

Luís Manuel Ramos de Oliveira

# Desenvolvimento de Métodos de Detecção de Avarias e Algoritmos de Protecção para Aplicação em Sistemas de Monitorização Contínua de Transformadores Trifásicos

Tese apresentada para a obtenção do grau de Doutor em  
Engenharia Electrotécnica, na especialidade de Sistemas de Energia

2013



UNIVERSIDADE DE COIMBRA



UNIVERSIDADE DE COIMBRA

Faculdade de Ciências e Tecnologia

Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores

# **Desenvolvimento de Métodos de Detecção de Avarias e Algoritmos de Protecção para Aplicação em Sistemas de Monitorização Contínua de Transformadores Trifásicos**

Tese apresentada para a obtenção do grau de Doutor em  
Engenharia Electrotécnica, na especialidade de Sistemas de Energia

Luís Manuel Ramos de Oliveira

Coimbra — Portugal

2013



Tese realizada sob orientação do  
Professor Doutor António João Marques Cardoso  
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Electromecânica  
da Universidade da Beira Interior





À minha família



# Agradecimentos

O meu profundo agradecimento ao Professor Doutor António João Marques Cardoso pela orientação deste trabalho, pelos conhecimentos que me transmitiu e pelo apoio e incentivo que sempre me manifestou.

Agradeço ao Departamento de Engenharia Electrotécnica e Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra e ao Instituto de Telecomunicações os meios disponibilizados para a realização deste trabalho.

Agradeço ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Ensino Superior o financiamento concedido no âmbito da Bolsa SFRH/PROTEC/49261/2008, que possibilitou a dispensa de serviço docente a 50% e o pagamento de propinas durante dois anos lectivos.

Ao Departamento de Engenharia Electrotécnica e ao Instituto Superior de Engenharia da Universidade do Algarve agradeço também os meios disponibilizados para a realização da parte experimental e as facilidades concedidas na elaboração do horário docente.

Agradeço ao Professor Doutor João Rodrigues a cedência das instalações do Laboratório de Projecto – Sinal, Visão e Computação, onde foi realizada grande parte da componente laboratorial deste trabalho.

Ao Professor Doutor Sérgio Cruz agradeço as sugestões que contribuíram para a realização do presente trabalho.

Aos Técnicos de Laboratório António Costa e Nuno Portela agradeço a ajuda disponibilizada na realização dos protótipos laboratoriais.

A todos os colegas do Instituto Superior de Engenharia da Universidade do Algarve, em especial aos do Departamento de Engenharia Electrotécnica, que, de alguma forma, me ajudaram durante este trabalho manifesto também o meu agradecimento.

Aos elementos do grupo DIANA o meu agradecimento pela amizade e pelos bons momentos de convívio. Em especial, agradeço à Dra. Sílvia Ângelo a disponibilidade e a ajuda prestada na resolução dos problemas burocráticos que foram surgindo ao longo destes anos.

À Professora Aline agradeço a exigência e o exemplo.

À Ana agradeço não só as lições de matemática e de português, mas também, e acima de tudo, o seu permanente encorajamento e invulgar paciência demonstrada. À Rita e ao Tiago agradeço os sorrisos, que tornam tudo o resto insignificante.

Por fim, resta-me agradecer aos meus pais, a quem nunca conseguirei retribuir todos os sacrifícios que fizeram em meu nome.



## Resumo

Os transformadores são um componente vital dos sistemas de produção, transmissão e distribuição de energia eléctrica e constituem um dos maiores investimentos de capital-intensivo realizado pelas empresas do sector eléctrico. Uma avaria inesperada num transformador pode provocar prejuízos elevados, onde se incluem não só a reparação ou substituição do equipamento, mas também os custos relativos à energia não vendida e às eventuais penalidades devido ao incumprimento dos padrões de continuidade de serviço. Neste contexto, existe uma crescente exigência relativamente aos sistemas de manutenção e protecção dos transformadores, no sentido de garantir elevados padrões de fiabilidade e qualidade de serviço da rede eléctrica. Consequentemente, o desenvolvimento de novos métodos de diagnóstico de avarias e o aperfeiçoamento dos dispositivos de protecção tem merecido particular atenção por parte da comunidade científica, por forma a tentar detectar as anomalias na sua fase mais precoce e assim evitar avarias catastróficas, minimizando os danos no transformador e reduzindo o período e custos de indisponibilidade.

O trabalho apresentado nesta dissertação teve como objectivo principal o desenvolvimento de métodos de detecção de avarias em transformadores trifásicos. Pretendeu-se que os métodos possam ser utilizados em sistemas de monitorização contínua já existentes ou, preferencialmente, integráveis nos dispositivos de protecção baseados em microprocessadores, por forma a conseguir um sistema de monitorização contínua de baixo custo.

A dissertação começa por apresentar uma caracterização das avarias que mais frequentemente ocorrem nos transformadores e uma revisão bibliográfica sobre os métodos de diagnóstico e técnicas de detecção de avarias utilizadas nos relés de protecção. De seguida descreve-se o desenvolvimento do modelo computacional do transformador, o qual é indispensável para analisar com detalhe o seu comportamento em diversas condições de funcionamento, tais como avarias nos enrolamentos, sobrecorrentes transitórias de excitação, perturbações na tensão de alimentação ou curtos-circuitos externos. Foi aqui dada especial atenção ao processo de obtenção dos parâmetros do modelo, particularmente no que se refere à determinação da curva de magnetização em regime saturado e à caracterização das

indutâncias de fugas em função da severidade e localização da avaria. Foi também tomada em consideração a influência dos transformadores de corrente no sistema de monitorização/protecção, tendo sido igualmente desenvolvido um modelo matemático destes dispositivos. Para a validação experimental dos modelos computacionais foram concebidos vários circuitos de electrónica de potência que permitem efectuar a simulação analógica das avarias e controlar os parâmetros relacionados com as sobrecorrentes transitórias de excitação.

De seguida propõem-se dois métodos para detectar avarias nos enrolamentos de transformadores trifásicos. Um dos métodos utiliza a análise do espectro harmónico do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais, revelando sensibilidade suficiente para efectuar a monitorização contínua do estado do transformador e também para executar funções de protecção nos relés diferenciais. Este método supera as principais limitações que os algoritmos de protecção convencionais apresentam, efectuando correctamente a discriminação entre a condição de avaria e as sobrecorrentes transitórias de excitação, mesmo quando a percentagem do segundo harmónico das correntes diferenciais possui valores reduzidos. O outro método baseia-se na análise dos sinais relativos às potências instantâneas diferenciais activa e reactiva. À semelhança do anterior, este método distingue correctamente as sobrecorrentes transitórias de excitação da ocorrência de avarias internas, mesmo para um valor reduzido da percentagem de segundo harmónico das correntes diferenciais. Adicionalmente, este método não é afectado pelo erro na razão de transformação, provocado pelo comutador de tensão. O método não se revela no entanto tão sensível na identificação das avarias como o anterior e apresenta menor imunidade em relação à distorção dos sinais provenientes dos transformadores de corrente. Sugere-se ainda uma possível estratégia para combinar as vantagens dos dois métodos propostos.

# Abstract

Power transformers are key elements of the electric generation, transmission and distribution network and constitute one of the most capital-intensive investments made by power system utilities. The unexpected failure of a power transformer can generate substantial costs, not only because of repair or replacement but also because of financial losses due to undelivered energy and related penalties. In this context, there is a growing demand in power transformers maintenance and protection systems, to ensure high standards of reliability and quality of service of the electrical network. Therefore, the development of new diagnostic methods and protection devices has received particular attention from the research community, in order to detect faults at an earlier stage and thus avoiding catastrophic failures, minimizing the damages in the transformer and reducing the downtime period and related costs.

The main purpose of the work presented in this dissertation is the development of fault detection methods in three-phase power transformers. These methods are intended to be used in existing continuous condition monitoring systems or, preferably, integrated into microprocessor-based protection devices, in order to achieve a low-cost continuous monitoring system.

The dissertation begins by presenting a characterization about the most likely failures that can occur in power transformers and a bibliographic review of the diagnostic methods and fault detection techniques used in protection relays. Then, the development of a transformer digital simulation model is described. This model is indispensable to analyze the transformer behavior in different operating conditions, such as interturn short-circuits in the windings, inrush currents, supply voltage disturbances and external faults. Special attention has been given to the model parameters determination, particularly the magnetization curve under severe saturation and the characterization of leakage inductances as a function of the fault severity and location. The non-ideal characteristics of current transformers were also included in the monitoring/protection system, and the corresponding mathematical model of these devices was also developed. Several power electronic circuits have been designed and



implemented in order to reproduce the winding faults behavior and control the inrush currents parameters, so that the digital simulation models can be experimentally validated.

Two methods were proposed for the winding fault detection in three-phase transformers. One of the methods is based on the analysis of the harmonic spectrum of the differential currents Park's Vector modulus, being sufficiently sensitive to continuously monitor the transformer condition and also to perform protective functions in differential relays. This method overcomes the limitations of the conventional protection algorithms, making the correct discrimination between the occurrence of faults and inrush currents, even when the second harmonic percentage of the differential currents is reduced. The other method is based on the analysis of the harmonic content of the instantaneous active and reactive differential powers. Like the previous one, this method correctly discriminates inrush currents from internal faults, even for a reduced value of the differential currents second harmonic percentage. Furthermore, this method is not affected by the error in the transformation ratio, caused by the tap-changer. However, the method based on the instantaneous differential powers is not as sensitive as the previous one in identifying winding incipient faults and provides lower immunity against current transformers saturation. It is also suggested a possible strategy to combine the advantages of the two proposed methods.

# Índice

Agradecimentos.....	<i>i</i>
Resumo .....	<i>iii</i>
Abstract .....	<i>v</i>
Índice .....	<i>vii</i>
Lista de Símbolos .....	<i>x</i>
Abreviaturas .....	<i>xxii</i>
<b>1. Introdução.....</b>	<b>1</b>
1.1. Estrutura e organização da dissertação .....	7
<b>2. Avarias em transformadores: caracterização, diagnóstico e protecção .....</b>	<b>9</b>
2.1. Avarias em transformadores de potência .....	9
2.1.1. Estudos estatísticos de fiabilidade .....	11
2.1.1.1. A situação portuguesa: transformadores da rede nacional de transporte .....	21
2.1.1.2. Síntese.....	22
2.1.2. Caracterização das avarias nos enrolamentos em transformadores.....	23
2.2. Métodos de diagnóstico .....	27
2.2.1. Análise de gases dissolvidos no óleo .....	27
2.2.2. Análise do óleo .....	29
2.2.3. Grau de polimerização.....	29
2.2.4. Análise dos compostos furânicos .....	29
2.2.5. Resistência de isolamento e índice de polarização .....	30
2.2.6. Factor de perdas do dieléctrico ou $\tan(\delta)$ .....	30
2.2.7. Resistência dos enrolamentos .....	31
2.2.8. Relação entre espiras.....	31
2.2.9. Temperatura .....	31
2.2.10. Indutância de fugas .....	32
2.2.11. Corrente de excitação.....	32
2.2.12. Descargas parciais .....	33
2.2.13. Análise de resposta em frequência.....	33
2.2.14. Vibrações.....	34
2.2.15. Tensão de restabelecimento e correntes de polarização .....	34
2.2.16. Diagnóstico de avarias nas travessias e reguladores de tensão em carga .....	35
2.2.17. Sistemas de monitorização contínua.....	36
2.2.18. Síntese.....	37
2.3. Sistemas de protecção.....	37
2.3.1. Protecção diferencial .....	38
2.3.1.1. Sobrecorrente transitória de excitação .....	44
2.3.1.2. Sobreexcitação .....	47
2.3.1.3. Limitações das técnicas de restrição/bloqueio harmónico .....	48

2.3.1.4. Novas técnicas para discriminação entre sobrecorrentes de excitação e avarias internas .....	50
2.3.2. Síntese .....	53
2.4. Conclusões e introdução à estratégia integrada de diagnóstico e protecção .....	53

### 3. Caracterização do funcionamento do transformador: modelos computacionais, protótipos

<b>laboratoriais e validação experimental .....</b>	<b>55</b>
3.1. Modelo do transformador de potência.....	56
3.1.1. Modelo do transformador em funcionamento normal .....	59
3.1.2. Modelo do transformador com espiras em curto-circuito nos enrolamentos .....	69
3.1.2.1. Avaria no enrolamento primário .....	71
3.1.2.2. Avaria no enrolamento secundário .....	74
3.1.3. Representação da impedância da fonte.....	76
3.1.4. Determinação dos parâmetros do modelo .....	78
3.1.4.1. Identificação do transformador de potência utilizado.....	78
3.1.4.2. Parâmetros do núcleo ferromagnético .....	80
3.1.4.2.1. Característica B-H para níveis de saturação intensa .....	89
3.1.4.3. Permeâncias homopolares.....	92
3.1.4.4. Resistências dos enrolamentos.....	94
3.1.4.5. Indutância de fugas - funcionamento normal .....	94
3.1.4.6. Indutância de fugas - condição de avaria .....	96
3.1.4.6.1. Ensaio em curto-circuito na condição de avaria.....	98
3.1.4.6.2. Cálculo analítico da indutância de fugas.....	101
3.1.4.6.3. Modelo de elementos finitos .....	107
3.1.4.6.4. Caracterização da indutância de fugas com a posição e severidade da avaria .....	108
3.1.4.6.5. Circuito equivalente para as indutâncias de fugas.....	114
3.1.4.6.6. Método simplificado para o cálculo das indutâncias de fugas.....	121
3.2. Modelo do transformador de corrente.....	128
3.2.1. Identificação dos TI utilizados.....	128
3.2.2. Modelo do matemático do TI .....	130
3.2.3. Determinação de parâmetros do modelo do TI.....	131
3.3. Protótipos laboratoriais .....	133
3.3.1. Circuito simulador de curtos-circuitos com descargas intermitentes.....	133
3.3.2. Circuito para análise do regime transitório após ocorrência de uma avaria.....	135
3.3.3. Comutador electrónico para ligação do transformador de potência à rede .....	136
3.3.4. Circuitos de medida de correntes e tensões .....	137
3.3.5. Placa de aquisição dos sinais de tensão e corrente.....	137
3.4. Resultados experimentais e validação dos modelos computacionais.....	138
3.4.1. Transformador de potência.....	138
3.4.1.1. Sobrecorrentes transitórias de excitação.....	138
3.4.1.1.1. Influência do ângulo de comutação .....	140
3.4.1.1.2. Influência da indução remanescente .....	145
3.4.1.2. Curto-circuito entre espiras.....	153
3.4.1.2.1. Curto-circuito entre espiras em regime permanente .....	153
3.4.1.2.2. Transitório associado à ocorrência do curto-circuito entre espiras .....	160
3.4.1.2.3. Defeito de isolamento intermitente .....	161
3.4.1.3. Ocorrência simultânea de sobrecorrentes transitórias de excitação e curtos-circuitos entre espiras .....	165

3.4.2. Transformador de corrente.....	167
3.5. Síntese .....	169
<b>4. Monitorização e diagnóstico: aplicação do método EPVA das correntes diferenciais para detectar curtos-circuitos nos enrolamentos .....</b>	<b>171</b>
4.1. Princípio básico do método EPVA aplicado às correntes diferenciais.....	172
4.2. Detecção de espiras em curto-circuito com o método EPVA – resultados .....	175
4.2.1. Caracterização do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais em condição de funcionamento normal.....	175
4.2.2. Avarias permanentes .....	177
4.2.2.1. Influência do tipo de ligação dos enrolamentos do transformador.....	181
4.2.2.2. Influência dos TI.....	182
4.2.3. Avarias intermitentes .....	183
4.3. Síntese .....	185
<b>5. Protecção diferencial: métodos baseados na aplicação do Vector de Park .....</b>	<b>187</b>
5.1. Estratégia de protecção baseada no método EPVA das correntes diferenciais .....	188
5.1.1. Detecção de curtos-circuitos entre espiras com o EPVA .....	189
5.1.1.1. Avaria incipiente sem sobrecorrente nas espiras em defeito.....	189
5.1.1.2. Avaria com sobrecorrente nas espiras em defeito.....	193
5.1.2. Discriminação entre sobrecorrentes transitórias de excitação e avarias internas .....	198
5.1.2.1. Análise de casos reais com valores reduzidos da percentagem de segundo harmónico.....	213
5.1.2.1.1. Caso I: Disparo intempestivo em banco de transformadores.....	213
5.1.2.1.2. Caso II: Ligação de transformadores em série.....	215
5.1.3. Ocorrência simultânea de sobrecorrentes transitórias de excitação e avaria interna .....	217
5.1.4. Influência dos erros introduzidos no cálculo das correntes diferenciais.....	224
5.1.5. Aplicação da protecção diferencial proporcional ao método baseado no Vector de Park.....	228
5.1.6. Perturbações da tensão de alimentação.....	230
5.1.6.1. Discriminação entre sobretensão e avaria interna .....	230
5.1.6.2. Cavas de tensão .....	238
5.2. Estratégia de protecção diferencial baseada na teoria p-q [319], [320] .....	245
5.2.1. Cálculo das componentes de potência diferencial de Park.....	246
5.2.2. Detecção de curtos-circuitos entre espiras com as potências instantâneas diferenciais .....	248
5.2.3. Caracterização das potências instantâneas diferenciais durante sobrecorrentes transitórias de excitação. ....	253
5.2.4. Ocorrência simultânea de sobrecorrente transitória de excitação e avaria interna .....	259
5.2.5. Discriminação entre avaria interna e externa.....	262
5.2.6. Perturbações na tensão de alimentação.....	265
5.3. Comparação dos métodos de protecção: EPVA versus teoria p-q.....	268
5.4. Método híbrido EPVA/p-q.....	270
5.5. Síntese .....	272
<b>6. Conclusões e trabalho futuro .....</b>	<b>273</b>
<b>Referências .....</b>	<b>279</b>
<b>Anexo I - Protótipos laboratoriais para simulação analógica das avarias .....</b>	<b>307</b>
<b>Anexo II - Protótipo laboratorial para ligação controlada do transformador à rede .....</b>	<b>310</b>
<b>Anexo III - Sensores de tensão e corrente .....</b>	<b>313</b>

# Lista de Símbolos

$a_{11}, \dots, a_{66}$	– Elementos da matriz de permeâncias $\mathbf{A}$ (H);
$\mathbf{A}$	– Matriz de permeâncias (H);
$B$	– Indução magnética (T);
$\mathbf{B}$	– Matriz de permeâncias (H);
$B_1, B_2, B_3$	– Indução magnética nas colunas esquerda, central e direita, respectivamente (T);
$B_R$	– Indução remanescente (T);
$B_{R1}, B_{R2}, B_{R3}$	– Indução magnética remanescente nas colunas esquerda, central e direita, respectivamente (T);
$C_{iso}$	– Capacidade equivalente do dielétrico (F);
$detectSCTE_{pq}$	– Sinal identificador de sobrecorrentes transitórias de excitação, referente ao método baseado na teoria p-q (%);
$detectSCTE_{pqTI}$	– Sinal identificador de sobrecorrentes transitórias de excitação, referente ao método baseado na teoria p-q, obtido utilizando os TI (%);
$detectSCTE_{VP}$	– Sinal identificador de sobrecorrentes transitórias de excitação, referente ao método EPVA (%);
$D$	– Determinante de matriz de permeâncias;
$e_{2TI}$	– Valor instantâneo da tensão induzida no secundário do TI (V);
$f$	– Frequência relativa ao sistema de alimentação (Hz);
$\mathbf{f}$	– Vector coluna do valor instantâneo das forças magnetomotrizes (A);
$f_1, \dots, f_6$	– Valor instantâneo das forças magnetomotrizes associadas aos enrolamentos (A);
$FAss$	– Factor de assimetria.
$f_p, f_s$	– Valor instantâneo das forças magnetomotrizes associadas aos enrolamentos primário e secundário (A);
$f_{x0}, f_{y0}, f_{z0}$	– Valor instantâneo das forças magnetomotrizes nodais (A);
$g$	– Largura do espaço entre duas bobinas (m);
$g_0$	– Distância do ferro à bobina no lado interior (m);
$g_k$	– Largura do espaço entre as bobinas $k$ e $k+1$ (m);

$g_z$	– Distância do ferro à bobina no lado exterior (m);
$\mathbf{G}_{fe}$	– Matriz de condutâncias de perdas no ferro ( $\Omega^{-1}$ );
$G_{fe1}, G_{fe2}, G_{fe3}$	– Condutâncias de perdas no ferro ( $\Omega^{-1}$ );
$h$	– Altura das bobinas (m);
$h_a, h_{a1}, h_{a2}, h_b$	– Altura dos subenrolamentos $a$ , $a1$ , $a2$ e $b$ , respectivamente (m);
$h_j$	– Altura da janela do núcleo (m);
$h_k$	– Altura do disco $k$ das bobinas (m);
$H$	– Campo magnético (A/m);
$H_1, H_2, H_3$	– Campo magnético nas colunas esquerda, central e direita, respectivamente (A/m);
$\mathbf{i}$	– Vector coluna do valor instantâneo das correntes nos enrolamentos (A);
$i_0$	– Valor instantâneo da corrente do primário no ensaio homopolar (A);
$i_1, \dots, i_6$	– Valor instantâneo das correntes nos enrolamentos (A);
$i_{1TI}$	– Valor instantâneo da corrente no enrolamento secundário do TI, localizado no lado primário do transformador de potência (A);
$i_{2TI}$	– Valor instantâneo da corrente no enrolamento secundário do TI, localizado no lado secundário do transformador de potência (A);
$i_b$	– Valor instantâneo da corrente nas espiras em curto-circuito (A);
$i_d$	– Valor instantâneo de corrente diferencial genérica (A);
$i_{d1}, i_{d2}, i_{d3}$	– Valor instantâneo das correntes diferenciais (A);
$i_{d1TI}, i_{d2TI}, i_{d3TI}$	– Valor instantâneo das correntes diferenciais, obtido utilizando o TI (A);
$i_{D1}, i_{Q1}, i_{O1}$	– Valor instantâneo das componentes do Vector de Park das correntes de fase no primário (A);
$i_{D2}, i_{Q2}, i_{O2}$	– Valor instantâneo das componentes do Vector de Park das correntes de fase no secundário (A);
$i_{dD}, i_{dQ}, i_{dO}$	– Valor instantâneo das componentes do Vector de Park das correntes diferenciais (A);
$i_{dVP}$	– Valor instantâneo do Vector de Park das correntes diferenciais (A);
$i_{e1}$	– Valor instantâneo da corrente de excitação (A);
$\mathbf{i}_{fe}$	– Vector coluna do valor instantâneo das correntes nas resistências de perdas no ferro (A);
$i_{fe1}, \dots, i_{fe6}$	– Valor instantâneo das correntes nas resistências de perdas no ferro (A);

- $i_{feTI}$  – Valor instantâneo da corrente na resistência de perdas no ferro do TI (A);
- $i_{L1}, \dots, i_{L6}$  – Valor instantâneo das correntes de linha (A);
- $i_{L1TI}, \dots, i_{L6TI}$  – Valor instantâneo das correntes de linha, obtido utilizando o TI (A);
- $i'_{L4}, i'_{L5}, i'_{L6}$  – Valor instantâneo das correntes de linha do secundário referidas ao lado primário (A);
- $i_p$  – Valor instantâneo da corrente num enrolamento primário genérico (A);
- $i_{rest}$  – Valor instantâneo da corrente restritiva (A);
- $i_{rest1}, i_{rest2}, i_{rest3}$  – Valor instantâneo das correntes restritivas (A);
- $i_{restD}, i_{restQ}, i_{restO}$  – Valor instantâneo das componentes do Vector de Park das correntes restritivas (A);
- $i_s$  – Valor instantâneo da corrente num enrolamento secundário genérico (A);
- $i_x$  – Valor instantâneo da corrente na impedância de defeito (A);
- $i'_x$  – Valor instantâneo da corrente na impedância de defeito, referida ao lado primário (A);
- $i_{\mu4}, i_{\mu5}, i_{\mu6}$  – Valor instantâneo das correntes nas indutâncias de magnetização (A);
- $I$  – Matriz identidade;
- $I_0$  – Valor eficaz da corrente do primário no ensaio homopolar (A);
- $I_{1n}$  – Valor eficaz da corrente nominal dos enrolamentos no lado primário (A);
- $\hat{I}_{1n}$  – Valor de pico da corrente nominal dos enrolamentos no lado primário (A);
- $I_{2n}$  – Valor eficaz da corrente nominal dos enrolamentos no lado secundário (A);
- $I_b$  – Valor eficaz da corrente nas espiras em curto-circuito (A);
- $I_d$  – Valor eficaz da corrente diferencial (A);
- $\hat{I}_{d1(2f)}, \hat{I}_{d2(2f)}, \hat{I}_{d3(2f)}$  – Valor de pico do harmónico com frequência  $2f$  das correntes diferenciais (A);
- $\hat{I}_{d1(5f)}, \hat{I}_{d2(5f)}, \hat{I}_{d3(5f)}$  – Valor de pico do harmónico com frequência  $5f$  das correntes diferenciais (A);
- $I_{d1(CC)}, I_{d2(CC)}, I_{d3(CC)}$  – Valor médio das correntes diferenciais (A);
- $\hat{I}_{d1(f)}, \hat{I}_{d2(f)}, \hat{I}_{d3(f)}$  – Valor de pico da componente fundamental das correntes diferenciais (A);
- $\hat{I}_{d1TI(2f)}, \hat{I}_{d2TI(2f)}, \hat{I}_{d3TI(2f)}$  – Valor de pico do harmónico com frequência  $2f$  das correntes diferenciais, obtido utilizando os TI (A);

- $\hat{I}_{d1TI(5f)}, \hat{I}_{d2TI(5f)}, \hat{I}_{d3TI(5f)}$  – Valor de pico do harmónico com frequência  $5f$  das correntes diferenciais, obtido utilizando os TI (A);
- $I_{d1TI(CC)}, I_{d2TI(CC)}, I_{d3TI(CC)}$  – Valor médio das correntes diferenciais, obtido utilizando os TI (A);
- $\hat{I}_{d1TI(f)}, \hat{I}_{d2TI(f)}, \hat{I}_{d3TI(f)}$  – Valor de pico da componente fundamental das correntes diferenciais, obtido utilizando os TI (A);
- $I_{d(2f)}$  – Valor eficaz do segundo harmónico da corrente diferencial (A);
- $I_{dVP}$  – Valor instantâneo do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais (A);
- $\hat{I}_{dVP(2f)}$  – Valor de pico da componente alternada com frequência  $2f$  do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais (A);
- $\hat{I}_{dVP(6f)}$  – Valor de pico da componente alternada com frequência  $6f$  do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais (A);
- $I_{dVP(CC)}$  – Valor médio do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais (A);
- $\hat{I}_{dVP(f)}$  – Valor de pico da componente alternada com frequência  $f$  do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais (A);
- $\hat{I}_{dVP_{TI}(2f)}$  – Valor de pico da componente alternada com frequência  $2f$  do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais, obtido utilizando os TI (A);
- $I_{dVP_{TI}(CC)}$  – Valor médio do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais, obtido utilizando os TI (A);
- $\hat{I}_{dVP_{TI}(f)}$  – Valor de pico da componente alternada com frequência  $f$  do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais, obtido utilizando os TI (A);
- $I_{dVP(CC)_{[p.u.]}}$  – Valor médio do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais, normalizado em relação ao correspondente valor normal (p.u.);
- $I_{dVP(2f)_{[p.u.]}}$  – Valor da componente alternada com frequência  $2f$  do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais, normalizada em relação ao correspondente valor normal (p.u.);
- $I_{L1}, \dots, I_{L6}$  – Valor eficaz das correntes de linha (A);
- $I_p$  – Valor eficaz da corrente num enrolamento primário genérico (A);
- $I_{PU}$  – Mínimo valor eficaz da corrente diferencial que provoca a activação do relé (A);
- $I_{rest}$  – Valor eficaz da corrente restritiva (A);
- $I_{restVP}$  – Valor instantâneo do módulo do Vector de Park das correntes restritivas (A);
- $I_s$  – Valor eficaz da corrente num enrolamento secundário genérico (A);
- $I_x$  – Valor eficaz da corrente na impedância de defeito (A);



$\hat{I}_x$	– Valor de pico da corrente na impedância de defeito (A);
$k_v$	– Número de camadas dos enrolamentos;
$K_1$	– Valor predefinido relativo à razão entre a corrente diferencial e a corrente restritiva acima da qual o relé é activado (% ou p.u.);
$K_{AS}$	– Factor de projecto do transformador que relaciona a potência aparente e a secção efectiva das colunas;
$K_{hj}$	– Valor típico de projecto do transformador que relaciona a secção efectiva das colunas com a altura da janela do núcleo;
$K_{lam}$	– Factor de laminagem;
$K_{R(2f)}$	– Percentagem predefinida que estabelece o limite da restrição harmónica (% ou p.u.);
$K_{wj}$	– Valor típico de projecto do transformador que relaciona a secção efectiva das colunas com a largura da janela do núcleo;
$K_{\sigma(ax)}$	– Factor de correcção de Rogowski para a configuração axial;
$K_{\sigma(rad)}$	– Factor de correcção de Rogowski para a configuração radial;
$l$	– Comprimento médio de segmento do circuito magnético (m);
$l_1$	– Parte do perímetro médio das bobinas que possui ferro dos dois lados (m);
$l_2$	– Parte do perímetro médio das bobinas que possui ferro de apenas um lado (m);
$l_c$	– Largura interna das bobinas (m);
$l_{gk}$	– Perímetro médio do espaço entre as bobinas $k$ e $k+1$ (m);
$l_m$	– Perímetro médio das bobinas (m);
$l_p$	– Profundidade interna das bobinas (m);
$l_{wk}$	– Perímetro médio da bobina $k$ (m);
$l_{\sigma(eq)}$	– Comprimento da permeância de fugas equivalente (m);
$\mathbf{L}$	– Matriz de indutâncias (H);
$\mathbf{L}_{AA}, \dots, \mathbf{L}_{BB}$	– Submatrizes de indutâncias (H);
$L_{ccauto}$	– Indutância de curto-circuito do autotransformador (H);
$\mathbf{L}_{font}$	– Matriz de indutâncias da fonte (H);
$\text{Limiar}_{Bloq\,pq}$	– Limite acima do qual o sinal $detectSCTE_{pq}$ bloqueia o relé (%);
$\text{Limiar}_{Bloq\,VP}$	– Limite acima do qual o sinal $detectSCTE_{VP}$ bloqueia o relé (%);
$\text{Limiar}_{Disp\,pq}$	– Limite acima do qual o sinal $P_{d(CC)}$ activa o relé (W);

$\text{Limiar}_{VP(2f)}$	– Limite acima do qual o sinal $\hat{I}_{dVP(2f)}$ activa o relé (A);
$\text{Limiar}_{VP(CC)}$	– Limite acima do qual o sinal $I_{dVP(CC)}$ activa o relé (A);
$L_{L1}, L_{L2}, L_{L3}$	– Indutâncias de carga (H);
$L_{mTI}$	– Indutância de magnetização do TI (H);
$\mathbf{L}_{tot}$	– Matriz de indutâncias com contribuição da indutância da fonte (H);
$L_{\sigma}$	– Indutância de fugas genérica (H);
$\mathbf{L}_{\sigma}$	– Matriz de indutâncias de fugas (H);
$L_{\sigma 1}$	– Indutância de fugas do circuito equivalente do transformador de três enrolamentos no lado das $N_a$ espiras (H);
$L'_{\sigma 1}$	– Indutância de fuga $L_{\sigma 1}$ referida às $N_a$ espiras (H);
$L_{\sigma 2}$	– Indutância de fugas do circuito equivalente do transformador de três enrolamentos no lado das $N_2$ espiras (H);
$L'_{\sigma 2}$	– Indutância de fuga $L_{\sigma 2}$ referida às $N_a$ espiras (H);
$L_{\sigma a}, L_{\sigma b}$	– Indutâncias de fugas associada aos subenrolamentos $a$ e $b$ , respectivamente (H);
$L'_{\sigma b}$	– Indutância de fugas associada ao subenrolamento $b$ referida às $N_a$ espiras (H);
$L_{\sigma CC}$	– Indutância de fugas total obtida no ensaio em curto-circuito convencional (H);
$L_{\sigma p}$	– Indutância de fugas do enrolamento primário (H);
$L_{\sigma s}$	– Indutância de fugas do enrolamento secundário (H);
$L'_{\sigma s}$	– Indutância de fugas associada ao subenrolamento $s$ referida às $N_a$ espiras (H);
$L_{\sigma TI}$	– Indutância de fugas vista do lado secundário do TI (H);
$L_{\sigma(ab)}$	– Indutância de fugas quando é alimentado o subenrolamento $a$ e curto-circuitado o subenrolamento $b$ (H);
$L_{\sigma(as)}$	– Indutância de fugas quando é alimentado o subenrolamento $a$ e curto-circuitado o enrolamento $s$ (H);
$L_{\sigma(a,b+s)}$	– Indutância de fugas quando é alimentado o subenrolamento $a$ e curto-circuitados os subenrolamento $b$ e $s$ ligados em série (H);
$L_{\sigma(a+b,s)}$	– Indutância de fugas quando são alimentados os subenrolamento $a$ e $b$ ligados em série e é curto-circuitado o enrolamento $s$ (H);
$L_{\sigma(ax)}$	– Componente axial da indutância de fugas (H);
$L_{\sigma(bs)}$	– Indutância de fugas quando é alimentado o subenrolamento $b$ e curto-circuitado o enrolamento $s$ (H);

$L_{\sigma(\text{FEM})}$	– Indutância de fugas calculada utilizando o modelo de elementos finitos (H);
$L_{\sigma(\text{medido})}$	– Indutância de fugas medida (H);
$L_{\sigma(\text{rad})}$	– Componente radial da indutância de fugas (H);
$L_{\sigma(\text{rad})\text{normal}}$	– Componente radial da indutância de fugas para condição de funcionamento normal (H);
$m_k$	– fmm que actua no espaço entre as bobinas $k$ e $k+1$ (p.u.);
$M_{\sigma}$	– Indutância de fugas mútua do circuito equivalente do transformador de três enrolamentos (H);
$M'_{\sigma}$	– Indutância de fugas $M_{\sigma}$ referida às $N_a$ espiras (H);
$N_1$	– Número de espiras dos enrolamentos do lado da tensão mais alta do transformador de potência;
$N_{1TI}$	– Número de espiras do enrolamento primário do transformador de corrente;
$N_2$	– Número de espiras dos enrolamentos do lado da tensão mais baixa do transformador de potência;
$N_{2TI}$	– Número de espiras do enrolamento secundário do transformador de corrente;
$N_{2TI(1)}$	– Número de espiras do enrolamento secundário do transformador de corrente, localizado no lado primário do transformador de potência;
$N_{2TI(2)}$	– Número de espiras do enrolamento secundário do transformador de corrente, localizado no lado secundário do transformador de potência;
$N_c, N_d$	– Número de espiras das parcelas em condição normal do enrolamento defeituoso (subenrolamentos $c$ e $d$ , respectivamente);
$N_a, N_{a1}, N_{a2}$	– Número de espiras das parcelas em condição normal do enrolamento defeituoso (subenrolamentos $a$ , $a1$ e $a2$ , respectivamente);
$N_b$	– Número de espiras do subenrolamentos defeituoso;
$N_p$	– Número de espiras do enrolamento primário;
$N_{Ra}$	– Número de espiras equivalente do subenrolamento $a$ para a configuração radial;
$N_{Ra1}$	– Número de espiras equivalente do subenrolamento $a1$ para a configuração radial;
$N_{Ra2}$	– Número de espiras equivalente do subenrolamento $a2$ para a configuração radial;
$N_{Rb}$	– Número de espiras equivalente do subenrolamento $b$ para a configuração radial;
$N_s$	– Número de espiras do enrolamento secundário;
$p_1$	– Potência instantânea diferencial activa no primário (VA);

$p_2$	– Potência instantânea diferencial activa no secundário (VA);
$p_d$	– Potência instantânea diferencial activa (VA);
$p_{d(\text{dependente da carga})}$	– Potência instantânea diferencial activa, dependente da carga do transformador (VA);
$p_{\mu 0}, \dots, p_{\mu 20}$	– Coeficientes do polinómio que relaciona $\mu$ com $B$ ;
$P$	– Permeância genérica (H);
$P_{01}, P_{02}, P_{03}$	– Permeâncias homopolares do circuito magnético equivalente, considerando simetria vertical (H);
$P_1, P_2, P_3$	– Permeâncias das colunas do núcleo do circuito magnético equivalente, considerando simetria vertical (H);
$P_{11}, \dots, P_{33}$	– Associação de permeâncias (H);
$P_4, P_5$	– Permeâncias das travessas (H);
$P_c$	– Permeância comum entre dois enrolamentos (H);
$P_{\text{centro}}$	– Permeância da coluna central (H);
$\hat{P}_{d(2f)}$	– Valor de pico da componente alternada com frequência $2f$ da potência instantânea diferencial activa (VA);
$\hat{P}_{d(3f)}$	– Valor de pico da componente alternada com frequência $3f$ da potência instantânea diferencial activa (VA);
$P_{d(CC)}$	– Componente contínua da potência instantânea diferencial activa (W);
$\hat{P}_{d(f)}$	– Valor de pico da componente alternada com frequência $f$ da potência instantânea diferencial activa (VA);
$\hat{P}_{dTI(2f)}$	– Valor de pico da componente alternada com frequência $2f$ da potência instantânea diferencial activa, obtido utilizando os TI (VA);
$\hat{P}_{dTI(3f)}$	– Valor de pico da componente alternada com frequência $3f$ da potência instantânea diferencial activa, determinado obtido utilizando os TI (VA);
$P_{dTI(CC)}$	– Componente contínua da potência instantânea diferencial activa, obtido utilizando os TI (W);
$\hat{P}_{dTI(f)}$	– Valor de pico da componente alternada com frequência $f$ da potência instantânea diferencial activa, obtido utilizando os TI (VA);
$P_{\text{exterior}}$	– Permeância do conjunto formado pelas colunas exteriores e respectivas travessas (H);
$P_{t01}, P_{t02}, P_{t03}$	– Permeâncias totais homopolares (H);

$P_{t1}, P_{t2}, P_{t3}$	– Permeâncias totais das colunas (H);
$P_{W1}, P_{W2}, P_{W3}$	– Potências activas medidas no ensaio homopolar (W);
$P_{\sigma}$	– Permeância de fugas genérica (H);
$P_{\sigma1}, \dots, P_{\sigma6}$	– Permeâncias de fugas associadas a cada enrolamento (H);
$P_{\sigma(eq)}$	– Permeância de fugas equivalente obtida no ensaio em curto-circuito convencional (H);
$P_{\sigma p}, P_{\sigma s}$	– Permeâncias de fugas associadas aos enrolamentos primário e secundário, respectivamente (H);
$q_1$	– Potência instantânea reactiva no primário (VA);
$q_2$	– Potência instantânea reactiva no secundário (VA);
$q_d$	– Potência instantânea diferencial reactiva (VA);
$q_{d(\text{dependente da carga})}$	– Potência instantânea diferencial reactiva, dependente da carga do transformador (VA);
$\hat{Q}_{d(2f)}$	– Valor de pico da componente alternada com frequência $2f$ da potência instantânea diferencial reactiva (VA);
$\hat{Q}_{d(3f)}$	– Valor de pico da componente alternada com frequência $3f$ da potência instantânea diferencial reactiva (VA);
$Q_{d(CC)}$	– Componente contínua da potência instantânea diferencial activa (VA);
$\hat{Q}_{d(f)}$	– Valor de pico da componente alternada com frequência $f$ da potência instantânea diferencial reactiva (VA);
$\hat{Q}_{dTl(2f)}$	– Valor de pico da componente alternada com frequência $2f$ da potência instantânea diferencial reactiva, obtido utilizando os TI (VA);
$\hat{Q}_{dTl(3f)}$	– Valor de pico da componente alternada com frequência $3f$ da potência instantânea diferencial reactiva, obtido utilizando os TI (VA);
$Q_{dTl(CC)}$	– Componente contínua da potência instantânea diferencial reactiva, obtido utilizando os TI (VA);
$\hat{Q}_{dTl(f)}$	– Valor de pico da componente alternada com frequência $f$ da potência instantânea diferencial reactiva, obtido utilizando os TI (VA);
$r_{gk}$	– Raio médio das zonas circulares do espaço entre as bobinas $k$ e $k+1$ (m);
$r_{wk}$	– Raio médio das zonas circulares da bobina $k$ (m);
$\mathbf{R}$	– Matriz de resistências dos enrolamentos ( $\Omega$ );
$R_{2TI}$	– Resistência do enrolamento secundário do TI ( $\Omega$ );

$R_a, R_b$	– Resistências dos subenrolamentos $a$ e $b$ , respectivamente ( $\Omega$ );
$R_{cc}$	– Resistência equivalente do defeito ( $\Omega$ );
$R_{ccauto}$	– Resistência de curto-circuito do autotransformador ( $\Omega$ );
$R_{contacto}$	– Resistência de contacto ( $\Omega$ );
$R_{fe1}, R_{fe2}, R_{fe3}$	– Resistências de perdas no ferro ( $\Omega$ );
$R_{feTI}$	– Resistência de perdas no ferro do TI ( $\Omega$ );
$\mathbf{R}_{font}$	– Matriz de resistências da fonte ( $\Omega$ );
$R_{iso}$	– Resistência equivalente do dieléctrico ( $\Omega$ );
$R_{L1}, R_{L2}, R_{L3}$	– Resistências de carga ( $\Omega$ );
$R_{LTI}$	– Resistência de carga do TI ( $\Omega$ );
$R_p$	– Resistência do enrolamento primário ( $\Omega$ );
$R_s$	– Resistência do enrolamento secundário ( $\Omega$ );
$\mathbf{R}_{tot}$	– Matriz de resistências com contribuição da resistência da fonte ( $\Omega$ );
$S_1$	– Área do enrolamento primário ( $m^2$ );
$S_b$	– Área do subenrolamento $b$ ( $m^2$ );
$S_{fe}$	– Secção efectiva do ferro no núcleo ( $m^2$ );
$S_{fase(MVA)}$	– Potência aparente por fase do transformador (MVA);
$S_{geo}$	– Secção geométrica do núcleo ( $m^2$ );
$S_{\sigma(eq)}$	– Secção da permeância de fugas equivalente ( $m^2$ );
$t$	– Tempo (s);
$T$	– Período das grandezas do sistema de alimentação (s);
$\mathbf{T}$	– Matriz de transformação de Park;
$\mathbf{v}$	– Vector coluna do valor instantâneo das tensões de entrada (V);
$v_0$	– Valor instantâneo da tensão de alimentação no ensaio homopolar (V);
$v_1, \dots, v_6$	– Valor instantâneo das tensões aos terminais dos enrolamentos (V);
$v_a, v_b, v_c$	– Valor instantâneo das tensões aos terminais dos subenrolamentos $a, b$ , e $c$ , respectivamente (V);
$v_{D1}, v_{Q1}, v_{O1}$	– Valor instantâneo das componentes do Vector de Park das tensões de fase no primário (V);
$v_{D2}, v_{Q2}, v_{O2}$	– Valor instantâneo das componentes do Vector de Park das tensões de fase no secundário (V);

$v_{g1}, v_{g2}, v_{g3}$	– Valor instantâneo das tensões simples da fonte trifásica, medidas antes da impedância da fonte (V);
$v_{GET_1}, \dots, v_{GET_6}$	– Valor instantâneo das tensões <i>gate</i> -emissor dos transístores IGBT (V);
$v_{RN}, v_{SN}, v_{TN}$	– Valor instantâneo das tensões simples à saída da fonte trifásica (V);
$v_{sinc}$	– Valor instantâneo da tensão de sincronização (V);
$v_{UN}, v_{VN}, v_{WN}$	– Valor instantâneo das tensões de alimentação para ligação em Y dos enrolamentos (V);
$v_{UV}, v_{VW}, v_{WU}$	– Valor instantâneo das tensões de alimentação para ligação em $\Delta$ dos enrolamentos (V);
$V_{02}$	– Valor eficaz da tensão no secundário no ensaio homopolar (V);
$V_1, \dots, V_6$	– Valor eficaz das tensões aos terminais dos enrolamentos (V);
$w$	– Espessura total das bobinas (m);
$w_a, w_{a1}, w_{a2}$	– Espessura dos subenrolamentos $a$ , $a1$ e $a2$ , respectivamente (m);
$w_b$	– Espessura do subenrolamento $b$ (m);
$w_j$	– Largura da janela do núcleo (m);
$w_k$	– Espessura da bobina $k$ (m);
$W_\sigma$	– Energia magnética armazenada no campo magnético de fugas (J);
$Y_{ab}, Y_{bs}, Y_{as}$	– Admitâncias de transferência de curto-circuito ( $\Omega^{-1}$ );
$Z_{cc}$	– Impedância equivalente do defeito ( $\Omega$ );
$\bar{Z}_{L1}, \bar{Z}_{L2}, \bar{Z}_{L3}$	– Impedâncias de carga ( $\Omega$ );
$\mathbf{\Gamma}$	– Inversa da matriz de indutâncias ( $H^{-1}$ );
$\boldsymbol{\lambda}$	– Vector coluna do valor instantâneo dos fluxos encadeados (Wb);
$\lambda_1, \dots, \lambda_6$	– Valor instantâneo dos fluxos encadeados (Wb);
$\lambda_{2TI}$	– Valor instantâneo do fluxo encadeado com o enrolamento secundário do TI (Wb);
$\lambda_{4L}, \lambda_{5L}, \lambda_{6L}$	– Valor instantâneo dos fluxos encadeados fictícios que englobam os fluxos encadeados com os enrolamentos e os fluxos nas indutâncias de carga (Wb);
$\lambda_b$	– Valor instantâneo do fluxo encadeado associado ao subenrolamento $b$ (Wb);
$\lambda_{fmm}$	– Comprimento de onda da distribuição da fmm de fugas (m);

$\lambda_h$	– Vector coluna do valor instantâneo dos fluxos encadeados principais (Wb);
$\lambda_{h1}, \dots, \lambda_{h6}$	– Valor instantâneo dos fluxos encadeados principais (Wb);
$\lambda_{hb}$	– Valor instantâneo do fluxo encadeado principal associado ao subenrolamento $b$ (Wb);
$\lambda_x$	– Vector coluna do valor instantâneo de fluxos encadeados fictícios que englobam os fluxos encadeados com os enrolamentos e os fluxos nas indutâncias da fonte (Wb);
$\lambda_\sigma$	– Vector coluna do valor instantâneo dos fluxos encadeados de fugas (Wb);
$\mu$	– Permeabilidade magnética do material (H/m);
$\mu_0$	– Permeabilidade magnética do vazio (H/m);
$\phi$	– Valor instantâneo de um fluxo magnético genérico (Wb);
$\Phi$	– Vector coluna do valor instantâneo dos fluxos magnéticos nas colunas (Wb);
$\phi_{01}, \phi_{02}, \phi_{03}$	– Valor instantâneo dos fluxos magnéticos homopolares (Wb);
$\phi_1, \phi_2, \phi_3$	– Valor instantâneo dos fluxos magnéticos nas colunas (Wb);
$\phi_c$	– Valor instantâneo do fluxo magnético comum a dois enrolamentos (Wb);
$\phi_{MAX}$	– Valor máximo do fluxo magnético (Wb);
$\phi_R$	– Fluxo residual (Wb);
$\phi_\sigma$	– Valor instantâneo de um fluxo magnético de fuga genérico (Wb);
$\phi_{\sigma 1}, \dots, \phi_{\sigma 6}$	– Valor instantâneo dos fluxos magnético de fugas (Wb);
$\phi_{\sigma a}, \dots, \phi_{\sigma d}$	– Valor instantâneo dos fluxos magnéticos de fugas associados aos subenrolamentos $a, \dots, d$ (Wb);
$\phi_{\sigma cc}$	– Valor instantâneo do fluxo magnético equivalente de fugas obtido no ensaio em curto-circuito convencional (Wb);
$\phi_{\sigma p}, \phi_{\sigma s}$	– Valor instantâneo do fluxo magnético de fugas associados aos enrolamentos primário e secundário, respectivamente (Wb);
$\omega$	– Frequência angular relativa ao sistema de alimentação (rad/s);



# Abreviaturas

CA	– Corrente Alternada;
CC	– Corrente Contínua;
CIGRE	– <i>Conseil International des Grands Réseaux Electriques;</i>
CTEC	– Comutador de Tensão Em Carga;
DFT	– <i>Discrete Fourier Transform;</i>
EDF	– <i>Électricité de France;</i>
EMTP	– <i>Electromagnetic Transients Program;</i>
EPRI	– <i>Electric Power Research Institute;</i>
EPVA	– <i>Extended Park's Vector Approach;</i>
FEM	– <i>Finite Element Method;</i>
FEMM	– <i>Finite Element Method Magnetics;</i>
fmm	– Força Magnetomotriz;
FPGA	– <i>File Programmable Gate Array;</i>
IEEE	– <i>Institute of Electric and Electronic Engineers;</i>
IGBT	– <i>Insulated Gate Bipolar Transistor;</i>
MAT	– Muito Alta Tensão;
NRSE	– <i>Non-Referenced Single-Ended;</i>
REN	– Rede Eléctrica Nacional;
SCADA	– <i>Supervisory Control and Data Acquisition;</i>
SE	– <i>Single-Ended;</i>
TI	– Transformador de Intensidade de corrente;
TLM	– <i>Transmission Line Modelling.</i>

# Capítulo 1

## Introdução

A invenção do transformador constituiu um marco fundamental no processo de formação e desenvolvimento dos sistemas de energia eléctrica. De facto, a adopção da corrente alternada (CA) na generalidade dos sistemas de transporte de energia eléctrica deveu-se em grande medida à possibilidade de adaptar, por meio de transformadores, os níveis de tensão às diferentes etapas da energia eléctrica: a produção de energia é efectuada com um nível de tensão relativamente baixo, a transmissão utiliza tensões elevadas, para manter em valores aceitáveis as perdas no transporte, e, finalmente, a tensão é novamente reduzida para valores seguros no local de consumo. Assim, em virtude de estarem intrinsecamente associados, o desenvolvimento dos transformadores e dos sistemas de energia eléctrica ocorreu de forma praticamente simultânea, desde os finais do século XIX até aos dias de hoje.

O primeiro transformador foi patenteado em 1885 por Zipernowski, Deri e Bláthy [1], [2]. No entanto, já o aparelho utilizado por Faraday em 1831 para demonstrar o princípio da indução electromagnética continha os principais elementos constituintes do transformador: dois enrolamentos independentes e um núcleo magnético fechado. Os transformadores modernos diferem consideravelmente destes modelos primitivos, apesar do seu princípio básico de funcionamento ser o mesmo. Se for aplicada uma tensão alternada num dos enrolamentos (designado por primário) será induzida uma força electromotriz no outro enrolamento (secundário). A relação entre as tensões nos dois enrolamentos é muito próxima da razão entre o número de espiras de cada um dos enrolamentos, enquanto as respectivas intensidades de corrente eléctrica se relacionam pela razão inversa. As potências de entrada e de saída são também aproximadamente iguais, diferindo do valor das perdas, relativamente reduzidas, que ocorrem quando a energia eléctrica é transferida entre os enrolamentos

primário e secundário. O transformador permite assim efectuar de forma eficiente a transferência de energia eléctrica entre circuitos eléctricos isolados, com adaptação das características tensão-corrente. Sem esta possibilidade de adaptação o enorme desenvolvimento verificado nos sectores de transmissão e distribuição da energia eléctrica no último século não se teria verificado [3].

O sector eléctrico tem sofrido profundas alterações nas últimas décadas, passando de um sector tradicionalmente verticalizado para uma estrutura horizontal. O fim dos monopólios regulados e a adopção de mecanismos de mercado nalguns sectores de actividade originou condições de concorrência e acrescida competitividade, visando promover a redução de custos da energia. Nesta conjuntura, as empresas do sector eléctrico vêem-se confrontadas com a necessidade de garantir elevados padrões de fiabilidade e de qualidade do serviço prestado, assim como de reduzir os correspondentes custos, por forma a tornarem-se competitivas [4]. No entanto, a conjugação destes dois vectores é difícil de obter, pela aparente contradição entre eles:

- por um lado, as operadoras encontram-se pressionadas para rentabilizar ao máximo os seus investimentos, colocando as redes de energia eléctrica a funcionarem muito próximo (ou mesmo acima) dos seus limites de operação e estendendo o tempo de vida dos equipamentos para além do inicialmente previsto. No caso específico dos transformadores, a situação revela-se particularmente problemática, devido à sua localização estratégica na rede eléctrica, a uma população mundial de transformadores globalmente envelhecida, que se aproxima do final da sua vida útil, e ao seu elevado custo de aquisição. Acresce a isto o recente aumento do preço dos transformadores [5], que resulta do substancial aumento do custo das matérias-primas, como o cobre e o aço, bem como da crescente procura de transformadores por parte das novas economias emergentes (nomeadamente o Brasil, Rússia, Índia e China), em consequência da expansão das suas infra-estruturas eléctricas. Como resultado, as verbas previstas nos planos de investimento das empresas do sector eléctrico não são agora suficientes para efectuar a renovação e reforço da frota de transformadores, sendo a sua substituição adiada o mais possível, contribuindo também estes factores para que a população mundial destes equipamentos vá progressivamente envelhecendo. Adicionalmente, o ambiente competitivo pressiona as operadoras das

redes eléctricas a reduzirem as equipas de manutenção e a limitar a existência de unidades de reserva por forma a reduzir custos;

- por outro lado, são requeridos elevados níveis de disponibilidade e fiabilidade dos transformadores por forma a garantir os exigentes padrões de qualidade de serviço da rede eléctrica. O uso intensivo destes equipamentos promove o envelhecimento prematuro dos seus elementos estruturais, numa população onde abundam unidades em fim de vida, e potencia o aparecimento de avarias, as quais poderão resultar em avultados prejuízos para a empresa proprietária. No caso de uma avaria catastrófica, além da indispensável substituição ou reparação do transformador danificado, processo habitualmente oneroso e demorado, a operadora, ou a respectiva companhia de seguros, terá de suportar os prejuízos relativos à energia não vendida e ainda as compensações devidas aos clientes pelo incumprimento dos padrões da continuidade de serviço.

Para resolver o problema acima mencionado as empresas do sector eléctrico têm vindo a adequar as suas estratégias de manutenção, evoluindo da tradicional manutenção periódica para a manutenção condicionada [6]-[9] (também por vezes designada de preditiva). Nesta última, as acções de conservação são aplicadas individualmente a cada equipamento, apenas quando o seu estado de funcionamento assim o justificar [10], em vez de o fazer a intervalos regulares. Esta filosofia, de implementação mais exigente, adequa-se particularmente ao caso dos transformadores, devido à sua complexidade, ao seu elevado custo e à sua importância estratégica nas redes de energia eléctrica. No entanto, a adopção da estratégia de manutenção condicionada pressupõe a existência de métodos de diagnóstico que permitam identificar as anomalias nos equipamentos ainda num estado precoce de desenvolvimento e assim evitar dispendiosos e inesperados períodos de indisponibilidade. Não admira pois que exista um permanente esforço de investigação e desenvolvimento nesta área, no sentido de desenvolver novos métodos capazes de fornecerem um diagnóstico completo e fiável do estado de funcionamento do transformador. Destacam-se aqui as técnicas que não requerem a interrupção do serviço (i.e., técnicas não intrusivas), e, dentro destas, aquelas que possibilitam a monitorização contínua do estado funcionamento do equipamento. Os vários sistemas de monitorização contínua de transformadores actualmente existentes no mercado têm vindo a ser progressivamente adoptados pelas empresas do sector, para acompanhar de forma permanente a evolução da condição de funcionamento das unidades mais críticas e dispendiosas. De facto, estes sistemas permitem configurar alarmes e alertas (accionados

quando os parâmetros medidos excedem os níveis predefinidos), possibilitam gerir o índice de carga do transformador, fornecem a evolução de tendências dos diversos indicadores e geram recomendações e diagnósticos automáticos. É assim possível detectar os defeitos ainda numa fase incipiente, factor particularmente importante nos transformadores, onde o período de evolução das avarias é muito variável.

Embora de características diferentes, os sistemas de protecção dos transformadores têm evoluído no mesmo sentido que os sistemas de diagnóstico, i.e., têm vindo gradualmente a ser também utilizados para desempenhar funções de monitorização do equipamento. Na verdade, os relés de protecção modernos, com funcionamento baseado em microprocessadores, permitem monitorizar de forma contínua várias grandezas relativas ao funcionamento do transformador; correntes, tensões, pressão e temperatura são as mais habituais. Adicionalmente, o desenvolvimento de novos transdutores veio permitir a medição dos parâmetros monitorizados com melhor precisão e desempenho dinâmico, particularmente no que se refere à medição da corrente eléctrica através de sensores de corrente magneto-ópticos, abrindo-se aqui uma janela de oportunidade para aperfeiçoar também o comportamento dos sistemas dependentes da análise destes dados.

Existe no entanto uma diferença conceptual significativa entre os sistemas de monitorização e diagnóstico e os dispositivos de protecção: ao contrário do que o nome possa sugerir, a função principal dos sistemas de protecção não é preventiva, pois estes apenas actuam após a avaria ter já ocorrido<sup>1</sup>. A *Electricity Training Association's Power Systems Protection* [11] utiliza uma esclarecedora analogia para explicar esta diferença: "os dispositivos de protecção são a ambulância no sopé do precipício e não a vedação de segurança na parte superior". São os sistemas de diagnóstico que têm de actuar como a "vedação de segurança", de forma a detectar os sintomas da avaria antes de esta efectivamente ocorrer e evitar uma indisponibilidade forçada do equipamento. Por sua vez, o objectivo primário dos sistemas de protecção é detectar as condições anormais de funcionamento que a ocorrência da falha já desencadeou, isolar o defeito da rede eléctrica e minimizar os danos no transformador. A rapidez de actuação e a inexistência de disparos intempestivos das protecções são também factores cruciais para a fiabilidade da rede eléctrica e para a segurança do fornecimento de energia. Os elementos de protecção têm portanto

---

<sup>1</sup> O relé de Buchholz e os descarregadores de sobretensões constituem aqui excepções pois estes dispositivos de protecção têm funções preventivas.

requisitos de dependabilidade, segurança e rapidez de actuação bastante distintos dos sistemas de monitorização e diagnóstico.

Não obstante, em ambos os casos a monitorização dos parâmetros é efectuada com o objectivo de detectar a avaria (ou os seus sintomas iniciais, no caso dos sistemas de monitorização e diagnóstico) no seu estado mais precoce possível, de forma a evitar que esta progrida para uma situação terminal e catastrófica, impedindo a destruição do transformador e minimizando os trabalhos de reparação e o período de indisponibilidade do equipamento. As sinergias entre os dois sistemas poderão ser aproveitadas desenvolvendo novas técnicas de protecção e diagnóstico que se baseiem nos parâmetros já monitorizados (e facilmente acessíveis), mas que, obviamente respeitem os requisitos próprios de cada uma dessas funções.

A análise da corrente de excitação constitui uma das técnicas frequentemente utilizada para diagnosticar avarias em transformadores trifásicos. Esta técnica é habitualmente usada em acções de manutenção periódica ou para realizar ensaios complementares quando se pretende confirmar uma avaria ou uma condição de alarme detectada por uma outra técnica de diagnóstico ou pela própria activação dos dispositivos de protecção. Apesar de ser bastante sensível, nomeadamente na detecção de curtos-circuitos entre espiras dos enrolamentos do transformador, tem a grande desvantagem de ser uma técnica intrusiva, pois, para ser aplicada, requer que a unidade seja colocada fora de serviço.

Os relés de protecção diferenciais actuam com base no valor da corrente diferencial, que, em condições normais, é igual à corrente de excitação do transformador. Os relés só actuam quando a corrente diferencial toma valores muito superiores aos valores normais, por forma a imunizar o dispositivo aos erros introduzidos no cálculo das correntes diferenciais e por comutações e transitórios na rede eléctrica, e assim evitar disparos intempestivos. Consequentemente, a segurança de actuação do relé é obtida à custa de uma menor sensibilidade na detecção da avaria. Os relés diferenciais têm também revelado problemas na discriminação entre sobrecorrentes de excitação e situações de avaria, resultando em disparos intempestivos, com a consequente diminuição da qualidade de serviço da rede eléctrica.

A monitorização em tempo real da corrente de excitação do transformador pode assim ser utilizada como uma estratégia *dois-em-um*:

- os valores medidos podem ser utilizados no método de diagnóstico, onde a sensibilidade na detecção da avaria é um factor decisivo para permitir a análise de tendências e emissão de alertas.
- os mesmos dados podem também ser utilizados nos dispositivos de protecção, onde os requisitos de segurança e rapidez de actuação são determinantes para o seu correcto funcionamento.

Para que a estratégia *dois-em-um* acima referida seja viável torna-se óbvio que a utilização dos parâmetros monitorizados terá de ser adaptada a cada uma das funções (diagnóstico/protecção), sendo para o efeito essencial desenvolver novas técnicas de análise dos dados que aumentem a sensibilidade na detecção da avaria (relevante para as duas funções) e melhorem a velocidade de actuação e a imunidade às normais perturbações nos sistemas de energia eléctrica (imprescindível no caso dos dispositivos de protecção).

A análise das propriedades do Vector de Park das correntes de alimentação foi anteriormente proposta para diagnosticar avarias em motores de corrente alternada e equipamentos de electrónica de potência [10], [12]. Esta estratégia foi mais recentemente aplicada para detectar avarias nos enrolamentos de transformadores trifásicos [13], sendo neste caso o Vector de Park calculado em função das correntes diferenciais. O método baseia-se na análise das propriedades da figura geométrica relativa à representação do Vector de Park das correntes diferenciais no plano D-Q. A estratégia revelou-se particularmente atractiva, devido à facilidade de interpretação dos dados, ao seu carácter não invasivo, que possibilita a sua implementação sem a interrupção do serviço do transformador, e à excelente sensibilidade na detecção da avaria. No entanto, o método apresenta várias limitações, relativas à dificuldade na análise e interpretação automática de figuras geométricas, o que impede a sua aplicação em sistema autónomos de monitorização contínua, à deformação da figura geométrica provocada por perturbações não associadas a anomalias e à dificuldade em definir um factor de severidade para a avaria. Para superar as limitações do método do Vector de Park tradicional foi proposta uma nova técnica, denominada de EPVA (*Extended Park's Vector Approach*), também utilizada para o diagnóstico de avarias em motores de indução [14]-[16]. A análise da viabilidade da aplicação desta estratégia em sistemas de monitorização contínua de transformadores, integrados ou não em sistemas de protecção, com o objectivo de proporcionar um diagnóstico o mais completo e fiável possível em relação à

ocorrência de avarias nos enrolamentos numa condição ainda incipiente, constitui o ponto de partida deste trabalho.

Será também investigada a possibilidade de aplicar os mesmos critérios de detecção de avaria em dispositivos de protecção diferencial, tomando em consideração os diferentes requisitos que estes sistemas exigem. Neste contexto será dada particular atenção ao desenvolvimento de critérios de discriminação entre a condição de avaria e outros fenómenos que provocam o funcionamento incorrecto dos relés de protecção convencionais (sobrecorrentes transitórias de excitação e outras perturbações externas). No sentido de tornar esta investigação mais abrangente será ainda explorada a hipótese de utilizar os sinais relativos às potências instantâneas como indicadores de avarias.

A investigação em qualquer uma destas vertentes (protecção/diagnóstico) requer um conhecimento detalhado sobre a origem, evolução e consequências das avarias. Para o efeito será proposto um modelo computacional do transformador, que permite simular o seu funcionamento para diversas condições (curtos-circuitos entre espiras, sobrecorrentes transitórias de excitação e perturbações externas). A influência dos transformadores de corrente nos métodos de detecção de avarias será também tomada em consideração, sendo igualmente proposto um modelo de simulação numérico. A validação dos modelos será efectuada utilizando ensaios laboratoriais. Serão ainda apresentados vários circuitos de electrónica de potência que permitem simular, por via analógica, o comportamento do defeito e o processo de ligação do transformador à rede.

## **1.1 Estrutura e organização da dissertação**

Após esta introdução, apresenta-se no Capítulo 2 uma caracterização das avarias mais comuns que ocorrem nos transformadores de potência. É efectuada uma compilação dos estudos estatísticos de fiabilidade sobre avarias em transformadores que, não sendo exaustiva, inclui os trabalhos mais importantes nesta área. Finalmente, é apresentada uma pesquisa bibliográfica sobre sistemas de protecção e métodos de diagnóstico de avarias em transformadores trifásicos.

O Capítulo 3 descreve o desenvolvimento dos modelos computacionais do transformador de potência e do transformador de corrente. Inclui-se ainda uma caracterização detalhada da variação da indutância de fugas em função da localização e severidade da avaria nos



enrolamentos do transformador. São também descritos os protótipos laboratoriais que permitem controlar as propriedades intermitentes da avaria e o processo de ligação do transformador à rede. Por fim, apresentam-se alguns resultados que, além de servirem para validar os modelos computacionais, permitem caracterizar o funcionamento do transformador nas diversas condições de operação.

O Capítulo 4 é dedicado ao desenvolvimento do método EPVA das correntes diferenciais e correspondente aplicação no diagnóstico de avarias. São apresentados resultados para diversas condições de avaria e discutida a viabilidade do método para utilização em sistemas de monitorização contínua.

No quinto capítulo propõem-se duas novas técnicas para aplicação em sistemas de protecção de transformadores: o método EPVA já investigado no Capítulo 4 e o método baseado na análise das potências instantâneas diferenciais. Efectua-se uma comparação entre os métodos propostos, sendo também sugerido um possível modo de os combinar.

Finalmente, no Capítulo 6 apresentam-se as conclusões finais deste trabalho, assim como algumas sugestões para as linhas de investigação a prosseguir no futuro.

# Capítulo 2

## Avarias em transformadores: caracterização, diagnóstico e protecção

Antes de implementar qualquer estratégia de manutenção é importante conhecer quais as avarias mais comuns, as suas causas e os mecanismos de deterioração dos principais componentes dos transformadores de potência. O desconhecimento desta informação pode resultar na aplicação de técnicas de diagnóstico que não beneficiam de forma significativa a fiabilidade do transformador ou o prolongamento da sua vida útil. Adicionalmente, a identificação das principais causas de avaria possibilita a implementação de estratégias correctivas em unidades similares e desta forma prevenir a ocorrência de avarias do mesmo tipo, no futuro. Este capítulo começa assim por apresentar uma caracterização das avarias mais comuns nos transformadores de potência, incluindo-se ainda uma análise da informação disponibilizada por vários estudos estatísticos de fiabilidade. De seguida será feita uma revisão bibliográfica acerca dos principais métodos de diagnóstico e técnicas utilizadas nos dispositivos de protecção.

### 2.1 Avarias em transformadores de potência

À semelhança de muitos outros equipamentos, é habitual descrever a evolução ao longo do tempo da taxa de avarias nos transformadores com a curva de vida representada na Fig. 2.1, normalmente designada por curva da banheira [8], [17]-[18]. Esta curva representa três períodos diferentes no ciclo de vida do transformador:

- mortalidade infantil: neste período, habitualmente curto, a taxa de avarias pode ser

elevada mas é decrescente. As avarias são originadas por deficiências no projecto, defeitos de fabrico, montagem ou instalação incorrectas, etc.;

- vida útil: neste período a taxa de avarias permanece aproximadamente constante. As avarias ocorrem devido a causas externas ao equipamento, erros de manutenção e operação e o seu número não tende a variar à medida que o equipamento envelhece. Este período, geralmente longo, é aquele onde melhor se enquadram as técnicas de manutenção periódica, pois é normalmente mais fácil otimizar os intervalos de intervenção;
- envelhecimento: caracteriza-se por uma taxa de avarias crescente, devido ao desgaste e fadiga dos componentes. Existe particular interesse em conhecer o início deste período, pois a estratégia de manutenção terá de ser adequada à condição actual (envelhecida) do transformador, sendo os intervalos de intervenção diferentes daqueles definidos para o período antecedente (taxa de avarias constante).

Um transformador pode avariar devido a uma combinação de factores eléctricos, mecânicos e térmicos. É difícil caracterizar um modo de falha típico nos transformadores, devido à complexidade do sistema e aos diversos processos envolvidos. Além de não ser fácil definir e localizar com exactidão o início da avaria, é difícil explicar o efeito dominó que conduz depois, à completa destruição do enrolamento [19]. Neste contexto, a informação fornecida pelos estudos estatísticos de fiabilidade é extremamente relevante, pois estes disponibilizam dados sobre as avarias mais frequentes, as suas causas, características e consequências. A compreensão dos fenómenos associados à ocorrência de avarias é assim essencial para melhorar os procedimentos de manutenção e prolongar o tempo de vida útil dos transformadores.

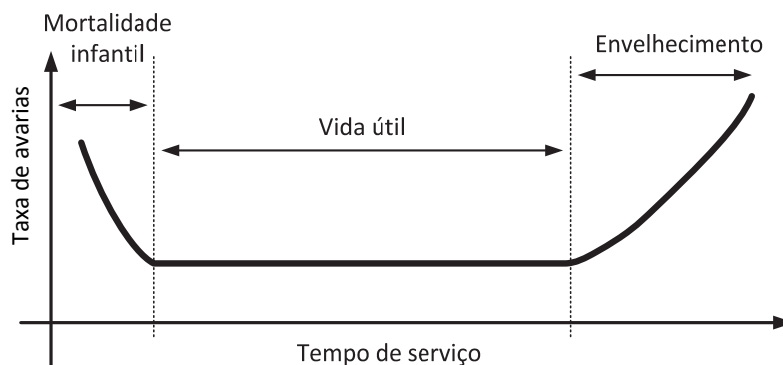


Fig. 2.1: Curva da banheira.

### 2.1.1 Estudos estatísticos de fiabilidade

Têm sido apresentados ao longo dos anos diversos estudos de fiabilidade sobre avarias em transformadores. A Tabela 2-1 apresenta um resumo comparativo desses estudos estatísticos de fiabilidade [20]-[48]. A compilação, não sendo exaustiva, inclui os trabalhos mais importantes nesta área (alguns inquéritos de grande dimensão, mas já algo desactualizados), e também colectâneas e dados dispersos. Alguns trabalhos são disponibilizados por autores directamente ligados a empresas do sector eléctrico ou seguradoras. A comparação entre os diversos trabalhos citados revela-se muitas vezes difícil, devido à diversidade dos estudos, à forma como as questões são colocadas nos inquéritos, à utilização de diferentes definições de avaria e à existência de dúvidas na interpretação dos dados. Ainda assim, consegue-se desta análise obter informação relevante sobre a origem, características, causa, local e custo das avarias nos transformadores de potência.

O estudo estatisticamente mais relevante é o efectuado pela CIGRE [21], sendo talvez o único realizado até hoje com dimensão verdadeiramente internacional. Os dados foram recolhidos entre 1968 e 1978. Neste estudo são analisados transformadores e autotransformadores de centrais e subestações (transmissão e distribuição), com tensão superior a 72 kV e com idade inferior a 20 anos (possivelmente, a influência do envelhecimento ainda não era significativa nesta população). As avarias em transformadores de potência foram classificadas como avarias com indisponibilidade forçada ou programada [21]:

- avaria com indisponibilidade forçada: avaria que provoca imediatamente a retirada de serviço do transformador (a indisponibilidade é considerada imediata se ocorrer dentro de 30 minutos);
- avaria com indisponibilidade programada: nesta situação o transformador pode ser deliberadamente removido de serviço para efectuar a respectiva reparação, num intervalo de tempo previamente definido.

Esta classificação das avarias foi utilizada posteriormente nalguns outros estudos estatísticos, o que facilita a comparação entre esses trabalhos.

Contemporâneo com o trabalho da CIGRE destaca-se também o estudo estatístico realizado pelo IEEE [22]-[24]. Neste caso a recolha de dados recaiu sobre uma população de

transformadores de utilização industrial (maioritariamente constituída por unidades com tensão até com 15 kV). Apesar dos dados poderem já estar desactualizados, a complementaridade entre estes dois inquéritos permite obter informação sobre uma ampla população de transformadores com características bastante distintas.

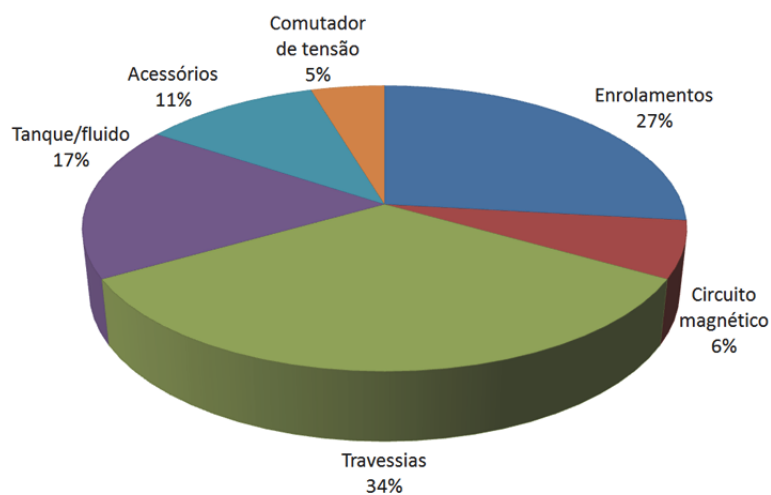
A CIGRE tem tentado actualizar os dados do inquérito internacional de 1968-78; no entanto estas tentativas têm-se revelado infrutíferas, devido talvez às alterações introduzidas pela desregulação e pelo clima competitivo que as empresas do sector eléctrico enfrentam actualmente. A revisão periódica dos dados estatísticos revela-se extremamente importante pois só conhecendo os novos problemas entretanto identificados é possível influenciar o projecto e dimensionamento dos novos transformadores e otimizar as políticas de manutenção e técnicas de diagnóstico.

Têm sido publicados outros trabalhos neste domínio que, embora de menor dimensão, permitem compreender quando e como os transformadores são mais susceptíveis de avariar. Pode constatar-se que os resultados obtidos em inquéritos mais recentes confirmam em grande parte as conclusões dos trabalhos da CIGRE e IEEE.

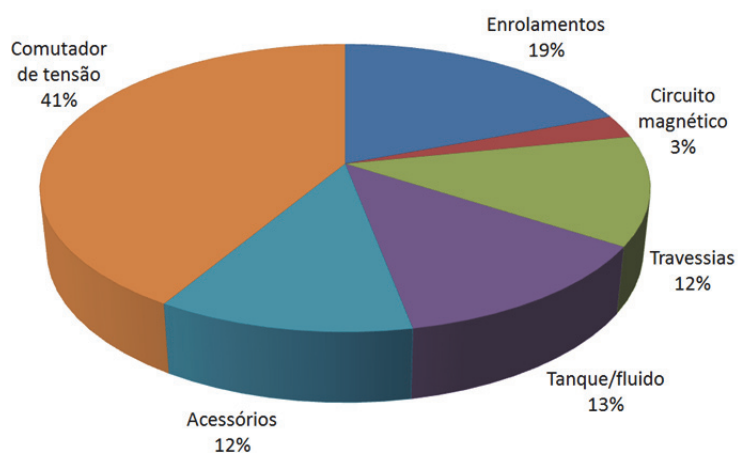
Da análise dos vários estudos sobre a fiabilidade dos transformadores podem globalmente retirar-se as seguintes conclusões:

- a taxa de avarias dos transformadores ronda 1 a 2%;
- a taxa de avarias aumenta com os níveis de tensão e potência do transformador;
- a taxa de avarias aumenta com a idade do transformador;
- a idade média do transformador quando ocorre a avaria é cerca de 18-20 anos. Numa perspectiva estatística é comum considerar-se que um transformador possui uma vida útil de 18 anos [49];
- as avarias mais comuns estão relacionadas com defeitos nos enrolamentos, comutador de tensão e travessias, dependendo a sua distribuição relativa do tipo e das características do transformador (possuir ou não comutador de tensão em carga, por exemplo). A distribuição de avarias é ilustrada na Fig. 2.2, onde estão representados os principais componentes afectados para transformadores de centrais (sem comutador de tensão em carga, CTEC) e para transformadores de subestações (com CTEC);

- as avarias nos enrolamentos estão associadas a um maior período de indisponibilidade do equipamento e são mais susceptíveis de provocar a destruição completa do transformador, Fig. 2.3.
- o custo médio por avaria situa-se entre 2 a 4 milhões de euros. No entanto, uma avaria que provoque a interrupção do fornecimento de energia pode atingir várias dezenas de milhões de euros. Os prejuízos mais elevados estão associados a avarias em transformadores de centrais;



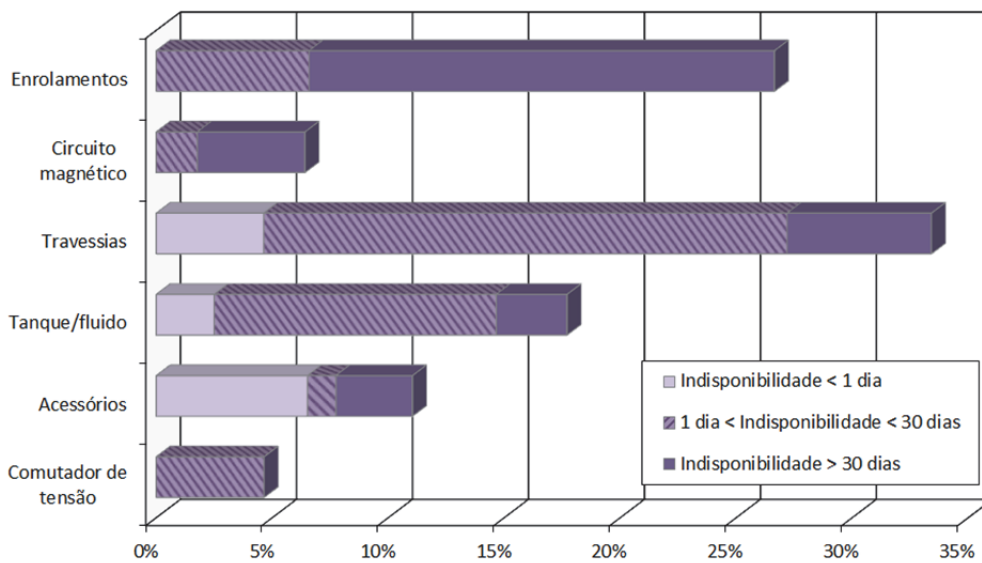
(a)



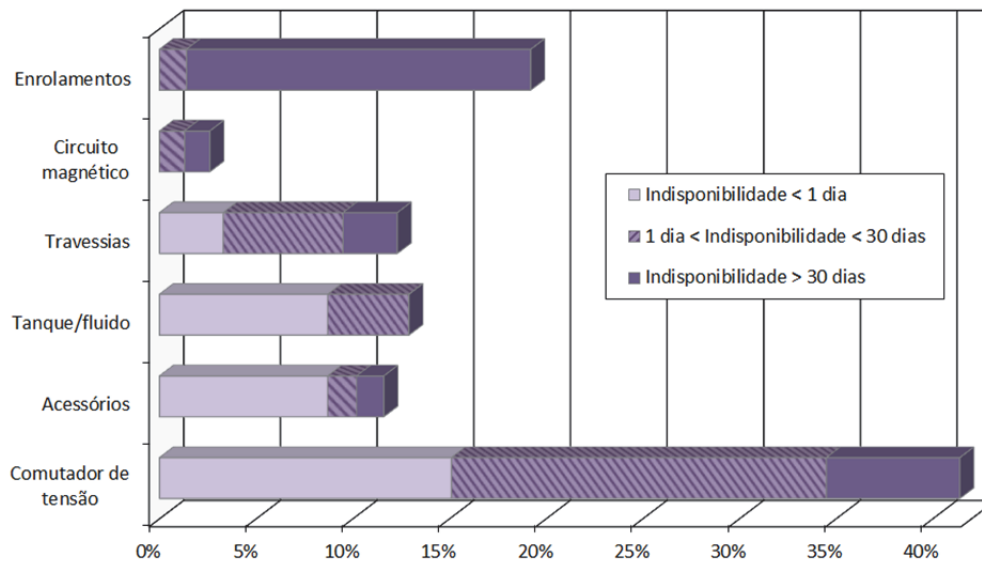
(b)

Fig. 2.2: Distribuição típica das avarias para: (a) transformadores de centrais sem CTEC; (b) transformadores de subestações com CTEC [21].

- as avarias provocadas por defeitos de isolamento estão associadas aos prejuízos mais elevados, Fig. 2.4;
- uma avaria catastrófica num transformador pode provocar problemas de segurança no funcionamento dos reactores de centrais nucleares [50];



(a)



(b)

Fig. 2.3: Período de indisponibilidade em função da distribuição de avarias para: (a) transformadores de centrais sem CTEC; (b) transformadores de subestações com CTEC [21].

Tabela 2-1: Resumo de estudos estatísticos de fiabilidade.

Estudo, ano	Características/ tipo dos transformadores (local/empresa)	Intervalo temporal dos dados	População	N.º de avarias	Gama de tensões (nível de tensão mais elevado do transformador)	Taxa de avarias	Caracterização da avaria (localização/causas/ componentes afectados)	Comentários
Connor [20], 1966	Distribuição de energia (Reino Unido)	1952-1965	De 14561 até 37464 unidades-ano	—	< 33 kV	0.39	Enrolamentos (51%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verifica-se um aumento da taxa de avarias com o nível de tensão.</li> </ul>
CIGRE [21], 1983	Centrais, subestações (Internacional)	1968-1978	47000 unidades-ano	1000	> 72 kV	2%	Comutador de tensão (31%); Enrolamentos (22%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Foram apenas considerados transformadores com idade inferior a 20 anos.</li> <li>A taxa de avarias aumenta com a idade do transformador.</li> <li>70% das avarias conduziram a interrupção do serviço.</li> <li>Após a avaria o período médio de indisponibilidade situa-se entre os 29 e os 76 dias, dependendo do tipo de transformador.</li> <li>Os maiores períodos médios de indisponibilidade estão associados a avarias nos enrolamentos.</li> <li>As avarias nos comutadores de tensão estão associadas a períodos médios de indisponibilidade inferiores a 30 dias.</li> <li>As avarias nos comutadores de tensão são mais frequentes em unidades onde a manutenção é menos rigorosa.</li> </ul>
					> 700 kV			
IEEE [22], 1980	Transformadores de instalações industriais e comerciais (EUA)	1990-1993	8819 unidades-ano	46	—	0.52%	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>Consideraram-se aqui apenas os transformadores imersos em óleo. As avarias referentes aos comutadores de tensão não foram contabilizadas.</li> <li>Comparativamente com os outros equipamentos eléctricos inspeccionados (seccionadores, cabos, etc.), o período de indisponibilidade por avaria dos transformadores é, em geral, o mais elevado.</li> <li>O tempo médio de reparação é de 356.1 horas por avaria.</li> <li>O tempo médio de substituição é de 85.1 horas por avaria.</li> <li>Os transformadores com gama de tensão superior a 15 kV têm uma taxa de avarias mais elevada: 1.3%.</li> <li>Os transformadores com gama de potência superior a 10 MVA têm uma taxa de avarias mais elevada: 1.5%. O tempo médio de reparação é também substancialmente superior (1178 horas) à média.</li> <li>A taxa de avarias é ligeiramente mais elevada para transformadores com idade compreendida entre 1 e 10 anos e com idade superior a 25 anos, devido, eventualmente, à mortalidade infantil e ao desgaste e envelhecimento, respectivamente.</li> <li>Os defeitos de fabrico e a manutenção inadequada são responsáveis pela maioria das avarias dos transformadores de potência (59.3%).</li> <li>Os transformadores de rectificação têm uma taxa de avarias mais elevada (1.53%). O tempo médio de reparação é também substancialmente superior (1664 horas) à média.</li> </ul>
		1976-1989	17996 unidades-ano	111	< 15 kV (88% das unidades-ano)	0.62%	Enrolamentos (50%)	
Aquilino [23], 1983	Transformadores comerciais (EUA)	1973-1974	15210 unidades-ano	63	< 15 kV (88% das unidades-ano)	0.41%	Isolamento dos enrolamentos (68%)	
IEEE [24], 2007					—	—		



Tabela 2.1: Resumo de estudos estatísticos de fiabilidade (continuação).

Estudo, ano	Características/ tipo dos transformadores (local/empresa)	Intervalo temporal dos dados	População	N.º de avarias	Gama de tensões (nível de tensão mais elevado do transformador)	Taxa de avarias	Caracterização da avaria (localização/causas/componentes afectados)	Comentários
Bollen [25], 1993	Centrais, subestações, distribuição e industriais (Internacional)	1959-1991	—	—	MT/BT (10 kV)	0.17% a 0.25% a	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>Este trabalho compila vários estudos estatísticos de fiabilidade.</li> <li>Verifica-se que a taxa de avarias diminui desde 1950 (≈1%) até à data dos estudos mais recentes (≈0.2%): pressupõe-se que esta evolução se deve à melhoria da manutenção e à eliminação de defeitos de fabrico.</li> </ul>
					MT/MT (33 kV)	1.3% a 2%		
					AT/MT (150 kV)	2% a 3.3%		
IMIA [26], 1996	Centrais, subestações, distribuição e industriais (Internacional) > 100 MVA	1989-1994	—	75	—	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>Os dados apresentados neste trabalho resultam de um inquérito realizado por uma associação de seguradoras, sobre as indemnizações suportadas.</li> <li>O custo médio por avaria é cerca de 2 milhões de dólares.</li> <li>37% deste custo é relativo à reparação/substituição do equipamento e os restantes 63% referem-se a perdas devido à interrupção do fornecimento de energia.</li> <li>Foram detectadas avarias frequentes nos primeiros 5 anos de vida dos transformadores (mortalidade infantil).</li> </ul>	
Minhas [27], 1999	Transmissão de energia (África do Sul) > 20 MVA	1994-1999	—	188	88 – 765 kV	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>Isolamento (30%)</li> <li>Comutador de tensão (23%)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Avarias mais frequentes para transformadores com mais de 11-15 anos de serviço.</li> </ul>
Shwehdi [28], 2000	Distribuição (Arábia Saudita)	1995-1998	23294.3 unidades/ano	108	<34.5 kV	0.4%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Avaria interna (58%)</li> <li>Travessias (29%)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>O tempo médio de reparação e/ou substituição é de 308.9 horas por avaria.</li> </ul>
EPRI [29], 2001	Transmissão e distribuição de energia (EUA)	—	—	—	—	1.5% a 7%	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>Este trabalho compila vários estudos estatísticos de fiabilidade.</li> <li>A taxa de avarias aumenta com a idade dos transformadores (aumenta 50% quando se compara transformadores com 10 e 30 anos).</li> </ul>
Bartley [30], 2003	> 25 MVA	1997-2001	—	94	—	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>Isolamento (25%)</li> <li>Material/projecto (23%)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Os dados apresentados neste trabalho resultam de um inquérito realizado por uma associação de seguradoras, sobre as indemnizações suportadas.</li> <li>O custo médio por avaria é cerca de 2.8 milhões de euros.</li> <li>O custo médio de interrupção é cerca de 8350 € por MVA. 57% deste custo é relativo à reparação/substituição do equipamento e os restantes 43% referem-se a perdas devido à interrupção do fornecimento de energia.</li> <li>As avarias em transformadores de subestações são as mais frequentes. No entanto, as avarias em transformadores de centrais resultam em prejuízos mais elevados.</li> <li>Verifica-se um aumento do número de avarias com a idade.</li> <li>A idade média do transformador quando ocorre a avaria é de 18 anos.</li> </ul>

Tabela 2.1: Resumo de estudos estatísticos de fiabilidade (continuação).

Estudo, ano	Características/ tipo dos transformadores (local/empresa)	Intervalo temporal dos dados	População	N.º de avarias	Gama de tensões (nível de tensão mais elevado do transformador)	Taxa de avarias	Caracterização da avaria (localização/causas/componentes afectados)	Comentários
CEA [31], 2004 [32]	Transmissão de energia (Canadá/Canadian Electricity Association)	1998-2002	24209 unidades-ano	1334	> 60 kV < 800 kV	5.5%	Comutador de tensão (33%) Travessias e TIs (13%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- O período médio de indisponibilidade do transformador após a avaria é cerca de 317 horas.</li> <li>- Os maiores períodos médios de indisponibilidade estão associados a avarias nos enrolamentos (865 horas).</li> <li>- Verifica-se que os transformadores trifásicos têm o dobro das avarias que os bancos de transformadores monofásicos (ignora-se nesta comparação a classe de tensão dos transformadores).</li> <li>- Comparativamente com os bancos de transformadores monofásicos, os transformadores trifásicos demoram o dobro do tempo a serem recolocados em serviço.</li> </ul>
L'vov [33], 2005	Transmissão de energia > 63 MVA (Rússia)	1998-2002	-	-	110 - 500 kV	0.45% (avarias internas)	Travessias (48%) Enrolamentos (19%) Esforços electromecânicos (14%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- A taxa de avarias sobe para 1.8% se forem incluídas as interrupções de serviço devido a anomalias provocadas por defeitos externos (defeitos no CTEC, fugas de óleo, sistema de refrigeração, etc.).</li> <li>- População com idade média de 21 anos (mais de 30% dos transformadores têm idade superior a 25 anos).</li> <li>- 24% das avarias internas resultaram em incêndios.</li> </ul>
Skog [34], 2006	Transmissão de energia 12 to 280 MVA (EUA)	1989-2005	188 unidades	15	220 kV	0.53%	Isolamento (46%) Comutador de tensão (40%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- População constituída por transformadores de potência elevada.</li> <li>- População envelhecida (idade média: 39 anos; idade máxima: 76 anos).</li> <li>- Custo de substituição: 3 a 4 milhões de dólares.</li> <li>- A idade média do transformador quando ocorre a avaria ronda os 25 anos.</li> </ul>
Bastos [35], 2006	Transformadores de centrais (Brasil/Furnas)	1996-2006	70 unidades	18	>245 kV < 800 kV	25.7% (taxa de avarias obtida no 1.º ano de vida)	Parte activa do transformador (61%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- As avarias ocorreram durante os primeiros meses de operação dos transformadores.</li> <li>- Durante os testes para colocação em serviço dos transformadores foram detectadas avarias em 27 unidades (se estas avarias forem contabilizadas a taxa de avarias inicial sobe para 64%).</li> <li>- Verificou-se também uma taxa de avarias de 12.6% em bobinas de compensação de MAT.</li> <li>- Foram introduzidas alterações no projecto e dimensionamento dos transformadores, após acordo com o fabricante.</li> </ul>

Tabela 2.1: Resumo de estudos estatísticos de fiabilidade (continuação).

Estudo, ano	Características/ tipo dos transformadores (local/empresa)	Intervalo temporal dos dados	População	N.º de avarias	Gama de tensões (nível de tensão mais elevado do transformador)	Taxa de avarias	Caracterização da avaria (localização/causas/componentes afectados)	Comentários
Sokolov [36], 1999	Centrais e subestações, (Doble)	1996-1998	—	52	—	—	Isolamento dos enrolamentos (23%) Comutador de tensão (15,4%)	— Idade média da população de transformadores: 21 anos. — 10% das avarias ocorreu em transformadores recentes (até 5 anos). — Taxa de avarias muito elevada em transformadores recentes de tensão elevada (> 500 kV).
[37], 2006	Centrais e subestações, (ZTZ-Service)	2000-2005	5000 unidades	108	110 – 750 kV	—	Travessias (28%) Isolamento dos enrolamentos (24%)	— 80% das avarias dos enrolamentos ocorre no lado de AT. — 70% das avarias ocorre com transformadores com idade superior a 20 anos.
Lord [38], 2007	Transmissão de energia	—	106 unidades	—	110 – 500 kV	—	Travessias; OLTC e sistema de arrefecimento (46%)	— População de transformadores relativamente envelhecida 23-29 anos.
Geldenhuis [39], 2007	Transmissão de energia (Alemanha)	2004	3894 unid. 499 unid.	—	110 kV 220-380 kV	0.31% 0.64%	—	—
Jagers [40], 2009	Centrais, subestações e distribuição (África do Sul)	1996-2006	10000 unidades-ano	200	132-400 kV	—	Isolamento e enrolamentos (≈ 55% para transformadores de centrais)	— Verifica-se um aumento da taxa de avarias com a idade: aumento súbito da taxa de avarias após 28 anos de serviço.
Jongen [41], 2007 Chmura [42], 2011	Transmissão energia (Holanda)	1975-2011	200 unidades	16	110 – 150 kV	—	Comutador de tensão (55%); Tanque (18%)	— Idade média da população de transformadores: 29 anos. — Verifica-se um aumento da taxa de avarias com a idade: avarias mais frequentes a partir dos 27 anos de idade.
Suwanasri [43], 2008	Transmissão energia (Tailândia)	—	151 unidades	220	115 – 230 kV	—	Travessias (40%); OLTC (27%)	—

Tabela 2.1: Resumo de estudos estatísticos de fiabilidade (continuação).

Estudo, ano	Características/ tipo dos transformadores (local/empresa)	Intervalo temporal dos dados	População	N.º de avarias	Gama de tensões (nível de tensão mais elevado do transformador)	Taxa de avarias	Caracterização da avaria (localização/causas/componentes afectados)	Comentários
Abi-Samra [44], 2009	Transmissão energia (Hydro-Quebec)	1980-2005	—	175	735 kV	—	Enrolamentos (52%); Travessias (37%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>111 das 175 avarias reportadas avarias resultaram em arcos eléctricos de elevada energia. Estas avarias originaram 44 rupturas do tanque e 18 incêndios.</li> <li>As avarias nos enrolamentos e travessias são as mais susceptíveis de provocar a ruptura do tanque.</li> </ul>
Smeets [45], 2009	25 - 440 MVA	1996-2008	114 unidades	29	20-500 kV	28%	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>Este trabalho fornece informação sobre defeitos de fabrico detectados através da realização de ensaios em curto-circuito. A taxa de avarias refere-se à taxa de avarias inicial.</li> </ul>
Bechara [46], 2009 Bechara [47], 2010	Transmissão energia (Brasil)	2000-2008	—	92	69-765 kV	—	Enrolamentos (70%); Comutador de tensão (16%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Taxa de avarias estimada entre 3.4% e 12.1%.</li> <li>A taxa de avarias é mais significativa para transformadores com idade entre 15 e 30 anos.</li> <li>A idade média do transformador quando ocorre a avaria é de 17.5 anos.</li> </ul>
Tenbohlen [48], 2012	Centrais, subestações e distribuição (Alemanha, Áustria, Suíça e Holanda)	2000-2010	23800 unidades/ano	112	110-380 kV	0.47%	Comutador de tensão (33.9%); Enrolamentos (32.1%); Travessias (11.6%)	<ul style="list-style-type: none"> <li>A taxa de avarias foi calculada contabilizando apenas as avarias que resultem na indisponibilidade do transformador durante pelo menos 7 dias. A taxa de avarias poderá assim estar subestimada.</li> <li>A taxa de avarias aumenta com o nível de tensão do transformador (0.3% para 110 kV e 0.6% para 220 kV e superior).</li> <li>Estima-se que a taxa de avarias aumenta significativamente a partir dos 30 anos de idade do transformador.</li> <li>9% das avarias resultam em incêndio ou explosão do transformador.</li> <li>Consequência das avarias: 36% abatidos; 40% reparação na fábrica; 24% reparação no local.</li> <li>Localização da avaria nos transformadores abatidos: 60% enrolamentos; 15% comutador de tensão; 10% circuito magnético.</li> <li>Localização da avaria nos transformadores reparados: 44% comutador de tensão; 17% travessias; 17% enrolamentos; 6% circuito magnético.</li> </ul>

- no que diz respeito às causas presumíveis das avarias, e apesar da incerteza referente à fiabilidade dos dados, é, ainda assim, possível afirmar que as falhas devidas ao projecto, fabrico, materiais e manutenção inadequada representam uma elevada percentagem de defeitos [21], [24], [48], Fig. 2.5;
- existem situações onde a mortalidade infantil se revela muito significativa (taxa de avarias nos primeiros meses de vida na ordem dos 25%);
- os diversos estudos indicam tempos médios de reparação entre 350 e 1660 horas, aproximadamente (15 e 70 dias, respectivamente). No entanto, é considerado normal a reparação de um transformador demorar um ano. Caso exista um transformador de reserva a substituição demora em média uma semana [51];
- a rápida e correcta actuação dos sistemas de protecção do transformador é também essencial para minimizar os danos na máquina, minorar a duração da interrupção do serviço e evitar situações de incêndio e explosão, com os inerentes prejuízos materiais, ambientais e, por vezes, humanos.

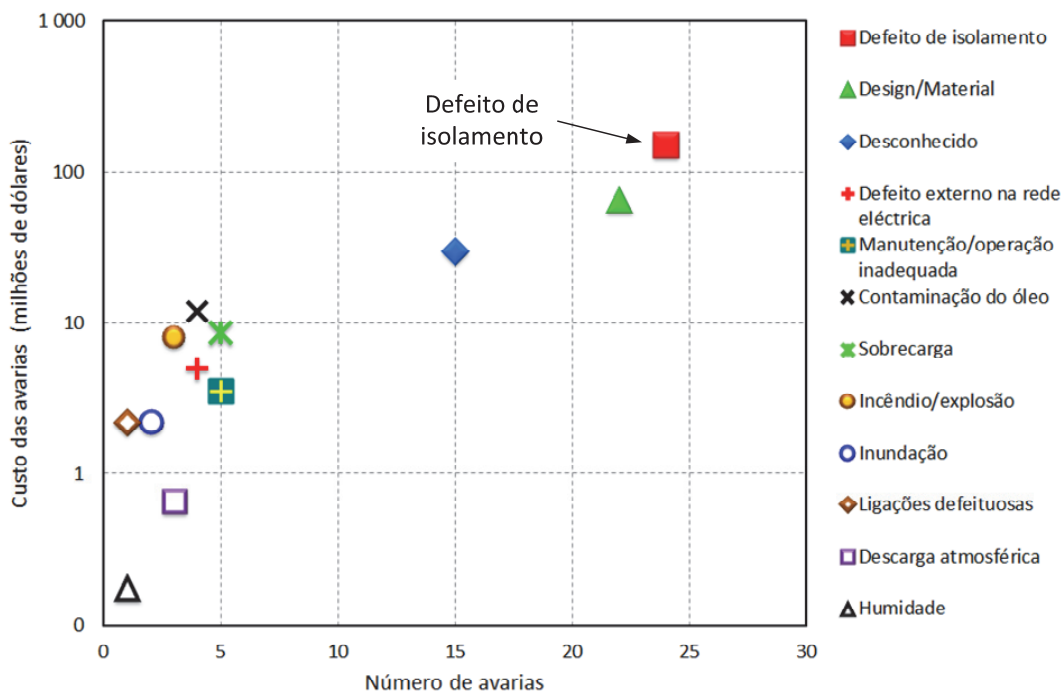


Fig. 2.4: Custo e frequência das avarias [30].

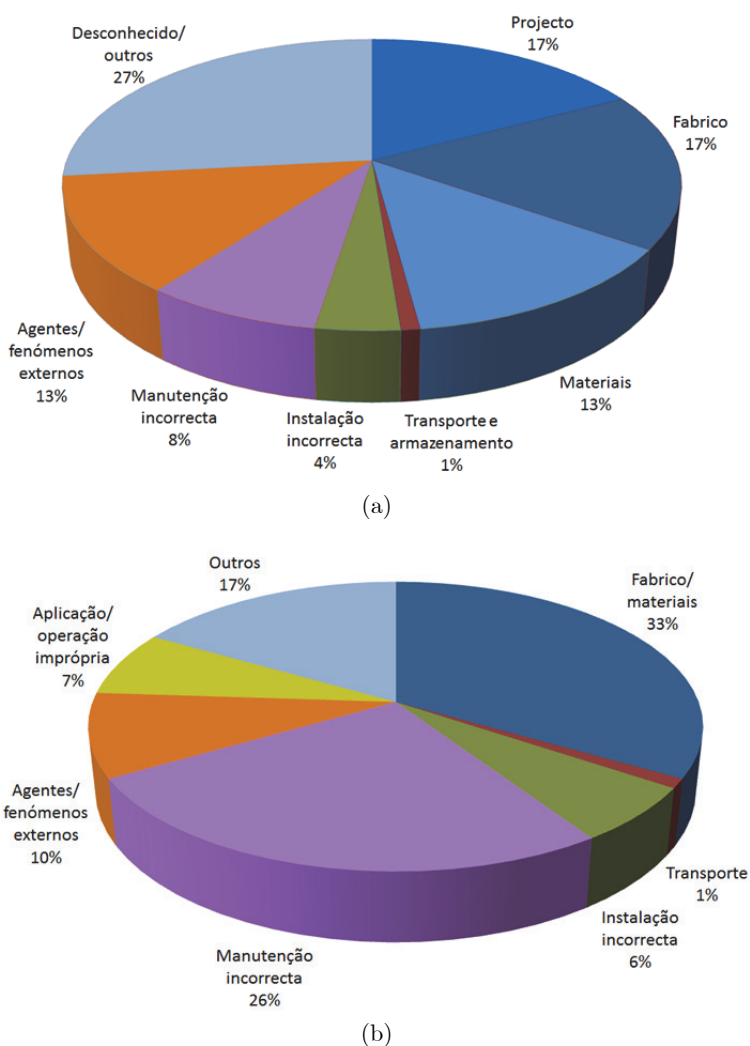


Fig. 2.5: Causas presumíveis das avarias: (a) transformadores de centrais e subestações [21]; (b) transformadores de utilização industrial [24].

### 2.1.1.1 A situação portuguesa: transformadores da rede nacional de transporte

Os dados sobre a população e fiabilidade de transformadores em território nacional limitam-se à informação disponibilizada pela Rede Eléctrica Nacional (REN) [52]-[58]. A informação mais relevante é apresentada na Fig. 2.6 e na Fig. 2.7. Note-se que a dimensão da amostra é limitada e por via disso os resultados devem ser analisados com precaução.

A população de transformadores da rede nacional de transporte é constituída por 174 unidades, com idade média aproximada de 17.8 anos, tendo unidades bastante envelhecidas (até 61 anos de idade, situação em 2011), Fig. 2.6 [52]. Apesar de nos últimos anos se ter verificado um investimento significativo na aquisição de novas unidades, cerca de 47% dos transformadores têm idade superior à vida útil estatística (18 anos), a que corresponde aproximadamente 40% da potência instalada.

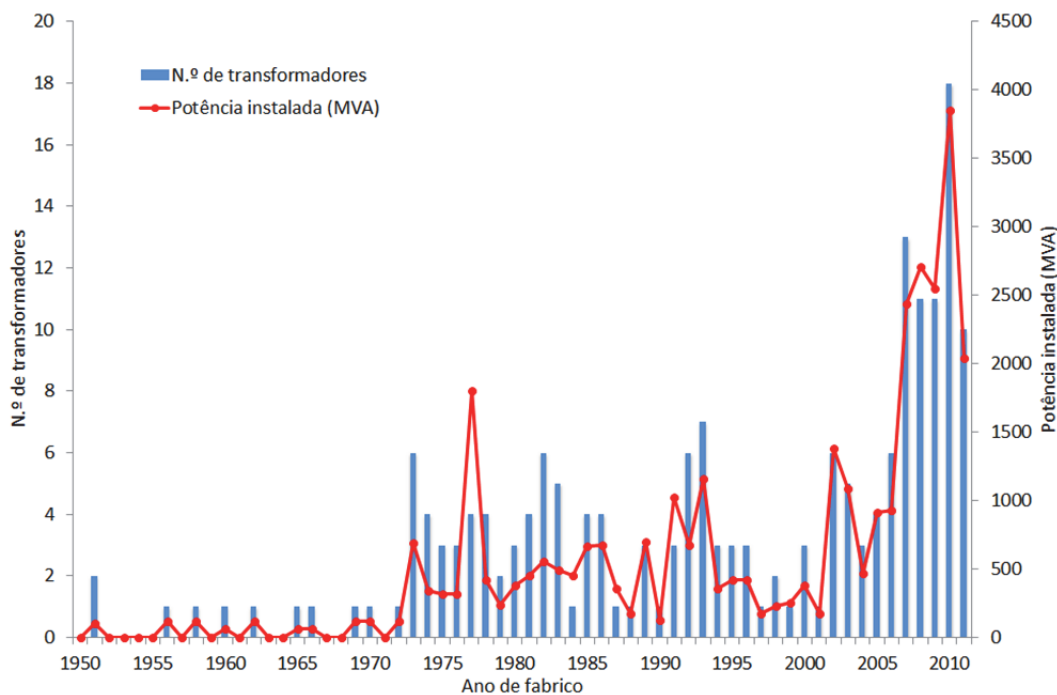


Fig. 2.6: Distribuição do número de unidades e da potência instalada em função do ano de fabrico dos transformadores da rede nacional de transporte [52].

Entre 2005 e 2010 ocorreram 27 avarias que provocaram a indisponibilidade imediata dos transformadores afectados, Fig. 2.7, resultando numa taxa de avarias de 2.9%. A taxa de avarias total (que toma em consideração a indisponibilidade planeada e programada) ronda os 16%. O tempo médio de indisponibilidade é cerca de 150 horas.

Apesar da reduzida dimensão da amostra, verifica-se que os dados recolhidos sobre a situação da rede nacional de transporte estão globalmente em consonância com os outros estudos de fiabilidade mencionados anteriormente.

### 2.1.1.2 Síntese

Em resumo, a análise dos dados estatísticos disponíveis permite concluir que a população de transformadores se encontra globalmente envelhecida e com uma taxa de avarias que apresenta uma tendência crescente. Da análise destes estudos conclui-se ainda que predominam as avarias relativas aos enrolamentos, comutador de tensão e travessias. São os defeitos de isolamento nos enrolamentos que provocam os maiores períodos de indisponibilidade e os que provocam mais frequentemente a perda total do transformador, resultando assim em prejuízos mais avultados.

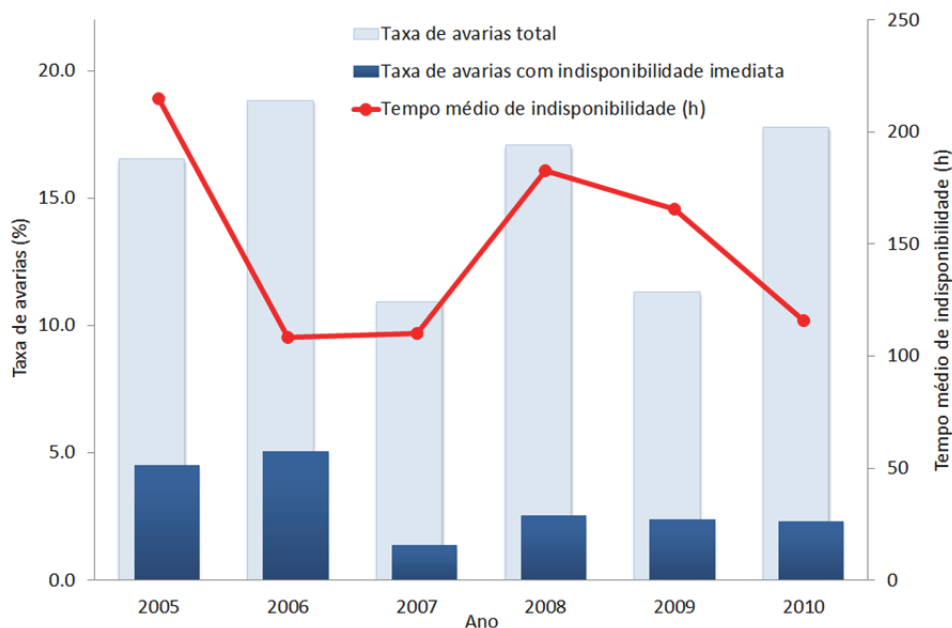


Fig. 2.7: Taxa de avarias e tempo médio de indisponibilidade dos transformadores da rede nacional de transporte.

A melhoria substancial da fiabilidade dos transformadores implica o desenvolvimento de novos métodos de diagnóstico capazes de proporcionarem a implementação de estratégias de manutenção adequadas e de detectarem os sintomas da avaria ainda numa fase incipiente.

Adicionalmente, o correcto funcionamento dos sistemas de protecção é também essencial para que as avarias sejam detectadas o mais rapidamente possível, de forma a impedir a sua progressão e que alcancem proporções catastróficas.

### 2.1.2 Caracterização das avarias nos enrolamentos em transformadores

O sistema de isolamento dos transformadores de potência é constituído maioritariamente por papel e óleo mineral. A utilização destes materiais foi proposta por Ferranti em 1891 [59] e tem sido utilizado desde essa data em vários equipamentos de média e alta tensão.

O tempo de vida de um transformador depende da condição do seu sistema de isolamento. Ao longo da sua vida os transformadores são sujeitos a uma larga variedade de esforços térmicos, mecânicos e eléctricos, os quais, actuando individualmente ou em conjunto, contribuem para o envelhecimento dos materiais orgânicos de isolamento [60]-[64].

O envelhecimento dos materiais, particularmente do papel que envolve e isola as espiras dos enrolamentos, está normalmente associado à pirólise, oxidação e hidrólise que ocorrem



nos materiais [60]. Estas reacções são aceleradas por efeito do aumento da temperatura e da concentração de oxigénio e humidade.

O envelhecimento térmico reduz de forma substancial a resistência mecânica do isolamento sólido. Por cada 6 °C de subida de temperatura, duplica a velocidade de degradação do papel isolante [60]. Quando sobreaquecido o papel isolante perde elasticidade e torna-se quebradiço, ficando susceptível a rupturas sob a acção de esforços mecânicos. No entanto, apesar de rúptil, o papel degradado por efeito térmico mantém normalmente um nível aceitável de rigidez dieléctrica. Durante o processo de degradação térmica são gerados diversos gases (óxidos de carbono e hidrogénio) e produtos líquidos (água e compostos furânicos). Por sua vez, a humidade e o oxigénio contribuem para acelerar o processo de envelhecimento (degradação por hidrólise e oxidação, respectivamente) formando-se assim um ciclo vicioso de deterioração do sistema isolante [60]-[64].

Os esforços mecânicos são provocados pelo transporte do transformador, por vibrações e pelas forças electromagnéticas normalmente originadas por curtos-circuitos externos e sobrecorrentes de ligação. Os movimentos de dilatação/contractão dos enrolamentos provocados por variações da temperatura, onde os vários materiais possuem coeficientes de expansão térmica distintos, contribuem também para a fadiga do isolante sólido. Obviamente, o envelhecimento mecânico depende não só da intensidade mas também da frequência com que ocorrem os referidos esforços mecânicos. A disrupção eléctrica pode ocorrer quando os esforços mecânicos provocam a ruptura do papel isolante [60]-[64]. As forças electrodinâmicas elevadas, motivadas por curtos-circuitos externos, podem provocar a deformação dos enrolamentos. Esta situação poderá não resultar imediatamente num defeito de isolamento grave, mas a diminuição da rigidez mecânica dos enrolamentos induzirá nas espiras um processo de instabilidade que acabará, caso não seja atempadamente detectado, numa avaria catastrófica.

As perturbações geomagnéticas poderão constituir outra possível contribuição para o envelhecimento precoce do transformador. As perturbações geomagnéticas induzem no transformador correntes que possuem uma componente contínua, resultando na saturação do material ferromagnético, correntes de excitação elevadas (e distorcidas) e sobreaquecimento localizado do núcleo e enrolamentos. Se o transformador for regularmente sujeito a estas condições os danos cumulativos que sofre são susceptíveis de vir a conduzir a uma falha terminal [65].

As sobretensões, as descargas atmosféricas e fenómenos de ressonância interna nos enrolamentos podem provocar a ruptura do sistema dieléctrico. Quando em boas condições o sistema de isolamento suporta estes esforços dieléctricos. No entanto, após um período de envelhecimento o isolamento poderá já não conseguir suportar estes esforços, ocorrendo a disrupção total ou parcial do dieléctrico.

Os transitórios na rede de energia têm normalmente um papel decisivo na ocorrência das avarias, podendo ser a causa inicial da degradação do isolamento ou desencadear o processo final que resulta na falha total do transformador. Em qualquer dos casos, os fenómenos transitórios na rede eléctrica introduzem um considerável factor de imprevisibilidade nos processos de falha dos transformadores [66].

Apesar da incerteza que caracteriza os fenómenos associados à origem e evolução da avaria pode todavia afirmar-se que o processo típico de degradação do isolamento sólido é composto pelas seguintes etapas [67]:

- inicialmente decorre um período de envelhecimento térmico, que pode durar vários anos, que reduz gradualmente a rigidez mecânica do isolamento sólido;
- o papel isolante vai sofrendo simultaneamente sucessivos esforços mecânicos, enfraquecendo a rigidez dieléctrica e mecânica do isolamento;
- finalmente, dá-se a disrupção do material isolante. Esta pode ser desencadeada por um esforço externo, como um curto-circuito externo ou uma descarga atmosférica. No entanto, a disrupção eléctrica pode não evoluir de forma instantânea: a fragilidade do sistema de isolamento propicia a ocorrência de descargas parciais no material, que se vão intensificando com o tempo, acabando por formar caminhos condutores no papel (arborescência eléctrica). Se as descargas parciais tiverem energia suficiente vão formar-se pontos de carbonização local no papel, acelerando assim o processo de deterioração do isolamento até à perfuração da estrutura do material isolante [68].

Normalmente estas descargas parciais dão-se entre apenas duas espiras do enrolamento do transformador. No caso de enrolamentos constituídos por cabo multifilar a falha de isolamento pode principiar entre os próprios filamentos condutores. Quando a diferença de potencial entre os pontos deteriorados do isolante sólido for suficientemente elevada ocorre uma descarga. No entanto, se a amplitude da tensão aos terminais das espiras em defeito não

se mantiver o arco auto-extingue-se [69]. Estas avarias incipientes caracterizam-se por correntes de descarga intermitentes, de amplitude aleatória e com possível formação de sequências de impulsos esporádicas [70]. Com a progressiva deterioração do isolamento as descargas já não se extinguem, e os valores normais da tensão de serviço são suficientes para as desencadear. Nesta fase inicial da avaria poderá existir uma impedância de falha elevada, a qual limita a corrente de descarga, resultando numa lenta evolução da avaria [71].

A avaria vai depois expandir-se, envolvendo sucessivamente um maior número de espiras, ou de camadas, aumentando a corrente de descarga e diminuindo a impedância de falha [72]. A velocidade de propagação da avaria, que aumenta com a diminuição da impedância de falha, depende de inúmeros factores (causa inicial e localização da avaria, tipo e geometria dos enrolamentos, tipo de transformador, sistema de isolamento, etc.), podendo ser elevada, dando rapidamente origem a uma falha grave, ou, por outro lado, ser de tal forma reduzida, que, num caso extremo, a avaria só é detectada inadvertidamente. Diversos ensaios experimentais realizados pela *Électricité de France* (EDF) [73] mostram que, por vezes, a avaria não progride rapidamente, mesmo em situações onde ocorre um curto-circuito franco entre as espiras, com perfuração total do isolamento [74]. Nalguns casos a avaria pode mesmo estabilizar [75], com a corrente a tomar um percurso mais curto e a desviar-se das espiras afectadas.

De facto, por vezes alguns transformadores de distribuição com defeitos de isolamento no enrolamento primário mantêm-se em serviço, tendo como único sintoma uma tensão mais elevada no secundário, devido à alteração da razão de transformação resultante da presença de espiras em curto-circuito no lado primário [76], [77].

Um curto-circuito entre duas espiras poderá então resultar, inicialmente, numa corrente de entrada dos enrolamentos menor que a corrente de activação dos circuitos de protecção do transformador. Habitualmente, os dispositivos de protecção não são suficientemente sensíveis para detectar este tipo de avarias, pelo que o transformador só é desligado automaticamente da rede quando o defeito se expandiu já a uma porção considerável do enrolamento afectado [59].

Recentemente tem também surgido outro tipo de avarias catastróficas, associadas à presença de sulfureto de cobre depositado no papel isolante dos enrolamentos, provocando curtos-circuitos violentos entre espiras. Os transformadores afectados, normalmente com

pouco tempo de serviço, não apresentavam previamente qualquer sintoma de defeito e não existia, até há pouco tempo, um método de diagnóstico que permitisse a detecção desta anomalia. A investigação levada a cabo permitiu entretanto concluir que este fenómeno se encontra associado a determinados tipos de óleo, mais propensos à formação de compostos de enxofre corrosivo. A presença destes compostos diminui a rigidez dieléctrica do sistema de isolamento, levando à ocorrência de descargas parciais de energia elevada, que degradam rapidamente o papel isolante. As soluções de recurso encontradas permitiram para já mitigar o problema [36], [78], [79].

A detecção atempada dos defeitos de isolamento nos enrolamentos é assim crucial para evitar que a avaria se propague e culmine numa avaria catastrófica. Os sistemas de protecção desempenham também aqui um papel decisivo, pois é indispensável detectar a avaria numa fase ainda incipiente, por forma a isolar o transformador da rede o mais rapidamente possível e assim minimizar os danos e garantir a segurança das pessoas e bens nas proximidades da instalação. Nas secções seguintes faz-se uma breve revisão dos métodos de diagnóstico e dos dispositivos de protecção actualmente em uso para detectar avarias em transformadores de potência.

## **2.2 Métodos de diagnóstico [80], [81]**

Existem vários métodos de diagnóstico que permitem avaliar o estado de funcionamento do transformador. Alguns destes métodos podem ser classificados como tradicionais, pois incluem técnicas com créditos firmados e utilização generalizada durante as últimas décadas. Outros são de aplicação recente ou encontram-se ainda em fase de investigação e desenvolvimento. Apresenta-se de seguida uma breve síntese sobre os principais métodos de diagnóstico referidos na extensa bibliografia publicada neste domínio.

### **2.2.1 Análise de gases dissolvidos no óleo**

A análise dos gases dissolvidos no óleo revelou-se, a nível internacional e desde há mais de cinco décadas, como o método preferencial para diagnosticar avarias evolutivas em transformadores imersos em óleo [82], [83]. A ocorrência de esforços térmicos e eléctricos ao longo da vida do transformador conduz à deterioração do material isolante. Esta degradação pode dar origem à ocorrência de descargas parciais, sobreaquecimento ou arcos eléctricos. Estes fenómenos são responsáveis pela produção de vários tipos de gases que se dissolvem no

óleo de isolamento do transformador, dependendo a sua composição e proporção da severidade, localização e energia dissipada pela avaria [84].

As concentrações totais de gases no óleo, a sua proporção relativa e as velocidades de incremento da concentração de cada gás são usadas para estimar o estado do transformador. Existem vários critérios para relacionar estes parâmetros com tipos específicos de avarias, sendo os mais comuns os métodos de Rogers, Doernenberg, Duval, IEEE C57.104-1991 e IEC 60599 [85], [86]. A presença em solução no óleo de determinados gases chave, em concentrações acima de valores considerados normais, designadamente hidrogénio, hidrocarbonetos e óxidos de carbono, constitui um destes critérios, que associa a concentração destes gases a diversos tipos de avarias. Caso um ou mais dos referidos gases surjam em concentrações superiores ao seu respectivo valor normal, são calculadas as razões entre as concentrações de determinados gases, as quais variam consoante o critério de interpretação escolhido. Adicionalmente, as velocidades de incremento das concentrações dos vários gases são usadas como critério complementar [82]. Todos estes critérios tentam encontrar as relações entre os gases e o estado de funcionamento do transformador, relações essas que podem ser evidentes ou dissimuladas [83], [87]. Consequentemente, uma componente importante dos diagnósticos efectuados é baseada na experiência adquirida por técnicos especializados, podendo considerar-se que a interpretação dos gases não é ainda uma ciência, mas sim uma arte sujeita à variabilidade [86].

Mais recentemente, têm sido desenvolvidas estratégias com recurso a inteligência artificial [88], tais como, sistemas periciais [89]-[90], lógica difusa [91]-[92], e redes neuronais [89], [93], numa tentativa de revelar as relações dissimuladas entre os gases e o estado do transformador.

A análise dos gases dissolvidos no óleo é feita recolhendo uma amostra e enviando-a para exame num laboratório especializado. É prática comum utilizar uma periodicidade anual na recolha das amostras [94], excepto em casos onde se suspeite já de problemas no transformador. O tempo de evolução de muitas avarias em transformadores pode ser bastante mais curto que este período de amostragem, não permitindo assim detectar o defeito ainda numa fase incipiente e minimizar os danos de um eventual incidente de dimensões catastróficas [38], [95]. Para ultrapassar esta limitação têm sido propostos nos últimos anos vários equipamentos com análise automática dos gases dissolvidos no óleo para monitorização em tempo real dos transformadores de maior importância estratégica. Estes equipamentos de

monitorização contínua, que agregam vários métodos de diagnóstico, serão abordados na Secção 2.2.17.

Refira-se ainda que o método de análise dos gases tem vindo a ser adaptado no sentido de possibilitar a sua aplicação em transformadores imersos noutros tipos de isolantes, apesar de os mecanismos de detecção não estarem ainda consolidados [95].

### **2.2.2 Análise do óleo**

O estado do óleo afecta significativamente o desempenho e o tempo de vida do transformador. Para verificar o seu estado são realizados diversos ensaios eléctricos, físicos e químicos (rigidez dieléctrica, índice de acidez, factor de potência, humidade relativa, tensão interfacial, cor, lamas e sedimentos, ponto de inflamação, viscosidade cinemática e teor de partículas, entre outros), para medir as alterações das suas propriedades eléctricas e do seu grau de contaminação e deterioração [49], [62].

### **2.2.3 Grau de polimerização**

A determinação do valor do grau de polimerização da celulose é um método convencional para quantificar a degradação do papel isolante, consistindo na medição do comprimento médio dos polímeros das moléculas de celulose. Quando a celulose envelhece, as cadeias de moléculas partem-se, e quando o envelhecimento é acentuado, o papel torna-se quebradiço, perdendo a sua estabilidade mecânica [9]. De forma a efectuar a análise, é necessário obter uma amostra de papel do transformador, o que implica a colocação fora de serviço da unidade e a actuação de técnicos especializados. Adicionalmente, nada garante que as amostras recolhidas sejam representativas de todo o enrolamento [63].

### **2.2.4 Análise dos compostos furânicos**

A degradação térmica do papel produz compostos furânicos, que se dissolvem no óleo. A análise destes compostos, por cromatografia líquida de alta pressão e alta resolução, permite caracterizar, de forma indirecta, o grau de polimerização da celulose [49]. O valor do grau de polimerização obtido através da análise dos compostos furânicos refere-se ao valor médio de toda a estrutura de isolamento sólido. Dado que o papel não envelhece uniformemente poderá haver zonas onde a degradação é mais severa [8].

### 2.2.5 Resistência de isolamento e índice de polarização

A medição da resistência de isolamento é utilizada para determinar a corrente de fugas na estrutura do isolamento. Esta corrente depende da temperatura, da humidade e do nível de impurezas presentes nos materiais de isolamento. Este teste fornece uma informação sobre a condição global do sistema de isolamento.

O índice de polarização é definido como a razão entre as resistências de isolamento medidas após 10 minutos e 1 minuto de tensão aplicada, respectivamente. Quando o isolamento se encontra em boas condições a resistência de isolamento tem inicialmente um valor reduzido e depois eleva-se à medida que a componente capacitiva da corrente de fugas diminui. Assim, um índice de polarização com um valor reduzido indicia problemas no sistema de isolamento [62].

### 2.2.6 Factor de perdas do dieléctrico ou $\tan(\delta)$

Quando uma tensão alternada é aplicada a um isolante a corrente de fugas resultante possui duas componentes, resistiva e capacitiva. No caso de um isolante perfeito a corrente seria puramente capacitiva estando em avanço de  $90^\circ$  em relação à tensão. Na prática este ângulo vai ser menor que  $90^\circ$ , devido às perdas normais do material isolante. A deterioração do dieléctrico faz aumentar a componente resistiva da corrente de fugas. O factor de perdas do dieléctrico é definido como a razão entre a componente resistiva e a componente capacitiva da corrente de fugas, também conhecido por  $\tan(\delta)$ , onde  $\delta$  representa o ângulo de perdas. A análise dos resultados é também por vezes efectuada em função do factor de potência do isolamento,  $\cos(\delta)$ . Um valor reduzido de  $\tan(\delta)$  indica valores reduzidos de perdas dieléctricas, ou seja que o isolamento se encontra em boas condições.

Normalmente esta técnica apenas fornece uma indicação sobre o estado geral do sistema de isolamento, não permitindo detectar defeitos de pequena dimensão. A realização dos ensaios requer a colocação fora de serviço e isolamento do transformador. A análise dos resultados faz-se habitualmente em função da evolução do registo histórico destas medições, para que a interpretação dos dados não suscite dúvidas [8].

A estrutura de isolamento pode ser aproximada a uma rede eléctrica em escada constituída por capacidades, indutâncias e resistências. Para efectuar uma análise mais detalhada desta rede é necessário obter a resposta em função de diferentes frequências do

sinal de entrada. Assim, para caracterizar de forma mais precisa o estado da estrutura de isolamento, foi recentemente proposto adaptar o método tradicional da  $\tan(\delta)$  para a utilização de uma resposta em frequência, denominada por espectroscopia dieléctrica [8], [96].

### **2.2.7 Resistência dos enrolamentos**

O valor da resistência eléctrica é utilizado como indicador do estado dos enrolamentos e do comutador de tensão. Uma vez que a resistência varia com a temperatura é necessário medir e registar simultaneamente estes dois parâmetros, de forma a converter o valor de resistência medido para uma temperatura padrão e assim possibilitar a comparação entre vários ensaios, realizados em condições possivelmente diferentes. Uma variação superior ou igual a 2% nos resultados de medição indicia um problema no enrolamento [62], [94]. O carácter intrusivo e falta de sensibilidade são as grandes desvantagens deste método.

### **2.2.8 Relação entre espiras**

A medição da relação entre as espiras é útil para detectar espiras em curto-circuito ou ocorrência de circuitos abertos nos enrolamentos do transformador. A razão entre as espiras não deve desviar-se mais de 0.5% da razão entre as tensões nominais dos enrolamentos, estipuladas na chapa de características [8], [62], [94]. O ensaio deve ser realizado em todas as fases e entre todas as tomadas do regulador de tensão.

### **2.2.9 Temperatura**

O método tradicional de determinar a temperatura num transformador consiste em medir a temperatura do óleo nas partes superior e inferior da cuba e com base nestes valores estimar a temperatura dos enrolamentos. Têm sido desenvolvidos novos sensores que permitem monitorizar directamente a temperatura nos enrolamentos do transformador. Os resultados mais promissores parecem ser aqueles obtidos com um cabo de fibra óptica que permite obter a temperatura ao longo de todo o enrolamento [8]. Estes dispositivos encontram-se ainda em fase de investigação e desenvolvimento. Alguns problemas relativos ao uso generalizado deste método de diagnóstico foram já detectados, nomeadamente: (i) os sensores de temperatura apenas podem ser instalados nos enrolamentos quando o transformador é fabricado ou está em reparação; (ii) uma vez que os sensores são inseridos na estrutura de isolamento, em ambiente de alta tensão, deve ser utilizada uma precaução extrema para preservar a integridade, eléctrica e mecânica, do sistema de isolamento [97]-[98].



Hoje em dia o método de utilização mais vasta e expedita para a medição da temperatura da estrutura do transformador consiste no uso de câmaras de análise termográfica, sendo este um procedimento de rotina já incluído nos mais básicos planos de manutenção dos transformadores.

### **2.2.10 Indutância de fugas**

Um método tradicional para detectar alterações na geometria dos enrolamentos consiste na medição da indutância de fugas. Como resultado de um curto-circuito, o diâmetro do enrolamento interior tem a tendência de diminuir, e o do exterior de aumentar. Isto provoca um aumento do fluxo de fugas entre os enrolamentos e, conseqüentemente, uma maior reactância de fugas [9].

Porém, existem factores que afectam a medição da indutância de fugas, tais como, a influência da reactância de magnetização, o nível de tensão a que é efectuado o teste, a influência do tipo de ligações, o tipo de núcleo do transformador [99] e a precisão do equipamento de medida [100].

Alternativamente, a alteração anormal do fluxo de fugas pode também ser detectada utilizando bobinas de teste, instaladas de forma adequada no transformador [101]-[102]. No entanto, alguns dos problemas acima mencionados, referentes à instalação dos sensores de temperatura, são, também aqui, aplicáveis.

### **2.2.11 Corrente de excitação**

Medindo a corrente de excitação, através da realização de um ensaio em vazio monofásico, podem detectar-se avarias no circuito magnético e nos enrolamentos de transformadores monofásicos ou trifásicos. Normalmente os resultados são analisados comparando as correntes entre as três fases do transformador trifásico, ou, no caso de transformadores monofásicos, comparando a corrente com referências obtidas em unidades similares. No entanto, além do carácter invasivo deste método, surgem alguns problemas relacionados com a posição do regulador de tensão em carga, pois este afecta a amplitude da corrente de excitação [103], [104].

### 2.2.12 Descargas parciais

As descargas parciais são descargas eléctricas que abrangem apenas parcialmente a estrutura isolante entre dois condutores. A produção de descargas parciais aumenta à medida que o sistema de isolamento do transformador se degrada, sendo portanto a sua intensidade e frequência bons indicadores do estado dos materiais isolantes. As descargas parciais geram, no seu ponto de origem, ondas electromagnéticas, ondas acústicas, sobreaquecimento local e reacções químicas. Teoricamente, estes fenómenos, se detectáveis, constituem possíveis indicadores de avarias. As técnicas de medição de descargas parciais (acústicas, eléctricas ou a combinação de ambas), inicialmente usadas apenas durante os testes de rotina na instalação dos transformadores, têm vindo gradualmente a ganhar alguma relevância no diagnóstico de transformadores em serviço, apesar das várias dificuldades encontradas na análise e interpretação dos resultados [9]. As técnicas acústicas de detecção de descargas parciais são limitadas pela atenuação do sinal enquanto as técnicas eléctricas têm alguns problemas provocados pela interferência electromagnética. As descargas parciais também podem ser detectadas indirectamente, utilizando técnicas de análise química para medir as concentrações dos subprodutos gerados pela sua ocorrência.

Existem actualmente no mercado alguns equipamentos de monitorização contínua de descargas parciais, que normalmente utilizam a combinação das técnicas acústica e eléctrica [8].

### 2.2.13 Análise de resposta em frequência

Através da determinação da função de transferência do transformador podem, por vezes, detectar-se deformações nos enrolamentos, comparando a função de transferência medida com uma referência previamente obtida. Uma deformação na geometria dos enrolamentos provoca alterações nas capacidades internas, resultando numa mudança da função de transferência do transformador. Na prática, um impulso é injectado num lado do transformador, medindo-se os espectros do impulso e da sua resposta no outro terminal, obtidos através da aplicação da Transformada de Fourier. A função de transferência é obtida através da divisão dos dois espectros [9].

A análise da resposta em frequência, que surge como alternativa à análise dos testes no domínio do tempo (método por impulso de tensão reduzida) [105], é um dos métodos frequentemente usados para diagnosticar deformações nos enrolamentos dos transformadores.

No entanto, esta técnica apresenta como principais desvantagens a necessidade de colocar o transformador fora de serviço, a existência de testes de referência para comparação dos resultados e uma grande consistência na forma como os ensaios são realizados. A análise dos dados pode ser uma tarefa complexa e requer pessoal experiente e especializado, devido ao elevado grau de incerteza presente nos resultados [8].

Existem algumas tentativas de aplicar este método com a unidade em funcionamento, utilizando os transitórios existentes na rede eléctrica para obter a função de transferência do sistema [96].

