



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

WAGNER SEIZO HOKAMA

ANÁLISE DE SINCRONIZAÇÃO DE SISTEMAS ILHADOS EM MALHA ABERTA
ATRAVÉS DO MÉTODO DE INSERÇÃO DE IMPEDÂNCIAS

CAMPINAS
2021

WAGNER SEIZO HOKAMA

ANÁLISE DE SINCRONIZAÇÃO DE SISTEMAS ILHADOS EM MALHA ABERTA
ATRAVÉS DO MÉTODO DE INSERÇÃO DE IMPEDÂNCIAS

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica na Área de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho

Coorientador: Dr. Tiago Rodarte Ricciardi

ESTE TRABALHO CORRESPONDE A
VERSÃO FINAL DA DISSERTAÇÃO
DEFENDIDA PELO ALUNO WAGNER
SEIZO HOKAMA E ORIENTADA PELO
PROF. DR. WALMIR DE FREITAS FILHO
E COORIENTADA PELO DR. TIAGO
RODARTE RICCIARDI.

CAMPINAS

2021

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

H689a Hokama, Wagner Seizo, 1973-
Análise de sincronização de sistemas ilhados em malha aberta através do método de inserção de impedâncias / Wagner Seizo Hokama. – Campinas, SP : [s.n.], 2021.

Orientador: Walmir de Freitas Filho.
Coorientador: Tiago Rodarte Ricciardi.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas elétricos de potência - Distribuição. 2. Geração distribuída de energia elétrica. 3. Transitórios (Eletricidade). 4. Sistemas de energia elétrica - Estabilidade. I. Freitas Filho, Walmir de, 1971-. II. Ricciardi, Tiago Rodarte, 1986-. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Analysis of open_loop synchronization of islanded systems through impedance insertion method

Palavras-chave em inglês:

Electric power system - Distribution

Distributed power generation

Transients (Electricity)

Electric power system - Stability

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Walmir de Freitas Filho [Orientador]

Antonio Padilha Feltrin

Daniel Motter

Data de defesa: 03-03-2021

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-7859-2056>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/7863530038604777>

COMISSÃO JULGADORA – DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Candidato: Wagner Seizo Hokama RA: 037547

Data da Defesa: 3 de março de 2021

Título da Dissertação: Análise de sincronização de sistemas ilhados em malha aberta através do método de inserção de impedâncias

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho (Presidente)

Prof. Dr. Antonio Padilha Feltrin

Prof. Dr. Daniel Motter

A Ata de Defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no SIGA (Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese) e na Secretaria de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

Dedico este trabalho à minha família, em especial aos meus pais, a minha esposa e aos meus
filhos.

Agradecimentos

Agradeço a Deus, antes de tudo, onde sempre busquei força nos momentos mais difíceis da minha vida.

Agradeço também a toda equipe da Unicamp, em especial ao Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho e ao Dr. Tiago Rodarte Ricciardi, pelo incentivo, apoio e orientação na minha caminhada em busca do conhecimento nesse mestrado.

Também agradeço a toda a equipe da CPFL, em especial aos meus amigos e colegas com quem eu trabalho e trabalhei durante toda essa jornada.

Resumo

A busca por melhoria na confiabilidade do suprimento aliada às questões de sustentabilidade ambiental e à necessidade de maior flexibilidade no planejamento e na operação dos sistemas de distribuição de energia elétrica tem impulsionado o ressurgimento e o desenvolvimento da operação de trechos da rede de distribuição isolados do sistema interligado principal, configuração também conhecida na literatura como microrredes. Microrredes podem operar conectadas ou ilhadas do sistema-tronco da concessionária local. Uma manobra comum na operação de microrredes consiste na sincronização ou reconexão ao sistema principal, quando ocorre a mudança do modo de operação ilhado para o modo de operação em paralelo. Essa manobra operativa deve ser feita de modo que os transitórios eletromagnéticos e eletromecânicos experimentados pelos diversos equipamentos envolvidos sejam os mais suaves possíveis, a fim de resguardar sua segurança e integridade. Tradicionalmente, tal procedimento é feito via realimentação em malha fechada, que atua no controle automático dos geradores da microrrede até que a tensão sobre o elemento de reconexão seja reduzida a ponto que os transitórios observados não sejam danosos aos equipamentos envolvidos. Tais métodos, todavia, apresentam desvantagens, quer pela necessidade de infraestrutura de comunicação entre o ponto de reconexão e os geradores, o que aumenta a complexidade particularmente em sistemas ilhados compostos por múltiplos geradores, quer pela necessidade de interrupção momentânea dos geradores da microrrede para que seja feita a reconexão ao sistema principal. Nesta dissertação é discutido um método alternativo, que consiste em propiciar a sincronização em malha aberta baseada na redução nos níveis de transitórios causada pela inclusão de uma impedância em série com o elemento de reconexão. A metodologia para determinação do valor de impedância necessário é apresentada, juntamente com os modelos empregados nas simulações nas quais se baseiam a determinação de tal impedância. Posteriormente, a metodologia proposta é aplicada em um estudo de caso. Os resultados de simulações computacionais obtidos sugerem que o método é eficaz, pois permite que o sistema ilhado seja sincronizado à rede principal no sistema teste investigado para todo o espaço de pontos de operação prática possíveis.

Abstract

The need for improved reliability in electricity supply combined with environmental and sustainability concerns and the need for greater flexibility in the planning and operation of electric power distribution systems has driven the resurgence and development of the operation of portions of the distribution network isolated from the bulk interconnected power system, a configuration known in the literature as microgrid. Microgrids can operate either islanded from or connected to the distribution system of the local utility. A common maneuver in microgrid operation consists of its synchronization or reconnection back to the interconnected power system when it changes from the islanded operating mode to the grid-connected one. This transition maneuver must be carried out in such a way that the electromagnetic and electromechanical transients faced by the equipment involved are as smooth as possible, to safeguard their safety and integrity. This procedure is traditionally done via closed-loop feedback control, which acts in the automatic controls of the microgrid generators (automatic voltage regulators and speed governor) until the voltage across the reconnection switching element is reduced to the point that the resulting transients are not harmful to the equipment involved. Such approaches, however, have disadvantages, either because of the need for communication infrastructure between the point of reconnection and the generators, which increases the complexity, particularly in islanded systems composed of multiple generators, or because of the need for momentary interruption of the microgrid generators so that reconnection to the main system can be done offline. In this thesis, an alternative method is discussed, which consists of an open-loop synchronization maneuver through the inclusion of a series impedance with the reconnection element, aiming at a reduction in transient levels. The methodology for designing the required impedance value is presented, with the models used in the simulations in which the determination of such impedance is based. Then, the proposed methodology is applied in a case study. The computational simulation results obtained suggest that the open-loop synchronization method is effective, as it allows the islanded system to be successfully synchronized back to the bulk power system for all the operation points analyzed in a space covering all possible practical operation conditions.

Lista de Ilustrações

Figura 1.1 – Sincronização de sistema ilhado ao sistema tronco principal através de interrupção temporária no suprimento às cargas.	17
Figura 1.2 – Sincronização de sistema ilhado ao sistema tronco principal através de controle em malha fechada com enlace de comunicação entre o relé com função de cheque de sincronismo e o controle dos geradores locais.	18
Figura 1.3 – Sincronização de sistema ilhado ao sistema tronco principal em malha aberta baseada no método de inserção de impedâncias.	19
Figura 2.1 – Esquema simplificado da arquitetura de uma microrrede.	25
Figura 2.2 – Microrrede alimentada de forma centralizada.	26
Figura 2.3 – Microrrede alimentada de forma individual.	27
Figura 2.4 – Configurações típicas envolvidas em manobras de sincronização em sistemas de energia elétrica: (a) gerador vs. sistema de grande porte; (b) sistema ilhado vs. sistema de grande porte; (c) sistema de grande porte “A” vs. sistema de grande porte “B”; (d) fechamento de anel em sistemas interligados de grande porte.	29
Figura 2.5 – Representação esquemática genérica de uma manobra de sincronização.	29
Figura 2.6 – Exemplo de sincronização entre sistemas de grande porte: interligação Norte-Sul do SIN ao final da década de 1990.	34
Figura 2.7 – Exemplo de fechamento de anel da LT 440 kV.	35
Figura 2.8 – Fechamento de Anel da LT 440 kV Araraquara – Piracicaba. FONTE: Operador Nacional do Sistema (ONS).	36
Figura 2.9 – Exemplo de sincronização com fechamento de anel em SDAT.	37
Figura 2.10 – Esquema simplificado de sincronização baseado no equivalente de curto circuito.	40
Figura 2.11 – Sincronização de sistema ilhado ao sistema-tronco principal em malha aberta baseada no método de inserção de impedâncias.	43
Figura 3.1 – Interconexão entre os modelos lineares e não lineares.	46

Figura 3.2 – Circuito equivalente do modelo elétrico de um trecho de linha de distribuição. .	47
Figura 3.3 – Circuito elétrico equivalente por fase do modelo do transformador.....	51
Figura 3.4 – Circuito equivalente do modelo elétrico de um banco de capacitores.	53
Figura 3.5 – Circuito equivalente do modelo elétrico da carga.....	56
Figura 3.6 – Circuito equivalente do modelo elétrico do equivalente do sistema-tronco principal.	58
Figura 3.7 – Circuito equivalente do modelo elétrico da máquina síncrona. Fonte: [38].	64
Figura 4.1 – Sistema teste para o estudo de caso.	74
Figura 4.2 – Forma de onda do torque e da corrente do gerador síncrono da microrrede para o caso de referência.	77
Figura 4.3 – Forma de onda do torque e da corrente do gerador síncrono da microrrede para o caso com $ Z_{INSERTED} = 5\Omega$	78
Figura 4.4 – Resultado em 3D das simulações de transitório de sincronização da microrrede para diferentes cenários de operação e impedância de sincronização $Z_{INSERTED}$	79
Figura 4.5 – Projeção dos resultados da Figura 4.4 no plano corrente do estator $\times$ abertura angular da microrrede.....	79
Figura 4.6 – Resultado em 3D das simulações de transitórios para vários valores de impedância $Z_{INSERTED}$, mantendo-se $\Delta V=0$	80
Figura 4.7 – Projeção dos resultados da Figura 4.6 nos planos torque e corrente do estator $\times$ abertura angular da microrrede.....	80
Figura 4.8 – Curvas de nível das superfícies apresentadas na Figura 4.6 representando os valores de referência do transitório de sincronização.	81
Figura 4.9 – Análise de estabilidade para diferentes valores de impedância $Z_{INSERTED}$	82
Figura 4.10 – Análise de estabilidade para diferentes condições de $\Delta\theta$ e de $Z_{INSERTED}$	83
Figura 4.11 – Análise do transitório de <i>by-pass</i>	83

Lista de Tabelas

Tabela 4.1. Parâmetros do equivalente no sistema teste.....	75
Tabela 4.2. Parâmetros da carga local da microrrede.....	75
Tabela 4.3. Parâmetros do gerador síncrono da microrrede.	75
Tabela 4.4. Condições utilizadas na simulação do caso de referência.	76
Tabela 4.5. Valores dos transitórios para o caso de referência.....	77
Tabela 4.6. Valores dos transitórios para o caso de referência (0Ω) e para o caso de sincronização através de impedância de 5Ω	78

Lista de Abreviaturas e Siglas

<i>ANEEL</i>	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
<i>ANSI</i>	<i>American National Standards Institute</i>
<i>ANSI 25</i>	<i>Supervisão de Sincronismo</i>
<i>AVR</i>	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
<i>CA</i>	<i>Corrente Alternada</i>
<i>CC</i>	<i>Corrente Contínua</i>
<i>DJ</i>	<i>Disjuntor</i>
<i>EMT</i>	<i>Electromagnetic Transients</i>
<i>EMTP</i>	<i>Electromagnetic Transients Program</i>
<i>EUA</i>	<i>Estados Unidos da América</i>
<i>GD</i>	<i>Geração Distribuída</i>
<i>GIS</i>	<i>Geographic Information System</i>
<i>Hz</i>	<i>Hertz</i>
<i>IEC</i>	<i>International Electrotechnical Commission</i>
<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
<i>kV</i>	<i>Kilo Volt</i>
<i>kW</i>	<i>Kilo Watt</i>
<i>MUST</i>	<i>Montante de Uso do Sistema de Transmissão</i>
<i>NT</i>	<i>Norma Técnica</i>
<i>PCH</i>	<i>Pequena Central Hidrelétrica</i>
<i>RAT</i>	<i>Regulador Automático de Tensão</i>
<i>RV</i>	<i>Regulador de Velocidade</i>
<i>SCADA</i>	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
<i>SDAT</i>	<i>Sistema de Distribuição em Alta Tensão</i>
<i>SG</i>	<i>Speed Governor</i>
<i>SIN</i>	<i>Sistema Interligado Nacional</i>

t_{synch}	<i>Tempo de Retardo entre o fechamento dos disjuntores A e B</i>
V_{cc}	<i>Tensão de Curto-Circuito</i>
Z_{cc}	<i>Impedância de Curto-Circuito</i>
ΔV	<i>Diferença de Tensão entre dois pontos medidos</i>
$\Delta \theta$	<i>Diferença de Ângulo entre dois pontos medidos</i>
Δf	<i>Diferença de Frequência entre dois pontos medidos</i>

Sumário

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO.....	16
1.1 Motivações	17
1.2 Escopo da Dissertação.....	19
1.3 Organização da Dissertação	19
CAPÍTULO 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA (FUNDAMENTOS TEÓRICOS).....	21
2.1 Conceitos, Arquiteturas e Operação de Sistemas Ilhados	21
2.2 Sincronização em Sistemas de Energia Elétrica.....	28
2.2.1 Condições para estabelecimento de paralelismo.....	30
2.2.2 Sincronização de gerador síncrono em vazio vs. barra infinita.....	32
2.2.3 Sincronização entre sistemas de grande porte e fechamento de anéis no sistema de transmissão	33
2.2.4 Sincronização de instalações industriais com cogeração	37
2.2.5 Semelhanças entre os transitórios de sincronização e de curto-circuito ..	40
2.3 Sincronização de Sistemas Ilhados em Malha Aberta Através do Método de Inserção de Impedâncias	41
CAPÍTULO 3 MODELAGEM E METODOLOGIA	44
3.1 Ferramenta de Simulação Computacional da Dinâmica de Sistemas de Energia Elétrica	44
3.2 Modelos para Simulações Computacionais da Dinâmica de Sistemas de Energia Elétrica.....	46
3.2.1 Rede elétrica	46
3.2.2 Transformadores.....	51
3.2.3 Bancos de capacitores	53
3.2.4 Cargas.....	55
3.2.5 Equivalente do sistema-tronco principal	58

3.2.6	<i>Geradores síncronos</i>	63
3.3	Metodologia para Projeto da Impedância de Sincronização em Malha Aberta	67
3.3.1	<i>Passo 1 – Determinação dos Níveis de Transitórios Aceitáveis</i>	67
3.3.2	<i>Passo 2 – Análise de Transitórios Eletromagnéticos no Espaço $V \times \theta \times Z_{inserted}$</i>	69
3.3.3	<i>Passo 3 – Análise de Estabilidade Transitória dos Geradores Síncronos do Sistema Ilhado</i>	71
3.3.4	<i>Passo 4 – Análise de Transitório de By-Pass da Impedância de Sincronização</i>	72
CAPÍTULO 4 ESTUDO DE CASO PARA UM SISTEMA TESTE		74
4.1	Sistema Teste.....	74
4.2	Caso de Referência para Sincronismo	76
4.3	Valores de Referência de Transitório de Sincronização	76
4.4	Impacto da Inserção da Impedância na Redução dos Transitórios de Sincronismo ..	77
4.5	Determinação da Impedância Necessária para Sincronização em Malha Aberta	78
4.6	Investigação de Estabilidade e de <i>By-Pass</i>	81
CAPÍTULO 5 CONCLUSÕES		84
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		87
APÊNDICES		90
	Publicações e Divulgação	90

Capítulo 1

Introdução

A busca por melhoria na confiabilidade do suprimento aliada às questões de sustentabilidade ambiental e à necessidade de maior flexibilidade no planejamento e na operação dos sistemas de distribuição de energia elétrica tem impulsionado o ressurgimento e o desenvolvimento da operação de trechos da rede de distribuição isolados do sistema interligado principal, configuração também conhecida na literatura como microrredes (em inglês, *microgrids*). Microrredes são sistemas elétricos em pequena escala, projetadas para o suprimento local de energia, capazes de, operando de modo independente da concessionária de distribuição local, suprir pequenas comunidades a exemplo de condomínios, edifícios, centros comerciais, *campi* universitários, plantas industriais, etc [1], [2].

Na situação mais comumente encontrada, como as dos exemplos anteriormente listados, as instalações constituintes de tais sistemas ilhados são de propriedade particular e a concessionária local só é responsável técnica e legalmente pela infraestrutura até o ponto de conexão com a rede particular. A operação de trechos da rede pública de distribuição de energia que contenham geração local de forma ilhada, ou seja, eletricamente desconectada do tronco principal do sistema de energia elétrica, ainda é tipicamente evitada pela maioria das concessionárias distribuidoras responsáveis pela operação das redes elétricas, em virtude de uma série de desafios ainda não muito bem resolvidos [3], [4]. Esse paradigma pode, todavia, ser alterado no futuro à medida que seja mais interessante para as concessionárias assumir os ônus e os bônus de se operar trechos da rede de distribuição pública de forma ilhada.

Microrredes podem operar conectadas ou ilhadas do sistema-tronco da concessionária local. Tendo em vista tal flexibilidade de operação, ora em paralelo ao, ora ilhada do sistema principal, uma manobra comumente realizada e extremamente importante no contexto da operação de tais redes consiste na reconexão (ressincronização) de tais sistemas à rede principal da concessionária. Esse procedimento, que consiste na mudança do modo de operação de *ilhado* para *em paralelo* deve ser feito de modo que os transitórios eletromagnéticos e eletromecânicos experimentados pelos diversos equipamentos envolvidos sejam os mais suaves possíveis, a fim de resguardar sua segurança e integridade. O processo de reconexão de redes ilhadas é ainda mais desafiador quando feito em condições de emergência.

1.1 Motivações

Tradicionalmente, a reconexão de sistemas ilhados ao sistema-tronco local das concessionárias é feita de dois modos. A primeira alternativa, esquematizada na Figura 1.1, consiste em desconectar todas as fontes do sistema isolado, reconectá-la ao sistema local e, então, ressincronizar as fontes uma a uma, até que o processo seja finalizado com a rede, antes isolada, operando em paralelo com o sistema-tronco. Essa alternativa, porém, elimina uma das principais potencialidades que emergem da operação ilhada, a de manter o suprimento das cargas locais quando, por qualquer razão, o sistema principal não é capaz de atendê-las, em virtude da necessária interrupção momentânea no suprimento às cargas da microrrede. Esse modo de sincronização do sistema ilhado com o sistema-tronco guarda certa semelhança a uma manobra tradicionalmente realizada para transferência de carga entre alimentadores ou para energização de bancos de capacitores em alimentadores de distribuição, conhecida no jargão técnico como “pisca”. O alimentador ou os trechos necessários são temporariamente desenergizados pela abertura de religadores ou chaves de manobra, a chave de transferência de carga ou de conexão do banco é fechada e na sequência o religador fecha para energizar o alimentador e restabelecer o suprimento. O nome coloquial da manobra deriva da interrupção temporária a qual os consumidores ficam submetidos, que faz com que “a luz pisque”.

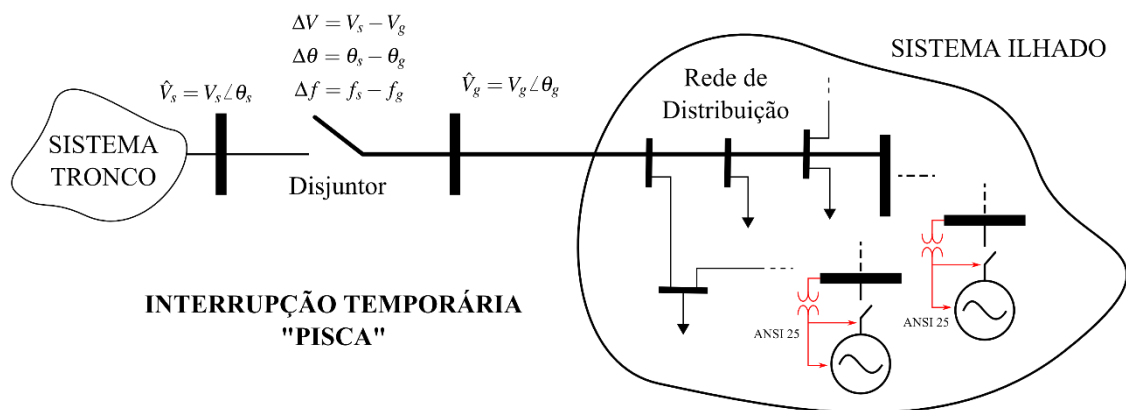


Figura 1.1 – Sincronização de sistema ilhado ao sistema tronco principal através de interrupção temporária no suprimento às cargas.

Para evitar que as cargas locais sejam, ainda que temporariamente, desenergizadas, uma segunda alternativa de reconexão de sistemas ilhados consiste na atuação dos controles dos geradores locais para que a diferença de tensão no ponto de conexão entre a microrrede e o sistema principal seja mínima, de forma que os transitórios de reconexão observados não sejam um problema. Essa estratégia é esquematizada na Figura 1.2 a seguir:

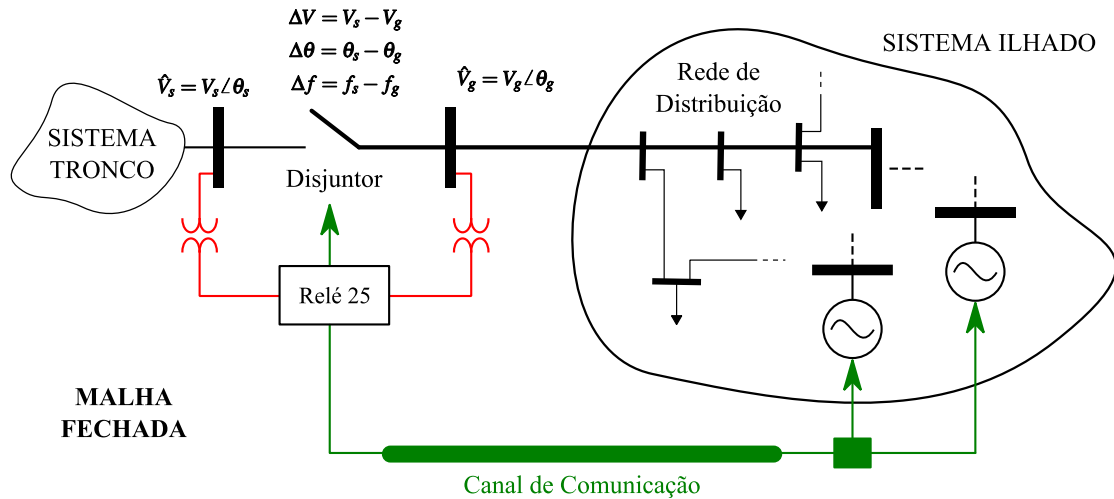


Figura 1.2 – Sincronização de sistema ilhado ao sistema tronco principal através de controle em malha fechada com enlace de comunicação entre o relé com função de cheque de sincronismo e o controle dos geradores locais.

