

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS NAS REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA USANDO A DEFINIÇÃO DE
IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE DE PERDAS**

JUAN CARLOS HUAQUISACA PAYE

DM: 37/2018

UFPA/ITEC/PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil

2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JUAN CARLOS HUAQUISACA PAYE

**CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS NAS REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA USANDO A DEFINIÇÃO DE
IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE DE PERDAS**

DM: 37/2018

UFPA/ITEC/PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil

2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JUAN CARLOS HUAQUISACA PAYE

**CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS NAS REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA USANDO A DEFINIÇÃO DE
IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE DE PERDAS**

Dissertação submetida à Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFPA para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia Elétrica

UFPA/ITEC/PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil

2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- P343c Paye, Juan Carlos Huaquisaca
CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA USANDO A DEFINIÇÃO DE IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE DE PERDAS / Juan Carlos Huaquisaca Paye. — 2018
xiii, 98 f. : il. color
- Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), Instituto de Tecnologia, Universidade Federal do Pará, Belém, 2018.
Orientação: Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra
1. Perdas Técnicas. 2. Perdas Não Técnicas. 3. Impedância Equivalente de Perdas. 4. Planejamento de Redes de Distribuição. 5. Open DSS. I. Bezerra, Ubiratan Holanda, *orient.* II. Título

CDD 621.3191

**“CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS NAS REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA USANDO A DEFINIÇÃO DE
IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE DE PERDAS”**

AUTOR: JUAN CARLOS HUAQUISACA PAYE

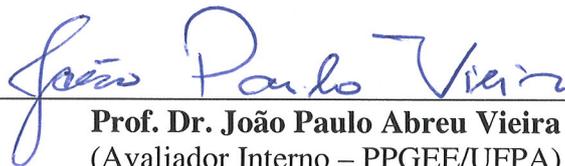
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO
COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO
JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA
ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 17/10/2018

BANCA EXAMINADORA:



Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra
(Orientador – PPGEE/UFPA)



Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira
(Avaliador Interno – PPGEE/UFPA)



Prof. Dr. Marcus Vinicius Alves Nunes
(Avaliador Interno – PPGEE/UFPA)



Prof.ª Dr.ª Maria Emília de Lima Tostes
(Avaliadora Interna – PPGEE/UFPA)



Prof. Dr. Edson Ortiz de Matos
(Avaliador Externo ao Programa – FEEB/UFPA)

VISTO:

Prof.ª Dr.ª Maria Emília de Lima Tostes
(Coordenadora do PPGEE/ITEC/UFPA)

DEDICATÓRIA

A meu pai, mãe e irmãos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a meu orientador Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra pela disponibilidade, paciência, amizade e apoio incondicional, ressaltando os grandes aportes na revisão do texto desta dissertação. Agradeço também a meus professores do CEAMAZON, ao professor João Paulo pelos conhecimentos transmitidos, apoio, amizade, tempo e paciência para tirar minhas dúvidas, á professora Maria Emília e ao professor Marcus por transmitir seus conhecimentos.

Agradeço a meus pais, o Sr. Pedro e a Sra. Felipa, a meus irmãos, Reyna Rosa, José Luís e Isaias, e a minha namorada, Yola Virginia pelo apoio incondicional brindado sem importar a distância.

Agradeço a meus amigos Áthila, Celivan, Heitor, Raphael e Vanderson pela colaboração e compreensão. Agradeço a Thiago pelo tempo dedicado e por compartilhar seus materiais para desenvolver esta dissertação. Finalmente a meu amigo Jhonatan, pela ajuda e as conversas, a meus amigos de PAEC, Andrés, Brayan e Heliana pelas conversas que fizeram minha estadia mais tranquila.

Agradeço ao PPGEE da UFPA pelo acesso aos meios acadêmicos e a Capes pelo apoio financeiro para o desenvolvimento desta dissertação.

ÍNDICE

<u>DEDICATÓRIA</u>	<u>I</u>
<u>AGRADECIMENTOS</u>	<u>II</u>
<u>LISTA DE FIGURAS.....</u>	<u>VI</u>
<u>LISTA DE TABELAS</u>	<u>X</u>
<u>LISTA DE ABREVIATURAS.....</u>	<u>XI</u>
<u>RESUMO.....</u>	<u>XII</u>
<u>ABSTRACT</u>	<u>XIII</u>
<u>CAPÍTULO 1</u>	<u>1</u>
<u>1 INTRODUÇÃO.....</u>	<u>1</u>
1.1 PANORAMA SOBRE PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA	1
1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	2
1.3 OBJETIVOS.....	3
1.3.1 OBJETIVO GERAL.....	3
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
1.4 JUSTIFICATIVA	4
1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	4
<u>CAPÍTULO 2</u>	<u>6</u>
<u>2 PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO</u>	<u>6</u>
2.1 BALANÇO ENERGÉTICO	6
2.2 PERDAS TÉCNICAS	7
2.3 PERDAS NÃO TÉCNICAS	9
2.4 MÓDULO 7 DO PRODIST - CÁLCULO DE PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO	10
2.5 INCLUSÃO DAS PERDAS TÉCNICAS E COMERCIAIS NO PLANEJAMENTO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	14
<u>CAPÍTULO 3</u>	<u>16</u>
<u>3 SOFTWARE OPENDSS</u>	<u>16</u>
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	16
3.2 DESCRIÇÃO DO SOFTWARE.....	16

3.3	ESTRUTURA DO SOFTWARE	17
3.3.1	MODELOS BÁSICOS	19
3.4	ALGORITMOS DE SOLUÇÃO-FLUXO DE POTÊNCIA.....	21

CAPÍTULO 4..... **24**

4 MÉTODO DE IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE DE PERDAS..... **24**

4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	24
4.2	DETERMINAÇÃO DE PERDAS.....	24
4.3	DEFINIÇÃO DA IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE DE PERDAS (IEP).....	28
4.4	PROCEDIMENTO PARA A OBTENÇÃO DA IEP E CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS	29
4.5	TEOREMA DO EQUIVALENTE THEVENIN	32
4.6	COMPARAÇÃO ENTRE A IEP E O EQUIVALENTE DE THEVENIN	33
4.7	IEP TRIFÁSICA.....	35

CAPÍTULO 5..... **37**

5 ESTUDOS DE CASOS..... **37**

5.1	INTRODUÇÃO	37
5.2	CASO A1- SISTEMA IEEE - 13 BARRAS.....	38
5.2.1	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS – CASO A1-1	38
5.2.2	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS –CASO A1-2	46
5.2.3	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS NÃO UNIFORMES –CASO A1-3	50
5.3	CASO A2- SISTEMA IEEE - 13 BARRAS COM POSIÇÕES DE TAPES FIXOS	52
5.3.1	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS – CASO A2-1	52
5.3.2	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS – CASO A2-2	55
5.3.3	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS NÃO UNIFORMES – CASO A2-3	57
5.4	CASO A3- SISTEMA IEEE - 13 BARRAS COM POSIÇÕES DE TAPES NA POSIÇÃO NEUTRA.....	58
5.4.1	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS – CASO A3-1	59
5.4.2	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS – CASO A3-2	61
5.4.3	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS NÃO UNIFORMES – CASO A3-3	62
5.5	CASO A4- SISTEMA IEEE - 13 BARRAS COM GERADOR FOTOVOLTAICO	64
5.5.1	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS – CASO A4-1	64
5.5.2	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS – CASO A4-2	66
5.5.3	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS NÃO UNIFORMES – CASO A4-3	67
5.6	CASO A5- SISTEMA IEEE - 13 BARRAS COM IMPEDÂNCIAS MUTUAS NULOS E POSIÇÕES DE TAPE FIXO	69
5.6.1	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS – CASO A5-1	69
5.6.2	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS – CASO A5-2	70
5.6.3	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS NÃO UNIFORMES – CASO A5-3	72
5.7	CASO B1 - SISTEMA IEEE - 37 BARRAS	74
5.7.1	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS – CASO B1-1	75
5.7.2	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS – CASO B1-2	79
5.7.3	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS NÃO UNIFORMES – CASO B1-3	80
5.8	CASO B2 - SISTEMA IEEE - 37 BARRAS COM GERADOR FOTOVOLTAICO	83

5.8.1	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS – CASO B2-1	83
5.8.2	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS – CASO B2-2	85
5.8.3	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS NÃO UNIFORMES – CASO B2-3	86
5.9	CASO B3 - SISTEMA IEEE - 37 BARRAS COM IMPEDÂNCIAS MUTUAS NULAS.....	88
5.9.1	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS – CASO B3-1	88
5.9.2	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS – CASO B3-2	89
5.9.3	CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS NÃO UNIFORMES – CASO B3-3	90

CAPÍTULO 6.....93

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....93

6.1	PRINCIPAIS CONCLUSÕES DO TRABALHO	93
6.2	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	94

BIBLIOGRAFIA95

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Porcentual de perdas do sistema global em 2017 (ref. 2016)	2
Figura 1.2: Porcentual de perdas em relação a energia injetada no sistema global das 63 distribuidoras no Brasil.....	2
Figura 2.1: Balanço energético no sistema de distribuição	6
Figura 2.2: Balanço energético com perdas técnicas.....	7
Figura 2.3: Balanço energético com perdas técnicas e não técnicas	9
Figura 3.1: Estrutura do software OpenDSS	18
Figura 3.2: Arquitetura interna do software OpenDSS	18
Figura 3.3: Barra com N nós	19
Figura 3.4: Terminal com N conectores	20
Figura 3.5: Elemento PD com dois terminais, o primeiro com N conectores e o segundo com M conectores.....	20
Figura 3.6: Elemento PC com N conectores	21
Figura 3.7: Solução iterativa do OpenDSS	22
Figura 3.8: Algoritmo de Solução do Fluxo de Potência	23
Figura 4.1: Rede de distribuição genérica com perdas técnicas e não técnicas	24
Figura 4.2: Rede de distribuição genérica simplificada	26
Figura 4.3: Rede de distribuição genérica simplificada sem perda comercial	27
Figura 4.4: Curvas de potência média e instantânea	28
Figura 4.5: Diagrama de blocos para aplicar a IEP	30
Figura 4.6: Circuito linear, (a) com partes fixas e variáveis conectadas por 2 terminais, (b) com substituição da parte fixa pelo equivalente.....	32
Figura 4.7: (a) Diagrama unifilar de uma rede de distribuição genérica; (b) Representação como um circuito monofásico do diagrama unifilar.....	33
Figura 4.8: a) Estado operacional 1, b) Estado operacional 2.....	34
Figura 5.1: Sistema de teste IEEE de 13 barras	38
Figura 5.2: Curva de demanda normalizada.....	39
Figura 5.3: Resistência Equivalente de Perdas por fase-Caso A1-1	40
Figura 5.4: Reatância Equivalente de Perdas por fase-Caso A1-1	40
Figura 5.5: Evolução da IEP trifásica-Caso A1-1	41
Figura 5.6: Evolução da IEP trifásica com maior precisão-Caso A1-1.....	41
Figura 5.7: Perda trifásica técnica, real e estimada-Caso A1-1.....	41
Figura 5.8: Erro na estimativa de perda técnica trifásica-Caso A1-1.....	41
Figura 5.9: Erro na estimativa de perda técnica por fase-Caso A1-1	42
Figura 5.10: Erro na estimativa de perda técnica, calculada como sistema trifásico e soma de perdas por fase-Caso A1-1	42
Figura 5.11: Tensão em barras da fase A -Caso A1-1.....	43
Figura 5.12: Tensão em barras da fase B –Caso A1-1	43
Figura 5.13: Tensão em barras da fase C – Caso A1-1	43
Figura 5.14: Relação Erro-Regulador, fase A –Caso A1-1	44
Figura 5.15: Relação Erro-Regulador, fase B –Caso A1-1	44
Figura 5.16: Relação Erro-Regulador, fase C –Caso A1-1	44
Figura 5.17: Relação Erro trifásico-Regulador –Caso A1-1	44

Figura 5.18: Erro na estimativa de perda técnica trifásica com IEP do ponto 1–Caso A1-1 ..	46
Figura 5.19: Relação Erro trifásico-Regulador, com IEP do ponto 1–Caso A1-1	46
Figura 5.20: Tensão na fase A –Caso A1-2.....	47
Figura 5.21: Tensão na fase B –Caso A1-2.....	47
Figura 5.22: Tensão na fase C –Caso A1-2.....	48
Figura 5.23: Perda técnica trifásica real e estimada –Caso A1-2.....	48
Figura 5.24: Perda não técnica trifásica real e estimada –Caso A1-2	48
Figura 5.25: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso A1-2	49
Figura 5.26: Erro na estimativa de perda na fase A –Caso A1-2	49
Figura 5.27: Erro na estimativa de perda na fase B –Caso A1-2	49
Figura 5.28: Erro na estimativa de perda na fase C –Caso A1-2	50
Figura 5.29: Erro na estimativa de perda trifásica, somando fases –Caso A1-2.....	50
Figura 5.30: Erro na estimativa de perdas total com a IEP trifásica –Caso A1-3	51
Figura 5.31: Erro na estimativa de perda na fase A –Caso A1-3	51
Figura 5.32: Erro na estimativa de perda na fase B –Caso A1-3	51
Figura 5.33: Erro na estimativa de perda na fase C –Caso A1-3	52
Figura 5.34: Erro na estimativa de perdas total, somando fases –Caso A1-3	52
Figura 5.35: Tensão na fase A –Caso A2-1.....	52
Figura 5.36: Tensão na fase B –Caso A2-1	52
Figura 5.37: Tensão na fase C –Caso A2-1	53
Figura 5.38: Perda trifásica técnica real e estimada –Caso A2-1	53
Figura 5.39: Erro na estimativa de perda trifásica –Caso A2-1	53
Figura 5.40: Relação Erro-Demanda –Caso A2-1.....	54
Figura 5.41: Erro na estimativa de perda por fase –Caso A2-1	54
Figura 5.42: Erro na estimativa de perda técnica, calculada como sistema trifásico e somando as perdas por fase –Caso A2-1.	54
Figura 5.43: Perda técnica trifásica real e estimada –Caso A2-2.....	55
Figura 5.44: Perda não técnica trifásica real e estimada –Caso A2-2	55
Figura 5.45: Erro na estimativa de perdas, com IEP trifásica –Caso A2-2.....	55
Figura 5.46: Erro na estimativa de perda na fase A –Caso A2-2	56
Figura 5.47: Erro na estimativa de perda na fase B –Caso A2-2	56
Figura 5.48: Erro na estimativa de perda na fase C –Caso A2-2	56
Figura 5.49: Erro na estimativa de perdas total, somando fases –Caso A2-2	56
Figura 5.50: Erro na estimativa de perda total –Caso A2-3	57
Figura 5.51: Erro na estimativa de perda na fase A –Caso A2-3	57
Figura 5.52: Erro na estimativa de perda na fase B –Caso A2-3	57
Figura 5.53: Erro na estimativa de perda na fase C –Caso A2-3	58
Figura 5.54: Erro na estimativa de perdas total, somando fases –Caso A2-3	58
Figura 5.55: Tensão na fase A –Caso A3-1.....	59
Figura 5.56: Tensão na fase B –Caso A3-1	59
Figura 5.57: Tensão na fase C –Caso A3-1	59
Figura 5.58: Perda técnica real e estimada –Caso A3-1	60
Figura 5.59: Erro de estimativa de perda técnica trifásica –Caso A3-1	60
Figura 5.60: Erro na estimativa de perdas técnicas por fase –Caso A3-1	61
Figura 5.61: Erro na estimativa de perda técnica, calculada como sistema trifásico e somando as perdas por fase –Caso A3-1	61
Figura 5.62: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso A3-2	61

Figura 5.63: Erro na estimativa de perda na fase A –Caso A3-2	62
Figura 5.64: Erro na estimativa de perda na fase B –Caso A3-2	62
Figura 5.65: Erro na estimativa de perda na fase C –Caso A3-2	62
Figura 5.66: Erro na estimativa de perdas total, somando fases –Caso A3-2	62
Figura 5.67: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso A3-3	63
Figura 5.68: Erro na estimativa de perda na fase A –Caso A3-3	63
Figura 5.69: Erro na estimativa de perda na fase B –Caso A3-3	63
Figura 5.70: Erro na estimativa de perda na fase C –Caso A3-3	64
Figura 5.71: Erro na estimativa de perdas total, somando fases –Caso A3-3	64
Figura 5.72: Evolução da IEP trifásica com GFV –Caso A4-1	65
Figura 5.73: Perda trifásica técnica real e estimada –Caso A4-1	65
Figura 5.74: Erro de estimativa da perda técnica trifásica –Caso A4-1	65
Figura 5.75: Relação Erro-Regulador –Caso A4-1	65
Figura 5.76: Erro na estimativa de perdas técnicas, por fase –Caso A4-1	66
Figura 5.77: Erro na estimativa de perda técnica, calculada como sistema trifásico e somando as perdas por fase –Caso A4-1	66
Figura 5.78: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso A4-2	66
Figura 5.79: Erro na estimativa de perda na fase A –Caso A4-2	67
Figura 5.80: Erro na estimativa de perda na fase B –Caso A4-2	67
Figura 5.81: Erro na estimativa de perda na fase C –Caso A4-2	67
Figura 5.82: Erro na estimativa de perdas total, somando fases –Caso A4-2	67
Figura 5.83: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso A4-3	68
Figura 5.84: Erro na estimativa de perda na fase A –Caso A4-3	68
Figura 5.85: Erro na estimativa de perda na fase B –Caso A4-3	68
Figura 5.86: Erro na estimativa de perda na fase C –Caso A4-3	69
Figura 5.87: Erro na estimativa de perda total, somando fases –Caso A4-3.....	69
Figura 5.88: Erro na estimativa de perda técnica trifásica-Caso A5-1.....	70
Figura 5.89: Erro na estimativa de perda técnica por fase-Caso A5-1	70
Figura 5.90: Erro na estimativa de perda técnica do sistema, calculada como sistema trifásico e somando as perdas por fase-Caso A5-1	70
Figura 5.91: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso A5-2	71
Figura 5.92: Erro na estimativa de perda na fase A –Caso A5-2	71
Figura 5.93: Erro na estimativa de perda na fase B –Caso A5-2	71
Figura 5.94: Erro na estimativa de perda na fase C –Caso A5-2	72
Figura 5.95: Erro na estimativa de perda total, somando fases –Caso A5-2.....	72
Figura 5.96: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso A5-3	73
Figura 5.97: Erro na estimativa de perda na fase A –Caso A5-3	73
Figura 5.98: Erro na estimativa de perda na fase B –Caso A5-3	73
Figura 5.99: Erro na estimativa de perda na fase C –Caso A5-3	74
Figura 5.100: Erro na estimativa de perda total, somando fases –Caso A5-3.....	74
Figura 5.101: Sistema 37 barras do IEEE	75
Figura 5.102: Resistência Equivalente de Perdas por fase-Caso B1-1.....	77
Figura 5.103: Reatância Equivalente de Perdas por fase-Caso B1-1	77
Figura 5.104: Evolução da IEP trifásica -Caso B1-1	77
Figura 5.105: Evolução da IEP trifásica com maior precisão-Caso B1-1	77
Figura 5.106: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso B1-1.....	78
Figura 5.107: Erro na estimativa de perda técnica por fase-Caso B1-1	78

Figura 5.108: Erro na estimativa de perda técnica do sistema, calculada como sistema trifásico e somando as perdas por fase –Caso B1-1	78
Figura 5.109: Erro na estimativa de perdas trifásicas -Caso B1-2	79
Figura 5.110: Erro na estimativa de perda na fase A –Caso B1-2	79
Figura 5.111: Erro na estimativa de perda na fase B –Caso B1-2.....	79
Figura 5.112: Erro na estimativa de perda na fase C –Caso B1-2.....	80
Figura 5.113: Erro na estimativa de perda total, somando fases –Caso B1-2.....	80
Figura 5.114: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso B1-3.....	82
Figura 5.115: Erro na estimativa de perda na fase A –Caso B1-3	82
Figura 5.116: Erro na estimativa de perda na fase B –Caso B1-3.....	82
Figura 5.117: Erro na estimativa de perda na fase C –Caso B1-3.....	82
Figura 5.118: Erro na estimativa de perda total, somando fases –Caso B1-3.....	82
Figura 5.119: Resistência Equivalente de Perdas por fase-Caso B2-1.....	83
Figura 5.120: Reatância Equivalente de Perdas por fase-Caso B2-1	83
Figura 5.121: Evolução da IEP trifásica com maior precisão-Caso B2-1	84
Figura 5.122: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso B2-1.....	84
Figura 5.123: Erro na estimativa de perda técnica por fase-Caso B2-1	84
Figura 5.124: Erro na estimativa de perda técnica, calculada como sistema trifásico e somando as perdas por fase –Caso B2-1	84
Figura 5.125: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso B2-2.....	85
Figura 5.126: Erro na estimativa de perda na fase A –Caso B2-2	85
Figura 5.127: Erro na estimativa de perda na fase B –Caso B2-2.....	85
Figura 5.128: Erro na estimativa de perda na fase C –Caso B2-2.....	86
Figura 5.129: Erro na estimativa de perda total, somando fases –Caso B2-2.....	86
Figura 5.130: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso B2-3.....	86
Figura 5.131: Erro na estimativa de perda na fase A –Caso B2-3	87
Figura 5.132: Erro na estimativa de perda na fase B –Caso B2-3.....	87
Figura 5.133: Erro na estimativa de perda na fase C –Caso B2-3.....	87
Figura 5.134: Erro na estimativa de perda total, somando fases –Caso B2-3.....	87
Figura 5.135: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso B3-1.....	88
Figura 5.136: Erro na estimativa de perda técnica por fase-Caso B3-1	88
Figura 5.137: Erro na estimativa de perda técnica do sistema, calculada como sistema trifásico e somando as perdas por fase –Caso B3-1	89
Figura 5.138: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso B3-2.....	89
Figura 5.139: Erro na estimativa de perda na fase A –Caso B3-2	90
Figura 5.140: Erro na estimativa de perda na fase B –Caso B3-2.....	90
Figura 5.141: Erro na estimativa de perda na fase C –Caso B3-2.....	90
Figura 5.142: Erro na estimativa de perda total, somando fases –Caso B3-2.....	90
Figura 5.143: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso B3-3.....	91
Figura 5.144: Erro na estimativa de perda na fase A –Caso B3-3	91
Figura 5.145: Erro na estimativa de perda na fase B –Caso B3-3.....	91
Figura 5.146: Erro na estimativa de perda na fase C –Caso B3-3.....	92
Figura 5.147: Erro na estimativa de perda total, somando fases –Caso B3-3.....	92

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Cargas pontuais para o sistema IEEE de 13 barras.....	38
Tabela 2: Carga distribuída para o sistema IEEE de 13 barras.....	39
Tabela 3: Cargas pontuais com perda comercial para o sistema IEEE 13 barras.....	50
Tabela 4: Cargas pontuais do sistema IEEE - 37 Barras	76
Tabela 5: Cargas pontuais do sistema IEEE de 37 Barras com perdas comerciais aleatórias.....	81

LISTA DE ABREVIATURAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ALC	América Latina e o Caribe
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BD	Banco de Dado
BDGD	Base de Dados Geográfica da Distribuidora
BID	Banco Interamericano de Desenvolvimento
BT	Baixa Tensão
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CIM	Current Injection Mode
COM	Component Object Model
DLL	Dynamic Link Library
EPRI	Electric Power Research Institute
GD	Geração Distribuída
GFV	Gerador Fotovoltaico
IEP	Impedância Equivalente de Perdas
MATLAB	MATrix LABoratory
MT	Média Tensão
PIB	Produto Interno Bruto
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
SENDI	Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica
VBA	Visual Basic for Applications
ZIP	Impedância, corrente e potência

RESUMO

Este trabalho apresenta um novo conceito denominado Impedância Equivalente de Perdas (IEP) que é caracterizado por ser um método prático e econômico que permite calcular perdas técnicas e não técnicas em redes de distribuição de energia elétrica com uma boa precisão, para o qual é utilizado dados que qualquer empresa de distribuição possui, como as contas de energia dos consumidores, os parâmetros elétricos da rede e as medições de potências e correntes na saída da subestação. Para mostrar a aplicação deste método, este documento abrange o processamento dos dados e descrição do software usado para simular a operação de sistemas elétricos testes IEEE 13 e 37 barras, considerando que eles apresentam perdas técnicas e não técnicas. Além disso, estes sistemas são avaliados com diferentes condições de operação, incluindo a incorporação de um gerador fotovoltaico. Os casos avaliados neste trabalho mostram que o método pode ser utilizado para planejar e monitorar as redes de distribuição de energia elétrica considerando a separação de perdas técnicas e não técnicas, para que no futuro as ações de redução dessas perdas possam ser gerenciadas, já que a perda de energia elétrica sem gerenciamento traduz-se em perdas econômicas consideráveis tanto para as concessionárias quanto para os consumidores e indiretamente para o país. Os resultados apresentados nesta dissertação, sobre a aplicação da Impedância Equivalente de Perdas no cálculo das perdas técnicas e não técnicas demonstraram a eficácia do método proposto, vislumbrando-se um grande potencial para a aplicação desse procedimento nas empresas de energia elétrica, principalmente nas distribuidoras de energia.

Palavras Chaves: Perdas Técnicas, Perdas Não Técnicas, Impedância Equivalente de Perdas, Planejamento de Redes de Distribuição, Open DSS.

ABSTRACT

This work presents a new concept called Loss Equivalent Impedance (LEI), which is characterized by being a practical and economical method that allows calculating technical and non-technical losses in electricity distribution networks with good accuracy, for which it uses the data that any electric utility has, such as the user's electricity bills, the grid's electrical parameters and the measurements of power and currents at the substation coupling point. To show the application of this method, this document covers the data processing and description of the software used to simulate the operation in the test systems IEEE 13 and 37 buses networks, considering that they present technical and non-technical losses. In addition, these systems are evaluated with different operational conditions, including the incorporation of a photovoltaic plant. The cases evaluated in this work show that the method can be used to plan and monitor the electricity distribution networks, considering the separation of technical and non-technical losses, so that in future reduction actions concerning these losses can be managed, since of unmanaged electricity losses is translated into considerable economic losses for both the utility and customers and indirectly for the country. The results presented in this dissertation, regarding the application of the Equivalent Operational Impedance to the calculation of technical and non-technical losses, have demonstrated the effectiveness of the proposed methodology, so that it is foreseen a great potential for the application of the proposed procedure in the electrical sector mainly in the distribution utilities.

Keywords: Technical Losses, Non-Technical Losses, Operational Equivalent Impedance, Distribution Network Planning, Open DSS.

CAPÍTULO 1

1 INTRODUÇÃO

1.1 Panorama Sobre Perdas de Energia Elétrica

Em 2014, o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) apresentou um estudo intitulado "*Electricidad Perdida: Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución em América Latina y el Caribe*", destacando que em 2012, ocorreu no mundo uma perda de aproximadamente 290 TWh e na América Latina e o Caribe (ALC) uma perda de 100 TWh. Para o ano 2030 na ALC uma perda de 180 TWh é projetada (perdas de mais de 10% da produção de eletricidade). Além disso constata-se que 80% das perdas de energia elétrica é atribuída à distribuição de energia elétrica. Particularmente no Brasil, de acordo com este estudo, em 2012, houve uma perda de energia elétrica de 15%. A energia perdida acima de 10% da produção de eletricidade foi quantificada em 35,08 TWh, que, por sua vez, equivale a 0,35% do PIB do país.

Quantificar, monitorar e minimizar perdas técnicas e não-técnicas é muito importante para uma empresa concessionária e seus clientes, já que a perda de energia impacta diretamente à economia dos mesmos, onde a proporção do impacto econômico depende da legislação de cada estado ou país por meio da tarifa energética.

Particularmente no Brasil, as distribuidoras não perdem totalmente o equivalente econômico correspondente às perdas de energia elétrica, graças ao fato de que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) permite compensar essas perdas com a regulação periódica da tarifa de energia elétrica considerando as perdas registradas e / ou calculadas. No entanto, uma parte da energia total perdida é paga pelos clientes, proporcionalmente ao seu consumo de energia, agregado ao fato que as perdas de energia elétrica geram perdas econômicas consideráveis tanto para a distribuidora quanto para os consumidores. Segundo a ANEEL, "O consumidor regular arca pela fraude ou furto de energia na sua tarifa" [2].

Na ausência de perdas por fraude ou furto, a tarifa de energia está basicamente sujeita a fatores como o custo de infraestrutura, o custo operacional do sistema e perdas do processo de distribuição, no entanto, quando surgem as perdas por fraude ou furto, essa energia perdida será outro fator que elevará a tarifa de energia, e que por sua vez gerará perdas econômicas proporcional à magnitude dessas perdas.

A seguir, na Figura 1.1 e na Figura 1.2 mostram-se as perdas de energia sofridas no Brasil pelas diferentes distribuidoras de acordo com Associação Brasileira de Distribuidores de

Energia Elétrica (ABRADEE), onde é destacado que existem distribuidores com altos percentuais de perdas de energia, que são inaceitáveis e reduzem a viabilidade econômica da empresa na distribuição de energia elétrica (ordem de 20 a 40%).

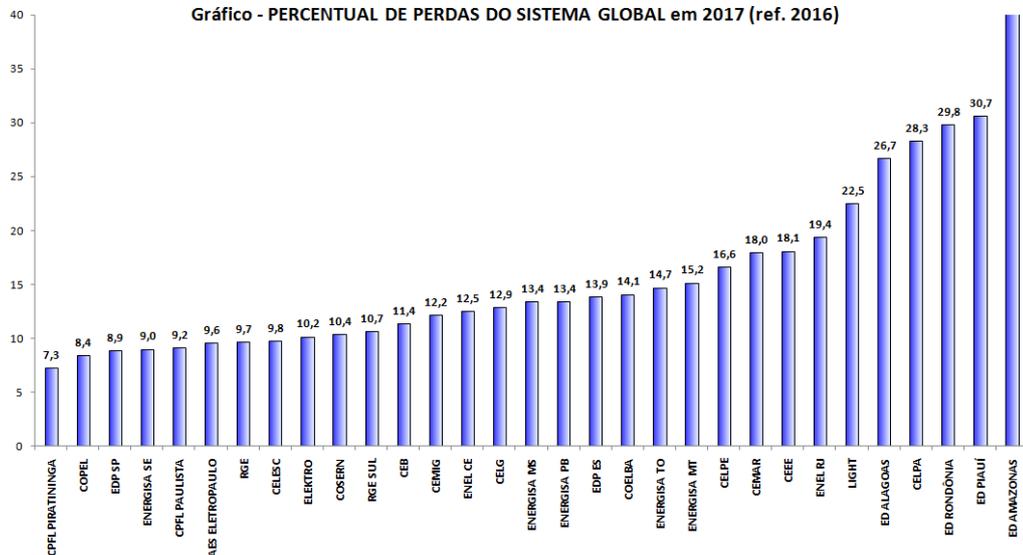


Figura 1.1: Percentual de perdas do sistema global em 2017 (ref. 2016)

Fonte: [1]

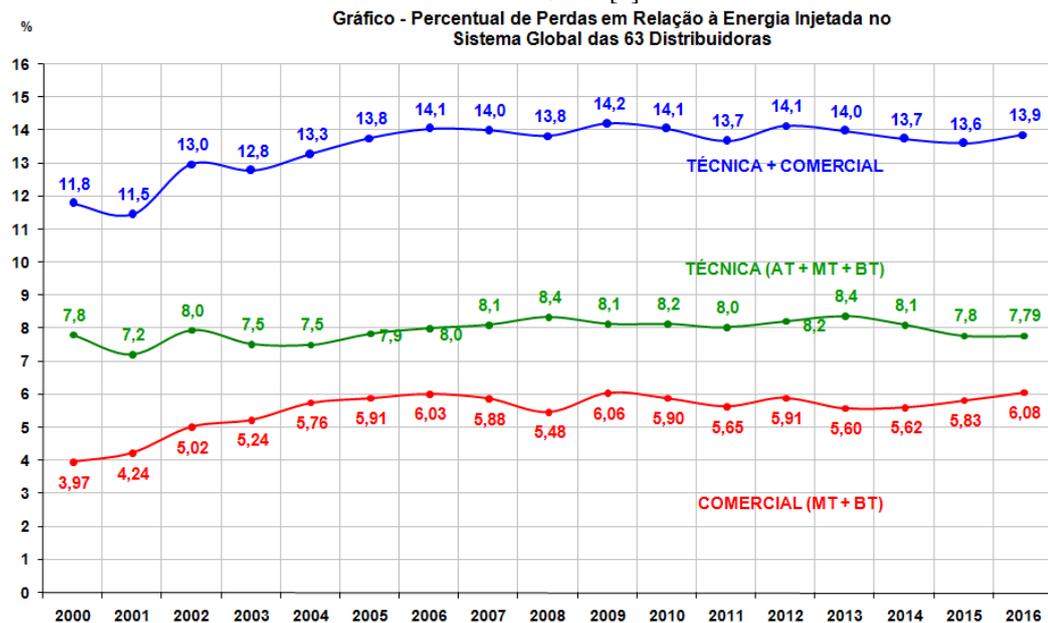


Figura 1.2: Percentual de perdas em relação a energia injetada no sistema global das 63 distribuidoras no Brasil.

Fonte: [1]

1.2 Revisão Bibliográfica

Segundo [34], as perdas técnicas são relativamente bem monitoradas e calculadas sistematicamente nos estudos de planejamento operacional, para orientar ações que minimizem essas perdas. No entanto às perdas não técnicas não são tratadas rotineiramente em estudos de planejamento da operação, porque estes estudos são usualmente realizados por algoritmos de fluxo de potência. No documento citado em [12] e [11] apresenta-se uma formulação para

estimar perdas não técnicas utilizando medições de consumo energético dos clientes obtidas nas faturas mensais de energia, sendo que este procedimento é aplicado na metodologia empregada na presente dissertação.

Em relação às perdas comerciais, conforme descrito em [34] e [13], os estudos dessas perdas são geralmente baseados em métodos estatísticos e de inteligência computacional, com o objetivo de identificar padrões irregulares de consumo de energia dos consumidores. Entre estas linhas de trabalho pode-se citar as referências [8], [32], [50], [26], [15], [36], [40] entre outras. Embora esses estudos anteriormente mencionados permitam a identificação de perdas comerciais, mas eles não permitem calcular e monitorar as perdas técnicas e não técnicas em redes de distribuição de maneira prática e econômica, e é justamente isso que o método desenvolvido neste trabalho permite.

Uma alternativa aos métodos de inteligência computacional é o proposto por [28], onde, para a detecção de consumidores suspeitos de furto é utilizado o estimador de estado para depois aplicar uma análise de variância e gerar uma lista de consumidores suspeitos, mas como este método é baseado no estimador de estado, ele demanda um maior esforço computacional.

Devido à importância legal que os Procedimentos de Distribuição (PRODIST) da ANEEL representa, no capítulo 2 desta dissertação, o procedimento para calcular perdas em redes MT é brevemente detalhado. Deve-se ter em mente que este procedimento determina as perdas técnicas e não técnicas, para que posteriormente, ajude a regular a tarifa de energia elétrica de cada distribuidor.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo geral

Apresentar e validar o método de Impedância Equivalente de Perdas (IEP), como uma nova ferramenta para o cálculo de perdas técnicas e não técnicas em redes de distribuição de energia elétrica.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Mostrar uma nova ferramenta, para o cálculo de perdas no planejamento e monitoramento em sistemas de distribuição de energia elétrica.
- Aplicar o software OpenDSS para o cálculo de perdas.
- Mostrar o cálculo das perdas técnicas e não técnicas através da IEP.
- Aplicar o método IEP a diferentes redes de distribuição.
- Analisar a sensibilidade da IEP

- Mostrar as vantagens práticas e econômicas da implementação do método proposto.

1.4 Justificativa

O presente trabalho apresenta uma nova abordagem prática e econômica para o cálculo de perdas técnicas e não técnicas em redes de distribuição, que pode ser empregada por qualquer empresa de distribuição, tanto para planejar como monitorar o sistema de distribuição de energia elétrica em operação.

1.5 Estrutura da Dissertação

A principal linha de trabalho na presente dissertação é o cálculo de perdas técnicas e não técnicas em redes de distribuição via IEP e está estruturado da seguinte forma.

No **capítulo 1**, é apresentado: (1) uma introdução sobre as perdas de energia elétrica nas redes de distribuição a nível nacional, (2) uma revisão dos trabalhos desenvolvidos na área de perdas de energia considerados relevantes para este trabalho, (3) finalmente, os objetivos e a justificativa para o desenvolvimento da dissertação.

No **Capítulo 2**, o foco de estudo são as perdas de energia, onde é descrito a teoria sobre perdas técnicas e não técnicas. Além de isso, é abordado o cálculo de perdas elétricas que deve ser feito segundo o modulo 7 do PRODIST, finalmente é descrito um resumo do planejamento de redes de distribuição, com a finalidade de incluir as perdas técnicas e não técnicas aplicando o método proposto neste trabalho.

No **capítulo 3**, é abordado o software OpenDSS utilizado neste trabalho, onde se descreve a importância deste software, sua estrutura, seus modelos básicos de redes de distribuição e por último é mostrado o algoritmo de solução de fluxo de potência empregado pelo software.

No **capítulo 4**, o método IEP é desenvolvido. Começando com a descrição das bases necessárias para implementar o método, tais como: Dados e informações do sistema de distribuição e seu respectivo tratamento para determinar as perdas técnicas. Continua-se com a definição do método, a descrição de sua respectiva aplicação, a revisão do teorema de Thevenin, para posteriormente fazer uma comparação entre o equivalente de Thevenin e o método IEP com suas respectivas aplicações.

No **capítulo 5**, o método IEP é aplicado a diferentes estados operacionais das redes de distribuição para calcular perdas técnicas e não técnicas, onde é utilizado as redes IEEE- 13 barras e 37 barras. No cálculo das perdas pela IEP, considera-se a influência dos reguladores de tensão, das variações de carga e da geração distribuída (GD). Finalmente, os resultados obtidos são analisados e comentados.

No **capítulo 6**, é apresentado as conclusões do trabalho desenvolvido e as recomendações para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

2 PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

2.1 Balanço Energético

O balanço de energia para um sistema de distribuição de energia elétrica pode ser entendido como apresentado na Figura 2.1.



Figura 2.1: Balanço energético no sistema de distribuição
Fonte: Elaboração própria

Aplicando o balanço energético:

$$E_{ent} = E_{sist} + E_{sai} \quad (2.1)$$

Onde:

E_{ent} : É a energia entregue ao sistema de distribuição.

E_{sist} : É a energia que o sistema dissipa (sem potencial para comercializar)

E_{sai} : É a energia que sai do sistema (com potencial para comercializar)

A energia E_{ent} é aquela energia que a empresa de distribuição compra do sistema gerador.

A energia E_{sist} é aquela energia consumida pelo sistema de distribuição, a qual pode ser considerada uma perda necessária para o funcionamento do sistema, que pode ser minimizado, mas não eliminado.

A energia E_{sai} é aquela energia que pode ser comercializada e é composto por consumidores legalmente regulamentados e consumidores ilegais ou irregulares.

Basicamente para uma concessionária, as perdas de energia elétrica são a diferença entre a energia recebida dos agentes fornecedores (E_{ent}), subtraindo o consumo da energia faturada aos consumidores legalmente estabelecidas (uma parte da E_{sai}). Estas perdas são uma composição de perdas técnicas(E_{sist}), e não técnicas (outra parte da E_{sai}). O problema neste caso é determinar corretamente as perdas técnicas e não técnicas, isso devido ao fato que as perdas técnicas são geradas tanto por consumidores regulares como irregulares. O presente

trabalho se propõe a apresentar uma maneira de determinar os dois tipos de perdas e monitorá-las.

Uma separação correta da perda total em perdas técnica e não técnica pode ser utilizada para fazer planejamentos futuros com a finalidade de minimizar as mesmas e analisar a capacidade de carga (sobrecarga) do sistema causada pelos consumidores irregulares, além de isso quantificar e monitorar estas perdas, permitirá projetar com maior precisão a compra de energia para os anos seguintes, tendo em conta objetivos da política de redução de furtos de energia.

2.2 Perdas Técnicas

Essas perdas estão associadas à potência dissipada pelos diferentes elementos do sistema de distribuição que permitem que a energia seja transmitida das subestações de distribuição para os consumidores finais, respeitando níveis adequados de tensão, índices de qualidade de energia, etc. Essa perda não pode ser eliminada em sua totalidade, devido aos fenômenos físicos associados (não há sistema sem perdas), mas é possível minimizá-la, pois segundo [24 apud 23], isso depende do grau de otimização do sistema elétrico de distribuição, dos equipamentos (eficiência) do sistema e das políticas de operação e manutenção dos elementos do sistema.

De acordo com [24] as origens das perdas técnicas são: efeito Joule, efeito corona, harmônicos, correntes de fuga (isolamento) e perdas independentes da carga (perdas em vazio), das quais, algumas dessas perdas podem ser desprezadas, devido ao seu baixo impacto nas redes de distribuição.

Na Figura 2.2, é apresentado um sistema de distribuição simplificado, apenas com perdas técnicas, onde, a perda de energia pode ser facilmente calculada pela diferença dos valores registrados pelos medidores de energia elétrica ou executando um cálculo de fluxo de potência.

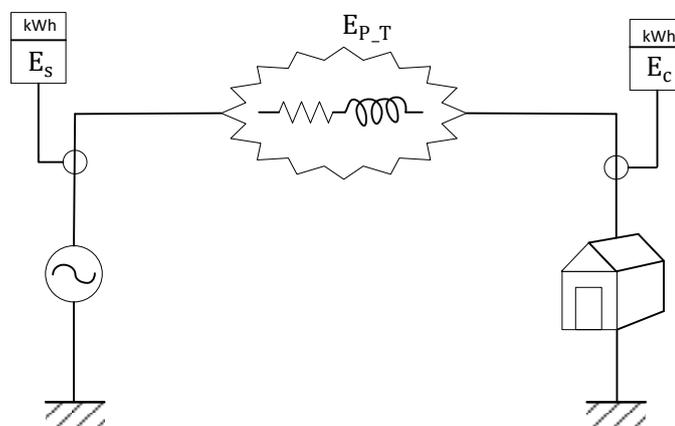


Figura 2.2: Balanço energético com perdas técnicas
Fonte: Adaptação [45]

Na Figura 2.2, o consumidor é de tipo residencial, mas isso deve ser entendido e generalizado como qualquer consumidor, comercial, industrial, e outros, onde, a fonte de alimentação pode ser representada por um transformador para redes de distribuição secundária, e a uma subestação para redes de distribuição primária.

Para o balanço energético da Figura 2.2 pode-se escrever:

$$E_s = E_{P_T} + E_c \quad (2.2)$$

Isolando-se o segundo termo da equação (2.2) obtém-se a energia consumida pelo sistema de distribuição, ou seja:

$$E_{P_T} = E_s - E_c \quad (2.3)$$

Onde:

E_s : É a energia registrada pelo medidor da subestação ou do transformador.

E_{P_T} : É a energia consumida pelos elementos do sistema de distribuição (perda técnica).