#### **2.2.14 Vibrações**

A análise das vibrações produzidas durante o funcionamento do transformador tem sido abordada com o propósito de obter um método fiável de diagnosticar a integridade mecânica dos seus enrolamentos. Os sensores de vibrações são acelerómetros, adequadamente posicionados nos lados e topo da cuba do transformador. Os sinais obtidos, usualmente transmitidos através de um isolamento óptico, são registados num dispositivo adequado. Em [106] foi apresentada uma investigação sobre a solidez da fixação dos enrolamentos. Uma abordagem similar tem sido aplicada como um método para diagnosticar avarias nos reguladores de tensão em carga [9]. Mais recentemente, foi proposto utilizar as vibrações resultantes dos esforços electrodinâmicos que ocorrem durante o processo de ligação do transformador à rede para detectar a condição dos enrolamentos e do circuito magnético [107].

A medição e análise das vibrações pode, porém, revelar-se complexa, devido às várias fontes que provocam vibrações no transformador (interacção de campos magnéticos, interacções mecânicas, comutação de cargas, etc.) e também aos vários locais onde os sinais podem ser obtidos [106]-[108].

#### **2.2.15 Tensão de restabelecimento e correntes de polarização**

O método da tensão de restabelecimento é utilizado para detectar a concentração de água e o nível de degradação do sistema de isolamento. Neste ensaio a estrutura dieléctrica do isolante é inicialmente carregada, através da aplicação de um impulso de tensão, sendo de seguida descarregada, efectuando curto-circuito através de uma impedância externa. O sinal

da tensão resultante, que se estabelece quando a impedância de descarga é removida, permite caracterizar a condição do sistema de isolamento [8], [63], [85], [96].

A análise da resposta em frequência das correntes de polarização e despolarização do sistema de isolamento tem também vindo a ser utilizada para detectar a condição do material isolante. Este método é idêntico à espectroscopia dieléctrica referida anteriormente, sendo no entanto mais fácil de aplicar, particularmente no que se refere à maior simplicidade da fonte de alimentação [96].

Estes métodos apresentam como principal desvantagem as dificuldades de interpretação dos resultados e a necessidade de colocar o transformador fora de serviço durante um intervalo de tempo bastante longo [8], [62], [63].

### **2.2.16 Diagnóstico de avarias nas travessias e reguladores de tensão em carga**

As avarias nos acessórios dos transformadores de potência são também comuns, sendo particularmente relevantes aquelas que afectam as travessias e os reguladores de tensão em carga.

As avarias nas travessias incluem fugas de óleo e envelhecimento e deterioração do fluido isolante. Por estarem parcialmente fora da cuba são também mais vulneráveis a acidentes externos. Pela mesma razão as avarias nas travessias têm muitas vezes consequências catastróficas, como incêndio e explosão do transformador. Muitas das técnicas de diagnóstico mencionadas anteriormente são também adaptadas para avaliar o estado das travessias (análise dos gases dissolvidos no óleo, testes do óleo, temperatura,  $\tan(\delta)$ , descargas parciais, grau de polimerização, compostos furânicos, etc.) [62].

Os reguladores de tensão em carga são dos poucos componentes do transformador cuja função requer movimento mecânico, estando assim sujeitos a um maior desgaste. Estes componentes, devido à sua importância, têm também técnicas de diagnóstico próprias, onde se incluem a monitorização e análise da temperatura, resistência eléctrica, corrente de alimentação do motor que acciona o comutador, gases dissolvidos no óleo e vibrações [62].

### 2.2.17 Sistemas de monitorização contínua

Para efectuar a gestão de um parque de transformadores com uma população envelhecida é cada vez mais importante conhecer em tempo real o verdadeiro estado desses equipamentos, por forma a reduzir as interrupções de serviço não programadas, ampliar o seu tempo de vida, aumentar a disponibilidade da rede eléctrica, diminuir os custos de manutenção e possibilitar a implementação de planos de substituição. Os sistemas de monitorização contínua dos transformadores têm vindo a ser cada vez mais adoptados pelas empresas do sector eléctrico, pois permitem detectar muitas avarias ainda em fase incipiente e assim evitar a sua progressão para incidentes de dimensão catastrófica.

Idealmente os sistemas de monitorização contínua não devem requerer intervenção manual ou análise de dados por parte do utilizador. Devem ser capazes de detectar os sintomas de deterioração da condição do transformador, graduais ou súbitos, efectuar a análise de tendências e emitir alarmes que permitam tomar medidas apropriadas para evitar falhas graves. Obviamente devem também ser economicamente viáveis [109].

Existem actualmente no mercado vários equipamentos que efectuem a monitorização contínua de diversos parâmetros que caracterizam o estado do transformador. Habitualmente estes dispositivos monitorizam as seguintes grandezas: gases dissolvidos no óleo, humidade, temperatura, correntes e tensões eléctricas, posição do comutador de tensão, potência consumida pelo motor que acciona o comutador, estado (ligado/desligado) dos sistemas de ventilação e bombagem, entre outras [62], [71], [94], [95].

O registo histórico destas grandezas é também importante para avaliar os diversos esforços a que o transformador é sujeito ao longo da sua vida e assim conseguir implementar um programa de manutenção individualizado, com as técnicas mais adequadas a cada equipamento.

O preço destes equipamentos, que ronda 45000 euros [110], faz com que as empresas proprietárias dos transformadores só os utilizem nas unidades de maior importância estratégica na rede. No entanto, prevê-se que os custos de aquisição diminuam à medida que o mercado se desenvolve.

Outros factores, além do custo, que impedem a aplicação generalizada dos sistemas de monitorização contínua, são os problemas de incompatibilidade entre transformadores de

fabricantes diferentes e as dificuldades de comunicação entre os diversos sistemas da rede eléctrica.

Apesar do funcionamento destes equipamentos ser bastante satisfatório existem ainda alguns tipos de avarias que não são detectados por estes sistemas de monitorização contínua. Por exemplo, a deterioração térmica do isolamento entre os filamentos de cabos multifilares pode não ser detectada pelas técnicas de análise de gases dissolvidos no óleo presentes nos sistemas de monitorização contínua [111]. Há, assim, um vasto campo de trabalho a ser explorado, no sentido de melhorar a fiabilidade e sensibilidade destes equipamentos.

### **2.2.18 Síntese**

A análise dos gases dissolvidos no óleo e a medição da  $\tan(\delta)$  continuam a ser os métodos mais usados para diagnosticar avarias em transformadores. Existe uma crescente utilização de outras técnicas, mas o custo, a dificuldade na interpretação dos dados e a fiabilidade limitam o seu uso generalizado.

O desenvolvimento de novos métodos de diagnóstico é de primordial importância, tendo particular interesse aqueles que permitam efectuar, com custos reduzidos, a monitorização contínua do estado do transformador. Neste contexto, a compatibilidade entre os sistemas que implementam e gerem os vários métodos de diagnóstico também se revela importante, nomeadamente através da utilização dos protocolos do sistema SCADA.

## **2.3 Sistemas de protecção**

Os sistemas de protecção habitualmente utilizados nos transformadores de potência são:

- relés de pressão do óleo, gás ou combinado (gás/óleo). Este último, denominado de relé de Buchholz, actua quando detecta a formação de gases na cuba do transformador, originados por avarias incipientes nos enrolamentos ou sobreaquecimento do núcleo. O relé actua também quando o nível de óleo está abaixo do nível predefinido. Este dispositivo caracteriza-se normalmente por uma resposta lenta: a sua activação não evita por vezes que a avaria se desenvolva e ocorram danos consideráveis no transformador;
- dispositivos de protecção contra sobrecorrentes e defeitos à terra: protegem contra sobrecargas e defeitos fase-fase e defeitos fase-terra. Este tipo de sistemas é utilizado

como protecção principal quando não se utilizam relés diferenciais. Para transformadores com potência inferior a 2.5 MVA utilizam-se normalmente fusíveis e para transformadores com potência superior utilizam-se relés de protecção contra sobrecorrentes;

- protecção diferencial: é o sistema de protecção preferencial para transformadores acima de 10 MVA. Baseia-se no princípio da comparação das correntes de entrada e saída do transformador e oferece protecção contra falhas internas.

A protecção completa dos transformadores de potência envolve normalmente uma conjugação destes três tipos de sistemas. Actualmente os relés diferenciais multifunções contêm também as protecções de pressão, temperatura, sobrecorrentes e defeitos fase-terra.

### 2.3.1 Protecção diferencial

O relé diferencial constitui um método rápido e selectivo de protecção contra curtos-circuitos. A protecção revela-se sensível a correntes de falha inferiores à corrente nominal do equipamento. O relé estabelece uma zona protegida, a qual é removida do circuito de forma praticamente instantânea quando ocorre uma avaria no seu interior. Adicionalmente, o relé é teoricamente imune a avarias externas (ou seja, localizadas fora da zona de protecção), devendo estas ser debeladas por outros dispositivos de protecção devidamente dimensionados para esse objectivo.

O princípio de funcionamento do relé diferencial, ilustrado na Fig. 2.8, foi patenteado em 1904 por Charles Merz e Bernhard Price (sistema de corrente circulante de Merz-Price) [112]. Durante o funcionamento normal do transformador as forças magnetomotrices (fmm) dos enrolamentos primário e secundário são praticamente iguais (despreza-se neste raciocínio a corrente de excitação):

$$N_1 i_p + N_2 i_s \approx 0 \quad (2.1)$$

As correntes de entrada e saída do transformador são lidas através de transformadores de intensidade de corrente (TI), resultando:

$$-N_1 N_{2TI(1)} i_{1TI} + N_2 N_{2TI(2)} i_{2TI} \approx 0 \quad (2.2)$$

onde  $N_{2TI(1)}$  e  $N_{2TI(2)}$  são o número de espiras no secundário dos TI localizados no lado primário e secundário do transformador de potência, respectivamente, e  $i_{1TI}$  e  $i_{2TI}$  são as correntes no secundário dos TI localizados no lado primário e secundário do transformador de potência, respectivamente (ver Fig. 2.8). Para converter as correntes no relé para uma base comum podem utilizar-se relações de transformação adequadas nos TI, ou seja:

$$N_1 N_{2TI(1)} = N_2 N_{2TI(2)} \quad (2.3)$$

resultando:

$$i_{1TI} - i_{2TI} \approx 0 \quad (2.4)$$

Nos relés modernos, que utilizam cálculo numérico baseado em microprocessadores, esta conversão é incluída na programação do dispositivo, não sendo necessário que a relação de transformação dos TI cumpra (2.3).

A corrente diferencial vem:

$$i_d = i_{1TI} - i_{2TI} \quad (2.5)$$

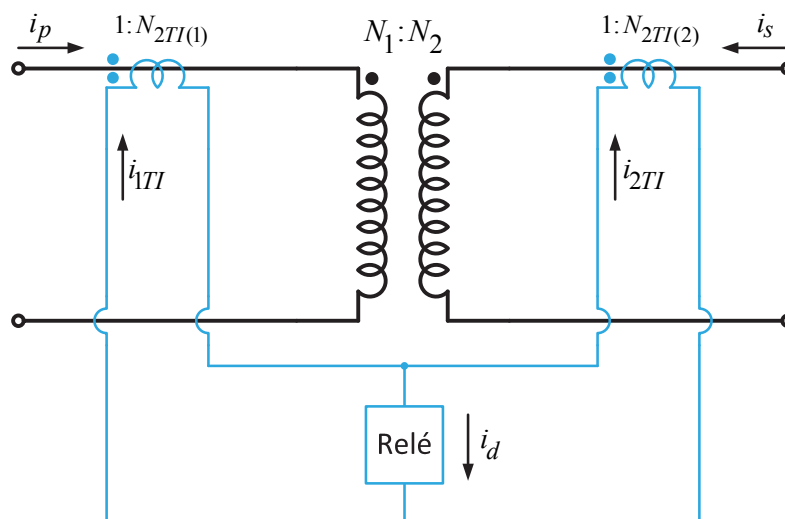


Fig. 2.8: Esquema simplificado de um relé diferencial.



Verifica-se que, em condições de funcionamento normal, aplicando (2.2) a (2.5), a corrente diferencial é aproximadamente nula. Pelo contrário, se ocorrer uma avaria interna no transformador a relação (2.3) já não é válida, resultando numa corrente diferencial cujo valor é proporcional à corrente de falha [113]. A corrente diferencial resulta assim numa medida extremamente sensível da corrente de falha.

A zona de protecção do relé inclui todo o circuito entre os transformadores de corrente. No caso de avarias externas o relé permanece estável, desde que os sinais no secundário dos TI reproduzam fielmente as correntes no transformador de potência.

Existem na prática vários factores que impedem a utilização, directamente e sem restrições, da corrente diferencial como detector dos defeitos (denominada de protecção irrestrita):

- Nem sempre é possível converter as correntes no secundário dos TI para a mesma base. Este problema é particularmente importante nos relés electromecânicos pois é difícil obter transformadores de corrente com relações de transformação que satisfaçam (2.3). Nos relés numéricos este aspecto não é relevante, pois esta compensação é habitualmente efectuada no código do algoritmo.
- Um problema similar ocorre devido à variação da relação de transformação do transformador de potência, por actuação do regulador de tensão. Quando a posição das tomadas é alterada vai existir uma corrente de desequilíbrio no relé que poderá resultar numa activação incorrecta da protecção.
- Os erros na relação de transformação dos TI podem ser diferentes, produzindo também uma corrente de desequilíbrio que depende da corrente que circula no transformador de potência.

Em qualquer destes casos a corrente de desequilíbrio é proporcional às correntes que circulam nos enrolamentos primário e secundário do transformador. O relé deve conseguir acomodar estes erros de forma a evitar activações intempestivas<sup>2</sup>. Normalmente isto é conseguido comparando a corrente diferencial com um valor que é equivalente à corrente que

---

<sup>2</sup> A fiabilidade de uma protecção é a capacidade conjunta de esta não ter falhas de actuação (dependabilidade) nem actuações intempestivas (segurança) [53]. A fiabilidade de uma protecção será sempre um compromisso entre estes dois factores, pois um aumento da dependabilidade traduz-se numa diminuição da segurança e vice-versa [114].

atravessa o transformador, denominada de corrente restritiva. A corrente restritiva pode ser definida da seguinte forma (existindo outras variantes):

$$i_{rest} = \frac{i_{1TI} + i_{2TI}}{2} \quad (2.6)$$

As equações (2.1) a (2.6) permanecem válidas caso sejam utilizados os valores eficazes das correntes em vez dos correspondentes valores instantâneos.

O relé é activado se a corrente diferencial ultrapassar uma percentagem fixa da corrente restritiva,  $K_1$ :

$$I_d \geq K_1 \times I_{rest} \quad (2.7)$$

Este tipo de protecção é denominado de protecção diferencial restrita ou protecção diferencial proporcional. A sua característica é ilustrada na Fig. 2.9(a), onde se encontram também representadas as três causas que contribuem para a corrente de desequilíbrio. O declive  $K_1$  é normalmente expresso em percentagem (10% a 40%, tipicamente [113]).

No caso de transformadores trifásicos o índice horário provoca um desfasamento entre as correntes de linha nos lados primário e secundário. Para efectuar o cálculo das correntes diferenciais e restritivas é necessário compensar este desfasamento. Nos relés electromecânicos esta compensação é efectuada utilizando ligações apropriadas dos TI, enquanto nos relés numéricos esta compensação é implementada no código do algoritmo [32], [113].

Além da compensação da fase das correntes é também necessário efectuar a filtragem da componente homopolar nas correntes no transformador. No caso de enrolamentos ligados em triângulo (D) a componente homopolar só pode circular nas correntes de fase, não estando presente nas correntes de linha. Por outro lado, nos enrolamentos ligados em estrela, com neutro à terra (Yn), é possível que exista uma componente homopolar significativa nas correntes de linha, provocadas, por exemplo, por um defeito que ocorra fora da zona de protecção do relé. Assim, dependendo das ligações dos enrolamentos do transformador, a diferença entre as referidas componentes homopolares poderá activar incorrectamente o sistema de protecção. De forma idêntica ao caso da compensação da fase, a filtragem da sequência homopolar pode ser efectuada através das ligações dos TI ou, no caso de relés numéricos, através da programação do dispositivo [115].

Para efectuar a activação do relé é requerido um valor mínimo de corrente diferencial,  $I_{PU}$ , Fig. 2.9(a), necessário para impedir a ocorrência de disparos extemporâneos. Este valor é necessário para tomar em consideração a corrente de excitação do transformador e os erros globais do sistema de medição, para valores reduzidos de corrente no transformador de potência. Este valor impõe também a zona de maior sensibilidade do relé, sendo habitual tomar o valor  $I_{PU}$  como 20% da corrente nominal do transformador.

Os relés diferenciais têm normalmente um bom desempenho perante defeitos fora da zona de protecção, desde que os TI reproduzam correctamente a corrente no seu lado primário. Se as correntes no transformador de potência atingirem valores muito elevados os TI podem entrar em saturação e deixar de reproduzir com exactidão no secundário as correntes do lado primário. Pode ocorrer também que os vários TI tenham níveis de saturação distintos. Qualquer destas situações introduz desequilíbrios na corrente diferencial e poderá provocar activações indesejadas do relé. Para aumentar a segurança de funcionamento do relé nestas situações pode utilizar-se uma característica de protecção com declive duplo, conforme ilustrado na Fig. 2.9(b). Nalguns relés existe ainda a possibilidade de programar uma curva da característica operacional da protecção com declive variável [32]. Com estas soluções expande-se a zona de restrição, comparativamente com o caso de declive único. Adicionalmente, existem já relés numéricos que têm implementadas rotinas que detectam a saturação dos TI e corrigem os correspondentes sinais de entrada no relé [32]. Outra alternativa para ultrapassar este problema consiste na utilização da nova geração de sensores de corrente ópticos [116].

No caso de avarias internas graves, com correntes diferenciais muito elevadas, que requeiram a imediata reacção do relé para isolar o transformador da rede e minimizar os danos, utiliza-se também uma zona de protecção irrestrita, representada pelo limite horizontal mais elevado na característica da protecção diferencial da Fig. 2.9(b), [117].

A protecção diferencial restrita anteriormente referida consegue imunizar o relé em relação a pequenas correntes diferenciais e garantir que não ocorram disparos intempestivos durante o funcionamento normal do transformador ou em situações onde ocorram defeitos externos à zona de protecção. No entanto, este aumento de segurança é conseguido à custa da diminuição da sensibilidade do relé, não sendo geralmente possível com este sistema de protecção detectar avarias internas ainda em fase incipiente, tais como curtos-circuitos entre espiras.

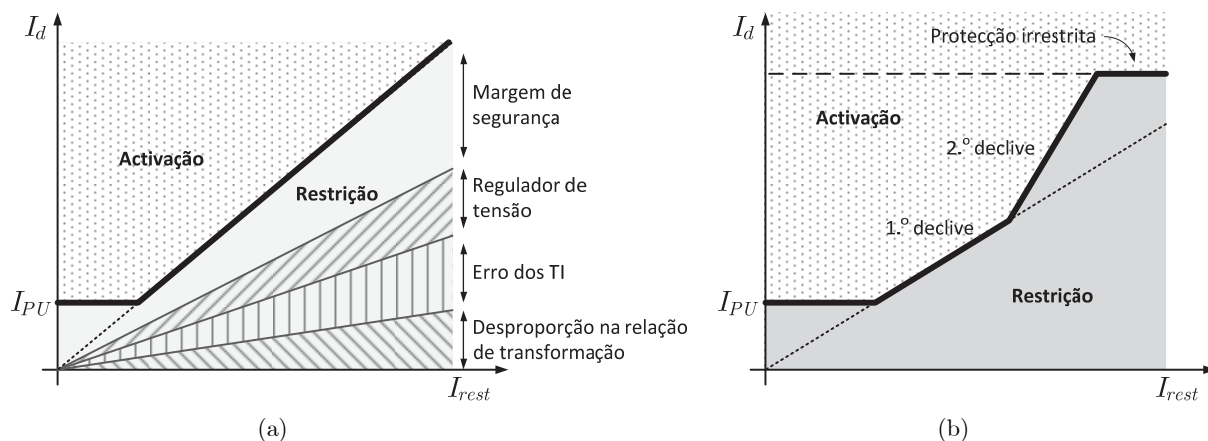


Fig. 2.9: Característica operacional da protecção diferencial restrita: (a) com declive único; (b) com declive duplo.

Existem ainda outros fenómenos que provocam correntes de desequilíbrio significativas em condições de funcionamento consideradas normais, resultando em activações indesejadas dos relés de protecção diferencial:

- *sobrecorrentes transitórias de excitação*: quando o transformador é ligado à rede podem surgir correntes transitórias de valor elevado, que podem atingir até 10-20 vezes a corrente nominal [118] e persistir durante vários segundos ou mesmo minutos. Estas sobrecorrentes podem ocorrer também quando a rede eléctrica recupera de uma avaria fora da zona de protecção ou quando um outro transformador localizado na sua vizinhança é ligado. Qualquer um destes fenómenos pode originar activações indevidas do relé, caso não sejam tomadas medidas que estabilizem o seu funcionamento;
- *sobreexcitação*: quando o transformador sofre uma sobretensão o circuito magnético satura, podendo resultar numa corrente de excitação bastante elevada e distorcida. Um fenómeno idêntico ocorre se a frequência do sistema diminuir. O relé vê esta corrente de excitação como uma corrente de desequilíbrio, pois circula apenas num lado do transformador, podendo levar a um disparo intempestivo da protecção.

De entre estes dois casos o mais problemático é sem dúvida aquele que diz respeito às sobrecorrentes transitórias de excitação. A discriminação entre a ocorrência de defeitos internos e estas sobrecorrentes transitórias de excitação é talvez o maior desafio que os investigadores enfrentam na área dos sistemas de protecção, como comprova a vasta bibliografia publicada neste domínio. As secções seguintes apresentarão uma breve descrição

destes fenómenos e uma revisão dos principais métodos propostos para a resolução destes problemas.

### **2.3.1.1 Sobrecorrente transitória de excitação**

A sobrecorrente transitória de ligação de um transformador foi descrita por Fleming há cerca de 120 anos [119]. Apesar deste fenómeno ter merecido a atenção de inúmeros investigadores desde essa data, continua ainda hoje a provocar problemas no funcionamento dos sistemas de energia eléctrica. Um incidente relativamente recente, ocorrido em território nacional, foi analisado em [120].

As sobrecorrentes transitórias de excitação resultam de uma variação brusca da tensão de alimentação do transformador. Ocorrem frequentemente durante a ligação do transformador à rede, apesar de poderem também acontecer quando a tensão do sistema sofre alguma perturbação transitória (recuperação súbita de uma cava de tensão, provocada por um defeito externo, ligação de outro transformador na proximidade, etc.). Estas sobrecorrentes caracterizam-se por formas de ondas distorcidas, com largo espectro de harmónicos, incluindo componente contínua e harmónicos de ordem par, sendo constituídas por impulsos unipolares ou bipolares assimétricos. O tempo de amortecimento destes transitórios é maior para transformadores com núcleo de maior rendimento energético (menores perdas) e tende a ser mais longo para unidades de potência mais elevada [121]. A constante de tempo destes transitórios é normalmente muito superior àquela que existe quando ocorrem sobrecorrentes provocadas por curtos-circuitos, pelo que os valores de pico das correntes de ligação podem atenuar-se muito lentamente [122].

O relé diferencial pode assumir a sobrecorrente de ligação como uma corrente de defeito, removendo indevidamente o transformador da rede. Assim, é indispensável que qualquer dispositivo de protecção diferencial de transformadores tenha em consideração este fenómeno [123]. Ao longo dos anos têm sido desenvolvidas várias técnicas para garantir que o relé não actua incorrectamente nesta situação. As soluções adoptadas inicialmente consistiram simplesmente em dessensibilizar o relé durante o processo de comutação do transformador ou introduzir uma temporização antes da actuação do relé. Estas estratégias não fornecem no entanto qualquer protecção no caso de o transformador ser ligado em simultâneo com a ocorrência de uma avaria [69], [124].

A distorção da forma de onda das sobrecorrentes transitórias de ligação tem sido utilizada para as distinguir das correntes diferenciais provocadas por verdadeiras situações de defeito. Proposta há mais de 70 anos [125], ainda hoje a maioria dos relés modernos utiliza a análise harmónica das sobrecorrentes transitórias de excitação para efectuar a detecção das falsas correntes diferenciais.

As sobrecorrentes transitórias de ligação possuem normalmente uma elevada amplitude do segundo harmónico. Pelo contrário, as verdadeiras correntes diferenciais, motivadas pela ocorrência de avarias internas, caracterizam-se por componentes harmónicos com amplitude reduzida, possuindo tipicamente uma forma de onda que conjuga uma sinusóide com uma componente contínua amortecida. Assim, em princípio, a presença do segundo harmónico na corrente diferencial permite identificar a ocorrência de uma sobrecorrente de ligação. Quando tal sucede o relé é inibido de actuar.

Existem duas estratégias habitualmente utilizadas para desactivar o relé quando o segundo harmónico é detectado: restrição ou bloqueio. No caso da técnica restritiva adiciona-se ao segundo membro da inequação (2.7) mais uma parcela, correspondente à restrição harmónica:

$$I_d \geq K_1 \times I_{rest} + K_{R(2f)} \times I_{d(2f)} \quad (2.8)$$

onde  $K_{R(2f)}$  representa uma percentagem predefinida, ajustável, que estabelece a restrição harmónica e  $I_{d(2f)}$  representa o valor eficaz do segundo harmónico da corrente diferencial. A característica operacional resultante é ilustrada na Fig. 2.10, onde a presença do segundo harmónico faz aumentar a zona de não operação. A restrição harmónica pode ser expandida a outros harmónicos, adicionando as correspondentes parcelas ao segundo membro de (2.8). Para a detecção das sobrecorrentes transitórias de excitação são normalmente considerados apenas os harmónicos de ordem par (tipicamente usam-se 2.º e 4.º harmónicos).

O conteúdo harmónico das sobrecorrentes transitórias de excitação depende das condições em que a ligação do transformador é efectuada ou das perturbações da tensão de alimentação. A curva activação/restricção da Fig. 2.10 sofre assim alterações sucessivas, o que provoca dificuldades na sua caracterização e parametrização.



Fig. 2.10: Característica operacional da protecção diferencial com restrição harmónica.

Outra estratégia utilizada para impedir o relé de actuar durante uma sobrecorrente transitória de excitação é o bloqueio harmónico. Nesta técnica a sobrecorrente transitória de excitação é normalmente detectada quando a percentagem do segundo harmónico em relação à componente fundamental ( $I_{d(2f)}/I_{d(f)}$ ) é superior a um valor predeterminado [126]. Quando essa percentagem<sup>3</sup>,  $K_{B(2f)}$ , é ultrapassada o relé é bloqueado, ou seja quando:

$$\frac{I_{d(2f)}}{I_{d(f)}} > K_{B(2f)} \quad (2.9)$$

Pelo contrário, quando a percentagem do segundo harmónico for inferior ao valor limite predefinido, o relé é livre de operar segundo a característica operacional da protecção diferencial restrita, Fig. 2.9.

Para aumentar a segurança do relé em relação às sobrecorrentes transitórias de excitação pode utilizar-se apenas a componente fundamental da corrente diferencial como o sinal responsável pela actuação da protecção. Assim, no caso de correntes distorcidas a decisão de activar/bloquear a actuação do relé só tem em consideração a componente fundamental das correntes diferenciais (não se considerando a contribuição dos outros harmónicos no cálculo do seu valor eficaz), sendo aumentada a sensibilidade para detectar as sobrecorrentes transitórias de excitação e para identificar as correntes de defeito.

<sup>3</sup> Por simplicidade de linguagem a relação  $I_{d(2f)}/I_{d(f)}$  será futuramente referida apenas como percentagem do segundo harmónico das correntes diferenciais.

Os relés numéricos modernos utilizam habitualmente a técnica do bloqueio harmónico para impedir disparos intempestivos provocados por sobrecorrentes transitórias de excitação [32]. O valor de  $K_{B(2f)}$  é ajustável e na maioria dos modelos disponíveis no mercado tem o valor de referência que ronda normalmente 15-20%. Se for utilizado um valor muito elevado o relé pode actuar indevidamente durante os transitórios de ligação. Pelo contrário, se for utilizado um valor de referência muito reduzido, o relé pode bloquear o disparo da protecção durante avarias internas.

No caso de transformadores trifásicos, o segundo harmónico na sobrecorrente transitória de excitação pode ter valores distintos entre as três fases. Isto poderá conduzir a um disparo intempestivo do relé, caso a amplitude do segundo harmónico numa fase não seja suficiente para bloquear a operação do dispositivo de protecção. Os relés modernos utilizam várias técnicas para evitar que esta situação ocorra, por exemplo:

- *bloqueio harmónico cruzado*: a protecção é inibida de actuar em todas as fases quando o segundo harmónico é detectado em pelo menos uma das fases;
- *bloqueio harmónico partilhado*: utiliza-se a amplitude do segundo harmónico nas três fases (a média, por exemplo) para determinar a decisão de bloqueio/actuação do relé.

Com estas variantes consegue melhorar-se a segurança da protecção. No entanto, isto é conseguido sempre à custa da dependabilidade.

Ambas as estratégias (restrição/bloqueio) apresentam resultados similares. Alguns dispositivos permitem a utilização combinada das duas técnicas. O método da restrição harmónica tende a ser mais seguro que o método de bloqueio, pois a existência de harmónicos pares, mesmo com amplitude reduzida, contribui sempre para o aumento da zona de restrição. No entanto, este mesmo factor leva a que o método da restrição seja normalmente mais lento na resposta a avarias internas. Note-se que os termos "restrição harmónica" e "bloqueio harmónico" são por vezes utilizados de forma indiferenciada, apesar de terem significados distintos [127].

### 2.3.1.2 Sobreexcitação

O fluxo magnético no núcleo do transformador é directamente proporcional à tensão aplicada e inversamente proporcional à frequência [122]. Quando o transformador sofre uma sobretensão ou uma subfrequência o fluxo magnético pode tomar valores elevados e provocar



a saturação do núcleo. Este fenómeno deve ser detectado por outros dispositivos de protecção que não o relé diferencial. No entanto a sobreexcitação pode provocar o aparecimento de uma corrente diferencial suficientemente elevada que dá origem à incorrecta activação da protecção.

Uma vez que a corrente de sobreexcitação possui uma forma de onda distorcida, utiliza-se também aqui a restrição ou o bloqueio harmónico para imunizar o relé a estas perturbações. O processo é em tudo idêntico ao caso das sobrecorrentes transitórias de excitação, referido anteriormente, com excepção dos harmónicos considerados.

As correntes de sobreexcitação caracterizam-se pela presença de elevadas percentagens de terceiro e quinto harmónicos. No entanto, o terceiro harmónico não deve ser utilizado para detectar a condição de sobreexcitação pois, além de também ser gerado pela saturação dos TI [128], é filtrado pela rotina de compensação da sequência homopolar. Por estas razões é o quinto harmónico que é habitualmente utilizado para efectuar a detecção da condição de sobreexcitação.

No caso de restrição harmónica, a componente do quinto harmónico é adicionada ao segundo membro de (2.8), contribuindo para expandir a zona de restrição. No caso da técnica de bloqueio harmónico o relé é inibido de operar quando o quinto harmónico for superior a uma determinada percentagem, previamente definida [128].

### **2.3.1.3 Limitações das técnicas de restrição/bloqueio harmónico**

A esmagadora maioria dos dispositivos para protecção de transformadores actualmente disponíveis no mercado utilizam as técnicas de restrição/bloqueio harmónico para detectar a ocorrência de sobrecorrentes transitórias de excitação e impedir a operação incorrecta da protecção.

No entanto, têm-se verificado frequentemente falhas na actuação destes relés, provocadas maioritariamente por sobrecorrentes transitórias de excitação. Por exemplo, em 2005 contabilizaram-se na Rede Nacional de Transporte seis activações incorrectas dos dispositivos de protecção de transformadores (do total de oito) [53]. Destas, cinco foram devidas a disparos intempestivos quando se colocavam transformadores em tensão ou em serviço. Entre 2005 e 2010 cerca de 45% das actuações dos dispositivos de protecção dos transformadores foram consideradas incorrectas [53]-[58].

O disparo indevido do relé, quando se coloca um transformador em tensão, é uma situação problemática, pois atrasa a colocação em serviço da rede e afecta a qualidade do serviço do sistema eléctrico. Este tipo de disparos inspira dúvidas sobre a real condição do transformador, pelo que a opção mais segura consiste em inspeccionar o equipamento e realizar os testes necessários para verificar o seu estado. Este processo é normalmente demorado, com todos os custos daí inerentes [129]. Adicionalmente, caso se verifique tratar de uma actuação indevida, a confiança na segurança da protecção fica seriamente afectada.

Os principais problemas das técnicas de restrição/bloqueio harmónico são os seguintes:

- *valor reduzido do segundo harmónico nas sobrecorrentes transitórias de excitação*: os parâmetros das sobrecorrentes transitórias de excitação (valor de pico, percentagem de 2.º harmónico e duração) diferem entre os transformadores modernos e aqueles que foram projectados há já algumas décadas [130]-[132]. As alterações mais significativas resultam do desenvolvimento de novos materiais ferromagnéticos de cristais orientados com reduzidas perdas no ferro, da utilização de maiores níveis de indução magnética e da aplicação de técnicas optimizadas para o empilhamento das chapas magnéticas. Estas alterações conduziram a maiores valores de pico e a uma menor percentagem do segundo harmónico nas sobrecorrentes transitórias de excitação. Adicionalmente, a compensação de fase devido ao índice horário (processo que requer a subtracção de sinais de correntes de diferentes fases) poderá também contribuir para diminuir a amplitude do segundo harmónico das correntes diferenciais [133]. É possível que nestas condições, conjugadas ou não, a percentagem do segundo harmónico em relação à componente fundamental possa atingir valores tão reduzidos como 5%-7% [131]-[134]. O relé teria de ficar inibido de actuar para estes valores de segundo harmónico, o que provocaria um impacto negativo na dependabilidade da protecção para detectar avarias internas;
- *presença do segundo harmónico na corrente diferencial devido a uma avaria interna*: existem certas condições onde uma avaria interna pode gerar correntes diferenciais com percentagem significativa do segundo harmónico. A saturação assimétrica dos TI ou a presença da capacidade distribuída ao longo de uma linha de transporte na vizinhança do transformador são exemplos de situações onde o segundo harmónico pode ser gerado em simultâneo com uma avaria no interior da zona de protecção [135]. A percentagem de segundo harmónico poderá ser suficiente para atrasar ou inibir o

disparo do relé, estando assim reunidas todas as condições para que a avaria evolua até tomar proporções catastróficas. Nestas circunstâncias o transformador está, de facto, desprotegido;

- *natureza monofásica do bloqueio harmónico*: com a utilização das técnicas de bloqueio cruzado ou partilhado em transformadores trifásicos, referidas anteriormente, a protecção é inibida de actuar em todas as fases quando o segundo harmónico é detectado em pelo menos uma delas. Isto beneficia a segurança do relé (inexistência de disparos intempestivos) mas diminui significativamente a sensibilidade e velocidade de resposta da protecção quando ocorre uma avaria numa fase em simultâneo com o fenómeno de sobrecorrente transitória de excitação [134].

As limitações acima referidas reduzem globalmente a fiabilidade dos sistemas de protecção dos transformadores, quer em segurança, quer em dependabilidade. Adicionalmente, os relés diferenciais convencionais não são suficientemente sensíveis para detectar avarias incipientes, como curtos-circuitos entre espiras, antes que estas evoluam para falhas de maior gravidade como defeitos fase-terra.

Os crescentes requisitos relativos à qualidade do serviço prestado a que as empresas do sector eléctrico são sujeitas são incompatíveis com as falhas nos dispositivos de protecção dos sistemas de energia. Não admira pois que exista uma intensa actividade de investigação e desenvolvimento no domínio dos relés de protecção diferenciais. A secção seguinte apresenta um breve resumo sobre os principais trabalhos publicados neste domínio.

#### **2.3.1.4 Novas técnicas para discriminação entre sobrecorrentes de excitação e avarias internas**

As limitações das técnicas utilizadas nos sistemas de protecção diferencial, anteriormente referidas, motivaram o desenvolvimento de novas estratégias numa tentativa de melhorar a sensibilidade do relé para detectar avarias incipientes nos enrolamentos do transformador e fornecer uma solução para a incerteza que as técnicas de restrição/bloqueio convencionais introduzem no comportamento da protecção. Foram assim propostos ao longo dos últimos anos uma grande variedade de estratégias de protecção diferencial, muitas delas combinando diferentes métodos de restrição/bloqueio. Estas estratégias, apesar da grande diversidade que apresentam, podem genericamente classificar-se em cinco grandes categorias:

- *refinamento das técnicas convencionais*: vários trabalhos propuseram melhorias nas técnicas de restrição/bloqueio harmónico. Inicialmente utilizado em relés

electromecânicos e analógicos, os princípios da protecção diferencial restrita e da restrição/bloqueio harmónico, foram adaptados para relés numéricos, baseados em microprocessadores, [136]-[138]. Os dispositivos de protecção diferencial de transformadores têm também sido implementados recorrendo a processadores digitais de sinal [139] ou à tecnologia FPGA (*File Programmable Gate Array*) [140]. Os harmónicos das correntes diferenciais são habitualmente calculados através da aplicação da transformada discreta de Fourier (DFT), que fornece os melhores resultados em termos de precisão e rapidez de computação [141], apesar de alguns trabalhos proporem outros algoritmos [142]. Em [135] a distorção harmónica da tensão de alimentação, provocada pela ocorrência de sobrecorrentes de excitação, foi outro dos critérios incluídos no algoritmo de bloqueio harmónico. Em [133] foram propostos vários tipos de bloqueio harmónico partilhado. Para discriminar entre correntes de defeito e sobrecorrentes transitórias de excitação foi também proposto utilizar não só a amplitude mas também a fase dos harmónicos da corrente diferencial [143], [144]. Destacam-se ainda os trabalhos de Guzman *et al*, [122], [145], onde o critério de decisão se baseia na conjugação dos harmónicos pares, da componente DC e da análise da forma de onda das correntes diferenciais;

- *reconhecimento da forma de onda das sobrecorrentes transitórias de excitação*: foram propostas várias estratégias para detectar as sobrecorrentes transitórias de excitação através das características da sua forma de onda. Em [136] este fenómeno é identificado medindo o intervalo de tempo entre dois picos sucessivos das correntes diferenciais. Em [146] o critério de identificação baseia-se na comparação da simetria entre o primeiro e o segundo semiciclos das correntes diferenciais. A análise do declive da corrente diferencial foi também proposta para discriminar entre situações de sobrecorrentes de excitação e correntes de defeito [147]. Este tipo de estratégias introduz algum atraso na detecção de avarias. A influência da saturação dos TI nas formas de onda provoca também algum grau de incerteza no funcionamento do relé. Numa tentativa de ultrapassar estes problemas foi proposto em [122] a combinação das técnicas de restrição harmónica clássica e de reconhecimento da forma de onda;
- *outros sinais de inibição/activação do relé*: numa tentativa de melhorar a fiabilidade dos sistemas de protecção diferencial foram propostas outras grandezas, obtidas a partir das tensões e correntes aos terminais do transformador, para distinguir as

condições de avaria das condições de funcionamento normais. Incluem-se aqui as técnicas cujos critérios se baseiam no fluxo magnético [148]-[150], nas tensões induzidas [151], na indutância instantânea equivalente [152], na análise das componentes simétricas [153]-[158] ou de vectores espaciais [159]-[162] das correntes diferenciais e na potência diferencial activa [163]-[167];

- *técnicas baseadas em modelos do transformador*: nestas técnicas comparam-se os valores medidos (tensões, correntes ou outros, derivados destes) com os resultados obtidos através da simulação em tempo real do funcionamento do transformador. A discriminação entre as condições de avaria e de funcionamento normal é efectuada quando são detectados desvios entre os valores medidos e os valores calculados [168]-[171];
- *técnicas avançadas de processamento digital de sinal e de inteligência artificial*: o crescente aumento da capacidade de computação dos processadores incorporados nos relés diferenciais tem possibilitado a implementação de algoritmos com técnicas avançadas de processamento de sinal [147], [172]-[176]. Em particular, a aplicação da transformada *wavelet* aos sistemas de protecção tem tido algum relevo na bibliografia publicada nesta área [147], [172]-[174], não obstante terem já sido identificados problemas de fiabilidade, resultantes da elevada sensibilidade ao ruído dos sinais medidos [175], [176]. As técnicas de inteligência artificial, como redes neuronais e lógica difusa [149], [167], [171], [177]-[182], têm também sido aplicadas aos relés diferenciais, apesar de existirem dificuldades na sua implementação prática [174], [176].

As potencialidades oferecidas pelos modernos relés numéricos têm permitido implementar novos e mais complexos algoritmos de protecção, no sentido de melhorar a segurança do relé, numa tentativa de impedir disparos intempestivos. No entanto, as limitações das várias soluções propostas impediram até ao momento a sua utilização generalizada. Consequentemente, a técnica de restrição/bloqueio harmónico é ainda amplamente utilizada nos actuais relés diferenciais, apesar das suas desvantagens.

### 2.3.2 Síntese

As principais lacunas dos dispositivos de protecção de transformadores são a dificuldade na detecção de avarias incipientes, como curtos-circuitos entre espiras, e a discriminação entre defeitos internos e sobrecorrentes transitórias de excitação, que provoca disparos intempestivos. Apesar da intensa actividade de investigação e desenvolvimento que se tem verificado nesta área, nenhum dos métodos propostos parece ter atingido ainda um patamar que permita a sua aplicabilidade e implementação prática. Assim, existe aqui uma margem significativa de progressão no sentido de melhorar a fiabilidade dos sistemas de protecção, aumentando quer a sensibilidade, para detectar avarias incipientes, quer a segurança de funcionamento, no sentido de impedir actuações incorrectas.

## 2.4 Conclusões e introdução à estratégia integrada de diagnóstico e protecção

A monitorização contínua tem vindo a ser gradualmente adoptada numa tentativa de detectar avarias precoces e maximizar o tempo de vida dos transformadores. No entanto, o custo destes sistemas inviabiliza a sua utilização generalizada.

Os modernos relés diferenciais multifunções incluem já entradas para um número considerável de indicadores do estado de funcionamento do transformador: tensões, correntes, temperatura e pressão. Adicionalmente, os actuais dispositivos de protecção utilizam já protocolos de comunicação normalizados, permitindo compatibilizar os vários componentes do sistema de protecção [183]. Assim, os relés possuem já a capacidade operativa de monitorizar o estado de funcionamento do transformador, fornecendo uma solução económica para implementar estratégias de manutenção e otimizar o seu ciclo de vida. No entanto, é ainda necessário desenvolver e/ou aperfeiçoar as técnicas de análise e diagnóstico, complementares ao sistema de monitorização contínua, de forma a permitir que estas sejam integradas no relé sem qualquer prejuízo da sua função principal de protecção. A monitorização contínua das correntes de excitação pode permitir detectar precocemente algumas das avarias, sendo para o efeito necessário desenvolver novas técnicas de análise que possibilitem a melhoria da sensibilidade na detecção da avaria.

O trabalho anteriormente desenvolvido, relativo à aplicação do Vector de Park das correntes de excitação em carga, no diagnóstico da ocorrência de avarias em transformadores trifásicos [13], revelou-se bastante promissor, devido ao seu carácter não invasivo, à facilidade

de aplicação e à excelente sensibilidade na detecção do defeito. O refinamento do método e a sua integração nos relés numéricos permitirá obter um sistema combinado de protecção e diagnóstico de baixo custo, que poderá servir como alternativa ou complemento aos sistemas de monitorização já existentes. A mesma estratégia poderá também ser utilizada em funções protectivas, sendo para o efeito indispensável imunizar o relé contra outras perturbações que ocorram no sistema eléctrico de energia.

## Capítulo 3

# Caracterização do funcionamento do transformador: modelos computacionais, protótipos laboratoriais e validação experimental

A investigação em qualquer uma das vertentes protecção/diagnóstico requer um conhecimento detalhado sobre o funcionamento do transformador, particularmente no que se refere aos fenómenos relativos à condição de avaria e a perturbações da alimentação (e correspondentes relações causa-efeito). Para o efeito é necessário desenvolver um modelo computacional do transformador, em condições de funcionamento normal e de avaria, que permita analisar o comportamento transitório da máquina aquando da sua entrada em serviço, durante a ocorrência de avarias externas ou sob a influência de perturbações na tensão de alimentação.

O correcto funcionamento dos sistemas de protecção depende fortemente dos seus equipamentos auxiliares de medição, particularmente os transformadores de corrente. Assim, a influência dos TI será também incluída neste estudo.

A validação experimental dos modelos anteriormente referidos será efectuada utilizando um sistema laboratorial, constituído por um transformador trifásico, especialmente concebido para permitir investigar a ocorrência de avarias, transformadores de corrente e sistema de instrumentação e de aquisição digital de dados. O sistema inclui ainda diversos protótipos experimentais, constituídos por circuitos de electrónica de potência, que permitem realizar as seguintes funções:



- controlar as características do arco eléctrico no defeito de isolamento, no caso de avarias intermitentes;
- controlar o instante em que o curto-circuito ocorre, no caso de avarias permanentes;
- controlar o instante de ligação do transformador, para análise das sobrecorrentes transitórias de excitação.

Este capítulo apresenta uma descrição dos modelos computacionais desenvolvidos e dos protótipos laboratoriais realizados. Finalmente apresenta-se a caracterização do funcionamento do transformador em várias condições de avaria e de sobrecorrentes transitórias de excitação. Esta caracterização serve também para efectuar uma breve validação experimental dos modelos computacionais desenvolvidos.

### 3.1 Modelo do transformador de potência

Para analisar com detalhe o desempenho dos sistemas de protecção/diagnóstico é essencial que o modelo computacional reproduza com rigor o funcionamento do transformador durante as condições de avaria e de sobrecorrentes transitórias de excitação, quer estas situações ocorram em separado ou em simultâneo. A primeira condição requer que o modelo permita modificar com relativa facilidade as ligações dos enrolamentos. Por outro lado, a análise das sobrecorrentes transitórias de excitação requer uma modelação rigorosa dos fenómenos não-lineares do núcleo magnético. É inevitável nestes estudos que se efectue um compromisso entre a complexidade, precisão e tempo de computação do modelo, por forma a permitir testar de forma relativamente rápida as técnicas de protecção e diagnóstico.

Ao longo das últimas décadas têm sido propostos vários modelos que permitem realizar a simulação computacional do funcionamento transitório dos transformadores de potência<sup>4</sup>. Alguns modelos baseiam-se na análise dos campos electromagnéticos no transformador, utilizando técnicas de elementos finitos [184]-[194]. No entanto, muitos dos modelos propostos baseiam-se na análise de circuitos com parâmetros concentrados [195]-[239]. Entre estes destacam-se aqueles que utilizam as impedâncias de curto-circuito para a obtenção das matrizes de resistência e indutância (também designados por modelos matriciais) [195]-[203].

---

<sup>4</sup> Não são aqui abordados os modelos de transformadores de alta frequência, pois os fenómenos a analisar (avarias, comutações, saturação e perturbações na alimentação) ocorrem tipicamente numa gama de frequências muito abaixo da frequência de ressonância dos enrolamentos (alguns kHz).

Este tipo de modelos constitui a base para os modelos matriciais do EMTP (*ElectroMagnetic Transients Program*) [197] tendo por isso utilização generalizada. Nestes modelos não se toma em consideração a geometria do circuito magnético e os fenómenos não lineares do núcleo são incorporados separadamente, não estando directamente relacionados com os diversos níveis de saturação dos vários segmentos do núcleo.

Para tomar em consideração a geometria e os fenómenos de saturação do núcleo é necessário analisar a topologia do circuito magnético. Na maioria dos modelos circuitais esta análise é normalmente efectuada por uma de duas estratégias distintas:

- utilização do princípio da dualidade entre circuitos eléctricos e magnéticos [204]-[216]: estes modelos utilizam o princípio da dualidade para converter o circuito magnético numa rede eléctrica equivalente. Aplicando o princípio da dualidade, convertem-se os fluxos, as forças magnetomotrizes e as relutâncias do circuito magnético em tensões, correntes e indutâncias da rede eléctrica equivalente, respectivamente, enquanto as malhas e nodos dos dois circuitos são duais. No entanto, esta transformação resulta em circuitos eléctricos complexos, com um elevado número de elementos, tornando-se, em muitos casos, de difícil implementação. Adicionalmente, qualquer alteração ao circuito eléctrico (por exemplo, a modificação da estrutura dos enrolamentos, necessária para analisar a ocorrência de avarias) requer que todo o circuito seja reanalisado, pois é necessário obter uma nova rede eléctrica equivalente;
- modelos acoplados electromagneticamente [217]-[239]: estes modelos são baseados na análise simultânea e conjugada dos circuitos eléctrico e magnético equivalentes, que são obtidos separadamente. O sistema magnético do transformador não é convertido para o seu dual eléctrico equivalente, permitindo definir e simular o funcionamento do transformador também no domínio magnético, de modo a que as relações causa-efeito possam ser investigadas de forma conveniente.

O primeiro modelo dedicado ao estudo de avarias nos enrolamentos de transformadores foi proposto por Bastard [198] e baseava-se nos modelos matriciais do EMTP, tendo sido adoptado posteriormente por vários outros investigadores [185], [199]-[203]. Nalguns estudos os resultados obtidos com este modelo, relativos à análise de situações de avaria, encontram-se globalmente em boa concordância com os dados experimentais. Noutros porém, a comparação entre resultados experimentais e de simulação evidencia a existência de erros

que podem atingir os 30%, [185]. Adicionalmente, a maioria destes trabalhos não analisa o desempenho do modelo em regime saturado, onde a característica não-linear do material ferromagnético e a geometria do núcleo são determinantes (como no caso de sobrecorrentes transitórias de excitação). De facto, a validação experimental de resultados associados ao processo de ligação do transformador à rede apenas é apresentada em [201], ainda que com algumas limitações na comparação entre os resultados medidos e calculados. A correcta modelação das características não-lineares do núcleo é essencial para testar os algoritmos dos relés diferenciais. Lamentavelmente, este aspecto constitui também a principal lacuna dos modelos matriciais, conforme foi referido anteriormente.

Numa tentativa de ultrapassar estes problemas foram propostos vários outros modelos baseados em técnicas de elementos finitos [185]-[194]. Apesar de produzirem habitualmente excelentes resultados, o elevado tempo de processamento e a necessidade do conhecimento rigoroso da estrutura geométrica e electromagnética do transformador tornam a utilização destes modelos pouco apelativa para a análise de fenómenos transitórios associados à ocorrência de avarias.

Mais recentemente foram propostas algumas outras abordagens, que utilizam a ferramenta numérica TLM (*Transmission Line Modelling*) [240]-[241], mas apenas aplicadas a transformadores monofásicos. Também neste caso a simulação do funcionamento do transformador não é efectuada utilizando directamente as grandezas físicas, o que dificulta a análise das relações causa-efeito.

Entre os modelos com parâmetros concentrados, o modelo acoplado electromagneticamente é talvez aquele que se afigura como o mais adequado para o estudo do transformador na condição de avaria e em regime saturado. Com efeito, verifica-se que, na simulação dos fenómenos relativos às sobrecorrentes transitórias de excitação, este tipo de modelo pode produzir resultados mais precisos do que os obtidos com um método de elementos finitos a duas dimensões [242]. Adicionalmente, esta estratégia permite manipular as ligações dos enrolamentos, devido à separação entre os circuitos eléctrico e magnético, e assim introduzir as alterações no circuito eléctrico impostas pela ocorrência de curtos-circuitos entre espiras. Este tipo de modelo foi inicialmente proposto em [13] para analisar o comportamento de transformadores de potência durante a ocorrência de avarias. Foi posteriormente aperfeiçoado em [235], [236] e depois adoptado por vários outros investigadores, [237]-[239].

Apresenta-se de seguida uma descrição do modelo desenvolvido, iniciando-se a exposição considerando o transformador em funcionamento normal, derivando-se a partir daí o modelo para análise de avarias nos enrolamentos. A estrutura base do algoritmo aqui utilizada é genericamente aquela já apresentada em [13], dando-se agora também particular atenção ao desenvolvimento e implementação de novos métodos para determinar os parâmetros do modelo.

### 3.1.1 Modelo do transformador em funcionamento normal [13], [235]

O modelo acoplado electromagneticamente baseia-se na análise combinada dos circuitos magnético e eléctrico equivalentes. O primeiro destes circuitos divide o sistema magnético em segmentos de densidade de fluxo aproximadamente uniforme, permitindo determinar a matriz de indutâncias que relaciona as correntes com os fluxos, enquanto o segundo estabelece as ligações eléctricas dos enrolamentos.

A Fig. 3.1 apresenta a geometria de um transformador trifásico de três colunas com dois enrolamentos por coluna. Considera-se que os enrolamentos 1, 2 e 3 se referem ao lado primário ( $N_1$  espiras) e os enrolamentos 4, 5 e 6 ao lado secundário ( $N_2$  espiras). Encontra-se também representada uma distribuição de fluxos, válida para o caso dos enrolamentos mais próximos do núcleo possuírem forças magnetomotrizes ligeiramente superiores às dos enrolamentos exteriores. Distinguem-se três tipos de fluxos:

- fluxos mútuos ( $\phi_1$  a  $\phi_5$ ) que circulam apenas no núcleo ferromagnético;
- fluxos de fugas ( $\phi_{\sigma 1}$  a  $\phi_{\sigma 6}$ ) associados a cada enrolamento, que circulam parcialmente pelo ar e parcialmente pelo núcleo, não abraçando o(s) outro(s) enrolamento(s) da mesma coluna;
- fluxos homopolares ( $\phi_{01}$  a  $\phi_{03}$ ), sendo comuns aos enrolamentos da mesma coluna, mas não abraçando os enrolamentos das outras colunas.

Para obter o circuito magnético equivalente divide-se o núcleo em segmentos com densidade de fluxo aproximadamente uniforme, Fig. 3.2. As forças magnetomotrizes,  $f_1$  a  $f_6$ , e as permeâncias estão relacionadas com os enrolamentos e com os fluxos representados na Fig. 3.1, respectivamente. Na Fig. 3.2 as permeâncias a sombreado correspondem a segmentos do material ferromagnético, sendo portanto não-lineares, e as permeâncias a branco estão relacionadas com o espaço no ar, assumindo-se que têm um comportamento linear.



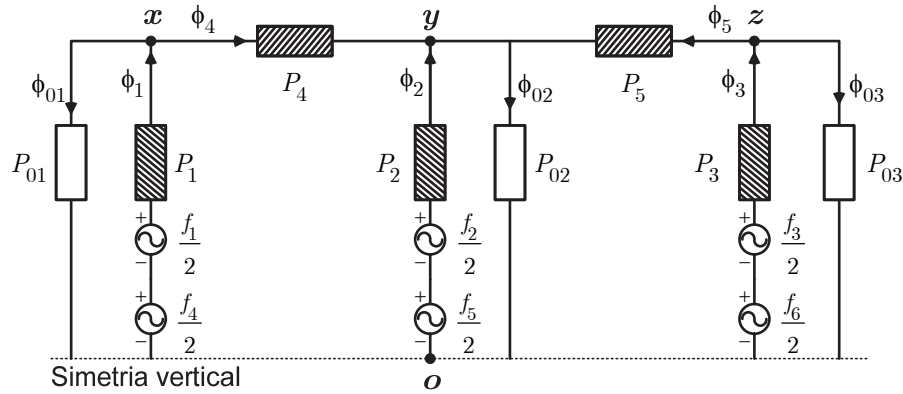


Fig. 3.3: Circuito magnético equivalente simplificado, tomando vantagem da simetria vertical.

O esquema da Fig. 3.2 pode simplificar-se, utilizando a simetria vertical do circuito magnético, e assim diminuir o número de equações do circuito. A Fig. 3.3 ilustra o esquema simplificado, onde as permeâncias de fugas não foram incluídas pelas razões anteriormente descritas. As permeâncias referentes aos trajectos verticais do fluxo ( $P_1, P_2, P_3, P_{01}, P_{02}$  e  $P_{03}$ ) têm agora o dobro do valor daquelas apresentadas na Fig. 3.2 ( $P_{t1}, P_{t2}, P_{t3}, P_{t01}, P_{t02}$  e  $P_{t03}$ ).

Por simplicidade considere-se inicialmente os enrolamentos secundários em vazio, ou seja  $f_4 = f_5 = f_6 = 0$ . Da análise nodal do circuito obtém-se a relação entre os fluxos as forças magnetomotrizes ( $\phi-f$ ), expressa por:

$$\begin{bmatrix} \phi_1 \\ \phi_2 \\ \phi_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ a_{12} & a_{22} & a_{23} \\ a_{13} & a_{23} & a_{33} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \end{bmatrix} \Rightarrow \phi = \mathbf{A} \cdot \mathbf{f} \quad (3.1)$$

com:

$$a_{11} = \frac{P_1}{2} \left[ 1 - \frac{P_1}{D} (P_{22} \cdot P_{33} - P_{23}^2) \right] \quad (3.2)$$

$$a_{12} = \frac{1}{2D} [P_1 \cdot P_2 \cdot P_{12} \cdot P_{33}] \quad (3.3)$$

$$a_{13} = \frac{1}{2D} [-P_1 \cdot P_3 \cdot P_{12} \cdot P_{23}] \quad (3.4)$$

$$a_{22} = \frac{P_2}{2} \left[ 1 - \frac{P_2 \cdot P_{11} \cdot P_{33}}{D} \right] \quad (3.5)$$

$$a_{23} = \frac{1}{2D} \left[ P_2 \cdot P_3 \cdot P_{11} \cdot P_{23} \right] \quad (3.6)$$

$$a_{33} = \frac{P_3}{2} \left[ 1 - \frac{P_3}{D} \left( P_{11} \cdot P_{22} - P_{12}^2 \right) \right] \quad (3.7)$$

$$D = \begin{vmatrix} P_{11} & P_{12} & 0 \\ P_{12} & P_{22} & P_{23} \\ 0 & P_{23} & P_{33} \end{vmatrix} = P_{11} \cdot P_{22} \cdot P_{33} - P_{11} \cdot P_{23}^2 - P_{33} \cdot P_{12}^2 \quad (3.8)$$

e:

$$P_{11} = P_1 + P_4 + P_{01} \quad (3.9)$$

$$P_{12} = -P_4 \quad (3.10)$$

$$P_{22} = P_2 + P_4 + P_5 + P_{02} \quad (3.11)$$

$$P_{23} = -P_5 \quad (3.12)$$

$$P_{33} = P_3 + P_5 + P_{03} \quad (3.13)$$

Os fluxos nas travessas e os fluxos homopolares são também obtidos em função das forças magnetomotrizes. Da análise do circuito magnético resulta:

$$\begin{bmatrix} \phi_4 \\ \phi_5 \\ \phi_{01} \\ \phi_{02} \\ \phi_{03} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_4 & -P_4 & 0 \\ 0 & -P_5 & P_5 \\ P_{01} & 0 & 0 \\ 0 & P_{02} & 0 \\ 0 & 0 & P_{03} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} f_{xo} \\ f_{yo} \\ f_{zo} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

onde  $f_{xo}$ ,  $f_{yo}$  e  $f_{zo}$  representam as fmm nodais, Fig. 3.3. Estas são determinadas utilizando a análise nodal do circuito magnético:

$$\begin{bmatrix} f_{xo} \\ f_{yo} \\ f_{zo} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} & 0 \\ P_{12} & P_{22} & P_{23} \\ 0 & P_{23} & P_{33} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} P_1 & 0 & 0 \\ 0 & P_2 & 0 \\ 0 & 0 & P_3 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

resultando:

$$\begin{bmatrix} \phi_4 \\ \phi_5 \\ \phi_{01} \\ \phi_{02} \\ \phi_{03} \end{bmatrix} = \mathbf{B} \cdot \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ f_3 \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

com:

$$\mathbf{B} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} P_4 & -P_4 & 0 \\ 0 & -P_5 & P_5 \\ P_{01} & 0 & 0 \\ 0 & P_{02} & 0 \\ 0 & 0 & P_{03} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} & 0 \\ P_{12} & P_{22} & P_{23} \\ 0 & P_{23} & P_{33} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} P_1 & 0 & 0 \\ 0 & P_2 & 0 \\ 0 & 0 & P_3 \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

Todos os fluxos do circuito magnético simplificado estão assim definidos.

Reconhecendo que  $\mathbf{f} = N_1 \mathbf{i}$  e  $\boldsymbol{\lambda} = N_1 \boldsymbol{\phi}$  os fluxos encadeados principais, que não tomam em consideração os fluxos de fugas, podem ser expressos por:

$$\begin{bmatrix} \lambda_{h1} \\ \lambda_{h2} \\ \lambda_{h3} \end{bmatrix} = N_1^2 \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ a_{12} & a_{22} & a_{23} \\ a_{13} & a_{23} & a_{33} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Os fluxos encadeados totais são determinados incluindo agora os fluxos de fugas:



$$\begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \lambda_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N_1^2 & & \\ & a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ & a_{12} & a_{22} & a_{23} \\ & a_{13} & a_{23} & a_{33} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_{\sigma p} & 0 & 0 \\ 0 & L_{\sigma p} & 0 \\ 0 & 0 & L_{\sigma p} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

onde  $L_{\sigma p}$  representa a indutância de fugas do enrolamento primário.

Quando o transformador se encontra em carga existem duas forças magnetomotrizes em cada coluna. Neste caso é necessário expandir (3.1) e (3.16):

$$\begin{bmatrix} \phi_1 \\ \phi_2 \\ \phi_3 \end{bmatrix} = \mathbf{A} \cdot \begin{bmatrix} N_1 i_1 + N_2 i_4 \\ N_1 i_2 + N_2 i_5 \\ N_1 i_3 + N_2 i_6 \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

$$\begin{bmatrix} \phi_4 \\ \phi_5 \\ \phi_{01} \\ \phi_{02} \\ \phi_{03} \end{bmatrix} = \mathbf{B} \cdot \begin{bmatrix} N_1 i_1 + N_2 i_4 \\ N_1 i_2 + N_2 i_5 \\ N_1 i_3 + N_2 i_6 \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

A equação matricial dos fluxos encadeados principais resulta agora:

$$\begin{bmatrix} \lambda_{h1} \\ \lambda_{h2} \\ \lambda_{h3} \\ \lambda_{h4} \\ \lambda_{h5} \\ \lambda_{h6} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N_1 & & & & & \\ & N_1 & & & & \\ & & N_1 & & & \\ \hline & & & N_2 & & \\ & & & & N_2 & \\ & & & & & N_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \phi_1 \\ \phi_2 \\ \phi_3 \\ \phi_1 \\ \phi_2 \\ \phi_3 \end{bmatrix} \Rightarrow \quad (3.22)$$

$$\lambda_h = \begin{bmatrix} N_1^2 \cdot \mathbf{A} & N_1 N_2 \cdot \mathbf{A} \\ N_1 N_2 \cdot \mathbf{A} & N_2^2 \cdot \mathbf{A} \end{bmatrix} \cdot \mathbf{i} \quad (3.23)$$

com:

$$\mathbf{i} = \begin{bmatrix} i_1 & i_2 & i_3 & | & i_4 & i_5 & i_6 \end{bmatrix}^T \quad (3.24)$$

e os fluxos encadeados:

$$\boldsymbol{\lambda} = \boldsymbol{\lambda}_h + \boldsymbol{\lambda}_\sigma \Rightarrow \quad (3.25)$$

$$\boldsymbol{\lambda} = \boldsymbol{\lambda}_h + \mathbf{L}_\sigma \cdot \mathbf{i} \Rightarrow$$

$$\boldsymbol{\lambda} = \mathbf{L} \cdot \mathbf{i} \quad (3.26)$$

com:

$$\boldsymbol{\lambda} = \left[ \lambda_1 \quad \lambda_2 \quad \lambda_3 \mid \lambda_4 \quad \lambda_5 \quad \lambda_6 \right]^T \quad (3.27)$$

$$\mathbf{L}_\sigma = \left[ \begin{array}{ccc|ccc} L_{\sigma p} & & & & & \\ & L_{\sigma p} & & & & 0 \\ & & L_{\sigma p} & & & \\ \hline & & & L_{\sigma s} & & \\ & 0 & & & L_{\sigma s} & \\ & & & & & L_{\sigma s} \end{array} \right] \quad (3.28)$$

$$\mathbf{L} = \left[ \begin{array}{ccc|ccc} N_1^2 a_{11} + L_{\sigma p} & N_1^2 a_{12} & N_1^2 a_{13} & N_1 N_2 a_{11} & N_1 N_2 a_{12} & N_1 N_2 a_{13} \\ N_1^2 a_{12} & N_1^2 a_{22} + L_{\sigma p} & N_1^2 a_{23} & N_1 N_2 a_{12} & N_1 N_2 a_{22} & N_1 N_2 a_{23} \\ N_1^2 a_{13} & N_1^2 a_{23} & N_1^2 a_{33} + L_{\sigma p} & N_1 N_2 a_{13} & N_1 N_2 a_{23} & N_1 N_2 a_{33} \\ \hline N_1 N_2 a_{11} & N_1 N_2 a_{12} & N_1 N_2 a_{13} & N_2^2 a_{11} + L_{\sigma s} & N_2^2 a_{12} & N_2^2 a_{13} \\ N_1 N_2 a_{12} & N_1 N_2 a_{22} & N_1 N_2 a_{23} & N_2^2 a_{12} & N_2^2 a_{22} + L_{\sigma s} & N_2^2 a_{23} \\ N_1 N_2 a_{13} & N_1 N_2 a_{23} & N_1 N_2 a_{33} & N_2^2 a_{13} & N_2^2 a_{23} & N_2^2 a_{33} + L_{\sigma s} \end{array} \right] \quad (3.29)$$

onde  $L_{\sigma p}$  e  $L_{\sigma s}$  representam as indutâncias de fugas associadas aos enrolamentos primário e secundário, respectivamente. Para o desenvolvimento do modelo é útil considerar a forma inversa de (3.26):

$$\mathbf{i} = \boldsymbol{\Gamma} \cdot \boldsymbol{\lambda} \quad (3.30)$$

com:

$$\boldsymbol{\Gamma} = \mathbf{L}^{-1} \quad (3.31)$$

O circuito eléctrico equivalente estabelece as ligações dos enrolamentos. Para uma ligação YNyn0 do transformador e assumindo que o secundário alimenta uma carga resistiva em estrela, obtém-se o circuito eléctrico equivalente da Fig. 3.4. Da sua análise resulta:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \lambda_3 \\ \lambda_4 \\ \lambda_5 \\ \lambda_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{UN} \\ v_{VN} \\ v_{WN} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R_p & 0 & 0 & & & \\ 0 & R_p & 0 & & & \\ 0 & 0 & R_p & & & \\ \hline & & & R_s + R_{L1} & 0 & 0 \\ & & & 0 & R_s + R_{L2} & 0 \\ & & & 0 & 0 & R_s + R_{L3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \\ i_4 \\ i_5 \\ i_6 \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

onde  $R_p$  e  $R_s$  representam as resistências dos enrolamentos primário e secundário, respectivamente. Numa notação compacta:

$$\frac{d}{dt} \boldsymbol{\lambda} = \mathbf{v} - \mathbf{R} \cdot \mathbf{i} \quad (3.33)$$

As perdas no ferro são introduzidas no modelo utilizando três resistências não-lineares. Optou-se por colocar estas resistências aos terminais dos enrolamentos alimentados, por forma a manter um compromisso entre a complexidade e a precisão do modelo<sup>5</sup>. Assim, as correntes nas resistências de perdas vêm expressas por:

$$\begin{bmatrix} i_{fe1} \\ i_{fe2} \\ i_{fe3} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_{fe1} & & & & & \\ & G_{fe2} & & & & \\ & & G_{fe3} & & & \\ \hline & & & 0 & & \\ & & & & 0 & \\ & & & & & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_{UN} \\ v_{VN} \\ v_{WN} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \Rightarrow \mathbf{i}_{fe} = \mathbf{G}_{fe} \cdot \mathbf{v} \quad (3.34)$$

onde  $G_{fe1}$ ,  $G_{fe2}$  e  $G_{fe3}$  são as condutâncias de perdas no ferro.

A influência das perdas no ferro pode agora ser introduzida em (3.30):

$$\mathbf{i} = \boldsymbol{\Gamma} \cdot \boldsymbol{\lambda} + \mathbf{G}_{fe} \cdot \mathbf{v} \quad (3.35)$$

<sup>5</sup> Caso fosse utilizada uma abordagem mais rigorosa a complexidade do modelo aumentaria consideravelmente, particularmente no caso de se considerarem espiras em curto-circuito.

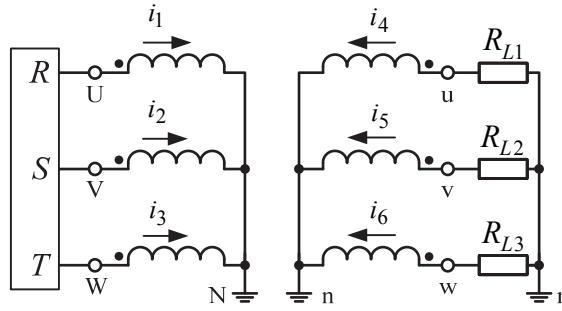


Fig. 3.4: Circuito eléctrico equivalente, para a ligação YNyn0 e carga resistiva.

O modelo acoplado electromagneticamente é baseado na combinação de (3.33) e (3.35), tendo em consideração a geometria do núcleo magnético e os fenómenos não-lineares do material ferromagnético. Utilizando estas relações obtém-se a equação diferencial a resolver:

$$\frac{d}{dt} \boldsymbol{\lambda} = \left[ \mathbf{I} - \mathbf{R} \cdot \mathbf{G}_{fe} \right] \cdot \mathbf{v} - \mathbf{R} \cdot \boldsymbol{\Gamma} \cdot \boldsymbol{\lambda} \quad (3.36)$$

sendo  $\mathbf{I}$  a matriz identidade de dimensão  $6 \times 6$ .

O programa de simulação foi implementado em ambiente MATLAB o qual possui já incorporadas funções de integração numérica, baseadas no método de Runge-Kutta, que permitem resolver (3.36). Assumam-se conhecidos os valores de  $\boldsymbol{\lambda}$ ,  $\mathbf{v}$  e  $\mathbf{i}$  da iteração anterior (ou as suas condições iniciais). Inicialmente, os fluxos encadeados são determinados a partir de (3.36), utilizando as matrizes  $\boldsymbol{\Gamma}$  e  $\mathbf{G}_{fe}$  da iteração anterior. De seguida, os fluxos encadeados principais são calculados através de (3.25) e os fluxos nas colunas através de (3.22). Os fluxos nas travessas são depois obtidos utilizando (3.21). Dado que todos os fluxos são agora conhecidos as matrizes  $\mathbf{A}$ ,  $\mathbf{B}$ ,  $\boldsymbol{\Gamma}$  e  $\mathbf{G}_{fe}$  podem agora ser actualizadas, considerando o nível de saturação de cada segmento do circuito magnético. Finalmente, as correntes nos enrolamentos são calculadas a partir de (3.35).

As equações do modelo dependem da carga do transformador. Por exemplo, para o caso de uma carga indutiva (RL série, em estrela, Fig. 3.5) o procedimento é análogo, resultando em formulações idênticas:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \lambda_3 \\ \lambda_{4L} \\ \lambda_{5L} \\ \lambda_{6L} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{UN} \\ v_{VN} \\ v_{WN} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \left[ \begin{array}{ccc|ccc} R_p & 0 & 0 & & & \\ 0 & R_p & 0 & & & \\ 0 & 0 & R_p & & & \\ \hline & & & R_s + R_{L1} & 0 & 0 \\ & & & 0 & R_s + R_{L2} & 0 \\ & & & 0 & 0 & R_s + R_{L3} \end{array} \right] \cdot \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \\ i_4 \\ i_5 \\ i_6 \end{bmatrix} \Rightarrow \quad (3.37)$$

e:

$$\begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \lambda_3 \\ \lambda_{4L} \\ \lambda_{5L} \\ \lambda_{6L} \end{bmatrix} = \left[ \begin{array}{ccc|ccc} & & & & & \\ & & & & & \\ & & & & & \\ \hline & & & & & \\ & & & & & \\ & & & & & \end{array} \right] + \mathbf{L}_\sigma + \left[ \begin{array}{ccc|ccc} & & & & & \\ & & & & & \\ & & & & & \\ \hline & & & L_{L1} & & \\ & & & & L_{L3} & \\ & & & & & L_{L3} \end{array} \right] \cdot \mathbf{i} \quad (3.38)$$

com

$$\begin{bmatrix} \lambda_{4L} \\ \lambda_{5L} \\ \lambda_{6L} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda_4 \\ \lambda_5 \\ \lambda_6 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_{L1} & & \\ & L_{L2} & \\ & & L_{L3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_4 \\ i_5 \\ i_6 \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

Também no caso de outro tipo de ligações dos enrolamentos o procedimento é semelhante. Por exemplo, para a ligação Dyn5, Fig. 3.6, as únicas alterações necessárias em relação ao caso anterior referem-se à alteração da tensão de alimentação:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \lambda_3 \\ \lambda_4 \\ \lambda_5 \\ \lambda_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{UV} \\ v_{VW} \\ v_{WU} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \left[ \begin{array}{ccc|ccc} R_p & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_p & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_p & 0 & 0 & 0 \\ \hline & & & R_s + R_{L1} & 0 & 0 \\ & & & 0 & R_s + R_{L2} & 0 \\ & & & 0 & 0 & R_s + R_{L3} \end{array} \right] \cdot \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \\ i_4 \\ i_5 \\ i_6 \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

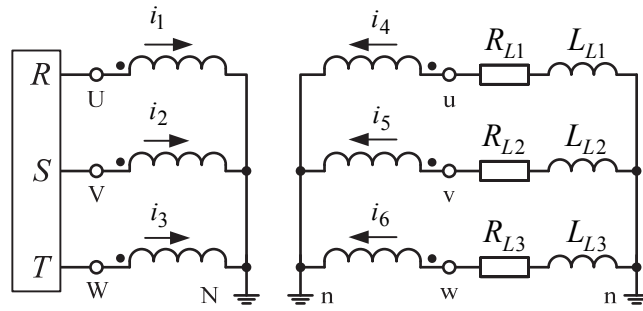


Fig. 3.5: Circuito eléctrico equivalente, para a ligação YNyn0 e carga RL série.

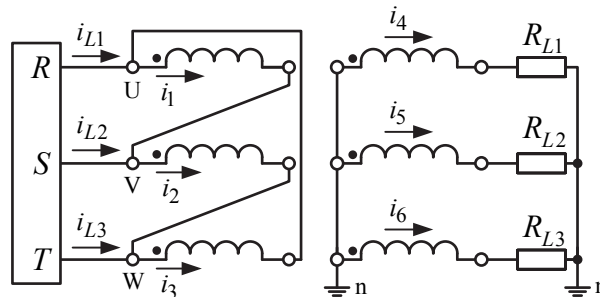


Fig. 3.6: Circuito eléctrico equivalente, para a ligação Dyn5 e carga resistiva.

### 3.1.2 Modelo do transformador com espiras em curto-circuito nos enrolamentos [13], [235]

A ocorrência de um curto-circuito entre espiras, no enrolamento primário do transformador, representa uma situação análoga à do funcionamento de um autotransformador [59], cujo enrolamento primário corresponde ao enrolamento total da fase em defeito e cujo enrolamento secundário corresponde apenas à parcela do enrolamento em curto-circuito. Esta situação é ilustrada nos esquemas da Fig. 3.7(a) e (b), para os casos da avaria ocorrer na zona inferior e intermédia do enrolamento primário, respectivamente. A impedância de defeito,  $Z_{cc}$ , representa a carga do referido autotransformador. Se a avaria ocorrer no enrolamento secundário as espiras em curto-circuito actuam como uma carga adicional, Fig. 3.7(c).

O sistema de isolamento dos enrolamentos é tradicionalmente aproximado ao circuito equivalente da Fig. 3.8(a), onde  $R_{iso}$  e  $C_{iso}$  representam a componente de perdas e a capacidade equivalente do dieléctrico, respectivamente. No caso de um isolante ideal a corrente de fugas teria uma característica puramente capacitiva. A deterioração do isolante

provoca a diminuição da resistência, com o correspondente aumento da corrente de perdas, mas não afecta de forma significativa  $C_{iso}$  [185], [187]. A impedância de defeito tem assim características predominantemente resistivas, pelo que se considera que  $Z_{cc} \approx R_{cc}$ . Assume-se que o valor de  $R_{cc}$  inclui a resistência de contacto entre as espiras afectadas, Fig. 3.8(b). No caso da ocorrência de um arco eléctrico a impedância do defeito tem também características resistivas durante a descarga [244], pelo que o circuito equivalente do defeito pode ser aproximado ao apresentado na Fig. 3.8(c), onde o fecho e abertura do interruptor definem os instantes de ignição e extinção do arco eléctrico, respectivamente.

A estratégia para introduzir as avarias no modelo consiste em dividir o enrolamento em falta em dois subenrolamentos, correspondentes às parcelas com e sem defeito. Na análise seguinte assume-se que os enrolamentos possuem uma ligação YNyn0, que o transformador alimenta uma carga resistiva e que a avaria se localiza na fase R do enrolamento primário.

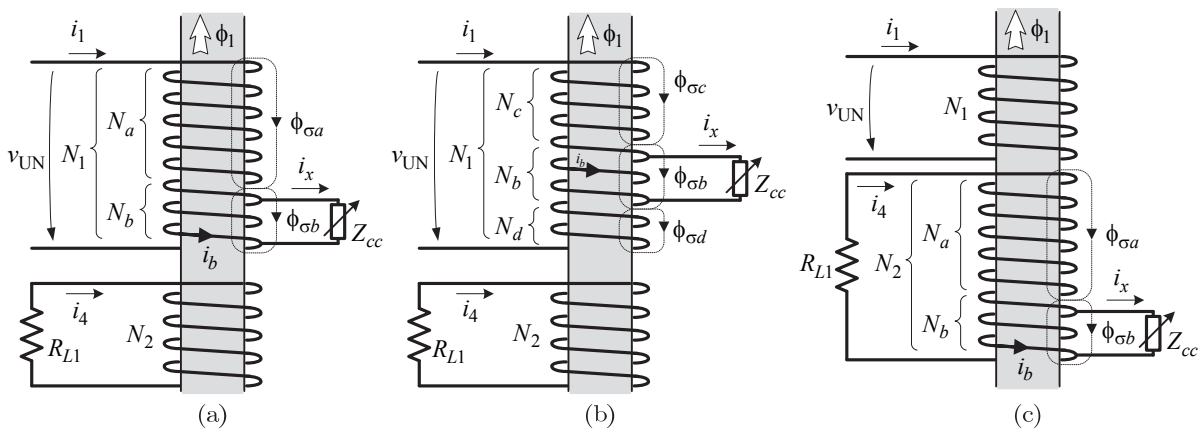


Fig. 3.7: Circuito equivalente para o caso de uma avaria localizada: (a) zona inferior do enrolamento primário; (b) zona intermédia do enrolamento primário; (c) zona inferior do enrolamento secundário. Ligações YNyn0 e defeito na fase R.

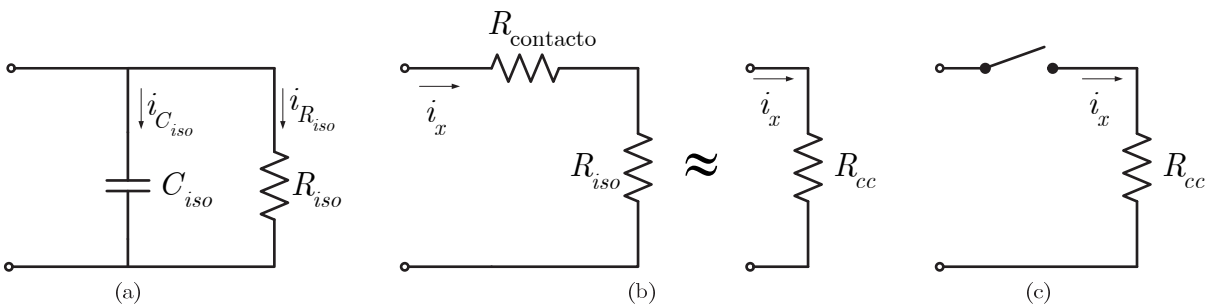


Fig. 3.8: Circuitos equivalentes do sistema de isolamento: (a) em condição normal; (b) com defeito permanente; (c) com arco eléctrico.

**3.1.2.1 Avaria no enrolamento primário**

Por simplicidade considere-se o caso da Fig. 3.7(a), onde a avaria ocorre na parte inferior do enrolamento. O circuito magnético resultante encontra-se ilustrado na Fig. 3.9, onde existem agora 3 fmm na coluna do enrolamento defeituoso. A relação entre os fluxos nas colunas e as correntes nos enrolamentos resulta:

$$\begin{bmatrix} \phi_1 \\ \phi_2 \\ \phi_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ a_{12} & a_{22} & a_{23} \\ a_{13} & a_{23} & a_{33} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} N_a i_1 + N_b i_b + N_2 i_4 \\ N_1 i_2 + N_2 i_5 \\ N_1 i_3 + N_2 i_6 \end{bmatrix} \quad (3.41)$$

Os fluxos encadeados principais vêm:

$$\begin{bmatrix} \lambda_{h1} \\ \lambda_{h2} \\ \lambda_{h3} \\ \lambda_{hb} \\ \lambda_{h4} \\ \lambda_{h5} \\ \lambda_{h6} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N_1 & & & & & & \\ & N_1 & & & & & \\ & & N_1 & & & & \\ & & & N_b & & & \\ & & & & N_2 & & \\ & & & & & N_2 & \\ & & & & & & N_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \phi_1 \\ \phi_2 \\ \phi_3 \\ \phi_1 \\ \phi_1 \\ \phi_2 \\ \phi_3 \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

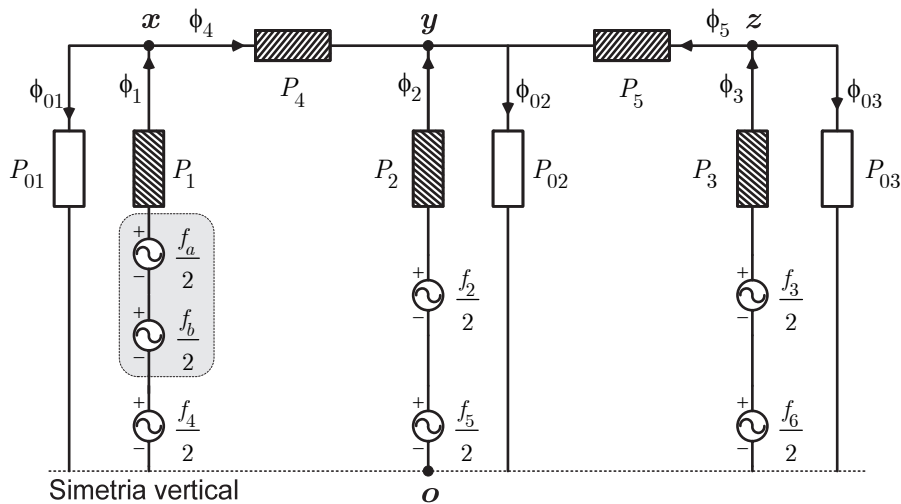


Fig. 3.9: Circuito magnético equivalente para o caso de uma avaria localizada no enrolamento primário da fase R.



Os fluxos encadeados totais são calculados utilizando o mesmo procedimento exposto anteriormente. A relação (3.30) mantém-se válida, agora com:

$$\boldsymbol{\lambda} = \left[ \lambda_1 \quad \lambda_2 \quad \lambda_3 \quad \big| \quad \lambda_b \quad \big| \quad \lambda_4 \quad \lambda_5 \quad \lambda_6 \right]^T \quad (3.43)$$

$$\mathbf{i} = \left[ i_1 \quad i_2 \quad i_3 \quad \big| \quad i_b \quad \big| \quad i_4 \quad i_5 \quad i_6 \right]^T \quad (3.44)$$

$$\boldsymbol{\Gamma} = \left[ \left[ \begin{array}{c|c} \mathbf{L}_{AA} & \mathbf{L}_{AB} \\ \hline \mathbf{L}_{BA} & \mathbf{L}_{BB} \end{array} \right] + \mathbf{L}_{\sigma} \right]^{-1} \quad (3.45)$$

$$\mathbf{L}_{AA} = \left[ \begin{array}{ccc|c} N_1 N_a a_{11} & N_1^2 a_{12} & N_1^2 a_{13} & N_1 N_b a_{11} \\ N_1 N_a a_{12} & N_1^2 a_{22} & N_1^2 a_{23} & N_1 N_b a_{12} \\ N_1 N_a a_{13} & N_1^2 a_{23} & N_1^2 a_{33} & N_b N_1 a_{13} \\ \hline N_b N_a a_{11} & N_b N_1 a_{12} & N_b N_1 a_{13} & N_b^2 a_{11} \end{array} \right] \quad (3.46)$$

$$\mathbf{L}_{AB} = \left[ \begin{array}{ccc} N_1 N_2 a_{11} & N_1 N_2 a_{12} & N_1 N_2 a_{13} \\ N_1 N_2 a_{12} & N_1 N_2 a_{22} & N_1 N_2 a_{23} \\ N_1 N_2 a_{13} & N_1 N_2 a_{23} & N_1 N_2 a_{33} \\ \hline N_b N_2 a_{11} & N_b N_2 a_{12} & N_b N_2 a_{13} \end{array} \right] \quad (3.47)$$

$$\mathbf{L}_{BA} = \left[ \begin{array}{ccc|c} N_2 N_a a_{11} & N_2 N_1 a_{12} & N_2 N_1 a_{13} & N_2 N_b a_{11} \\ N_2 N_a a_{12} & N_2 N_1 a_{22} & N_2 N_1 a_{23} & N_2 N_b a_{12} \\ N_2 N_a a_{13} & N_2 N_1 a_{23} & N_2 N_1 a_{33} & N_2 N_b a_{13} \end{array} \right] \quad (3.48)$$

$$\mathbf{L}_{BB} = \left[ \begin{array}{ccc} N_2^2 a_{11} & N_2^2 a_{12} & N_2^2 a_{13} \\ N_2^2 a_{12} & N_2^2 a_{22} & N_2^2 a_{23} \\ N_2^2 a_{13} & N_2^2 a_{23} & N_2^2 a_{33} \end{array} \right] \quad (3.49)$$

A matriz  $\mathbf{L}_{\sigma}$ , expressa em (3.45), define a forma como as indutâncias de fugas são incluídas no modelo, na condição de avaria. Optou-se por utilizar aqui a mesma estratégia que no caso de funcionamento sem avaria, ou seja, foi associada a cada enrolamento uma indutância de fugas. Desta forma a matriz  $\mathbf{L}_{\sigma}$  resulta:





$$\mathbf{i} = \left[ \begin{array}{ccc|ccc} i_1 & i_2 & i_3 & i_4 & i_5 & i_6 & i_b \end{array} \right]^T \quad (3.55)$$

$$\mathbf{\Gamma} = \left[ \left[ \begin{array}{c|c} \mathbf{L}_{AA} & \mathbf{L}_{AB} \\ \hline \mathbf{L}_{BA} & \mathbf{L}_{BB} \end{array} \right] + \mathbf{L}_{\sigma} \right]^{-1} \quad (3.56)$$

$$\mathbf{L}_{AA} = \begin{bmatrix} N_1^2 a_{11} & N_1^2 a_{12} & N_1^2 a_{13} \\ N_1^2 a_{12} & N_1^2 a_{22} & N_1^2 a_{23} \\ N_1^2 a_{13} & N_1^2 a_{23} & N_1^2 a_{33} \end{bmatrix} \quad (3.57)$$

$$\mathbf{L}_{AB} = \left[ \begin{array}{ccc|c} N_1 N_a a_{11} & N_1 N_2 a_{12} & N_1 N_2 a_{13} & N_1 N_b a_{11} \\ N_1 N_a a_{12} & N_1 N_2 a_{22} & N_1 N_2 a_{23} & N_1 N_b a_{12} \\ N_1 N_a a_{13} & N_1 N_2 a_{23} & N_1 N_2 a_{33} & N_1 N_b a_{13} \end{array} \right] \quad (3.58)$$

$$\mathbf{L}_{BA} = \left[ \begin{array}{ccc|c} N_2 N_1 a_{11} & N_2 N_1 a_{12} & N_2 N_1 a_{13} \\ N_2 N_1 a_{12} & N_2 N_1 a_{22} & N_2 N_1 a_{23} \\ N_2 N_1 a_{13} & N_2 N_1 a_{23} & N_2 N_1 a_{33} \\ \hline N_b N_1 a_{11} & N_b N_1 a_{12} & N_b N_1 a_{13} \end{array} \right] \quad (3.59)$$

$$\mathbf{L}_{BB} = \left[ \begin{array}{ccc|c} N_2 N_a a_{11} & N_2^2 a_{12} & N_2^2 a_{13} & N_2 N_b a_{11} \\ N_2 N_a a_{12} & N_2^2 a_{22} & N_2^2 a_{23} & N_2 N_b a_{12} \\ N_2 N_a a_{13} & N_2^2 a_{23} & N_2^2 a_{33} & N_2 N_b a_{13} \\ \hline N_b N_a a_{11} & N_b N_1 a_{12} & N_b N_2 a_{13} & N_b^2 a_{11} \end{array} \right] \quad (3.60)$$

$$\mathbf{L}_{\sigma} = \left[ \begin{array}{ccc|cc} L_{\sigma p} & & & & \\ & L_{\sigma p} & & 0 & 0 \\ & & L_{\sigma p} & & \\ \hline & & & L_{\sigma a} & L_{\sigma b} \\ & 0 & & L_{\sigma s} & \\ & & & & L_{\sigma s} \\ \hline & 0 & & 0 & L_{\sigma b} \end{array} \right] \quad (3.61)$$

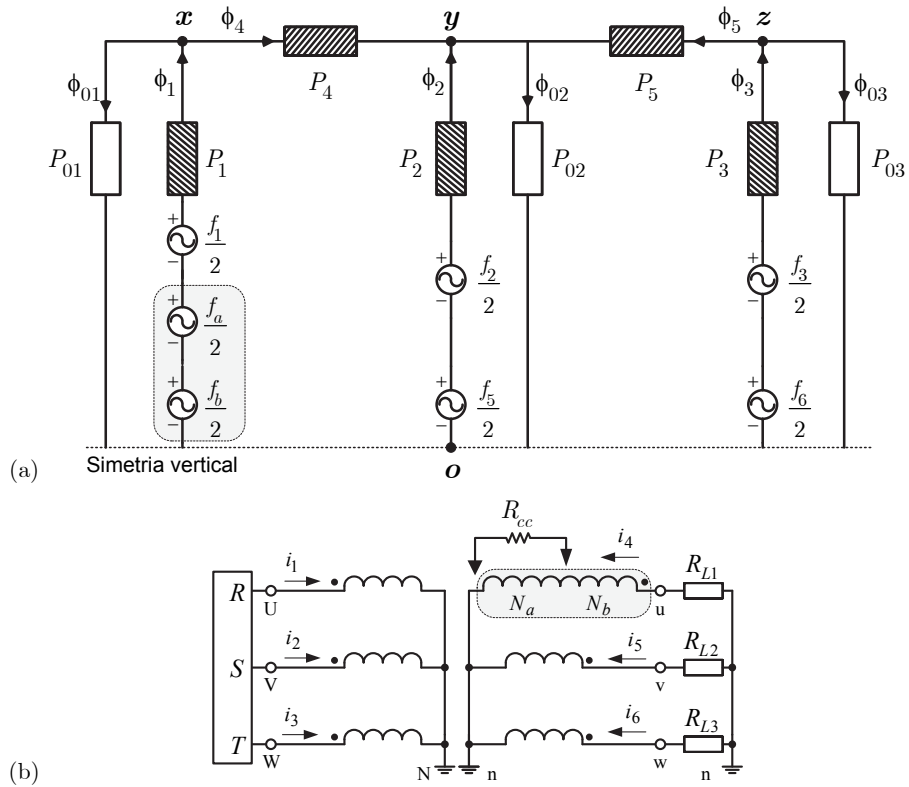


Fig. 3.11: Circuitos magnético (a) e eléctrico (b) equivalentes para o caso de uma avaria localizada no enrolamento secundário da fase R.

$$\mathbf{R} = \left[ \begin{array}{ccc|ccc|c}
 R_p & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & R_p & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & R_p & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 \hline
 0 & 0 & 0 & R_a + R_{L1} & 0 & 0 & R_b \\
 0 & 0 & 0 & 0 & R_s + R_{L2} & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & R_s + R_{L3} & 0 \\
 \hline
 0 & 0 & 0 & -R_{cc} & 0 & 0 & R_b + R_{cc}
 \end{array} \right] \quad (3.62)$$

### 3.1.3 Representação da impedância da fonte

As características das sobrecorrentes transitórias de excitação dependem significativamente do conjunto das impedâncias da fonte e da linha, situadas no circuito a montante do transformador. Nos ensaios laboratoriais o transformador de potência foi alimentado através de um autotransformador trifásico. Apenas a impedância de curto-circuito do autotransformador foi tida em consideração no cálculo da impedância da fonte, pois tem um valor cerca de 60 vezes superior à restante impedância do circuito estimada a montante deste ponto.

No caso de ligação em estrela dos enrolamentos do lado primário a resistência e indutância da fonte foram englobadas na resistência e indutância de fugas dos enrolamentos do lado primário, respectivamente, resultando na alteração da primeira submatriz 3×3 das matrizes de resistência e indutâncias de fugas:

$$\mathbf{R}_{tot} = \mathbf{R}_{font} + \mathbf{R} \quad (3.63)$$

$$\mathbf{L}_{\sigma tot} = \mathbf{L}_{font} + \mathbf{L}_{\sigma} \quad (3.64)$$

com:

$$\mathbf{R}_{font} = R_{cc\ auto} \left[ \begin{array}{ccc|c} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ \hline 0 & & & 0 \end{array} \right] \quad (3.65)$$

$$\mathbf{L}_{font} = L_{cc\ auto} \left[ \begin{array}{ccc|c} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ \hline 0 & & & 0 \end{array} \right] \quad (3.66)$$

onde  $R_{cc\ auto}$  e  $L_{cc\ auto}$  representam a resistência e indutância de curto-circuito do autotransformador, referidos ao seu lado secundário. Para a situação de enrolamentos ligados em triângulo no lado primário é necessário efectuar uma alteração similar, mas agora com:

$$\mathbf{R}_{font} = R_{cc\ auto} \left[ \begin{array}{ccc|c} 2 & -1 & -1 & 0 \\ -1 & 2 & -1 & 0 \\ -1 & -1 & 2 & 0 \\ \hline 0 & & & 0 \end{array} \right] \quad (3.67)$$

$$\mathbf{L}_{font} = L_{cc\ auto} \left[ \begin{array}{ccc|c} 2 & -1 & -1 & 0 \\ -1 & 2 & -1 & 0 \\ -1 & -1 & 2 & 0 \\ \hline 0 & & & 0 \end{array} \right] \quad (3.68)$$

As equações (3.35) e (3.36) resultam:

$$\mathbf{i} = \left[ \mathbf{I} + \mathbf{\Gamma} \cdot \mathbf{L}_{font} \right]^{-1} \cdot \left[ \mathbf{\Gamma} \cdot \boldsymbol{\lambda}_x + \mathbf{G}_{fe} \cdot \mathbf{v} \right] \quad (3.69)$$

$$\frac{d}{dt} \boldsymbol{\lambda}_x = \mathbf{v} - \mathbf{R}_{tot} \left[ \mathbf{I} + \mathbf{\Gamma} \cdot \mathbf{L}_{font} \right]^{-1} \cdot \left[ \mathbf{G}_{fe} \cdot \mathbf{v} + \mathbf{\Gamma} \cdot \boldsymbol{\lambda}_x \right] \quad (3.70)$$

com:

$$\mathbf{\Gamma} = \left[ \left[ \begin{array}{c|c} \mathbf{L}_{AA} & \mathbf{L}_{AB} \\ \hline \mathbf{L}_{BA} & \mathbf{L}_{BB} \end{array} \right] + \mathbf{L}_{\sigma tot} \right]^{-1} \quad (3.71)$$

$$\boldsymbol{\lambda} = \boldsymbol{\lambda}_x - \mathbf{L}_{font} \cdot \mathbf{i} \quad (3.72)$$

O restante algoritmo mantém-se igual ao caso exposto anteriormente.

### 3.1.4 Determinação dos parâmetros do modelo

Para validar o desempenho do modelo computacional compararam-se os resultados de simulação com os correspondentes resultados experimentais, tendo sido utilizado para o efeito um transformador trifásico cujas principais características se referem na próxima secção. Os métodos utilizados para a determinação dos parâmetros necessários à implementação do modelo serão descritos de seguida.

#### 3.1.4.1 Identificação do transformador de potência utilizado

Os ensaios experimentais foram efectuados recorrendo a um transformador trifásico de três colunas, com 10.3 kVA de potência nominal e dois enrolamentos por coluna, com tensões nominais de 230/132 V, Fig. 3.12.

O núcleo é constituído por chapas magnéticas 3UI180 com 110 mm de empilhagem. As dimensões do circuito magnético são apresentadas na Fig. 3.13(a) e a designação dos terminais dos enrolamentos é mostrada na Fig. 3.13(b). A secção efectiva do circuito magnético não é a mesma que a sua secção geométrica ( $S_{geo}$ ):

$$S_{fe} = K_{lam} S_{geo} \quad (3.73)$$

onde  $K_{lam}$  é o factor de laminagem. O seu valor foi aproximado a  $K_{lam} = 0.97$ .

O enrolamento primário é constituído por fio de cobre de secção circular com diâmetro de

3.15 mm, bobinado em três camadas. O enrolamento secundário é constituído por dois condutores em fio de cobre, bobinados em simultâneo, em quatro camadas, com secção circular e diâmetro de 3 mm. De forma a possibilitar a investigação da ocorrência de defeitos de isolamento entre espiras cada enrolamento é dotado de cinco tomadas intermédias, conforme representado na Fig. 3.14(a), permitindo introduzir espiras em curto-circuito em diferentes posições ao longo dos enrolamentos. A disposição prevista dos enrolamentos, em fase de projecto, é apresentada na Fig. 3.14(b). Esta disposição das bobinas pode ter sido alterada durante o processo de fabrico, pelo que a sua geometria final, nomeadamente no que diz respeito à localização das tomadas intermédias, não é conhecida com precisão.

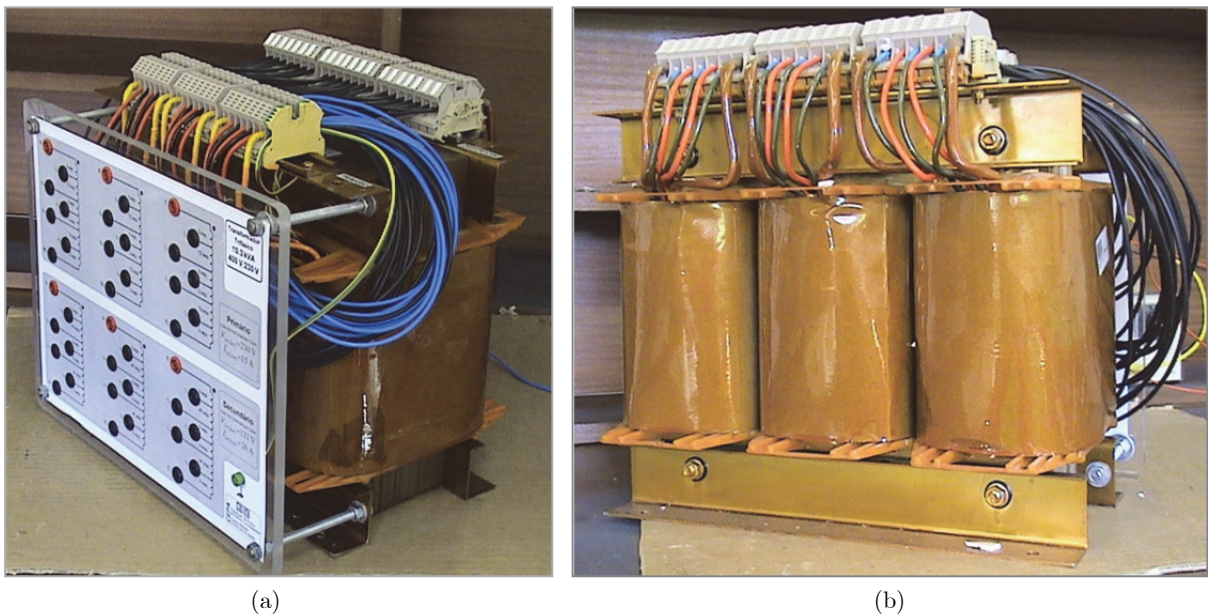


Fig. 3.12: Transformador em estudo: (a) vista frontal; (b) vista posterior.

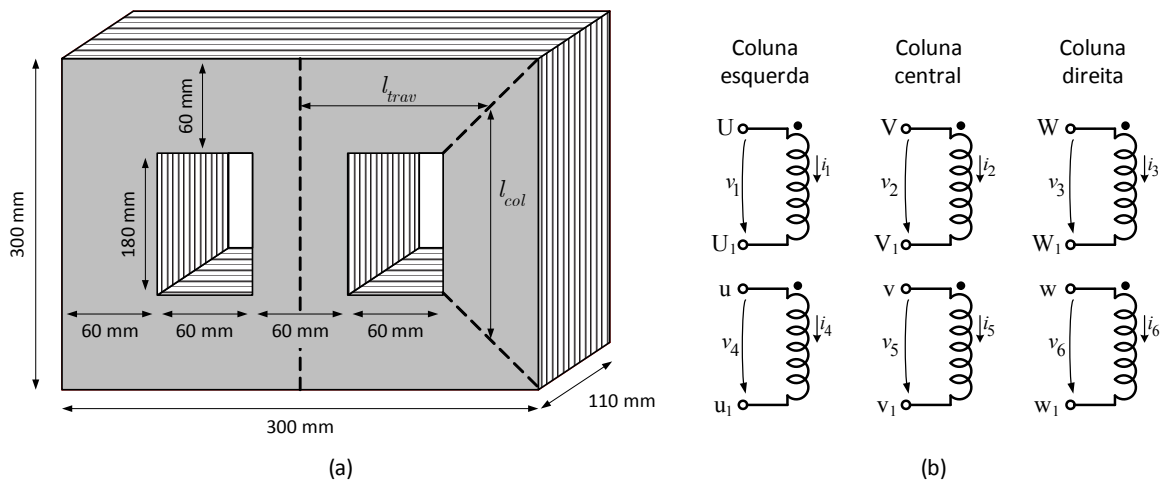


Fig. 3.13: (a) Dimensões do circuito magnético; (b) designação dos terminais dos enrolamentos.



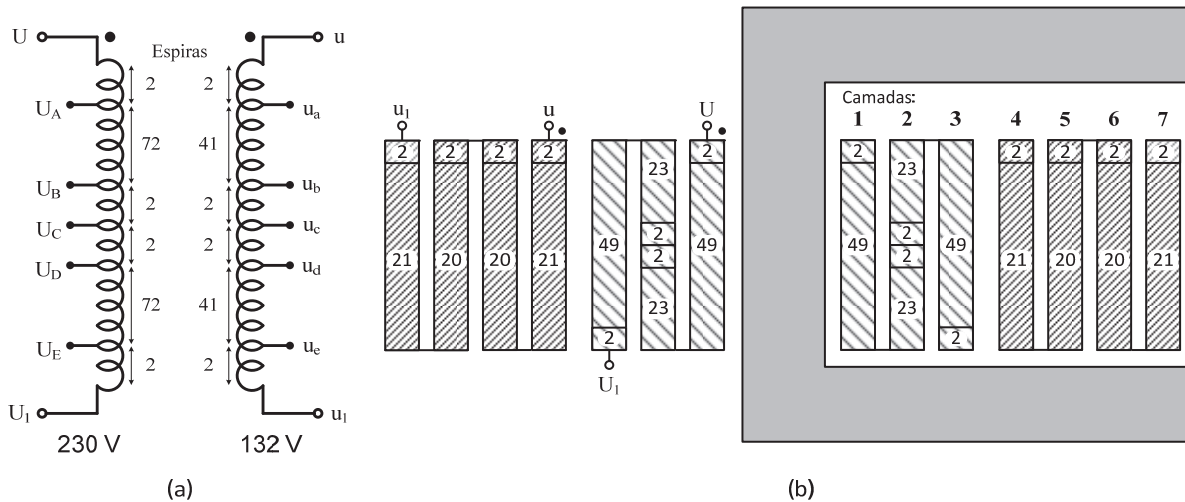


Fig. 3.14: Características dos enrolamentos de 230 V e 132 V (fase R): (a) tomadas; (b) disposição.

### 3.1.4.2 Parâmetros do núcleo ferromagnético

As bobinas com núcleo de material ferromagnético exibem características não-lineares, as quais dependem não só do valor instantâneo do fluxo magnético mas também das condições de magnetização a que o núcleo estava anteriormente sujeito. O desempenho dos modelos computacionais dos dispositivos electromagnéticos depende sobremaneira da forma como a saturação, o ciclo de histerese e as perdas no material ferromagnético são tomados em consideração, particularmente quando se pretende analisar fenómenos transitórios em regimes saturados. A modelação matemática detalhada destes fenómenos pode revelar-se extremamente difícil, na medida em que a magnetização depende da história magnética do material. Assim, para caracterizar o comportamento do material ferromagnético é necessário que o modelo matemático tenha em consideração não apenas o ciclo de histerese principal mas também todas as outras curvas que lhe estão associadas. O ciclo de histerese principal e os ciclos de histerese menores (ciclos internos à curva de histerese principal, que podem ser simétricos ou assimétricos) encontram-se representados na Fig. 3.15.

É extensa a bibliografia publicada neste domínio, podendo ser encontrada em [245] e [246] uma revisão das metodologias utilizadas para modelar os fenómenos não-lineares dos materiais ferromagnéticos. Estes métodos podem ser genericamente classificados em dois grandes grupos: os que utilizam a técnica tradicional, onde a saturação e as perdas no ferro são consideradas separadamente, e os modelos macroscópicos de magnetização, onde as propriedades do material magnético ficam integralmente representados pelo ciclo de histerese.

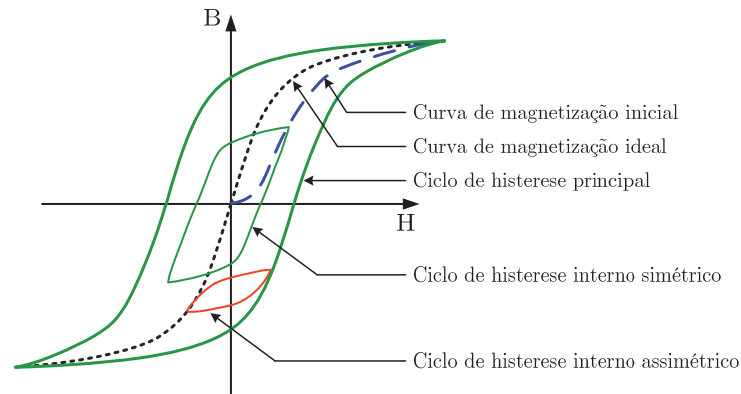


Fig. 3.15: Ciclos de histerese e curvas de magnetização.

Na técnica tradicional os fenómenos não-lineares do núcleo ferromagnético são representados pela associação em paralelo de uma bobina não-linear com uma resistência (linear ou não-linear, dependendo das aproximações efectuadas). Neste modelo a bobina representa a saturação do circuito magnético, utilizando uma característica B-H unívoca, e a resistência representa as perdas no ferro. Se definida com precisão, a curva B-H unívoca representa a característica ideal do material ferromagnético, ou seja, a curva de magnetização que se obteria caso não existissem perdas no núcleo. Esta curva é normalmente designada por curva de magnetização ideal ou não-histerética [247], Fig. 3.15. Na prática existem diversas formas de obter esta curva: aproximando-a em função da curva de excitação fornecida pelo fabricante do transformador em valores eficazes de tensão e corrente [197], [248], [249] ou da própria curva de magnetização B-H fornecida pelo fornecedor das chapas de material ferromagnético. A característica B-H unívoca pode ainda ser determinada experimentalmente através de ensaios apropriados (normalmente com recurso a processos de tentativa e erro) ou calculada em função do ciclo de histerese do material ferromagnético, obtendo-se normalmente nestes casos resultados mais precisos. Independentemente da forma como é obtida, a curva B-H unívoca não toma em conta a história magnética do material [250] e, conseqüentemente, os modelos que nela se baseiam podem não fornecer resultados precisos quando se pretende tomar em consideração a magnetização remanescente [251].

As perdas no ferro são tradicionalmente separadas nas suas componentes de histerese e de correntes de Foucault. As perdas por histerese, por ciclo, dependem não-linearmente do nível de saturação do material ferromagnético. As perdas por correntes de Foucault, por ciclo, variam de forma não-linear com a frequência e com o nível de saturação. A representação das perdas no ferro através de uma resistência equivalente (ou por uma associação de várias)

poderá assim resultar numa simplificação excessiva destes fenómenos, devido à complexidade que a sua modelação envolve. No entanto, e apesar destas limitações, os resultados obtidos com este tipo de modelos na análise de fenómenos transitórios em transformadores não apresentam erros significativos, conforme demonstrado em diversos trabalhos (por exemplo, [214], [217], [220], [221], [225], [227], [230], [231], [235] e [236]).

Numa tentativa de ultrapassar as limitações da técnica tradicional referida no parágrafo anterior têm vindo mais recentemente a ser propostos vários modelos macroscópicos de histerese para simular o funcionamento de transformadores [216], [222], [234], [245], [251]. A grande vantagem destas técnicas consiste na modelação dinâmica do ciclo de histerese, onde são tomados em consideração a indução remanescente e as perdas no ferro. De entre os vários métodos propostos os modelos de Jiles-Atherton [252] e de Preisach [253] são os mais populares. Uma comparação detalhada destes modelos é apresentada em [246], [254], [255]. Apesar do modelo de Preisach fornecer globalmente melhores resultados, o modelo de Jiles-Atherton é mais simples de implementar e requer um menor esforço computacional. Uma das maiores desvantagens destes modelos consiste na dificuldade de obtenção dos seus parâmetros: o modelo de Preisach exige numerosas medições dos ciclos de histerese internos; o modelo de Jiles-Atherton utiliza 5 parâmetros de difícil obtenção por via experimental, requerendo ainda um laborioso processo de ajuste iterativo dos valores medidos [254]. Adicionalmente, e apesar da sua maior complexidade comparativamente com os modelos tradicionais, os resultados conseguidos com a aplicação directa do modelo de Jiles-Atherton nem sempre são satisfatórios, especialmente quando se pretende simular ciclos de histerese internos ou fenómenos transitórios (como sobrecorrentes transitórias de excitação), [254], [256]. Para ultrapassar estes problemas têm sido propostos vários métodos para efectuar a optimização dos parâmetros do modelo [257].

No presente trabalho é necessário obter um compromisso razoável entre a complexidade e a precisão do modelo, pois além do funcionamento normal pretende-se também analisar o funcionamento do transformador quando este se encontra numa condição de avaria. Por esse motivo optou-se por representar os fenómenos não-lineares do núcleo por uma bobina saturável e uma resistência não-linear.

As características da bobina saturável dependem da curva B-H ideal. Cada ponto desta curva refere-se à magnetização que subsiste no material quando, depois de aplicado um campo magnético constante, se impõe com um campo magnético alternado simétrico de baixa

frequência e com amplitude decrescente [252]. A amplitude inicial do campo magnético alternado deve ser suficiente para se atingir a saturação do material ferromagnético, reduzindo-se depois este campo lentamente até zero. A curva ideal assim obtida é muito semelhante à curva média do ciclo de histerese [247], tendo-se adoptado neste trabalho esta aproximação. Esta metodologia é idêntica à proposta em [258] e adoptada de forma generalizada, com diversas variantes, em vários outros trabalhos nesta área.

No caso de transformadores trifásicos a curva de magnetização deverá ser obtida utilizando um ensaio em corrente alternada monofásica, de forma a evitar a influência do acoplamento entre as três fases que ocorre num ensaio trifásico. Adicionalmente, para determinar experimentalmente a curva B-H do material ferromagnético torna-se necessário que todos os segmentos do circuito magnético tenham, de forma razoavelmente aproximada, o mesmo nível de saturação. Esta situação não se verifica se apenas for alimentado um enrolamento num transformador trifásico com núcleo de colunas, pois existirão sempre dois percursos em paralelo por onde o fluxo magnético se irá fechar. O nível de saturação do núcleo não será assim uniforme ao longo de todo o circuito magnético, inviabilizando a obtenção da verdadeira curva B-H. Nestes casos é necessário alimentar dois enrolamentos do transformador, com o mesmo número de espiras e localizados em colunas distintas, ligados em antiparalelo, de forma a conseguir anular o fluxo na terceira coluna, conforme exemplificado no esquema da Fig. 3.16 [217], [259]. Nestas condições, o fluxo na coluna central será aproximadamente nulo e os fluxos nas colunas laterais e nas travessas serão sensivelmente iguais, para qualquer nível de saturação. No transformador em estudo as secções das travessas e das colunas são iguais, pelo que o nível de saturação é praticamente uniforme ao longo do circuito magnético. Na prática, a tensão induzida no enrolamento da coluna central é inferior a 0.5% da tensão de entrada, assumindo-se desprezável. Para conseguir obter níveis de saturação relativamente elevados optou-se neste ensaio por alimentar os enrolamentos de menor tensão nominal. Os sinais referentes às correntes eléctricas nas bobinas alimentadas e às tensões induzidas nos correspondentes enrolamentos em vazio foram adquiridas digitalmente, tendo sido posteriormente tratados com técnicas de filtragem e interpolação para minorar o efeito do ruído. O sinal relativo aos fluxos magnéticos foi obtido através da integração numérica do sinal das tensões adquiridas:

$$\phi_k = \frac{1}{N_1} \int v_k dt, \quad k = 1, 2, 3 \quad (3.74)$$

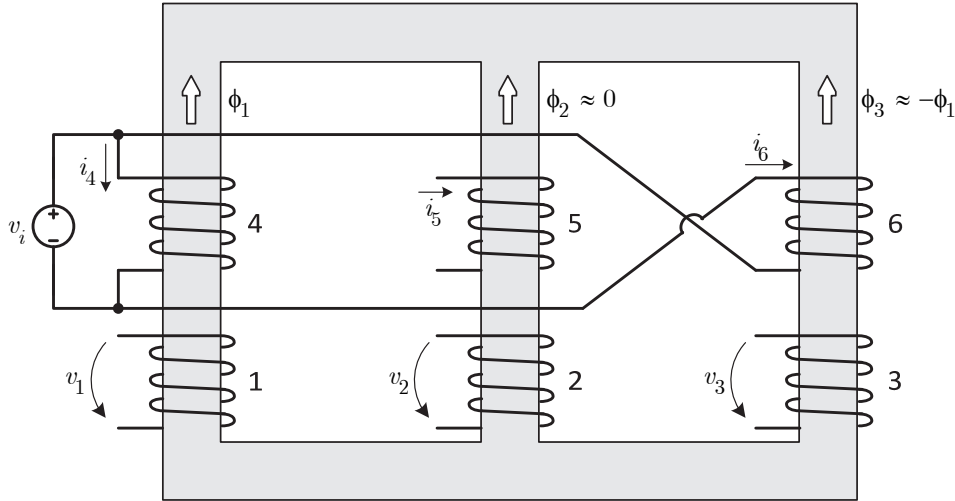


Fig. 3.16: Esquema de ligações para obtenção de uma distribuição de fluxos uniforme no circuito magnético.

As características  $\phi-i$  para as colunas laterais são semelhantes, devido à simetria do circuito magnético, Fig. 3.17. Realizando um ensaio idêntico, mas agora alimentando os enrolamentos de uma coluna lateral e da coluna central, obtém-se a curva  $\phi-i$  para a coluna central, também apresentada na Fig. 3.17. Observa-se que esta característica é diferente das anteriores, pois neste caso o circuito magnético não é simétrico. As características B-H são obtidas a partir das curvas  $\phi-i$ :

$$B_k = \frac{\phi_k}{S_{fe} N_1}, \quad k = 1, 2, 3 \quad (3.75)$$

$$H_1 = \frac{N_2 i_4}{l_{col} + 2l_{trav}} \quad (3.76)$$

$$H_2 = \frac{N_2 i_5}{l_{col}} \quad (3.77)$$

$$H_3 = \frac{N_2 i_6}{l_{col} + 2l_{trav}} \quad (3.78)$$

As três características B-H obtidas são semelhantes entre si, Fig. 3.18, sendo as discrepâncias justificadas pelas aproximações efectuadas (o fluxo não é rigorosamente nulo na coluna não excitada e as características foram obtidas em ensaios diferentes e para níveis ligeiramente distintos de saturação, entre outros aspectos). Assim, qualquer uma destas

curvas se pode aproximar ao ciclo de histerese dinâmico do material ferromagnético, onde se incluem todas as componentes de perdas no ferro (perdas por histerese, perdas por correntes de Foucault e perdas adicionais).

A curva B-H unívoca (linha média da característica B-H real) é também ilustrada na Fig. 3.18 para as três colunas. É importante notar que o nível de saturação imposto não pode ser excessivamente elevado nestes ensaios, pois isso conduziria à distorção da onda do fluxo magnético (em relação à sinusóide esperada). Se a forma de onda do fluxo não possuir as propriedades de simetria ímpar e de meia-onda o cálculo da linha média do ciclo de histerese torna-se difícil de efectuar e requer normalmente a utilização de técnicas de optimização [258]. O procedimento para obter a característica B-H para condições de saturação intensa será apresentado posteriormente.

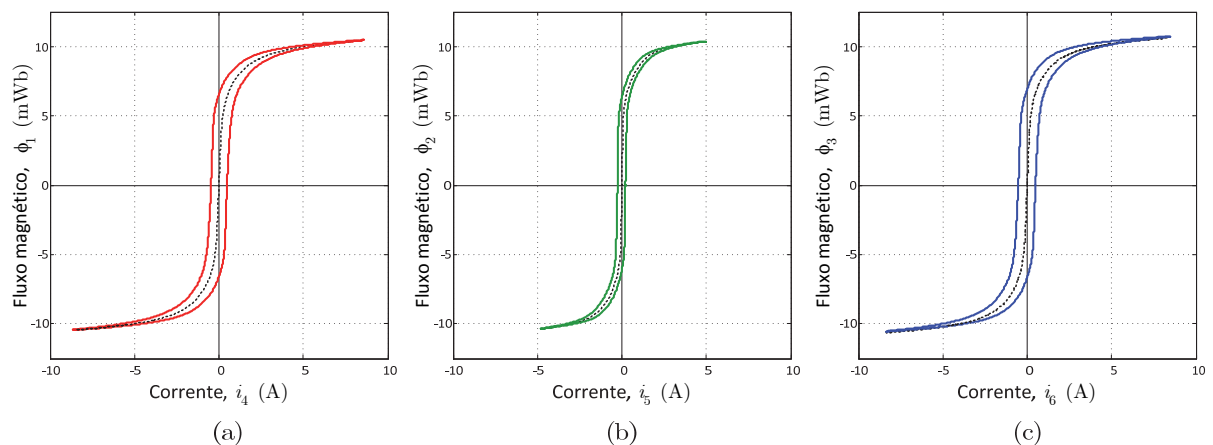


Fig. 3.17: Curva  $\phi$ - $i$  para: (a) coluna lateral esquerda; (b) coluna central; (c) coluna lateral direita.

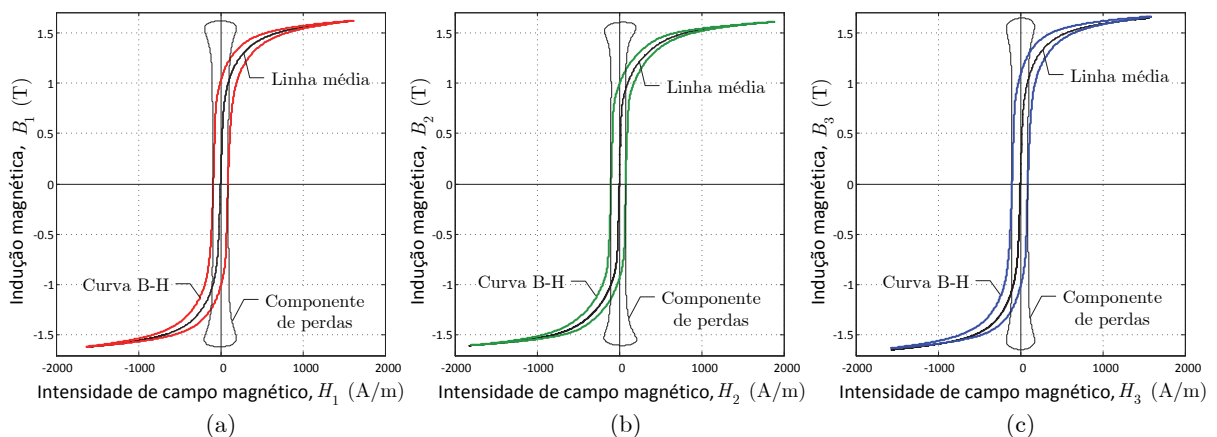


Fig. 3.18: Curva B-H, correspondente linha média e componente de perdas para: (a) coluna lateral esquerda; (b) coluna central; (c) coluna lateral direita.

A componente de perdas do ciclo de histerese dinâmico é determinada subtraindo à curva B-H real a componente saturável, ou seja a referida linha média. A componente saturável e a componente de perdas são também ilustradas na Fig. 3.18. As correntes eléctricas associadas a cada uma destas componentes são calculadas de forma idêntica, resultando no circuito equivalente da Fig. 3.19. As correspondentes formas de onda de fluxo e corrente (e suas componentes) são ilustradas na Fig. 3.20, referentes à coluna lateral esquerda e coluna central. O efeito da assimetria do circuito magnético é também visível nestas ondas, pois, devido à menor relutância da coluna central, a corrente nesta coluna apresenta um valor substancialmente inferior à corrente no enrolamento da coluna lateral.

A permeabilidade do material ferromagnético foi calculada utilizando a curva B-H ideal:

$$\mu = B/H \tag{3.79}$$

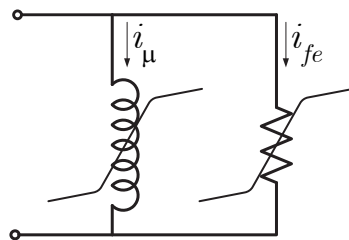


Fig. 3.19: Circuito equivalente da bobina com núcleo ferromagnético

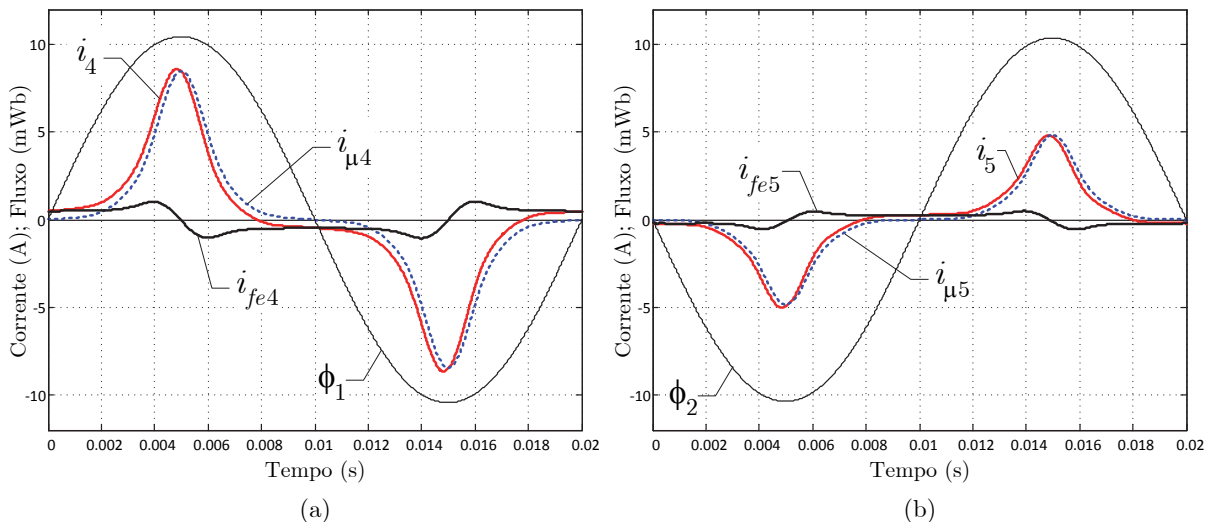


Fig. 3.20: Formas de onda do fluxo magnético, da corrente de entrada, da corrente de magnetização e da corrente na resistência de perdas no ferro para a coluna: (a) lateral esquerda; (b) central.

Para se obter a permeabilidade do material para qualquer valor do nível de saturação, a curva  $\mu(B)$  foi ajustada a uma função polinomial de 20.<sup>a</sup> ordem, Fig. 3.21:

$$\mu = p_{\mu 20} B^{20} + p_{\mu 19} B^{19} + \dots + p_{\mu 1} B + p_{\mu 0} \quad (3.80)$$

A variação da permeabilidade do material ferromagnético em função de  $B$  é representada na Fig. 3.22. As permeâncias não-lineares do circuito magnético equivalente da Fig. 3.3 são determinadas utilizando a definição:

$$P = \frac{\mu S_{fe}}{l} \quad (3.81)$$

onde  $l$ ,  $S_{fe}$  e  $\mu$  são o comprimento médio, a secção efectiva e a permeabilidade do segmento do circuito magnético em consideração, respectivamente.

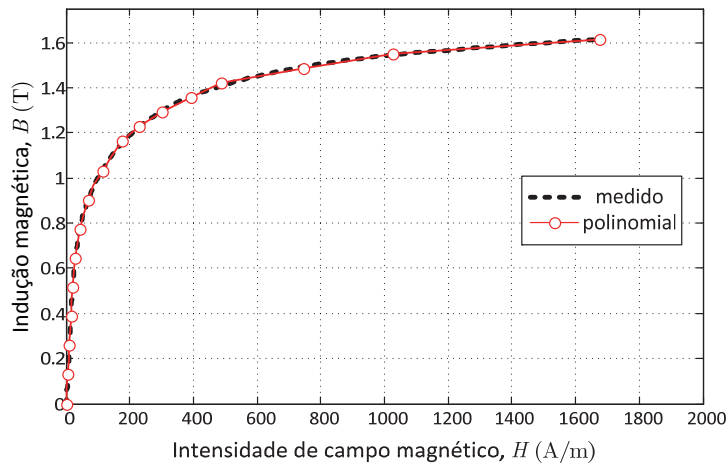


Fig. 3.21: Característica B-H ideal medida e correspondente aproximação polinomial.

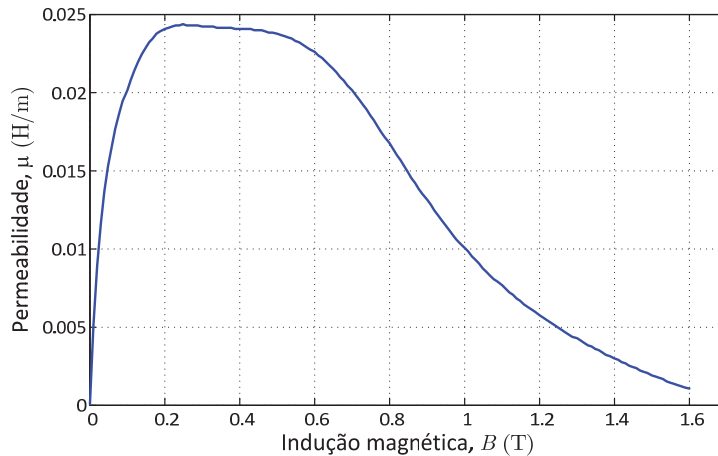


Fig. 3.22: Característica  $\mu(B)$ .



As resistências de perdas no ferro foram determinadas dividindo a tensão induzida pela corrente de perdas no ferro, ambas referidas ao lado de maior tensão:

$$R_{fe1} = \frac{v_1}{i_{fe4} \frac{N_2}{N_1}} \quad (3.82)$$

$$R_{fe2} = \frac{v_2}{i_{fe5} \frac{N_2}{N_1}} \quad (3.83)$$

Por serem idênticas, consideraram-se iguais as características das resistências de perdas no ferro das colunas laterais,  $R_{fe1}(B) = R_{fe3}(B)$ . A Fig. 3.23 ilustra a variação das resistências de perdas no ferro e da correspondente potência dissipada em função de indução magnética.

As características das resistências de perdas no ferro foram também aproximadas a uma função polinomial, em função de  $B$ , para permitir determinar mais facilmente os seus valores para qualquer nível de saturação.

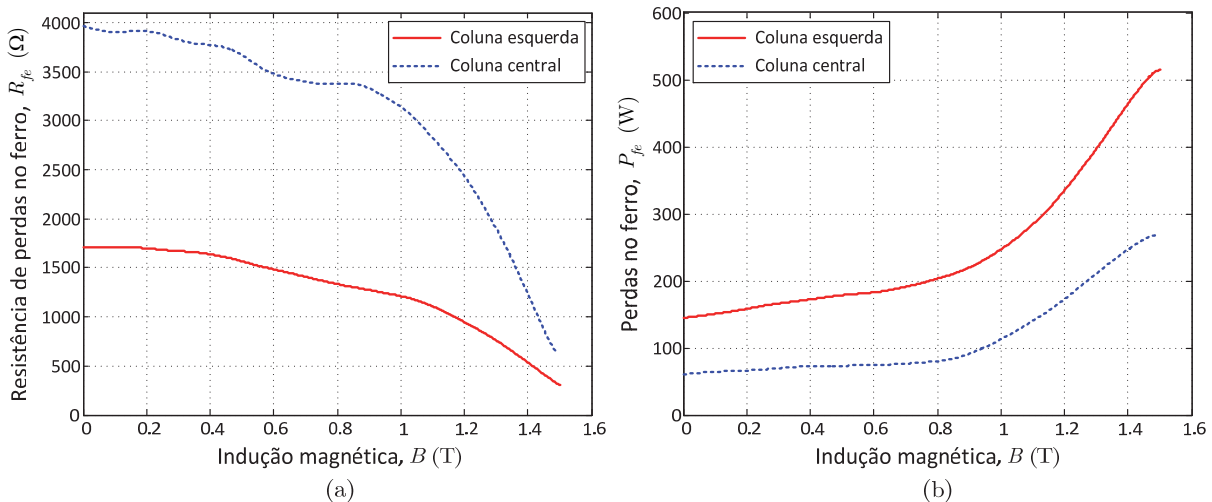


Fig. 3.23: (a) Resistências de perdas no ferro em função da indução magnética;  
(b) perdas no ferro em função da indução magnética.

#### 3.1.4.2.1 Característica B-H para níveis de saturação intensa

A ocorrência de sobrecorrentes transitórias de excitação está geralmente associada a fenómenos de saturação intensa do núcleo ferromagnético do transformador. Normalmente a curva B-H para regimes de saturação severa é aproximada a uma recta que representa a indutância equivalente do enrolamento com núcleo de ar. Conforme referido anteriormente, o procedimento para a construção da curva B-H ideal revela-se complexo quando se pretende tomar em consideração valores elevados de saturação. Optou-se por este motivo por determinar com rigor a curva B-H ideal para níveis de saturação não muito elevados e expandir depois esta curva com recurso a outra metodologia.