As abordagens tradicionalmente empregadas para sincronização de sistemas ilhados ao sistema da concessionária local empregam, invariavelmente, alguma forma de controle em malha fechada que realimentam as medidas de diferença de tensão entre os dois sistemas no controle automático dos geradores da microrrede [5], [6]. O principal desafio presente em tais abordagens, todavia, é relativo ao fechamento da malha de controle via canal de comunicação entre o ponto de conexão entre os dois sistemas e os geradores locais da microrrede. Esse aspecto torna tal abordagem ainda mais desafiadora no contexto de resincronização em emergência ou que envolva múltiplos geradores locais na microrrede.

Recentemente, um método que contorna tais dificuldades ao propiciar que a reconexão seja feita em malha aberta foi proposto em [7]. A sincronização em malha aberta explora a redução nos transitórios de sincronização propiciada pela inclusão de uma impedância em série com o elemento de reconexão (chave, disjuntor etc.) para relaxar as condições de tensão sobre tal elemento, conforme esquematizado na Figura 1.3. Projetando-se uma impedância que relaxe tais condições de modo a cobrir todo o espaço de pontos de operação possíveis, não há mais a necessidade da malha fechada que atue no controle dos geradores do sistema ilhado para reduzir a tensão sobre o elemento de conexão.

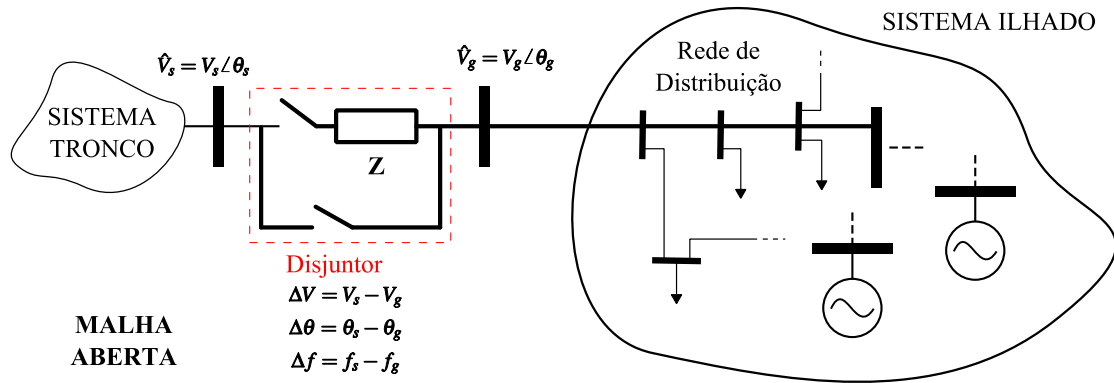


Figura 1.3 – Sincronização de sistema ilhado ao sistema tronco principal em malha aberta baseada no método de inserção de impedâncias.

1.2 Escopo da Dissertação

Este trabalho apresenta uma metodologia que permite avaliar como uma determinada impedância pode flexibilizar as condições operacionais do sistema ilhado de tal forma que a reconexão possa ser feita em malha aberta. Simulações computacionais de transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos de sincronização de um sistema teste em malha aberta através da inserção de impedância são apresentadas. O trabalho desenvolvido nesta dissertação busca, desta forma, apresentar elementos que subsidiem uma resposta para as seguintes questões:

- 1) *De que modo pode ser feita a sincronização de um sistema ilhado ao sistema-tronco principal sem a necessidade de interrupção temporária ou de comunicação e coordenação entre os controles locais dos geradores e o disjuntor de interconexão?*
- 2) *Quais equipamentos são necessários para essa manobra e de que forma deve ser realizada a sequência de ações desta manobra?*
- 3) *É possível flexibilizar as condições de paralelismo do sistema ilhado de tal forma que a sincronização possa ser feita em malha aberta?*
- 4) *Quais as desvantagens e quais aspectos devem ter avaliação pormenorizada para que a manobra de sincronização em malha aberta seja efetiva e sem comprometer a segurança, a integridade de equipamentos e a qualidade de operação?*

1.3 Organização da Dissertação

Esta dissertação segue organizada da seguinte forma:

- No capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica discutindo alguns aspectos conceituais de microrredes, de manobras de sincronismo em sistemas de energia elétrica bem como alguns aspectos teóricos e conceituais por trás da abordagem de sincronização de microrredes em malha aberta através do método de inserção de impedância, foco desta dissertação.
- No capítulo 3 são apresentados os modelos e ferramentas de simulação computacional da dinâmica de sistemas de energia elétrica utilizados neste trabalho bem como as metodologias de projeto da impedância e de análise da manobra de sincronização de microrredes em malha aberta.
- No capítulo 4 apresenta-se os resultados de simulações numéricas do tipo EMTP utilizando-se os modelos e empregando-se a metodologia descrita no capítulo anterior em alguns estudos de caso utilizando sistema teste para demonstração e análise da sincronização de microrredes em malha aberta baseada no método da inserção de impedâncias.
- Finalmente no capítulo 5 são apresentadas as principais conclusões alcançadas com este trabalho bem como sugestões para aprimoramentos da modelagem, metodologia, análise, projeto e aplicação através de trabalhos futuros.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica (Fundamentos Teóricos)

Neste capítulo apresenta-se uma revisão da literatura técnica cujo objetivo é apresentar conceitos, técnicas, métodos e outros aspectos teóricos relacionados à operação de sistemas ilhados, às manobras de sincronização em sistemas de energia elétrica de modo geral bem como da sincronização de sistemas ilhados em malha aberta em particular. Para tanto, o capítulo está organizado nas subseções a seguir. Na seção 2.1 é apresentada uma revisão geral sobre sistemas ilhados, cobrindo um panorama histórico, conceitos fundamentais, arquiteturas típicas e aspectos gerais da operação. Na seção 2.2 são discutidos aspectos relacionados à sincronização de sistemas de energia elétrica em geral bem como são estabelecidas as particularidades do caso de sincronização de sistemas ilhados a redes de maior porte (sistema-tronco) bem como as diferenças envolvidas nessa manobra em relação a casos semelhantes como a sincronização de um gerador em vazio ao sistema e entre dois sistemas de grande porte. Finalmente na seção 2.3 alguns aspectos conceituais e teóricos relativos à sincronização de sistemas ilhados em malha aberta baseada no método de inserção de impedâncias, foco central desta dissertação, serão apresentados.

2.1 Conceitos, Arquiteturas e Operação de Sistemas Ilhados

Historicamente, os sistemas de energia elétrica surgiram como pequenos sistemas isolados que atendiam carga em pequenas localidades, tipicamente de iluminação pública, através de geradores de energia elétrica que aproveitavam fontes de energia primárias localmente disponíveis. A tecnologia de equipamentos elétricos da época não permitia a construção de geradores além da faixa de centenas a no máximo poucos milhares de kW, com a tensão de transmissão também reduzida a níveis não maiores do que atualmente utilizados na distribuição primária (poucas dezenas de kV), o que limitava o atendimento a cargas essenciais instaladas em localidades muito próximas das fontes primárias aproveitadas. Destacam-se nesse contexto, em âmbito internacional, os sistemas pioneiros da Usina de Adams, em Niágara Falls, nos Estados Unidos da América (EUA) [8] e de Rheinfelden, na Alemanha [9], [10]. No Brasil, destaca-se o sistema da Usina Hidrelétrica de Marmelos-Zero, instalada no rio Paraibuna em Juiz de Fora, Minas Gerais, que ao ser inaugurado em 1889 consistia em duas turbinas

hidráulicas que acionavam geradores CA monofásicos de 125 kW, 60 Hz, que atendiam 180 lâmpadas de iluminação pública da cidade através de um sistema de distribuição em 1 kV [11]. Os primórdios dos sistemas de energia elétrica eram, portanto, bastante similares ao que hoje chamamos de microrredes como será posteriormente discutido.

Ao longo das primeiras décadas do século XX essa arquitetura de sistemas de energia elétrica foi avançando e, embora houvesse casos que já sinalizavam para uma maior integração, a prática mais usual continuava sendo a de pequenos sistemas isolados, de forma que o crescimento dos sistemas de energia elétrica se dava pela proliferação de uma grande quantidade de sistemas isolados de pequena capacidade [12]. À medida que tais sistemas isolados foram crescendo e se proliferando, algumas ineficiências econômicas desses arranjos foram se tornando mais evidentes. Por exemplo, a confiabilidade do suprimento poderia ser severamente afetada caso um gerador fosse danificado, visto que a capacidade de geração nesses sistemas é tipicamente muito próxima da carga instalada. Caso novos geradores fossem instalados, para aumentar a capacidade de emergência, os custos de operação seriam bastante elevados, o que poderia inviabilizar a operação comercial de tais sistemas. Avanços tecnológicos que levavam a aumento da capacidade de geradores bem como de aumento das tensões de transmissão permitindo com que a energia gerada pudesse ser transportada por distâncias cada vez maiores foram transformando o setor elétrico em caminho a uma interligação entre sistemas de pequeno porte que pudessem operar sob uma nova filosofia de eficiência econômica, com redução dos custos marginais de expansão e aumento da confiabilidade de suprimento de energia.

Dessa forma, pode-se dizer que a partir de meados da década de 1930 iniciou-se uma movimentação contínua em direção à interligação dos inúmeros sistemas isolados, primeiramente a partir da interligação de sistemas regionais para, posteriormente, a interligação entre regiões [12]. A capacidade dos equipamentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica foi batendo recordes atrás de recordes, os desafios técnicos para a integração dos sistemas de pequeno e médio porte em um único sistema de grande porte foram pouco a pouco sendo superadas de forma que esse é o paradigma atual [12].

Embora o século XX transcorreu com esse longo processo de ganho de escala decorrente da interligação dos sistemas de energia elétrica, caracterizado por ser um único sistema com geração centralizada de grande porte e transmissão em elevados níveis de tensão até os centros consumidores urbanos, as fontes de pequena escala nunca deixaram de existir e, na virada para o século XXI voltaram a receber grande atenção em virtude de uma série de

fatores econômicos, ambientais e tecnológicos. Essas fontes, de pequena escala quando comparadas às grandes unidades de geração centralizadas conectadas nos sistemas interligados de transmissão de energia, englobam o que é conhecido como Geração Distribuída (GD). Geração Distribuída, portanto, é o termo que caracteriza sistemas de geração de energia elétrica diretamente conectadas aos sistemas de distribuição de energia elétrica, através ou não das instalações de unidades consumidoras [13], [14].

Com a GD cada vez mais consolidada, há um interesse também por modificar as premissas e filosofias de operação dos sistemas de distribuição de energia elétrica para permitir que, sob certas circunstâncias, a GD possa operar de forma independente do sistema de distribuição atendendo cargas que, de outra forma, seriam cortadas por interrupções de diversas naturezas que afetem seu atendimento. Essa operação de sistemas ilhados (isolados) nos quais a GD atende cargas de forma independente do restante do sistema de distribuição, que estava presente já na origem dos sistemas de energia elétrica, vem recentemente despertando interesse crescente, sob o escopo do que vem sendo denominado na literatura técnica como microrrede. Existem diversas definições na literatura técnica para o que vem a ser uma microrrede:

- A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) define microrrede como “rede de distribuição de energia elétrica que pode operar isoladamente do sistema de distribuição, atendida diretamente por uma unidade de geração distribuída.” [15];
- O *Institute of Electrical and Electronic Engineering* (IEEE) define microrredes em seu *Standard 2030-7* como “*A microgrid is a group of interconnected loads and distributed energy resources with clearly defined electrical boundaries that acts as a single controllable entity with respect to the grid. It can connect and disconnect from the grid to enable operation in both grid-connected or island modes.*” [16];
- O grupo de trabalho C6.22 do comitê de sistemas de distribuição e geração distribuída do *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* (CIGRE) em seu guia técnico 635 - *Microgrids I Engineering, Economics, & Experience* define as microrredes como “*Microgrids are electricity distribution systems containing loads and distributed energy resources, (such as distributed generators, storage devices, or controllable loads) that can be operated in a controlled, coordinated way either while connected to the main power network or while islanded.*” [17].

Embora existam diferentes nuances entre as definições de microrrede acima apresentadas e, também, entre tantas outras apresentadas na literatura técnica, o grande interesse pelo tema das microrredes decorre do condicionante presente nas diferentes definições apresentadas: microrredes podem operar isoladamente. Um maior nível de automatismo da rede de distribuição aliado a exigências por qualidade e confiabilidade por parte de consumidores e agentes reguladores cada vez maiores tem impulsionado o recente interesse pela configuração de operação na qual os sistemas de energia elétrica surgiram. Se antes a operação ilhada de pequenos trechos do sistema de distribuição eram indesejadas e até proibidos em diferentes partes, sobretudo pelos riscos que ofereciam para segurança [3], [4], avanços tecnológicos aliados a uma maior pressão por melhorias em indicadores de qualidade, continuidade e confiabilidade tem mudado a relação de risco-retorno pela qual os agentes do setor elétrico enxergam as microrredes. Se antes os riscos eram maiores que os retornos, agora talvez já se vislumbre que microrredes possam trazer mais retorno do que riscos.

Enquanto a microrrede opera conectada ao sistema principal da concessionária local, diz-se que operam em *modo conectado à rede* ou *em paralelo*. Se, por um motivo qualquer, a microrrede separa-se do sistema principal, porém permanece em operação suprindo suas cargas locais, diz-se que a microrrede opera-se em *modo ilhado*. Quer esteja conectada ao sistema principal quer encontre-se em operação ilhada, espera-se que as microrredes operem de forma a manter o fornecimento de energia elétrica aos consumidores por ela atendidos dentro dos padrões de qualidade, continuidade, confiabilidade, proteção e segurança estabelecidos pelas normas técnicas e pelos agentes reguladores [18], [19], [20]. Dessa forma, a operação *em regime permanente* dos sistemas ilhados não deve trazer maiores desafios técnicos para as concessionárias distribuidoras de energia elétrica visto que deve se comportar como uma outra rede de distribuição qualquer. Os principais desafios técnicos relativos à operação de microrredes são aqueles relacionados aos transitórios envolvidos nas mudanças de modo de operação. A transição entre ambos os modos exige uma série de alterações nos esquemas de controle e proteção da rede, a fim de que os padrões de qualidade de energia elétrica sejam mantidos aos consumidores independentemente do modo de operação.

A ideia básica por trás do recente interesse em microrredes consiste, portanto, em, uma vez que haja capacidade adequada, permitir que um trecho do sistema de distribuição de energia elétrica possa operar de forma isolada, ilhada ou ainda independente do sistema principal (sistema tronco), de forma que consumidores que de outro modo teriam seu

suprimento de energia elétrica interrompida possam permanecer atendidos pelas fontes distribuídas da parcela do sistema que agora opera de modo independente. Como a operação conectada ao sistema tronco tende a ser mais eficiente, vislumbra-se que tão logo a condição de isolamento da microrrede possa ser interrompida, recompondo-se o sistema interconectado, assim seja feito, com a operação ilhada ocorrendo por tempo relativamente reduzido. Essa intenção de restabelecer a operação em modo conectado à rede tão logo que possível é um aspecto importante no contexto desta dissertação, como será evidenciado posteriormente.

Diferentes referências na literatura apresentam arquiteturas típicas para microrredes, que também definem as diferentes classificações que uma microrrede pode receber [1], [2]. A seguir é apresentado alguns aspectos relacionados à arquitetura de microrredes. A microrrede é composta basicamente de uma ou mais fontes de energia interligadas com as suas cargas. As cargas atendidas pela microrrede podem ser classificadas como prioritárias e não-prioritárias, i.e., aquelas que sofrerão corte caso seja necessário equilibrar demanda com geração. A microrrede pode ser composta apenas de circuitos em baixa tensão (até 1 kV) bem como pode também compreender circuitos de média tensão (acima de 1 kV e abaixo de 34,5 kV). Além de geradores e cargas, pode-se considerar ainda a necessidade da existência de armazenadores, como bancos de baterias, por exemplo. Isso deve ser considerado quando a fonte geradora de energia não responde de forma imediata a demanda de energia ou ainda quando a fonte de energia não estiver disponível naquele momento, como no caso da energia solar e eólica, que dependem das condições climáticas. Nessas condições, sistemas de armazenamento poderiam viabilizar a operação da microrrede em modo ilhado por um tempo mais prolongado. Na Figura 2.1 tem-se a representação simples de uma microrrede e sua conexão com a rede elétrica da concessionária local.

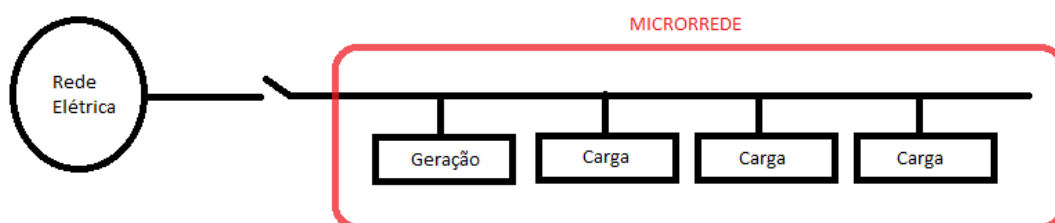


Figura 2.1 – Esquema simplificado da arquitetura de uma microrrede.

A geração distribuída é um elemento essencial para a existência de uma microrrede, haja vista que sem uma fonte de energia local não há possibilidade de operação desconectada do sistema principal da distribuidora local. Nesse contexto merecem destaque as fontes de energia renováveis como a energia solar fotovoltaica e eólica. Em certos lugares também pode-se destacar as células combustíveis, microturbinas e centrais térmicas, neste último exemplo pode-se ganhar maior rendimento quando utiliza-se, na forma combinada, com o uso de aquecedores. O tipo de tecnologia a ser utilizada como fonte de energia dependerá do que estiver disponível em determinada região, como por exemplo, o uso de biomassa, gás natural, quedas d'água etc.

Em função da estrutura da geração distribuída associada a uma microrrede, esses sistemas podem apresentar configurações tais como a apresentada na Figura 2.2, onde uma fonte de geração distribuída de maior capacidade atenderia todas as cargas do sistema ilhado, ou como a apresentada na Figura 2.3, onde cada consumidor (carga) possui uma fonte de geração distribuída, mas há uma cooperação mútua entre as várias cargas e geradores distribuídos operando na forma de microrrede [38].

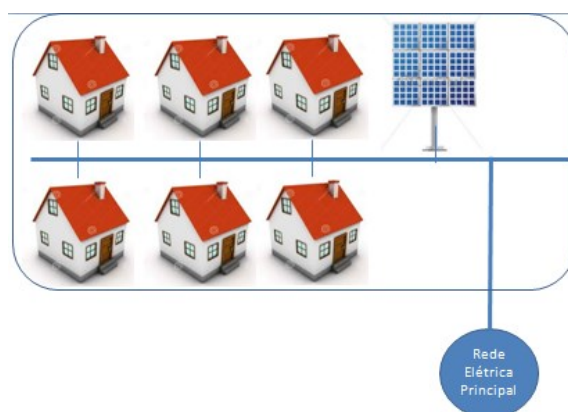


Figura 2.2 – Microrrede alimentada de forma centralizada

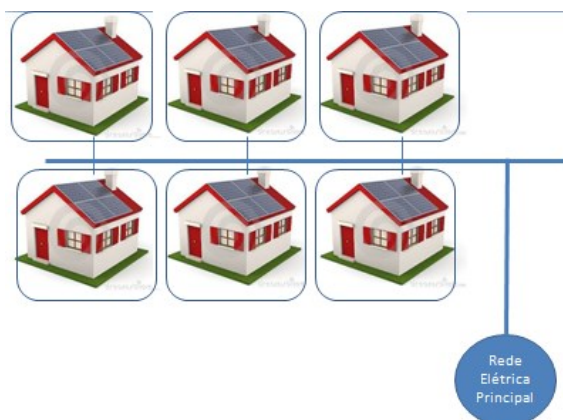


Figura 2.3 – Microrrede alimentada de forma individual.

Entre as principais vantagens na implantação de microrredes tem-se [38]:

- Aumento de disponibilidade de fornecimento de energia, devido a sua capacidade de operação ilhada;
- Injeção de energia excedente na rede principal, contribuindo para viabilizar o retorno do investimento inicial;
- Redução de custos de energia ao usuário, principalmente em horários de custo mais elevado (consumidores com tarifas horo-sazonais);
- Possibilidades de ganhos com tarifa de serviços ancilares, aumentando a confiabilidade do sistema de distribuição;
- Introdução de uma matriz energética mais limpa, utilizando-se de fontes de energia renovável.

Entre as desvantagens, destaca-se [38]:

- A qualidade da energia elétrica pode ficar comprometida, podendo não ficar dentro dos padrões exigidos atualmente. De modo geral, diferentes aspectos relacionados à forma de onda da tensão (frequência, magnitude, componentes harmônicos, desequilíbrio no sistema trifásico etc.) podem ser deteriorados quando da operação em modo ilhado; deve-se ponderar, contudo, um balanço entre manter a operação de atendimento às cargas, mas com degradação nos indicadores de qualidade de energia vs. interromper o atendimento às cargas para evitar operação com indicadores de qualidade degradados;

- A coordenação do sistema de proteção da microrrede com a rede principal pode ser um desafio a ser enfrentado, haja vista que se espera que o sistema de proteção funcione de forma apropriada (coordenação e seletividade) quer a microrrede opere no modo conectado à rede quer opere no modo ilhado;
- O custo da instalação pode ser alto, sobretudo caso haja necessidade de instalação de armazenadores de energia, mas também associados a adequações de proteção, automação e controle;
- Questões regulatórias e de comercialização ainda apresentam pontos não muito claros que necessitam de amadurecimento regulatório;
- A sincronização com a rede principal, em caso de retorno após a operação em modo ilhado, pode apresentar certo grau de dificuldade.

Como exposto, portanto, entre os principais desafios técnicos relativos à operação de microrredes estão aqueles relacionados as mudanças entre os modos de operação, ou seja, os transitórios de separação (transição do modo conectado para o modo ilhado) e de resincronização (transição do modo ilhado para o modo conectado). O foco deste trabalho concentra-se no segundo tipo de transitório, de resincronização.