E_c : É a energia registrada pelos medidores de consumidores residenciais, industriais ou comerciais conectados à rede de distribuição.

Para a condição de balanço estabelecida pela Figura 2.2, é suposto que a energia consumida corresponde a somente a energia medida nos medidores das unidades consumidoras, ou seja, a energia que é faturada pela concessionária. Portanto neste balanço não estão incluídos os consumos ilegais, ou perdas comerciais.

Segundo [33] consideráveis perdas técnicas podem ocorrer em:

- Transformadores de subestações de distribuição, onde a perda de energia pode variar entre 0,5-1% da energia entregue ao sistema (perdas em ferro e cobre)
- Alimentadores de Média Tensão (MT), com uma perda estimada de 0,5 a 2,5% da energia fornecida ao sistema.
- Transformadores de distribuição, considerando o total dos transformadores, as perdas podem variar entre 1-3% da energia requerida pelo sistema. Segundo [27] esses são os elementos que mais contribuem para as perdas em um sistema de distribuição.
- Rede de Baixa Tensão (BT), é entendida como o alimentador que vai do transformador de distribuição ao ramal de ligação do medidor de energia, as perdas podem variar entre 0,5 a 2% da energia do sistema.
- Ramal de ligação, é o segmento que faz a ligação entre a rede de baixa tensão da empresa e o consumidor (medidor de energia). Neste trecho as perdas técnicas são esperadas entre 0,1 - 0,7% da energia do sistema.

- Medidor de energia, as perdas técnicas são estimadas entre 0,4 e 0,8% da energia do sistema para medidores eletromecânicos.
- Outros, este conjunto é composto de equipamentos, como reguladores de tensão, bancos de capacitores, isoladores, para-raios, etc. Segundo [30], estima-se uma perda entre 0,45 e 1,4% da energia do sistema.

2.3 Perdas Não Técnicas

Também conhecida como perdas comerciais, essa perda é geralmente causada pelos seguintes fatores:

- Falha na calibração de medidores
- Erros de leitura
- Conexões clandestinas
- Fraudes em medidores de energia
- Erros administrativos, etc.

De modo geral pode-se considerar que as perdas não técnicas não constituem uma perda real de energia porque elas podem ser comercializadas, já que essa energia é usada por algum consumidor para alguma atividade que pode ou não ser registrada pela distribuidora. No caso de ser registrada, a empresa pode receber uma compensação econômica pela prestação de serviços.

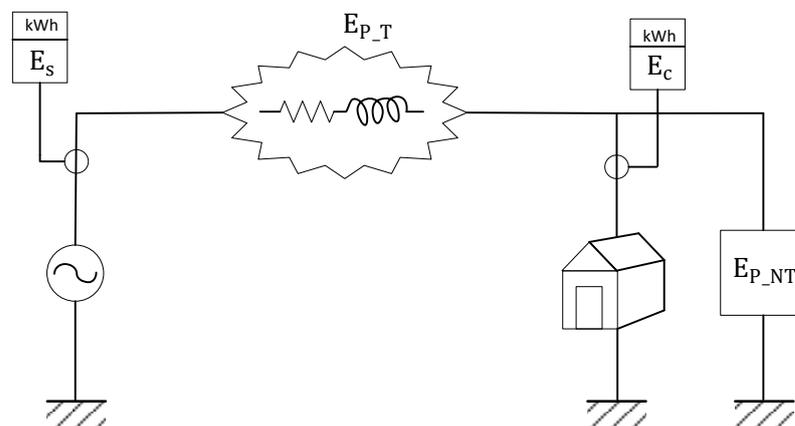


Figura 2.3: Balanço energético com perdas técnicas e não técnicas

Fonte: Adaptação [45]

A Figura 2.3, mostra as perdas técnicas e não técnicas associadas ao sistema de distribuição, os quais foram descritos até agora.

No esquema apresentado na Figura 2.3, as perdas comerciais são mostradas como um consumidor a mais, ao qual a empresa de distribuição não cobra pelo consumo de eletricidade

ou pelo serviço prestado. Então a energia consumida por esse consumidor representa perdas econômicas para a concessionária.

O balanço de energia, é:

$$E_s = E_{P_T} + E_c + E_{P_NT} \quad (2.4)$$

$$E_{P_Tot} = E_{P_T} + E_{P_NT} = E_s - E_c \quad (2.5)$$

Onde:

E_s : É a energia registrada pelo medidor da subestação ou do transformador.

E_{P_T} : É a energia consumida pelos elementos do sistema de distribuição (perda técnica), a qual é gerada pelos consumidores regulares e irregulares.

E_c : É a energia registrada pelos medidores de consumidores residenciais, industriais ou comerciais conectados à rede de distribuição.

E_{P_NT} : É a energia consumida pelos consumidores irregulares (atribuída a perdas comerciais).

E_{P_Tot} : É a energia total não comercializada (perda total).

2.4 Módulo 7 do PRODIST - Cálculo de Perdas na Distribuição

Procedimentos para a distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional, mais conhecido por sua sigla PRODIST, é um documento legal da ANEEL, que tem 9 módulos, dos quais, neste ponto o módulo 7 se torna mais importante.

O modulo 7 do PORDIST apresenta uma constante revisão e atualização, devido à sua importância vital na regulação e atualização tarifária da energia elétrica que ocorre a cada 4 ou 5 anos. A última revisão foi aprovada com a resolução normativa nº 771/2017, que entrou em vigor em 01/01/2018. No presente trabalho, este documento é estudado dando maior ênfase às redes MT e BT.

Este modulo estabelece:

- Metodologia e procedimentos para obter informações e dados necessários para calcular perdas,
- Parâmetros regulatórios, metodologia e procedimento para a apuração de perdas,
- Metodologia e procedimento para o cálculo de perdas técnicas nos ramais de ligação e a compensação destas perdas para o consumidor com medição externa.

Dados para o cálculo de perdas

Para o cálculo das perdas, os dados e informações necessários são os dados físicos (redes, transformadores, reguladores, chaves e medidores) e os dados de energia nas unidades consumidoras e geradoras, nos transformadores de potência e nos alimentadores de baixa tensão. As informações citadas acima podem ser obtidas da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD), dos sistemas de medição de cada distribuidor, dos agentes fornecedores, e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Além das informações citadas, é necessário conhecer o comportamento da carga das unidades consumidoras. Para a caracterização da carga, deve ser realizada uma campanha de medição, que é definida em maior detalhe no módulo 2 do PRODIST. Para cada unidade consumidora em BT e MT, uma curva de carga (consumidor típico) deve ser atribuída usando as informações coletadas da campanha de medição mais recente. A curva de carga diária a ser considerada, para cada consumidor é composta por 24 níveis de carga. Onde, os 24 níveis são obtidos pela média aritmética das medidas feitas, ou seja, para cada hora é determinada a média dos pontos de demanda medidos a cada 15 minutos ou a cada 5 minutos.

Parâmetros regulatórios

Os parâmetros regulatórios expressos pelo módulo 7 do PRODIST são os seguintes:

- Um fator de potência de 0,92 é adotado para calcular as perdas nas redes MT e BT.
- Os elementos de compensação de potência reativa instalados nos sistemas de MT e BT não são considerados no cálculo das perdas.
- São considerados como perdas adicionais, 5% da soma total de perdas técnicas devido a perdas técnicas causadas pelo efeito corona em pontos de conexão, sistemas de supervisão, relés fotoelétricos, capacitores, transformadores de corrente e potencial, e por fugas de corrente nos isoladores e nos para-raios.
- São considerados, 1 [W] de perda para o circuito de tensão para medidores eletromecânicos e 0,5 [W] para medidores eletrônicos.
- O modelo adotado para as cargas ligadas à rede de MT e BT, é denominado ZIP, composto por 100% de impedância constante para parcela reativa, e de 50% potência constante e 50% impedância constante para a parcela ativa da carga. Se a tensão resultante no ponto de ligação da unidade consumidora é classificada como crítica ou precária, a carga é modelada como 100% de impedância constante para a parcela ativa.

- Os valores regulatórios de perdas totais e em vazio para os transformadores de distribuição se encontram definidos nas Tabelas I a VI do Anexo I, e nas Tabelas VII a XII após 15.04.2015, módulo 7 do PRODIST.
- Considera-se a impedância de sequência positiva para fins de cálculo das perdas para uma temperatura de funcionamento de 55 ° C dos condutores, de acordo com as tabelas de Anexo II do módulo 7 de PRODIST.
- Um valor de resistência de aterramento de 15 ohms é considerado, quando se trata de circuitos monofásicos com retorno de terra.
- Se o distribuidor não tiver os dados de seus ramais de ligação de unidades consumidoras de baixa tensão, é estabelecido o comprimento regulatório de 15 metros, mas o comprimento máximo permitido do ramal de ligação será de 30 metros.

Perdas em medidores de energia

A perda de potência para o medidor de energia das unidades consumidoras do grupo B é calculada conforme a expressão:

$$P_M = K \cdot P_C \cdot 10^{-6} [W] \quad (2.6)$$

Onde:

P_M – Perda de potência no medidor [MW]

P_C – Perda por circuito de tensão do medidor [W]

$K = 3$ – Para unidades consumidoras alimentadas em 3 fases e 4 fios

$K = 2$ – Para unidades consumidoras alimentadas em 2 fases e 3 fios e em 1 fase e 3 fios

$K = 1$ – Para unidades consumidoras alimentadas em 1 fase e 2 fios

Perdas nos ramais de ligação

O cálculo das perdas técnicas em ramais de ligação (no caso de ter uma medição externa) para descontar essas perdas na conta do consumidor. É determinado por:

$$P_{\text{Ener}} = \frac{730 \cdot n \cdot r \cdot L \cdot I_{\text{med}}^2 \cdot C_{\text{Peq}}}{1000} [\text{kWh}] \quad (2.7)$$

Onde:

$n = 3$ – Para unidades consumidoras alimentadas em 3 fases e 4 fios.

$n = 3$ – Para unidades consumidoras alimentadas em 2 fases e 3 fios.

$n = 2$ – Para unidades consumidoras alimentadas em 1 fases e 3 fios.

$n = 2$ – Para unidades consumidoras alimentadas em 1 fases e 2 fios.

r – Resistência do ramal de ligação, em [ohms/km].

L – Comprimento do ramal de ligação, em [km].

CP_{eq} – Coeficiente de perdas equivalente, estabelecido em 1,52.

I_{med} – Corrente média, em [A], calculada para o ciclo de faturamento referente ao mês de cálculo da perda no ramal de ligação, dada por:

$$I_{med} = \frac{E_{forn} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot V_{nom} \cdot \cos(\varphi) \cdot 730}, \text{ para circuitos alimentados em 3 fases e 4 fios}$$

$$I_{med} = \frac{E_{forn} \cdot 10^3}{V_{nom} \cdot \cos(\varphi) \cdot 730}, \text{ para circuitos alimentados em 2 fases e 3 fios}$$

$$I_{med} = \frac{E_{forn} \cdot 10^3}{V_{nom} \cdot \cos(\varphi) \cdot 730}, \text{ para circuitos alimentados em 1 fase e 2 fios}$$

$$I_{med} = \frac{E_{forn} \cdot 10^3}{0.5 \cdot V_{nom} \cdot \cos(\varphi) \cdot 730}, \text{ para circuitos alimentados em 1 fases e 3 fios}$$

Onde:

$\cos(\varphi)$ – Fator de potência, estabelecido em 0.92

V_{nom} – Tensão nominal de linha [V]

E_{forn} – Energia mensal medida ou estimada na unidade consumidora em [kWh]

Alternativamente, as perdas de energia nos ramais de ligação podem ser calculadas através da aplicação do percentual de 1,5% sobre a energia mensal medida ou estimada na unidade consumidora.

Cálculo de perdas técnicas

Para o cálculo das perdas técnicas em MT e BT, é adotado o procedimento denominado Bottom-up, onde as perdas de energia são calculadas a partir da energia medida nos pontos de consumo acrescidas das perdas nos medidores com a utilização do método de fluxo de potência, seguindo as etapas mencionadas a seguir:

- 1) Calcular as perdas técnicas em medidores para as unidades consumidoras do grupo B, descritas anteriormente.
- 2) Calcular as perdas técnicas em MT e BT considerando apenas como carga, a energia medida nas unidades consumidoras acrescentando a energia perdida em seus medidores.
- 3) Obter a perda não técnica pela diferença entre a energia medida na saída do alimentador e a soma da energia medida nas unidades consumidoras em MT e BT e a energia perdida no alimentador calculada no passo 2.

- 4) Distribuir e alocar as perdas não técnicas obtidas no passo (3) para os consumidores em MT e BT, fazendo uma distribuição proporcional à medição do consumo de energia.
- 5) Recalcular as perdas técnicas em MT e BT, retornando ao passo (2).
- 6) Repetir o procedimento até que as perdas técnicas calculadas entre 2 iterações contínuas sejam insignificantes.

2.5 Inclusão das Perdas Técnicas e Comerciais no Planejamento das Redes de Distribuição

Segundo [48], o problema de planejamento em sistemas de distribuição pode ser estabelecido da seguinte forma:

Seja um sistema de distribuição de energia elétrica novo ou existente que deve atender um conjunto fixo de consumidores (barras de consumo). A necessidade de atender a demanda com qualidade e confiabilidade exige a expansão da rede com a construção de novos circuitos e/ou troca das linhas existentes por outras de maior capacidade, construção de subestações e ampliação das existentes. Minimizar os custos relacionados com os investimentos, a confiabilidade e a operação da rede, satisfazendo um conjunto de restrições operacionais, físicas e econômicas constituem o problema de planejamento da expansão.

Segundo [4], no planejamento deve-se considerar a localização de consumidores atuais e futuros, os planos diretores dos municípios e a legislação ambiental, o plano de universalização dos serviços de energia elétrica da distribuidora, a evolução espacial prevista do mercado e outros.

Conforme indicado por [49], a evolução e a aplicação da legislação do setor elétrico brasileiro, faz com que as concessionárias de energia elétrica aumentem os esforços para garantir os níveis adequados de qualidade de serviço e produto técnico que é entregue aos consumidores. Por isso, as empresas adotam estratégias de operação, manutenção e expansão que atendem às necessidades do mercado de energia elétrica. Os investimentos podem ser feitos de forma corretiva para solucionar problemas já diagnosticados, e também de forma preditiva, evitando problemas futuros devido ao crescimento da demanda.

A aplicação do fluxo de potência na operação e no planejamento consiste basicamente em simular um cenário de operação (com maior ênfase na demanda máxima) a fim de avaliar: (1) o comportamento dos níveis de tensão em barras, (2) o nível de carregamento dos componentes de distribuição (linhas, transformadores, etc.), (3) perdas elétricas (técnicas), etc. Esta simulação pode ser realizada com dados topológicos da rede, com parâmetros elétricos e com as projeções de crescimento da demanda. O crescimento da carga pode ser obtido a partir de dados de medições históricas de equipamentos de monitoramento, de dados de faturamento para consumidores e de curvas típicas de consumidores residenciais, comerciais e industriais.

Conforme indicado nos parágrafos anteriores e de acordo com [13], embora as perdas não técnicas ainda sejam um problema crucial para muitas concessionárias em muitos países, elas não são rotineiramente tratadas nos estudos de planejamento via as rotinas de fluxo de potência. Isso pode ser atribuído ao fato de que atualmente os estudos de perdas não técnicas são orientados apenas para a detecção e identificação de padrões de consumo irregular por técnicas de inteligência computacional e métodos estatísticos e não orientados em monitoramentos.

Se no planejamento de redes de distribuição as perdas comerciais não são levadas em conta, este fato pode trazer problemas na operação da rede, dependendo da magnitude das perdas comerciais. Uma perda comercial maior, falando do ponto de vista técnico, poderá causar uma sobrecarga nos horários de pico, maiores quedas de tensão, maiores perdas, etc. Economicamente falando, haverá uma despesa maior na operação da rede do que a projetada no estágio de planejamento.

Em resumo dos parágrafos deste capítulo, para fazer planejamento em redes de distribuição e monitorar perdas é necessário calcular fluxos de potência e separar perdas técnicas e não técnicas, para o qual neste trabalho, o cálculo de fluxo de potência é feito pelo software OpenDSS descrito no capítulo 3, e a separação de perdas entre perdas técnicas e não técnicas é feito pelo método proposto de Impedância Equivalente de Perdas desenvolvido no capítulo 4.

CAPÍTULO 3

3 SOFTWARE OPENDSS

3.1 Considerações Iniciais

Segundo a página do Electric Power Research Institute (EPRI) [46], o OpenDSS tem mais de 65.000 downloads e milhares de usuários no mundo, e se tornou uma poderosa ferramenta de simulação alavancada pelas concessionárias e laboratórios de pesquisa para modelagem e simulação avançada de sistemas de distribuição. Além disso, a ferramenta é usada nos cursos de treinamento em sistemas de distribuição pelos estudantes e novos engenheiros.

A ANEEL, por meio da Nota Técnica N° 0057/2014, p. 11, propõe o uso do software OpenDSS para o cálculo de perdas na distribuição regulamentado no Módulo 7 do PRODIST, para posteriormente aplicar este cálculo ao processo de revisão tarifária periódica. De acordo com a ANEEL, o uso deste software é uma proposta de aprimoramento do método de cálculo de perdas aproveitando o fato de que o OpenDSS foi desenvolvido em código aberto e, pois, permite ao usuário programar o software de acordo com suas necessidades.

Em Curitiba - PR - Brasil, no XXII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica SENDI 2016, no trabalho "Cálculo de Perdas Técnicas por meio do Software OpenDSS - Experiência Cemig D" apresentado pela Cemig Distribuição S.A. conclui que:

OpenDSS é uma ferramenta de cálculo de fluxo de potência robusta o suficiente para ser utilizada na apuração de perdas técnicas de uma concessionária, conforme quer o órgão regulador. No entanto, para concessionárias com um grande número de alimentadores é necessário que a abordagem utilize a interface COM do OpenDSS.

3.2 Descrição do Software

O software OpenDSS (Distribution System Simulator) é um software livre (open source). Seu desenvolvimento iniciou-se em 1997 na Electrotek Concepts, Inc. por Roger Dungan e Thomas McDermott. Em 2004 o OpenDSS foi comprado pela EPRI Solutions e, em 2008, tornou-se um programa open source a fim de se somar a outros esforços para as modernizações na área de Smart Grid [19].

De acordo com [47], o OpenDSS faz a maioria das análises necessárias para o planejamento dos sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente senoidal. Além disso, o software tem a capacidade de realizar novos tipos de análises para resolver problemas e necessidades futuras que as Redes Elétricas Inteligentes (Smart Grids) geraram.

De acordo com [9], uma característica importante do OpenDSS é que ele é uma ferramenta de simulação que opera no domínio da frequência (álgebra fasorial), podendo

realizar análises em qualquer frequência, já que o programa ao começo de seu desenvolvimento foi um programa focado às análises de fluxo harmônico e posteriormente evoluiu para resolver o problema do fluxo de potência, esta forma de abordar o design do software deu ao programa uma grande flexibilidade de modelagem.

Segundo [9] e [21], o software OpenDSS é um programa baseado em linhas de comandos, onde as linhas de comandos, representam elementos e sistemas de controle e outros que são parte do circuito elétrico em análise, como: transformadores, linhas, cargas, geradores, etc. As linhas de comando podem ser escritas na própria interface do OpenDSS ou nos programas externos. Portanto, sempre que se quiser criar um circuito no OpenDSS terá que criar um código que o defina.

De acordo com [9], o programa OpenDSS possui uma ampla variedade de modos de análise, tais como:

- Snapshot Power Flow → análise de fluxo de potência instantâneo.
- Daily Power Flow → análise de fluxo de potência diário.
- Yearly Power Flow → análise de fluxo de potência anual.
- Harmonics → análise harmônica.
- Dynamics → análise dinâmica.
- Faultstudy → estudos de falhas.
- Montecarlo fault study → estudos de falhas baseado no método de Monte Carlo.
- E outros.

Neste trabalho, a descrição do software será feita dando uma maior ênfase ao cálculo de fluxo de potência, mas não serão mostrados com maior detalhamento a modelagem e os códigos de comando correspondentes, os mesmos podem se encontrar em [19], [21], [41], [42], [43], [44], [37], [38] e [39].

3.3 Estrutura do Software

A estrutura do software OpenDSS é conforme mostrado na Figura 3.1, onde a definição dos dados dos elementos que conformam a rede elétrica e a própria interface foram desenvolvidos na linguagem orientada a objetos (Object Pascal), e sua função de solução de matrizes esparsas e outras foram escritas em linguagens de programação C e C++ [14].

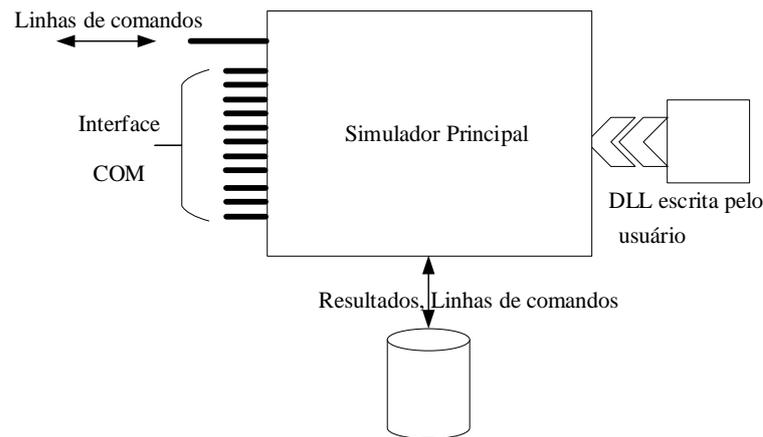


Figura 3.1: Estrutura do software OpenDSS
Fonte: Adaptação [21]

De acordo com [21] e [47], o OpenDSS é implementado em duas versões:

- 1) Como um programa executável autônomo, onde existe uma interface de usuário que permite a descrição dos elementos que conformam a rede elétrica, a solução, a plotagem e a visualização de resultados, por meio de códigos.
- 2) Como um programa dependente de um servidor COM (Component Object Model) da Microsoft, o qual é implementado a partir de uma Dynamic Link Library (DLL). Neste caso o OpenDSS pode ser controlado pelos softwares externos que podem ser programas como Python, MATrix LABORatory (MATLAB), dentre outros e, também, por ferramentas próprias do Microsoft Office, como o Visual Basic for Applications (VBA).

Finalmente outra característica importante e avançada do OpenDSS é a possibilidade de modificação do código fonte de acordo com as necessidades do usuário através do desenvolvimento de arquivos DLL.

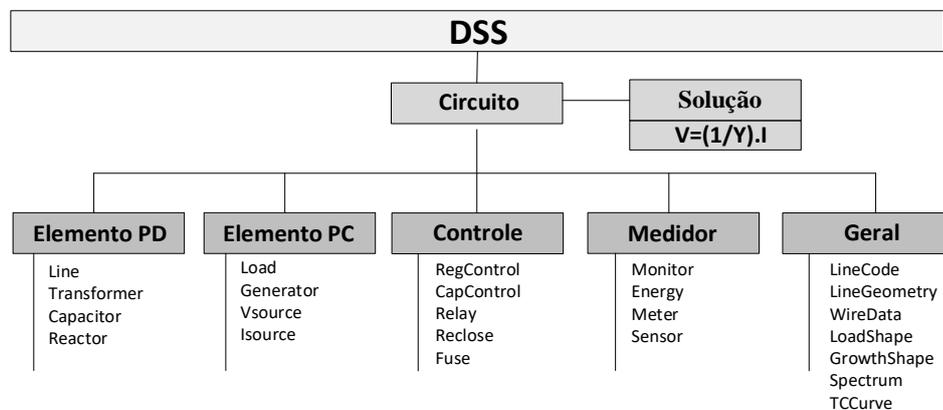


Figura 3.2: Arquitetura interna do software OpenDSS
Fonte: Adaptação [19]

A arquitetura interna do software é tal como se mostra na Figura 3.2, onde cada elemento será explicado mais adiante.

Neste trabalho, a simulação no OpenDSS será feita através do software MATLAB, devido ao fato que o trabalho demanda uma análise com uma elevada quantidade de dados.

3.3.1 Modelos básicos

Baseado na arquitetura interna do OpenDSS mostrado na Figura 3.2, os elementos para construção de um circuito podem ser divididos em:

- Os elementos de transporte de energia (do inglês, Power Delivery - PD)
- Os elementos de conversão de energia (do inglês, Power Conversion - PC).

Os principais PDs são as linhas e os transformadores, e os principais PCs são as cargas e os geradores.

Os elementos de controle, de medição e elementos gerais, entre os principais têm-se: CapControl, RegControl, Monitor, EnergyMeter, LineCode, LoadShape, etc.

Barra

No OpenDSS, diferentemente de outros softwares de simulação de redes, as barras são criadas como consequência da declaração de elementos elétricos, então há a possibilidade de se criar um elemento entre duas barras que já foram definidas devido a criação de outros elementos.

A barra é um container de nós (ver Figura 3.3), cuja função principal é conectar em seus nós os terminais dos elementos do sistema elétrico. Onde, as tensões nodais são em relação ao seu nó 0, que necessariamente é a terra do circuito por apresentar tensão nula [21].

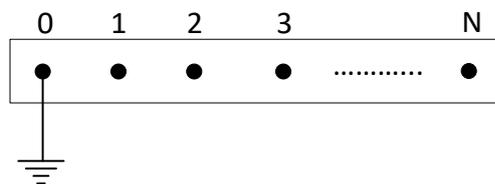


Figura 3.3: Barra com N nós
Fonte: Adaptação [19]

Terminal

No OpenDSS o elemento elétrico que faz parte dos sistemas de energia elétrica possui um ou mais terminais formados por um ou vários condutores e cada terminal será conectado em apenas uma barra. A Figura 3.4 apresenta um elemento com um terminal que contém N conectores.

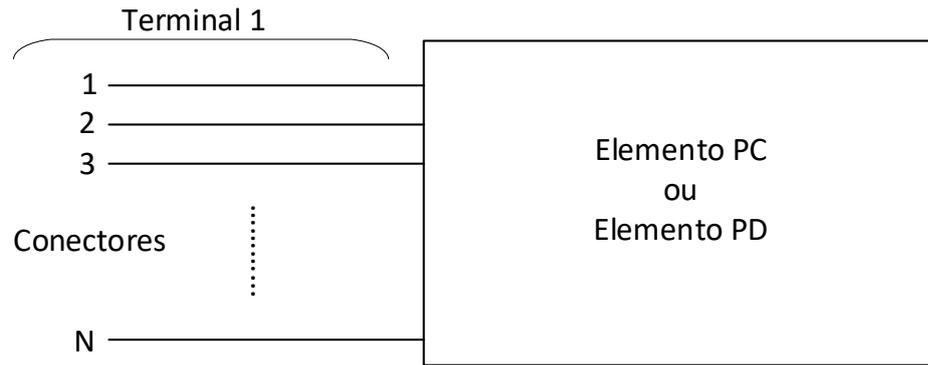


Figura 3.4: Terminal com N conectores
Fonte: Adaptação [19]

Elemento de Transporte de Energia (PD)

São dispositivos que levam energia de um ponto a outro, estes elementos de transporte de energia, possuem um ou mais terminais, por exemplo: Uma linha, apresenta dois terminais; um transformador de três enrolamentos apresenta três terminais; um banco de capacitores apresenta apenas um terminal; etc. Nos elementos de transporte de um terminal como os bancos de capacitores e reatores conectados em shunt, a ideia de transportar a energia não é válida, mas esses elementos também são definidos no OpenDSS como elementos de transporte de energia [21].

No OpenDSS um elemento de transporte de dois terminais é conforme mostrado na Figura 3.5.

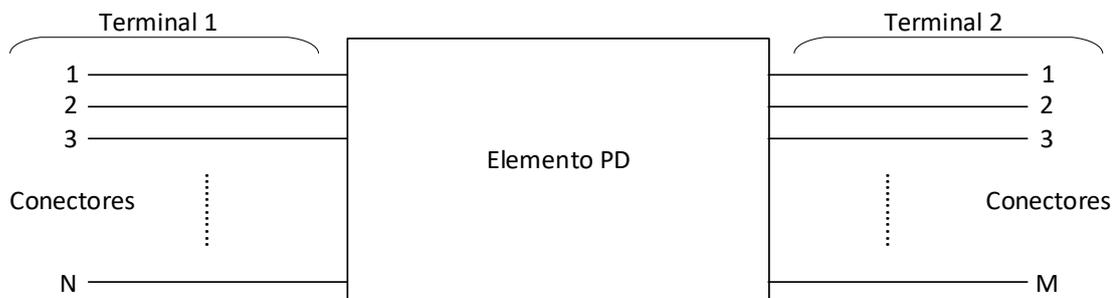


Figura 3.5: Elemento PD com dois terminais, o primeiro com N conectores e o segundo com M conectores
Fonte: Adaptação [19]

Elementos de Conversão de Energia (PC)

A característica deste tipo de elementos é que os mesmos convertem energia elétrica para outra forma de energia, ou vice-versa. Pode-se citar, geradores, cargas, acumuladores de energia, equivalentes de Thévenin, dentre outros. No OpenDSS os elementos de conversão, apresentam apenas um terminal com N conectores conforme mostrado na Figura 3.6. [21],

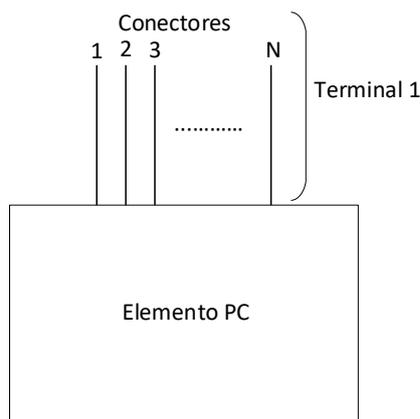


Figura 3.6: Elemento PC com N conectores
Fonte: Adaptação [19]

Elementos de Suporte

“Os elementos de suporte fornecem a possibilidade de: facilitar a definição de parâmetros para os PDs e os PCs; associar funcionalidades de controle a alguns elementos; monitorar ou fornecer dados e resultados para as análises temporais.” [47]

Os principais elementos de suporte utilizados no OpenDSS são descritos abaixo:

- **LineCode:** Armazena os parâmetros elétricos de uma linha específica, para posteriormente serem utilizadas.
- **LineGeometry e WireData:** Armazenam as informações geométricas dos postes e das linhas. Os quais são aproveitados pelo OpenDSS para construir a matriz de admitância da linha.
- **LoadShape:** Armazena a curva de carga e/ou a curva de geração que é utilizado quando se deseja realizar simulações sequenciais no tempo.
- **EnergyMeter:** É um medidor que fornece diversas dados sobre a sua área de medição.
- **Monitor:** Os monitores são instalados em pontos específicos para fornecerem resultados das grandezas elétricas escolhidos pelo usuário.
- **CapControl:** É um elemento de controle do banco de capacitor.
- **RegControl:** É um elemento de controle dos taps de um transformador e/ou regulador de tensão.

3.4 Algoritmos de solução-fluxo de potência

A análise do fluxo de potência pode ser realizada na simulação estática e quase-estática. De acordo com [41]: (1) A simulação estática corresponde ao cálculo iterativo de fluxo de potência para um tempo específico e instantâneo, cuja solução são as variáveis de estado do sistema elétrico (magnitude e ângulo das tensões nas barras) a partir dos quais pode se conhecer

as outras grandezas elétricas. (2). As simulações quase estáticas (do inglês, quasi-static) são cálculos de fluxos de potência sequenciais em pequenos intervalos de tempo, onde, a solução de fluxo de potência de um estado se torna o estado inicial para o próximo cálculo de fluxo de potência, e assim sucessivamente até alcançar o período de simulação. Neste trabalho se utilizará a simulação quase estática.

No OpenDSS existem dois métodos disponíveis para solucionar o problema de fluxo de potência que podem ser empregados: o método de injeção de correntes (do inglês, Current Injection Mode, CIM) e o método “Newton” que não é o método de Newton Raphson clássico. O algoritmo do método de injeção de correntes estabelecido por Default no OpenDSS é mais rápido, mas pode ter problemas de convergência para circuitos grandes e complexos, nesse caso se recomenda a utilização do método “Newton”.

A seguir, o algoritmo do método de injeção de correntes é abordado brevemente, por ser o método de solução padrão do OpenDSS. Mas a formulação detalhada do mesmo pode ser encontrado em [21] e [42]. De acordo com [19] e [20], o algoritmo é suficientemente robusto para a maioria dos sistemas de distribuição e a convergência é geralmente alcançada em 4 a 10 iterações para o fluxo de potência inicial e 2 a 3 iterações para as soluções subsequentes de fluxo de potência na simulação quase estática.

A Figura 3.7 representa o algoritmo de solução iterativa, onde a matriz Y do sistema é formado por matrizes Y primitivas de cada elemento da rede, e os vetores tensão e corrente são correspondentes a cada barra do sistema.

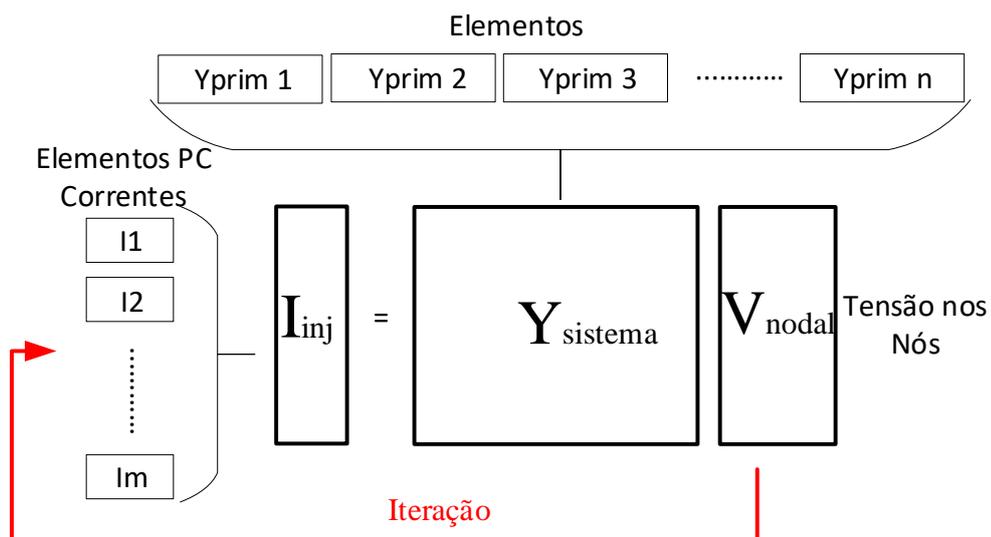


Figura 3.7: Solução iterativa do OpenDSS
Fonte: Adaptação [19]

Segundo [42], há 4 etapas (passos) no processo iterativo os quais são:

Passo 1: Condição Inicial

Consiste em realizar uma solução direta da matriz de admitância nodal, Y_{sistema} , considerando que a corrente de compensação é nula para todos os elementos PC (correntes injetadas por fontes). Cujos resultados das tensões nodais (V_{nodal}) são utilizados como condição inicial do processo iterativo.

Passo 2: Cálculo das correntes injetadas pelos elementos PC

São determinadas as correntes de compensação injetada pelos elementos PC, os quais são armazenados e organizados no vetor de correntes injetadas I_{inj} .

Passo 3: Solução para um novo vetor de tensões nodais V_{nodal}

O software KLUSolve, calcula uma nova solução para V_{nodal} , com valores de correntes atualizadas no passo 2.

Passo 4: Teste de convergência

Nesse passo, é verificado a convergência do processo iterativo, onde no caso de convergência, o processo iterativo acaba nesse instante, mas no caso de não convergência, os passos 2 e 3 são repetidos até que o sistema convirja ou até alcançar a quantidade máxima de iterações permitida.

O diagrama de blocos da Figura 3.8 apresenta esse algoritmo.

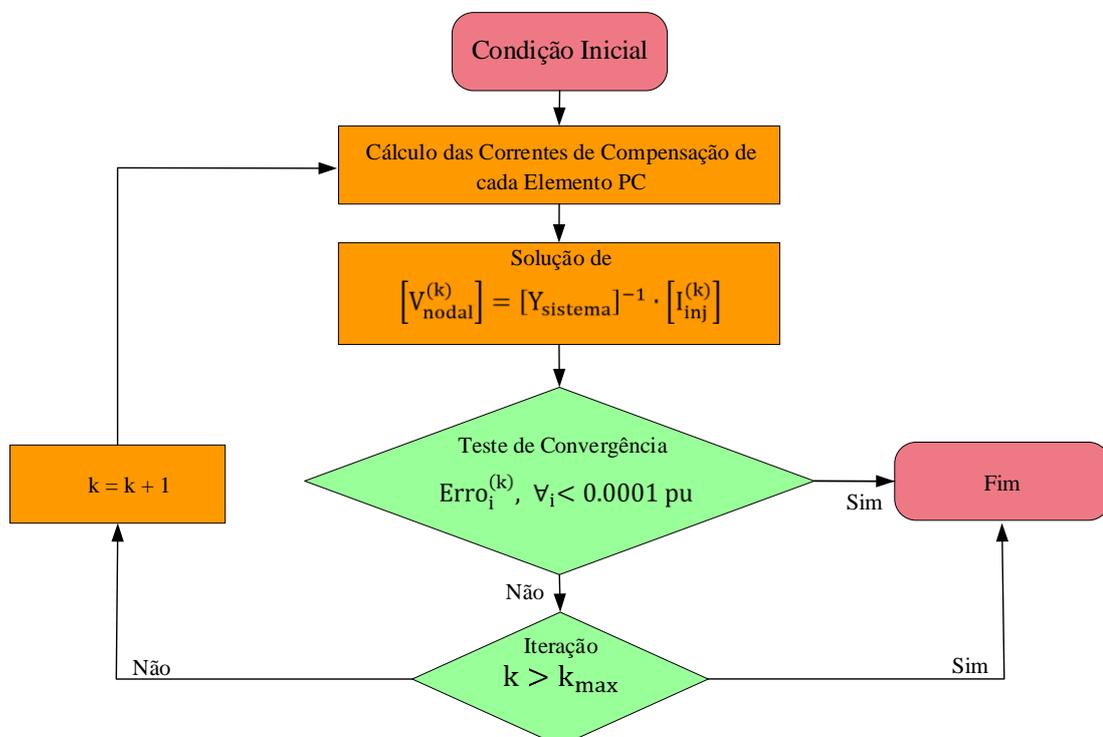


Figura 3.8: Algoritmo de Solução do Fluxo de Potência
Fonte: Adaptação [42]

CAPÍTULO 4

4 MÉTODO DE IMPEDÂNCIA EQUIVALENTE DE PERDAS

4.1 Considerações Iniciais

Este trabalho pretende consolidar um método prático, simples e econômico para calcular perdas técnicas e não técnicas com boa precisão e a um baixo custo computacional, pode-se destacar também que este método não é invasivo, para o qual é usado as informações que toda empresa de distribuição tem em seus bancos de dados e que podem disponibilizá-las, por exemplo:

- As empresas distribuidoras realizam mensalmente o faturamento do consumo de energia de cada consumidor, o qual é aproveitado neste método;
- As empresas de distribuição têm dados sobre os parâmetros elétricos e a topologia de suas redes de distribuição e a localização de seus consumidores, o qual também é aproveitado para este estudo;
- As subestações em geral, medem e monitoram em tempo real as grandezas elétricas, tais como: potência ativa, potência reativa, correntes e tensões. O que é usado para a aplicação do método proposto.

Como os dados mencionados acima são suficientes para realizar os cálculos das perdas técnicas e não técnicas pela metodologia proposta nesta dissertação, a empresa de distribuição não terá que investir em novos equipamentos ou infraestrutura para implementar o cálculo de perdas, o que resulta em um procedimento prático e de baixo custo econômico.

4.2 Determinação de Perdas

Carga equivalente nos transformadores de distribuição

Seja a rede de distribuição a considerar:

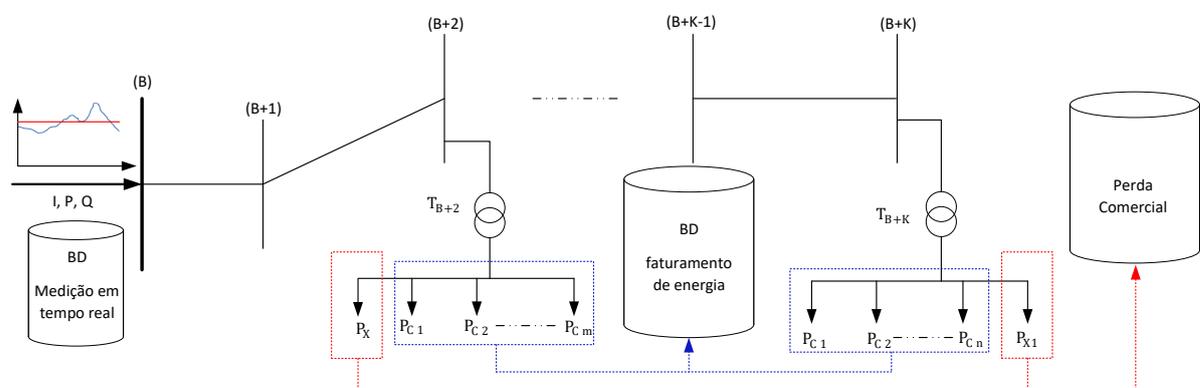


Figura 4.1: Rede de distribuição genérica com perdas técnicas e não técnicas

Fonte: Elaboração própria

A Figura 4.1, representa uma rede de distribuição genérica, onde destacam-se os consumidores regulares e irregulares (perdas comerciais). Como os consumidores irregulares não são conhecidos eles são representados nesta rede por uma única demanda em cada transformador.

Para simplificar a explicação do cálculo de perdas de energia, considera-se a rede primária com cargas equivalentes em cada transformador de distribuição, e que posteriormente por analogia, esta análise pode ser aplicada às redes de distribuição secundária.

A demanda média de cada consumidor pode ser determinada a partir da sua conta de energia elétrica (Base de Dado comercial), de acordo com a seguinte expressão:

$$P_{Cj} = \frac{kWh_{Cj}}{T} \quad (4.1)$$

Onde:

P_{Cj} – Potência média consumida pela unidade consumidora j

kWh_{Cj} – Energia mensal faturada na unidade consumidora j

T – Período de medição da energia consumida (mensal)

Aplicando um fator de potência ao resultado da equação (4.1), obtêm-se Q_{Cj} , que representa a demanda média de potência reativa da unidade consumidora j.

A demanda média em qualquer transformador será igual à soma das demandas médias de cada unidade consumidora que é atendida pelo mesmo transformador:

$$P_i = \sum_{j=1}^m P_{Cj} \quad (4.2)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^m Q_{Cj} \quad (4.3)$$

Onde:

P_i, Q_i – Potência média ativa e reativa total demandada ao transformador i pelos consumidores regulares

P_{Cj}, Q_{Cj} – Potência média ativa e reativa consumida pelo consumidor j

m – Número total de consumidores regulares atendidos pelo transformador i

Perda no alimentador de distribuição

Aplicando as equações (4.2) e (4.3), a Figura 4.1. é simplificada para a Figura 4.2 a seguir.