O alargamento da curva de magnetização para níveis de saturação mais intensos pode ser efectuada utilizando a própria curva B-H fornecida pelo fabricante do material ferromagnético. No entanto, com esta estratégia os entreferros presentes nas juntas do núcleo, bem como todas as imperfeições resultantes do processo de fabrico do transformador, não serão tomados em consideração, resultando em erros importantes na análise dos fenómenos transitórios, particularmente se estes envolverem condições de regime saturado [208], [219], [227].

A obtenção experimental de níveis de saturação severa no núcleo implica a excitação dos enrolamentos com correntes eléctricas de valor elevado, normalmente superior ao correspondente valor nominal da corrente do enrolamento alimentado. Assim, existem aqui problemas na realização de ensaios em regime permanente, devido a um possível sobreaquecimento dos enrolamentos. Em [206], [260] a curva B-H foi obtida através de ensaios em corrente contínua (CC). A curva de magnetização em regime saturado foi determinada em função das características tensão-corrente do regime transitório que se verifica após a aplicação da tensão contínua, em regime comutado. Estes ensaios, além de requererem uma fonte de tensão contínua com capacidade de corrente bastante elevada, são particularmente sensíveis aos erros de desvio de componente contínua (*offset*) dos sensores de medida. Outra estratégia diferente foi proposta em [261] (e depois adoptada [232]) para a determinação da curva de magnetização saturada, a qual consiste na utilização das próprias sobrecorrentes transitórias de excitação que ocorrem após ligar o transformador à rede. Esta técnica permite obter níveis de saturação mais elevados do que aqueles obtidos no ensaio em CC anteriormente referido [261]. Optou-se neste trabalho por adoptar esta técnica para determinar a curva de magnetização em regime saturado do núcleo ferromagnético.

Por forma a conseguir manter uma densidade de fluxo uniforme ao longo do circuito magnético optou-se por continuar a utilizar o esquema da Fig. 3.16. Para efectuar a ligação do transformador à rede utilizou-se um circuito de electrónica de potência<sup>6</sup> que permite controlar o instante em que a tensão de entrada é aplicada aos enrolamentos. Nestes ensaios a tensão foi aplicada no instante em que o sinal passava, aproximadamente, por zero e iniciava o semiciclo positivo. A Fig. 3.24(a) ilustra a evolução instantânea da corrente, tensão e fluxo associados à coluna esquerda do transformador. A tensão é aplicada em  $t = 0.02$  s, registando-se picos de corrente com valor elevado (superior a duas vezes o valor de pico da corrente nominal do enrolamento). Neste caso o núcleo foi inicialmente desmagnetizado, através da aplicação de uma corrente alternada, de amplitude inicial suficientemente elevada para saturar o núcleo e depois lentamente reduzida até zero.

Na Fig. 3.24(b) ilustram-se as formas de onda das mesmas grandezas mas agora numa situação onde o núcleo foi previamente magnetizado. Neste caso consegue-se obter um maior nível de saturação do núcleo. O valor de indução remanescente foi imposto utilizando uma fonte de tensão contínua no esquema da Fig. 3.16. A corrente contínua resultante foi ajustada para que a característica B-H seguisse, de forma aproximada, um ciclo de histerese anteriormente obtido utilizando corrente alternada (idêntico ao da Fig. 3.18). Para que o ponto de partida do percurso do ciclo de histerese fosse conhecido o núcleo foi antecipadamente desmagnetizado.

Após efectuar a integração numérica das tensões, para determinar os fluxos, o valor da indução remanescente foi depois corrigido, conjugando três técnicas:

- i) a curva B-H obtida com núcleo inicialmente magnetizado deve ficar centrada com a curva B-H obtida com núcleo desmagnetizado;
- ii) após atingir o regime permanente o valor médio do fluxo deverá ser nulo. O valor médio do fluxo foi assim calculado e subtraído à onda original;
- iii) o resultado final pode ainda ser afinado tendo em consideração que os fluxos na coluna da esquerda e da direita devem ser simétricos, Fig. 3.25.

Após este processo de ajuste foi determinada uma indução remanescente de 0.65 T, aproximadamente. A curva  $\phi$ - $i$  obtida com este procedimento atinge um nível elevado de

---

<sup>6</sup> Este protótipo será descrito com maior detalhe na Secção 3.3.3.

saturação, com uma fmm três vezes superior ao seu correspondente valor nominal do enrolamento. A Fig. 3.26 apresenta uma comparação entre as curvas  $\phi-i$  obtidas em regime permanente alternado e em regime transitório, com e sem magnetização inicial. Ilustra-se ainda o efeito da correcção da curva  $\phi-i$  após introdução da indução remanescente. Na Fig. 3.27(a) é ilustrado um detalhe das curvas  $\phi-i$ , obtidas em regime permanente e transitório, para níveis moderados de saturação. É visível que a distorção da curva  $\phi-i$  obtida em regime transitório não permitiria obter com rigor a característica ideal para níveis moderados de saturação. Por esse motivo a característica ideal obtida em regime transitório foi apenas utilizada para expandir, em níveis intensos de saturação, a curva determinada utilizando o regime permanente, Fig. 3.27(b). A característica ideal em regime saturado foi também aproximada a uma função polinomial, em função da indução magnética.

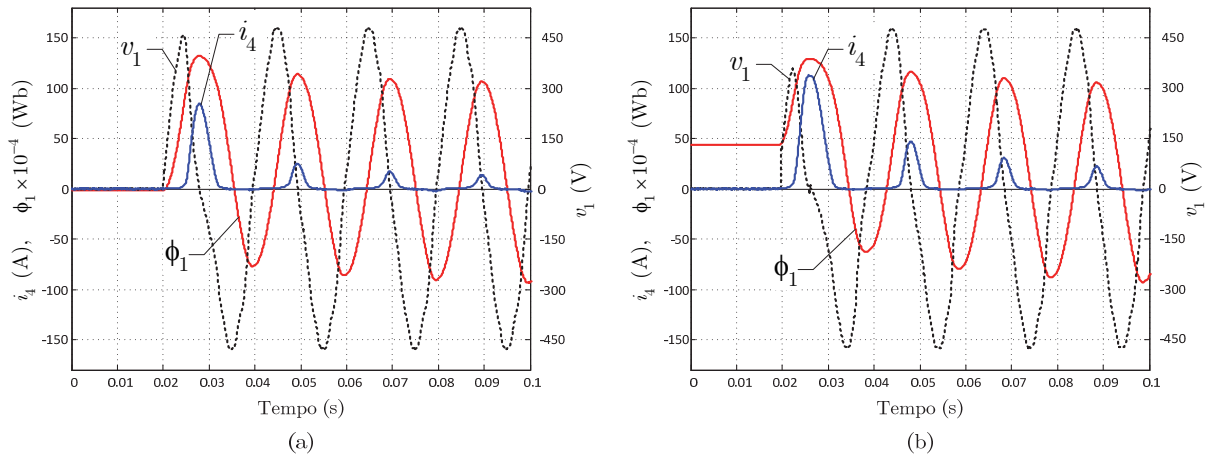


Fig. 3.24: Evolução instantânea da corrente, tensão e fluxo na coluna da esquerda, para o caso de ligação do transformador com: (a) núcleo inicialmente desmagnetizado; (b) núcleo magnetizado ( $B_R \approx 0.65$  T).

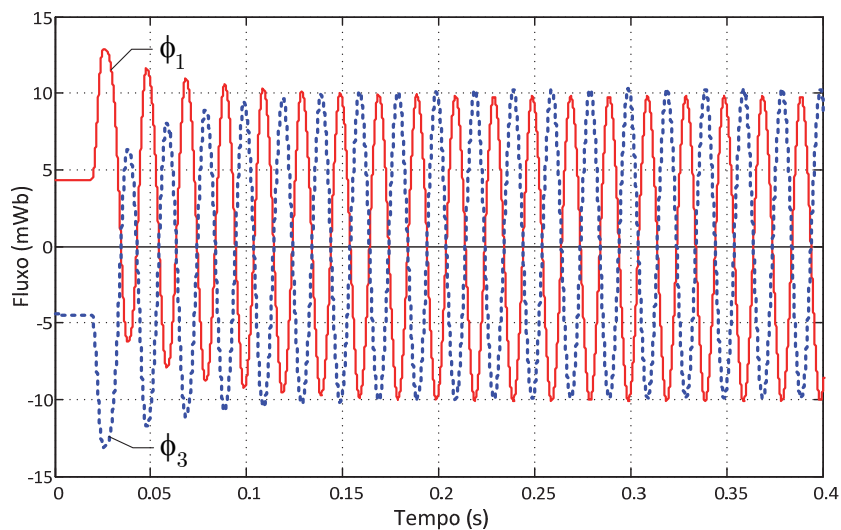


Fig. 3.25: Evolução dos fluxos magnéticos para o caso de ligação do transformador com  $B_R \approx 0.65$  T.

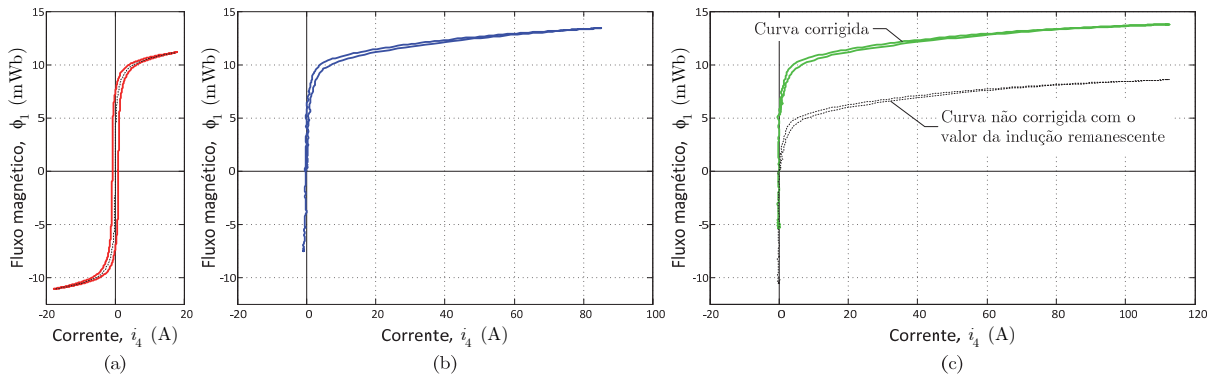


Fig. 3.26: Curvas  $\phi$ - $i$ : (a) regime permanente alternado; (b) regime transitório com núcleo desmagnetizado; (c) regime transitório com núcleo magnetizado ( $B_R \approx 0.65$  T).

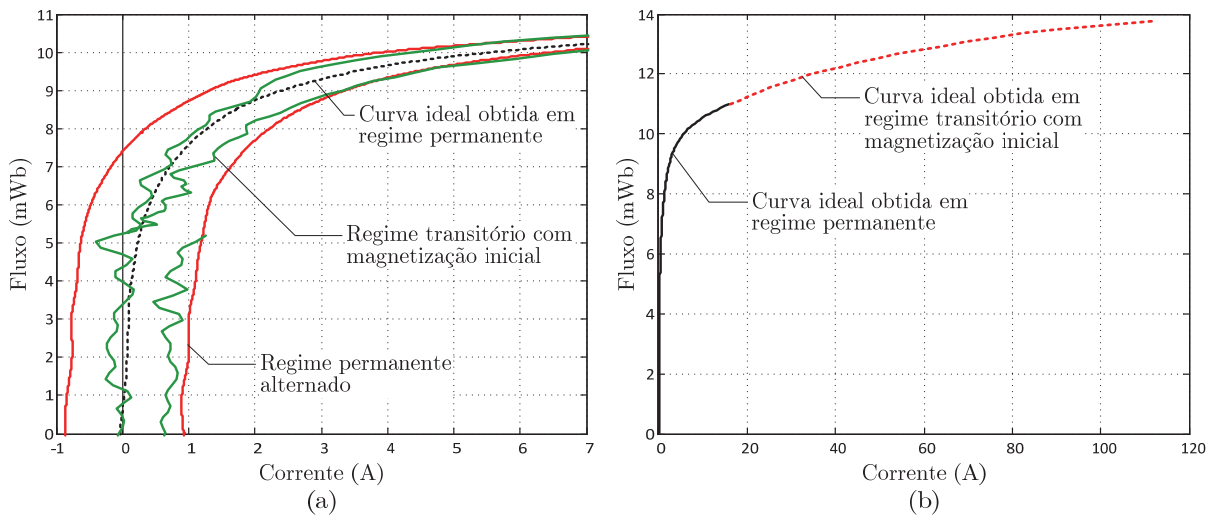


Fig. 3.27: (a) Detalhe das curvas  $\phi$ - $i$  obtidas nos regimes permanente e transitório; (b) Curva de magnetização ideal para níveis de saturação moderados e intensos.

### 3.1.4.3 Permeâncias homopolares

O cálculo exacto das permeâncias homopolares é difícil, pois os fluxos homopolares seguem trajetectos que dependem de características externas ao núcleo ferromagnético. No caso do transformador em estudo é razoável considerar as permeâncias homopolares com características lineares, pois, não existindo tanque, os correspondentes fluxos fecham-se pelo ar. As permeâncias homopolares foram determinadas efectuando o ensaio experimental esquematizado na Fig. 3.28, onde é importante referir os seguintes aspectos:

- a ligação dos wattímetros foi efectuada de maneira a não ter em consideração as perdas nos enrolamentos. Os valores de tensão foram medidos aos terminais dos enrolamentos em vazio, para que os fluxos de fugas não influenciem os resultados.
- as tensões  $v_4$ ,  $v_5$  e  $v_6$  estão aproximadamente em fase e a soma algébrica dos seus valores eficazes é igual a  $V_{02}$ . Estas tensões estão assim associadas aos fluxos

homopolares de cada coluna.

- o ensaio permite determinar individualmente as permeâncias homopolares, pois consegue-se relacionar o fluxo com a correspondente fmm de cada coluna. Utilizou-se um valor de tensão reduzido para não saturar o material magnético e poder assim desprezar a influência das permeâncias do núcleo (ou seja, considerou-se que o material ferromagnético possuía permeabilidade infinita).

Utilizando a potência activa e o valor eficaz das tensões e correntes medidas a permeância homopolar da coluna lateral esquerda (por exemplo) vem:

$$P_{t01} = \frac{V_4 \frac{N_1}{N_2}}{\omega N_1^2 \sqrt{I_0^2 - \left( P_{W_1} / V_4 \times N_2 / N_1 \right)^2}} \quad (3.84)$$

Para as restantes colunas utiliza-se um procedimento análogo. O valor das permeâncias homopolares é apresentado na Tabela 3.1. Verifica-se que as permeâncias homopolares associadas às colunas laterais são praticamente iguais, devido à simetria da estrutura electromagnética em relação à coluna central. Comparativamente com estas, o valor da permeância homopolar associada à coluna central possui um valor mais reduzido, pois esta coluna oferece uma menor diversidade de percursos para o fluxo homopolar se fechar.

Tabela 3.1: Permeâncias homopolares.

$P_{t01}$ (nH)	$P_{t02}$ (nH)	$P_{t03}$ (nH)
376.8	353.4	377.6

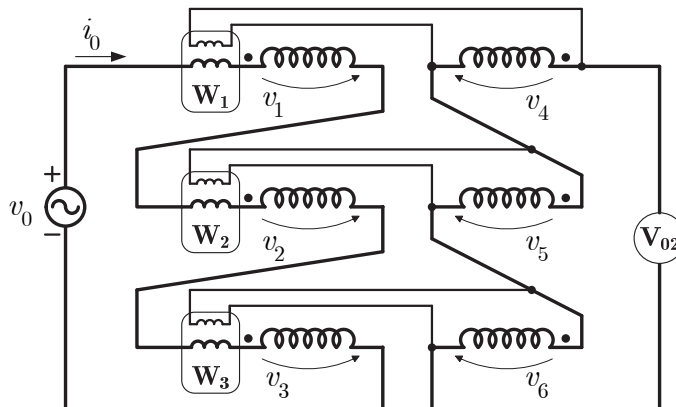


Fig. 3.28: Esquema do ensaio homopolar.

#### 3.1.4.4 Resistências dos enrolamentos

As resistências dos enrolamentos foram obtidas conjugando os resultados obtidos através do ensaio volti-amperimétrico em corrente contínua e do ensaio em curto-circuito convencional [262]-[264]. No caso dos subenrolamentos com e sem defeito considerou-se que os seus valores de resistência eram proporcionais ao número de espiras desses subenrolamentos. Por exemplo, para o caso de uma avaria no lado primário:

$$R_a = R_p \frac{N_a}{N_1} \quad (3.85)$$

$$R_b = R_p \frac{N_b}{N_1} \quad (3.86)$$

#### 3.1.4.5 Indutância de fugas - funcionamento normal

O ensaio em curto-circuito convencional [262], [263] permite tornar relevante e mensurável a indutância associada apenas ao fluxo de fugas, distinguindo-a da indutância relacionada com o fluxo comum a ambos os enrolamentos.

Neste trabalho utilizou-se o conceito de indutâncias de fugas associadas individualmente a cada enrolamento do transformador. O maior problema desta estratégia refere-se à separação da indutância de curto-circuito nas respectivas componentes individuais. Esta separação, eventualmente desnecessária em muitos outros estudos sobre transformadores, é aqui importante, pois influencia os valores de pico das sobrecorrentes transitórias de excitação [227]. Adicionalmente, a definição dos fenómenos relativos às avarias nos enrolamentos fica também facilitada utilizando esta abordagem, conforme foi já exposto anteriormente.

A separação da indutância de curto-circuito nas indutâncias de fugas individuais de cada enrolamento não pode normalmente ser efectuada com precisão [265], [266]. Uma das dificuldades advém da forma como o fluxo de fugas total de curto-circuito,  $\phi_{\sigma cc}$ , é dividido entre as componentes de fluxos de fugas<sup>7</sup> associados a cada enrolamento,  $\phi_{\sigma p}$  e  $\phi_{\sigma s}$ , Fig. 3.29(a), cujas linhas se fecham por percursos parcialmente comuns. A própria representação do circuito magnético equivalente é distinta, caso se considere a distribuição das componentes do fluxo de fugas, Fig. 3.29(a), ou o fluxo de fugas total de curto-circuito, Fig. 3.29(b). Este

---

<sup>7</sup> As componentes de fluxo de fugas são simples componentes matemáticas, não tendo existência física, e as suas linhas de força não aparecem na distribuição de fluxo resultante da sua combinação, Fig. 3.29(b), [3], [264], [267]. Na Fig. 3.29 indica-se o sentido positivo das correntes nos enrolamentos e das linhas do fluxo de fugas.

último é de facto o único que é mensurável no ensaio em curto-circuito convencional (onde se assume que  $N_1 i_p + N_2 i_s = 0$  e que as permeâncias do núcleo ferromagnético são desprezáveis). Consequentemente, na representação da Fig. 3.29(b) a indutância de fugas fica apenas associada ao enrolamento primário.

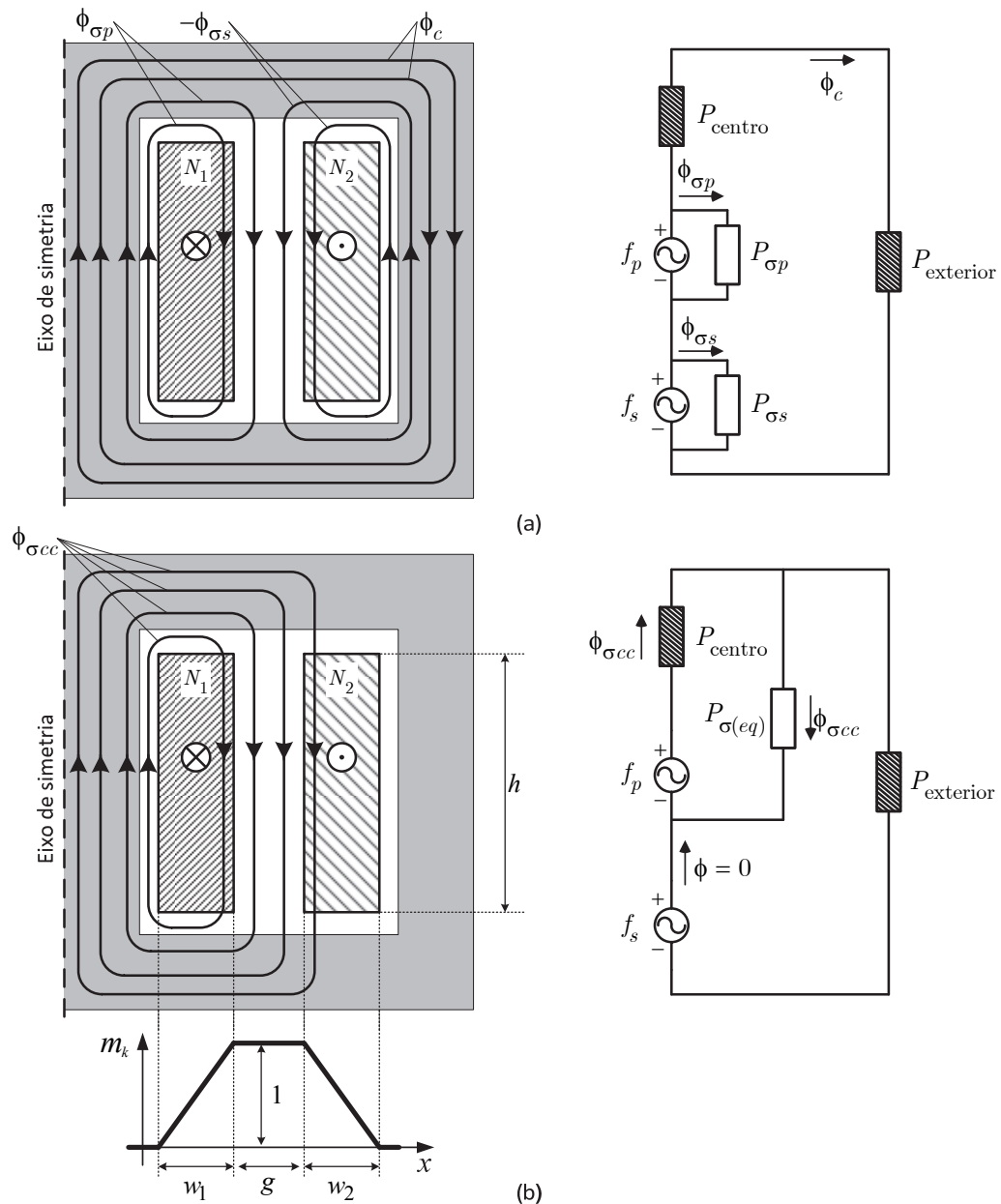


Fig. 3.29: (a) Componentes do fluxo de fugas associadas aos enrolamentos e circuito magnético equivalente simplificado; (b) fluxo resultante no ensaio em curto-circuito e circuito magnético equivalente simplificado. Caso de alimentação monofásica utilizando apenas os enrolamentos da coluna central.  $P_{centro}$  é a permeância da coluna central e  $P_{exterior}$  é a permeância equivalente do conjunto formado pelas colunas laterais e respectivas travessas.



Foram efectuadas várias tentativas no passado com o objectivo de conseguir desenvolver métodos para determinar as indutâncias de fugas associadas a cada enrolamento [265], [266]. No entanto, as condições específicas necessárias para a realização destes ensaios e as aproximações envolvidas dificultam a análise dos resultados e a correspondente determinação dos parâmetros. Esta matéria foi desde sempre controversa [266], [268], sendo normalmente aceite como razoável a aproximação que consiste em efectuar a distribuição da indutância de curto-circuito de forma equitativa (em p.u.) pelos dois enrolamentos [264], [269]. Esta aproximação implica que os fluxos de fugas associados a cada enrolamento tenham percursos com relutâncias idênticas, situação admissível, por exemplo, no caso de bobinas concêntricas e simétricas, Fig. 3.29(a). Assim, apesar da incerteza que envolve, adoptou-se esta aproximação neste trabalho.

#### **3.1.4.6 Indutância de fugas - condição de avaria [270]**

A distribuição de fluxo magnético sofre uma alteração significativa quando ocorre um curto-circuito entre espiras num enrolamento. Nestas condições a determinação das indutâncias de fugas não é directa, pois além da complexidade que resulta da própria definição dos fluxos de fugas e dos percursos por onde estes se fecham, tem de se ter em consideração a existência de três fmm distintas: duas fmm no enrolamento com defeito e a fmm no enrolamento em condição normal. Esta situação assemelha-se a um transformador com três enrolamentos, com uma distribuição assimétrica dos fluxos de fugas e com ligações eléctricas entre duas das bobinas (ver Fig. 3.7(a)). A Fig. 3.30 compara, de forma simplificada, e para o caso de bobinas concêntricas e simétricas (e com fmm com módulo igual mas em oposição), a distribuição do fluxo de fugas na situação de funcionamento normal e de funcionamento em condição de avaria. Verifica-se que na condição de funcionamento normal, o fluxo de fugas possui um percurso predominantemente paralelo ao eixo dos enrolamentos (componente axial do fluxo). Na condição de avaria a distribuição do fluxo fica mais complexa, possuindo componentes de fluxo magnético axial e radial. Para conseguir obter uma representação destas condições é essencial caracterizar com detalhe a influência da posição, severidade e progressão da avaria nas indutâncias de fugas dos enrolamentos. Adicionalmente, para simular correctamente o funcionamento do transformador na presença de avaria, é necessário ainda obter um circuito equivalente que represente as correspondentes indutâncias de fugas.

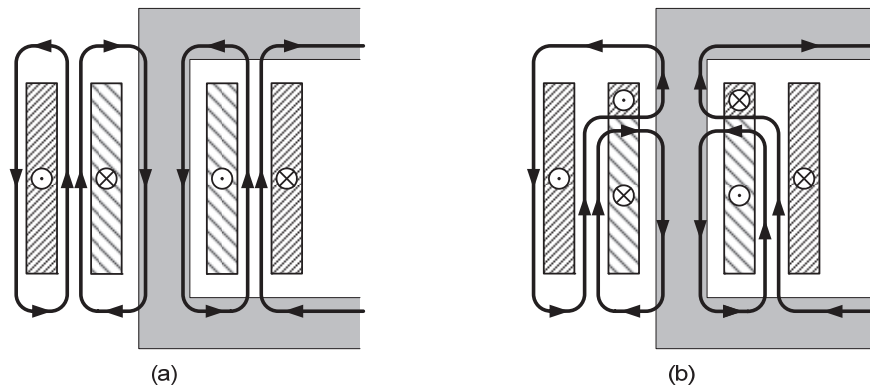


Fig. 3.30: Representação simplificada da distribuição do fluxo de fugas: (a) situação de funcionamento normal; (b) ocorrência de avaria.

Têm sido propostas várias estratégias para modelar as indutâncias de fugas dos enrolamentos dos transformadores na presença de curtos-circuitos entre espiras. Em [185], [198]-[203] apenas a componente axial da distribuição de fluxos é tomada directamente em consideração no cálculo das indutâncias de fugas, sendo utilizados factores de correcção para levar em conta a componente radial. A utilização deste método pode resultar em erros no cálculo das correntes nos enrolamentos na ordem dos 30% [185]. Em [271] é desenvolvida uma fórmula para o cálculo da indutância de fugas quando existe uma avaria no enrolamento primário. Considera-se no entanto que o transformador se encontra em vazio, o que simplifica a análise mas compromete o carácter genérico da fórmula. Neste caso a representação sugerida apenas tem explicitamente em consideração a componente radial do fluxo de fugas, sendo também propostos coeficientes de correcção para minorar os erros provocados pelas hipóteses simplificativas adoptadas. Outro método foi ainda proposto em [194], onde se calcularam as indutâncias de fugas em situação de avaria utilizando os dados da chapa de características do transformador. Neste caso foram detectados erros até 68% no cálculo das indutâncias de fugas.

Devido à dificuldade na caracterização das indutâncias de fugas nestas condições vários investigadores têm optado por utilizar métodos numéricos baseados em elementos finitos para a sua determinação [185], [194]. No entanto, mesmo recorrendo a este tipo de ferramenta, o estudo destes fenómenos encontra-se ainda bastante incompleto, continuando a ser necessário caracterizar de forma detalhada a influência da localização, severidade e progressão da avaria na indutância de fugas dos enrolamentos. O desenvolvimento de uma fórmula analítica para o cálculo das indutâncias de fugas revela-se também de particular utilidade, principalmente quando se pretende simular o funcionamento do transformador utilizando modelos circuitais.

Nesta secção utiliza-se uma análise por fase e vai assumir-se que a avaria se localiza no enrolamento primário do transformador. A determinação e modelação das indutâncias de fugas para o caso da avaria ocorrer no secundário apenas requer ligeiras adaptações da estratégia proposta e será por isso omitida.

#### 3.1.4.6.1 *Ensaios em curto-circuito na condição de avaria*

A determinação experimental das indutâncias de curto-circuito quando existe uma avaria nos enrolamentos apresenta várias dificuldades. Considere-se por exemplo o ensaio em carga do transformador com a ocorrência de um curto-circuito entre espiras no enrolamento primário, com as seguintes condições: ligação YNyn, 50% da carga nominal, carga com factor de potência unitário e  $N_b = 2$ , esquema da Fig. 3.31(a). A Fig. 3.32(a) apresenta a correspondente evolução temporal das correntes nos enrolamentos da coluna central. Nestas condições as correntes no enrolamento secundário e nas espiras em defeito ( $i_s$  e  $i_b$ , respectivamente) estão aproximadamente em oposição de fase com a corrente no enrolamento primário ( $i_p$ ), ou seja as fmm induzidas nas bobinas  $b$  e  $s$  opõem-se à fmm indutora. A caracterização das indutâncias de fugas na condição de avaria deverá ser efectuada com ensaios que resultem em condições que sejam consistentes com aquelas obtidas no ensaio em carga, ou seja com forças magnetomotrices idênticas, para que também a distribuição das componentes dos fluxos de fugas seja semelhante.

Poder-se-ia supor que a realização de um ensaio em curto-circuito, onde o enrolamento secundário e as espiras em defeito são simultaneamente curto-circuitados, Fig. 3.31(a), permitiria analisar a influência das espiras em defeito nas indutâncias de fugas. Esta metodologia tem no entanto várias limitações:

- este ensaio não representa, apenas por si só, a verdadeira distribuição dos fluxos de fugas. Isto pode verificar-se observando as formas de onda das correntes nos enrolamentos ilustradas na Fig. 3.32(b), resultantes da realização deste ensaio. Comparativamente com o ensaio em carga da Fig. 3.32(a) verifica-se que a corrente  $i_b$  possui uma amplitude muito inferior e a fmm resultante não se opõe à fmm do primário. Assim, a componente do fluxo de fugas referente ao ensaio em carga não fica completamente definida com a distribuição do fluxo de fugas originada por este ensaio;
- de facto, este ensaio fornece as admitâncias de transferência de curto-circuito entre o enrolamento alimentado e os outros dois enrolamentos ( $Y_{ab}$  e  $Y_{as}$ ). Estas admitâncias

fazem parte da rede em malha equivalente do transformador, Fig. 3.31(c), normalmente utilizada na teoria dos transformadores com múltiplos enrolamentos [264], [272]. Note-se também que a rede em malha equivalente apenas fica completamente definida se for efectuado outro ensaio em curto-circuito, idêntico ao anterior mas com outro enrolamento alimentado, por forma a determinar  $Y_{bs}$ ;

- as admitâncias de transferência de curto-circuito representam apenas as características vistas aos terminais do transformador, não estando necessariamente associadas a qualquer enrolamento. Por exemplo, com os resultados ilustrados na Fig. 3.32(b) a admitância  $Y_{ab}$  tomaria um valor negativo, o que, apesar de poder-se associar-lhe um significado físico [272], dificulta a caracterização das admitâncias de curto-circuito na condição de avaria.
- quando se utiliza um número de espiras  $N_b$  reduzido as resistências de contacto das ligações e as características não-ideais dos condutores e aparelhos de medida influenciam de forma significativa os resultados obtidos. Por outro lado, quando se utiliza um número de espiras  $N_a$  reduzido a corrente de excitação toma valores elevados e não desprezáveis, o que provoca dificuldades adicionais na correcta determinação das admitâncias de curto-circuito. Estas limitações, de índole prática, impedem uma análise rigorosa das relações causa-efeito.

Esta estratégia não foi portanto utilizada devido aos inconvenientes que apresenta. Para caracterizar as indutâncias de fugas em função da posição, severidade e progressão da avaria optou-se por utilizar o ensaio esquematizado na Fig. 3.33(a), onde as espiras em defeito são ligadas em série (adição) com o enrolamento secundário, impondo assim que as forças magnetomotrices resultantes estejam em oposição com a fmm indutora, Fig. 3.32(c).

As indutâncias de fugas podem também ser determinadas utilizando três ensaios em curto-circuito convencionais, onde em cada um deles se alimenta um enrolamento e se curto-circuita apenas um dos outros, Fig. 3.33(b). Esta estratégia permite aplicar a teoria do transformador multicircuito e obter um circuito equivalente para as indutâncias de fugas. Obviamente, os resultados obtidos com a utilização dos esquemas da Fig. 3.33(a) e da Fig. 3.33(b) terão de ser consistentes.

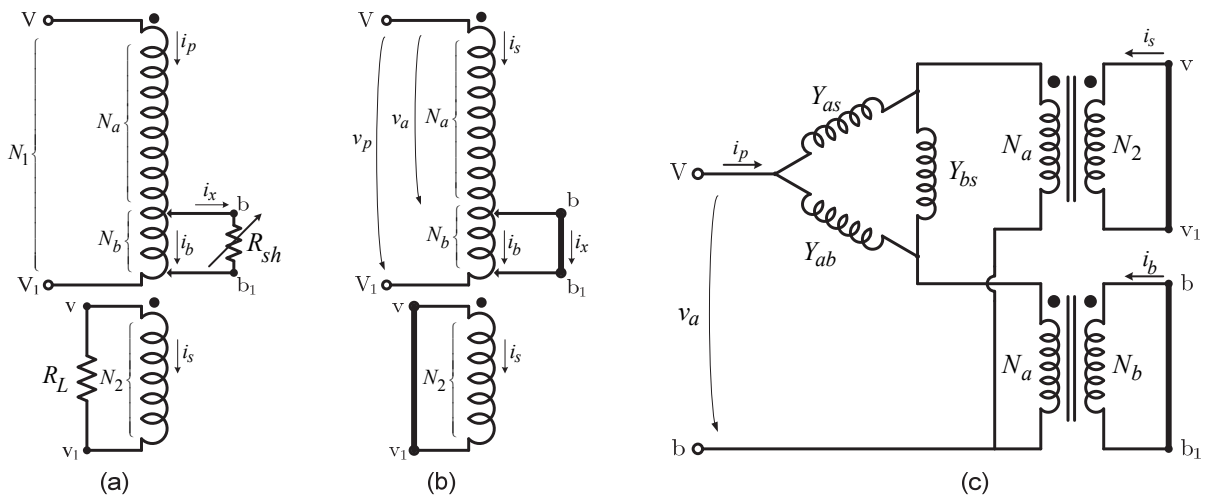


Fig. 3.31: (a) Esquema do ensaio em carga; (b) esquema de ensaio em curto-circuito para obtenção das admitâncias de curto-circuito, (c) rede em malha equivalente. (Esquemas por fase.)

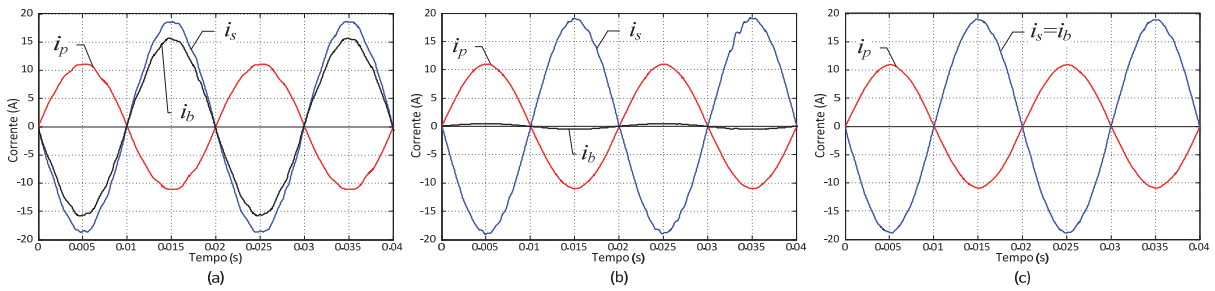


Fig. 3.32: Forma de onda das correntes nos enrolamentos para o caso de: (a) ensaio em carga, esquema da Fig. 3.31(a); (b) ensaio em curto-circuito da Fig. 3.31(b), (c) ensaio em curto-circuito da Fig. 3.33(a).

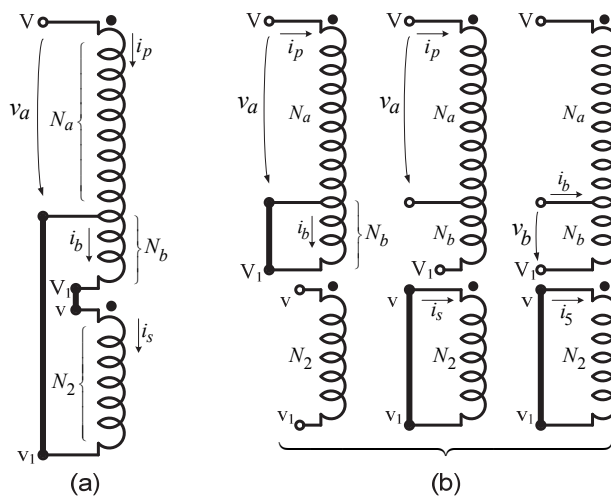


Fig. 3.33: (a) Esquema de ensaio em curto-circuito adição-série, (b) Esquemas de ensaio curto-circuito convencionais. (Esquemas por fase.)

### 3.1.4.6.2 Cálculo analítico da indutância de fugas

No passado foram propostas várias fórmulas para calcular as indutâncias de fugas de transformadores a partir das dimensões geométricas. Muitas dessas propostas utilizam hipóteses simplificativas, por forma a manter num nível razoável o grau de complexidade do cálculo. Habitualmente as fórmulas propostas dependem do tipo de enrolamentos, concêntricos ou alternados. Para o caso de bobinas cilíndricas e concêntricas utilizam-se as seguintes hipóteses simplificativas [3], [264]:

- as bobinas têm a mesma altura,  $h$ ;
- o fluxo de fugas fecha-se através dos enrolamentos e do espaço entre eles, sendo paralelo ao eixo das bobinas;
- assume-se que o fluxo se dispersa rapidamente nas zonas acima e abaixo dos enrolamentos, fechando-se maioritariamente pelo núcleo de ferromagnético. Admite-se assim que as bobinas estão rodeadas por ferro com permeabilidade infinita;
- a corrente de excitação é desprezada, ou seja:

$$N_1 I_p + N_2 I_s = 0 \quad (3.87)$$

Fazendo uso destas hipóteses pode obter-se a distribuição da força magnetomotriz, em p.u., representada na Fig. 3.34 para o caso da disposição dos enrolamentos do transformador em estudo (bobinas cilíndricas e concêntricas). Em [272] foi utilizada a técnica da potência reactiva para obter uma expressão genérica da indutância de fugas para esta configuração geométrica das bobinas:

$$L_{\sigma(ax)} = K_{\sigma(ax)} \frac{N_p^2 \mu_0}{h} \sum_{k=1}^n \left[ m_k^2 \cdot g_k \cdot l_{gk} + \left( m_k^2 + m_{k-1}^2 + m_k \cdot m_{k-1} \right) \cdot \frac{w_k \cdot l_{wk}}{3} \right] \quad (3.88)$$

onde  $\mu_0$  é a permeabilidade magnética do vazio,  $n$  é o número de camadas verticais (7 no caso do transformador em estudo),  $l_{gk}$  é o perímetro médio do espaço entre as bobinas  $k$  e  $k+1$ ,  $l_{wk}$  é o perímetro médio da bobina  $k$ ,  $g_k$  é a largura do espaço entre as bobinas  $k$  e  $k+1$ ,  $w_k$  é a largura da bobina  $k$ ,  $m_k$  é a fmm (em p.u.) que actua no espaço entre as bobinas  $k$  e  $k+1$  e  $N_p$  é o número de espiras do enrolamento em consideração (neste caso  $N_p = N_1$ ). O factor de

correção de Rogowski,  $K_{\sigma(ax)}$ , é utilizado para tomar em consideração a influência do núcleo ferromagnético e a dispersão do fluxo junto das zonas superior e inferior dos enrolamentos.

A Fig. 3.35 ilustra uma vista de topo da estrutura das bobinas do transformador utilizado. Nesta situação particular as bobinas não são cilíndricas pelo que o seu perímetro médio é aproximado a:

$$l_{wk} = 2\pi r_{wk} + 2l_p + 2l_c \quad (3.89)$$

De forma análoga, o perímetro médio do espaço entre as bobinas vem:

$$l_{gk} = 2\pi r_{gk} + 2l_p + 2l_c \quad (3.90)$$

A expressão (3.88) pode ser simplificada caso se considerem apenas duas bobinas concêntricas (Fig. 3.29) resultando na expressão mais usual:

$$L_{\sigma(ax)} = N_p^2 \frac{\mu_0 l_m \left( g + w_1/3 + w_2/3 \right)}{h} = N_p^2 P_{\sigma(eq)} \quad (3.91)$$

onde se aproximaram os perímetros das duas bobinas e do correspondente espaço entre elas a um perímetro médio ( $l_m \approx l_g \approx l_{w1} \approx l_{w2}$ ) e se considerou por simplicidade  $K_{\sigma(ax)} \approx 1$ . A expressão (3.91) relaciona a indutância de curto-circuito com uma permeância equivalente de fugas, Fig. 3.29(b), expressa por:

$$P_{\sigma(eq)} = \mu_0 \frac{l_m \left( g + w_1/3 + w_2/3 \right)}{h} = \mu_0 \frac{S_{\sigma(eq)}}{l_{\sigma(eq)}} \quad (3.92)$$

onde se considera um circuito magnético com comprimento  $h$  e uma secção definida por  $l_m(g + w_1/3 + w_2/3)$ , Fig. 3.29(b). A relativa simplicidade da expressão para a indutância de fugas deriva da facilidade com que esta permeância de fugas é definida geometricamente.

A expressão (3.88) pode ser adaptada ao caso de bobinas alternadas, Fig. 3.36, onde apenas se considera a componente radial do fluxo:

$$L_{\sigma(rad)} = K_{\sigma(rad)} \frac{N_p^2 \mu_0 l_m}{w} \sum_{k=1}^n \left[ m_k^2 \cdot g_k + \left( m_k^2 + m_{k-1}^2 + m_k \cdot m_{k-1} \right) \cdot \frac{h_k}{3} \right] \quad (3.93)$$

Note-se que em (3.93) o perímetro médio,  $l_m$ , é igual para todas as bobinas e espaços entre bobinas.

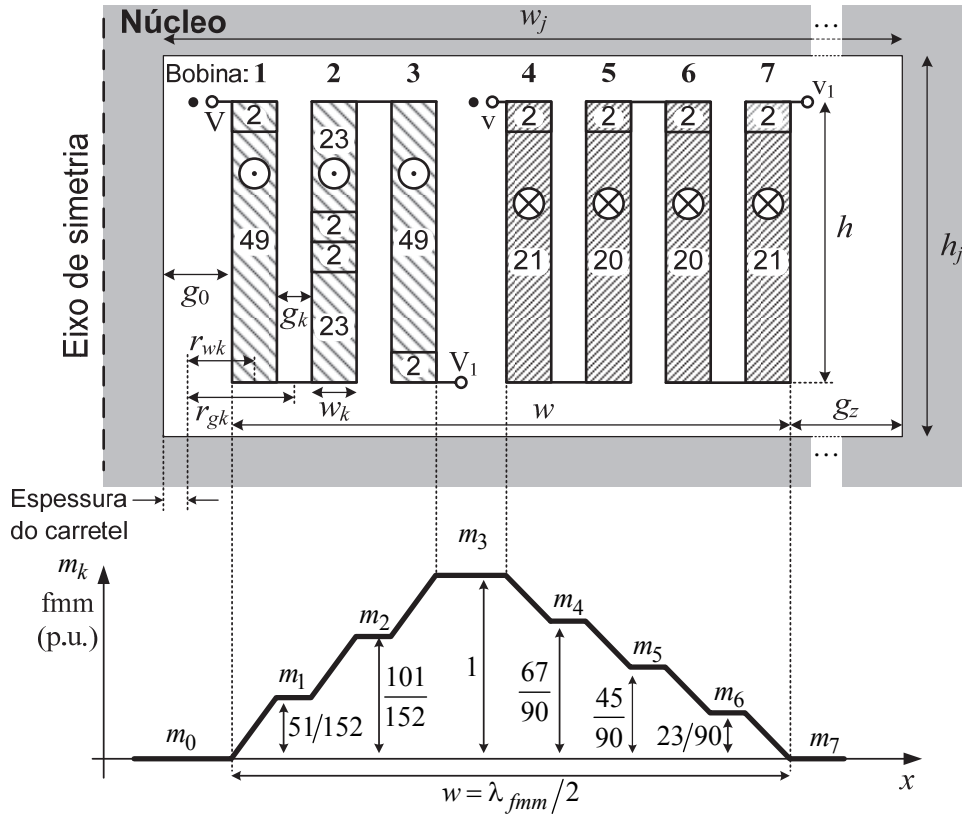


Fig. 3.34: Estrutura geométrica dos enrolamentos e distribuição de fmm de fugas (em p.u.) para o caso de bobinas concêntricas (configuração axial, referente ao transformador em estudo).

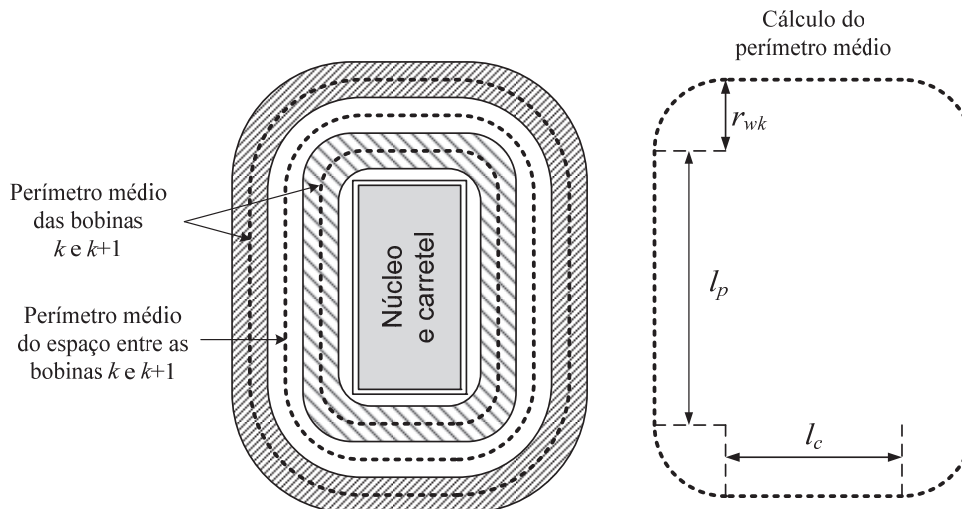


Fig. 3.35: Vista de topo dos enrolamentos e cálculo do perímetro médio.



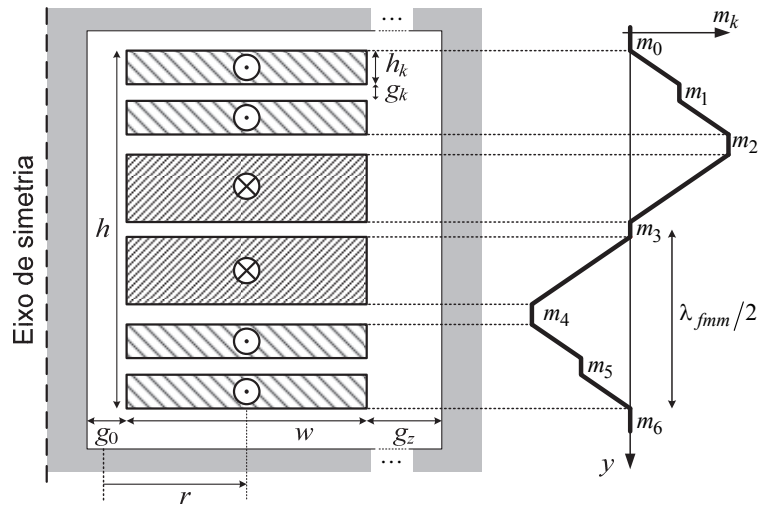


Fig. 3.36: Estrutura geométrica dos enrolamentos e distribuição de fmm de fugas (p.u.) para o caso de bobinas alternadas (configuração radial).

A ocorrência do curto-circuito entre espiras vai provocar uma forte assimetria na distribuição do fluxo magnético, originando componentes de fluxo axial e radial. Não é possível nestas condições definir uma permeância de fugas equivalente idêntica a (3.92) e as equações (3.88) e (3.93) não são válidas. O desenvolvimento de uma fórmula genérica para esta disposição dos enrolamentos pode ser extremamente complexa e laboriosa.

Um método engenhoso e prático de lidar com estes problemas foi proposto por Stephens [273] (e depois adoptado e tratado com maior detalhe por Boyajian [272]), que consiste basicamente em calcular separadamente as duas componentes, axial e radial, utilizando (3.88) e (3.93), e depois somá-las, resultando, muito aproximadamente, a indutância de fugas total. A Fig. 3.37 ilustra o princípio básico do método, utilizando uma representação simplificada dos enrolamentos, para o caso da ocorrência de uma avaria na zona intermédia do enrolamento primário. A componente axial é obtida dividindo o enrolamento afectado em duas bobinas, referentes às espiras com e sem defeito. Estas duas parcelas são distribuídas uniformemente ao longo do eixo axial, resultando numa configuração concêntrica cuja indutância de fugas pode ser calculada através de (3.88). Assume-se densidade de corrente constante na área dos enrolamentos e uma distribuição uniforme das espiras. Da análise da Fig. 3.37 resulta:

$$N_1 = N_b + N_{a1} + N_{a2} \quad (3.94)$$

$$N_p = N_a = N_{a1} + N_{a2} \quad (3.95)$$

$$N_s = N_b + N_2 \quad (3.96)$$

$$\frac{h_{a1}}{h} = \frac{N_{a1}}{N_a + N_b} \quad (3.97)$$

$$\frac{h_{a2}}{h} = \frac{N_{a2}}{N_a + N_b} \quad (3.98)$$

$$\frac{w_a}{w_p} = \frac{N_a}{N_a + N_b} \quad (3.99)$$

$$\frac{h_b}{h} = \frac{w_b}{w_p} = \frac{N_b}{N_a + N_b} \quad (3.100)$$

A relação entre a corrente no primário e secundário vem agora:

$$N_p I_p + N_s I_s = 0 \Rightarrow N_a I_p + (N_b + N_2) I_s = 0 \quad (3.101)$$

A Fig. 3.38 ilustra a sequência de passos do processo para obter a componente radial da distribuição da força magnetomotriz de fugas, para o caso da ocorrência de uma avaria na zona intermédia do enrolamento primário. Inicialmente todas as correntes são convertidas a uma base comum. De seguida o enrolamento secundário é dividido em três segmentos, com as mesmas dimensões das parcelas com e sem defeito do enrolamento primário. A fmm de cada segmento é então determinada assumindo uma distribuição uniforme dos ampere-espira nos enrolamentos. Finalmente somam-se as fmm dos segmentos correspondentes dos dois enrolamentos, resultando:

$$N_{Ra1} = N_{a1} \frac{N_b (N_1 + N_2)}{N_1 (N_b + N_2)} \quad (3.102)$$

$$N_{Rb} = -N_a \frac{N_b (N_1 + N_2)}{N_1 (N_b + N_2)} \quad (3.103)$$

$$N_{Ra2} = N_{a2} \frac{N_b (N_1 + N_2)}{N_1 (N_b + N_2)} \quad (3.104)$$

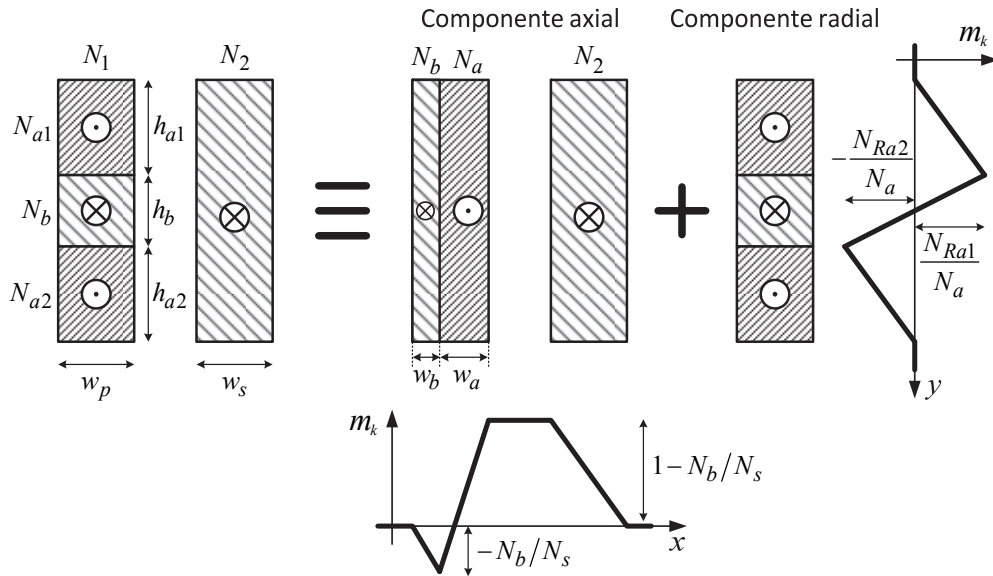


Fig. 3.37: Representação dos enrolamentos, em função das componentes axial e radial, para o caso da ocorrência de uma avaria na zona intermédia do enrolamento primário.

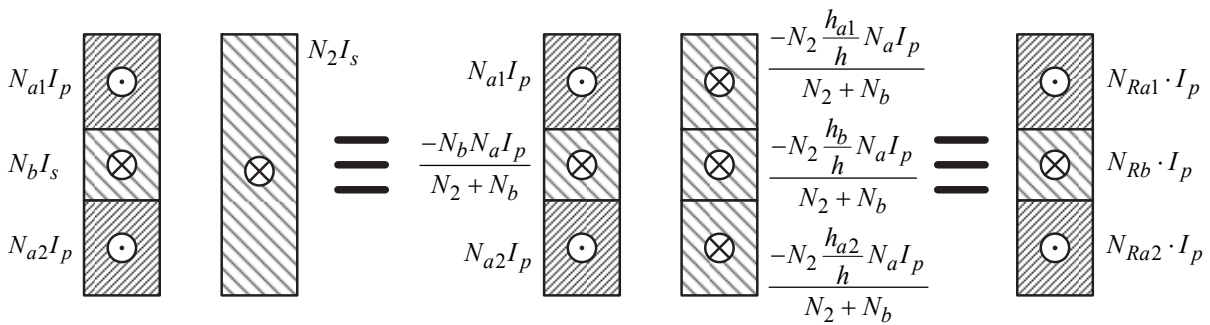


Fig. 3.38: Procedimento para a obtenção da componente radial a distribuição radial da fmm radial de fugas para o caso da ocorrência de uma avaria na zona intermédia do enrolamento primário.

A componente radial da indutância de fugas pode agora ser calculada utilizando (3.93).

A indutância total é obtida somando as componentes axial e radial:

$$L_{\sigma} = L_{\sigma(ax)} + L_{\sigma(rad)} \tag{3.105}$$

Os resultados obtidos com o cálculo analítico das indutâncias de fugas foram validados experimentalmente utilizando as tomadas disponíveis nos enrolamentos do transformador. Por forma a simplificar a análise foram efectuados ensaios monofásicos, utilizando os enrolamentos localizados na coluna central do núcleo magnético. Nestas condições o transformador assume uma configuração do tipo couraçado e o factor de correcção de

Rogowski, para as duas componentes axial e radial (notação segundo Fig. 3.34 e Fig. 3.36, respectivamente), vem [272]:

$$K_{\sigma(ax)} = 1 - \frac{1 - e^{-\frac{2\pi h}{\lambda_{fmm}}}}{2\pi h / \lambda_{fmm}} \left\{ 1 - \frac{1 - e^{-\frac{2\pi h}{\lambda_{fmm}}}}{2e^{\frac{4\pi g_0}{\lambda_{fmm}}}} \left[ \frac{l_2}{l_m} + \frac{l_1}{l_m} \left( 1 + e^{-\frac{2\pi(g_z - g_0)}{\lambda_{fmm}}} \right) \right] - \frac{l_1}{l_m} e^{-\frac{2\pi(h + 2g_z + 2g_0)}{\lambda_{fmm}}} \right\} \quad (3.106)$$

$$K_{\sigma(rad)} = 1 - \frac{1 - e^{-\frac{2\pi w}{\lambda_{fmm}}}}{2\pi w / \lambda_{fmm}} \left\{ 1 - \frac{1 - e^{-\frac{2\pi w}{\lambda_{fmm}}}}{2e^{\frac{4\pi g_0}{\lambda_{fmm}}}} \left[ \frac{l_2}{l_m} + \frac{l_1}{l_m} \left( 1 + e^{-\frac{2\pi(g_z - g_0)}{\lambda_{fmm}}} \right) \right] - \frac{l_1}{l_m} e^{-\frac{2\pi(h + 2g_z + 2g_0)}{\lambda_{fmm}}} \right\} \quad (3.107)$$

sendo  $g_0$  e  $g_z$  as distâncias do ferro à bobina nos lados interior e exterior, respectivamente,  $\lambda_{fmm}$  o comprimento de onda da distribuição da fmm de fugas,  $l_m$  o perímetro médio das bobinas,  $l_1$  a parte do perímetro que possui ferro nos dois lados e  $l_2$  a parcela restante do perímetro.

A validação experimental da metodologia anteriormente apresentada só pode ser efectuada nalguns casos pontuais, devido à localização fixa das tomadas nos enrolamentos. Assim, para conseguir efectuar uma verificação de resultados mais completa optou-se por utilizar também um modelo de elementos finitos (FEM: *Finite Element Method*) do transformador. Para o efeito foi utilizado o programa *Finite Element Method Magnetics* (FEMM) [274], que permite resolver problemas electrostáticos e magnetostáticos em 2D.

### 3.1.4.6.3 Modelo de elementos finitos

O programa FEMM é um pacote computacional de utilização livre que permite a solução de problemas electrostáticos e magnéticos de baixa frequência, planares em duas dimensões ou com simetria de eixos, através do método dos elementos finitos. A impossibilidade de ligar o sistema magnético modelado a um circuito eléctrico externo que estabeleça as grandezas eléctricas de entrada constitui a principal limitação do programa. No caso em estudo esta desvantagem não é particularmente significativa, pois no ensaio em curto-circuito pode normalmente considerar-se, sem erro relevante, que as forças magnetomotrizes têm amplitudes iguais e sentido oposto. A estrutura geométrica e as propriedades magnéticas dos materiais do transformador utilizado foram programadas no FEMM, Fig. 3.39.

A Fig. 3.39 ilustra a distribuição das linhas de fluxo e da densidade de fluxo para o caso de um ensaio em curto-circuito convencional. A distribuição de fluxo é significativamente

mais intensa na zona entre os enrolamentos primário e secundário, tendo uma disposição predominantemente axial. Na Fig. 3.39(c) pode observar-se a dispersão do fluxo de fugas na zona superior dos enrolamentos (que resulta em componentes radiais de fluxo), situação que não ocorre na zona intermédia, Fig. 3.39(d).

O programa FEMM inclui funcionalidades que permitem calcular rapidamente a energia magnética armazenada no campo magnético de fugas,  $W_{\sigma}$ , na zona envolvente aos enrolamentos. A indutância de fugas pode ser calculada utilizando a energia magnética [275]-[276]:

$$L_{\sigma(\text{FEM})} = \frac{2 \cdot W_{\sigma}}{I_p^2} \quad (3.108)$$

A Tabela 3.2 apresenta os valores da indutância de curto-circuito obtidos para o ensaio em curto-circuito convencional, sem avaria. Verifica-se que existe uma boa concordância entre os valores medidos e calculados, quer utilizando o método analítico, (3.88), quer o modelo de elementos finitos, (3.108).

#### 3.1.4.6.4 Caracterização da indutância de fugas com a posição e severidade da avaria

A Fig. 3.40 ilustra a influência da posição de uma avaria no enrolamento primário na distribuição das linhas de fluxo (exemplo referente a duas espiras afectadas na bobina 1, que constitui a camada mais próxima do núcleo). Utilizou-se aqui a simetria em torno da coluna central. A ocorrência da avaria origina componentes radiais de fluxo, que dependem da posição das espiras afectadas. Estas componentes radiais são mais intensas quando a avaria se localiza junto das zonas superior e inferior dos enrolamentos. Estes aspectos são também observáveis através da Fig. 3.41, onde se ilustra a variação da indutância de fugas com a posição vertical da avaria e com o número de espiras em defeito. A indutância de fugas possui valores mais elevados quando as espiras afectadas se encontram junto dos extremos das bobinas, devido à contribuição da sua componente radial.

Tabela 3.2: Indutância de curto-circuito, referida ao lado primário, condição sem defeito.

$L_{\sigma(\text{medido})}$ ( $\mu\text{H}$ )	$L_{\sigma(\text{FEM})}$ ( $\mu\text{H}$ )	$L_{\sigma(ax)}$ ( $\mu\text{H}$ )
655.2	657.5	653.5

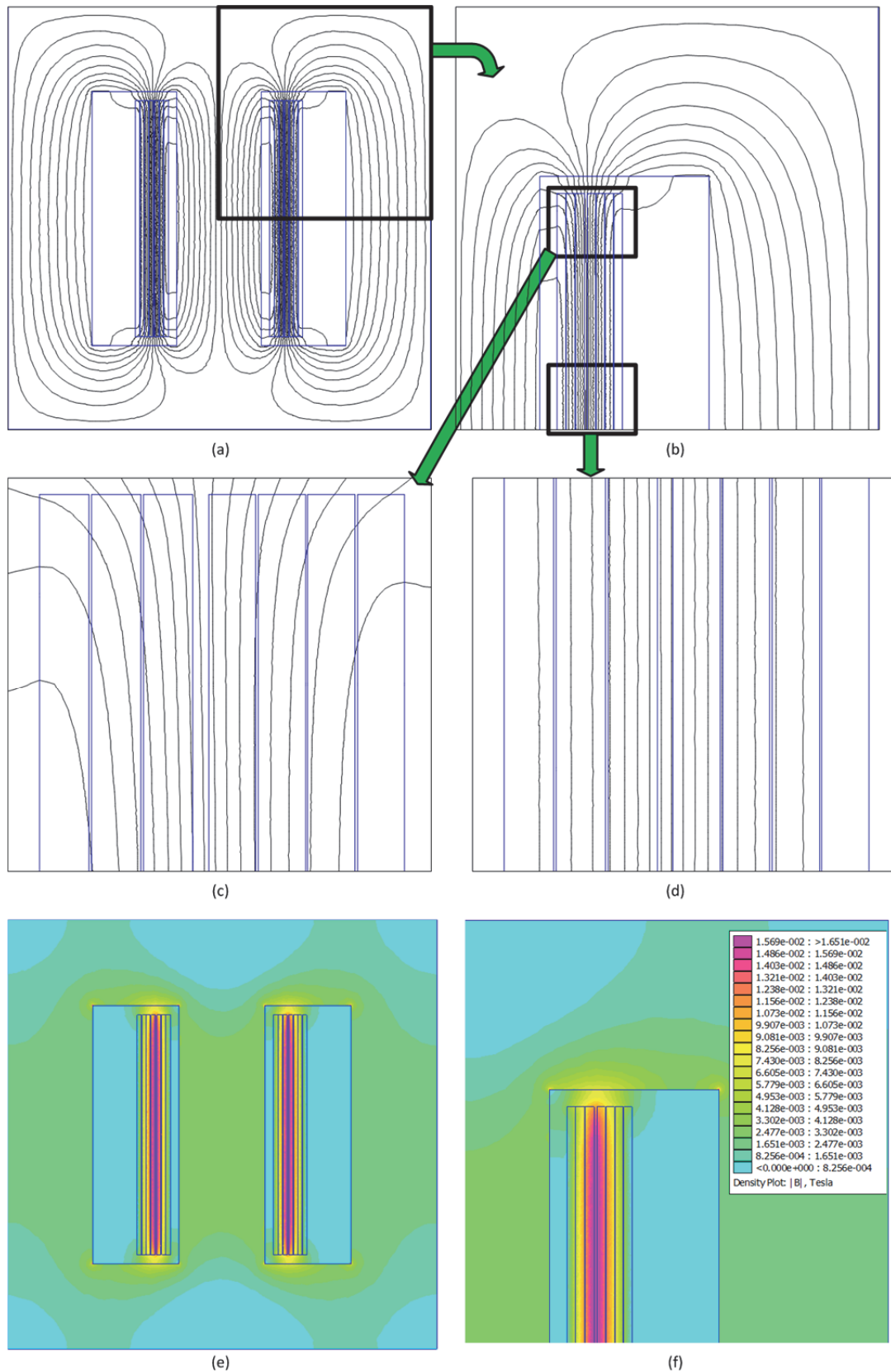


Fig. 3.39: (a) Linhas de fluxo no ensaio em curto-circuito convencional; (b) detalhe das linhas de fluxo no quadrante superior direito; (c) detalhe da zona superior dos enrolamentos; (d) detalhe da zona intermédia dos enrolamentos; (e) distribuição da densidade de fluxo; (f) detalhe da densidade de fluxo no quadrante superior direito.

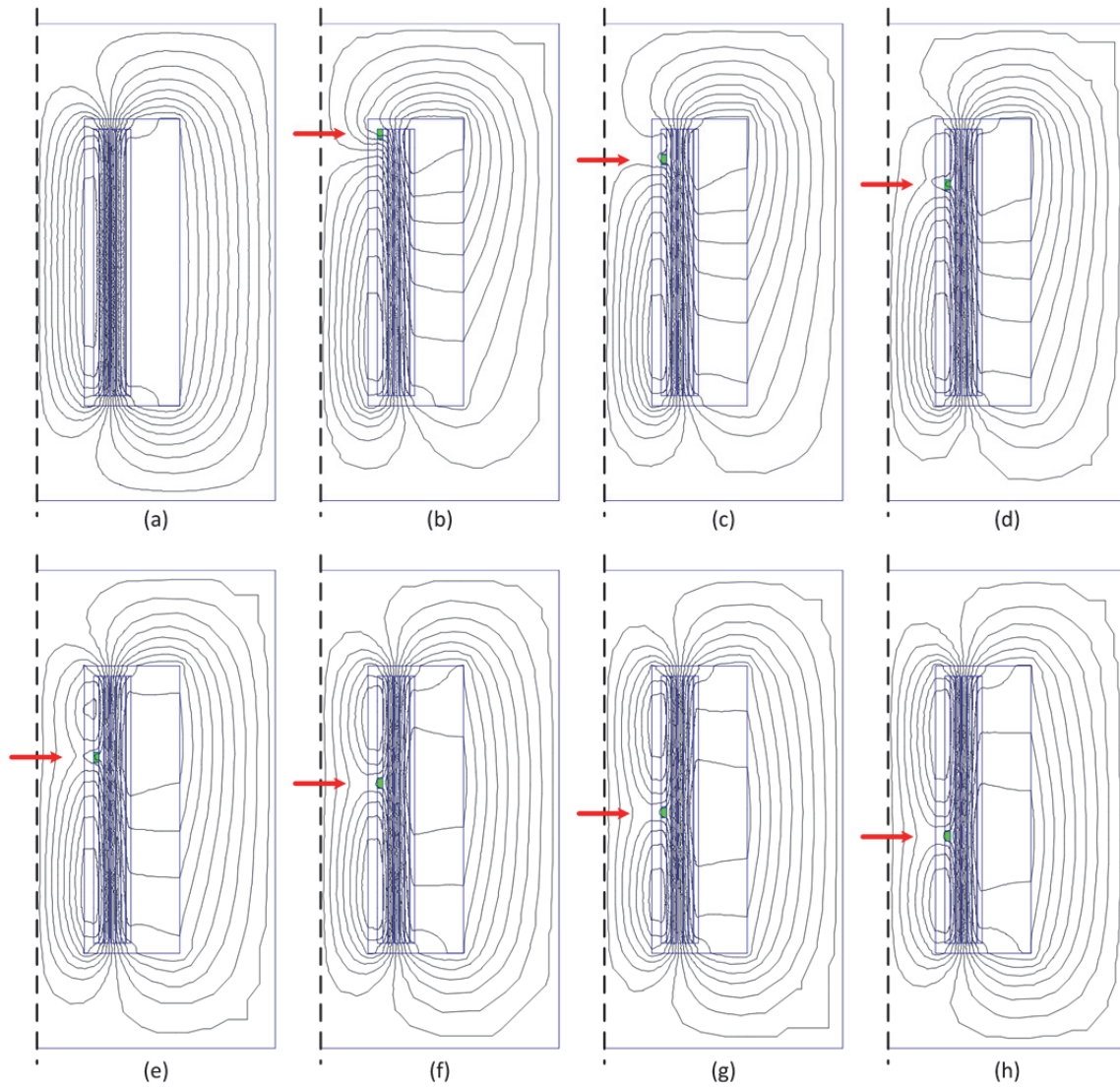


Fig. 3.40: Distribuição das linhas de fluxo: (a) ensaio em curto-circuito convencional, sem avaria; (b)-(h) influência da posição da avaria na distribuição das linhas de fluxo (duas espiras afectadas na bobina 1; localização vertical do defeito indicada pela seta; ensaio em curto-circuito adição-série do esquema da Fig. 3.33(a)).

A posição vertical do defeito não afecta de forma significativa a componente axial da indutância de fugas (no cálculo analítico aproximado não afecta de todo).

A assimetria da distribuição do fluxo de fugas aumenta com o número de espiras afectadas, existindo assim uma maior variação da indutância quando a localização do defeito é alterada ao longo da altura do enrolamento. No caso de avarias incipientes, com poucas espiras envolvidas ( $N_b = 2$ , por exemplo), a variação da indutância de fugas total é muito reduzida.

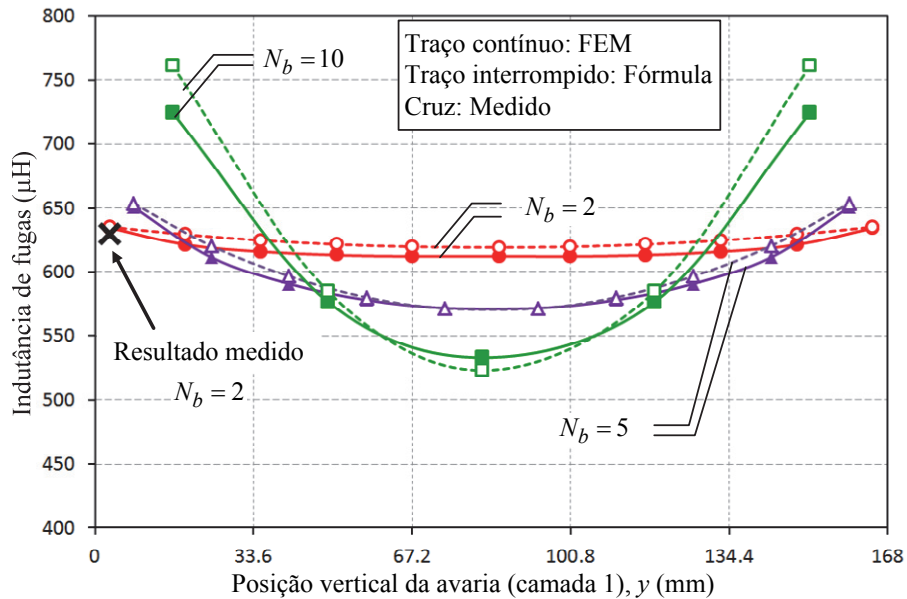


Fig. 3.41: Variação da indutância de fugas em função da posição vertical da avaria e do número de espiras em defeito (espiras afectadas na bobina 1; ensaio em curto-circuito adição-série do esquema da Fig. 3.33(a)).

A localização fixa das tomadas no transformador utilizado limita a obtenção de resultados experimentais, pelo que apenas um valor medido é apresentado (esquema de ligações, Fig. 3.33(a)). Verifica-se todavia que existe uma boa concordância entre o resultado medido e os correspondentes valores calculados através da fórmula (3.105) e do modelo de FEM, (3.108). O cálculo analítico e o modelo FEM fornecem globalmente resultados idênticos.

A Fig. 3.42 apresenta a evolução da distribuição das linhas do fluxo de fugas quando a avaria se propaga verticalmente na bobina 1, de cima para baixo. À medida que a avaria aumenta a distribuição do fluxo de fugas toma uma configuração predominantemente radial, que atinge o seu máximo quando a avaria afecta metade das espiras da camada vertical. A evolução da indutância de fugas para as mesmas condições é apresentada na Fig. 3.43. Verifica-se que inicialmente a indutância de fugas cresce, devido à contribuição da componente radial. É importante notar que este comportamento se opõe à progressão da avaria, pois tende a limitar a corrente de defeito. A componente radial da indutância de fugas atinge o seu máximo quando a avaria alcança o centro vertical da bobina e depois decresce de forma aproximadamente simétrica. Este padrão repete-se depois quando a avaria se expande para a bobina 2 (2.<sup>a</sup> camada vertical). A componente axial da indutância de fugas diminui rapidamente com a progressão da avaria, pois o número de espiras efectivo do primário decresce à medida que o defeito aumenta.



As diferenças entre os valores obtidos com o modelo FEM e o cálculo analítico devem-se predominantemente aos erros cometidos no cálculo da componente radial da indutância de fugas, pois é nesta componente que as aproximações são mais grosseiras, nomeadamente no que diz respeito ao comportamento das linhas de fluxo radiais.

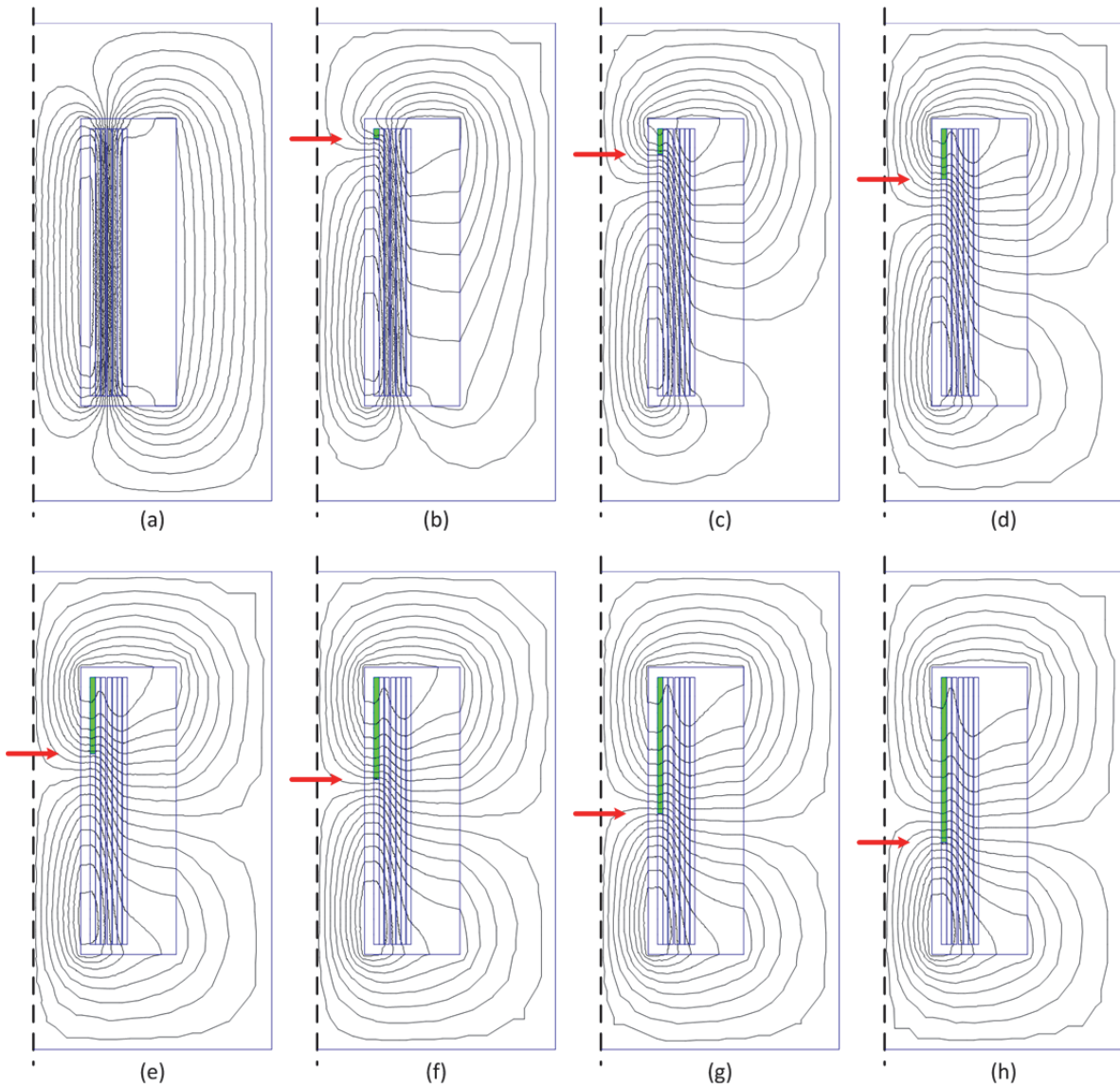


Fig. 3.42: (a) Distribuição das linhas de fluxo para o ensaio em curto-circuito convencional, sem avaria. Influência da progressão vertical da avaria, de cima para baixo, na distribuição das linhas de fluxo, para o seguinte número de espiras afectadas: (b) 2; (c) 5; (d) 10; (e) 15; (f) 20; (g) 26; (h) 31 (defeito na bobina 1; expansão vertical do defeito até ao local indicado pela seta; esquema da Fig. 3.33(a)).

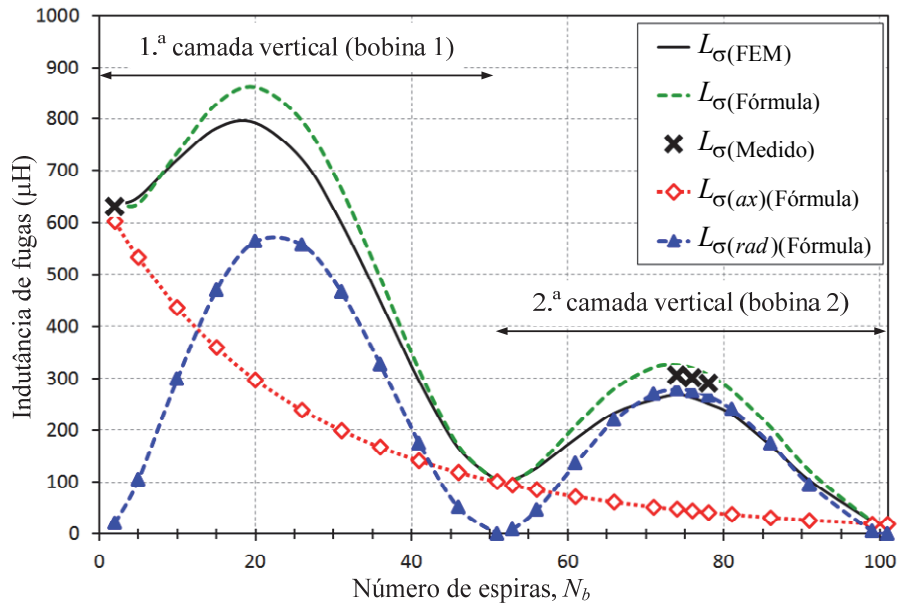


Fig. 3.43: Variação da indutância de fugas em função da progressão da avaria (a avaria iniciou-se na zona superior da 1.<sup>a</sup> camada e progride verticalmente, afectando depois a 2.<sup>a</sup> camada; esquema da Fig. 3.33(a)).

O método proposto para o cálculo analítico da indutância de fugas pode também ser aplicado, com as devidas adaptações, aos ensaios em curto-circuito convencionais da Fig. 3.33(b). A Fig. 3.44 ilustra a distribuição das linhas de fluxo, para cada um dos ensaios em curto-circuito, que tem configurações que se assemelham às anteriormente apresentadas na Fig. 3.42 (referentes ao ensaio adição-série). A correspondente variação da indutância de fugas em função do número de espiras  $N_b$  é apresentada na Fig. 3.45, com:

- $L_{\sigma(ab)}$ : indutância de fugas quando são alimentadas as  $N_a$  espiras e curto-circuitadas as  $N_b$  espiras;
- $L_{\sigma(as)}$ : indutância de fugas quando são alimentadas as  $N_a$  espiras e curto-circuitadas as  $N_2$  espiras;
- $L_{\sigma(bs)}$ : indutância de fugas quando são alimentadas as  $N_b$  espiras e curto-circuitadas as  $N_2$  espiras.

Os resultados experimentais e os resultados obtidos com o cálculo analítico e com o modelo FEM estão em razoável concordância entre si, podendo considerar-se que as fórmulas utilizadas permitem determinar, com uma aproximação razoável, as indutâncias de fugas do transformador na condição de avaria.

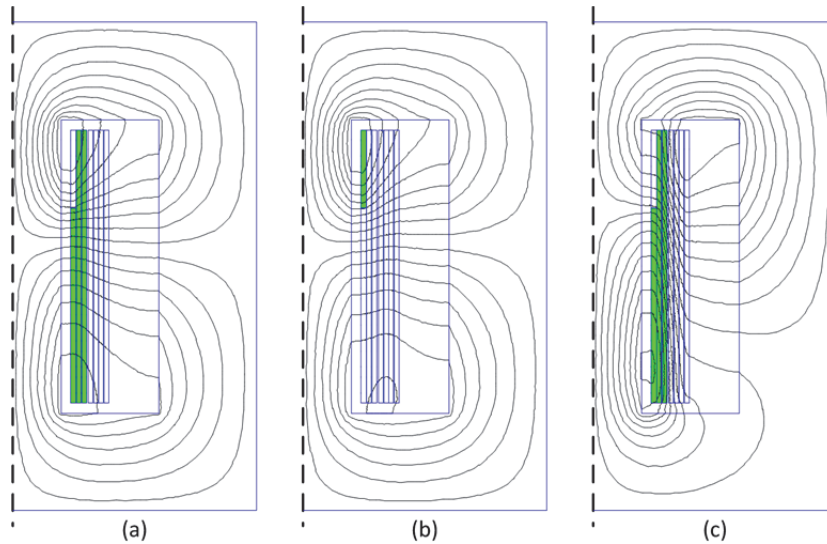


Fig. 3.44: Distribuição das linhas de fluxo para o ensaio em curto-circuito convencional com o esquema da Fig. 3.33(b), com: (a)  $N_a$  espiras alimentadas e  $N_b$  espiras em curto-circuito; (b)  $N_b$  espiras alimentadas e  $N_2$  espiras em curto-circuito; (c)  $N_a$  espiras alimentadas e  $N_2$  espiras em curto-circuito. ( $N_b=15$  espiras.)

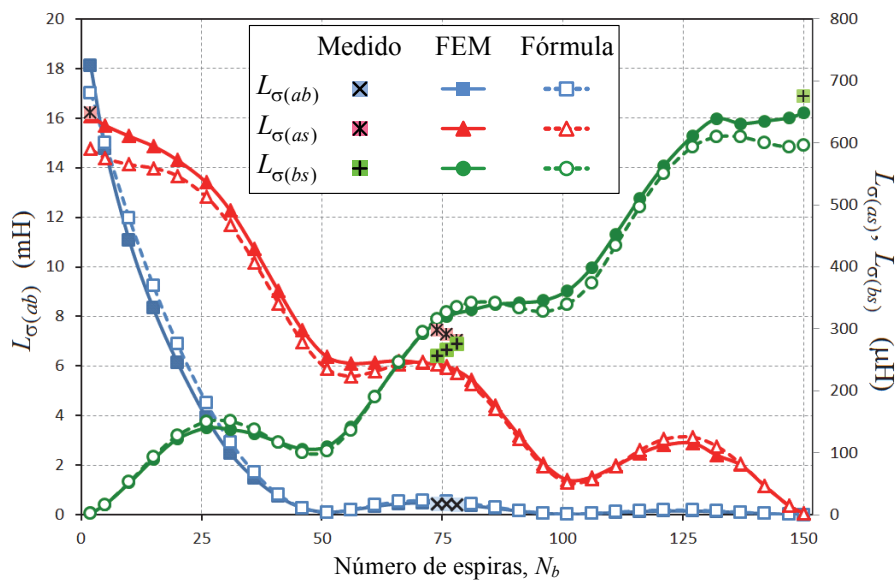


Fig. 3.45: Variação da indutância de fugas em função das  $N_b$  espiras (esquemas da Fig. 3.33(b)).

### 3.1.4.6.5 Circuito equivalente para as indutâncias de fugas

A obtenção de um circuito equivalente que represente as indutâncias de fugas não se revela também à partida uma tarefa fácil. A Fig. 3.46(a) ilustra uma representação simplificada das componentes do fluxo de fugas para o caso do ensaio em curto-circuito da Fig. 3.33(a). A Fig. 3.46(b) apresenta um esquema possível para representar a rede de permeâncias de fugas. Este circuito equivalente toma em consideração as componentes axial e radial do fluxo de fugas e exhibe já alguma complexidade, apesar de ter sido obtido com base numa distribuição de fluxos simplificada. As propriedades das quatro permeâncias de fugas

são extremamente difíceis de definir, mesmo de forma aproximada. A existência de componentes de fluxos de fugas comuns entre as permeâncias de fugas é um dos factores que contribui para a complexidade desta estrutura electromagnética. A determinação destas permeâncias, por via experimental ou por cálculo analítico, revela-se assim um problema de difícil resolução.

A Fig. 3.46(c) apresenta uma versão simplificada, onde se admite que existe apenas uma permeância de fugas associada a cada bobina, sem fluxos comuns. Este esquema vai resultar no tradicional circuito equivalente em estrela da Fig. 3.47, [3], [264], [272], [276]-[278], normalmente utilizado para representar o transformador de três enrolamentos. Os parâmetros deste circuito são calculados directamente a partir das indutâncias de fugas obtidas através dos ensaios em curto-circuito convencionais, com:

$$L_{\sigma a} = \frac{1}{2} \left[ L_{\sigma(ab)} + L_{\sigma(as)} - L_{\sigma(bs)} \left( \frac{N_a}{N_b} \right)^2 \right] \quad (3.109)$$

$$L'_{\sigma b} = \frac{1}{2} \left[ L_{\sigma(ab)} + L_{\sigma(bs)} \left( \frac{N_a}{N_b} \right)^2 - L_{\sigma(as)} \right] = L_{\sigma b} \left( \frac{N_a}{N_b} \right)^2 \quad (3.110)$$

$$L'_{\sigma s} = \frac{1}{2} \left[ L_{\sigma(as)} + L_{\sigma(bs)} \left( \frac{N_a}{N_b} \right)^2 - L_{\sigma(ab)} \right] = L_{\sigma s} \left( \frac{N_a}{N_2} \right)^2 \quad (3.111)$$

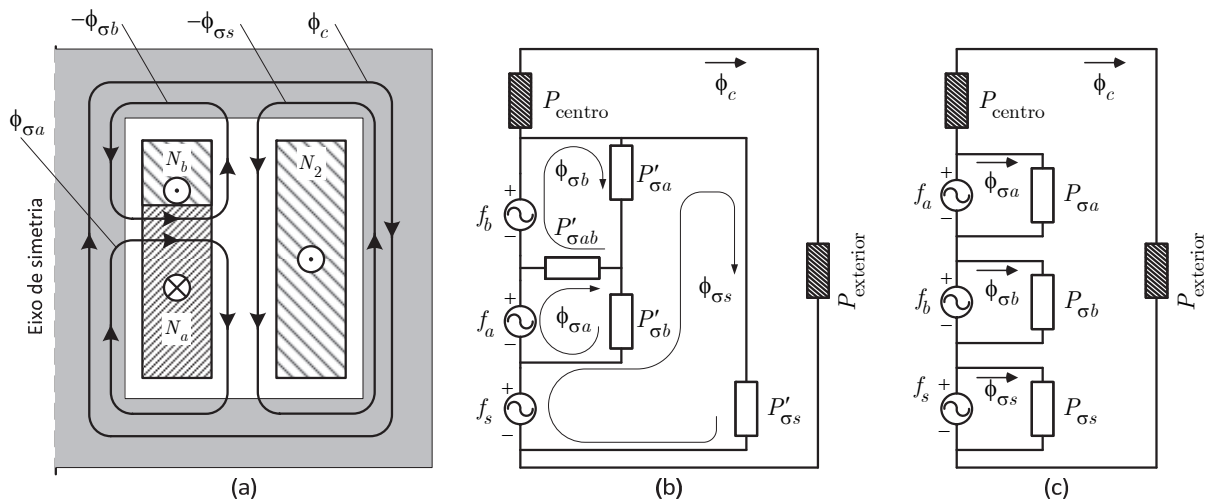


Fig. 3.46: (a) Componentes do fluxo de fugas associadas aos enrolamentos na condição de avaria; (b) circuito magnético equivalente; (c) circuito magnético equivalente simplificado.



$$L'_{\sigma 2} = L_{\sigma(bs)} \left( \frac{N_a}{N_b} \right)^2 \quad (3.113)$$

$$M'_{\sigma} = \frac{1}{2} \left[ L_{\sigma(as)} - L_{\sigma(ab)} - L_{\sigma(bs)} \left( \frac{N_a}{N_b} \right)^2 \right] \quad (3.114)$$

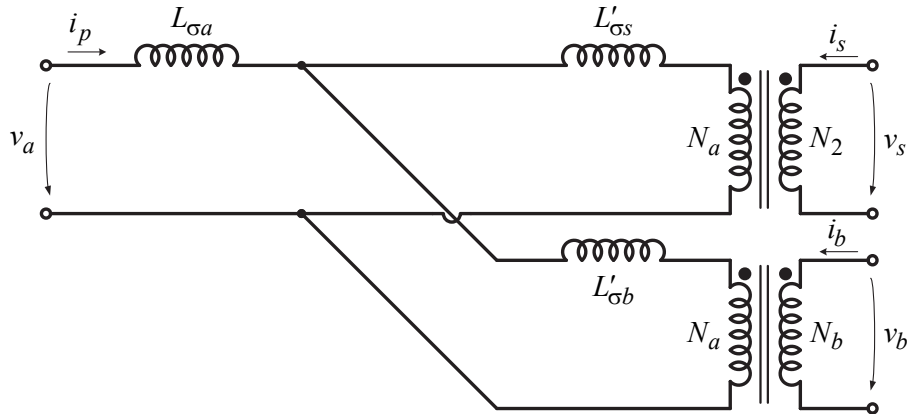


Fig. 3.47: Circuito equivalente convencional, em estrela, de um transformador de três enrolamentos.

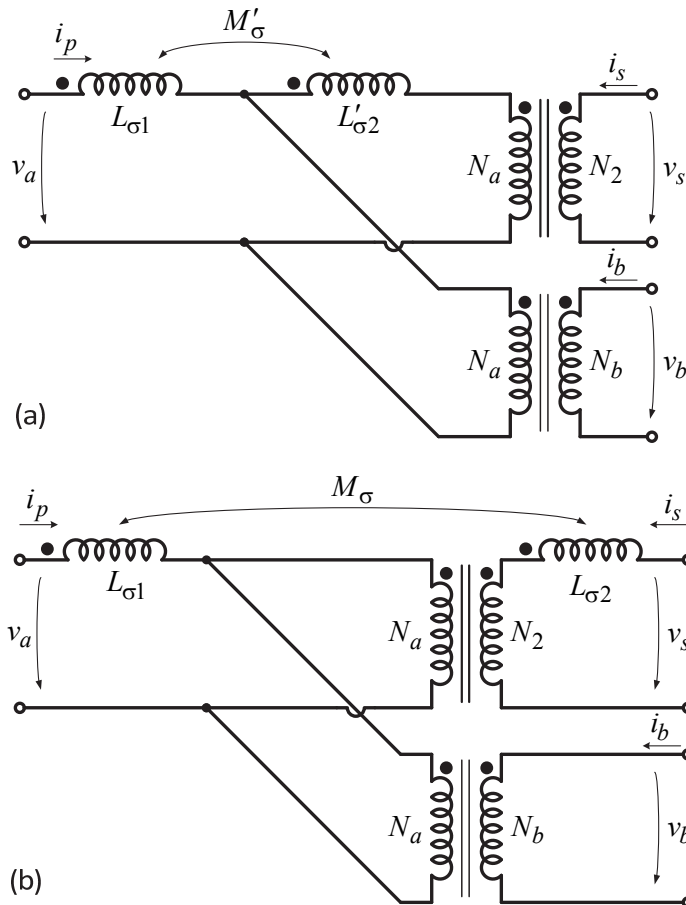


Fig. 3.48: Circuito equivalente alternativo de um transformador de três enrolamentos: (a) parâmetros referidos às  $N_a$  espiras; (b) parâmetros referidos a cada uma das bobinas.



Pode considerar-se ainda o caso onde as bobinas de  $N_a$  e  $N_b$  espiras são ligadas em série-adição e as  $N_2$  espiras são curto-circuitadas, Fig. 3.49(b). A indutância de fugas equivalente resulta:

$$L_{\sigma(a+b,s)} = L_{\sigma 1} + L'_{\sigma 2} \left( \frac{N_a + N_b}{N_a} \right)^2 + 2M'_{\sigma} \left( \frac{N_a + N_b}{N_a} \right) \quad (3.119)$$

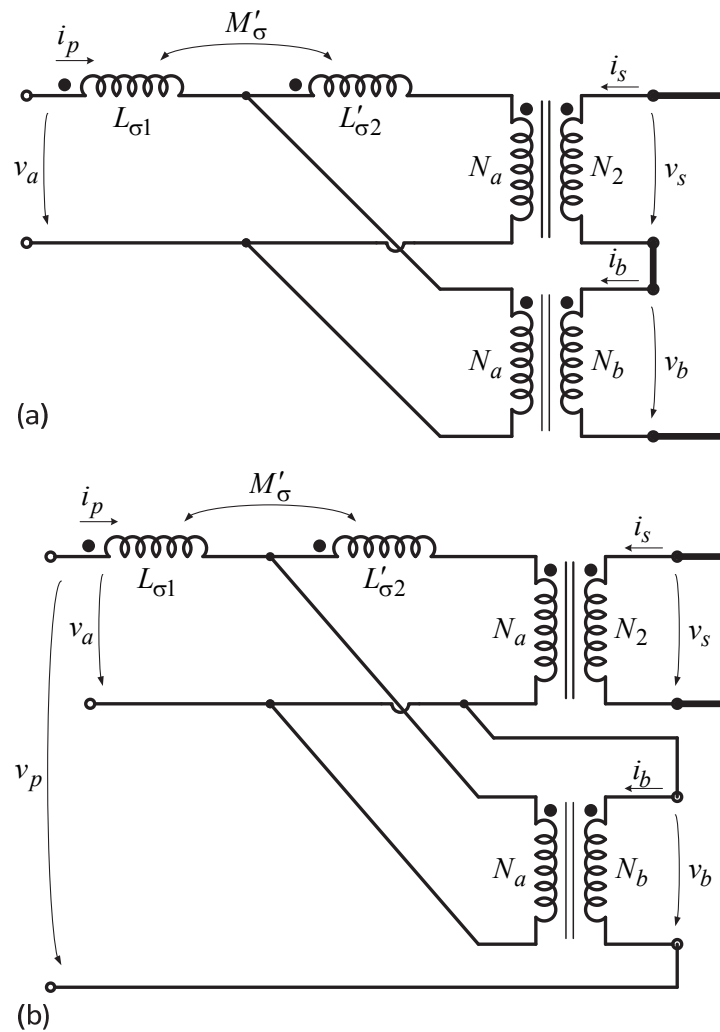


Fig. 3.49: (a) Utilização do circuito equivalente alternativo para realizar o ensaio: (a) em curto-circuito adição-série; (b) em curto-circuito convencional, sem defeito.



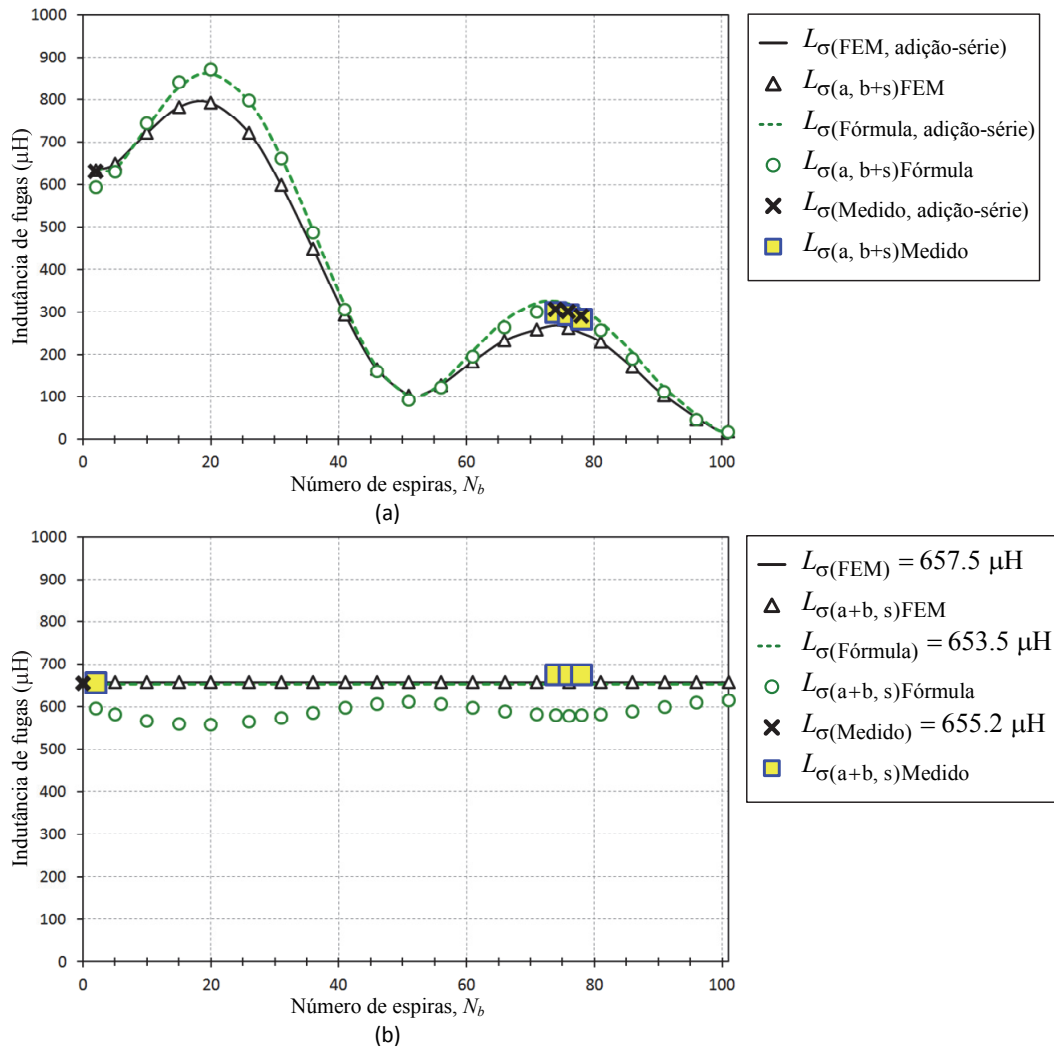


Fig. 3.50: Comparação das indutâncias de fugas calculadas directamente (resultados apresentados anteriormente na Fig. 3.43) ou através dos circuitos equivalentes da Fig. 3.49: (a) ensaio em curto-circuito adição-série; (b) ensaio em curto-circuito convencional, sem defeito.

Esta situação é equivalente ao ensaio em curto-circuito convencional, onde todas as espiras do enrolamento primário são alimentadas e todas as espiras do enrolamento secundário são colocadas em curto-circuito, devendo portanto resultar num valor de indutância de fugas constante, independente de  $N_b$ , e igual ao valor obtido na condição de funcionamento sem avaria. A Fig. 3.50(b) apresenta os resultados correspondentes, verificando-se que os valores obtidos com o modelo de elementos finitos seguem rigorosamente o valor de referência fornecido na Tabela 3.2. No caso do cálculo analítico os resultados apresentam oscilações provocadas pelas mesmas aproximações já referidas anteriormente. Nesta situação verifica-se uma maior diferença entre os valores calculados e esperados, uma vez que os valores determinados com (3.119) resultam da subtracção entre duas grandezas com valor idêntico e elevado, o que resulta em erros relativos mais significativos, entre 5% e 10% em relação ao

valor exacto. Dada a complexidade do problema consideram-se como razoáveis os erros associados ao cálculo analítico das indutâncias de fugas e respectivo circuito equivalente.

#### 3.1.4.6.6 Método simplificado para o cálculo das indutâncias de fugas

Na análise de muitas situações de avaria não existe a necessidade (ou a possibilidade, por falta dos dados exigidos) de tomar em consideração a localização e geometria exactas das espiras em curto-circuito. Nestas condições o cálculo das indutâncias de fugas terá de ser simplificado, sendo imprescindível adoptar algumas aproximações, à partida menos rigorosas, por forma a conseguir efectuar a determinação analítica destes parâmetros. Admite-se que se conhece a seguinte informação:

- A indutância de curto-circuito,  $L_{\sigma CC}$ , determinada através do respectivo ensaio ou da chapa de características;
- o enrolamento em defeito;
- o número de espiras em curto-circuito,  $N_b$ ;
- o número de camadas dos enrolamentos,  $k_v$ . Esta informação não é essencial, podendo considerar-se o caso mais simples onde cada enrolamento possui apenas uma camada;
- a altura e a largura dos enrolamentos ( $h$  e  $w$ , Fig. 3.51). Caso não sejam conhecidos estes parâmetros podem ser estimados com base em relações normalizadas e nas características nominais da máquina. Como primeira aproximação estas dimensões podem expressar-se em função da altura e largura da janela do núcleo ( $h_j$  e  $w_j$ , respectivamente, Fig. 3.34):

$$h \approx h_j \quad (3.120)$$

$$w \approx \frac{w_j}{2} \quad (3.121)$$

Em (3.120) e (3.121) considerou-se unitário o factor de utilização da janela do núcleo. A secção efectiva das colunas do circuito magnético, expressa em  $m^2$ , está directamente relacionada com a potência do transformador:

$$S_{fe} = K_{AS} \sqrt{S_{fase(MVA)}} \quad (3.122)$$

onde  $S_{fase(MVA)}$  é a potência aparente do transformador por fase, expressa em MVA, e  $K_{AS}$  é um factor de projecto dos transformadores com valores típicos indicados na Tabela 3.3 [223]. Para um núcleo de três colunas os valores de  $h_j$  e  $w_j$  podem ser expressos como:

$$h_j = K_{hj} \sqrt{\frac{4S_{fe}}{\pi}} \quad (3.123)$$

$$w_j = \frac{K_{wj} - 3}{2} \sqrt{\frac{4S_{fe}}{\pi}} \quad (3.124)$$

onde  $K_{hj}$  e  $K_{wj}$  são factores cujos valores típicos são apresentados na Tabela 3.4, [223]. Para enrolamentos concêntricos a relação  $h_j/w_j$  varia normalmente entre três e quatro, podendo atingir seis para transformadores com tensões muito elevadas [285].

Utilizando (3.120) e (3.121) a relação  $h/w$  vem:

$$\frac{h}{w} \approx 2 \frac{h_j}{w_j} = 4 \frac{K_{hj}}{K_{wj} - 3} \quad (3.125)$$

As relações (3.120)–(3.125) são aproximadas podendo ser necessário recorrer a um processo iterativo, por tentativa e erro, para conseguir obter resultados com exactidão aceitável (erros inferiores a 10%, [223]).

Tabela 3.3: Gama de valores típicos de  $K_{AS}$  [223].

Tipo de transformador	Gama de valores de $K_{AS}$
Transformadores elevadores de centrais	0.056 – 0.075
Transformadores de subestações e autotransformadores	0.045 – 0.069
Transformadores de distribuição	0.055 – 0.1

Tabela 3.4: Valores típicos de  $K_{hj}$  e  $K_{wj}$  para um núcleo trifásico de três colunas [223].

Gama de valores de $K_{hj}$	Gama de valores de $K_{wj}$
4.0 – 4.5	7.0 – 9.0

Em funcionamento normal (sem avaria) o valor aproximado da indutância de fugas pode ser determinado pela expressão simplificada (3.91), que se considera igual à indutância obtida no ensaio em curto-circuito:

$$L_{\sigma CC} = K_{\sigma(ax)} N_1^2 \frac{\mu_0 l_m}{h} \left( g + \frac{w_p + w_s}{3} \right) \quad (3.126)$$

Na Fig. 3.51 considera-se um exemplo onde as espiras em defeito se encontram localizadas no topo do enrolamento primário. À semelhança dos casos anteriores continua a admitir-se que as espiras se encontram uniformemente distribuídas na área dos enrolamentos. Assim, a zona da avaria possui uma secção proporcional ao número de espiras afectadas:

$$\frac{S_b}{S_1} = \frac{w_b h_b}{w_p h} = \frac{N_b}{N_1} \quad (3.127)$$

onde  $S_b$  representa a área das espiras em defeito e que  $S_1$  representa a área total do enrolamento primário. A localização e geometria ( $w_b$  e  $h_b$ ) podem ser livremente escolhidas, desde que se satisfaça  $S_b = w_b h_b$ . Por simplicidade deverá escolher-se um valor de  $w_b$  que seja igual à espessura de uma camada vertical. Por exemplo, na Fig. 3.51 utilizaram-se duas camadas ( $k_v = 2$  e  $w_b = w_p/2$ ).

O procedimento simplificado para determinar a indutância de fugas segue os seguintes passos:

- a) a componente axial obtém-se determinando a força magnetomotriz equivalente do enrolamento onde ocorre a avaria, Fig. 3.51, mantendo as dimensões dos enrolamentos. O número de espiras associadas às fmm do primário e do secundário vem definido como:

$$N_p = N_1 - N_b \quad (3.128)$$

$$N_s = N_2 + N_b \quad (3.129)$$

o que resulta na distribuição axial da fmm (em p.u.) ilustrada na Fig. 3.51. Nestas condições a componente axial da indutância de fugas vem expressa por:

$$L_{\sigma(ax)} = K_{\sigma(ax)} N_p^2 \frac{\mu_0 l_m}{h} \left( g + \frac{w_1 + w_2}{3} \right) \left( \frac{N_2}{N_2 + N_b} \right)^2 \quad (3.130)$$

que, comparando com (3.126), vem:

$$L_{\sigma(ax)} = L_{\sigma CC} \left( \frac{N_2}{N_1} \right)^2 \left( \frac{N_1 - N_b}{N_2 + N_b} \right)^2 \quad (3.131)$$

A componente axial da indutância de fugas depende apenas da indutância de curto-circuito, do número de espiras dos enrolamentos em condição normal de funcionamento e do número de espiras com defeito que se quiser considerar para cada caso específico, sendo assim de fácil determinação;

- b) para a determinação da componente radial da indutância de fugas segue-se um procedimento análogo àquele já efectuado no cálculo detalhado (e exemplificado na Fig. 3.38). Considerou-se que a geometria dos enrolamentos para a componente radial mantinha as dimensões externas da sua estrutura real, conforme exemplificado na Fig. 3.51. Desprezou-se também a influência do espaço entre as bobinas. Para o caso da Fig. 3.51 vem:

$$N_{Rb} = \left[ N_b (k_v - 1) - N_b \frac{N_1 - N_b}{N_2 + N_b} \left( 1 + k_v \frac{N_2}{N_1} \right) \right] \quad (3.132)$$

$$N_{Ra} = \left[ N_1 - k_v N_b + N_2 \frac{N_1 - N_b}{N_2 + N_b} \left( k_v \frac{N_b}{N_1} - 1 \right) \right] \quad (3.133)$$

Nestas condições a componente radial da indutância de fugas vem expressa por:

$$L_{\sigma(rad)} = K_{\sigma(rad)} \frac{\mu_0 l_m}{w} \frac{h}{3} \left( N_b (k_v - 1) - N_b \frac{N_1 - N_b}{N_2 + N_b} \left( 1 + k_v \frac{N_2}{N_1} \right) \right)^2 \quad (3.134)$$

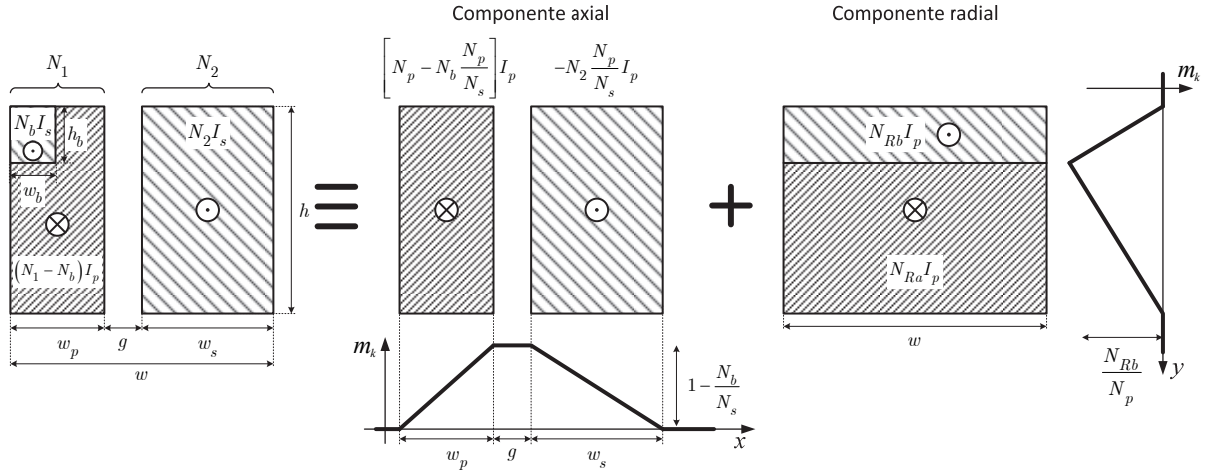


Fig. 3.51: Representação simplificada dos enrolamentos em função das componentes axial e radial.

Esta formulação poderia já ser utilizada para o cálculo da componente radial da indutância de fugas, apesar de requerer informação sobre o perímetro médio dos enrolamentos e o cálculo do factor de correcção de Rogowski. O passo seguinte descreve um método que permite uma maior simplificação de (3.134);

- c) A indutância de fugas de enrolamentos alternados pode ser estimada utilizando o valor referente a uma disposição de bobinas concêntricas. Na Fig. 3.52 apresenta-se a transformação da configuração axial para a configuração radial, assumindo-se uma distribuição uniforme das espiras na área da janela dos enrolamentos ( $w \cdot h$ ) e suprimindo o espaço entre as bobinas. Com estas aproximações a indutância de fugas para a disposição radial, na condição de funcionamento normal, vem:

$$L_{\sigma(rad)normal} = K_{\sigma(rad)} N_1^2 \frac{\mu_0 l_m h}{w} \frac{1}{3} \quad (3.135)$$

Comparando com (3.126) e desprezando aqui também o espaço entre as bobinas resulta:

$$L_{\sigma(rad)normal} = L_{\sigma CC} \frac{K_{\sigma(rad)}}{K_{\sigma(ax)}} \left( \frac{h}{w} \right)^2 \quad (3.136)$$

A componente radial da indutância de fugas na condição de avaria resulta de (3.134) e (3.136):

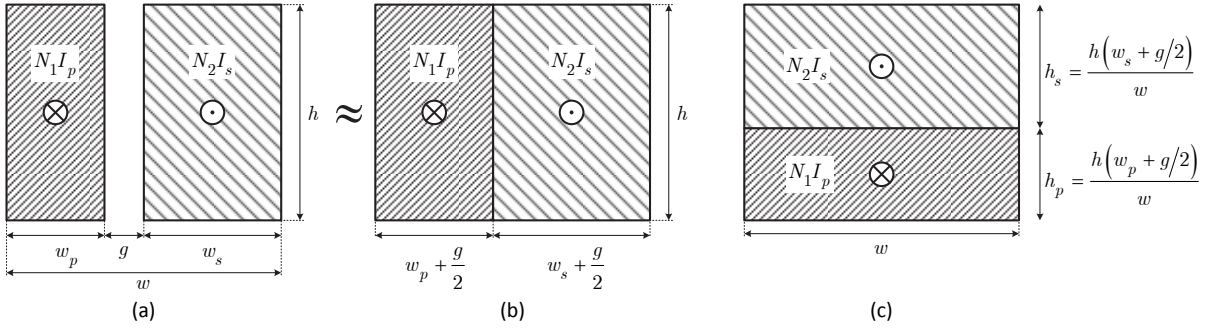


Fig. 3.52: (a) Configuração axial; (b) configuração axial suprimindo o espaço entre as bobinas; (c) configuração radial.

$$L_{\sigma(rad)} = \frac{L_{\sigma(rad)normal}}{N_1^2} \left( N_b (k_v - 1) - N_b \frac{N_1 - N_b}{N_2 + N_b} \left( 1 + k_v \frac{N_2}{N_1} \right) \right)^2 \Leftrightarrow$$

$$L_{\sigma(rad)} = \frac{L_{\sigma CC}}{N_1^2} \frac{K_{\sigma(rad)}}{K_{\sigma(ax)}} \left( \frac{h}{w} \right)^2 \left( N_b (k_v - 1) - N_b \frac{N_1 - N_b}{N_2 + N_b} \left( 1 + k_v \frac{N_2}{N_1} \right) \right)^2 \quad (3.137)$$

Para o cálculo dos factores de correcção de Rogowski podem utilizar-se expressões simplificadas [286], que são expressos apenas em função de  $w$  e  $h$ :

$$K_{\sigma(ax)} \approx \frac{1}{1 + w/\pi h} \quad (3.138)$$

$$K_{\sigma(rad)} \approx \frac{1}{1 + h/\pi w} \quad (3.139)$$

Deve realçar-se que o cálculo da indutância de curto-circuito através de (3.136) pode envolver aproximações eventualmente grosseiras, dependendo da geometria específica dos enrolamentos de cada transformador, pelo que as hipóteses simplificativas que envolve só devem ser consideradas se não for possível, por indisponibilidade dos parâmetros geométricos, efectuar o respectivo cálculo usando (3.134). Para o caso do transformador em estudo a utilização de (3.136), (3.138) e (3.139) conduz a um erro de cerca de 10% em relação ao cálculo através do modelo de elementos finitos ou através do cálculo analítico detalhado, com recurso a (3.93) e (3.107), Tabela 3.5;

- d) a indutância de fugas total pode ser finalmente calculada utilizando (3.105).

A Fig. 3.53 ilustra a variação da indutância de fugas em função do número de espiras defeituosas, sendo apresentados os resultados obtidos com o cálculo analítico simplificado, com o cálculo analítico detalhado, com o modelo FEM e com os ensaios experimentais. Apesar das aproximações efectuadas verifica-se que a indutância de fugas é estimada com um erro aceitável.

Apresentou-se nesta secção uma estratégia para determinar as indutâncias de fugas. O método proposto é genérico e permite representar por via de um circuito equivalente os fenómenos associados aos fluxos de fugas. O método simplificado permite, com um grau de exactidão razoável, determinar as indutâncias de fugas em função das características da avaria e de parâmetros normalmente conhecidos.

Tabela 3.5: Indutância de curto-circuito, configuração radial.

$L_{\sigma(\text{FEM})}$ (mH)	Cálculo detalhado, (3.93) e (3.107) $L_{\sigma(\text{rad})}$ (mH)	Cálculo simplificado, (3.120), (3.121), (3.136), (3.138) e (3.139) $L_{\sigma(\text{rad})\text{normal}}$ (mH)
13.850	13.883	12.433

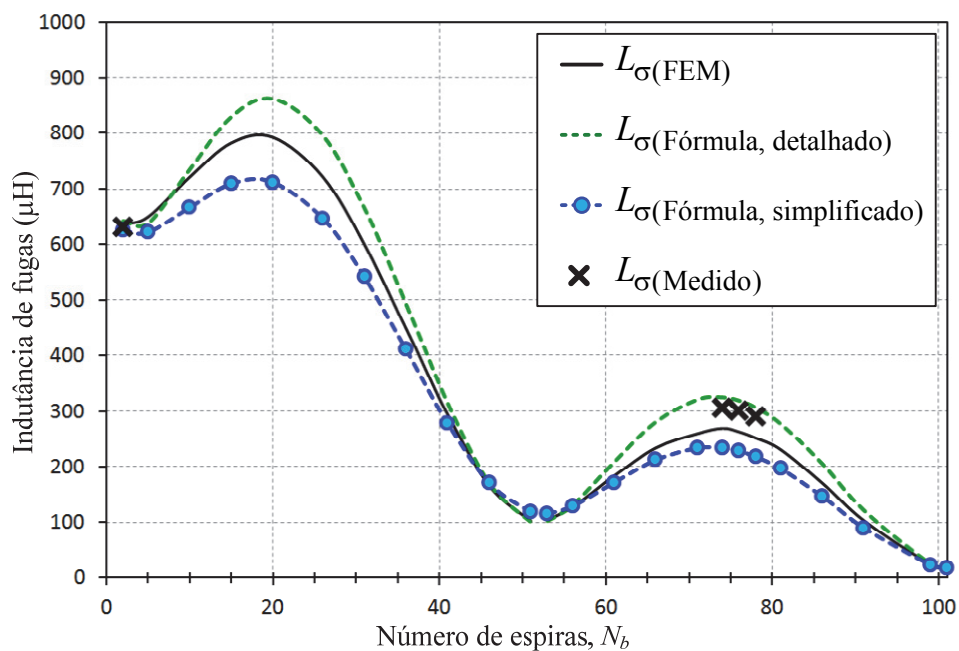


Fig. 3.53: Comparação dos resultados da indutância de fugas obtidos com o cálculo analítico simplificado, com o cálculo analítico detalhado, com o modelo FEM e com os ensaios experimentais (ensaio em curto-circuito adição-série, esquema da Fig. 3.33(a)).



## 3.2 Modelo do transformador de corrente

A fiabilidade dos sistemas de protecção depende em parte da informação fornecida aos relés pelos transformadores de corrente. Os TI permitem reduzir a amplitude dos sinais de corrente no sistema eléctrico de energia para valores tratáveis pelos relés bem como providenciar o necessário isolamento eléctrico. Os TI utilizados em sistemas de protecção são projectados para que reproduzam no lado secundário a correspondente corrente no lado primário, com a precisão especificada (5% a 10%) e numa gama até 20 vezes a corrente nominal. No entanto, as correntes transitórias de curto-circuito nos sistemas de energia eléctrica podem possuir amplitudes ainda mais elevadas e incluir uma componente contínua que apresenta uma lenta diminuição até se extinguir. Nestas condições o núcleo ferromagnético do TI pode saturar, deixando de existir uma correspondência entre as correntes no primário e no secundário, e, conseqüentemente, provocar o mau funcionamento dos sistemas de protecção. Para o aperfeiçoamento dos dispositivos de protecção é indispensável a utilização de modelos computacionais dos transformadores de corrente, constituindo esta a forma mais rápida e fácil de analisar, com o detalhe exigido, uma gama alargada de fenómenos relativos aos transitórios nos sistemas de energia eléctrica.

### 3.2.1 Identificação dos TI utilizados

Por se encontrarem já disponíveis no equipamento laboratorial foram utilizados transformadores de corrente de medição. Os TI foram seleccionados por forma a obter um nível de saturação elevado para um valor de corrente no primário relativamente reduzido. Consegue-se assim testar o sistema de protecção para o caso de sinais de corrente distorcidos sem necessidade de sobrecarregar excessivamente o transformador de potência. As principais características dos TI usados são apresentadas na Tabela 3.6.

Após desmontagem e inspecção verificou-se que o enrolamento secundário é constituído por cinco condutores bobinados em paralelo, com recurso a espiras fraccionárias, resultando numa razão entre espiras de 47/5. Esta solução é normalmente adoptada nos TI para compensar a corrente de excitação. As dimensões do núcleo são apresentadas na Fig. 3.54 enquanto na Fig. 3.55 é mostrada uma fotografia do TI. Para ensaiar o TI em regimes saturados foram bobinadas várias espiras no lado primário, Fig. 3.55, aumentando-se assim a correspondente fmm sem necessidade de utilizar valores elevados de corrente.

Tabela 3.6: Características dos TI utilizados.

Corrente nominal do primário (A)	50
Corrente nominal do secundário (A)	5
Tensão de funcionamento nominal	< 720 V, 50/60 Hz
Razão de transformação $I_1/I_2$	50/5
Classe de precisão	1
Potência nominal (VA)	1.25
Factor de segurança	$\leq 5$

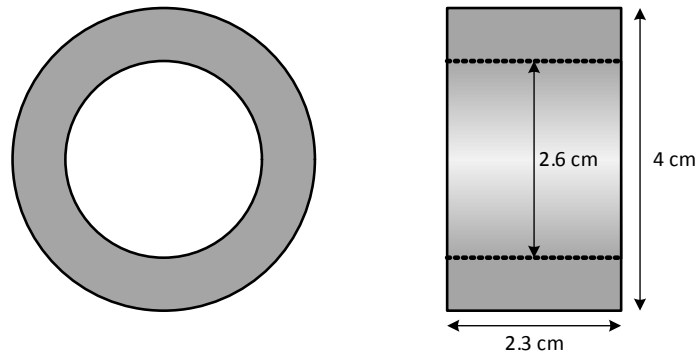


Fig. 3.54: Núcleo do TI.

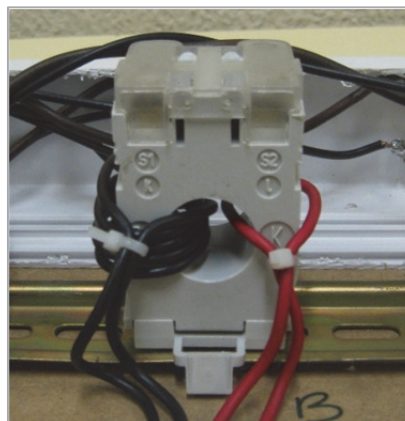


Fig. 3.55: Fotografia de um TI.

### 3.2.2 Modelo do matemático do TI

Para modelar o transformador de corrente foi seguido um procedimento idêntico àquele adoptado para o caso do transformador de potência, com as devidas adaptações. A Fig. 3.56 mostra o circuito eléctrico equivalente do TI, onde  $L_{mTI}$  representa a indutância não-linear de magnetização,  $R_{feTI}$  a resistência não-linear de perdas no ferro,  $L_{\sigma TI}$  a indutância de fugas,  $R_{2TI}$  a resistência do enrolamento secundário e  $R_{LTI}$  a resistência de carga do TI, com todos os parâmetros referidos ao lado secundário. A resistência e indutância de fugas do enrolamento primário são normalmente desprezadas [287]-[289], considerando-se assim a impedância de curto-circuito apenas associada ao enrolamento secundário. Por simplicidade a resistência de perdas no ferro é também colocada aos terminais de um enrolamento, neste caso o secundário. Da análise do circuito eléctrico resulta:

$$e_{2TI} = \frac{d\lambda_{2TI}}{dt} = - \left( R_{LTI} + \frac{R_{2TI} (R_{LTI} + R_{feTI})}{R_{feTI}} \right) i_{2TI} \quad (3.140)$$

$$i_{feTI} = \frac{-R_{LTI} i_{2TI}}{R_{feTI}} \quad (3.141)$$

A distribuição de fluxos e o correspondente circuito magnético equivalente encontram-se ilustrados na Fig. 3.57, onde  $P_c$  representa a permeância não-linear do núcleo e  $P_{\sigma}$  a permeância de fugas. Da análise do circuito magnético resulta:

$$N_{1TI} i_{1TI} + N_{2TI} (i_{2TI} - i_{feTI}) = \frac{\phi_c}{P_c} \quad (3.142)$$

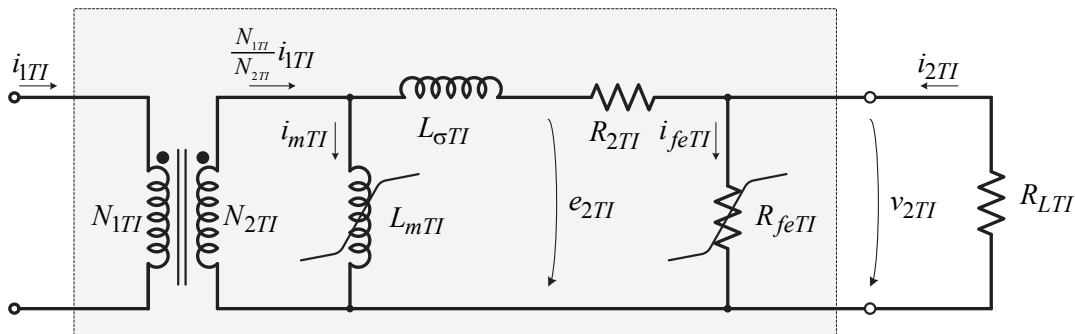


Fig. 3.56: Circuito eléctrico equivalente do TI.

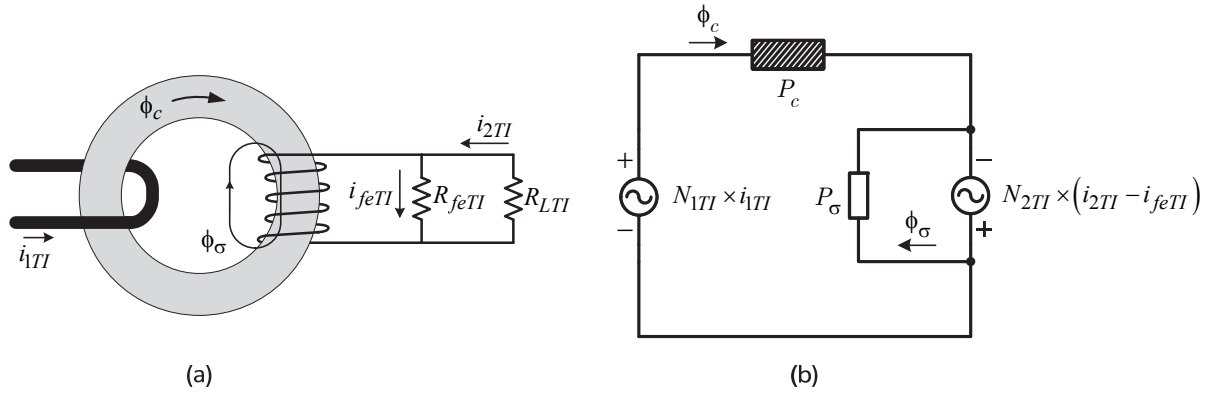


Fig. 3.57: Distribuição de fluxos (a) e circuito magnético equivalente (b) do TI.

com:

$$\lambda_{2TI} = N_{2TI} (\phi_c + \phi_\sigma) \quad (3.143)$$

$$\phi_\sigma = N_{2TI} (i_{2TI} - i_{feTI}) P_\sigma \quad (3.144)$$

Combinando (3.140)-(3.144) vem:

$$i_{2TI} = \frac{P_c}{P_c + P_\sigma} \frac{R_{feTI}}{R_{feTI} + R_{LTI}} \left( \frac{\lambda_{2TI}}{N_{2TI}^2 P_c} - \frac{N_{1TI} i_{1TI}}{N_{2TI}} \right) \quad (3.145)$$

$$\frac{d\lambda_{2TI}}{dt} = \frac{P_c}{P_c + P_\sigma} \frac{R_{feTI}}{R_{feTI} + R_{LTI}} \left( R_{LTI} + \frac{R_{2TI} (R_{LTI} + R_{feTI})}{R_{feTI}} \right) \left( \frac{N_{1TI} i_{1TI}}{N_{2TI}} - \frac{\lambda_{2TI}}{N_{2TI}^2 P_c} \right) \quad (3.146)$$

As equações (3.145) e (3.146) constituem o modelo matemático do TI que pode ser utilizado para efectuar o estudo do seu funcionamento em regime permanente ou transitório.

O modelo do TI foi também implementado em código MATLAB.

### 3.2.3 Determinação de parâmetros do modelo do TI

O processo para a determinação de parâmetros foi idêntico ao adoptado para o transformador de potência. Assim, resumidamente:

- a resistência do enrolamento secundário foi determinada utilizando o ensaio volti-amperimétrico em corrente contínua.

- a resistência de carga do TI foi determinada caso a caso, dependendo do cabo utilizado, resistência de contacto das ligações e resistência interna dos sensores de corrente.
- a permeância de fugas foi determinada utilizando a indutância obtida através do ensaio em curto-circuito:

$$P_{\sigma} = L_{\sigma TI} / N_{2TI}^2 \quad (3.147)$$

- a permeância do circuito magnético foi determinada utilizando (3.81), com as dimensões representadas na Fig. 3.54. Foi utilizada a linha média da curva B-H para representar as características não-lineares do material ferromagnético, Fig. 3.58(a). A curva B-H e a correspondente linha média foram obtidas através da realização de um ensaio em vazio para um nível de saturação relativamente elevado mas que não resultava na distorção do ciclo de histerese dinâmico (fluxo praticamente sinusoidal). A linha de magnetização ideal foi depois expandida utilizando ensaios com níveis de saturação mais intensa, Fig. 3.58(b). A variação da permeabilidade do material ferromagnético em função de  $B$  é ilustrada na Fig. 3.59(a).
- a resistência não-linear de perdas no ferro foi determinada utilizando a componente de perdas do ciclo B-H representada na Fig. 3.58(a). A característica  $R_{feTI}(B)$  resultante é ilustrada na Fig. 3.59(b).

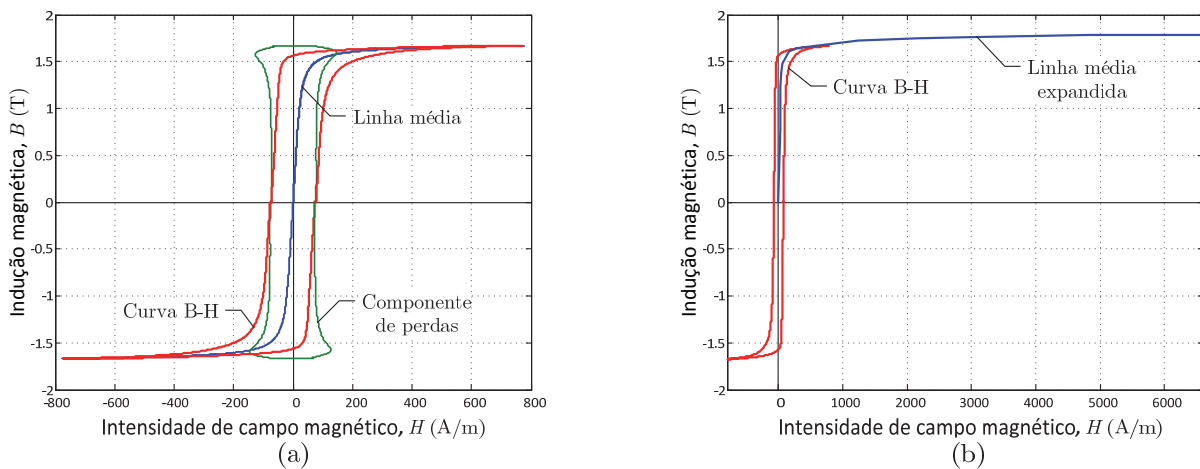


Fig. 3.58: (a) Curva  $B$ - $H$ , correspondente linha média e componente de perdas do núcleo do TI; (b) Expansão da linha média para níveis de saturação mais intensos.