2.2 Sincronização em Sistemas de Energia Elétrica

Nesta seção discute-se de forma geral uma manobra muito comum na operação de sistemas de energia elétrica: a sincronização. O termo sincronização, muitas vezes também denotado por paralelismo, é utilizado no contexto dos sistemas de energia elétrica para denotar diferentes manobras. Pode dizer respeito tanto à conexão de dois sistemas de energia elétrica inicialmente isolada entre si que passam a operar em paralelo, formando um único sistema síncrono, quanto à manobra na qual um sistema que já é interligado através de um caminho passa a operar com nova interligação, estabelecendo uma nova malha na rede elétrica. Na Figura 2.4 apresenta-se alguns arranjos onde manobras de sincronização são comumente realizadas durante a operação de sistemas de energia elétrica. Em (a) trata-se da sincronização de um gerador em vazio a um sistema de grande porte; (b) compreende a sincronização de um sistema ilhado a um sistema de grande porte; (c) consiste na sincronização de um sistema de grande porte "A" a outro sistema de grande porte "B" e, finalmente, (d) abrange um tipo de paralelismo no qual um novo anel é fechando em um sistema que já é sincronizado através de interligações em outros pontos.

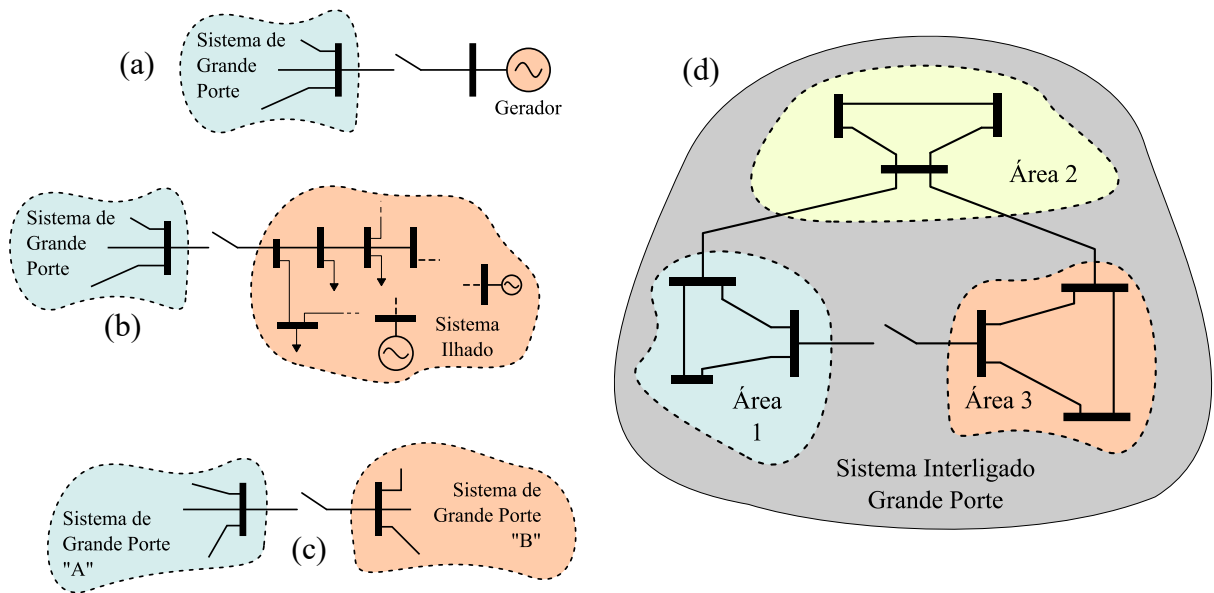


Figura 2.4 – Configurações típicas envolvidas em manobras de sincronização em sistemas de energia elétrica: (a) gerador vs. sistema de grande porte; (b) sistema ilhado vs. sistema de grande porte; (c) sistema de grande porte “A” vs. sistema de grande porte “B”; (d) fechamento de anel em sistemas interligados de grande porte.

A manobra de sincronização consiste, portanto, em colocar em operação paralela duas barras energizadas do sistema através do fechamento de um disjuntor ou chave de manobra, como observa-se na Figura 2.5.

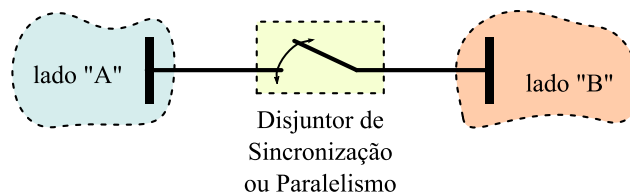


Figura 2.5 – Representação esquemática genérica de uma manobra de sincronização.

Nas subseções a seguir serão discutidos mais detalhes associados às manobras de paralelismo esquematizadas na Figura 2.4 e na Figura 2.5, de forma a se analisar as condições para que a manobra de paralelismo tenha êxito.

2.2.1 Condições para estabelecimento de paralelismo

Para que o paralelismo possa ser estabelecido entre duas barras em um sistema de energia elétrica, quatro aspectos devem ser observados:

- Magnitude de tensão;
- Ângulo de fase de tensão;
- Frequência;
- Sequência de fases.

Se os quatro aspectos acima listados forem iguais entre as duas barras a serem conectadas, a sincronização será feita sem transitórios ao sistema. Diferenças na magnitude, ângulo de fase e/ou frequência da tensão entre as duas barras resultarão em transitórios cuja severidade, em geral, depende do grau de diferença entre os quatro aspectos listados. O casamento entre os valores dos quatro aspectos acima listados para as duas barras que serão postas em operação paralela pode ser, portanto, traduzido de uma forma mais simples: a condição para que a sincronização possa ser estabelecida sem nenhum transitório ao sistema é a de que a tensão sobre o disjuntor de paralelismo seja nula.

Na prática, visto que em muitas situações é demasiadamente complexo controlar perfeitamente a tensão nos dois lados do disjuntor de paralelismo para anular a tensão sobre tal equipamento, o fechamento para a manobra de paralelismo é feito quando a tensão do disjuntor é menor do que um determinado valor de referência, o que causará um pequeno transitório que, todavia, não comprometa a operação segura do sistema e dos equipamentos envolvidos. Esses valores de referência são estabelecidos com base em critérios definidos por fabricantes de equipamentos, concessionárias de transmissão e distribuição e ainda por comitês técnicos. Algumas referências clássicas que estabelecem tais valores são as norma técnicas internacionais [19], [21] e [22] e normas técnicas utilizadas pelas concessionárias da rede elétrica no Brasil, como é o caso das Normas Técnicas (NT) GED-33 da CPFL [3] e a ND 5.31 da CEMIG [4]. É importante ressaltar que as tolerâncias e os limites estabelecidos para magnitude e ângulo de fase de tensão e de frequência dependem do tipo de paralelismo que será realizado (gerador vs. barramento infinito, fechamento de anel em rede de transmissão etc.), como será discutido posteriormente.

O paralelismo quando realizado de modo que as condições de proximidade de um ou mais dos quatro aspectos do sincronismo não é observada (ou seja, com razoável tensão equivalente sobre o disjuntor) pode resultar em transitórios extremamente severos que causam

distúrbios ao sistema, danifiquem equipamentos em virtude dos efeitos eletromecânicos sobre as máquinas rotativas e ainda deteriore aspectos de qualidade da energia elétrica suprida aos consumidores do sistema. Para proteger sistema e equipamentos de efeitos tão devastadores, utiliza-se um relé de proteção que bloqueie o fechamento do disjuntor caso as condições para estabelecimento seguro de paralelismo não sejam verificadas. A função de proteção para tal finalidade é conhecido como função de verificação (*check*) de sincronismo e executa a função ANSI 25 (*synchronizing or synchronism check device*). As principais aplicações desta função de proteção ANSI 25 são [23], [24]:

- Conexão de um gerador ao sistema;
- O restabelecimento da ligação entre duas partes do sistema;
- Fechamento manual de disjuntores;
- Religamento automático de um disjuntor após um disparo do relé de proteção.

Em geral, a função de verificação de sincronismo mede tensões em ambos os lados do disjuntor, verifica a diferença de tensão, o ângulo de fase entre as duas tensões, a frequência de deslizamento entre as duas tensões (*slip*) e bloqueia ou não o fechamento do disjuntor. Alguns equipamentos mais modernos possuem recursos adicionais para sincronização automática. Esses relés mais modernos são capazes de se comunicar com sistemas de controle (no caso de máquinas síncronas, o AVR – *Automatic Voltage Regulator*, em português Regulador Automático de Tensão, RAT – e o SG – *Speed Governor*, em português, Regulador de Velocidade, RV) para, a partir das diferenças de tensão que bloqueiam o fechamento do disjuntor, a tensão e a frequência (velocidade) do gerador sejam controladas automaticamente para reduzir as diferenças observadas entre as duas barras e o comando de fechamento possa ser sinalizado pelo relé, estabelecendo assim a condição de paralelismo.

Um contexto em que a função de proteção ANSI 25 também é utilizada e que merece destaque no contexto deste trabalho são em relés de controle de chaves religadoras [25], [26], [27]. O papel desempenhado por essa função de proteção é justamente o de bloquear tentativas de religamento na rede de distribuição caso haja uma diferença de tensão significativa entre os dois terminais da chave religadora. Em situações convencionais, onde não é permitida a operação de microrredes em modo ilhado, a abertura da chave religador normalmente fechada levaria à condição de ilhamento, e a proteção anti-ilhamento dos geradores distribuídos deveria atuar para cessar tal condição. A função ANSI 25 no relé de controle de religamento poderia então bloquear o religamento da chave em caso de falha de atuação da proteção anti-ilhamento, evitando os problemas decorrentes da sincronização inadequada. Em um caso onde seja

permitida a operação desta microrrede em modo ilhado, esse relé de controle seria responsável então por evitar uma ressincronização fora de parâmetros adequados para que a manobra seja realizada de modo adequado.

Os detalhes de como os relés com a função de proteção ANSI 25 desempenham as especificações de verificação de sincronismo variam conforme os fabricantes de tais equipamentos [23]. Nas subseções a seguir serão discutidas diferentes manobras normalmente encontrada em sistemas de energia elétrica onde a verificação de sincronismo antes do fechamento de disjuntores é realizada.

2.2.2 *Sincronização de gerador síncrono em vazio vs. barra infinita*

Uma das manobras de paralelismo mais comuns e frequentes em sistemas de energia elétrica consistem na sincronização de geradores síncronos ao sistema interligado, conforme fora esquematizado na Figura 2.4 (a). Essa manobra é feita, por exemplo, quando uma máquina que estava desconectada para manutenção volta à operação; quando, em decorrência da atuação de alguma proteção, um gerador que fora desconectado volte a operação normal ou ainda quando um gerador que é despachado somente para atender o pico de carga do sistema entra em operação, situação comum em usinas termelétricas. Todas essas manobras de paralelismo podem ser entendidas como uma sincronização do tipo gerador em vazio versus barra infinita: ou seja, um gerador operando em vazio (sem carga) é conectado a um sistema de capacidade muito superior à potência da máquina em questão.

Como a manobra de paralelismo, nestes casos, ocorre sem que o gerador esteja operando sob carga no momento de fechamento do disjuntor, o procedimento consiste em atuar nos controles locais da máquina (sistema de excitação e controle de velocidade) para que as condições de magnitude e ângulo de fase da tensão e frequência (velocidade) sejam as mais próximas possíveis do ponto onde o gerador é conectado. Essa atuação nos controles pode ser feita de forma manual por operadores na planta de geração ou ainda de forma automática, o que é cada vez mais comum, situação na qual a função de verificação de sincronismo irá comunicar-se com os sistemas de excitação e controle de velocidade da máquina e comandar o fechamento do disjuntor quando as condições para estabelecimento de paralelismo forem observadas.

Existem diversos guias com recomendações de fabricantes bem como normas técnicas que estabelecem as condições máximas para estabelecimento de paralelismo nestes casos do tipo gerador em vazio vs. barra infinita, como por exemplo, as do IEEE e as do IEC

[19], [21], [22]. No caso das normas do IEEE, a função de verificação de sincronismo irá comandar o fechamento do disjuntor apenas se as seguintes condições forem observadas:

$$\Delta V \leq 5\% \quad (2.1)$$

$$\Delta \theta \leq 10^\circ \quad (2.2)$$

$$\Delta f \leq 0,067 \text{ Hz} \quad (2.3)$$

As condições nas quais ocorre o paralelismo descrito acima possuem três aspectos fundamentais que a tornam diferente do que é mais comum no caso de sistemas ilhados: gerador operando em vazio no momento do paralelismo, disjuntor localizado próximo ao gerador e um disjuntor de manobra para cada gerador. No decorrer desta dissertação, discutir-se-á de que modo essas condições tornam a sincronização de sistemas ilhados uma manobra mais desafiadora.

2.2.3 *Sincronização entre sistemas de grande porte e fechamento de anéis no sistema de transmissão*

Além da situação descrita na subseção anterior, o termo sincronização também é utilizado na terminologia da operação de sistemas de energia elétrica para denotar as manobras esquematizadas na Figura 2.4 (c) e (d), comuns em redes de transmissão em alta ou extra alta tensão. Essas manobras compreendem tanto a sincronização de dois sistemas de grande porte, ou seja, duas ilhas elétricas de grande porte, conforme esquematizado na Figura 2.4 (c), quanto o fechamento de anéis em sistema de transmissão que já se encontram em operação interligada, conforme esquematizado na Figura 2.4 (d).

Nesta sessão serão discutidas e exemplificadas algumas manobras operativas similares ao esquematizado na Figura 2.4 (c) e (d), para as quais se usa o termo sincronização: (1) a interligação Norte-Sul para composição do Sistema Interligado Nacional; (b) o fechamento de anel em linhas de transmissão de extra alta tensão no estado de São Paulo e (c) o fechamento de anel em linhas de subtransmissão de alta tensão para atendimento de cargas da distribuição de uma região metropolitana do estado de São Paulo.

2.2.3.1 Interligação Norte-Sul para composição do Sistema Interligado Nacional (SIN)

Um exemplo de manobra operativa que envolve a sincronização entre dois sistemas de grande porte é a interligação Norte-Sul do Sistema Interligado Nacional (SIN), que começou a operar no final da década de 1990. Antes do início da operação da interligação Norte-Sul,

cerca de 95% do consumo de energia elétrica no Brasil era atendido por dois grandes sistemas que operavam de forma independente e isolada: o sistema Norte + Nordeste¹ e o sistema Sul + Sudeste/Centro-Oeste^{2,3}. Quando entrou em operação comercial em março de 1999, o primeiro “linhão” da interligação Norte-Sul conectou os dois sistemas de grande porte e 95% do consumo de energia elétrica no país passou a ser atendido por um único sistema de grande porte, o assim chamado Sistema Interligado Nacional.

A configuração simplificada da interligação Norte-Sul no final da década de 1990 é apresentada na Figura 2.6 a seguir. A usina hidroelétrica de Serra da Mesa, que entrou em operação na mesma época, era o elo que conectada os dois sistemas de grande porte que passariam a operar então de forma sincronizada.

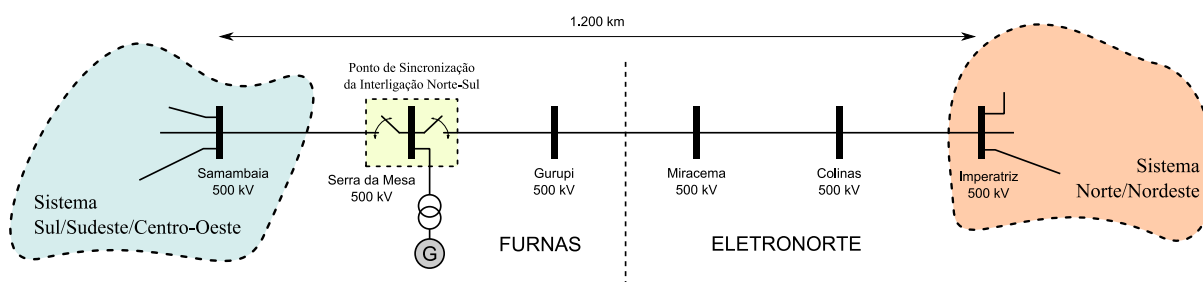


Figura 2.6 – Exemplo de sincronização entre sistemas de grande porte: interligação Norte-Sul do SIN ao final da década de 1990.

As condições para fechamento dos disjuntores que interligam dois sistemas de grande porte, como no caso da sincronização entre os sistemas Norte + Nordeste e Sul + Sudeste/Centro Oeste, tipicamente envolve condições mais flexíveis, ou seja, menos rígidas, do ponto de vista da diferença de tensão (magnitude e ângulo) do que aquelas observadas em outras manobras de sincronização previamente discutidas neste capítulo. De acordo com o estabelecido pelo Manual de Procedimentos da Operação do Sistema Interligado Nacional [28],

¹ O sistema Norte + Nordeste atendia, à época, os estados do Pará, Tocantins, Maranhão; Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.

² O sistema Sul + Sudeste/Centro-Oeste atendia, à época, os estados do Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Goiás, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Distrito Federal; Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

³ Os estados do Acre, Amazonas, Rondônia, Roraima e Amapá eram, à época, atendidos por sistemas isolados não interligados a nenhum dos subsistemas que compuseram o SIN.

para o caso da interligação do sistema brasileiro através da barra de 500 kV da subestação de Serra da Mesa as condições são: $\Delta V \leq 10\%$, $\Delta \theta \leq 30^\circ$ e $\Delta f \leq 0,2 \text{ Hz}$ [28].

2.2.3.2 Fechamento de anel em linhas de transmissão de extra alta tensão (440 kV)

O fechamento de anéis em sistemas de transmissão pode ocorrer, por exemplo, na seguinte situação: (1) uma nova subestação é construída para atender a projeção de aumento de demanda da carga; (2) essa nova subestação será interligada ao sistema através do seccionamento de uma linha de transmissão já existente, o que abre uma malha existente no sistema; (3) quando a subestação entrar em operação, a malha que fora aberta deverá ser novamente fechada, formando novamente um anel.

Esse caso é esboçado na Figura 2.7, que indica uma situação semelhante que ocorreu na rede básica do SIN, mais especificamente no sistema de 440 kV do estado de São Paulo, no ano de 2015.

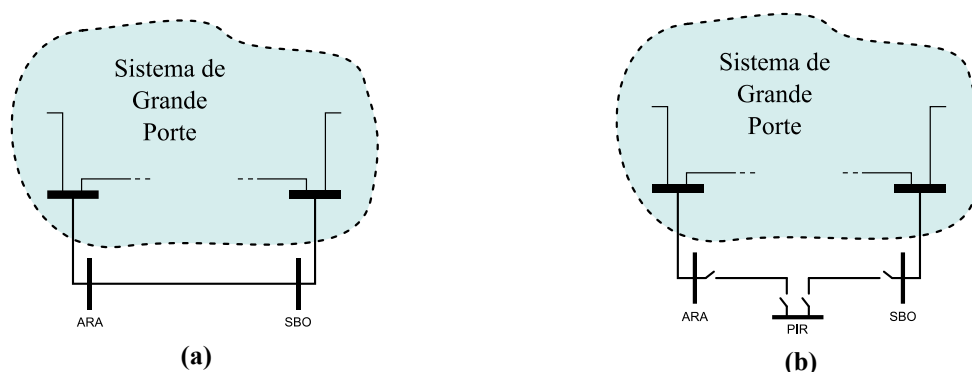


Figura 2.7 – Exemplo de fechamento de anel da LT 440 kV.

Trata-se da criação da subestação Piracicaba (PIR), interligada ao sistema através das linhas Araraquara – Piracicaba (ARA-PIR) e Piracicaba – Santa Barbara d’Oeste (PIR-SBO), seccionamentos da antiga linha Araraquara – Santa Barbara d’Oeste (ARA-SBO). Com o seccionamento da linha ARA-SBO para a inclusão da barra PIR, como podemos visualizar na Figura 2.8, é possível restabelecer novamente o mesmo anel no sistema de transmissão através do fechamento de disjuntor na subestação ARA, PIR ou SBO. Essa manobra de paralelismo foi feita quando as duas novas linhas entraram em operação e é repetida sempre que, por exemplo, a linha é energizada após eventual atuação da proteção. As condições de fechamento de anel em sistemas de transmissão tendem a apresentar ajustes da função ANSI 25 mais relaxados do que para a sincronização de geradores. No caso do fechamento de anel no

sistema de 440 kV na subestação PIR os ajustes aceitos correspondem a uma defasagem angular de 40° e uma diferença de magnitude de tensão de 20% [29].

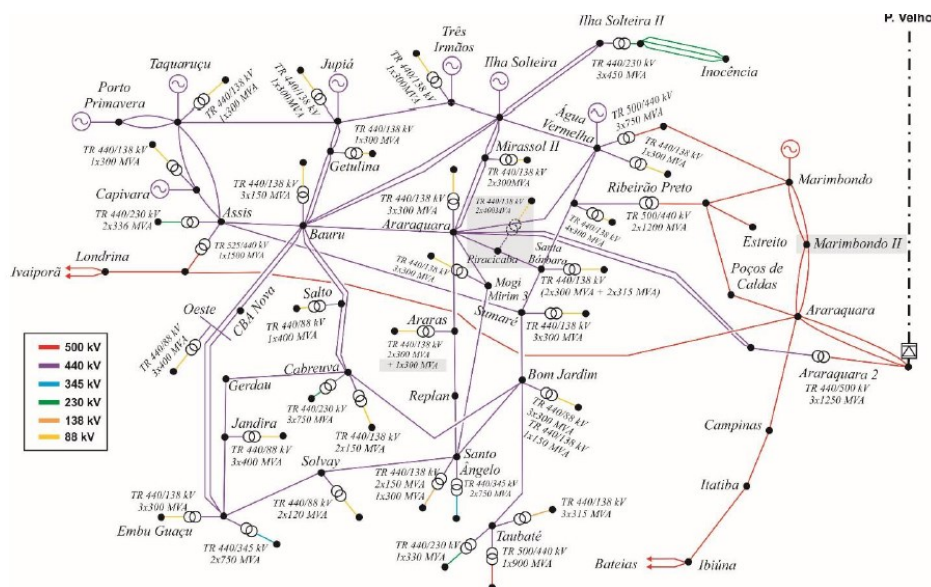


Figura 2.8 – Fechamento de Anel da LT 440 kV Araraquara – Piracicaba.
FONTE: Operador Nacional do Sistema (ONS).

2.2.3.3 Fechamento de anel em linhas de subtransmissão de alta tensão (138 kV)

Outra situação típica na operação de sistemas de energia elétrica na qual o termo sincronização também é utilizado pode ser exemplificada nas manobras descritas nesta subseção, para o qual se apresenta o exemplo de manobra no Sistema de Distribuição em Alta Tensão (SDAT).

A Figura 2.9 ilustra o diagrama unifilar do Sistema de Distribuição em Alta Tensão (SDAT, também conhecido como sistema de subtransmissão) de uma distribuidora de energia elétrica, com destaque para dois pontos de conexão com a rede básica do sistema de transmissão (pontos de fronteira A e B). Um tipo de manobra bastante comum nos sistemas de subtransmissão consiste no controle do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST). Em linhas gerais, o MUST é um valor contratado pela distribuidora junto à transmissora que consiste na demanda máxima que será aplicada em cada ponto de fronteira que atende sua área de concessão [30]. Devido a variações sazonais de carga, entre outros fatores, a distribuidora pode encontrar-se em determinada situação operativa em que o carregamento de determinado ponto de fronteira encontra-se na iminência de transgredir os limites superiores, além dos quais

é passível de sofrer multa por ultrapassagem na demanda contratada. Nessa situação, a fim de evitar tal sanção financeira, uma manobra de controle de MUST pode ser realizada a fim de redistribuir a demanda da distribuidora para pontos de fronteira com maior margem de carregamento dentro das regras do MUST.