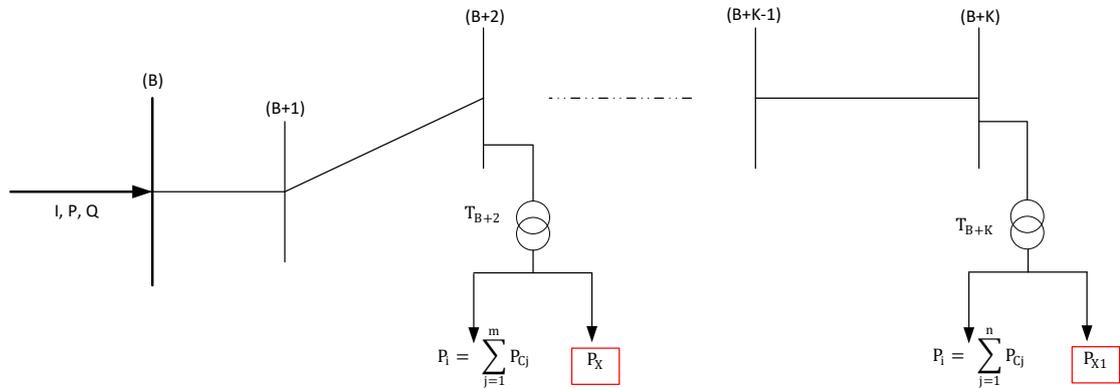


Figura 4.2: Rede de distribuição genérica simplificada
Fonte: Elaboração própria

A potência média demandada pelo total de consumidores regulares conectados ao alimentador pode ser calculada com as equações (4.4) e (4.5).

$$P_{m-Dem} = \sum_{i=1}^n P_i = \sum_{j=1}^k P_{Cj} \quad (4.4)$$

$$Q_{m-Dem} = \sum_{i=1}^n Q_i = \sum_{j=1}^k Q_{Cj} \quad (4.5)$$

Onde:

P_{m-Dem} , Q_{m-Dem} – Potência média total ativa e reativa exigidas pelos consumidores regulares.

P_i , Q_i – Potência média ativa e reativa exigida do transformador i pelos consumidores regulares.

n – Número total de transformadores no alimentador

P_{Cj} , Q_{Cj} – Potência média ativa e reativa exigida pelo consumidor j

k – Número total de consumidores regulares conectados ao alimentador

Como na subestação, a corrente, a potência ativa e a potência reativa (variáveis de interesse no caso) são medidas em tempo real e armazenadas, a perda total no alimentador pode ser facilmente calculada pelas seguintes expressões, na barra da subestação:

$$P_{TotL} = P_{m-Med} - P_{m-Dem} \quad (4.6)$$

$$Q_{\text{TotL}} = Q_{\text{m-Med}} - Q_{\text{m-Dem}} \quad (4.7)$$

Onde:

$P_{\text{TotL}}, Q_{\text{TotL}}$ – Perda média total de potência ativa e reativa no sistema.

$P_{\text{m-Med}}, Q_{\text{m-Med}}$ – Potência média ativa e reativa medida na subestação

$P_{\text{m-Dem}}, Q_{\text{m-Dem}}$ – Potência média total ativa e reativa consumida pelos consumidores regulares

Agora, eliminando os consumidores irregulares da Figura 4.2, que causam perdas comerciais obtêm-se a Figura 4.3, onde não existe uma mudança da topologia, mas as grandezas elétricas da subestação são diferentes da Figura 4.2, isto devido ao fato de eliminar a demanda dos consumidores irregulares, além de isso, as correntes nos ramais também mudam. Tem que se levar em conta que as perdas comerciais (consumidores irregulares), também geram perdas técnicas na rede de distribuição, as quais são consideradas como uma parte a mais das perdas comerciais (se é aplicado o fluxo de potência para calcular perdas de energia). Mas ao aplicar o método da IEP a perda técnica gerada pelos consumidores irregulares é tratada como perda técnica e não assim como parte da perda comercial.

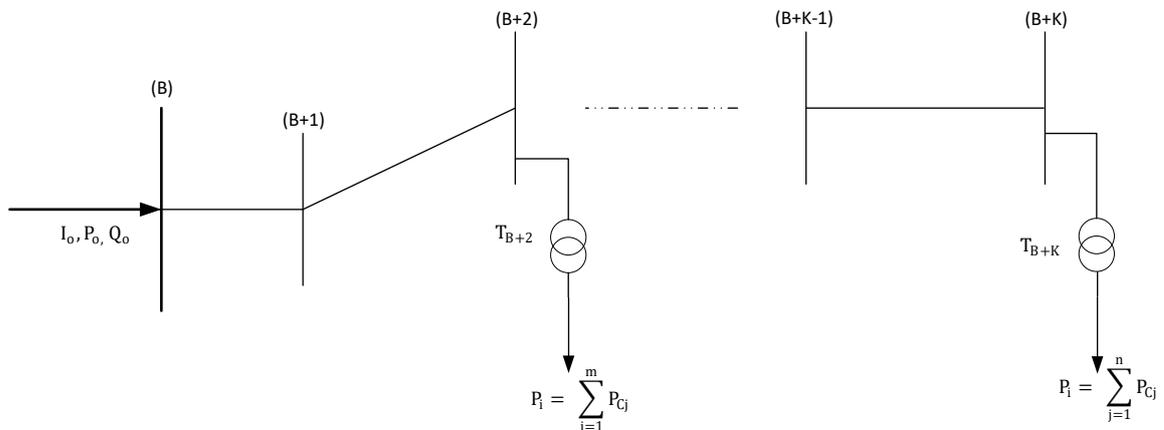


Figura 4.3: Rede de distribuição genérica simplificada sem perda comercial

Fonte: Elaboração própria

As condições dadas na Figura 4.3 permitem que a rede seja tratada como um problema clássico de estudo de fluxos de potência, de modo que o alimentador atenda às cargas demandadas nas barras ou transformadores.

Neste trabalho, as condições da Figura 4.3 serão utilizados para determinar a perda técnica e as correntes na saída da subestação causadas pelos consumidores regulares, e estes dados serão aproveitados pelo método proposto.

Para determinar a perda não técnica são utilizadas as equações (4.8) e (4.9) onde a perda técnica é determinada pelo método proposto em condições da Figura 4.1 ou Figura 4.2.

$$P_{NTecL} = P_{TotL} - P_{TecL} \quad (4.8)$$

$$Q_{NTecL} = Q_{TotL} - Q_{TecL} \quad (4.9)$$

Onde:

P_{NTecL} , Q_{NTecL} – Perda média não técnica ativa e reativa no sistema

P_{TotL} , Q_{TotL} – Perda média total de potência ativa e reativa no sistema

P_{TecL} , Q_{TecL} – Perda média técnica ativa e reativa calculado pelo método proposto.

Na Figura 4.4, são apresentadas as medidas de potência instantânea injetadas na subestação (ou transformador), o seu respectivo valor médio calculado para o período em questão, a potência média obtida da energia consumida pelos consumidores (demanda faturada) e as respectivas parcelas de perdas técnicas e não técnicas.

O gráfico para a potência reativa, por analogia, terá a mesma representação que as relações de potência ativa da Figura 4.4.

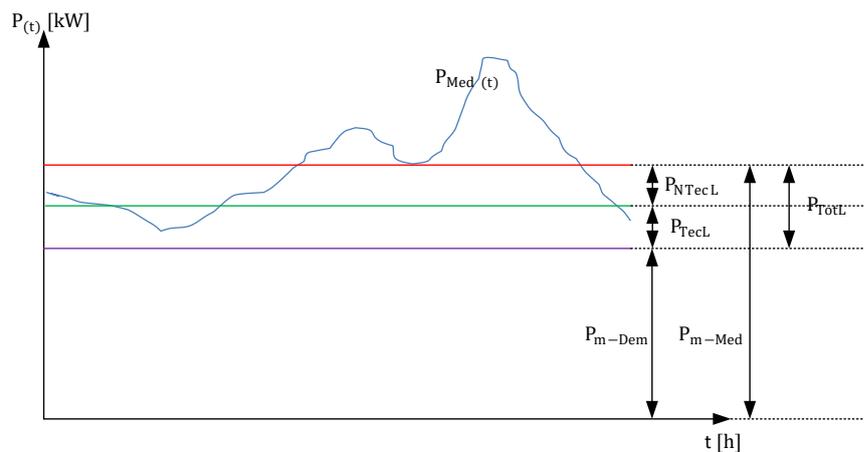


Figura 4.4: Curvas de potência média e instantânea

Fonte: Elaboração própria

4.3 Definição da Impedância Equivalente de Perdas (IEP)

A impedância equivalente de perdas é definida como a relação funcional complexa entre a perda total de uma rede elétrica composta de elementos resistivos, e indutivos/capacitivos, dividido pelo quadrado do módulo da corrente no ponto de interesse do sistema em estudo.

Como a energia dissipada e/ou armazenada por algum elemento basicamente depende da tensão e da corrente através do mesmo, então o valor da IEP depende do estado de operação do sistema. Isto é, depende das correntes nas ramificações (carregamento e topologia da rede) como também depende das tensões nas barras.

Para o caso específico, onde é estudada as perdas técnicas em um sistema de distribuição radial, com o ponto de interesse na subestação, a IEP definida será:

$$Z_p = R_p + jX_p = \frac{P_{\text{TeCL}}}{I^2} + j \frac{Q_{\text{TeCL}}}{I^2} \quad (4.10)$$

Onde:

Z_p – Impedância Equivalente de Perdas (IEP), por fase.

P_{TeCL} – Perda técnica ativa total do sistema, calculada por fase.

Q_{TeCL} – Perda técnica reativa total do sistema, calculada por fase.

I – Corrente injetada na saída da subestação, por fase.

A impedância definida dessa forma, representa um equivalente de perdas por fase para a rede em questão, podendo representar um equivalente para a rede de BT, por exemplo, quando o ponto de interesse é o secundário dos transformadores de distribuição. Por definição, R_p e X_p dependem das perdas totais calculadas, e do quadrado da corrente injetada. Por sua vez, as perdas totais dependem da topologia da rede elétrica, da carga elétrica suprida (corrente de carga), e da magnitude das tensões para um ponto de operação específico.

De acordo com as definições de R_p e X_p a corrente de carga está influenciando o numerador (P_{TeCL} e Q_{TeCL}) e o denominador (I^2) da equação (4.10), de modo que é razoável esperar-se um efeito de cancelamento devido à corrente de carga, isto é, R_p e X_p devem ser pouco sensíveis às variações de carga. Isso implica que, para a mesma topologia de rede, R_p e X_p são mais sensíveis às variações nas tensões. Dessa forma, é razoável esperar que para condições variáveis de carga, porém mantendo a mesma topologia da rede, a IEP deverá ser razoavelmente constante se a rede em questão apresentar perfis de tensão similares para os diferentes pontos de operação definidos pelas cargas variáveis [13].

4.4 Procedimento para a Obtenção da IEP e Cálculo das Perdas Técnicas e Não Técnicas

Considerando um sistema genérico de distribuição de energia elétrica, com topologia radial, a IEP como definida na seção anterior pode ser obtida pelo procedimento a seguir descrito, o qual é apresentado graficamente pelo diagrama da Figura 4.5. A partir da obtenção da IEP, pode-se utilizá-la para o cálculo das perdas técnicas e não técnicas para uma dada condição operacional da rede de distribuição.

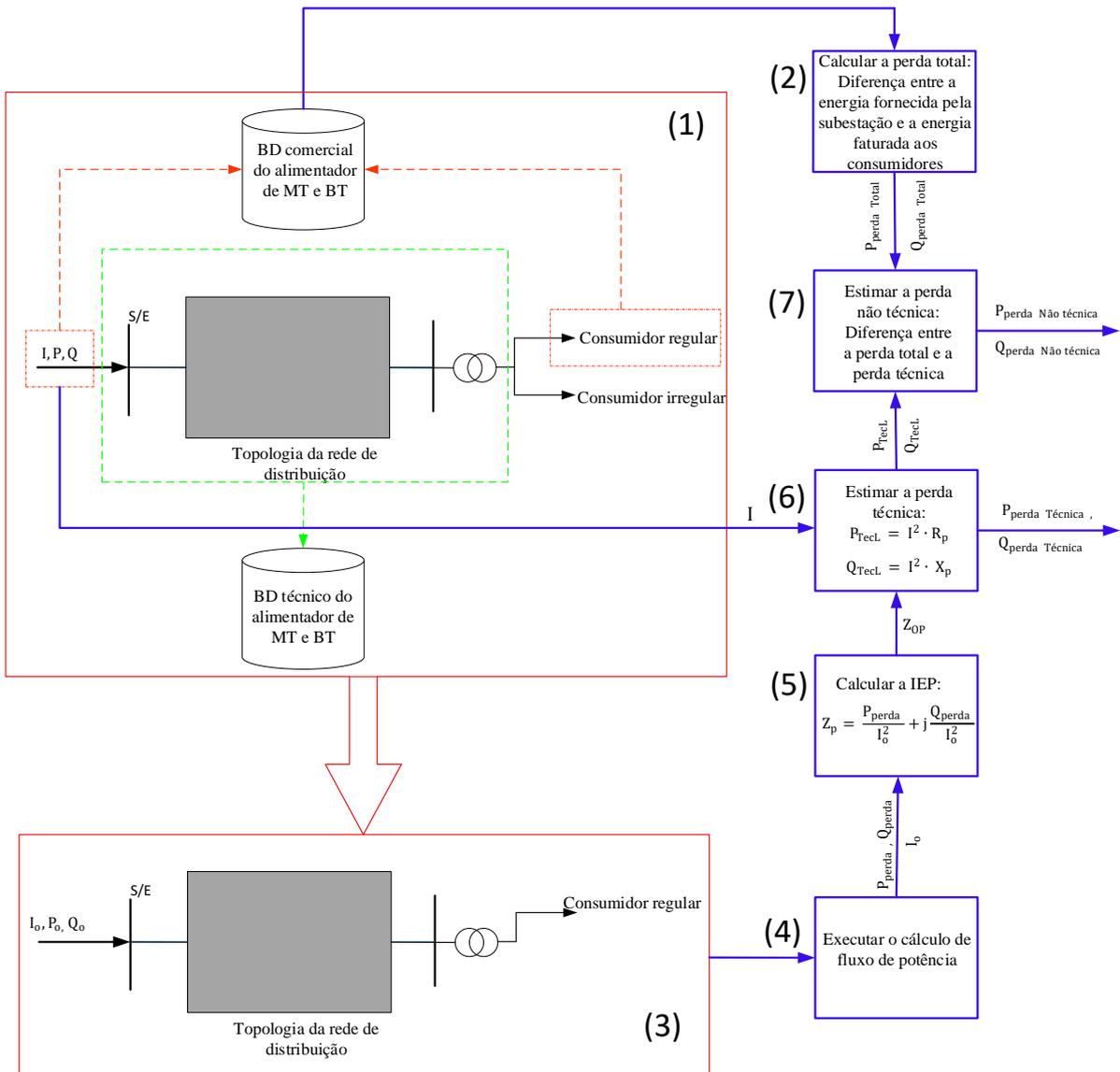


Figura 4.5: Diagrama de blocos para aplicar a IEP
 Fonte: Elaboração própria

Basicamente, no Banco de Dado (BD) comercial da concessionária, tem-se os kW-h faturados que correspondem as contas de energia dos consumidores. Dos registros da operação da rede elétrica tem-se as informações sobre as injeções de corrente, potências ativa e reativa na saída da subestação, para atender as demandas ativa e reativa totais dos alimentadores MT e BT, incluindo a energia faturada dos consumidores regulares, as fraudes dos consumidores irregulares, as perdas técnicas e perdas não técnicas de um modo geral, para um período em questão. Do BD técnico pode-se obter os dados topológicos e os parâmetros elétricos da rede elétrica em operação que permitem a realização de estudos de fluxo de potência para a determinação de pontos de operação para a rede. Estas informações estão representadas na parte (1) do fluxograma da Figura 4.5.

Como se pode observar no fluxograma da Figura 4.5, parte (2), inicialmente pode-se calcular a perda ativa total do alimentador em questão, simplesmente usando o BD comercial, para a obtenção da potência ativa média correspondente a energia faturada aos consumidores, e a respectiva injeção de potência média para atender essa demanda no período de apuração das contas de energia. Utilizando a relação de fator de potência chega-se a obtenção da respectiva perda reativa total do alimentador

As perdas ativa e reativa totais assim calculadas, parte 2 do fluxograma da Figura 4.5, contém as parcelas correspondentes às perdas ativa e reativa do alimentador, porém de forma agregada em uma única parcela, não sendo possível, pelos procedimentos atuais de cálculo, a obtenção dessas perdas em parcelas separadas. A obtenção de parcelas separadas para essas perdas seria uma informação valiosa para a implementação de ações mais efetivas para a gestão dessas perdas nas redes de distribuição. Visando alcançar este objetivo é que se propõe nesta dissertação, o uso da IEP.

Seguindo o fluxo apresentado na Figura 4.5, na parte (3) do fluxograma da Figura 4.5, utiliza-se a mesma topologia da rede em estudo e executa-se um estudo de fluxo de carga carregando esta rede com uma demanda que representa somente a potência correspondente a energia faturada pelas contas de energia dos consumidores (parte (4)). Isso significa que neste estudo não se inclui perdas não técnicas, e a solução obtida fornecerá na subestação as injeções de corrente e potências ativa e reativa necessárias para atender essa demanda. A solução de fluxo de carga também fornece as perdas técnicas ativa e reativa totais para esse sistema, com este carregamento

Seguindo o fluxograma da Figura 4.5, e com as respectivas perdas técnicas calculadas pelo fluxo de carga, aplica-se a definição de IEP (parte (5)), e obtém-se respectivamente a Resistência e a Reatância Equivalente de Perdas para esta rede. Uma vez determinada a IEP, esta permitirá estimar as perdas técnicas em outro estado de operação, para a mesma rede mantendo-se a sua topologia. Então o cálculo das parcelas separadas para as perdas técnicas ativa e reativa para a condição de carregamento da rede incluindo as perdas comerciais podem ser agora obtidas utilizando a injeção de corrente correspondente, como demonstrado no fluxograma da Figura 4.5, parte (6).

Finalmente com as parcelas de perdas técnicas calculadas de forma separada, pode-se também obter as parcelas de perdas não técnicas ativa e reativa como pretendido, fazendo a diferença entre as perdas ativa e reativa totais já obtidas anteriormente e as parcelas das perdas técnicas ativa e reativa estimadas pelo procedimento da IEP. Esse resultado também está ilustrado na Figura 4.5, parte (7).

Entende-se ser esta uma das aplicações potencial da IEP, permitindo calcular com boa precisão as parcelas separadas de perdas técnicas e não técnicas contidas nos diferentes pontos operacionais das redes de distribuição, por exemplo, seguindo uma determinada curva de carregamento para o alimentador, por exemplo uma curva diária, semanal, etc.

A aplicação da IEP no planejamento da operação das redes de distribuição poderá permitir que se determine a IEP da rede para a condição de operação atual, e a partir daí, estimar perdas técnicas e não técnicas para estados de operação futuros

4.5 Teorema do Equivalente Thevenin

Basicamente, este teorema é aplicado quando um circuito tem uma parte fixa e uma parte variável, que estão eletricamente conectados por dois terminais (pontos). Sem aplicar este teorema, cada vez que a parte variável mude, será necessário analisar todo o circuito novamente e não apenas a parte variável. Para evitar esse problema, o teorema de Thévenin permite substituir a parte fixa do circuito por um equivalente. Geralmente, o circuito variável é um único elemento (carga), veja a Figura 4.6.

O teorema de Thévenin afirma que um circuito linear de dois terminais (a e b), pode ser substituído por uma fonte de tensão em série com uma impedância. A fonte de tensão é calculada ou medida entre os dois terminais (a e b) em circuito aberto, e a impedância de Thévenin é a impedância equivalente entre os terminais (a e b) curto circuitando-se as fontes de tensão e abrindo-se as fontes de corrente.

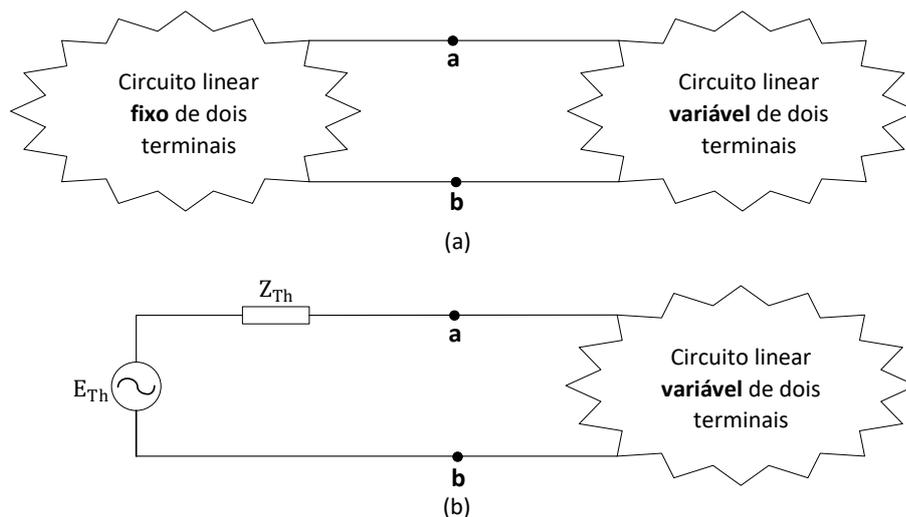


Figura 4.6: Circuito linear, (a) com partes fixas e variáveis conectadas por 2 terminais, (b) com substituição da parte fixa pelo equivalente.

Fonte: Elaboração própria

4.6 Comparação entre a IEP e o Equivalente de Thevenin

A Figura 4.7 mostra uma rede simplificada de distribuição de energia elétrica que é representada como um circuito monofásico, considerando variações de carga.

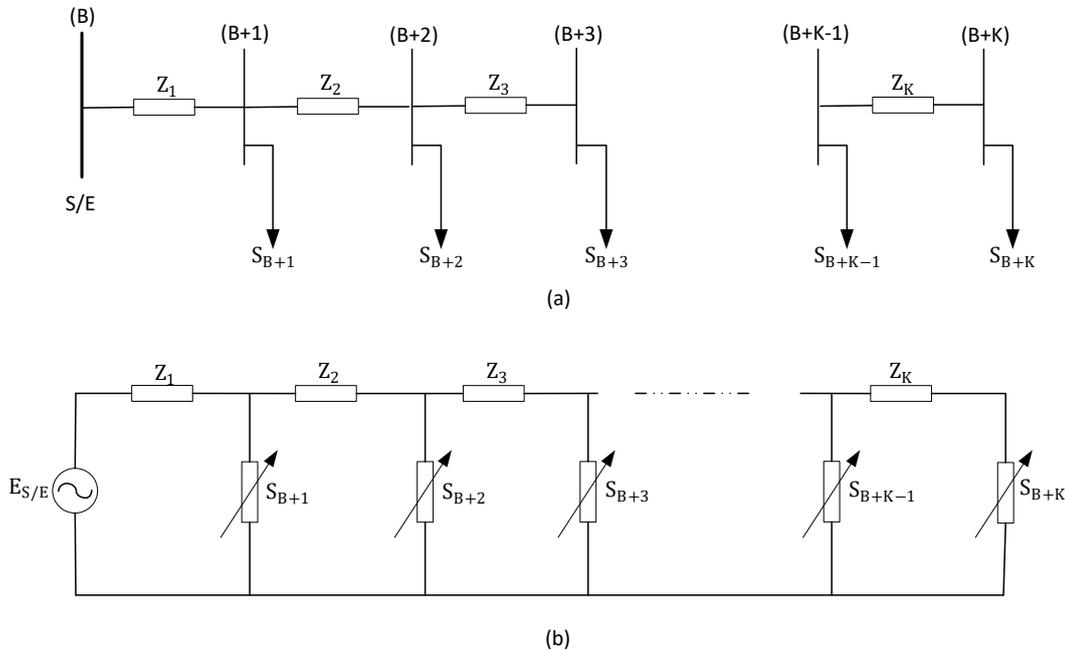


Figura 4.7: (a) Diagrama unifilar de uma rede de distribuição genérica; (b) Representação como um circuito monofásico do diagrama unifilar
Fonte: Elaboração própria

De acordo com a definição do teorema de Thévenin, ao definir-se os terminais de interesse, fica estabelecido o sistema interno o qual passa a ser representado por uma impedância equivalente (impedância de Thévenin) em série com uma fonte de tensão representando a tensão da barra de fronteira. Isso significa que as tensões dos nós elétricos do sistema interno não são mais representadas, sendo relevante somente a tensão na fronteira do equivalente. Para a aplicação do conceito de IEP, ao contrário, é verificado que a IEP é fortemente dependente do perfil de tensão desses nós internos. Portanto os dois equivalentes, Thevenin e IEP, têm naturezas diferentes e também aplicações diferentes.

Para a IEP, considere o circuito simplificado da rede de distribuição, em dois estados operacionais diferentes, onde, o estado 2 tem uma carga diferente do estado 1, conforme representado na Figura 4.8.

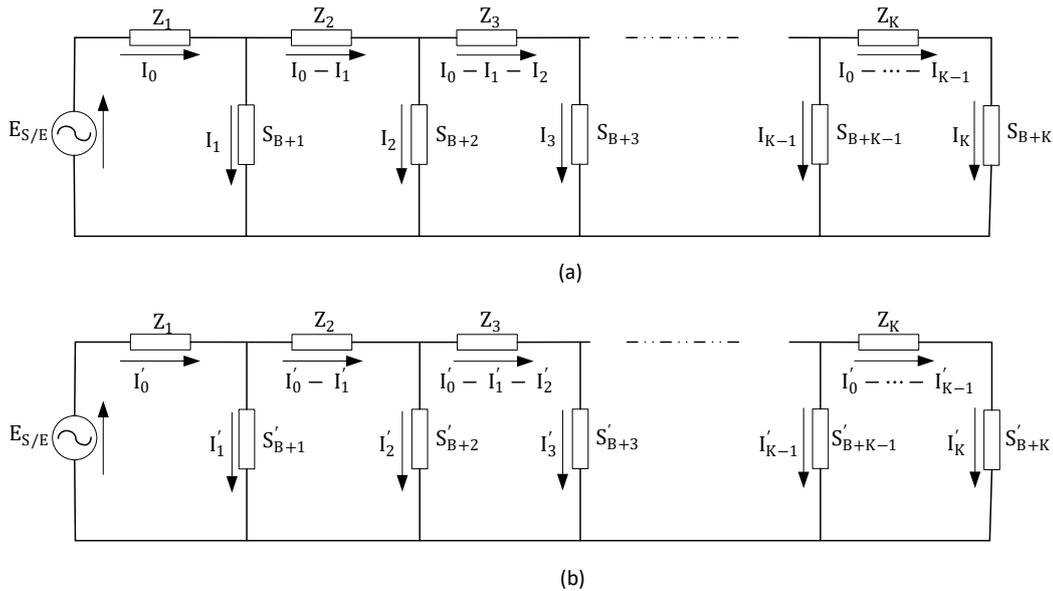


Figura 4.8: a) Estado operacional 1, b) Estado operacional 2

Fonte: Elaboração própria

A formulação de perdas para o estado operacional 1, será:

$$Z_{op}(I_0)^2 = Z_1(I_0)^2 + Z_2(I_0 - I_1)^2 + Z_3(I_0 - I_1 - I_2)^2 + Z_K(I_0 - \dots - I_{K-1})^2 \quad (4.11)$$

A formulação de perdas para um estado de operação 2, será:

$$Z'_{op}(I'_0)^2 = Z_1(I'_0)^2 + Z_2(I'_0 - I'_1)^2 + Z_3(I'_0 - I'_1 - I'_2)^2 + Z_K(I'_0 - \dots - I'_{K-1})^2 \quad (4.12)$$

Para o IEP do estado 1 estimar corretamente as perdas do estado 2 e vice-versa, deve ser cumprido que: $Z_{op} = Z'_{op}$, então:

$$\begin{aligned} & \frac{Z_1(I_0)^2 + Z_2(I_0 - I_1)^2 + Z_3(I_0 - I_1 - I_2)^2 + Z_K(I_0 - \dots - I_{K-1})^2}{(I_0)^2} \\ &= \frac{Z_1(I'_0)^2 + Z_2(I'_0 - I'_1)^2 + Z_3(I'_0 - I'_1 - I'_2)^2 + Z_K(I'_0 - \dots - I'_{K-1})^2}{(I'_0)^2} \end{aligned} \quad (4.13)$$

Operando os termos da equação (4.13) tem-se:

$$\begin{aligned} & Z_1 \left(\frac{I_0}{I_0} \right)^2 + Z_2 \left(\frac{I_0 - I_1}{I_0} \right)^2 + Z_3 \left(\frac{I_0 - I_1 - I_2}{I_0} \right)^2 + Z_K \left(\frac{I_0 - \dots - I_{K-1}}{I_0} \right)^2 \\ &= Z_1 \left(\frac{I'_0}{I'_0} \right)^2 + Z_2 \left(\frac{I'_0 - I'_1}{I'_0} \right)^2 + Z_3 \left(\frac{I'_0 - I'_1 - I'_2}{I'_0} \right)^2 + Z_K \left(\frac{I'_0 - \dots - I'_{K-1}}{I'_0} \right)^2 \end{aligned} \quad (4.14)$$

Para que a igualdade acima seja cumprida, os termos que acompanham as impedâncias das linhas nos dois estados operacionais devem ser os mesmos, portanto:

$$\frac{I_0}{I_0} = \frac{I'_0}{I'_0} = 1 \quad (4.15)$$

$$\frac{I_0 - I_1}{I_0} = \frac{I'_0 - I'_1}{I'_0} \quad (4.16)$$

$$\frac{I_0 - I_1 - I_2}{I_0} = \frac{I'_0 - I'_1 - I'_2}{I'_0} \quad (4.17)$$

$$\frac{I_0 - \dots - I_{K-1}}{I_0} = \frac{I'_0 - \dots - I'_{K-1}}{I'_0} \quad (4.18)$$

Das equações (4.15), (4.16), (4.17) e (4.18) tem-se que:

$$\frac{I_1}{I_0} = \frac{I'_1}{I'_0} \quad (4.19)$$

$$\frac{I_2}{I_0} = \frac{I'_2}{I'_0} \quad (4.20)$$

$$\frac{I_{K-1}}{I_0} = \frac{I'_{K-1}}{I'_0} \quad (4.21)$$

Se:

$$\frac{I'_0}{I_0} = C \quad (4.22)$$

Onde C , é uma constante, então as equações (4.19), (4.20), (4.21) e (4.22) podem-se expressar como:

$$\frac{I'_0}{I_0} = \frac{I'_1}{I_1} = \frac{I'_2}{I_2} = \frac{I'_{K-1}}{I_{K-1}} = C \quad (4.23)$$

É preciso lembrar que a equação (4.23) é o resultado da suposição de que a IEP do estado 1 calcula corretamente as perdas técnicas do estado 2. Então: A equação (4.23) mostra que quando a relação entre as correntes do estado 1 e 2 é constante, o cálculo das perdas é preciso.

4.7 IEP trifásica

Esta alternativa é proposta devido ao fato de que a perda em cada fase não só depende da impedância própria da fase, tal como foi definida a IEP monofásica, mas também é influenciada pelas impedâncias mútuas entre as fases, quando a rede é desequilibrada. Podem provocar desequilíbrios na rede o carregamento desigual por fase (cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas), a configuração geométrica dos condutores de fase, tipo de rede, aérea ou subterrânea e outros. Então devido à complexidade de estabelecer a proporção da influência das outras fases na perda de uma fase, é proposto utilizar a perda total do sistema e calcular uma IEP trifásica tal que esta represente a perda total da rede em análise. O resultado deste critério é que a IEP trifásica é calculada pela relação da perda trifásica e a soma de corrente (módulo)

de cada fase ao quadrado, tal qual é expresso na equação (4.24) para a perda ativa, e (4.25) para a perda reativa, assumindo-se que as impedâncias por fase são iguais para as fases A, B e C.

$$R_{p_{3F}} = \frac{P_{Tec_A} + P_{Tec_B} + P_{Tec_C}}{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2} = \frac{P_{Total}}{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2} \quad (4.24)$$

$$X_{p_{3F}} = \frac{Q_{Tec_A} + Q_{Tec_B} + Q_{Tec_C}}{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2} = \frac{Q_{Total}}{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2} \quad (4.25)$$

Onde:

$R_{p_{3F}}$: Resistencia equivalente de perdas, trifásica.

$X_{p_{3F}}$: Reatância equivalente de perdas, trifásica.

P_{Tec_A} , P_{Tec_B} e P_{Tec_C} : Perda técnica ativa na fase A, B e C respectivamente.

Q_{Tec_A} , Q_{Tec_B} e Q_{Tec_C} : Perda técnica reativa na fase A, B e C respectivamente.

I_A^2 , I_B^2 e I_C^2 : Quadrado da corrente da fase A, B e C respectivamente.

P_{Total} e Q_{Total} : perda técnica total (trifásica) ativa e reativa respectivamente.

Das equações (4.24) e (4.25), também é possível observar que se a rede for balanceada a resistência e reatância equivalente de perdas trifásica pode ser calculado pela relação da terceira parte da perda total e o quadrado da corrente de uma das fases.

CAPÍTULO 5

5 ESTUDOS DE CASOS

5.1 Introdução

São considerados os sistemas IEEE de 13 e 37 barras para aplicar o método de IEP. O sistema IEEE 13-barras foi escolhido por ser um sistema relativamente pequeno, que permite explorar maiores detalhes nos resultados, porém suficientemente complexo para representar graus de dificuldades de uma rede real. Com relação ao sistema IEEE 37-barras, o mesmo possibilita que se explore o potencial da ferramenta aqui proposta, em sistemas de dimensão maior. No entanto ambos os sistemas são desequilibrados, com cargas/ circuitos monofásicos, bifásicos e trifásicos, com a representação de impedâncias mútuas, o que exige a utilização de ferramentas de fluxo de potência trifásico.

Para o sistema de 13 barras, são propostos 5 casos de análise, onde em cada caso são abordadas tanto a perda técnica quanto perda não técnica, sendo que para a perda não técnica simulam-se perdas uniforme e perdas aleatórias nas barras de carga. Para os 5 casos estudados são mantidos os parâmetros da rede elétrica, de modo a permitir comparações entre eles.

- Caso A1, trata de um sistema, no qual é considerado o funcionamento mais realista da rede de distribuição, onde o regulador de tensão atua ao longo do ciclo de operação.
- Caso A2, neste estudo é fixado a posição dos tapes do regulador, numa posição tal que as tensões nas barras não fiquem fora dos limites permitidos ao longo do período da simulação. Este caso é proposto para analisar o comportamento da IEP quando não há atuação do regulador de tensão, comparando-se com os resultados obtidos no Caso A1.
- Caso A3, é fixado a posição dos tapes de regulador de tensão na posição neutra, o qual é proposto para ver o comportamento da IEP quando as tensões das barras violam o limite inferior de tensão.
- Caso A4, neste estudo o sistema teste do caso A1 é alterado com a conexão de um Gerador Fotovoltaico (GFV), para ver a influência do mesmo no comportamento da IEP e na estimação de perdas.
- Caso A5, trata do sistema teste do caso A2 desprezando-se as impedâncias mútuas das linhas. Todos os casos anteriores consideram mútuas entre as linhas de distribuição.

Para o sistema IEEE 37-barras são consideradas 3 casos a saber: sem GFV, com GFV e com impedâncias mútuas nulas, onde o regulador de tensão atua normalmente nos três casos.

Em cada caso também são analisadas as perdas, de forma similar como foi feito para o sistema IEEE 13-barras apresentando-se como resultados somente os erros envolvidos nos cálculos.

5.2 Caso A1- Sistema IEEE - 13 barras

Este sistema é basicamente conhecido como uma rede desequilibrada com poucas barras, o que facilita o estudo, a compreensão e a observação do comportamento de diferentes variáveis elétricas sujeitas a vários estados operacionais. O diagrama unifilar deste sistema é mostrado na Figura 5.1. As cargas estabelecidas neste sistema são consideradas como demandas médias, similares à energia média faturada, como apresentado no capítulo 4.

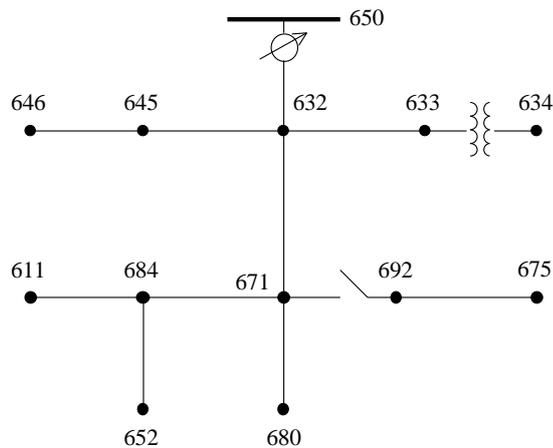


Figura 5.1: Sistema de teste IEEE de 13 barras
Fonte: [25]

5.2.1 Cálculo de perdas técnicas – Caso A1-1

O sistema IEEE- 13 barras é carregado de forma desequilibrada, porém mantendo as cargas com fatores de potência próximos de 0,92, como recomendado pelo PRODIST. Dessa forma carrega-se o sistema IEEE- 13 barras com potências médias conforme apresentadas na Tabela 1 e Tabela 2, onde a ligação e os modelos de carga são: Y- ligação em estrela, D- ligação em delta, PQ- potência constante, Z- impedância constante e I- corrente constante.

Tabela 1: Cargas pontuais para o sistema IEEE de 13 barras

Nó	Carga	Fase-A	Fase-A	Fase-B	Fase-B	Fase-C	Fase-C
	Modelo	KW	KVAr	KW	KVAr	KW	KVAr
634	Y-PQ	120	50	160	70	120	50
645	Y-PQ	0	0	162	72	0	0
646	D-Z	0	0	219	95	0	0
652	Y-Z	130	55	0	0	0	0
671	D-PQ	343	124	343	124	343	124
675	Y-PQ	180	90	204	96	110	60
692	D-I	0	0	0	0	162	72
611	Y-I	0	0	0	0	170	134
	Total	773	319	1088	457	905	440

Tabela 2: Carga distribuída para o sistema IEEE de 13 barras

Nó A	Nó B	Carga	Fase-A	Fase-A	Fase-B	Fase-B	Fase-C	Fase-C
		Modelo	KW	KVAr	KW	KVAr	KW	KVAr
632	671	Y-PQ	17	7	95	40	66	25

O capacitor em derivação da barra 675 é ajustado para uma potência trifásica de 450 kVAr, e os demais parâmetros do sistema teste IEEE – 13 barras não são modificadas.

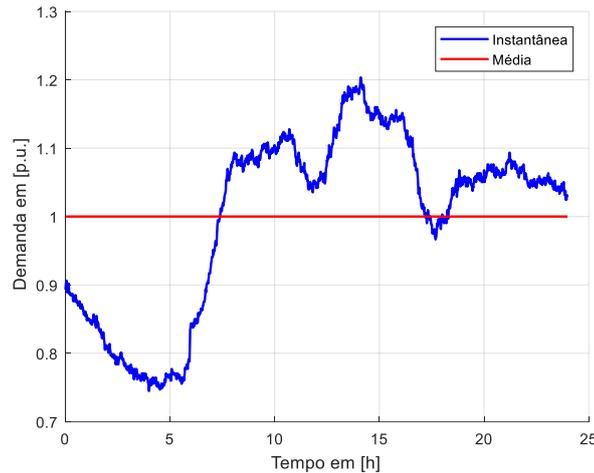


Figura 5.2: Curva de demanda normalizada
Fonte: Elaboração própria (medição)

A Figura 5.2 mostra a curva de demanda em valores por unidade ao longo de um dia especificando-se a curva instantânea e a sua respectiva demanda média para o período considerado. Esta curva de demanda instantânea é obtida através dos sistemas de monitoramento da subestação, onde a demanda média da mesma é estabelecida como uma demanda base.

Com base na curva de carga da Figura 5.2, basta variar as cargas da Tabela 1 e Tabela 2 entre 75% e 125% para cobrir todos os pontos da curva instantânea ao longo do dia e avaliar o comportamento da IEP.

Realizando uma análise de fluxo potência por meio do software OpenDSS, para a curva de demanda instantânea da Figura 5.2, considerando as tensões variando entre o intervalo de 0,95 pu a 1,05 pu, tem-se o comportamento do valor da IEP por fase plotados na Figura 5.3 e Figura 5.4, os quais são obtidos pela relação da perda por fase e o quadrado de sua respectiva corrente de fase.

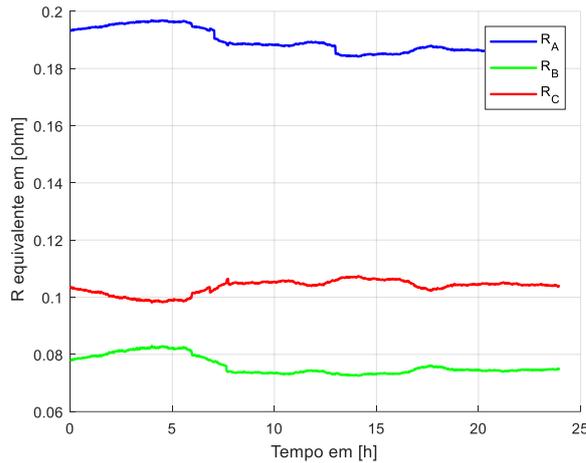


Figura 5.3: Resistência Equivalente de Perdas por fase-Caso A1-1
Fonte: Elaboração própria

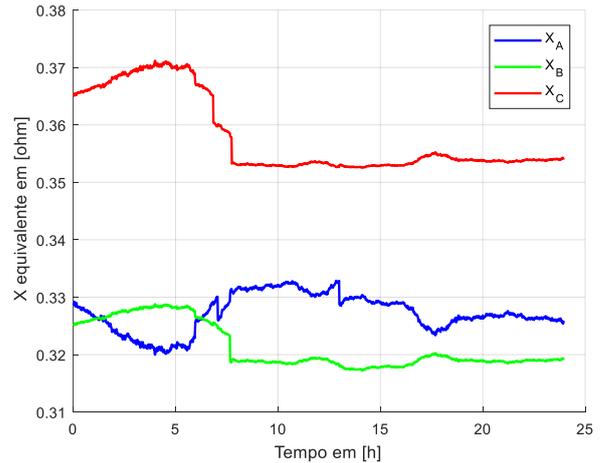


Figura 5.4: Reatância Equivalente de Perdas por fase-Caso A1-1
Fonte: Elaboração própria

As Figura 5.3 e Figura 5.4 mostram um comportamento não-constante da IEP ao longo do tempo, porém com pequenas variações entre valores sucessivos, ao longo da curva de carga simulada. A impedância de perdas definida no capítulo 3, para o cálculo das perdas técnicas, foi feita em relação a demanda média, a qual coincide com a demanda instantânea em alguns pontos da curva de demanda instantânea. Um desses pontos corresponde ao horário de 17:24 h, o qual será utilizado aqui para o cálculo da IEP que será usada para o cálculo das perdas técnicas para qualquer outra condição de carregamento representada pela curva de demanda instantânea. Portanto, maiores erros na estimativa das perdas técnicas podem ocorrer à medida que as condições de operação (carregamento e perfil de tensão) se afastam dessa condição média.