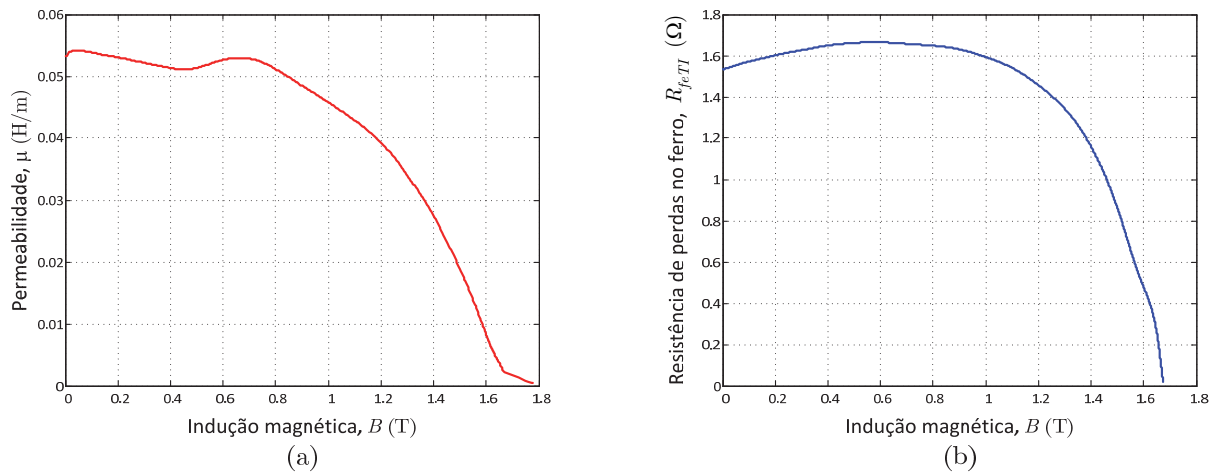


Fig. 3.59: (a) Característica  $\mu(B)$  do núcleo do TI; (b) Característica  $R_{feTI}(B)$ .

### 3.3 Protótipos laboratoriais

Foram desenvolvidos vários equipamentos que permitem controlar o instante da ocorrência da avaria e o instante de ligação do transformador à rede. Adicionalmente, para caracterizar com detalhe a avaria do transformador foi concebido um outro protótipo que permite produzir curtos-circuitos intermitentes nos enrolamentos do transformador. Foram ainda construídos no laboratório os sistemas de medidas das tensões e correntes e implementado o correspondente sistema de aquisição de dados. A Fig. 3.60 apresenta uma vista geral da montagem laboratorial.

#### 3.3.1 Circuito simulador de curtos-circuitos com descargas intermitentes

A deterioração do isolamento dos enrolamentos pode iniciar-se com a ocorrência de um arco eléctrico de baixa intensidade entre as espiras afectadas. A análise detalhada destas avarias, que possivelmente se encontram ainda em fase muito incipiente, requer a simulação analógica da respectiva corrente de descarga intermitente, onde é importante controlar o instante de ignição e extinção. Foi para o efeito desenvolvido um circuito de electrónica de potência que permite controlar estes parâmetros, Fig. 3.61(a). O circuito de potência é basicamente composto por dois módulos, cada qual constituído pela associação em série de um díodo e um IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), ligados em antiparalelo. O tempo de atraso e a largura do impulso definem os instantes de ignição e extinção da corrente de descarga entre as espiras com isolamento defeituoso, Fig. 3.61(b). Também aqui é utilizada uma resistência auxiliar para manter em valores seguros a amplitude da corrente de defeito.

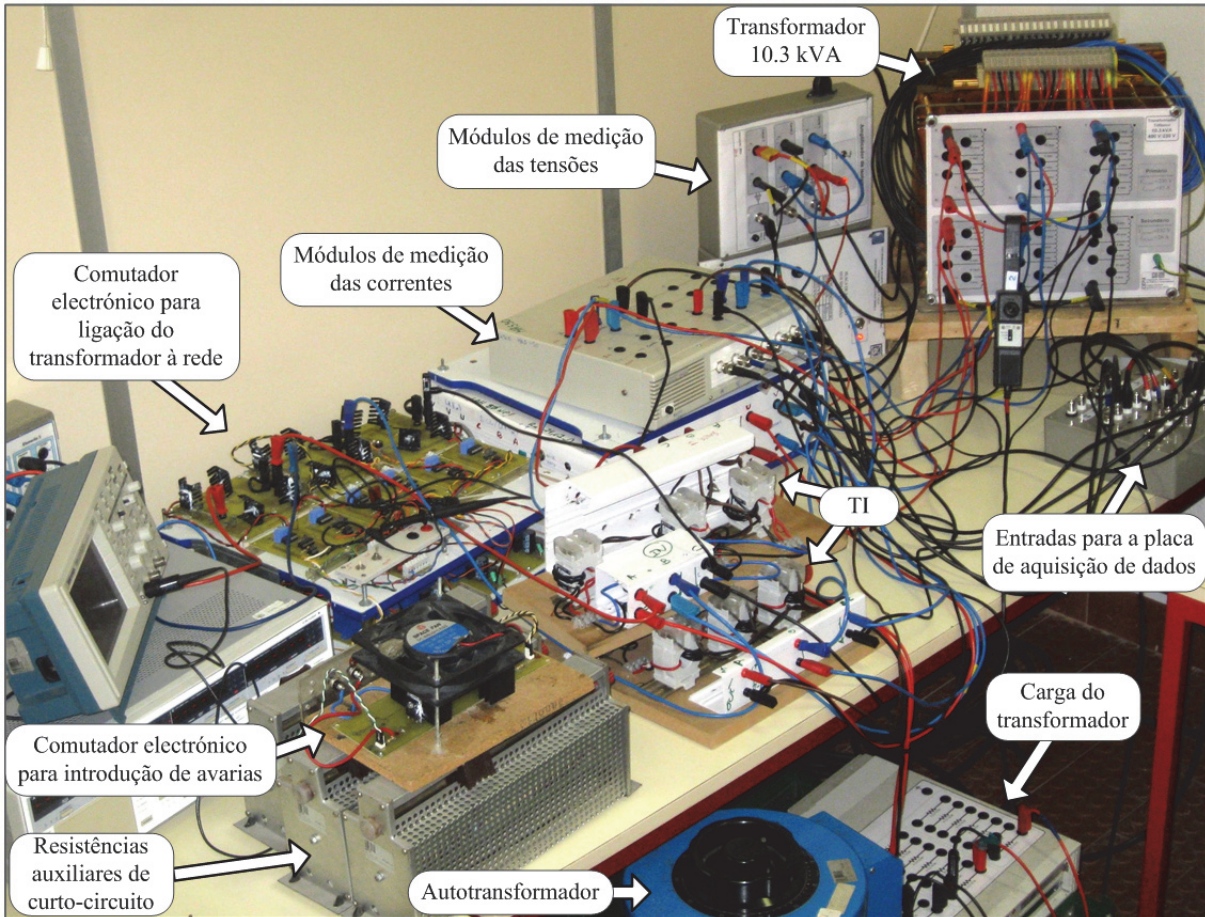


Fig. 3.60: Vista geral da montagem laboratorial.

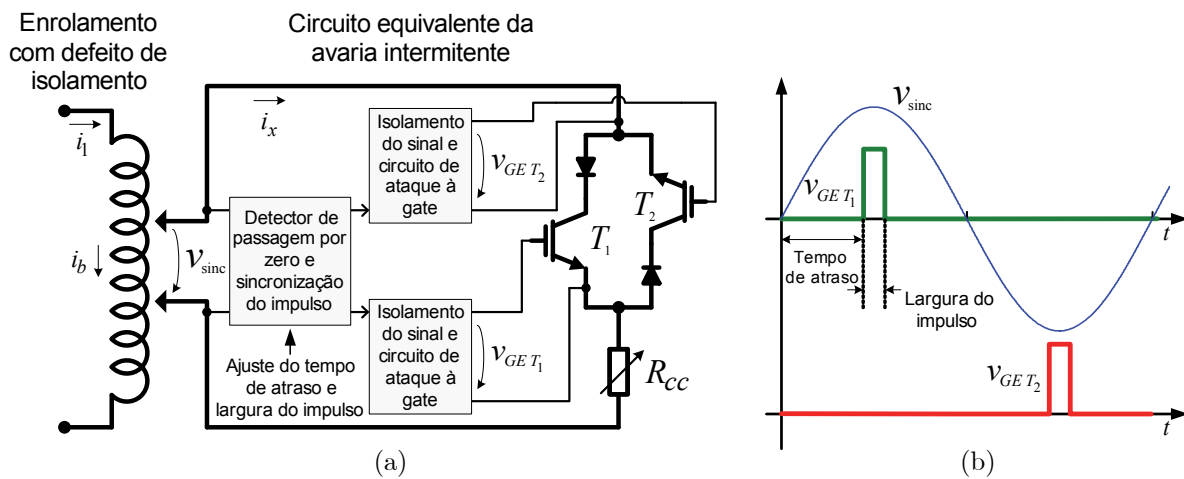


Fig. 3.61: (a) Circuito de electrónica de potência utilizado para produzir defeitos com características intermitentes; (b) formas de onda idealizadas da tensão de sincronização e sinais de comando dos IGBT.



Os sinais de comando dos IGBT, que têm de estar sincronizados com a tensão aos terminais das espiras afectadas, foram gerados utilizando o controlador de fase TCA785. O circuito de ataque à gate dos IGBT foi realizado com recurso ao circuito integrado IR2110. O esquema detalhado do circuito é apresentado no Anexo I.

### 3.3.2 Circuito para análise do regime transitório após ocorrência de uma avaria

Para caracterizar com detalhe a ocorrência da avaria de natureza permanente é necessário também analisar o regime transitório que se verifica logo após esta se ter iniciado. Foi realizado um outro circuito que simula estes fenómenos, possibilitando controlar o instante em que ocorre uma avaria de natureza permanente. Os requisitos do circuito de potência são idênticos aos da Fig. 3.61, apesar desta aplicação requerer semicondutores com maior capacidade de corrente. Neste caso foram utilizados IGBT com maior capacidade de potência, agrupados num módulo com diodo em antiparalelo, o que possibilitou a utilização do circuito mais simples da Fig. 3.62(a). O circuito de comando foi adaptado daquele utilizado no caso das avarias intermitentes, com os correspondentes sinais representados na Fig. 3.62(b). O Anexo I apresenta também os detalhes deste circuito.

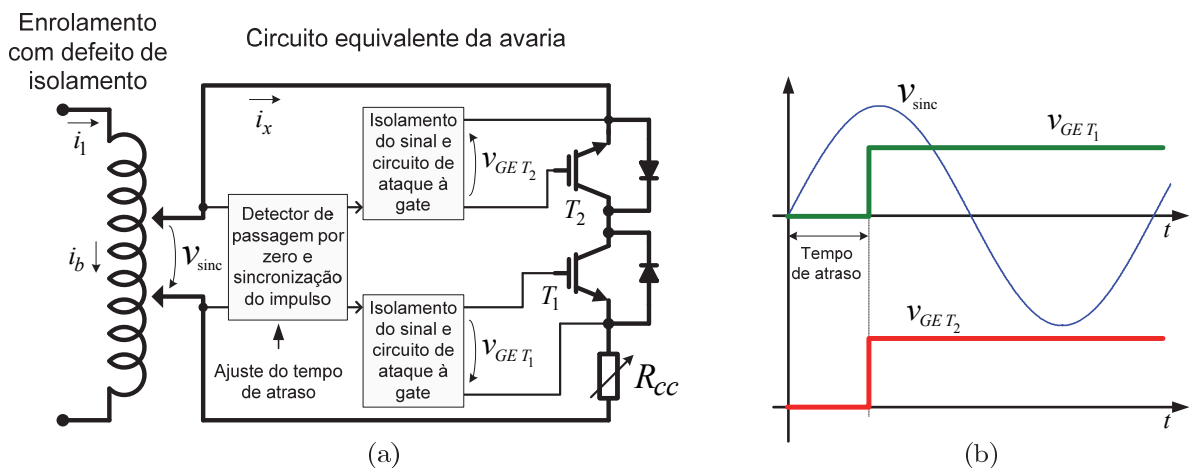


Fig. 3.62: (a) Circuito de electrónica de potência utilizado para controlar o instante da ocorrência de curtos-circuitos entre espiras permanentes; (b) formas de onda idealizadas da tensão de sincronização e sinais de comando dos IGBT.



### 3.3.3 Comutador electrónico para ligação do transformador de potência à rede

A análise detalhada dos fenómenos relativos à sobrecorrente de excitação transitória requer o controlo do instante de ligação do transformador à rede eléctrica. O circuito que permite realizar esta função é semelhante ao anterior, mas requer o comando das três fases, Fig. 3.63(a). Todos os IGBT são comutados simultaneamente no instante de ligação à rede do transformador, Fig. 3.63(b). O esquema deste protótipo é apresentado com mais detalhe no Anexo II. Optou-se por não utilizar circuitos amortecedores (*snubber*) aos terminais dos IGBT e díodos, para que a comutação fosse o mais rápida possível. Assim, apesar de desprotegido contra valores elevados de  $dv/dt$ , o circuito comutador electrónico não influencia de forma significativa a taxa de crescimento de tensões e correntes no transformador, características importantes na análise das correntes de ligação.

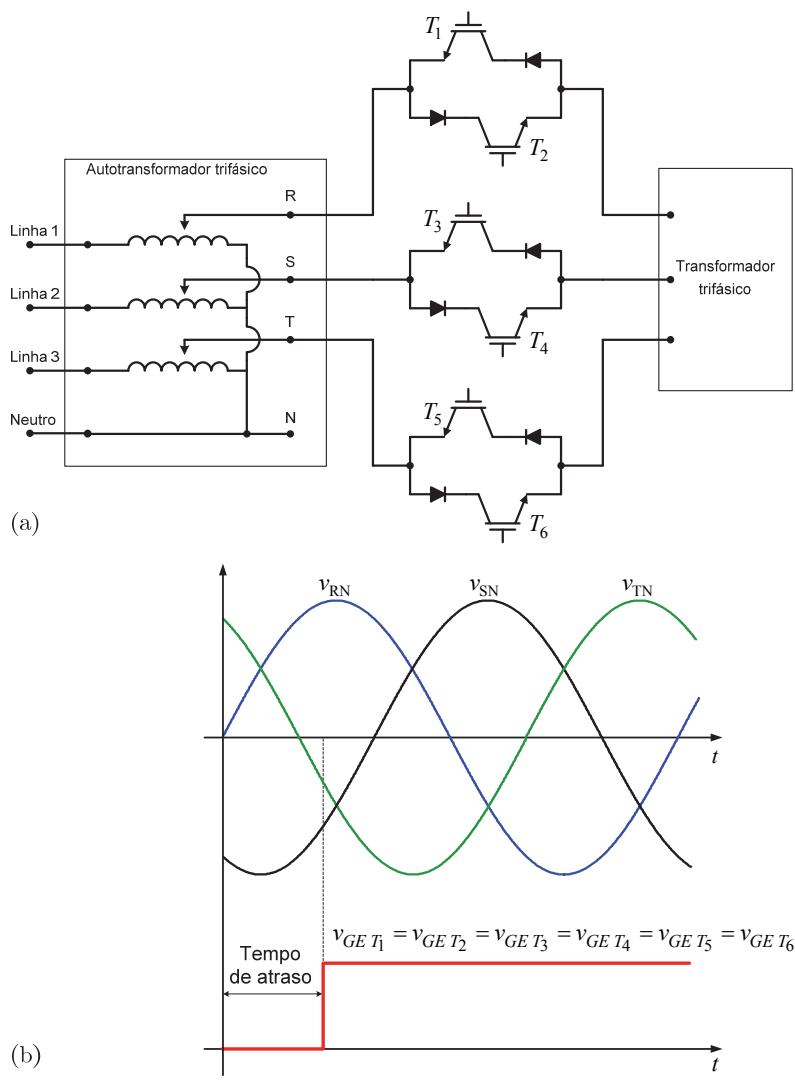


Fig. 3.63: (a) Circuito de electrónica de potência utilizado para controlar o instante de ligação do transformador à rede; (b) formas de onda idealizadas do sistema de tensões trifásico e sinais de comando dos IGBT.

### 3.3.4 Circuitos de medida de correntes e tensões

Para o desenvolvimento do sistema de monitorização e protecção é necessário analisar as seis correntes e as seis tensões nos terminais do transformador. Para verificar a influência das características não-ideais dos TI no funcionamento do sistema é também necessário comparar as correntes que realmente circulam na entrada e saída do transformador de potência com a corrente nos secundários dos TI. Por fim, é ainda necessário medir as correntes associadas às espiras em curto-circuito.

Os sinais de corrente foram medidos utilizando sensores de corrente de efeito Hall. Foram desenvolvidos dois módulos de medição de corrente, cada qual com seis sensores. Num dos módulos foram utilizados sensores LAH 25-NP e no outro HAS 50, ambos da LEM, com uma gama de corrente mensurável até 25 A e 50 A (valores eficazes), respectivamente. Optou-se por tornar ajustável, por escalões, o ganho dos módulos de medição de corrente, mediante a variação do número de espiras nos sensores. Conseguiu-se assim adaptar a gama de corrente dos sistemas de medidas às várias exigências dos ensaios (desde algumas centenas de mA até à centena de amperes, em regime transitório).

Para a medição das seis tensões foram utilizados amplificadores de isolamento ISO122JP da Texas Instruments. A tensão à entrada dos amplificadores de isolamento foi obtida com divisores de tensão. Foram também realizados dois módulos com ganhos de 1/100 e de 1/120.

Os esquemas dos sistemas de medição são apresentados no Anexo III.

Além dos sistemas de medição anteriormente referidos foram também utilizadas três pinças de corrente A622 da Tektronix, duas pinças de corrente PR 30 da LEM e uma pinça de tensão diferencial P5200 da Tektronix.

### 3.3.5 Placa de aquisição dos sinais de tensão e corrente

Foi utilizada a placa PCI-6070E da National Instruments para efectuar a aquisição digital dos sinais provenientes dos sistemas de medida de tensão e corrente. Esta placa permite a aquisição simultânea de oito canais em modo diferencial e de dezasseis em modo simples (*Single-Ended*, SE). A placa foi normalmente utilizada em modo *Non-Referenced Single-Ended* (NRSE), devido ao elevado número de grandezas a analisar. As principais características da placa são apresentadas na Tabela 3.7. A placa foi controlada através de uma aplicação desenvolvida em ambiente Labview.

Tabela 3.7: Principais características da placa PCI-6070E.

Bus	PCI
Entradas analógicas	8 diferenciais 16 SE
Resolução	12 bits
Taxa máxima de amostragem	1.25 MS/s
Gama dos sinais de entrada	$\pm 10$ V

### 3.4 Resultados experimentais e validação dos modelos computacionais

#### 3.4.1 Transformador de potência

##### 3.4.1.1 Sobrecorrentes transitórias de excitação

A sobrecorrente de excitação é um fenómeno transitório que ocorre frequentemente quando se efectua a ligação do transformador à rede eléctrica.

Quando o transformador é removido do sistema a corrente de magnetização anula-se, seguindo a curva B-H do material ferromagnético, mas o fluxo magnético pode manter-se num valor residual, a que corresponde a indução magnética remanescente. Se a tensão for novamente aplicada no preciso instante em que o seu valor corresponde ao mesmo fluxo residual anteriormente imposto não vai existir qualquer fenómeno transitório, mantendo-se a condição de regime permanente que havia antes do transformador ser desligado. Isto não se verifica no entanto se a tensão for aplicada em qualquer outro instante. A Fig. 3.64 apresenta um exemplo simplificado para o caso de uma sobrecorrente transitória de excitação quando a tensão é aplicada no início do semiciclo positivo e o fluxo residual inicial é nulo. Nestas condições idealizadas o fluxo magnético atinge duas vezes o seu correspondente valor nominal, o que conduz a um nível de saturação intensa no núcleo. Na prática o fluxo vai dispersar-se no espaço entre o núcleo e os enrolamentos (incluindo a espessura destes últimos), não ficando confinado ao material ferromagnético e, conseqüentemente, não atingindo o valor de pico elevado anteriormente referido. Para estabelecer este valor elevado de fluxo é necessário uma corrente de magnetização bastante elevada, que normalmente apresenta uma forma de onda não-sinusoidal e assimétrica (frequentemente unipolar), em consequência da característica B-H não-linear do núcleo.

No caso do núcleo estar desmagnetizado a aplicação da tensão quando o seu valor instantâneo passa por zero constitui o pior caso, no que diz respeito ao nível de saturação do núcleo e ao correspondente valor máximo da sobrecorrente transitória. O fenómeno transitório atenua-se depois, com uma constante de tempo que depende também da resistência da linha e do enrolamento (ou seja, a resistência equivalente a montante da reactância de magnetização), podendo subsistir durante vários minutos em transformadores de potência elevada [124].

A sobrecorrente transitória de excitação pode ainda tomar valores mais elevados caso a magnetização inicial do material ferromagnético contribua para o aumento do fluxo durante o fenómeno transitório, conforme representado na Fig. 3.65. O valor de pico desta corrente pode atingir dez vezes, ou mais, o valor da correspondente corrente nominal do transformador.

A sobrecorrente transitória de excitação depende então dos seguintes factores:

- indução remanescente inicial;
- valor instantâneo da tensão quando o transformador é ligado;

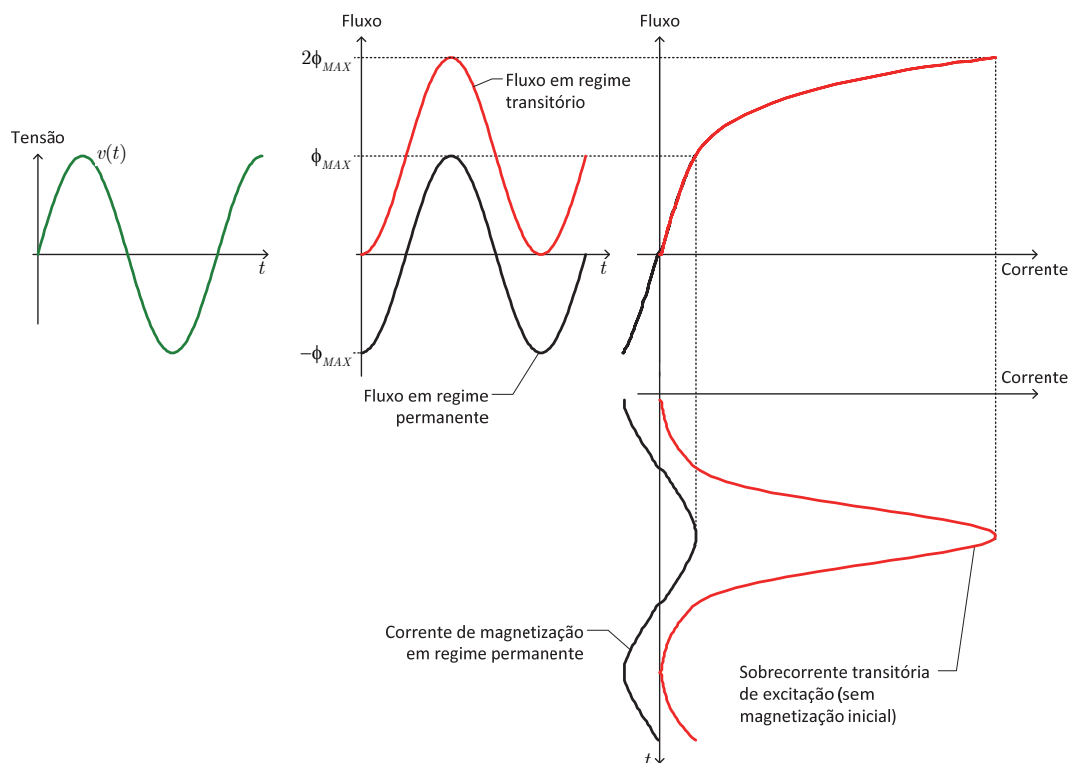


Fig. 3.64: Sobrecorrente transitória de excitação para o caso de indução remanescente inicial nula (assume-se perdas nulas).

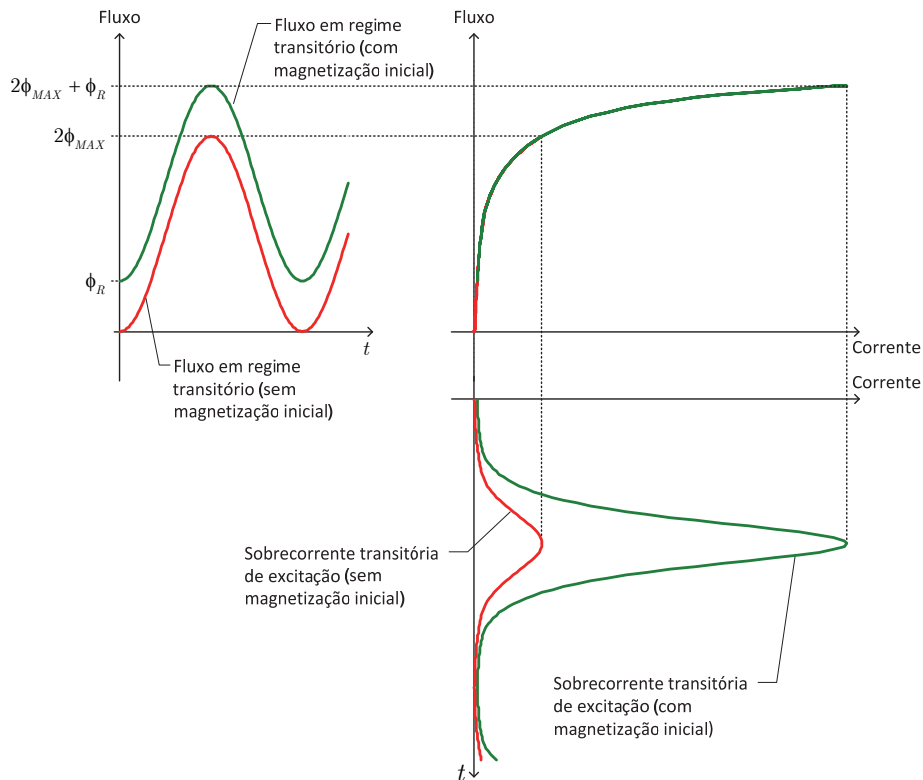


Fig. 3.65: Sobrecorrente transitória de excitação para o caso de indução remanescente inicial positiva (assume-se perdas nulas).

- impedância da linha a montante e impedância de curto-circuito do transformador;
- tipo e características do núcleo magnético.

A sobrecorrente transitória de excitação pode ainda ocorrer quando a tensão do sistema sofre alguma perturbação transitória, devida por exemplo à ligação de outro transformador na proximidade ou à recuperação súbita de uma cava de tensão, provocada por um defeito externo. Estes fenómenos conduzem normalmente a valores de pico mais reduzidos da corrente transitória, comparativamente com os atingidos pela sobrecorrente de ligação.

De seguida apresenta-se a caracterização das sobrecorrentes transitórias de excitação em função do ângulo de comutação e da indução remanescente inicial.

#### 3.4.1.1.1 Influência do ângulo de comutação

Foi efectuada uma análise exaustiva sobre as características das correntes transitórias de excitação no transformador de potência ensaiado. A Fig. 3.66 apresenta uma versão simplificada do esquema utilizado para a análise destes fenómenos, onde os interruptores representam o circuito de electrónica de potência da Fig. 3.63. O transformador encontra-se

com o secundário em vazio e com os enrolamentos ligados em Dyn5. O núcleo do transformador foi previamente desmagnetizado, aplicando uma tensão alternada suficientemente elevada para o material ferromagnético saturar e depois reduzindo-a lentamente para zero. Na Fig. 3.67 apresenta-se a forma de onda das tensões compostas de alimentação para o caso do transformador ser ligado quando a tensão entre as linhas  $R$  e  $S$  ( $v_{RS}$ ) inicia o semiciclo positivo (considera-se que esta situação define o ângulo de comutação de zero graus). Na escala de tempos da Fig. 3.67 a comutação ocorre aos 20 ms. A evolução temporal das correntes de fase resultantes é apresentada na Fig. 3.68. Nestas condições a sobrecorrente transitória mais intensa é da fase U, pois é nesta fase que a tensão passa por zero. A forma de onda das correntes de linha, que resultam da subtração entre duas correntes de fase, é apresentada na Fig. 3.69. Estes dois sistemas de correntes (fase e linha) possuem as características típicas das sobrecorrentes transitórias de excitação. No caso do transformador em estudo o transitório atenua-se em cerca de 150 ms, devido ao valor relativamente elevado das resistências das linhas e dos enrolamentos. Os resultados experimentais e de simulação encontram-se em boa concordância.

A influência da variação do ângulo de comutação nas sobrecorrentes transitórias de excitação é ilustrada nas Figs. 3.70 a 3.73 (ângulo de comutação de  $15^\circ$ ,  $30^\circ$ ,  $60^\circ$ , e  $90^\circ$ , respectivamente).

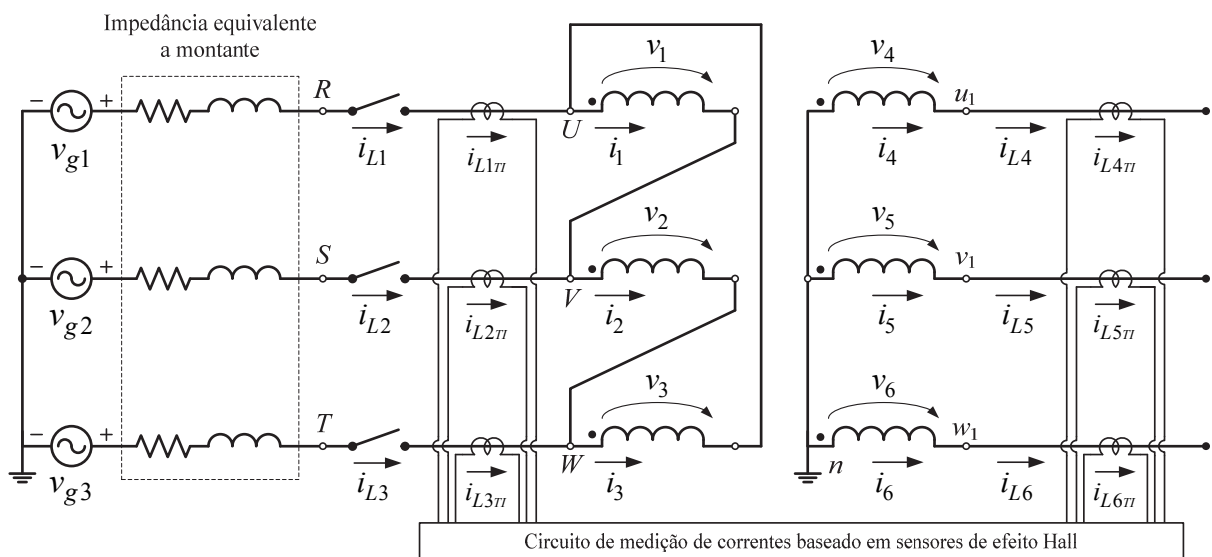


Fig. 3.66: Esquema simplificado para análise da sobrecorrente transitória de excitação.

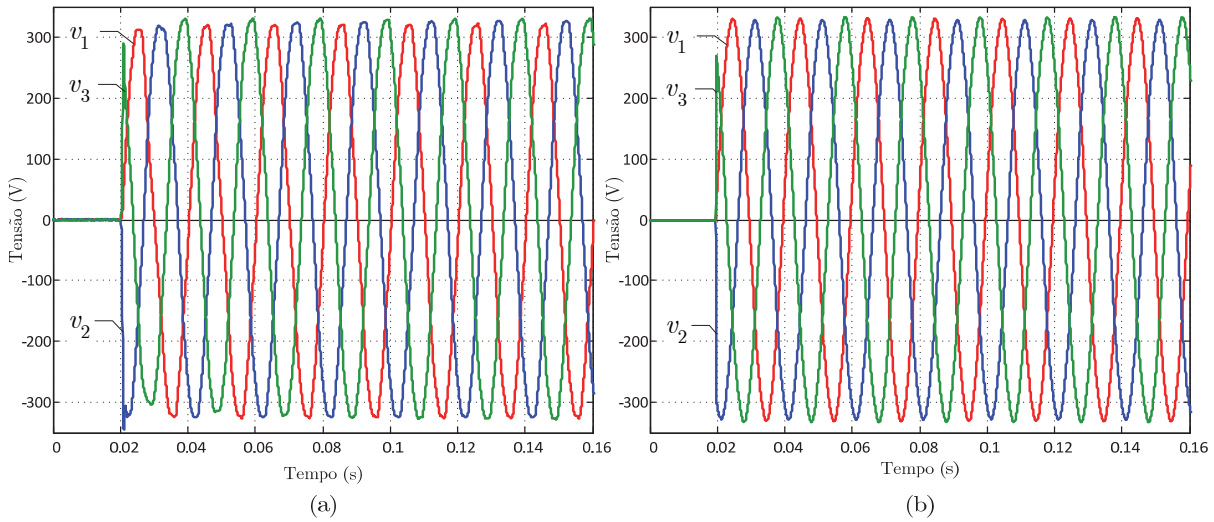


Fig. 3.67: Tensões compostas de alimentação do transformador (ângulo de comutação de 0 graus; magnetização inicial nula): (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

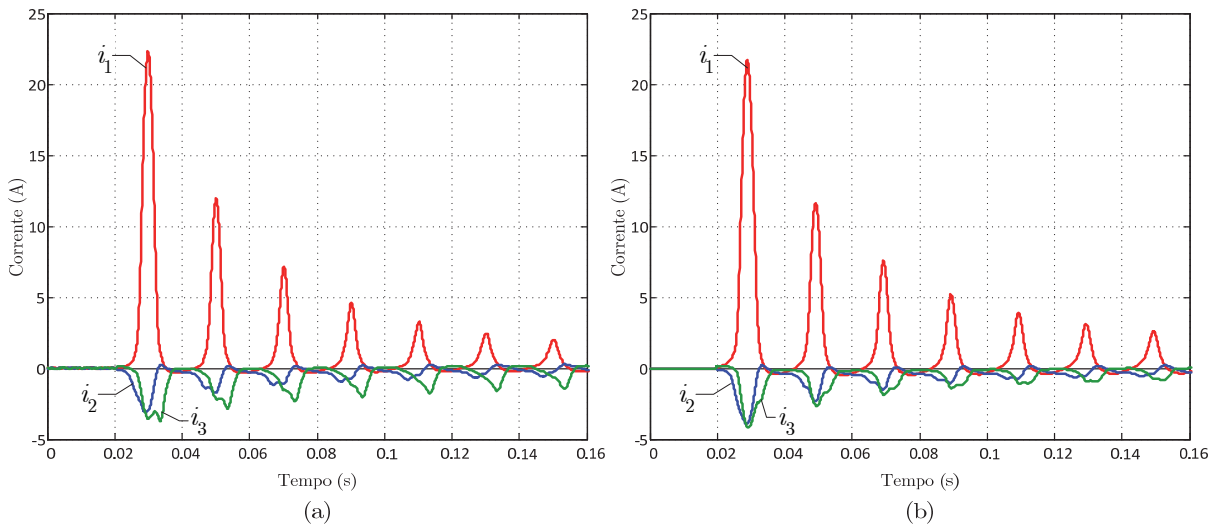


Fig. 3.68: Correntes de fase durante o processo de ligação à rede do transformador (ângulo de comutação de 0 graus; magnetização inicial nula): (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

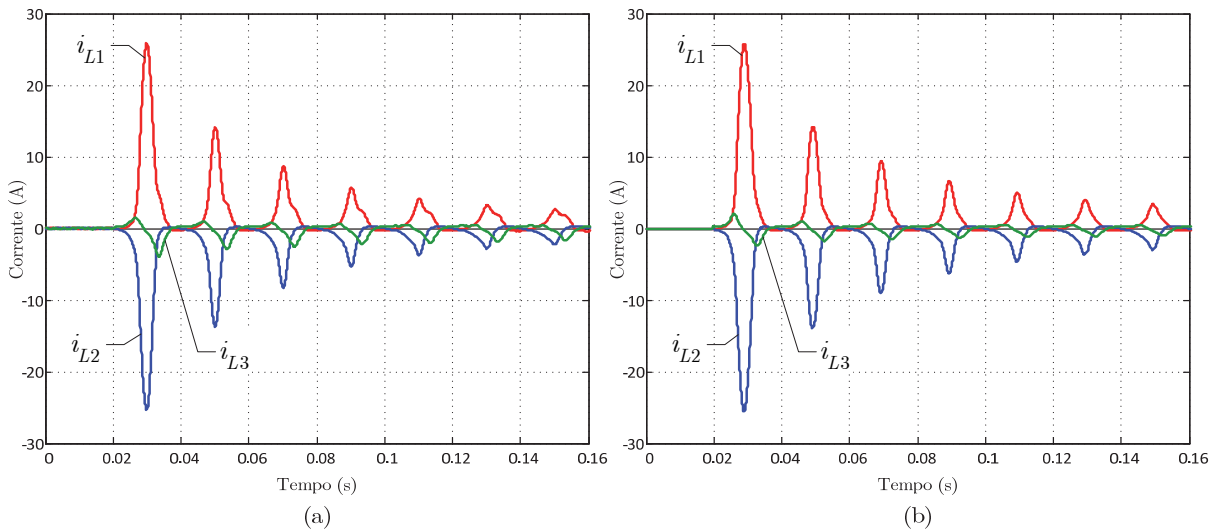


Fig. 3.69: Correntes de linha durante o processo de ligação à rede do transformador (ângulo de comutação de 0 graus; magnetização inicial nula): (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

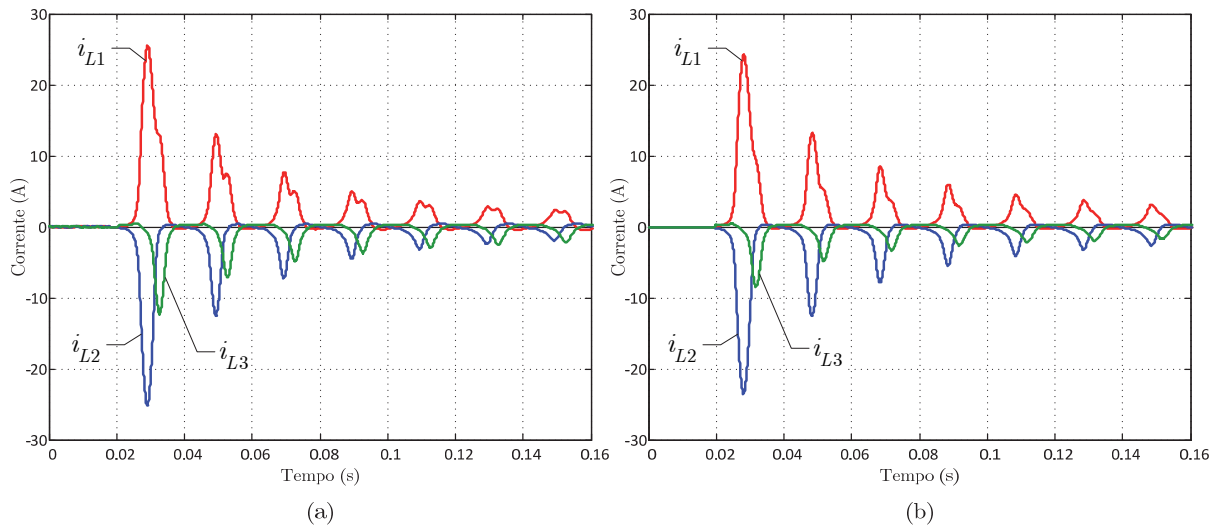


Fig. 3.70: Correntes de linha durante o processo de ligação à rede do transformador (ângulo de comutação de 15 graus; magnetização inicial nula): (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

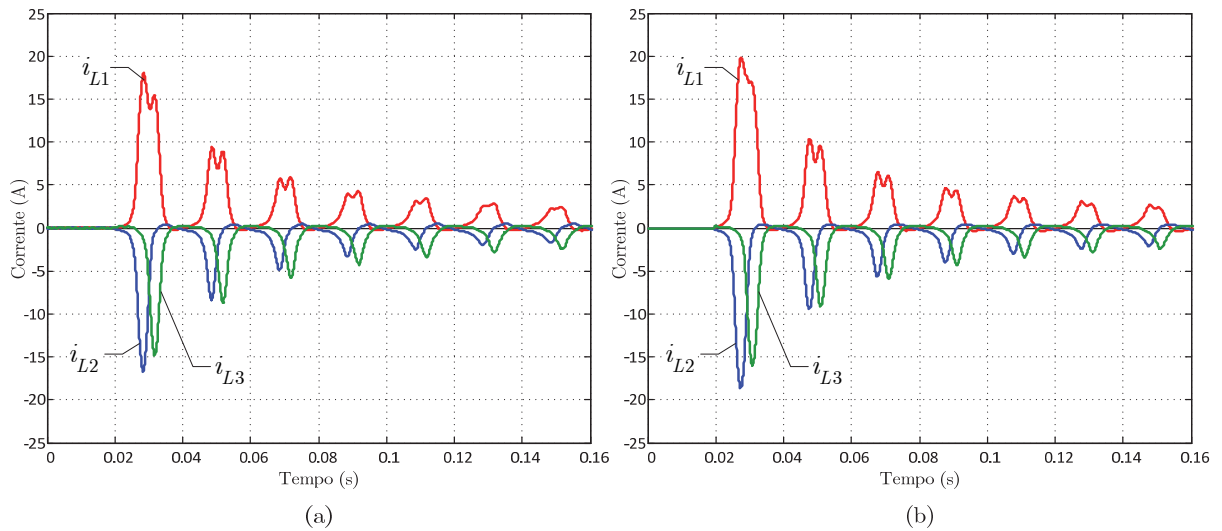


Fig. 3.71: Correntes de linha durante o processo de ligação à rede do transformador (ângulo de comutação de 30 graus; magnetização inicial nula): (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

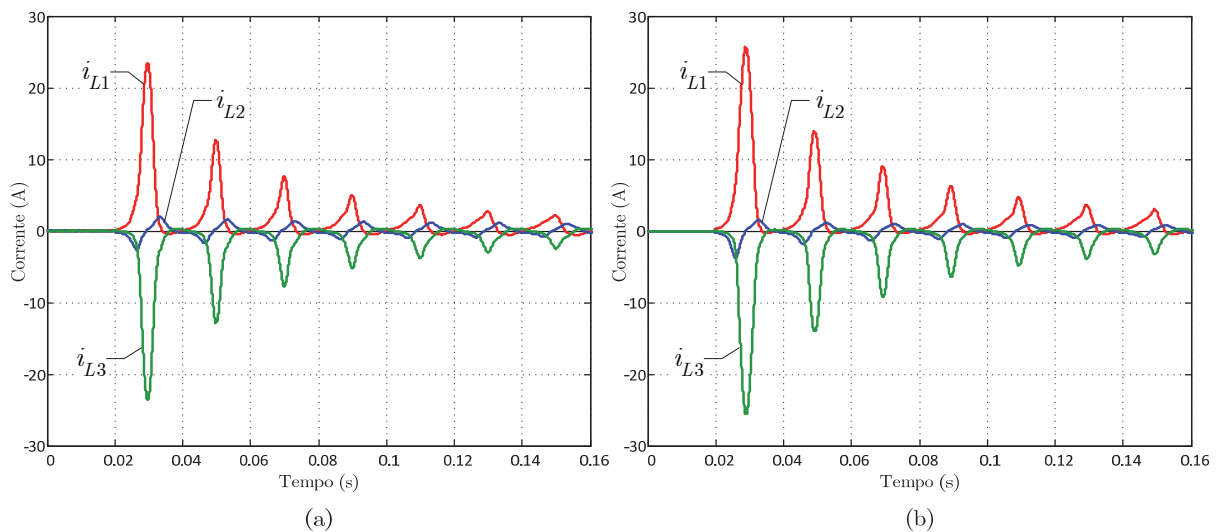


Fig. 3.72: Correntes de linha durante o processo de ligação à rede do transformador (ângulo de comutação de 60 graus; magnetização inicial nula): (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.



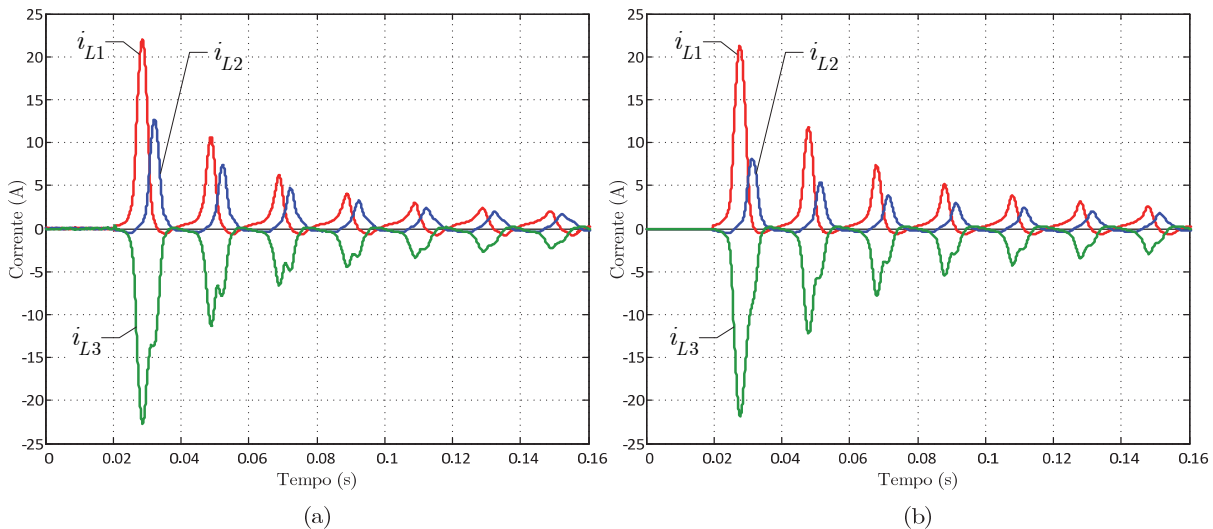


Fig. 3.73: Correntes de linha durante o processo de ligação à rede do transformador (ângulo de comutação de 90 graus; magnetização inicial nula): (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

A variação do primeiro pico das sobrecorrentes, após a ligação do transformador, em função do ângulo de comutação é apresentada na Fig. 3.74(a), onde o ângulo de comutação está referido em relação ao início do semiciclo positivo da tensão  $v_{RS}$ . Como esperado, o valor de pico da corrente de fase  $i_1$  é atenuado à medida que o ângulo de comutação varia de 0 até próximo dos 90 graus, aumentando depois de forma simétrica até o ângulo de comutação atingir 180°. Nas outras fases os valores de pico das correntes apresentam uma evolução semelhante, tendo em consideração que existe um desfasamento de  $\pm 120^\circ$  entre as três grandezas. Esta situação é mais facilmente visualizável na Fig. 3.74(b) onde o ângulo de comutação para cada corrente é agora definido em relação à respectiva tensão de fase. Verifica-se que as correntes nos enrolamentos das colunas laterais têm comportamentos muito idênticos. A corrente no enrolamento da coluna central apresenta valores ligeiramente menores, devido à assimetria do circuito magnético.

A Fig. 3.75 mostra os resultados referentes à evolução do valor do primeiro pico das correntes de linha em função do ângulo de comutação. As correntes de linha apresentam um comportamento semelhante, mas mais complexo, pois resultam da subtração entre duas correntes de fase. As correntes de linha apresentam correntes de ligação com picos mais atenuados para ângulos de comutação próximos de  $120^\circ$ .

Globalmente pode considerar-se que existe uma boa concordância entre os resultados experimentais e de simulação.

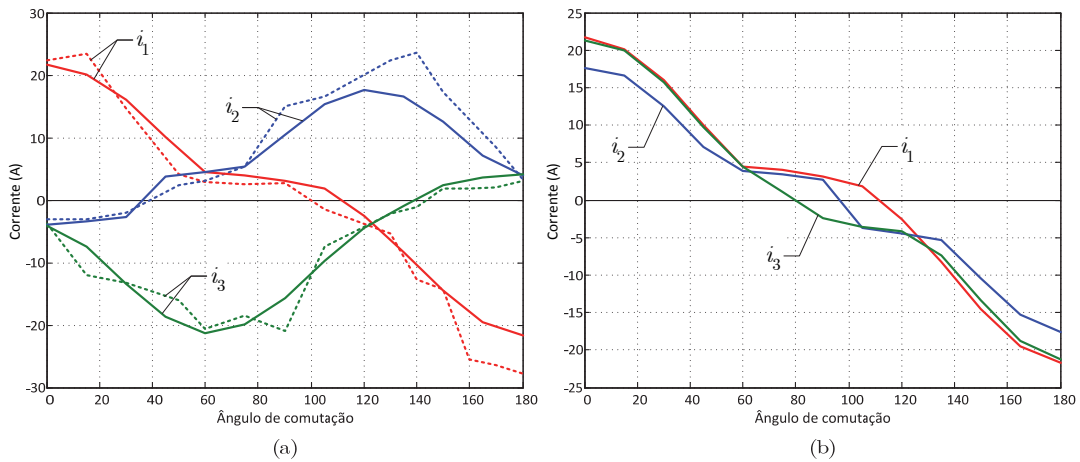


Fig. 3.74: Variação do 1.º pico das correntes de fase, após a ligação do transformador, em função do ângulo de comutação: (a) ângulo de comutação, de todas as correntes, definido em relação ao início do semiciclo positivo da tensão  $v_{RS}$ ; (b) ângulo de comutação de cada corrente definido em relação ao início do semiciclo positivo da respectiva tensão de fase. Traço contínuo: resultados de simulação; traço interrompido: resultados experimentais.

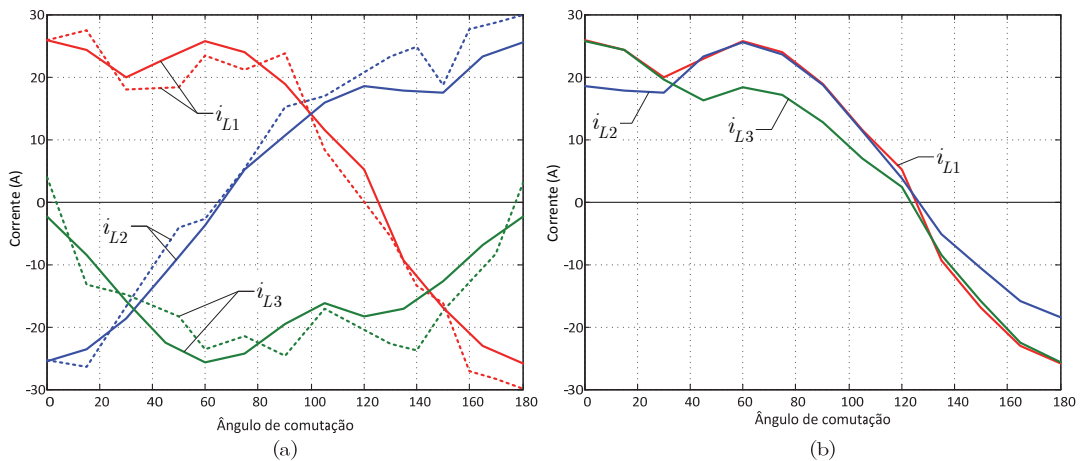


Fig. 3.75: Variação do 1.º pico das correntes de linha, após a ligação do transformador, em função do ângulo de comutação: (a) ângulo de comutação, de todas as correntes, referido em relação ao início do semiciclo positivo da tensão  $v_{RS}$ ; (b) ângulo de comutação de cada corrente referido em relação ao início do semiciclo positivo da respectiva tensão de fase. Traço contínuo: resultados de simulação; traço interrompido: resultados experimentais.

### 3.4.1.1.2 Influência da indução remanescente

A amplitude das sobrecorrentes transitórias de excitação depende também da indução remanescente que existe no núcleo antes do transformador ser ligado, sendo necessário caracterizar com rigor o funcionamento do transformador neste contexto. Na prática, o valor da indução remanescente que permanece no núcleo após o transformador ser retirado de serviço depende do instante em que a tensão é removida e do factor de potência da carga. No caso de transformadores trifásicos o problema é mais complexo pois as três fases não são

habitualmente desligadas simultaneamente. É normalmente aceite que o fluxo residual no núcleo varia entre 0.4 a 0.8 p.u. [216], [290]. Em transformadores trifásicos é usual considerar que duas das colunas permanecem com valores elevados e simétricos de indução remanescente enquanto a terceira coluna fica com uma magnetização reduzida [291].

Comparativamente com os ensaios laboratoriais anteriores, onde se desmagnetizava o material ferromagnético até atingir um fluxo residual aproximadamente nulo, a maior dificuldade neste processo consiste em estimar o valor da indução remanescente antes do transformador ser ligado. Existem duas soluções normalmente adoptadas para impor um valor conhecido de indução remanescente no núcleo:

- i) *Método I:* Determinar a indução remanescente utilizando a tensão aos terminais dos enrolamentos em vazio durante o processo de remoção do transformador de serviço. Os correspondentes fluxos magnéticos são determinados efectuando a integração numérica das tensões no secundário.

O circuito comutador electrónico anteriormente referido foi inicialmente utilizado para interromper a alimentação do transformador, pois possibilita também efectuar a abertura controlada do circuito. No entanto, a interrupção brusca das correntes indutivas provoca sobretensões transitórias, de alta frequência, que danificam facilmente os semicondutores. A utilização de circuitos amortecedores não é também aqui viável, pois a rede RC resultante forma uma malha por onde circula uma corrente que oscila gradualmente até zero, desmagnetizando assim o núcleo. De facto, um dos processos utilizados para a eliminação da indução remanescente consiste exactamente na utilização de um condensador aos terminais do secundário do transformador [124]. Optou-se assim por efectuar a interrupção do circuito utilizando um comutador electromecânico trifásico, o qual não permite controlar o instante do corte da alimentação e correspondentes valores de tensão e fluxo. A Fig. 3.76 ilustra a tensão nos enrolamentos secundários e o fluxo magnético obtido num desses ensaios. Neste caso obtêm-se valores de indução remanescente de 0.75 T, -0.03 T e -0.81 T nas colunas esquerda, central e direita, respectivamente. Esta distribuição da indução remanescente (dois valores relativamente elevados e simétricos e um valor mais reduzido, independentemente das colunas envolvidas) representa uma situação típica, que foi obtida em vários dos ensaios realizados. O máximo valor de indução remanescente obtido nos ensaios rondou 0.8 T.

A Fig. 3.77 apresenta a evolução temporal das tensões e correntes no primário quando o transformador foi realimentado, utilizando um ângulo de comutação nulo. As correntes atingem valores de pico bastante mais elevados do que no caso de fluxo residual nulo (cerca de quatro vezes superior). Os resultados de simulação são apresentados na Fig. 3.78, estando em boa concordância com os valores medidos.

A Fig. 3.79 ilustra outra situação onde a indução remanescente das colunas esquerda, central e direita é  $B_{R1} = -0.72$  T,  $B_{R2} = -0.03$  T,  $B_{R3} = -0.75$  T, respectivamente. Nestas condições a sobrecorrente transitória vai ser muito reduzida, Fig. 3.80, pois o fluxo residual nas colunas tem um valor muito próximo daquele que existiria em regime permanente. A menor sensibilidade dos sensores para medir estes sinais de amplitude reduzida faz com que as correntes apresentem as oscilações visualizáveis na Fig. 3.80(b). Os resultados de simulação encontram-se em razoável concordância com os resultados experimentais, Fig. 3.81.

Este método de determinação do fluxo residual tem como principal problema os erros resultantes da integração numérica das tensões. A existência de uma componente contínua nos sinais da tensão, mesmo que reduzida, provoca o enviesamento dos sinais dos fluxos, conforme representado na Fig. 3.82. Nestes casos foi utilizada a geometria da onda para o cálculo do fluxo residual, com o procedimento ilustrado na Fig. 3.82. A componente contínua do sinal foi primeiro calculada, utilizando uma janela deslizante ao longo do eixo dos tempos, e depois removida do fluxo correspondente (as ondas de fluxo Fig. 3.76(b) e da Fig. 3.79(b) anteriormente apresentadas já incluem esta correcção). A componente contínua é calculada desde  $t = 0$  até ao instante da abertura do comutador e extrapolada depois a partir desse instante. Este processo não é no entanto imune a erros.

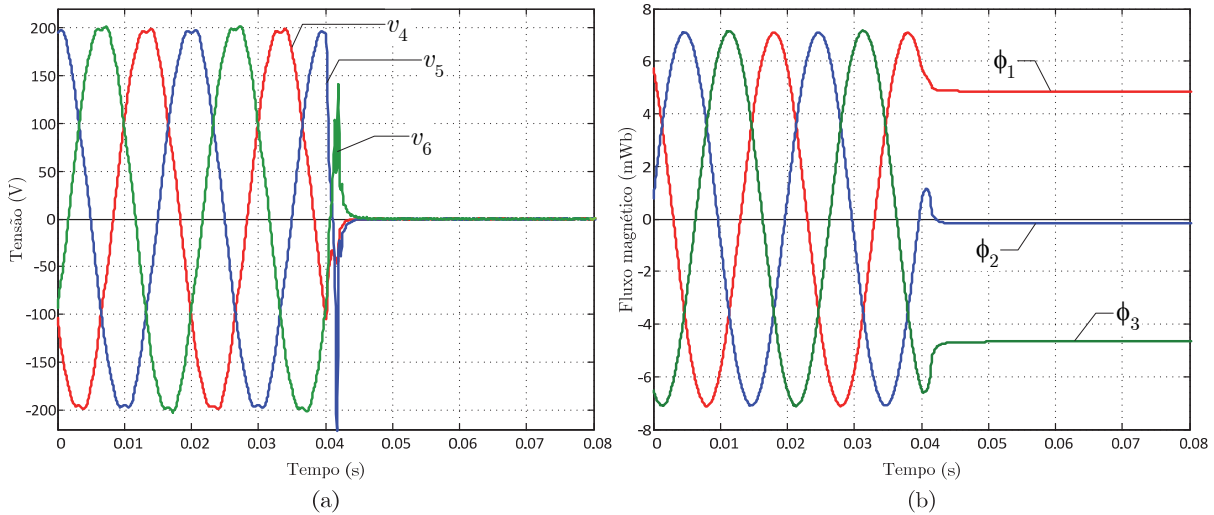


Fig. 3.76: Processo de interrupção do circuito: (a) tensões no secundário (em vazio); (b) fluxos magnéticos (resultados experimentais).

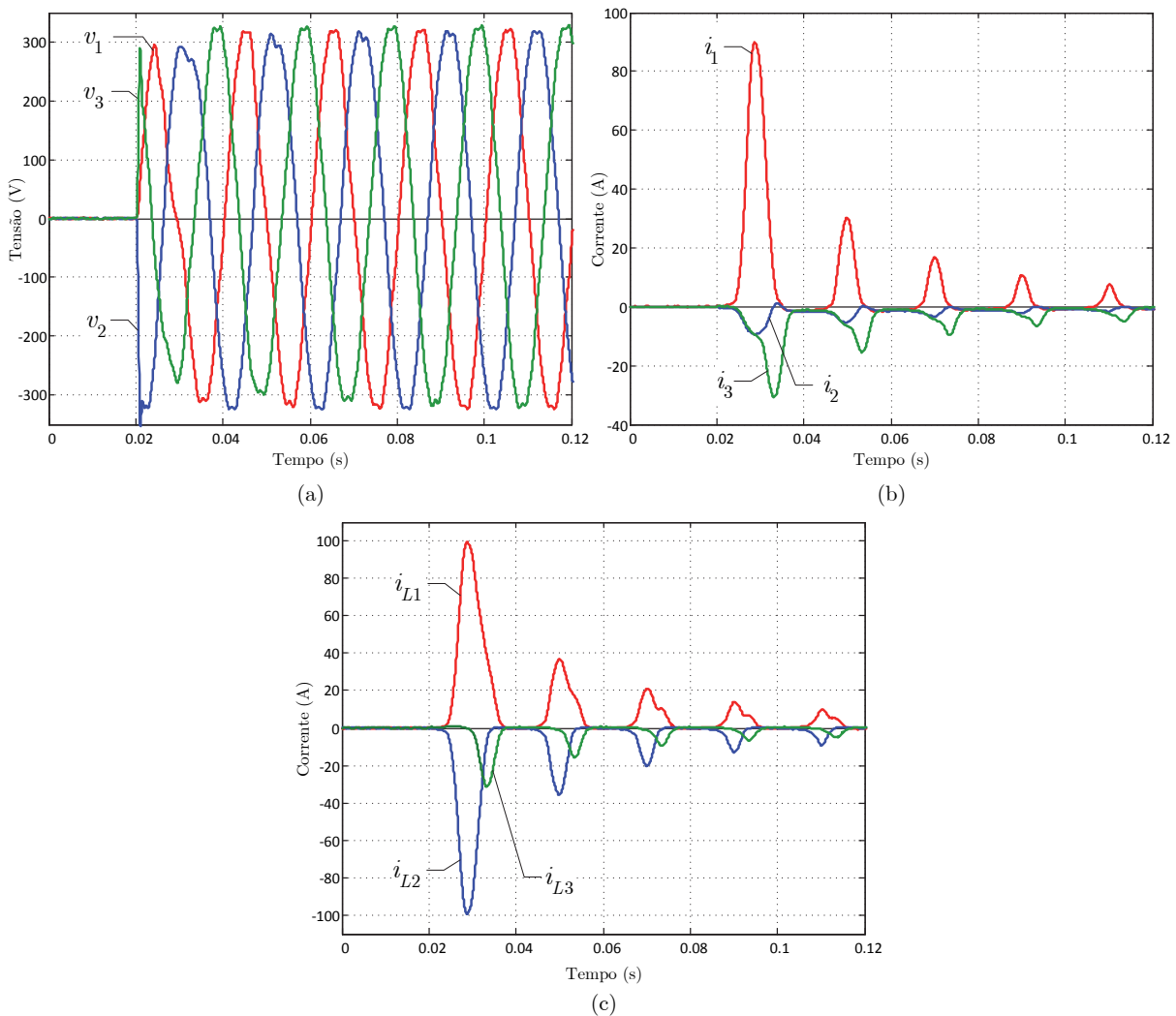


Fig. 3.77: Transitório de ligação do transformador, com fluxo residual da Fig. 3.76: (a) tensões de alimentação; (b) correntes de fase; (c) correntes de linha (resultados experimentais).

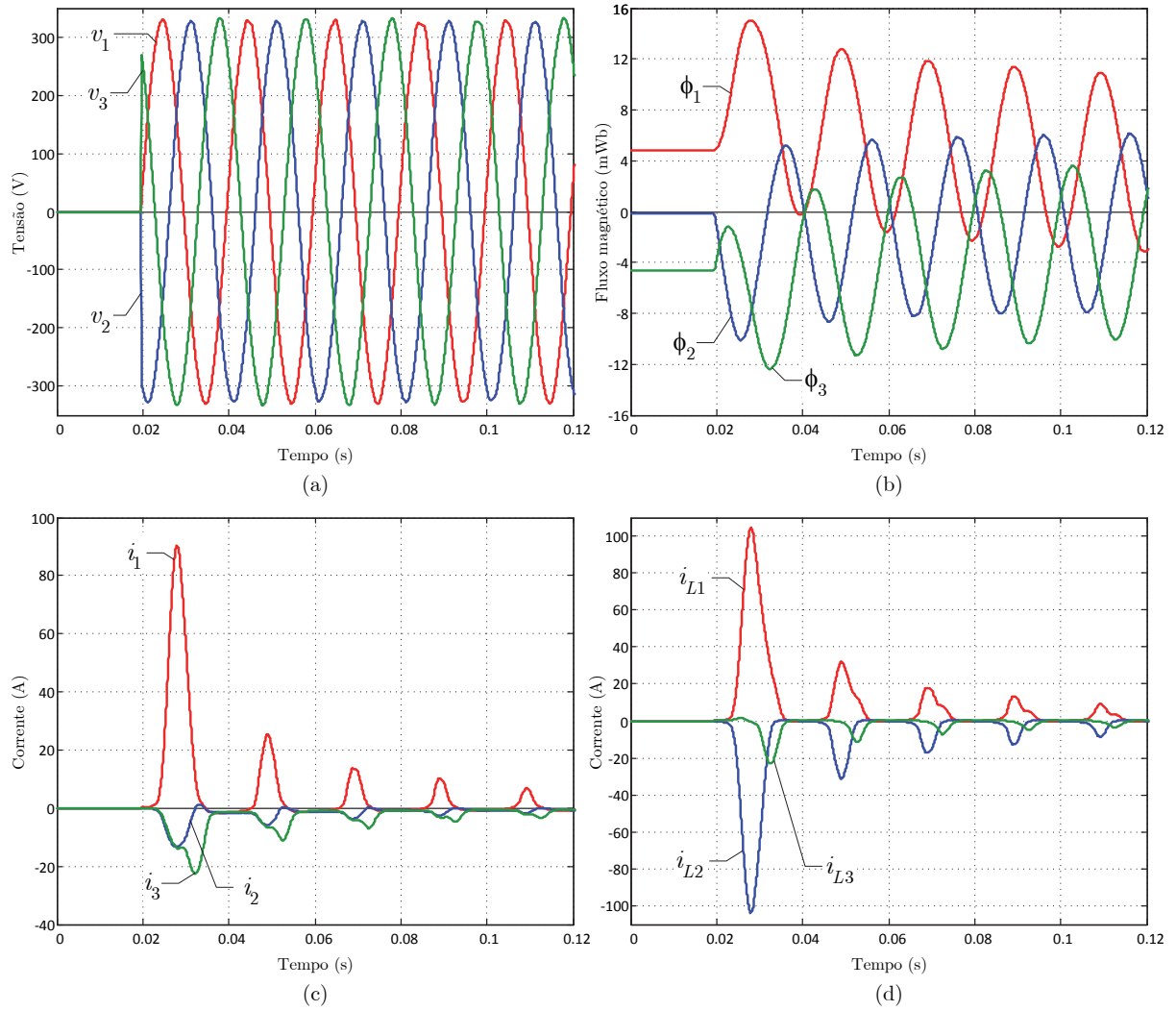


Fig. 3.78: Transitório de ligação do transformador, com fluxo residual da Fig. 3.76: (a) tensões de alimentação; (b) fluxos no núcleo; (c) correntes de fase; (d) correntes de linha (resultados de simulação).

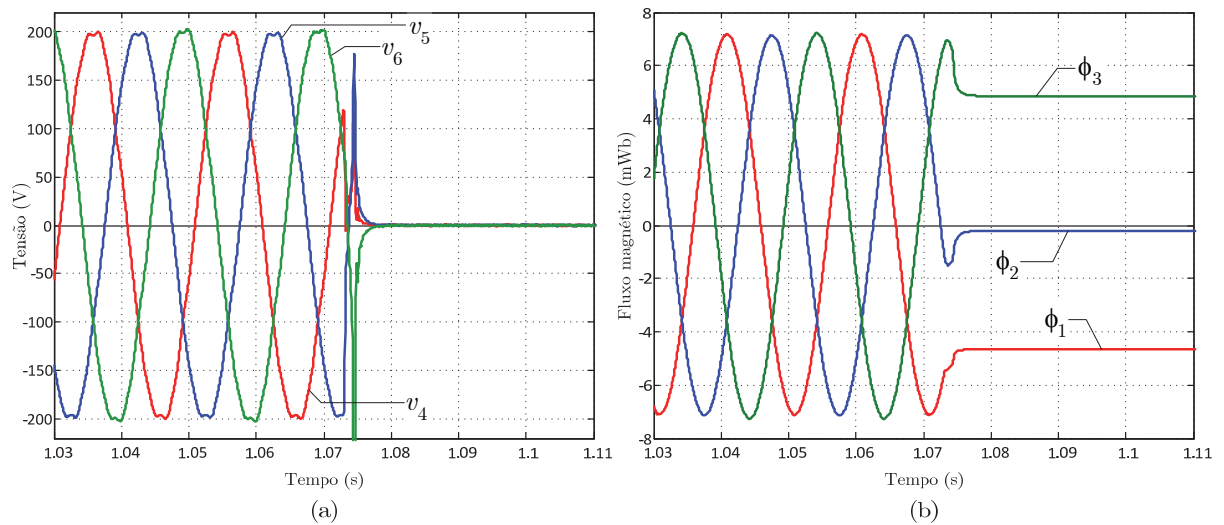


Fig. 3.79: Processo de interrupção do circuito: (a) tensões no secundário (em vazio); (b) fluxos magnéticos (resultados experimentais).

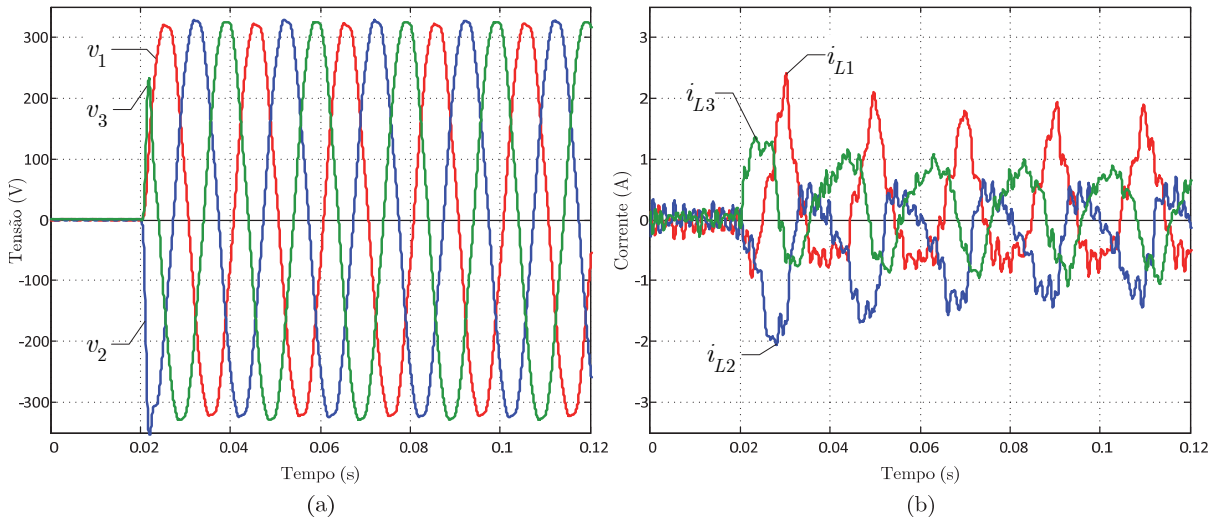


Fig. 3.80: Transitório de ligação do transformador, com fluxo residual da Fig. 3.79: (a) tensões de alimentação; (b) correntes de linha (resultados experimentais).

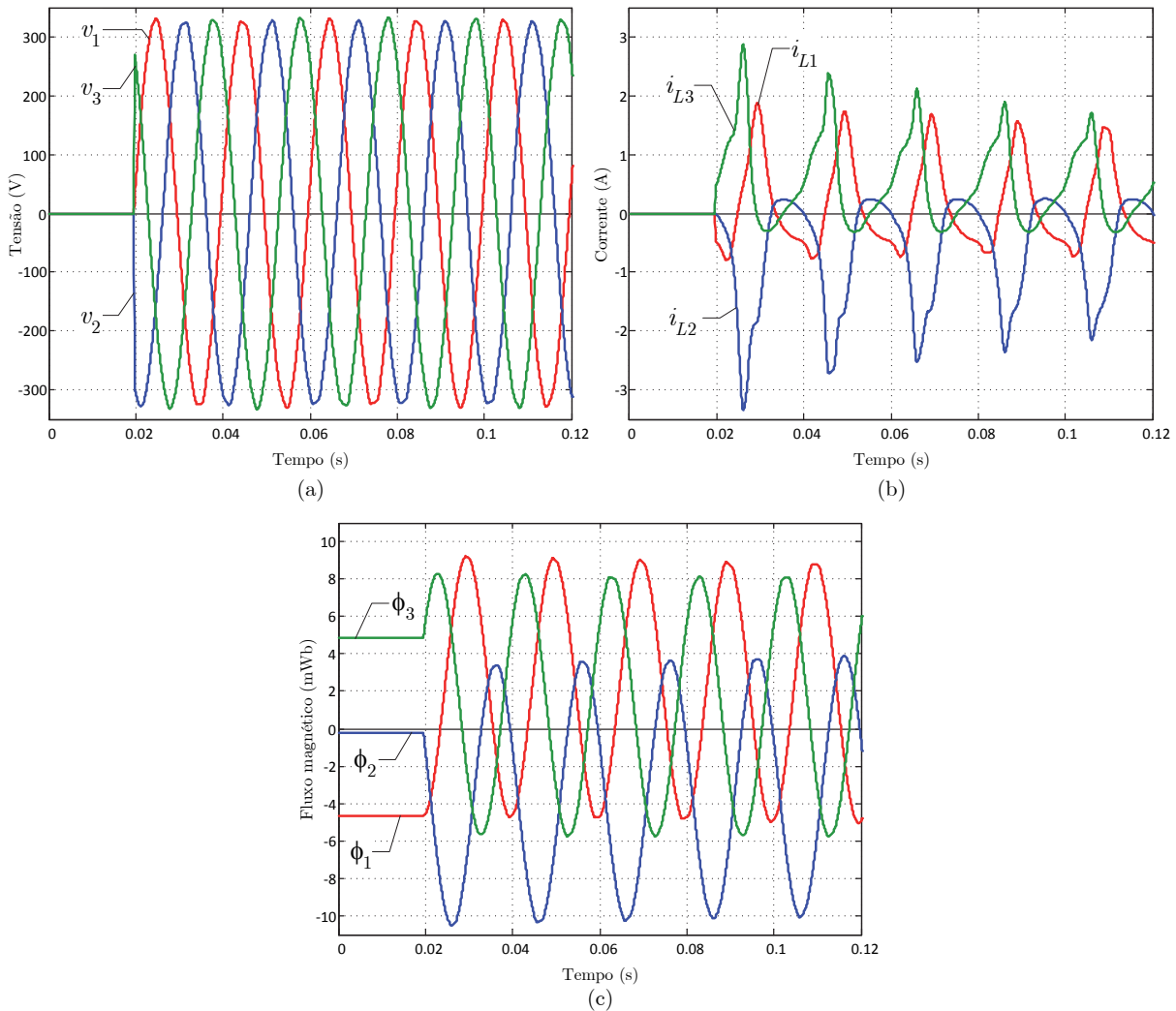


Fig. 3.81: Transitório de ligação do transformador, com fluxo residual da Fig. 3.79: (a) tensões de alimentação; (b) correntes de linha; (c) fluxos no núcleo (resultados de simulação).

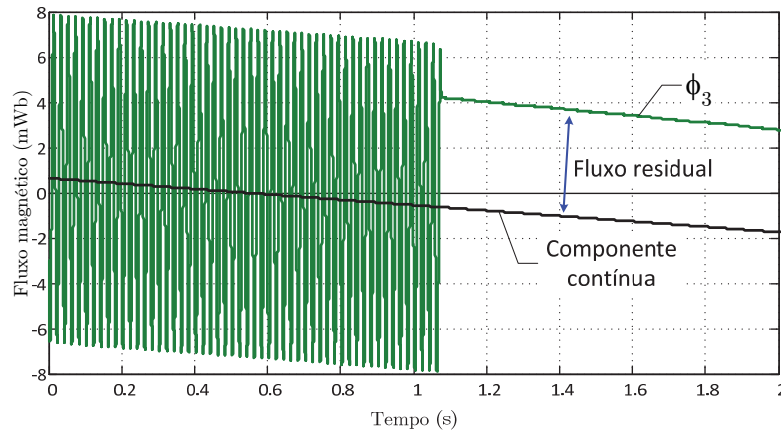


Fig. 3.82: Enviesamento do fluxo após a integração numérica (resultados experimentais).

- ii) *Método II*: estabelecimento da indução remanescente inicial através de um ensaio em corrente contínua: alimenta-se um dos enrolamentos com corrente contínua cuja amplitude é lentamente aumentada e depois diminuída até se atingir um valor de indução remanescente definido de forma aproximada por um ciclo de histerese conhecido. Para que o ponto de partida seja conhecido é necessário desmagnetizar previamente o núcleo.

O enrolamento do lado de baixa tensão da coluna esquerda foi alimentado com corrente contínua de amplitude controlável. Impôs-se uma indução remanescente inicial na coluna esquerda, percorrendo um ciclo B-H idêntico ao da Fig. 3.18, cujo valor foi estimado em  $B_{R1} = 0.85$  T, aproximadamente. Para as colunas central e direita admitiram-se valores de  $B_{R2} = -0.52$  T e  $B_{R3} = -0.33$  T, respectivamente. Esta distribuição não uniforme dos fluxos pelas colunas deve-se à assimetria do circuito magnético e foi determinada efectuando um ensaio em corrente alternada monofásica. O transformador foi depois alimentado com um ângulo de comutação nulo, resultando nas correntes de linha cujas formas de onda são apresentadas na Fig. 3.83. Este caso apresenta uma das situações onde o pico da corrente atinge valores mais elevados, entre os vários ensaios realizados. Os correspondentes resultados de simulação são ilustrados na Fig. 3.84, encontrando-se em concordância com os resultados medidos.

O procedimento foi repetido para vários valores de indução remanescente, imposta com excitação por corrente contínua, para diferentes polaridades e para os enrolamentos situados em cada uma das três colunas. A Fig. 3.85 ilustra os resultados de um desses ensaios, onde a indução remanescente inicial foi imposta



alimentando o enrolamento da coluna central, com polaridade invertida. A Fig. 3.86 apresenta os resultados referentes à excitação com corrente contínua do enrolamento de baixa tensão da coluna esquerda, também com polaridade invertida. Os resultados de simulação encontram-se globalmente em boa concordância com os resultados experimentais.

Ambos os métodos experimentais fornecem resultados satisfatórios no estabelecimento e determinação do fluxo residual no núcleo. O ensaio em corrente contínua é mais versátil e permite obter com maior facilidade valores de indução remanescente mais elevados.

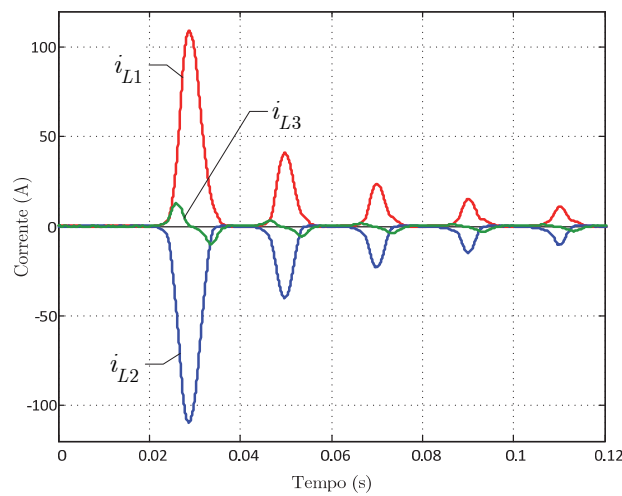


Fig. 3.83: Correntes de linha durante o transitório de ligação do transformador, com indução remanescente inicial imposta pelo ensaio em corrente contínua, com  $B_{R1} = 0.85$  T,  $B_{R2} = -0.52$  T e  $B_{R3} = -0.33$  T (resultados experimentais).

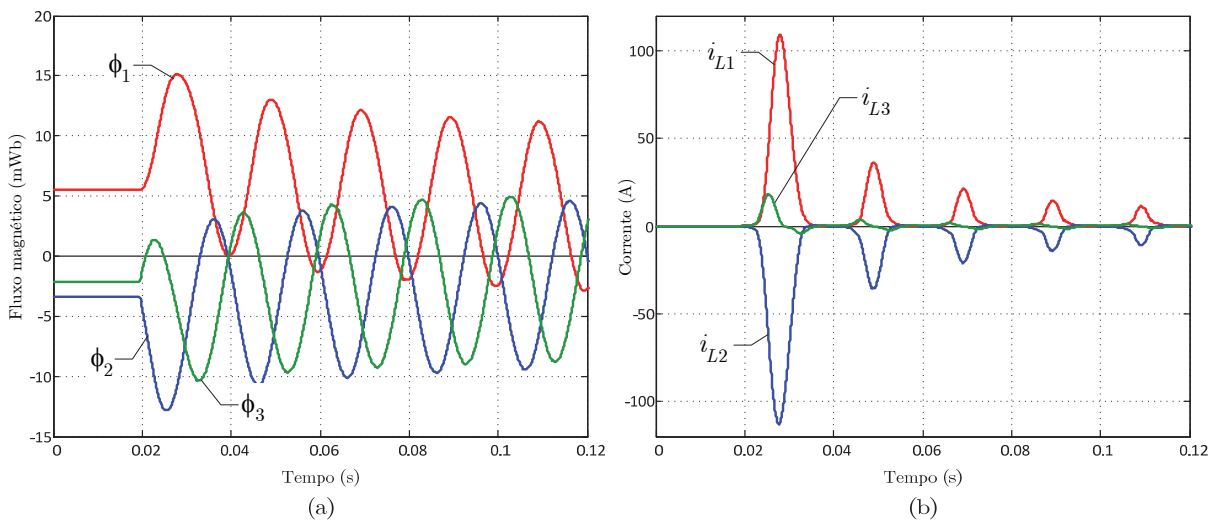


Fig. 3.84: Transitório de ligação do transformador com indução remanescente inicial imposta pelo ensaio em corrente contínua com  $B_{R1} = 0.85$  T,  $B_{R2} = -0.52$  T e  $B_{R3} = -0.33$  T. (a) fluxos nas colunas; (b) correntes de linha (resultados de simulação).

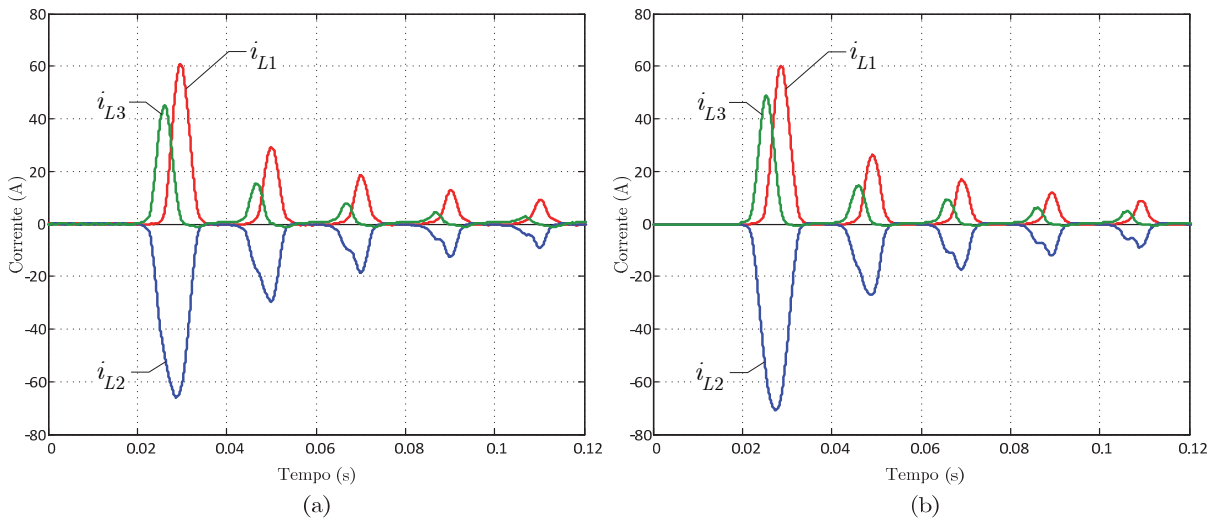


Fig. 3.85: Transitório de ligação do transformador, com indução remanescente inicial imposta pelo ensaio em corrente contínua, com  $B_{R1} = 0.43$  T,  $B_{R2} = -0.86$  T e  $B_{R3} = 0.43$  T. Evolução das correntes de linha: (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

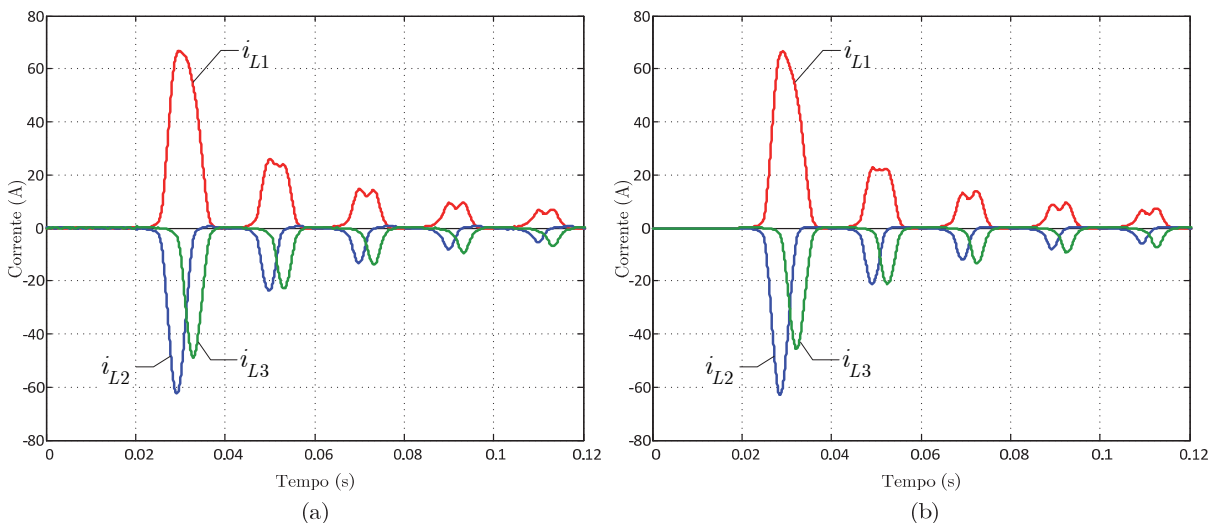


Fig. 3.86: Transitório de ligação do transformador, com indução remanescente inicial imposta pelo ensaio em corrente contínua, com  $B_{R1} = 0.33$  T,  $B_{R2} = 0.52$  T e  $B_{R3} = -0.86$  T. Evolução das correntes de linha: (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

### 3.4.1.2 Curto-circuito entre espiras

#### 3.4.1.2.1 Curto-circuito entre espiras em regime permanente [235], [292]-[293]

A Fig. 3.87 apresenta a evolução temporal das correntes de linha no lado primário do transformador para as seguintes condições: ligação YNyn0 (esquema e notação da Fig. 3.10), carga resistiva equilibrada (20% da carga nominal), quatro espiras em curto-circuito na fase R do enrolamento primário e corrente na resistência de contacto aproximadamente igual à corrente nominal do enrolamento ( $I_x \approx I_{1n} = 15$  A). O curto-circuito entre espiras no lado

primário provoca um aumento da corrente de entrada do enrolamento afectado, resultando num sistema desequilibrado de correntes. No caso de avarias incipientes a corrente nos enrolamentos secundários não apresenta alterações significativas comparativamente com a condição de funcionamento normal, Fig. 3.88. A polaridade da corrente na resistência auxiliar de curto-circuito,  $i_x$ , é imposta pela polaridade da tensão aos terminais das espiras afectadas, podendo considerar-se que esta se encontra aproximadamente em fase com a tensão de alimentação do enrolamento primário. A amplitude de  $i_x$  depende da resistência de contacto e da tensão aos terminais das espiras em falha. A corrente nas espiras afectadas,  $i_b$ , depende da corrente de entrada do enrolamento e da corrente na resistência de contacto, pois  $i_b = i_{L1} - i_x$ . Caso  $i_x > i_{L1}$  a corrente  $i_b$  é negativa (e vice-versa), conforme ilustrado na Fig. 3.89, onde  $i_b$  se encontra aproximadamente em oposição de fase com  $i_{L1}$ .

A corrente de entrada do enrolamento afectado pode assim ser dividida em três componentes:

$$i_{L1} = -i'_{L4} + i_{e1} + i'_x \quad (3.148)$$

onde  $i'_{L4}$  é a corrente no secundário,  $i_{e1}$  é a corrente de excitação e  $i'_x$  é a corrente na resistência de defeito, todas referidas ao lado primário. Os dois primeiros termos estão directamente relacionados com a normal operação do transformador enquanto o último termo resulta da presença da avaria. A corrente  $i_x$  é referida para o lado primário utilizando a razão do número de espiras em curto-circuito e o número total de espiras do enrolamento:

$$i'_x = i_x \frac{N_b}{N_1} \quad (3.149)$$

Assim, um curto-circuito que envolva um número reduzido de espiras resulta num aumento relativamente pequeno da amplitude da corrente no enrolamento primário, mesmo que a corrente de defeito seja elevada. Note-se que a severidade da avaria depende não só do número de espiras afectadas mas também da corrente de defeito, a qual é limitada pela resistência de contacto. É então muito provável que uma avaria incipiente não seja inicialmente detectada pelos sistemas de protecção, progredindo até alastrar a uma parte substancial do enrolamento.

Obtêm-se conclusões idênticas no caso de a avaria ocorrer numa das outras fases.

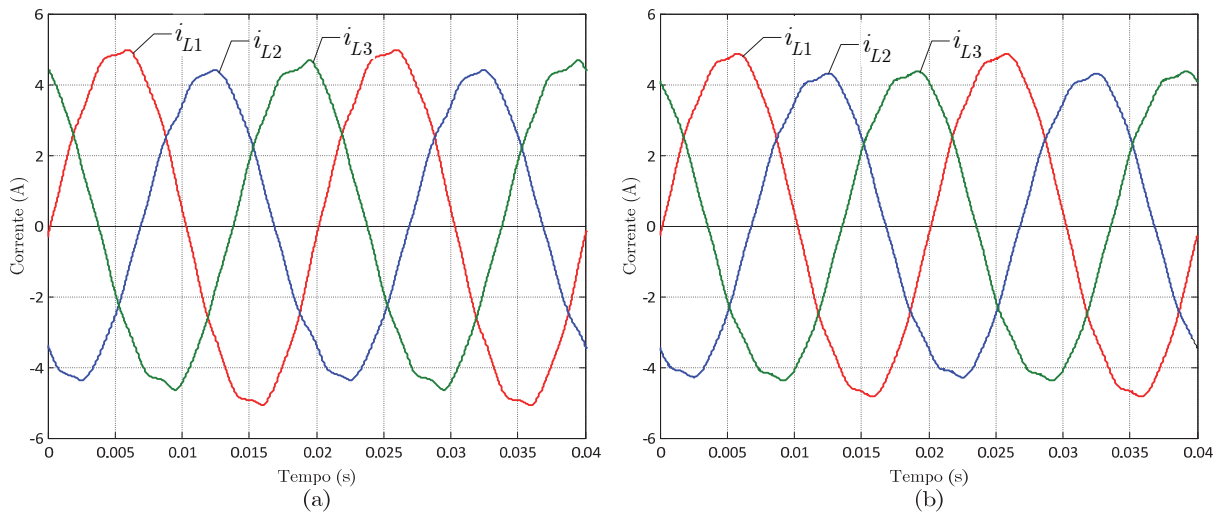


Fig. 3.87: Evolução das correntes de linha no lado primário para o caso da ocorrência de quatro espiras em curto-circuito na fase R do primário do transformador: (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação. (Ligação YNyn0, carga resistiva equilibrada, 20% da carga nominal e  $I_x \approx 15$  A.)

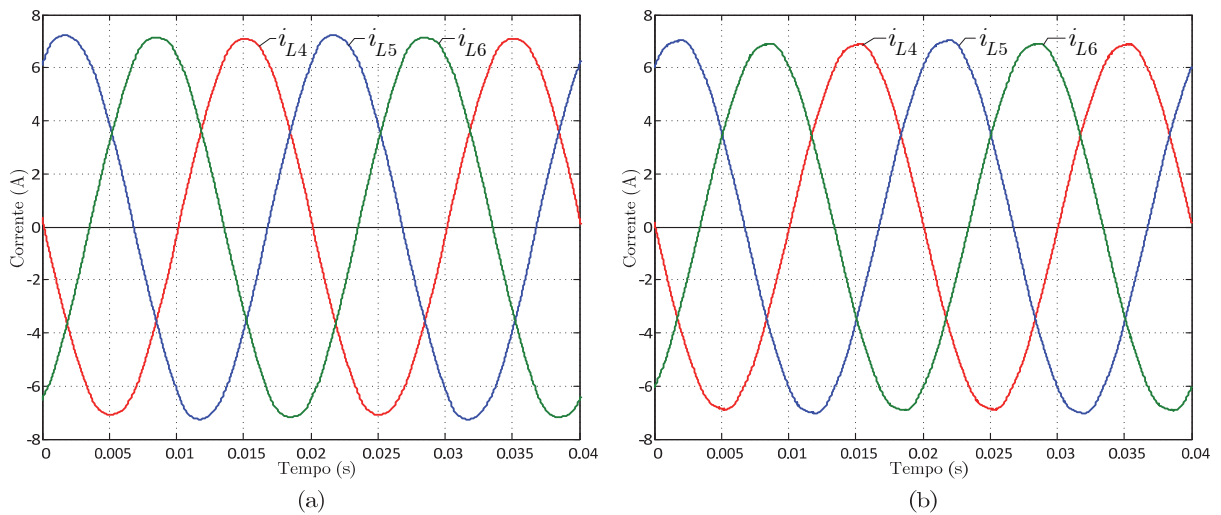


Fig. 3.88: Evolução das correntes de linha no lado secundário (mesmas condições da Fig. 3.87): (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

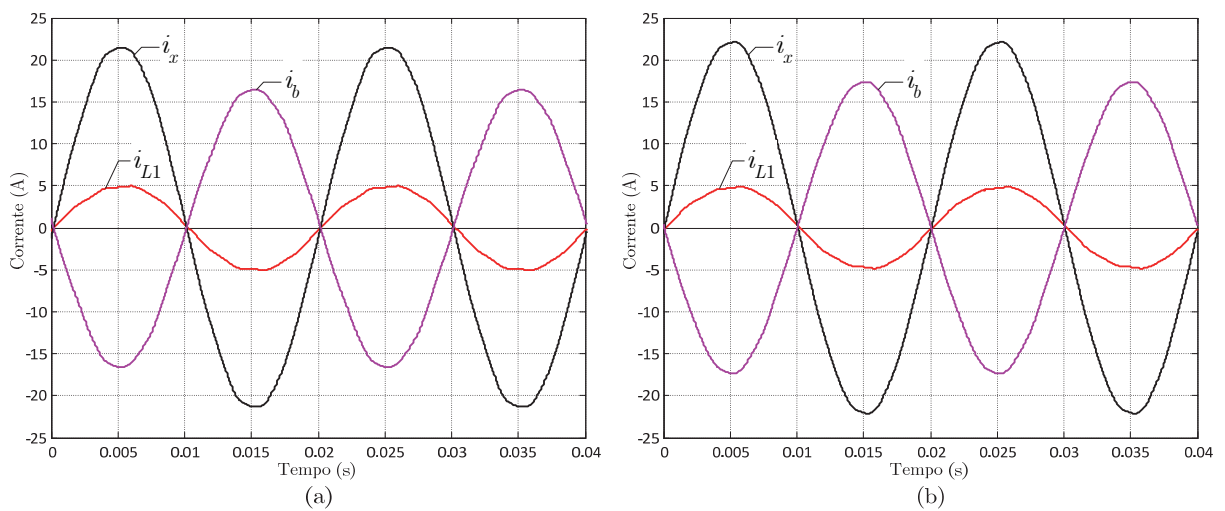


Fig. 3.89: Evolução das correntes associadas ao enrolamento afectado (mesmas condições da Fig. 3.87): (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

Para a ligação em YNyn0 as correntes diferenciais obtêm-se simplesmente adicionando as correntes do primário e do secundário, ambas referidas a uma base comum (neste caso ao lado primário):

$$\begin{bmatrix} i_{d1} \\ i_{d2} \\ i_{d3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{L1} \\ i_{L2} \\ i_{L3} \end{bmatrix} + \frac{N_2}{N_1} \begin{bmatrix} i_{L4} \\ i_{L5} \\ i_{L6} \end{bmatrix} \quad (3.150)$$

As correntes diferenciais assim definidas representam, em funcionamento normal, as correntes de excitação do transformador, calculadas em carga. Quando ocorre uma avaria a corrente diferencial no enrolamento afectado é igual à soma da corrente de excitação com a corrente na resistência de defeito (referida ao lado primário, (3.148)). A monitorização das correntes diferenciais (ou das correntes de excitação em carga) permite detectar com maior sensibilidade a presença do defeito de isolamento, Fig. 3.90.

No caso da avaria ocorrer no enrolamento secundário as espiras afectadas comportam-se como uma carga adicional, que contribui também para o aumento da corrente no lado primário, comparativamente com uma condição normal de funcionamento, Fig. 3.91. Também neste caso a corrente nos enrolamentos secundários não sofre alterações significativas com a introdução do defeito, Fig. 3.92. Nestas condições a corrente nas espiras em curto-circuito está em fase com a corrente no enrolamento afectado (as correspondentes forças magnetomotrizes opõem-se à fmm do primário) e toma valores superiores aos da corrente na resistência de contacto, Fig. 3.93.

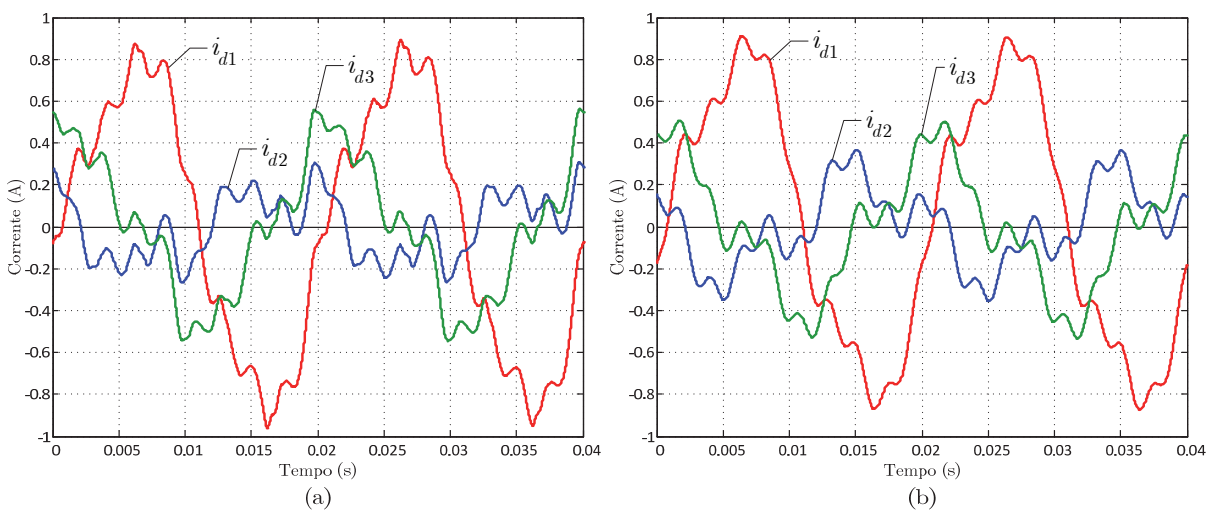


Fig. 3.90: Evolução das correntes diferenciais (mesmas condições da Fig. 3.87): (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

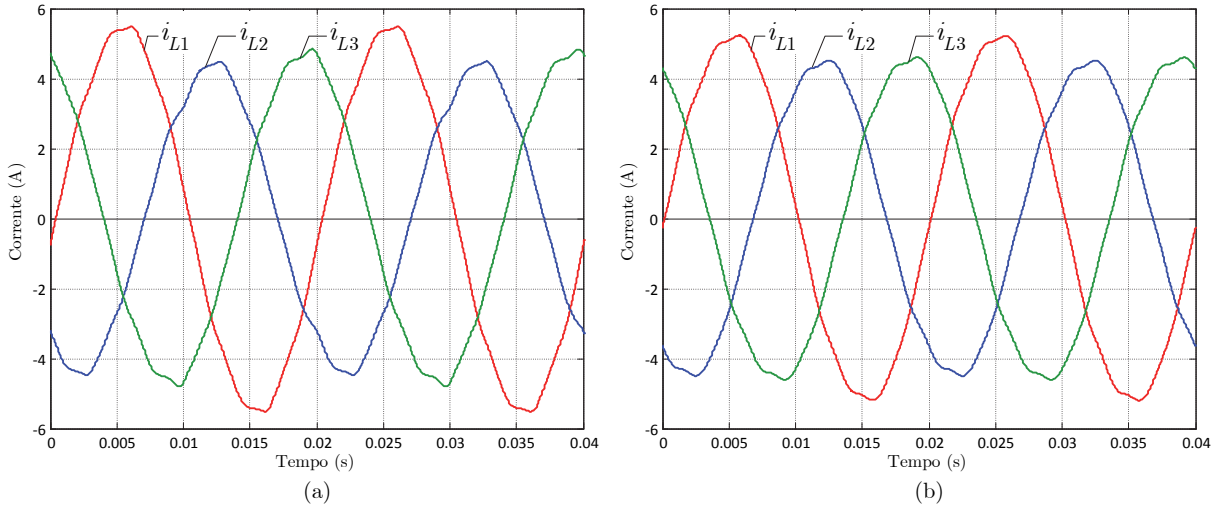


Fig. 3.91: Evolução das correntes de linha no lado primário para o caso da ocorrência de quatro espiras em curto-circuito na fase R do secundário do transformador: (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

(Ligação YNyn0, carga resistiva equilibrada, 20% da carga nominal e  $I_x \approx 18$  A.)

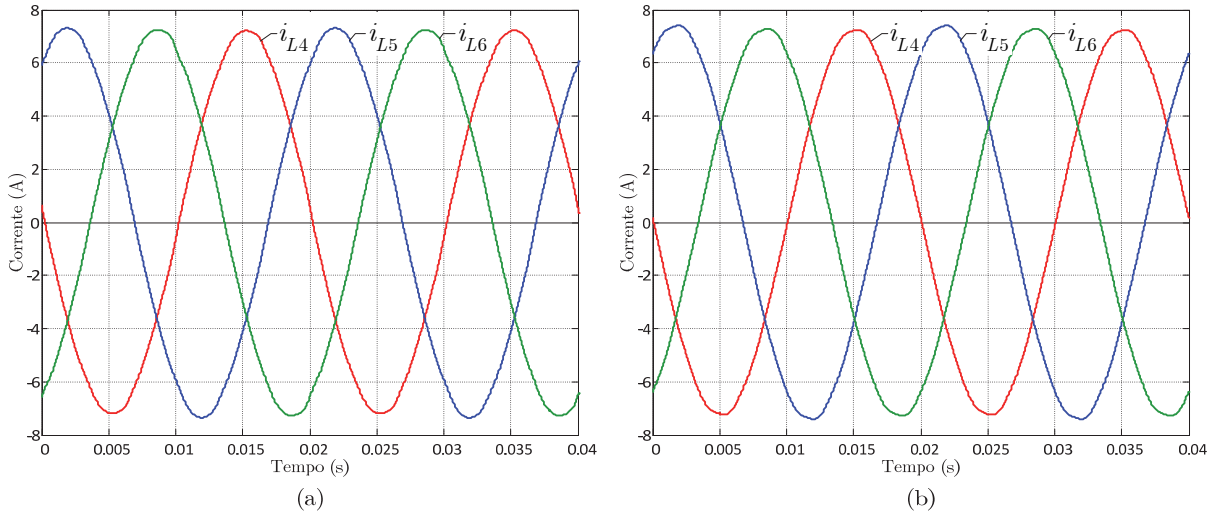


Fig. 3.92: Evolução das correntes de linha no lado secundário (mesmas condições da Fig. 3.91): (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

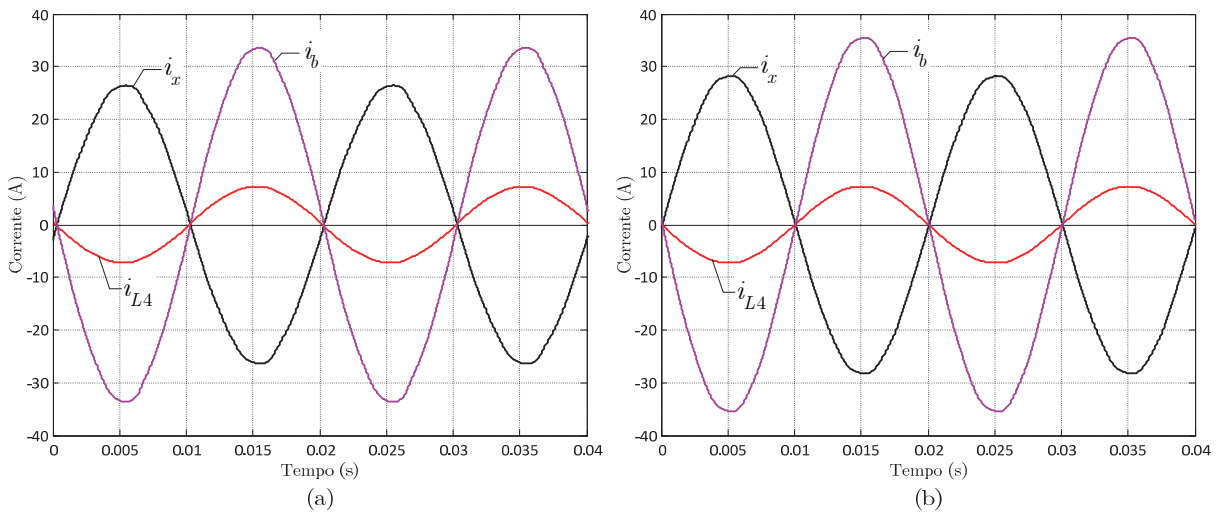


Fig. 3.93: Evolução das correntes associadas ao enrolamento afectado (mesmas condições da Fig. 3.91): (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

Conclui-se assim que a presença da avaria provoca o mesmo efeito nas correntes do lado primário, independentemente da sua localização no lado primário ou secundário.

A ocorrência da avaria tem também efeitos similares quando o transformador possui outro tipo de ligação dos enrolamentos. A Fig. 3.94 apresenta a evolução temporal das correntes nos enrolamentos primários para o caso do transformador ter os enrolamentos ligados em Dyn5 (esquema da Fig. 3.66; outras condições do ensaio: carga resistiva equilibrada, 74 espiras em curto-circuito na fase R do enrolamento primário e  $I_x \approx 10$  A). A maior severidade da avaria provoca um aumento significativo da amplitude da corrente do enrolamento afectado. As correntes associadas ao defeito têm um comportamento semelhante ao referido anteriormente, Fig. 3.95, apesar de  $i_b$  ser agora menor que a corrente de entrada do enrolamento, devido ao menor valor da corrente na resistência de contacto. Existem agora duas correntes de linha afectadas pela presença da avaria, Fig. 3.96, devido à ligação em triângulo dos enrolamentos.

A severidade da avaria no último caso (Figs. 3.94 a 3.96) é idêntica a outras situações onde seja definida a mesma fmm de defeito. Por exemplo, a presença de uma avaria com quatro espiras em curto-circuito mas com uma corrente de defeito de 185 A (valor eficaz) provoca nas correntes no lado primário um resultado bastante semelhante ao obtido no caso anterior ( $N_b = 74$ ,  $I_x = 10$  A), pois a fmm do defeito é a mesma ( $74 \times 10 = 185 \times 4$ ). Devido ao elevado valor da corrente de defeito estes resultados apenas podem ser obtidos utilizando o modelo computacional, Fig. 3.97.

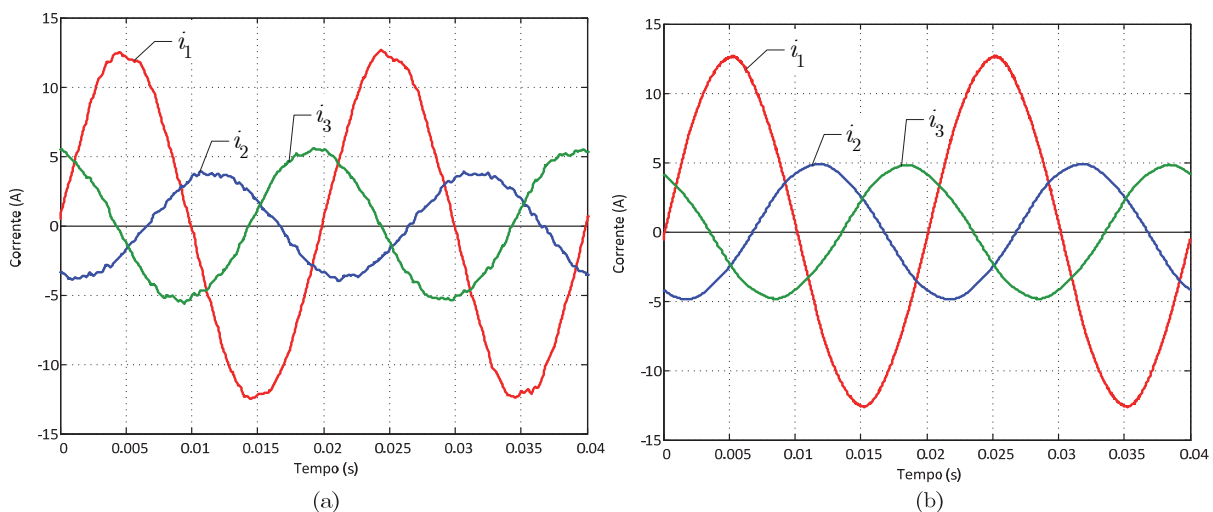


Fig. 3.94: Evolução das correntes de fase no lado primário para o caso da ocorrência de 74 espiras em curto-circuito na fase R do primário do transformador: (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação. (Ligação Dyn5, carga resistiva equilibrada, 20% da carga nominal e  $I_x \approx 10$  A.)

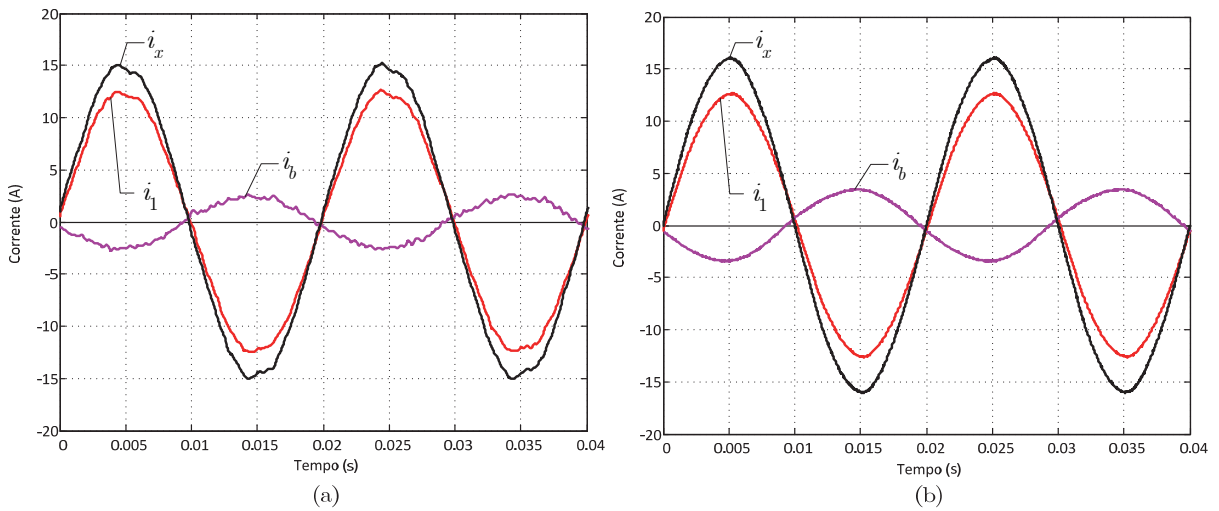


Fig. 3.95: Evolução das correntes associadas ao enrolamento afectado (mesmas condições da Fig. 3.94):  
 (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

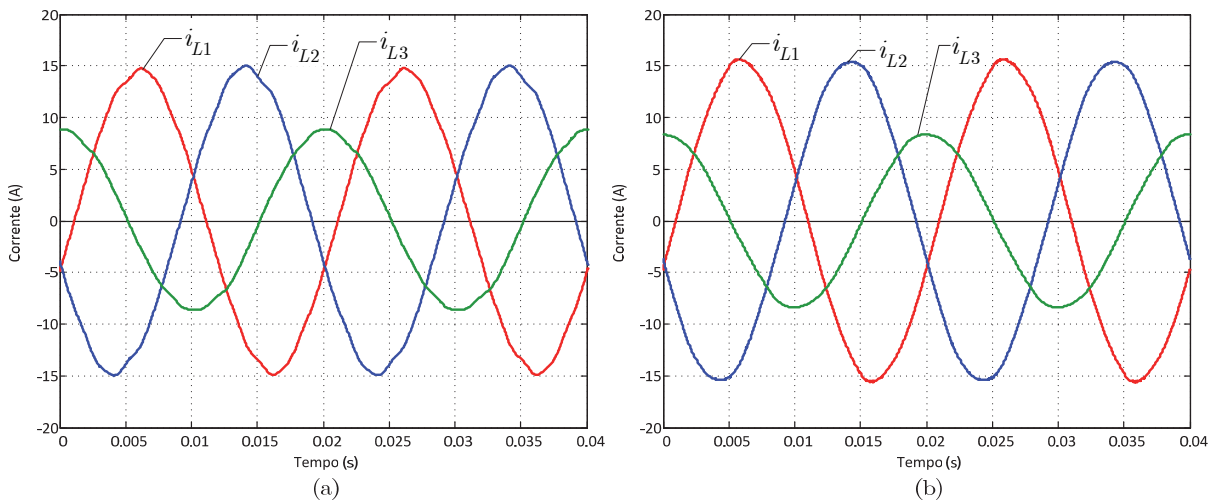


Fig. 3.96: Evolução das correntes de linha no lado primário (mesmas condições da Fig. 3.94): (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

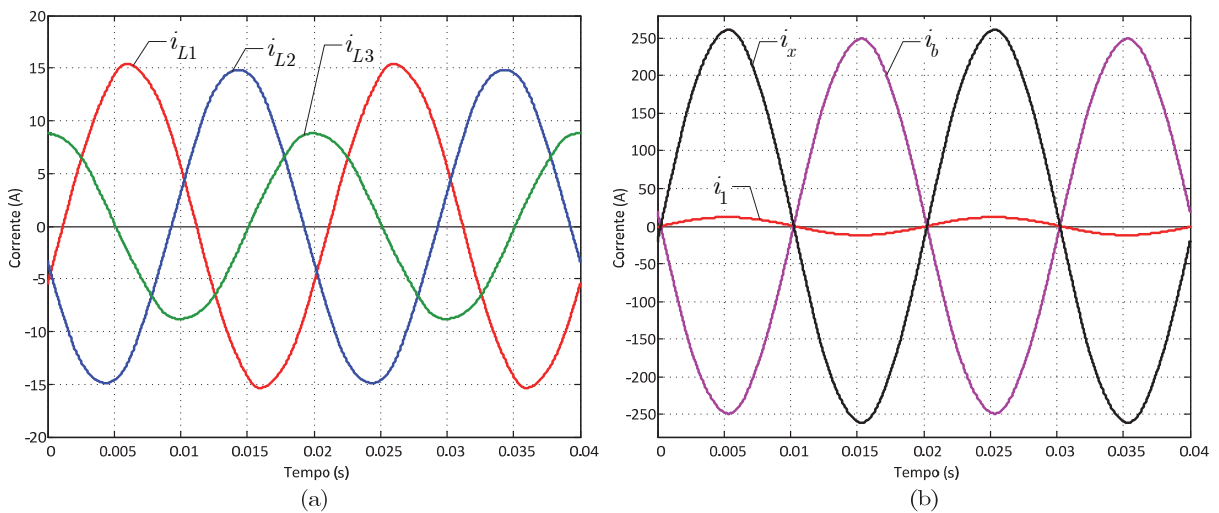


Fig. 3.97: Evolução das (a) correntes de linha no lado primário e das (b) correntes associadas ao enrolamento em defeito (resultados de simulação; quatro espiras em curto-circuito na fase R do primário do transformador, ligação Dyn5, carga resistiva equilibrada, 20% da carga nominal e  $I_x \approx 185$  A).



Os resultados de simulação foram progressivamente apresentados nas Figs. 3-87 a 3-96 e encontram-se globalmente em boa concordância com os resultados experimentais.

### 3.4.1.2.2 Transitório associado à ocorrência do curto-circuito entre espiras

Durante o transitório relativo à ocorrência de um curto-circuito entre espiras num enrolamento as correntes eléctricas atingem rapidamente o regime permanente. Na Fig. 3.98 pode observar-se que as correntes de linha afectadas pela avaria crescem gradualmente, não existindo oscilações associadas a este fenómeno, mantendo formas de onda praticamente simétricas. O transformador encontrava-se previamente a funcionar em regime de carga equilibrada (20% da carga nominal) quando foi introduzida uma avaria em  $t = 40$  ms. Neste instante a tensão aos terminais das espiras afectadas iniciava o semiciclo positivo (define-se para esta condição um ângulo de comutação da avaria de zero graus). O ajuste do ângulo de comutação foi efectuado utilizando o circuito referido na secção 3.3.2. As formas de onda das correntes na resistência de contacto e nas espiras afectadas são ilustradas na Fig. 3.99. Este comportamento não se altera para diferentes instantes de ocorrência da avaria ou para diferentes características da carga do transformador. A Fig. 3.100 exemplifica dois dos outros casos analisados.

Os resultados de simulação encontram-se globalmente em boa concordância com os resultados experimentais.

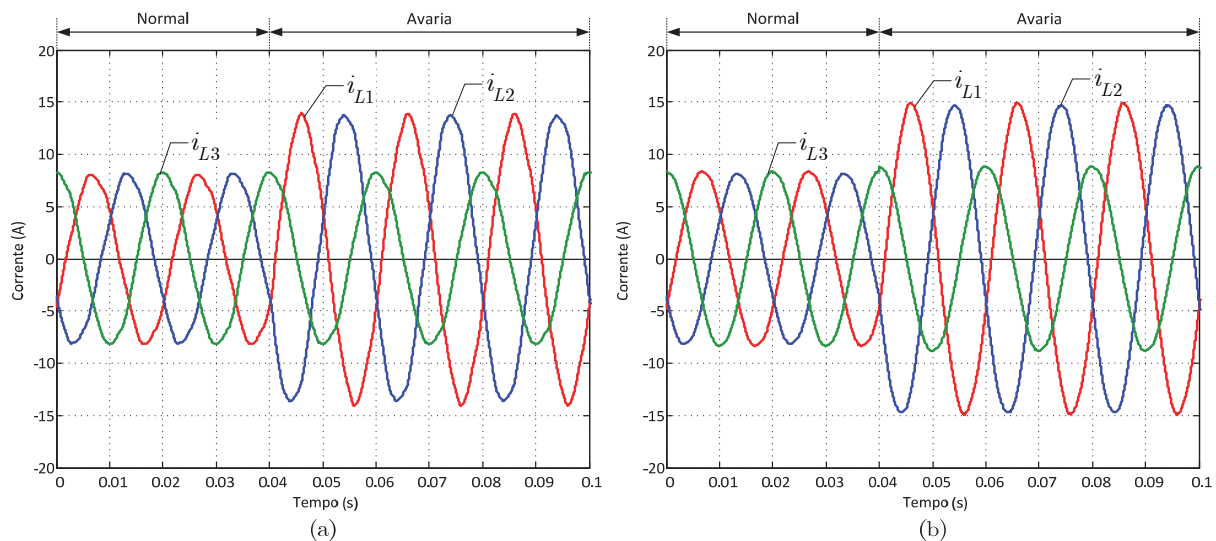


Fig. 3.98: Evolução das correntes de linha no lado primário para o caso da ocorrência de 74 espiras em curto-circuito na fase R do primário do transformador: (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

(Ligação Dyn5, carga resistiva equilibrada, 20% da carga nominal, ângulo de comutação da avaria nulo e

$$I_x \approx 10 \text{ A.})$$

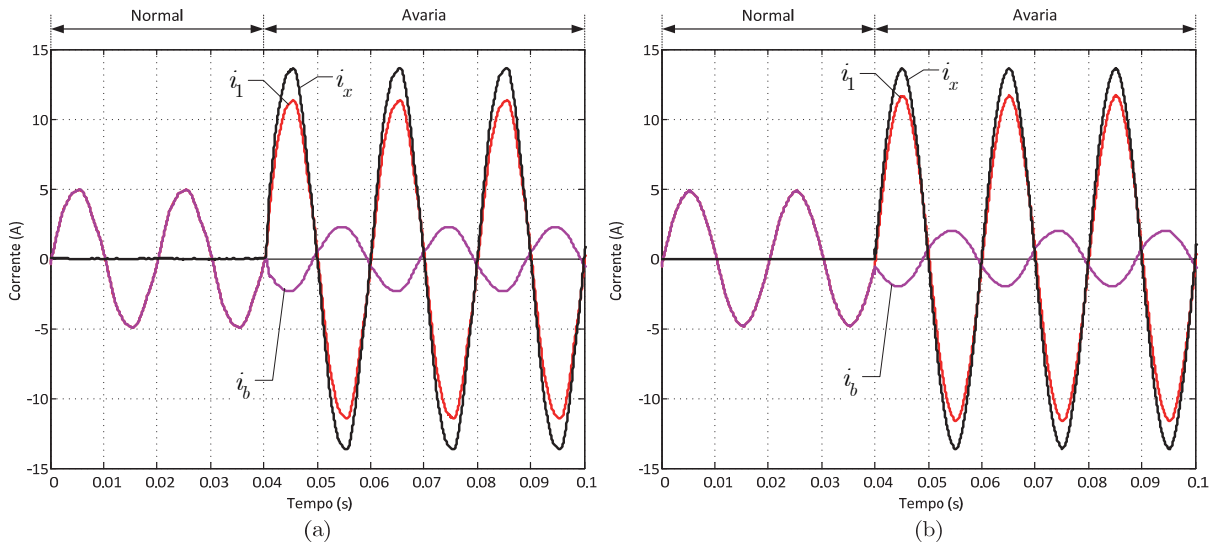


Fig. 3.99: Evolução das correntes associadas ao enrolamento afectado (mesmas condições da Fig. 3.98):  
 (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

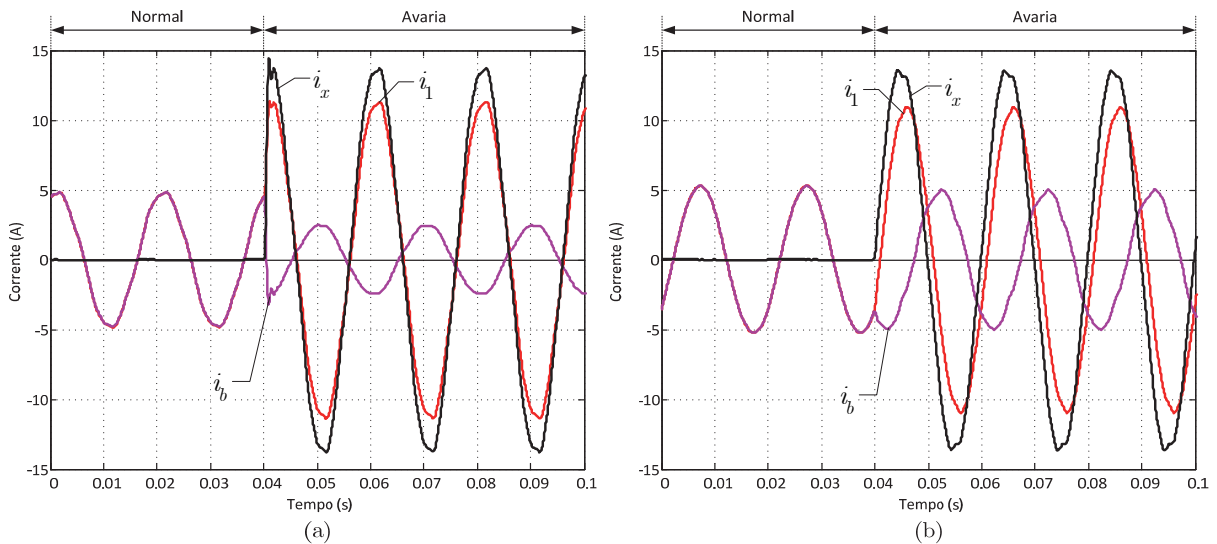


Fig. 3.100: Evolução das correntes associadas ao enrolamento afectado para o caso da ocorrência de 74 espiras em curto-circuito na fase R do primário do transformador: (a) Carga resistiva equilibrada e ângulo de comutação da avaria de  $90^\circ$ ; (b) Carga indutiva equilibrada (factor de potência de 0.8) e ângulo de comutação da avaria nulo. (Ligação Dyn5, 20% da carga nominal e  $I_x \approx 10$  A; resultados experimentais).

### 3.4.1.2.3 Defeito de isolamento intermitente [235], [292]-[293]

As avarias intermitentes foram introduzidas no transformador utilizando o circuito já referido na secção 3.3.1. Para facilitar a visualização considerou-se a ocorrência de apenas uma descarga em cada semiciclo com uma largura de impulso de cerca de  $800 \mu\text{s}$ . A Fig. 3.101 mostra a forma de onda corrente de descarga para o caso do defeito ocorrer entre quatro espiras do enrolamento primário da fase R. O arco entre espiras é reflectido para a corrente de entrada do enrolamento afectado através da relação de espiras  $N_b/N_1$ , à

semelhança do que ocorre no caso das avarias permanentes, Fig. 3.102, resultando num impulso de reduzida amplitude em  $i_{L1}$ . Também neste caso a ocorrência da avaria não influencia as correntes nos enrolamentos secundários, Fig. 3.103. A evolução temporal da corrente nas espiras com defeito é ilustrada na Fig. 3.104. Quando  $i_x$  é nula a corrente  $i_b$  é obviamente igual à corrente de entrada do enrolamento. Quando ocorre o arco a corrente nas espiras em defeito apresenta um impulso cuja amplitude é dependente da intensidade da descarga, mas de sentido contrário, pois  $i_b = i_{L1} - i_x$ , Fig. 3.104.

O reconhecimento deste tipo de defeitos através da análise das correntes nos enrolamentos revela-se difícil, mesmo recorrendo às correntes diferenciais, conforme ilustrado na Fig. 3.105.

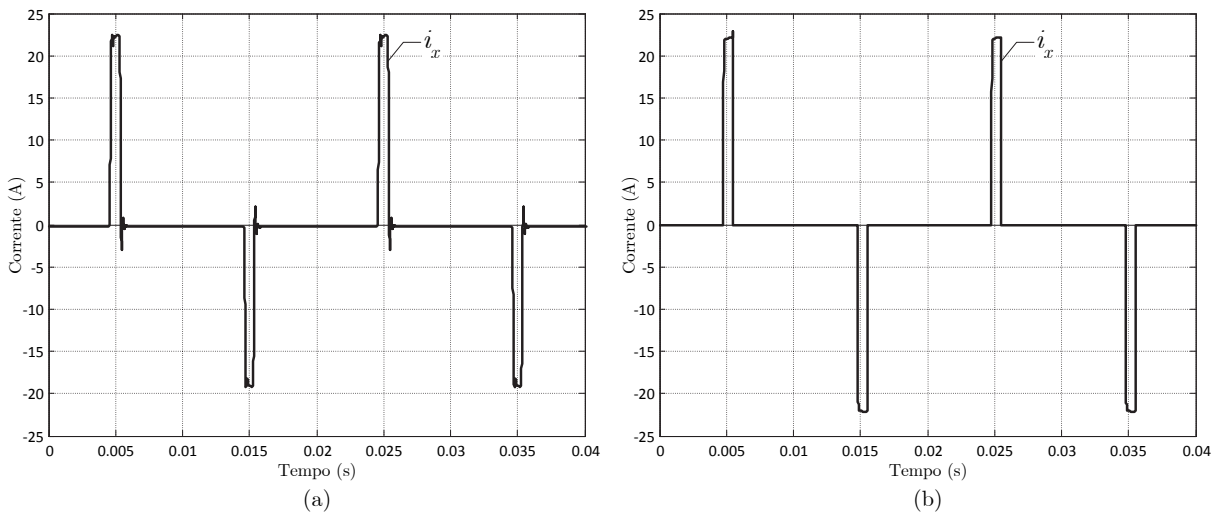


Fig. 3.101: Corrente de descarga entre espiras para o caso da ocorrência de quatro espiras em curto-circuito na fase R do primário do transformador: (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação. (Ligação YNyn0, carga resistiva equilibrada, 20% da carga nominal e  $\hat{I}_x \approx 22$  A.)