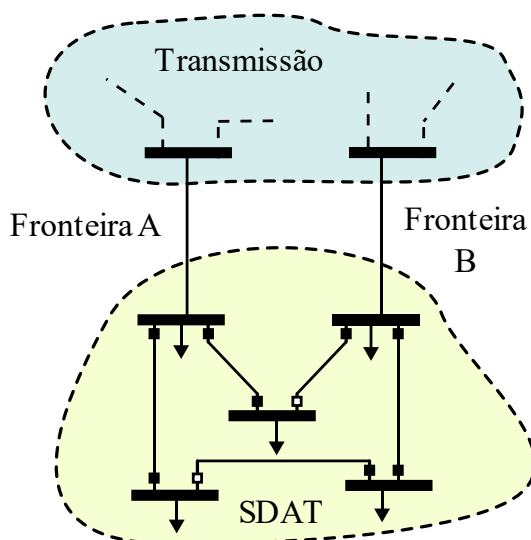


Figura 2.9 – Exemplo de sincronização com fechamento de anel em SDAT.

Essa manobra de controle de MUST envolve, portanto, o fechamento de certos disjuntores de linhas de subtransmissão em subestações de distribuição específicas para que o sistema possa ser reconfigurado sem interrupção e, ao final do processo, a demanda em pontos de fronteira na iminência de ultrapassagem da demanda contratada possa ser controlada. Uma forma de realizar tal manobra consiste no fechamento em anel de linhas de subtransmissão seguido por uma nova radialização do sistema que culmine com a transferência da carga de certas subestações para outro ponto de fronteira diferente do qual era originalmente atendida. Essa necessidade de manobra em linhas de subtransmissão do SDAT que compõe anéis implica na necessidade da instalação/existência de relés com a função de supervisão de sincronismo (ANSI 25) para o fechamento adequado de certos disjuntores, de forma que as manobras operativas para controle de MUST são outro exemplo onde a sincronização de sistemas de energia elétrica é feita de forma corriqueira.

2.2.4 Sincronização de instalações industriais com cogeração

Outro contexto em que manobras de paralelismo são comuns, além dos discutidos nas subseções anteriores, é o do paralelismo entre instalações industriais com cogeração e a

rede local de distribuição ou transmissão de energia elétrica. Esse caso pode, inclusive, ser interpretado como um exemplo de sincronização de sistemas ilhados em sistemas de grande porte, conforme fora apresentado na Figura 2.4 (b), de tal modo que nesta subseção serão discutidos os requisitos tipicamente exigidos pelas concessionárias para paralelismo de sistemas ilhados como instalações industriais com cogeração ao sistema local.

Para conexões de instalações com cogeneradores é exigida a elaboração de um acordo operativo que tem por objetivo disciplinar e definir os procedimentos e critérios operativos entre a acessada (concessionária) e a acessante (consumidor com cogeração), para a operação da subestação de propriedade do acessante bem como para operação da mesma em regime de paralelismo com o sistema de distribuição de energia elétrica da acessada. Os procedimentos descritos deverão ser rigorosamente seguidos pelas partes envolvidas, visando garantir a segurança pessoal e a integridade dos equipamentos, bem como evitar prejuízos à continuidade do suprimento, nas manobras que envolvam direta ou indiretamente a subestação.

Para efetuar o paralelismo, conforme recomendado na Norma Técnica GED-33 da CPFL [3], o operador do ACESSANTE deverá ajustar o nível da tensão e frequência de geração para valores idênticos à tensão e à frequência da concessionária local e efetuar o fechamento do disjuntor apropriado;

- O sistema de proteção do ACESSANTE, instalado no ponto de interligação, deverá permanecer devidamente ajustado e coordenado de tal forma que a operação em paralelo se realize de forma segura, sem causar danos tanto ao seu próprio sistema, como ao sistema da ACESSADA;
- O ACESSANTE não poderá em hipótese alguma energizar a Linha de Transmissão fonte da ACESSADA, ou seja, tentar colocar sua geração em paralelo sem que haja tensão no sistema da ACESSADA;
- O paralelismo entre o ACESSANTE e a ACESSADA deverá ser estabelecido sempre no ACESSANTE, através de disjuntor (es) que disponha(m) de recursos de sincronismo adequados para a realização dessa manobra;

Como pode-se notar, o acordo operativo com o acessante de cogeração não determina os valores do ajuste da função de verificação de sincronismo, deixando essa atribuição por conta do acessante que deve considerar o ponto de conexão com a acessada como “barra infinita”.

No caso de micro e minigeração, o acordo operativo, firmado entre acessante e acessada, também não determina os valores do ajuste da função de verificação de sincronismo, deixando essa atribuição por conta do acessante que deve considerar o ponto de conexão com a acessada como “barra infinita”.

Sendo assim, nesse trabalho, utiliza-se os valores de referência da IEEE 1547, ou seja, caso ocorra o fechamento do disjuntor e as condições das Equações (2.4), (2.5) ou (2.6) não forem satisfeitas, poderá ocorrer à saída de operação do gerador e até uma possível queima de algum equipamento.

$$\Delta V \leq 5\% \quad (2.4)$$

$$\Delta \theta \leq 10^\circ \quad (2.5)$$

$$\Delta f \leq 0,067 \text{ Hz} \quad (2.6)$$

Enquanto a microrrede opera conectada ao sistema principal da concessionária local, diz-se que operam em modo conectado à rede ou em paralelo. Se, por um motivo qualquer, a microrrede separa-se do sistema principal, porém permanece em operação suprindo suas cargas locais, diz-se que a microrrede opera-se em modo ilhado. A transição entre ambos os modos exige uma série de alterações nos esquemas de controle e proteção da rede, a fim de que os padrões de qualidade de energia elétrica sejam mantidos aos consumidores independentemente do modo de operação.

A passagem do modo de operação ilhado para o modo de operação conectado à rede é denominada sincronização da microrrede. Tal manobra é de extrema relevância e, se não for adequadamente realizada, pode resultar em danos a máquinas rotativas tais como queima de enrolamentos e fratura do eixo.

Normalmente são utilizadas técnicas de sincronização em malha fechada, visando a realimentação dos sistemas de controle de frequência e tensão dos geradores, conforme foi verificado em [5] e [6]. Essa realimentação pode ser local ou através de um sistema de telecomunicações, mas se torna quase inviável quando trata-se de múltiplos geradores, como é o caso de microrredes onde podemos ter vários painéis solares produzindo energia.

Definitivamente pode-se notar que o sincronismo realizado com sucesso e simplicidade pelo cogenerador não pode ser aplicado no sincronismo a ser realizado na microrrede. Ou seja, não pode-se aplicar a mesma solução para ambos os casos. No caso do

sincronismo da microrrede temos um conjunto de cargas do lado microrrede, assim a resposta dinâmica no momento do sincronismo será bem diferente do que é registrado no sincronismo do cogerador.

2.2.5 Semelhanças entre os transitórios de sincronização e de curto-circuito

O transitório de sincronização é semelhante ao transitório de curto-circuito. A tensão de curto-circuito pode ser comparada com a tensão entre os terminais do disjuntor que conecta a microrrede ao sistema principal; a impedância de curto-circuito pode ser comparada com a soma das impedâncias equivalentes das duas barras a serem sincronizadas e a corrente de sincronização é análoga à corrente de curto-circuito. O circuito elétrico equivalente que permite a obtenção da corrente de curto/sincronização é apresentado na Figura 2.10 a seguir.

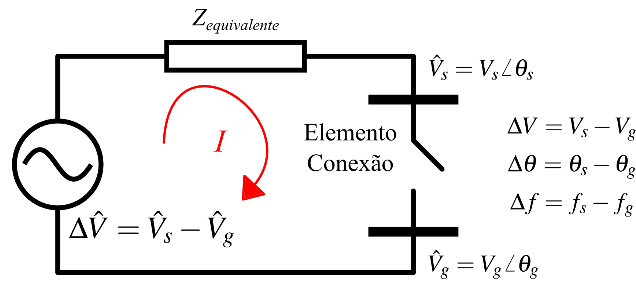


Figura 2.10 – Esquema simplificado de sincronização baseado no equivalente de curto-circuito.

Sabe-se, da teoria de curto-circuito, que o pico da corrente transitória é diretamente proporcional a tensão e inversamente proporcional a impedância equivalente vista do ponto de aplicação da falta [31]. Tal relação é expressa na Equação (2.7) a seguir:

$$I_{peak} \propto \frac{|\bar{V}_{CC}|}{|Z_{CC}|} \quad (2.7)$$

Há duas formas de reduzir a corrente de curto-circuito (analogamente, a de sincronização da microrrede) na Equação (2.7). A primeira consiste em reduzir o valor da fonte de tensão equivalente. Essa é a ideia por trás dos métodos de sincronização em malha fechada. A segunda forma consiste em aumentar a impedância equivalente. Tal ideia é a base do método de sincronização em malha aberta via inserção de impedância explorada neste trabalho.

Na abordagem tradicional, para reduzir a tensão entre os terminais do disjuntor de sincronismo, é preciso reduzir a diferença de tensão, ângulo e fase entre as duas barras a serem sincronizadas. Esse procedimento pode ser feito manualmente, através de operador, ou ainda através de equipamentos de proteção e controle digital que realizam o procedimento automaticamente, atuando nos reguladores automáticos de tensão (RAT) e de velocidade (RV) de geradores síncronos, comandando o fechamento do disjuntor de paralelismo quando as condições observadas pela função de verificação de sincronismo (ANSI 25) forem adequadamente satisfeitas, conforme é esclarecido em [23]. Essa solução tem sido historicamente utilizada para sincronização do tipo gerador-sistema, na qual a proximidade entre os controles locais das máquinas e o disjuntor de paralelismo não exige sofisticada infraestrutura de comunicação. No caso de microrredes, todavia, o controle em malha fechada no qual os pontos de monitoramento e atuação podem estar quilômetros de distância um do outro apresenta mais desafios.

Na próxima seção, o método que consiste em reduzir os transitórios de sincronização através do aumento do valor da impedância equivalente apresentada na Equação (2.7) será detalhadamente discutido.

2.3 Sincronização de Sistemas Ilhados em Malha Aberta Através do Método de Inserção de Impedâncias

A técnica de sincronização de sistemas ilhados que será investigada em maior profundidade neste trabalho é baseada no controle da impedância equivalente entre o sistema ilhado e o sistema tronco, de forma a manter uma corrente de sincronização transitória aceitável mesmo que a diferença de tensão esteja além do adotado na sincronização em malha fechada. Embora para o caso particular de sincronização de sistemas ilhados este método tenha sido proposto recentemente [7], como uma alternativa promissora para contornar as dificuldades da sincronização de sistemas ilhados em malha fechada ao propiciar que a reconexão seja feita em malha aberta, a ideia de utilização de impedâncias adicionais para minimizar efeitos de transitórios é uma prática comum nos sistemas de energia elétrica. Exemplos vão desde a utilização de resistores para chaveamento de bancos de capacitores até a utilização de resistores de pré-inserção para energização de linhas de transmissão. Assim como no caso da manobra de sincronização de sistemas ilhados, a utilização de tais equipamentos visa a redução dos transitórios de corrente e tensão associados à conexão de tais elementos no sistema de energia elétrica.

A sincronização em malha aberta explora a redução nos transitórios de sincronização propiciada pela inclusão de uma impedância em série com o elemento de reconexão (chave, disjuntor etc.) para relaxar as condições de tensão sobre tal elemento, conforme esquematizado na Figura 2.11. Projetando-se uma impedância que relaxe tais condições de modo a cobrir todo o espaço de pontos de operação possíveis, não há mais a necessidade da malha fechada que atue no controle dos geradores do sistema ilhado para reduzir a tensão sobre o elemento de conexão.

Os passos da manobra de sincronização de sistemas ilhados em malha aberta através do método de inserção de impedâncias são:

- 1) Tanto o sistema ilhado (microrrede) quanto o sistema principal ao qual a microrrede irá se ressincronizar (sistema tronco) encontram-se inicialmente em operação em regime permanente, com as tensões (magnitude e frequência) ao longo dos dois sistemas dentro das faixas adequadas conforme os padrões estabelecidos de qualidade de energia elétrica;
- 2) Caso a magnitude da tensão, o ângulo da tensão e a frequência elétrica nas barras 1 e 2 estejam dentro dos envelopes de valores limites estabelecidos (que se espera sejam maiores do que as práticas atuais), o disjuntor/religadora principal recebe o comando para fechamento;
- 3) Após determinado intervalo de tempo t_{synch} , o disjuntor/religador de *by-pass* recebe o comando para fechamento, *by-passando* o arranjo da impedância de sincronização + disjuntor/religadora principal;
- 4) O disjuntor/religadora principal abre e o processo de sincronização da microrrede completa-se;
- 5) A microrrede passa a operar em regime permanente no *modo conectado à rede* até que, por qualquer motivo, passe a operar novamente no *modo ilhado* caso haja a abertura do disjuntor/religador de *by-pass*.

É importante ressaltar que o foco deste trabalho está no intervalo de poucos segundos que seguem o fechamento do primeiro disjuntor descrito no passo 2 acima. Em um horizonte de tempo mais amplo, após o amortecimento dos transitórios eletromecânicos decorrentes da manobra, é possível que haja a necessidade de alteração nos modos de controle de tensão e de velocidade dos geradores síncronos. No caso de operação no *modo ilhado* com apenas um gerador síncrono, os controles de tensão e velocidade da máquina síncrona tipicamente estarão configurados para operar nos modos de controle de magnitude de tensão

terminal e de frequência (isócrono) da rede. Por outro lado, caso a microrrede encontre-se no *modo conectado à rede*, o controle da máquina síncrona tipicamente opera com controle de fator de potência unitário e potência ativa constante, eventualmente com ajuste de *droop* para participar do controle de carga-frequência, porém sem operar no modo isócrono. A detecção da mudança de operação do *modo ilhado* para o *modo conectado à rede* para a eventual mudança nos parâmetros de controle de tensão/velocidade da máquina síncrona estão, todavia, fora do escopo de análise deste trabalho. Técnicas passivas de detecção da transição de *modo ilhado* para o *modo conectado à rede*, ou seja, similares as técnicas discutidas em [32] na manobra oposta, que detecta a transição do *modo conectado à rede* para o *modo ilhado*, são um tópico cuja pesquisa e desenvolvimento agregariam para a sincronização de microrredes em malha aberta considerando um horizonte de tempo mais amplo.

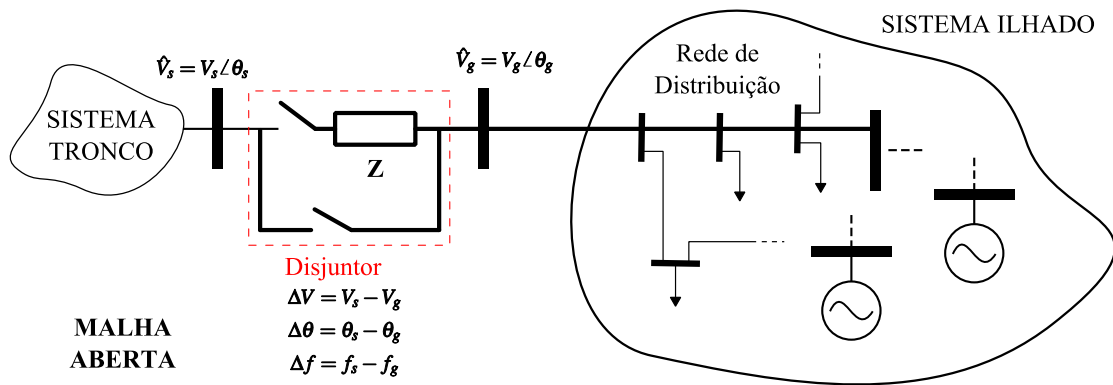


Figura 2.11 – Sincronização de sistema ilhado ao sistema-tronco principal em malha aberta baseada no método de inserção de impedâncias.

Na sequência desse trabalho serão mais bem discutidas as questões relativas ao valor da impedância de sincronização necessária para a manobra, o tempo de retardo entre o fechamento dos disjuntores/religadores A e B (t_{synch}) e sob quais condições operativas anteriores ao início da manobra (passo 1) o processo termina (passo 5) de forma satisfatória sem interrupção no atendimento dos consumidores e sem transitórios que possam danificar equipamentos. Para isso, no próximo capítulo será apresentado primeiro como foi feito a modelagem matemática para as simulações computacionais nas quais se baseia a metodologia desenvolvida para a definição do valor da impedância de sincronização, com a posterior apresentação da metodologia propriamente dita.

Capítulo 3

Modelagem e Metodologia

A metodologia para análise da sincronização de sistemas ilhados em malha aberta através do método de inserção de impedâncias é apresentada neste capítulo. Inicialmente são apresentados os aspectos relacionados à modelagem dinâmica para simulações computacionais de sistemas de energia elétrica utilizados nesta dissertação, sendo que a seção 3.1 apresenta a ferramenta de simulação utilizada ao passo que a seção 3.2 descreve os modelos matemáticos dos principais componentes envolvidos nas simulações. Na seção 3.3 a metodologia para projeto da impedância de sincronização e análise da manobra propriamente dita é apresentada. Visto que a metodologia de análise é fortemente baseada nos resultados obtidos através de simulações computacionais, optou-se por discutir os modelos e ferramentas de simulação empregadas antes que a metodologia em si seja apresentada. Ressalta-se que o foco da metodologia limita-se a avaliação do impacto dos transitórios sobre o gerador síncrono, mais notadamente o transitório de torque eletromagnético sobre o eixo da máquina e o transitório de corrente nos enrolamentos do estator do gerador síncrono. Estudos sobre o impacto desses transitórios sobre outros elementos da rede tais como os disjuntores de sincronismo e a impedância de sincronização não serão abordados.

3.1 Ferramenta de Simulação Computacional da Dinâmica de Sistemas de Energia Elétrica

A ferramenta computacional de simulação dinâmica de sistemas de energia elétrica utilizada para os estudos apresentados nesta dissertação foi o software *SimPowerSystems*TM, que a partir de 2016 (versão 6.5, R2016a) passou a ser conhecido como *Simscape Power Systems*TM [33]. Nos estudos que serão posteriormente apresentados nesta dissertação utilizou-se a versão 6.6 (R2016b). As versões do *Simulink*[®] e do *MATLAB*[®] utilizadas foram, respectivamente, a 8.8 e a 9.1 (R2016b).

O *SimPowerSystems*TM é um conjunto de bibliotecas contendo modelos dinâmicos de vários componentes de sistemas de energia elétrica para ser utilizado em conjunto com o *MATLAB*[®]/*Simulink*[®]. O conjunto de bibliotecas do *SimPowerSystems*TM é bastante completo, fornecendo modelos de diversos componentes da rede, por exemplo, elementos RLC

concentrados, cargas não-lineares, diversos modelos de máquinas elétricas e controles associados, modelos de linha de transmissão e cabos concentrados (modelo pi-equivalente) e distribuídos (modelo de Bergeron), disjuntores, componentes de eletrônica de potência, controles associados etc. Tais componentes podem ser utilizados em conjunto com modelos existentes no *Simulink*[®], assim como modelos desenvolvidos pelo usuário empregando *Simulink*[®], MATLAB[®] (arquivo.m) e linguagens de programação Fortran ou C. Uma importante característica das versões do *SimPowerSystems*[™] superiores à versão 2.3 é permitir a realização de estudos usando simulação de transitórios eletromagnéticos, em que as variáveis da rede são representadas por valores instantâneos, ou simulação de transitórios eletromecânicos, em que as variáveis da rede são representadas por fasores (dinâmica fasorial). Além disso, há um mecanismo para calcular os valores iniciais das variáveis das máquinas elétricas e controles associados usando cálculo de fluxo de carga. Todos os componentes de redes nos estudos apresentados neste trabalho foram representados por modelos trifásicos, visto esta ser a abordagem no *SimPowerSystems*[™] para modelar máquinas elétricas.

Primeiramente foi necessário construir o circuito dos sistemas analisados utilizando os componentes existentes nas bibliotecas do *SimPowerSystems*[™] / *Simulink*[®], assim como componentes definidos pelo usuário. A partir deste ponto, a simulação é automatizada conforme segue:

- a função *power2sys* divide os blocos que compõem o sistema em blocos pertencentes ao *Simulink*[®] e blocos pertencentes ao *SimPowerSystems*[™]. Então os parâmetros da rede são obtidos e a topologia é analisada. Os blocos pertencentes ao *SimPowerSystems* são divididos em blocos lineares e não-lineares e para cada nó elétrico é dado um número automaticamente;
- após obtenção da topologia da rede, a função *circ2sys* constrói o modelo de variáveis de estado do sistema, como descrito em (3.1) e (3.2), considerando a parte linear do circuito. Todos os cálculos de regime permanente e inicialização das variáveis são efetuados neste instante, inclusive os dos controladores das máquinas elétricas, através de um fluxo de carga:

$$x = Ax + Bu \quad (3.1)$$

$$y = Cx + Du \quad (3.2)$$

- se a opção de discretizar o sistema tiver sido escolhida, o modelo de variáveis de estado em (3.1) e (3.2) é discretizado utilizando o método Tustin;
- então, a simulação é iniciada, interconectando os modelos lineares e não-lineares, existentes ou definidos pelo usuário, conforme representado

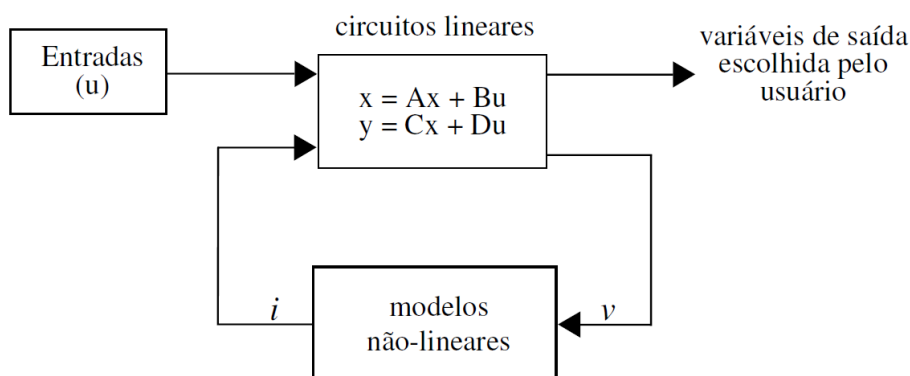


Figura 3.1 – Interconexão entre os modelos lineares e não lineares.

Como pode ser observado na Figura 3.1, componentes não-lineares do circuito são modelados através de relações tensão-corrente. As saídas do programa são as variáveis elétricas, mecânicas e de controle escolhidas pelo usuário.