Para comparar os desempenhos das impedâncias operacionais calculadas por fase, e aquela calculada para as perdas totais trifásicas, denominada no capítulo 3 como impedância equivalente de perdas trifásica, apresenta-se na Figura 5.5 o comportamento desta IEP trifásica. O cálculo desta IEP é obtido, como definido no capítulo 4, pela relação entre a perda total trifásica do sistema e a soma dos quadrados das correntes de fase.

A Figura 5.5 mostra um melhor comportamento, tanto da resistência quanto da reatância equivalente de perdas trifásica em relação à análise por fase. Pode-se perceber que as curvas dessa figura são praticamente constantes ao longo do tempo, ou equivalentemente, ao longo da curva de carga diária testada, o que é um bom indicador para estimar perdas técnicas de energia, com grande exatidão. Esta figura também mostra pequenos saltos da curva ao longo do tempo, o que será explicado mais adiante.

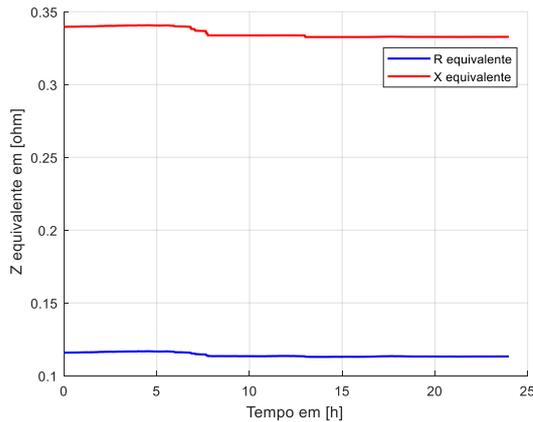


Figura 5.5: Evolução da IEP trifásica-Caso A1-1
Fonte: Elaboração própria

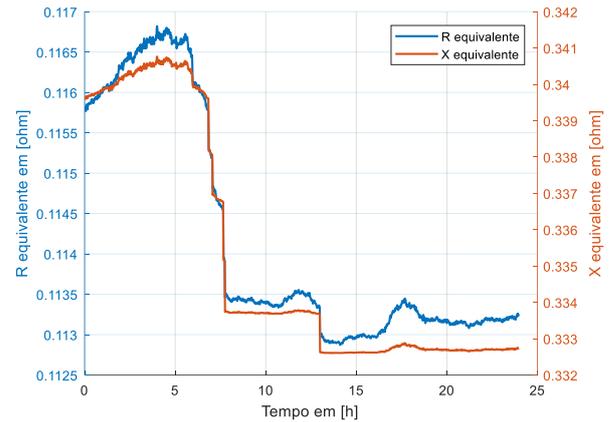


Figura 5.6: Evolução da IEP trifásica com maior precisão-Caso A1-1
Fonte: Elaboração própria

Na Figura 5.6 é apresentada uma maior aproximação das curvas mostradas na Figura 5.5. Com isso, é possível perceber mais facilmente, numericamente as pequenas variações que essas curvas apresentam, mas não se deve esquecer que essa variação da IEP trifásica é pequena, o que se reflete nos valores dos eixos verticais, razão pela qual essas variações não foram percebidas na Figura 5.5. Este gráfico com maior precisão, permite apreciar as mudanças que a IEP trifásica sofre, as quais serão analisadas posteriormente, por meio de outros resultados que serão apresentados.

A Figura 5.7 mostra a comparação entre a perda técnica total calculada pelo fluxo de potência executado no OpenDSS (real) e a estimada pela IEP trifásica, calculada a partir da demanda média.

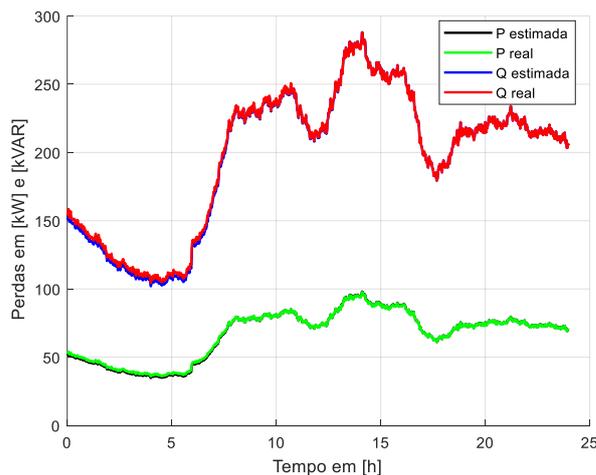


Figura 5.7: Perda trifásica técnica, real e estimada-Caso A1-1
Fonte: Elaboração própria

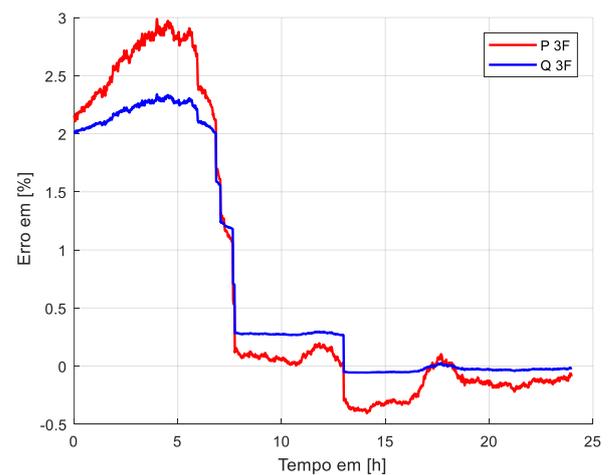


Figura 5.8: Erro na estimativa de perda técnica trifásica-Caso A1-1
Fonte: Elaboração própria

A Figura 5.7 mostra que o método usado para estimar perdas técnicas é praticamente igual ao valor real. Para fins comparativos, procede-se a determinação do erro cometido no

processo de estimativa da perda de energia, sendo este erro apresentado na Figura 5.8, demonstrando que o erro máximo cometido na estimativa é de aproximadamente 3% e 2,3 % na potência ativa e reativa, respectivamente.

Pode ser visto que o comportamento do erro na Figura 5.8 apresenta uma variação em forma de degrau (saltos verticais). Isto basicamente é devido ao comportamento do regulador de tensão que está presente no sistema de teste, e para corroborar o indicado, mais adiante serão apresentados resultados que melhor esclarecerão este ponto, mostrando o perfil das tensões das barras ao longo da curva de carga.

Na Figura 5.9, é apresentado o erro cometido na estimação de perdas técnicas de cada fase, utilizando a IEP monofásica. Esta figura mostra que o método apresenta um erro maior na estimação de perda técnica, em especial nas perdas técnicas ativas das fases B e C, com erro percentual máximo próximo de 9%, porém também observa-se que na maioria do intervalo da curva de carga diária esses erros situam-se em torno de $\pm 4\%$, o que representa bom desempenho do método de IEP.

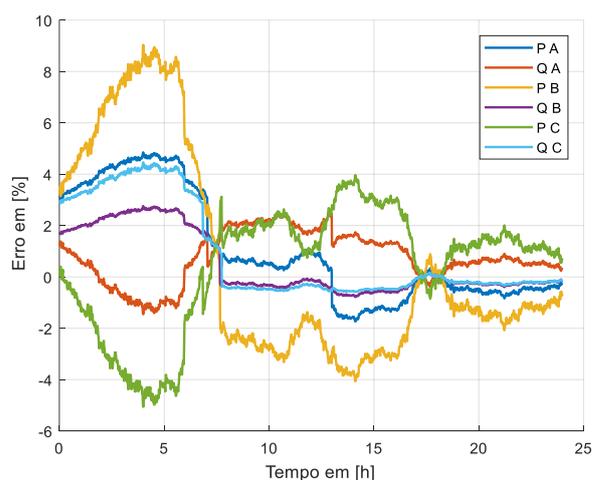


Figura 5.9: Erro na estimativa de perda técnica por fase-Caso A1-1

Fonte: Elaboração própria

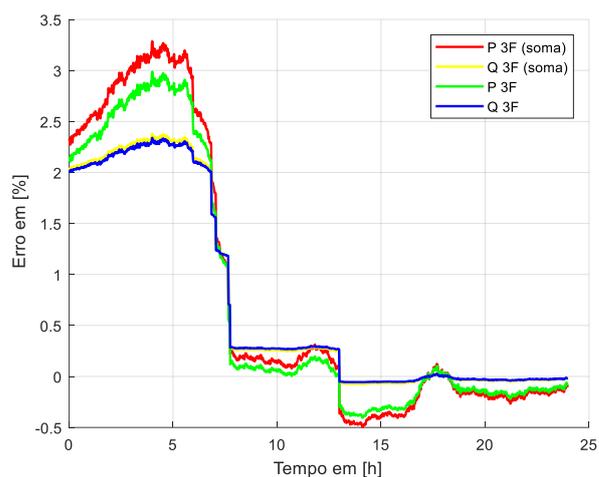


Figura 5.10: Erro na estimativa de perda técnica, calculada como sistema trifásico e soma de perdas por fase-Caso A1-1

Fonte: Elaboração própria

Na Figura 5.10, pode se ver o erro cometido na estimação de perda técnica total do sistema, onde é comparada a estimação feita com a IEP trifásica e a soma de perdas por fase estimadas com a IEP monofásica (legendadas como P 3F (soma) e Q 3F (soma)), pode-se observar que o melhor desempenho é quando se trabalha com IEP trifásica (legendadas como P 3F e Q 3F).

Na Figura 5.10 o erro na perda total somando perdas ativas monofásicas apresenta um valor máximo próximo de 3.3%, mas o erro máximo na fase B e C eram perto de 9% e 5% respectivamente, com o uso da IEP monofásica. O qual é explicado por um efeito compensador

dos erros cometidos na estimação por fase, a Figura 5.9 mostra que o erro na fase B e C são de sinais contrários, isto é, quando um é positivo o outro é negativo.

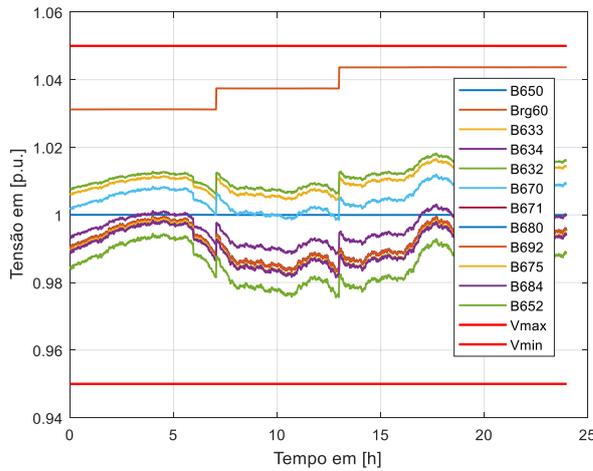


Figura 5.11: Tensão em barras da fase A -Caso A1-1
Fonte: Elaboração própria

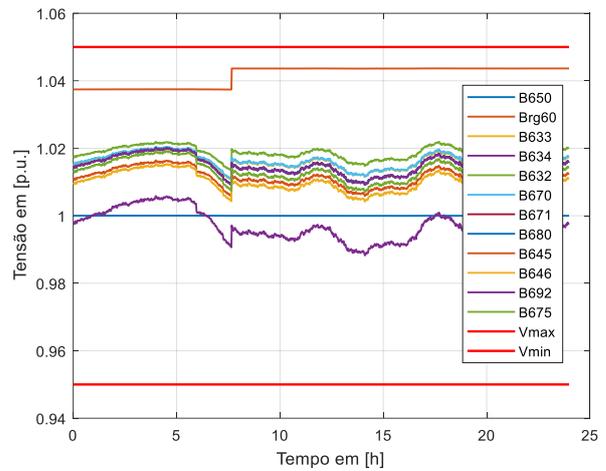


Figura 5.12: Tensão em barras da fase B -Caso A1-1
Fonte: Elaboração própria

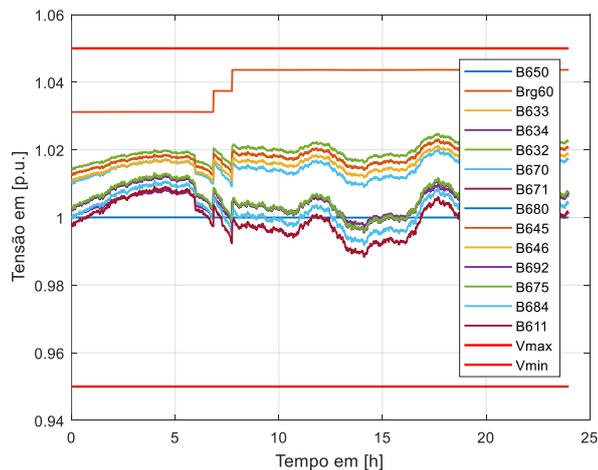


Figura 5.13: Tensão em barras da fase C - Caso A1-1
Fonte: Elaboração própria

A Figura 5.11, Figura 5.12 e Figura 5.13 mostram a ação do regulador de tensão que mantém as tensões em barras a jusante, dentro dos limites máximo e mínimo permitidos. A tensão nos terminais do regulador tem um comportamento escalonado constante e não apresenta as mesmas variações de tensão que as outras barras, isso basicamente se deve ao fato deste regulador estar próximo ao barramento da subestação (Robusto). Observa-se que as fases A e C do regulador sofrem um maior número de comutações de Tape do que a fase B. Além disso, observa-se que essas comutações não são necessariamente simultâneas, isto é, que as comutações são independentes entre fases, com o que há comutações em diferentes horários de acordo com as quedas de tensão das mesmas fases causadas por suas respectivas demandas.

A influência do regulador de tensão na estimativa de perdas, não pode ser facilmente relacionada com a observação do perfil de tensão em cada uma das fases apresentadas. Para facilitar a observação da dependência que existe entre a comutação de Tape do regulador e o erro na estimativa de perdas técnicas, são plotadas figuras com dois eixos verticais, onde um eixo representa a escala de tensão em bornes do regulador e outro eixo o erro porcentual cometido.

A Figura 5.14, Figura 5.15 e Figura 5.16 mostram a relação existente entre os erros e a atuação do regulador de tensão que correspondem as fases A, B e C respectivamente. Nestas figuras pode-se ver que a cada comutação de tape existe um salto na curva que o erro descreve, onde as fases A e C apresentam dois comutações de tape o qual é refletido no erro da estimação, mas a fase B só apresenta uma comutação de tape, o qual também é refletido no erro nesta fase.

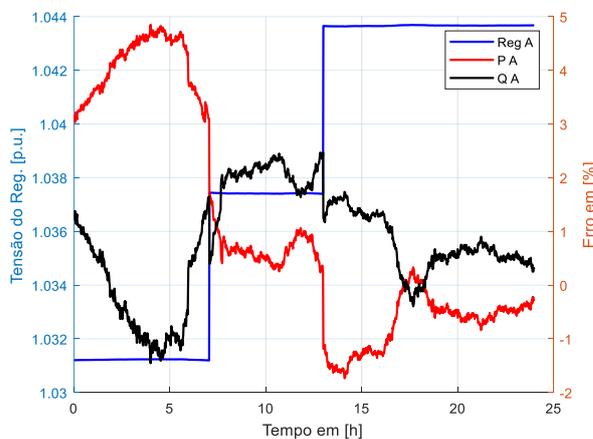


Figura 5.14: Relação Erro-Regulador, fase A –Caso A1-1

Fonte: Elaboração própria

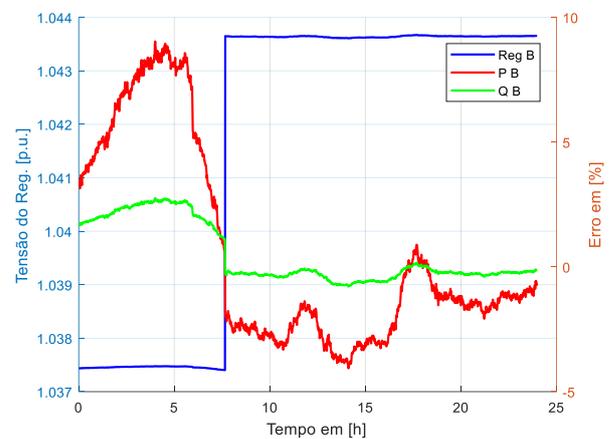


Figura 5.15: Relação Erro-Regulador, fase B –Caso A1-1

Fonte: Elaboração própria

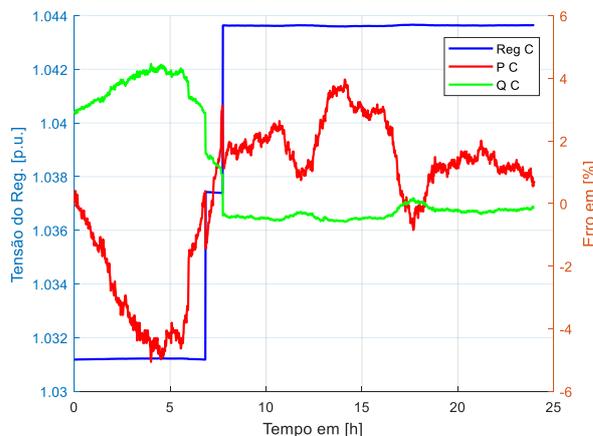


Figura 5.16: Relação Erro-Regulador, fase C –Caso A1-1

Fonte: Elaboração própria

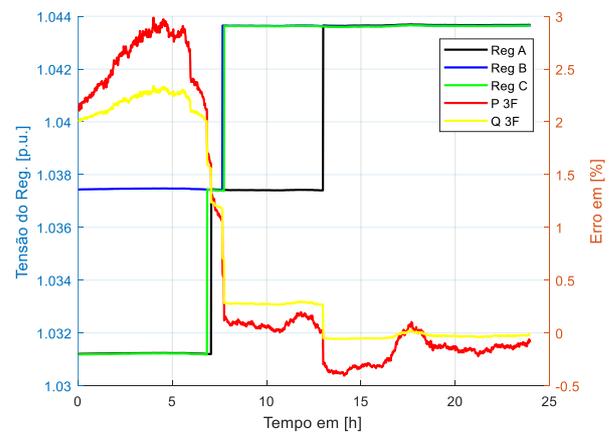


Figura 5.17: Relação Erro trifásico-Regulador –Caso A1-1

Fonte: Elaboração própria

Nota:

- Na Figura 5.14, Figura 5.15 e Figura 5.16, a curva de cor azul corresponde ao eixo esquerdo e as outras curvas correspondem ao eixo direito.
- Na Figura 5.17, as curvas de cores vermelho e amarelo correspondem ao eixo direito e as outras curvas correspondem ao eixo esquerdo.

Para ter uma análise mais ampla, destaca-se que a IEP é calculada com a perda causada pelo valor da demanda média. Mas, a Figura 5.2 mostra que o valor médio é repetido 3 vezes ao longo da curva instantânea, provavelmente a primeira ideia que vem à mente, é que a perda nos 3 pontos de operação, tem o mesmo valor já que a demanda media se repete, então isso implica que a IEP será a mesma nos 3 pontos. Mas isso não está correto neste caso, pois as perdas não são do mesmo valor, porque o perfil de tensão é modificado pelo regulador de tensão.

Para uma melhor análise, na Figura 5.2 esses três pontos são destacados como:

- Ponto 1, á intersecção entre a demanda média e instantânea às 07:24 [h].
- Ponto 2, á intersecção entre a demanda média e instantânea às 17:17 [h].
- Ponto 3, á intersecção entre a demanda média e instantânea às 17:24 [h].

As tensões no terminal do regulador são mantidas no mesmo valor em dois dos três pontos de operação mencionados (pontos 2 e 3). Então a IEP nesses dois pontos é do mesmo valor, enquanto, no outro ponto de operação (ponto 1), a tensão terminal do regulador é diferente, o que implica um valor diferente do IEP. Ressalta-se que todos os cálculos de perdas técnicas feitos até então levaram em consideração a IEP correspondente ao ponto 3.

Para continuar com a análise destaca-se: o perfil de tensão muda à medida que a demanda da carga muda, e a este fato pode-se acrescentar a ação do regulador de tensão que também influencia a mudança do perfil de tensão de forma significativa.

A Figura 5.17 mostra que o perfil de tensão antes de 06:50 [h] é muito diferente do perfil de tensão do ponto 3 onde o IEP foi calculado, o que é basicamente devido à forma da curva de carga e às comutações de tapes. Após o tempo mencionado, graças à comutação de tapes, conseguiu-se aproximar ao perfil de tensão do ponto 3, com o qual o erro é significativamente reduzido. Então, desta figura pode-se concluir que o erro em um estado de operação é maior quando o perfil de tensão do mesmo estado é mais diferente do perfil de tensão do estado operacional onde a IEP foi definida.

Para consolidar o descrito sobre a relação entre o perfil de tensão e o erro, é determinado o erro na estimativa de perda com o valor da IEP trifásica calculado para o ponto 1, o qual é mostrado na Figura 5.18.

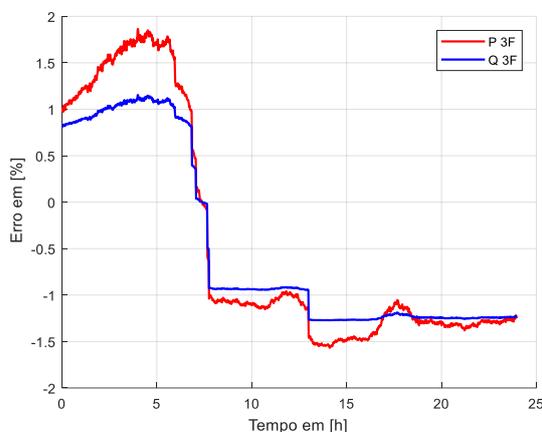


Figura 5.18: Erro na estimativa de perda técnica trifásica com IEP do ponto 1–Caso A1-1

Fonte: Elaboração própria

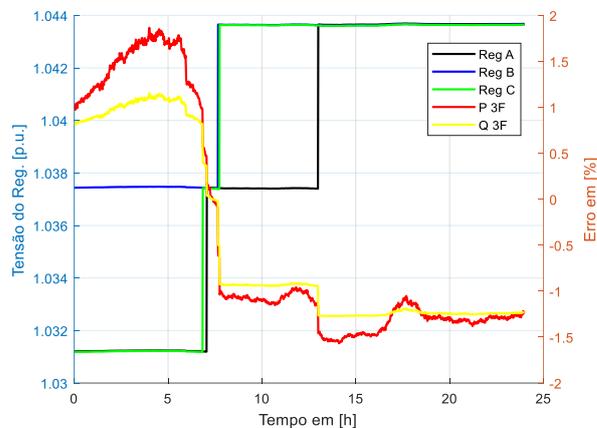


Figura 5.19: Relação Erro trifásico-Regulador, com IEP do ponto 1–Caso A1-1

Fonte: Elaboração própria

Nota: Na Figura 5.19, as curvas de cor vermelho e amarelo correspondem ao eixo direito e as outras curvas correspondem ao eixo esquerdo.

A Figura 5.18 mostra o erro cometido ao longo do tempo no processo de estimação das perdas com o valor da IEP calculada no ponto de operação 1. Ao contrário do erro cometido com a IEP dos pontos 2 e 3 (Figura 5.8), a Figura 5.18 apresenta erros negativos e positivos. Neste mesmo gráfico, pode-se observar que o erro máximo está próximo de 1,8% nas perdas de potência ativa e de 1,15% nas perdas de potência reativa.

Então determinar qual IEP utilizar para calcular perdas dependera do projetista, mas os erros cometidos com as duas IEP são praticamente da mesma ordem de grandeza.

A Figura 5.19, apresenta a relação que existe entre a atuação do regulador e o erro da estimativa cometida com a IEP calculada no ponto 1. Neste caso quando o regulador atua pela primeira vez (eleva a tensão) o erro se reduz consideravelmente, reduzindo mais ainda com a segunda atuação do regulador de tensão.

5.2.2 Cálculo de perdas técnicas e não técnicas –Caso A1-2

Para simular perdas comerciais, as cargas da Tabela 1 e Tabela 2 são acrescidas em 10%, e para este novo estado de carga, o procedimento para calcular as perdas técnicas e não técnicas, segue aquele apresentado no fluxograma da Figura 4.5:

1. Calcular a IEP com dados da Tabela 1 e Tabela 2 (sem acrescentar em 10% de perdas comerciais), onde os dados destas tabelas simulam as potências médias correspondentes às contas de energia das unidades consumidores.
2. Calcular a perda técnica, multiplicando a IEP calculada no passo 1 pela corrente medida na subestação, na condição de operação com as perdas comerciais de 10% incluídas. A nível de simulação, para emular a corrente medida na subestação é executado um fluxo de potência com os dados de carga da Tabela 1 e Tabela 2 acrescentados em 10%.
3. Calcular a perda total, com dados medidos da potência fornecida pela subestação (quando a carga é acrescentada em 10%) e dados de potência faturados ao cliente, utilizando a equação (4.6) e (4.7).
4. Calcular a perda não técnica, utilizando os resultados dos passos 2 e 3, conforme as equações (4.8) e (4.9).

Neste caso, o passo (1) já foi feito no estudo do caso A1-1. Para os passos restantes são executados fluxos de potência com os dados de carga acrescidos das respectivas perdas comerciais, neste caso correspondente ao 10% de forma uniforme para todas as cargas. Nestas condições foram realizadas simulações para todos os pontos de operação definidos pela curva de carga semanal, cujos resultados em termos de perfis de tensão são mostrados na Figura 5.20, Figura 5.21 e Figura 5.22, para as fases A, B, e C respectivamente.

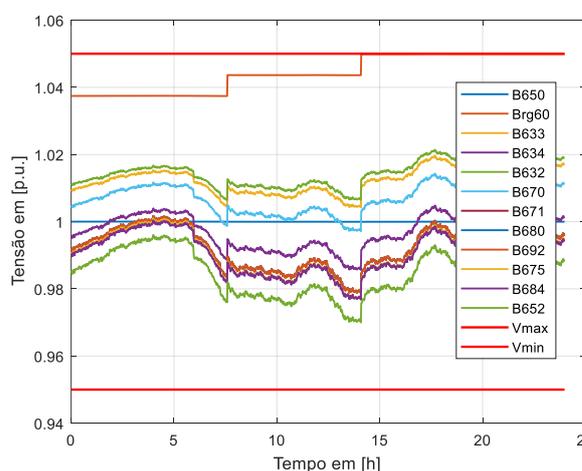


Figura 5.20: Tensão na fase A –Caso A1-2
Fonte: Elaboração própria

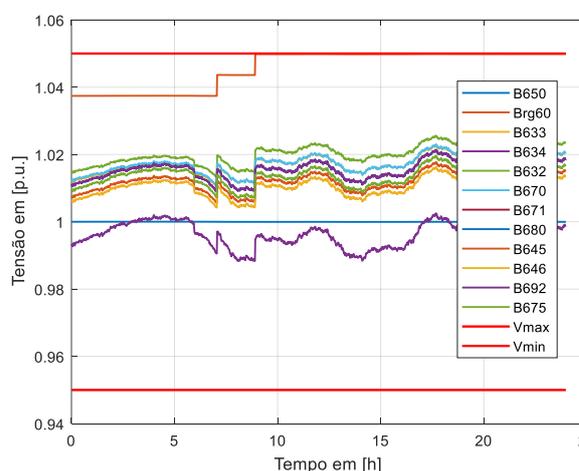


Figura 5.21: Tensão na fase B –Caso A1-2
Fonte: Elaboração própria

A Figura 5.20, Figura 5.21 e Figura 5.22 mostram que o crescimento de carga (perda comercial) gera comutações maiores nos tapes do regulador de tensão para manter níveis de tensão nas barras de carga, isto comparado ao comportamento sem perda comercial. Pode se

observar que as tensões no terminal do regulador neste caso alcançam o nível máximo permitido, o qual não ocorre no caso A1-1.

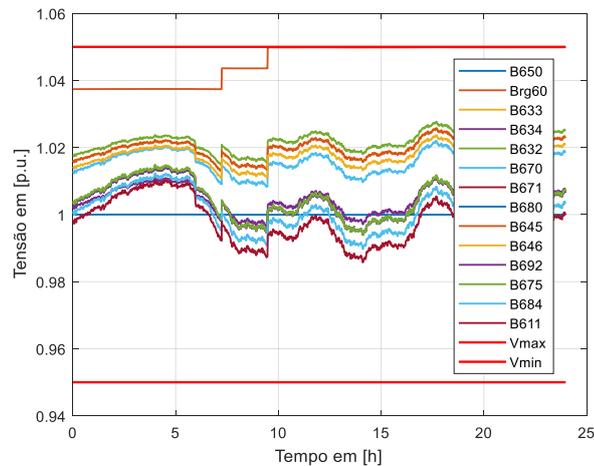


Figura 5.22: Tensão na fase C –Caso A1-2
Fonte: Elaboração própria

Seguindo o passo 2, obtém-se os dados plotados na Figura 5.23, onde se pode observar a perda técnica real e estimada com a IEP trifásica ao longo do tempo. Esta figura mostra que praticamente as perdas técnicas estimadas se sobrepõem com as perdas reais.

Executando os passos 3 e 4, se obtém as perdas não técnicas estimadas, os quais são comparadas com os perdas comerciais reais na Figura 5.24. Nesta figura também se consegue visualizar que as curvas estimadas e reais são praticamente as mesmas, o que é esperado já que o cálculo da perda comercial depende da estimativa da perda técnica (uma boa estimativa da perda técnica implica uma boa estimativa da perda comercial).

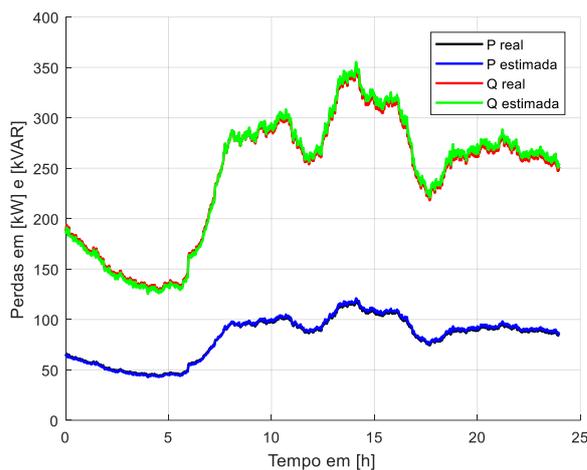


Figura 5.23: Perda técnica trifásica real e estimada –
Caso A1-2
Fonte: Elaboração própria

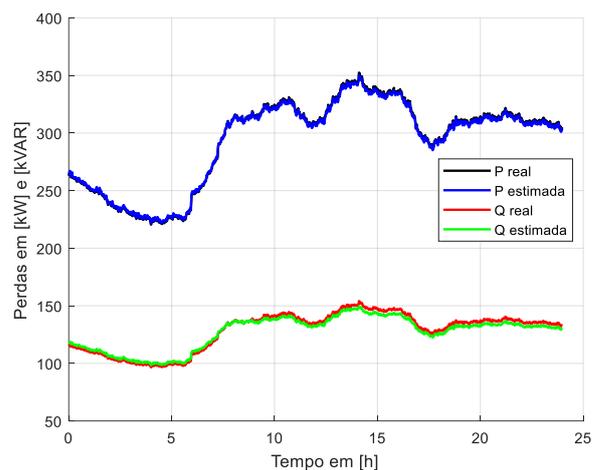


Figura 5.24: Perda não técnica trifásica real e
estimada –Caso A1-2
Fonte: Elaboração própria

Para ter uma boa comparação entre os valores estimados e reais da Figura 5.23 e Figura 5.24 é calculado o erro no processo de estimativa, o qual é plotado na Figura 5.25.

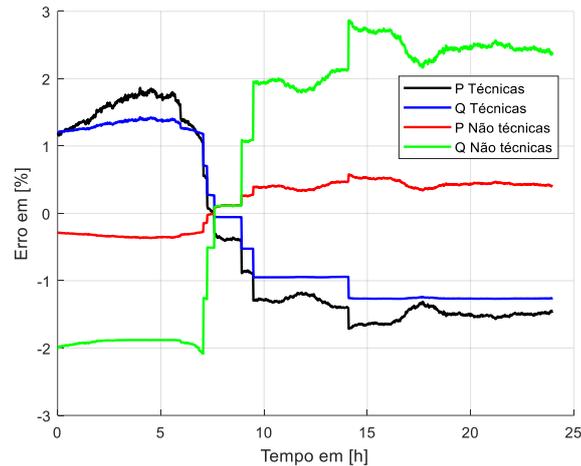


Figura 5.25: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso A1-2

Fonte: Elaboração própria

A Figura 5.25 mostra que a estimação de perdas técnicas e não técnicas pela IEP trifásica apresenta erros aceitáveis, já que o erro máximo é perto de 3%. Pode-se notar que quando o erro nas perdas técnicas é positivo, as perdas não técnicas são negativas e vice-versa, este comportamento é lógico já que a perda comercial se consegue pela **diferença** entre a perda total e a perda técnica estimada. Da Figura 5.25, também pode se observar pequenos saltos verticais, os quais se devem ao regulador de tensão conforme analisado no caso A1-1.

Também é apresentado o cálculo do erro na estimação de perdas por fase, os quais são plotados na Figura 5.26, Figura 5.27 e Figura 5.28. Entre as três fases, as fases B e C apresentam erros percentuais maiores com máximos de 8% e 6% respectivamente.

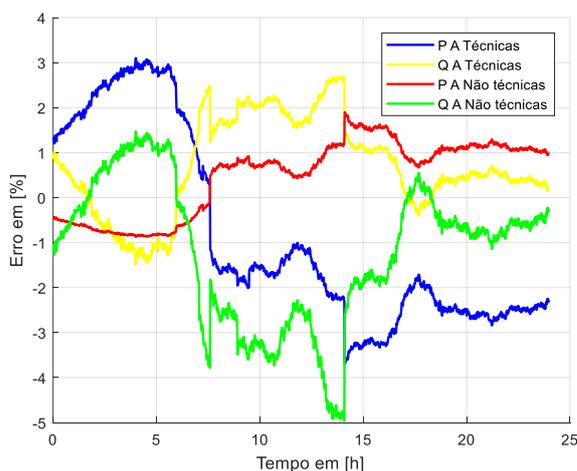


Figura 5.26: Erro na estimativa de perda na fase A – Caso A1-2

Fonte: Elaboração própria

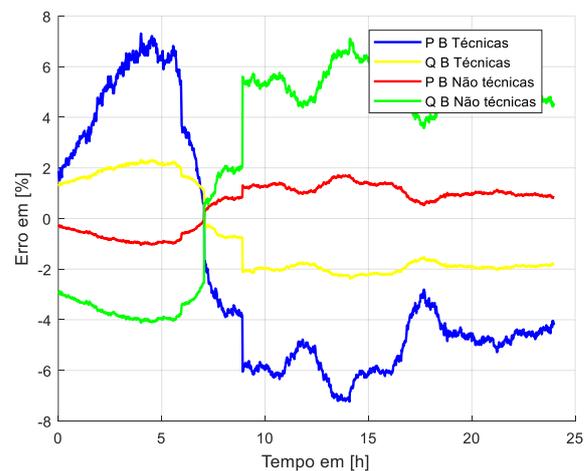


Figura 5.27: Erro na estimativa de perda na fase B – Caso A1-2

Fonte: Elaboração própria

Na Figura 5.29 são apresentadas as curvas dos erros no cálculo das perdas do sistema somando perdas calculadas por fase. Neste caso, pode-se evidenciar que os erros cometidos são um pouco maiores em comparação a os erros cometidos com o cálculo da IEP trifásica.

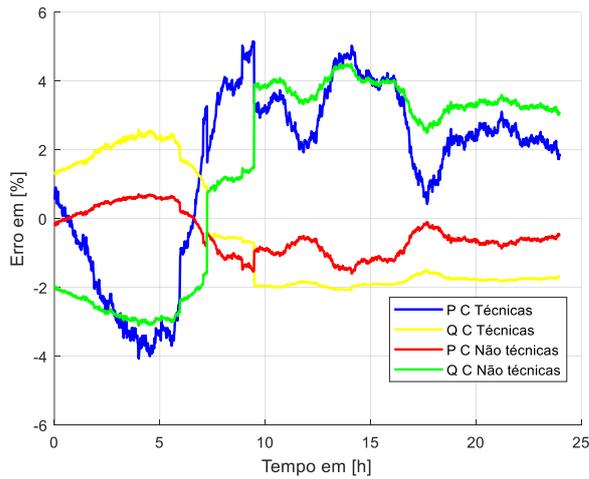


Figura 5.28: Erro na estimativa de perda na fase C – Caso A1-2

Fonte: Elaboração própria

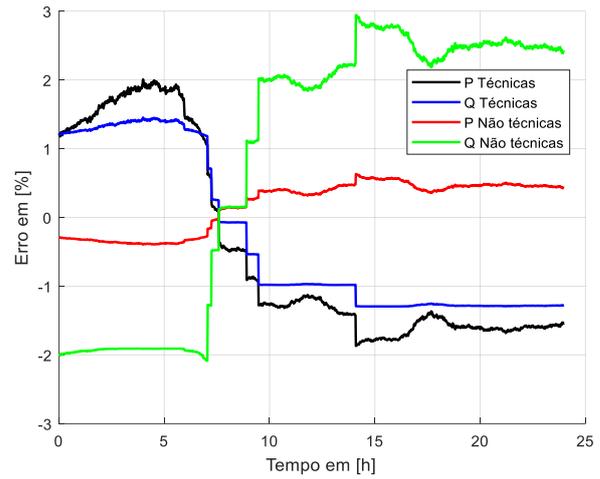


Figura 5.29: Erro na estimativa de perda trifásica, somando fases – Caso A1-2

Fonte: Elaboração própria

5.2.3 Cálculo de perdas técnicas e não técnicas não uniformes – Caso A1-3

Como na realidade, as perdas comerciais não ocorrem em todos os consumidores na mesma proporção, é proposto modificar a Tabela 1 conforme a Tabela 3 e manter a Tabela 2 para simular perdas não técnicas em alguns consumidores. Pode-se ver que a carga da barra 634 é acrescentado em 5%, a carga da barra 652 é acrescentado em 7%, a carga da barra 671 é acrescentado em 10%, a carga da barra 675 é acrescentado em 20% na fase 2, e a carga da barra 611 é acrescentado em 5%. O procedimento neste caso é igual ao caso A1-2, por isso serão mostrados somente os erros obtidos nos cálculos.

Tabela 3: Cargas pontuais com perda comercial para o sistema IEEE 13 barras

Nó	Carga Modelo	Fase A KW	Fase A kVAr	Fase B KW	Fase B KVAR	Fase C KW	Fase C KVAR
634	Y-PQ	126	53	168	74	126	53
645	Y-PQ	0	0	162	72	0	0
646	D-Z	0	0	219	95	0	0
652	Y-Z	139	59	0	0	0	0
671	D-PQ	377.3	136.3	377.3	136.3	377.3	136.3
675	Y-PQ	180	90	245	115	110	60
692	D-I	0	0	0	0	162	72
611	Y-I	0	0	0	0	179	141
	Total	903.34	375.29	975.9	449.7	965	501.1

Ao executar os mesmos 4 passos citados anteriormente, com os dados de carga da Tabela 3 e Tabela 2 os erros cometidos na estimação de perdas técnicas e não técnicas são mostrados na Figura 5.30. Pode-se observar que a perda de potência reativa não técnica apresenta um erro maior nas primeiras 7 horas, mas as perdas de potência ativa estimadas apresentam um

desempenho bom ao longo do dia. Esta figura mostra que a perda de potência reativa não técnica é muito sensível.

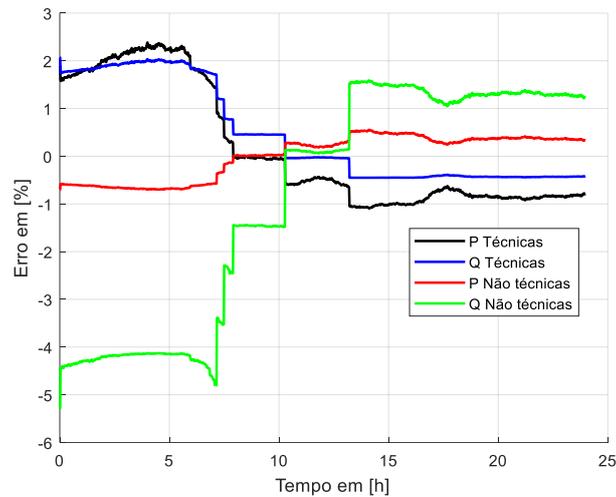


Figura 5.30: Erro na estimativa de perdas total com a IEP trifásica –Caso A1-3
Fonte: Elaboração própria

Na Figura 5.31, Figura 5.32 e Figura 5.33 pode-se ver os erros cometidos na estimação de perdas técnicas e não técnicas com a definição de IEP monofásica nas fases A, B e C respectivamente, os quais apresentam erros relativamente maiores.

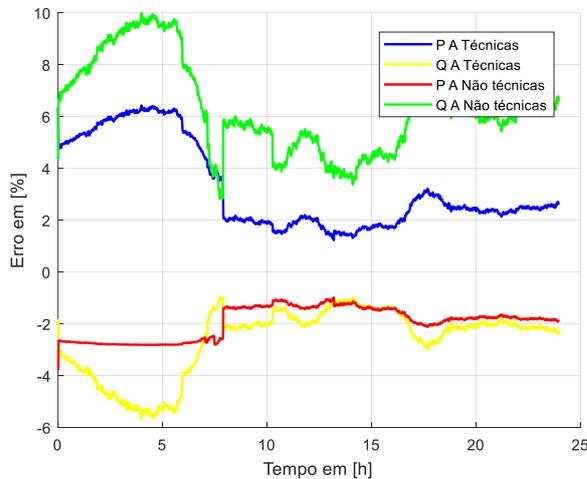


Figura 5.31: Erro na estimativa de perda na fase A –
 Caso A1-3
Fonte: Elaboração própria

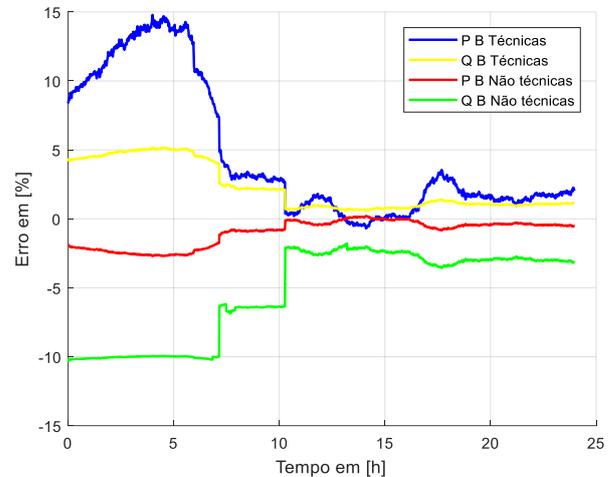


Figura 5.32: Erro na estimativa de perda na fase B –
 Caso A1-3
Fonte: Elaboração própria

Na Figura 5.34 é apresentado o cálculo do erro na estimação de perda do sistema somando as perdas estimadas pela IEP de cada fase. Pode-se observar que os erros são maiores com relação aos erros cometidos quando esta mesma perda é determinada com a IEP trifásica (Figura 5.30).