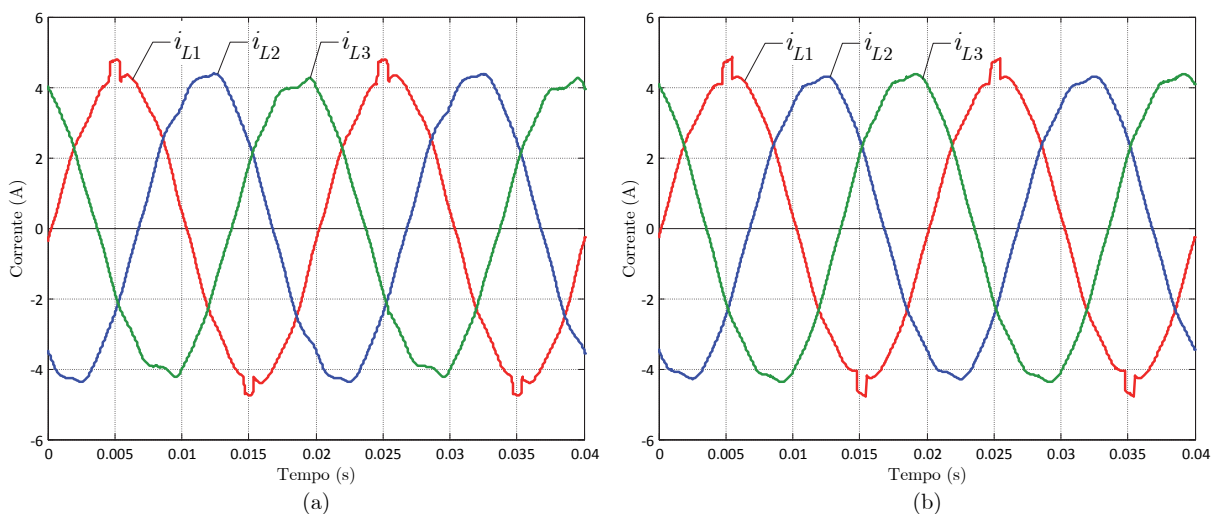


Fig. 3.102: Evolução das correntes nos enrolamentos do lado primário (mesmas condições da Fig. 3.101): (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

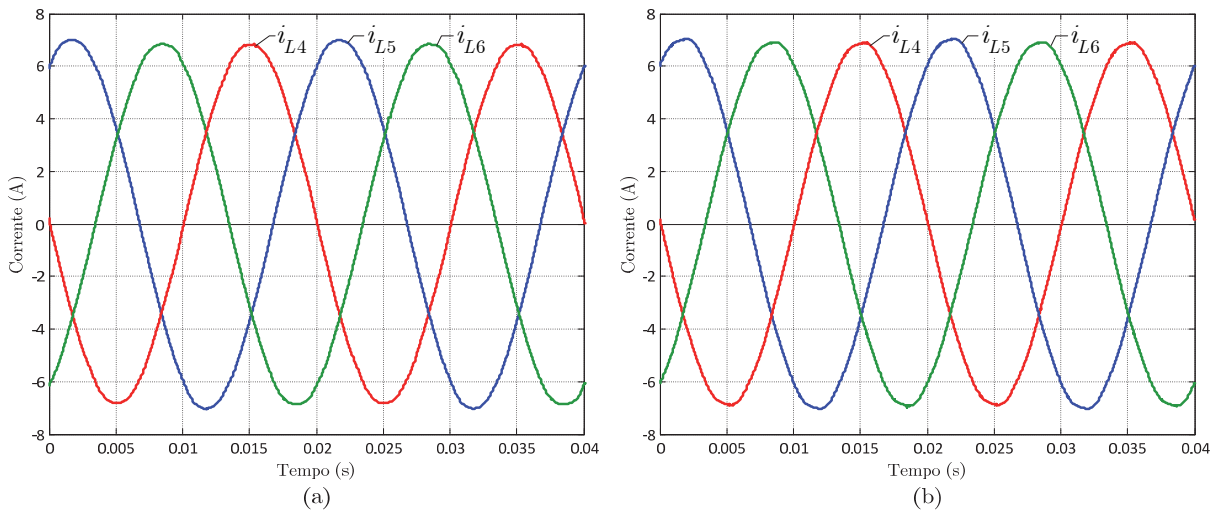


Fig. 3.103: Evolução das correntes nos enrolamentos do lado secundário (mesmas condições da Fig. 3.101):  
 (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

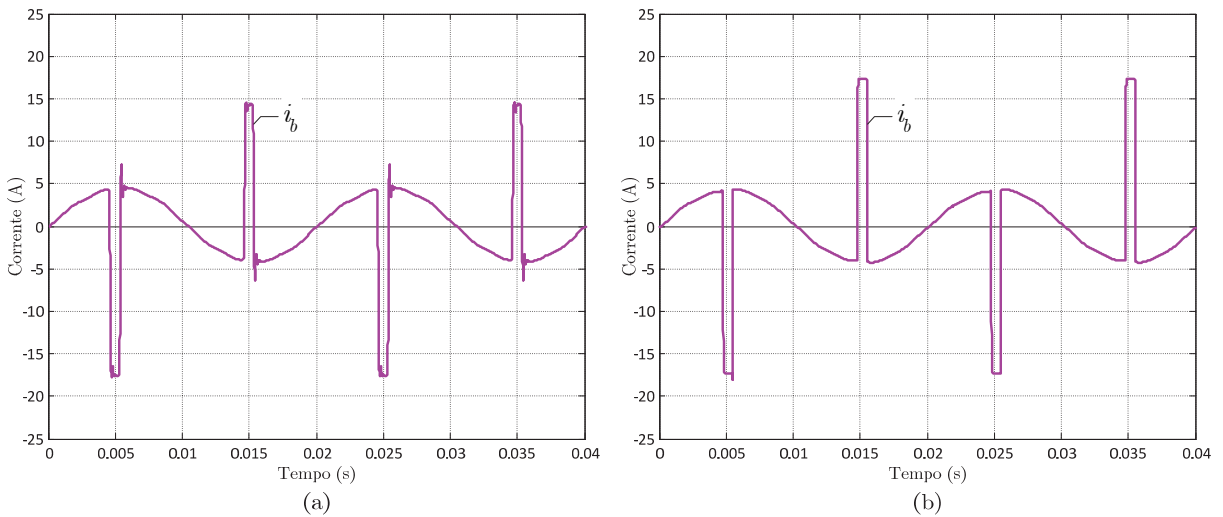


Fig. 3.104: Evolução da corrente nas espiras com defeito (mesmas condições da Fig. 3.101): (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

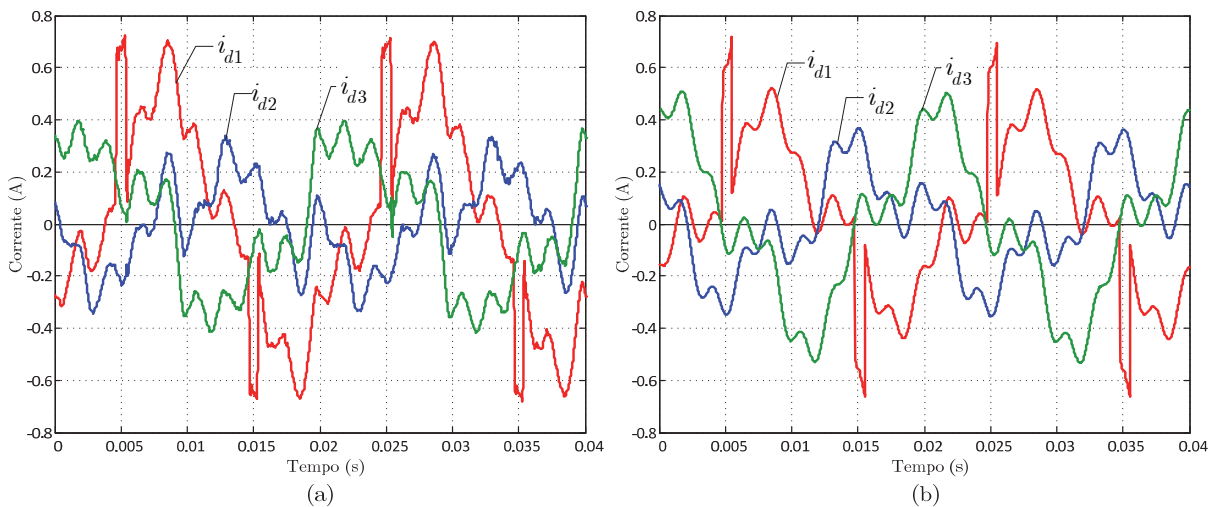


Fig. 3.105: Evolução das correntes diferenciais (mesmas condições da Fig. 3.101): (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

No caso da avaria intermitente ocorrer no enrolamento secundário a última alteração significativa diz respeito à forma de onda da corrente nas espiras em defeito, que atinge impulsos com amplitude mais elevada, pois nestas condições a amplitude do arco vai somar-se à amplitude da corrente que circula na carga:  $i_b = i_{L4} - i_x$ . As formas de onda correspondentes são ilustradas nas Fig. 3.106 a Fig. 3.108.

Os resultados de simulação foram progressivamente apresentados nas Figs. 3.101 a 3.108 e encontram-se globalmente em boa concordância com os resultados experimentais.

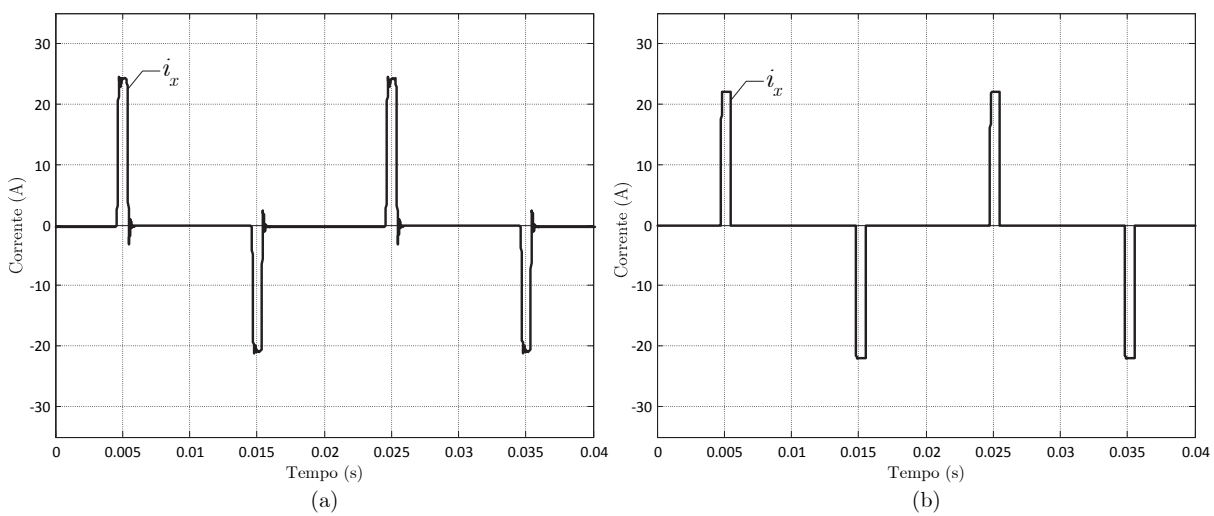


Fig. 3.106: Corrente de descarga entre espiras para o caso da ocorrência de quatro espiras em curto-circuito na fase R do secundário do transformador: (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação. (Ligação YNyn0, carga resistiva equilibrada, 20% da carga nominal e  $\hat{I}_x \approx 22$  A.)

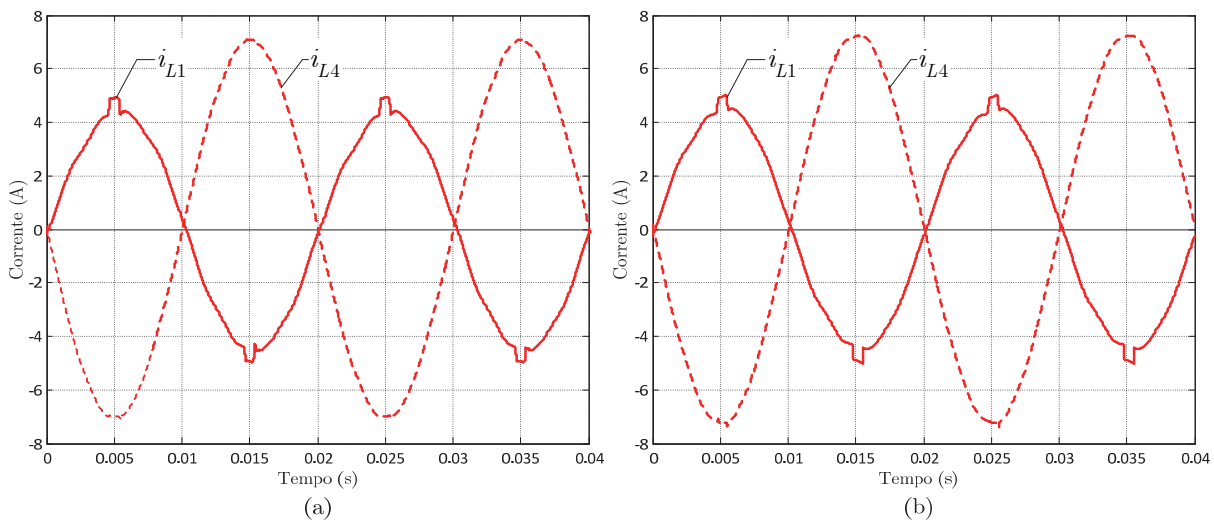


Fig. 3.107: Evolução das correntes nos enrolamentos da fase afectada (mesmas condições da Fig. 3.101): (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

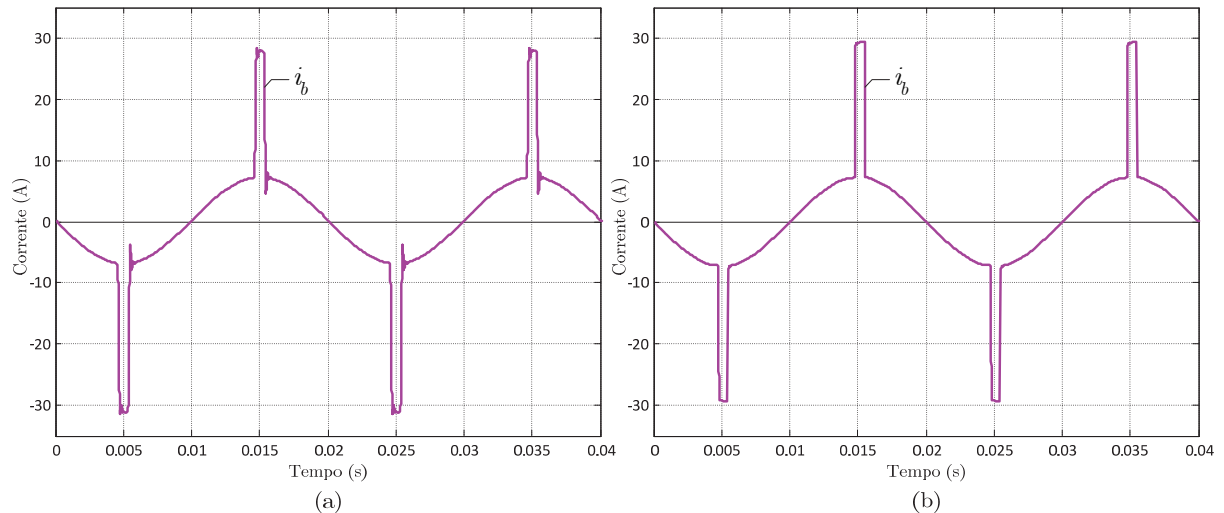


Fig. 3.108: Evolução da corrente nas espiras com defeito (mesmas condições da Fig. 3.101): (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

### 3.4.1.3 Ocorrência simultânea de sobrecorrentes transitórias de excitação e curtos-circuitos entre espiras

Uma avaria que ocorra durante o processo de ligação de um transformador é extremamente difícil de detectar pois os seus efeitos ficam dissimuladas nas sobrecorrentes transitórias de excitação.

A Fig. 3.109 ilustra as formas de onda das correntes de fase durante o transitório de ligação do transformador na presença de um defeito de isolamento entre 74 espiras no enrolamento primário da fase R, com  $I_x = 10$  A. No decorrer dos primeiros ciclos após a ligação do transformador as correntes são dominadas pelo transitório das sobrecorrentes de excitação, que possuem um comportamento aproximadamente semelhante ao obtido para a condição sem avaria, cujas formas de onda foram anteriormente apresentadas na Fig. 3.68. Da análise comparativa verifica-se que a diferença mais significativa provocada pela avaria consiste no aparecimento de semiciclos negativos na sobrecorrente transitória de excitação da fase em defeito. A corrente na resistência de contacto não é afectada pelo transitório de ligação enquanto a corrente nas espiras em curto-circuito sofre a influência de ambos os fenómenos (ligação e avaria), Fig. 3.110. As correntes de linha afectadas pela avaria apresentam também semiciclos negativos, conforme ilustrado na Fig. 3.111. A avaria torna-se particularmente difícil de detectar porque estas parcelas negativas da forma de onda podem também ser originadas pela saturação dos TI durante o transitório de ligação.

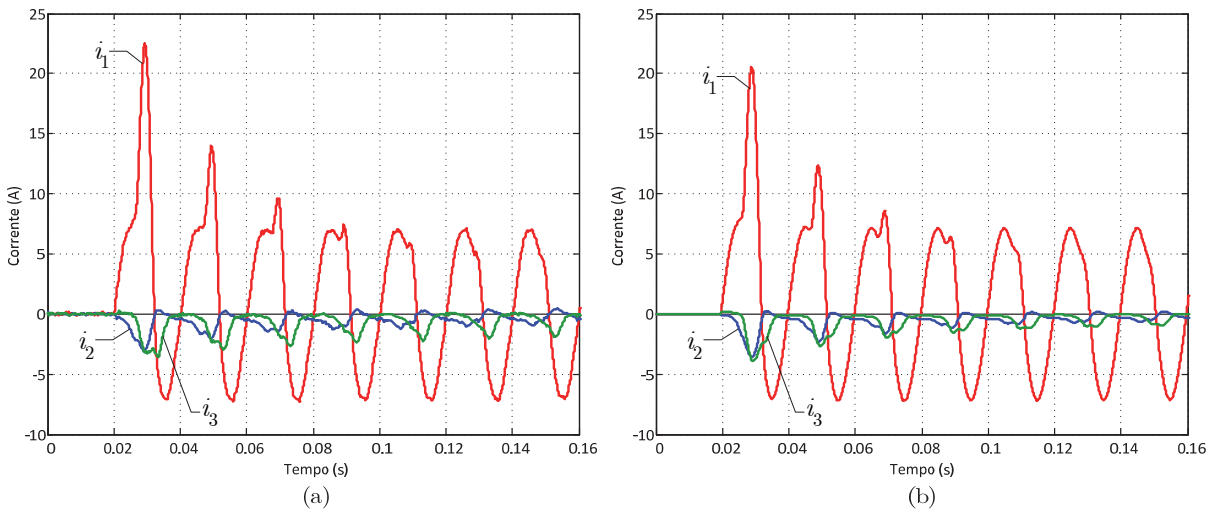


Fig. 3.109: Evolução das correntes de fase no lado primário para o caso da ocorrência de 74 espiras em curto-circuito na fase R do primário do transformador durante o transitório de ligação do transformador: (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação. (Ligação Dyn5, secundário em vazio, ângulo de comutação de 0 graus, magnetização inicial nula e  $I_{x_{ef}} \approx 10$  A.)

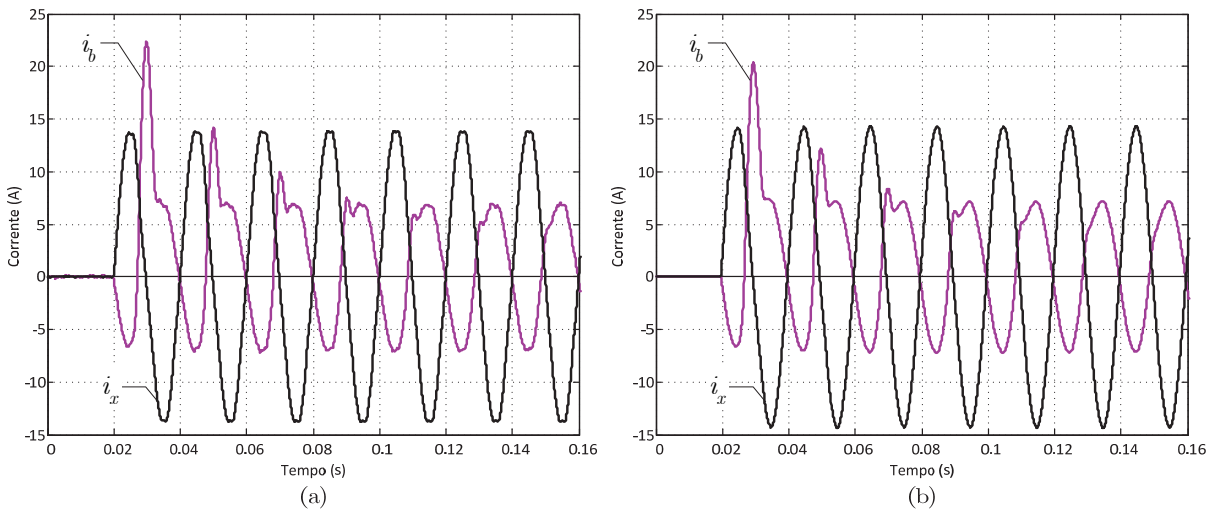


Fig. 3.110: Evolução da corrente nas espiras com defeito e da corrente na resistência de contacto defeito (mesmas condições da Fig. 3.109): (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

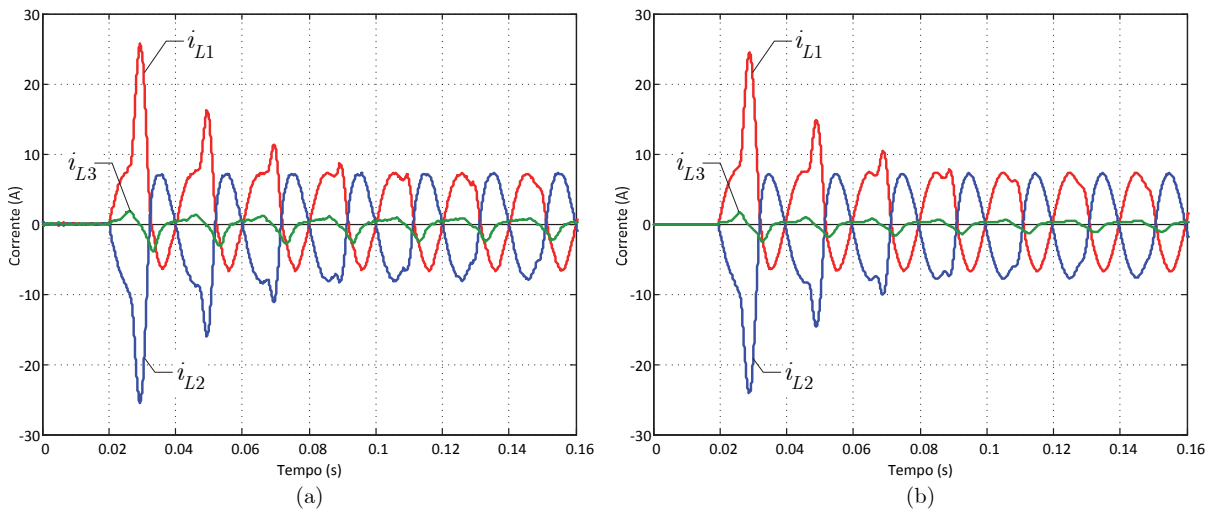


Fig. 3.111: Evolução das correntes de linha no lado primário (mesmas condições da Fig. 3.109): (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

### 3.4.2 Transformador de corrente

O transformador de corrente reproduz no secundário a corrente do lado primário de forma razoavelmente precisa desde que não entre em saturação. A Fig. 3.112 ilustra o comportamento do TI durante a ocorrência de uma avaria no transformador de potência. Neste caso utilizaram-se cinco espiras no enrolamento do primário do TI, para aproximar a sua corrente equivalente de entrada (neste caso aproximadamente 45 A) ao correspondente valor nominal (50 A). Nestas condições o TI ainda opera na região linear da curva de magnetização e reproduz com exactidão a corrente do primário no lado secundário. Os resultados medidos e calculados encontram-se em boa concordância.

A sobrecorrente transitória de excitação, gerada no processo de ligação de um transformador de potência à rede, constitui uma das situações mais problemáticas para o desempenho do TI, devido à combinação de efeitos que normalmente a caracteriza: forma de onda unipolar com elevada amplitude inicial, significativa componente contínua e lenta atenuação do transitório. É muito provável que estas condições conduzam o núcleo magnético à saturação, deixando o TI de responder com precisão ao sinal de entrada. As Figs. 3.113 – 3.115 ilustram o comportamento dos três TI que medem a corrente nas linhas do primário do transformador de potência durante um transitório de ligação (notação conforme a Fig. 3.66). A presença de uma componente contínua significativa nas correntes de linha  $i_{L1}$  e  $i_{L2}$  conduz o respectivo TI para regimes saturados, resultando em correntes distorcidas no seu lado secundário, com valores de pico menores, atenuação mais rápida e formas de onda ligeiramente mais simétricas e bipolares. Este efeito é bastante similar àquele provocado pela ocorrência de uma avaria durante o processo de ligação (anteriormente apresentado na Fig. 3.111), sendo muito difícil distinguir imediatamente estas duas situações. A corrente na linha T, apesar de distorcida, possui amplitude (e componente contínua) relativamente reduzida, não influenciando de forma negativa o desempenho do TI, Fig. 3.115. Apesar da complexidade das formas de onda também aqui os resultados experimentais e de simulação se encontram em razoável concordância.

A resposta dos transformadores de corrente é também dependente da indução remanescente presente no núcleo antes de se ligar o transformador de potência. Nestes ensaios optou-se por desmagnetizar previamente os TI e assim garantir um valor de indução remanescente nulo, o que facilita a comparação dos resultados entre todos os ensaios. Assim,



todos os resultados apresentados neste trabalho consideram que os TI têm magnetização inicial nula.

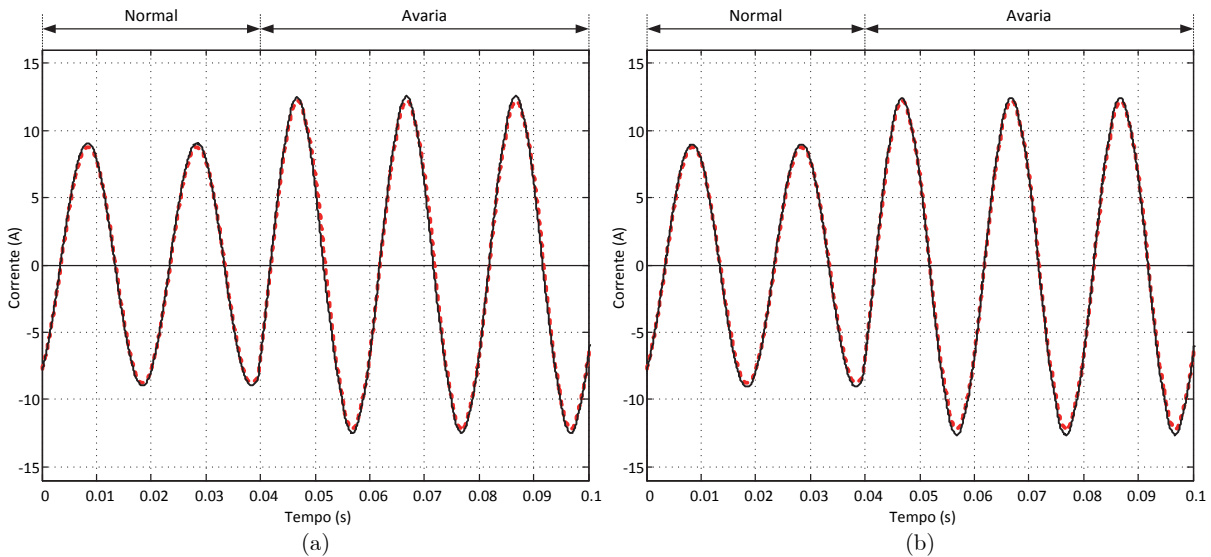


Fig. 3.112: Exemplo do funcionamento do TI durante o transitório relativo à ocorrência de uma avaria no transformador de potência (Ligação Dyn5, 20% da carga nominal, carga indutiva equilibrada com factor de potência de 0.8, 74 espiras em curto-circuito no enrolamento primário da fase R,  $I_{ref} \approx 10$  A, ângulo de comutação da avaria nulo, TI com 5 espiras no primário). Traço interrompido: corrente no primário do TI correspondente à corrente na linha R do primário do transformador de potência (resultados experimentais). Traço contínuo: corrente no secundário do TI, referida ao seu lado primário: (a) resultado experimental; (b) resultado de simulação.

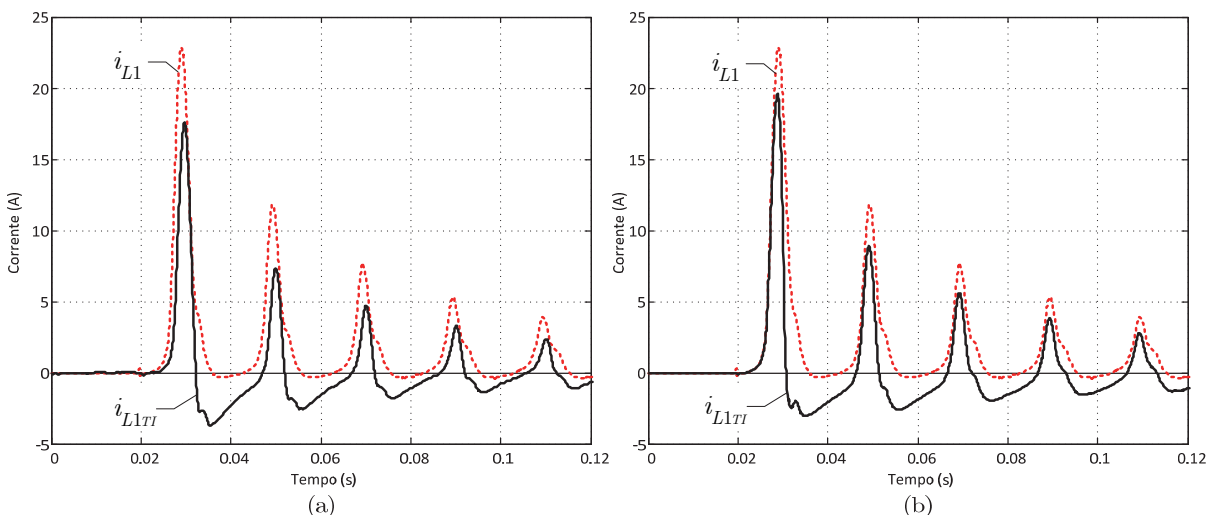


Fig. 3.113: Exemplo do funcionamento do TI durante o transitório de ligação à rede do transformador de potência. Traço interrompido: corrente no primário do TI correspondente à sobrecorrente transitória de excitação na linha R do transformador de potência (resultados experimentais). Traço contínuo: corrente no secundário do TI, referida ao lado primário: (a) resultado experimental; (b) resultado de simulação. (Ligação Dyn5, secundário em vazio, magnetização inicial nula, ângulo de comutação nulo, TI com 1 espira no primário.)

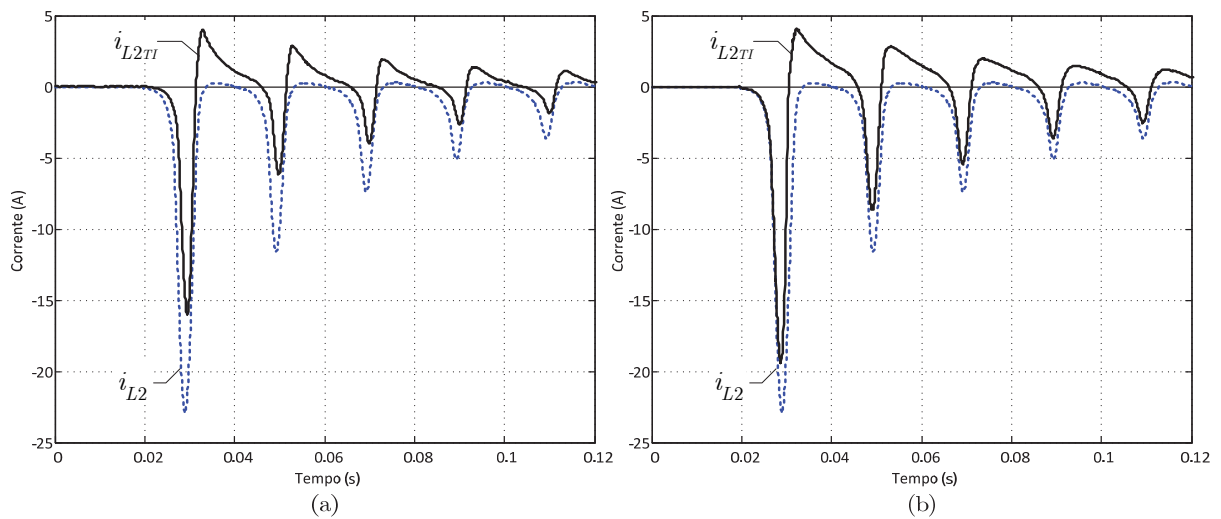


Fig. 3.114: Exemplo do funcionamento do TI durante o transitório de ligação à rede do transformador de potência. Traço interrompido: corrente no primário do TI correspondente à sobrecorrente transitória de excitação na linha S do transformador de potência (resultados experimentais). Traço contínuo: corrente no secundário do TI, referida ao lado primário: (a) resultado experimental; (b) resultado de simulação. (Mesmas condições da Fig. 3.113.)

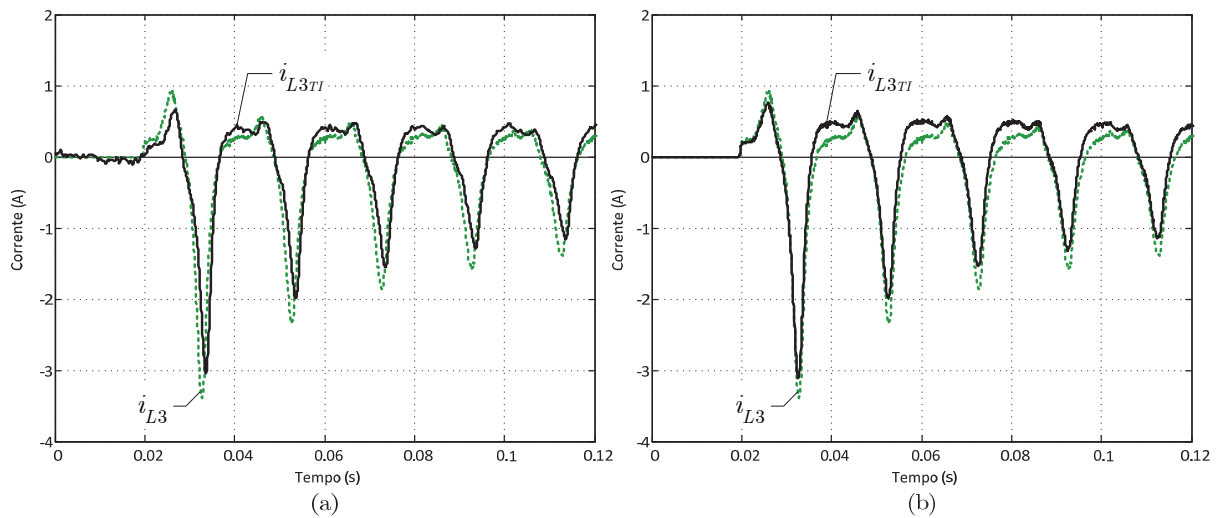


Fig. 3.115: Exemplo do funcionamento do TI durante o transitório de ligação à rede do transformador de potência. Traço interrompido: corrente no primário do TI correspondente à sobrecorrente transitória de excitação na linha T do transformador de potência (resultados experimentais). Traço contínuo: corrente no secundário do TI, referida ao lado primário: (a) resultado experimental; (b) resultado de simulação. (Mesmas condições da Fig. 3.113.)

### 3.5 Síntese

Para o desenvolvimento dos métodos de diagnóstico e de protecção do transformador é essencial caracterizar com detalhe o funcionamento da máquina. Neste capítulo descreveram-se os modelos computacionais necessários para efectuar a análise dos fenómenos

electromagnéticos nas condições de funcionamento normal e na presença de avaria. Descreveram-se também os protótipos necessários para efectuar uma caracterização experimental destes fenómenos. Foram ainda apresentados alguns resultados que, além de servirem para validar os modelos computacionais, permitiram simultaneamente caracterizar o funcionamento do transformador em diversas condições de operação. A obtenção de um conhecimento mais aprofundado nestas matérias é essencial para o desenvolvimento dos métodos de diagnóstico e protecção, pois permite reconhecer antecipadamente quais as principais dificuldades que essa investigação envolve.

## Capítulo 4

# Monitorização e diagnóstico: aplicação do método EPVA das correntes diferenciais para detectar curtos-circuitos nos enrolamentos

O método do Vector de Park foi anteriormente utilizado para diagnosticar avarias em motores de indução trifásicos, circuitos de electrónica de potência e variadores electrónicos de velocidade [10], [12]. Na sua formulação mais clássica este método consiste na análise da figura geométrica relativa à representação do Vector de Park da corrente eléctrica de alimentação desses equipamentos. Numa condição de funcionamento normal a referida figura representa aproximadamente uma circunferência enquanto que numa condição de avaria assume outras formas geométricas, as quais caracterizam o tipo e a severidade das anomalias. No caso de curtos-circuitos entre espiras nos enrolamentos a figura resultante toma uma configuração elíptica, cuja excentricidade aumenta com a severidade da avaria e cujo eixo maior está associado à fase em defeito.

Mais recentemente o método foi aplicado no diagnóstico de avarias em transformadores trifásicos, analisando-se neste caso o Vector de Park das correntes diferenciais, por forma a conseguir distinguir mais facilmente os defeitos internos de assimetrias externas, como desequilíbrios de tensão ou de carga [13]. Em funcionamento normal as correntes diferenciais correspondem às correntes de excitação, obtidas em regime de carga, podendo concluir-se que este método combina duas técnicas convencionais para a detecção de avarias: a análise da corrente de excitação e o Vector de Park. Uma das vantagens do método é a possibilidade de o aplicar sem necessidade de retirar o transformador de serviço, o que permite a sua

utilização em sistemas de monitorização contínua. Esta técnica apresenta no entanto algumas limitações, onde se destaca:

- As correntes de excitação (obtidas em carga ou em vazio) constituem um sistema trifásico desequilibrado de correntes e as suas formas de onda são fortemente distorcidas, o que provoca a deformação da figura geométrica, dificultando a análise e interpretação dos dados. Esta situação existe durante o normal funcionamento do transformador e é provocada em grande parte pela assimetria e característica não-linear do circuito magnético. Nestas condições a definição de valores que delimitem a fronteira entre a condição de funcionamento normal da condição de ocorrência da avaria poderá tornar-se problemática.
- A necessidade de interpretar figuras geométricas pode levantar alguns problemas caso se pretenda efectuar a monitorização contínua em modo autónomo, com capacidade de efectuar diagnósticos e emissão de alertas automáticos.
- A definição de um factor de severidade para a avaria não é também evidente.

No sentido de ultrapassar estas limitações propõe-se aqui adaptar ao caso dos transformadores uma evolução do método do Vector de Park. Este novo método, denominado EPVA (*Extend Park's Vector Approach*), foi originalmente aplicado na detecção de avarias em motores de indução [14]-[16] e baseia-se na análise do espectro harmónico do módulo do Vector de Park da corrente de alimentação da máquina. Quando aplicado às correntes diferenciais o método conjuga agora três diferentes técnicas de diagnóstico: corrente de excitação, Vector de Park e análise espectral.

#### **4.1 Princípio básico do método EPVA aplicado às correntes diferenciais**

A transformada de Park é habitualmente utilizada na análise do comportamento de máquinas eléctricas rotativas em regime transitório e no controlo de conversores de electrónica de potência. Pode no entanto ser considerada como uma ferramenta genérica e poderosa para analisar o comportamento de sistemas trifásicos [294].

Aplicando a transformada de Park ao sistema de correntes diferenciais,  $i_{d1}$ ,  $i_{d2}$  e  $i_{d3}$ , obtêm-se as respectivas componentes de Park (conversão das coordenadas  $abc$  para as coordenadas  $DQO$ ):

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_{dD} \\ \dot{i}_{dQ} \\ \dot{i}_{dO} \end{bmatrix} = \mathbf{T} \cdot \begin{bmatrix} \dot{i}_{d1} \\ \dot{i}_{d2} \\ \dot{i}_{d3} \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

onde  $\mathbf{T}$  é a matriz de transformação de Park, definida como:

$$\mathbf{T} = \begin{bmatrix} \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} & \frac{-1}{\sqrt{6}} & \frac{-1}{\sqrt{6}} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{-1}{\sqrt{2}} \\ \frac{1}{\sqrt{3}} & \frac{1}{\sqrt{3}} & \frac{1}{\sqrt{3}} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Define-se no plano D-Q o Vector de Park das correntes diferenciais como a seguinte grandeza complexa:

$$\dot{i}_{dVP} = \dot{i}_{dD} + j\dot{i}_{dQ} \quad (4.3)$$

Em sistemas trifásicos a três condutores a componente homopolar das correntes é nula. No caso de transformadores trifásicos a componente homopolar das correntes de linha depende das ligações dos seus enrolamentos, podendo estar presente apenas num dos lados do transformador. Nestas condições as correntes diferenciais são afectadas por anomalias exteriores ao transformador, não sendo possível discriminar entre esta situação e avarias internas. Por esse motivo a componente homopolar é normalmente removida no cálculo das correntes diferenciais, utilizando para o efeito ligações apropriadas nos TI ou efectuando a respectiva compensação no algoritmo do dispositivo de monitorização. Este procedimento não é necessário ao calcular o Vector de Park das correntes diferenciais pois a componente homopolar não é tomada em consideração em (4.3).

O método EPVA baseia-se na análise espectral do módulo do Vector de Park, definido como:

$$I_{dVP} = |\dot{i}_{dVP}| = \sqrt{\dot{i}_{dD}^2 + \dot{i}_{dQ}^2} \quad (4.4)$$

Em condições ideais, ou seja no caso das correntes diferenciais constituírem um sistema trifásico equilibrado e sinusoidal com frequência  $f = 1/T$ , o módulo do Vector de Park não possui componente alternada, apresentando apenas uma componente contínua. A Fig. 4.1 ilustra este caso na Condição A, onde a amplitude do módulo do Vector de Park é  $\sqrt{6}/2$

vezes a amplitude das correntes diferenciais. A componente contínua do módulo do Vector de Park,  $I_{dVP(CC)}$ , é directamente proporcional à amplitude do sistema trifásico simétrico, conforme ilustrado na Fig. 4.1, Condições A e B.

A ocorrência de um curto-circuito entre espiras leva ao aumento da amplitude da corrente diferencial na fase afectada, resultando num sistema trifásico desequilibrado de correntes. Nestas condições o módulo do Vector de Park das correntes diferenciais vai apresentar uma componente contínua e uma componente alternada, tendo esta última uma frequência dupla ( $2f$ ) da frequência do sistema de alimentação, conforme ilustrado na Condição C da Fig. 4.1.

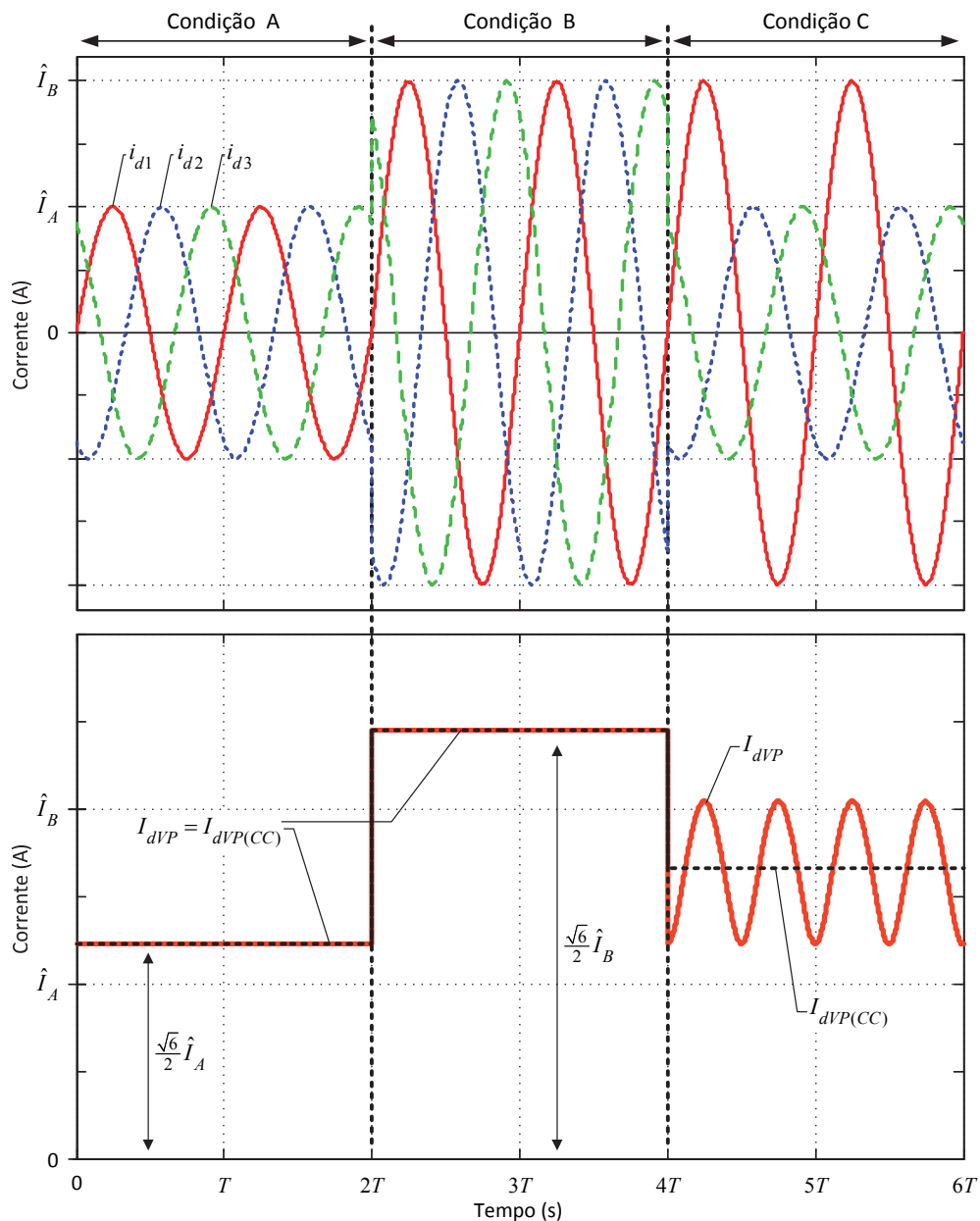


Fig. 4.1: Princípio básico de detecção de avarias através do método EPVA (resultados teóricos).

Tanto a amplitude da componente contínua como a amplitude da componente alternada com frequência  $2f$  do módulo do Vector de Park são influenciadas pela avaria e podem ser utilizadas para detectar a sua ocorrência. No entanto, a referida componente alternada, proporciona uma maior sensibilidade na detecção dos defeitos de isolamento nos enrolamentos, uma vez que é provocada pela assimetria no sistema trifásico e a sua amplitude está directamente relacionada com a gravidade da avaria. O valor médio do módulo do Vector de Park continua todavia a ser útil para detectar avarias simétricas, as quais são possivelmente mais severas, devendo também esta grandeza ser incluída no algoritmo de monitorização da condição do transformador.

A assimetria do sistema trifásico de correntes diferenciais pode ser quantificada relacionando a componente alternada à frequência  $2f$ ,  $\hat{I}_{dVP(2f)}$ , e a componente contínua do módulo do Vector de Park,  $I_{dVP(CC)}$ , [16]. O factor de assimetria vem assim definido:

$$FA_{ss} = \frac{\hat{I}_{dVP(2f)}}{I_{dVP(CC)}} \quad (4.5)$$

## 4.2 Detecção de espiras em curto-circuito com o método EPVA – resultados [235], [292], [293], [295]

### 4.2.1 Caracterização do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais em condição de funcionamento normal

A Fig. 4.2(a) ilustra a representação no plano D-Q do Vector de Park das correntes de excitação em carga para o caso do funcionamento normal do transformador (ou seja, sem avaria), com ligação dos enrolamentos em YNyn0 e carga resistiva equilibrada a 20% do regime nominal. Esta representação difere do círculo esperado para condições ideais, devido principalmente à geometria assimétrica e característica não-linear do núcleo ferromagnético. De facto esta figura é também representativa do Vector de Park das correntes de excitação obtidas em vazio, Fig. 4.2(b), as quais constituem habitualmente um sistema trifásico desequilibrado e distorcido em relação a uma sinusóide. Esta deformação do Vector de Park resulta assim de uma assimetria natural do transformador trifásico com núcleo de colunas.

A Fig. 4.3(a) ilustra o espectrograma do módulo do Vector de Park das correntes de excitação em carga para a condição de funcionamento normal referida no parágrafo anterior. Também aqui os resultados diferem daqueles expectáveis para condições ideais, onde,



conforme referido anteriormente, não deveriam existir componentes de corrente alternada. Na prática verifica-se a presença de uma componente harmónica com a frequência de  $2f$  (100 Hz), provocado pelas mesmas razões responsáveis pela deformação da representação no plano D-Q do Vector de Park. Os resultados obtidos utilizando o modelo computacional encontram-se em boa concordância com os resultados experimentais, Fig. 4.2 e Fig. 4.4.

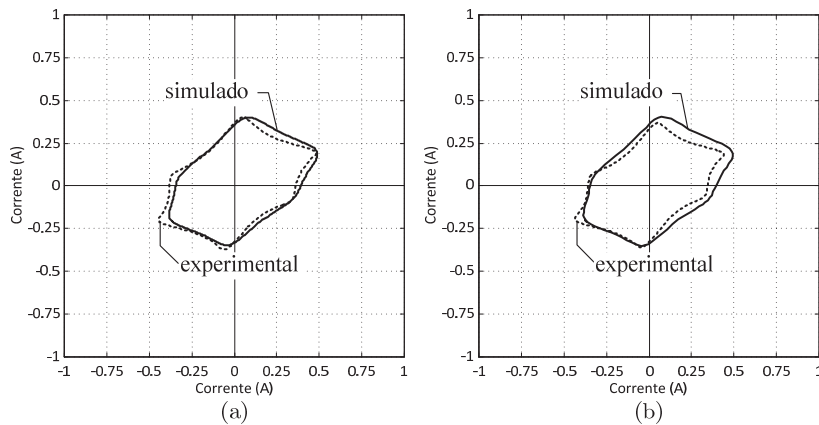


Fig. 4.2: Representação no plano D-Q do Vector de Park das correntes de excitação: (a) obtidas em carga (carga resistiva equilibrada a 20% do regime nominal), (b) obtidas em vazio. (Ligação YNyn0.)

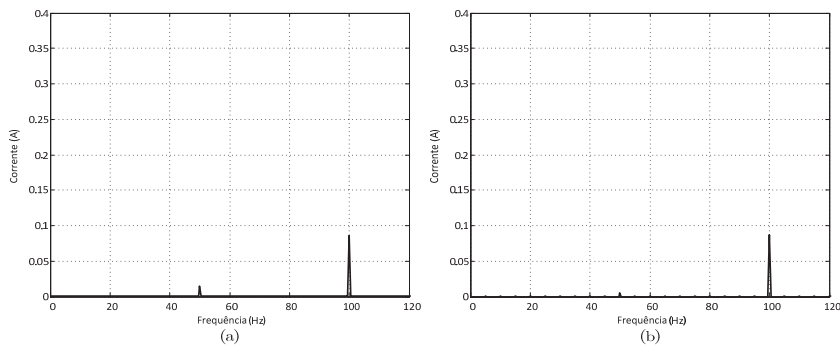


Fig. 4.3: Espectrograma do módulo do Vector de Park das correntes de excitação (a) obtidas em carga, (b) obtidas em vazio. (Mesmas condições da Fig. 4.2, resultados experimentais.)

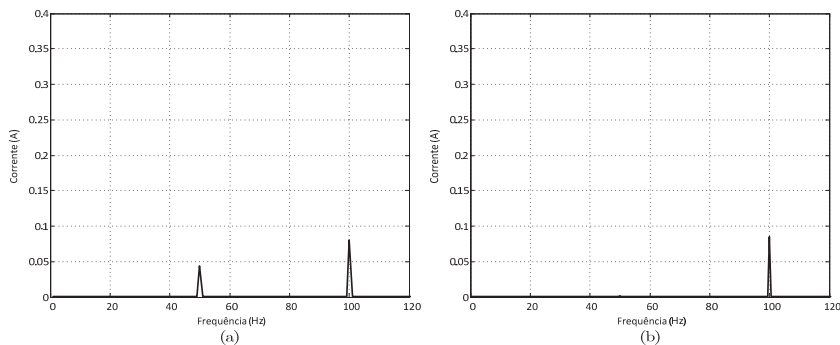


Fig. 4.4: Espectrograma do módulo do Vector de Park das correntes de excitação (a) obtidas em carga, (b) obtidas em vazio. (Mesmas condições da Fig. 4.2, resultados de simulação.)

### 4.2.2 Avarias permanentes

A Fig. 4.5 compara as representações no plano D-Q do Vector de Park das correntes diferenciais, obtidas através de ensaios experimentais, para diversos valores do número de espiras em curto-circuito e para diferentes localizações da fase do defeito. Nestes casos ajustou-se a resistência auxiliar de curto-circuito por forma a manter o valor eficaz da corrente nas espiras afectadas aproximadamente igual ao valor da corrente nominal do enrolamento com defeito ( $I_b \approx I_{1n}$  e  $I_x \approx 1.3 \times I_{1n}$ ). Verifica-se que o grau de excentricidade da elipse aumenta com a severidade da avaria e a orientação do eixo maior está associada à fase em defeito. Os resultados de simulação correspondentes são ilustrados na Fig. 4.6, estando em boa concordância com os resultados experimentais.

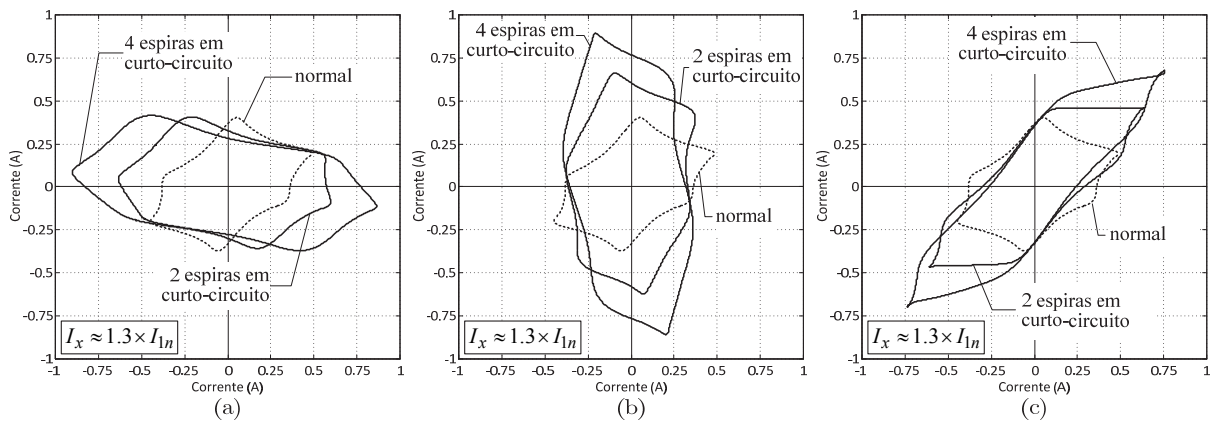


Fig. 4.5: Representação no plano D-Q do Vector de Park das correntes de excitação em carga para diferentes valores do número de espiras em curto-circuito: (a) fase R; (b) fase S; (c) fase T. (Ligação YNyn0, carga resistiva equilibrada, a 20% do regime nominal; resultados experimentais.)

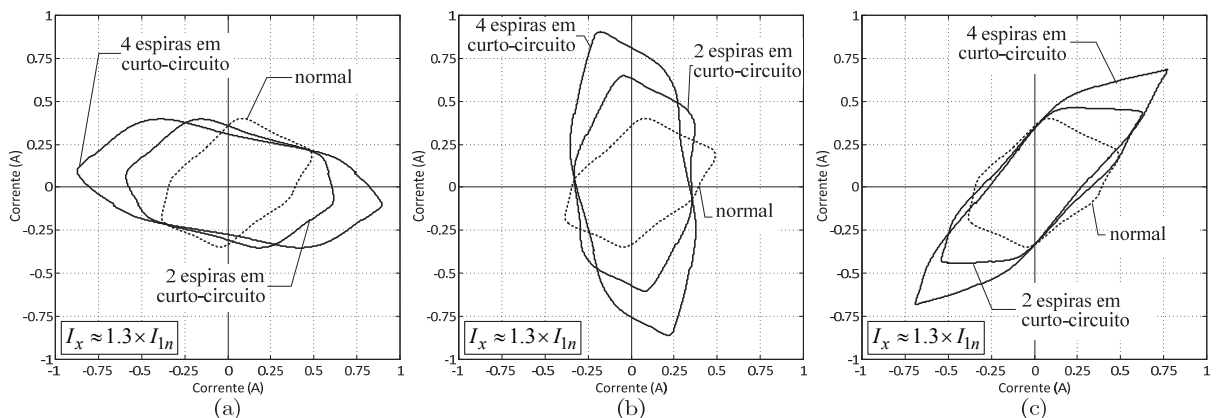


Fig. 4.6: Representação no plano D-Q do Vector de Park das correntes de excitação em carga para diferentes valores do número de espiras em curto-circuito: (a) fase R; (b) fase S; (c) fase T. (Ligação YNyn0, carga resistiva equilibrada, a 20% do regime nominal; resultados de simulação.)

A Fig. 4.7 ilustra a evolução do espectrograma do módulo do Vector de Park das correntes de excitação em carga para diferentes graus de severidade da avaria (curto-circuito na fase R do enrolamento primário). A excentricidade da elipse Vector de Park no plano D-Q reflecte-se na amplitude da componente harmónica de frequência  $2f$ , a qual caracteriza numericamente a severidade da avaria. De forma muito simplista pode dizer-se que a presença e dimensão das duas saliências na representação do Vector de Park na condição de avaria (que conduzem à representação elíptica) está directamente relacionada com a componente  $2f$  de  $I_{dVP}$ .

Os correspondentes resultados de simulação estão em razoável concordância com os resultados experimentais, Fig. 4.8.

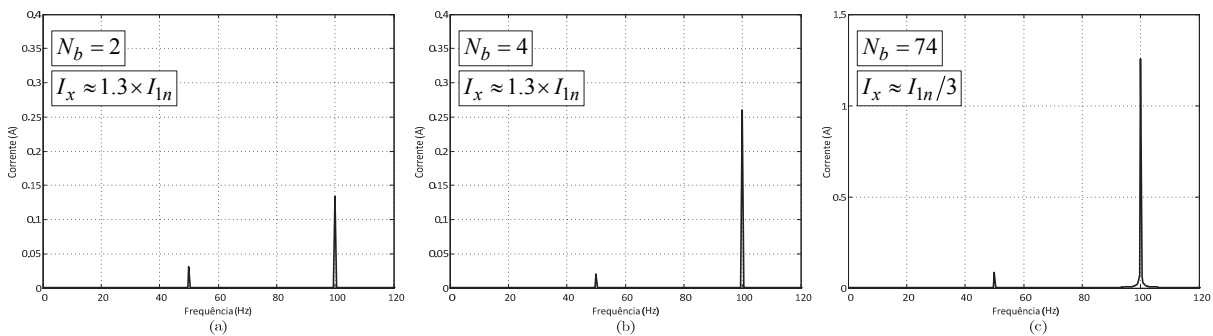


Fig. 4.7: Espectrograma do módulo do Vector de Park das correntes de excitação obtidas em carga, para: (a) 2 espiras em curto-circuito; (b) 4 espiras em curto-circuito (c) 74 espiras em curto-circuito. (Ligação YNyn0, carga resistiva equilibrada a 20% do regime nominal, avaria na fase R do enrolamento primário; resultados experimentais.)

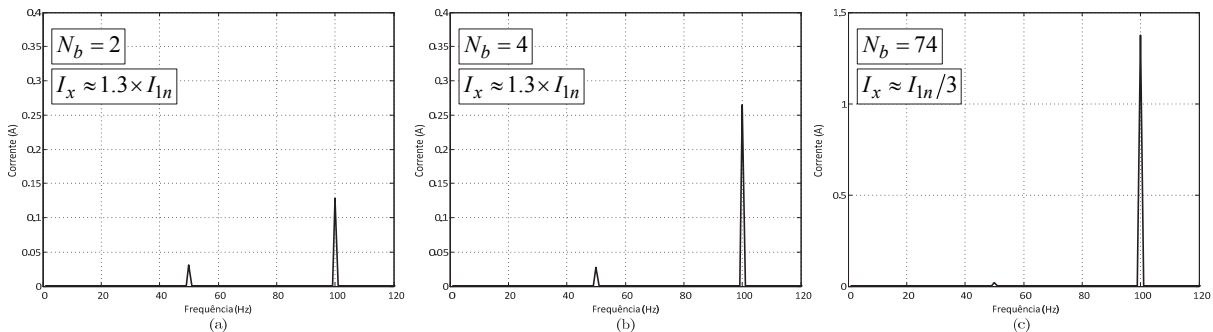


Fig. 4.8: Espectrograma do módulo do Vector de Park das correntes de excitação obtidas em carga, para: (a) 2 espiras em curto-circuito; (b) 4 espiras em curto-circuito (c) 74 espiras em curto-circuito. (Ligação YNyn0, carga resistiva equilibrada a 20% do regime nominal, avaria na fase R do enrolamento primário; resultados de simulação.)

Para uma mais eficaz aplicação do método da EPVA das correntes diferenciais é conveniente comparar os resultados com um padrão de referência, obtido anteriormente no próprio transformador em análise ou em unidades similares. É assim possível efectuar a monitorização contínua do estado da máquina e detectar os defeitos de isolamento ainda numa fase incipiente, evitando a sua progressão que poderá eventualmente resultar numa avaria terminal.

A Fig. 4.9 apresenta a variação da componente contínua e da componente harmónica com frequência  $2f$  do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais, normalizadas em relação à condição de funcionamento normal, para diferentes valores do número de espiras em curto-circuito, mantendo-se o valor eficaz da corrente nas espiras afectadas aproximadamente igual ao valor da corrente nominal do enrolamento afectado ( $I_b \approx I_{1n}$ ). Os valores em p.u. são calculados da seguinte forma:

$$I_{dVP(CC)}_{[p.u.]} = \frac{I_{dVP(CC)}}{I_{dVP(CC)}_{normal}} \quad (4.6)$$

$$I_{dVP(2f)}_{[p.u.]} = \frac{\hat{I}_{dVP(2f)}}{\hat{I}_{dVP(2f)}_{normal}} \quad (4.7)$$

Observa-se claramente na Fig. 4.9 que a componente com frequência  $2f$  apresenta uma maior sensibilidade na detecção da avaria, apesar da componente contínua também aumentar com a severidade do defeito, mas de forma menos acentuada. Deve realçar-se que os casos ilustrados na Fig. 4.9 referem-se a condições de avaria relativamente incipientes, pois a corrente nas espiras com defeito não ultrapassa o respectivo valor nominal no enrolamento afectado. Assim, a corrente de fugas através do isolamento não provoca por si só um sobreaquecimento excessivo, o qual teria como consequência directa uma rápida deterioração dos enrolamentos. Os resultados da Fig. 4.9 comprovam a boa sensibilidade do método na detecção de avarias incipientes.

Quando o defeito de isolamento ocorre no enrolamento da fase T a severidade da avaria é reforçada pela assimetria natural do transformador, como pode ser visto na representação do Vector Park da Fig. 4.5, resultando em valores ligeiramente maiores de  $I_{dVP(2f)}$ , comparativamente com as outras fases, Fig. 4.9(c). Para o caso de avarias com maior severidade as curvas  $I_{dVP(2f)}_{[p.u.]}$  tendem a convergir, conforme ilustrado na Fig. 4.10.

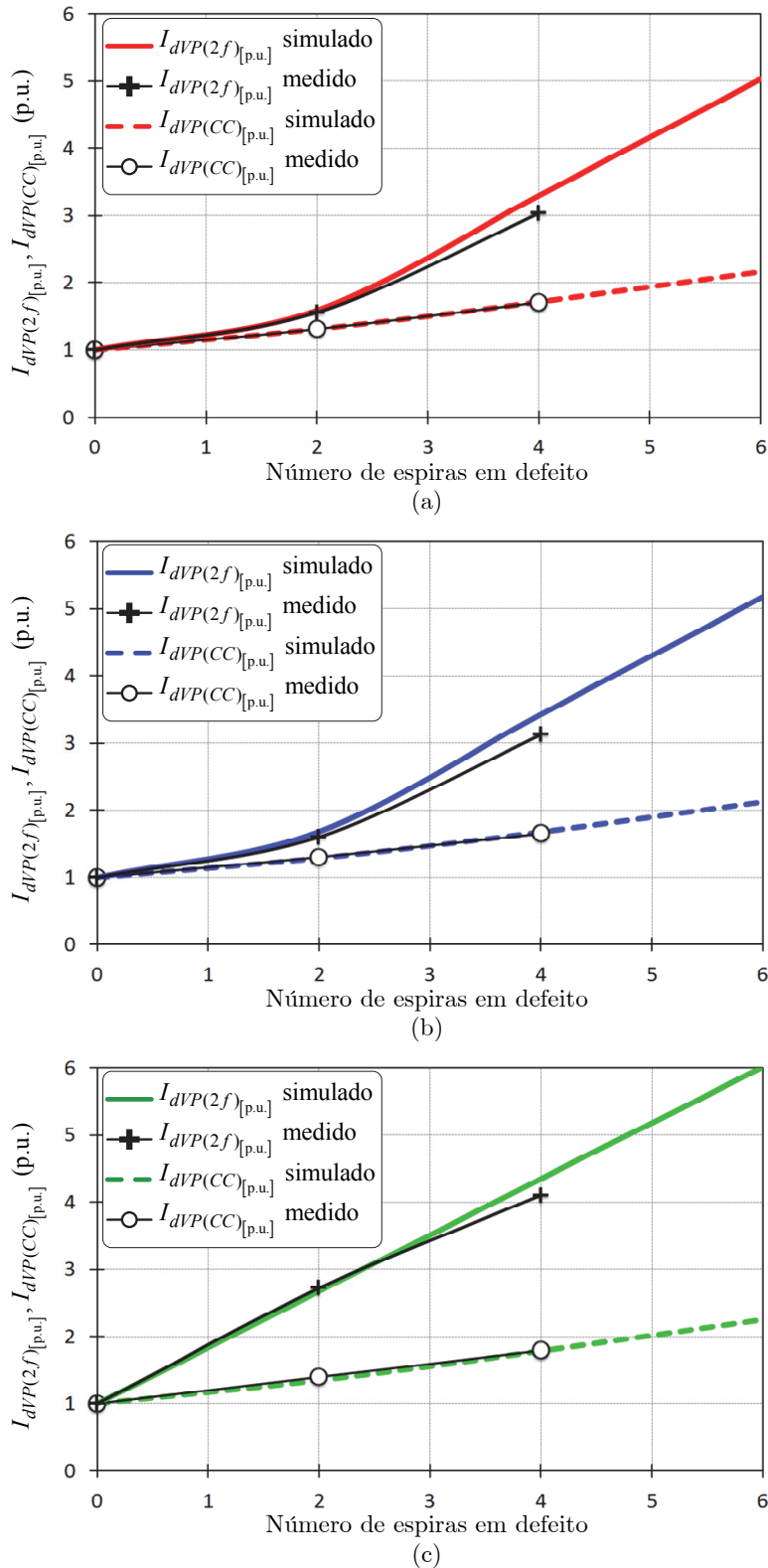


Fig. 4.9: Variação de  $I_{dVP(CC)}_{[p.u.]}$  e  $I_{dVP(2f)}_{[p.u.]}$  em função de  $N_b$  e com  $I_b \approx I_{1n}$ . Ocorrência da avaria no enrolamento primário da: (a) fase R; (b) fase S; (c) fase T. (Ligação YNyn0, carga resistiva equilibrada a 20% do regime nominal.)

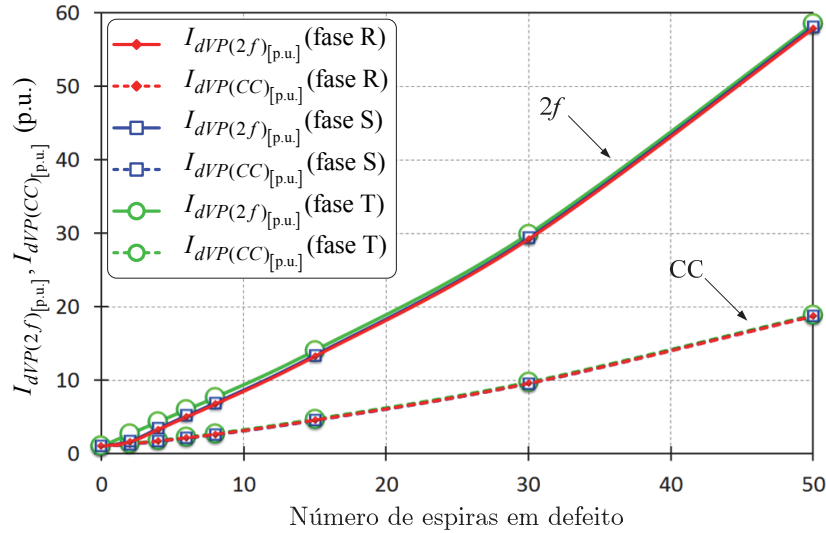


Fig. 4.10: Variação de  $I_{dVP(CC)}(p.u.)$  e  $I_{dVP(2f)}(p.u.)$ , em função de  $N_b$ , com  $I_b \approx I_{1n}$ , para o caso das avarias ocorrerem no enrolamento primário das fases R, S e T. (Ligação em YNyn0, carga resistiva equilibrada a 20% do regime nominal, resultados de simulação.)

Na sequência do trabalho apresentado em [13] foi mais recentemente proposta uma estratégia para compensar a assimetria do Vector de Park das correntes diferenciais e igualar as suas características entre as três fases [296]. O método baseia-se na aplicação de uma matriz de normalização e na filtragem dos sinais, por forma a mitigar a assimetria e eliminar os harmónicos presentes nos sinais das correntes de excitação em carga, respectivamente. A filtragem dos harmónicos pode no entanto dificultar a discriminação entre uma avaria e outros fenómenos transitórios no transformador (matéria analisada no Capítulo 5), o que pode trazer alguns problemas na implementação desta estratégia.

#### 4.2.2.1 Influência do tipo de ligação dos enrolamentos do transformador

O comportamento das variáveis relativas ao método de diagnóstico não sofre alterações significativas para outro tipo de ligações dos enrolamentos. Por exemplo, para o caso da ligação Dyn5, Fig. 3.67, as correntes diferenciais, referidas ao lado primário, resultam:

$$\begin{bmatrix} i_{d1} \\ i_{d2} \\ i_{d3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{L1} \\ i_{L2} \\ i_{L3} \end{bmatrix} + \frac{N_2}{N_1} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{L4} \\ i_{L5} \\ i_{L6} \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

Na Fig. 4.11(a) ilustra-se a variação de  $I_{dVP(CC)}(p.u.)$  e  $I_{dVP(2f)}(p.u.)$  em função da severidade da avaria para o caso da ligação Dyn5. Também aqui se verificam ligeiras diferenças quando a avaria ocorre nas diferentes fases, provocadas pelas mesmas razões já mencionadas anteriormente.

### 4.2.2.2 Influência dos TI

O erro introduzido pelos transformadores de corrente, particularmente quando estes operam em regime saturado, é susceptível de influenciar os parâmetros de diagnóstico. Quando os TI operam na zona linear da curva de magnetização reproduzem no secundário uma imagem muito próxima da corrente no enrolamento primário, não influenciando de forma significativa a aplicação do método. No entanto, a introdução do erro dos TI vai inevitavelmente conduzir a uma perda de sensibilidade na detecção da avaria, conforme se pode verificar pela análise da Fig. 4.11(b): ambos os parâmetros de diagnóstico aumentam de forma menos acentuada com a severidade da avaria, comparativamente com a Fig. 4.11(a). Todavia, mesmo com esta perda de sensibilidade, o método permite ainda detectar avarias numa fase bastante incipiente (note-se que nas condições de avaria da Fig. 4.11(b) a corrente nas espiras em defeito não ultrapassa a corrente nominal do enrolamento afectado).

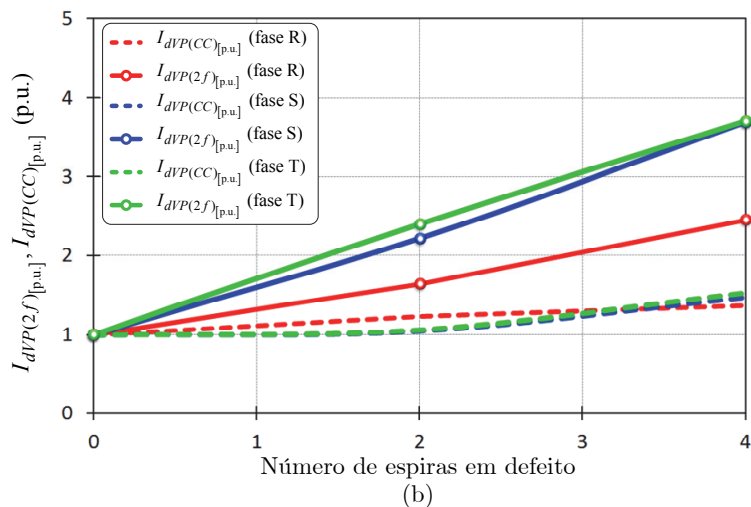
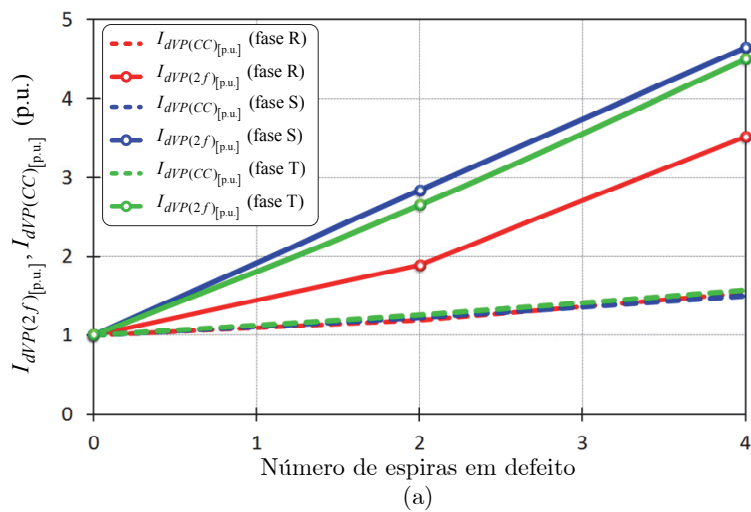


Fig. 4.11: Variação de  $I_{dVP(CC)}_{[p.u.]}$  e  $I_{dVP(2f)}_{[p.u.]}$  em função de  $N_b$  e com  $I_b \approx I_{1n}$ : (a) sem influência dos TI; (b) com influência dos TI. (Ligação em DYN5, carga resistiva equilibrada a 20% do regime nominal, avaria no enrolamento primário; resultados experimentais.)

A obtenção de um padrão de referência do transformador de potência, onde a influência dos TI já esteja incluída, é também importante para a aplicação do método de diagnóstico, pois permite maximizar a sensibilidade na detecção do defeito.

### 4.2.3 Avarias intermitentes

No caso de uma avaria onde ocorra um arco eléctrico intermitente a representação do Vector de Park no plano D-Q resulta numa figura pontiaguda, conforme ilustrado na Fig. 4.12. Nestas condições a orientação do impulso indica a fase em defeito, Fig. 4.12 e Fig. 4.13, e a sua amplitude está directamente relacionada com a severidade da avaria, Fig. 4.14.

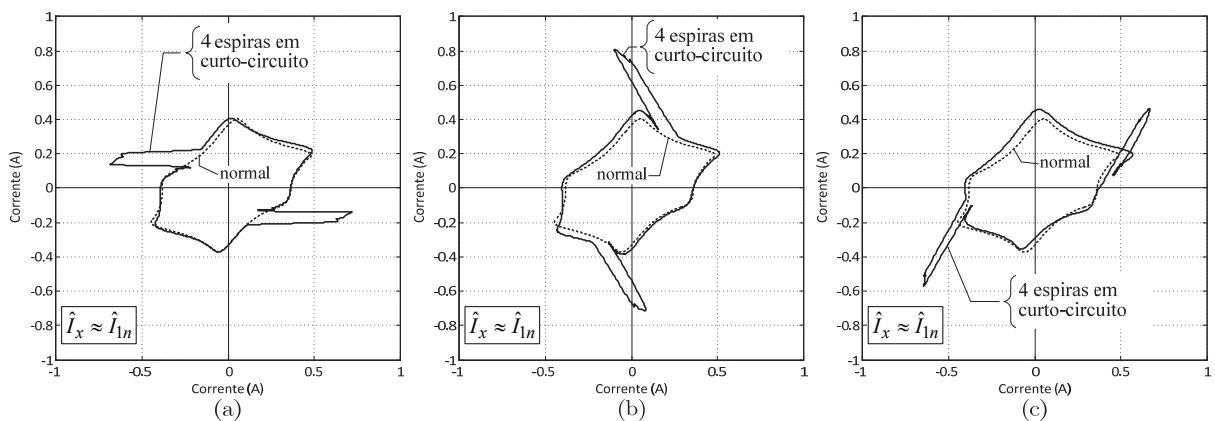


Fig. 4.12: Representação no plano D-Q do Vector de Park das correntes de excitação em carga para o caso de quatro espiras com defeito intermitente, com  $\hat{I}_x \approx \hat{I}_{1n}$ , no enrolamento primário da: (a) fase R; (b) fase S; (c) fase T. (Ligação YNyn0, carga resistiva equilibrada, a 20% do regime nominal; resultados experimentais.)

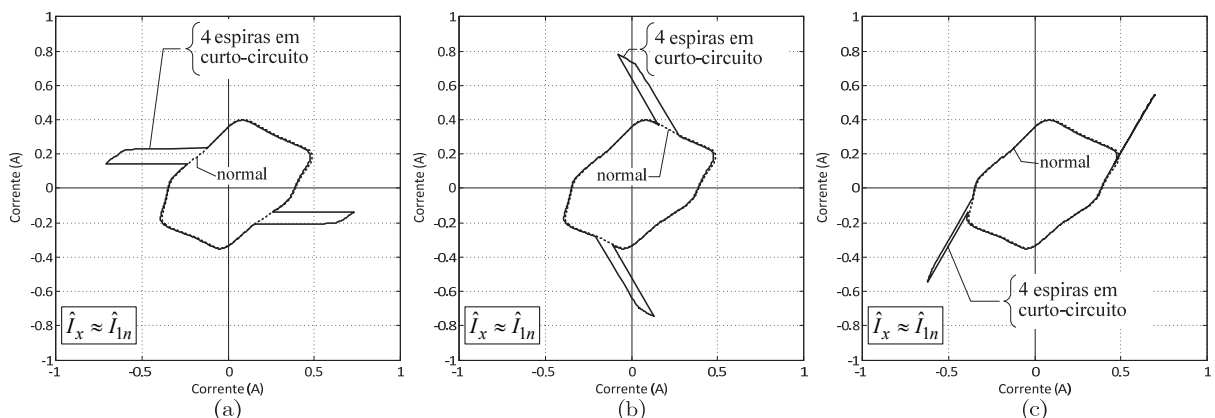


Fig. 4.13: Representação no plano D-Q do Vector de Park das correntes de excitação em carga para o caso de quatro espiras com defeito intermitente, com  $\hat{I}_x \approx \hat{I}_{1n}$ , no enrolamento primário da: (a) fase R; (b) fase S; (c) fase T. (Ligação YNyn0, carga resistiva equilibrada, a 20% do regime nominal; resultados de simulação.)



O formato pontiagudo da representação do vector de Park no plano D-Q reflecte-se também na onda do módulo do Vector de Park, onde os impulsos surgem com uma frequência de 100 Hz. No entanto, o aumento da componente alternada com a frequência de 100 Hz não é tão significativo como no caso das avarias permanentes, pois o impulso decompõe-se também em componentes harmónicas múltiplas desta frequência. Esta situação pode ser considerada natural pois a severidade da avaria é menor neste tipo de defeitos. A Fig. 4.15 ilustra a referida variação de  $I_{dVP(CC)}_{[p.u.]}$  e  $I_{dVP(2f)}_{[p.u.]}$  em função da severidade da avaria.

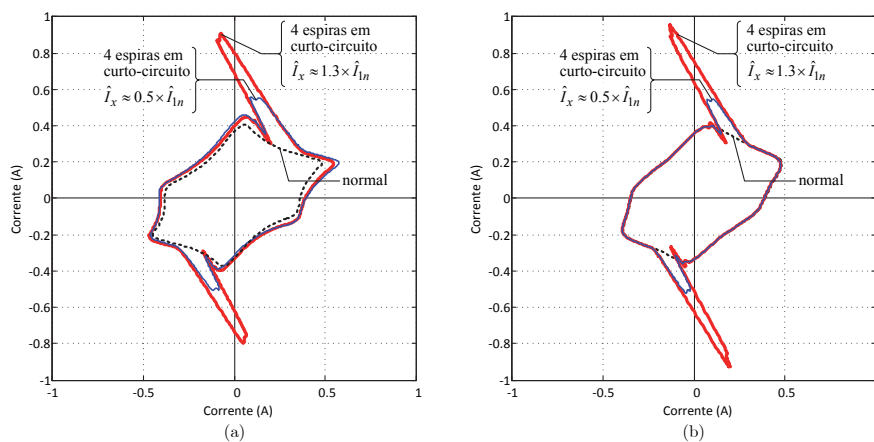


Fig. 4.14: Representação no plano D-Q do Vector de Park das correntes de excitação em carga para o caso de quatro espiras com defeito intermitente no enrolamento primário da fase S: (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação. (Ligação YNyn0, carga resistiva equilibrada, a 20% do regime nominal.)

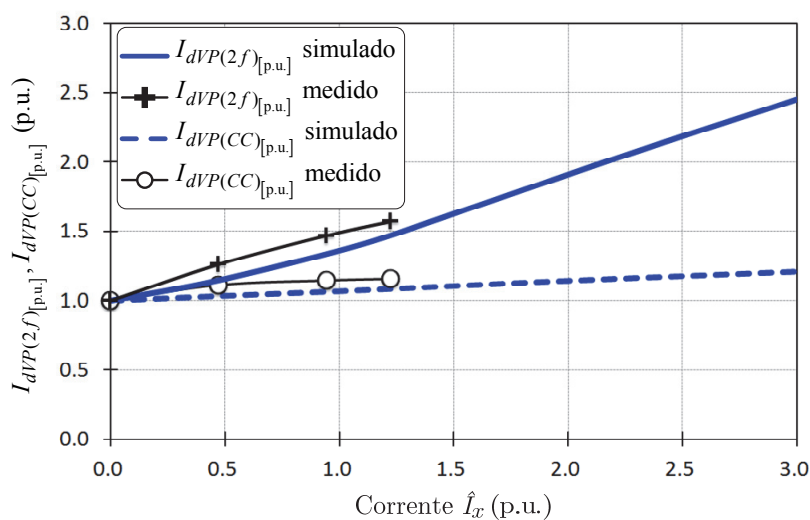


Fig. 4.15: Variação de  $I_{dVP(CC)}_{[p.u.]}$  e  $I_{dVP(2f)}_{[p.u.]}$ , em função do valor de pico da corrente na resistência de contacto, normalizada em relação ao valor de pico da corrente nominal do enrolamento afectado ( $\hat{I}_x/\hat{I}_{1n}$ ), para o caso de quatro espiras com defeito intermitente no enrolamento primário da fase S. (Ligação em YNyn0, carga resistiva equilibrada a 20% do regime nominal, resultados de simulação.)

A menor sensibilidade do método EPVA para a detecção de avarias intermitentes não resulta directamente da falta de qualidade da informação que é disponibilizada pelo módulo do Vector de Park em relação a estes fenómenos, mas sim da forma como é processada essa informação. Assim, para conseguir detectar este tipo de avarias é necessário recorrer a técnicas avançadas de processamento de sinal que permitam detectar as características de alta frequência que as descargas eléctricas através do isolamento provocam no módulo do Vector de Park das correntes diferenciais. Esta matéria não será abordada nesta dissertação pois requer um estudo mais aprofundado que será objecto de trabalho futuro.

### **4.3 Síntese**

O método de diagnóstico EPVA baseia-se na análise espectral do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais, permitindo verificar o estado de conservação dos enrolamentos sem necessidade de interromper o serviço do transformador. O método pode ser aplicado periodicamente, utilizando equipamento portátil apropriado, ou, preferencialmente, pode ser incluído em sistemas de monitorização contínua já existentes. A simplicidade do algoritmo permite também a sua integração em dispositivos de protecção baseados em microprocessadores. O método proposto permite efectuar a monitorização contínua da unidade a baixo custo, com detecção automática de avarias incipientes, análise de tendências e emissão de alertas.

O algoritmo de monitorização automática deve conseguir distinguir entre perturbações internas e externas ao transformador, por forma a evitar diagnósticos incorrectos. Este aspecto é particularmente importante durante os fenómenos transitórios que provoquem a saturação dos TI, como sobrecorrentes de excitação, sobretensões e cavas de tensão. Estes fenómenos devem assim ser detectados, por forma a maximizar as potencialidades do método e permitir a obtenção das variáveis de diagnóstico válidas. Caso contrário o grau de incerteza poderá conduzir a diagnósticos inconclusivos. Esta matéria será analisada no capítulo seguinte.



# Capítulo 5

## Protecção diferencial: métodos baseados na aplicação do Vector de Park

Os actuais dispositivos de protecção diferencial de transformadores têm como principais limitações a reduzida sensibilidade na detecção de avarias incipientes e a dificuldade na discriminação entre defeitos internos e sobrecorrentes transitórias de excitação.

A aplicação da transformada de Park aos sinais diferenciais constitui uma ferramenta poderosa para a análise das propriedades dos sistemas trifásicos, possuindo uma forte sensibilidade na detecção de assimetrias, conforme já foi exposto no capítulo anterior. Neste capítulo propõem-se duas novas técnicas para a protecção de transformadores trifásicos, ambas baseadas na utilização da transformada de Park:

- O método EPVA das correntes diferenciais<sup>8</sup>, já introduzido no capítulo anterior, que consiste na análise do espectro do módulo do Vector de Park.
- O método baseado na teoria das componentes de potência real e imaginária de Park (ou teoria p-q<sup>9</sup>) [294], [297], que permite tratar diferenciadamente os fenómenos associados às perdas e à magnetização do transformador.

O desempenho dos métodos propostos será comparado com as técnicas convencionais utilizadas na maioria dos relés disponíveis comercialmente, nomeadamente a técnica de detecção da avaria baseada na análise da componente fundamental das correntes diferenciais,

---

<sup>8</sup> Por simplicidade de linguagem este método será tratado apenas por método EPVA.

<sup>9</sup> Por simplicidade de linguagem este método será tratado apenas por método baseado na teoria p-q.

e a técnica de bloqueio harmónico, onde se utiliza como critério de discriminação a percentagem do segundo harmónico das mesmas correntes. Serão também abordadas outras condições de funcionamento, relativas a perturbações exteriores ao transformador, e que não devem resultar em disparos do sistema de protecção, como curtos-circuitos externos, desequilíbrio do sistema de tensões, sobreexcitação e cavas de tensão.

Será finalmente apresentado um método híbrido corrente-potência, onde se conjugam as melhores características dos dois métodos anteriormente referidos.

## **5.1 Estratégia de protecção baseada no método EPVA das correntes diferenciais [236], [298], [299]**

O conceito dos vectores espaciais foi recentemente aplicado em sistemas de protecção diferencial de transformadores, [159]-[162]. Em [159] o módulo do Vector de Park é determinado para o primeiro, segundo e quinto harmónicos das correntes no lado primário e no lado secundário do transformador. O sinal diferencial referente a cada um dos harmónicos é então obtido já em coordenadas D-Q. O módulo do vector de Park associado ao segundo harmónico das correntes diferenciais continua todavia a ser utilizado para discriminar entre situações de avaria e sobrecorrentes transitórias de excitação, mantendo-se assim as limitações dos métodos da restrição/bloqueio harmónico referidos na Secção 2.3.1.3.

Em [160] tanto a detecção da avaria como a identificação das sobrecorrentes transitórias de excitação baseiam-se na análise de um único sinal, relacionado com a componente contínua do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais. A saturação dos TI pode influenciar de forma significativa o desempenho do método, particularmente quando ocorre uma avaria durante a ligação do transformador à rede. Adicionalmente, a componente contínua do módulo de Vector de Park não é suficientemente sensível para permitir a detecção de avarias incipientes, conforme já descrito no Capítulo 4.

No trabalho apresentado em [161] propõe-se utilizar as propriedades da representação no plano D-Q do Vector de Park para caracterizar a ocorrência da avaria e/ou das sobrecorrentes transitórias de excitação. Não é contudo sugerida uma forma prática de operacionalizar o procedimento.

Em [162] a transformada de Clarke é utilizada com o objectivo de facilitar o reconhecimento de padrões relacionados com a ocorrência de avaria e outras condições de

funcionamento, os quais são detectados utilizando um sistema de lógica difusa. Não é aqui evidente qual a vantagem obtida com a utilização do conceito de vectores espaciais.

Os sistemas de protecção diferencial requerem o cálculo e monitorização das grandezas relevantes em tempo real. Comparativamente com a técnica convencional o método proposto requer apenas o cálculo do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais, utilizando (4.1)-(4.4). A análise do conteúdo harmónico dos sinais é já efectuada nos relés diferenciais disponíveis no mercado, não sendo por isso problemática a sua adaptação ao método aqui proposto. Os requisitos de computação não constituem assim um problema na implementação do método EPVA.

### **5.1.1 Detecção de curtos-circuitos entre espiras com o EPVA**

Para o desenvolvimento do método de protecção baseado no EPVA vai utilizar-se o mesmo princípio básico já descrito no Capítulo 4 para a detecção das avarias. A aplicação do método requer a monitorização em tempo real da componente contínua e dos harmónicos mais relevantes das grandezas diferenciais. Estes cálculos são efectuados utilizando um algoritmo onde se aplica a Transformada Discreta de Fourier (DFT) a uma janela deslizante, cujo conteúdo se vai actualizando: o próximo intervalo de análise vai incluir a última amostra do sinal adquirido, excluindo-se a primeira amostra do anterior intervalo, obtendo-se assim uma análise dinâmica do espectro. Apresentam-se inicialmente os resultados para o caso de uma avaria incipiente onde a corrente nas espiras afectadas não ultrapassa o valor nominal da corrente no enrolamento.

#### **5.1.1.1 Avaria incipiente sem sobrecorrente nas espiras em defeito**

A Fig. 5.1(a) apresenta as formas de onda das correntes diferenciais para o caso de uma avaria incipiente com quatro espiras em curto-circuito do enrolamento primário, ligação Dyn5 e carga resistiva equilibrada. A resistência auxiliar de curto-circuito foi ajustada para que o valor eficaz da corrente nas espiras afectadas não ultrapassasse o correspondente valor nominal. A avaria ocorre aos 40 ms. A evolução temporal das correntes diferenciais calculadas utilizando as correntes no secundário dos TI é também apresentada na Fig. 5.1(a) (utiliza-se nestas grandezas a notação com o índice TI). Estas correntes encontram-se referidas ao lado primário dos TI, por forma a facilitar a comparação. Nestas condições os transformadores de corrente operam na zona linear da curva de magnetização e reproduzem fielmente no secundário a corrente no enrolamento primário.

Na Fig. 5.1(c) é apresentada a evolução do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais. Por simples observação desta figura verifica-se que, após a ocorrência da avaria, existe um aumento da componente contínua e da componente alternada com frequência  $2f$  de  $I_{dVP}$ . Também aqui os TI não influenciam significativamente o módulo do Vector de Park. Os resultados experimentais e de simulação apresentados na Fig. 5.1 encontram-se em razoável concordância.

Devido à semelhança dos resultados a análise seguinte irá ser efectuada utilizando apenas as correntes diferenciais obtidas através dos TI.

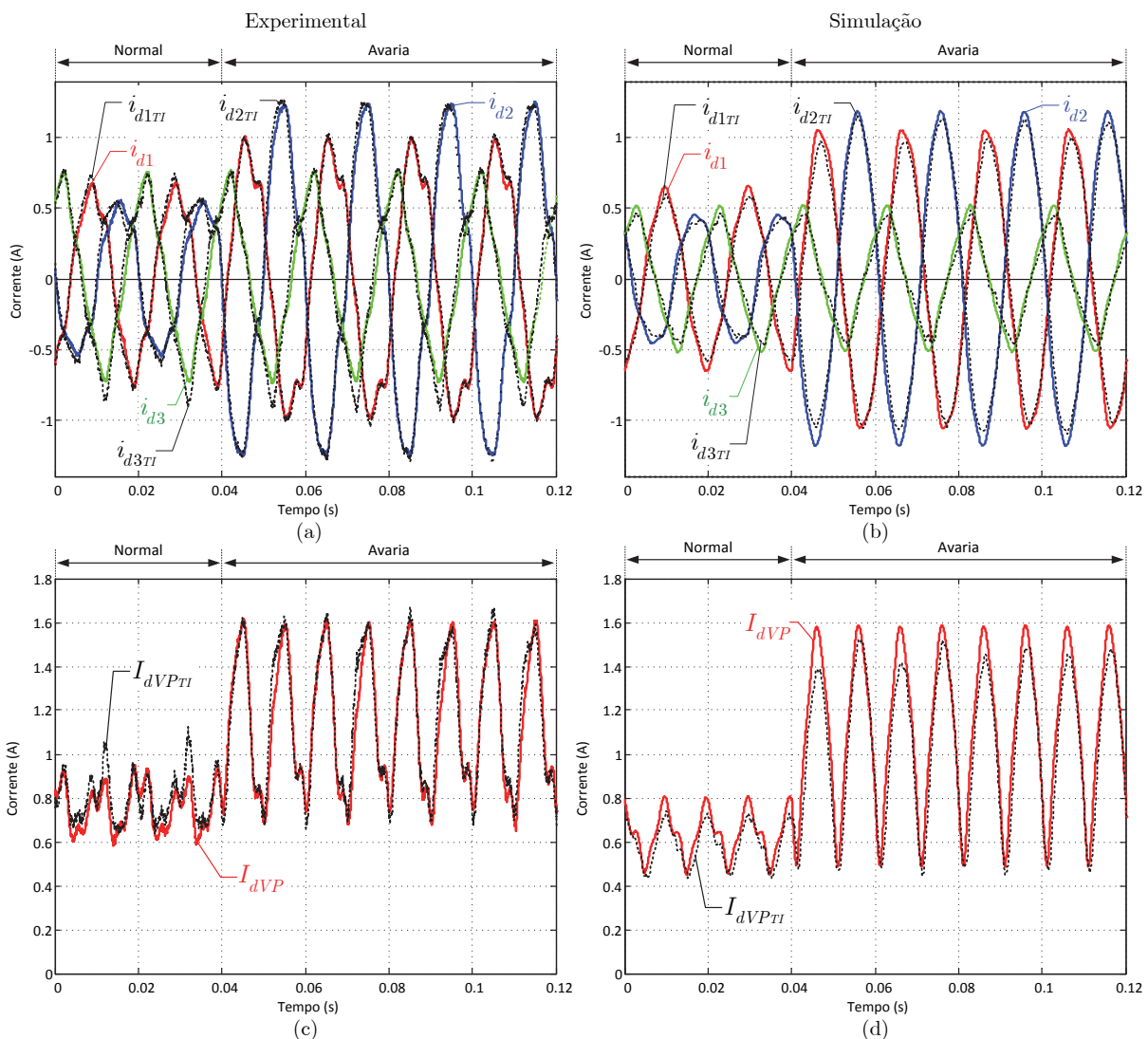


Fig. 5.1: Transitório relativo à ocorrência de uma avaria no enrolamento primário do transformador: (a)/(b) evolução temporal das correntes diferenciais, resultados experimentais/de simulação; (c)/(d) evolução temporal do módulo do vector de Park das correntes diferenciais, resultados experimentais/de simulação. (Ligação Dyn5, carga resistiva equilibrada, 20% da carga nominal, quatro espiras em curto-circuito no enrolamento primário da fase R, ângulo de comutação da avaria nulo,  $I_b \approx I_{1n}$  e  $I_x \approx 1.3 \times I_{1n}$ .)

A Fig. 5.2 ilustra a evolução da amplitude da componente contínua, componente fundamental e segundo harmónico da corrente diferencial  $i_{d1TI}$  ( $I_{d1TI(CC)}$ ,  $\hat{I}_{d1TI(f)}$  e  $\hat{I}_{d1TI(2f)}$ , respectivamente). A componente contínua e o segundo harmónico não são praticamente afectados com a ocorrência da avaria, excepto durante o intervalo de tempo onde se dá o rápido aumento da corrente diferencial. Verifica-se que a ocorrência da avaria provoca um aumento relativamente reduzido (1.5 vezes) da amplitude da componente fundamental das correntes diferenciais das fases afectadas, atingindo cerca de 3% da corrente nominal no lado primário. Este valor é normalmente insuficiente para activar os relés diferenciais convencionais, que têm tipicamente como valor mínimo de actuação cerca de 15%-20%, com o objectivo de evitar disparos intempestivos. Para o caso da corrente diferencial  $i_{d2TI}$ , a qual também se encontra envolvida com a fase em defeito, obtêm-se conclusões similares.

Comprova-se assim que os relés diferenciais não possuem sensibilidade suficiente para detectar curtos-circuitos entre espiras nos enrolamentos de transformadores com valor reduzido da corrente de defeito.

A Fig. 5.3 ilustra a correspondente evolução temporal das amplitudes da componente contínua e das componentes alternadas com frequência de 50 Hz e 100 Hz do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais ( $I_{dVPPI(CC)}$ ,  $\hat{I}_{dVPPI(f)}$  e  $\hat{I}_{dVPPI(2f)}$ , respectivamente). Verifica-se que  $I_{dVPPI(CC)}$  e  $\hat{I}_{dVPPI(2f)}$  são afectadas permanentemente após a ocorrência da avaria, ao contrário da componente alternada com a frequência de 50 Hz, que apenas apresenta uma alteração momentânea durante o período transitório em que as correntes diferenciais crescem.

Numa análise mais detalhada observa-se que:

- a componente contínua do módulo do Vector de Park sofre um aumento de aproximadamente 1.5 vezes após a ocorrência da avaria, tendo assim uma sensibilidade na detecção do defeito idêntica àquela conseguida com a análise da componente fundamental das correntes diferenciais.
- a componente alternada com frequência de 100 Hz do módulo do Vector de Park aumenta aproximadamente 4.5 vezes em consequência da avaria. A estratégia baseada no EPVA possui assim uma sensibilidade na detecção do defeito três vezes superior à alcançada com a análise da componente fundamental das correntes diferenciais.



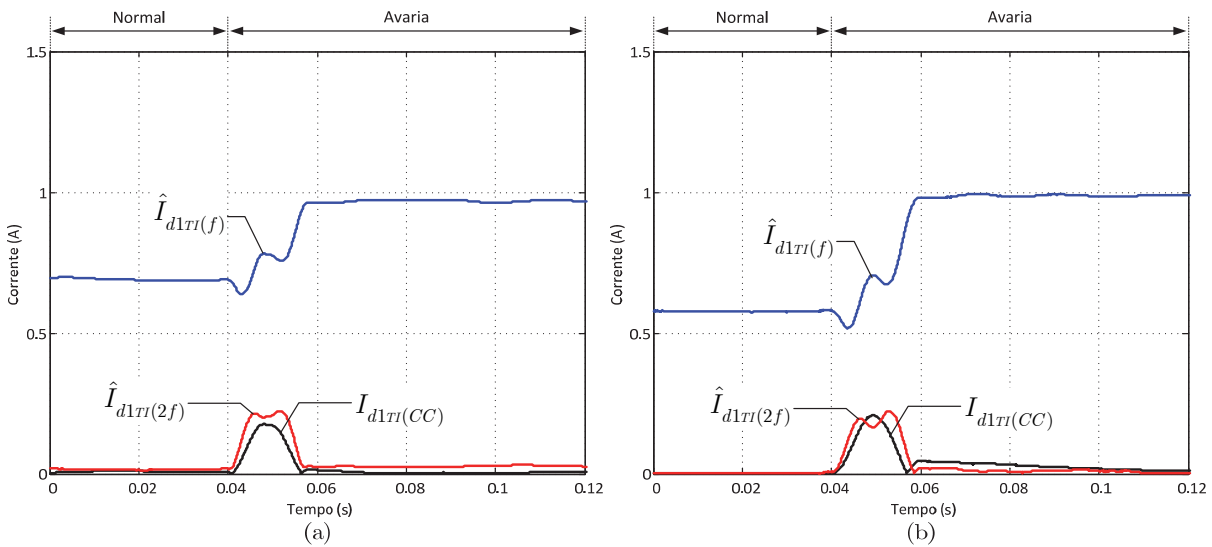


Fig. 5.2: Evolução da componente contínua, componente fundamental e segundo harmónico da corrente diferencial  $i_{d1TI}$ , obtida através dos TI, para o caso da ocorrência de quatro espiras em curto-circuito na fase R do primário do transformador: (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação. (Mesmas condições da Fig. 5.1.)

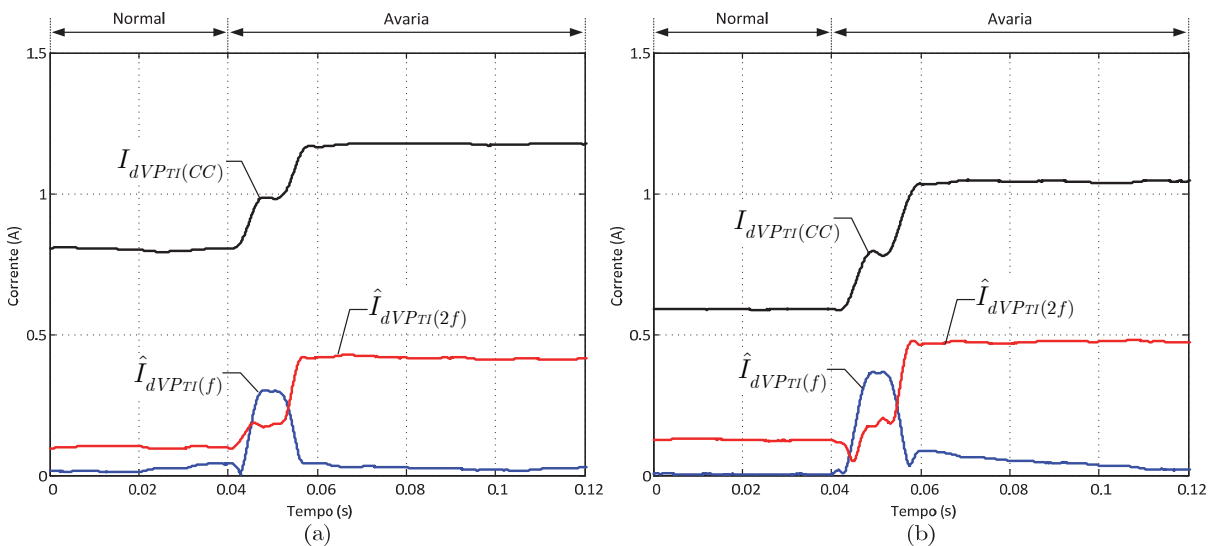


Fig. 5.3: Evolução de  $I_{dVP TI(CC)}$ ,  $\hat{I}_{dVP TI(f)}$  e  $\hat{I}_{dVP TI(2f)}$ , para o caso da ocorrência de quatro espiras em curto-circuito na fase R do primário do transformador: (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação. (Mesmas condições da Fig. 5.1.)

Quando ocorre uma avaria incipiente, como um curto-circuito entre espiras com impedância de falha elevada (ou seja, com reduzida corrente de curto-circuito), vai existir um aumento da amplitude das correntes diferenciais, que não é porém igual entre as três fases, resultando num sistema trifásico assimétrico. A sensibilidade do sistema de protecção depende da detecção simultânea destas duas características (aumento da amplitude e assimetria) que, apesar de estarem obviamente interrelacionadas, são distintas. O método

convencional de detecção da avaria baseia-se simplesmente na análise da amplitude de cada uma das correntes diferenciais. O método de detecção baseado na análise da componente alternada com frequência de 100 Hz do módulo do Vector de Park possui uma maior sensibilidade na detecção da avaria, pois toma simultaneamente em consideração a existência da assimetria e o correspondente grau de desequilíbrio do sistema trifásico das correntes diferenciais.

Em consequência desta avaria incipiente não é ultrapassado nenhum parâmetro nominal da máquina. Assim, a avaria não provoca por si só danos irreversíveis no estado do transformador, desde que a impedância de falha não se altere. É assim muito provável que o defeito permaneça indetectável até que progrida para uma avaria de maior gravidade. Este caso será analisado de seguida.

#### 5.1.1.2 Avaria com sobrecorrente nas espiras em defeito

Para analisar avarias que resultem em sobrecorrentes nos enrolamentos do transformador foi utilizado o modelo computacional, pois a amplitude da corrente nas espiras afectadas pode já danificar o transformador utilizado nos ensaios laboratoriais. Na Fig. 5.4 apresentam-se resultados referentes a uma avaria no enrolamento primário da fase R, com  $N_b = 6$  espiras e  $I_b \approx 5 \times I_{1n}$ .

O conteúdo harmónico da corrente diferencial  $i_{d1TI}$  é apresentado na Fig. 5.4(a). Após a ocorrência do defeito as várias grandezas têm globalmente um comportamento idêntico àquele observado no caso anterior (avaría incipiente sem sobrecorrente), mas com uma maior variação, pois a avaria possui agora um maior grau de severidade. A componente fundamental da corrente diferencial aumenta agora aproximadamente oito vezes e atinge cerca de 15% da corrente nominal no primário do transformador. Este caso pode assim considerar-se como a avaria com menor gravidade que pode ser detectável pelos dispositivos de protecção convencionais.

A Fig. 5.4(b) apresenta o conteúdo harmónico relevante do módulo do Vector de Park durante o processo transitório da avaria. Também aqui a componente de frequência  $2f$  constitui um indicador fiável da ocorrência do defeito, à semelhança da situação da avaria incipiente analisada anteriormente. Quando ocorre o curto-circuito entre espiras esta componente aumenta aproximadamente vinte e três vezes, proporcionando uma melhoria substancial na sensibilidade da detecção da avaria, comparativamente com a técnica

tradicional. A componente contínua do módulo do Vector de Park revela-se menos sensível na detecção do defeito, pois aumenta cerca de oito vezes em consequência da ocorrência da avaria, possuindo neste aspecto um comportamento idêntico à técnica convencional. Conforme referido no Capítulo 4, a análise do valor médio do módulo do Vector de Park é útil na detecção de avarias simétricas (i.e., que ocorram simultaneamente nas três fases), as quais possuem provavelmente um maior grau de severidade.

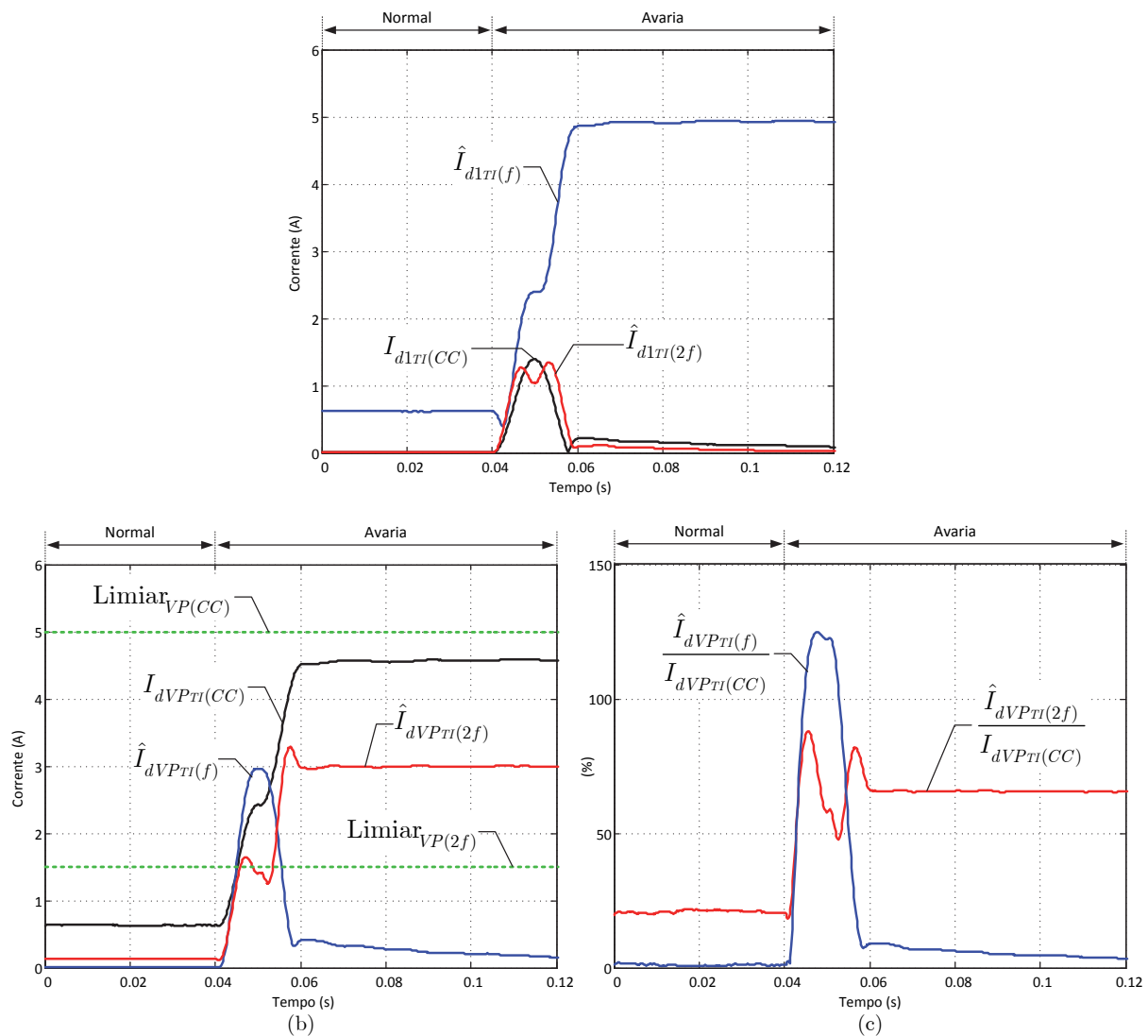


Fig. 5.4: (a) Evolução da componente contínua, componente fundamental e segundo harmónico da corrente diferencial  $i_{d1TI}$ ; (b) evolução temporal de  $I_{dVP TI}(CC)$ ,  $\hat{I}_{dVP TI}(f)$  e  $\hat{I}_{dVP TI}(2f)$ ; (c) evolução temporal do factor de assimetria e do rácio  $\hat{I}_{dVP TI}(f)/I_{dVP TI}(CC)$ . (Ligação Dyn5, carga resistiva equilibrada, 20% da carga nominal, seis espiras em curto-circuito na fase R do primário do transformador com  $I_b \approx 5 \times I_{1n}$ ,  $I_x \approx 5.5 \times I_{1n}$  e ângulo de comutação da avaria nulo; resultados de simulação.)

O valor médio e a componente de frequência  $2f$  do módulo do Vector de Park constituem assim indicadores da ocorrência da avaria, podendo ambas as grandezas ser utilizadas como sinais de activação do relé diferencial. Este actuará quando um destes sinais ultrapassar um valor limite previamente definido. Para o transformador em análise definiu-se para  $\hat{I}_{dVP\pi(2f)}$  o valor limite de 1.5 A:

$$\text{Limiar}_{VP(2f)} = 1.5 \text{ A} \quad (5.1)$$

Com este valor é ainda possível detectar avarias ainda em estado relativamente precoce, pois este limiar é atingido quando ocorre, por exemplo, uma avaria com seis espiras em curto-circuito (3.9% do total do enrolamento) e  $I_b \approx 2.5 \times I_{1n}$ . É incluída uma margem de segurança para evitar disparos intempestivos devido a erros no cálculo das correntes diferenciais: 1.5 A é superior a dez vezes o valor de  $\hat{I}_{dVP\pi(2f)}$  obtido em condições de funcionamento normal.

Utilizou-se a mesma margem de segurança para definir o valor limite da componente contínua do módulo do Vector de Park, resultando num limiar de 5 A. Resulta assim:

$$\text{Limiar}_{VP(CC)} = 5 \text{ A} \quad (5.2)$$

O relé será activado quando qualquer um dos valores limite seja ultrapassado, ou seja:

$$\text{Disparo} = 1 \quad \text{se} \quad \begin{cases} \hat{I}_{dVP(2f)} > \text{Limiar}_{VP(2f)} = 1.5 \text{ A} \\ \vee \\ I_{dVP(CC)} > \text{Limiar}_{VP(CC)} = 5 \text{ A} \end{cases} \quad (5.3)$$

No caso da Fig. 5.4 o relé não seria activado caso fosse utilizada apenas a componente contínua do módulo de Vector de Park como critério de discriminação. No entanto, a maior sensibilidade de  $\hat{I}_{dVP\pi(2f)}$  permite detectar inequivocamente a avaria, Fig. 5.4(b).

A análise da evolução do factor de assimetria, definido em (4.5),  $FAss = \hat{I}_{dVP\pi(2f)} / I_{dVP\pi(CC)}$ , revela-se também importante, pois, por constituir uma grandeza percentual, permite mais facilmente caracterizar os fenómenos e efectuar comparações entre transformadores diferentes. O factor de assimetria aumenta após a ocorrência da avaria, conforme ilustrado na Fig. 5.4(c).

É também apresentada na Fig. 5.4(c) a evolução do rácio entre a componente harmónica com frequência de 50 Hz e a componente contínua do módulo do Vector de Park,  $\hat{I}_{d1TI(f)}/I_{d1TI(CC)}$ . Este rácio mantém-se praticamente constante antes e depois da ocorrência da avaria, com uma amplitude reduzida e substancialmente inferior ao factor de assimetria, exibindo apenas uma variação quando as correntes diferenciais aumentam em consequência do defeito. Este sinal não fornece assim qualquer indicação sobre a presença da avaria permanente, mas possibilita a discriminação entre esta e as sobrecorrentes transitórias de excitação, matéria que será abordada na secção seguinte.

Apesar de nos ensaios experimentais não ser possível aplicar sobrecorrentes permanentes nas espiras em curto-circuito, por forma a evitar uma avaria efectiva no transformador, consegue-se obter um efeito idêntico nas correntes diferenciais ajustando a força magnetomotriz de defeito (isto é,  $N_b \cdot i_x$ ), como foi já mencionado anteriormente. As Figs. 5.5 e 5.6 apresentam o caso da ocorrência de um curto-circuito entre 74 espiras e com um valor eficaz da corrente na resistência de contacto de aproximadamente 10 A. Em relação ao caso da Fig. 5.4 esta avaria possui um maior grau de severidade, mas as conclusões relativas à aplicação do método de detecção são idênticas.

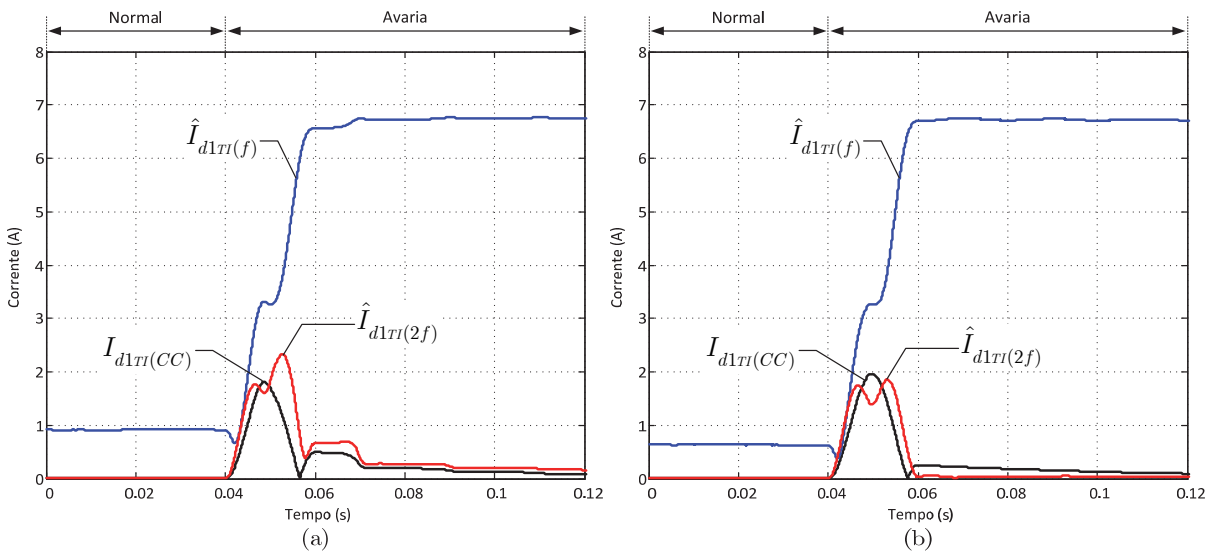


Fig. 5.5: Evolução da componente contínua, componente fundamental e segundo harmónico da corrente diferencial  $i_{d1TI}$ : (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação. (Ligação Dyn5, carga resistiva equilibrada, 20% da carga nominal, 74 espiras em curto-circuito na fase R do primário do transformador com  $I_b \approx 0.1 \times I_{1n}$ ,  $I_x \approx 0.7 \times I_{1n}$  e ângulo de comutação da avaria nulo.)

A Fig. 5.7 ilustra um exemplo onde ocorre o mesmo tipo de avaria, mas para o caso de uma carga indutiva equilibrada. Verifica-se que o conteúdo harmónico do Vector de Park das correntes diferenciais não é praticamente afectado pelas características da carga do transformador. No caso de cargas desequilibradas os resultados não sofrem também alterações significativas, conforme ilustrado no exemplo da Fig. 5.8.

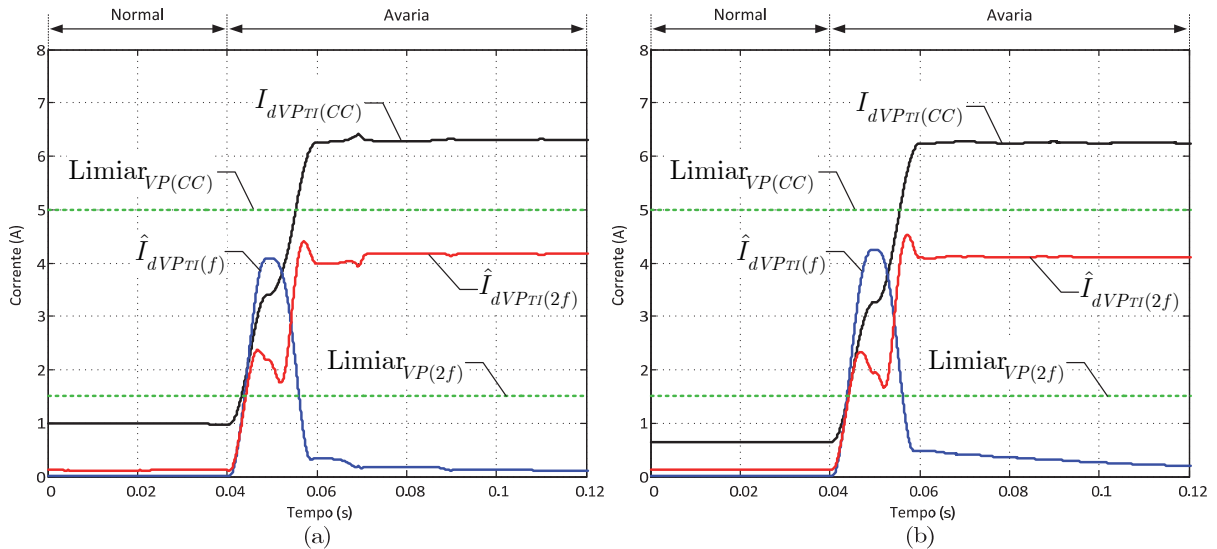


Fig. 5.6: Evolução temporal de  $I_{dVPTr(CC)}$ ,  $\hat{I}_{dVPTr(f)}$  e  $\hat{I}_{dVPTr(2f)}$ : (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação. (Mesmas condições da Fig. 5.5.)

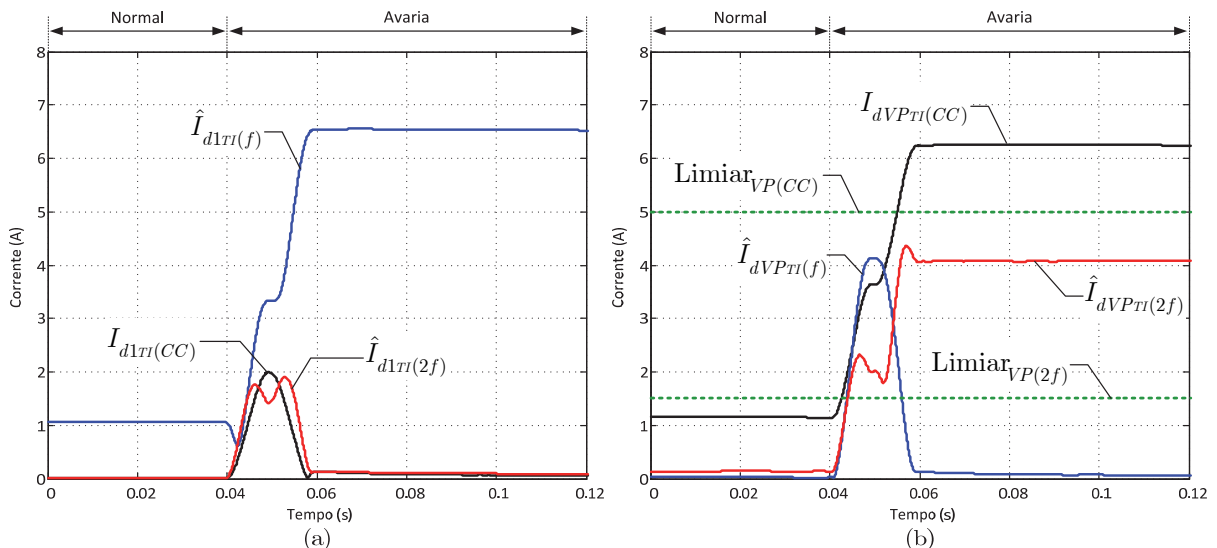


Fig. 5.7: (a) Evolução da componente contínua, componente fundamental e segundo harmónico da corrente diferencial  $i_{d1Tr}$ ; (b) evolução temporal de  $I_{dVPTr(CC)}$ ,  $\hat{I}_{dVPTr(f)}$  e  $\hat{I}_{dVPTr(2f)}$ . (Resultados experimentais, ligação Dyn5, carga equilibrada de natureza indutiva, 20% da carga nominal com factor de potência de 0.73 atrasado, 74 espiras em curto-circuito na fase R do primário do transformador com  $I_b \approx 0.2 \times I_{1n}$ ,  $I_x \approx 0.7 \times I_{1n}$  e ângulo de comutação da avaria nulo.)

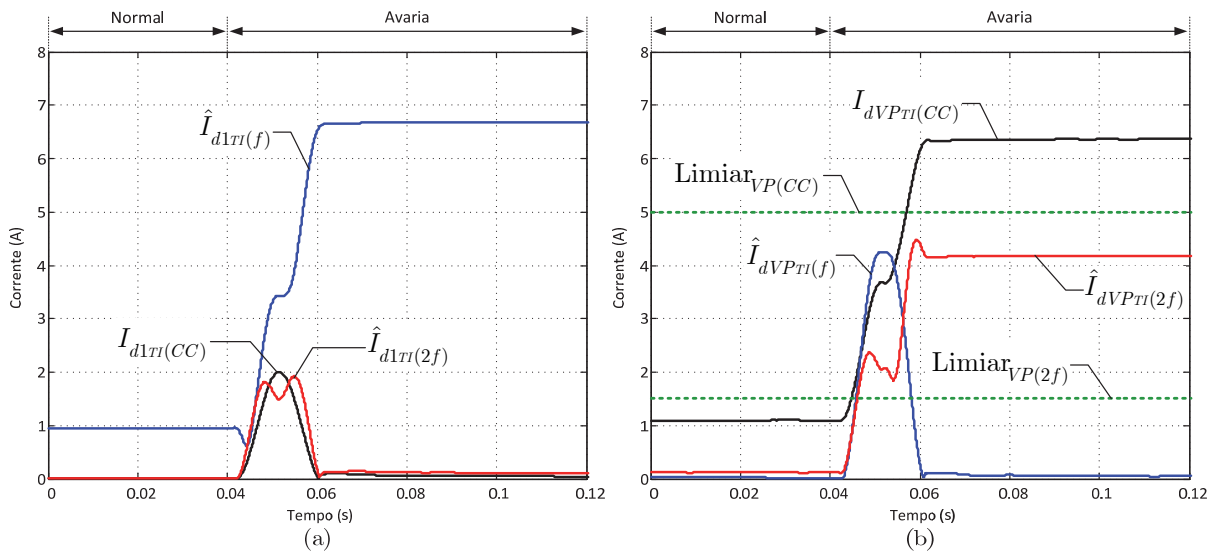


Fig. 5.8: (a) Evolução da componente contínua, componente fundamental e segundo harmónico da corrente diferencial  $i_{d1TI}$ ; (b) Evolução temporal de  $I_{dVP TI(CC)}$ ,  $\hat{I}_{dVP TI(f)}$  e  $\hat{I}_{dVP TI(2f)}$ . (Resultados experimentais, ligação Dyn5, carga trifásica desequilibrada com  $\bar{Z}_{L1} \approx 16 \Omega$ ,  $\bar{Z}_{L2} \approx \bar{Z}_{L3} \approx 18 + 32j \Omega$ , 74 espiras em curto-circuito na fase R do primário do transformador com  $I_b \approx 0.02 \times I_{1n}$ ,  $I_x \approx 0.7 \times I_{1n}$  e ângulo de comutação da avaria nulo.)

### 5.1.2 Discriminação entre sobrecorrentes transitórias de excitação e avarias internas

A Fig. 5.9(a) ilustra as formas de onda das correntes diferenciais para o caso da ligação do transformador à rede, em vazio, com uma ligação Dyn5 dos enrolamentos, ângulo de comutação inicial nulo e núcleo ferromagnético inicialmente desmagnetizado. Ilustram-se também nesta figura as ondas referentes às correntes medidas no secundário dos TI, referidas ao lado primário. Devido à saturação dos TI as correntes nas linhas R e S apresentam menores valores de pico e o transitório resultante da ligação do transformador atenua-se mais rapidamente. Na linha T a corrente possui uma amplitude relativamente reduzida, pelo que a sua medição não é afectada de forma significativa pelo carácter não-ideal do correspondente TI. A Fig. 5.9(b) apresenta a evolução temporal do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais, a qual é idêntica à forma de onda das próprias correntes diferenciais. Verifica-se ainda outra semelhança entre as correntes diferenciais e o módulo do Vector de Park: a ocorrência de saturação nos TI atenua os picos e faz diminuir a parcela da forma de onda onde o módulo do Vector de Park apresenta valores nulos.

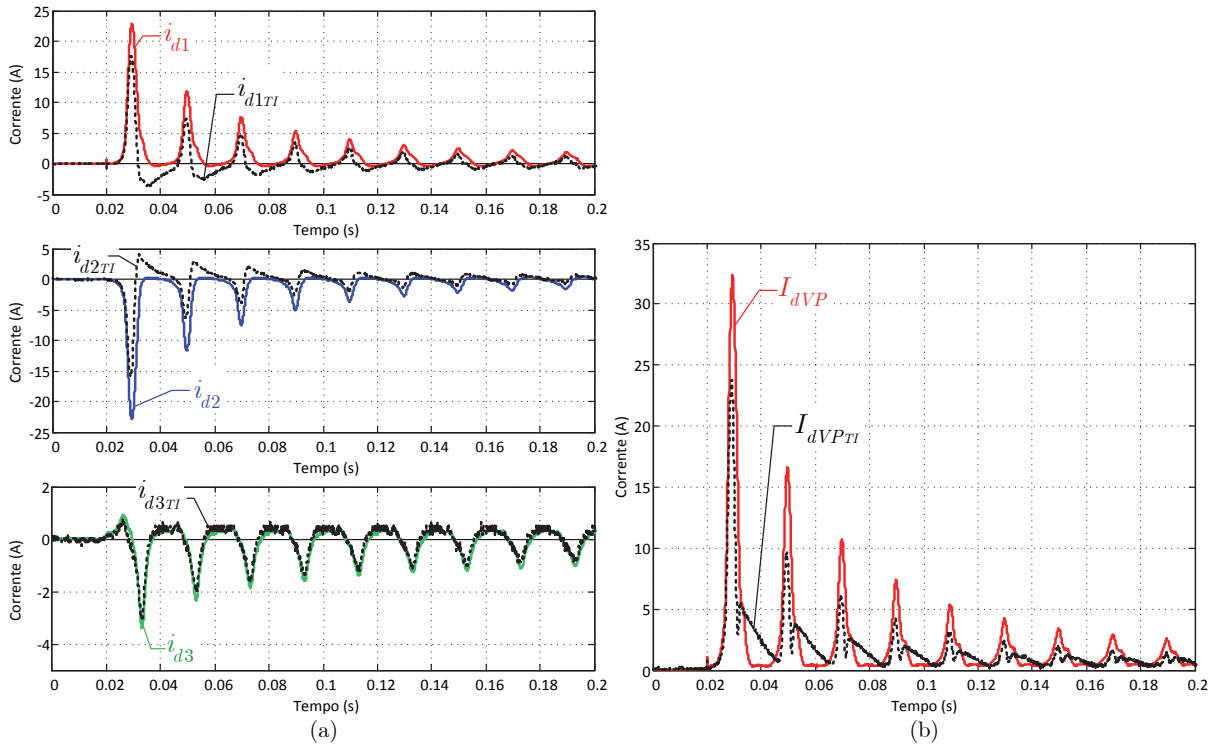


Fig. 5.9: Processo de ligação do transformador: (a) formas de onda das correntes no lado primário; (b) forma de onda do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais. Apresentam-se as grandezas obtidas com as correntes medidas directamente nos condutores de linha e no secundário dos TI (referidas ao lado primário). (Ligação Dyn5, transformador em vazio, ângulo de comutação nulo, indução remanescente nula, resultados experimentais.)

A Fig. 5.10 mostra a evolução da componente contínua, da componente fundamental e do segundo harmónico da corrente na linha R. A componente fundamental da corrente possui uma amplitude suficientemente elevada para provocar o disparo intempestivo da protecção, removendo desnecessariamente o transformador de serviço, caso não sejam tomadas medidas no sentido de evitar o incorrecto funcionamento do relé. Verifica-se que o segundo harmónico possui uma amplitude significativa. Esta situação é comum nas sobrecorrentes transitórias de excitação, sendo esta propriedade utilizada nos relés convencionais para inibir a sua operação durante a ocorrência das sobrecorrentes transitórias de excitação.

O sinal de disparo do relé vai também ser incorrectamente activado no caso de se considerarem as correntes obtidas através dos TI, a operar em regime saturado, Fig. 5.10(b), apesar destas apresentarem valores de pico mais reduzidos.

Na Fig. 5.11 apresenta-se a evolução temporal da razão entre o segundo harmónico e a componente fundamental das correntes diferenciais nas três fases. É prática comum nos relés



tradicionais efectuar a inibição do relé se estes rácios ultrapassarem 20%. Neste caso o relé fica bloqueado durante um intervalo de tempo que varia entre 300 ms e 400 ms, aproximadamente, dependendo das fases. Esta inibição é por vezes cruzada entre fases, isto é, a detecção da existência de uma corrente com percentagem do segundo harmónico elevada em qualquer uma das fases bloqueia o relé nas três fases. Esta técnica aumenta a segurança da protecção, pois diminui a possibilidade de existirem operações incorrectas do relé. No entanto, caso exista simultaneamente uma avaria e uma sobrecorrente transitória de excitação o relé fica impedido de actuar e a protecção do transformador não é efectiva.

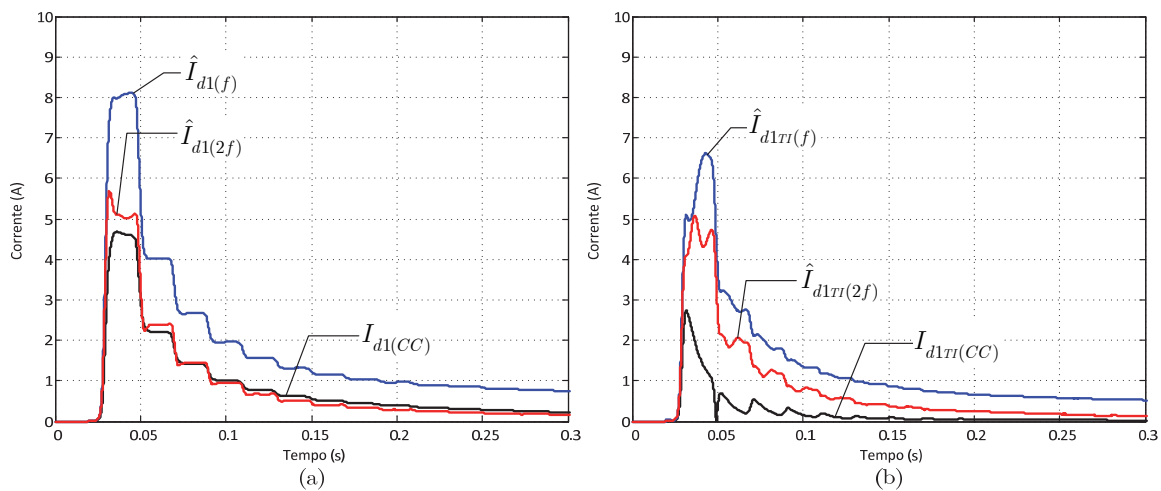


Fig. 5.10: Evolução da componente contínua, componente fundamental e segundo harmónico da corrente diferencial na linha R durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.9:

(a) corrente medida directamente no condutor de linha; (b) corrente medida no secundário do TI (referida ao lado primário).