3.2 Modelos para Simulações Computacionais da Dinâmica de Sistemas de Energia Elétrica

Nesta seção são apresentados detalhes dos modelos matemático-computacionais dos principais componentes dos sistemas de energia elétrica envolvidos nas análises realizadas neste trabalho. São apresentados modelos para a rede elétrica, transformadores, bancos de capacitores, cargas, equivalentes externos e, com maior destaque, máquinas síncronas operando como geradores. Os modelos utilizados para cada um desses elementos são discutidos nas subseções a seguir.

3.2.1 Rede elétrica

Tendo em vista que os circuitos de distribuição que formam a rede que opera ilhada (microrrede) são relativamente curtos (comprimento menor que 50 km), a modelagem das linhas de distribuição pode ser feita por circuitos RL série a parâmetros concentrados. Portanto,

em virtude do tipo de linha representada neste trabalho, o circuito elétrico equivalente que representa o modelo das linhas de distribuição é apresentado na Figura 3.2 e a modelagem utilizada é baseada nas seguintes hipóteses simplificadoras:

- A capacitância entre as fases e entre as fases e a potencial terra é desprezível;
- A geometria da linha é regular e balanceada, ou seja, a linha é considerada idealmente transposta;
- As resistências e indutâncias não variam com a frequência;

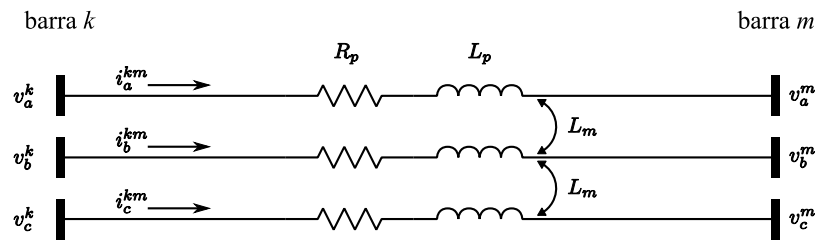


Figura 3.2 – Circuito equivalente do modelo elétrico de um trecho de linha de distribuição.

Os parâmetros R e L da linha são tipicamente especificados como parâmetros de sequência zero (sequência 0) e positiva (sequência 1), que levam em consideração os acoplamentos indutivos entre os condutores trifásicos. Esse método de especificar parâmetros de linha pressupõe que a geometria da linha seja balanceada entre as três fases, portanto na modelagem utilizada neste trabalho considera-se que a linha é idealmente transposta. As resistências próprias e mútuas (r_{km}^p , r_{km}^m) e as indutâncias próprias e mútuas (l_{km}^p , l_{km}^m) utilizadas para representar o modelo da linha nas componentes de fases abc são deduzidas dos parâmetros R e L de sequência positiva e zero da forma a seguir:

$$r_{km}^p = \frac{(2 \cdot r_{km}^1 + r_{km}^0)}{3} \quad (3.3)$$

$$l_{km}^p = \frac{(2 \cdot l_{km}^1 + l_{km}^0)}{3} \quad (3.4)$$

$$r_{km}^m = \frac{(r_{km}^0 - r_{km}^1)}{3} \quad (3.5)$$

$$l_{km}^m = \frac{(l_{km}^0 - l_{km}^1)}{3} \quad (3.6)$$

com a relação inversa sendo dada por:

$$r_{km}^1 = r_{km}^p - r_{km}^m \quad (3.7)$$

$$r_{km}^0 = r_{km}^p + 2 \cdot r_{km}^m \quad (3.8)$$

$$l_{km}^1 = l_{km}^p - l_{km}^m \quad (3.9)$$

$$l_{km}^0 = l_{km}^p + 2 \cdot l_{km}^m \quad (3.10)$$

O modelo matemático que representa tais ramos *RL* série varia em função do tipo de estudo realizado, que pode ser do tipo *transitórios eletromagnéticos* ou *transitórios eletromecânicos*.

3.2.1.1 Modelo diferencial a parâmetros concentrados (estudos de transitórios eletromagnéticos)

Para os estudos que envolvem simulações do tipo *transitórios eletromagnéticos* (EMT, do inglês, *Eletromagnetic Transients*), o circuito *RL* série, entre as barras *k* e *m*, é modelado pelas equações diferenciais a seguir:

- Modelagem em componentes de fase *abc*:

$$\begin{bmatrix} v_a^k \\ v_b^k \\ v_c^k \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_a^m \\ v_b^m \\ v_c^m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{km}^p & r_{km}^m & r_{km}^m \\ r_{km}^m & r_{km}^p & r_{km}^m \\ r_{km}^m & r_{km}^m & r_{km}^p \end{bmatrix} \cdot l_{km} \cdot \begin{bmatrix} i_a^{km} \\ i_b^{km} \\ i_c^{km} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} l_{km}^p & l_{km}^m & l_{km}^m \\ l_{km}^m & l_{km}^p & l_{km}^m \\ l_{km}^m & l_{km}^m & l_{km}^p \end{bmatrix} \cdot l_{km} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a^{km} \\ i_b^{km} \\ i_c^{km} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

onde:

- v_ϕ^x tensão da fase ϕ da barra x .
- i_ϕ^x corrente na fase ϕ do ramo x .
- r_{km}^p resistência própria do ramo km , em unidades de Ω/m .
- r_{km}^m resistência mútua do ramo km , em unidades de Ω/m .
- l_{km}^p indutância própria do ramo km , em unidades de Ω/m .
- l_{km}^m indutância mútua do ramo km , em unidades de Ω/m .
- l_{km} comprimento do ramo km , em unidades de m .

- Modelagem em componentes de sequência *012*:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} v_0^k \\ v_1^k \\ v_2^k \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_0^m \\ v_1^m \\ v_2^m \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} r_{km}^p + 2 \cdot r_{km}^m & 0 & 0 \\ 0 & r_{km}^p - r_{km}^m & 0 \\ 0 & 0 & r_{km}^p - r_{km}^m \end{bmatrix} \cdot l_{km} \cdot \begin{bmatrix} i_0^{km} \\ i_1^{km} \\ i_2^{km} \end{bmatrix} \\ &+ \begin{bmatrix} l_{km}^p + 2 \cdot l_{km}^m & 0 & 0 \\ 0 & l_{km}^p - l_{km}^m & 0 \\ 0 & 0 & l_{km}^p - l_{km}^m \end{bmatrix} \cdot l_{km} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_0^{km} \\ i_1^{km} \\ i_2^{km} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3.12)$$

$$\begin{bmatrix} v_0^k \\ v_1^k \\ v_2^k \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_0^m \\ v_1^m \\ v_2^m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{km}^0 & 0 & 0 \\ 0 & r_{km}^1 & 0 \\ 0 & 0 & r_{km}^1 \end{bmatrix} \cdot l_{km} \cdot \begin{bmatrix} i_0^{km} \\ i_1^{km} \\ i_2^{km} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} l_{km}^0 & 0 & 0 \\ 0 & l_{km}^1 & 0 \\ 0 & 0 & l_{km}^1 \end{bmatrix} \cdot l_{km} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_0^{km} \\ i_1^{km} \\ i_2^{km} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

onde

- v_ϕ^x tensão de sequência ϕ da barra x .
- i_ϕ^x corrente de sequência ϕ do ramo x .
- r_{km}^0 resistência de sequência 0 do ramo km , em unidades de Ω/m .
- r_{km}^1 resistência de sequência 1 do ramo km , em unidades de Ω/m .
- l_{km}^0 indutância de sequência 0 do ramo km , em unidades de Ω/m .
- l_{km}^1 indutância de sequência 1 do ramo km , em unidades de Ω/m .
- l_{km} comprimento do ramo km , em unidades de m .

3.2.1.2 Modelo fasorial (estudos de transitórios eletromecânicos)

Para os estudos que envolvam simulações do tipo *transitórios eletromecânicos*, o circuito RL série é modelado pelas equações algébricas a seguir:

- Modelagem em componentes de fase abc :

$$\begin{bmatrix} \hat{v}_a^k \\ \hat{v}_b^k \\ \hat{v}_c^k \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \hat{v}_a^m \\ \hat{v}_b^m \\ \hat{v}_c^m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{km}^p & r_{km}^m & r_{km}^m \\ r_{km}^m & r_{km}^p & r_{km}^m \\ r_{km}^m & r_{km}^m & r_{km}^p \end{bmatrix} \cdot l_{km} \cdot \begin{bmatrix} \hat{i}_a^{km} \\ \hat{i}_b^{km} \\ \hat{i}_c^{km} \end{bmatrix} + j \cdot 2\pi \cdot f_0 \begin{bmatrix} l_{km}^p & l_{km}^m & l_{km}^m \\ l_{km}^m & l_{km}^p & l_{km}^m \\ l_{km}^m & l_{km}^m & l_{km}^p \end{bmatrix} \cdot l_{km} \cdot \begin{bmatrix} \hat{i}_a^{km} \\ \hat{i}_b^{km} \\ \hat{i}_c^{km} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

$$\begin{bmatrix} \hat{v}_a^k \\ \hat{v}_b^k \\ \hat{v}_c^k \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \hat{v}_a^m \\ \hat{v}_b^m \\ \hat{v}_c^m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{km}^p + jx_{km}^p & r_{km}^m + jx_{km}^m & r_{km}^m + jx_{km}^m \\ r_{km}^m + jx_{km}^m & r_{km}^p + jx_{km}^p & r_{km}^m + jx_{km}^m \\ r_{km}^m + jx_{km}^m & r_{km}^m + jx_{km}^m & r_{km}^p + jx_{km}^p \end{bmatrix} \cdot l_{km} \cdot \begin{bmatrix} \hat{i}_a^{km} \\ \hat{i}_b^{km} \\ \hat{i}_c^{km} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

$$\begin{bmatrix} \hat{v}_a^k \\ \hat{v}_b^k \\ \hat{v}_c^k \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \hat{v}_a^m \\ \hat{v}_b^m \\ \hat{v}_c^m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{km}^p & z_{km}^m & z_{km}^m \\ z_{km}^m & z_{km}^p & z_{km}^m \\ z_{km}^m & z_{km}^m & z_{km}^p \end{bmatrix} \cdot l_{km} \cdot \begin{bmatrix} \hat{i}_a^{km} \\ \hat{i}_b^{km} \\ \hat{i}_c^{km} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

onde:

- $\hat{V}_\phi^x$ fasor da tensão da fase ϕ da barra x .
- $\hat{I}_\phi^x$ fasor da corrente na fase ϕ do ramo x .
- z_{km}^p impedância própria do ramo km , em unidades de Ω/m .
- z_{km}^m impedância mútua do ramo km , em unidades de Ω/m .
- r_{km}^p resistência própria do ramo km , em unidades de Ω/m .
- r_{km}^m resistência mútua do ramo km , em unidades de Ω/m .
- x_{km}^p reatância própria do ramo km , em unidades de Ω/m .
- x_{km}^m reatância mútua do ramo km , em unidades de Ω/m .
- l_{km} comprimento do ramo km , em unidades de m .
- f_0 frequência nominal em Hz.

- Modelagem em componentes de sequência 012:

$$\begin{bmatrix} \hat{V}_0^k \\ \hat{V}_1^k \\ \hat{V}_2^k \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \hat{V}_0^m \\ \hat{V}_1^m \\ \hat{V}_2^m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{km}^p + 2 \cdot r_{km}^m & 0 & 0 \\ 0 & r_{km}^p - r_{km}^m & 0 \\ 0 & 0 & r_{km}^p - r_{km}^m \end{bmatrix} \cdot l_{km} \cdot \begin{bmatrix} \hat{I}_0^{km} \\ \hat{I}_1^{km} \\ \hat{I}_2^{km} \end{bmatrix} + j \cdot 2\pi \cdot f_0 \begin{bmatrix} l_{km}^p + 2 \cdot l_{km}^m & 0 & 0 \\ 0 & l_{km}^p - l_{km}^m & 0 \\ 0 & 0 & l_{km}^p - l_{km}^m \end{bmatrix} \cdot l_{km} \cdot \begin{bmatrix} \hat{I}_0^{km} \\ \hat{I}_1^{km} \\ \hat{I}_2^{km} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

$$\begin{bmatrix} \hat{V}_0^k \\ \hat{V}_1^k \\ \hat{V}_2^k \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \hat{V}_0^m \\ \hat{V}_1^m \\ \hat{V}_2^m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (r_{km}^p + jx_{km}^p) + 2 \cdot (r_{km}^m + jx_{km}^m) & 0 & 0 \\ 0 & (r_{km}^p + jx_{km}^p) - (r_{km}^m + jx_{km}^m) & 0 \\ 0 & 0 & (r_{km}^p + jx_{km}^p) - (r_{km}^m + jx_{km}^m) \end{bmatrix} \cdot l_{km} \cdot \begin{bmatrix} \hat{I}_0^{km} \\ \hat{I}_1^{km} \\ \hat{I}_2^{km} \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

$$\begin{bmatrix} \hat{V}_0^k \\ \hat{V}_1^k \\ \hat{V}_2^k \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \hat{V}_0^m \\ \hat{V}_1^m \\ \hat{V}_2^m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{km}^p + 2 \cdot z_{km}^m & 0 & 0 \\ 0 & z_{km}^p - z_{km}^m & 0 \\ 0 & 0 & z_{km}^p - z_{km}^m \end{bmatrix} \cdot l_{km} \cdot \begin{bmatrix} \hat{I}_0^{km} \\ \hat{I}_1^{km} \\ \hat{I}_2^{km} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

$$\begin{bmatrix} \hat{V}_0^k \\ \hat{V}_1^k \\ \hat{V}_2^k \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \hat{V}_0^m \\ \hat{V}_1^m \\ \hat{V}_2^m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{km}^0 & 0 & 0 \\ 0 & z_{km}^1 & 0 \\ 0 & 0 & z_{km}^1 \end{bmatrix} \cdot l_{km} \cdot \begin{bmatrix} \hat{I}_0^{km} \\ \hat{I}_1^{km} \\ \hat{I}_2^{km} \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

onde:

- $\hat{V}_\phi^x$ fasor da tensão de sequência ϕ da barra x .
- $\hat{I}_\phi^x$ fasor da corrente de sequência ϕ do ramo x .
- z_{km}^0 impedância de sequência 0 do ramo km , em unidades de Ω/m .

- z_{km}^1 impedância de sequência 1 do ramo km , em unidades de Ω/m .
 l_{km} comprimento do ramo km , em unidades de m .

Trata-se da mesma modelagem utilizada para análise de regime permanente, ou seja, cálculo de fluxo de carga. Neste caso, o circuito RL é modelado pela impedância do ramo RL à frequência fundamental (60 Hz). Tanto o modelo para estudos de transitórios eletromagnéticos quanto o modelo para estudos de transitórios eletromecânicos estão implementados na biblioteca do *SimPowerSystems*TM através do elemento *Three-Phase PI Section Line*.

3.2.2 Transformadores

Transformadores trifásicos de dois enrolamentos foram representados pelo modelo T, conforme apresentado na Figura 3.3, ou seja, as perdas do núcleo são consideradas. Neste circuito equivalente por fase, R_1 e L_1 representam a resistência e a indutância do primário, R'_2 e L'_2 representam a resistência e a indutância do secundário refletidas para o primário, e R_m e L_m representam a resistência e a indutância de magnetização, respectivamente. No modelo utilizado na realização dos estudos apresentados neste trabalho, os efeitos da saturação do núcleo foram desprezados e para representar um transformador trifásico usam-se três transformadores monofásicos. O modelo descrito nesta subseção está implementado na biblioteca do *SimPowerSystems*TM através do elemento *Three-Phase Transformer (Two Windings)*.

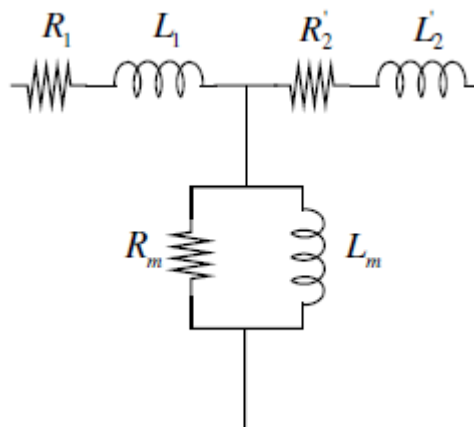


Figura 3.3 – Circuito elétrico equivalente por fase do modelo do transformador.

3.2.2.1 Modelo diferencial (estudos de transitórios eletromagnéticos)

Para os estudos que envolvem simulações do tipo *transitórios eletromagnéticos* (EMT, do inglês, *Eletromagnetic Transients*), o transformador de dois enrolamentos conectando a fase ϕ da barra k à barra m é modelado pelas equações diferenciais a seguir:

$$[v_\phi^k] - [v_\phi^N] = R_1^\phi \cdot [i_\phi^k] + [L_1^\phi] \cdot \frac{d}{dt} [i_\phi^k] \quad (3.21)$$

$$[v_\phi^N] - [v_\phi^m] = R_2'^\phi \cdot [i_\phi^m] + [L_2'^\phi] \cdot \frac{d}{dt} [i_\phi^m] \quad (3.22)$$

$$[v_\phi^N] = [L_m^\phi] \cdot \frac{d}{dt} [i_\phi^{NL}] \quad (3.23)$$

$$[i_\phi^{NL}] = [i_\phi^k] - [i_\phi^m] - [R_m^\phi]^{-1} \cdot [v_\phi^N] \quad (3.24)$$

onde:

v_ϕ^k	tensão da fase ϕ da barra k .
v_ϕ^m	tensão da fase ϕ da barra m .
v_ϕ^N	tensão interna da fase ϕ do transformador conectado entre a barra k e a barra m .
i_ϕ^k	corrente injetada na fase ϕ do transformador a partir da barra k .
i_ϕ^m	corrente drenada na fase ϕ do transformador a partir da barra m .
i_ϕ^{NL}	corrente de magnetização da fase ϕ do transformador.
R_1^ϕ	resistência do enrolamento primário da fase ϕ .
$R_2'^\phi$	resistência refletida do enrolamento secundário da fase ϕ .
R_m^ϕ	resistência de perdas no núcleo da fase ϕ .
L_1^ϕ	indutância de dispersão do enrolamento primário da fase ϕ .
$L_2'^\phi$	indutância de dispersão refletida do enrolamento secundário da fase ϕ .
L_m^ϕ	indutância de magnetização do núcleo da fase ϕ .

3.2.2.2 Modelo fasorial (estudos de transitórios eletromecânicos)

Para os estudos que envolvam simulações do tipo *transitórios eletromecânicos*, o banco de capacitores é modelado pelas equações algébricas a seguir:

$$[\hat{V}_\phi^k] - [\hat{V}_\phi^N] = \left(R_1^\phi + j \cdot 2\pi \cdot f_0 \cdot [L_1^\phi] \right) \cdot [\hat{I}_\phi^k] \quad (3.25)$$

$$[\hat{V}_\phi^N] - [\hat{V}_\phi^m] = (R_2'^\phi + j \cdot 2\pi \cdot f_0 \cdot [L_2'^\phi]) \cdot [\hat{I}_\phi^m] \quad (3.26)$$

$$[\hat{V}_\phi^N] = j \cdot 2\pi \cdot f_0 \cdot [L_m^\phi] \cdot [\hat{I}_\phi^{NL}] \quad (3.27)$$

$$[\hat{I}_\phi^{NL}] = [\hat{I}_\phi^k] - [\hat{I}_\phi^m] - [R_m^\phi]^{-1} \cdot [\hat{V}_\phi^N] \quad (3.28)$$

onde:

$\hat{V}_\phi^k$	fasor da tensão da fase ϕ da barra k .
$\hat{V}_\phi^m$	fasor da tensão da fase ϕ da barra m .
$\hat{V}_\phi^N$	fasor da tensão interna da fase ϕ do transformador conectado entre a barra k e a barra m .
$\hat{I}_\phi^k$	fasor da corrente injetada na fase ϕ do transformador a partir da barra k .
$\hat{I}_\phi^m$	fasor da corrente drenada na fase ϕ do transformador a partir da barra m .
$\hat{I}_\phi^{NL}$	fasor da corrente de magnetização da fase ϕ do transformador.

3.2.3 Bancos de capacitores

Eventuais bancos de capacitores existentes no trecho ilhado da rede de distribuição, comumente conectados em estrela isolada, podem ser modelados considerando o circuito elétrico equivalente apresentado na Figura 3.4.

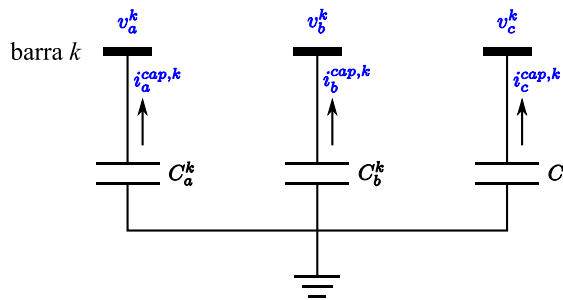


Figura 3.4 – Circuito equivalente do modelo elétrico de um banco de capacitores.

3.2.3.1 Modelo diferencial (estudos de transitórios eletromagnéticos)

Para os estudos que envolvem simulações do tipo *transitórios eletromagnéticos* (EMT, do inglês, *Electromagnetic Transients*), o banco de capacitores conectado na barra k é modelado pelas equações diferenciais a seguir:

$$\begin{bmatrix} i_a^{cap,k} \\ i_b^{cap,k} \\ i_c^{cap,k} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} C_a^k & 0 & 0 \\ 0 & C_b^k & 0 \\ 0 & 0 & C_c^k \end{bmatrix} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_a^k \\ v_b^k \\ v_c^k \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

onde:

- v_ϕ^k tensão da fase ϕ da barra k .
- $i_\phi^{cap,k}$ corrente injetada pelo banco de capacitores na fase ϕ da barra k .
- C_ϕ^k capacitância do elemento capacitivo da fase ϕ da barra k .