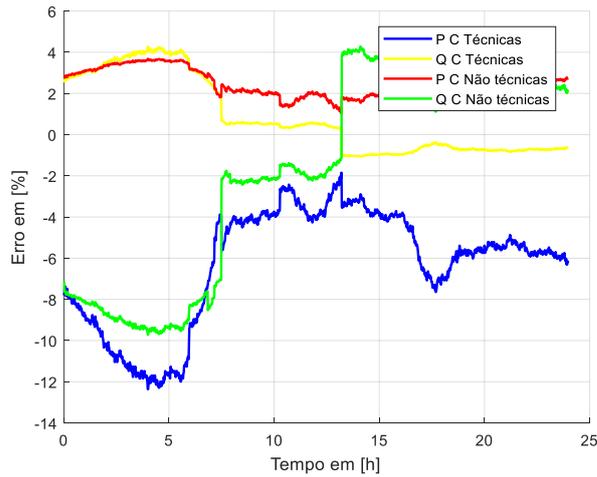


Figura 5.33: Erro na estimativa de perda na fase C –
Caso A1-3
Fonte: Elaboração própria

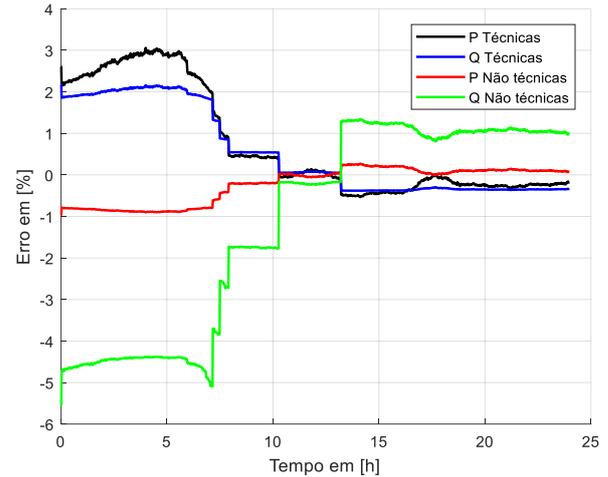


Figura 5.34: Erro na estimativa de perdas total,
somando fases –Caso A1-3
Fonte: Elaboração própria

5.3 Caso A2- Sistema IEEE - 13 barras com posições de tapes fixos

A posição dos tapes é bloqueada para os valores de 1,04375 nas três fases. Estes valores foram estabelecidos de acordo com a análise do perfil de tensão da Figura 5.11, Figura 5.12 e Figura 5.13. Este estudo é proposto para analisar o comportamento da IEP quando o regulador de tensão não atua.

5.3.1 Cálculo de perdas técnicas – Caso A2-1

A seguir, é analisado o comportamento da IEP do mesmo sistema de teste do caso A1-1 bloqueando os tapes do regulador para um valor tal que as tensões em barras não violem os limites mínimo e máximo permitidos.

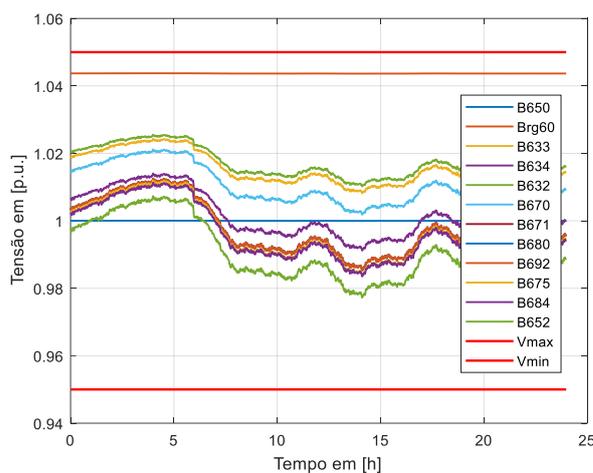


Figura 5.35: Tensão na fase A –Caso A2-1
Fonte: Elaboração própria

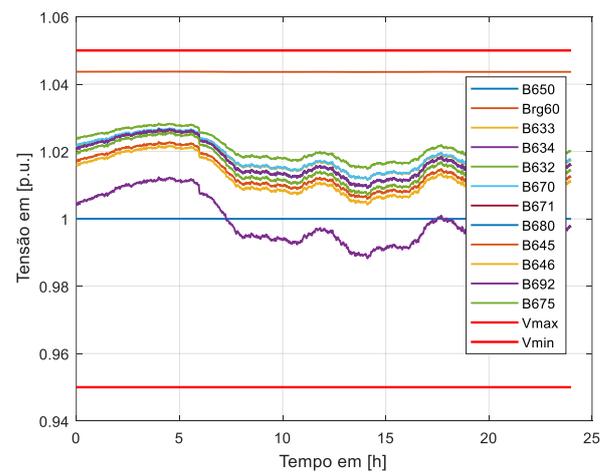


Figura 5.36: Tensão na fase B –Caso A2-1
Fonte: Elaboração própria

Na Figura 5.35, Figura 5.36 e Figura 5.37, são mostradas as tensões nas barras do sistema nas três fases, nas quais pode-se observar que as tensões permanecem dentro dos limites permitidos. Comparado com o caso A1-1 as tensões nas barras nas primeiras horas são maiores (as posições dos taps no início do caso A1-1 são menores), porém as perdas são diferentes.

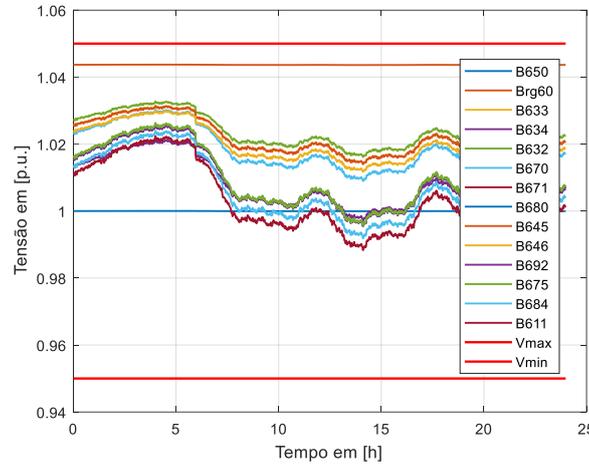


Figura 5.37: Tensão na fase C –Caso A2-1
Fonte: Elaboração própria

A Figura 5.38 mostra as perdas técnicas reais e estimadas tanto da potência ativa quanto da reativa. A primeira vista os valores reais e as estimativas parecem os mesmos, uma vez que esses valores se sobrepõem. Para quantificar de uma maneira melhor, na Figura 5.39, o erro cometido no processo de estimação é plotado.

A Figura 5.39 apresenta o erro que é cometido ao estimar as perdas ao longo do tempo, onde o valor máximo está próximo de 1,30% na potência ativa e próximo de 0,45% na potência reativa. Com base nos erros máximos da estimativa, pode-se indicar que o método da IEP trifásica é eficiente nas condições do estudo.

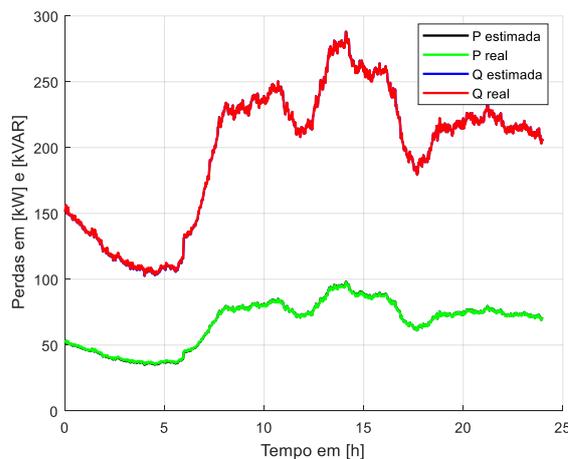


Figura 5.38: Perda trifásica técnica real e estimada –
Caso A2-1
Fonte: Elaboração própria

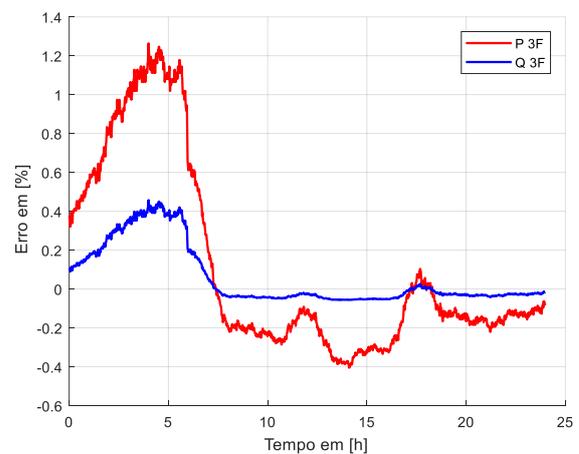


Figura 5.39: Erro na estimativa de perda trifásica –
Caso A2-1
Fonte: Elaboração própria

Mantendo uma posição de tape constante do regulador de tensão, percebe-se que o erro é basicamente devido à variação da carga e este erro é praticamente aceitável para estimar perdas de energia. Da Figura 5.40 que mostra a relação entre a curva de demanda e o erro, pode-se concluir que para posições de tape constante, o erro é maior quando a potência instantânea demandada é mais distante da demanda média.

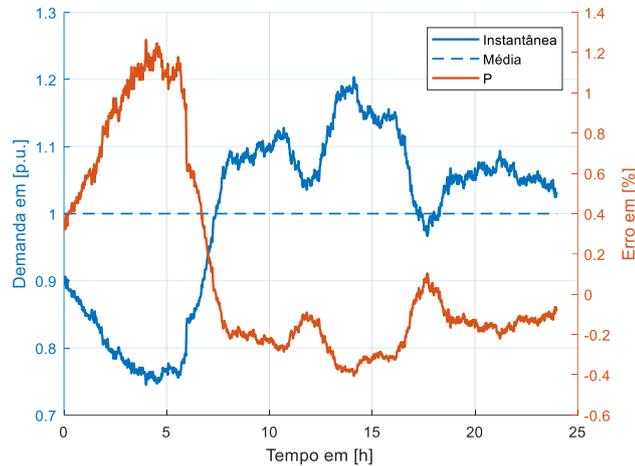


Figura 5.40: Relação Erro-Demanda –Caso A2-1
Fonte: Elaboração própria

Na Figura 5.41 como nos casos anteriores, também é plotado o erro na estimativa de perdas por fase, onde do mesmo jeito no caso A1-1, as fases B e C apresentam erros maiores, onde os máximos erros ficam perto de 8% na estimativa de perda ativa.

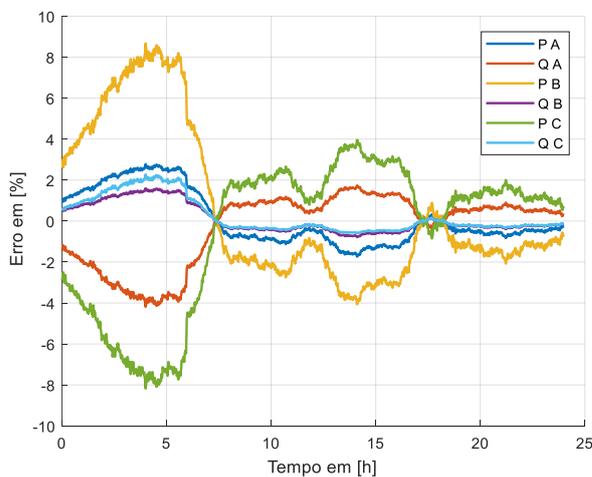


Figura 5.41: Erro na estimativa de perda por fase –
 Caso A2-1

Fonte: Elaboração própria

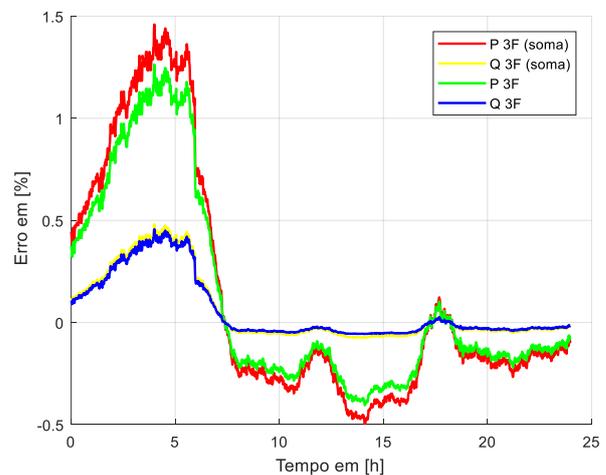


Figura 5.42: Erro na estimativa de perda técnica,
 calculada como sistema trifásico e somando as perdas
 por fase –Caso A2-1.

Fonte: Elaboração própria

A Figura 5.42 apresenta uma comparação do erro da estimativa da perda total do sistema, com o cálculo da IEP trifásica e a soma das perdas estimadas com IEP por fase. Pode-se verificar que os erros são pequenos e aceitáveis, mas os erros cometidos com IEP trifásica apresentam melhor desempenho.

5.3.2 Cálculo de perdas técnicas e não técnicas – Caso A2-2

Nesta secção, as análises são feitas do mesmo modo que para o caso A1-2, isto é, com simulação de perda comercial com valor de 10% acrescentado nas cargas.

Apesar dos tapes serem mantidos em posições fixas, as tensões obtidas ficaram todas dentro dos limites estabelecidos, de modo que serão apresentados nesta secção somente os resultados referentes ao cálculo das perdas.

Pode se observar que a Figura 5.43 e Figura 5.44 apresentam curvas de perdas técnicas e não técnicas reais e estimadas que praticamente podem se considerar iguais.

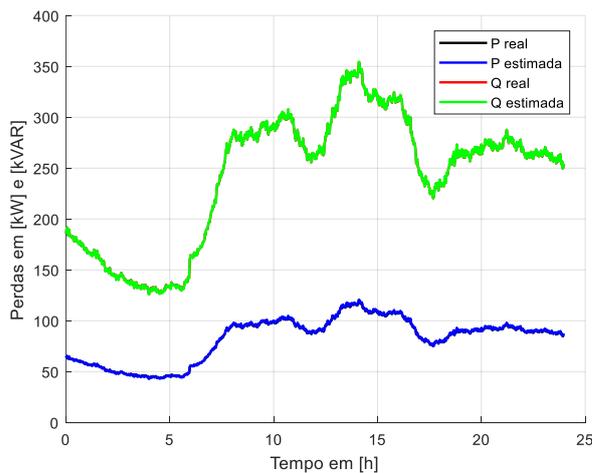


Figura 5.43: Perda técnica trifásica real e estimada – Caso A2-2

Fonte: Elaboração própria

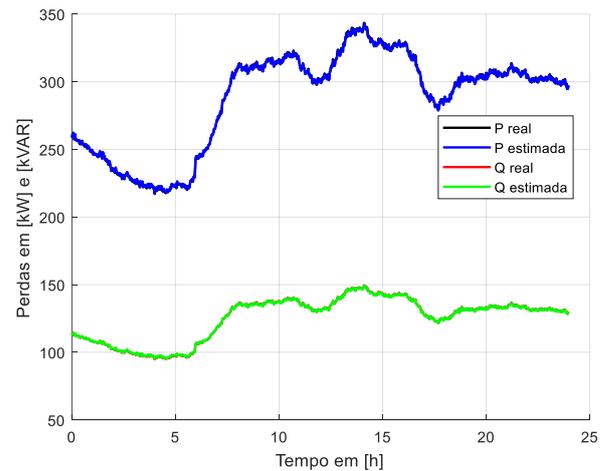


Figura 5.44: Perda não técnica trifásica real e estimada – Caso A2-2

Fonte: Elaboração própria

Com a finalidade de quantificar a precisão do processo de estimação de perdas técnicas e não técnicas trifásicas, na Figura 5.45 são plotados os erros cometidos nestes processos.

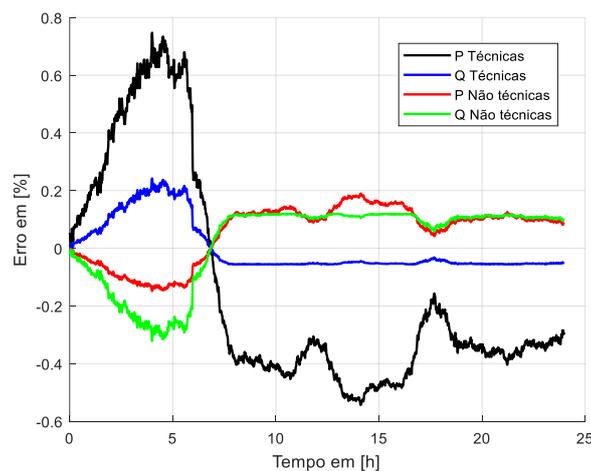


Figura 5.45: Erro na estimativa de perdas, com IEP trifásica – Caso A2-2

Fonte: Elaboração própria

Na Figura 5.45 pode-se observar que o maior erro é perto de 0.75% e é na perda ativa técnica, além de isso, os erros das outras perdas são relativamente menores. Pelo qual, pode-se dizer que a estimativa das perdas pelo método da IEP trifásica apresenta uma boa precisão.

Na Figura 5.46, Figura 5.47 e Figura 5.48 apresentam-se os erros cometidos na estimativa de perdas ao longo do tempo nas três fases. O que os erros cometidos para as fases B e C são maiores, atingindo valores máximos próximos de 6% para as perdas técnicas ativa.

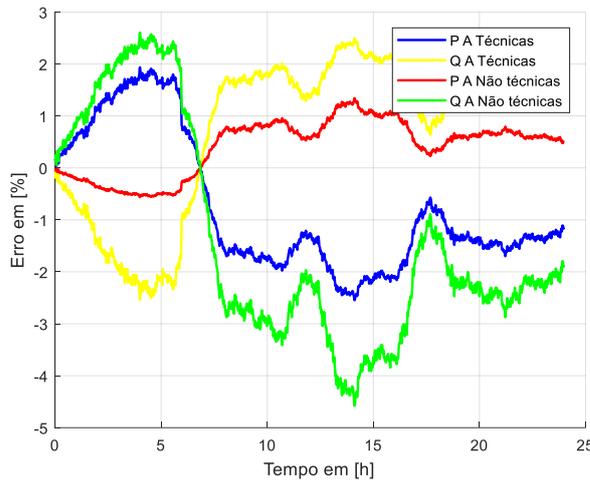


Figura 5.46: Erro na estimativa de perda na fase A – Caso A2-2

Fonte: Elaboração própria

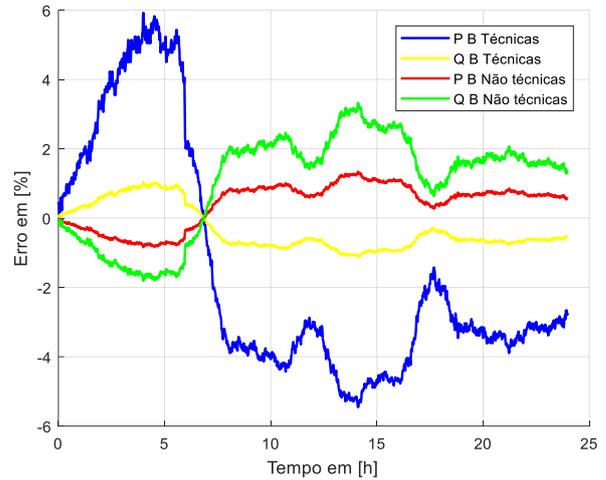


Figura 5.47: Erro na estimativa de perda na fase B – Caso A2-2

Fonte: Elaboração própria

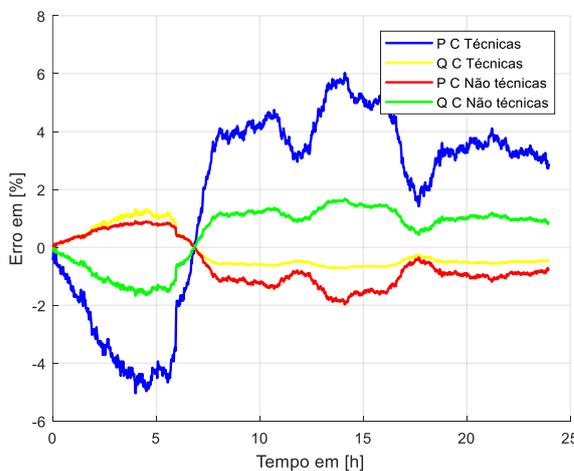


Figura 5.48: Erro na estimativa de perda na fase C – Caso A2-2

Fonte: Elaboração própria

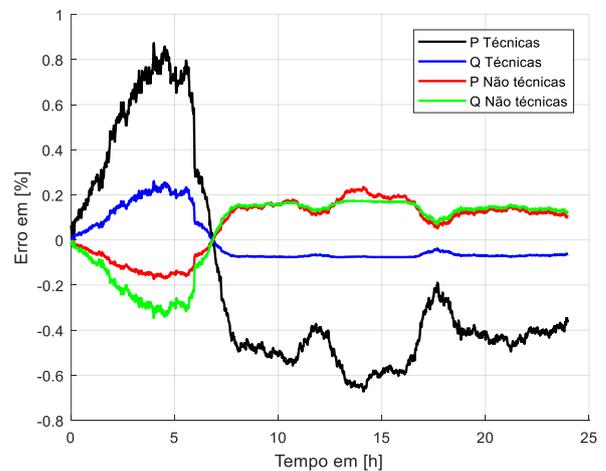


Figura 5.49: Erro na estimativa de perdas total, somando fases – Caso A2-2

Fonte: Elaboração própria

Na Figura 5.49 são plotados os erros na estimativa das perdas totais obtidas pela soma direta das perdas calculadas por fase. Comparando estes resultados aqueles da Figura 5.45 pode se evidenciar que a estimativa por IEP trifásica é melhor, mas a diferença não é muito considerável.

5.3.3 Cálculo de perdas técnicas e não técnicas não uniformes – Caso A2-3

Para finalizar as análises deste caso, também são utilizadas a Tabela 2 e Tabela 3, onde a Tabela 3 contém perdas comerciais em algumas cargas (não uniforme). Os erros cometidos no processo de estimação são mostrados na Figura 5.50.

A Figura 5.50 apresenta um erro máximo de aproximadamente 1.75%, onde o comportamento do erro ao longo do tempo basicamente é influenciado pela forma da curva de carga. Desta figura pode-se concluir que a estimação de perdas por meio da IEP trifásica é precisa, sem importar que as perdas comerciais sejam distribuídas aleatoriamente.

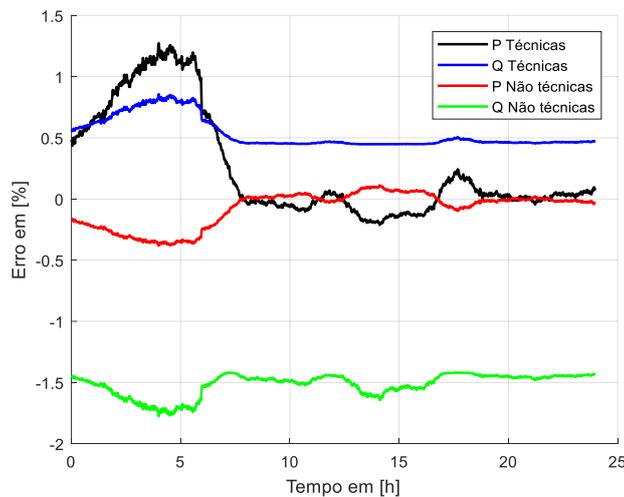


Figura 5.50: Erro na estimativa de perda total –Caso A2-3

Fonte: Elaboração própria

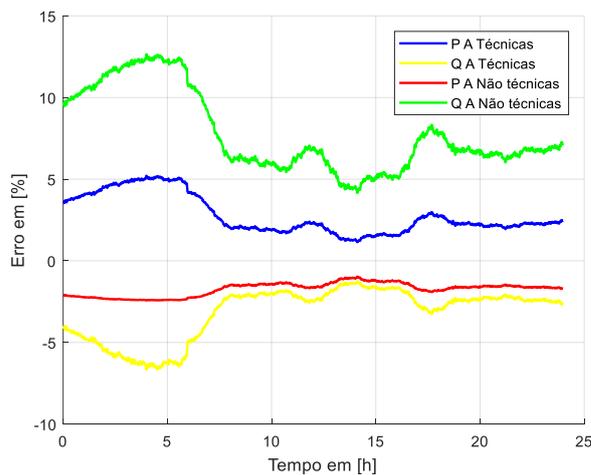


Figura 5.51: Erro na estimativa de perda na fase A – Caso A2-3

Fonte: Elaboração própria

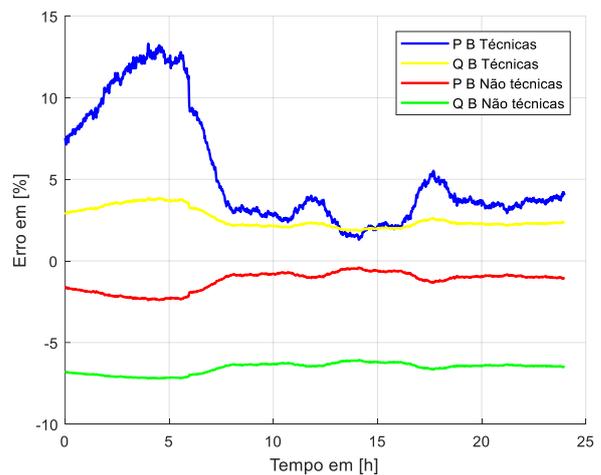


Figura 5.52: Erro na estimativa de perda na fase B – Caso A2-3

Fonte: Elaboração própria

Na Figura 5.51, Figura 5.52 e Figura 5.53 são mostrados os erros os erros na estimação de perdas por fase. Na fase A, pode-se observar que o erro maior é cometido na estimação de perda reativa não técnica, com um erro máximo perto de 13%. Na fase B o erro maior aparece na estimação de perda ativa técnica com valor máximo de aproximadamente 13%, mas os outros erros ficam numa faixa inferior ao 7%. Finalmente na fase C, o erro máximo ocorre na estimação de perda ativa, também num valor máximo de 13%.

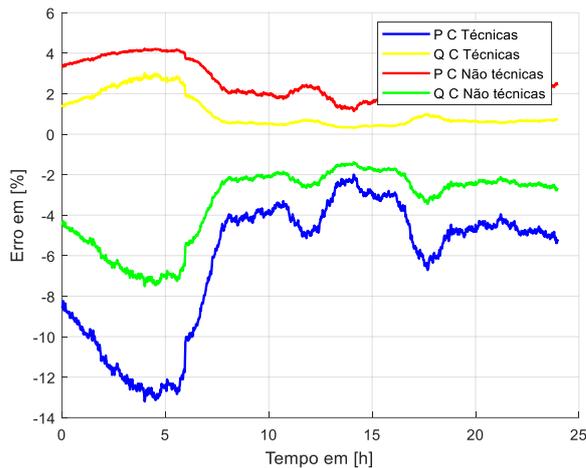


Figura 5.53: Erro na estimativa de perda na fase C – Caso A2-3

Fonte: Elaboração própria

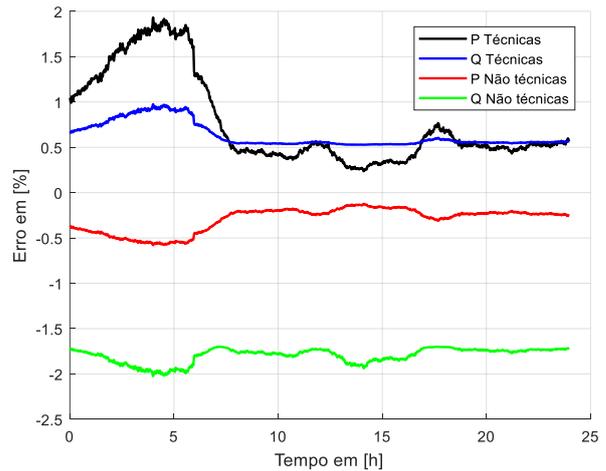


Figura 5.54: Erro na estimativa de perdas total, somando fases – Caso A2-3

Fonte: Elaboração própria

Quando são calculados os erros da perda total estimada pela soma de perdas por fase, se consegue os resultados mostrados na Figura 5.54, onde o erro máximo é 2%, o qual praticamente tem uma boa precisão, mas comparando este resultado com os valores obtidos por meio da IEP trifásica, pode-se concluir que os erros menores se conseguem com a IEP trifásica.

5.4 Caso A3- Sistema IEEE - 13 barras com posições de tapes na posição neutra

Este caso tem como objetivo mostrar os resultados da estimação de perda técnica e não técnica pelo método proposto quando no sistema elétrico ocorrem violações do limite inferior de tensão em barras.

5.4.1 Cálculo de perdas técnicas – Caso A3-1

Para este sistema teste, é apresentado um caso, onde o tape do regulador de tensão é fixado na posição neutra mantendo as cargas da Tabela 1 e Tabela 2.

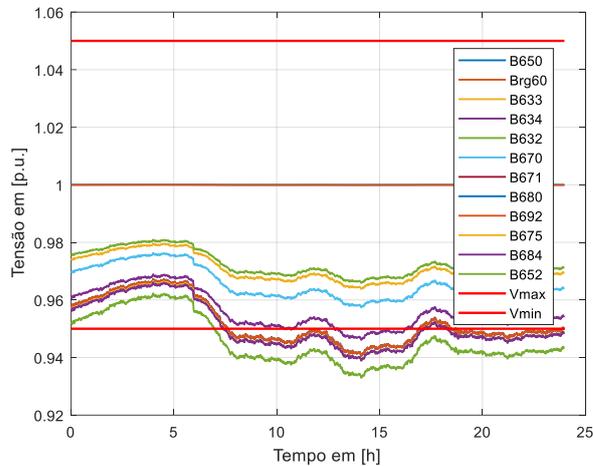


Figura 5.55: Tensão na fase A –Caso A3-1
Fonte: Elaboração própria

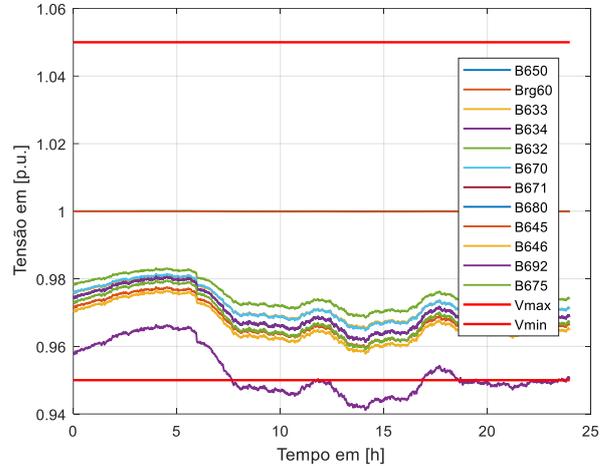


Figura 5.56: Tensão na fase B –Caso A3-1
Fonte: Elaboração própria

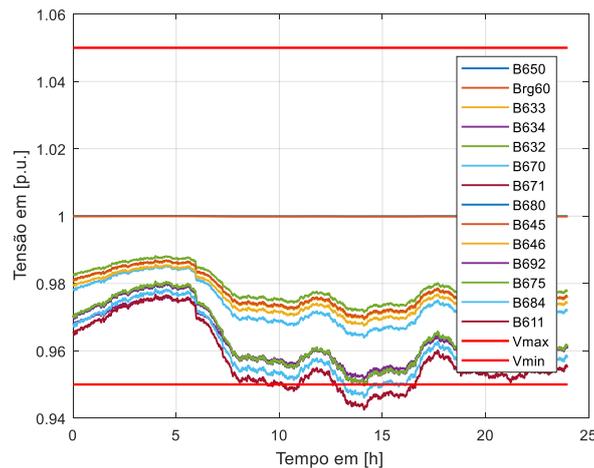


Figura 5.57: Tensão na fase C –Caso A3-1
Fonte: Elaboração própria

A Figura 5.55, Figura 5.56 e Figura 5.57 mostram o perfil de tensão para as três fases do caso em estudo, onde a fase A apresenta maior número de violações do limite inferior de tensão, seguida da fase C que apresenta a violação em duas barras, e por último a fase B que somente apresenta a violação de uma de suas barras.

Seguindo o procedimento já conhecido para estimar perdas pela IEP, procede-se a estimar e plotar perdas técnicas ativa e reativa na Figura 5.58, onde também são plotados as perdas reais, com a finalidade de comparação.

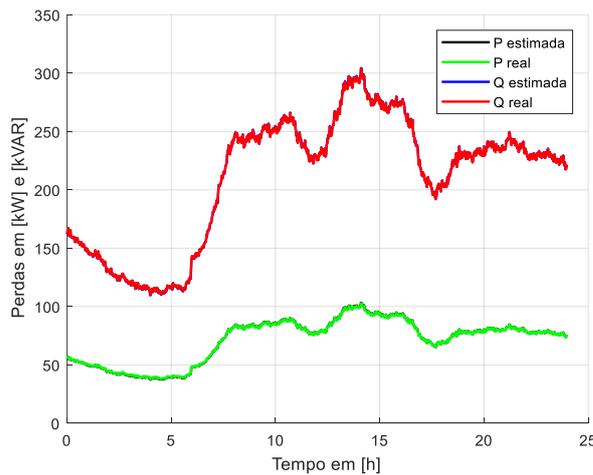


Figura 5.58: Perda técnica real e estimada – Caso A3-1
Fonte: Elaboração própria

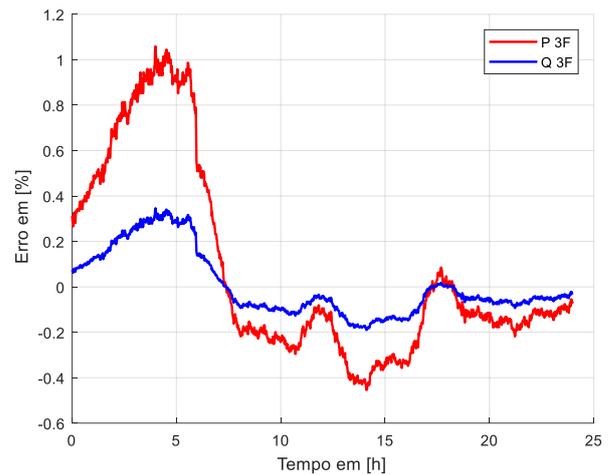


Figura 5.59: Erro de estimativa de perda técnica trifásica – Caso A3-1
Fonte: Elaboração própria

Como na Figura 5.58, as curvas de perdas técnicas estimadas e reais são praticamente as mesmas, podendo-se dizer que as estimativas têm excelente precisão. Comparando a Figura 5.58 com a Figura 5.38, pode ser visto que as perdas aumentam tanto para a potência ativa como para a potência reativa. Isto é basicamente devido às maiores quedas de tensão presentes neste caso, já que os valores de carga são os mesmos para ambos os casos. A Figura 5.59 mostra os erros calculados no processo de estimação de perdas trifásicas, onde os erros máximos são próximos a 1,1% e 0,35% na potência ativa e reativa, respectivamente.

Pode-se identificar que o comportamento do erro da Figura 5.59 é diferente do comportamento da Figura 5.39 do caso A2-1 (para as mesmas cargas). Basicamente isso pode estar associado às mudanças maiores de tensão nas barras (quedas). Mesmo com a variação de tensão em barras fora do limite inferior, o erro percentual é menor do que quando o regulador de tensão atua de forma regular.

Na Figura 5.60, é apresentado o cálculo do erro do processo de estimação de perda com IEP monofásica, onde as fases B e C também apresentam erros maiores da mesma forma que no Caso A2-1.

Na Figura 5.61 são apresentados os erros presentes na estimação de perda técnica total do sistema, para o que é utilizado a IEP trifásica e a soma das perdas obtidas pela IEP monofásica. Desta figura pode-se ver também que a IEP trifásica apresenta melhores resultados, mas a diferença não é muito considerável.

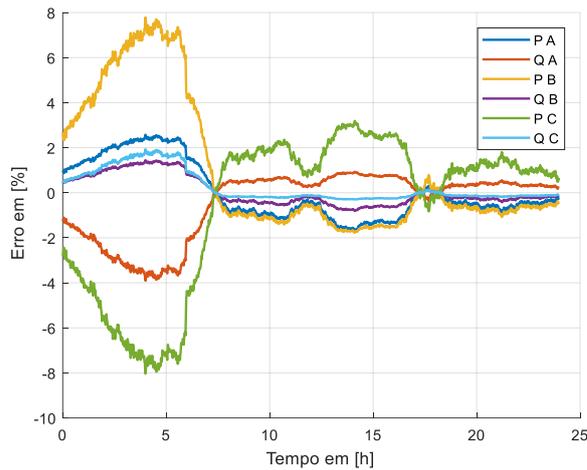


Figura 5.60: Erro na estimativa de perdas técnicas por fase –Caso A3-1
Fonte: Elaboração própria

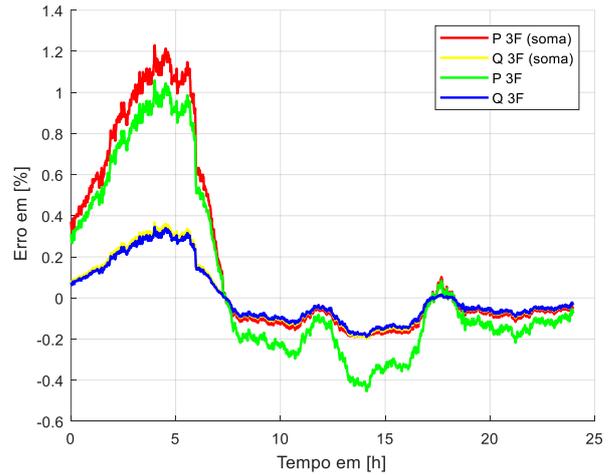


Figura 5.61: Erro na estimativa de perda técnica, calculada como sistema trifásico e somando as perdas por fase –Caso A3-1
Fonte: Elaboração própria

5.4.2 Cálculo de perdas técnicas e não técnicas – Caso A3-2

Da mesma forma que nos casos A1-2 e A2-2, aumenta-se as cargas uniformemente em 10% para simular perdas comerciais. Neste caso os erros no processo de estimação de perdas calculados pela IEP trifásica são conforme mostrados na Figura 5.62.

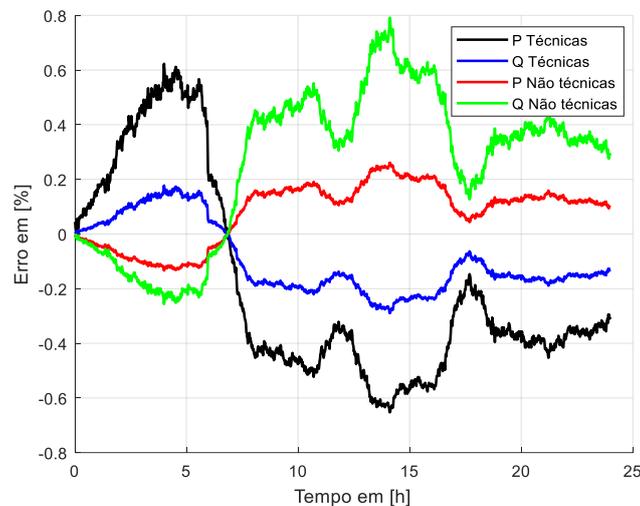


Figura 5.62: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso A3-2
Fonte: Elaboração própria

Da mesma forma que se vem trabalhando, na Figura 5.63, Figura 5.64 e Figura 5.65 são apresentados os erros gerados na estimação de perdas por fase, onde nas fases B e C aparecem erros maiores que alcançam valores máximos próximos de 5%, os quais podem ser considerados aceitáveis no processo de estimação.

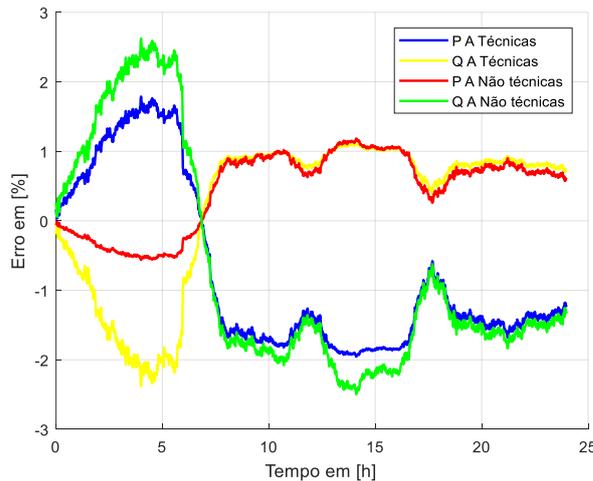


Figura 5.63: Erro na estimativa de perda na fase A – Caso A3-2

Fonte: Elaboração própria

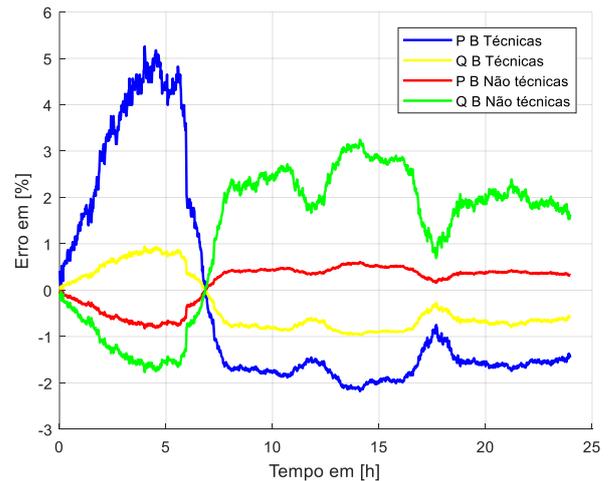


Figura 5.64: Erro na estimativa de perda na fase B – Caso A3-2

Fonte: Elaboração própria

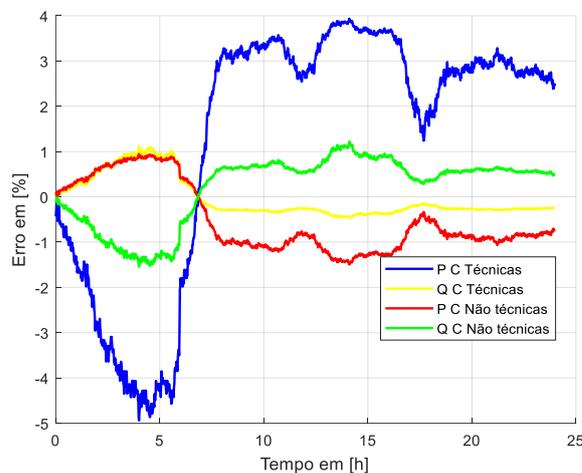


Figura 5.65: Erro na estimativa de perda na fase C – Caso A3-2

Fonte: Elaboração própria

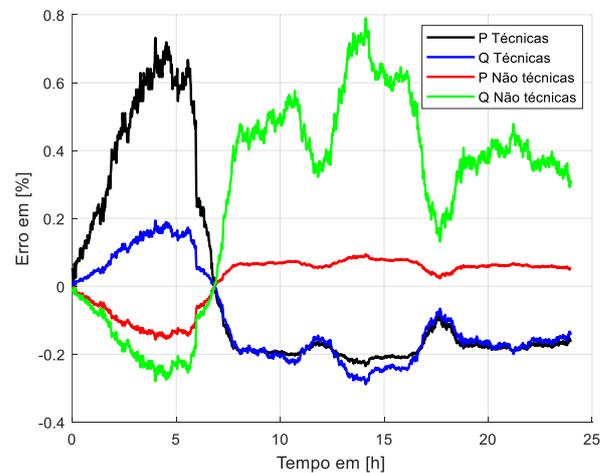


Figura 5.66: Erro na estimativa de perdas total, somando fases – Caso A3-2

Fonte: Elaboração própria

Na Figura 5.66 são apresentados também os erros na estimação de perda total do sistema somando valores de perdas monofásicas.