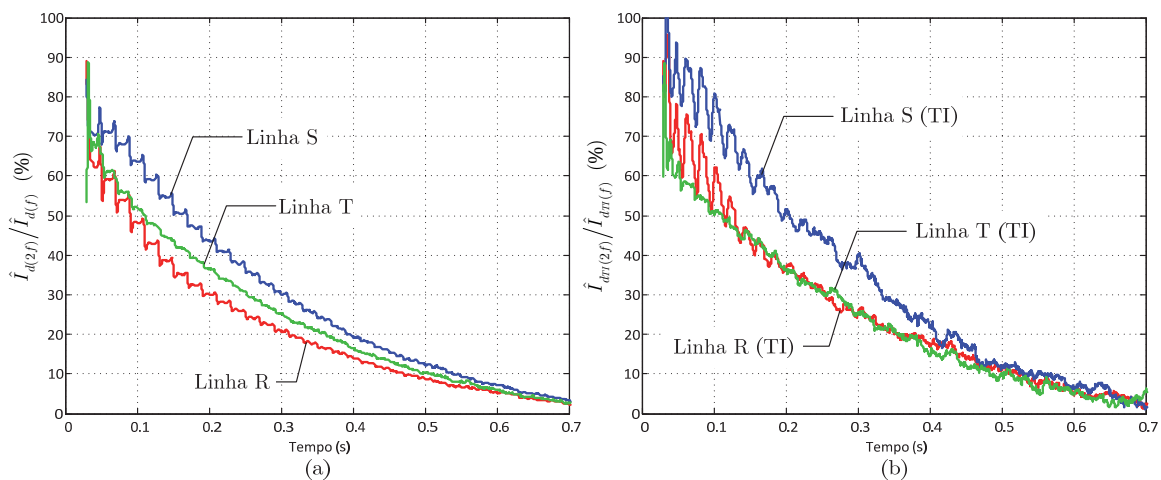


Fig. 5.11: Evolução da razão entre o segundo harmónico e a componente fundamental das correntes diferenciais durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.9: (a) correntes medidas directamente nos condutores de linha; (b) correntes medidas no secundário dos TI (referidas ao lado primário).

Neste caso a influência dos transformadores de corrente não altera a evolução da percentagem do segundo harmónico das correntes diferenciais durante o transitório de ligação do transformador, Fig. 5.11(b). Esta situação, contudo, nem sempre se verifica, podendo a saturação dos TI durante a sobrecorrente transitória de excitação provocar uma diminuição da amplitude do segundo harmónico das correntes diferenciais [143], aumentando o grau de incerteza no funcionamento do relé.

A Fig. 5.12 apresenta a evolução temporal da componente contínua e das componentes alternadas com frequência  $f$  e  $2f$  do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais durante o transitório de ligação do transformador. As componentes  $I_{dVP(CC)}$  e  $\hat{I}_{dVP(2f)}$  são afectadas pela sobrecorrente de excitação, provocando a activação do sinal de disparo do relé (os limiares de operação são também incluídos na Fig. 5.12). Apesar dos sinais serem atenuados, verifica-se uma situação idêntica caso se calcule o módulo do Vector de Park das correntes diferenciais considerando a saturação dos TI, Fig. 5.12(b). Obviamente, a operação do relé deve ser inibida durante este regime transitório.

Ao contrário do que sucede após ocorrer uma avaria, a componente alternada com frequência  $f$  do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais é afectada de forma significativa durante o transitório associado às sobrecorrentes de excitação. A presença desta componente está relacionada com a existência de formas de onda assimétricas, onde o semiciclo negativo e positivo são diferentes. Nestas condições a representação do Vector de Park no plano D-Q assume uma figura descentrada, Fig. 5.13, possuindo apenas uma saliência em relação à condição ideal (circular), a que corresponde a componente alternada com frequência  $f$ . Optou-se por definir como sinal discriminador a razão entre a componente com frequência  $f$  e a componente contínua do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais (*detectSCTE<sub>VP</sub>*: detector da Sobrecorrente Transitória de Excitação):

$$detectSCTE_{VP} = \frac{\hat{I}_{dVP(f)}}{I_{dVP(CC)}} \quad (5.4)$$

O relé é bloqueado e inibe o sinal de disparo quando *detectSCTE<sub>VP</sub>* ultrapassar um limiar previamente definido, que se considera aqui de 40%:

$$Limiar_{BloqVP} = 40 \% \quad (5.5)$$

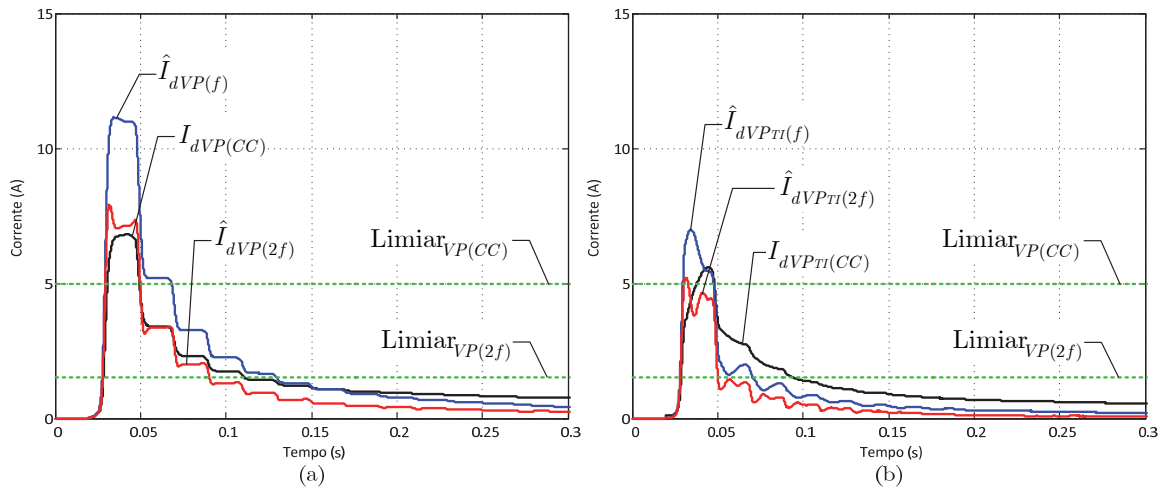


Fig. 5.12: Evolução temporal de  $I_{dVP(CC)}$ ,  $\hat{I}_{dVP(f)}$  e  $\hat{I}_{dVP(2f)}$  durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.9: (a) correntes medidas directamente no condutor de linha; (b) correntes medidas no secundário do TI (referidas ao lado primário).

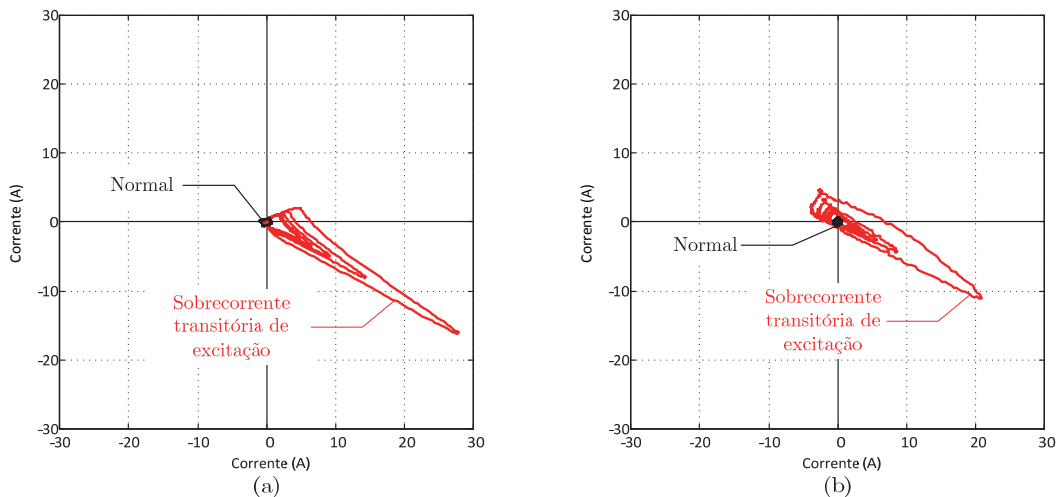


Fig. 5.13: Representação no plano D-Q do Vector de Park das correntes diferenciais durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.9: (a) correntes medidas directamente no condutor de linha; (b) correntes medidas no secundário do TI (referidas ao lado primário).

$$\text{Bloqueio} = 1 \text{ se } detectSCTE_{VP} > Limiar_{BloqVP} = 40\% \quad (5.6)$$

A Fig. 5.14 apresenta a evolução do sinal  $detectSCTE_{VP}$  durante o transitório de ligação do transformador. O relé fica inibido de actuar durante todo o intervalo de tempo em que o sinal de disparo se encontra activo para os dois casos apresentados (sem TI: Fig. 5.14(a); com TI: Fig. 5.14(b)). Os respectivos sinais de bloqueio e de disparo encontram-se representados na Tabela 5-1.

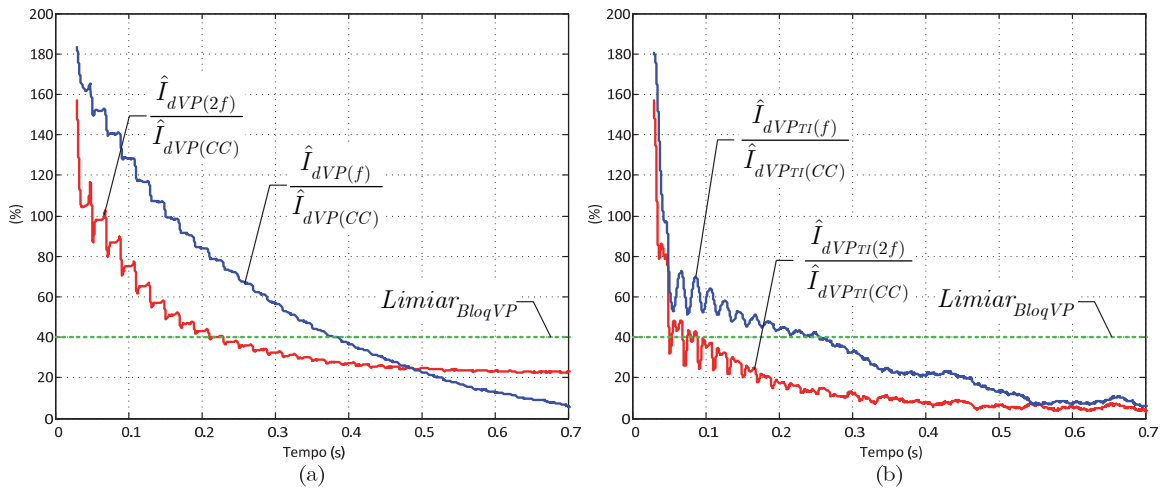


Fig. 5.14: Evolução temporal do factor de assimetria e do sinal  $detecSCTE_{VP}$  durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.9: (a) correntes medidas directamente no condutor de linha; (b) correntes medidas no secundário do TI (referidas ao lado primário).

O factor de assimetria ( $\hat{I}_{dVP(2f)}/I_{dVP(CC)}$ ) é também afectado pelas sobrecorrentes transitórias de excitação, conforme ilustrado na Fig. 5.14. No entanto, ao contrário do que sucede após uma avaria, o factor de assimetria toma valores menores do que o sinal detector das sobrecorrente transitória de excitação. A comparação entre estes dois sinais fornece uma perspectiva clara acerca do desempenho dinâmico do novo método de protecção durante o transitório de ligação do transformador: o sinal de inibição toma consistentemente valores mais elevados que o factor de assimetria.

Nas Figs. 5-15 a 5-19 apresenta-se um caso idêntico ao anterior mas considerando magnetização inicial não-nula no núcleo do transformador de potência. As correntes de ligação vão atingir picos bastante elevados, Fig. 5.15, o que provoca a saturação intensa nos TI com o conseqüente erro nos sinais medidos. Esse erro afecta o cálculo das componentes harmónicas das correntes diferenciais, Fig. 5.16. No entanto, também neste caso a razão entre o segundo harmónico e a componente fundamental das correntes diferenciais não é significativamente afectada. A técnica convencional continua a permitir inibir a actuação do relé durante o transitório de ligação, Fig. 5.17.

A análise do módulo do Vector de Park permite também inibir o relé durante o transitório de ligação do transformador, Fig. 5.18 e Fig. 5.19. Os correspondentes sinais de bloqueio e de disparo são ilustrados na Tabela 5-1.

O método de protecção baseado na análise do módulo do Vector de Park foi testado com um amplo número de ensaios experimentais e casos de simulação, onde se variou o ângulo de

comutação, a indução remanescente no núcleo, o índice horário, o tipo de ligação dos enrolamentos e o nível de saturação dos TI. A Tabela 5-1 apresenta alguns exemplos desse vasto número de testes, onde o método proposto foi sempre capaz de detectar a sobrecorrente de ligação e inibir a activação do relé.

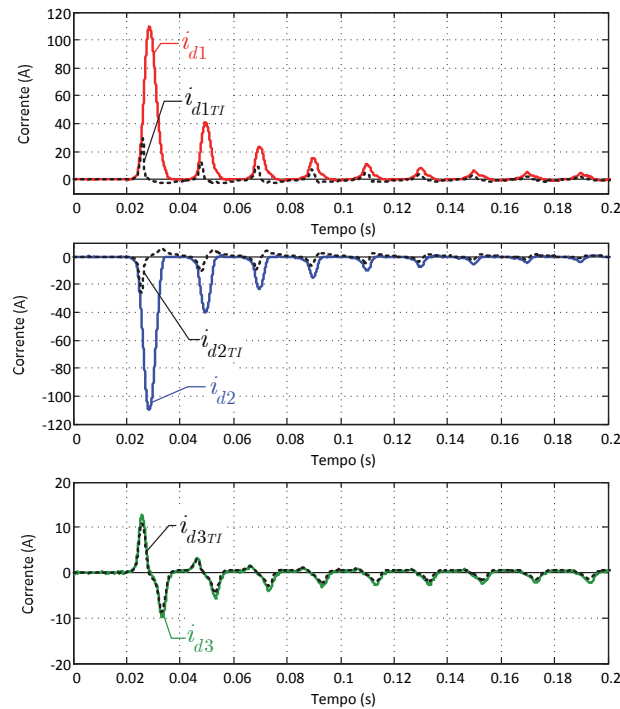


Fig. 5.15: Formas de onda das correntes no lado primário durante o processo de ligação do transformador. Apresentam-se as correntes medidas directamente nos condutores de linha e no secundário dos TI (referidas ao lado primário). (Ligação Dyn5, transformador em vazio, ângulo de comutação nulo,  $B_{R1} = 0.85$  T,  $B_{R2} = -0.52$  T e  $B_{R3} = -0.33$  T; resultados experimentais.)

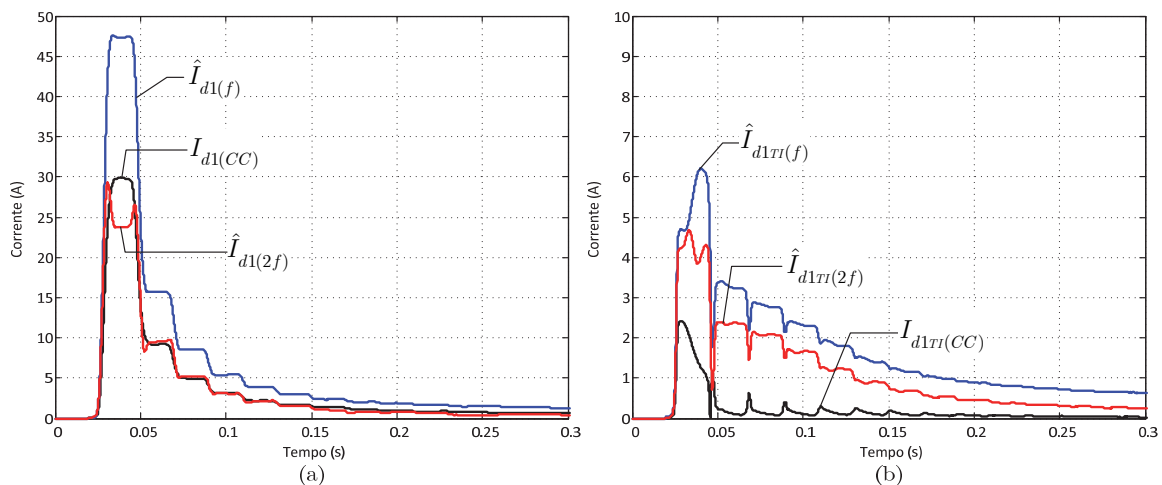


Fig. 5.16: Evolução da componente contínua, componente fundamental e segundo harmónico da corrente diferencial na linha R durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.15: (a) corrente medida directamente no condutor de linha; (b) corrente medida no secundário do TI (referida ao lado primário).

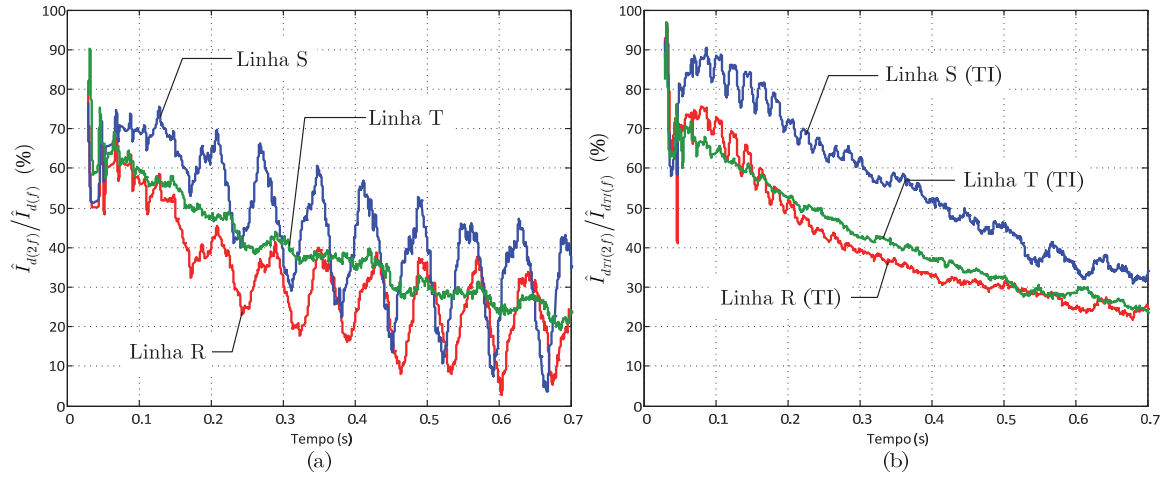


Fig. 5.17: Evolução da razão entre o segundo harmónico e a componente fundamental das correntes diferenciais durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.15: (a) correntes medidas directamente nos condutores de linha; (b) correntes medidas no secundário dos TI (referidas ao lado primário).

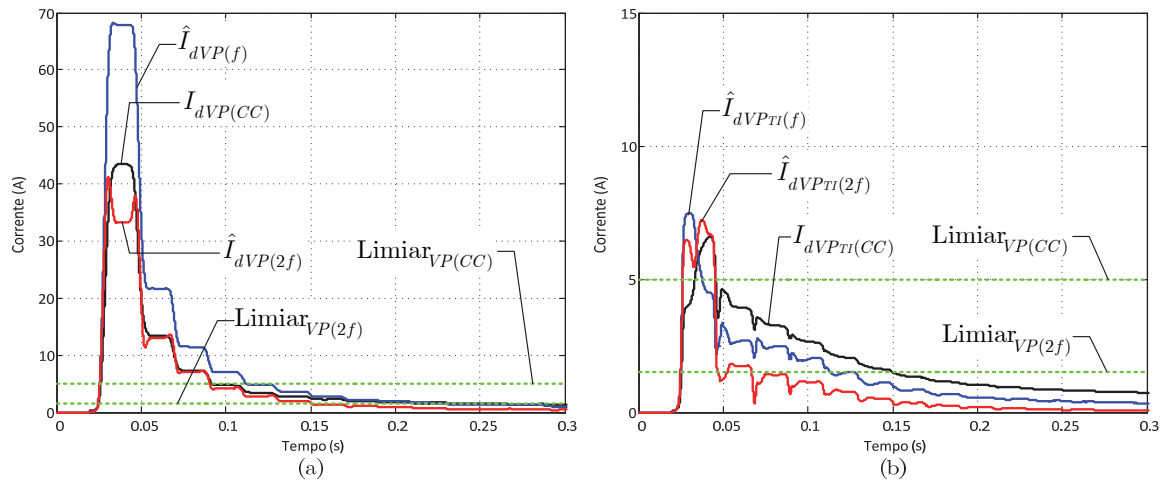


Fig. 5.18: Evolução temporal de  $I_{dVP(CC)}$ ,  $\hat{I}_{dVP(f)}$  e  $\hat{I}_{dVP(2f)}$  durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.15: (a) correntes medidas directamente no condutor de linha; (b) correntes medidas no secundário do TI (referidas ao lado primário).

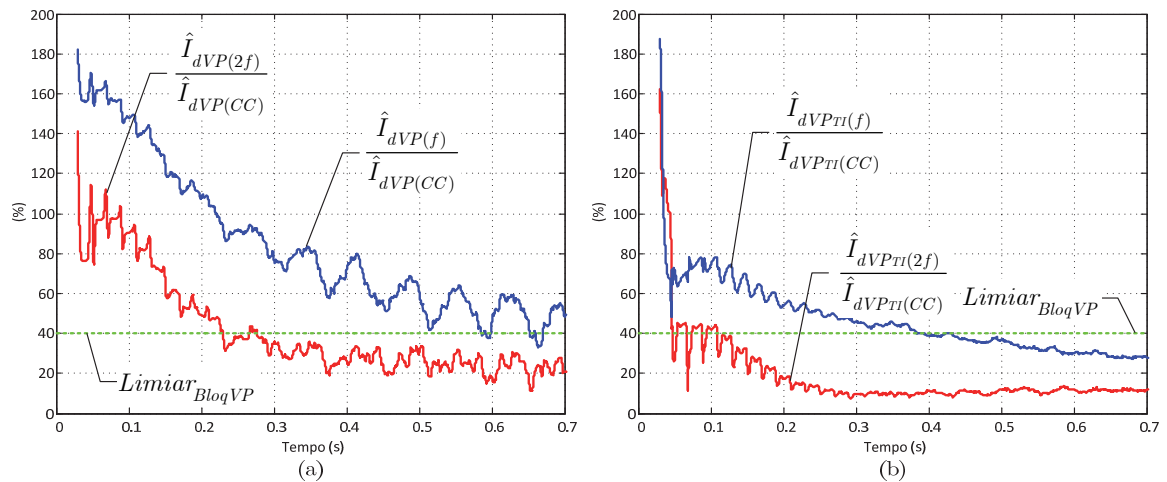
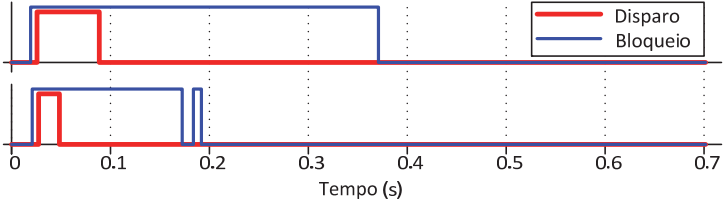
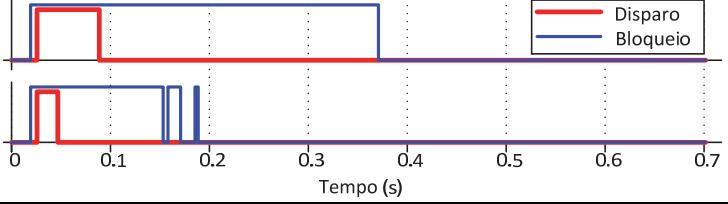
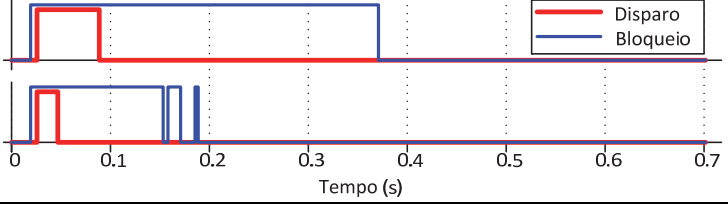
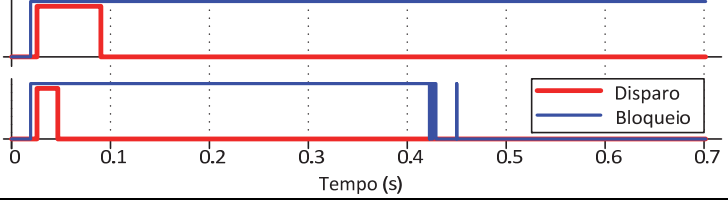
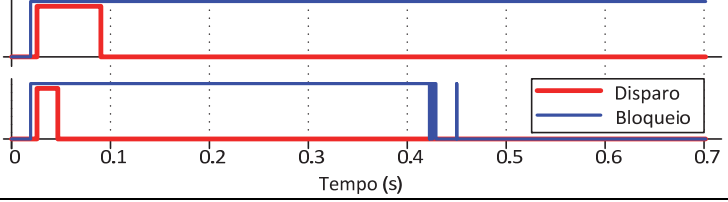
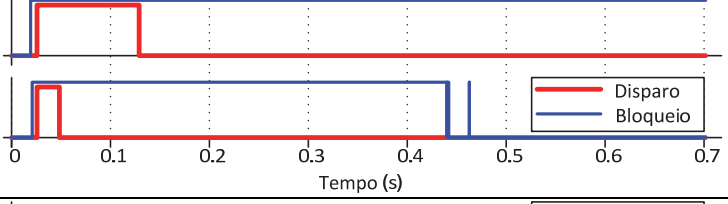
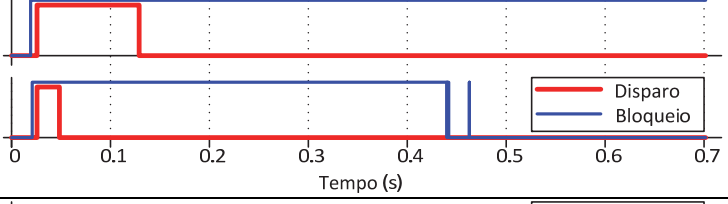
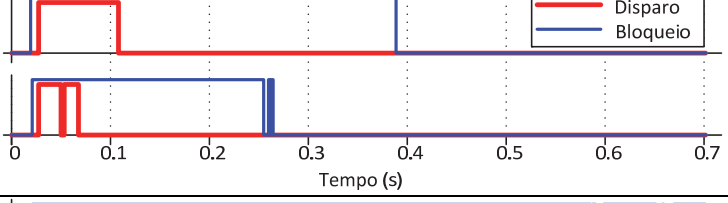
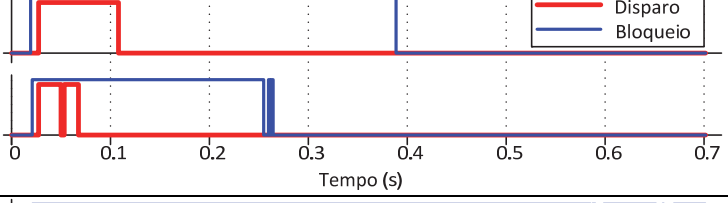
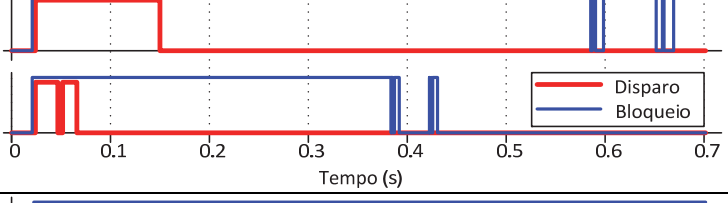
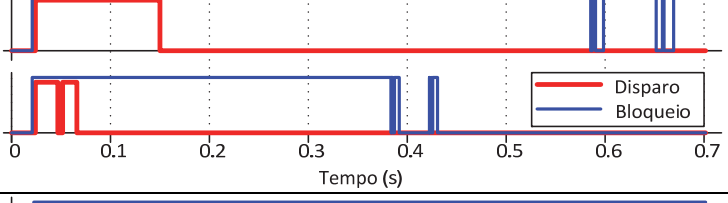
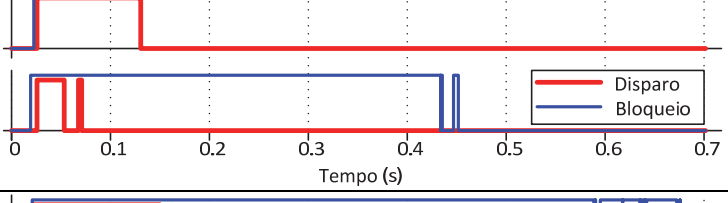
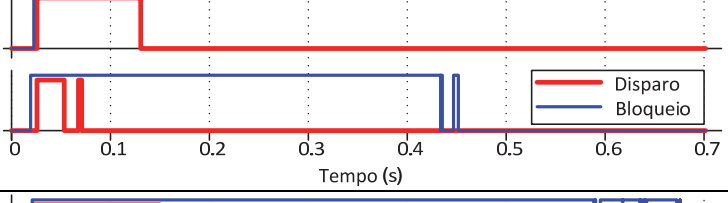
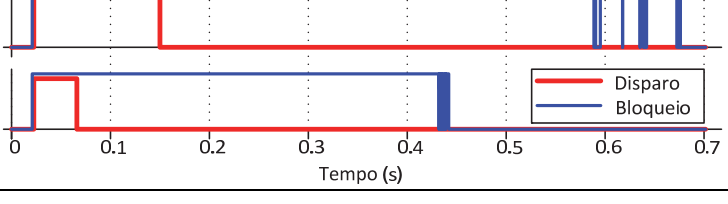
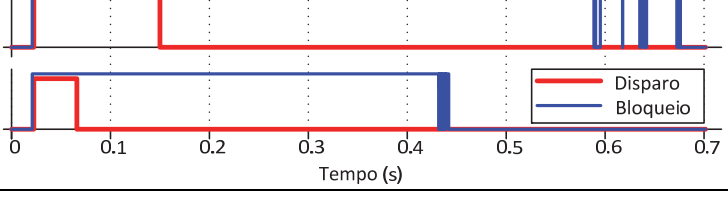



Fig. 5.19: Evolução temporal do factor de assimetria e do sinal  $detecSCTE_{VP}$  durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.15: (a) correntes medidas directamente no condutor de linha; (b) correntes medidas no secundário do TI (referidas ao lado primário).

Tabela 5-1: Sinais de disparo e de bloqueio para diversas condições de sobrecorrentes transitórias de excitação.

Condições	Sinais de disparo e de bloqueio (resultados experimentais)	
<p>Ângulo de comutação: <math>0^\circ</math>  <math>B_{R1} = B_{R2} = B_{R3} = 0 \text{ T}</math>                      (caso da Fig. 5.14)</p>		
<p>Ângulo de comutação: <math>15^\circ</math>  <math>B_{R1} = B_{R2} = B_{R3} = 0 \text{ T}</math></p>		
<p>Ângulo de comutação: <math>30^\circ</math>  <math>B_{R1} = B_{R2} = B_{R3} = 0 \text{ T}</math></p>		
<p>Ângulo de comutação: <math>45^\circ</math>  <math>B_{R1} = B_{R2} = B_{R3} = 0 \text{ T}</math></p>		
<p>Ângulo de comutação: <math>60^\circ</math>  <math>B_{R1} = B_{R2} = B_{R3} = 0 \text{ T}</math></p>		
<p>Ângulo de comutação: <math>75^\circ</math>  <math>B_{R1} = B_{R2} = B_{R3} = 0 \text{ T}</math></p>		
<p>Ângulo de comutação: <math>90^\circ</math>  <math>B_{R1} = B_{R2} = B_{R3} = 0 \text{ T}</math></p>		
<p>Ângulo de comutação: <math>105^\circ</math>  <math>B_{R1} = B_{R2} = B_{R3} = 0 \text{ T}</math></p>		

Tabela 5-1 (continuação).

Condições	Sinais de disparo e de bloqueio (resultados experimentais)	
<p>Ângulo de comutação: 120°  <math>B_{R1} = B_{R2} = B_{R3} = 0</math> T</p>	<p>Sem TI</p> 	<p>Com TI</p> 
<p>Ângulo de comutação: 135°  <math>B_{R1} = B_{R2} = B_{R3} = 0</math> T</p>	<p>Sem TI</p> 	<p>Com TI</p> 
<p>Ângulo de comutação: 150°  <math>B_{R1} = B_{R2} = B_{R3} = 0</math> T</p>	<p>Sem TI</p> 	<p>Com TI</p> 
<p>Ângulo de comutação: 165°  <math>B_{R1} = B_{R2} = B_{R3} = 0</math> T</p>	<p>Sem TI</p> 	<p>Com TI</p> 
<p>Ângulo de comutação: 180°  <math>B_{R1} = B_{R2} = B_{R3} = 0</math> T</p>	<p>Sem TI</p> 	<p>Com TI</p> 
<p>Ângulo de comutação: 0°  <math>B_{R1} = 0.85</math> T  <math>B_{R2} = -0.52</math> T  <math>B_{R3} = -0.33</math> T                      (caso da Fig. 5.19)</p>	<p>Sem TI</p> 	<p>Com TI</p> 
<p>Ângulo de comutação: 0°  <math>B_{R1} = 0.33</math> T  <math>B_{R2} = 0.52</math> T  <math>B_{R3} = -0.86</math> T                      (caso da Fig. 5.24)</p>	<p>Sem TI</p> 	<p>Com TI</p> 
<p>Ângulo de comutação: 0°  <math>B_{R1} = 0.43</math> T  <math>B_{R2} = -0.86</math> T  <math>B_{R3} = 0.43</math> T                      (caso da Fig. 5.29)</p>	<p>Sem TI</p> 	<p>Com TI</p> 



No decurso dos ensaios tentou-se obter resultados onde as correntes diferenciais possuíssem componentes de segundo harmónico com amplitude reduzida. O modelo computacional foi também intensivamente utilizado nesse sentido. Revelou-se no entanto difícil obter resultados onde a relação  $\hat{I}_{d(2f)}/\hat{I}_{d(f)}$  tenha valores substancialmente reduzidos em relação aos apresentados na Fig. 5.11 e na Fig. 5.17. Isto pode ser motivado pelas propriedades do material ferromagnético, pela técnica de empilhamento das lâminas magnéticas e pelo processo de união das juntas, entre outros, características que diferem das dos transformadores de potência elevada. Os parâmetros da rede eléctrica onde o transformador está inserido e as características dos TI também influenciam a percentagem do segundo harmónico.

As Figs. 5.20 a 5.24 apresentam um dos casos onde a percentagem do segundo harmónico de uma das correntes diferenciais possui valores mais reduzidos, atingindo no mínimo cerca de 30% para a corrente  $i_{d1}$ , logo no primeiro ciclo do transitório, Fig. 5.22(a). Esta situação é comum quando a corrente de excitação possui um impulso com base mais alargada, como é o caso da corrente  $i_{d1}$  durante o primeiro ciclo após a ligação do transformador.

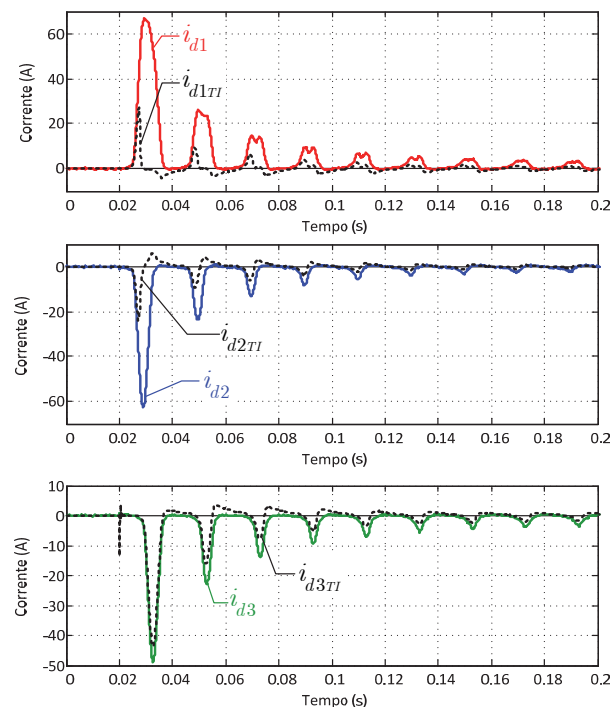


Fig. 5.20: Forma de onda das correntes no lado primário durante o processo de ligação do transformador.

Apresentam-se as correntes medidas directamente nos condutores de linha e no secundário dos TI (referidas ao lado primário). (Ligação Dyn5, transformador em vazio, ângulo de comutação nulo,  $B_{R1} = 0.33$  T,  $B_{R2} = 0.52$  T e  $B_{R3} = -0.86$  T; resultados experimentais.)

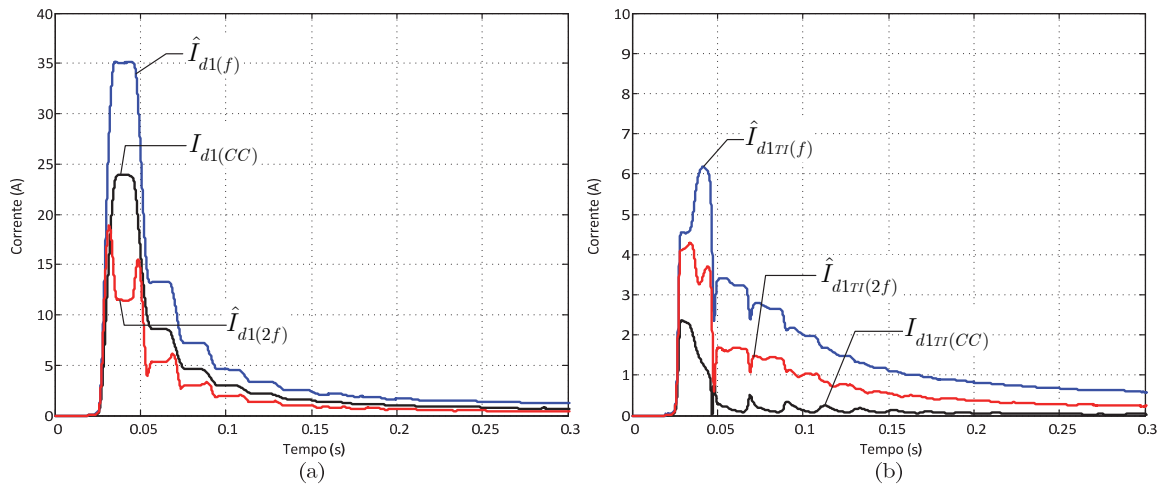


Fig. 5.21: Evolução da componente contínua, componente fundamental e 2.º harmónico da corrente diferencial na linha R durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.20: (a) corrente medida directamente no condutor de linha; (b) corrente medida no secundário do TI (referida ao lado primário).

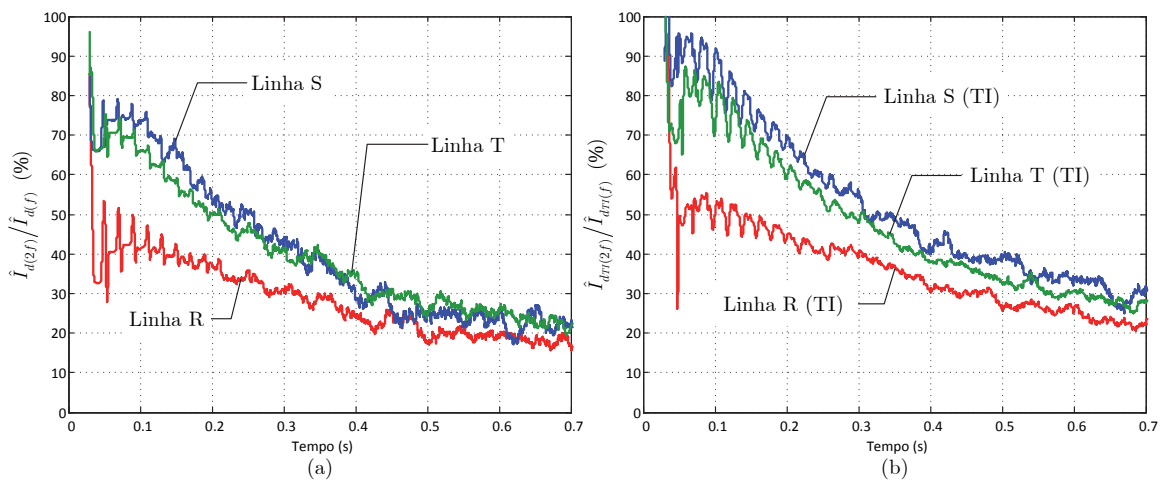


Fig. 5.22: Evolução da razão entre o segundo harmónico e a componente fundamental das correntes diferenciais durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.20: (a) correntes medidas directamente nos condutores de linha; (b) correntes medidas no secundário dos TI (referidas ao lado primário).

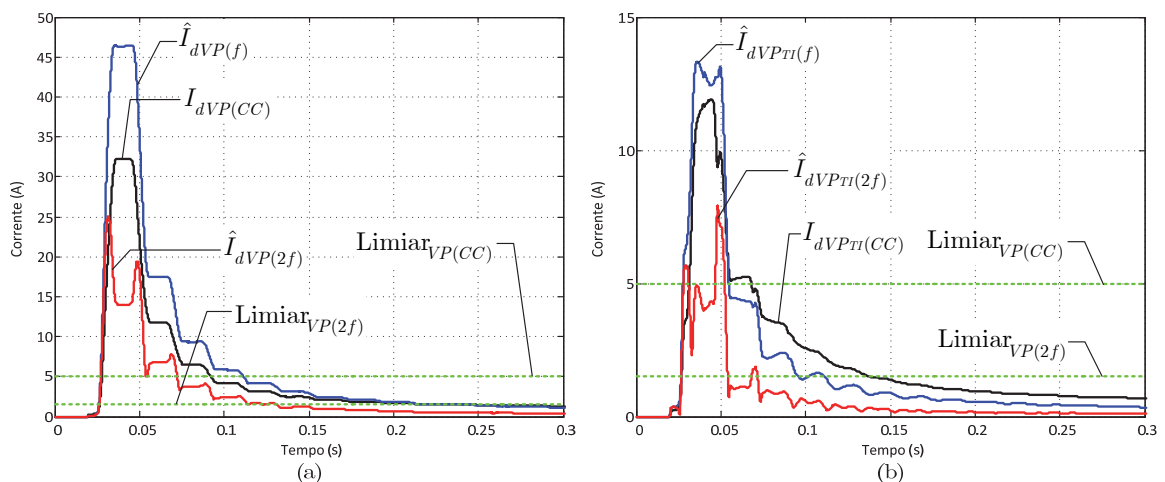


Fig. 5.23: Evolução temporal de  $I_{dVP}(CC)$ ,  $\hat{I}_{dVP}(f)$  e  $\hat{I}_{dVP}(2f)$  durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.20: (a) correntes medidas directamente no condutor de linha; (b) correntes medidas no secundário do TI (referidas ao lado primário).

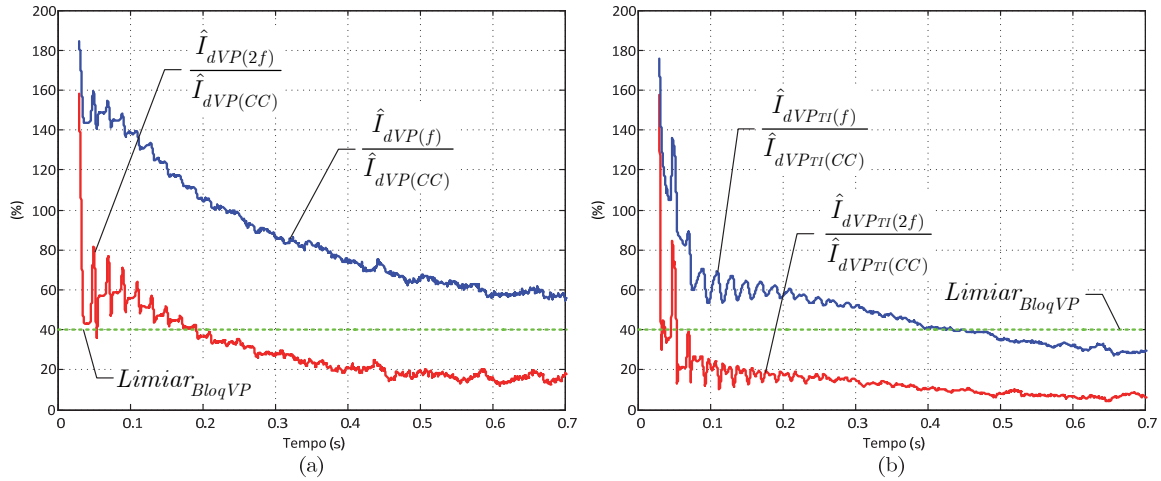


Fig. 5.24: Evolução temporal do factor de assimetria e do sinal  $detecSCTE_{VP}$  durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.20: (a) correntes medidas directamente no condutor de linha; (b) correntes medidas no secundário do TI (referidas ao lado primário).

A componente  $\hat{I}_{dVP(f)}$  do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais não é afectada pelo valor mais reduzido da percentagem do segundo harmónico da corrente diferencial, Fig. 5.23, assegurando o correcto funcionamento do relé, Fig. 5.24. Os respectivos sinais de bloqueio e disparo são apresentados na Tabela 5-1.

Outra situação onde a percentagem do segundo harmónico é reduzida encontra-se representada nas Figs. 5-25 a 5-29 ( $\hat{I}_{d(2f)}/I_{d(f)}$  mais reduzido na linha S). Também neste caso o detector de sobrecorrentes de excitação baseado no Vector de Park não é influenciado pela diminuição do segundo harmónico das correntes diferenciais, Fig. 5.29 e Tabela 5-1.

Os valores de  $I_{dVP(CC)}$ ,  $\hat{I}_{dVP(f)}$  e  $\hat{I}_{dVP(2f)}$  referentes a uma condição normal de funcionamento podem ser obtidos realizando um ensaio em vazio ou, preferencialmente, um ensaio em carga do transformador. Este último caso fornecerá uma caracterização mais completa dos parâmetros do Vector de Park, pois tomar-se-á em consideração a relação de transformação e influência dos TI do lado secundário. O procedimento para a realização automática dos ensaios pode também ser facilmente incluído na própria funcionalidade do relé numérico. As margens de segurança propostas anteriormente podem ser tomadas como valores indicativos. Isto permitirá acomodar os erros de medida e evitar disparos intempestivos sem prejudicar a sensibilidade na detecção das avarias.

Conforme foi já referido anteriormente, não foi possível com este transformador em particular e/ou com o modelo computacional obter resultados onde a relação  $\hat{I}_{d(2f)}/I_{d(f)}$  atinja valores suficientemente reduzidos que possam provocar o funcionamento incorrecto do

método convencional do bloqueio harmónico (situação que ocorre tipicamente para uma percentagem do segundo harmónico abaixo de 20%). Assim, para testar o método baseado no vector de Park foram utilizados dados publicados na literatura, referentes a transitórios ocorridos na rede eléctrica. Estes dados referem-se a casos reais gravados por registadores automáticos de anomalias ou pelos próprios relés de protecção.

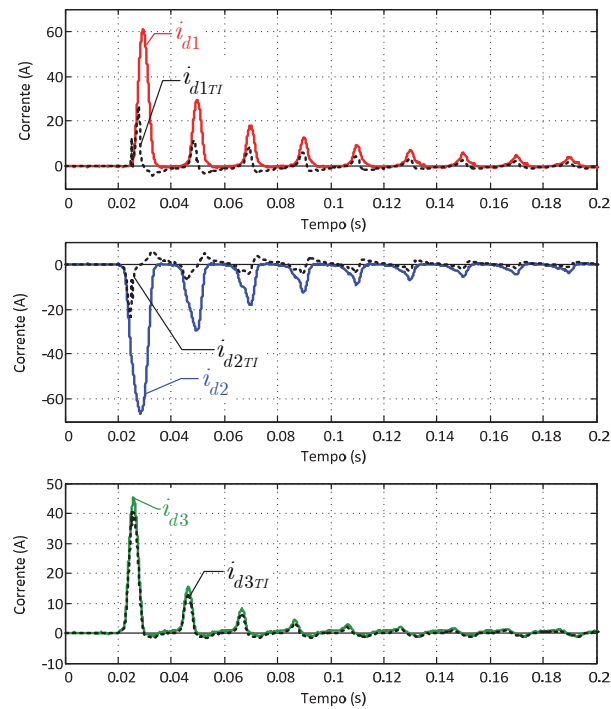


Fig. 5.25: Forma de onda das correntes no lado primário durante o processo de ligação do transformador.

Apresentam-se as correntes medidas directamente nos condutores de linha e no secundário dos TI (referidas ao lado primário). (Ligação Dyn5, transformador em vazio, ângulo de comutação nulo,  $B_{R1} = 0.43$  T,  $B_{R2} = -0.86$  T e  $B_{R3} = 0.43$  T; resultados experimentais.)

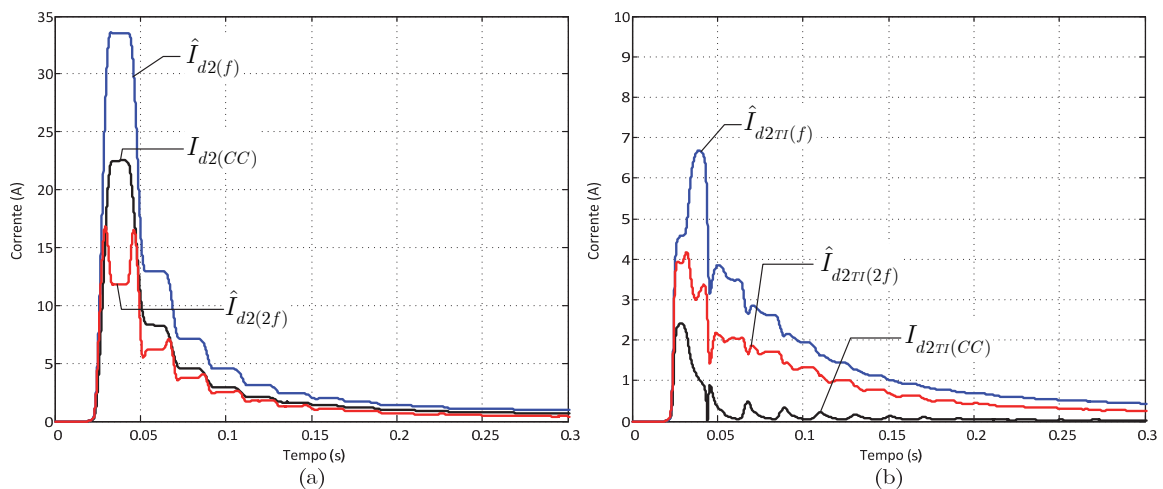


Fig. 5.26: Evolução da componente contínua, componente fundamental e 2.º harmónico da corrente diferencial na linha S durante o transiente de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.25: (a) corrente medida directamente no condutor de linha; (b) corrente medida no secundário do TI (referida ao lado primário).

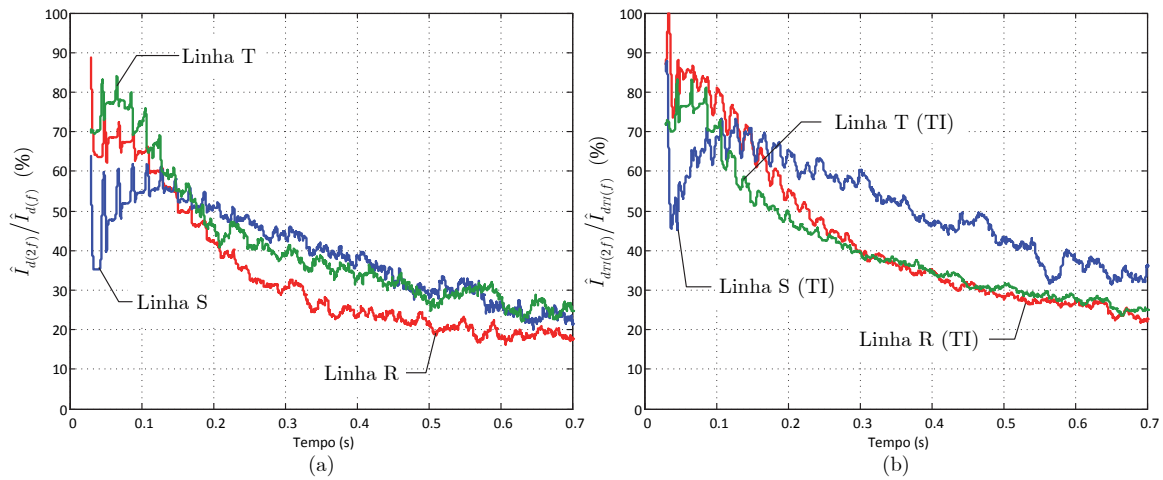


Fig. 5.27: Evolução da razão entre o segundo harmónico e a componente fundamental das correntes diferenciais durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.25: (a) correntes medidas directamente nos condutores de linha; (b) correntes medidas no secundário dos TI (referidas ao lado primário).

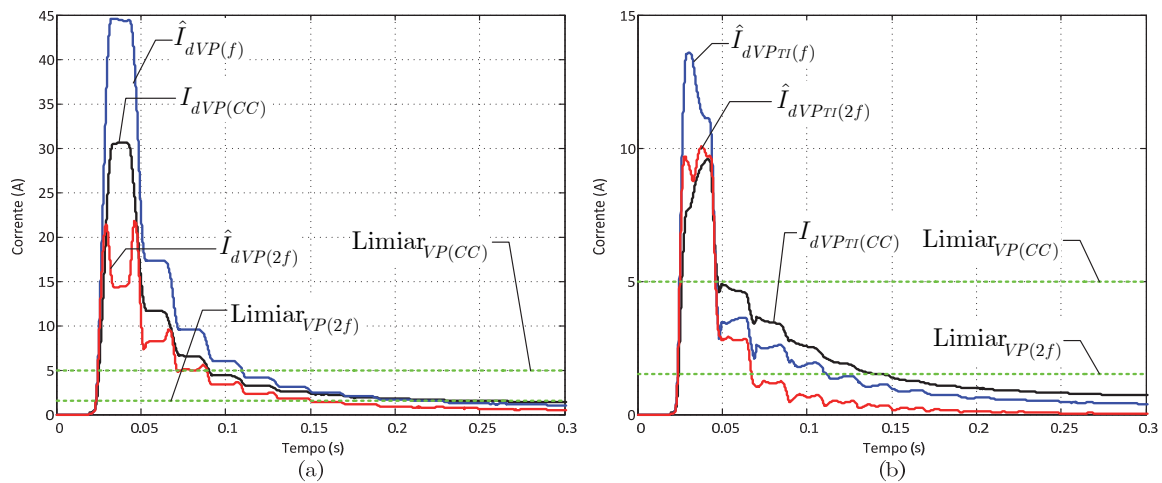


Fig. 5.28: Evolução temporal de  $I_{dVP(CC)}$ ,  $\hat{I}_{dVP(f)}$  e  $\hat{I}_{dVP(2f)}$  durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.25: (a) correntes medidas directamente no condutor de linha; (b) correntes medidas no secundário do TI (referidas ao lado primário).

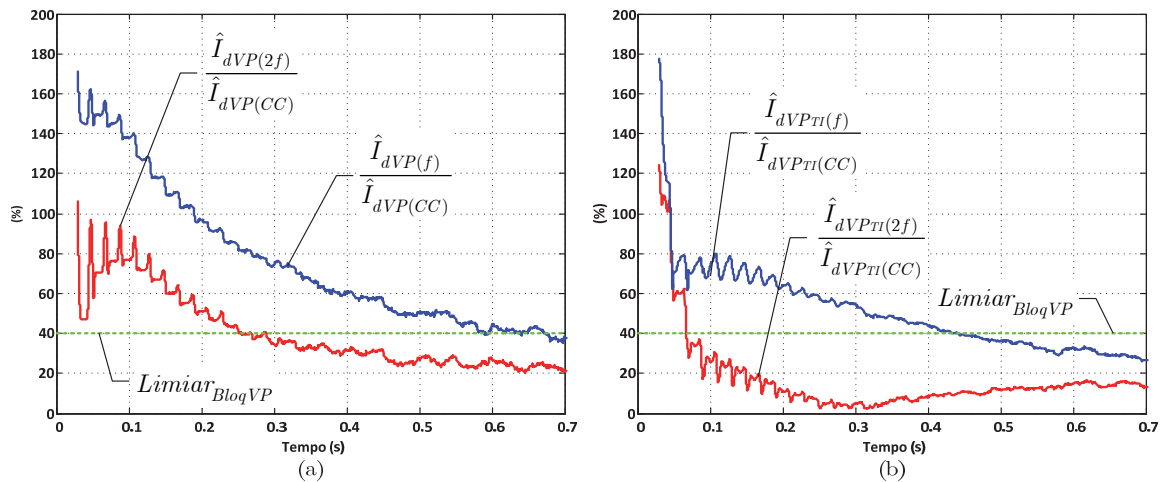


Fig. 5.29: Evolução temporal do factor de assimetria e do sinal  $detecSCTE_{VP}$  durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.25: (a) correntes medidas directamente no condutor de linha; (b) correntes medidas no secundário do TI (referidas ao lado primário).

### 5.1.2.1 Análise de casos reais com valores reduzidos da percentagem de segundo harmónico

#### 5.1.2.1.1 Caso I: Disparo intempestivo em banco de transformadores

Este caso refere-se a um disparo intempestivo de um relé de protecção diferencial durante o processo de ligação de dois bancos trifásicos de transformadores, ligados em paralelo, cada um com parâmetros nominais de 161/69/13 kV, 25/33.3/41.7 MVA e ligação Yyd dos enrolamentos. Utilizam-se aqui os dados publicados em [133], [300] e que foram gravados automaticamente por um registador de anomalias.

As formas de onda das correntes diferenciais na entrada do relé são ilustradas na Fig. 5.30. Verifica-se que nos primeiros ciclos após a ligação do transformador os impulsos da corrente  $i_{d2}$  possuem uma base bastante larga, condição que está normalmente associada a reduzidas percentagens de segundo harmónico. De facto, o segundo harmónico da corrente na linha S tem um valor menor que nas outras linhas, Figs. 5.31(a) – 5.31(c). A percentagem do segundo harmónico nesta corrente possui valores abaixo de 20% durante os primeiros ciclos, Fig. 5.31(d), sendo a causa provável para o funcionamento incorrecto do relé [133], [300].

O conteúdo harmónico do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais é apresentado na Fig. 5.32(a). Neste caso o valor médio e a componente alternada com frequência  $f$  de  $I_{dVP}$  têm uma evolução semelhante entre si e amplitude significativamente superior à componente com frequência  $2f$ . A relação  $\hat{I}_{dVP(f)}/I_{dVP(CC)}$  toma valores próximos da unidade, sendo bastante superior ao factor de assimetria  $\hat{I}_{dVP(2f)}/I_{dVP(CC)}$ .

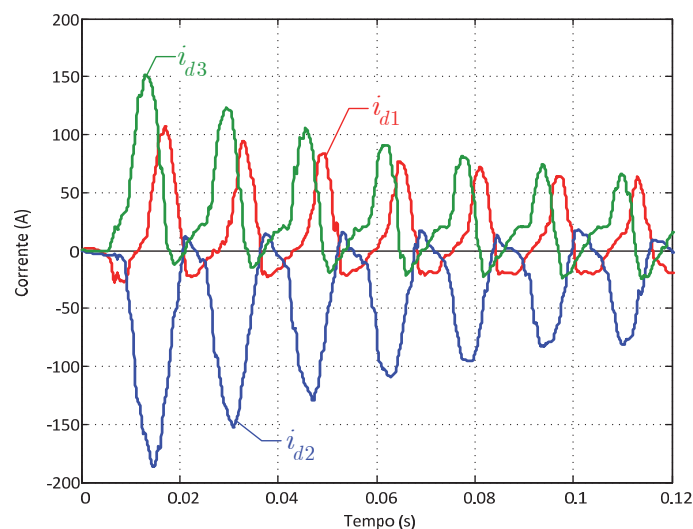


Fig. 5.30: Forma de onda das correntes diferenciais referentes ao disparo intempestivo de um relé diferencial durante a ligação de um banco de transformadores (adaptado dos resultados apresentados em [133], [300]).

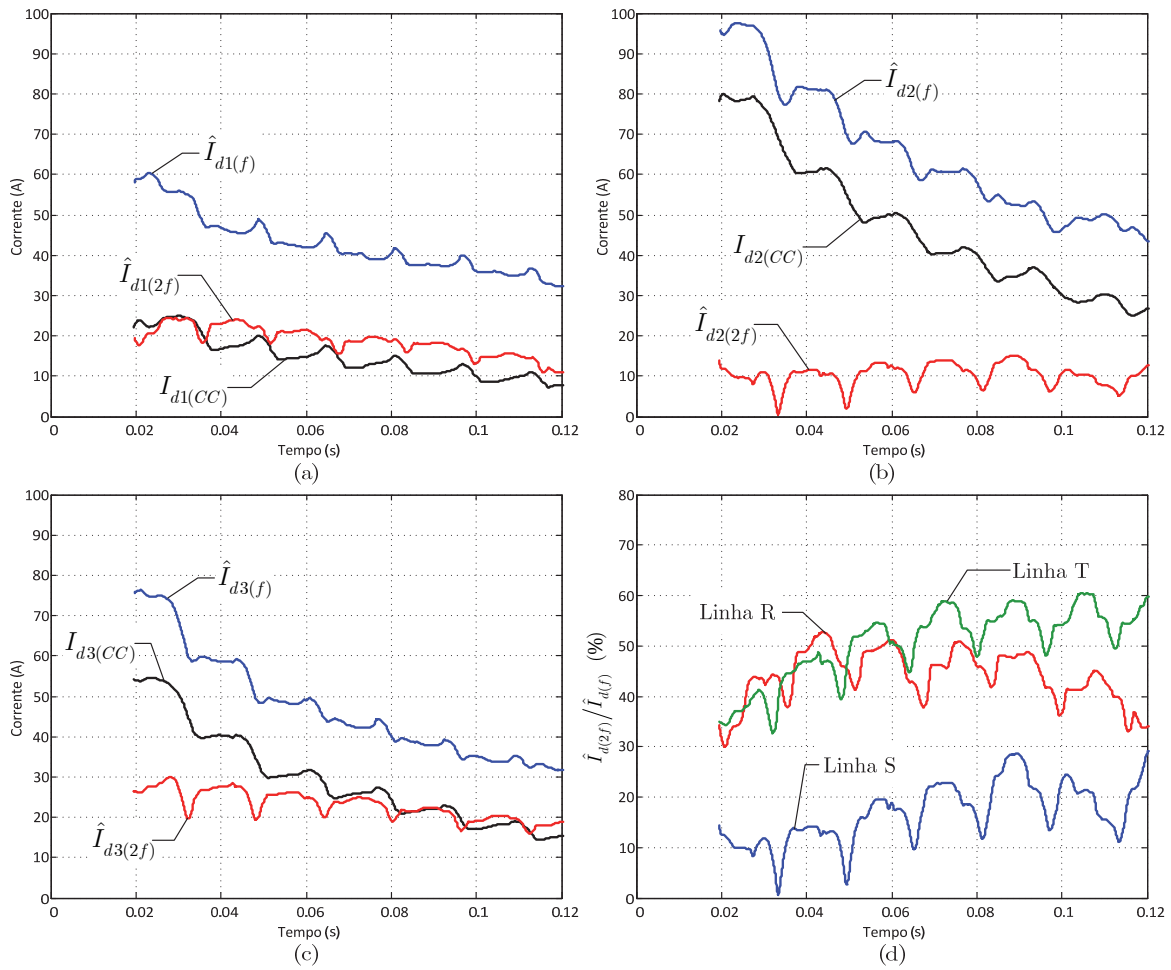


Fig. 5.31: Evolução da componente contínua, componente fundamental e segundo harmónico das correntes diferenciais nas linhas R (a), S (b) e T (c). (d) Evolução da razão entre o segundo harmónico e a componente fundamental das correntes diferenciais (mesmas condições da Fig. 5.30).

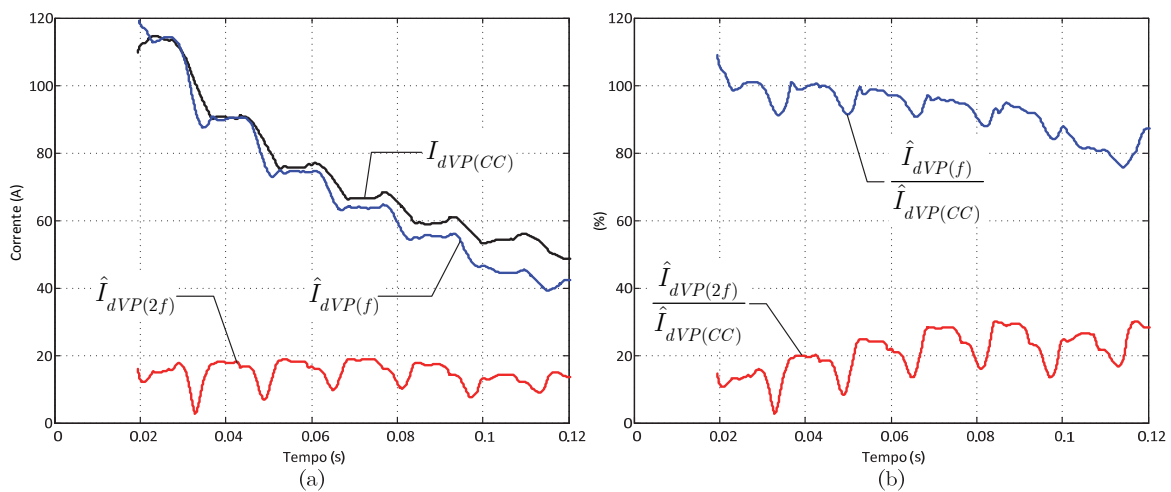


Fig. 5.32: (a) Evolução temporal de  $I_{dVP(CC)}$ ,  $\hat{I}_{dVP(f)}$  e  $\hat{I}_{dVP(2f)}$ ; (b) evolução temporal do factor de assimetria e de  $detecSCTE_{VP}$  (mesmas condições da Fig. 5.30).

O sinal detector de sobrecorrentes transitórias de excitação não é assim alterado de forma significativa pela reduzida percentagem do segundo harmónico da corrente diferencial numa fase. Não se conhecem neste caso pormenores que permitam definir com rigor o limiar para inibição do relé,  $Limiar_{BloqVP}$ , assumindo-se que rondará o valor estabelecido anteriormente (40%) para o transformador testado no laboratório. O sinal  $detectSCTE_{VP}$  toma valores claramente superiores a este limiar, permitindo inequivocamente bloquear o disparo intempestivo do relé. Esta afirmação é também confirmada pelo facto de  $detectSCTE_{VP}$  ser consistentemente superior ao factor de assimetria.

#### 5.1.2.1.2 Caso II: Ligação de transformadores em série

Este caso refere-se a um transformador de 25 MVA, 69/12.47 kV onde existia um histórico de disparos intempestivos durante o processo de ligação à rede. O secundário deste transformador (designado aqui de principal) alimenta um transformador de serviço da subestação que se encontra fora da zona de protecção do relé diferencial. Quando o transformador principal é ligado à rede o processo transitório envolve de facto dois transformadores associados em série. Os dados aqui utilizados foram gravados automaticamente pelo próprio relé numérico e foram publicados em [301], [302].

A Fig. 5.33 ilustra a evolução temporal das correntes diferenciais durante o processo de ligação do transformador principal. A corrente  $i_{d2}$  possui as características normalmente associadas a um reduzido valor da percentagem do segundo harmónico (base larga dos impulsos), conforme se verifica na análise das suas componentes harmónicas, Fig. 5.34.

No início do transitório a percentagem de segundo harmónico da corrente diferencial na linha R não é suficiente para inibir a activação do relé ( $\leq 20\%$ ), podendo dar origem a um funcionamento anómalo do dispositivo de protecção. Pelo contrário, o método baseado no EPVA garante o correcto funcionamento do relé, pois o detector de sobrecorrentes transitórias de excitação possui valores suficientemente elevados para emitir o respectivo sinal de inibição, Fig. 5.35. À semelhança do caso anterior o desempenho do método de protecção baseado na análise do módulo do Vector de Park não é afectado pela reduzida percentagem do segundo harmónico das correntes diferenciais.

A aplicação do método de protecção diferencial baseado no Vector de Park a estes casos reais serve para comprovar a sua validade em condições onde os relés convencionais revelam problemas. Adicionalmente, pode considerar-se que a miniaturização que teve de ser realizada



para a obtenção dos resultados de laboratório (e/ou os correspondentes resultados de simulação) não influencia de forma significativa a validade das conclusões referentes ao desempenho do método.

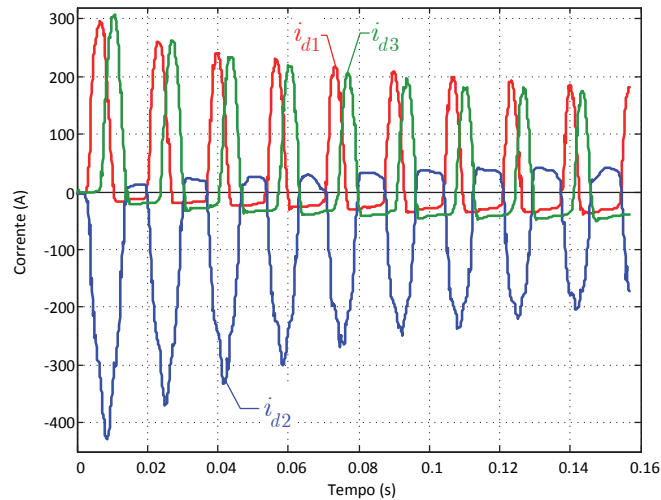


Fig. 5.33: Forma de onda das correntes diferenciais referentes ao disparo intempestivo de um relé diferencial durante a ligação de dois transformadores em série (adaptado dos resultados apresentados em [301], [302]).

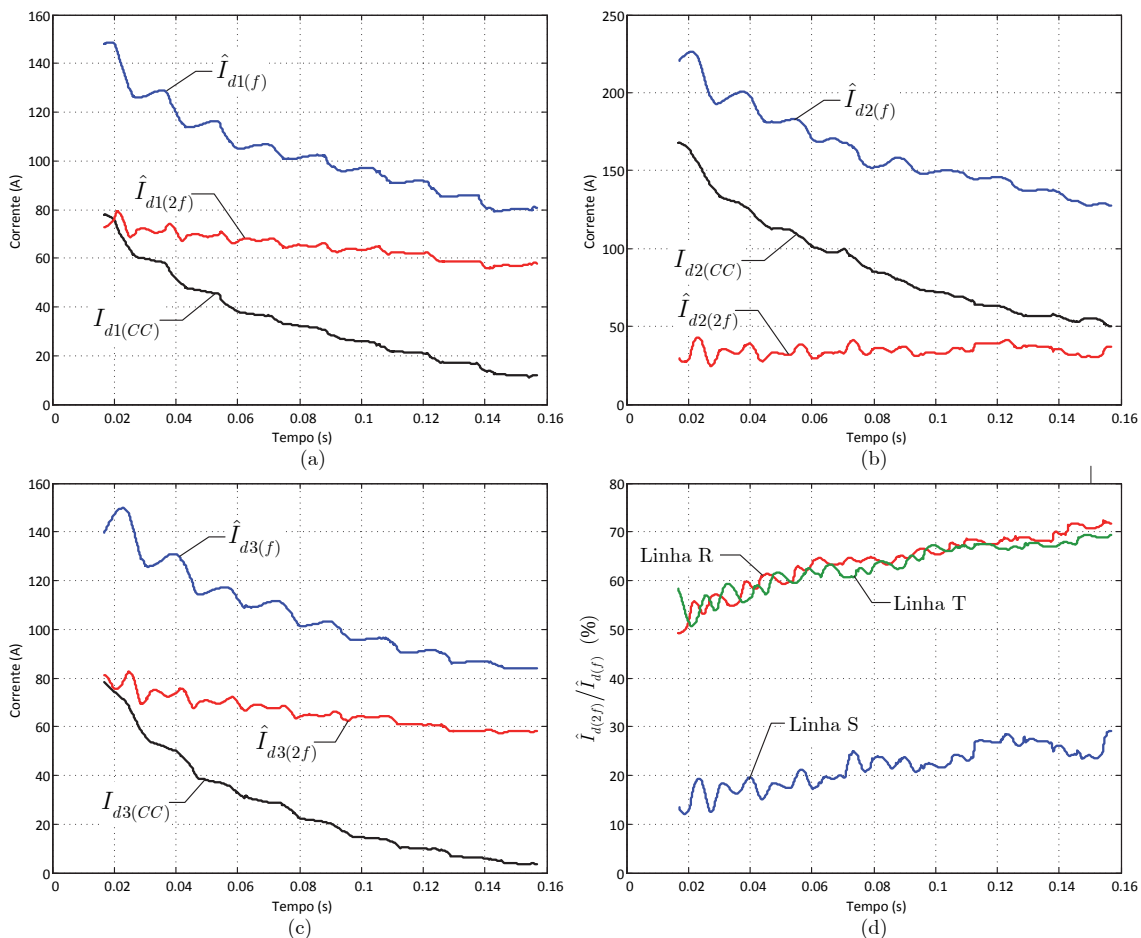


Fig. 5.34: Evolução da componente contínua, componente fundamental e 2.º harmónico das correntes diferenciais nas linhas R (a), S (b) e T (c). (d) Evolução de  $\hat{I}_{d(2f)}/\hat{I}_{d(f)}$  para as três linhas (mesmas condições da Fig. 5.33).

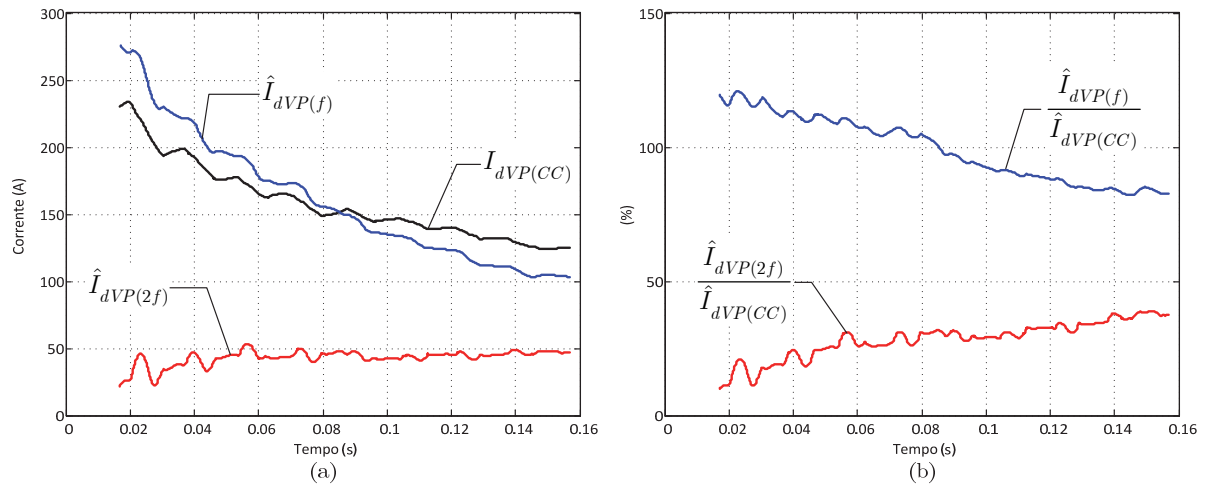


Fig. 5.35: (a) Evolução temporal de  $I_{dVP(CC)}$ ,  $\hat{I}_{dVP(f)}$  e  $\hat{I}_{dVP(2f)}$ ; (b) evolução temporal do factor de assimetria e do sinal  $detecSCTE_{VP}$  (mesmas condições da Fig. 5.33).

### 5.1.3 Ocorrência simultânea de sobrecorrentes transitórias de excitação e avaria interna

Uma das situações onde é mais difícil detectar uma avaria interna é quando esta ocorre durante o processo de ligação do transformador [201], pois os efeitos da falha ficam dissimulados na sobrecorrente de ligação. A avaria pode já existir anteriormente ou pode ocorrer durante o transitório de ligação, provocada pelas vibrações originadas pela própria sobrecorrente transitória de excitação [303]. Os transformadores que estiveram desligados durante longos períodos de tempo são particularmente propensos a este tipo de problemas [124].

A Fig. 5.36(a) apresenta a evolução temporal das correntes no lado primário durante a ocorrência simultânea de um transitório de ligação do transformador e uma avaria entre espiras. Apresentam-se também as correntes medidas no secundário dos TI, referidas ao lado primário. Pode considerar-se que as correntes nas linhas afectadas pela avaria vão ser constituídas pela soma de duas componentes, uma relativa à componente de defeito e outra à componente da sobrecorrente transitória (cada qual idêntica à apresentada na Fig. 5.1 e na Fig. 5.9, respectivamente). O mesmo se aplica ao caso do módulo do vector de Park das correntes diferenciais, Fig. 5.36(b).

As correntes medidas no secundário dos TI apresentam erros significativos nas linhas R e S, onde os sinais apresentam maiores assimetrias. Verifica-se uma considerável atenuação no primeiro pico das sobrecorrentes de excitação nestas linhas. A presença da avaria e a

saturação dos TI contribuem para o aparecimento de semiciclos negativos nas correntes de excitação, sendo assim extremamente difícil de discriminar entre estas duas condições.

A evolução da componente contínua, da componente fundamental e do segundo harmónico da corrente  $i_{d1}$  é ilustrada na Fig. 5.37. Comparativamente com um transitório de ligação sem avaria (Fig. 5.10) verifica-se que a componente contínua e o segundo harmónico não sofrem alterações significativas. Pelo contrário, a amplitude da componente fundamental da corrente não decresce após os primeiros ciclos, devido à presença do defeito. O TI ligado na linha R entra em saturação intensa, atenuando de forma significativa a amplitude da corrente, efeito que se reflecte particularmente na componente contínua e no segundo harmónico. Esta situação já não se verifica na linha S, Fig. 5.38, onde estas componentes não são tão afectadas pela característica não-linear do TI.

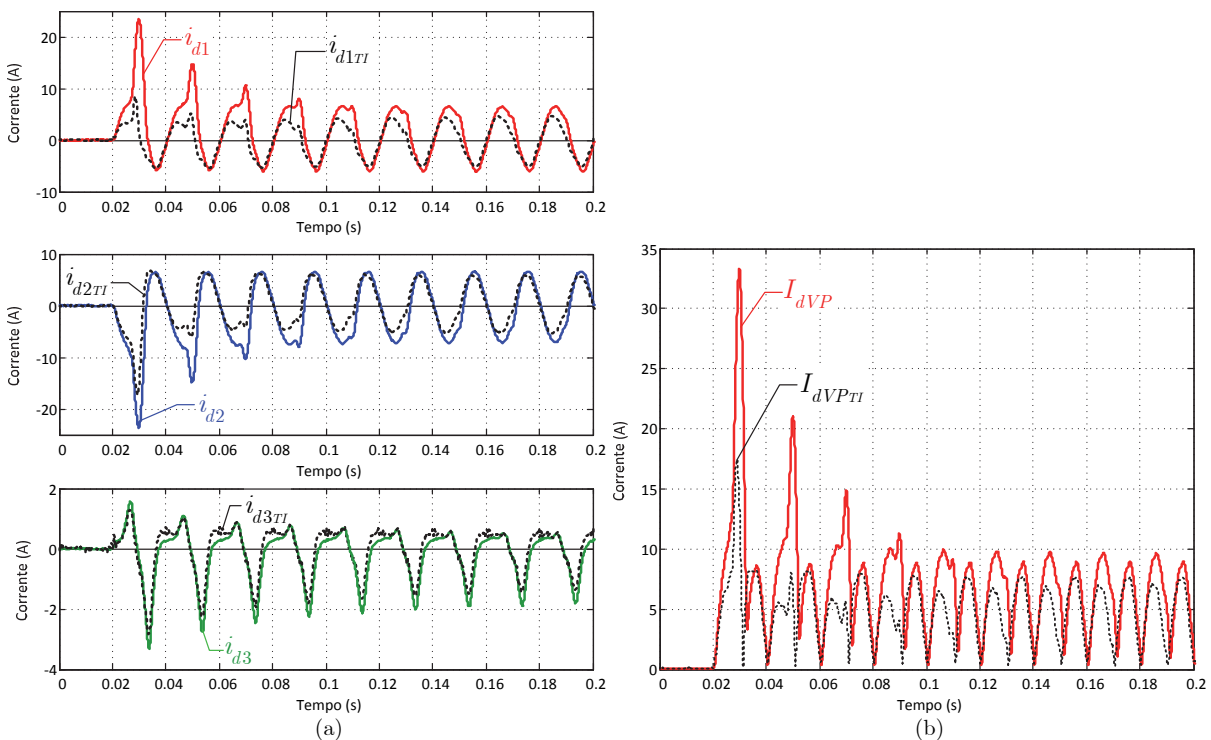


Fig. 5.36: Ocorrência de 74 espiras em curto-circuito na fase R do primário durante o transitório de ligação do transformador: (a) forma de onda das correntes no lado primário; (b) forma de onda do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais. (Ligação Dyn5, secundário em vazio, ângulo de comutação de 0 graus, magnetização inicial nula e  $I_{xef} \approx 10$  A; resultados experimentais)

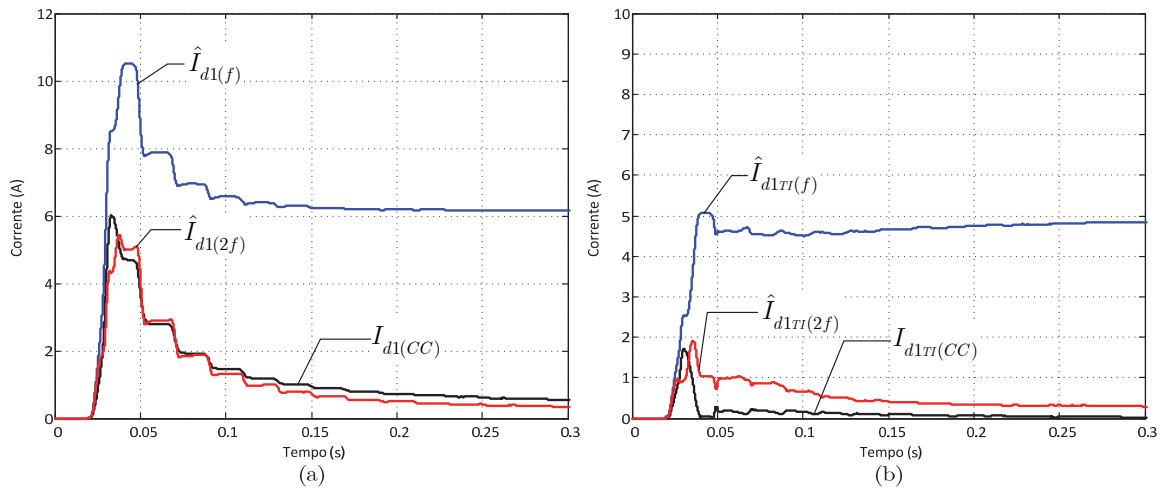


Fig. 5.37: Evolução da componente contínua, componente fundamental e 2.º harmónico da corrente diferencial na linha R durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.36: (a) corrente medida directamente no condutor de linha; (b) corrente medida no secundário do TI (referida ao lado primário).

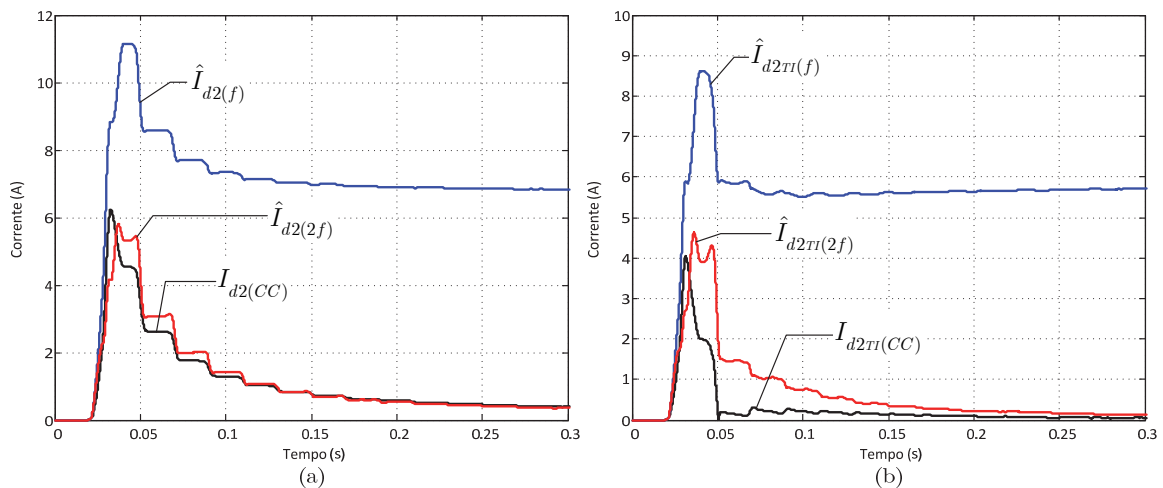


Fig. 5.38: Evolução da componente contínua, componente fundamental e 2.º harmónico da corrente diferencial na linha S durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.36: (a) corrente medida directamente no condutor de linha; (b) corrente medida no secundário do TI (referida ao lado primário).

A evolução da percentagem do segundo harmónico nas correntes diferenciais é ilustrada na Fig. 5.39. Comparativamente com a situação normal (sem avaria) esta percentagem decai rapidamente nas linhas afectadas pelo defeito. Mesmo assim, a activação do relé é bloqueada: se a inibição do relé for efectuada por-fase o bloqueio durará até cerca de 90 ms (ou 70 ms, considerando a saturação dos TI). No entanto, se for utilizado um bloqueio cruzado entre fases o disparo da protecção será bloqueado durante o mesmo intervalo de tempo que no caso do funcionamento normal. O relé de protecção ficará então inibido durante mais de 1 segundo, devido à percentagem do segundo harmónico da linha T. Em transformadores de maior potência o fenómeno das sobrecorrentes de ligação pode durar vários minutos, o que aumenta a incerteza sobre a efectiva protecção do transformador.

A Fig. 5.40 ilustra a evolução temporal da componente contínua e das principais componentes harmónicas do módulo do Vector de Park. Os sinais de activação do relé ( $I_{dVP(CC)}$  e  $\hat{I}_{dVP(2f)}$ ) são afectados durante os primeiros ciclos pela componente das correntes de excitação. De seguida a influência da avaria prevalece e os sinais  $I_{dVP(CC)}$  e  $\hat{I}_{dVP(2f)}$  rapidamente atingem os valores de regime permanente para o caso destas condições de avaria (idênticos aos da Fig. 5.6).

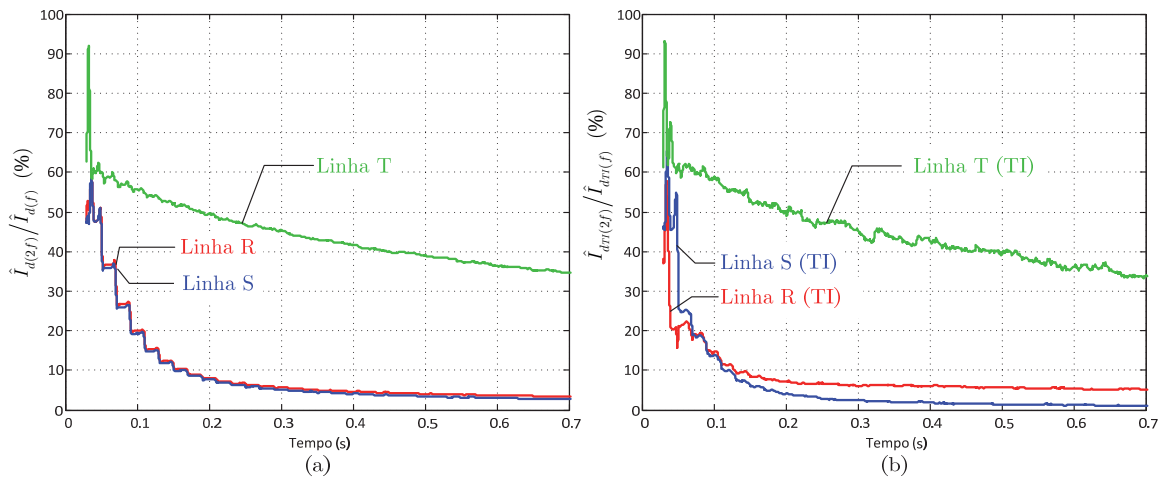


Fig. 5.39: Evolução da razão entre o segundo harmónico e a componente fundamental das correntes diferenciais durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.36: (a) correntes medidas directamente nos condutores de linha; (b) correntes medidas no secundário dos TI (referidas ao lado primário).

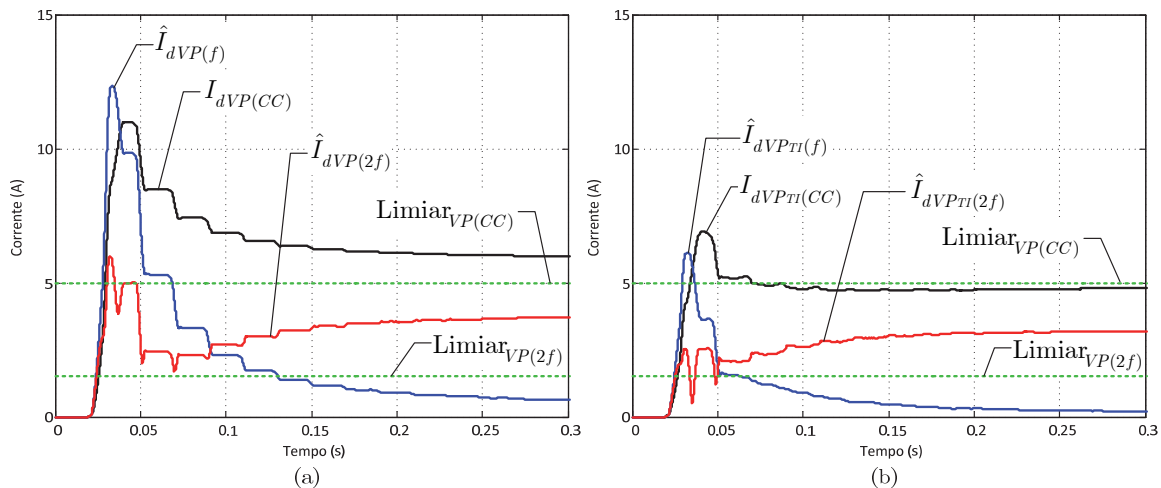


Fig. 5.40: Evolução temporal de  $I_{dVP(CC)}$ ,  $\hat{I}_{dVP(f)}$  e  $\hat{I}_{dVP(2f)}$  durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.36: (a) correntes medidas directamente no condutor de linha; (b) correntes medidas no secundário do TI (referidas ao lado primário).

O sinal de inibição baseado no Vector de Park, Fig. 5.41, decresce mais rapidamente comparativamente com a condição de funcionamento normal (Fig. 5.14). Neste caso o relé permanece bloqueado até cerca de 90 ms (ou 50 ms, considerando a característica não-linear dos TI). Estes valores são idênticos àqueles obtidos no melhor caso da técnica convencional (inibição por-fase). No entanto, as limitações do bloqueio cruzado são aqui claramente superadas, pois o sinal de inibição baseado no Vector de Park constitui uma grandeza trifásica, que engloba as propriedades das correntes nas três fases.

A evolução dos correspondentes sinais de disparo e de bloqueio é apresentada na Fig. 5.42.

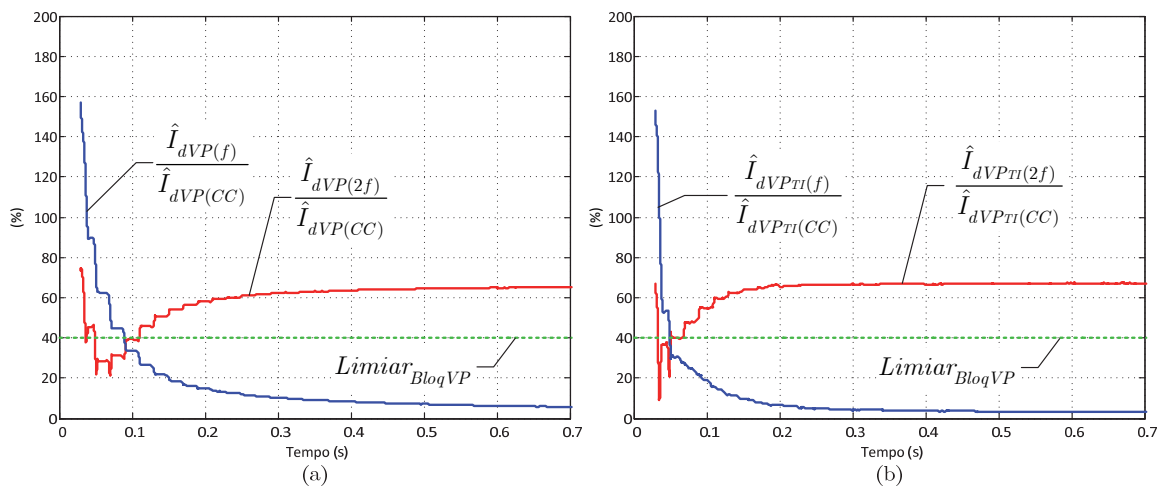


Fig. 5.41: Evolução temporal do factor de assimetria e do sinal  $\text{detecSCTE}_{VP}$  durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.36: (a) correntes medidas directamente no condutor de linha; (b) correntes medidas no secundário do TI (referidas ao lado primário).

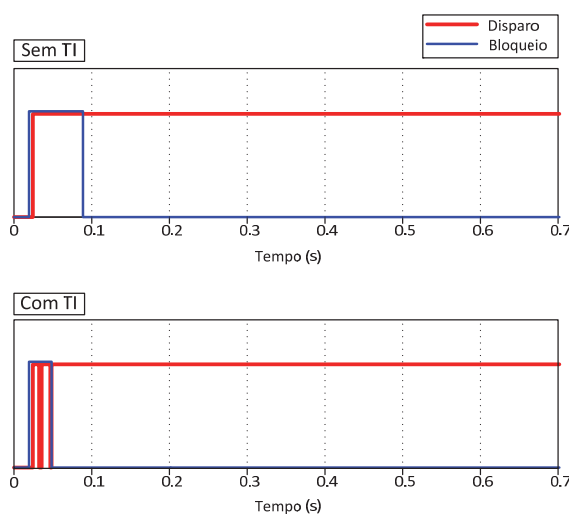


Fig. 5.42: Sinais de disparo e bloqueio durante a ligação do transformador (mesmas condições da Fig. 5.36).

A severidade da avaria influencia o intervalo de tempo em que o relé baseado no Vector de Park se encontra inibido de actuar após a ligação do transformador. Este intervalo de tempo aumenta, embora de forma ligeira, com a diminuição da gravidade da avaria. Nas Figs. 5-43 a 5-46 são apresentados os resultados para o caso de uma avaria com menor severidade (anomalia idêntica ao caso já analisado na Secção 5.1.1.2 e que se refere à menor avaria que pode ser detectável pelos dispositivos de protecção convencionais). Comparativamente ao caso da Fig. 5.42, verifica-se que o intervalo de tempo onde o relé se encontra inibido de actuar aumenta de forma pouco significativa, removendo o transformador de serviço cinco ciclos após este ter sido ligado.

No caso de avarias com maior gravidade o período de inibição diminui, pois o valor de  $I_{dVP(CC)}$  aumenta. Nestas condições o método EPVA activa rapidamente o relé. Pelo contrário, no caso da técnica convencional, com bloqueio cruzado, o período de inibição é imposto pela percentagem de segundo harmónico da corrente diferencial na linha não afectada pela avaria, ou seja, a avaria é ignorada pelo relé durante todo o intervalo de tempo em que decorre a atenuação da sobrecorrente transitória de excitação.

Obtiveram-se conclusões semelhantes para outras condições de ligação e ocorrência de avaria do transformador.

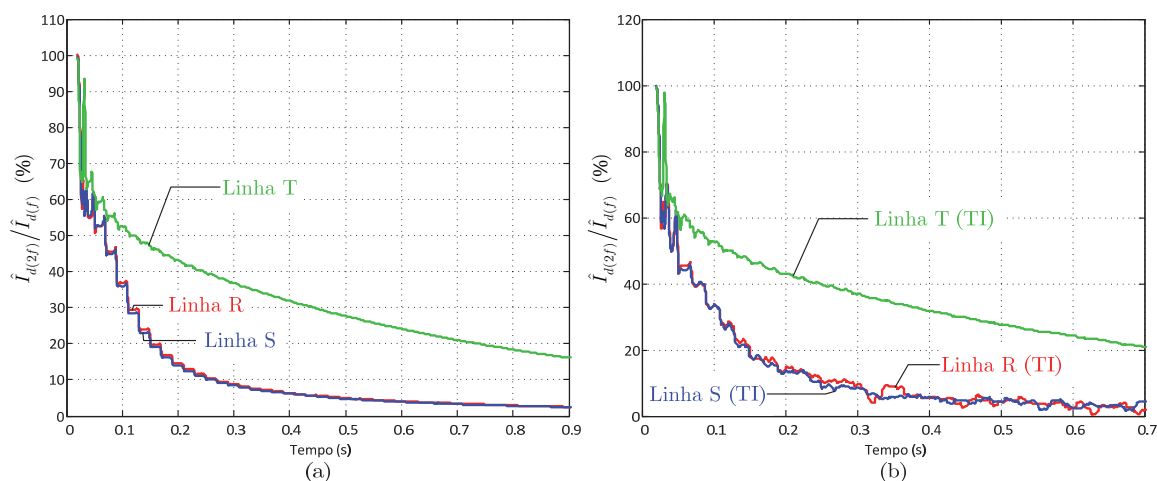


Fig. 5.43: Evolução da razão entre o segundo harmónico e a componente fundamental das correntes diferenciais para o caso da ocorrência de seis espiras em curto-circuito na fase R do primário do transformador durante o transitório de ligação do transformador: (a) correntes nos condutores de linha; (b) correntes no secundário dos TI, referidas ao lado primário. (Ligação Dyn5, secundário em vazio, ângulo de comutação de 0 graus, magnetização inicial nula e com  $I_b \approx 5 \times I_{1n}$ ,  $I_x \approx 5.5 \times I_{1n}$ ; resultados de simulação)

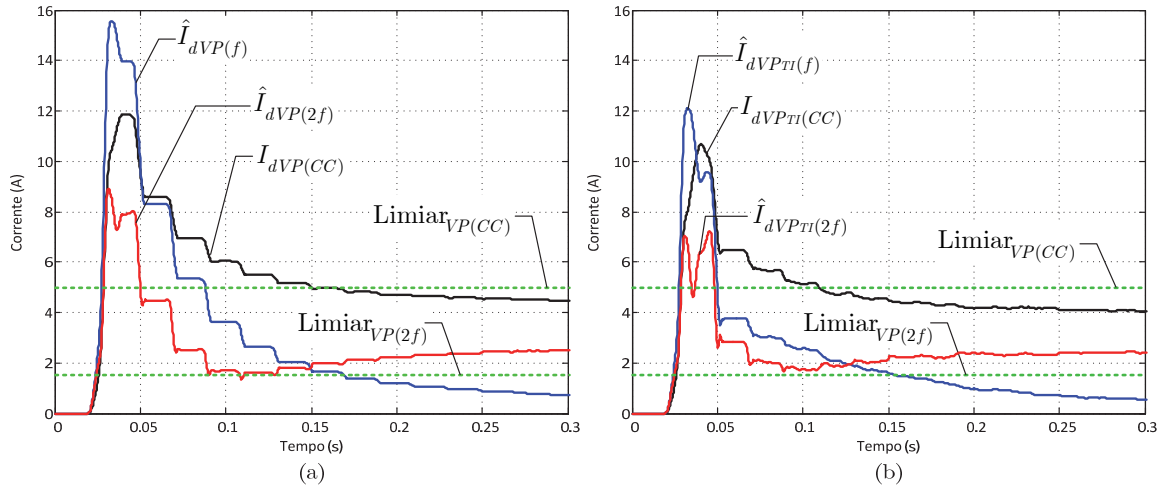


Fig. 5.44: Evolução temporal de  $I_{dVP(CC)}$ ,  $\hat{I}_{dVP(f)}$  e  $\hat{I}_{dVP(2f)}$  durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.43: (a) correntes nos condutores de linha; (b) correntes no secundário dos TI, referidas ao lado primário.

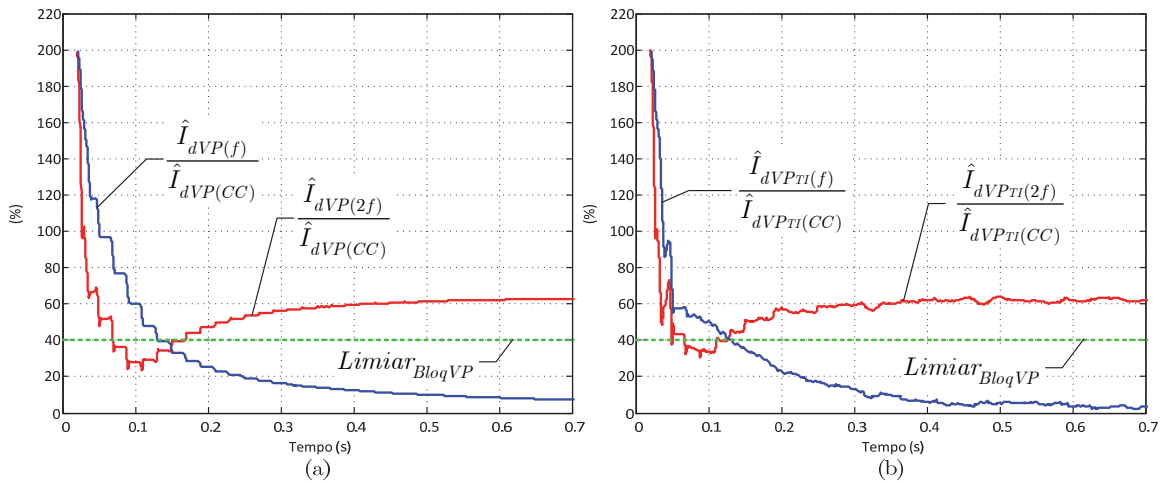


Fig. 5.45: Evolução temporal do factor de assimetria e do sinal  $detecSCTE_{VP}$  durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.43: (a) correntes nos condutores de linha; (b) correntes no secundário dos TI, referidas ao lado primário.

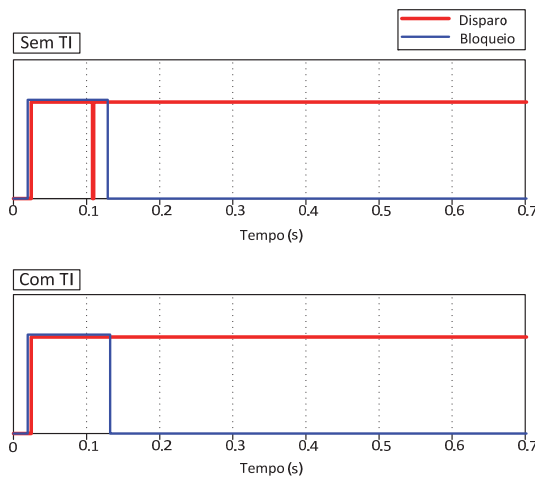


Fig. 5.46: Sinais de disparo e bloqueio durante o transitório de ligação do transformador, com as mesmas condições da Fig. 5.43.



#### 5.1.4 Influência dos erros introduzidos no cálculo das correntes diferenciais

Como foi já referido no Capítulo 2, as características não-ideais dos TI e a utilização de comutadores de tensão em carga provocam erros no cálculo das correntes diferenciais. Os erros introduzidos pelos TI são particularmente relevantes quando estes possuem classes de precisão diferentes ou quando saturam.

Nos transformadores equipados com comutador de tensão em carga a razão de transformação pode ser ajustada para regular o nível de tensão no sistema de energia eléctrica. A variação da razão de transformação vai introduzir erros no cálculo das correntes diferenciais, o que pode também provocar disparos intempestivos da protecção.

Em ambos os casos os erros cometidos no cálculo das correntes diferenciais podem considerar-se proporcionais às correntes que circulam no transformador de potência. Uma das consequências destes desequilíbrios são os disparos extemporâneos do relé diferencial durante avarias exteriores à zona de protecção, que normalmente envolvem correntes de valor elevado. Nestas condições o transformador não deve ser retirado imediatamente de serviço para que as outras protecções mais próximas do defeito actuem selectivamente e isolem o circuito em falha.

O método de protecção baseado no Vector de Park enferma neste aspecto dos mesmos problemas que a técnica convencional, pois depende também da integridade dos sinais das correntes diferenciais.

A Fig. 5.47 ilustra as formas de onda das correntes no primário, no secundário e diferenciais para o caso da ocorrência de uma avaria externa na fase R do secundário do transformador (em  $t = 20$  ms) seguida de um curto-circuito entre espiras no enrolamento primário da fase R (em  $t = 100$  ms). A avaria externa provoca uma corrente na linha R do secundário com aproximadamente 5 vezes o correspondente valor nominal da corrente do transformador. O curto-circuito interno possui características idênticas às analisadas na Secção 5.1.1.2. Assume-se neste caso que os erros provocados pelos TI e pelo CTEC são desprezáveis. Nestas condições ambas as técnicas de protecção (convencional e EPVA) permitem distinguir entre as avarias externa e interna, sendo o relé correctamente activado após ocorrer esta última, Fig. 5.48.

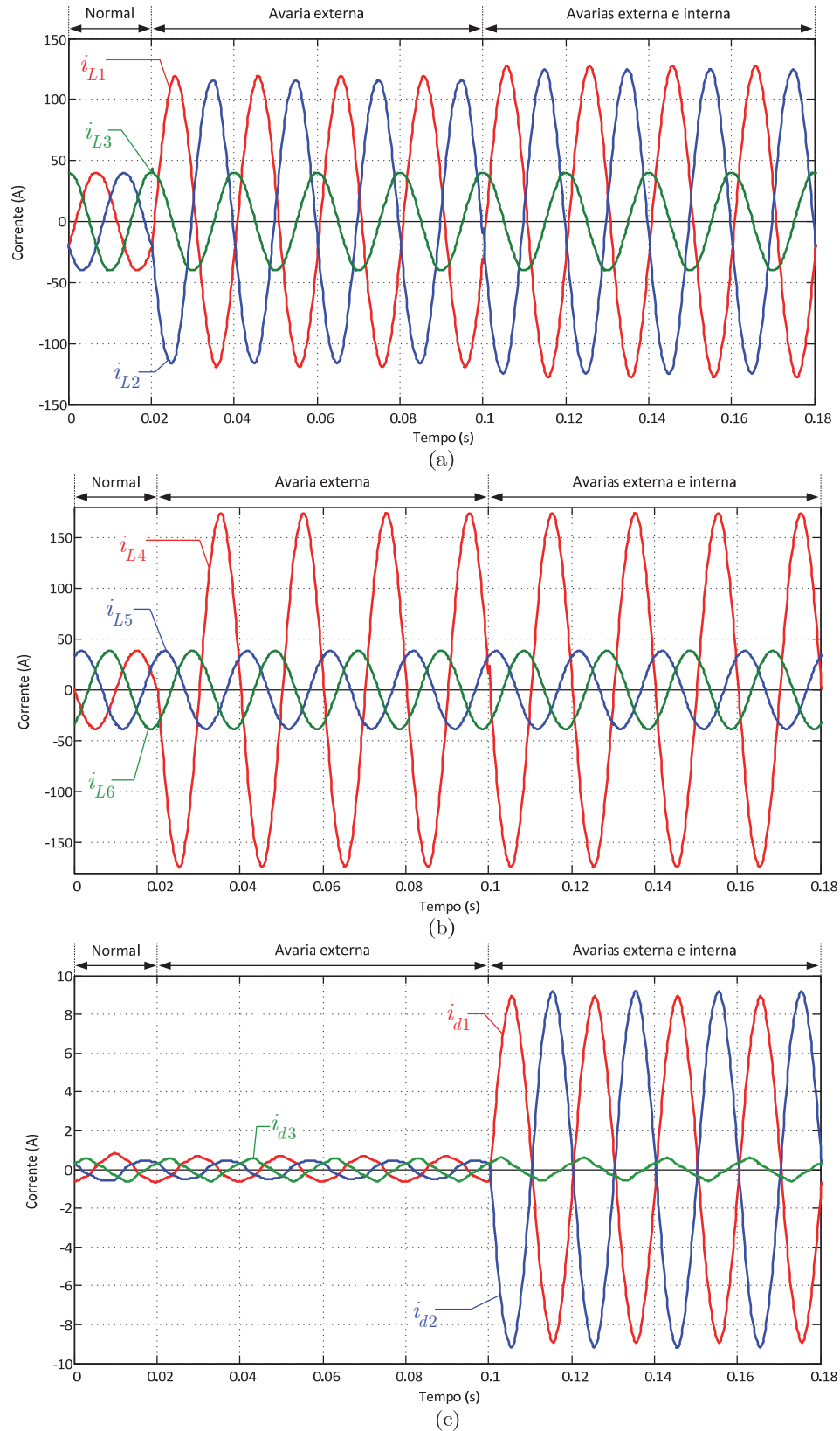


Fig. 5.47: Caso da ocorrência de uma avaria externa seguida de um curto-circuito entre espiras: (a) correntes no lado primário; (b) correntes no lado secundário; (c) correntes diferenciais. (Resultados de simulação; ligação Dyn5, condição de plena carga com factor de potência unitário. Avaria externa: curto-circuito entre a linha R e a terra no secundário do transformador com  $I_{L4} \approx 5 \times I_{2n}$ . Avaria interna: seis espiras em curto-circuito na fase R do primário do transformador com  $I_b \approx 5 \times I_{1n}$ .)

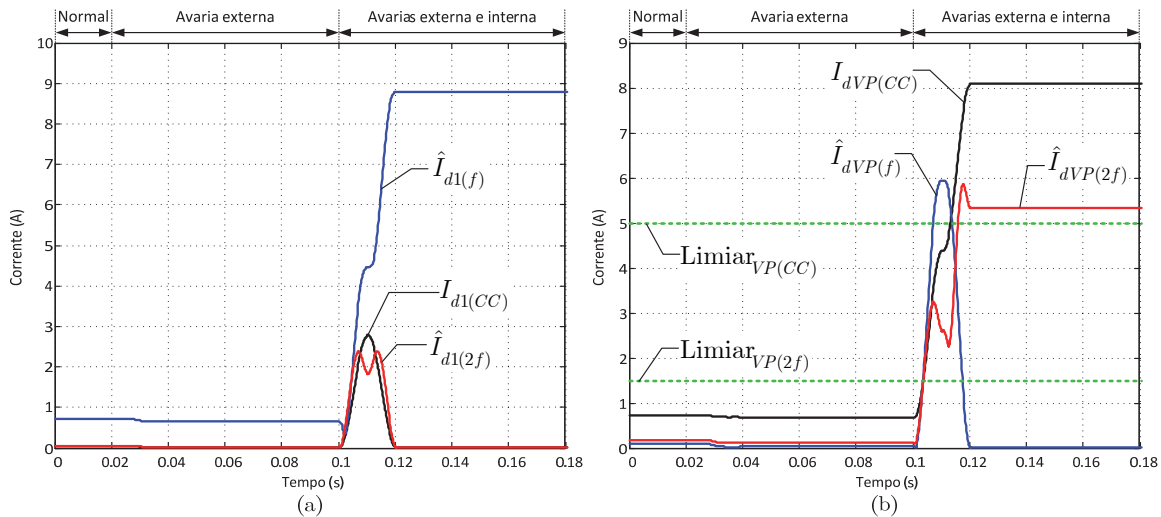


Fig. 5.48: (a) Evolução da componente contínua, componente fundamental e 2.º harmónico da corrente diferencial na linha R (b) evolução temporal de  $I_{dVP(CC)}$ ,  $\hat{I}_{dVP(f)}$  e  $\hat{I}_{dVP(2f)}$  (mesmas condições da Fig. 5.47).

Na Fig. 5.49 consideram-se os TI associados às correntes afectadas pela avaria externa a operar em regime saturado. As correntes diferenciais apresentam erros significativos, provocando o funcionamento incorrecto do sistema de protecção, quer se utilize a técnica convencional ou o método EPVA, Fig. 5.50. A estabilidade do relé pode ser significativamente melhorada utilizando algoritmos que detectam a saturação dos TI e compensam a distorção das correntes no seu enrolamento secundário [304]-[306]. Em alternativa, pode utilizar-se a técnica já incluída em alguns relés convencionais, que consiste na inibição do relé quando é detectada a saturação dos TI [307]. Outra possível solução consiste no uso da nova geração de sensores de corrente ópticos [116] ou de bobinas de Rogowski [308], [309], dispositivos lineares que não apresentam as desvantagens normalmente associadas aos fenómenos de saturação presentes nos TI magnéticos convencionais.

A presença de erros na razão de transformação, gerados pelo comutador de tensão, provoca também nestes casos o disparo intempestivo do relé, devido aos desequilíbrios que são produzidos nas correntes diferenciais, Fig. 5.51. Nestas condições não é também possível discriminar entre a avaria externa e interna. Os desequilíbrios podem ser minimizados através da monitorização da real razão de transformação, através de transformadores de tensão ou da leitura da posição das tomadas do CTEC, [310], [311]. A razão de transformação obtida por este processo dinâmico permite aumentar a segurança do relé. Esta estratégia é já utilizada em diversos relés numéricos disponíveis no mercado, [312].

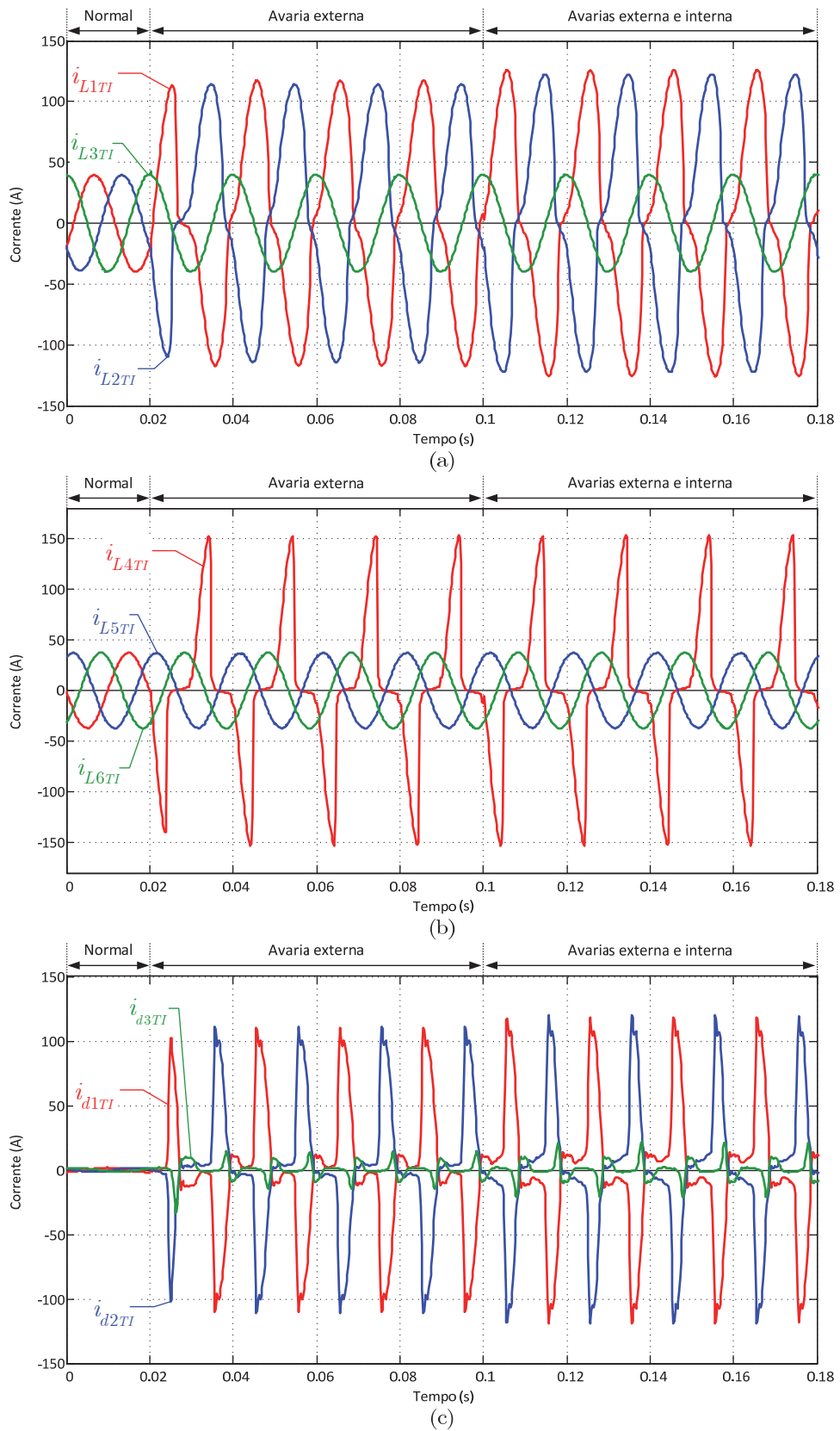


Fig. 5.49: Caso da ocorrência de uma avaria externa seguida de um curto-circuito entre espiras: (a) correntes no lado primário; (b) correntes no lado secundário; (c) correntes diferenciais (mesmas condições da Fig. 5.47, mas considerando agora a saturação dos TI).

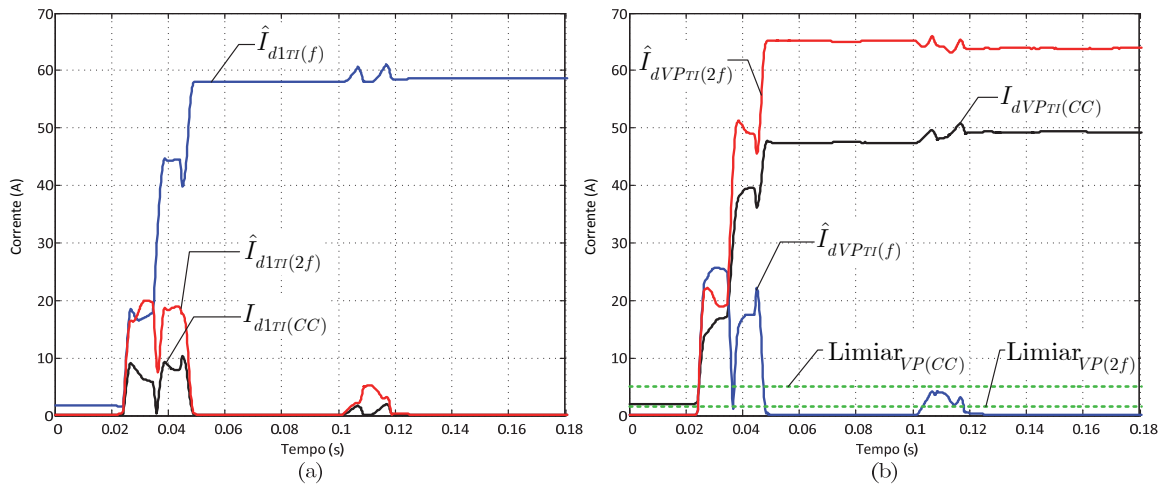


Fig. 5.50: (a) Evolução da componente contínua, componente fundamental e 2.º harmónico da corrente diferencial na linha R (b) evolução temporal de  $I_{dVP(CC)}$ ,  $\hat{I}_{dVP(f)}$  e  $\hat{I}_{dVP(2f)}$  (mesmas condições da Fig. 5.49).

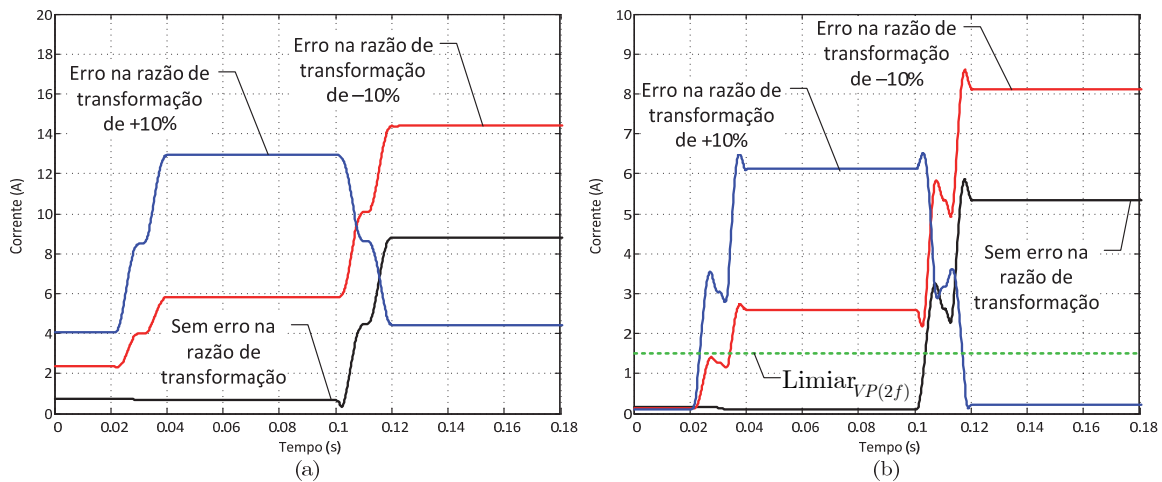


Fig. 5.51: Influência do erro na razão de transformação provocado pelo CTEC: (a) na componente fundamental da corrente diferencial na linha R; (b) na componente com frequência  $2f$  do módulo de Vector de Park (mesmas condições da Fig. 5.47).

### 5.1.5 Aplicação da protecção diferencial proporcional ao método baseado no Vector de Park

Para acomodar os erros referidos na secção anterior e maximizar a segurança de operação dos relés convencionais é normalmente utilizado o princípio diferencial proporcional, já referido no Capítulo 2. Este princípio pode também ser facilmente aplicado ao método baseado no Vector de Park. O módulo do Vector de Park das correntes restritivas vem definido como:

$$I_{restVP} = \sqrt{i_{restD}^2 + i_{restQ}^2} \tag{5.7}$$

com:

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_{restD} \\ \dot{i}_{restQ} \\ \dot{i}_{restO} \end{bmatrix} = \mathbf{T} \cdot \begin{bmatrix} \dot{i}_{rest1} \\ \dot{i}_{rest2} \\ \dot{i}_{rest3} \end{bmatrix} \quad (5.8)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_{rest1} \\ \dot{i}_{rest2} \\ \dot{i}_{rest3} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} \dot{i}_{L1} \\ \dot{i}_{L2} \\ \dot{i}_{L3} \end{bmatrix} - \frac{N_2}{N_1} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{i}_{L4} \\ \dot{i}_{L5} \\ \dot{i}_{L6} \end{bmatrix} \quad (5.9)$$

No método baseado no EPVA é necessário aplicar a restrição proporcional aos dois sinais de activação do relé (componente com frequência  $2f$  e componente contínua). É portanto necessário calcular estas componentes do módulo do Vector de Park para as correntes restritivas. A Fig. 5.52 ilustra o princípio básico do método. Para os limiares mínimos de operação podem usar-se os valores considerados anteriormente. O cálculo do declive das rectas segue os mesmos princípios básicos utilizados no caso convencional.

A utilização do princípio proporcional diminui a sensibilidade do relé na detecção de defeitos incipientes, sendo portanto preferível utilizar estratégias que actuem directamente no sentido de minimizar os erros provocados pelos TI e pela razão de transformação, sem afectar a fiabilidade do método de protecção. Conforme referido anteriormente, algumas destas estratégias estão já a ser utilizadas em relés convencionais, as quais são igualmente aplicáveis ao método EPVA. Neste contexto, a perda de sensibilidade provocada pela aplicação do princípio diferencial proporcional será reduzida e não influenciará significativamente a fiabilidade do método de protecção.

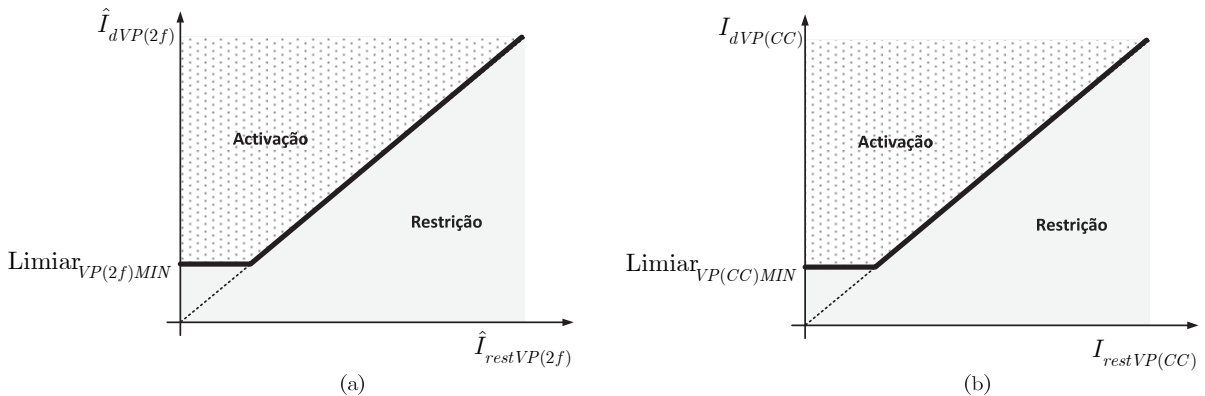


Fig. 5.52: Características da protecção diferencial proporcional aplicada ao método baseado no Vector de Park: (a) componente com frequência  $2f$ ; (b) componente contínua.

## 5.1.6 Perturbações da tensão de alimentação

### 5.1.6.1 Discriminação entre sobretensão e avaria interna

Os relés convencionais utilizam a presença do quinto harmónico nas correntes diferenciais para detectar a ocorrência de uma sobretensão na alimentação do transformador. Se a percentagem deste harmónico (em relação à componente fundamental) for superior a um valor limite previamente definido (tipicamente 35%) assume-se que se está na presença de uma sobretensão e o relé é inibido de actuar. Este procedimento poderá levantar problemas ao funcionamento do relé se uma avaria interna ocorrer simultaneamente com uma sobretensão.

Para analisar experimentalmente estes fenómenos foi implementado um circuito com contactores, cujo esquema simplificado é ilustrado na Fig. 5.53. O autotransformador 1 é ajustado para alimentar o transformador com a tensão nominal e o autotransformador 2 possui uma a tensão correspondente à perturbação na alimentação. A sobretensão é aplicada ao transformador efectuando a comutação entre os autotransformadores. Utilizaram-se os próprios encravamentos eléctricos dos contactores para evitar que exista um tempo morto durante a comutação (tempo necessário para que a armadura dos contactores mude de posição), ou seja, o contactor  $K_1$  só é aberto após o contactor  $K_2$  estar fechado. Este procedimento coloca em risco os autotransformadores, pois, além dos esforços provocados pelo curto-circuito transitório, uma anomalia nos contactores poderia provocar um curto-circuito franco permanente entre as duas fontes. Para protecção do circuito foram utilizados fusíveis de acção rápida na entrada dos dois autotransformadores.

Este esquema não permite controlar o valor instantâneo da tensão no momento em que ocorre a comutação entre os dois autotransformadores. O valor das tensões no instante de comutação é assim aleatório.

Os condensadores no esquema da Fig. 5.53 não são utilizados no processo de geração de sobretensões, mantendo-se desligados.

A Fig. 5.54 apresenta a evolução das tensões e correntes de entrada do transformador após a aplicação de uma sobretensão simétrica que atinge aproximadamente 1.8 vezes a tensão nominal. O transformador encontra-se em vazio. Verifica-se que a sobretensão provoca correntes de excitação elevadas, com amplitude suficiente para activar o sistema de protecção do transformador. Nestas condições a razão entre o quinto harmónico e a componente

fundamental destas correntes atinge valores significativos ( $\approx 30\%$  neste caso), Fig. 5.55, crescendo cerca de três vezes após a ocorrência da sobretensão. Este sinal é normalmente utilizado para detectar a condição de sobretensão e efectuar o respectivo bloqueio do relé.

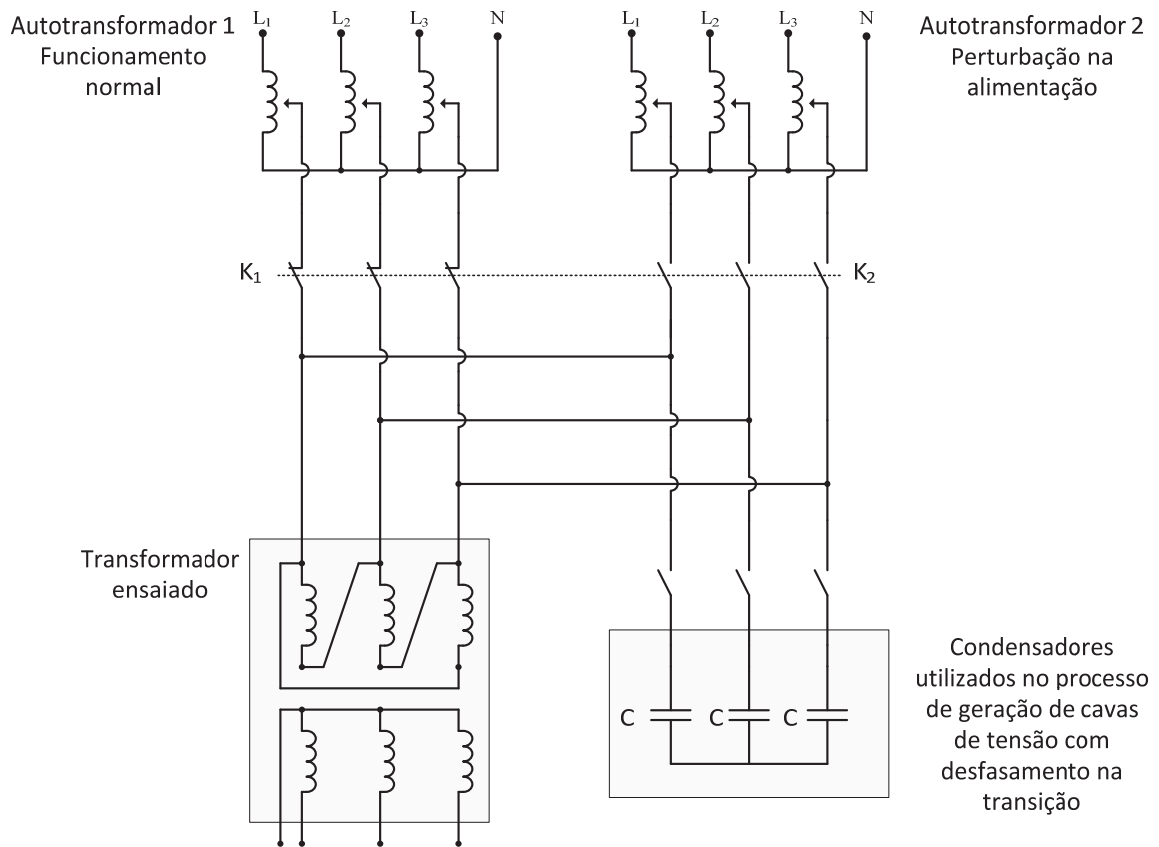


Fig. 5.53: Esquema simplificado para análise de perturbações na alimentação do transformador de potência.