Neste trabalho consideraremos apenas bancos de capacitores equilibrados, ou seja, aqueles em que o elemento capacitivo tem o mesmo valor em todas as fases do banco de capacitores trifásico. Dessa forma, temos $C^k = C_a^k = C_b^k = C_c^k$ e, portanto:

$$\begin{bmatrix} i_a^{cap,k} \\ i_b^{cap,k} \\ i_c^{cap,k} \end{bmatrix} = -C^k \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_a^k \\ v_b^k \\ v_c^k \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

$$\begin{bmatrix} i_a^{cap,k} \\ i_b^{cap,k} \\ i_c^{cap,k} \end{bmatrix} = -C^k \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_a^k \\ v_b^k \\ v_c^k \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

A capacitância C^k pode ser obtida a partir da tensão de linha nominal do banco (V_{nom}) e de sua potência nominal (Q_{nom}).

$$C^k = \frac{V_{nom}^2}{2\pi \cdot f_0 \cdot Q_{nom}} \quad (3.32)$$

onde f_0 é a frequência nominal em Hz. O modelo do banco de capacitores trifásico equilibrado para simulações de transitórios eletromagnéticos é dado por:

$$\begin{bmatrix} i_a^{cap,k} \\ i_b^{cap,k} \\ i_c^{cap,k} \end{bmatrix} = - \frac{V_{nom}^2}{2\pi \cdot f_0 \cdot Q_{nom}} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} v_a^k \\ v_b^k \\ v_c^k \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

3.2.3.2 Modelo fasorial (estudos de transitórios eletromecânicos)

Para os estudos que envolvam simulações do tipo *transitórios eletromecânicos*, o banco de capacitores é modelado pelas equações algébricas a seguir:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_a^{cap,k} \\ \hat{I}_b^{cap,k} \\ \hat{I}_c^{cap,k} \end{bmatrix} = -\frac{V_{nom}^2}{2\pi \cdot f_0 \cdot Q_{nom}} \cdot j \cdot 2\pi \cdot f_0 \begin{bmatrix} \hat{V}_a^k \\ \hat{V}_b^k \\ \hat{V}_c^k \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_a^{cap,k} \\ \hat{I}_b^{cap,k} \\ \hat{I}_c^{cap,k} \end{bmatrix} = -j \cdot \frac{V_{nom}^2}{Q_{nom}} \cdot \begin{bmatrix} \hat{V}_a^k \\ \hat{V}_b^k \\ \hat{V}_c^k \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

onde:

- $\hat{V}_\phi^k$ fasor da tensão da fase ϕ da barra k .
- $\hat{I}_\phi^{cap,k}$ fasor da corrente injetada pelo banco de capacitores na fase ϕ da barra k .
- Q_{nom} potência nominal do banco de capacitores.
- V_{nom} tensão de linha nominal do banco de capacitores.
- f_0 frequência nominal em Hz.

Tanto o modelo para estudos de transitórios eletromagnéticos quanto o modelo para estudos de transitórios eletromecânicos estão implementados na biblioteca do *SimPowerSystems*TM através do elemento *Three-Phase Series RLC Load*.

3.2.4 Cargas

As cargas do sistema ilhado são modeladas através de modelos do tipo impedância constantes, ou seja, a potência demanda pelas cargas varia com o quadrado da tensão de atendimento, de acordo com o circuito elétrico equivalente apresentado na Figura 3.5. Neste trabalho considera-se apenas cargas trifásicas equilibradas conectadas em estrela aterrada.

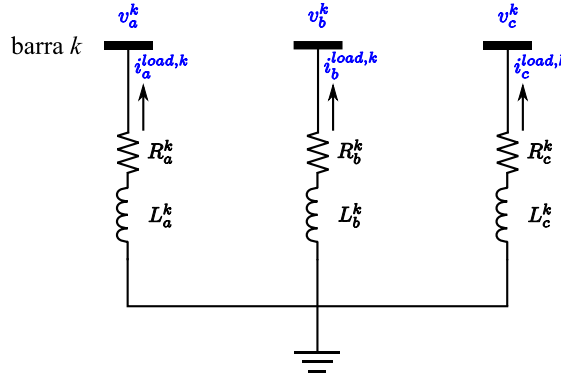


Figura 3.5 – Circuito equivalente do modelo elétrico da carga.

3.2.4.1 Modelo diferencial (estudos de transitórios eletromagnéticos)

Para os estudos que envolvem simulações do tipo transitórios eletromagnéticos (EMT, do inglês, *Eletromagnetic Transients*), a carga conectada na barra k é modelado pelas equações diferenciais a seguir:

$$\begin{bmatrix} v_a^k \\ v_b^k \\ v_c^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_a^k & 0 & 0 \\ 0 & R_b^k & 0 \\ 0 & 0 & R_c^k \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a^{load,k} \\ i_b^{load,k} \\ i_c^{load,k} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_a^k & 0 & 0 \\ 0 & L_b^k & 0 \\ 0 & 0 & L_c^k \end{bmatrix} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a^{load,k} \\ i_b^{load,k} \\ i_c^{load,k} \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

onde:

- v_ϕ^k tensão da fase ϕ da barra k .
- $i_\phi^{load,k}$ corrente drenada pela carga na fase ϕ da barra k .
- R_ϕ^k resistência equivalente da fase ϕ da carga da barra k .
- L_ϕ^k indutância equivalente da fase ϕ da carga da barra k .

Neste trabalho consideraremos apenas cargas equilibradas, ou seja, aqueles em que os elementos resistivos e indutivos equivalentes tem o mesmo valor em todas as fases da carga trifásica. Dessa forma, temos $R^k = R_a^k = R_b^k = R_c^k, L^k = L_a^k = L_b^k = L_c^k$ e, portanto:

$$\begin{bmatrix} v_a^k \\ v_b^k \\ v_c^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R^k & 0 & 0 \\ 0 & R^k & 0 \\ 0 & 0 & R^k \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a^{load,k} \\ i_b^{load,k} \\ i_c^{load,k} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L^k & 0 & 0 \\ 0 & L^k & 0 \\ 0 & 0 & L^k \end{bmatrix} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a^{load,k} \\ i_b^{load,k} \\ i_c^{load,k} \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

$$\begin{bmatrix} v_a^k \\ v_b^k \\ v_c^k \end{bmatrix} = R^k \cdot \begin{bmatrix} i_a^{load,k} \\ i_b^{load,k} \\ i_c^{load,k} \end{bmatrix} + L^k \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a^{load,k} \\ i_b^{load,k} \\ i_c^{load,k} \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

A resistência e a indutância equivalentes da carga (R^k, L^k) podem ser obtidas a partir da tensão de linha nominal da carga (V_{nom}) e de sua potência ativa (P_{nom}) e fator de potência (fp_{nom}) nominais.

$$R^k = \frac{V_{nom}^2 \cdot fp_{nom}^2}{P_{nom}} \quad (3.39)$$

$$L^k = \frac{V_{nom}^2 \cdot fp_{nom} \cdot \sqrt{1 - fp_{nom}^2}}{2\pi \cdot f_0 \cdot P_{nom}} \quad (3.40)$$

onde f_0 é a frequência nominal em Hz. O modelo da carga trifásica equilibrado para simulações de transitórios eletromagnéticos é dado por:

$$\begin{bmatrix} v_a^k \\ v_b^k \\ v_c^k \end{bmatrix} = \frac{V_{nom}^2 \cdot fp_{nom}^2}{P_{nom}} \cdot \begin{bmatrix} i_a^{load,k} \\ i_b^{load,k} \\ i_c^{load,k} \end{bmatrix} + \frac{V_{nom}^2 \cdot fp_{nom} \cdot \sqrt{1 - fp_{nom}^2}}{2\pi \cdot f_0 \cdot P_{nom}} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a^{load,k} \\ i_b^{load,k} \\ i_c^{load,k} \end{bmatrix} \quad (3.41)$$

3.2.4.2 Modelo fasorial (estudos de transitórios eletromecânicos)

Para os estudos que envolvam simulações do tipo *transitórios eletromecânicos*, a carga trifásica é modelada pelas equações algébricas a seguir:

$$\begin{bmatrix} \hat{v}_a^k \\ \hat{v}_b^k \\ \hat{v}_c^k \end{bmatrix} = \frac{V_{nom}^2 \cdot fp_{nom}^2}{P_{nom}} \cdot \begin{bmatrix} \hat{i}_a^{load,k} \\ \hat{i}_b^{load,k} \\ \hat{i}_c^{load,k} \end{bmatrix} + \frac{V_{nom}^2 \cdot fp_{nom} \cdot \sqrt{1 - fp_{nom}^2}}{2\pi \cdot f_0 \cdot P_{nom}} \cdot j \cdot 2\pi \cdot f_0 \begin{bmatrix} \hat{i}_a^{load,k} \\ \hat{i}_b^{load,k} \\ \hat{i}_c^{load,k} \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

$$\begin{bmatrix} \hat{v}_a^k \\ \hat{v}_b^k \\ \hat{v}_c^k \end{bmatrix} = \frac{V_{nom}^2 \cdot fp_{nom}^2}{P_{nom}} \cdot \left(1 + j \cdot \frac{\sqrt{1 - fp_{nom}^2}}{fp_{nom}} \right) \cdot \begin{bmatrix} \hat{i}_a^{load,k} \\ \hat{i}_b^{load,k} \\ \hat{i}_c^{load,k} \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

onde:

$\hat{V}_\phi^k$	fasor da tensão da fase ϕ da barra k .
$\hat{I}_\phi^{load,k}$	fasor da corrente drenada pela carga na fase ϕ da barra k .
P_{nom}	potência ativa nominal da carga.
V_{nom}	tensão de linha nominal da carga.
$f_{p_{nom}}$	fator de potência nominal da carga.
f_0	frequência nominal em Hz.

Tanto o modelo para estudos de transitórios eletromagnéticos quanto o modelo para estudos de transitórios eletromecânicos estão implementados na biblioteca do *SimPowerSystems*™ através do elemento *Three-Phase Series RLC Load*.

3.2.5 Equivalente do sistema-tronco principal

O sistema-tronco principal, aos quais os sistemas ilhados são ressincronizados nas análises realizadas neste trabalho, são modelados por um circuito equivalente de Thévenin, ou seja, uma fonte de tensão trifásica atrás da impedância de curto-circuito no ponto de conexão do sistema ilhado ao sistema-tronco principal. A fonte de tensão trifásica é conectada em estrela aterrada e a impedância de curto-circuito é modelada através de um ramo *RL* série similar ao modelo discutido na seção 3.2.1, conforme esquematizado no circuito elétrico equivalente apresentado na Figura 3.6.

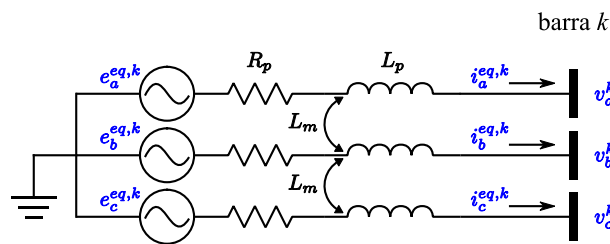


Figura 3.6 – Circuito equivalente do modelo elétrico do equivalente do sistema-tronco principal.

3.2.5.1 Modelo diferencial (estudos de transitórios eletromagnéticos)

Para os estudos que envolvem simulações do tipo transitórios eletromagnéticos (EMT, do inglês, Electromagnetic Transients), o equivalente do sistema-tronco principal conectado na barra k é modelado pelas equações diferenciais a seguir:

- Modelagem em componentes de fase *abc*:

$$\begin{bmatrix} e_a^{eq,k} \\ e_b^{eq,k} \\ e_c^{eq,k} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_a^{eq,k} \\ v_b^{eq,k} \\ v_c^{eq,k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_{eq,k}^p & R_{eq,k}^m & R_{eq,k}^m \\ R_{eq,k}^m & R_{eq,k}^p & R_{eq,k}^m \\ R_{eq,k}^m & R_{eq,k}^m & R_{eq,k}^p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a^{eq,k} \\ i_b^{eq,k} \\ i_c^{eq,k} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_{eq,k}^p & L_{eq,k}^m & L_{eq,k}^m \\ L_{eq,k}^m & L_{eq,k}^p & L_{eq,k}^m \\ L_{eq,k}^m & L_{eq,k}^m & L_{eq,k}^p \end{bmatrix} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_a^{eq,k} \\ i_b^{eq,k} \\ i_c^{eq,k} \end{bmatrix} \quad (3.44)$$

onde:

- $v_\phi^{eq,x}$ tensão da fase ϕ do equivalente da barra x .
- $i_\phi^{eq,x}$ corrente na fase ϕ do equivalente da barra x .
- $e_\phi^{eq,x}$ tensão interna da fase ϕ do equivalente da barra x .
- $R_{eq,k}^p$ resistência própria do equivalente da barra k , em unidades de Ω .
- $R_{eq,k}^m$ resistência mútua do equivalente da barra k , em unidades de Ω .
- $L_{eq,k}^p$ indutância própria do equivalente da barra k , em unidades de H .
- $L_{eq,k}^m$ indutância mútua do equivalente da barra k , em unidades de H .

- Modelagem em componentes de sequência 012:

$$\begin{bmatrix} e_0^{eq,k} \\ e_1^{eq,k} \\ e_2^{eq,k} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_0^{eq,k} \\ v_1^{eq,k} \\ v_2^{eq,k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_{eq,k}^p + 2 \cdot R_{eq,k}^m & 0 & 0 \\ 0 & R_{eq,k}^p - R_{eq,k}^m & 0 \\ 0 & 0 & R_{eq,k}^p - R_{eq,k}^m \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_0^{eq,k} \\ i_1^{eq,k} \\ i_2^{eq,k} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_{eq,k}^p + 2 \cdot L_{eq,k}^m & 0 & 0 \\ 0 & L_{eq,k}^p - L_{eq,k}^m & 0 \\ 0 & 0 & L_{eq,k}^p - L_{eq,k}^m \end{bmatrix} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_0^{eq,k} \\ i_1^{eq,k} \\ i_2^{eq,k} \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

Neste trabalho consideraremos apenas o caso da fonte equivalente equilibrada, por tanto

$e_0^{eq,k} = e_2^{eq,k} = 0$ e a equação (3.45) passa a ser:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ e_1^{eq,k} \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v_0^{eq,k} \\ v_1^{eq,k} \\ v_2^{eq,k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_{eq,k}^0 & 0 & 0 \\ 0 & R_{eq,k}^1 & 0 \\ 0 & 0 & R_{eq,k}^1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_0^{eq,k} \\ i_1^{eq,k} \\ i_2^{eq,k} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_{eq,k}^0 & 0 & 0 \\ 0 & L_{eq,k}^1 & 0 \\ 0 & 0 & L_{eq,k}^1 \end{bmatrix} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_0^{eq,k} \\ i_1^{eq,k} \\ i_2^{eq,k} \end{bmatrix} \quad (3.46)$$

onde:

- $v_\phi^{eq,x}$ tensão de sequência ϕ do equivalente da barra k .
- $i_\phi^{eq,x}$ corrente de sequência ϕ do equivalente da barra k .
- $e_1^{eq,x}$ tensão interna de sequência 1 do equivalente da barra k .

- $R_{eq,k}^0$ resistência de sequência 0 do equivalente da barra k , em unidades de Ω .
 $R_{eq,k}^1$ resistência de sequência 1 do equivalente da barra k , em unidades de Ω .
 $L_{eq,k}^0$ indutância de sequência 0 do equivalente da barra k , em unidades de H .
 $L_{eq,k}^1$ indutância de sequência 1 do equivalente da barra k , em unidades de H .

As resistências próprias e mútuas ($R_{eq,k}^p, R_{eq,k}^m$) e as indutâncias próprias e mútuas ($L_{eq,k}^p, L_{eq,k}^m$) utilizadas para representar o modelo do equivalente do sistema-tronco principal nas componentes de fases abc são deduzidas dos parâmetros de sequência positiva e zero da forma a seguir:

$$R_{eq,k}^p = \frac{(2 \cdot R_{eq,k}^1 + R_{eq,k}^0)}{3} \quad (3.47)$$

$$L_{eq,k}^p = \frac{(2 \cdot L_{eq,k}^1 + L_{eq,k}^0)}{3} \quad (3.48)$$

$$R_{eq,k}^m = \frac{(R_{eq,k}^0 - R_{eq,k}^1)}{3} \quad (3.49)$$

$$L_{eq,k}^m = \frac{(L_{eq,k}^0 - L_{eq,k}^1)}{3} \quad (3.50)$$

com a relação inversa sendo dada por:

$$R_{eq,k}^1 = R_{eq,k}^p - R_{eq,k}^m \quad (3.51)$$

$$R_{eq,k}^0 = R_{eq,k}^p + 2 \cdot R_{eq,k}^m \quad (3.52)$$

$$L_{eq,k}^1 = L_{eq,k}^p - L_{eq,k}^m \quad (3.53)$$

$$L_{eq,k}^0 = L_{eq,k}^p + 2 \cdot L_{eq,k}^m \quad (3.54)$$

Os parâmetros de sequência zero e positiva ($R_{eq,k}^0, R_{eq,k}^1, L_{eq,k}^0, L_{eq,k}^1$) podem ser obtidos através de estudos de curto-circuito da seguinte forma:

$$L_{eq,k}^1 = \frac{1}{2\sqrt{3}\pi} \cdot \frac{1}{f_0} \cdot \frac{S_{BASE}}{V_{BASE}} \cdot \frac{1}{I_{cc}^{3f}} \cdot \frac{(X/R)}{\sqrt{1 + (X/R)^2}} \quad (3.55)$$

$$R_{eq,k}^1 = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{S_{BASE}}{V_{BASE}} \cdot \frac{1}{I_{cc}^{3f}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + (X/R)^2}} \quad (3.56)$$

$$L_{eq,k}^0 = \frac{1}{2\sqrt{3}\pi} \cdot \frac{1}{f_0} \cdot \frac{S_{BASE}}{V_{BASE}} \cdot \left(\frac{3}{I_{cc}^{1f}} - \frac{2}{I_{cc}^{3f}} \right) \cdot \frac{(X/R)}{\sqrt{1 + (X/R)^2}} \quad (3.57)$$

$$R_{eq,k}^0 = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{S_{BASE}}{V_{BASE}} \cdot \left(\frac{3}{I_{cc}^{1f}} - \frac{2}{I_{cc}^{3f}} \right) \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + (X/R)^2}} \quad (3.58)$$

onde:

- I_{cc}^{3f} magnitude da corrente de curto-circuito trifásico.
- I_{cc}^{1f} magnitude da corrente de curto-circuito monofásico.
- X/R relação X/R para curto-circuito trifásico.
- S_{BASE} potência base para parâmetros em pu.
- V_{BASE} tensão base para parâmetros em pu.
- f_0 frequência nominal do sistema.

Alternativamente, se o estudo de curto-circuito disponível fornecer as potências de curto-circuito ao invés das correntes de curto-circuito trifásico e monofásico (*i.e.*, S_{cc}^{3f} e S_{cc}^{1f}), os parâmetros de sequência zero e positiva ($R_{eq,k}^0, R_{eq,k}^1, L_{eq,k}^0, L_{eq,k}^1$) podem ser obtidos da seguinte forma:

$$L_{eq,k}^1 = \frac{1}{2\pi \cdot f_0} \cdot \frac{S_{BASE}}{S_{cc}^{3f}} \cdot \frac{(X/R)}{\sqrt{1 + (X/R)^2}} \quad (3.59)$$

$$R_{eq,k}^1 = \frac{S_{BASE}}{S_{cc}^{3f}} \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + (X/R)^2}} \quad (3.60)$$

$$L_{eq,k}^0 = \frac{1}{2\pi \cdot f_0} \cdot S_{BASE} \cdot \left(\frac{3}{S_{cc}^{1f}} - \frac{2}{S_{cc}^{3f}} \right) \cdot \frac{(X/R)}{\sqrt{1 + (X/R)^2}} \quad (3.61)$$

$$R_{eq,k}^0 = S_{BASE} \cdot \left(\frac{3}{S_{cc}^{1f}} - \frac{2}{S_{cc}^{3f}} \right) \cdot \frac{1}{\sqrt{1 + (X/R)^2}} \quad (3.62)$$

onde:

- S_{cc}^{3f} potência de curto-circuito trifásico.
- S_{cc}^{1f} potência de curto-circuito monofásico.

3.2.5.2 Modelo fasorial (estudos de transitórios eletromecânicos)

Para os estudos que envolvem simulações do tipo *transitórios eletromecânicos*, o equivalente do sistema-tronco principal conectado na barra k é modelado pelas equações algébricas a seguir:

- Modelagem em componentes de fase abc :

$$\begin{bmatrix} \hat{V}_a^{eq,k} \\ \hat{V}_b^{eq,k} \\ \hat{V}_c^{eq,k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{E}_a^{eq,k} \\ \hat{E}_b^{eq,k} \\ \hat{E}_c^{eq,k} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{eq,k}^p & Z_{eq,k}^m & Z_{eq,k}^m \\ Z_{eq,k}^m & Z_{eq,k}^p & Z_{eq,k}^m \\ Z_{eq,k}^m & Z_{eq,k}^m & Z_{eq,k}^p \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{I}_a^{eq,k} \\ \hat{I}_b^{eq,k} \\ \hat{I}_c^{eq,k} \end{bmatrix} \quad (3.63)$$

onde:

- $\hat{V}_\phi^{eq,x}$ fasor da tensão da fase ϕ do equivalente da barra x .
- $\hat{I}_\phi^{eq,x}$ fasor da corrente na fase ϕ do equivalente da barra x .
- $\hat{E}_\phi^{eq,x}$ fasor da tensão interna da fase ϕ do equivalente da barra x .
- $Z_{eq,k}^p$ impedância própria do equivalente da barra k , em unidades de Ω .
- $Z_{eq,k}^m$ impedância mútua do equivalente da barra k , em unidades de Ω .

- Modelagem em componentes de sequência 012 :

$$\begin{bmatrix} \hat{V}_0^{eq,k} \\ \hat{V}_1^{eq,k} \\ \hat{V}_2^{eq,k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{E}_0^{eq,k} \\ \hat{E}_1^{eq,k} \\ \hat{E}_2^{eq,k} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{eq,k}^0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_{eq,k}^1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_{eq,k}^1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{I}_0^{eq,k} \\ \hat{I}_1^{eq,k} \\ \hat{I}_2^{eq,k} \end{bmatrix} \quad (3.64)$$

Neste trabalho consideraremos apenas o caso da fonte equivalente equilibrada, por tanto $\hat{E}_0^{eq,k} = \hat{E}_2^{eq,k} = 0$ e a equação (3.64) passa a ser:

$$\begin{bmatrix} \hat{V}_0^{eq,k} \\ \hat{V}_1^{eq,k} \\ \hat{V}_2^{eq,k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \hat{E}_1^{eq,k} \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{eq,k}^0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_{eq,k}^1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_{eq,k}^1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{I}_0^{eq,k} \\ \hat{I}_1^{eq,k} \\ \hat{I}_2^{eq,k} \end{bmatrix} \quad (3.65)$$

onde:

- $\hat{V}_\phi^{eq,x}$ fasor da tensão de sequência ϕ do equivalente da barra k .
- $\hat{I}_\phi^{eq,x}$ fasor da corrente de sequência ϕ do equivalente da barra k .
- $\hat{E}_1^{eq,k}$ fasor da tensão interna de sequência 1 do equivalente da barra k .
- $Z_{eq,k}^0$ impedância de sequência 0 do equivalente da barra k , em unidades de Ω .

$Z_{eq,k}^1$ impedância de sequência 1 do equivalente da barra k , em unidades de Ω .