5.4.3 Cálculo de perdas técnicas e não técnicas não uniformes – Caso A3-3

Na Figura 5.67 são mostrados os erros na estimação de perdas trifásicas ativas e reativas quando é simulado perdas comerciais conforme a Tabela 2 e Tabela 3, onde a Tabela 2 não apresenta perdas comerciais e as percentagens dos valores de perdas não técnicas da Tabela 3 são detalhados no caso A2. Nesta figura, observa-se que o erro na perda reativa não técnica é maior em relação aos outros erros com um valor máximo de 1.75%, além de isso, os erros no geral estão em níveis pequenos.

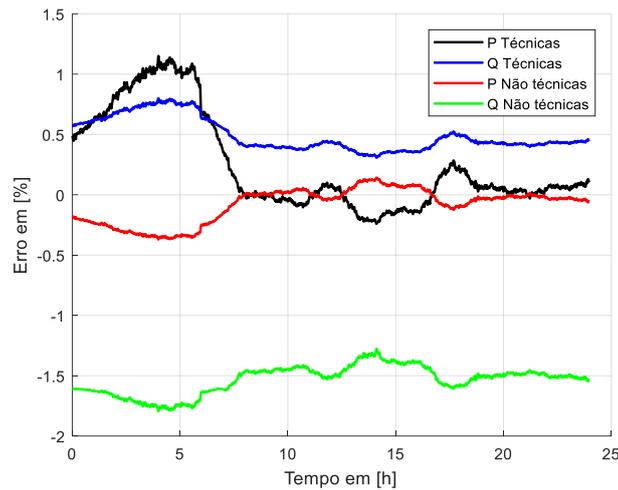


Figura 5.67: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso A3-3
Fonte: Elaboração própria

Na Figura 5.68 é apresentado as perdas estimadas para a fase A, onde a perda reativa não técnica apresenta erros maiores com um valor máximo perto de 13%, seguido do erro na perda reativa técnica com um valor máximo de 6%.

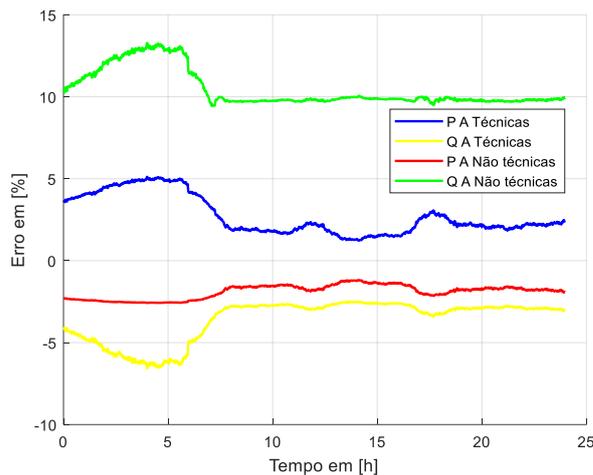


Figura 5.68: Erro na estimativa de perda na fase A –
 Caso A3-3
Fonte: Elaboração própria

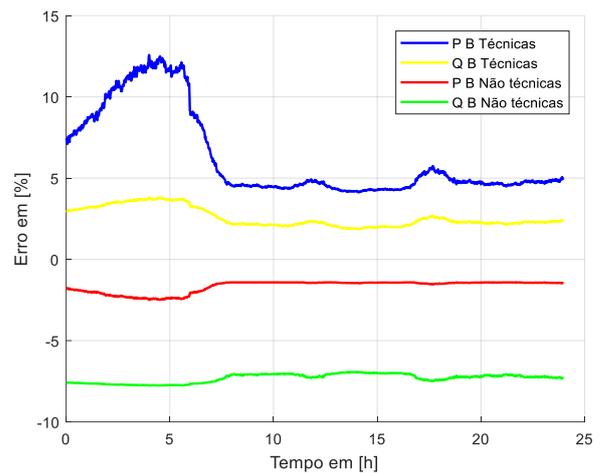


Figura 5.69: Erro na estimativa de perda na fase B –
 Caso A3-3
Fonte: Elaboração própria

Na fase B, pode se ver que os erros maiores se apresentam na estimação de perda técnica ativa e perda não técnica reativa com valores máximos pertos de 13% e 7.5% respectivamente, mas os erros na estimação de perdas reativas técnicas e perdas ativas não técnicas apresentam erros inferiores a 4%, ver Figura 5.69.

A Figura 5.70 mostra que entre as perdas estimadas para a fase C, a estimação da perda ativa técnica apresenta erros maiores que as outras perdas, alcançando um valor máximo de 13.5%. Os erros cometidos na estimação das outras perdas são relativamente baixos.

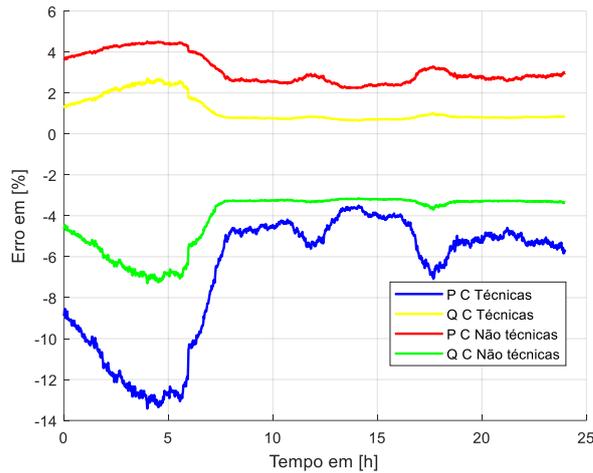


Figura 5.70: Erro na estimativa de perda na fase C – Caso A3-3
Fonte: Elaboração própria

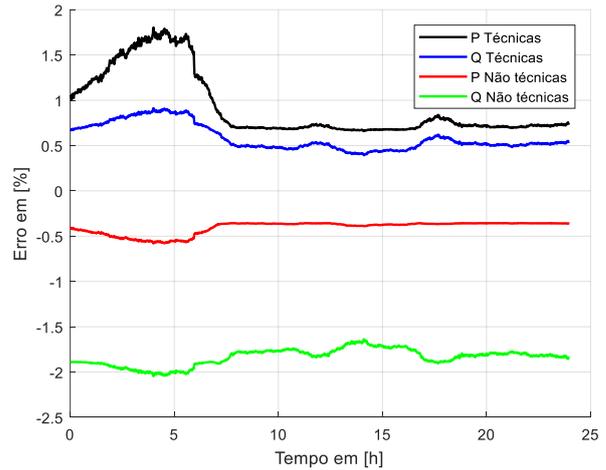


Figura 5.71: Erro na estimativa de perdas total, somando fases – Caso A3-3
Fonte: Elaboração própria

A Figura 5.71 apresenta o erro cometido ao estimar a perda total do sistema somando perdas estimadas por fase, onde o erro máximo é próximo de 2% no cálculo da perda não técnica reativa e nas outras perdas o erro é inferior a 1.75%.

5.5 Caso A4- Sistema IEEE - 13 barras com Gerador Fotovoltaico

Para este caso, considera-se a conexão de um Gerador Fotovoltaico (GFV) na barra 680 do sistema de teste IEEE 13-barras. O grau de penetração do GFV na barra 680 é de 10,4% e opera com fator de potência unitário. Esta análise é apresentada porque, atualmente, a penetração de fontes de energia renováveis no sistema elétrico de potência é muito importante e crescente.

5.5.1 Cálculo de perdas técnicas – Caso A4-1

Os valores dos parâmetros estabelecidos na análise deste caso são os mesmos do caso A1-1.

Para mostrar o efeito do GFV plota-se na Figura 5.72 o comportamento da IEP trifásica a longo do dia, onde pode-se perceber que a curva da resistência equivalente de perdas tem forma similar à curva típica da potência injetada pelo GFV. Esta forma de curva é esperada, devido ao fato de que a entrada da Geração Distribuída (GD) aumenta a tensão nos barramentos e reduz a corrente que a subestação fornece, então como a IEP é inversamente proporcional ao quadrado da corrente, por isso quando o GFV injeta potência, a IEP aumenta. Os efeitos nas IEP monofásicas são similares, mas só se apresenta a IEP trifásica.

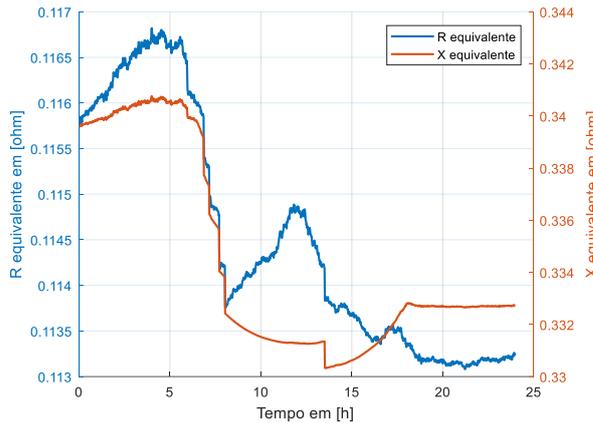


Figura 5.72: Evolução da IEP trifásica com GFV – Caso A4-1
Fonte: Elaboração própria

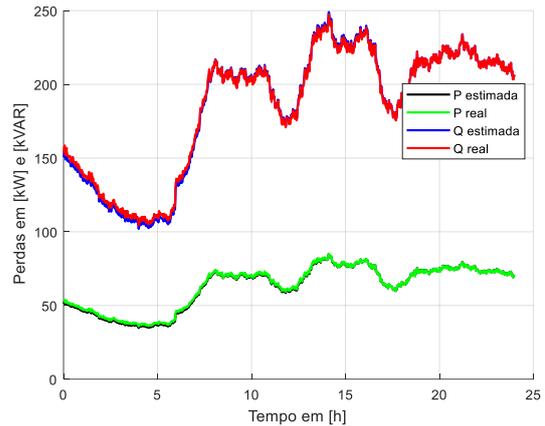


Figura 5.73: Perda trifásica técnica real e estimada – Caso A4-1
Fonte: Elaboração própria

A Figura 5.73, pode se comparar com a Figura 5.7 do Caso A1-1, do que se conclui que as perdas de energia na presença do GFV ficam reduzidas.

Para analisar os erros na estimativa das perdas técnicas através da IEP trifásica são apresentados na Figura 5.74 o cálculo do mesmos, onde os erros máximos alcançam 3% e 2.3% na potência ativa e reativa respectivamente.

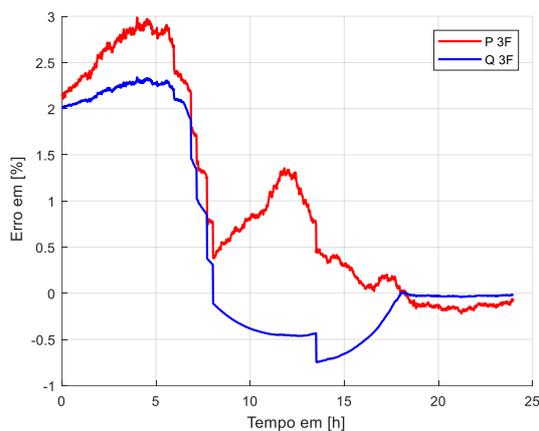


Figura 5.74: Erro de estimativa da perda técnica trifásica – Caso A4-1
Fonte: Elaboração própria

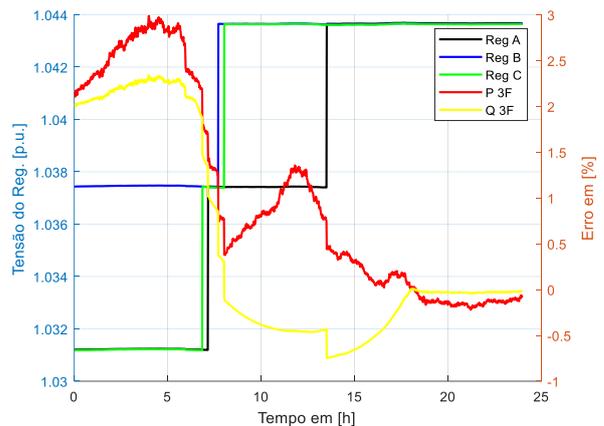


Figura 5.75: Relação Erro-Regulador – Caso A4-1
Fonte: Elaboração própria

Para analisar a influência do regulador no erro, a Figura 5.75 apresenta esta relação, na qual se mostra que o regulador de tensão continua influenciando o comportamento do erro como nos casos anteriores.

Em seguida, na Figura 5.76 é apresentado o cálculo do erro na estimação de perda técnica por fase, na qual os erros maiores são nas fases B e C para a potência ativa, com valores máximos de 9% e 5% respectivamente, mas os erros na potência reativa nessas fases e as potências da fase A são relativamente pequenos.

A Figura 5.77 mostra uma comparação entre os erros cometidos na estimativa de perdas trifásicas através da IEP trifásica e monofásica (soma).

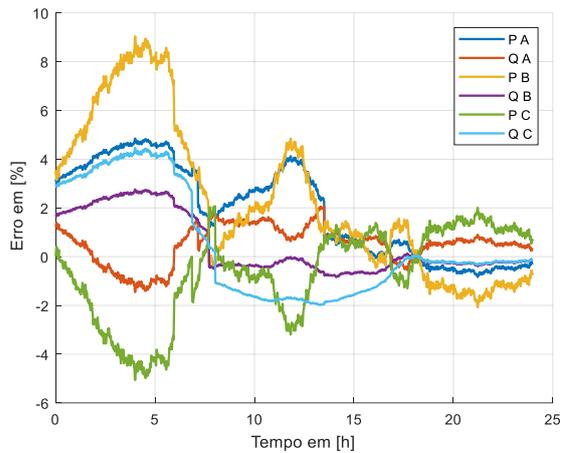


Figura 5.76: Erro na estimativa de perdas técnicas, por fase –Caso A4-1
Fonte: Elaboração própria

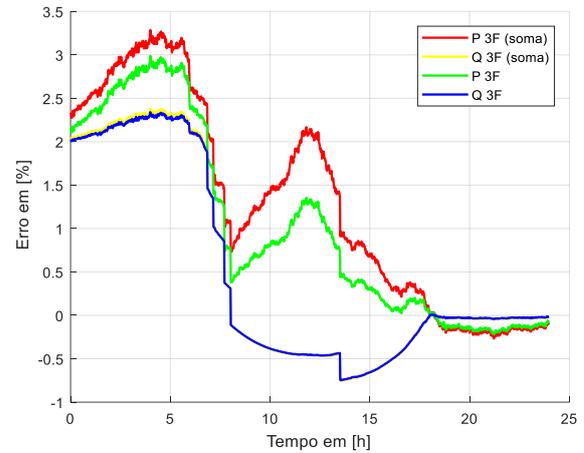


Figura 5.77: Erro na estimativa de perda técnica, calculada como sistema trifásico e somando as perdas por fase –Caso A4-1
Fonte: Elaboração própria

5.5.2 Cálculo de perdas técnicas e não técnicas – Caso A4-2

Nesta secção o procedimento de cálculo é o mesmo que nos casos A1-2, A2-2 e A3-2 (mesmas tabelas de carga). A Figura 5.78 mostra os erros no processo de estimação quando a perda comercial é simulada com um incremento de 10%, onde, o erro maior se apresenta na perda não técnica reativa com um valor máximo perto de 3% . Mas outros erros são inferiores a 2%, o qual pode ser considerado uma boa precisão.

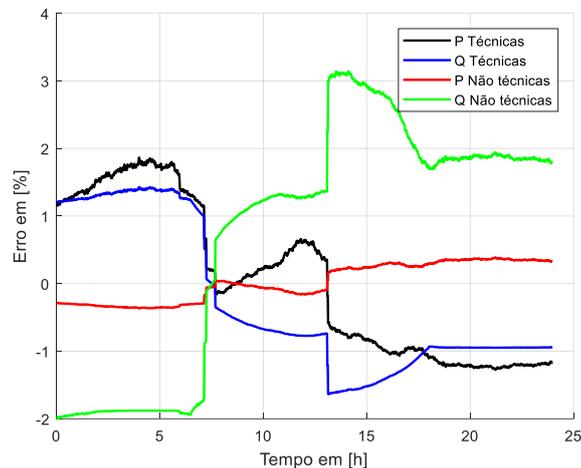


Figura 5.78: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso A4-2
Fonte: Elaboração própria

Na Figura 5.79, Figura 5.80 e Figura 5.81 são mostrados os erros cometidos na estimativa de perdas por fase. Do mesmo modo que nos casos anteriores, as perdas monofásicas estimadas apresentam erros relativamente maiores em algumas fases que a estimativa de perda trifásica, alcançando valores máximos de 3.5%, 7.2% e 6% nas fases A, B e C respectivamente.

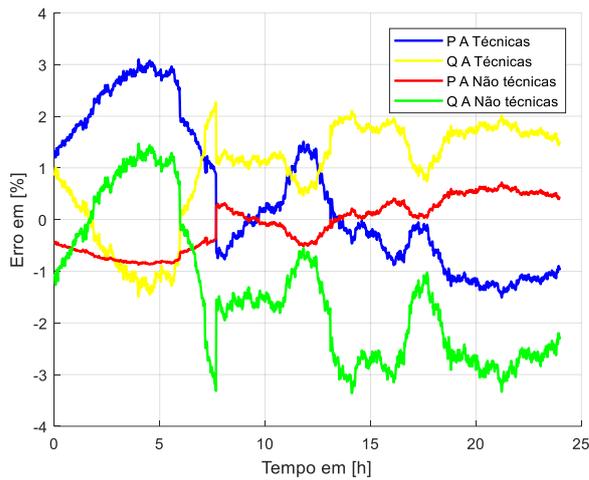


Figura 5.79: Erro na estimativa de perda na fase A – Caso A4-2

Fonte: Elaboração própria

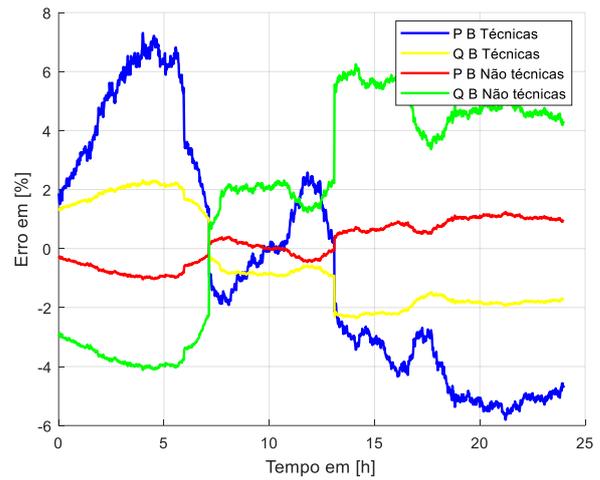


Figura 5.80: Erro na estimativa de perda na fase B – Caso A4-2

Fonte: Elaboração própria

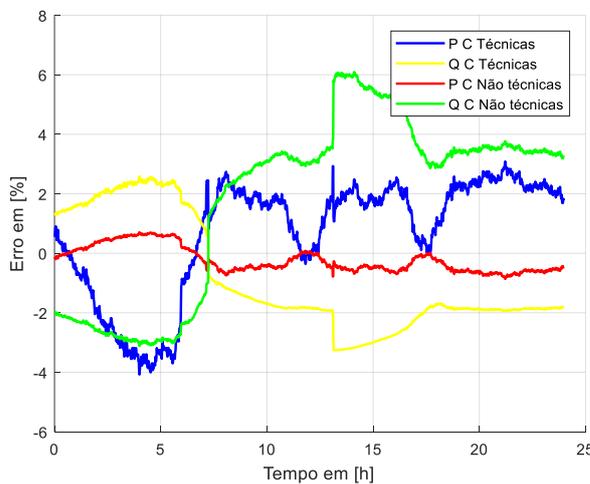


Figura 5.81: Erro na estimativa de perda na fase C – Caso A4-2

Fonte: Elaboração própria

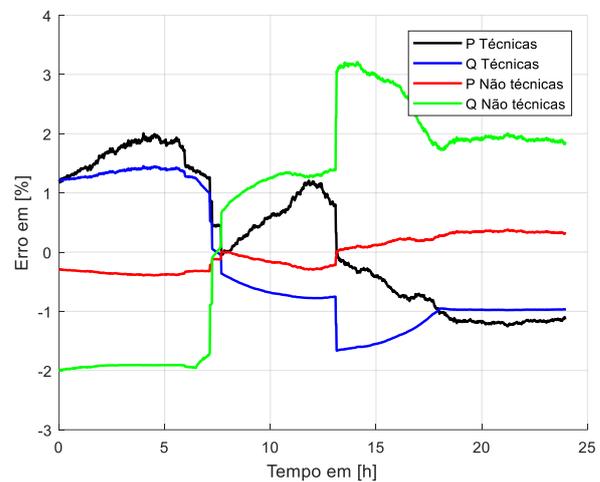


Figura 5.82: Erro na estimativa de perdas total, somando fases – Caso A4-2

Fonte: Elaboração própria

Na Figura 5.82 também são apresentados os erros nas estimativas de perda total calculadas com a soma de perdas estimadas por fase, onde o valor máximo é praticamente o mesmo que é o obtido pela IEP trifásica.

5.5.3 Cálculo de perdas técnicas e não técnicas não uniformes – Caso A4-3

A Figura 5.83 apresenta os erros na estimação quando as perdas comerciais são simuladas conforme a Tabela 3. Desta figura pode-se ver que a ação do regulador de tensão influencia muito no erro de estimação da perda reativa não técnica, mas os erros nas outras perdas são inferiores a 2.5%.

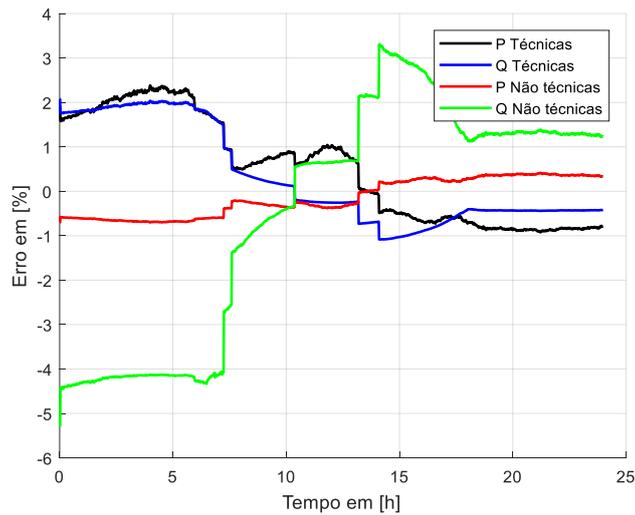


Figura 5.83: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso A4-3
Fonte: Elaboração própria

A Figura 5.84, Figura 5.85 e Figura 5.86 mostram erros no processo de estimação de perdas técnicas e não técnicas pela IEP monofásica. Na Figura 5.84, pode-se ver que o erro máximo é de 10% na estimação de perda reativa não técnica e os erros nas outras perdas são inferiores a 6.2%.

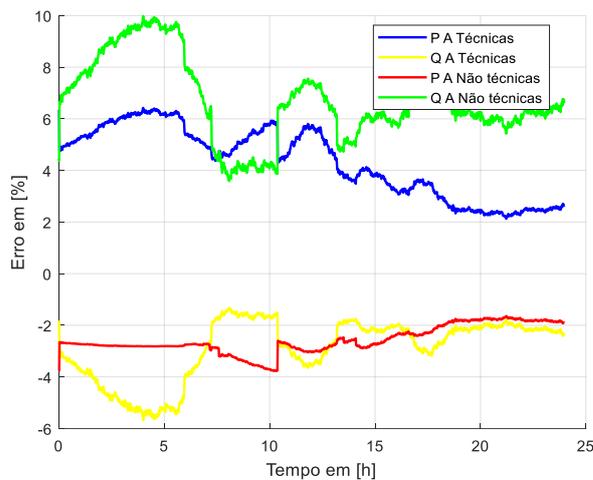


Figura 5.84: Erro na estimativa de perda na fase A –
 Caso A4-3
Fonte: Elaboração própria

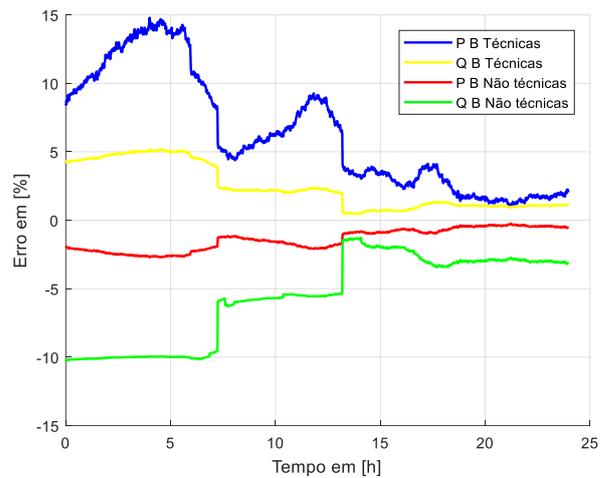


Figura 5.85: Erro na estimativa de perda na fase B –
 Caso A4-3
Fonte: Elaboração própria

Na Figura 5.85, aparece um erro máximo de 15% na estimação de perda ativa técnica, seguido de 10% de erro na estimação de perda reativa não técnica. Observa-se que os máximos erros ocorrem com demanda leve.

Os erros na fase C mostrados na Figura 5.86, refletem erros máximos perto de 12.5%, sendo que os maiores erros se apresentam na estimação de perda reativa não técnica e perda ativa técnica.

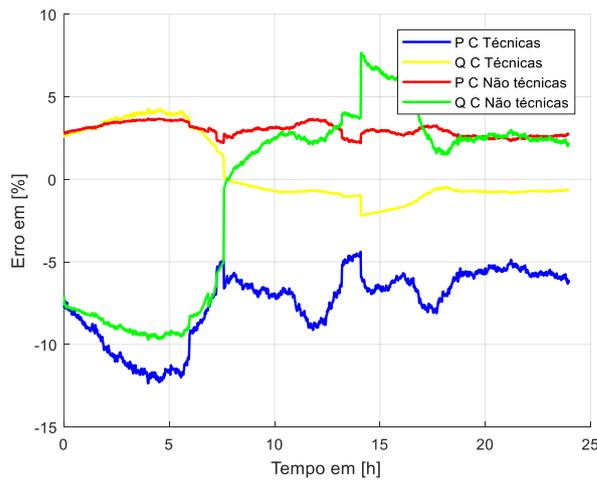


Figura 5.86: Erro na estimativa de perda na fase C – Caso A4-3

Fonte: Elaboração própria

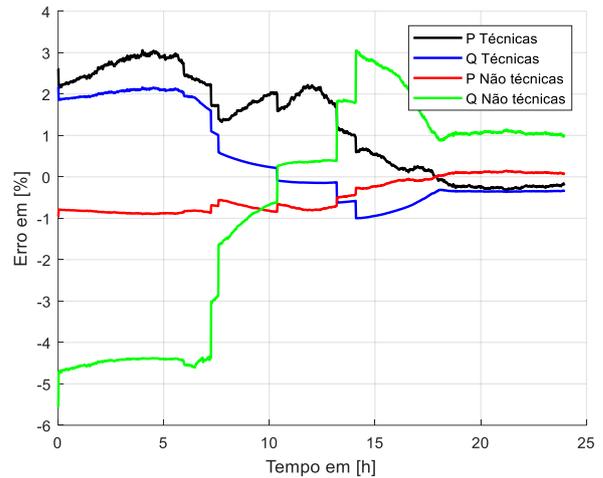


Figura 5.87: Erro na estimativa de perda total, somando fases –Caso A4-3

Fonte: Elaboração própria

Do mesmo modo que nos casos anteriores calculou-se os erros cometidos na estimação de perda total através da soma de perdas por fase, sendo os resultados desse cálculo plotados na Figura 5.87, na qual se percebe que os erros são muito parecidos aos da Figura 5.83.

5.6 Caso A5- Sistema IEEE - 13 barras com impedâncias mutuas nulos e posições de tape fixo

Até agora nos casos estudados consegue-se perceber que as estimativas de perdas por fase, usando a IEP monofásica, apresentam erros maiores quando comparados com a estimação pela IEP trifásica. Basicamente este desempenho pode se justificar devido ao fato que, para redes desequilibradas, as perdas na fase não dependem somente das impedâncias próprias da fase, mas também das impedâncias mútuas entre fases, as quais refletem o grau de desequilíbrio do sistema, lembrando que a IEP monofásica definida neste trabalho não considerou a impedância mútua. Além disso as perdas nas fases também são muito influenciadas pela comutação dos tapes do regulador de tensão, como visto em muitos exemplos.

Para avaliar este aspecto, serão considerados todos os dados do Caso A2, onde as impedâncias mútuas das linhas serão desprezadas e os tapes do regulador de tensão são fixados. Como o procedimento da estimação de perdas pelo uso da IEP já é muito conhecido, nas análises a seguir, serão mostrados diretamente os erros no processo de estimação das perdas para redes sem a consideração das impedâncias mútuas entre fases.

5.6.1 Cálculo de perdas técnicas – Caso A5-1

Trabalhando com os dados do Caso A2-1 e desprezando-se as impedâncias mutuas, obtém-se os erros plotados na Figura 5.88 e Figura 5.89.

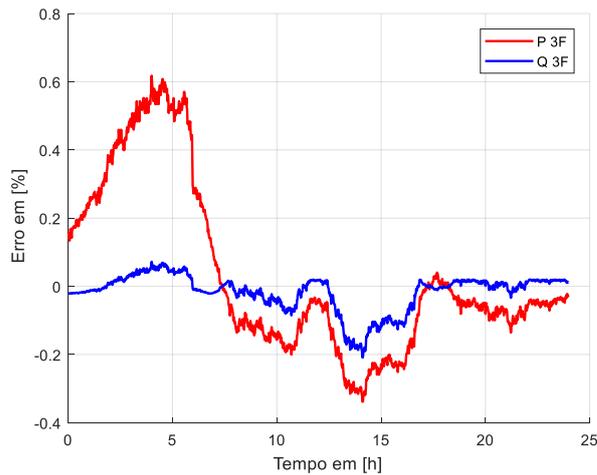


Figura 5.88: Erro na estimativa de perda técnica trifásica-Caso A5-1

Fonte: Elaboração própria

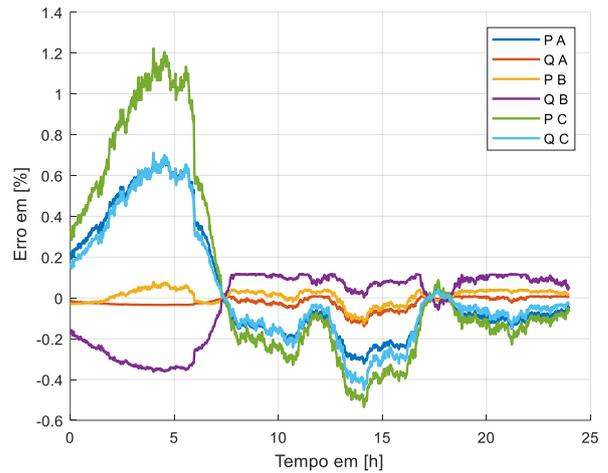


Figura 5.89: Erro na estimativa de perda técnica por fase-Caso A5-1

Fonte: Elaboração própria

Considerando a IEP trifásica, a Figura 5.88 mostra que os erros na estimação de perda técnica são praticamente inferiores a 0.6%, podendo-se considerar que os valores reais e estimados são praticamente coincidentes conforme mostrado nesta figura.

A estimação de perdas pela IEP monofásica também apresenta uma boa precisão, onde o erro máximo em carga leve é 1.2%, como pode ser visto na Figura 5.89.

Na Figura 5.90 pode-se perceber que o cálculo do erro na estimação de perda trifásica pela IEP trifásica, e pela soma das perdas nas fases são praticamente iguais, o qual é esperado devido ao fato que o erro na estimação de perdas por fase ser relativamente pequeno.

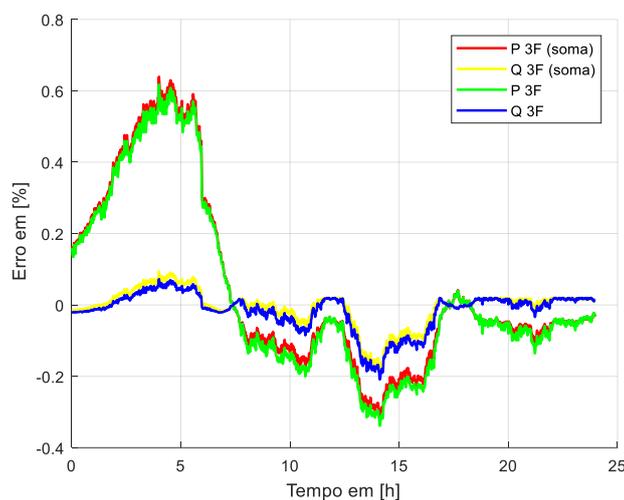


Figura 5.90: Erro na estimativa de perda técnica do sistema, calculada como sistema trifásico e somando as perdas por fase-Caso A5-1

Fonte: Elaboração própria

5.6.2 Cálculo de perdas técnicas e não técnicas – Caso A5-2

Neste caso, são utilizadas as mesmas condições do caso A2-2, para simular perdas não técnicas, mas considerando impedâncias mútuas nulas. Os resultados do cálculo dos erros na

estimação das perdas trifásicas são plotados na Figura 5.91 e as perdas monofásicas na Figura 5.92, Figura 5.93 e Figura 5.94.

Na Figura 5.91 pode-se observar que a perda reativa não técnica apresenta erros superiores as outras perdas com um erro máximo de 4.2%, no entanto as outras perdas apresentam erros inferiores a 1%.

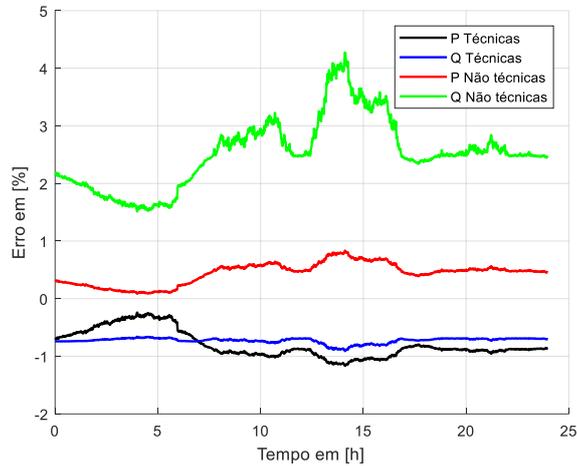


Figura 5.91: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso A5-2

Fonte: Elaboração própria

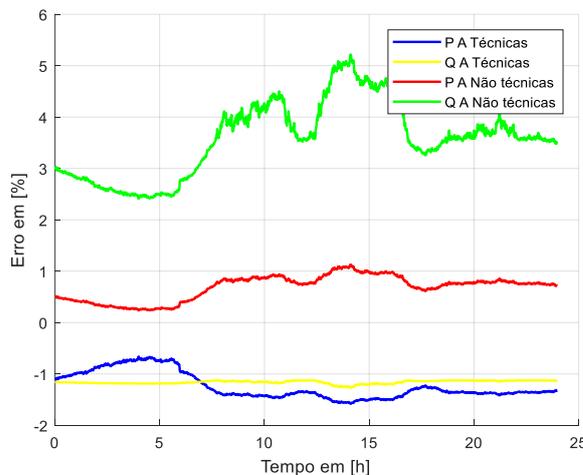


Figura 5.92: Erro na estimativa de perda na fase A – Caso A5-2

Fonte: Elaboração própria

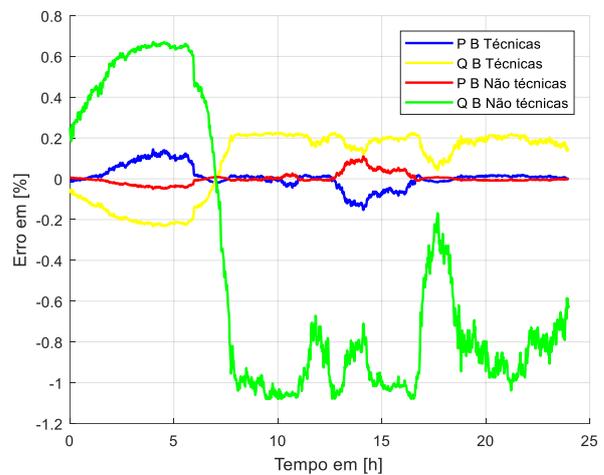


Figura 5.93: Erro na estimativa de perda na fase B – Caso A5-2

Fonte: Elaboração própria

A Figura 5.92 mostra os erros presentes na estimação de perdas da fase A, onde também os erros maiores ocorrem na perda reativa não técnica com um valor máximo de 5.2%, no tanto o desempenho das outras perdas estimadas são inferiores a 1.5%.

Os erros na estimação de todas as perdas na fase B são plotados na Figura 5.93. Nesta figura pode-se observar que os erros são inferiores 1.1%, ou seja as estimativas de perdas nesta fase são praticamente iguais aos valores reais.

No cálculo de erros da fase C (Figura 5.94), percebe-se que o erro máximo alcançado pela perda reativa não técnica é 7.5%, sendo esta a perda que pior desempenho apresenta nesta fase, no entanto as outras perdas apresentam erros menores que 2%.

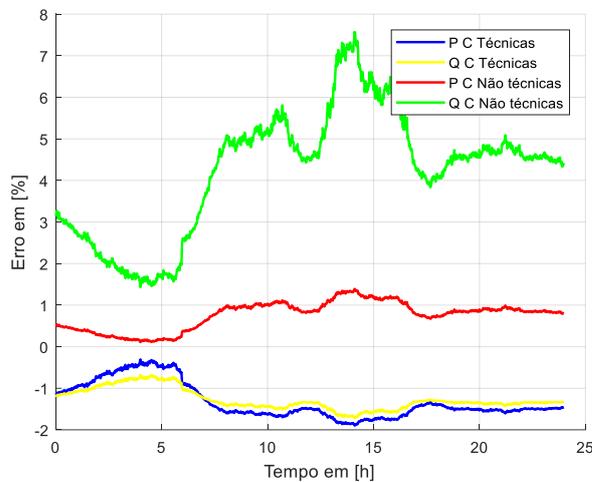


Figura 5.94: Erro na estimativa de perda na fase C – Caso A5-2
Fonte: Elaboração própria

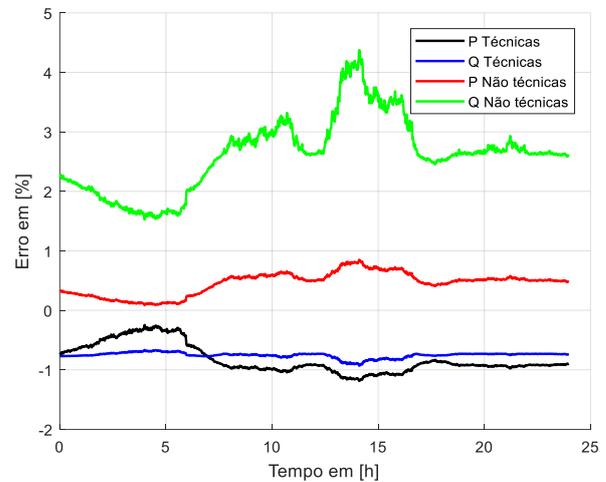


Figura 5.95: Erro na estimativa de perda total, somando fases – Caso A5-2
Fonte: Elaboração própria

Analisando as perdas estimadas por fase, pode-se observar que a estimativa da perda reativa não técnica apresenta os maiores erros, mas os erros podem ser considerados aceitáveis, em especial no cálculo das outras perdas. De um modo geral pode-se concluir que ao considerar nulas as impedâncias mútuas os resultados apresentam erros de estimativa menores.

Para mostrar a precisão do cálculo das perdas trifásicas por meio da soma das perdas monofásicas são plotados na Figura 5.95 onde pode-se evidenciar que os erros são inferiores a 4.4%.

5.6.3 Cálculo de perdas técnicas e não técnicas não uniformes – Caso A5-3

Para este caso são consideradas as mesmas tabelas de carga que do caso A2-3, lembrando que a condição diferente neste caso são os valores das impedâncias mútuas das linhas consideradas nulas.

A Figura 5.96 apresenta o erro cometido no cálculo da perda trifásica por meio da IEP trifásica, enquanto a Figura 5.97, Figura 5.98 e Figura 5.99 mostram os erros no cálculo das perdas quando se considera as IEPs para as fases A, B e C respectivamente. Destas figuras pode-se concluir que os erros no cálculo de perda trifásica são inferiores a 4.2% e os erros no cálculo de perdas monofásicas são inferiores a 5.2%, excluindo ao erro cometido no cálculo de perda reativa não técnica da fase B, cujo valor máximo alcança o 12%.