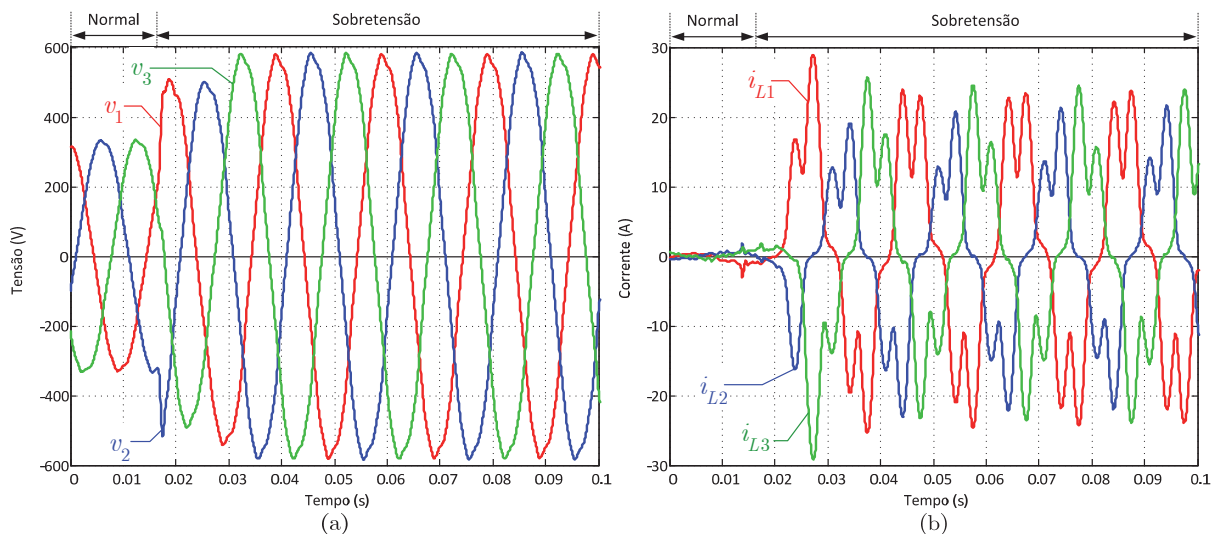


Fig. 5.54: Sobretensão simétrica no transformador: (a) tensões de entrada; (b) correntes de entrada. (Resultados experimentais; ligação Dyn5, transformador em vazio, sobretensão com 1.8 vezes a tensão nominal.)



A evolução temporal dos harmónicos mais relevantes do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais é apresentada na Fig. 5.56(a). O aumento da amplitude e da distorção das correntes diferenciais reflecte-se na componente contínua e nas componentes harmónicas com frequências  $2f$  e  $6f$  de  $I_{dVP}$ . Esta última componente está relacionada com as seis saliências presentes na representação do Vector de Park no plano D-Q, Fig. 5.57(a). Assim, este sinal pode ser também utilizado para efectuar a inibição do relé diferencial durante as condições de sobretensão. Optou-se por usar a razão  $\hat{I}_{dVP(6f)}/I_{dVP(CC)}$ , Fig. 5.56(b), como sinal identificador da condição de sobretensão. A sensibilidade deste sinal, perante as condições de sobretensão, é idêntica à percentagem do quinto harmónico das correntes diferenciais, não existindo aqui uma óbvia vantagem do método baseado na análise do Vector de Park.

A utilização do modelo computacional para analisar as condições de sobretensão permite também obter resultados bastante satisfatórios. A Fig. 5.57(b) apresenta a representação do Vector de Park no plano D-Q das correntes de entrada do transformador, que se encontra em razoável concordância com o correspondente resultado experimental da Fig. 5.57(a).

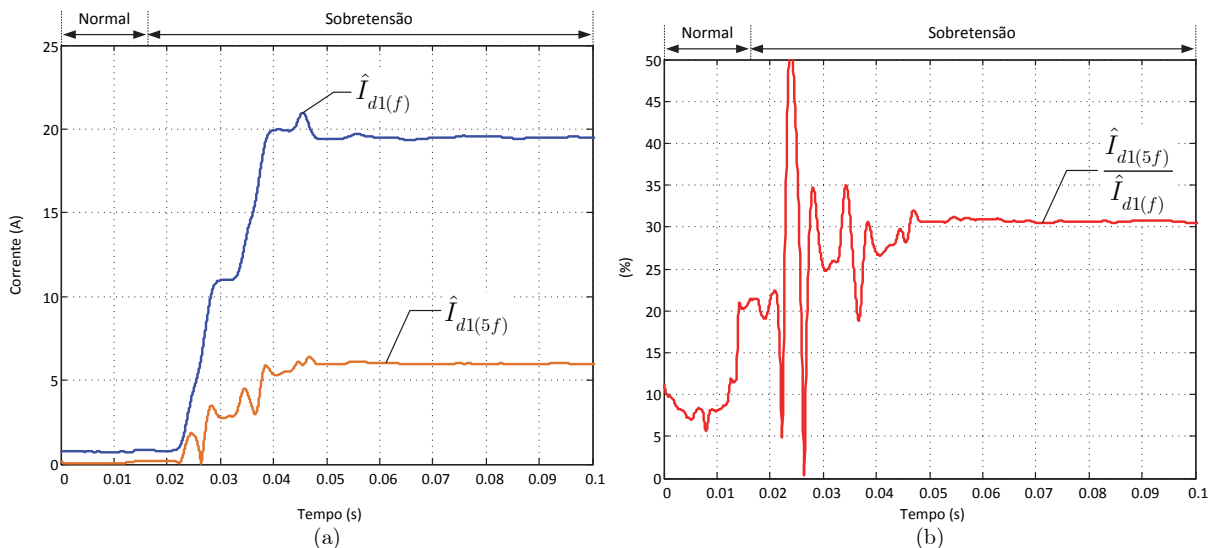


Fig. 5.55: Sobretensão simétrica no transformador: (a) evolução da componente fundamental e do quinto harmónico da corrente de entrada no transformador na linha R; (b) evolução da razão entre o quinto harmónico e a componente fundamental da corrente de entrada no transformador na linha R. (Mesmas condições da Fig. 5.54.)

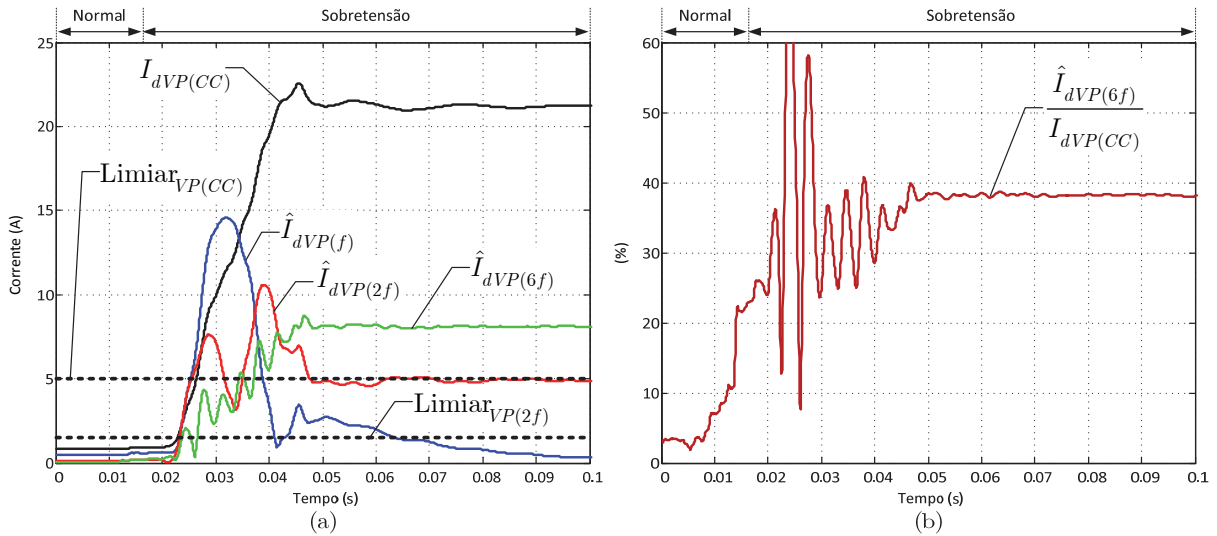


Fig. 5.56: Sobretensão simétrica no transformador: (a) evolução temporal de  $I_{dVP(CC)}$ ,  $\hat{I}_{dVP(f)}$ ,  $\hat{I}_{dVP(2f)}$  e  $\hat{I}_{dVP(6f)}$ ; (b) evolução da razão entre  $\hat{I}_{dVP(6f)}$  e  $I_{dVP(CC)}$ . (Mesmas condições da Fig. 5.54.)

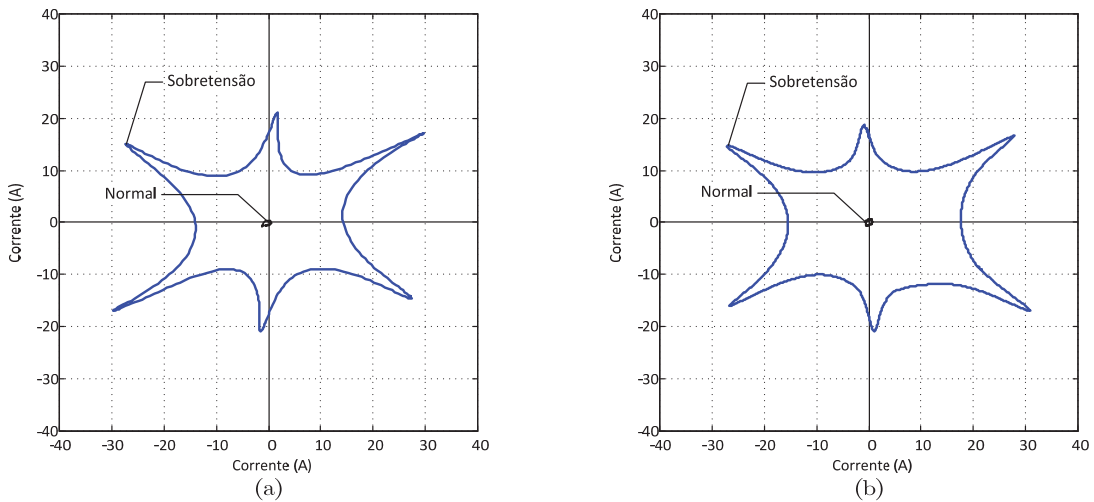


Fig. 5.57: Representação no plano D-Q do Vector de Park das correntes de linha quando o transformador é alimentado com tensão nominal e 1.8 vezes a tensão nominal (sobretensão simétrica): (a) resultados experimentais, (b) resultados de simulação. (Mesmas condições da Fig. 5.54.)

O método EPVA apresenta um desempenho idêntico no caso de uma sobretensão assimétrica. A Fig. 5.58 apresenta a evolução temporal das tensões e correntes de entrada do transformador para o caso de uma sobretensão assimétrica, onde a tensão  $v_1$  possui uma amplitude superior às outras duas tensões compostas. Nestas condições a corrente na linha T é muito menos afectada pela sobretensão do que as outras correntes de entrada. Esta situação reflecte-se obviamente nas componentes harmónicas das correntes de linha, Fig. 5.59. Apesar da sobretensão ser menos severa do que no caso anterior, a percentagem do quinto harmónico permanece elevada nas linhas R e S, inibindo a actuação do relé.

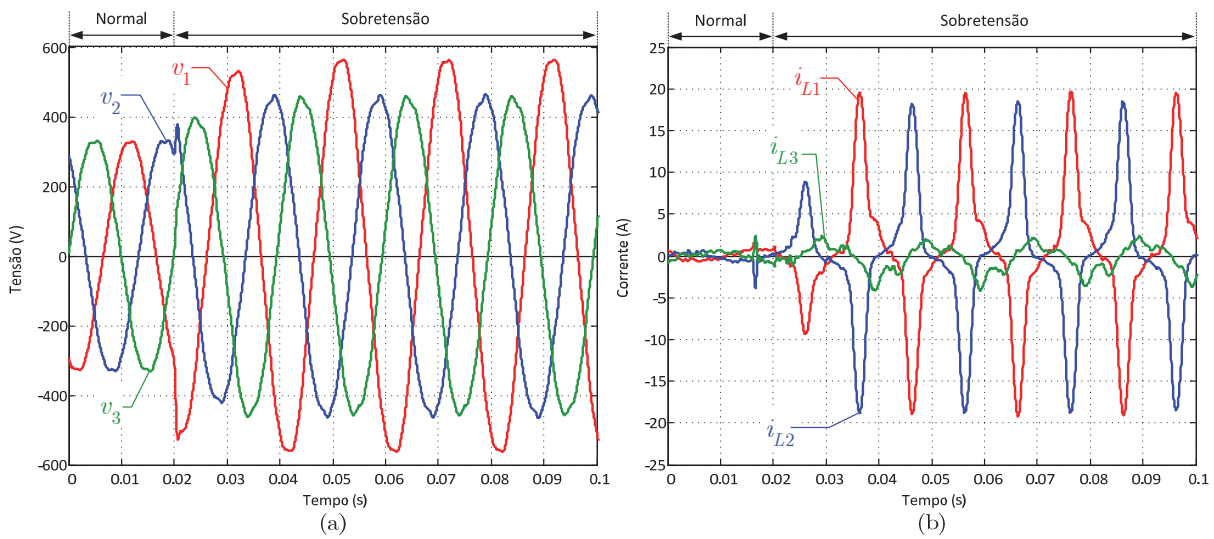


Fig. 5.58: Sobretensão assimétrica no transformador: (a) tensões de entrada; (b) correntes de entrada. (Resultados experimentais; ligação Dyn5, transformador em vazio, sobretensão com 1.8 vezes a tensão nominal.)

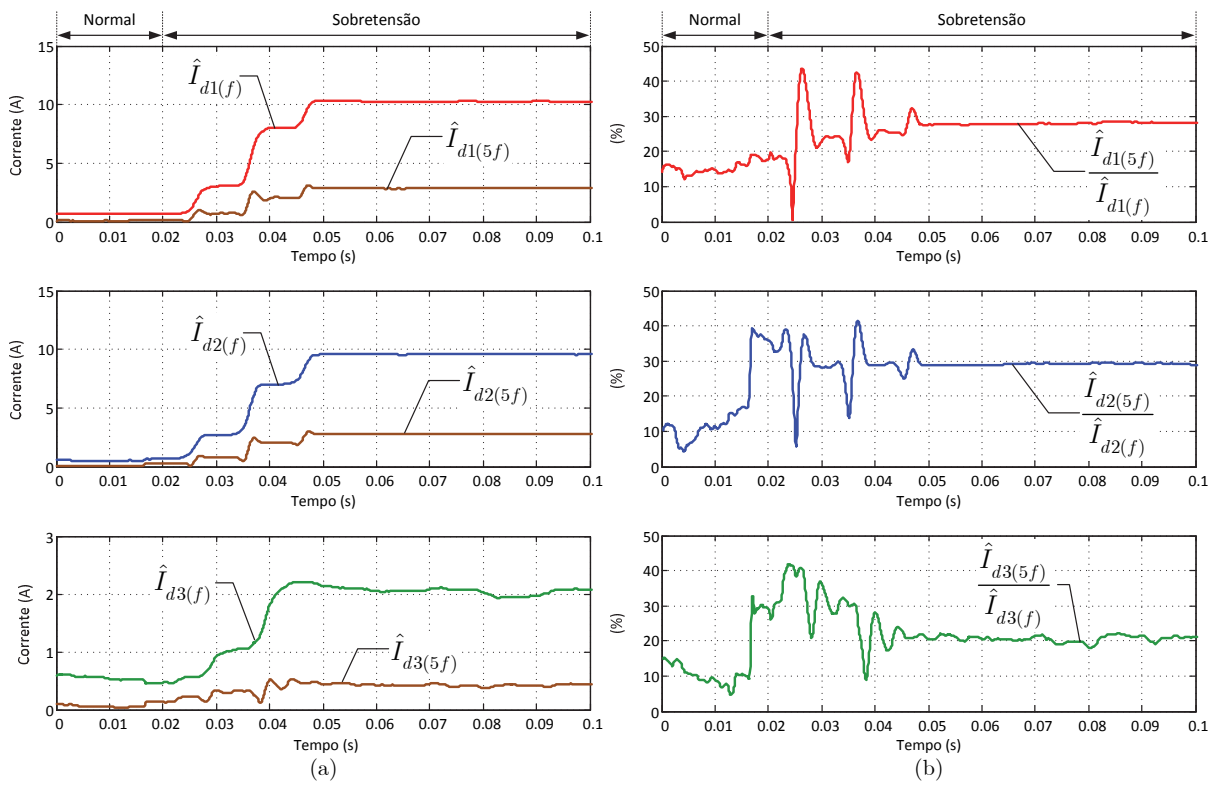


Fig. 5.59: Sobretensão assimétrica no transformador: (a) evolução da componente fundamental e do quinto harmónico das correntes de entrada no transformador; (b) evolução da razão entre o quinto harmónico e a componente fundamental das correntes de entrada no transformador. (Mesmas condições da Fig. 5.58.)

A evolução das componentes harmónicas do módulo do Vector de Park é ilustrada na Fig. 5.60. A componente com frequência  $2f$  sofre agora um maior aumento que no caso da sobretensão simétrica, pois a assimetria das tensões contribui para o desequilíbrio entre as correntes diferenciais. No entanto, a razão  $\hat{I}_{dVP(6f)}/I_{dVP(CC)}$  aumenta significativamente, para valores próximos do caso da sobretensão simétrica, bloqueando o disparo do relé.

A Fig. 5.61 ilustra a forma de onda das tensões e correntes de entrada para o caso da ocorrência simultânea de uma sobretensão (1.4 vezes a tensão nominal) e de uma avaria no enrolamento da fase R. A sobretensão ocorre primeiro e só depois se inicia a avaria, admitindo-se que seja desencadeada pelos esforços resultantes da sobretensão. A Fig. 5.62(a) ilustra a evolução da componente fundamental e do quinto harmónico da corrente nas linhas R, S e T. Nas correntes das linhas R e S a componente fundamental aumenta em ambas as situações (em consequência da sobretensão e da avaria). O quinto harmónico destas correntes é apenas afectado pela sobretensão. Pelo contrário, a corrente da linha T não é afectada de forma significativa pela avaria. Em consequência, a percentagem do quinto harmónico desta corrente mantém o mesmo valor que detinha na condição anterior à avaria, podendo continuar a inibir a acção do relé e conduzir a uma avaria catastrófica. Assim, à semelhança do que sucede com a inibição de funcionamento com o segundo harmónico, está técnica de bloqueio provoca incerteza no funcionamento do sistema de protecção.

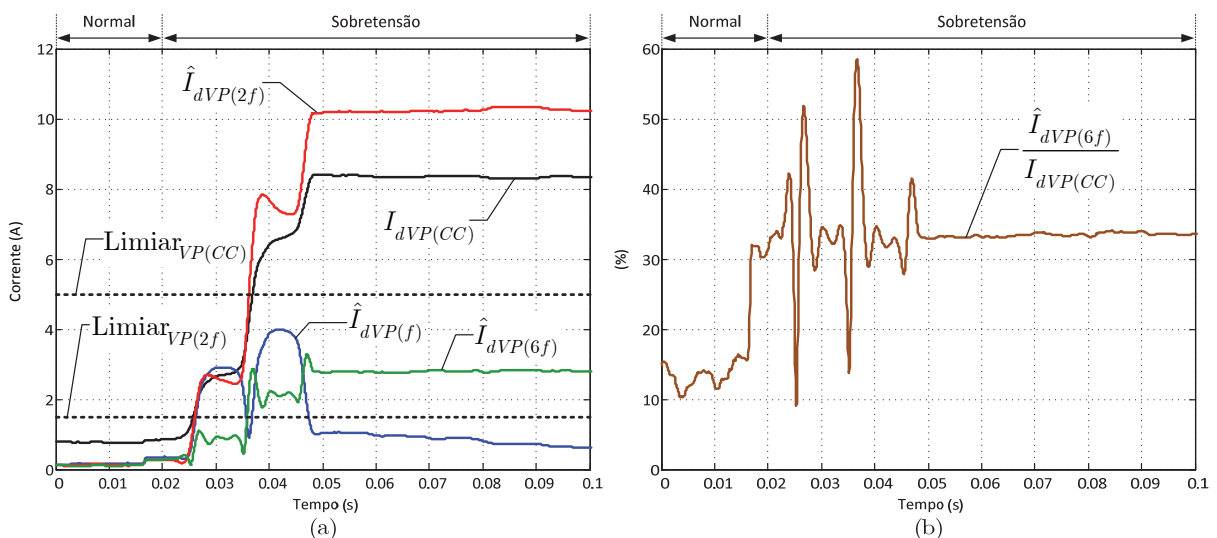


Fig. 5.60: Sobretensão assimétrica no transformador: (a) evolução temporal de  $I_{dVP(CC)}$ ,  $\hat{I}_{dVP(f)}$ ,  $\hat{I}_{dVP(2f)}$  e  $\hat{I}_{dVP(6f)}$ ; (b) evolução da razão entre  $\hat{I}_{dVP(6f)}$  e  $I_{dVP(CC)}$ . (Mesmas condições da Fig. 5.58.)

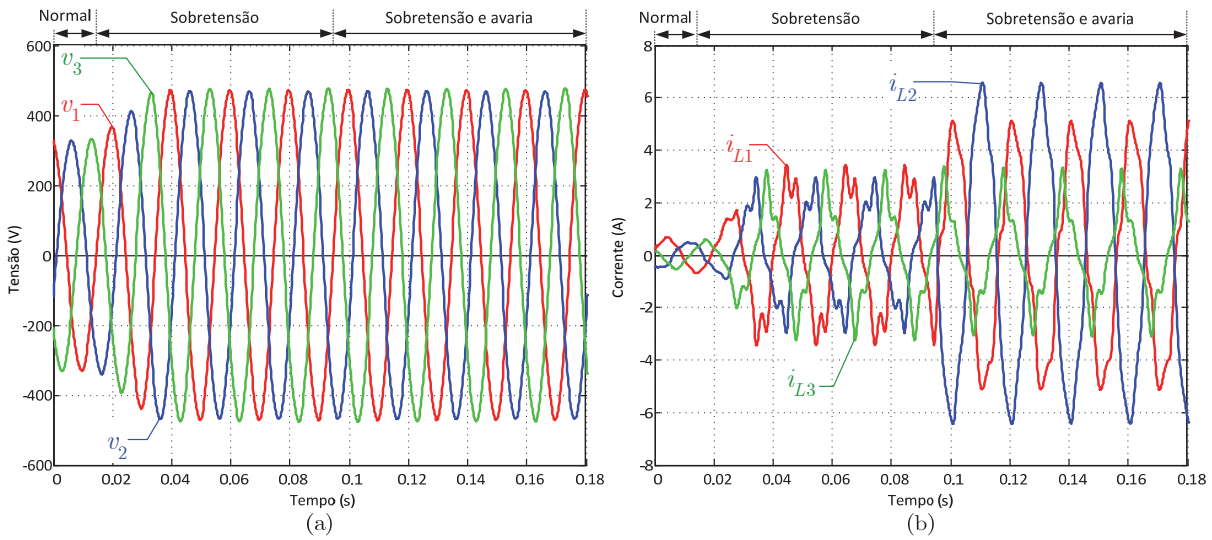


Fig. 5.61: Sobretensão simétrica seguida de avaria: (a) tensões de entrada; (b) correntes de entrada. (Resultados de simulação; ligação Dyn5, transformador em vazio, sobretensão com 1.4 vezes a tensão nominal, seis espiras em curto-circuito na fase R do primário do transformador com  $I_x \approx 89$  A.)

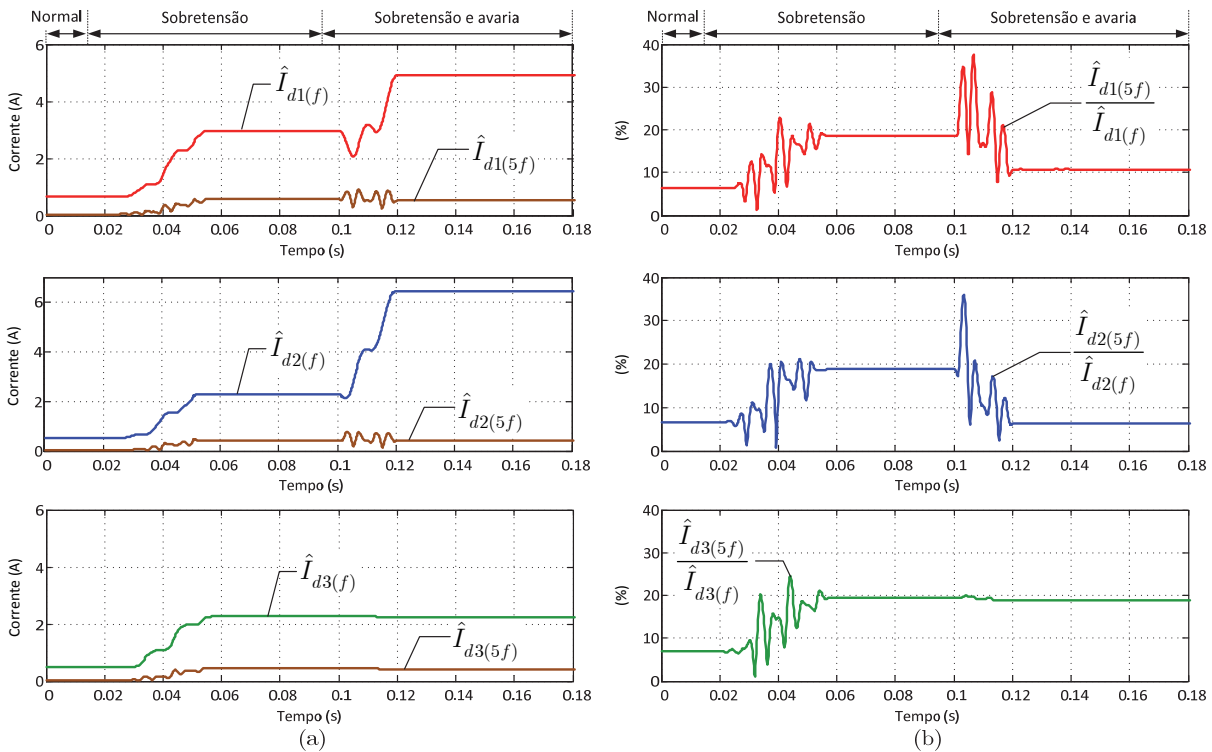


Fig. 5.62: Sobretensão simétrica seguida de avaria: (a) evolução da componente fundamental e do quinto harmónico das correntes de entrada no transformador nas linhas R, S e T; (b) evolução da razão entre o quinto harmónico e a componente fundamental da corrente de entrada no transformador nas linhas R, S e T. (Mesmas condições da Fig. 5.61.)

A Fig. 5.63 apresenta a evolução do conteúdo harmónico do módulo do Vector de Park e da respectiva razão  $\hat{I}_{dVP(6f)}/I_{dVP(CC)}$ . Verifica-se que após a avaria se ter iniciado esta razão diminui, deixando de inibir a activação do relé e permitindo assim a correcta operação da protecção.

A Fig. 5.64 ilustra a representação do Vector de Park no plano D-Q utilizando os resultados de simulação anteriormente ilustrados na Fig. 5.61 e os resultados experimentais<sup>10</sup>. Adicionalmente, devido às limitações do transformador, utilizou-se uma avaria com uma fmm de defeito idêntica ( $N_b = 74$  espiras e  $I_x \approx 7.2$  A), mas diferente da utilizada na simulação computacional ( $N_b = 6$  espiras e  $I_x \approx 89$  A). Os resultados encontram-se em boa concordância.

Em jeito de conclusão, pode também aqui dizer-se que o método de bloqueio baseado no Vector de Park consegue discriminar correctamente entre as condições de sobretensão e avaria, proporcionando neste contexto melhores resultados que a técnica convencional.

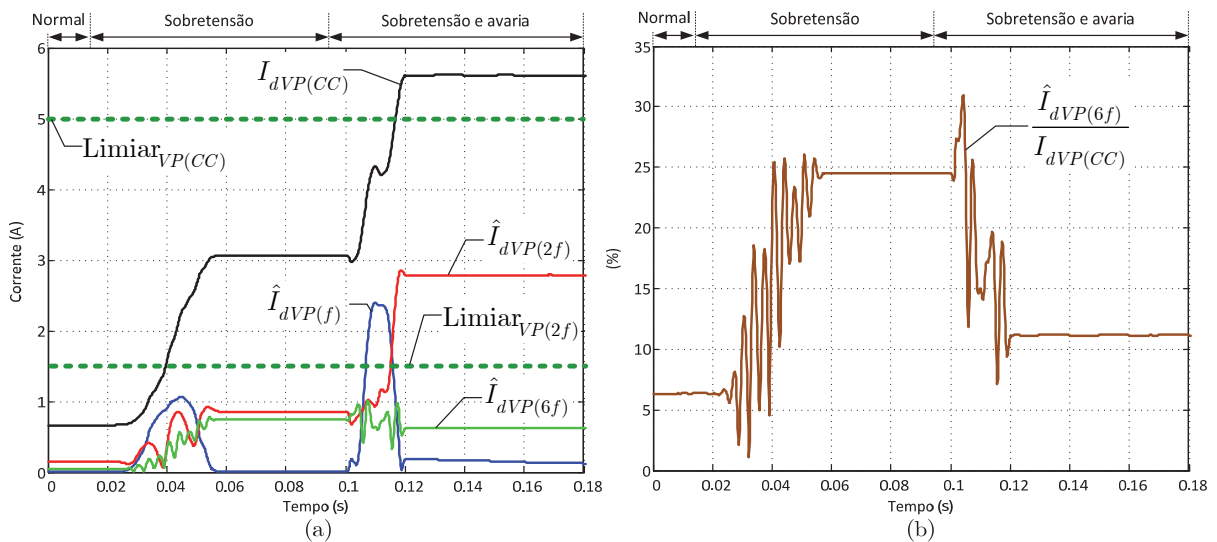


Fig. 5.63: Sobretensão seguida de avaria: (a) evolução temporal de  $I_{dVP(CC)}$ ,  $\hat{I}_{dVP(f)}$ ,  $\hat{I}_{dVP(2f)}$  e  $\hat{I}_{dVP(6f)}$ ; (b) evolução da razão entre  $\hat{I}_{dVP(6f)}$  e  $I_{dVP(CC)}$ . (Mesmas condições da Fig. 5.61.)

<sup>10</sup> Os resultados experimentais não foram obtidos sequencialmente, ou seja a transição entre as três condições (normal  $\rightarrow$  sobretensão  $\rightarrow$  sobretensão+avaria) não se encontra incluída.

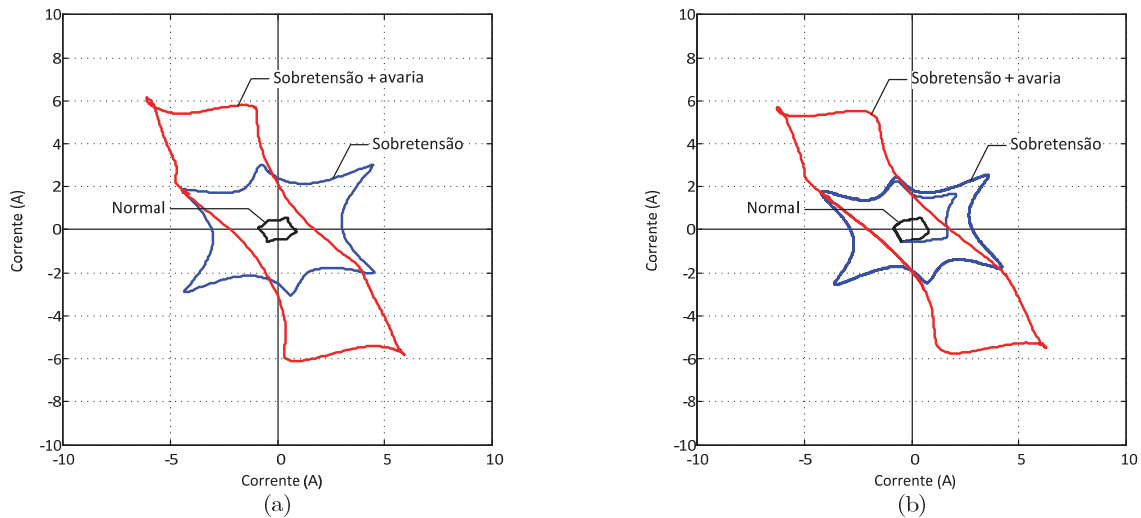


Fig. 5.64: Sobretensão e avaria: representação no plano D-Q do Vector de Park das correntes de linha:

- (a) resultados experimentais, 74 espiras em defeito com  $I_x \approx 7.2$  A;
- (b) resultados de simulação, mesmas condições da Fig. 5.61.

### 5.1.6.2 Cavas de tensão

Uma cava de tensão é uma diminuição brusca da tensão de alimentação seguida do respectivo restabelecimento após um curto intervalo de tempo [313]. Esta variação brusca de tensão, no início e final da cava, pode provocar sobrecorrentes transitórias de excitação, à semelhança do que ocorre durante o processo de ligação dos transformadores. Assim, é também necessário assegurar que os sistemas de protecção são imunes a estas perturbações.

As cavas de tensão são normalmente classificadas segundo as definições propostas em [314], que caracterizam a simetria ou assimetria da perturbação. As cavas caracterizam-se ainda pela amplitude, duração e ângulo da tensão no instante de início da perturbação (o ângulo da tensão no instante da recuperação é igualmente importante mas está já definido pelos dois parâmetros anteriores). Outro parâmetro igualmente importante na caracterização das cavas é o ângulo de defasamento entre as tensões durante as transições pré-cava→cava e cava→pós-cava [315]. Devido à dificuldade na caracterização do ângulo de defasamento na transição este parâmetro não é normalmente utilizado na análise das cavas de tensão. No entanto, este ângulo de defasamento influencia substancialmente as sobrecorrentes transitórias de excitação originadas por cavas de tensão, devendo portanto ser tido em consideração no estudo destes fenómenos em particular.

O estudo da influência das cavas de tensão no funcionamento dos transformadores tem vindo a ser alvo de um crescente interesse por parte de vários investigadores [316]-[318]. A

principal consequência destas perturbações ocorre normalmente durante o restabelecimento da tensão, que provoca sobrecorrentes transitórias de excitação. As características destas correntes são idênticas às que ocorrem durante o processo de ligação do transformador à rede.

O circuito da Fig. 5.53 foi também utilizado para caracterizar a influência das cavas de tensão no desempenho do sistema de protecção. A tensão de saída do autotransformador 2 é ajustada para satisfazer os requisitos da amplitude da cava. Dependendo das características da cava foram utilizadas duas variantes no comando dos contactores:

- *Transição sem ângulo de defasamento entre as tensões:* neste caso a transição faz-se rapidamente, sem ocorrerem alterações de polaridade na tensão, resultando normalmente em valores relativamente reduzidos de amplitude das sobrecorrentes transitórias de excitação. Os contactores são comandados de forma idêntica à utilizada para a introdução de sobretensões: para iniciar a cava o contactor  $K_2$  é ligado e o seu contacto auxiliar é utilizado para abrir o contactor  $K_1$ . Para o restabelecimento da tensão é efectuado o procedimento inverso ( $K_2$  só é desligado após o fecho de  $K_1$ ). O intervalo de tempo em que os dois contactores estão fechados serve para garantir que não existe interrupção na alimentação do transformador.
- *Transição com ângulo de defasamento entre as tensões:* neste caso utilizaram-se os encravamentos eléctricos dos contactores para gerar um tempo morto de alguns milissegundos entre as comutações (por exemplo, no início da cava,  $K_1$  é desligado e só depois  $K_2$  é ligado). Os condensadores do esquema Fig. 5.53 encontram-se agora ligados, não só para evitar que a corrente eléctrica no transformador se anule durante o referido tempo morto, mas também para introduzir o defasamento entre as tensões na transição. Nestas condições a variação da tensão durante a transição é maior, provocando valores mais elevados de corrente de excitação.

A Fig. 5.65 ilustra a evolução do sistema de tensões de alimentação do transformador durante uma cava simétrica, com defasamento desprezável nas transições. Neste tipo de cavas as sobrecorrentes transitórias de excitação, que ocorrem durante o restabelecimento da tensão, possuem valores de pico relativamente reduzidos, Fig. 5.66, mesmo quando a amplitude da cava é elevada, como no caso em análise. As propriedades destas sobrecorrentes de excitação são em tudo idênticas às obtidas durante o processo de ligação do transformador, Fig. 5.67. Assim, também aqui a técnica do bloqueio harmónico apresenta as



mesmas limitações, associadas à variabilidade da percentagem do segundo harmónico, como foi já anteriormente mencionado. O método baseado na análise do Vector de Park, Fig. 5.68, permite ultrapassar estas limitações, bloqueando o relé e impedindo o seu disparo intempestivo.

Na Fig. 5.69 é apresentada uma cava de tensão simétrica, com existência de desfasamento entre as tensões durante as transições pré-cava→cava e cava→pós-cava. Comparativamente com o caso anterior (sem desfasamento), as tensões sofrem agora variações de maior amplitude, o que provoca sobrecorrentes transitórias de excitação com valores de pico bastante mais elevados, Fig. 5.70. Estas sobrecorrentes ocorrem no início e no final da cava, sendo naturalmente mais severas nesta última transição. Em qualquer dos casos, também nestas condições as sobrecorrentes de excitação possuem características semelhantes às obtidas no processo de ligação à rede do transformador. O comportamento do conteúdo harmónico das correntes diferenciais e do correspondente Vector de Park é também similar, Fig. 5.71 e Fig. 5.72, respectivamente.

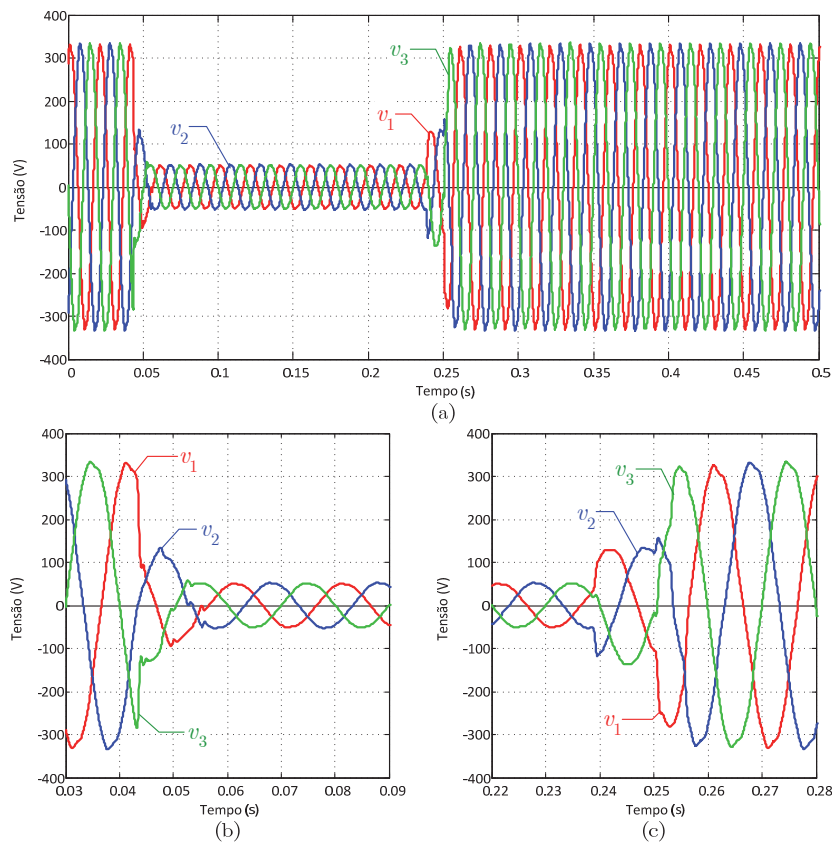


Fig. 5.65: (a) Cava de tensão simétrica, sem desfasamento nas transições; (b) detalhe do início da cava; (c) detalhe da recuperação da cava. (Resultados experimentais, ligação Dyn5, transformador em vazio, amplitude da tensão durante a cava de 15%.)

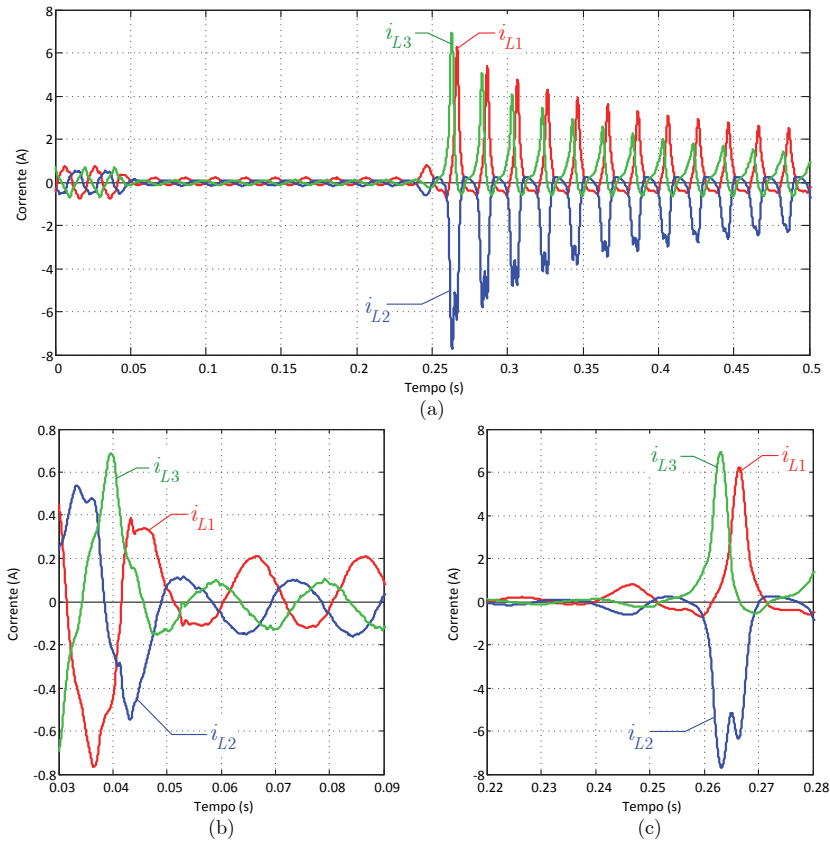


Fig. 5.66: (a) Correntes de entrada do transformador durante a cava de tensão simétrica da Fig. 5.65; (b) detalhe do início da cava; (c) detalhe da recuperação da cava.

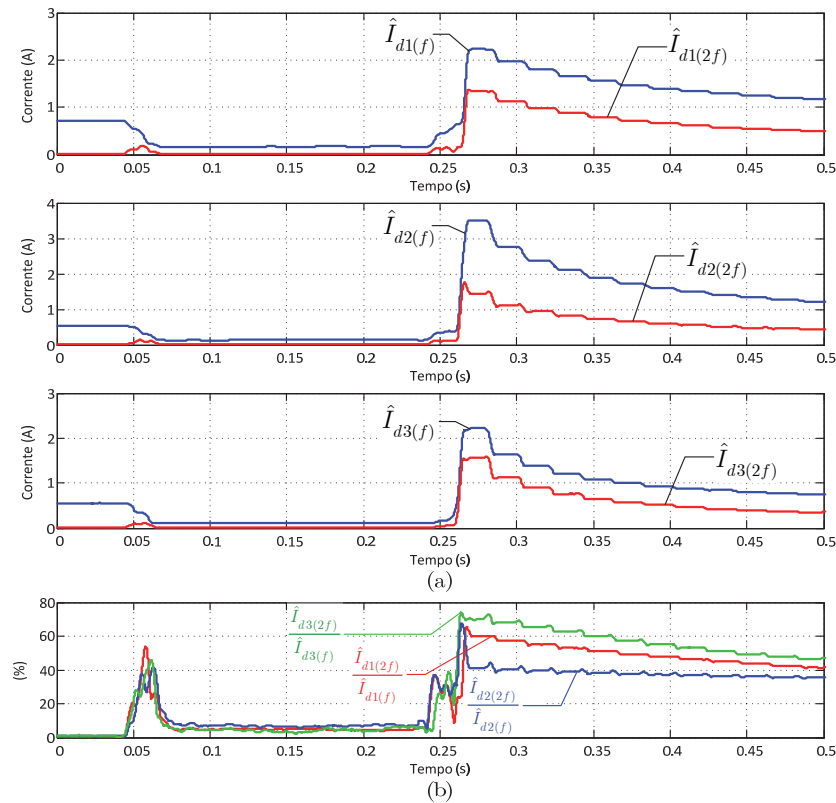


Fig. 5.67: (a) Componentes harmónicas e (b) percentagem do segundo harmónico das correntes de entrada do transformador durante a cava de tensão simétrica da Fig. 5.65.

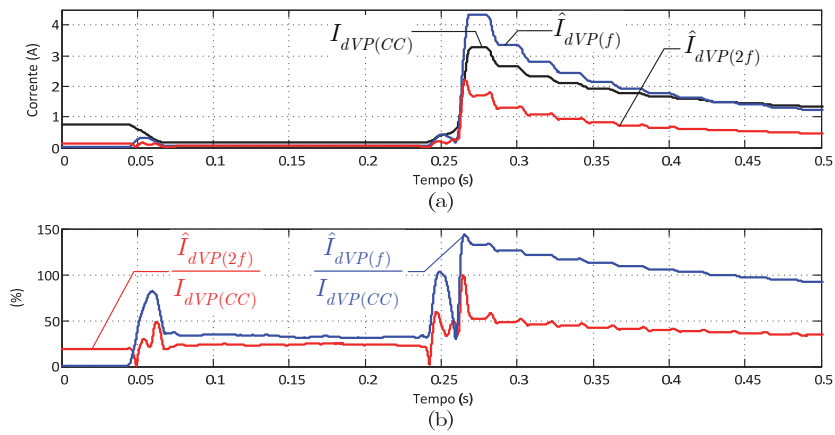


Fig. 5.68: (a) Componentes harmónicas do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais; (b) factor de assimetria e  $detecSCTE_{VP}$ , durante a cava de tensão simétrica da Fig. 5.65.

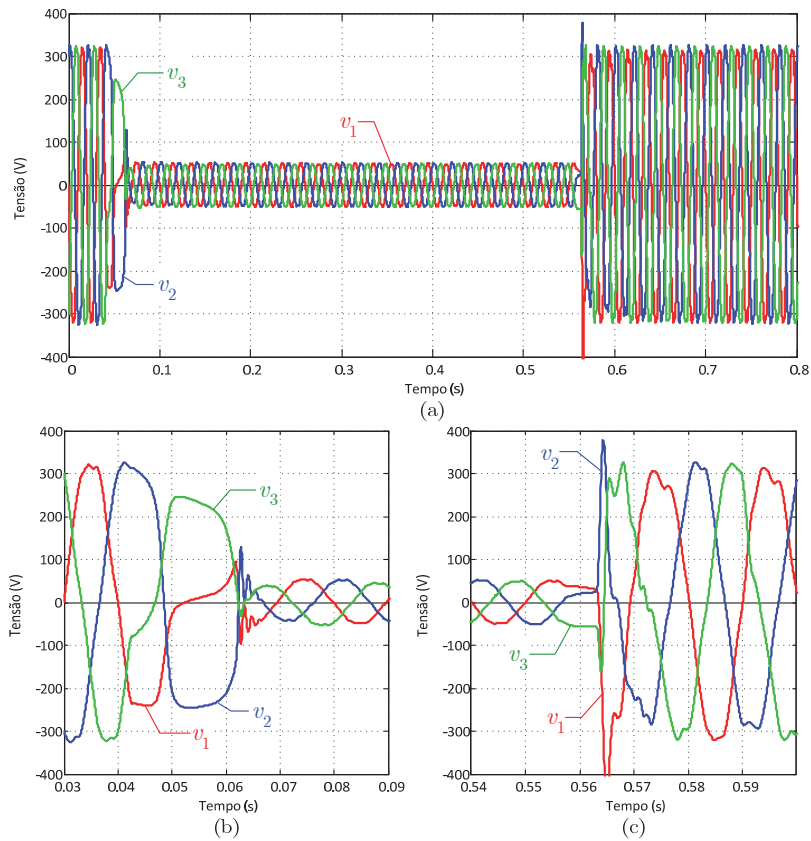


Fig. 5.69: (a) Cava de tensão simétrica, com desfaseamento nas transições; (b) detalhe durante o início da cava; (c) detalhe durante a recuperação da cava. (Resultados experimentais, ligação Dyn5, transformador em vazio, amplitude da tensão durante a cava de 15%.)

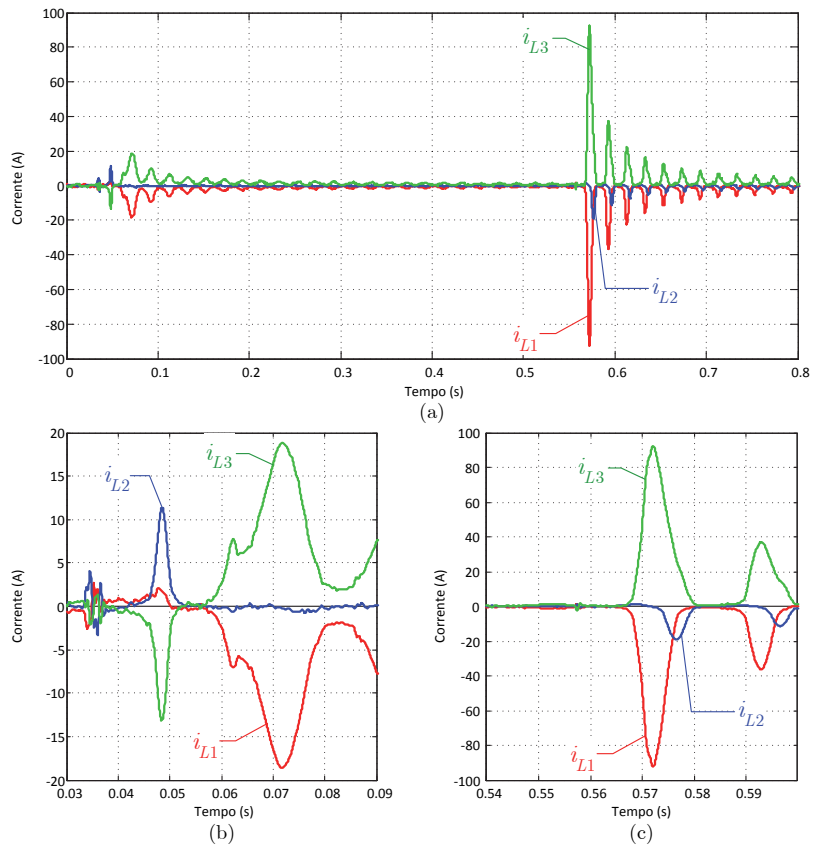


Fig. 5.70: (a) Correntes de entrada do transformador durante a cava de tensão simétrica da Fig. 5.69; (b) detalhe durante o início da cava; (c) detalhe durante a recuperação da cava.

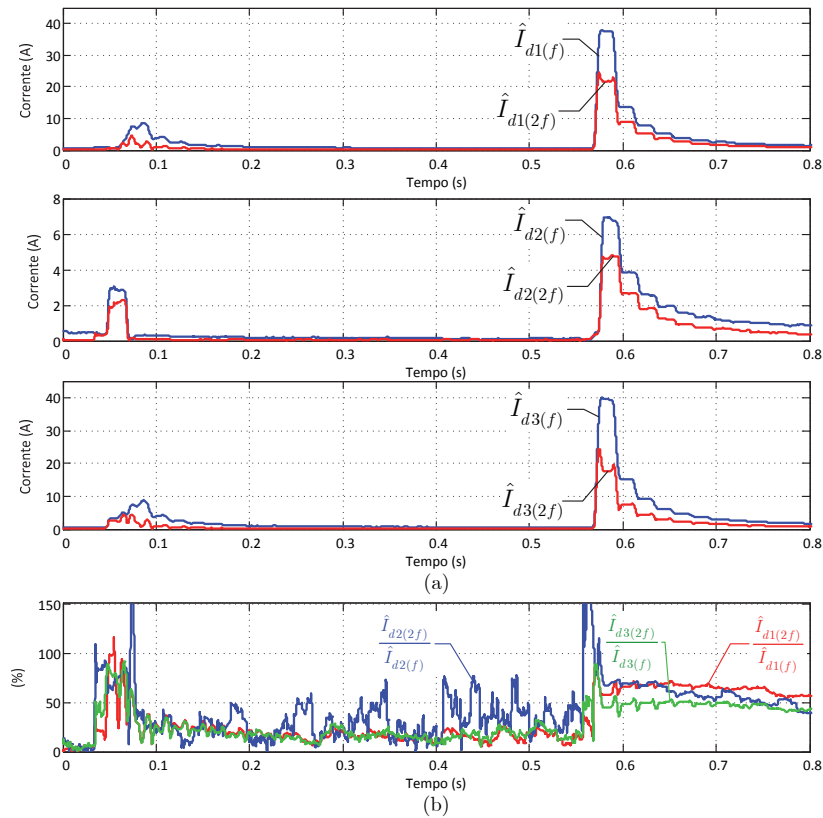


Fig. 5.71: (a) Componentes harmónicas e (b) percentagem do segundo harmónico das correntes de entrada do transformador durante a cava de tensão simétrica da Fig. 5.69.

O modelo computacional do transformador foi igualmente utilizado para analisar os fenómenos relativos às cavas de tensão. Os resultados de simulação obtidos para estas condições de funcionamento encontram-se também em boa concordância com os resultados experimentais, conforme exemplificado na evolução temporal das correntes diferenciais ilustrada na Fig. 5.73.

Os casos apresentados nas Figs. 5.65 – 5.73 fazem parte de um amplo número de testes realizados para diversos tipos de cavas (simétricas e assimétricas), regimes de carga e condições de avaria. O comportamento das correntes diferenciais nestas condições é similar aos fenómenos que ocorrem após a ligação do transformador à rede eléctrica. Em consequência, o método de protecção baseado na análise do módulo do Vector de Park apresenta um desempenho idêntico.

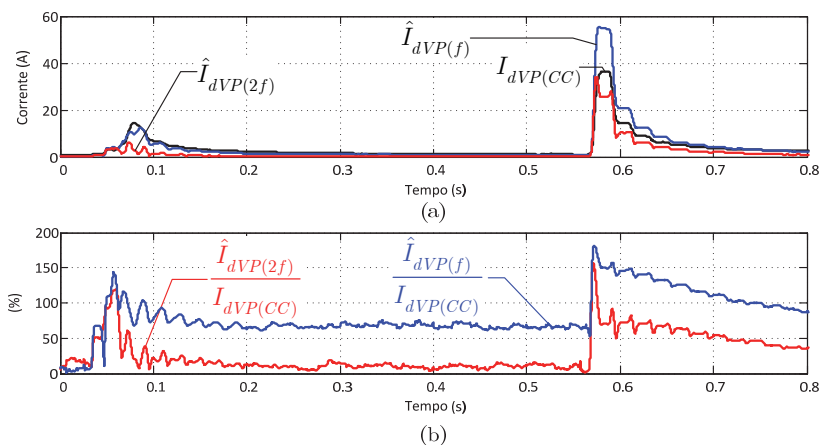


Fig. 5.72: (a) Componentes harmónicas do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais;  
 (b) factor de assimetria e  $detecSCTE_{VP}$ , durante a cava de tensão simétrica da Fig. 5.69.

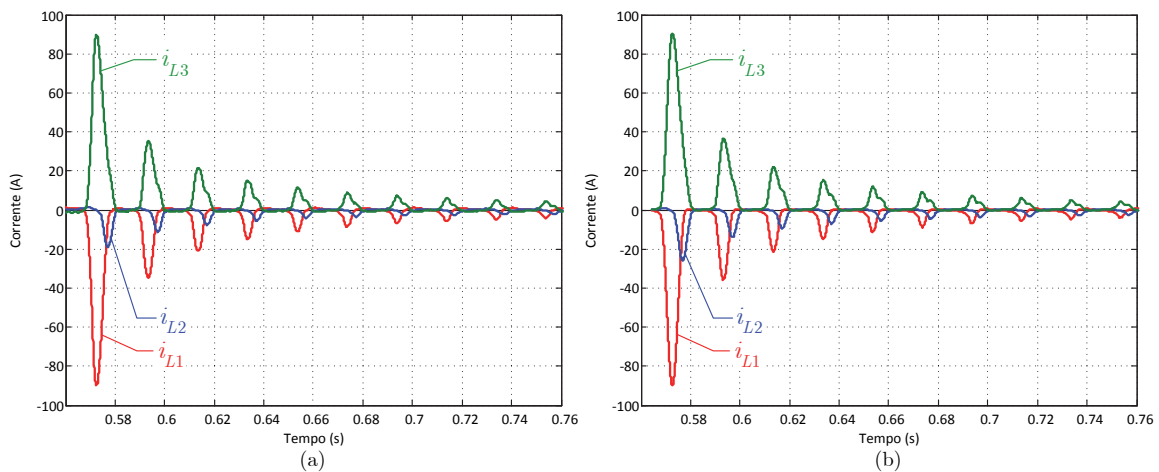


Fig. 5.73: Correntes de entrada do transformador para o transitório pós-cava da Fig. 5.69:  
 (a) resultados experimentais; (b) resultados de simulação.

## 5.2 Estratégia de protecção diferencial baseada na teoria p-q [319], [320]

O conceito de potência diferencial foi utilizado nos sistemas de protecção de transformadores no início do século XX [112]. A potência diferencial é calculada fazendo a diferença entre as potências instantâneas medidas aos terminais do transformador. Só no final do mesmo século este conceito foi reaproveitado [163], agora para implementação nos relés numéricos, numa tentativa de ultrapassar as limitações do bloqueio harmónico dos sistemas de protecção diferencial. Em [163] utiliza-se o valor médio da potência diferencial instantânea (ou seja, a potência diferencial activa) para distinguir entre as condições de sobrecorrente transitória de excitação e avaria. O critério de discriminação baseia-se no seguinte princípio: o valor médio da potência diferencial é praticamente nulo durante a sobrecorrente transitória de excitação mas toma valores elevados quando ocorre uma avaria interna. A aplicação directa deste princípio pode no entanto conduzir a resultados incorrectos na distinção entre as condições de avaria/sobrecorrente de excitação, devido às oscilações que existem no valor médio da potência diferencial, situação que é descrita em [163].

Mais recentemente foram propostas novas abordagens que aplicam o conceito de potência diferencial na protecção de transformadores de potência e tentam mitigar as limitações já referidas. Em [165] a potência diferencial activa é calculada utilizando as correntes diferenciais e tensões diferenciais virtuais. Em [164] utiliza-se um método híbrido potência/corrente, onde a corrente diferencial é utilizada para detectar a avaria e o conteúdo harmónico da potência activa diferencial é usado para identificar as sobrecorrentes transitórias de excitação. O trabalho apresentado em [166] utiliza a frequência instantânea do valor médio da potência diferencial para distinguir a condição de sobrecorrentes de excitação da condição de avaria. Em [167] é proposto um método que conjuga o conceito de potência diferencial activa com técnicas de inteligência artificial.

Em todos estes estudos utilizou-se a potência diferencial activa para identificar o regime transitório provocado pelo processo de ligação do transformador. No entanto, as sobrecorrentes transitórias de excitação constituem um fenómeno eminentemente reactivo. Assim, a potência que melhor caracterizará a variação da energia magnética durante o transitório onde ocorre a sobrecorrente de excitação é a potência reactiva.

A teoria p-q permite calcular de forma relativamente rápida e simples as potências instantâneas activa e reactiva (também designadas por componentes de potência de Park)

[294]. A teoria p-q foi inicialmente proposta por Akagi para o controlo de compensadores comutados [321]. Este conceito foi depois generalizado a outras aplicações, onde se incluem o diagnóstico de avarias em motores de corrente alternada [322], [323]. Não se conhecem todavia trabalhos onde esta teoria seja utilizada em sistemas de protecção de transformadores. A aplicação desta teoria ao método da potência diferencial revela-se particularmente atractiva, pois a potência activa está directamente relacionada com a ocorrência de uma avaria interna e a potência reactiva está associada à condição de uma sobrecorrente transitória de excitação.

### 5.2.1 Cálculo das componentes de potência diferencial de Park

Considera-se aqui um transformador de dois enrolamentos por fase com ligação DYN5 (esquema da Fig. 3.67), apesar do método ser válido para outro tipo de ligações e número de enrolamentos. Por simplicidade optou-se por calcular as componentes diferenciais de potência utilizando as grandezas de fase. As correntes nos enrolamentos ligados em triângulo podem ser calculadas a partir das correntes de linha (as quais são medidas através dos TI):

$$\begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{L1} \\ i_{L2} \\ i_{L3} \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

Ao utilizar-se (5.10) não se toma em consideração a componente homopolar das correntes de fase. Isto não afecta a implementação do método, pois a componente homopolar deve ser removida das grandezas diferenciais por forma a impedir disparos intempestivos durante avarias externas. Adicionalmente, a componente homopolar é eliminada quando se calculam as componentes de potência de Park.

Na implementação do método baseado nas potências diferenciais os transformadores de tensão foram considerados ideais. Assim, nos resultados experimentais apenas são tomados em consideração os erros relativos à medição das tensões directamente aos terminais do transformador de potência.

As componentes D-Q da tensão e corrente no primário e no secundário do transformador são determinadas utilizando a transformada de Park:

$$\begin{bmatrix} v_{D1} \\ v_{Q1} \\ v_{O1} \end{bmatrix} = \mathbf{T} \cdot \begin{bmatrix} v_1 \\ v_2 \\ v_3 \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

$$\begin{bmatrix} i_{D1} \\ i_{Q1} \\ i_{O1} \end{bmatrix} = \mathbf{T} \cdot \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

$$\begin{bmatrix} v_{D2} \\ v_{Q2} \\ v_{O2} \end{bmatrix} = \mathbf{T} \cdot \begin{bmatrix} v_4 \\ v_5 \\ v_6 \end{bmatrix} \quad (5.13)$$

$$\begin{bmatrix} i_{D2} \\ i_{Q2} \\ i_{O2} \end{bmatrix} = \mathbf{T} \cdot \begin{bmatrix} i_4 \\ i_5 \\ i_6 \end{bmatrix} \quad (5.14)$$

onde  $\mathbf{T}$  é a matriz de transformação de Park, definida em (4.2).

As componentes activa e reactiva da potência instantâneas no lado primário vêm:

$$p_1 = v_{D1} \cdot i_{D1} + v_{Q1} \cdot i_{Q1} \quad (5.15)$$

$$q_1 = v_{Q1} \cdot i_{D1} - v_{D1} \cdot i_{Q1} \quad (5.16)$$

e no lado secundário:

$$p_2 = v_{D2} \cdot i_{D2} + v_{Q2} \cdot i_{Q2} \quad (5.17)$$

$$q_2 = v_{Q2} \cdot i_{D2} - v_{D2} \cdot i_{Q2} \quad (5.18)$$

Finalmente as componentes da potência diferencial activa e reactiva resultam:

$$p_{d(\text{dependente da carga})} = p_1 - p_2 \quad (5.19)$$

$$q_{d(\text{dependente da carga})} = q_1 - q_2 \quad (5.20)$$



As potências calculadas em (5.19) e (5.20) são dependentes do regime de carga do transformador, pois tomam em consideração a perda activa na resistência dos enrolamentos e a perda reactiva na reactância de curto-circuito. A imunidade do método pode ser aumentada subtraindo estas perdas em (5.19) e (5.20). No caso da potência instantânea activa:

$$p_d = p_1 - p_2 - R_p \cdot (i_{D1}^2 + i_{Q1}^2) - R_s \cdot (i_{D2}^2 + i_{Q2}^2) \quad (5.21)$$

onde  $R_p$  e  $R_s$  são as resistências dos enrolamentos primário e secundário, respectivamente. Na potência instantânea diferencial reactiva actua-se de forma similar, subtraindo a potência reactiva fornecida à indutância de curto-circuito:

$$q_d = q_1 - q_2 - L_{\sigma p} \cdot \left( \frac{di_{Q1}}{dt} i_{D1} - \frac{di_{D1}}{dt} i_{Q1} \right) - L_{\sigma s} \cdot \left( \frac{di_{Q2}}{dt} i_{D2} - \frac{di_{D2}}{dt} i_{Q2} \right) \quad (5.22)$$

onde  $L_{\sigma p}$  e  $L_{\sigma s}$  são as indutâncias de fugas dos enrolamentos primário e secundário, respectivamente. Assume-se também aqui que a indutância de curto-circuito se distribui equitativamente (em p.u.) pelos dois enrolamentos.

### 5.2.2 Detecção de curtos-circuitos entre espiras com as potências instantâneas diferenciais

A Fig. 5.74(a) apresenta a evolução temporal das potências instantâneas diferenciais para o caso da ocorrência de uma avaria com as mesmas condições da Fig. 5.4 (os sinais incluem a influência dos TI). Esta situação corresponde à avaria com menor gravidade detectável pelos dispositivos de protecção convencionais. Verifica-se que ambas as potências aumentam após a ocorrência da avaria, possuindo uma componente alternada com o dobro da frequência da tensão de alimentação.

A análise em frequência dos sinais das potências diferenciais permite obter uma visão mais detalhada das suas propriedades. A Fig. 5.74(b) apresenta o conteúdo harmónico relevante da potência instantânea activa quando ocorre a avaria: a componente contínua ( $P_{d(CC)}$ ) e a componente alternada com frequência de 100 Hz ( $\hat{P}_{d(2f)}$ ) aumentam após a avaria se ter iniciado. As componentes com frequência de 50 Hz e 150 Hz ( $\hat{P}_{d(f)}$  e  $\hat{P}_{d(3f)}$ , respectivamente) não sofrem alterações significativas, excepto durante o curto período transitório nos instantes iniciais após ocorrer o curto-circuito. Na potência instantânea reactiva apenas a componente

com frequência  $2f$  ( $\hat{Q}_{d(2f)}$ ) é afectada de forma permanente depois de se estabelecer o defeito, Fig. 5.74(c).

Da análise da Fig. 5.74 poderia concluir-se que os sinais  $P_{d(CC)}$ ,  $\hat{P}_{d(2f)}$  e  $\hat{Q}_{d(2f)}$  são indicadores de ocorrência de avaria. No entanto, as componentes alternadas com frequência  $2f$  das potências instantâneas activa e reactiva não permitem discriminar entre a condição de avaria e sobrecorrentes transitórias de excitação, matéria que será discutida na próxima secção. Assim, apenas a componente contínua da potência instantânea activa constitui um indicador fiável da ocorrência de avaria.

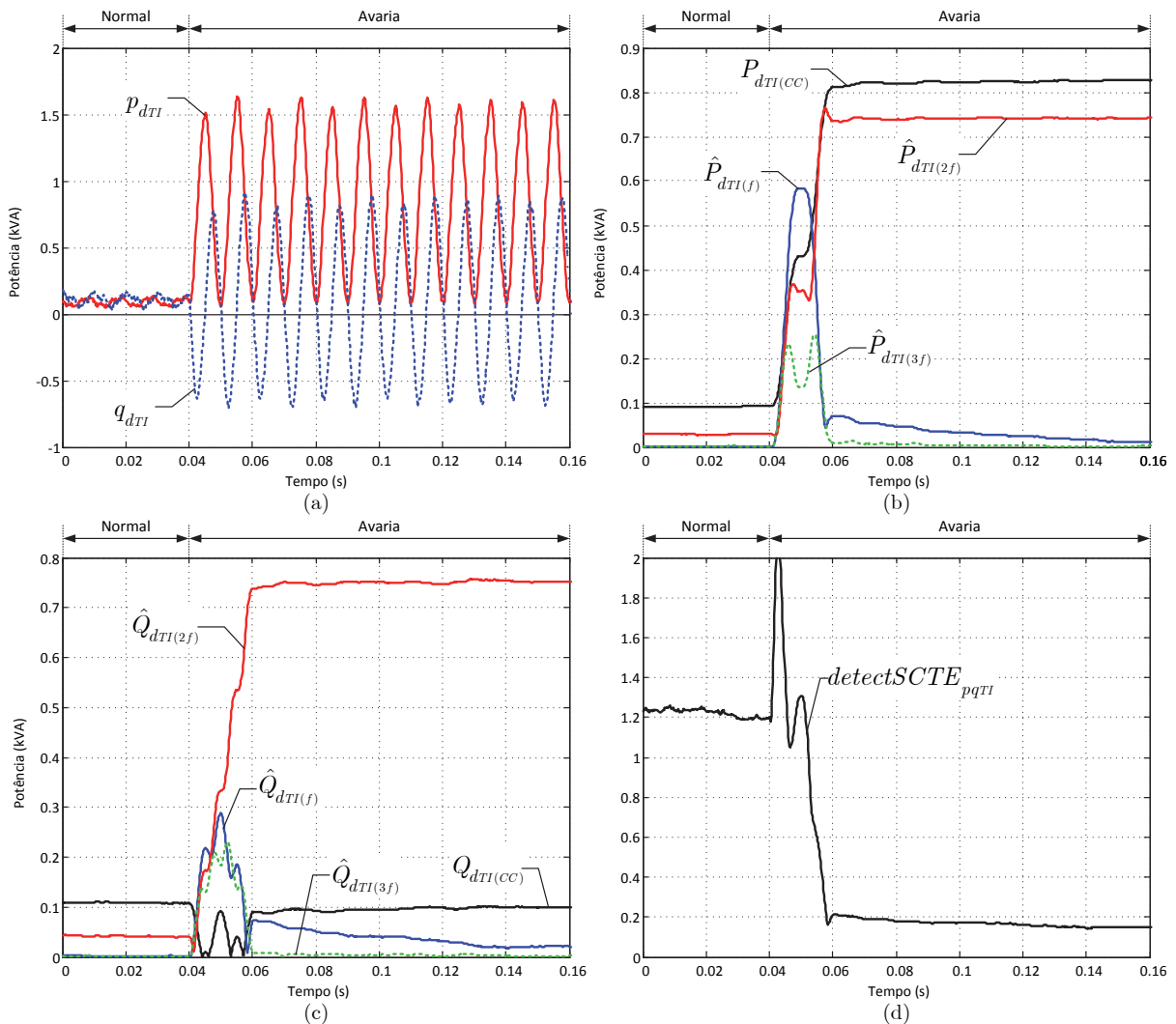


Fig. 5.74: (a) Evolução das potências instantâneas diferenciais activa e reactiva; (b) conteúdo harmónico da potência instantânea diferencial activa; (c) conteúdo harmónico da potência instantânea diferencial reactiva; (d) sinal indicador de sobrecorrentes de excitação. Ligação Dyn5, carga resistiva equilibrada, 20% da carga nominal, seis espiras em curto-circuito na fase R do primário do transformador com  $I_b \approx 5 \times I_{1n}$ ,

$$I_x \approx 5.5 \times I_{1n} \text{ e ângulo de comutação da avaria nulo; resultados de simulação.}$$

O valor médio da potência diferencial activa aumenta cerca de nove vezes em consequência do curto-circuito, não existindo uma melhoria substancial da sensibilidade na detecção do defeito em relação à técnica convencional (para este caso a componente fundamental das correntes diferenciais envolvidas com o enrolamento em defeito aumenta cerca de oito vezes, conforme foi já exposto na secção 5.1.1.2). No entanto, o método da potência diferencial não é afectado pelo erro introduzido pelo comutador de tensão, apresentando neste particular uma vantagem significativa em relação à técnica convencional.

Para detectar avarias com este grau de severidade é necessário que o sinal de activação do relé seja emitido quando a componente contínua da potência activa diferencial atinja o valor limiar de 800 W:

$$\text{Limiar}_{Disp\ pq} = 800 \text{ W} \quad (5.23)$$

Este valor corresponde a cerca de oito vezes o valor em funcionamento normal (que é aproximadamente igual ao valor das perdas em vazio). Isto permite acomodar os erros de medida dos sinais de tensão e corrente, necessários para o cálculo da potência diferencial, e evitar disparos intempestivos do relé.

A Fig. 5.75 apresenta os resultados experimentais, para o caso de uma avaria ligeiramente mais severa (74 espiras em curto-circuito e  $I_x = 10 \text{ A}$ ), relativos à evolução das potências diferenciais instantâneas e ao respectivo conteúdo harmónico. As conclusões relativas à aplicação do método baseado nas potências instantâneas diferenciais são idênticas às aquelas discutidas anteriormente.

O método das potências diferenciais não é afectado de forma significativa pelo factor de potência da carga. A Fig. 5.76 ilustra os resultados para o caso do transformador alimentar uma carga trifásica equilibrada indutiva, sendo o comportamento das potências instantâneas idêntico às situações anteriores (Fig. 5.74 e Fig. 5.75), onde a carga era puramente resistiva. O mesmo é válido no caso de cargas desequilibradas, Fig. 5.77.

Nas Figs. 5.74(d)-5.77(d) é também apresentado o sinal proposto para detectar as sobrecorrentes transitórias de excitação. A definição e o comportamento deste sinal serão explicados na próxima secção.

Outros ensaios, conduzidos para diferentes localizações da avaria, regimes de carga e/ou ligações dos enrolamentos conduzem a conclusões similares às anteriormente referidas.

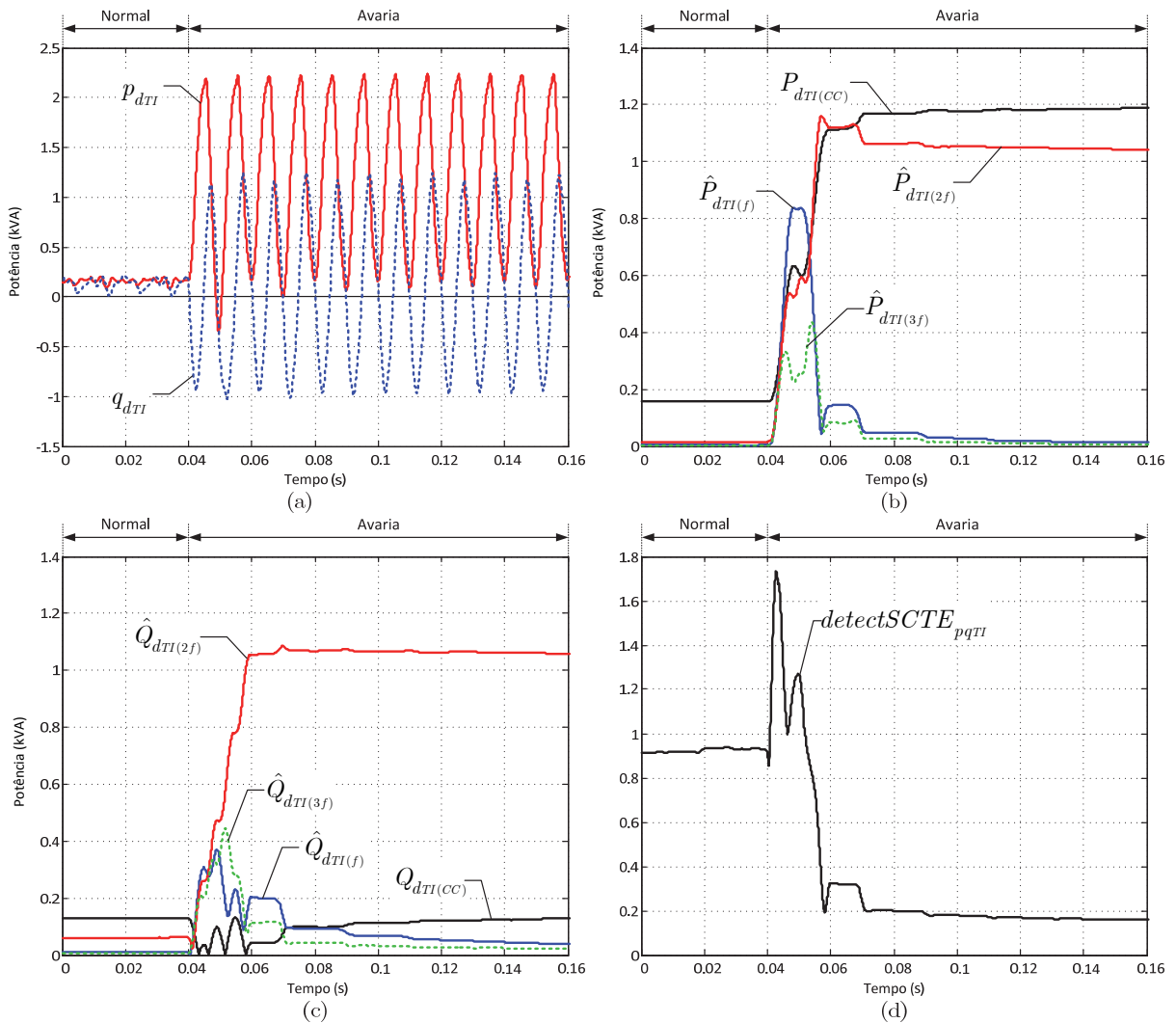


Fig. 5.75: (a) Evolução das potências instantâneas diferenciais activa e reactiva, (b) conteúdo harmónico da potência instantânea diferencial activa; (c) conteúdo harmónico da potência instantânea diferencial reactiva; (d) sinal indicador de sobrecorrentes de excitação. Ligação Dyn5, carga resistiva equilibrada, 20% da carga nominal, 74 espiras em curto-circuito na fase R do primário do transformador com  $I_b \approx 0.1 \times I_{1n}$ ,

$I_x \approx 0.7 \times I_{1n}$  e ângulo de comutação da avaria nulo, resultados experimentais.

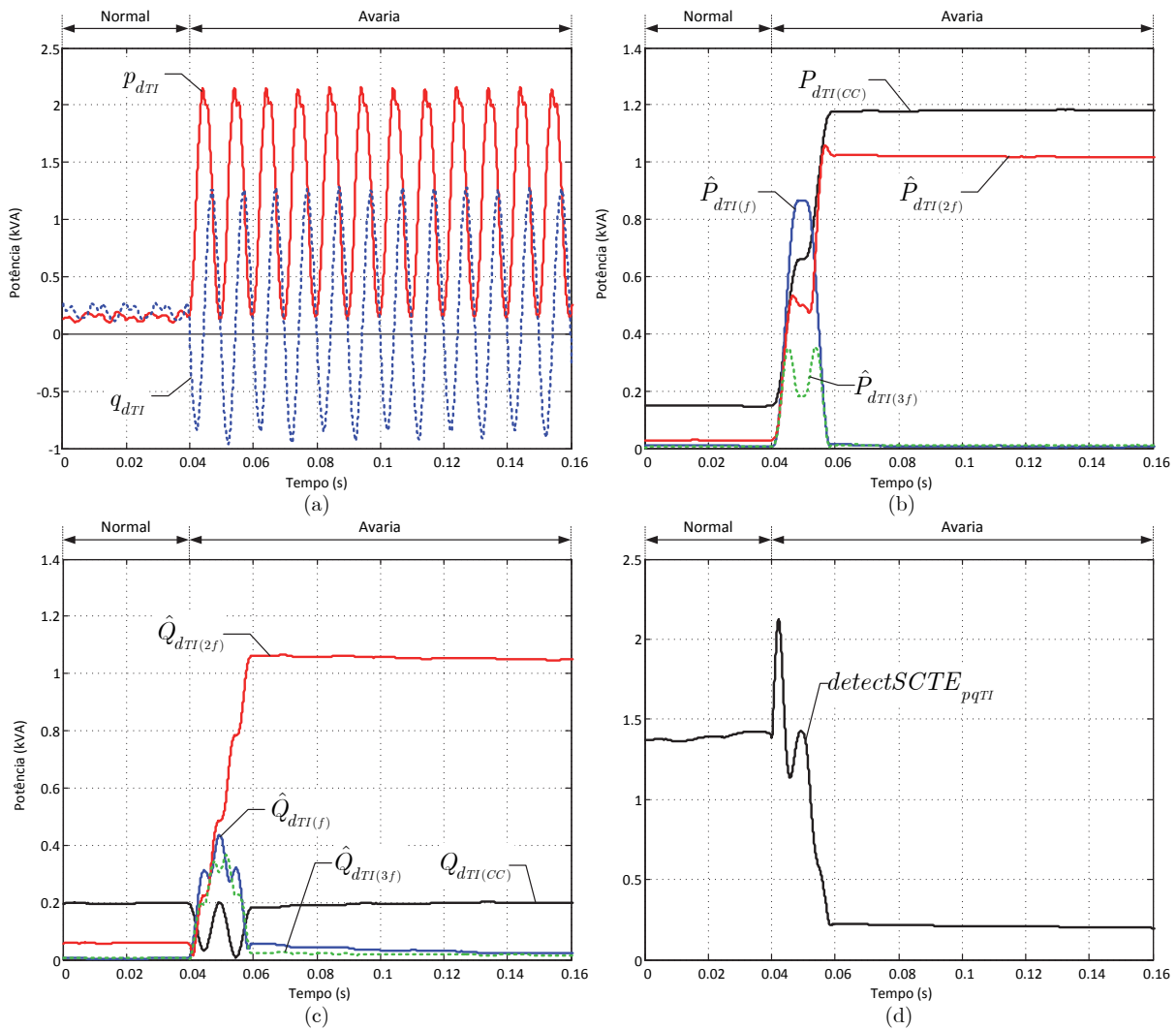


Fig. 5.76: (a) Evolução das potências instantâneas diferenciais activa e reactiva; (b) conteúdo harmónico da potência instantânea diferencial activa; (c) conteúdo harmónico da potência instantânea diferencial reactiva; (d) sinal indicador de sobrecorrentes de excitação. Resultados experimentais, ligação Dyn5, carga equilibrada de natureza indutiva, 20% da carga nominal com factor de potência de 0.73 atrasado, 74 espiras em curto-circuito na fase R do primário do transformador com  $I_b \approx 0.2 \times I_{1n}$ ,  $I_x \approx 0.7 \times I_{1n}$  e ângulo de comutação da avaria nulo.

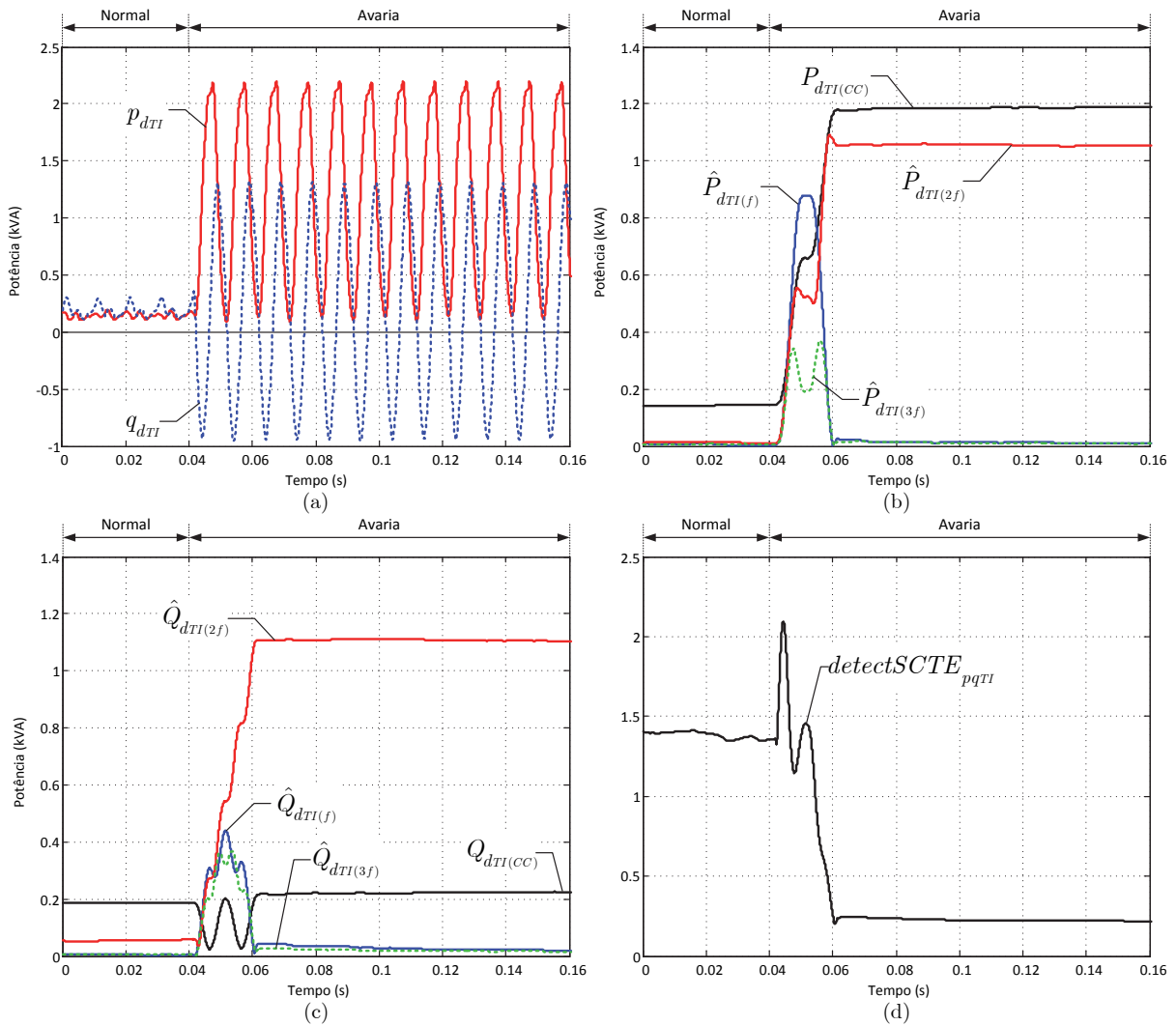


Fig. 5.77: (a) Evolução das potências instantâneas diferenciais activa e reactiva; (b) conteúdo harmónico da potência instantânea diferencial activa; (c) conteúdo harmónico da potência instantânea diferencial reactiva; (d) sinal indicador de sobrecorrentes de excitação. Resultados experimentais, ligação Dyn5, carga desequilibrada com  $\bar{Z}_{faseR} \approx 16 \Omega$ ,  $\bar{Z}_{faseS} \approx \bar{Z}_{faseT} \approx 18 + 32j \Omega$ , 74 espiras em curto-circuito na fase R do primário do transformador com  $I_b \approx 0.02 \times I_{1n}$ ,  $I_x \approx 0.7 \times I_{1n}$  e ângulo de comutação da avaria nulo.

### 5.2.3 Caracterização das potências instantâneas diferenciais durante sobrecorrentes transitórias de excitação.

A Fig. 5.78(a) ilustra a evolução das potências diferenciais instantâneas durante um transitório de ligação do transformador à rede eléctrica. Este caso corresponde às sobrecorrentes transitórias de excitação já apresentadas na Fig. 5.9. Na Fig. 5.78 consideram-se os TI ideais.

A componente reactiva da potência instantânea é fortemente afectada pelas sobrecorrentes de excitação, pois encontra-se relacionada com a energia magnética armazenada nas bobinas

durante o período transitório de ligação do transformador. Pelo contrário, a potência diferencial activa tem oscilações com muito menor amplitude, mas com valores positivos e negativos. Consequentemente, o seu valor médio possui um valor reduzido, Fig. 5.78(b), não atingindo neste caso o valor limiar para activar o relé (800 W). Existem no entanto situações onde esta componente sofre oscilações com amplitude suficientemente elevada para provocar o disparo do relé, sendo necessário bloquear a referida operação. Com excepção da componente contínua todas as restantes componentes harmónicas da potência instantânea diferencial activa são afectadas durante a sobrecorrente transitória de excitação, sendo assim problemática a sua eventual utilização como indicadores de uma avaria.

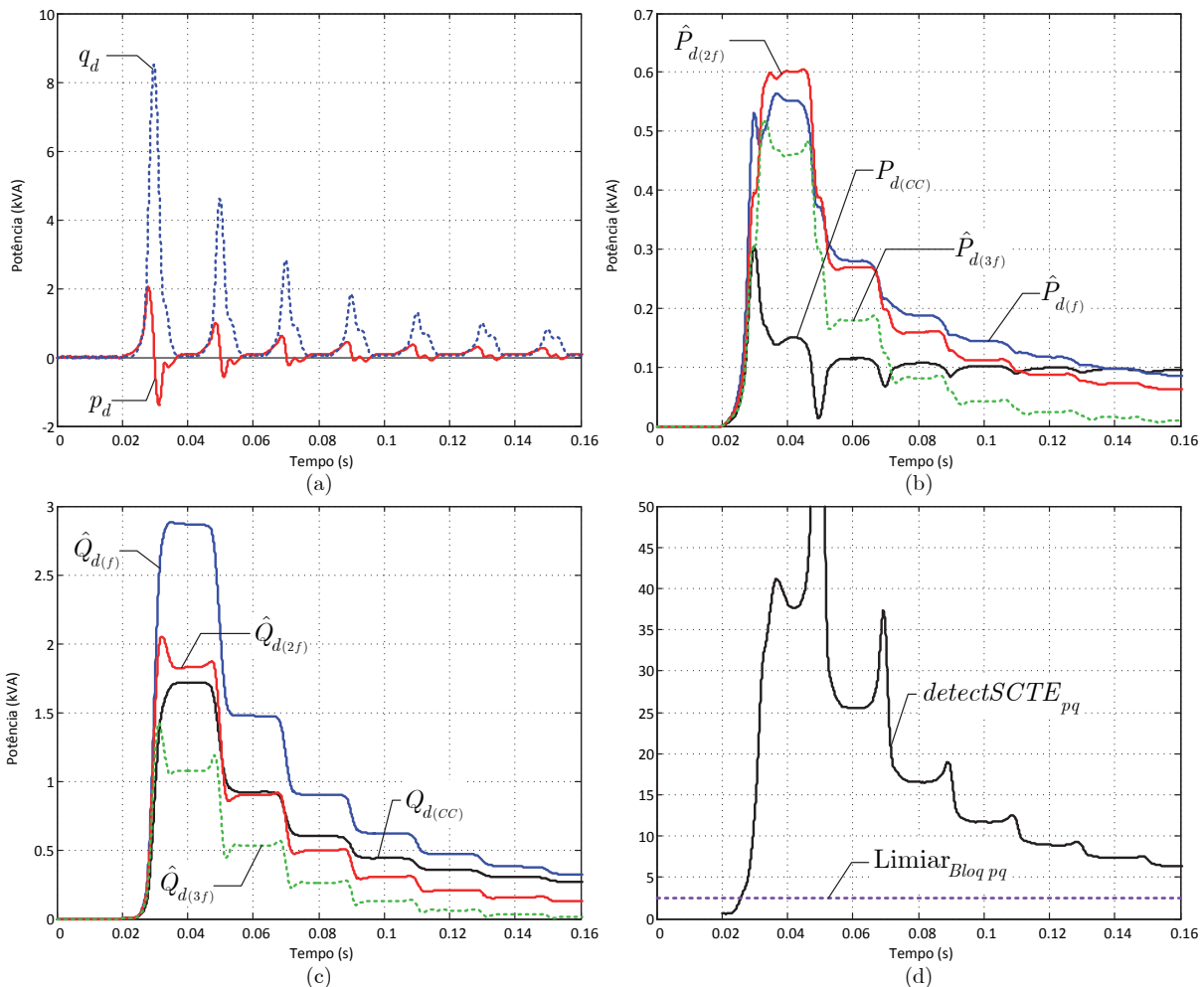


Fig. 5.78: Caracterização das potências instantâneas diferenciais durante o período transitório de ligação do transformador à rede: (a) evolução de  $p_d$  e  $q_d$ ; (b) conteúdo harmónico de  $p_d$ ; (c) conteúdo harmónico de  $q_d$ ; (d) sinal indicador de sobrecorrentes de excitação. Resultados experimentais; correntes medidas directamente nos condutores de linha; mesmas condições da Fig. 5.9.

Durante o intervalo transitório de ligação do transformador à rede a potência instantânea diferencial reactiva possui uma forma de onda assimétrica, com uma frequência fundamental de 50 Hz (e não 100 Hz, como no caso da avaria interna). A evolução temporal de  $q_d$  tem características idênticas à forma de onda das próprias sobrecorrentes de excitação, possuindo inicialmente impulsos de valor elevado que decaem depois lentamente para o valor de regime permanente. Assim, a componente contínua e todas as componentes alternadas com frequências múltiplas de 50 Hz possuem valores elevados nos instantes iniciais após o transformador ser ligado, Fig. 5.78(c). O valor médio e as componentes harmónicas com frequência de 50 Hz e 150 Hz da potência instantânea diferencial reactiva são indicadores fiáveis da ocorrência de uma sobrecorrente transitória de excitação. Pelo contrário, a componente harmónica com frequência de 100 Hz de  $q_d$  não permite discriminar entre a condição de avaria e sobrecorrente de excitação, pois sofre alterações em ambas as situações.

O sinal responsável pela identificação das sobrecorrentes de excitação foi definido como a razão entre os sinais que são mais afectados por essa própria situação e o indicador de avaria:

$$detectSCTE_{pq} = \frac{Q_{d(CC)} + \hat{Q}_{d(f)} + \hat{Q}_{d(3f)}}{P_{d(CC)}} \quad (5.24)$$

O sinal de bloqueio do relé toma valores extremamente elevados nos instantes iniciais da sobrecorrente transitória, Fig. 5.78(d). O relé é bloqueado caso o  $detectSCTE_{pq}$  seja superior a um valor limite predefinido. Para o transformador em estudo considerou-se esse limiar como aproximadamente duas vezes o dobro do valor obtido para condições de funcionamento (excitação) normal:

$$Limiar_{Bloq\ pq} = 2.5 \quad (5.25)$$

Quando ocorre uma avaria o  $detectSCTE_{pq}$  diminui (Fig. 5.74 – Fig. 5.77), possuindo valores 10 vezes inferiores ao valor limite. A dependabilidade da protecção está assim salvaguardada.

A Fig. 5.79 apresenta os mesmos resultados da Fig. 5.78, mas agora considerando a influência dos TI no cálculo das potências instantâneas. Neste caso os TI atingem um nível de saturação moderado, que resulta em menores oscilações de  $p_d$  e  $q_d$ , Fig. 5.79(a). Verifica-se conseqüentemente uma atenuação do respectivo conteúdo harmónico, Fig. 5.79(b) e (c),



respectivamente. Neste caso o sinal de bloqueio não sofre alterações significativas, Fig. 5.79(d).

A Fig. 5.80 ilustra os resultados relativos ao método baseado na teoria p-q para um caso onde as sobrecorrentes de ligação (Fig. 5.20) atingem valores de pico mais elevados. Neste caso a percentagem do segundo harmónico numa das correntes possui valores relativamente reduzidos (Fig. 5.22). As potências instantâneas diferenciais comportam-se de forma idêntica ao caso já referido anteriormente, mas possuindo oscilações com maior amplitude. Realça-se o facto da componente contínua de  $p_d$  ficar muito próxima de atingir o valor necessário para activar o relé. Porém, esta activação seria correctamente inibida pelo sinal de bloqueio do relé.

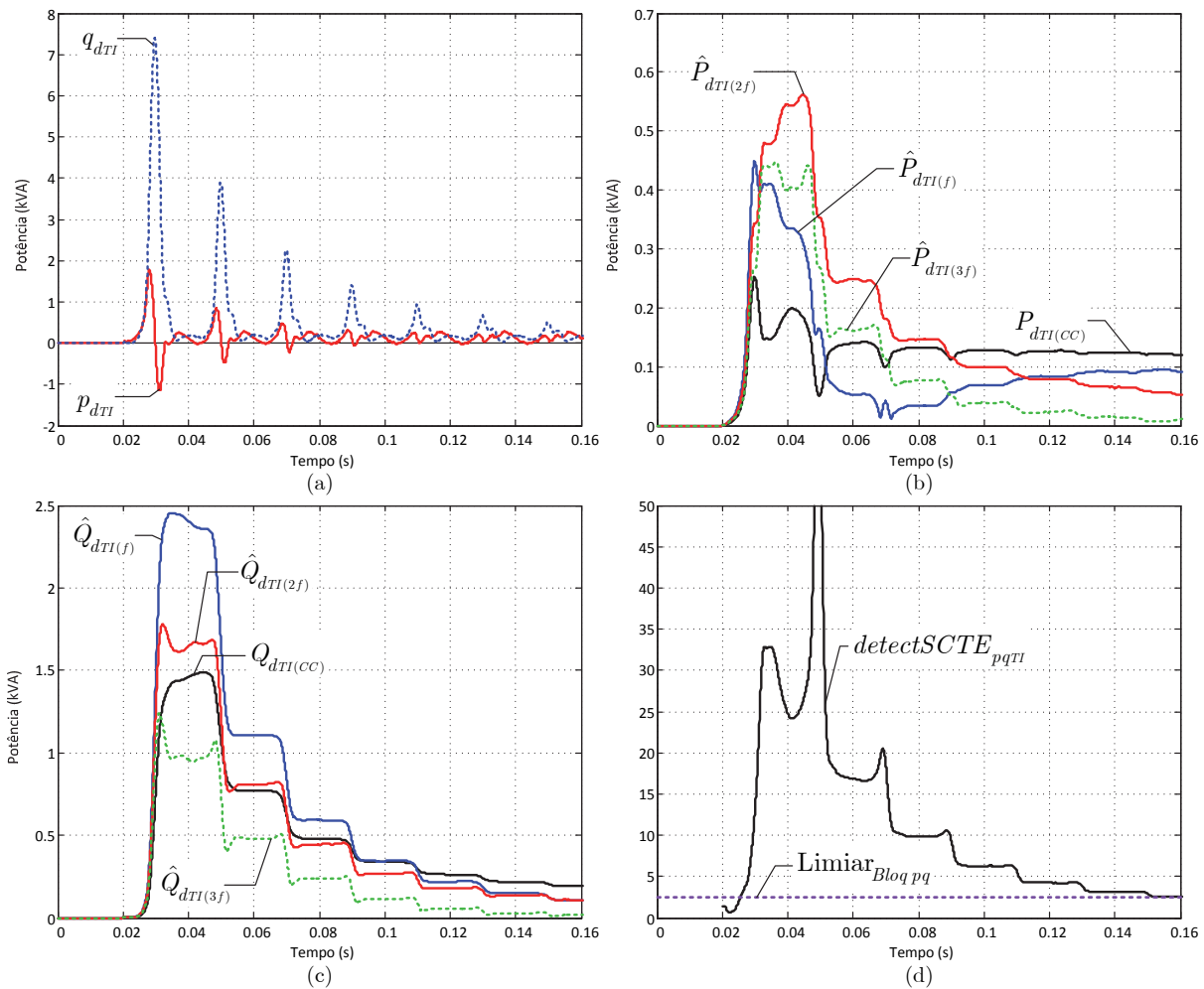


Fig. 5.79: Caracterização das potências instantâneas diferenciais durante o período transitório de ligação do transformador à rede: (a) evolução de  $p_d$  e  $q_d$ ; (b) conteúdo harmónico de  $p_d$ ; (c) conteúdo harmónico de  $q_d$ ; (d) sinal indicador de sobrecorrentes de excitação. Resultados experimentais; correntes medidas no secundário dos TI (referidas ao lado primário); mesmas condições da Fig. 5.9.

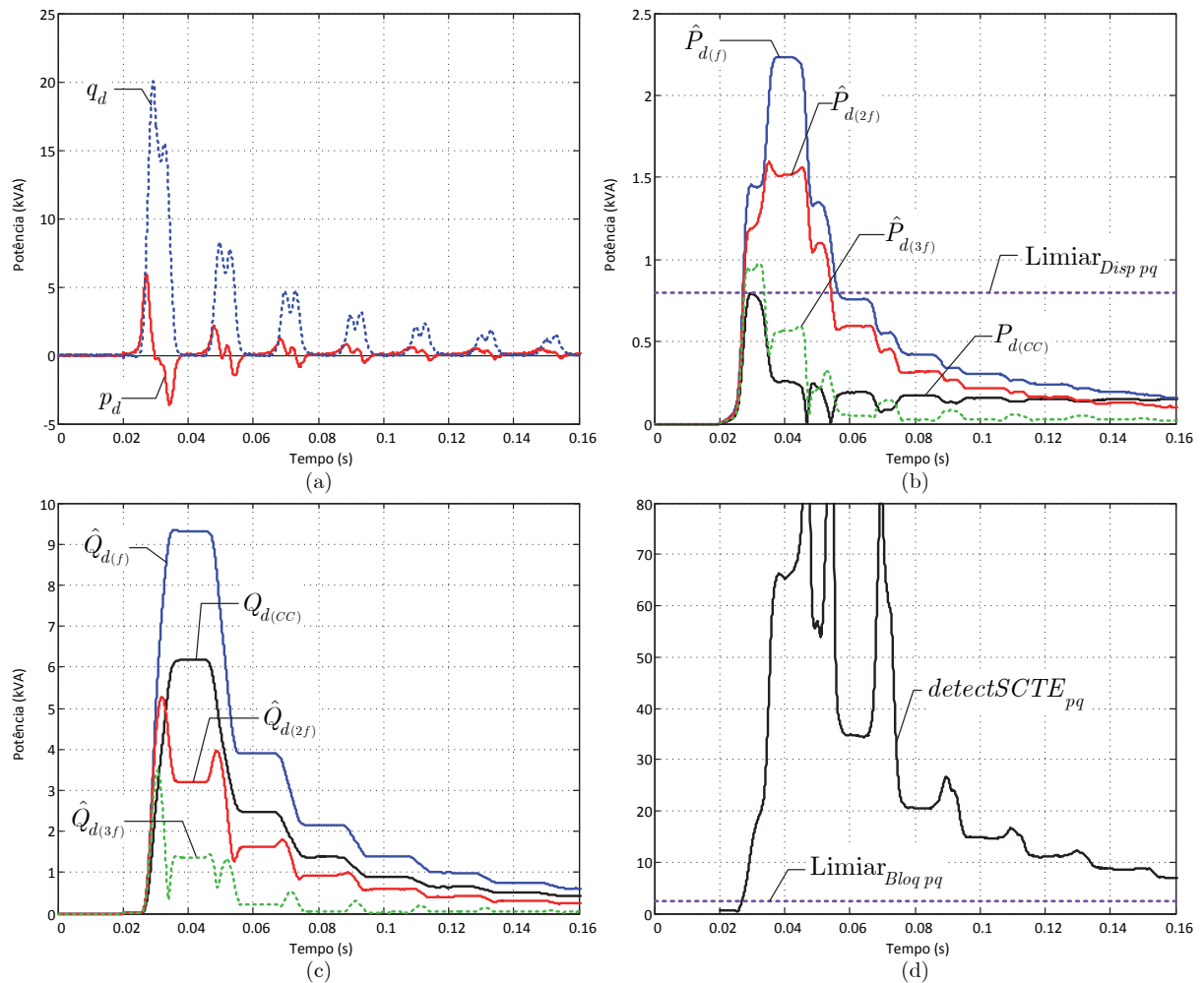


Fig. 5.80: Caracterização das potências instantâneas diferenciais durante o período transitório de ligação do transformador à rede: (a) evolução de  $p_d$  e  $q_d$ ; (b) conteúdo harmónico de  $p_d$ ; (c) conteúdo harmónico de  $q_d$ ; (d) sinal indicador de sobrecorrentes de excitação. Resultados experimentais; correntes medidas directamente nos condutores de linha; mesmas condições da Fig. 5.20.

A influência dos TI em regime de saturação severa é ilustrada nos resultados da Fig. 5.81. As formas de onda de  $p_d$  e  $q_d$  são agora de mais difícil caracterização. A potência instantânea diferencial activa praticamente não possui semiciclos negativos, resultando num maior valor médio, suficiente para activar o disparo do relé, Fig. 5.81(b). A inibição da operação da protecção é portanto indispensável.

Comparativamente com o caso da Fig. 5.80, o conteúdo harmónico de  $q_d$  é bastante atenuado: a componente contínua e a componente com frequência de 50 Hz decrescem quase quatro vezes; pelo contrário, a componente com frequência de 150 Hz mantém-se praticamente estável. A conjugação destes factores faz com que o sinal de bloqueio diminua de forma substancial, Fig. 5.81(d). Não obstante, mesmo nestas condições extremas, a

inibição do relé continua a ser efectuada, assegurando o correcto funcionamento do dispositivo de protecção, Fig. 5.82.

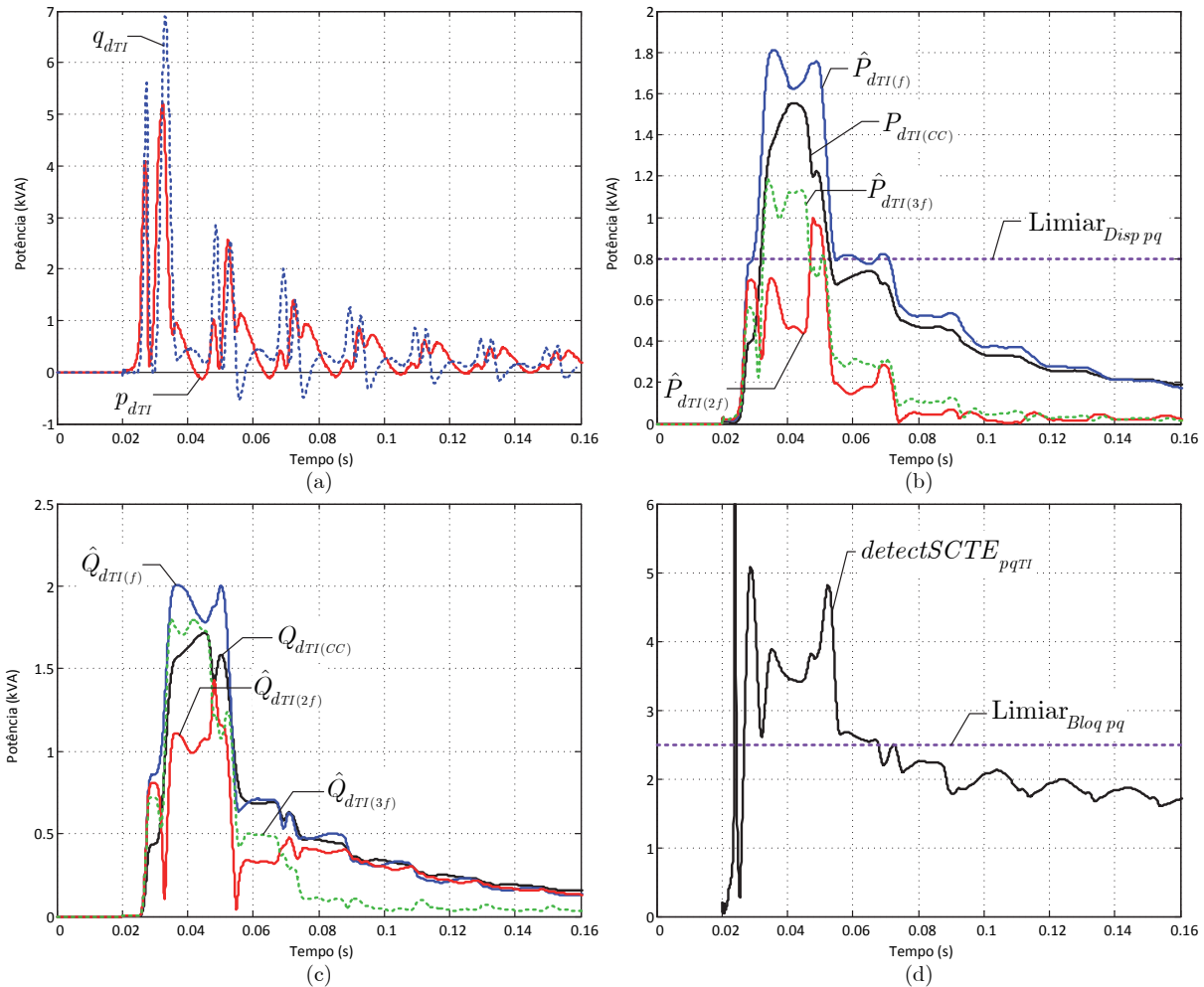


Fig. 5.81: Caracterização das potências instantâneas diferenciais durante o período transitório de ligação do transformador à rede: (a) evolução de  $p_d$  e  $q_d$ ; (b) conteúdo harmónico de  $p_d$ ; (c) conteúdo harmónico de  $q_d$ ; (d) sinal indicador de sobrecorrentes de excitação. Resultados experimentais; correntes medidas no secundário dos TI (referidas ao lado primário); mesmas condições da Fig. 5.20.

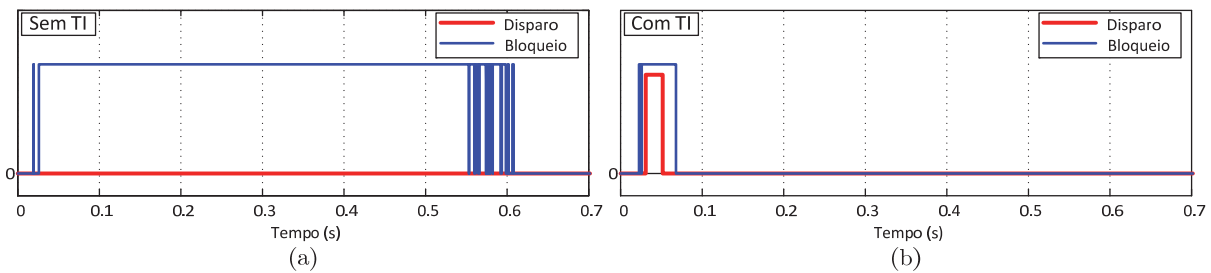


Fig. 5.82: Sinais de disparo e bloqueio do relé utilizando os sinais baseados na teoria p-q durante o período transitório de ligação do transformador à rede: (a) sem influência dos TI (referente aos resultados da Fig. 5.80); (b) com influência da saturação dos TI (referente aos resultados da Fig. 5.81).

Os resultados de outros ensaios e estudos de simulação, obtidos para diferentes condições de sobrecorrentes transitórias de excitação, conduzem a conclusões consistentes com as anteriormente referidas. É importante notar, no entanto, que o comportamento do sinal de bloqueio do relé é muito dependente da fidedignidade dos sinais provenientes dos TI, podendo existir casos onde a inibição do relé não é garantida.

#### 5.2.4 Ocorrência simultânea de sobrecorrente transitória de excitação e avaria interna

A Fig. 5.83 ilustra os resultados das potências instantâneas diferenciais referentes a um transitório de ligação à rede do transformador quando este se encontra numa condição defeituosa (74 espiras em curto-circuito e  $I_{xef} \approx 10$  A). Os efeitos da avaria e do transitório de magnetização do transformador, bastante combinados nas correntes diferenciais, são separados de forma quase perfeita nas potências instantâneas activa e reactiva, respectivamente, Fig. 5.83(a):

- a evolução da potência instantânea reactiva é muito similar àquela que ocorre durante o processo de ligação do transformador à rede, mas sem avaria (Fig. 5.78(a)). A principal diferença são os valores negativos que agora existem em  $q_d$  os quais são claramente provocados pela existência da avaria (Fig. 5.75(a)). O conteúdo harmónico de  $q_d$ , Fig. 5.83(c), é assim muito semelhante à ligação do transformador em condições normais, Fig. 5.78(c);
- pelo contrário, a potência instantânea activa possui uma evolução similar àquela que sucede quando ocorre somente a avaria (Fig. 5.75(a)), sendo neste caso a sobrecorrente de excitação responsável pelo surgimento de picos negativos na forma de onda de  $p_d$  (Fig. 5.78(a)).

O valor médio de  $p_d$  cresce rapidamente e ultrapassa o valor limite necessário para activar o relé, Fig. 5.83(b). No entanto, a discriminação entre a avaria e a condição de sobrecorrente de excitação não é imediata e a activação do relé permanece bloqueada durante cerca de 2 ciclos após o transformador defeituoso ser ligado. Os correspondentes sinais de activação e bloqueio do relé são ilustrados na Fig. 5.84(a).

A Fig. 5.85 mostra os resultados relativos às potências instantâneas diferenciais para a mesma condição de funcionamento, mas agora considerando um regime de saturação moderado dos TI. Não se verificam alterações significativas em relação à condição anterior.

Aliás, a saturação nos TI até favorece o desempenho do método de protecção, pois o relé permanece bloqueado um intervalo de tempo muito menor (cerca de 1 ms). Os respectivos sinais de bloqueio e activação são ilustrados na Fig. 5.84(b).

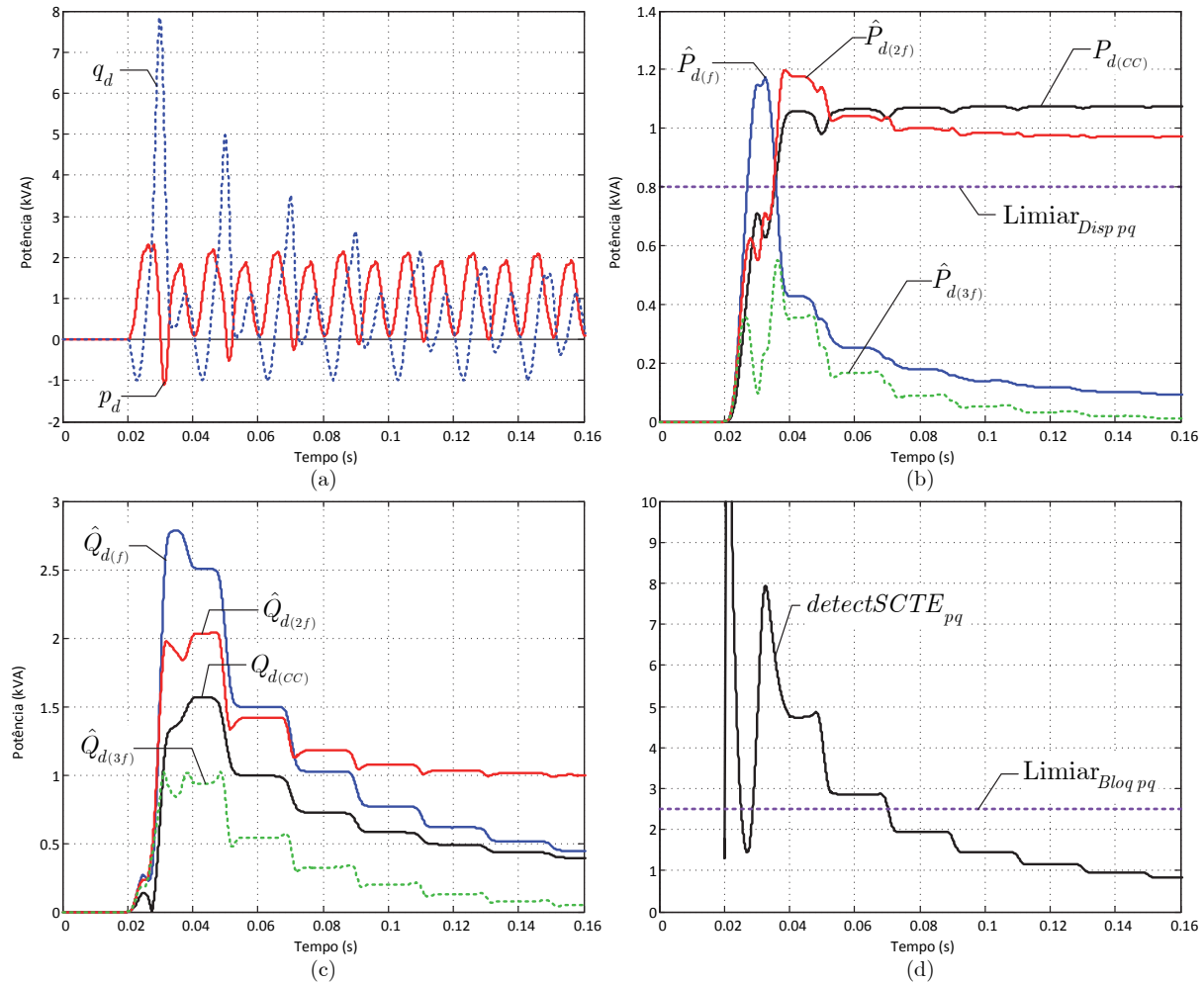


Fig. 5.83: Caracterização das potências instantâneas diferenciais durante o período transitório de ligação do transformador à rede com um enrolamento defeituoso: (a) evolução de  $p_d$  e  $q_d$ ; (b) conteúdo harmónico de  $p_d$ ; (c) conteúdo harmónico de  $q_d$ ; (d) sinal indicador de sobrecorrentes de excitação. Resultados experimentais; correntes medidas directamente nos condutores de linha; mesmas condições da Fig. 5.36.

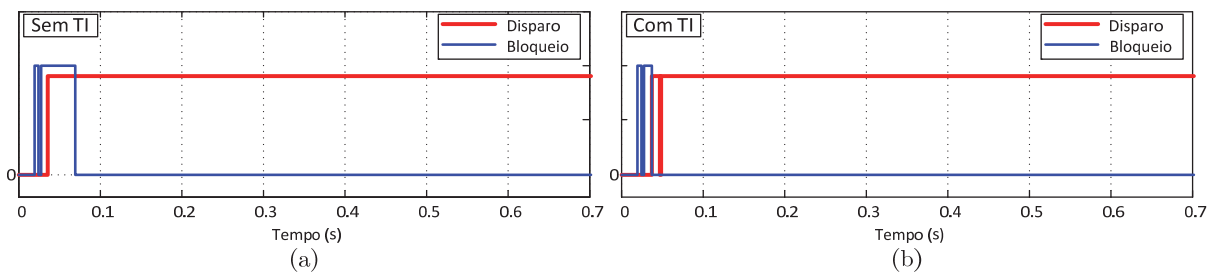


Fig. 5.84: Sinais de disparo e bloqueio do relé utilizando os sinais baseados na teoria p-q durante o período transitório de ligação do transformador à rede: (a) sem influência dos TI (referente aos resultados da Fig. 5.83); (b) com influência dos TI (referente aos resultados da Fig. 5.85).

À semelhança do método EPVA, também o método baseado na teoria p-q supera as limitações dos relés convencionais relativas ao bloqueio cruzado durante a ocorrência simultânea de uma avaria com sobrecorrentes transitórias de excitação. Com o método das potências o disparo da protecção é efectuado num intervalo de tempo relativamente curto, que diminui com a gravidade da avaria (recorde-se que com o bloqueio cruzado o relé pode ficar inibido de actuar durante todo o intervalo de tempo durante o qual ocorre a sobrecorrente transitória de excitação). De facto, também as potências instantâneas são grandezas inerentemente trifásicas, que englobam a informação contida nas três fases, permitindo uma resposta rápida do relé.

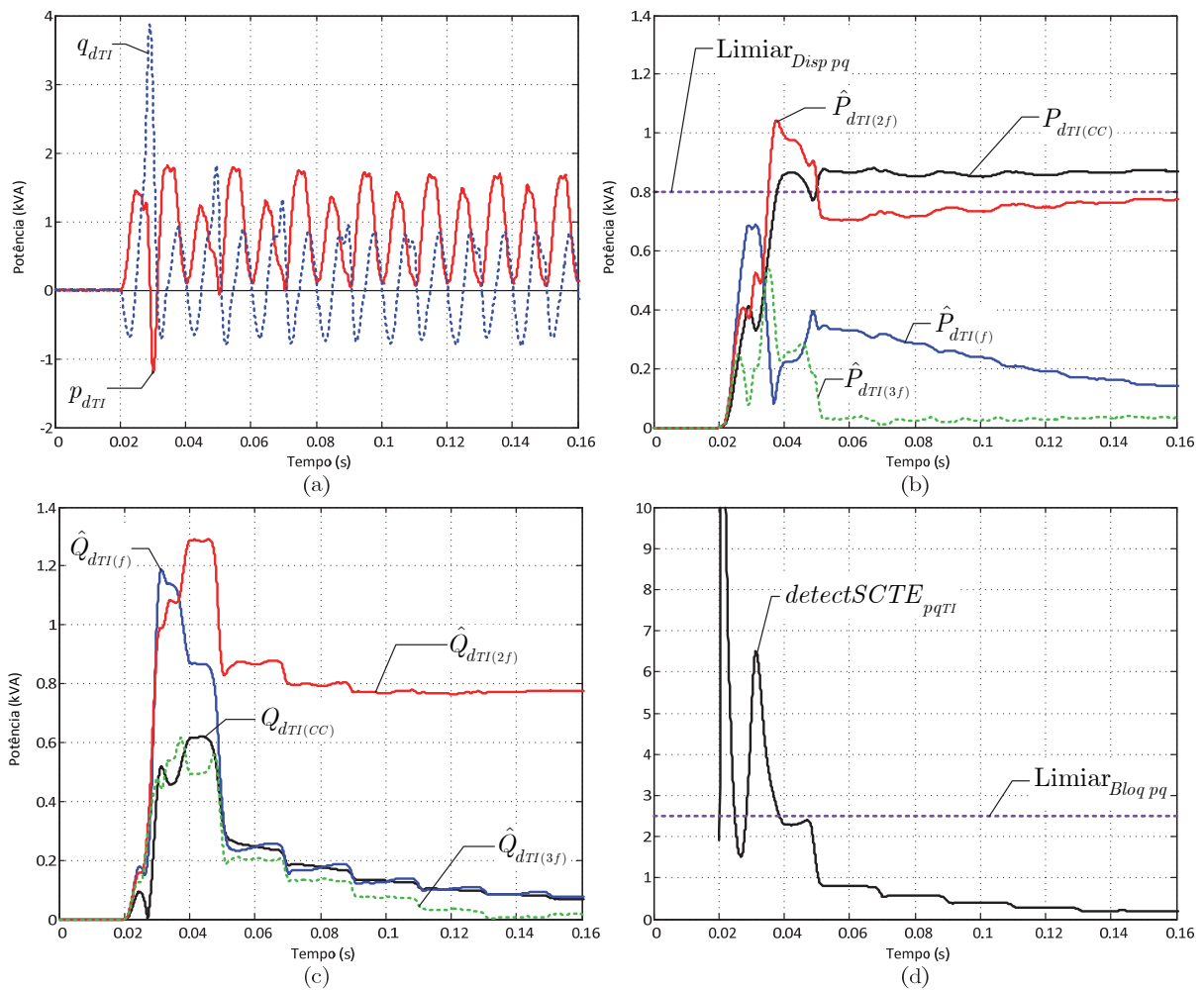


Fig. 5.85: Caracterização das potências instantâneas diferenciais durante o período transitório de ligação do transformador à rede com um enrolamento defeituoso: (a) evolução de  $p_d$  e  $q_d$ ; (b) conteúdo harmónico de  $p_d$ ; (c) conteúdo harmónico de  $q_d$ ; (d) sinal indicador de sobrecorrentes de excitação. Resultados experimentais; correntes medidas no secundário dos TI (referidas ao lado primário); mesmas condições da Fig. 5.36.

### 5.2.5 Discriminação entre avaria interna e externa

A técnica de protecção baseada na teoria p-q foi também testada para verificar qual o seu desempenho na discriminação entre avarias externas e internas. Na Fig. 5.86 ilustram-se os resultados da aplicação do método p-q ao caso já anteriormente analisado na Fig. 5.47 (onde ocorre uma avaria externa seguida de uma avaria interna). No caso da Fig. 5.86 assume-se que os TI reproduzem correctamente no seu enrolamento secundário as correntes de linha no transformador de potência.

O desequilíbrio provocado pela avaria externa origina oscilações com frequência fundamental de 100 Hz na potência instantânea diferencial activa. No entanto, o valor médio de  $p_d$  não sofre alterações significativas, Fig. 5.86(b), e o relé mantém-se estável na condição de avaria externa. Não se registam também modificações relevantes no conteúdo harmónico da potência instantânea reactiva, Fig. 5.86(c). Quando ocorre o curto-circuito entre espiras o indicador de avaria cresce rapidamente e ultrapassa o valor limiar necessário para disparar o relé. O sinal de disparo do relé não é inibido pelo sinal indicador de sobrecorrentes de excitação, Fig. 5.86(d).

O método de protecção baseado na teoria p-q é imune ao erro provocado na razão de transformação pelo CTEC, pois este erro é automaticamente cancelado quando se calcula a potência diferencial. Este facto constitui uma das principais vantagens deste método, pois permite obter uma maior sensibilidade na detecção do defeito, comparativamente com o método convencional das correntes diferenciais.

À semelhança do que sucede com as técnicas tradicionais, o método de protecção diferencial baseado na teoria p-q não proporciona bons resultados quando os TI operam em regime saturado. Na Fig. 5.87 considera-se este caso, sendo óbvia a incapacidade do indicador de avaria em distinguir a avaria externa da interna. Estas dificuldades foram também detectadas no método baseado na EPVA, tendo sido já mencionadas na secção 5.1.4 as possíveis soluções para este problema.

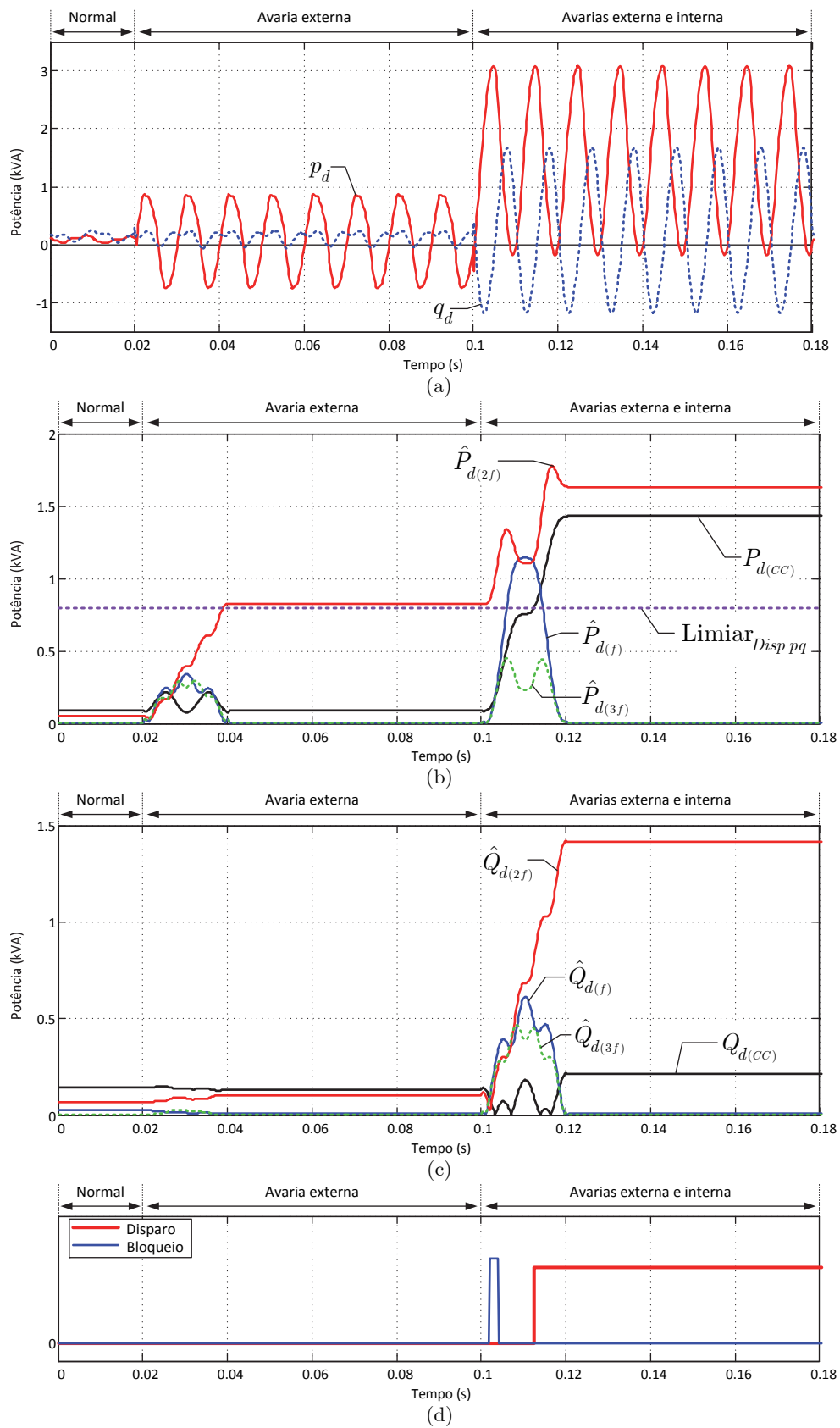


Fig. 5.86: Caso da ocorrência de uma avaria externa seguida de um curto-circuito entre espiras: (a) evolução de  $p_d$  e  $q_d$ ; (b) conteúdo harmónico de  $p_d$ ; (c) conteúdo harmónico de  $q_d$ ; (d) sinais de disparo e bloqueio do relé. Resultados de simulação, correntes medidas directamente nos condutores de linha; mesmas condições da Fig. 5.47.