Os parâmetros de sequência zero e positiva ($Z_{eq,k}^0, Z_{eq,k}^1$) podem ser obtidos através de estudos de curto-circuito da seguinte forma:

$$Z_{eq,k}^1 = \frac{S_{BASE}}{\sqrt{3} \cdot V_{BASE}} \cdot \frac{1}{|I_{cc}^{3f}|} \angle \tan^{-1} \left(\frac{X}{R} \right) \quad (3.66)$$

$$Z_{eq,k}^0 = \frac{S_{BASE}}{\sqrt{3} \cdot V_{BASE}} \cdot \left(\frac{3}{|I_{cc}^{1f}|} - \frac{2}{|I_{cc}^{3f}|} \right) \cdot \angle \tan^{-1} \left(\frac{X}{R} \right) \quad (3.67)$$

Alternativamente, se o estudo de curto-circuito disponível fornecer as potências de curto-circuito ao invés das correntes de curto-circuito trifásico e monofásico (*i.e.*, S_{cc}^{3f} e S_{cc}^{1f}), os parâmetros de sequência zero e positiva ($Z_{eq,k}^0, Z_{eq,k}^1$) podem ser obtidos da seguinte forma:

$$Z_{eq,k}^1 = \frac{S_{BASE}}{|S_{cc}^{3f}|} \angle \tan^{-1} \left(\frac{X}{R} \right) \quad (3.68)$$

$$Z_{eq,k}^0 = S_{BASE} \left(\frac{3}{|S_{cc}^{1f}|} - \frac{2}{|S_{cc}^{3f}|} \right) \angle \tan^{-1} \left(\frac{X}{R} \right) \quad (3.69)$$

Tanto o modelo para estudos de transitórios eletromagnéticos quanto o modelo para estudos de transitórios eletromecânicos estão implementados na biblioteca do *SimPowerSystems*TM através do elemento *Three-Phase Source*.

3.2.6 Geradores síncronos

Para os geradores síncronos do sistema ilhado utilizou-se o modelo descrito por 2 enrolamentos no eixo d e 2 enrolamentos no eixo q do rotor, juntamente com 2 equações para descrever os circuitos de eixos d e q dos enrolamentos do estator e 2 equações diferenciais para descrever a dinâmica eletromecânica do eixo do rotor. Considera-se o modelo para operação equilibrada, portanto o circuito de sequência zero é desconsiderado. Trata-se, portanto, de um modelo de oitava ordem para simulações do tipo *transitórios eletromagnéticos*, nas quais as 2 equações dos circuitos de eixo d e q do estator são diferenciais e de sexta ordem para simulações do tipo *transitórios eletromecânicos*, onde a dinâmica do fluxo que concatena os enrolamentos de eixo d e q do estator são desprezadas, resultando em um modelo algébrico para o estator da

máquina, a fim de compatibilizar o modelo dinâmico da máquina síncrona com o modelo algébrico (fasorial) da rede elétrica utilizado nesse tipo de simulação.

Na Figura 3.7 é apresentado o circuito elétrico equivalente de eixo d e de eixo q para o modelo de gerador síncrono adotado neste trabalho, baseado no livro de P. C. Krauser [39].

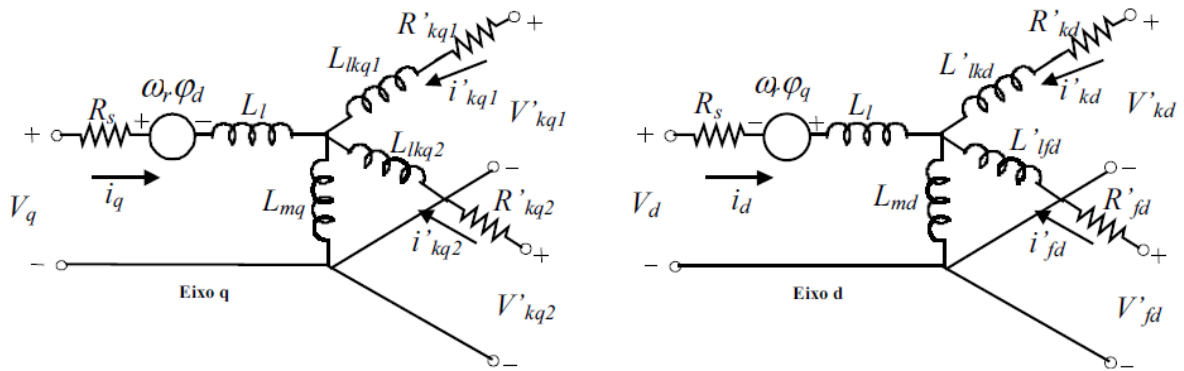


Figura 3.7 – Circuito equivalente do modelo elétrico da máquina síncrona. Fonte: [39].

3.2.6.1 Modelo para estudos de transitórios eletromagnéticos

As equações do modelo da máquina síncrona para estudos de transitórios eletromagnéticos utilizado neste trabalho são apresentadas a seguir:

$$\frac{d}{dt} \omega_R = \frac{1}{2H} \cdot (T_m - T_e) \quad (3.70)$$

$$\frac{d}{dt} \theta_R = \omega_R \quad (3.71)$$

$$\frac{d}{dt} \varphi_d = v_d - R_s \cdot i_d + \omega_R \cdot \varphi_q \quad (3.72)$$

$$\frac{d}{dt} \varphi_q = v_q - R_s \cdot i_q - \omega_R \cdot \varphi_d \quad (3.73)$$

$$\frac{d}{dt} \varphi'_{fd} = v'_{fd} - R'_{fd} \cdot i'_{fd} \quad (3.74)$$

$$\frac{d}{dt}\varphi'_{kd} = v'_{kd} - R'_{kd} \cdot i'_{fd} \quad (3.75)$$

$$\frac{d}{dt}\varphi'_{kq1} = v'_{kq1} - R'_{kq1} \cdot i'_{kq1} \quad (3.76)$$

$$\frac{d}{dt}\varphi'_{kq2} = v'_{kq2} - R'_{kq2} \cdot i'_{kq2} \quad (3.77)$$

$$\varphi_d = L_d \cdot i_d + L_{md} \cdot (i'_{fd} + i'_{kd}) \quad (3.78)$$

$$\varphi_q = L_q \cdot i_q + L_{mq} \cdot i'_{kq} \quad (3.79)$$

$$\varphi'_{fd} = L'_{fd} \cdot i'_{fd} + L_{md} \cdot (i_d + i'_{kd}) \quad (3.80)$$

$$\varphi'_{kd} = L'_{kd} \cdot i'_{kd} + L_{md} \cdot (i_d + i'_{fd}) \quad (3.81)$$

$$\varphi'_{kq1} = L'_{kq1} \cdot i'_{kq1} + L_{mq} \cdot i_q \quad (3.82)$$

$$\varphi'_{kq2} = L'_{kq2} \cdot i'_{kq2} + L_{mq} \cdot i_q \quad (3.83)$$

onde:

v_d, i_d	tensão (pu) e corrente (pu) de eixo direto, respectivamente.
v_q, i_q	tensão (pu) e corrente (pu) de eixo em quadratura, respectivamente.
v'_{fd}, i'_{fd}	tensão (pu) e corrente (pu) de campo, respectivamente.
v'_{kd}, i'_{kd}	tensão (pu) e corrente (pu) do enrolamento amortecedor de eixo direto, respectivamente.
v'_{kd1}, i'_{kd1} v'_{kd2}, i'_{kd2}	tensões (pu) e correntes (pu) dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura, respectivamente.
R_s	resistência do estator (pu).
R'_{fd}	resistência de campo referido ao estator (pu).
R'_{kd}	resistência do enrolamento amortecedor de eixo direto referida ao estator (pu).
R'_{kq1}, R'_{kq2}	resistência dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidas ao estator (pu).
L_d, L_{md}	indutância total (pu) e indutância mútua (pu) de eixo direto.
L_q, L_{mq}	indutância total (pu) e indutância mútua (pu) de eixo em quadratura.
L'_{fd}	indutância do enrolamento de campo referida ao estator (pu).
L'_{kd}	indutância do enrolamento amortecedor de eixo direto referida ao estator (pu).
L'_{kq1}, L'_{kq2}	indutância dos enrolamentos amortecedores de eixo em quadratura referidas ao estator (pu).
φ_d, φ_q	fluxos de eixo direto e quadratura (pu).
φ'_{fd}	fluxo no enrolamento de campo (pu).

φ'_{kd}	fluxo no enrolamento amortecedor de eixo direto (pu).
$\varphi'_{kq1}, \varphi'_{kq2}$	fluxo no enrolamento amortecedores de eixo em quadratura (pu).
ω_R	velocidade angular mecânica do rotor (rad/s).
θ_R	posição angular mecânica do rotor (rad).
T_e	torque eletromagnético (pu).
T_m	torque mecânico no eixo do rotor (pu).
H	constante de inércia do rotor (s).
p	número de pares de polos.
f_0	frequência nominal em Hz.

3.2.6.2 Modelo para estudos de transitórios eletromecânicos

As equações do modelo da máquina síncrona para estudos de transitórios eletromecânicos utilizado neste trabalho são apresentadas a seguir:

$$\frac{d}{dt}\omega_R = \frac{1}{2H} \cdot (T_m - T_e) \quad (3.84)$$

$$\frac{d}{dt}\theta_R = \omega_R \quad (3.85)$$

$$\frac{d}{dt}\varphi'_{fd} = v'_{fd} - R'_{fd} \cdot i'_{fd} \quad (3.86)$$

$$\frac{d}{dt}\varphi'_{kd} = v'_{kd} - R'_{kd} \cdot i'_{fd} \quad (3.87)$$

$$\frac{d}{dt}\varphi'_{kq1} = v'_{kq1} - R'_{kq1} \cdot i'_{kq1} \quad (3.88)$$

$$\frac{d}{dt}\varphi'_{kq2} = v'_{kq2} - R'_{kq2} \cdot i'_{kq2} \quad (3.89)$$

$$0 = v_d - R_S \cdot i_d + \omega_0 \cdot \varphi_q \quad (3.90)$$

$$0 = v_q - R_S \cdot i_q - \omega_0 \cdot \varphi_d \quad (3.91)$$

$$\varphi_d = L_d \cdot i_d + L_{md} \cdot (i'_{fd} + i'_{kd}) \quad (3.92)$$

$$\varphi_q = L_q \cdot i_q + L_{mq} \cdot i'_{kq} \quad (3.93)$$

$$\varphi'_{fd} = L'_{fd} \cdot i'_{fd} + L_{md} \cdot (i_d + i'_{kd}) \quad (3.94)$$

$$\varphi'_{kd} = L'_{kd} \cdot i'_{kd} + L_{md} \cdot (i_d + i'_{fd}) \quad (3.95)$$

$$\varphi'_{kq1} = L'_{kq1} \cdot i'_{kq1} + L_{mq} \cdot i_q \quad (3.96)$$

$$\varphi'_{kq2} = L'_{kq2} \cdot i'_{kq2} + L_{mq} \cdot i_q \quad (3.97)$$

Tanto o modelo para estudos de transitórios eletromagnéticos quanto o modelo para estudos de transitórios eletromecânicos estão implementados na biblioteca do *SimPowerSystems*TM através do elemento *Synchronous Machine (pu Standard)*. Ressalta-se que tal biblioteca contém também os modelos padrão de reguladores de velocidade das máquinas, que podem ou não ser modeladas nos estudos em função das premissas adotadas.

3.3 Metodologia para Projeto da Impedância de Sincronização em Malha Aberta

Durante a manobra de sincronização de sistemas ilhados em malha aberta através do método de inserção de impedâncias, cujo procedimento operativo é descrito na seção 2.3, deseja-se que os esforços de transitórios eletromagnéticos e eletromecânicos sobre o gerador síncrono distribuído sejam aceitáveis, ou seja, que a corrente nos enrolamentos do estator da máquina bem como o torque eletromagnético resultante no eixo do conjunto turbina-gerador não sejam nocivos ao equipamento e que, ainda, a manobra possa ser finalizada com sucesso sem atuação da proteção do gerador decorrente da perda de estabilidade de ângulo da máquina [7]. Para tanto, definir o valor da impedância de sincronização que permita a realização segura da manobra é essencial. A determinação da impedância de sincronização é feita através de repetidas simulações computacionais do transitório de sincronização da microrrede. O processo consiste nos passos descritos nas subseções a seguir.

3.3.1 Passo 1 – Determinação dos Níveis de Transitórios Aceitáveis

O primeiro passo da metodologia consiste em determinar os níveis máximos de transitório aceitos durante a manobra de sincronização. A definição desses parâmetros apresenta certo nível de subjetividade, visto que envolve certo fator de risco aceito pelo

proprietário dos geradores síncronos da microrrede em expor tais equipamentos aos efeitos dos transitórios de sincronização. Um gerador síncrono é tipicamente dimensionado para suportar transitórios severos durante a ocorrência de curto-circuito próximo aos seus terminais. Nessa condição, a corrente de falta (estator da máquina) e o torque eletromagnético aplicado ao eixo do conjunto turbina-gerador pode ser bastante elevado, chegando a várias vezes os valores nominais. Visto que a operação de geradores síncronos não está imune a ocorrência de faltas, o equipamento é dimensionado para aguentar os esforços térmicos e mecânicos decorrentes de tais faltas até que a proteção atue cessando a condição de extrema exigência do gerador.

Dessa forma, uma possibilidade para escolha de níveis aceitáveis de transitórios poderia ser os valores aos qual o gerador é submetido por ocasião de um curto-circuito trifásico franco em seus terminais. Todavia, como a manobra de sincronização do sistema ilhado pode ocorrer com bastante frequência e como a ocorrência de curtos-circuitos que resultem em grandes esforços eletromecânicos no gerador pode requerer uma inspeção pormenorizada no equipamento a fim de avaliar possíveis danos e a necessidade de eventuais manutenções, a escolha desse valor é muito arriscada e não é recomendada do ponto de vista prático.

Uma possibilidade muito conservadora, mas que se satisfeita traz consigo grande confiabilidade e segurança para a realização da manobra consiste em adotar como nível de transitório aceitável o mesmo que seria produzido caso a sincronização fosse feita em malha fechada na condição menos rigorosa possível prevista em norma, ou seja, a condição de fechamento de disjuntor de paralelismo aceita pela função ANSI 25. Isso significa que o transitório aceitável para a sincronização em malha aberta é o mesmo que se observa em malha fechada, a prática padrão que seria utilizada para a sincronização do sistema ilhado. Essa escolha naturalmente exigirá um maior valor de impedância de sincronização, visto que quanto menor os níveis de transitório aceitáveis maiores os valores de impedância que serão necessários.

Finalmente, uma terceira possibilidade consiste em aceitar níveis de transitórios maiores que os obtidos na sincronização em malha fechada, mas que, contudo, não sejam tão severos quanto os que podem ocorrer durante um curto-circuito trifásico franco nos terminais da máquina. Essa possibilidade incluiria uma análise de risco que leve em conta características construtivas da máquina síncrona e, também, a periodicidade com que a manobra seria realizada a fim de melhor avaliar se os benefícios resultantes da sincronização em malha aberta com uma impedância de menor porte compensam eventuais riscos de se expor o gerador síncrono distribuído a perturbações mais severas do que as decorrentes da sincronização em malha

fechada. Independente da escolha do nível de transitório aceitável, seja ele mais conservador ou não, uma vez definido esse valor passa-se para o passo seguinte da metodologia.

3.3.2 Passo 2 – *Análise de Transitórios Eletromagnéticos no Espaço $V \times \theta \times Z_{inserted}$*

O segundo passo da metodologia consiste na realização de simulações de transitórios eletromagnéticos para diferentes pontos de operação no espaço $V \times \theta \times Z_{inserted}$ a fim de que se mapeie o pico de torque eletromagnético e de corrente no enrolamento do estator das máquinas síncronas a fim de que pudesse avaliar a impedância de sincronização necessária para que se reduza os níveis de transitórios aos valores definidos no passo anterior da metodologia. O espaço $V \times \theta$ corresponde a todas as combinações de magnitude e ângulo de tensão nas barras terminais do disjuntor de paralelismo, ou seja, o espaço que cobre todos os pontos (V_A , V_B , θ_A , θ_B) tais que

$$V_A^{\min} \leq V_A \leq V_A^{\max} \quad (3.98)$$

$$V_B^{\min} \leq V_B \leq V_B^{\max} \quad (3.99)$$

$$\theta_A^{\min} \leq \theta_A \leq \theta_A^{\max} \quad (3.100)$$

$$\theta_B^{\min} \leq \theta_B \leq \theta_B^{\max} \quad (3.101)$$

sendo A e B as barras terminais do disjuntor de paralelismo tal qual fora apresentado na Figura 2.5. Como espera-se que tanto o lado do sistema tronco quanto o lado do sistema ilhado opere em regime permanente antes da manobra de sincronização com tensões dentro dos limites adequados e como não se tem controle exato sobre o ângulo da tensão de cada uma das duas barras, que varia em função da frequência de operação do sistema tronco e do sistema ilhado, pode-se considerar o espaço $V \times \theta$ como aquele que abrange todas as combinações de magnitude e ângulo de tensão nas barras A e B de modo que

$$0,93 \leq V_A \leq 1,05 \text{ pu} \quad (3.102)$$

$$0,93 \leq V_B \leq 1,05 \text{ pu} \quad (3.103)$$

$$-180^\circ \leq \theta_B \leq +180^\circ \quad (3.104)$$

Sem perda de generalidade, podemos ainda adotar a tensão na barra A como referência angular ($\theta_A = 0^\circ$) de forma que variando o ângulo θ_B entre os limites de -180 e $+180^\circ$ é suficiente para cobrir do o espectro de valores possíveis. Se, por exemplo, para as análises deste passo 2 forem adotadas variações de 10° no valor de θ_B e de 1% nas magnitudes de tensão (i.e., 0,01 pu) então o espaço $V \times \theta$ abrange $13 \times 13 \times 36 = 6.084$ pontos (V_A , V_B , θ_B) para análise do transitório de sincronização para cada valor de Z_{inserted} considerado, para os quais serão obtidos os picos de corrente no estator e torque eletromagnético dos geradores síncronos.

Com os resultados das simulações para a análise de transitórios eletromagnéticos, pode-se obter o subespaço do espaço $V \times \theta \times Z_{\text{inserted}}$ tal que os valores máximos dos transitórios observados sejam inferiores aos limites estabelecidos no passo 1. Idealmente, deseja-se que o valor Z_{inserted} seja tal que todos os pontos do subespaço $V \times \theta$ resultem em transitórios abaixo do valor aceitável definido no passo 1, pois dessa forma garante-se que, não importa a condição operativa dos sistemas no instante anterior ao fechamento do disjuntor de paralelismo, desde que dentro dos limites adotados de magnitude de tensão, a manobra de sincronização em malha aberta produzirá transitórios menores ou iguais ao que seriam produzidos conforme o procedimento de sincronização em malha fechada.

Para a definição da impedância mínima Z_{inserted} pode-se, alternativamente, utilizar equacionamento analítico derivado da teoria de circuitos elétricos para cálculo de corrente assimétrica de curto-circuito para determinação do valor necessário de forma direta. Todavia, o equacionamento analítico para determinação do pico de torque eletromagnético é mais complexo, de forma que nesse trabalho utiliza-se apenas metodologia baseada em simulação dos modelos computacionais.

Variações na frequência de operação tanto do lado do sistema tronco quanto do lado do sistema ilhado não se mostraram tão relevantes quanto as variações de magnitude de tensão e de ângulo, motivo pela qual a metodologia proposta considera apenas pontos de operação no espaço $V \times \theta \times Z_{\text{inserted}}$.

3.3.3 Passo 3 – Análise de Estabilidade Transitória dos Geradores Síncronos do Sistema Ilhado

A estabilidade transitória é a capacidade de um sistema de energia elétrica em manter o sincronismo entre os geradores síncronos após a ocorrência de grades perturbações no sistema [34]. A manutenção de sincronismo ocorre se as oscilações eletromecânicas observadas nos geradores após um distúrbio que altere o ponto de operação do sistema de forma significativa evoluem sem que, contudo, haja separação angular ilimitada entre as máquinas. O ângulo elétrico do rotor das máquinas nestes casos oscilaria em relação a um dado referencial, porém essas oscilações são limitadas a uma separação angular máxima e são amortecidas conforme os geradores dissipam a energia que, durante o distúrbio, foi responsável por sua aceleração. Trata-se, portanto, de uma propriedade do sistema síncrono em corrente alternada de restaurar o equilíbrio de torques (mecânico – acelerante e eletromagnético – frenante) que faz com que o sistema oscile, mas retorne a um ponto de equilíbrio síncrono após a ocorrência de um distúrbio que interrompa tal equilíbrio eletromecânico de torques).

Tipicamente, estudos de estabilidade transitória são feitos para o sistema de transmissão, para avaliar a capacidade dos geradores síncronos de grande porte em manterem-se em operação síncrona na ocorrência de distúrbios como curtos-circuitos com a posterior abertura de linhas decorrente da atuação das proteções, por exemplo. No caso da manobra de sincronização em malha aberta de sistemas ilhados, a análise de estabilidade transitória consiste em avaliar o comportamento dinâmico dos geradores síncronos da microrrede após o fechamento do disjuntor de paralelismo. O fechamento do disjuntor irá reduzir a diferença angular entre os ângulos θ_A e θ_B , de modo que o torque eletromagnético resultante no eixo dos geradores irá acelerá-lo ou freá-lo de forma que seu ângulo elétrico acompanhe o movimento de redução da separação angular entre os dois sistemas (tronco e microrrede) de modo que no final do processo o sistema único que compreende o sistema tronco + microrrede operando de *modo conectado à rede* opere de forma síncrona.

A impedância de sincronização desempenha um papel importante durante essa dinâmica de oscilações eletromecânicas dos geradores síncronos da microrrede. Se por um lado uma impedância elevada pode reduzir o pico dos transitórios de corrente no estator e de torque eletromagnético no eixo do conjunto turbina-gerador, por outro lado ela pode reduzir também a componente de torque sincronizante responsável por deslocar o ângulo elétrico dos geradores síncronos da microrrede em direção aos ângulos de tensão do sistema tronco. Portanto, a impedância de sincronização altera os torques aplicada no eixo dos geradores e com isso afeta

a trajetória dinâmica na qual a microrrede é “puxada” ou “empurrada” em direção ao sistema tronco principal.

No passo 3, portanto, utilizando-se ferramentas de análise de estabilidade transitória (dinâmica fasorial), analisa-se a performance dinâmica eletromecânica dos geradores síncronos do sistema ilhado no intervalo de tempo de alguns segundos após o fechamento do disjuntor de paralelismo, de forma a mapear-se tal performance dinâmica no espaço $V \times \theta \times Z_{\text{inserted}}$ e então concluir-se sobre a capacidade da manobra de sincronização ser realizada em malha aberta de forma adequada do ponto de vista dinâmico de estabilidade de ângulo.

3.3.4 Passo 4 – Análise de Transitório de By-Pass da Impedância de Sincronização

Após a determinação da impedância de sincronização que mantém os transitórios de corrente e de torque eletromagnético no gerador síncrono abaixo dos limites aceitáveis (passo 1, passo 2) e de modo que a manobra é bem-sucedida por manter a estabilidade de ângulo do gerador síncrono (passo 3) passa-se então ao passo 4 que consiste na avaliação do transitório de *by-pass* da impedância de sincronização.