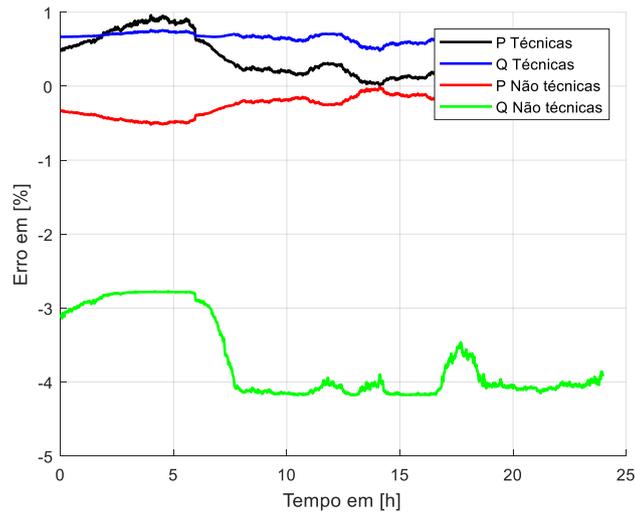


Figura 5.96: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso A5-3

Fonte: Elaboração própria

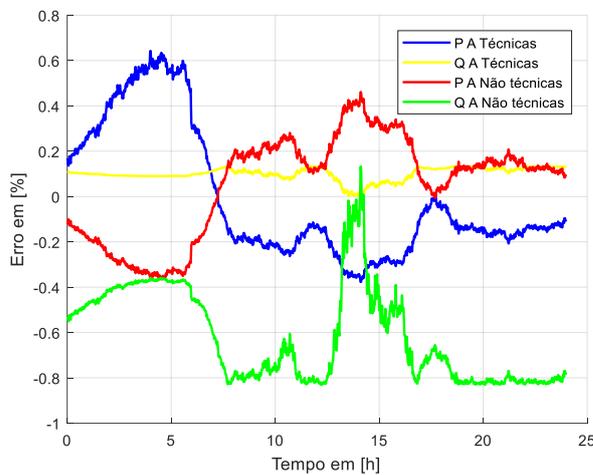


Figura 5.97: Erro na estimativa de perda na fase A – Caso A5-3

Fonte: Elaboração própria

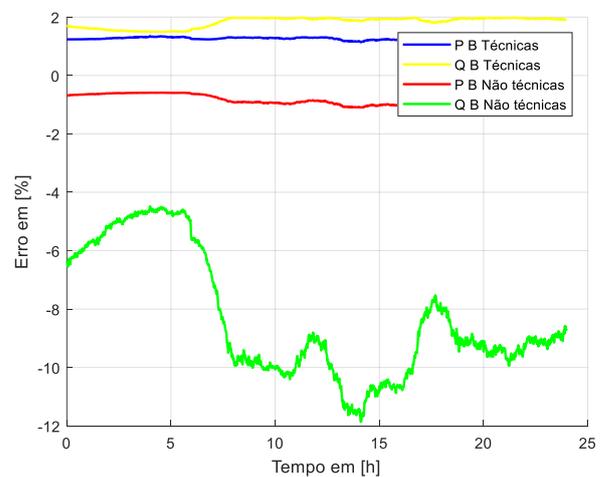


Figura 5.98: Erro na estimativa de perda na fase B – Caso A5-3

Fonte: Elaboração própria

O erro na estimação de perda trifásica por meio das perdas monofásicas calculadas, é plotado na Figura 5.100, no qual o maior erro é apresentado pela perda reativa não técnica, alcançando o valor máximo de 6%.

Basicamente, a partir dos casos A5-1, A5-2 e A5-3 pode-se concluir que os mesmos mostram que ao desconsiderar a impedância mútua das linhas, os cálculos de perdas por fase se tornam mais precisos do que quando estas impedâncias são consideradas.

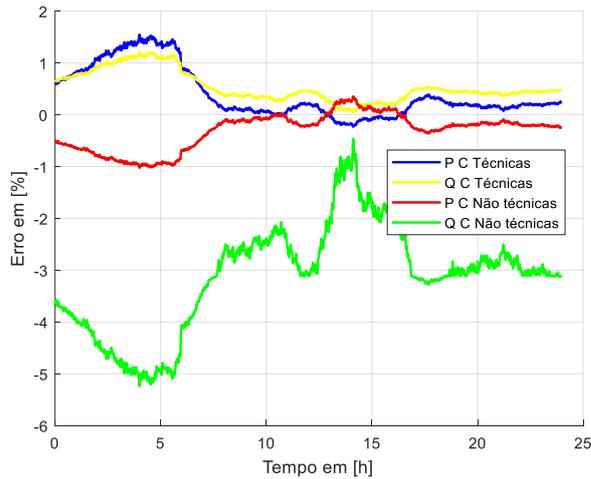


Figura 5.99: Erro na estimativa de perda na fase C – Caso A5-3

Fonte: Elaboração própria

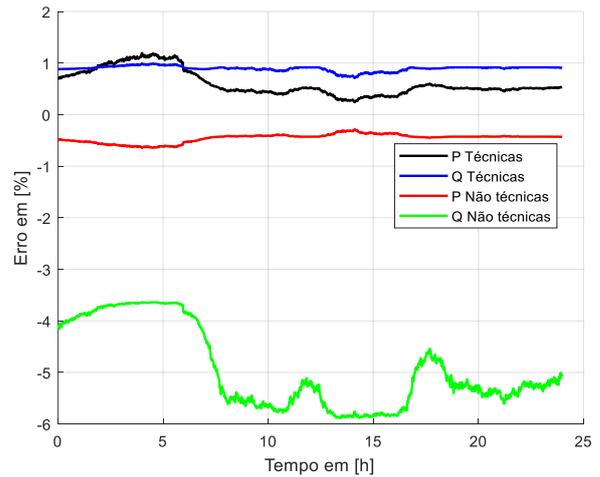


Figura 5.100: Erro na estimativa de perda total, somando fases –Caso A5-3

Fonte: Elaboração própria

5.7 Caso B1 - Sistema IEEE - 37 barras

A continuação, na Figura 5.101 apresenta-se o diagrama unifilar correspondente ao Sistema IEEE_ 37 barras a ser utilizado para os estudos desta secção. Neste pode-se observar um regulador de tensão, o qual opera em delta aberto. Além disso as cargas são ligadas em delta (fase-fase) e todos os trechos das linhas são subterrâneos. Com a descrição feita, o sistema é interessante para avaliar os erros que se obtém no processo de estimação das perdas pelo método da IEP proposto, já que é um sistema muito diferente do sistema IEEE de 13 barras, e também de maior dimensão, e também desequilibrado com a presença de impedâncias mútuas, pois apresenta circuitos monofásicos, bifásicos e trifásicos.

Os parâmetros elétricos da rede da Figura 5.101, são os estabelecidos pelo IEEE e as cargas deste sistema teste podem ser vistas na Tabela 4, a qual será utilizada para calcular a IEP e estimar as perdas técnicas e não técnicas.

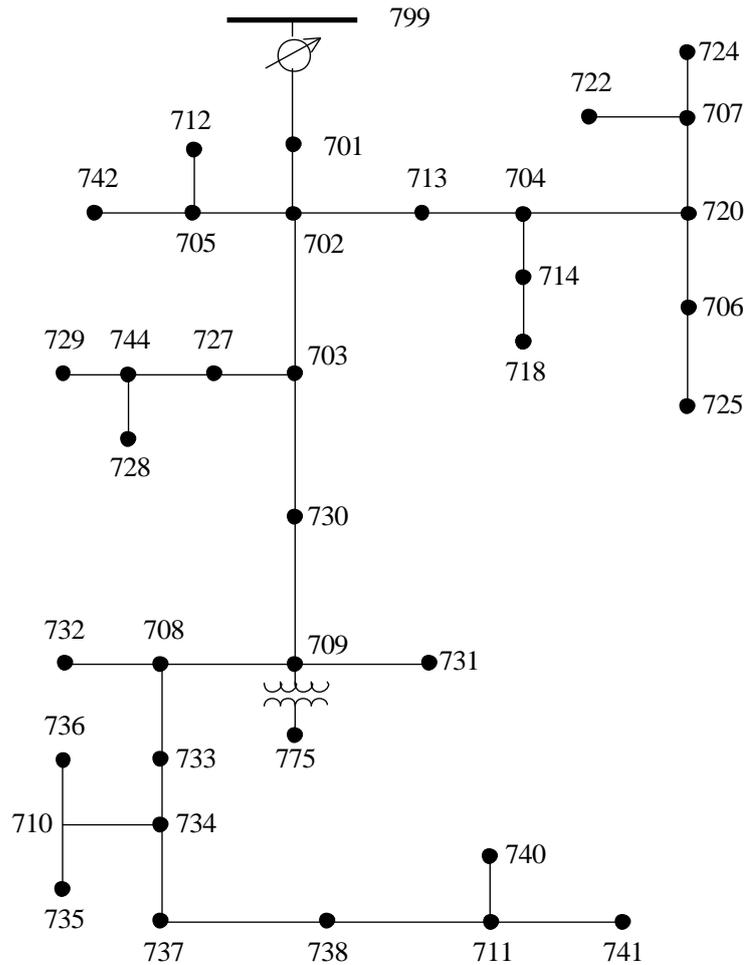


Figura 5.101: Sistema 37 barras do IEEE
Fonte: [25]

5.7.1 Cálculo de perdas técnicas – Caso B1-1

Para realizar os estudos de caso para a avaliação do cálculo de perdas com o uso da IEP no Sistema IEEE- 37 barras, será utilizada a forma da curva de carga apresentada anteriormente na Figura 5.2, cujos níveis iniciais de carga em cada barra segue a especificação apresentada na Tabela 4. A partir dos dados da Tabela 4, são executados fluxos de carga para compor uma curva para a subestação (Barra 799), similar à curva de carga da Figura 5.2, calculando-se para cada ponto, as perdas técnicas, as injeções de corrente e potências ativa e reativa na subestação (Barra 799). A partir desse ponto utiliza-se a IEP para estimar as perdas calculadas, seguindo o procedimento já apresentado nas seções anteriores.

Pelo fato do sistema IEEE -37 Barras apresentar um número razoável de barras, na apresentação dos resultados não serão exibidos, nos gráficos, os valores das tensões nodais para os estudos de caso, porém salienta-se que todos os resultados de tensão ficaram na faixa de tensão adequada, como preconizado pelo PRODIST.

Tabela 4: Cargas pontuais do sistema IEEE - 37 Barras

Nó	Carga	Fase A	Fase A	Fase B	Fase B	Fase C	Fase C
	Modelo	KW	kVAr	KW	KVAr	KW	KVAr
701	D-PQ	180	81	180	81	109	47
712	D-PQ	0	0	0	0	109	47
713	D-PQ	0	0	0	0	109	47
714	D-I	22	10	27	11	0	0
718	D-Z	109	47	0	0	0	0
720	D-PQ	0	0	0	0	109	47
722	D-I	0	0	180	81	27	11
724	D-Z	0	0	54	24	0	0
725	D-PQ	0	0	54	24	0	0
727	D-PQ	0	0	0	0	54	24
728	D-PQ	54	24	54	24	54	24
729	D-I	54	24	0	0	0	0
730	D-Z	0	0	0	0	109	47
731	D-Z	0	0	109	47	0	0
732	D-PQ	0	0	0	0	54	24
733	D-I	109	47	0	0	0	0
734	D-PQ	0	0	0	0	54	24
735	D-PQ	0	0	0	0	109	47
736	D-Z	0	0	54	24	0	0
737	D-I	180	81	0	0	0	0
738	D-PQ	162	74	0	0	0	0
740	D-PQ	0	0	0	0	109	47
741	D-I	0	0	0	0	54	24
742	D-Z	10	5	109	47	0	0
744	D-PQ	54	24	0	0	0	0
Total		932	419	820	365	1059	463

O comportamento das IEPs monofásicas e trifásicas para as condições de carga da Tabela 4, e conforme a curva da demanda calculada, é mostrado na Figura 5.102, Figura 5.103 e Figura 5.104, onde pode-se ver que as variações das IEPs são relativamente pequenas, mas as IEPs por fase apresentam maiores variações na condição de carga leve, isto devido à atuação do regulador de tensão. Os elevados valores da resistência e reatância equivalente de perdas são devidos ao fato de que estes valores foram calculados no lado de alta tensão do transformador da subestação, onde as correntes são pequenas..

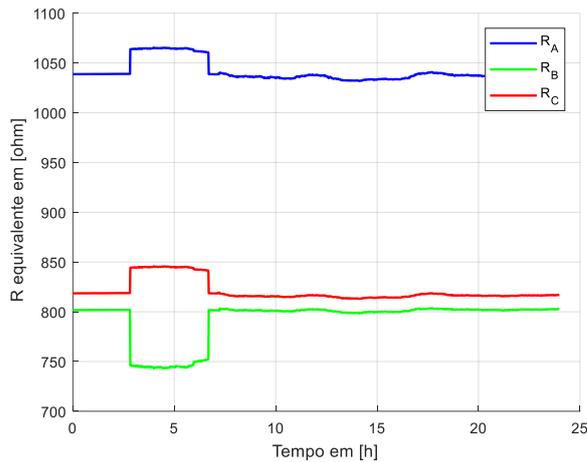


Figura 5.102: Resistência Equivalente de Perdas por fase-Caso B1-1

Fonte: Elaboração própria

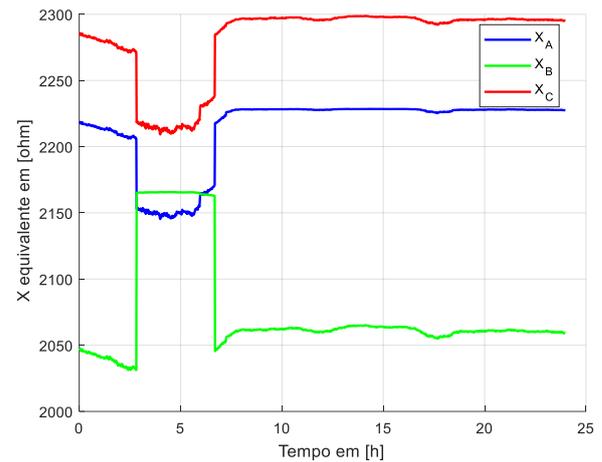


Figura 5.103: Reatância Equivalente de Perdas por fase-Caso B1-1

Fonte: Elaboração própria

As impedancias por fase para este caso, mostram uma alta sensibilidade quando atua o regulador de tensão, cujo efeito já foi estudado nos casos do sistema IEEE 13-barras. Esta sensibilidade desaparece quando procede-se ao cálculo da IEP trifásica, a qual pode-se observar na Figura 5.104, onde, o comportamento é aparentemente constante, mas o mesmo apresenta pequenas variações tal como pode-se ver na Figura 5.105.

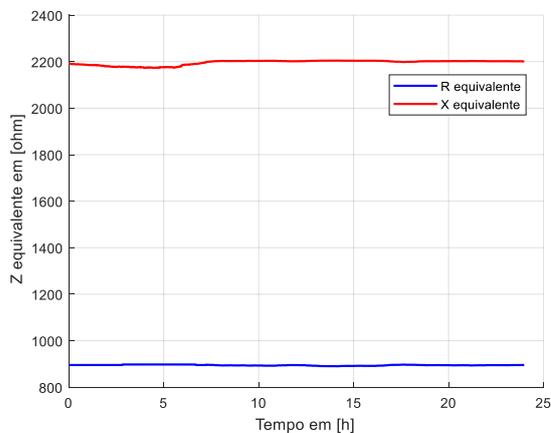


Figura 5.104: Evolução da IEP trifásica -Caso B1-1

Fonte: Elaboração própria

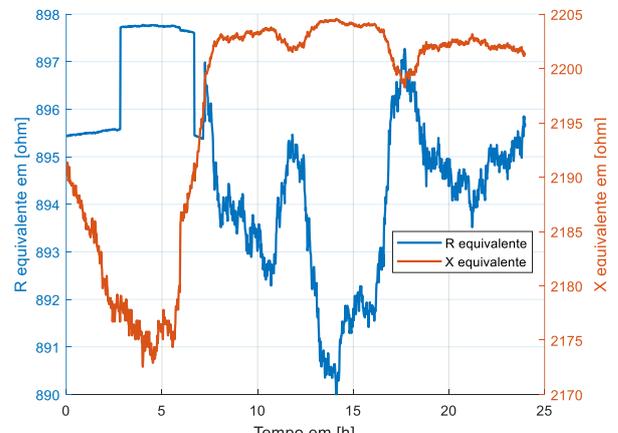


Figura 5.105: Evolução da IEP trifásica com maior precisão-Caso B1-1

Fonte: Elaboração própria

Para quantificar a precisão da IEP trifásica para a determinação das perdas técnicas procede-se ao cálculo do erro cometido, o qual é plotado na Figura 5.106.

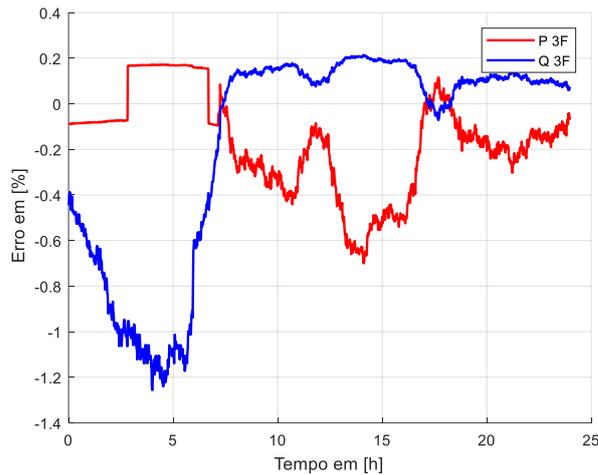


Figura 5.106: Erro na estimativa de perdas trifásicas
–Caso B1-1
Fonte: Elaboração própria

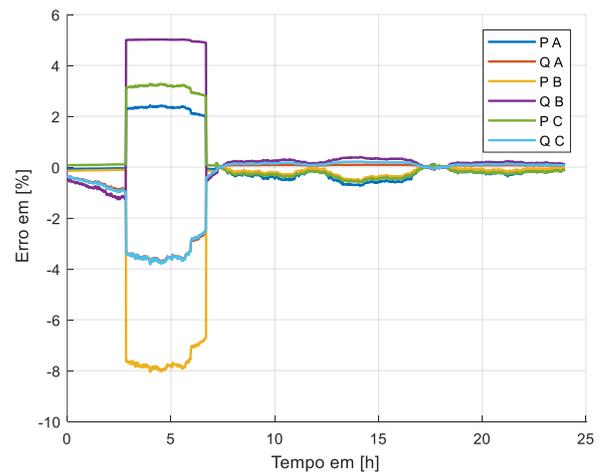


Figura 5.107: Erro na estimativa de perda técnica
por fase-Caso B1-1
Fonte: Elaboração própria

A Figura 5.106 mostra que a estimação da perda ativa apresenta melhor precisão, mas o erro na estimação da potência reativa não excede 1.3%, o que significa que a IEP trifásica apresenta um bom desempenho. Nesta figura também pode ser visto que o regulador ainda influencia o erro, especialmente na perda ativa, mas não é muito importante.

O cálculo do erro na determinação das perdas por fase é apresentado na Figura 5.107, na qual os erros mais elevados alcançam valores máximos próximos a 8% mas este erro aparece quando a carga é leve e o regulador atua, ou seja nas IEPs monofásicas a atuação do regulador de tensão afeta significativamente este erro.

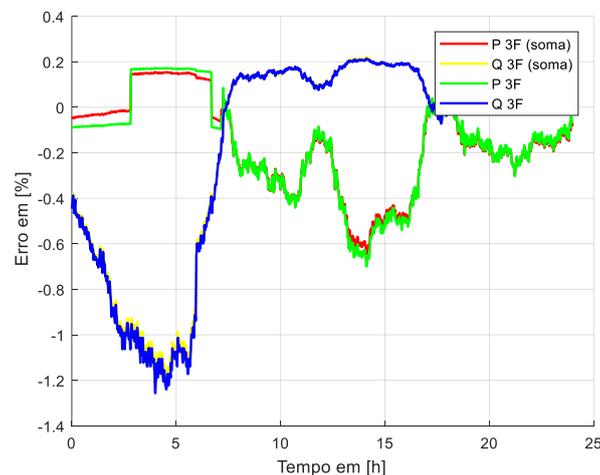


Figura 5.108: Erro na estimativa de perda técnica do sistema, calculada como sistema trifásico e somando as perdas por fase –Caso B1-1
Fonte: Elaboração própria

Para este caso finalmente para fins comparativos é plotado o cálculo do erro na determinação de perdas totais do sistema por meio da IEP trifásica e a soma das IEPs monofásicas. Desta comparação pode-se ver que os resultados são muito semelhantes.

5.7.2 Cálculo de perdas técnicas e não técnicas – Caso B1-2

Para simular a perda não técnica, consideram-se os dados de carga da Tabela 4 acrescentados em 10%, para a simulação de fraude uniforme nos consumos de energia.

Seguindo os 4 passos descritos no caso A1-2, os erros do processo de cálculo de perdas são conforme mostrado na Figura 5.109, Figura 5.110, Figura 5.111 e Figura 5.112, os quais representam os erros no cálculo das perdas trifásicas e também nas fases A, B, C respectivamente.

A Figura 5.109, mostra que os erros na determinação de perda total ao longo do dia não supera os 3.1% , o que reflete um bom desempenho da IEP trifásica.

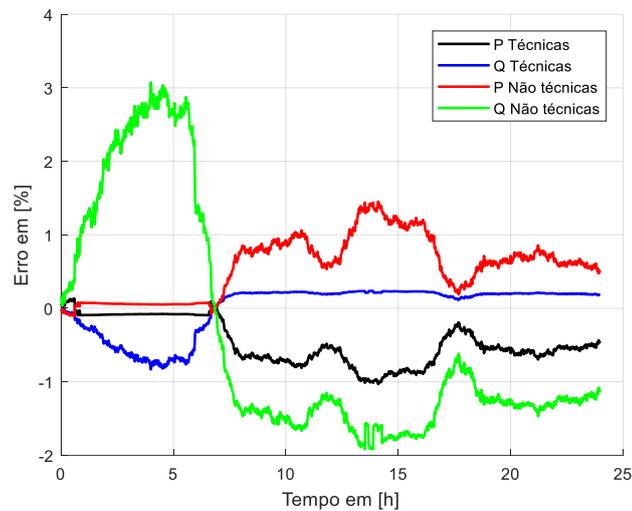


Figura 5.109: Erro na estimativa de perdas trifásicas -Caso B1-2
Fonte: Elaboração própria

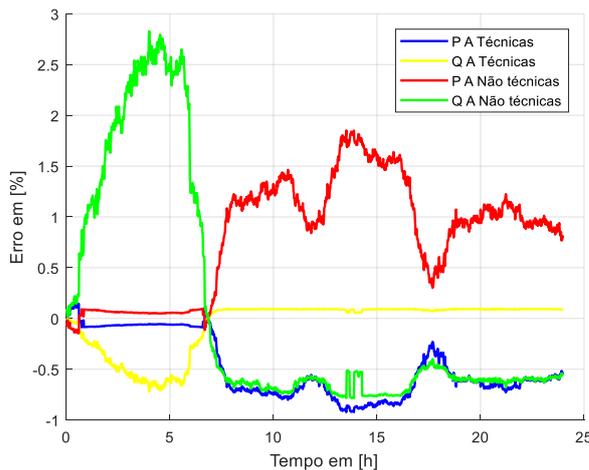


Figura 5.110: Erro na estimativa de perda na fase A
–Caso B1-2
Fonte: Elaboração própria

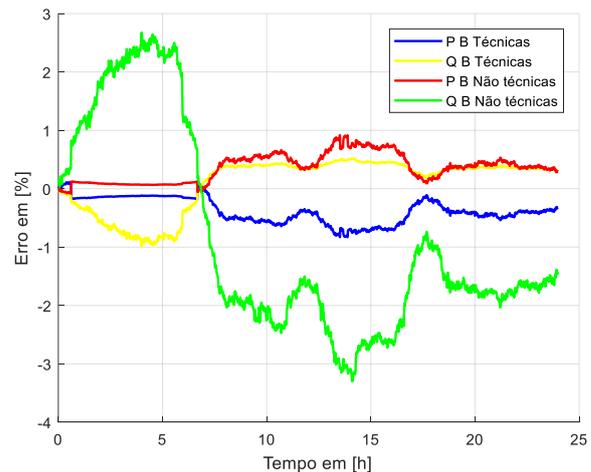


Figura 5.111: Erro na estimativa de perda na fase B
–Caso B1-2
Fonte: Elaboração própria

Na Figura 5.110 se evidencia que o erro máximo na estimativa da perda na fase A é próximo de 2.8% para a potência reativa não técnica, isto no horário de carga leve. Olhando para o comportamento dos outros erros tem-se que os mesmos não superam valores de 1.8%.

Da Figura 5.111 e Figura 5.112 pode-se observar que os erros maiores aparecem na determinação de perdas reativas não técnicas, mas esses valores ao longo do dia não superam os 3.8%. Dos erros apresentados nas três fases pode-se ver que a perda reativa não técnica apresenta os maiores erros.

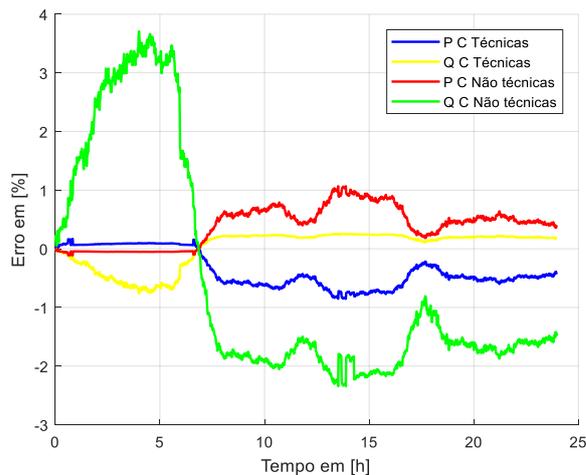


Figura 5.112: Erro na estimativa de perda na fase C –Caso B1-2

Fonte: Elaboração própria

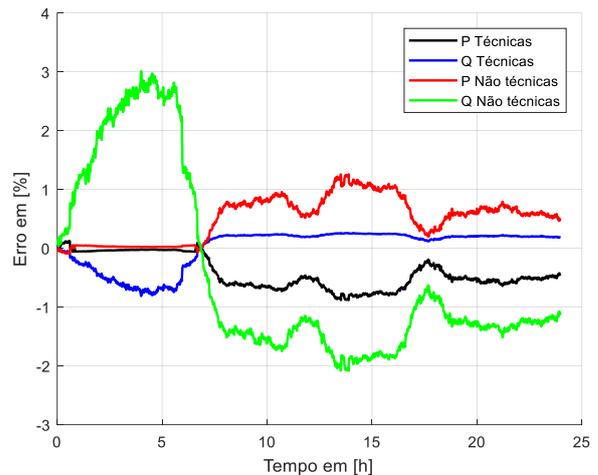


Figura 5.113: Erro na estimativa de perda total, somando fases –Caso B1-2

Fonte: Elaboração própria

A Figura 5.113 mostra os erros na determinação das perdas totais do sistema somando as perdas estimadas pelas IEPs monofásicas. Nesta figura pode-se ver que os erros são inferiores ao 3%, o que indica que esta forma de cálculo também pode ser utilizada para estimar perdas trifásicas.

5.7.3 Cálculo de perdas técnicas e não técnicas não uniformes – Caso B1-3

Para simular as perdas comerciais de maneira aleatória, as cargas são acrescentadas conforme a Tabela 5, onde a porcentagem de incremento é conforme a última coluna da mesma tabela (fraude). Tem-se que ter em conta que estas cargas foram acrescentados a partir da Tabela 4, a qual é considerada como demandas de energia faturas aos usuários.

O procedimento para os cálculos de perdas para este caso é o mesmo que para os casos anteriores.

Tabela 5: Cargas pontuais do sistema IEEE de 37 Barras com perdas comerciais aleatórias

Nó	Carga	Fase A	Fase A	Fase B	Fase B	Fase C	Fase C	Aumento Feito
	Modelo	KW	KVAr	KW	KVAr	KW	KVAr	[%]
701	D-PQ	189	85	189	85	114	50	5
712	D-PQ	0	0	0	0	121	52	11
713	D-PQ	0	0	0	0	109	47	0
714	D-I	22	11	28	11	0	0	3
718	D-Z	109	47	0	0	0	0	0
720	D-PQ	0	0	0	0	109	47	0
722	D-I	0	0	187	84	28	11	4
724	D-Z	0	0	58	26	0	0	7
725	D-PQ	0	0	54	24	0	0	0
727	D-PQ	0	0	0	0	54	24	0
728	D-PQ	59	27	59	27	59	27	10
729	D-I	60	27	0	0	0	0	12
730	D-Z	0	0	0	0	112	49	3
731	D-Z	0	0	109	47	0	0	0
732	D-PQ	0	0	0	0	58	26	7
733	D-I	118	51	0	0	0	0	8
734	D-PQ	0	0	0	0	61	27	13
735	D-PQ	0	0	0	0	125	54	15
736	D-Z	0	0	57	26	0	0	5
737	D-I	215	97	0	0	0	0	20
738	D-PQ	162	74	0	0	0	0	0
740	D-PQ	0	0	0	0	109	47	0
741	D-I	0	0	0	0	59	27	10
742	D-Z	11	6	119	52	0	0	9
744	D-PQ	54	24	0	0	0	0	0
Total		999	449	858	382	1119	489	

Baseado no cálculo da IEP conforme a Tabela 4 (caso B1-1) e executando o fluxo de potência com dados da Tabela 5, consegue-se: (1) os erros no cálculo de perdas trifásicas técnicas e não técnicas pela IEP trifásica, os quais são plotados na Figura 5.114. (2) os erros na estimação de perdas monofásicas, os quais são plotados na Figura 5.115, Figura 5.116 e Figura 5.117. Destas figuras pode-se concluir que o cálculo de perda reativa não técnica apresenta erros maiores comparados com as outras perdas, mas o erro máximo ao longo do dia não supera a 7%. Além disso os erros nas outras perdas não superam 2%, o que representa bom desempenho do método.

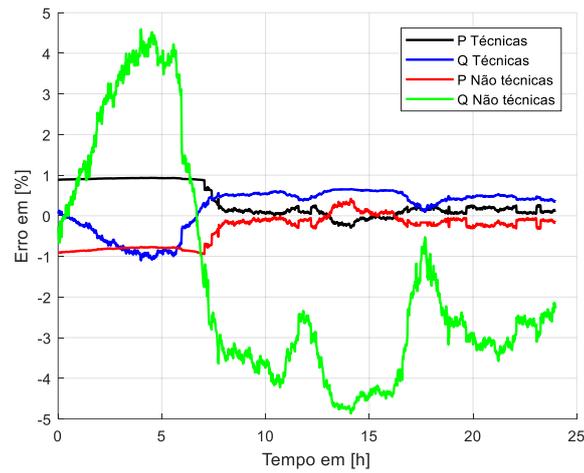


Figura 5.114: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso B1-3
Fonte: Elaboração própria

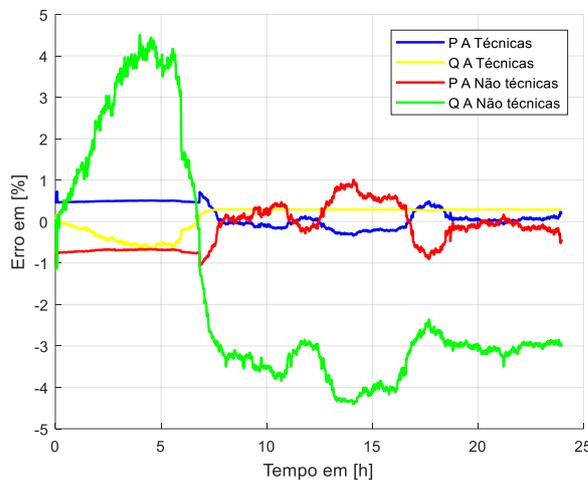


Figura 5.115: Erro na estimativa de perda na fase A
 –Caso B1-3
Fonte: Elaboração própria

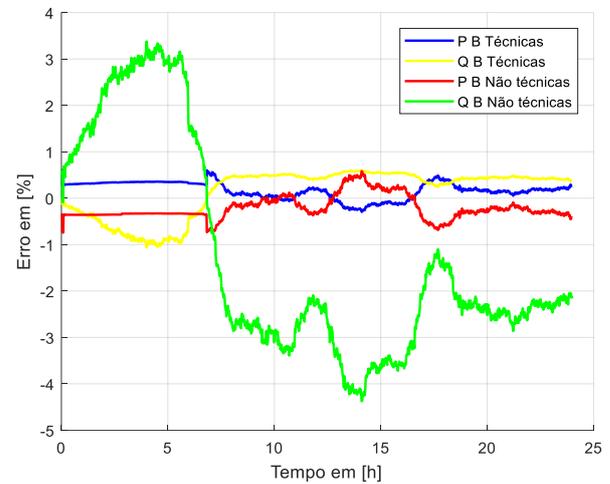


Figura 5.116: Erro na estimativa de perda na fase B
 –Caso B1-3
Fonte: Elaboração própria

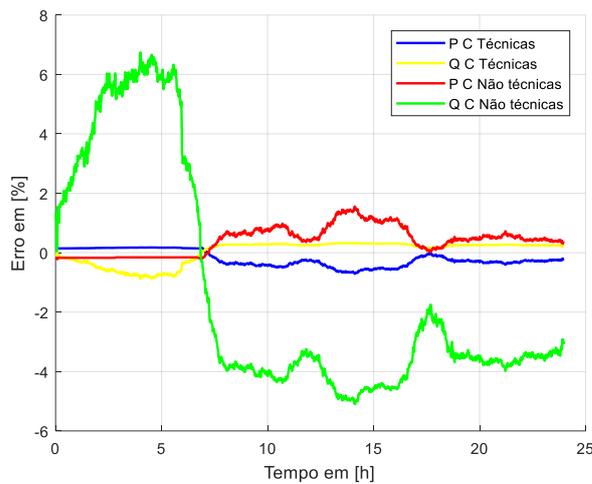


Figura 5.117: Erro na estimativa de perda na fase C
 –Caso B1-3
Fonte: Elaboração própria

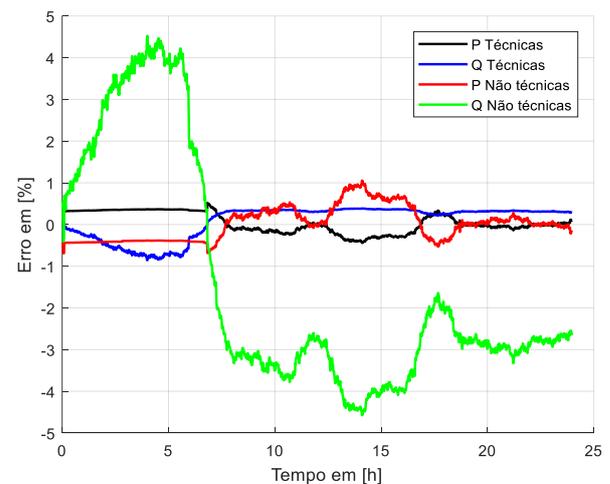


Figura 5.118: Erro na estimativa de perda total,
 somando fases –Caso B1-3
Fonte: Elaboração própria

Baseado nos valores estimados de perdas monofásicas, procede-se a determinar a perda total somando os mesmos, os quais são apresentados na Figura 5.118. Nesta figura também percebe-se o bom desempenho da IEP no cálculo de perdas.

5.8 Caso B2 - Sistema IEEE - 37 barras com Gerador Fotovoltaico

Neste caso é estabelecido um GVF na barra 775 do sistema teste IEEE de 37 barras, cujo grau de penetração é 12% e este gerador trabalha com fator de potência unitária.

5.8.1 Cálculo de perdas técnicas – Caso B2-1

Neste caso, a carga faturada é aquela da Tabela 4, da mesma forma que no caso B1-1. O comportamento das IEPs monofásica e trifásica quando o GFV injeta potência é mostrado na Figura 5.119, Figura 5.120 e Figura 5.121. Nestas figuras percebe-se a influência do GFV, cuja efeito é maior nas reatâncias equivalentes operacionais.

Da Figura 5.119 e Figura 5.120 observa-se que a influência do regulador de tensão é maior que da GFV no comportamento da IEP monofásica, o que indica que os resultados no cálculo de perdas pela IEP serão semelhantes ao Caso B1-1.

O cálculo da IEP trifásica ao longo do dia pode se ver na Figura 5.121, na qual também é percebido a influência da GFV, onde o efeito é maior sobre a reatância equivalente de perdas, mas as variações são pequenas, como visto nos valores do eixo vertical.

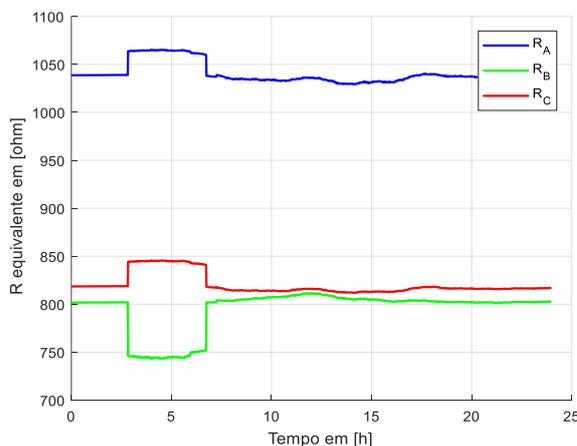


Figura 5.119: Resistência Equivalente de Perdas por fase-Caso B2-1

Fonte: Elaboração própria

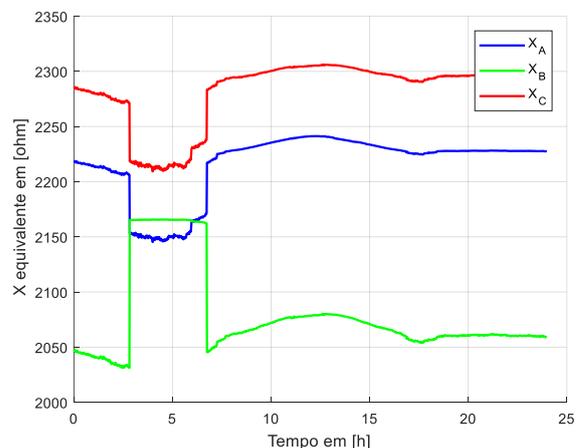


Figura 5.120: Reatância Equivalente de Perdas por fase-Caso B2-1

Fonte: Elaboração própria

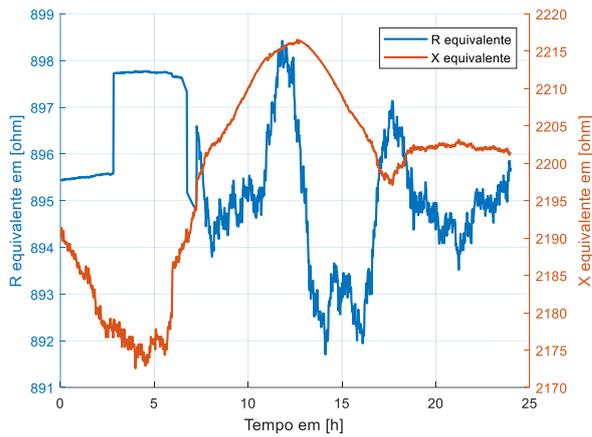


Figura 5.121: Evolução da IEP trifásica com maior precisão-Caso B2-1
Fonte: Elaboração própria

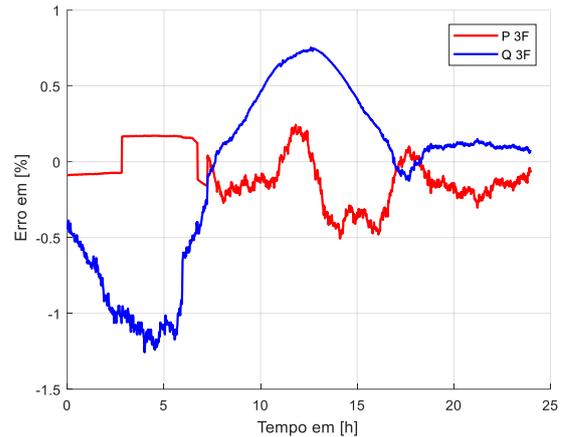


Figura 5.122: Erro na estimativa de perdas trifásicas -Caso B2-1
Fonte: Elaboração própria

Ao estimar perdas técnicas pelo método da IEP trifásica obtém-se os erros mostrados na Figura 5.122, na qual pode-se ver que a perda reativa é muito influenciado pela GFV, mostrando uma curva semelhante à potência injetada pelo GFV. Além de isso o erro não supera 1.3%, o que significa que a IEP também apresenta um bom desempenho na presença da GD.

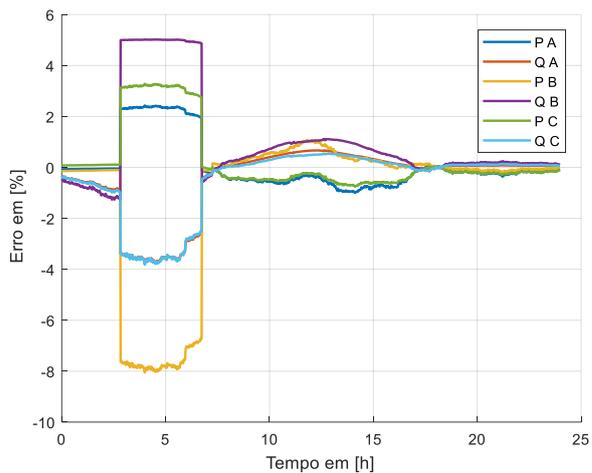


Figura 5.123: Erro na estimativa de perda técnica por fase-Caso B2-1
Fonte: Elaboração própria

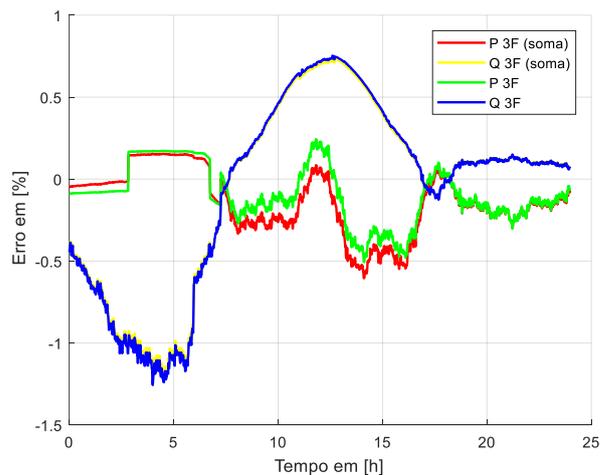


Figura 5.124: Erro na estimativa de perda técnica, calculada como sistema trifásico e somando as perdas por fase -Caso B2-1
Fonte: Elaboração própria

Os erros cometidos no processo de cálculo de perdas técnicas por fase são plotados na Figura 5.123, onde a presença da GFV também é percebida, mas os erros provocados são inferiores em relação ao regular de tensão.

A Figura 5.124 mostra que não existe muita diferença nos erros no cálculo de perdas tanto pela IEP trifásica, quanto pelas IEPs monofásicas, já que as formas de curva do comportamento dos erros são semelhantes com pequenas diferenças notadas na perda ativa.

5.8.2 Cálculo de perdas técnicas e não técnicas – Caso B2-2

Nesta parte, as perdas não técnicas são simuladas acrescentando 10% de carga aos valores da Tabela 4 num 10%. Ao fazer os mesmos procedimentos já realizados nos casos anteriores, consegue-se plotar na Figura 5.125 os erros do cálculo de perdas totais tanto técnicas como comerciais. Percebe-se que o erro máximo está próximo de 4% na estimação da perda reativa não técnica, mas esse valor de erro é relativamente muito maior do que os erros cometidos na estimativa das outras perdas, nas quais os erros não superam 1.2%.