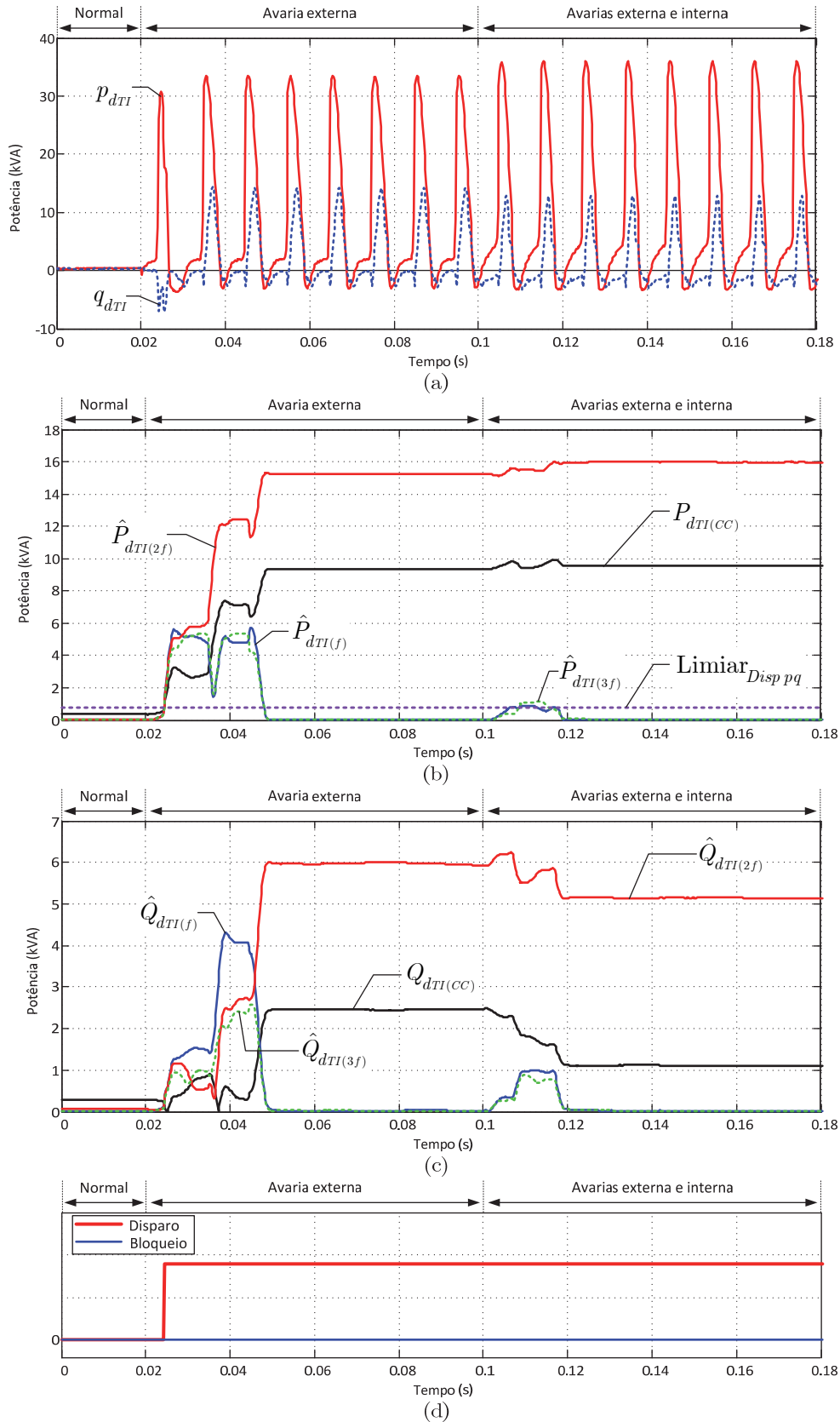


Fig. 5.87: Caso da ocorrência de uma avaria externa seguida de um curto-circuito entre espiras: (a) evolução de  $p_d$  e  $q_d$ ; (b) conteúdo harmónico de  $p_d$ ; (c) conteúdo harmónico de  $q_d$ ; (d) sinais de disparo e bloqueio do relé. Resultados de simulação, sinais calculados utilizando as correntes no secundário dos TI (referidas ao lado primário); mesmas condições da Fig. 5.49.

### 5.2.6 Perturbações na tensão de alimentação

A utilização da teoria p-q para detectar perturbações nas tensões de alimentação poderá considerar-se algo descabida, pois essa função é efectuada de forma muito mais apropriada utilizando os próprios sinais das tensões. Não obstante, o método das potências instantâneas permite ainda assim diferenciar entre a condição de avaria e perturbações na alimentação. A Fig. 5.88 ilustra o caso de uma sobretensão seguida de um curto-circuito entre seis espiras no enrolamento primário da fase R.

A sobretensão provoca naturalmente um aumento das potências instantâneas activa e reactiva, Fig. 5.88(a). A principal alteração acontece no valor médio de  $q_d$ , Fig. 5.88(c). As perdas no ferro, aproximadamente iguais a  $P_{d(CC)}$ , também aumentam, mas moderadamente, conforme ilustrado na Fig. 5.88(b), sem atingir, porém, o valor limite necessário para activar o relé. O sinal  $detectSCTE_{pq}$  identifica correctamente as sobrecorrentes de excitação, provocadas pela sobretensão, e bloqueia o relé, Fig. 5.88(d) e Fig. 5.88(e).

Quando ocorre a avaria o comportamento das potências instantâneas é idêntico àquele que se verifica quando a sobretensão não está presente, resultando na correcta activação do relé.

O método de protecção baseado na teoria p-q opera também correctamente quando sucedem cavas de tensão. A Fig. 5.89 ilustra os parâmetros mais relevantes associados às potências instantâneas durante uma cava de tensão simétrica (caso já anteriormente analisado, Fig. 5.69). Verifica-se que o relé inibe correctamente a operação do relé durante a recuperação da cava.

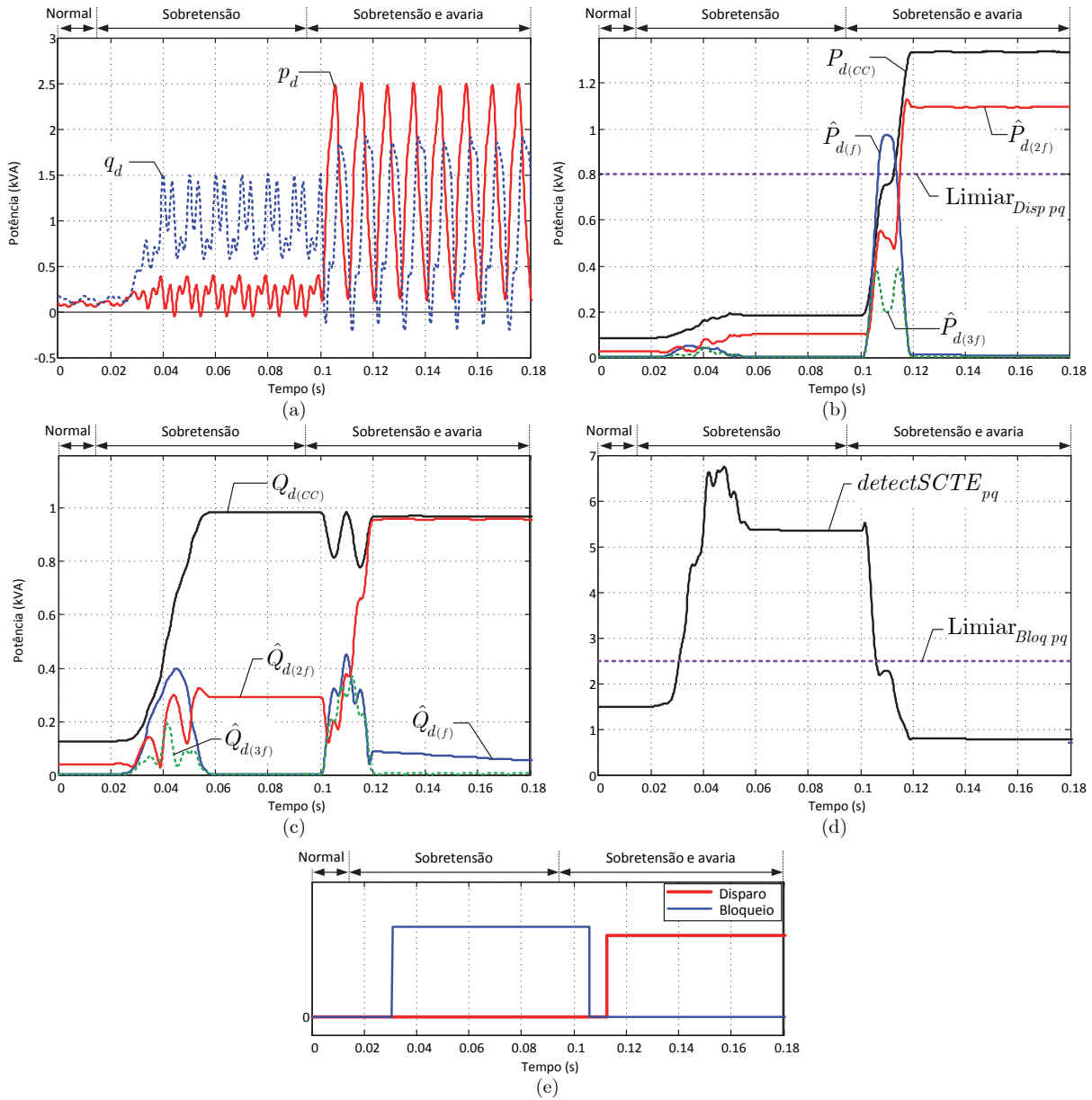


Fig. 5.88: Sobretensão simétrica seguida de avaria: (a) evolução de  $p_d$  e  $q_d$ ; (b) conteúdo harmónico de  $p_d$ ; (c) conteúdo harmónico de  $q_d$ ; (d) sinal indicador de sobrecorrentes de excitação; (e) sinais de disparo e bloqueio do relé. Resultados de simulação; mesmas condições da Fig. 5.61.

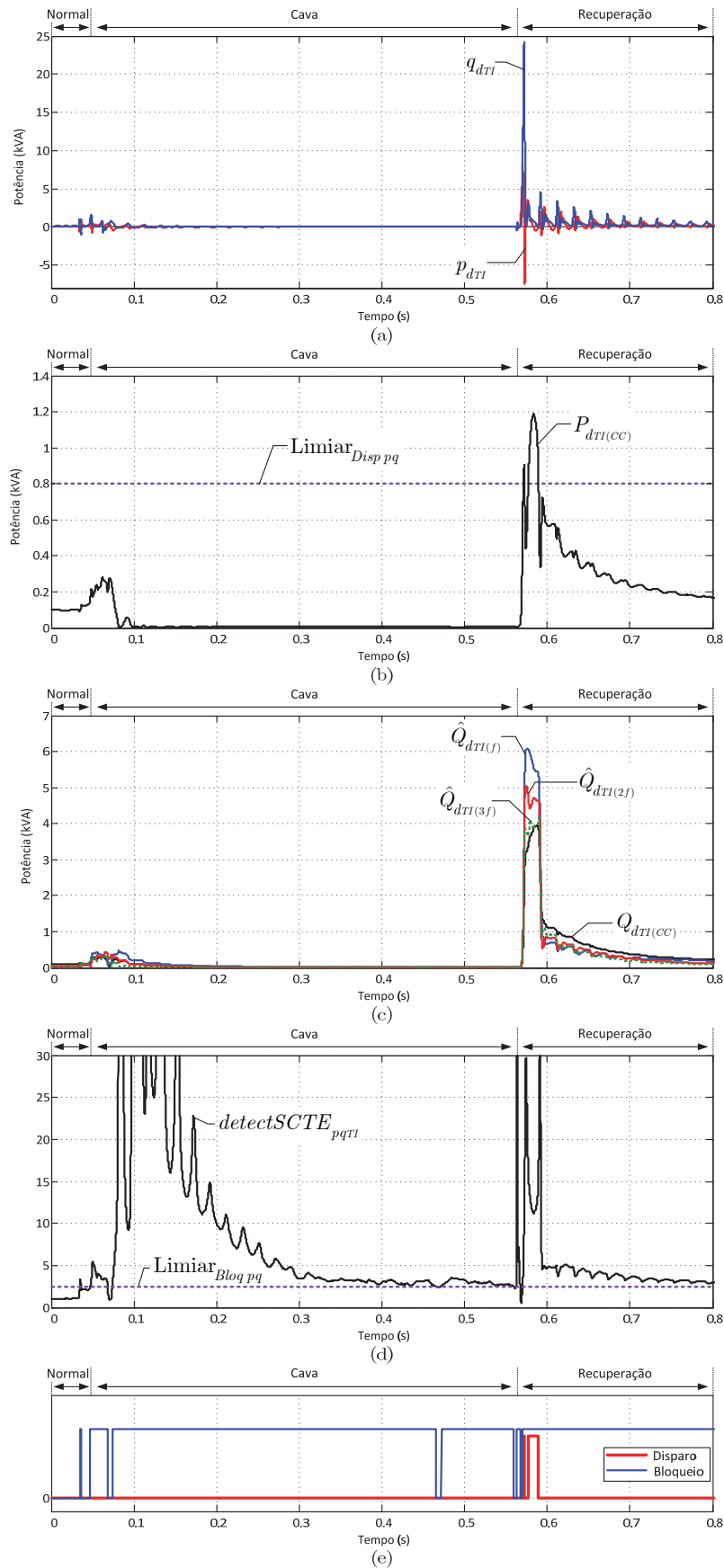


Fig. 5.89: Cava de tensão simétrica, com desfasamento nas transições: (a) evolução de  $p_d$  e  $q_d$ ; (b) evolução de  $P_{d(CC)}$ ; (c) conteúdo harmónico de  $q_d$ ; (d) sinal indicador de sobrecorrentes de excitação; (e) sinais de disparo e bloqueio do relé. Resultados experimentais; mesmas condições da Fig. 5.69.

### 5.3 Comparação dos métodos de protecção: EPVA versus teoria p-q

Os dois métodos de protecção propostos proporcionam bons resultados na detecção de avarias e na discriminação entre esta situação e outras condições de funcionamento consideradas normais. Os métodos podem ser comparados segundo os seguintes critérios:

- *Aplicabilidade:* o método de protecção baseado na teoria p-q requer a medição dos sinais das tensões, não sendo possível aplicar o método caso não estejam disponíveis os respectivos transformadores de tensão. No entanto, estes dispositivos têm vindo a ser gradualmente introduzidos nos sistemas eléctricos de energia, no sentido de aumentar a capacidade de monitorização, automatização e controlo da rede. É assim expectável que esta não constitua no futuro uma desvantagem significativa para aplicação do método de protecção baseado nas potências instantâneas diferenciais. O método baseado no EPVA não apresenta esta limitação, sendo facilmente integrável em qualquer relé numérico de protecção diferencial.
- *Sensibilidade na detecção da avaria:* O método EPVA é cerca de três vezes mais sensível na detecção da avaria que o método baseado na teoria p-q<sup>11</sup>. Este último apresenta aproximadamente a mesma sensibilidade que o método convencional das correntes diferenciais.
- *Discriminação entre condição de avaria e sobrecorrentes transitórias de excitação:* Ambos os métodos distinguem correctamente entre a condição de avaria e a ocorrência de sobrecorrentes de ligação, inibindo a acção do relé neste último caso (desde que o relé receba os sinais dos TI sem erros substanciais). A presença de correntes diferenciais com reduzida percentagem de segundo harmónico não influencia o desempenho dos dois métodos. A detecção de avarias que ocorrem em simultâneo com as sobrecorrentes de excitação é também identificada com sucesso pelos dois métodos.
- *Discriminação entre avaria externa e interna:* Também neste caso ambos os métodos diferenciam correctamente estas condições, desde que os TI forneçam sinais fidedignos.

---

<sup>11</sup> Devido à sua menor sensibilidade na detecção dos defeitos o método baseado na teoria p-q não é adequado para a detecção de avarias incipientes, não tendo por isso sido proposto no Capítulo 4 para integração no sistema de monitorização e diagnóstico.

- *Influência da saturação dos TI:* À semelhança do que sucede com o método convencional das correntes diferenciais, ambos os métodos de protecção propostos são influenciados pelo comportamento dos TI, não discriminando entre avarias externas e internas, caso os TI operem em regime saturado. Adicionalmente, o método baseado na teoria p-q é particularmente sensível a condições de saturação extrema dos TI durante as sobrecorrentes de excitação, podendo não garantir nestes casos a inibição do disparo do relé. Neste aspecto o método baseado no módulo de Vector de Park é mais estável.
- *Influência do erro na razão de transformação introduzido pelo comutador de tensão:* O método baseado na teoria p-q é imune a estes erros. Pelo contrário, o método de protecção baseado no Vector de Park das correntes diferenciais é afectado por este erro, resultando numa perda de sensibilidade do relé. Esta limitação pode ser minimizada com a utilização dos sinais relativos à posição do comutador ou à tensão de entrada e saída do transformador.

O método de protecção baseado na análise do módulo do Vector de Park substitui com vantagem a técnica convencional das correntes diferenciais, podendo assim funcionar autonomamente. Existe obviamente a possibilidade de utilizar o método EPVA em conjunto com o método tradicional; neste caso os critérios de decisão terão de ser definidos cuidadosamente, devido aos conflitos que ocorrerão nalguns processos de activação/bloqueio do relé. Esta situação é particularmente importante quando ocorre uma avaria em simultâneo com uma sobrecorrente transitória de excitação, onde a filosofia monofásica do método convencional pode levar à incorrecta inibição do relé, situação que não sucede com o método EPVA.

Devido à maior sensibilidade perante a saturação severa dos TI o método de protecção baseado na teoria p-q pode apresentar problemas de estabilidade durante as sobrecorrentes transitórias de excitação. Esta limitação dificulta a sua utilização como método de protecção autónomo, podendo no entanto servir de complemento para a técnica tradicional ou para o método baseado no EPVA. Este último caso será abordado de seguida.

## 5.4 Método híbrido EPVA/p-q

A utilização conjunta do método EPVA e do método baseado na teoria p-q não apresenta à partida critérios de decisão conflituosos entre si. A conjugação dos dois métodos apresenta as seguintes vantagens:

- O aproveitamento da melhor sensibilidade do método EPVA na detecção de avarias incipientes (critério de actuação baseado na componente com frequência  $2f$  do módulo do Vector de Park).
- Imunidade do método p-q em relação a erros da razão de transformação provocados pelo comutador de tensão. Os sinais das tensões são também utilizados para minimizar a influência deste erro no método EPVA.
- Segurança adicional na detecção das sobrecorrentes transitórias de excitação, pois estas são identificadas utilizando os critérios fornecidos pelos dois métodos.

A representação esquemática para um possível processo do sistema de protecção é ilustrada no fluxograma da Fig. 5.90. Optou-se por utilizar no início do processo uma protecção irrestrita, por forma a detectar rapidamente avarias de extrema severidade que coloquem a integridade do transformador imediatamente em risco. Os indicadores de avaria e bloqueio são depois processados, sendo o sinal de disparo apenas activado se o sinal de inibição não for emitido.

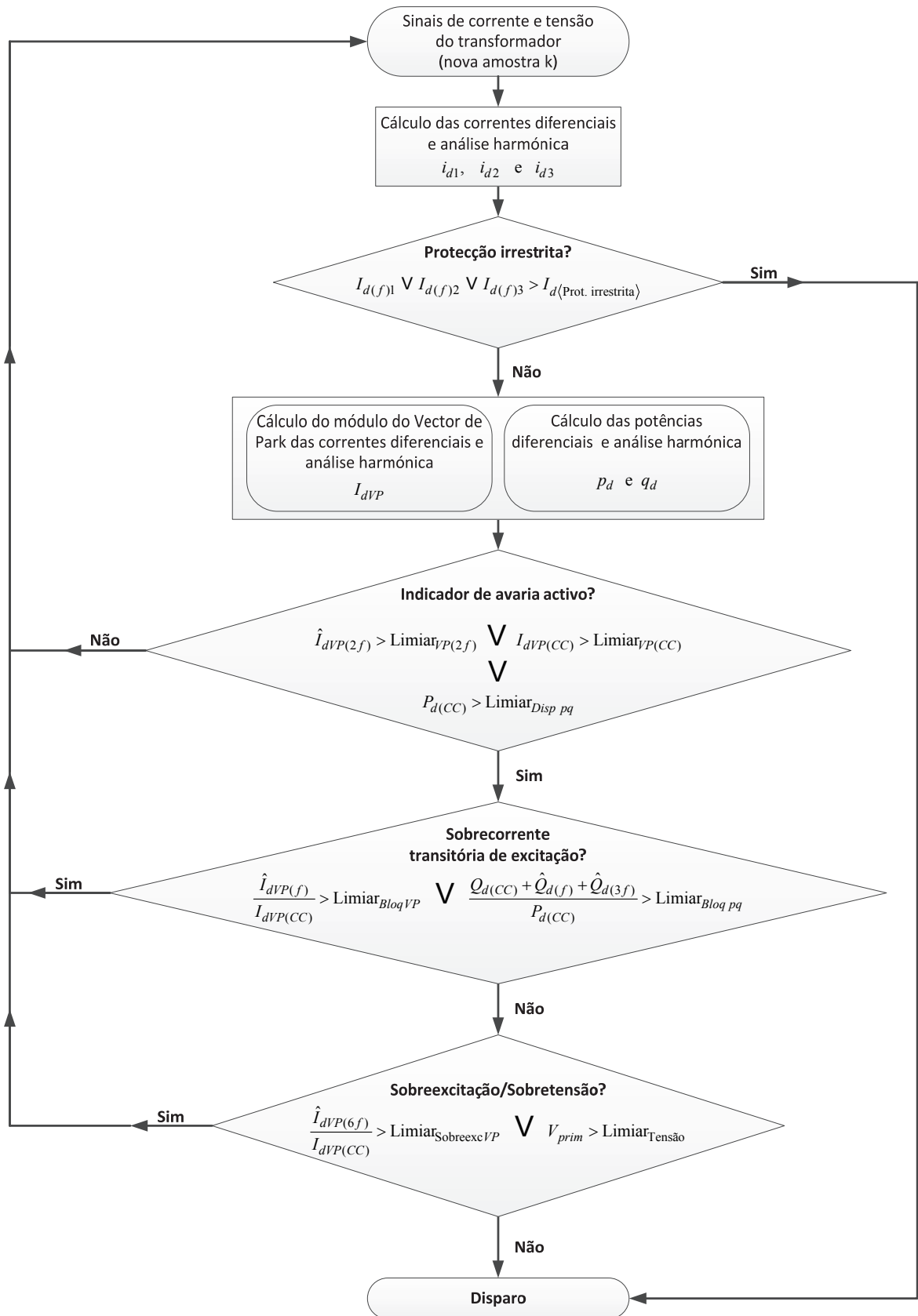


Fig. 5.90: Fluxograma com a representação esquemática do método de protecção híbrido EPVA/p-q.



## 5.5 Síntese

Neste capítulo foram propostos dois novos métodos para utilização em sistemas de protecção de transformadores. Ambos os métodos são baseados na aplicação da teoria dos vectores espaciais. O primeiro utiliza a análise do conteúdo harmónico do módulo do Vector de Park para detectar a condição de avaria. O outro método emprega a teoria das potências instantâneas (teoria p-q) para identificar o defeito. Os dois métodos conseguem distinguir correctamente entre a situação de avaria e outras condições de funcionamento consideradas normais ou que não ocorrem dentro da zona de protecção, como as sobrecorrentes transitórias de excitação, perturbações na alimentação ou avarias externas. Foram propostos para cada um dos métodos vários índices que permitem efectuar esta discriminação. Ambos os métodos não são afectados pela reduzida percentagem do segundo harmónico nas correntes diferenciais, situação que provoca o mau funcionamento do tradicional bloqueio harmónico utilizado para inibir a acção do relé durante as sobrecorrentes transitórias de excitação. Outra vantagem dos métodos propostos é a rapidez de actuação quando ocorre simultaneamente uma avaria e sobrecorrentes de excitação. Nestes casos o método EPVA e o método baseado na teoria p-q, por serem baseados em grandezas e critérios inerentemente trifásicos, conseguem detectar rapidamente a avaria, ao contrário do método convencional, onde o bloqueio harmónico cruzado entre as fases pode impedir uma protecção efectiva do transformador.

O método baseado na teoria p-q revela uma menor imunidade à saturação severa dos TI, o que pode levantar alguns problemas de estabilidade durante a ocorrência de sobrecorrentes transitórias de excitação. A utilização autónoma deste método não é assim aconselhada, podendo no entanto ser utilizado conjuntamente com o método tradicional ou com o método EPVA.

As vantagens dos dois métodos podem ainda ser conjugadas, resultado num método híbrido corrente/potência. A estratégia de implementação deste método foi também sugerida.

# Capítulo 6

## Conclusões e trabalho futuro

O trabalho apresentado nesta dissertação teve como principal objectivo o desenvolvimento de novos métodos para a detecção de avarias em transformadores trifásicos. Pretendeu-se que os métodos propostos pudessem ser utilizados em sistemas de monitorização contínua de baixo custo, integrando as funções de monitorização e diagnóstico nos próprios dispositivos de protecção dos transformadores. Neste contexto, foram utilizados os sinais monitorizados pelos modernos relés numéricos numa estratégia *dois-em-um*:

- implementar estratégias de monitorização e diagnóstico, onde é utilizada uma malha mais fina na detecção do defeito, com o propósito de maximizar a sensibilidade do método e identificar a avaria numa fase ainda incipiente;
- efectuar a activação do dispositivo de protecção fazendo uso da mesma informação já utilizada no sistema de monitorização e diagnóstico, mas adaptando-a por forma a garantir as exigências de dependabilidade e segurança requeridas pela generalidade dos sistemas de protecção.

Aproveitam-se assim as funcionalidades já existentes nos modernos relés numéricos, conseguindo obter-se um sistema de diagnóstico e protecção de baixo custo, comparativamente com os equipamentos dedicados de monitorização contínua, o que possibilita a sua utilização num muito maior número de unidades, contribuindo para o aumento dos níveis de disponibilidade e fiabilidade da rede eléctrica.

A investigação em qualquer uma destas vertentes (protecção/diagnóstico) requer um conhecimento detalhado sobre a origem, evolução e consequência das avarias, principalmente aquelas que se referem a defeitos no isolamento dos enrolamentos, pois são estas as mais frequentes e as que contribuem para um maior período de indisponibilidade do equipamento. Este constituiu assim o ponto de partida deste trabalho, tendo sido desenvolvido um modelo computacional do transformador de potência, por forma a permitir analisar o seu comportamento para várias condições de funcionamento, onde se incluem perturbações e anomalias internas e externas. Utilizou-se um modelo circuital, de parâmetros concentrados, que se baseia na análise combinada dos circuitos magnético e eléctrico equivalentes. Este modelo permite modificar, através de simples reformulações das equações do circuito eléctrico equivalente, o número de enrolamentos e as suas respectivas ligações. Esta é uma condição fundamental para analisar o funcionamento do transformador durante uma condição de avaria. Adicionalmente, o modelo toma em consideração a assimetria e a não-linearidade do núcleo magnético, aspectos essenciais para estudar os fenómenos transitórios que ocorrem na rede eléctrica e perturbam a identificação das avarias.

Todos os parâmetros do modelo foram determinados através de ensaios experimentais, sendo apresentadas e discutidas as respectivas metodologias para a sua obtenção. Destaca-se neste contexto o trabalho desenvolvido para a caracterização do núcleo ferromagnético e a indutância de fugas:

- a correcta determinação da curva de magnetização do material ferromagnético é essencial para que o desempenho do modelo seja satisfatório, particularmente na análise de fenómenos com regimes de saturação severa, nomeadamente o estudo das sobrecorrentes transitórias de ligação. A curva de magnetização para regimes de saturação intensa foi obtida com recurso a ensaios experimentais em regime transitório, o que exigiu o desenvolvimento de protótipos laboratoriais para controlar o ângulo de comutação da tensão aplicada ao transformador;
- a localização e severidade da avaria afectam significativamente a indutância de fugas dos enrolamentos do transformador e, conseqüentemente, o desempenho do modelo computacional. Foi desenvolvida uma fórmula analítica que permite determinar e caracterizar a indutância de fugas em função das propriedades da avaria. Efectuou-se a validação do método de cálculo com recurso a resultados experimentais e a resultados de simulação computacional obtidos com um modelo de elementos finitos.

Esta análise permitiu também caracterizar de forma bastante detalhada a evolução da avaria, concluindo-se que existem situações onde a variação da indutância de fugas pode contrariar a natural progressão do defeito. Foi também adoptado um circuito eléctrico equivalente que permite representar os fenómenos associados ao fluxo de fugas do transformador na condição de avaria.

Foi ainda desenvolvido um modelo computacional para os transformadores de corrente, por forma a verificar qual a influência dos erros provocados por estes equipamentos nos métodos de detecção de avaria.

O desempenho dos modelos computacionais foi validado com recurso a resultados experimentais, os quais se encontram, globalmente, em boa concordância com os resultados de simulação, confirmando a adequabilidade do modelo para este tipo de estudos e a razoabilidade das hipóteses simplificativas adoptadas. A obtenção dos resultados experimentais requereu o desenvolvimento de vários circuitos de electrónica de potência, por forma a controlar a característica intermitente do arco eléctrico, resultante do defeito de isolamento, o instante da ocorrência da avaria e o instante de ligação do transformador à rede. Foram ainda realizados e implementados protótipos laboratoriais para medição de tensões e correntes.

Foram propostos dois métodos para a detecção de avarias, utilizando-se em ambos os conceitos de grandeza diferencial e vectores espaciais:

- o método EPVA: este método identifica a avaria detectando alterações na amplitude da componente contínua e da componente alternada com frequência  $2f$  do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais. A referida componente alternada oferece uma maior sensibilidade na detecção do defeito, aproximadamente três vezes superior àquela que se obtém com a análise directa das correntes diferenciais. A componente contínua do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais, tendo uma sensibilidade menor na detecção de defeitos incipientes, permite detectar avarias simétricas (que ocorram simultaneamente nas três fases), as quais possuem provavelmente um maior grau de severidade.

Devido à sua maior sensibilidade na detecção das avarias o método mostrou-se viável para integração em sistemas de monitorização e diagnóstico e nos algoritmos de protecção do transformador. Nestes últimos é também imprescindível discriminar de

forma rápida entre a avaria e outras condições de funcionamento consideradas normais. Esta função é também efectuada através da análise do conteúdo harmónico do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais:

- as sobrecorrentes transitórias de excitação são detectadas utilizando a componente alternada com frequência  $f$  do módulo do Vector de Park das correntes diferenciais. A utilização da razão  $\hat{I}_{dVP(f)}/I_{dVP(CC)}$  permite identificar a ocorrência deste fenómeno, mantendo a sensibilidade na detecção de avarias, situação particularmente importante quando se coloca em serviço um transformador defeituoso. O método não é afectado pelo valor reduzido da percentagem do segundo harmónico das correntes diferenciais, ultrapassando assim a principal limitação do método convencional;
- o método EPVA consegue também distinguir entre a condição de avaria e outras perturbações, como avarias externas, sobretensões ou cavas de tensão;
- método baseado na teoria p-q: este método combina os conceitos de potência diferencial e de potências instantâneas (teoria p-q). A análise das grandezas resultantes, as potências instantâneas diferenciais activa e reactiva, permite detectar a avaria e distinguir a sua ocorrência de outras perturbações. A filosofia do método é bastante simples: o aumento das perdas internas provocado pela ocorrência da avaria afecta a potência diferencial activa e os fenómenos relativos à magnetização do transformador alteram o comportamento da potência diferencial reactiva. Verificou-se que o valor médio da potência instantânea diferencial activa é um indicador fiável da ocorrência de avaria. Para reconhecer a existência de sobrecorrentes de excitação, transitórias ou permanentes, utilizou-se o conteúdo harmónico da potência instantânea diferencial reactiva. O método baseado na teoria p-q possui no entanto uma menor sensibilidade para a detecção de avarias, comparativamente com o método EPVA. Esta característica torna pouco viável a sua utilização como método de monitorização e diagnóstico, que exige a identificação dos defeitos ainda num estado precoce do seu desenvolvimento.

O desempenho dos dois métodos depende obviamente da fidedignidade dos sinais provenientes dos TI. Neste aspecto o método baseado na teoria p-q é bastante mais vulnerável do que o método EPVA, podendo não garantir em situações extremas a segurança

de actuação do relé. Este problema impede a sua utilização como método de protecção autónomo, podendo ser utilizado em paralelo com a técnica tradicional ou com o método baseado no EPVA.

Os dois métodos de protecção foram submetidos a um vasto número de testes, para diferentes condições de funcionamento do transformador, severidade e localização da avaria, transitórios de ligação e perturbações na alimentação. Para o efeito foram utilizados resultados experimentais, obtidos no laboratório, resultados de simulação e, sempre que possível, resultados obtidos em condições reais de funcionamento, gravados por registadores automáticos de anomalias na rede eléctrica.

Finalmente, foi também sugerido um método híbrido corrente-potência que conjuga as características dos dois métodos anteriormente desenvolvidos.

Para trabalho futuro, sugerem-se quatro áreas que este estudo não abordou e onde se perspectivam oportunidades para prosseguir a investigação:

- mitigar os efeitos da saturação dos TI nos métodos de protecção: a principal lacuna dos métodos de protecção propostos é a sua vulnerabilidade perante as condições de saturação dos TI, com a correspondente distorção dos sinais de entrada do relé. Esta distorção pode ser detectada e corrigida, utilizando técnicas avançadas de processamento de sinal e/ou de inteligência artificial, podendo daí advir uma melhoria significativa do desempenho dos relés nestas condições de funcionamento. Será também de todo o interesse analisar o comportamento dos métodos de detecção quando os sinais das correntes são obtidos através da utilização de sensores de corrente ópticos ou de bobinas de Rogowski. A linearidade destes dispositivos poderá contribuir para aumentar a sensibilidade na detecção da avaria, factor particularmente importante no sistema de monitorização e diagnóstico.
- utilização de outras técnicas de processamento de sinal: os métodos propostos dependem da análise espectral efectuada através da aplicação da tradicional transformada discreta de Fourier. A DFT poderá revelar-se uma ferramenta inadequada para analisar as grandezas eléctricas com natureza não-periódica durante a ocorrência de transitórios na rede eléctrica. A utilização de técnicas avançadas de processamento de sinal, nomeadamente a transformada *wavelet*, poderá trazer uma

maior sensibilidade aos métodos de detecção de avaria propostos. Este aspecto é particularmente importante para conseguir detectar avarias intermitentes;

- diagnóstico de avarias com base no fluxo de fugas: neste trabalho foi efectuada a caracterização da variação da indutância de fugas em função da localização e severidade da avaria. Esta informação pode também ser utilizada para detectar alterações nos enrolamentos do transformador. A monitorização contínua do fluxo de fugas, através da utilização de sensores adequados ou através das grandezas eléctricas mensuráveis aos terminais do transformador, é assim outro método de diagnóstico que poderá contribuir para um melhor conhecimento da condição do transformador;
- combinação de vários métodos de detecção de avaria: a conjugação de vários métodos poderia melhorar a fiabilidade dos sistemas de protecção. No entanto, a possível existência de decisões contraditórias entre os vários métodos levanta problemas de segurança no funcionamento do sistema de protecção. Neste contexto a utilização da lógica difusa pode constituir uma boa solução para deste problema.

## Referências

- [1] F. Uppenborn: "*History of the transformer*", E. & F. N. Spon, London, 1889.
- [2] A. A. Halacsy, G. H. Von Fuchs: "Transformer invented 75 years ago", *AIEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. 80, No. 54, pp. 121-125, 1961.
- [3] C. C. Carvalho: "*Transformadores*", AEFEP, 1983.
- [4] A. J. Marques Cardoso, L. M. R. Oliveira, N. Gameiro, P. M. M. G. Veloso: "Diagnóstico de avarias em transformadores trifásicos", *Anais da Engenharia e Tecnologia Electrotécnica*, vol. 6, pp. 9-12, 1998.
- [5] Electrical Review: "Fit club for transformers!", *Electrical Review*, vol. 244, No. 5, pp. 24-25, 2011.
- [6] T. Westman, P. Lorin, P. A. Ammann: "Fit at 50", *ABB Review*, vol. 1/2010, pp. 63-69, 2010.
- [7] V. V. Sokolov: "Considerations on power transformer condition-based maintenance", *Proc. EPRI Substation Equipment Diagnostic Conference*, New Orleans, 2000.
- [8] M. Wang, A. J. Vandermaar: "Review of condition assessment of power transformers in service", *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 1, No. 6, pp. 12-25, 2002.
- [9] C. Bengtsson: "Status and trends in transformer monitoring", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 11, No. 3, pp. 1379-1384, 1996.
- [10] A. J. Marques Cardoso: "*Diagnóstico de avarias em motores de indução trifásicos*", Coimbra Editora, Coimbra, 1991.
- [11] Electrical Training Association: "*Power System Protection, Vol. 1: Principles and Components*", London, The Institution of Electrical Engineers, 1981.
- [12] A. J. Marques Cardoso: "The Park's Vector Approach: A general tool for diagnostics of electrical machines, power electronics and adjustable speed drives", *Record of the 1997 IEEE International Symposium on Diagnostics for Electrical Machines, Power Electronics and Drives*, Carry-le-Rouet, France, 1997.



- [13] L. M. R. Oliveira: "Desenvolvimento e implementação de um modelo computacional para o estudo de avarias nos enrolamentos de transformadores trifásicos – Abordagem a um novo método de diagnóstico", Tese de Mestrado, Universidade de Coimbra, 2001.
- [14] S. M. A. Cruz, A. J. M Cardoso: "Rotor cage fault diagnosis in three-phase induction motors, by Extended Park's Vector Approach", *Electric Machines and Power Systems*, vol. 28, No. 4, pp. 289-299, April 2000.
- [15] S. M. A. Cruz, A. J. M Cardoso: "Diagnosis of the multiple induction motor faults using Extended Park's Vector Approach", *International Journal of COMADEM*, vol. 4, No. 1, pp. 19-25, January 2001.
- [16] S. M. A. Cruz, A. J. M Cardoso: "Stator winding fault diagnosis in three-phase synchronous and asynchronous motors, by the Extended Park's Vector Approach", *IEEE Trans. Industry Applications*, vol. 37, No. 5, pp. 1227-1233, September 2001.
- [17] V. I. Kogan, J. A. Fleeman, J. H. Provanzana, C. R. Shih: "Failure analysis of EHV transformers", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol.3, No. 2, pp. 672-683, 1988.
- [18] A. E. B. Abu-Elanien, M. M. A. Salama, R. Bartnikas: "A techno-economic method for replacing transformers", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol.26, No. 2, pp. 817-829, 2011.
- [19] P. A. D. Branco: "Técnicas experimentais e numéricas na verificação da integridade de espiras de enrolamentos de transformadores de elevada potência", Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Janeiro de 2002.
- [20] R. A. W. Connor, R. A. Parkins: "Operational statistics in the management of large distribution systems", *Proc. IEE*, vol. 113, No. 11, pp. 1823-1159, 1966.
- [21] CIGRE/SC12/WG05: "An international survey on failures in large power transformers in service", *Electra*, No. 88, pp. 21-48, 1983.
- [22] IEEE Standard 493-1980: "*IEEE recommended practice for the design of reliable industrial and commercial power systems*", 1980.
- [23] J. W. Aquilino: "Report of transformer reliability survey-industrial plants and commercial buildings", *IEEE Trans. Industry Applications*, vol. IA-19, No. 5, 1983.
- [24] IEEE Standard 493-2007: "*IEEE recommended practice for the design of reliable industrial and commercial power systems*", 2007.

- 
- [25] M. H. J. Bollen: "Literature search for reliability data of components in electric distribution networks", Technical Report, EUT 93-E-276, Eindhoven University of Technology, 1993.
- [26] IMIA Working Group: "Failure of large oil cooled transformers", *Proc. 29th Conference International Machinery Insurers' Association*, IMIA 16-66(96)E, 1996.
- [27] M. S. A. Minhas, J. P. Reynders, P. J. De Klerk: "Failures in power system transformers and appropriate monitoring techniques", *Proc. 11th International Symposium on High Voltage Engineering*, vol. 1, London, U.K., 1999.
- [28] M. H. Shwehdi, J. M. Bakhshwain, A. S. Farag, A. A. Assiri: "Distribution transformers reliability; industrial plant in Saudi Arabia", *Proc. Power Engineering Society Winter Meeting*, vol.4, pp. 2769-2774, 2000.
- [29] C. Feinstein, P. Morris, G. L. Hamm: "A review of the reliability of electric distribution system components: EPRI white paper", EPRI-1001873, 2001.
- [30] W. H. Bartley: "Analysis of transformer failures", *Proc. 36th Annual Conference of the International Association of Engineering Insurers*, Stockholm, 2003.
- [31] Canadian Electricity Association: "*Forced outage performance of transmission equipment, for the period January 1, 1998 to December 31, 2002*", 2004.
- [32] IEEE Standard C37.91-2008: "*IEEE guide for protecting power transformers*", 2008.
- [33] M. Y. L'vov, Y. N. L'vov, Y. A. Dement'ev, K. M. Antipov, A. S. Surba, P. A. Sheiko, B. N. Neklepaev, L. N. Shifrin, S. D. Kassikhin, A. Z. Slavinskii, K. G. Sipilkin: "Reliability of power transformers and autotransformers of electric networks", *Power Technology and Engineering*, vol. 40, No. 1, pp. 55-60, 2006.
- [34] J. E. Skog, A. Johnson: "Business case for transformer on-line monitoring", *EPRI Substation Equipment Diagnostics Conference XIV*, California, 2006.
- [35] G. Bastos, A. Vita, J. Kotlarewski, W. França, J. Santelli, J. Brandão, R. Albuquerque: "An analysis of the increase on transformers failure rate phenomena and measures taken to improve transformers reliability", *Proc. of 2006 CIGRE Session*, Paris, 2006.
- [36] V. Sokolov, Z. Berler, V. Rashkes: "Effective methods of assessment of insulation system conditions in power transformers: a view based on practical experience", *Proc. Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Winding Conference*, pp. 659-667, 1999.
-

- [37] V. Sokolov: "Failure statistics, transformer and bushings design review, typical failure modes and causes, what can be learned from power mortem inspection", *5th AVO New Zealand International Technical Conference*, Methven, New Zealand, 2006.
- [38] T. Lord, G. Hodge: "On-line monitoring of power transformers: the issues, the technology, and its role in strategic risk mitigation", *Proc. Power Transformer Convention and Workshop*, Christchurch, New Zealand, 2007.
- [39] L. Geldenhuis, J. Jagers, T. Gaunt: "Large power transformer reliability improvement in Eskom distribution", *Proc. 19th International Conference Electricity Distribution*, Austria, 2007.
- [40] J. Jagers, S. Tenbohlen: "Evaluation of transformer reliability data based on national and utility statistics", *Proc. 16th International Symposium on High Voltage Engineering*, South Africa, pp. 1488-1493, 2009.
- [41] R. Jongen, P. Morshuis, J. Smit, A. Janssen, E. Gulski: "A statistical approach to processing power transformer failure", *Proc. 19th International Conference Electricity Distribution*, Austria, 2007.
- [42] L. Chmura, P. H. F. Morshuis, E. Gulski, J. J. Smit, A. Janssen: "Statistical analysis of subcomponent failures in power transformers", *Proc. Electrical Insulation Conference*, Maryland, 2011.
- [43] T. Suwanasri, E. Chaidee, C. Adsoongnoen: "Failure statistics and power transformer condition evaluation by dissolved gas analysis technique", *Proc. International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*, China, 2008.
- [44] N. Abi-Samra, J. Arteaga, B. Darovny, M. Foata, J. Herz, T. Lee, V. N. Nguyen, G. Perigaud, C. Swinderman, R. Thompson, G. Zhang, P. D. Zhao: "Power transformer tank rupture and mitigation – a summary of current state of practice and knowledge by the Task Force of IEEE Power Transformer Subcommittee", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 24, No. 4, pp. 1959-1967, 2009.
- [45] R. P. P. Smeets, L. H. T. Paske, P. P. Leufkens, T. Fogelberg: "Thirteen years test experience with short-circuit withstand capability of large power transformers", *Proc. CIGRÉ 6th Southern Africa Regional Conference*, 2009.
- [46] R. Bechara, A. F. Brandão Jr.: "Análise de falhas em transformadores de potência e seus mecanismos de ocorrência", *Proc. XIII Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRE*, Argentina, 2009.

- 
- [47] R. Bechara: "Análise de falhas de transformadores de potência", Tese de Mestrado, Universidade de São Paulo, Brasil, 2010.
- [48] S. Tenbohlen, F. Vahidi, P. Müller, J. Gebauer, M. Krüger: "Zuverlässigkeitsbewertung von Leistungstransformatoren" (em inglês), *Proc. Stuttgarter Hochspannungssymposium*, 2012.
- [49] M. A. G. Martins: "Gestão da vida útil dos transformadores", *Ciência & Tecnologia dos Materiais*, vol. 21, No. 3/4, pp. 2-9, 2009.
- [50] Working Group on Operating Experience, Committee on Nuclear Regulatory Activities: "Operating experience report: recent failures of large oil-filled transformers", Organisation for Economic Co-operation and Development, Nuclear Energy Agency, NEA/CNRA/R(2011)6, 2011.
- [51] B. Sparling, J. Aubin: "Power transformer life extension through better monitoring", *Proc. PowerGrid Europe*, Spain, 2007.
- [52] REN: "Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede em 31 de Dezembro de 2011", REN – Rede Eléctrica Nacional, 2012.
- [53] REN: "Relatório de qualidade de serviço 2005", REN – Rede Eléctrica Nacional, 2006.
- [54] REN: "Relatório de qualidade de serviço 2006", REN – Rede Eléctrica Nacional, 2007.
- [55] REN: "Relatório de qualidade de serviço 2007", REN – Rede Eléctrica Nacional, 2008.
- [56] REN: "Relatório de qualidade de serviço 2008", REN – Redes Energéticas Nacionais, 2009.
- [57] REN: "Relatório de qualidade de serviço 2009", REN – Rede Eléctrica Nacional, 2010.
- [58] REN: "Relatório de qualidade de serviço 2010", REN – Rede Eléctrica Nacional, 2011.
- [59] M. J. Heathcote: "*The J&P Transformer Book*", 12th Edition, London, Newnes, 1998.
- [60] Working Group 09 of Study Committee 12, "Lifetime evaluation of transformers", *Electra*, No. 150, pp. 38-52, 1993.
- [61] M. A. G. Martins: "Envelhecimento térmico do papel isolante de transformadores. Investigação experimental. Modelos de degradação.", *Ciência & Tecnologia dos Materiais*, vol. 22, n.º 1/2, pp. 77-86, 2010.
- [62] L. Carlzon, A. Fazlagic, P. Lorin (editors): "*Service Handbook for Transformers*", ABB Ltd., 2007.
-

- [63] J. P. van Bolhuis, E. Gulski, J. J. Smit: "Monitoring and diagnostic of transformer solid insulation", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 17, No. 2, pp. 528-536, April 2002.
- [64] H. Ding, R. Heywood, J. Lapworth, S. Ryder, "Why transformers fail", *Proc. Euro TechCon 2009*, Stretton, United Kingdom, 2009
- [65] C. T. Gaunt, G. Coetzee: "Transformer failures in regions incorrectly considered to have low GIC-risk", *Proc. IEEE Powertech Conference*, Lausanne, Switzerland, July 2007.
- [66] J. Lapworth, T. McGrail: "Transformer failure modes and planned replacement", *IEE Colloquium on Transformer Life Management*, London, United Kingdom, pp. 9/1-9/7, October 1998.
- [67] W. J. McNutt, M. R. Patel: "The combined effects of thermal aging and short-circuit stresses on transformer life", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-95, No. 4, pp. 1275-1286, July/Aug. 1976.
- [68] IEEE Standard C57.125-1991: "*IEEE guide for failure investigation, documentation, and analysis for power transformers and shunt reactors*", 1991.
- [69] E. A. Klingshirn, H. R. Moore, E. C. Wentz: "Detection of faults in power transformers", *AIEE Trans.*, vol. 76, No. 3, pp. 87-95, Apr. 1957.
- [70] K. L. Butler-Purry, M. Bagriyanik, M. J. Mousavi, P. Palmer-Buckle: "Experimental investigation of internal short circuit faults leading to advanced incipient behavior and failure of a distribution transformer", *Proc. IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, vol. 3, pp. 1407-1416, New York, USA, 2004.
- [71] EPRI: "Power Transformer Maintenance and Application Guide", EPRI Technical Report 1002913, Palo Alto, California, 2002.
- [72] P. Barkan, B. L. Damsky, L. F. Ettliger, E. J. Kotski: "Overpressure phenomena in distribution transformers with low impedance faults: experiment and theory", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-95, No. 1, pp. 37-48, January/February 1976.
- [73] C. Raux, C. Leconte, T. Gibert: "Resistance of transformers to internal faults: synthesis of experimental results", *Proc. 10th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 1989)*, pp. 71-75, May 1989.
- [74] J. T. Madill: "Typical transformer faults and gas detector relay protection", *AIEE Trans.*, vol. 66, No. 1, pp. 1052-1060, January 1947.

- 
- [75] J. M. Lunsford, T. J. Tobin: "Detection of and protection for internal low-current winding faults in overhead distribution transformers", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. PWRD-12, No. 3, pp. 1241-1249, July 1997.
- [76] Task Force on Low-side Surge Requirements for Distribution Transformers, Working Group on Revision of Dielectric Tests on Distribution Transformers, Dielectric Tests Subcommittee, IEEE Transformers Committee: "Secondary (low-side) surges in distribution transformers", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 7, No. 2, pp. 746-756, April 1992.
- [77] C. W. Plummer, G. L. Goedde, E. L. Petit, J. S. Godbee, M. G. Hennessey: "Reduction in distribution transformer failures rates and nuisance outages using improved lightning protection concepts", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. PWRD-10, No. 2, pp. 768-777, April 1995.
- [78] M. A. G. Martins: "Falhas catastróficas em transformadores provocadas pelo sulfureto de cobre", *Ciência & Tecnologia dos Materiais*, vol. 20, No. 3/4, pp. 2-9, 2008.
- [79] J. Hajek, M. Dahlund, L. Pettersson, G. Bennstam: "Quality of oil makes the difference. ABB discovers the solution to transformer breakdowns", *ABB Review*, vol. 3/2004, pp. 61-62, 2004.
- [80] A. J. M. Cardoso, L. M. R. Oliveira: "Power transformers fault diagnostics by Park's Vector Approach", Chapter in *Transformers: Analysis, Design and Measurement*, Xose M. López-Fernández, H. Bülent Ertan and Janusz Turowski, CRC Press, Boca Raton, 2012.
- [81] A. J. M. Cardoso, L. M. R. Oliveira: "Condition monitoring and diagnostics of power transformers", *International Journal COMADEM*, vol. 2, No. 3, pp. 5-11, July 1999.
- [82] M. A. G. Martins, M. M. S. Fialho: "Diagnóstico do estado de transformadores através da análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo. Cálculo estatístico dos valores normais", *Electricidade*, No. 335, pp. 171-178, Julho/Agosto 1996.
- [83] Sobral Vieira: "Dissolved gas analysis – current problems of a mature technique", *CIGRE joint Colloquium SC-12 and SC-15*, Rio de Janeiro, Brazil, October 1989.
- [84] B. Fallou: "Detection of and research for the characteristics of an incipient fault from analysis of dissolved gases in the oil of an isolation", *Electra*, No. 42, pp. 31-52, October 1975.
- [85] T. K. Saha: "Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers", *IEEE Trans. Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 10, No. 5, pp. 902-917, October 2003.

- [86] ANSI/IEEE Standard C 57.104-1991: "*IEEE guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformers*", 1992.
- [87] M. Duval: "Dissolved gas analysis: new challenges and applications", *CIGRE joint Colloquium SC-12 and SC-15*, Rio de Janeiro, Brazil, October 1989.
- [88] A. Singh, P. Verma: "A review of intelligent diagnostic methods for condition assessment of insulation system in power transformers", *Proc. 2008 International Conference Condition Monitoring and Diagnosis*, Beijing, China, pp. 1354 – 1357, April 2008.
- [89] Z. Wang, P. J. Griffin: "A combined ANN and expert system tool for transformer fault diagnosis", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 13, No. 4, pp.1224-1229, October 1998.
- [90] A. Akbari, A. Setayeshmehr, H. Borsi, E. Gockenbach, I. Fofana: "Intelligent agent-based system using dissolved gas analysis to detect incipient faults in power transformers", *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 26, No. 6, pp. 27-40, November/December 2010.
- [91] Y. C. Huang, H. T. Yang, C. L. Huang: "Developing a new transformer fault diagnosis system through evolutionary fuzzy logic", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 12, No. 2, pp. 761-767, April 1997.
- [92] R. Naresh, V. Sharma, M. Vashisth: "An Integrated Neural Fuzzy Approach for Fault Diagnosis of Transformers", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 23, No. 4, pp. 2017-2023, October 2008.
- [93] V. Miranda, A. R. G. Castro, S. Lima: "Diagnosing faults in power transformers with autoassociative neural networks and mean shift", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 27, No. 3, pp. 1350-1357, July 2012.
- [94] P. Gill: "*Electrical Power Equipment Maintenance and Testing*", 2nd Ed., CRC Press, Boca Raton, 2009.
- [95] J. Crossey, E. A. Mackenzie: "Next generation on-line monitoring and diagnostics for power transformers", *5th GCC CIGRE International Conference*, Riyadh, Saudi Arabia, October 2009.
- [96] B. H. Ward: "A survey of new techniques in insulation monitoring of power transformers", *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 17, No. 3, pp. 16-23, May/June 2001.
- [97] CIGRE/SC 12/WG 09: "Direct measurements of the hot-spot temperature of transformers"; *Electra*, No. 129, pp. 47-51; 1990.

- 
- [98] M. Saravolac: "The use of optic fibres for temperature monitoring in power transformers", *Proc. IEE Colloquium on Condition Monitoring and Remanent Life Assessment in Power Transformers*, London, United Kingdom, March 1994.
- [99] M. F. Lachman, Y. N. Shafir: "Influence of single-phase excitation and magnetizing reactance on transformer leakage reactance measurement", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 12, No. 4, pp. 1538-1546, October 1997.
- [100] D. A. Gillies, L. E. Humbard, E. J. Rogers: "Bonneville Power Administration short-circuit test results – Comparison of winding inspection with diagnostic methods", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-92, pp.934 941, May/June 1973.
- [101] J. Kulikowski, W. Lech, J. Rachwalski, L. Tyminski: "Expérience acquise dans les essais de court-circuit des transformateur", *CIGRE rapport 12-13*, 1968.
- [102] M. Cabanas, M. G. Melero, F. Pedrayes, C. H. Rojas, G. A. Orcajo, J. M. Cano, J. G. Iglesias, F. Nuño: "A new online method based on leakage flux analysis for the early detection and location of insulating failures in power transformers: application to remote condition monitoring", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 22, No. 3, pp. 1591-1602, July 2007.
- [103] M. F. Lachman: "Field measurements of transformer single-phase exciting current as diagnostic tool, and influence of load tap changers", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 9, No. 3, pp. 1466-1475, July 1994.
- [104] A. L. Rickley, R. E. Clark, E. H. Povey: "Field measurements of transformer excitation current as diagnostic tool", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, No. 4, pp. 1985-1988, April 1981.
- [105] S. Tenbohlen, S. A. Ryder: "Making frequency response analysis measurements: a comparison of the swept frequency and low voltage impulse methods", *XIIIth International Symposium on High Voltage Engineering*, Netherlands, 2003.
- [106] C. K. Mechefske: "Correlating power transformer tank vibration characteristics to winding looseness", *Insight*, Vol. 37, No. 8, pp. 599-604, 1985.
- [107] S. Borucki: "Diagnosis of technical condition of power transformers based on the analysis of vibroacoustic signals measured in transient operating conditions", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 27, No. 2, pp. 670-676, April 2012



- [108] M. A. Sanz-Bobi, A. García-Cerrada, R. Palacios, J. Villar, J. Rolán, B. Moran: "Experiences learned from the on-line internal monitoring of the behaviour of a transformer"; *IEEE International Electric Machines and Drives Conference*, Milwaukee, USA, 1997.
- [109] D. Harris, M. P. Saravolac: "Condition monitoring in power transformers", *IEE Colloquium on Condition Monitoring of Large Machines and Power Transformers*, Digest No: 1997/086, pp. 7/1-7/3, London, United Kingdom, June 1997.
- [110] J. Beauchamp, M. Arshad: "BC Hydro tracks transformer health", *Transmission and Distribution World*, vol. 64, No. 6, pp. 34-38, June 2012.
- [111] W. McDermid, D. H. Grant, A. Glodjo, J. C. Bromley: "Analysis of converter transformer failures and application of periodic on-line partial discharge measurements", *Proc. Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Winding Conference*, Cincinnati, pp. 577 – 582, 2001.
- [112] W. Schossig: "Introduction to the history of differential protection", *PAC World*, pp. 70-76, Summer Issue, 2008.
- [113] S. H. Horowitz, A. G. Phadke: "*Power system relaying*", John Wiley & Sons, New York, 1992.
- [114] W. E. Welmore (editor): "*Protective relaying – theory and applications*", Marcel-Dekker, New York, USA, 2005.
- [115] L. Lawhead, R. Hamilton, J. Horak: "Three phase transformer winding configurations and differential relay compensation", *Proc. 60th Annual Georgia Tech Protective Relay Conference*, 2006.
- [116] J. Horak, J. Hrabliuk: "Current transformer errors and transformer inrush as measured by magnetic, optical and other unconventional CTs", *Proc. 55th Texas A&M Conference Protective Relaying Engineers*, 2002.
- [117] D. Costello: "Lessons learned through commissioning and analyzing data from transformer differential installations", *Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources*, Clemson, USA, pp. 292-317, March 2007.
- [118] P. C. Y. Ling, A. Basak: "Investigation of magnetizing inrush current in a single-phase transformer", *IEEE Trans. Magnetics*, vol. 24, No. 6, pp. 3217-3222, November 1988.
- [119] J. A. Fleming: "Experimental researches on alternate current transformers", *Journal of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 21 , No. 101, pp. 594-686, November 1892.

- 
- [120] P. Nunes, A. Morched, M. T. C. Barros: "Analysis of Generator Tripping Incidents on Energizing Nearby Transformers", *Proc. International Conference Power Systems Transients (IPST 2003)*, New Orleans, USA, Sept./Oct. 2003.
- [121] IEC International Standard 60076-8: "*Power transformers – Application guide*", First edition, 1997-10.
- [122] A. Guzmán, S. Zocholl, G. Benmouyal, H. J. Altuve: "A current-based solution for transformer differential protection - Part I: problem statement", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 16, No. 4, pp. 485-491, October 2001.
- [123] A. G. Phadke, J. S. Thorp: "*Computer relaying for power systems*", 2nd Ed., John Wiley & Sons, West Sussex, 2009.
- [124] L. F. Blume, G. Camilli, S. B. Farnham, H. A. Peterson, "Transformer magnetizing inrush currents and influence on system operation", *AIEE Trans.*, vol. 63, No. 6, pp. 366-375, June 1944.
- [125] L. F. Kennedy, C. D. Hayward: "Harmonic-current-restrained relays for differential protection", *AIEE Trans.*, vol. 57, No. 5, pp. 262-266, May 1938.
- [126] R. L. Sharp, W. E. Glassburn: "A transformer differential relay with second-harmonic restraint", *AIEE Trans.*, Part III, vol. 77, No. 3, pp. 913-918, April 1958.
- [127] K. Behrendt, N. Fischer, C. Labuschagne: "Considerations for using harmonic blocking and harmonic restraint techniques on transformer differential relays", *Proc. 33rd Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA*, October 2006.
- [128] C. H. Einval, J. R. Linders: "A three-phase differential relay for transformer protection", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-90, No. 6, pp. 1971-1980, Nov./Dec 1975.
- [129] C. R. Mason: "*The art & science of protective relaying*", John Wiley & Sons, 1956.
- [130] T. S. Sidhu, M. S. Sachdev, H. C. Wood, M. Nagpal: "Design, implementation and testing of a microprocessor-based high-speed relay for detecting transformer winding faults", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 7, No. 1, pp. 108-117, January 1992.
- [131] F. Mekić, R. Girgis, Z. Gajić, E. teNyenhuis: "Power transformer characteristics and their effect on protective relays", *Proc. 33rd Western Protective Relay Conference, Spokane, USA*, October 2006
-

- [132] R. S. Girgis, E. G. teNyenhuis: "Characteristics of inrush current of present designs of power transformers", *Proc. IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Tampa, USA, June 2007.
- [133] R. Patterson, W. McCannon, G. Kobet: "A consideration of inrush restraint methods in transformer differential relays", *Proc. 54th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference*, Atlanta, Georgia, USA, May 2000.
- [134] R. Hunt, J. Schaefer, B. Bentert: "Practical experience in setting transformer differential inrush restraint", *Proc. 61st Annual Conference for Protective Relay Engineers*, pp. 118-141, April 2008.
- [135] P. Liu, O. P. Malik, D. Chen, G. S. Hope, Y. Guo: "Improved operation of differential protection of power transformers for internal faults", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 7, No. 4, pp. 1912-1919, October 1992.
- [136] G.D. Rockefeller: "Fault protection with a digital computer", *IEEE Trans. Power Apparatus Systems*, vol. 88, No. 4, pp. 438-464, April 1969.
- [137] J. A. Sykes, I. F. Morrison: "A proposed method of harmonic restraint differential protecting of transformers by digital computer", *IEEE Trans. Power Apparatus Systems*, vol. PAS-91, No. 3, pp. 1266-1272, May 1972.
- [138] J. S. Thorp, A. G. Phadke: "A microprocessor based three-phase transformer differential relay", *IEEE Trans. Power Apparatus Systems*, vol. PAS-101, No. 2, pp. 426-432, Feb. 1982.
- [139] B. Grčar, D. Dolinar: "Integrated digital power transformer protection", *IEE Proc. Generation, Transmission & Distribution*, vol. 141, No. 4, pp. 323-328, July 1994.
- [140] S. P. Valsan, K. S. Swarup: "Protective relaying for power transformers using field programmable gate array", *IET Electric Power Applications*, vol. 2, No. 2, pp. 135-143, March 2008.
- [141] M. A. Rahman, B. So, M. R. Zaman, M. A. Hoque: "Testing of algorithms for a stand-alone digital relay for power transformers", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 13, No. 2, pp. 374-385, April 1998.
- [142] M. A. Rahman, B. Jeyasurya "A state-of-the-art review of transformer protection algorithms", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 3, No. 2, pp. 534-544, April 1988.

- 
- [143] B. Kasztenny, A. Kulidjian: "An improved transformer inrush restraint algorithm increases security while maintaining fault response performance", *Proc. 53rd Annual Conference Protective Relay Engineers*, College Station, Texas, USA, April 2000.
- [144] A. Kulidjian, B. Kasztenny: "*Magnetizing inrush restraint method and relay for protection of power transformers*", U.S. Patent No 6483680, 2002.
- [145] A. Guzmán-Casillas, S. Zocholl, G. Benmouyal, H. J. Altuve: "*System for power transformer differential protection*", U.S. Patent No 6356421, 2002.
- [146] X. Lin, P. Liu, O. P. Malik: "Studies for identification of the inrush based on improved correlation algorithm", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 17, No. 4, pp. 901-907, October 2002.
- [147] H. Monsef, S. Lotfifard: "Internal fault current identification based on wavelet transform in power transformers", *Electric Power Systems Research*, vol. 77, No. 12, pp. 1637-1645, October 2007.
- [148] A. G. Phadke, J. S. Thorp: "A new computer-based flux-restrained current-differential relay for power transformer protection", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. 102, No. 11, pp. 3624-3629, November 1983.
- [149] M. Shin, C. W. Park, J. H. Kim: "Fuzzy logic-based relaying for large power transformer protection", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 18, No. 3, pp. 718-724, July 2003.
- [150] Y. C. Kang, B. E. Lee, T. Y. Zheng, Y.H. Kim, P. A. Crossley: "Protection, faulted phase and winding identification for the three-winding transformer using the increments of flux linkages", *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 4, No. 9, pp. 1060-1068, September 2010.
- [151] Y. C. Kang, B. E. Lee, S. H. Kang: "Transformer protection relay based on the induced voltages", *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 29, No. 4, pp. 281-289, May 2007.
- [152] G. Baoming, A. T. Almeida, Z. Qionglin, W. Xiangheng: "An equivalent instantaneous inductance-based technique for discrimination between inrush current and internal faults in power transformers", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 20, No. 4, pp. 2473-2482, October 2005.
- [153] X. Guo, H. A. Maier, K. Feser: "A new inrush detection method for transformer differential protection", *Electrical Engineering (Archiv fur Elektrotechnik)*, vol. 76, No. 1, pp. 83-91, January 1992.

- [154] T. S. Sidhu, H. S. Gill, M. S. Sachdev: "A power transformer protection technique with stability during current transformer saturation and ratio-mismatch conditions", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 14, No. 3, pp. 798-804, July 1999.
- [155] Z. Gajić, I. Brnčić, B. Hillström, I. Ivankovic: "Sensitive turn-to-turn fault protection for power transformers", *CIGRÉ Study Committee B5 Colloquium*, Calgary, Canada, September 2005.
- [156] Z. Gajić: "Method and device for fault detection in an n-winding three-phase power transformer", U.S. Patent 7873496, January 2011.
- [157] A. Wiszniewski, W. Rebizanta, L. Schiel, "New algorithms for power transformer inter-turn fault protection", *Electric Power Systems Research*, vol. 79, No. 10, pp. 1454-1461, October 2009.
- [158] A. Vahedi, V. Behjat: "Online monitoring of power transformers for detection of internal winding short circuit faults using negative sequence analysis", *European Transactions on Electrical Power*, vol. 21, No. 1, pp. 196-211, January 2011.
- [159] M. Guerreiro, V. F. Pires: "A transformer differential relay based on a multiple Park transformation", *Proc. International Conference Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG 2007)*, Setúbal, Portugal, 2007.
- [160] G. Díaz, P. Arboleya, J. Gómez-Aleixandre, N. Abajo: "An algorithm using a shape-based approach in Park's plane for transformer differential relaying on the basis of time-dependent symmetrical components", *Electric Power Systems Research*, vol. 73, No. 3, pp. 295-303, March 2005.
- [161] S. Ala, M. Tripathy, A.K. Singh: "Identification of internal faults in power transformer using symmetrical components and Park's plots", *Proc. International Conference Power Systems*, Kharagpur, India, 2009.
- [162] D. Barbosa, U. C. Netto, D. V. Coury, M. Oleskovicz: "Power transformer differential protection based on Clarke's transform and fuzzy systems", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 26, No. 2, pp. 1212-1220, April 2011.
- [163] K. Yabe: "Power differential method for discrimination between fault and magnetizing inrush current in transformers", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 12, No. 3, pp. 1109-1118, July 1997.
- [164] H. A. Darwish, M. Lehtonen: "Current differential relay with a power-current spectrum blocking for transformer protection", *Proc. IEEE Bucharest PowerTech Conference*, 2009.

- 
- [165] J. Ma, Z. Wang, Q. Yang, Y. Liu: "A two terminal network-based method for discrimination between internal faults and inrush currents", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 25, No. 3, pp. 1599-1605, July 2010.
- [166] A. Hooshyar, S. Afsharnia, M. Sanaye-Pasand, B. M. Ebrahimi: "A new algorithm to identify magnetizing inrush conditions based on instantaneous frequency of differential power signal", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 25, No. 4, pp. 2223-2233, October 2010.
- [167] M. Tripathy, R. P. Maheshwari, H. K. Verma: "Improved transformer protection using probabilistic neural network and power differential method", *International Journal of Engineering, Science and Technology*, vol. 2, No. 3, pp. 29-44, 2010.
- [168] K. Inagaki, M. Higaki, Y. Matsui, K. Kurita, M. Suzuki, K. Yoshida, T. Maeda: "Digital protection method for power transformers based on an equivalent circuit composed of inverse inductance", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 3, No. 4, pp. 1501-1510, October 1988.
- [169] M. S. Sachdev, T. S. Sidhu, H. C. Wood: "A digital relaying algorithm for detecting transformer winding faults", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 4, No. 3, pp. 1638-1648, July 1989.
- [170] T. S. Sidhu, M. S. Sachdev: "On-line identification of magnetizing inrush and internal faults in three-phase transformers", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 7, No. 4, pp. 1885-1891, October 1992.
- [171] O. Ozgonenel, E. Kilic: "Modeling and real-time fault identification in transformers", *Journal Franklin Institute*, vol. 345, pp. 205-225, May 2008.
- [172] M. Gómez-Morante, D. W. Nicoletti: "A wavelet-based differential transformer protection", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 14, No. 4, pp. 1351-1357, October 1999.
- [173] O. A. Youssef: "A wavelet-based technique for discrimination between faults and magnetizing inrush currents in transformers", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 18, No. 1, pp. 170-1176, January 2003.
- [174] A. A. H. Eldin, M. A. Refaey: "A novel algorithm for discrimination between inrush current and internal faults in power transformer differential protection based on discrete wavelet transform", *Electric Power Systems Research*, vol. 81, No. 1, pp. 19-24, January 2011.
- [175] H. Zhang, J. F. Wen, P. Liu, O. P. Malik: "Discrimination between fault and magnetizing inrush current in transformers using short-time correlation transform", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 24, No. 7, pp. 557-562, October 2002.
-

- [176] S. R. Samantaray, P. K. Dash: "Decision Tree based discrimination between inrush currents and internal faults in power transformer", *Electric Power Energy Systems*, vol. 33, No. 4, pp. 1043–1048, May 2011.
- [177] P. Bastard, H. Regal: "*Differential protection device of a power transformer*", U.S. Patent No 5784233, 1998.
- [178] F. Zhalefar, M. Sanaye-Pasand: "A new fuzzy-logic-based extended blocking scheme for differential protection of power transformers", *Electric Power Components and Systems*, vol. 38, No. 6, pp. 675–694, 2010.
- [179] Z. Moravej, D. N. Vishwakarma, S. P. Singh: "ANN-based protection scheme for power transformer", *Electric Power Components and Systems*, vol. 28, No. 9, pp. 875-884, 2000.
- [180] M. Tripathy: "Power transformer differential protection using neural network Principal Component Analysis and Radial Basis Function Neural Network", *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 18, No. 5, pp. 600-611, May 2010.
- [181] M. Tripathy, R. P. Maheshwari, H. K. Verma: "Power transformer differential protection based on optimal probabilistic neural network" *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 25, No. 1, pp. 102-112, January 2010
- [182] A. Wiszniewski, B. Kasztenny: "A multi-criteria differential transformer relay based on fuzzy logic", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 10, No. 4, pp. 1786-1792, October 1995.
- [183] M. Moscoso, S. Hosseini, G. J. Lloyd, K. Liu: "Operation and design of a protection relay for transformer condition monitoring", *Proc. 11th International Conference Developments in Power Systems Protection (DPSP 2012)*, April 2012.
- [184] J. Takehara, M. Kitagawa, T. Nakata, N. Takahashi: "Finite element analysis of inrush currents in three-phase transformers", *IEEE Trans. Magnetics*, vol. MAG-23, No. 5, pp. 2647-2649, September 1987.
- [185] H. Wang: "Models for short circuit and incipient internal faults in single-phase distribution transformers", Ph.D. dissertation, Texas A&M Univ., College Station, Texas, USA, May 2001.
- [186] H. Wang, K. L. Butler: "Finite element analysis of internal winding faults in distribution transformers", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 16, No. 3, pp. 422-428, July 2001.
- [187] H. Wang, K. L. Butler: "Modeling transformers with internal incipient faults", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 17, No. 2, pp. 500-509, April 2002.

- 
- [188] G. Hu, Y. Yao, G. Ni, S. Yang, J. Xie: "FE-based equivalent circuits for simulating transformer internal faults", *12th IEEE Conference Electromagnetic Field Computation*, Miami, USA, 2006.
- [189] G. Díaz, P. Arboleya, J. Gómez-Aleixandre: "Analytical approach to internal fault simulation in power transformers based on fault-related incremental currents", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 21, No. 1, pp. 142-149, January 2006.
- [190] G. Díaz, P. Arboleya, C. González-Morán, J. Gómez-Aleixandre: "Decomposition of fault currents in power transformers into suitable sets of components for application to fault characterization and modeling. Part 1: theory", *Electric Power Systems Research*, vol. 77, No. 3-4, pp. 328-338, March 2007.
- [191] N. Y. Abed, O. A. Mohammed: "Modeling and characterization of transformers internal faults using finite element and discrete wavelet transforms", *IEEE Trans. Magnetics*, vol. 43, No. 4, pp. 1425-1428, April 2007.
- [192] S. Liu, Z. Liu, O. A. Mohammed: "FE-based modeling of single-phase distribution transformers with winding short circuit faults", *IEEE Trans. Magnetics*, vol. 43, No. 4, pp. 1841-1844, April 2007.
- [193] V. Behjat, A. Vahedi: "Numerical modelling of transformers interturn faults and characterising the faulty transformer behavior under various faults and operating conditions", *IET Electric Power Applications*, vol. 5, No. 5, pp. 415-431, May 2011.
- [194] A. Avendaño, B. A. Mork, H. K. Høidalen: "Transformer internal fault modeling in ATP", *International Conference Power Systems Transients (IPST 2011)*, Delft, Netherlands, June 2011.
- [195] H. W. Dommel: "Transformer models in the simulation of electromagnetic transients", *Proc. of the 5th Power Systems Computation Conference*, Cambridge, England, Paper 3.1/4, September 1975.
- [196] V. Brandwajn, H. W. Dommel, I. I. Dommel: "Matrix representation of three phase N-winding transformers for steady-state and transient studies", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, No. 6, pp. 1369-1378, June 1982.
- [197] H. W. Dommel: "*EMTP Theory Book*", University of British Columbia, Vancouver, Canada, 1996.
- [198] P. Bastard, P. Bertrand, M. Meunier: "A transformer model for winding fault studies", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. PWRD-9, No. 2, pp. 690-699, April 1994.



- [199] R. K. Aggarwal, P. Mao: "Digital simulation of the transient phenomena in high voltage power transformers with particular reference to accurate fault detection", *Proc. International Conference SIMULATION'98*, pp. 390-397, September/October 1998.
- [200] H. Wang, K. L. Butler: "Modeling transformer with internal winding faults by calculating leakage factors", *Proc. 31st North American Power Symposium*, San Luis Obispo, USA, pp. 176–182, October 1999,
- [201] M. Kezunovic, Y. Guo: "Modelling and simulation of the power transformer faults and related protective relay behavior", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. PWRD-15, No. 1, pp. 44-50, January 2000.
- [202] A. I. Megahed: "A model for simulating internal earth faults in transformers", *Proc. 7th IEE International Conference Developments in Power System Protection*, Amsterdam, The Netherlands pp. 359-362, April 2001.
- [203] H. A. Darwish, A. M. I. Taalab, H. E. Labana: "Step-by-step simulation of transformer winding faults for electromagnetic transient programs", *Proc. IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, Dallas, USA, pp. 177-182, May 2006.
- [204] E. C. Cherry: "The duality between interlinked electric and magnetic circuits and the formation of transformer equivalent circuits", *Proc. Physical Society*, vol. 62, pp. 101-111, February 1949.
- [205] G. R. Slemon: "Equivalent circuits for transformers and machines including non-linear effects", *IEE Proceedings - Part IV*, vol. 100, No. 5, pp. 129-143, October 1953.
- [206] E. P. Dick, W. Watson: "Transformer models for transient studies based on field measurements", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, No. 1, pp. 409-417, January 1981.
- [207] D. L. Stuehm, B. A. Mork, D. D. Mairs: "Five-legged core transformer equivalent circuit", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. PWRD-4, No. 3, pp. 1786-1791, July 1989.
- [208] C. M. Arturi: "Transient simulation and analysis of a three-phase five-limb step-up transformer following an out-of-phase synchronization", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. PWRD-6, No. 1, pp. 196-203, January 1991.
- [209] F. de León, A. Semlyen: "Complete transformer model for electromagnetic transients", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. PWRD-9, No. 1, pp. 231-239, January 1994.

- 
- [210] A. Narang, R. H. Brierley: "Topology based magnetic model for steady-state and transient studies for three-phase core type transformers", *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 9, No. 3, pp. 1337-1349, August 1994.
- [211] X. Chen, S. S. Venkata: "A three-phase three-winding core-type transformer model for low-frequency transient studies", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. PWRD-12, No. 2, pp. 775-782, April 1997.
- [212] B. A. Mork: "Five-legged wound-core transformer model: derivation, parameters, implementation and evaluation", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. PWRD-14, No.4, pp. 1519-1526, October 1999.
- [213] B. A. Mork, F. Gonzalez, D. Ishchenko, D. L. Stuehm, J. Mitra: "Hybrid transformer model for transient simulation - part I: development and parameters", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. PWRD-22, No.1, pp. 248-255, January 2007.
- [214] B. A. Mork, F. Gonzalez, D. Ishchenko, D. L. Stuehm, J. Mitra: "Hybrid transformer model for transient simulation - part II: laboratory measurements and benchmarking", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. PWRD-22, No.1, pp. 256-262, January 2007.
- [215] B. A. Mork, D. Ishchenko, F. Gonzalez, S. D. Cho: "Parameter estimation methods for five-limb magnetic core model", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. PWRD-23, No.3, pp. 2025-2032, October 2008.
- [216] N. Chiesa: "Power Transformer Modeling for Inrush Current Calculation", Ph.D. dissertation, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway, June 2010.
- [217] H. L. Nakra, T. H. Barton: "Three phase transformer transients", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-93, No. 6, pp. 1810-1819, 1974.
- [218] S. Ihara, J. Panek, E. J. Tuohy: "Chopping of transformer magnetizing currents: Part II: Three-phase transformers", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, No. 5, pp. 1106-1114, May 1983.
- [219] M. Elleuch, M. Poloujadoff: "Three phase, three limb transformer model for switching transient calculations. Part I: Parameter definition and identification", *Acta Technica Csav*, No. 1, pp. 100-117, 1988.
- [220] M. Elleuch, M. Poloujadoff: "Three phase, three limb transformer model for switching transient calculations. Part II: Study of inrush currents for symmetrical and unsymmetrical connections", *Acta Technica Csav*, No. 2, pp. 196-207, 1988.
-

- [221] X. S. Chen, P. Neudorfer: "Digital model for transient studies of a three-phase five-legged transformer", *IEE Proceedings Pt. C*, vol. 139, No. 4, pp. 351-359, July 1992.
- [222] D. Dolinar, J. Pihler, B. Grcar: "Dynamic model of a three-phase power transformer", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. PWRD-8, No. 4, pp. 1811-1819, October 1993.
- [223] J. M. Prousalidis, N. D. Hatziargyriou, B. C. Papadias: "The geometrical transformer model: parameter estimation method", *Proc. 21st EMTP Users Group Meeting*, Greece, 1992.
- [224] N. D. Hatziargyriou, J. M. Prousalidis, B. C. Papadias: "Generalised transformer model based on the analysis of its magnetic core circuit", *IEE Proceedings Pt. C*, vol. 140, No. 4, pp. 269-278, July 1993.
- [225] R. Yacamini, H. Bronzeado: "Transformer inrush calculations using a coupled electromagnetic model", *IEE Proc. Sci. Meas. Technol.*, vol. 141, No. 6, pp. 491-498, November 1994.
- [226] C. E. Lin, J. C. Yeh, C. L. Huang, C. L. Cheng: "Transient model and simulation in three-phase three-limb transformers", *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol. 10, No. 2, pp. 896-905, April 1995.
- [227] M. Elleuch, M. Poloujadoff: "A contribution to the modelling of three phase transformers using reluctances", *IEEE Trans. Magnetics*, vol. 32, No. 2, pp. 335-343, March 1996.
- [228] X. Chen: "A three-phase multi-legged transformer model in ATP using the directly-formed inverse inductance matrix", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. PWRD-11, No. 3, pp. 1554-62, July 1996.
- [229] E. F. Fuchs, Y. You, D. J. Roesler: "Modelling and simulation, and their validation of three-phase transformers with three-legs under DC bias", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. PWRD-14, No. 2, pp. 443-449, April 1999.
- [230] J. Pedra, L. Sainz, F. Córcoles, R. Lopez, M. Salichs: "PSPICE computer model of a nonlinear three-phase three-legged transformer", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 19, No. 1, pp. 200-207, January 2004.
- [231] S. G. Abdulsalam, W. Xu, V. Dinavahi: "Modelling and simulation of three-phase transformers for inrush current studies", *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 152, No. 3, pp. 328-333, May 2005.
- [232] S. G. Abdulsalam, W. Xu, W. L. A. Neves, X. Liu: "Estimation of transformer saturation characteristics from inrush current waveforms", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 21, No. 1, pp. 170-177, January 2006.

- 
- [233] A. D. Theocharis, J. Miliadis-Argitis, T. Zacharias: "Three-phase transformer model including magnetic hysteresis and eddy currents effects", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 24, No. 3, pp. 1284-1294, July 2009.
- [234] P. S. Moses, M. A. S. Masoum, H. A. Toliyat: "Dynamic modeling of three-phase asymmetric power transformers with magnetic hysteresis: no-load and inrush conditions", *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 25, No. 4, pp. 1040-1047, December 2010.
- [235] L. M. R. Oliveira, A. J. Marques Cardoso: "A permeance-based transformer model and its application to winding interturn arcing fault studies", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 25, No. 3, pp. 1589-1598, July 2010.
- [236] L. M. R. Oliveira, A. J. M. Cardoso: "Power transformers behavior under the occurrence of inrush currents and turn-to-turn winding insulation faults", *Proc. International Conference Electrical Machines, Rome (ICEM 2010)*, Italy, September 2010.
- [237] R. S. Bhide, M. S. S. Srinivas, A. Banerjee, R. Somakumar: "Analysis of winding inter-turn fault in transformer: a review and transformer models", *IEEE International Conference Sustainable Energy Technologies (ICSET)*, Kandy, Sri Lanka, December 2010.
- [238] J. R. Espinoza, C. Perez-Rojas: "Modeling transformers with internal faults based on magnetic circuit. Part I: models", *North American Power Symposium (NAPS)*, Boston, USA, August 2011.
- [239] J. R. Espinoza, C. Perez-Rojas: "Modeling transformers with internal faults based on magnetic circuit. Part II: simulations", *North American Power Symposium (NAPS)*, Boston, USA, August 2011.
- [240] O. Ozgonenel, D. W. P. Thomas, C. Christopoulos: "TLM modeling of transformer with internal short circuit faults", *COMPEL: The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering*, vol. 26, No. 5, pp. 1304-1323, 2007.
- [241] X. Wang, M. Sumner, D. W. P. Thomas: "Simulation of transformer with aging insulation and incipient faults", *Proc. World Congress on Engineering 2007*, vol. I, London, U.K, July 2007.
- [242] N. Richard, N. Szylowicz: "Comparison between a permeance network model and a 2D finite element model for the inrush current computation in a three phase transformer", *IEEE Trans. Magnetics*, vol. 30, No. 5, pp. 3232-3235, September 1994.
- [243] C. P. Steinmetz: "*Theory and calculation of alternating current phenomena*", McGraw Pub. Comp., New York, 1900.

- [244] M. S. Naderi, G. B. Gharehpetian, M. Abedi: "Modelling and detection of transformer internal incipient fault during impulse test", *IEEE Trans. Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 15, No. 1, pp. 284–291, February 2008.
- [245] F. de León, A. Semlyen: "A simple representation of dynamic hysteresis losses in power transformers", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 10, No. 1, pp. 315–321, January 1995.
- [246] F. Liorzou, B. Phelps, D. L. Atherton: "Macroscopic models of magnetization", *IEEE Trans. Magnetism*, vol. 36, No. 2, pp. 418–428, March 2000.
- [247] R. M. Bozorth: "*Ferromagnetism*", Van Nostrand Company, New York, 1951.
- [248] S. N. Talukdar, J. K. Dickson, R. C. Dugan, M. J. Sprinzen, A. Lend: "On modeling transformer and reactor saturation characteristics for digital and analog studies", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-94, No. 2, pp. 612–621, March 1975.
- [249] S. Prusty, M. Rao: "A novel approach for predetermination of magnetization characteristics of transformers including hysteresis", *IEEE Trans. Magnetism*, vol. 20, No. 4, pp. 607–612, July 1984.
- [250] G. Bertotti: "*Hysteresis in magnetism: for physicists, materials scientists, and engineers*", Academic Press, Boston, 1998.
- [251] A. Rezaei-Zare, R. Irvani: "On the transformer core dynamic behavior during electromagnetic transients", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 25, No. 3, pp. 1606–1619, July 2010.
- [252] D. C. Jiles, D. L. Atherton: "Theory of ferromagnetic hysteresis", *Journal of Magnetism and Magnetic Materials*, vol. 61, No. 1–2, pp. 48–60, September 1986.
- [253] D. Mayergoyz: "*Mathematical models of hysteresis and their applications*", Elsevier Science, New York, 2003.
- [254] D. A. Philips, L. R. Dupré, J. A. Melkebeek: "Comparison of Jiles and Preisach hysteresis models in magnetodynamics", *IEEE Trans. Magnetism*, vol. 31, No. 6, pp. 3551–3553, November 1995.
- [255] A. Benabou, S. Clénet, F. Piriou: "Comparison of Preisach and Jiles–Atherton models to take into account hysteresis phenomenon for finite element analysis", *Journal of Magnetism and Magnetic Materials*, vol. 261, No. 1–2, pp. 139–160, April 2003.
- [256] X. Wang, D. W. P. Thomas, M. Sumner, J. Paul, S. H. L. Cabral: "Characteristics of Jiles–Atherton model parameters and their application to transformer inrush current simulation", *IEEE Trans. Magnetism*, vol. 44, No. 3, pp. 340–345, March 2008.

- 
- [257] M. Toman, G. Stumberger, D. Dolinar: "Parameter identification of the Jiles-Atherton model using differential evolution", *IEEE Trans. Magnetics*, vol. 44, No. 6, pp. 1098–1101, Jun. 2008.
- [258] L. O. Chua, K. A. Stromsmoe: "Lumped circuit models for nonlinear inductor exhibiting hysteresis loops", *IEEE Trans. Circuit Theory*, vol. CT-17, No. 4, pp. 564–574, November 1970.
- [259] E. F. Fuchs, Y. You: "Measurement of  $\lambda$ -i Characteristics of asymmetric three-phase transformers and their applications", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 17, No. 4, pp. 983–990, October 2002.
- [260] S. Calabro, F. Coppadoro, S. Crepaz: "The measurement of the magnetization characteristics of large power transformers and reactors through d.c. excitation", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. PWRD-1, No. 4, pp. 224–234, October 1986.
- [261] C. G. A. Koreman: "Determination of the magnetizing characteristic of three-phase transformers in field tests", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 4, No. 3, pp. 1779–1785, July 1989.
- [262] IEEE Standard C57.12.91-1995: "*IEEE Standard Test Code for Dry-Type Distribution and Power Transformers*", 1995.
- [263] IEC International Standard 60076-1: "*Power transformers – Part 1: General*", Edition 2.1, 2000-04.
- [264] MIT Staff: "*Magnetic circuits and transformers*", John Wiley & Sons, Inc, New York, July 1950.
- [265] O. G. C. Dahl: "Separate leakage reactance of transformer windings", *AIEE Trans.*, vol. XLIV, pp. 785–791, June 1925.
- [266] O. G. C. Dahl: "*Electric circuits, theory and applications, Vol. I: Short-circuit currents and steady-state theory*", McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, 1928.
- [267] A. A. Dauhajre: "Modelling and estimation of leakage phenomena in magnetic circuits", Ph.D. dissertation, California Institute Technology, Pasadena, California, USA, April 1986.
- [268] A. Boyajian: "Resolution of transformer reactance into primary and secondary reactances", *AIEE Trans.*, vol. XLIV, pp. 805–820, June 1925.
- [269] C. P. Steinmetz: "*Theory and calculation of electric circuits*", McGraw-Hill Book Company, New York, 1917.
- [270] L. M. R. Oliveira, A. J. M. Cardoso: "Modeling and characterization of leakage inductances for transformer winding fault studies", Chapter in: *Technological Innovation for the Internet of*

- Things*, Luis M. Camarinha-Matos, Slavisa Tomic and Paulo Graça (Editors), pp. 423-430, Springer, 2013.
- [271] M. Jablonski, E. Napieralska-Juszczak: "Internal faults in power transformers", *IET Electric Power Applications*, vol. 1, No. 1, pp. 105-111, January 2007.
- [272] L. F. Blume, A. Boyajian, G. Camilli, T. C. Lennox, S. Minneci V. M. Montsinger: "*Transformer engineering*", 2nd Ed., John Wiley & Sons, New York, 1951.
- [273] H. O. Stephens: "Transformer reactance and losses with nonuniform windings", *AIEE Trans.*, vol. 53, No. 2, pp. 346-349, February 1934.
- [274] D. C. Meeker: "Finite Element Method Magnetics, Version 4.2, User's Manual", October 2010, [www.femm.info](http://www.femm.info).
- [275] O. W. Andersen: "Transformer leakage flux program based on the finite element method", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-92, No. 2, pp. 682-689, March 1973.
- [276] S. V. Kulkarni, S. A. Khaparde: "*Transformer engineering: design and practice*", Marcel Dekker, New York, 2004.
- [277] A. Boyajian: "Theory of three-circuit transformers" *AIEE Trans.*, vol. XLIII, pp. 508-529, February 1924.
- [278] E. Ras: "*Transformadores de potência, de medida e de protecção*", Almedina, Coimbra, 1977.
- [279] P. S. S. Holenarsipur, N. Mohan, V. D. Albertson, J. Christofersen: "Avoiding the use of negative inductances and resistances in modeling three-winding transformers for computer simulations", *Proc. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, New York, January-February 1999, pp. 1025-1030.
- [280] X. Chen: "Negative inductance and numerical instability of the saturable transformer component in EMTP ", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 15, No. 4, pp. 1199-1204, October 2000.
- [281] T. Henriksen: "How to avoid unstable time domain responses caused by transformer models", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 17, No. 2, pp. 516-522, April 2002.
- [282] J. Wang, A. F. Witulski, J. L. Vollin, T. K. Phelps, G. I. Cardwell: "Derivation, calculation and measurement of parameters for a multi-winding transformer electrical model", *Proc. Fourteenth Annual Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC '99)*, Dallas, Texas, USA, March. 1999, pp. 220-226.

- 
- [283] F. de León, J. A. Martínez: "Dual three-winding transformer equivalent circuit matching leakage measurements", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 24, No. 1, pp. 160-168, January 2009.
- [284] C. Álvarez-Mariño, F. de León, X. M. López-Fernández: "Equivalent circuit for the leakage inductance of multiwinding transformers: unification of terminal and duality models", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 27, No. 1, pp. 353-361, January 2012.
- [285] A. Guilbert: "*Circuits magnétiques à flux alternatif; Transformateurs – théorie, fonctionnement, calcul*", Edition Eyrolles, Masson & Cie, Editeurs, Paris, 1973.
- [286] M. Dennis-Papin: "*La pratique industrielle des transformateurs*", Éditions Albin Michel, Paris, 1947.
- [287] A. Wright: "*Current transformers: their transient and steady state performance*", Chapman & Hall, London, 1968.
- [288] Working Group C-5 of the Systems Protection Subcommittee of the IEEE Power System Relaying Committee: "Mathematical models for current, voltage, and coupling capacitor voltage transformers", *IEEE Trans. Power Delivery*, Vol. 15, no. 1, pp. 62-72, January 2000.
- [289] IEEE Standard C37.110: "*IEEE guide for the application of current transformers used for protective relaying purposes*", 2008.
- [290] R. Yacamini, A. Abu-Nasser: "Numerical calculation of inrush current in single-phase transformers", *IEE Proceedings Pt. B*, vol. 128, No. 6, pp. 327-334, November 1981.
- [291] R. Yacamini, A. Abu-Nasser: "The calculation of inrush current in three-phase transformers", *IEE Proceedings Pt. B*, vol. 133, No. 1, pp. 31-40, January 1986.
- [292] L. M. R. Oliveira, A. J. M. Cardoso: "Detection of transformer intermittent winding faults by the on-load exciting current Park's Vector Approach", *Proc. of the 20th International Congress on Condition Monitoring and Diagnostic Engineering Management (COMADEM'07)*, pp. 263-272, Faro, Portugal, June 13-15, 2007.
- [293] L. M. R. Oliveira, A. J. M. Cardoso: "Intermittent turn-to-turn winding faults diagnosis in power transformers by the on-load exciting current Park's Vector Approach", *Proc. of the 2008 International Conference on Electrical Machines (ICEM 2008)*, CD-ROM, 6 pp., Vilamoura, Portugal, September 6-9, 2008.



- [294] A. Ferrero, G. Superti-Furga: "A new approach to the definition of power components in three-phase systems under nonsinusoidal conditions", *IEEE Trans. Instrumentation and Measurement*, vol. 40, No. 3, pp. 568-577, June 1991.
- [295] L. M. R. Oliveira, A. J. M. Cardoso, S. M. A. Cruz: "Power transformers winding fault diagnosis by the on-load exciting current Extended Park's Vector Approach", *Electric Power Systems Research*, Vol. 81, No. 6, pp. 1206 - 1214, June, 2011.
- [296] D. Morgado: "Desenvolvimento e aplicação de novas estratégias de manutenção de transformadores de potência numa central hidroeléctrica", Tese de Mestrado, Universidade de Coimbra, 2011.
- [297] H. Akagi, E. H. Watanabe, M. Aredes: "*Instantaneous power theory and applications to power conditioning*", John Wiley & Sons, New Jersey, 2007.
- [298] L. M. R. Oliveira, A. J. M. Cardoso: "An EPVA-based strategy for power transformers differential protection", *Proc. Advanced Research Workshop on Modern Transformers (ARWtr 2010)*, Santiago de Compostela, Spain, pp. 407-412, October, 2010.
- [299] L. M. R. Oliveira, A. J. M. Cardoso: "Extended Park's Vector Approach-based differential protection of three-phase power transformers", *IET Electric Power Applications*, vol. 6, No. 8, pp. 463-472, September 2012.
- [300] G. L. Kobet, R. W. Patterson: "Matlab analysis of Braytown transformer differential inrush misoperation", *Proc. Georgia Tech Fault and Disturbance Analysis Conference*, Atlanta, GA, May, 2000.
- [301] J. Wang, R. Hamilton: "Analysis of transformer inrush current and comparison of harmonic restraint methods in transformer protection", *Proc. 61st Annual Conference Protective Relay Engineers*, pp. 142-169, College Station, Texas, USA, April 2008.
- [302] L. Lawhead, R. Hamilton: "Harmonic sharing for effective detection of transformer inrush condition in differential protection schemes", *Proc. 31st Annual Western Protective Relay Conference*, Spokane, Washington, USA, October 2004.
- [303] M. Steurer, K. Fröhlich: "The impact of inrush currents on the mechanical stress of high voltage power transformer coils", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 17, No. 1, pp. 155-160, January 2002.

- 
- [304] F. B. Ajaei, M. Sanaye-Pasand, M. Davarpanah, A. Rezaei-Zare, R. Iravani: "Compensation of the current-transformer saturation effects for digital relays", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 26, No. 4, pp. 2531-2540, October 2011.
- [305] D. Y. Shi, J. Buse, Q. H. Wu, C. X. Guo: "Current transformer saturation compensation based on a partial nonlinear model", *Electric Power Systems Research*, vol. 97, pp. 34-40, April 2013.
- [306] E. M. dos Santos, G. Cardoso, Jr., P. E. Farias, A. P. de Moraes: "CT saturation detection based on the distance between consecutive points in the plans formed by the secondary current samples and their difference-functions", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 28, No. 1, pp. 29-37, January 2013.
- [307] G. Rockefeller, J. Boyle, L. Lawhead, J. Horak: "Transformer protection application guide", Basler Electric Company, 2007.
- [308] J. F. Martins, P.M. Monteiro, A. Santos, L. A. Kojovic, M. T. Bishop, T. R. Day: "Non-conventional instrument transformers application of Rogowski coils current sensors in new protection solutions", *Proc. Advanced Research Workshop on Modern Transformers (ARWtr 2010)*, Santiago de Compostela, Spain, pp. 53-62, October, 2010.
- [309] L. A. Kojovic: "Currents sensors for advanced integration of protection, control, and metering functions", *Proc. 11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection (DPSP 2012)*, April 2012.
- [310] R. P. Maheshwari, H. K. Verma: "Adaptive digital differential relay with overexcitation and inrush restraint", *Electric Power Systems Research*, vol. 41, No. 3, pp. 175-184, June 1997.
- [311] A.Y. Ahmed, S.I. Al-Mously: "Sensitivity improvement of the digital differential relay for internal ground fault protection in the power transformer with tap changer" *Proceedings IEEE Porto PowerTech Conference*, 2001.
- [312] Siemens, "Applications for SIPROTEC protection relays", Siemens AG, 2005, [www.energy.siemens.com](http://www.energy.siemens.com).
- [313] Norma Portuguesa NP EN 50160 2001: "*Características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública*", 2001.
- [314] M. H. J. Bollen: "Voltage recovery after unbalanced and balanced voltage dips in three-phase systems", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 18, No. 4, pp. 1386- 1381, October 2003.
-

- [315] S. Z. Djokic J. V. Milanovic: "Advanced voltage sag characterisation. Part I: phase shift", *IEE Proc. Generation, Transmission & Distribution*, vol. 153, No. 4, pp. 423-430, July 2006.
- [316] L. Guasch, F. Corcoles, J. Pedra L. Sainz: " Effects of symmetrical voltage sags on three-phase three-legged transformers", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 19, No. 2, pp. 875-883, April 2005.
- [317] J. Pedra, L. Sainz, F. Corcoles, L. Guasch: "Symmetrical and unsymmetrical voltage sag effects on three-phase transformers", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 20, No. 2, pp. 1683-1691, April 2004.
- [318] M. R. Shakarami, A. Jalilian: "Effects of different voltage sags on three-phase transformers", *Proc. International Conference Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES '06)*, New Delhi, India, December 2006.
- [319] L. M. R. Oliveira, A. J. M. Cardoso: "Application of Park's power components to the differential protection of three-phase transformers", *Electric Power Systems Research*, vol. 83, No. 1, pp. 203 - 211, February, 2012.
- [320] L. M. R. Oliveira, A. J. M. Cardoso: "Power transformers differential protection using the p-q power theory", Chapter in *Technological Innovation for Value Creation*, L. M. Camarinha-Matos, E. Shahamatnia, G. Nunes (Editors), Springer, 2012.
- [321] H. Akagi Y. Kanazawa, A. Nabae: "Instantaneous reactive power components comprising switching devices without energy storage components", *IEEE Trans. Industry Applications*, vol. IA-20, pp. 625-631, March/April 1984.
- [322] M. Drif, A. J. M. Cardoso: "On-line fault diagnostics in operating three-phase induction motors by the active and reactive power media", *Proc. of the 2008 International Conference on Electrical Machines (ICEM 2008)*, CD-ROM, Vilamoura, Portugal, September 6-9, 2008.
- [323] M. Drif, A. J. M. Cardoso: "The use of the instantaneous-reactive-power signature analysis for rotor-cage-fault diagnostics in three-phase induction motors", *IEEE Trans. Industrial Electronics*, vol. 56, No. 11, pp. 4606-4614, November 2009.

## Anexo I

### Protótipos laboratoriais para simulação analógica das avarias

A Fig. A-I.1 apresenta uma vista dos protótipos laboratoriais utilizados para a simulação analógica das avarias. Os esquemas detalhados dos circuitos simuladores de avarias intermitentes e permanentes são ilustrados nas Figs. A-I.2 e A-I.3, respectivamente.

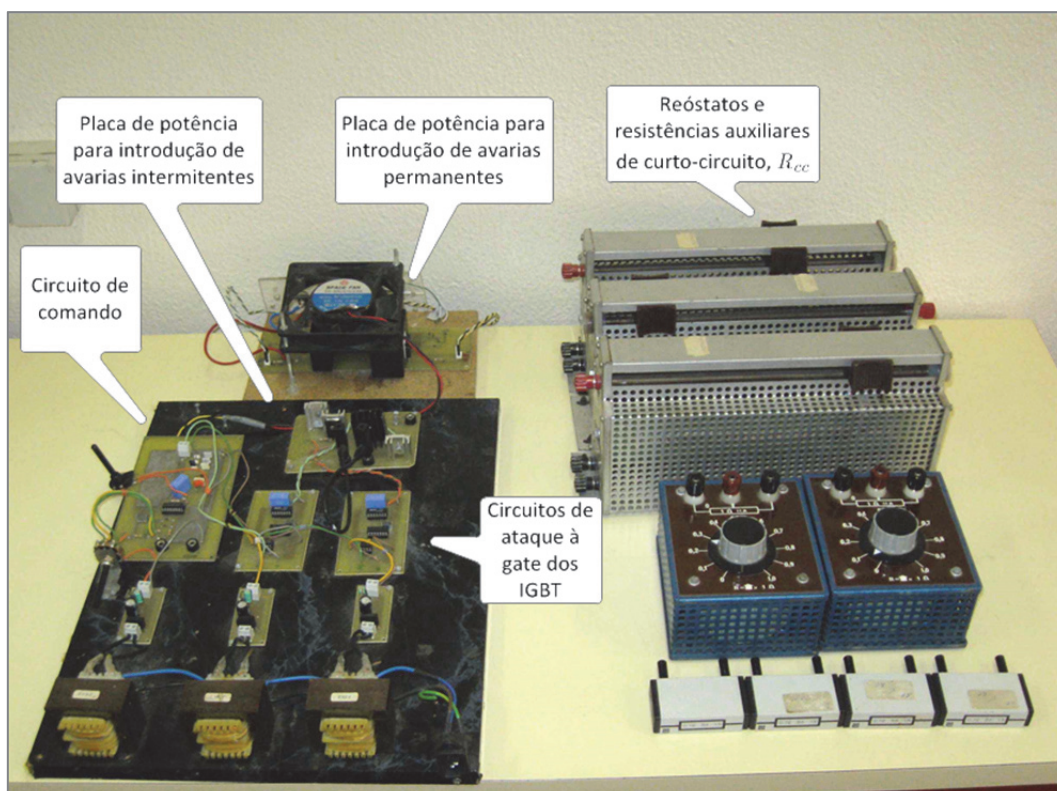


Fig. A-I.1: Vista geral dos protótipos laboratoriais utilizados para a simulação analógica das avarias.

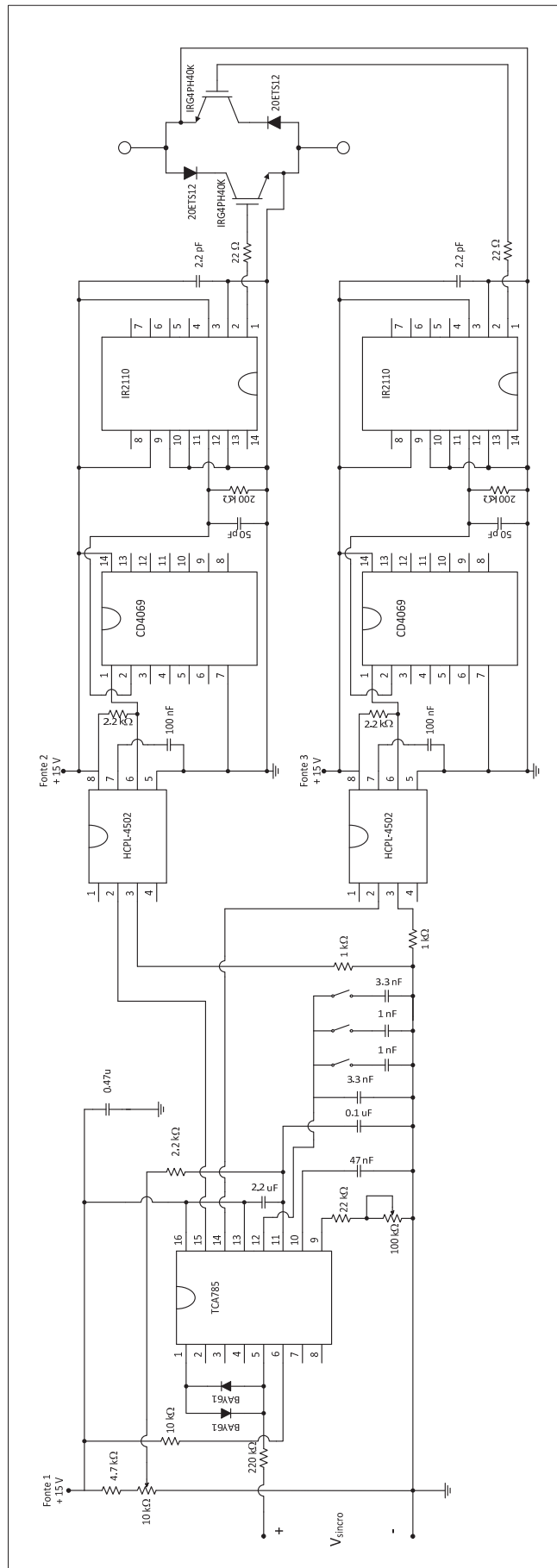


Fig. A-I.2: Esquema do circuito utilizado para produzir avarias intermitentes.

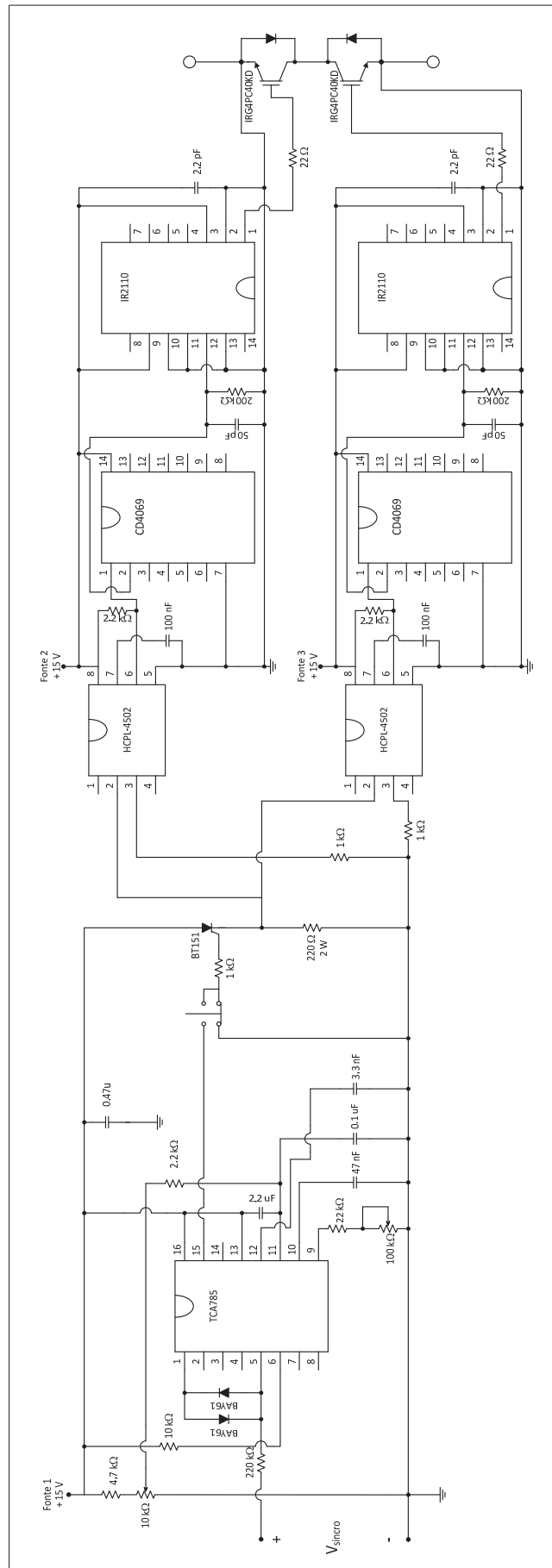


Fig. A-I.3: Esquema do circuito utilizado para controlar o instante da ocorrência de avarias permanentes.

## Anexo II

# Protótipo laboratorial para ligação controlada do transformador à rede

A Fig. A-II.1 apresenta uma vista do protótipo laboratorial utilizado para efectuar a ligação controlada do transformador à fonte de alimentação. O correspondente esquema detalhado é ilustrado nas Figs. A-II.2 e A-II.3.

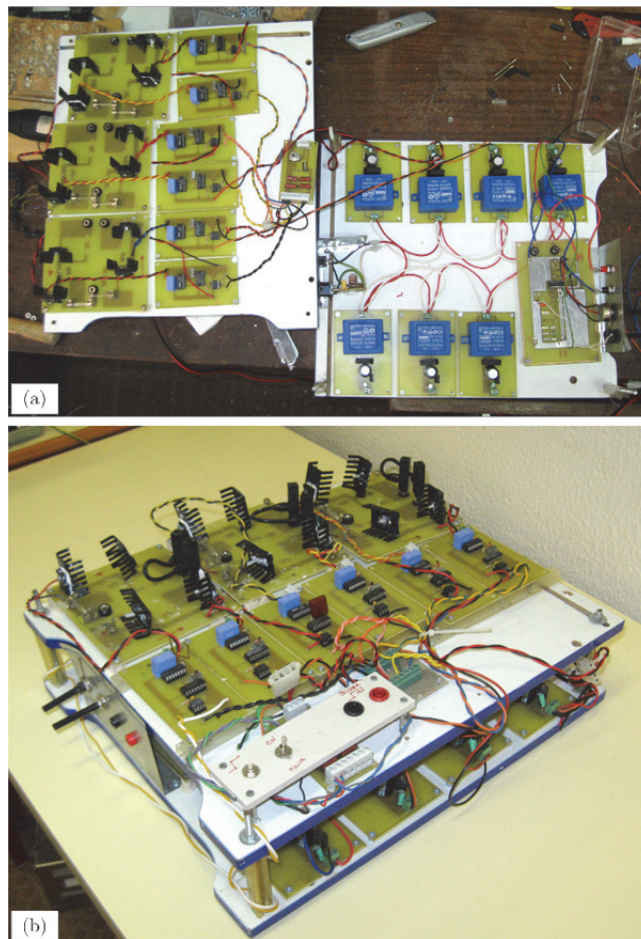


Fig. A-II.1: Vista geral do protótipo laboratorial para ligação controlada do transformador à rede: (a) fase de montagem (b) protótipo final.

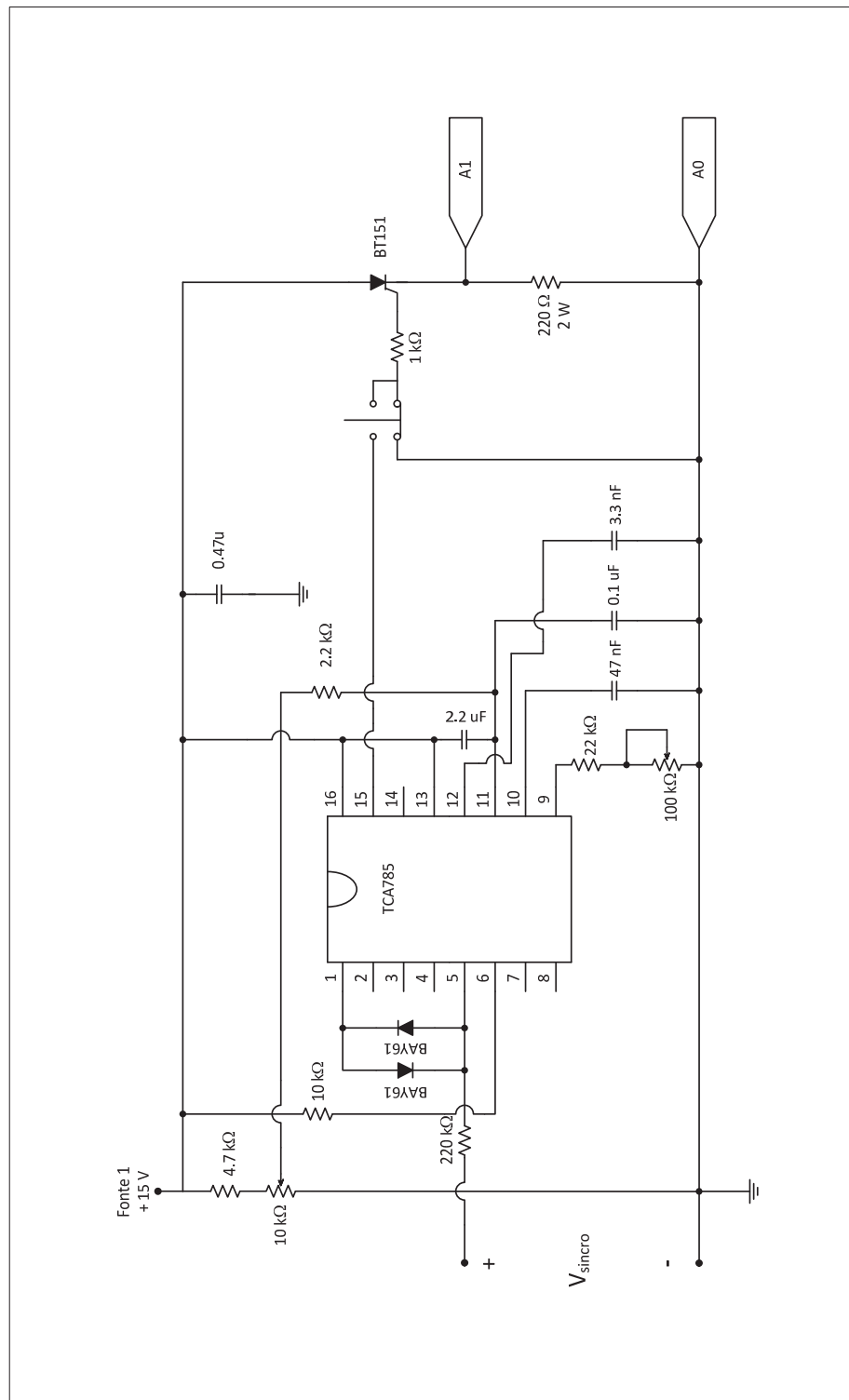


Fig. A-II.2: Circuito de comando do protótipo laboratorial para ligação controlada do transformador à rede.



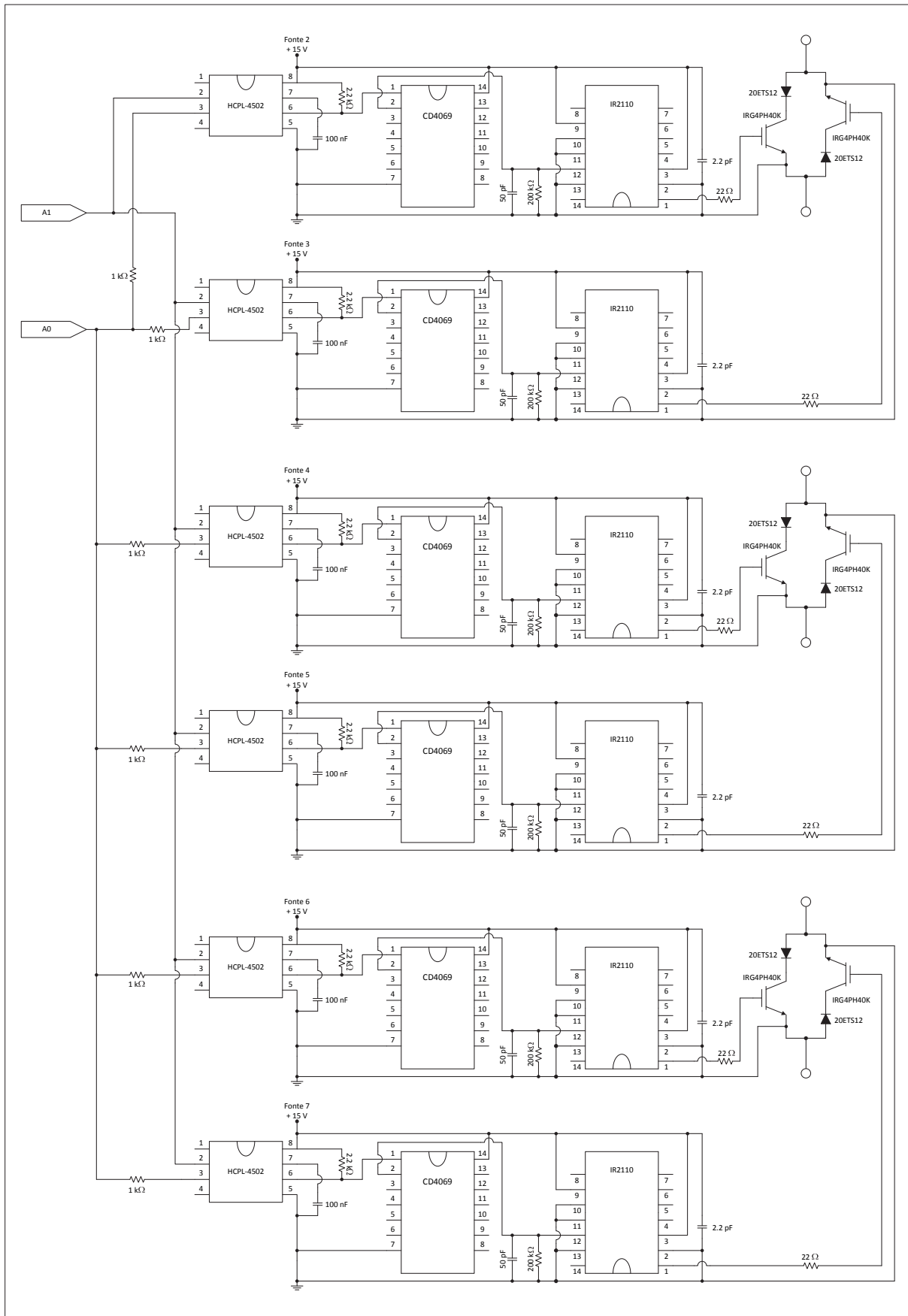


Fig. A-II.3: Circuito de ataque às gates dos IGBT e circuito de potência do protótipo laboratorial para ligação controlada do transformador à rede.

## Anexo III

### Sensores de tensão e corrente

A Fig. A-III.1 apresenta uma vista de um dos protótipos laboratoriais utilizado para efectuar a medição das tensões. O correspondente esquema detalhado é ilustrado na Fig. A-III.2.

As Figs. A-III.3 e A-III.4 apresentam uma vista dos protótipos laboratoriais implementados para efectuar a medição de correntes eléctricas. Os respectivos esquemas são ilustrados nas Figs. A-III.5 e A-III.6.

A Fig. A-III.7 apresenta uma vista de outros sensores de corrente e tensão também utilizados ao longo do trabalho.



Fig. A-III.1: Vista geral do protótipo laboratorial utilizado para efectuar a medição das tensões (três canais, atenuação de 120×).

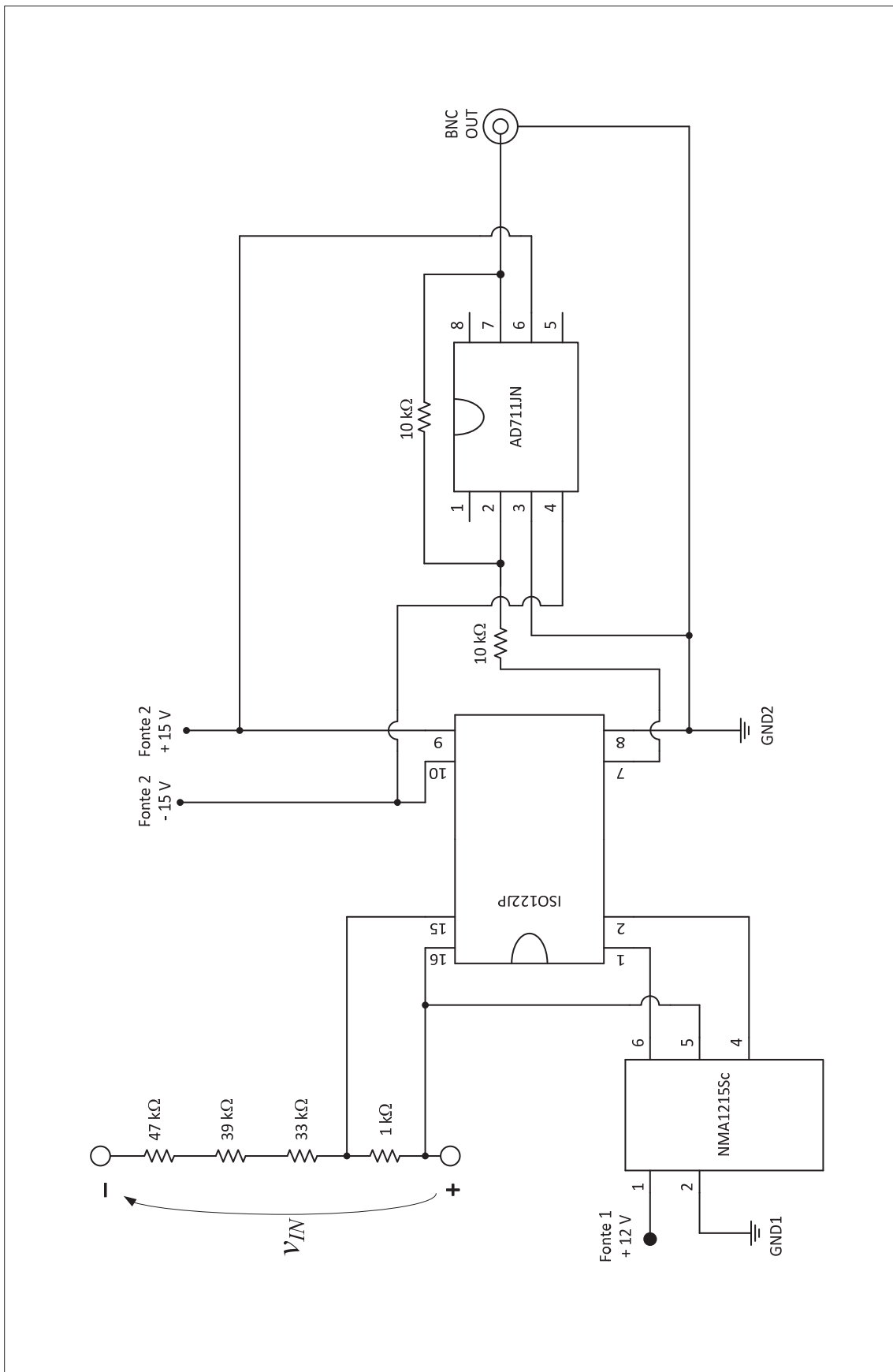


Fig. A-III.2: Esquema do circuito utilizado para efectuar a medição das tensões (um canal, atenuação de 120 $\times$ ).

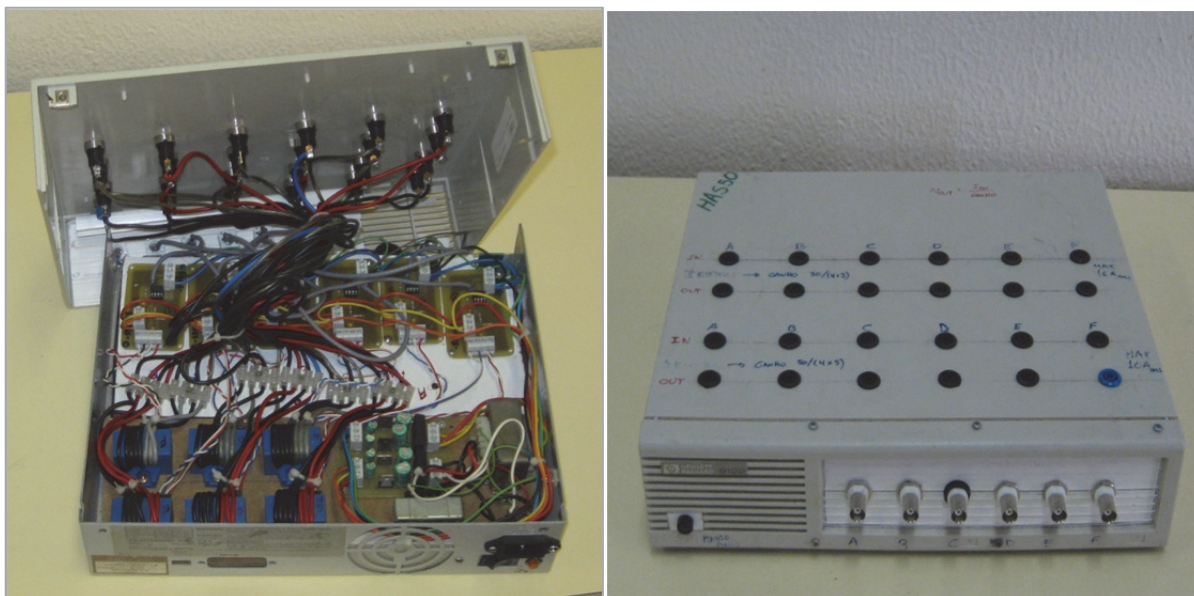


Fig. A-III.3: Vista geral do protótipo laboratorial utilizado para efectuar a medição de correntes com sensores HAS50-P (seis canais).

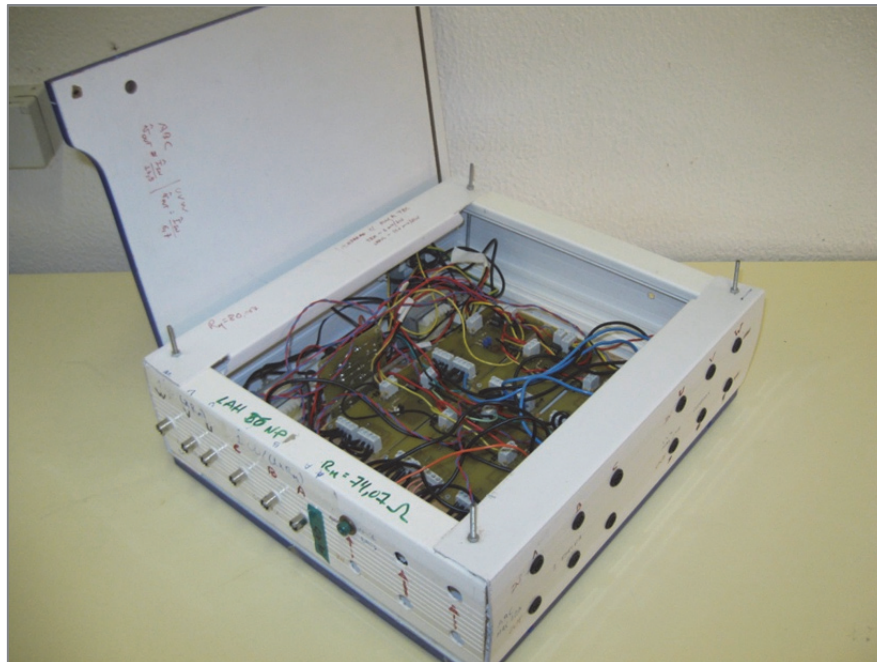


Fig. A-III.4: Vista geral do protótipo laboratorial utilizado para efectuar a medição de correntes com sensores LAH25-NP (seis canais).

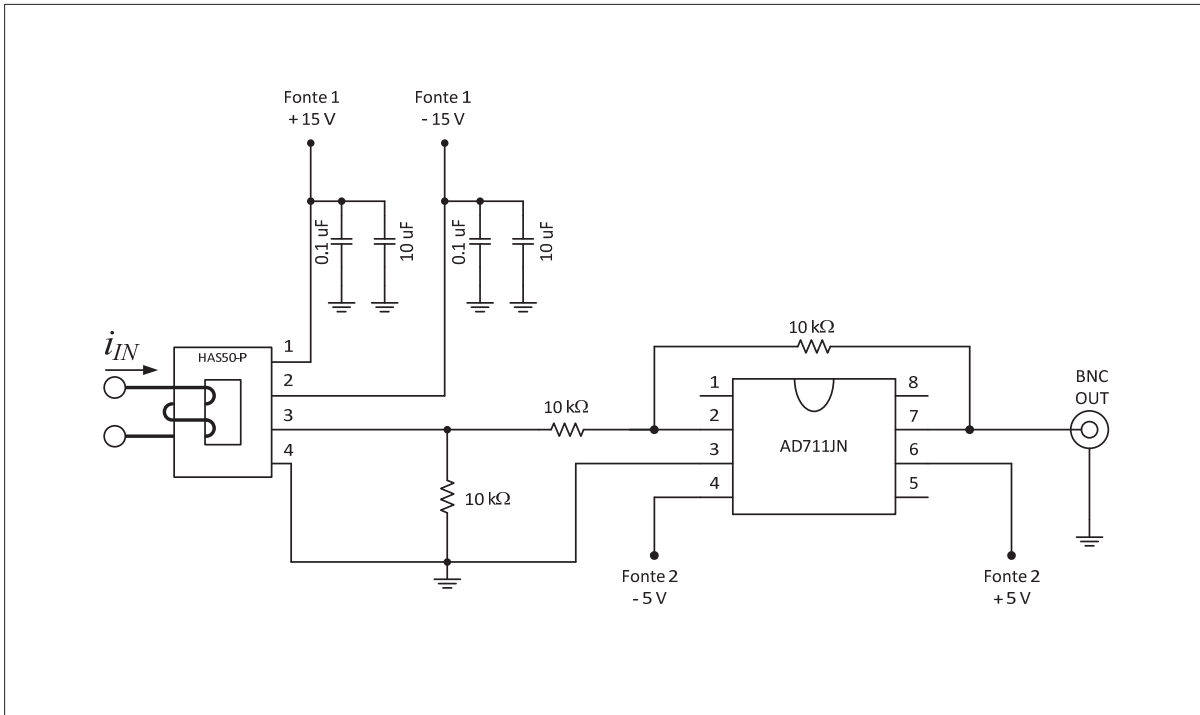


Fig. A-III.5: Esquema do circuito utilizado para efectuar a medição de correntes com sensor HAS50-P (um canal).

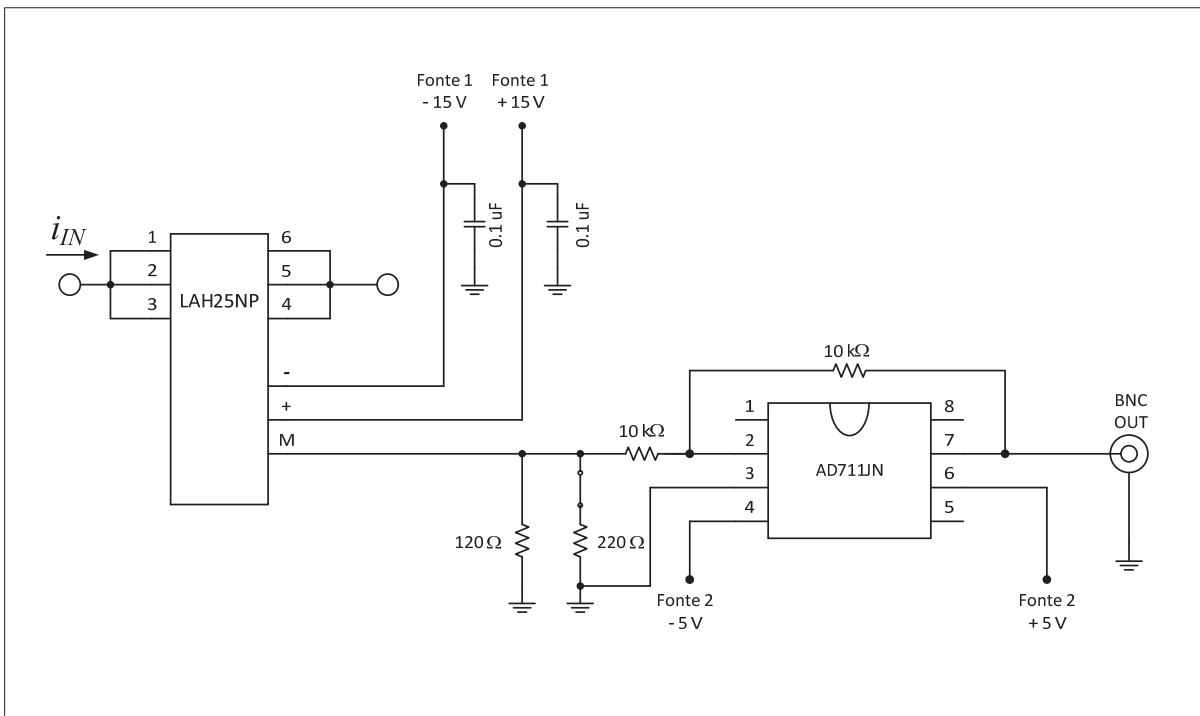


Fig. A-III.6: Esquema do circuito utilizado para efectuar a medição de correntes com sensores LAH25NP (um canal).



Fig. A-III.7: Sensores de corrente e tensão.