	557,60	559,16	593,37	593,37	557,60	559,16	591,80	593,37
<i>X (%)</i>	1,20	2,21	1,55	3,96	2,66	2,91	1,73	5,19	2,98
<i>Z (%)</i>	2,50	4,30	3,11	5,60	3,92	5,52	3,42	7,22	4,34
<i>LjN (mm)</i>	72,21	70,22	72,21	90,72	90,72	70,22	72,21	88,72	90,72
<i>Rtb (mm)</i>	102,16	101,17	102,16	111,42	111,42	101,17	102,16	110,42	111,42

Parâmetros de saída dos projetos (símbolos)	Continuação dos dados de saídas D10: potência 25 kVA e classe 15 kV								
	Projeto padrão	Projetos mais econômicos				Projetos mais eficientes			
	2 CEBT	2CEBT		3CEBT		2CEBT		3CEBT	
		FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas
<i>Decc (mm)</i>	214,33	212,33	214,33	232,83	232,83	212,33	214,33	230,84	232,83
<i>Mn (kg)</i>	26,85	39,75	31,15	29,23	23,50	48,35	33,30	34,96	24,93
<i>Mc (kg)</i>	53,07	52,60	53,07-	57,43	57,43	52,60	53,07	56,96	57,43
<i>MtN (kg)</i>	79,93	92,36	84,23-	86,65	80,92	100,96	86,38	91,92	82,35
<i>pen (W/kg)</i>	2,91	0,71	1,53	0,71	1,53	0,46	1,20	0,46	1,20
<i>pec (W/kg)</i>	1,86	0,55	1,06	0,55	1,06	0,38	0,86	0,38	0,86

<i>PN (W)</i>	78,08	28,39	47,58	20,87	35,88	22,36	40,05	16,17	29,98
<i>PC (W)</i>	98,49	28,82	56,31	31,47	60,93	19,75	45,76	21,39	49,51
<i>PtN (W)</i>	176,57	57,21	103,89	52,34	96,81	42,11	85,81	37,56	79,49
<i>PTP (W)</i>	724,25	979,44	777,67	1043,7	818,15	1215,5	822,62	1294,1	868,31
<i>Pexn (VA/kg)</i>	20,43	1,07	5,27	1,07	5,27	0,43	3,19	0,43	3,19
<i>Pexc(VA/kg)</i>	7,94	0,61	2,45	0,61	2,45	0,28	1,58	0,28	1,58
<i>PAexc(VA)</i>	970,09	74,49	294,24	66,22	264,55	35,18	190,24	30,66	170,43
<i>Iexc (%)</i>	3,88	0,30	1,18	0,14	1,06	0,14	0,76	0,14	0,68
<i>taxa</i>	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67

Tabela D11 – Dados de saídas dos projetos de 25 kVA/24,2 kV, para duas e três camadas nos EBT

Parâmetros de saída dos projetos (símbolos)	Dados de saída dos projetos mais econômico e de máxima eficiência energética: Potência 25 kVA e classe 24,2 kV								
	Proj padrão	Projetos mais econômicos				Projetos mais eficientes			
	2 CEBT	2CEBT		3CEBT		2CEBT		3CEBT	
		FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas	FPC=1 hora	FPC=6 horas
<i>Sn (cm²)</i>	130,46	108,44	126,05	108,44	126,05	82,01	117,25	86,42	121,65
<i>Sc (cm²)</i>	150,03	124,70	114,96	124,70	114,96	94,31	134,82	99,38	139,90
<i>Bn (Tesla)</i>	1,43	1,00	1,31	1,00	1,31	0,74	1,13	0,77	1,21
<i>Bc (Tesla)</i>	1,23	0,87	1,14	0,87	1,14	0,64	0,98	0,67	1,05
<i>dn (cm)</i>	14,04	12,80	13,80	12,80	13,80	11,13	13,31	11,43	13,56
<i>ScBT (mm)</i>	24,35	24,35	24,35	24,35	24,35	24,35	24,35	24,35	24,35
<i>Is (A)</i>	113,64	113,64	113,64	113,64	113,64	113,64	113,64	113,64	113,64
<i>jBT (A/mm²)</i>	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38	2,38
<i>ns</i>	22,34	31,71	24,22	31,71	24,22	49,95	27,96	41,08	26,09
<i>FMM (Wb)</i>	0,019	0,014	0,018	0,014	0,018	0,0097	0,0148	0,011	0,0159
<i>nspcBT</i>	11,17	15,86	12,11	10,57	8,07	21,47	13,98	13,69	8,70
<i>AeBT (mm)</i>	113,06	160,45	122,54	106,97	81,69	217,32	141,50	138,56	88,01
<i>Abob (mm)</i>	143,06	190,45	152,54	136,97	111,69	247,32	171,50	168,56	118,01
<i>AjN (mm)</i>	153,06	200,45	162,54	146,97	121,69	257,32	181,50	178,56	128,01
<i>Dim (mm)</i>	142,41	142,41	142,41	142,41	142,41	142,41	142,41	142,41	142,41
<i>DiBT (mm)</i>	144,41	144,41	144,41	144,41	144,41	144,41	144,41	144,41	144,41
<i>DrBT (mm)</i>	12,32	12,32	12,32	18,58	18,58	12,32	12,32	18,58	18,58
<i>DeBT (mm)</i>	169,05	169,05	169,05	181,57	181,57	169,05	169,05	181,57	181,57
<i>CeBT (mm)</i>	492,38	492,38	492,38	512,04	512,04	492,38	492,38	512,04	512,04
<i>MCuBT (mm)</i>	9,54	13,54	10,34	14,09	10,75	18,33	11,94	18,23	11,58
<i>PCuBT (mm)</i>	127,73	181,27	138,74	188,51	143,74	245,52	159,85	244,19	155,10
<i>Ip (A)</i>	1,87	1,87	1,87	1,87	1,89	1,87	1,87	1,87	1,87
<i>jAT (A/mm²)</i>	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55	4,55
<i>np</i>	1354,6	1922,4	1468,2	1922,4	1468,2	2603,7	1695,3	2490,2	1581,7
<i>AeAT (mm)</i>	113,06	160,45	122,54	106,97	81,69	217,32	141,5	138,56	88,01
<i>NepcAT</i>	134,16	193,55	146,04	126,53	94,85	264,81	169,8	166,12	102,77
<i>NcamAT</i>	11	10	11	16	16	10	10	15	16
<i>DrAT (mm)</i>	10,76	9,78	10,78	15,77	15,77	9,78	9,78	14,77	15,77
<i>DiAT (mm)</i>	189,05	189,05	189,05	201,57	201,57	189,05	189,05	201,57	201,57
<i>DeAT (mm)</i>	210,60	208,61	210,60	233,10	233,10	208,61	208,61	231,11	233,10
<i>CeAT (mm)</i>	227,77	624,64	627,77	682,78	282,78	624,64	624,64	679,65	682,78
<i>MCuAT (kg)</i>	6,27	8,80	6,75	9,62	7,35	11,92	7,76	12,40	7,91
<i>MTCu (kg)</i>	15,77	22,34	17,09	23,69	18,10	30,25	19,70	30,64	19,50
<i>PCuAT (W)</i>	304,88	430,50	330,43	470,58	359,39	583,08	379,64	606,76	387,19
<i>PtCu (W)</i>	462,89	654,60	501,69	705,22	538,59	886,60	577,26	910,52	580,25