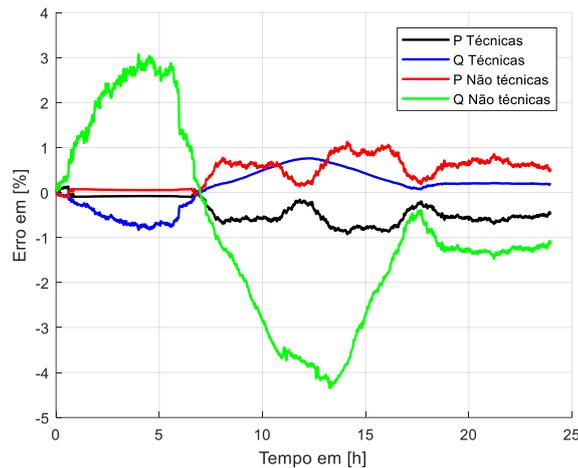


Figura 5.125: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso B2-2

Fonte: Elaboração própria

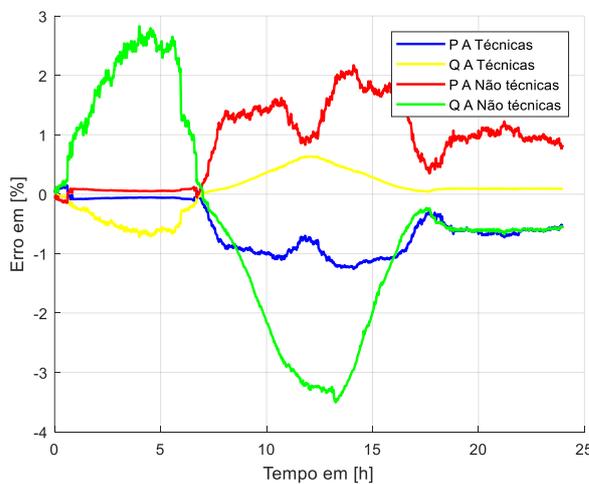


Figura 5.126: Erro na estimativa de perda na fase A –Caso B2-2

Fonte: Elaboração própria

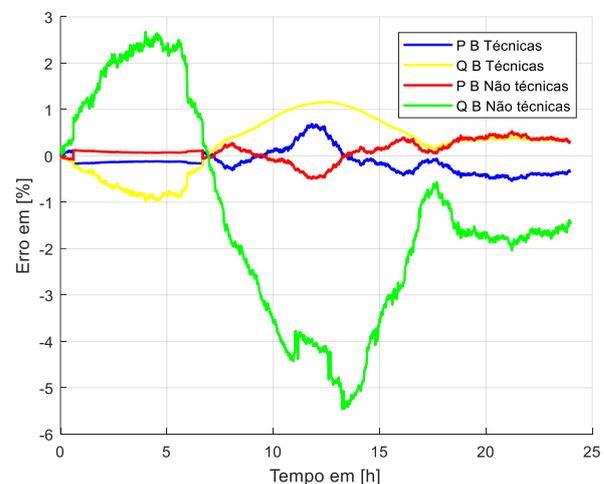


Figura 5.127: Erro na estimativa de perda na fase B –Caso B2-2

Fonte: Elaboração própria

As perdas determinadas pelas IEPs monofásicas, apresentam erros mostrados na Figura 5.126, Figura 5.127 e Figura 5.128 correspondentes às fases A, B e C, os quais apresentam em comum, erros maiores no cálculo de perdas reativas não técnicas, onde o máximo erro ocorre na fase B alcançando o valor de 5.5%. Em relação aas outras perdas, pode-se evidenciar que os erros permanecem num valor inferior a 2%.

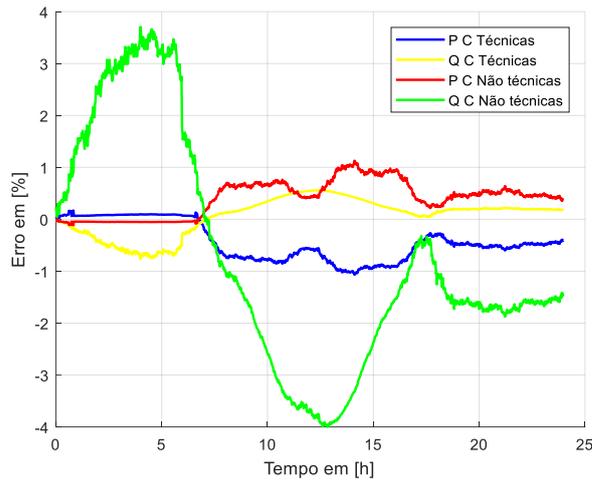


Figura 5.128: Erro na estimativa de perda na fase C –Caso B2-2

Fonte: Elaboração própria

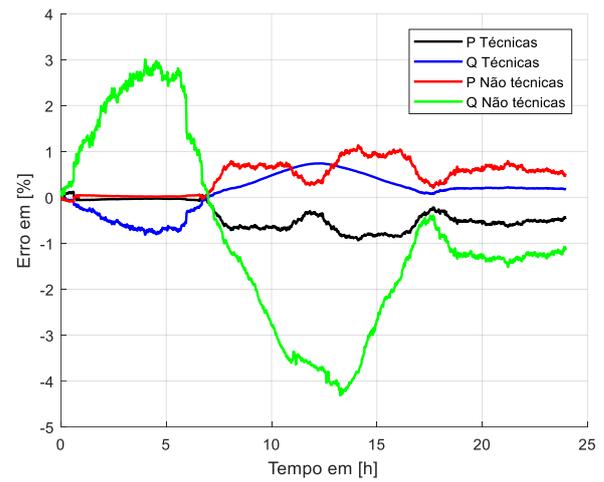


Figura 5.129: Erro na estimativa de perda total, somando fases –Caso B2-2

Fonte: Elaboração própria

Calculando as perdas trifásicas pela soma de perdas monofásicas obtém-se os erros mostrados na Figura 5.129, onde o pior desempenho é da perda reativa comercial alcançando um valor máximo de 4.2%. No tanto os desempenhos das outras perdas são muito melhores, com erros inferiores a 1.1%.

5.8.3 Cálculo de perdas técnicas e não técnicas não uniformes – Caso B2-3

Simulando perdas aleatórias conforme a Tabela 5, obtém-se os erros mostrados na Figura 5.130. Pode-se observar que a estimativa da perda reativa não técnica possui maiores erros, do mesmo modo que nos dois últimos casos. No entanto, os erros associados às perdas ativas apresentam excelente precisão.

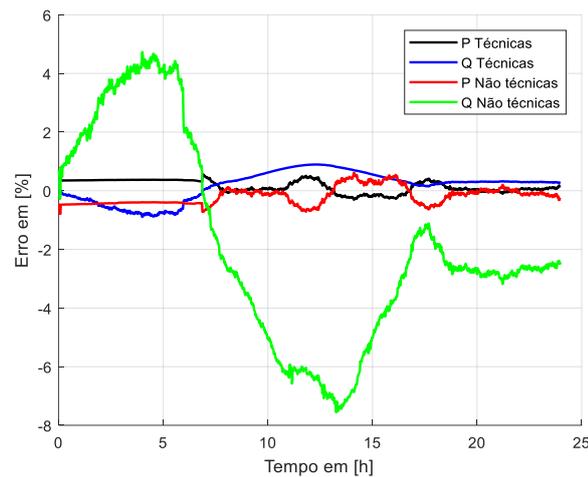


Figura 5.130: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso B2-3

Fonte: Elaboração própria

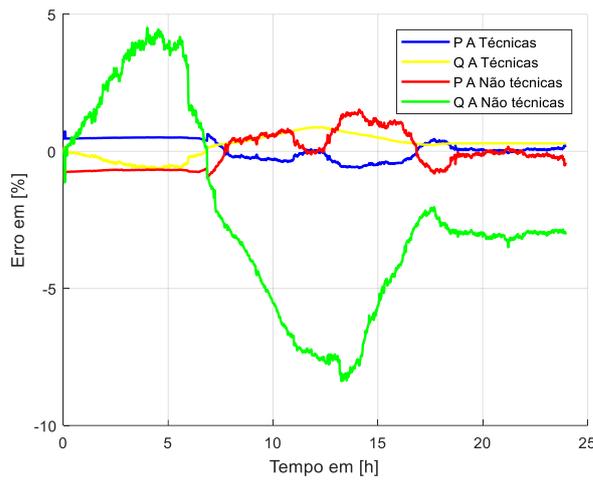


Figura 5.131: Erro na estimativa de perda na fase A
–Caso B2-3

Fonte: Elaboração própria

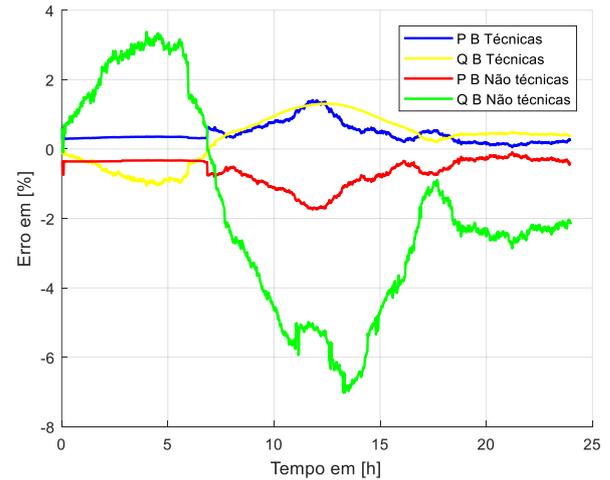


Figura 5.132: Erro na estimativa de perda na fase B
–Caso B2-3

Fonte: Elaboração própria

Na Figura 5.131, Figura 5.132 e Figura 5.133 são apresentados os erros na determinação das perdas por fase, e pode-se observar que as perdas ativas técnicas e não técnicas apresentam erros inferiores a 2%, sendo que os erros na estimação de perda reativa comercial são relativamente maiores, alcançando um valor máximo de 8%.

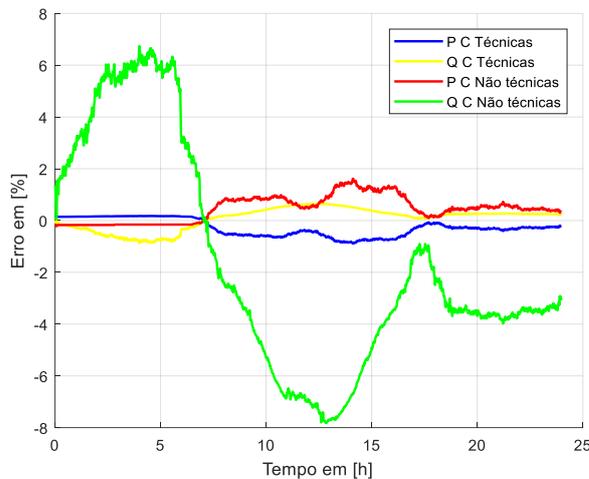


Figura 5.133: Erro na estimativa de perda na fase C
–Caso B2-3

Fonte: Elaboração própria

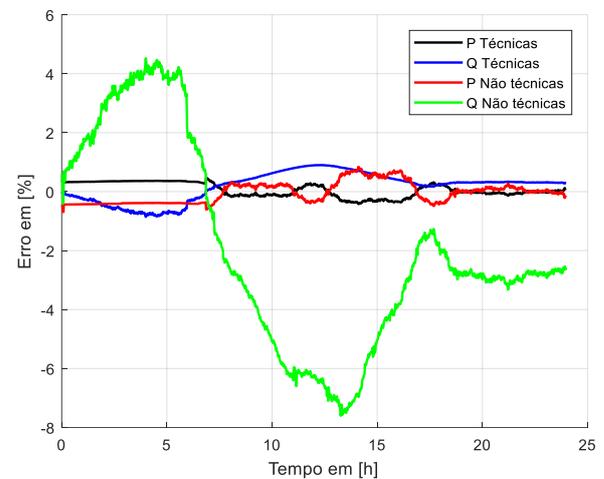


Figura 5.134: Erro na estimativa de perda total,
somando fases –Caso B2-3

Fonte: Elaboração própria

Finalmente, na Figura 5.134 são apresentados os erros trifásicos obtidos pela soma dos erros nas fases, confirmando-se um bom desempenho para o cálculo dos erros trifásicos por este procedimento.

5.9 Caso B3 - Sistema IEEE - 37 barras com impedâncias mutuas nulas

Os dados e a forma de cálculo das perdas técnicas e não técnicas são os mesmo do caso B1, a única diferença é que as impedâncias mútuas das linhas de distribuição são consideradas desprezíveis.

5.9.1 Cálculo de perdas técnicas – Caso B3-1

Os erros calculados do processo de estimação de perdas técnicas são mostrados na Figura 5.135, onde pode-se observar que os erros máximos não superam 0.9% e 1.15% no cálculo de perdas ativas e reativas trifásicas respectivamente.

A Figura 5.136 mostra os erros cometidos no cálculo de perdas monofásicas, e neste caso também existe uma influência considerável do regulador de tensão durante a carga leve, onde os erros máximos são próximos a 6%, porém fora do intervalo de atuação do regulador de tensão, os erros cometidos são pequenos ao longo do dia.

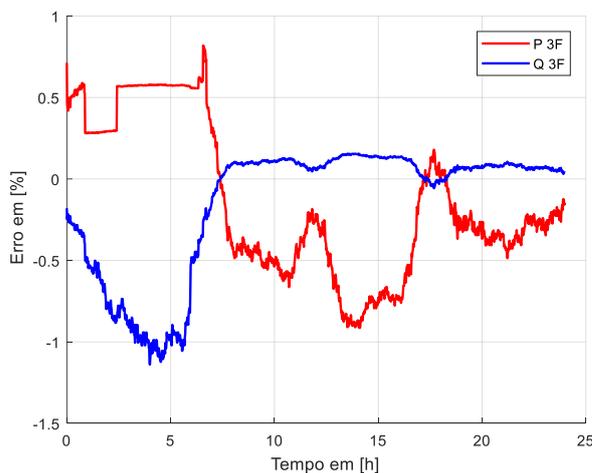


Figura 5.135: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso B3-1

Fonte: Elaboração própria

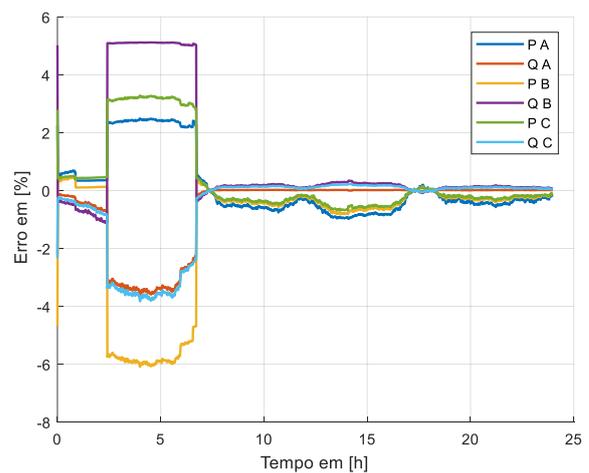


Figura 5.136: Erro na estimativa de perda técnica por fase-Caso B3-1

Fonte: Elaboração própria

A Figura 5.137 apresenta uma comparação do erro no cálculo de perdas totais determinadas por: (1) pela IEP trifásica e (2) pela soma de perdas estimadas pelas IEPs monofásicas. Praticamente ambos os métodos apresentam erros iguais o que indica que qualquer desses dois métodos pode se usar para estimar perdas trifásicas.

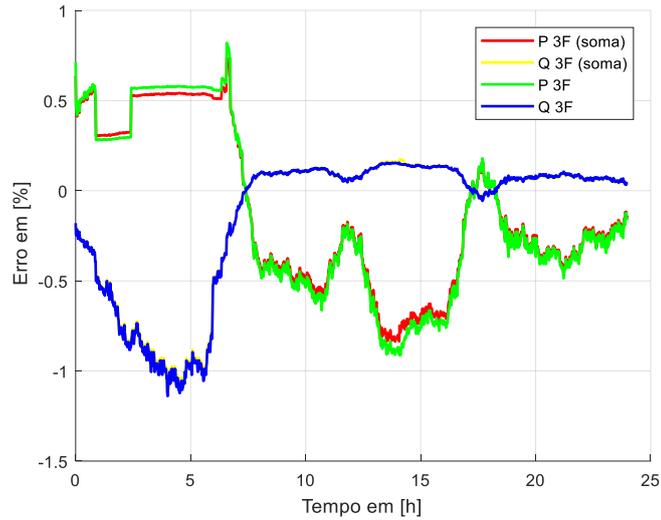


Figura 5.137: Erro na estimativa de perda técnica do sistema, calculada como sistema trifásico e somando as perdas por fase –Caso B3-1

Fonte: Elaboração própria

5.9.2 Cálculo de perdas técnicas e não técnicas – Caso B3-2

Os dados para simular este caso são os mesmos do caso B1-2, e fazendo os mesmos procedimentos obtém-se os erros plotados na Figura 5.138, Figura 5.139, Figura 5.140 e Figura 5.141, que correspondem aos erros cometidos na estimação de perdas trifásicas e monofásicas.

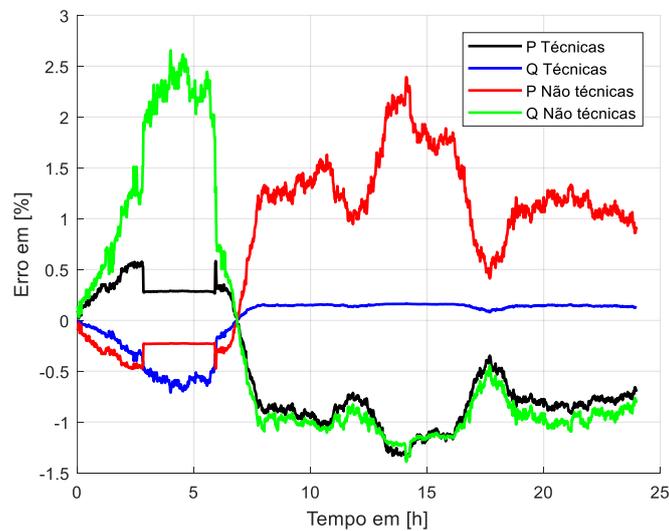


Figura 5.138: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso B3-2

Fonte: Elaboração própria

Na Figura 5.138 o maior erro ocorreu na perda reativa não técnica, mas o valor máximo é inferior a 2.7%. Em geral pode-se considerar que todas as perdas trifásicas são estimadas com boa precisão.

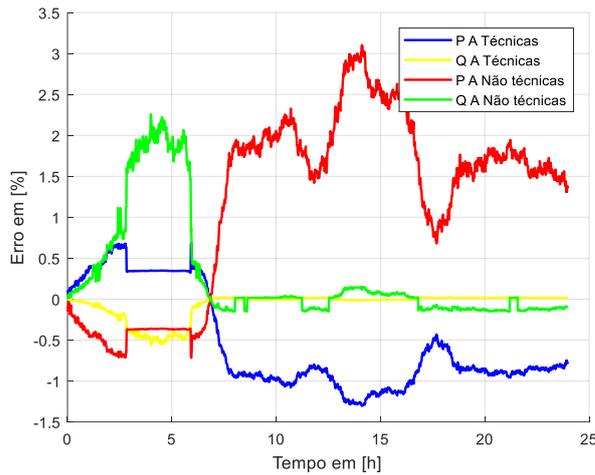


Figura 5.139: Erro na estimativa de perda na fase A – Caso B3-2

Fonte: Elaboração própria

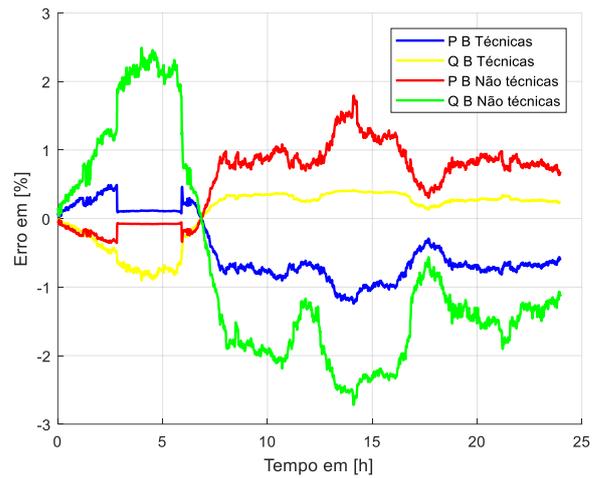


Figura 5.140: Erro na estimativa de perda na fase B – Caso B3-2

Fonte: Elaboração própria

Observando a Figura 5.139, Figura 5.140 e Figura 5.141 que representam os erros no cálculo de perdas nas três fases, pode se ratificar que os erros são aceitáveis para o processo de estimação de perdas técnicas e não técnicas, já que o máximo erro não supera 3.3%.

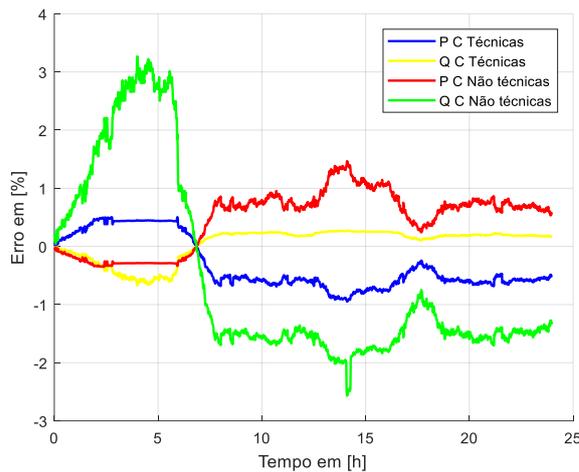


Figura 5.141: Erro na estimativa de perda na fase C – Caso B3-2

Fonte: Elaboração própria

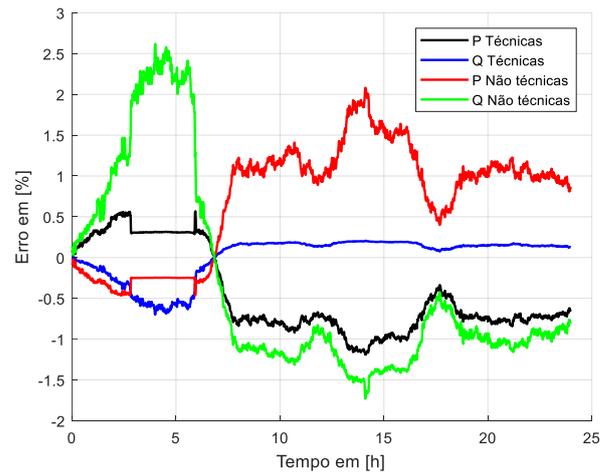


Figura 5.142: Erro na estimativa de perda total, somando fases – Caso B3-2

Fonte: Elaboração própria

Para finalizar as análises dos erros trifásicos deste estudo de caso, a Figura 5.142 mostra o erro no cálculo de perdas trifásicas somando perdas as monofásicas estimadas, obtendo-se boa precisão, com erro máximo próximo de 2.5%.

5.9.3 Cálculo de perdas técnicas e não técnicas não uniformes – Caso B3-3

Para simular este caso, são empregados os dados do caso B1-3, lembrando que as impedâncias mútuas das linhas são desprezadas.

A Figura 5.143 apresenta os erros presentes na determinação de perdas trifásicas por meio da IEP trifásica. O erro máximo aparece na perda reativa não técnica, alcançando um valor máximo de 4%. No tanto os erros nas outras perdas são menores que 2%.

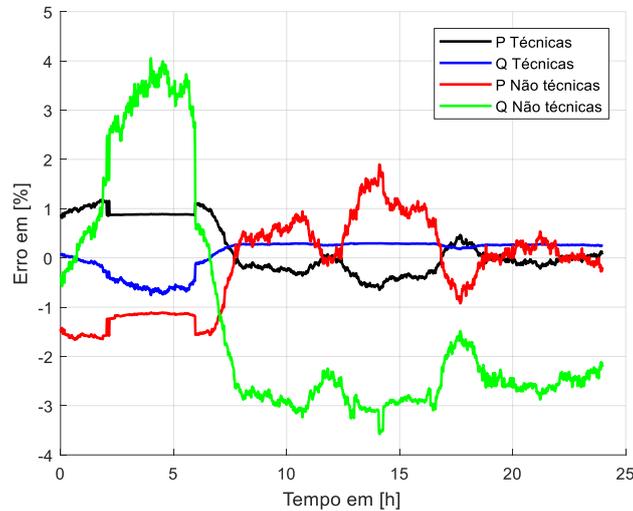


Figura 5.143: Erro na estimativa de perdas trifásicas –Caso B3-3
Fonte: Elaboração própria

Os erros calculados na estimação de perdas monofásicas mostram que os desempenhos das IEPs monofásicas podem ser considerados aceitáveis, porque o erro máximo é 6% na perda reativa não técnica da fase C, e além disso os erros nas outras perdas não superam o patamar de 2.5%, como pode ser visto na Figura 5.144, Figura 5.145 e Figura 5.146.

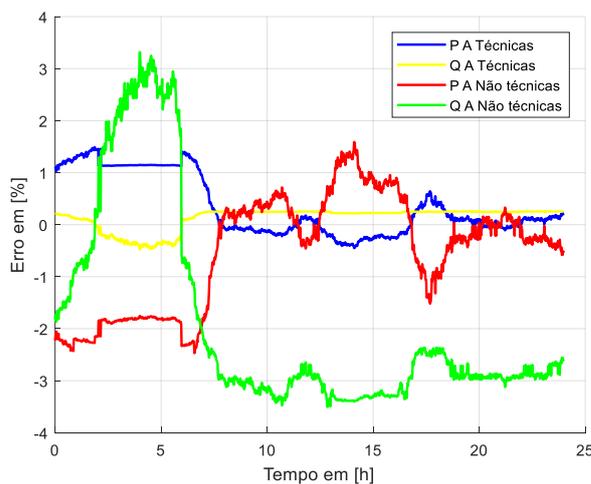


Figura 5.144: Erro na estimativa de perda na fase A
 –Caso B3-3
Fonte: Elaboração própria

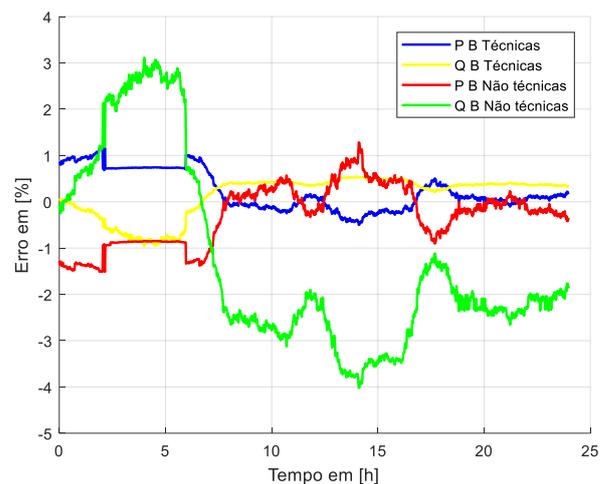


Figura 5.145: Erro na estimativa de perda na fase B
 –Caso B3-3
Fonte: Elaboração própria

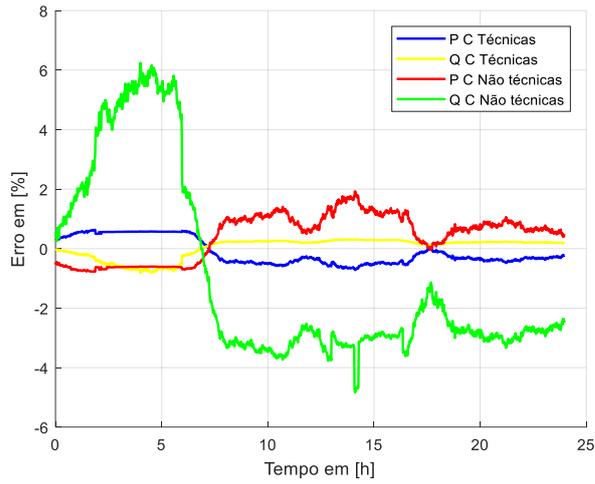


Figura 5.146: Erro na estimativa de perda na fase C
–Caso B3-3

Fonte: Elaboração própria

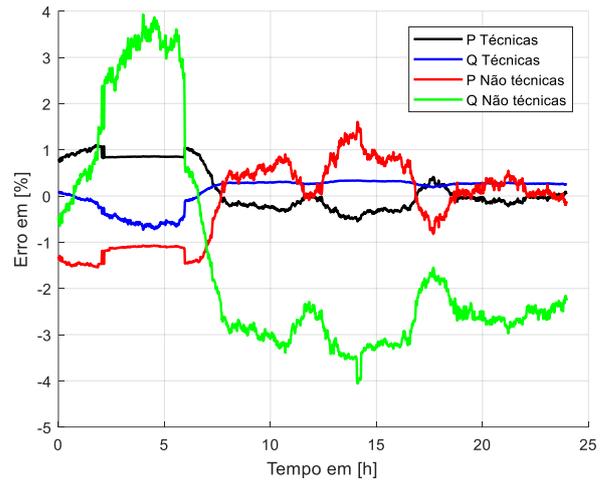


Figura 5.147: Erro na estimativa de perda total,
somando fases –Caso B3-3

Fonte: Elaboração própria

CAPÍTULO 6

6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

6.1 Principais Conclusões do Trabalho

Foi apresentada, nesta dissertação, a formulação da Impedância Equivalente de Perdas (IEP), e a sua aplicação para o cálculo de perdas técnicas e não técnicas em sistemas elétricos, focando principalmente nas redes de distribuição de energia elétrica.

Observou-se, pelos resultados apresentados no Capítulo 5, que o uso da IEP permite que se obtenha, com boa precisão, as perdas técnicas ativa e reativa para qualquer condição de operação da rede elétrica, a partir de um estudo inicial de fluxo de carga para o cálculo da resistência e reatância equivalente de perdas da rede. A IEP calculada para um ponto de operação é aplicável a qualquer outro ponto de operação desde que esses pontos apresentem perfis de tensão similares, ou seja, tenham tensões classificadas como adequadas. Essa característica da IEP de se manter relativamente constante para os diversos pontos de operação faz com que a mesma possa ser utilizada em tempo real para o cálculo das perdas técnicas da rede a partir das injeções de corrente na subestação.

Outra aplicação potencial da IEP é o cálculo das perdas não técnicas, ou perdas comerciais. Neste caso, deve-se ter informação a respeito das contas de energia das unidades consumidoras para se obter a perda total, a qual é desagregada nas parcelas de perda técnica e perda não técnica, pelo uso da Impedância Equivalente de Perdas. O cálculo das perdas comerciais é sem dúvida uma importante aplicação da IEP, pois o método de IEP permite que o cálculo dessas perdas seja inserido nas rotinas de planejamento da operação das redes de distribuição.

O comportamento da IEP foi analisado com a consideração de impedâncias mútuas e sem impedâncias mútuas. Neste caso, o cálculo das perdas técnicas e não técnicas com o uso da IEP monofásica apresentou erros maiores do que quando as impedâncias mútuas são desconsideradas. Mesmo assim, a maioria dos resultados encontrados fica com erros dentro de uma faixa adequada para aplicações de planejamento. Para melhorar os resultados da IEP monofásica no cálculo das perdas em sistemas com impedâncias mútuas, definiu-se a IEP trifásica, a qual apresentou invariavelmente erros pequenos para todas as aplicações testadas.

Avaliou-se, também, o comportamento da IEP com a atuação de transformador regulador de tensão. Foi demonstrado claramente que a atuação do regulador de tensão afeta o comportamento da IEP, e conseqüentemente, o erro no cálculo das perdas técnicas e não técnicas, o qual é devido ao fato que a perda depende do perfil de tensão. Também avaliou-se

a influência da geração distribuída no comportamento da IEP, observando que ela influencia nos erros de estimação de uma maneira similar a uma variação de carga, diminuindo as perdas técnicas da rede.

Finalmente, dos estudos realizados, foi possível perceber que as estimativas das perdas ativa, técnica e não técnica, apresentaram erros menores do que as perdas reativas, mas isso não significa que as estimativas das perdas reativa não sejam aceitáveis, só que apresentam um erro um pouco maior.

6.2 Recomendações Para Trabalhos Futuros

Para os trabalhos futuros sugere-se:

- Estudar a aplicação do método da IEP em redes radiais com geração distribuída representada como barra P-V;
- Utilizar diferentes curvas de carga típicas residenciais, industriais, comerciais e outros para testar o comportamento da IEP;
- Estudar a aplicação do método da IEP para sistemas malhados e com múltiplas fontes de geração;
- Explorar a aplicação da IEP para a inclusão de perdas no método de fluxo de potência DC.

BIBLIOGRAFIA

- [1] ABRADÉE. **Furto e Fraude de Energia**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/perdas/furto-e-fraude-de-energia/>>. Acesso em: 18 mar. 2018.
- [2] ANEEL. **Metodologia de Cálculo Tarifário da Distribuição: Perdas de energia**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800>. Acesso em: 22 ago. 2018
- [3] ANEEL. **Perdas de Energia**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/conteudos-relacionados-distribuicao>>. Acesso em: 18 mar. 2018.
- [4] ANEEL. **PRODIST: Módulo 2, Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 18 mar. 2018.
- [5] ANEEL. **PRODIST: Módulo 7, Cálculo de Perdas na Distribuição**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 18 mar. 2018.
- [6] ANEEL. **PRODIST: Módulo 8, Qualidade da Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 18 mar. 2018.
- [7] Barbosa, A.S. **Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição: Aplicações Práticas**. 1995. 124f. Dissertação (Mestrado em Engenharia), UFPB, Campina Grande.
- [8] Bastos, P.; Souza, B.; Ferreira, N. **Diagnosis of nontechnical energy losses using bayesian networks**. In Proc. 2009, International Conference on Electricity Distribution, Praga.
- [9] Begines, H. D. **Modelado de Redes de Distribución Usando OpenDSS**, 2015. 162f. Proyecto (Proyecto fin de carrera). Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, Sevilla, 2015.
- [10] Bezerra, U. H. **Análise de Sistemas de Energia**. Notas de aula do curso de pós-graduação de engenharia elétrica. UFPA. 2009.
- [11] Bezerra, U. H.; Soares, T. M.; Nunes, M. V. A.; Tostes, M. E. L.; Vieira, J. P. A.; Viana Jr. P. R. A.; Agamez, P.; Oliveira, R. C. **Estimação de Perdas Não Técnicas em Alimentadores de Distribuição a partir de Medidas de Potências na Subestação e Contas de Energia das Unidades Consumidoras**. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Natal/RN, 2016.
- [12] Bezerra, U. H.; Soares, T. M.; Nunes, M. V. A.; Tostes, M. E. L.; Vieira, J. P. A.; Viana Jr, P. R. A.; Manito, A. R. A.; Oliveira, R. C. **Metodologia para Cálculo de Perdas Comerciais em Redes de Distribuição via Estudos de Fluxo de Carga**. XXII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Curitiba/PR, 2016.

- [13] Bezerra, U. H.; Soares, T. M.; Vieira, J. P. A.; Tostes, M. E. L.; Manito, A.R.R.; Paye, J.C.H. **Equivalent Operational Impedance: A new Approach to Calculate Technical and Non-Technical Losses in Electric Distribution Systems**. In: 2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE).
- [14] Carvalho, F. F. **Estudo do Simulador OpenDSS**, 2014. 119f. Trabalho De Conclusão De Curso, Universidade Federal Do Paraná, Curitiba, 2014.
- [15] Chen, S.; Zhan, T.; Huang, C.; Chen, J.; Lin, C. **Nontechnical loss and outage detection using fractional-order self-synchronization error-based fuzzy petri nets in micro-distribution systems**. IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 6, no. 1, pp. 411-420, Jan. 2015.
- [16] Cossi. A.M. **Planejamento de Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Média e Baixa Tensão**, 2008. 233f. Tese (Tese de Doutorado em Engenharia), UNESP, Campus de Ilha Solteira.
- [17] Donadel, C.; Anicio, J.; Frades, M.; Varejão, F.; Comarela, G.; Perim, G. **A Methodology to Refine the Technical Losses Calculation from Estimates of Non-Technical Losses**. CIRED - 20th International Conference on Electricity Distribution. Prague, 2009.
- [18] Dugan, R. C.; McDermott, T. E. **An open source platform for collaborating on smart grid research**. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011.
- [19] Dugan, R. C.; Montenegro, D. **Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. Electric Power Research Institute, Revision 7.6.5, mar. 2018.
- [20] Dugan, R. C. **OpenDSS circuit solution technique**. Technical report, Electric Power Research Institute (EPRI), 2016
- [21] Freitas, P. R. R. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. 2015, 191f. Trabalho de conclusão de curso, Universidade de São Paulo–USP Escola Politécnica, São Paulo, 2015
- [22] Garcia, A. N.; Pereira, J. L.; Carneiro, S.; Costa, V.; Martins, N. **Three-Phase Power Flow Calculations Using the Current Injection Method**. IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 15, No. 2, may 2000.
- [23] Gonzalez, F.B. **Sistemas de Energía Eléctrica**. Ediciones Paraninfo, Madrid, España.
- [24] Granda, P.M. **Parametrización, Control, Determinación, y Reducción de Pérdidas de Energía en Base a la Optimización en el Montaje de Estaciones de Transformación en la Provincia de Morona Santiago**, 2013. 136f. Tesis (Tesis previa al título de Magister) Universidad de Cuenca, Cuenca, Ecuador.
- [25] IEEE PES AMPS DSAS, **Test Feeder Working Group**. Disponível em: <<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acesso em: 23 ago. 2018

- [26] Kaykahie, S.; Kowsari S. **A new approach for calculating load and loss factor based on consumer data with fuzzy modelling**. In Proc. 2013 International Conference on Electricity Distribution, Stockholm.
- [27] Leal, A. G.; Jardini, J. A.; Magrini, L. C.; Ahn, S. U. **Distribution Transformer Losses Evaluation: A New Analytical Methodology and Artificial Neural Network Approach**. IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 24, Issue: 2, May 2009).
- [28] Lu, C. N.; Huang, S. C.; Lo, Y. L. **Non-technical loss detection using state estimation and analysis of variance**, IEEE Trans. Power Systems, vol. 28, no 3, pp 2959-2966, Aug. 2013.
- [29] Méffe, A. **Metodologia para Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuição**. 2001. 152f. Dissertação (Mestrado em Engenharia), Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo.
- [30] Méffe, A.; Oliveira, C. C. B.; Kagan, N.; Jonathan, S.; Caparroz, S.; Cavaretti, J. L. **Technical and economic analysis for the reduction of losses in distribution systems**. In: Transmission and Distribution Conference and Expositio: Latin America, 2002, São Paulo. Anais São Paulo: IEEE/PES, 2002. 6 p.
- [31] Meffe, A.; Oliveira, C.C.B. **Technical Loss Calculation by Distribution System Segment with Corrections from Measurement**. CIRED - 20th International Conference on Electricity Distribution. Prague, 2009.
- [32] Nagi, J.; Yap, K.S.; Nagi, F.; Tiong, S.K.; Koh, S. P.; Ahmed, S. K. **NTL detection of electricity theft and abnormalities for large power consumers**. In TNB Malaysia 2010 IEEE Student Conference on Research and Development (SCORED).
- [33] Oliveira, M. E. **Avaliação de Metodologias de Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2009. 137f. Tese (Tese de Doutorado em Engenharia), UNESP, Campus de Ilha Solteira.
- [34] Oliveira, R.C. **Metodologia para Cálculo de Perdas Técnicas e Não Técnicas de Alimentadores de Distribuição via Estudos de Fluxo de Carga pelo Método Somatório de Potência Modificado**. 2017. 114f. Dissertação (Mestrado em Engenharia), UFPA, Belém.
- [35] Pereira, E.; Barbosa, A.; Teixeira, E.; Rocha, D.; Bezerra, L.; Sérvulo, D.; Albuquerque, V.; Sacramento, C. **Cálculo de Perdas Técnicas por meio do Software OpenDSS - Experiência Cemig D**, XXII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, SENDI 2016 - 07 a 10 de nov. Curitiba - PR – Brasil
- [36] Porras, J.; Rivera, H.; Giraldo, F.; Correa, B. **Identification of nontechnical electricity losses in power distribution systems by applying techniques of information analysis and visualization**. IEEE Latin America Transactions, vol 13, no. 3, pp 659-664, Mar. 2015.

- [37] Radatz, P.; Rocha, C. **Elemento Circuit (Vsource) do OpenDSS**, 11 set. 2017
- [38] Radatz, P.; Rocha, C. **Elemento Transformer do OpenDSS**, 9 out. 2017
- [39] Radatz, P.; Rocha, C. **Elemento Load do OpenDSS**, 15 mar. 2018
- [40] Ramos, C. C.O.; Souza, A. N.; Gastaldello, D. S.; Papa, J. P. **Identification and feature selection of non-technical losses for industrial consumers using the software WEKA**. 2012 10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications.
- [41] Rocha, C. H. S. **Análise e Mitigação de Impactos da Conexão de Geração Distribuída, Microgeração Distribuída e Armazenadores em Alimentadores de Distribuição Utilizando o Software OpenDSS**. 2016, 164f. Trabalho de conclusão de curso, Universidade de São Paulo–USP Escola Politécnica, São Paulo, 2016
- [42] Rocha, C.; Radatz, P. **Algoritmo de Fluxo de Potência do OpenDSS**, 28 set. 2017
- [43] Rocha, C.; Radatz, P. **Elemento Line do OpenDSS**, 11 set. 2017
- [44] Rocha, C.; Radatz, P. **Elemento Storage do OpenDSS**, 13 jun. 2018
- [45] Romero, S.J. **Metodología para la Estimación de Pérdidas Técnicas en una Red de Distribución de Energía Eléctrica**. 2005. 201f. Tesis (Tesis para optar el título de Ingeniero) UNI, Lima, Perú.
- [46] Search EPRI Research, **OpenDSS Tool**. Disponível em: <<https://www.epri.com/#/pages/sa/openss?lang=en>>, Acesso em: 22 ago.2018.
- [47] Sexauer, J. **The Open Distribution System Simulator, OpenDSS-Introducao ao OpenDSS**. Tradução de Radatz, P.; Rocha C. Electric Power Research Institute, jul. 2016.
- [48] Sousa, J. **Planejamento de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Através de um Modelo de Programação Linear Inteiro Misto (PLIM)**. 2013. 112f. Tese (Tese de Doutorado em Engenharia), UNESP, Campus de Ilha Solteira.
- [49] Vargas, E. L. **Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição Através da Simulação de Alternativas e Análise Multicritério**. 2015. 136f. Dissertação (Dissertação De Mestrado), Universidade Federal De Santa Maria, Brasil 2015.
- [50] Zhang, Q.; Shi, K.; LU, N.; Zhang, J. **New features for detection of non-technical losses considering PV installed at customer side**. In Proc. 2012 China International Conference on Electricity Distribution, China 2012