A manobra de *by-pass* da impedância de sincronização é realizada após o amortecimento dos transitórios eletromagnéticos/eletromecânicos resultantes do fechamento do disjuntor de paralelismo. Como a dinâmica eletromecânica é muito mais lenta que a dinâmica eletromagnética, o processo de amortecimento das oscilações decorrentes do fechamento do primeiro disjuntor determina o intervalo de tempo entre o fechamento dos dois disjuntores. Além disso, como a manobra de *by-pass* é feita após o amortecimento de tais oscilações eletromecânicas decorrentes da primeira fase da manobra, pode-se considerar que no momento imediatamente anterior ao fechamento do disjuntor de *by-pass* o sistema encontra-se em regime permanente.

Da mesma forma que no fechamento do primeiro disjuntor (paralelismo), o transitório decorrente do fechamento do segundo disjuntor (*by-pass*) depende da tensão sobre os terminais do disjuntor e da impedância equivalente vista por tal equipamento (ver Figura 2.10). A impedância vista pelo disjuntor de *by-pass* é a própria impedância de sincronização, e a tensão sobre os terminais do disjuntor de *by-pass* é a queda de tensão na impedância de sincronização. Essa queda de tensão depende, portanto, não apenas do valor de Z_{inserted} como também da troca de potência (ativa e reativa) entre a microrrede e o sistema tronco após o fechamento do disjuntor de paralelismo. Como a microrrede operava em *modo ilhado* antes da sincronização, ou seja, toda a potência ativa e reativa consumida pelas cargas + perdas técnicas

eram supridas pelos geradores distribuídos no sistema ilhado, há de se esperar que a troca de potência entre a microrrede e o sistema tronco após o fechamento do disjuntor de paralelismo seja pequena, o que levaria a um transitório de *by-pass* suave. Pequenas variações podem ocorrer em função do ajuste do controle de excitação e de velocidade dos geradores distribuídos, o que pode ser mais bem avaliado através de simulações.

Finalmente, caso identifique-se nos estudos do passo 4 que a manobra de *by-pass* resulte em transitórios indesejados, uma possibilidade adicional consiste na mudança de controle de carga/tensão dos geradores distribuídos (para isso seriam necessários métodos locais de detecção da mudança de operação da microrrede) ou ainda o chaveamento da impedância de sincronização em degraus, o que todavia elevaria a complexidade de projeto e os custos de tal equipamento.

Capítulo 4

Estudo de Caso para um Sistema Teste

Neste capítulo será apresentado um estudo de caso baseado em simulações numéricas da sincronização de um sistema ilhado ao sistema principal em malha aberta através do método de inserção de impedância discutido na metodologia apresentada no capítulo anterior. Os resultados de simulação foram obtidos com o software *Simscape Power Systems*TM, conforme discutido na seção 3.1.

4.1 Sistema Teste

Na Figura 4.1 apresentamos o sistema teste utilizado neste estudo de caso. O sistema teste é composto por: Rede Principal – trata-se da rede da concessionária local a qual o sistema ilhado será sincronizado, representada pelo seu equivalente Thévenin; DJ1 – disjuntor responsável por conectar a microrrede a rede principal através da impedância; DJ2 – disjuntor de *by-pass* da impedância após a sincronização; $R_{inserted} + jX_{inserted}$ – impedância inserida para redução do transitório de sincronização em malha aberta; Microrrede – microrrede que será sincronizada a rede principal; GD – gerador distribuído da microrrede, que no caso deste sistema teste é um gerador síncrono; CARGA – carga local da microrrede.

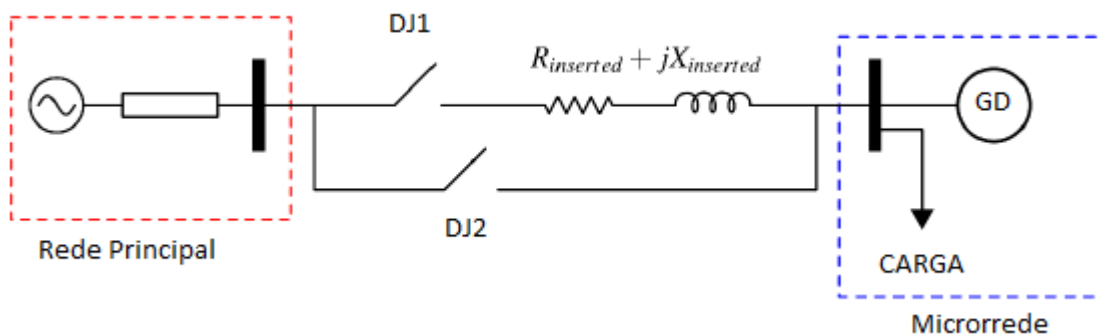


Figura 4.1 – Sistema teste para o estudo de caso.

O valor numérico dos parâmetros do sistema teste utilizados nas simulações do estudo de caso são apresentados nas Tabela 4.1 à Tabela 4.3.

Tabela 4.1. Parâmetros do equivalente no sistema teste.

<i>Parâmetros</i>	<i>Valores</i>
V_S	$1,0 \angle \theta_{SUB}$ pu
$V_{RMS\ ph-ph}$	13,8 kV
Nível de Curto-Circuito	1.000 MVA
X/R	7,9285
Impedância de Curto-Circuito	$0,0238 + j0,1889\ \Omega$

Tabela 4.2. Parâmetros da carga local da microrrede.

<i>Parâmetros</i>	<i>Valores</i>
S_{LOAD}	10 MVA
Fator de Potência	0,95 (indutivo)
$V_{RMS\ ph-ph}$	13,8 kV
Modelo de Carga	Impedância Constante

Tabela 4.3. Parâmetros do gerador síncrono da microrrede.

<i>Parâmetros</i>	<i>Valores</i>	<i>Parâmetros</i>	<i>Valores</i>
$V_{RMS\ ph-ph}$	13,8 kV	H	2,0 s
F_n	60 Hz	par polos	2 unidades
R_s	0,004 pu	AVR	IEEE Tipo 1
X_d	2,066 pu	T_r	22 ms
X_d'	0,259 pu	K_a	400
X_d''	0,213 pu	T_a	50 ms
X_q	1,044 pu	K_e	1
X_q''	0,207 pu	T_e	1,2 s
X_l	0,050 pu	K_f	0,03
T'_{do}	4,485 s	T_f	0,6 s
T''_{do}	0,068 s	E_{fmin}	-5
T'''_{qo}	0,1 s	E_{fmax}	8
S_{nom}	10 MVA		

Neste ponto é importante que uma observação seja feita. O nível de curto-circuito do equivalente do sistema-teste, 1.000 MVA, é razoavelmente elevado. Em situações reais, para este nível de média tensão de 13,8 kV, o nível de curto-circuito é de tipicamente de até poucas centenas de MVA (ou, de forma equivalente, de até cerca de 15 kA) [40]. A escolha de um valor mais elevado, contudo, não prejudica a análise da sincronização da microrrede em malha aberta, tendo em vista que um nível de curto-circuito maior resulta em níveis de transitórios

mais elevados. Caso o nível de curto-circuito seja menor do que o utilizado nas análises apresentadas neste capítulo, a tendência é que os valores da impedância Z_{inserted} sejam menores do que os obtidos, de forma que a escolha por um valor mais alto torna a condição de análise mais conservadora e desafiadora para o sucesso da manobra de sincronização em malha aberta.

4.2 Caso de Referência para Sincronismo

As condições de sincronização em malha fechada são apresentadas na Tabela 4.4, de acordo com a norma recomendada pelo IEEE [19], [21] e [22]. De acordo com o recomendado nessa norma, o controle do gerador atuará em malha fechada até que: a tensão no lado relativo ao sistema ilhado seja, no máximo, 5% maior do que a tensão no lado relativo à rede principal; a diferença no ângulo de tensão seja de 10° e a diferença de frequência seja de 0,067 Hz. Os valores apresentados na Tabela 4.4 representam tais condições e são as condições iniciais do sistema teste no instante imediatamente anterior a sincronização do sistema ilhado.

Tabela 4.4. Condições utilizadas na simulação do caso de referência.

<i>Parâmetros</i>	<i>Microrrede</i>	<i>Rede Principal</i>
Tensão (magnitude)	1,05 pu	1,00 pu
Tensão (fase)	0°	-10°
Frequência	60,067 Hz	60,0 Hz

4.3 Valores de Referência de Transitório de Sincronização

O transitório de sincronização do sistema teste descrito na subseção 4.1 com os critérios apresentados na subseção 4.2 é apresentado na Figura 4.2 e na Tabela 4.5. Estes valores, obtidos quando a sincronização é feita com o que é recomendado pelas normas conforme compilado na Tabela 4.4, representam o transitório máximo aceitável que o gerador local da microrrede pode ser submetido em condições normais de sincronização. Valores superiores aos obtidos nesta subseção podem resultar em danos a tais equipamentos. Para que a sincronização em malha aberta seja viável, portanto, os transitórios decorrentes não podem superar os valores obtidos nesta subseção. Ressalta-se que, como essa simulação é realizada para obtenção dos valores de referência, a impedância de sincronização apresentada na Figura 4.2 é nula para este caso. A base para os valores em pu são os dados nominais do gerador.

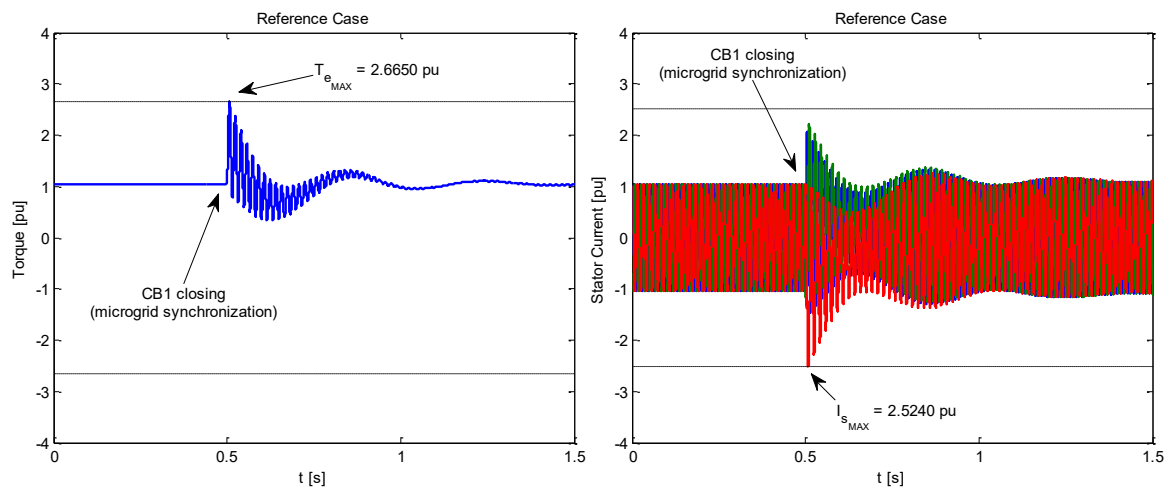


Figura 4.2 – Forma de onda do torque e da corrente do gerador síncrono da microrrede para o caso de referência.

Tabela 4.5. Valores dos transitórios para o caso de referência.

<i>Parâmetros</i>	<i>Valores</i>
Torque	2,6650 pu
Corrente do Estator	2,5240 pu

4.4 Impacto da Inserção da Impedância na Redução dos Transitórios de Sincronismo

Os resultados apresentados na Figura 4.3 e na Tabela 4.6 visam demonstrar que o uso da impedância é capaz de reduzir os transitórios de sincronização. Nessas simulações, os valores de diferença de tensão, frequência e fase da simulação do caso de referência foram mantidas, porém adotando-se um valor de 5Ω para a impedância $Z_{INSERTED}$. A relação X/R adotada é a mesma do equivalente ($X/R = 7,9285$).

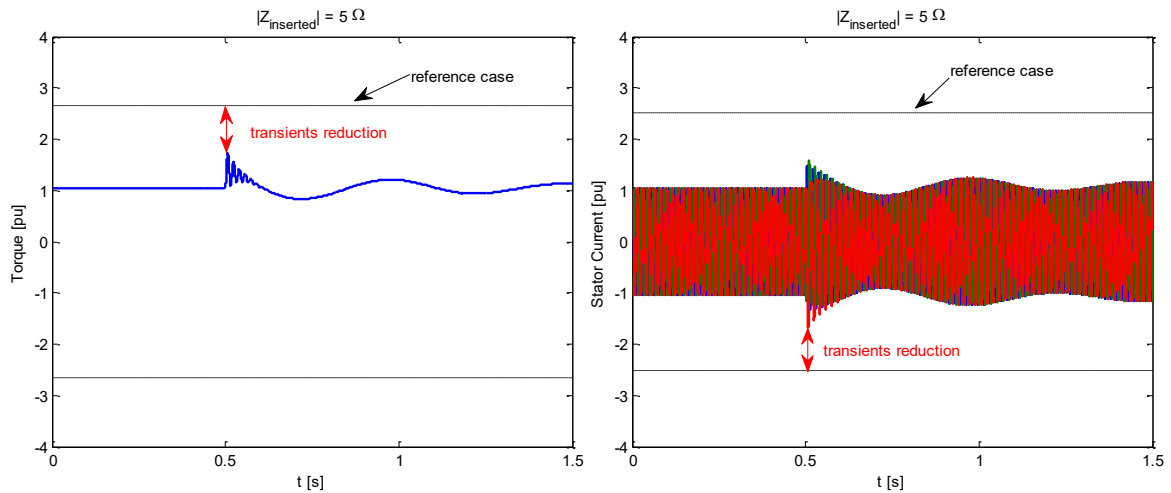


Figura 4.3 – Forma de onda do torque e da corrente do gerador síncrono da microrrede para o caso com $|Z_{INSERTED}| = 5\Omega$.

Tabela 4.6. Valores dos transitórios para o caso de referência (0Ω) e para o caso de sincronização através de impedância de 5Ω .

Parâmetros	Valores	
	$Z_{INSERTED} = 0\Omega$	$Z_{INSERTED} = 5\Omega$
Torque	2,6650 pu	1,7301 pu
Corrente do Estator	2,5240 pu	1,6762 pu

4.5 Determinação da Impedância Necessária para Sincronização em Malha Aberta

Seguindo-se a metodologia descrita na subseção 3.3.2 para o estudo de caso, o pico da corrente transitória do estator do gerador da microrrede foi obtido via repetidas simulações computacionais tipo EMTP para diferentes cenários de operação envolvendo variações da magnitude e do ângulo de tensão da microrrede e de valores de impedância de sincronização. Os resultados são apresentados na Figura 4.4 e na Figura 4.5, onde para $Z_{INSERTED}$ foram testados os valores de 0, 5, 15, 25 e 40Ω considerando-se cenários de sincronização para os quais a diferença ΔV sobre o disjuntor DJ1 varia entre $\pm 10\%$ e a diferença $\Delta\theta$ varia entre $\pm 180^\circ$.

Para o caso em que $Z_{INSERTED} = 25\Omega$, as condições de $\Delta\theta$ podem ser relaxadas até cerca de $\pm 150^\circ$, porém se a impedância for elevada para 40Ω os valores de $\Delta\theta$ podem ser relaxados em todo o espaço possível (-180 a $+180^\circ$), considerando-se que tanto o sistema ilhado quanto o sistema tronco podem operar com tensões entre 0,9 e 1,1 pu. Do ponto de vista de redução do transitório de sincronização, portanto, uma impedância de 40Ω seria capaz de

propiciar a sincronização em malha aberta. Nas simulações apresentadas a frequência foi mantida no seu valor nominal em ambos os sistemas a serem sincronizados. As pequenas oscilações aceitáveis no valor da frequência de operação não apresentam grande impacto no valor de pico do torque e da corrente transitória.

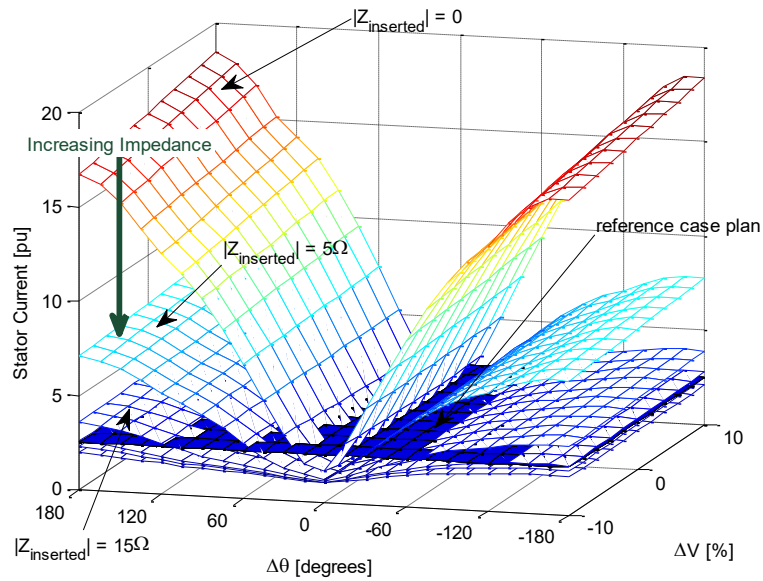


Figura 4.4 – Resultado em 3D das simulações de transitório de sincronização da microrrede para diferentes cenários de operação e impedância de sincronização $Z_{INSERTED}$.

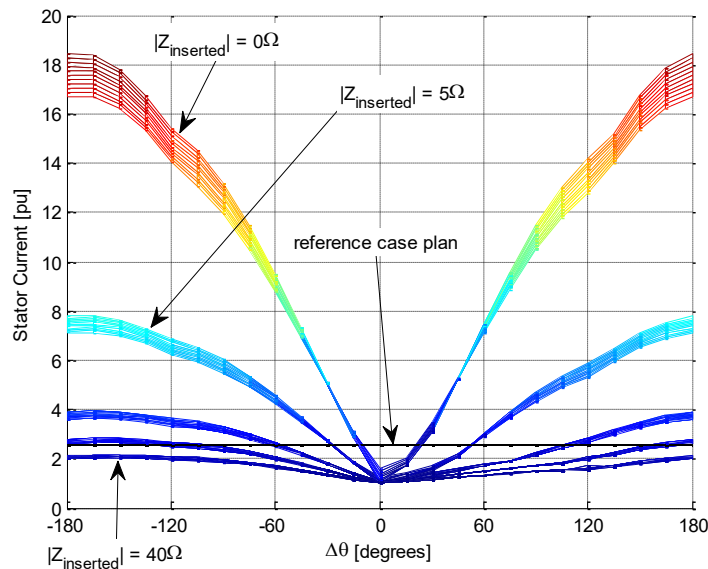


Figura 4.5 – Projeção dos resultados da Figura 4.4 no plano corrente do estator $\times$ abertura angular da microrrede.

Dos resultados obtidos pode-se verificar que os transitórios de sincronização são mais sensíveis as variações de $\Delta\theta$ do que de ΔV . Na Figura 4.6 os resultados para o caso em

que $\Delta V=0$ são apresentados na superfície no espaço $\Delta\theta \times Z_{INSERTED} \times$ pico de torque ou corrente no estator. As projeções desta superfície nos planos torque ou corrente $\times \Delta\theta$ e $\Delta\theta \times Z_{INSERTED}$ são apresentados na Figura 4.7 e na Figura 4.8. Dos resultados apresentados na Figura 4.8 conclui-se que uma impedância de cerca de 30Ω é o mínimo necessário para que a sincronização em malha aberta não apresente transitórios acima dos valores de referência.

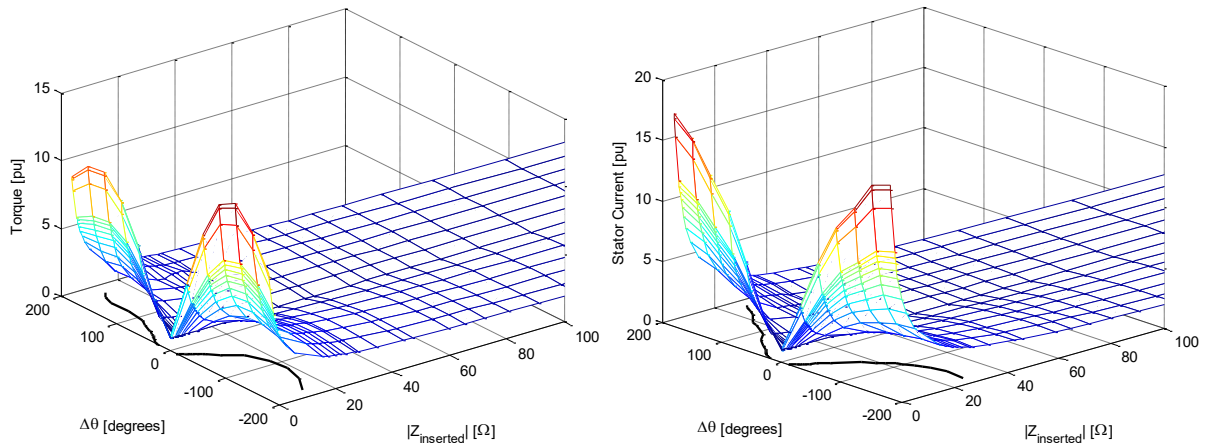


Figura 4.6 – Resultado em 3D das simulações de transitórios para vários valores de impedância $Z_{INSERTED}$, mantendo-se $\Delta V=0$.

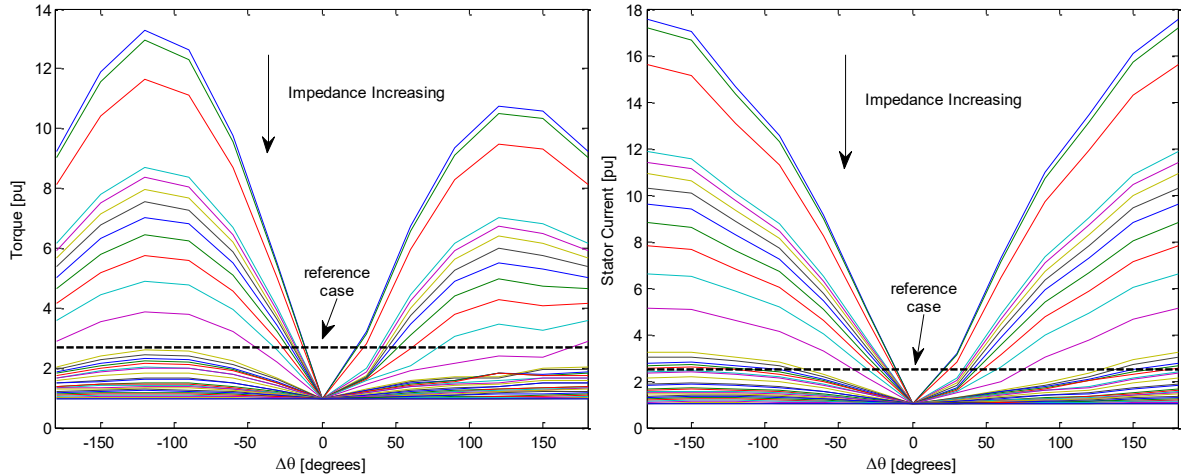


Figura 4.7 – Projeção dos resultados da Figura 4.6 nos planos torque e corrente do estator $\times$ abertura angular da microrrede

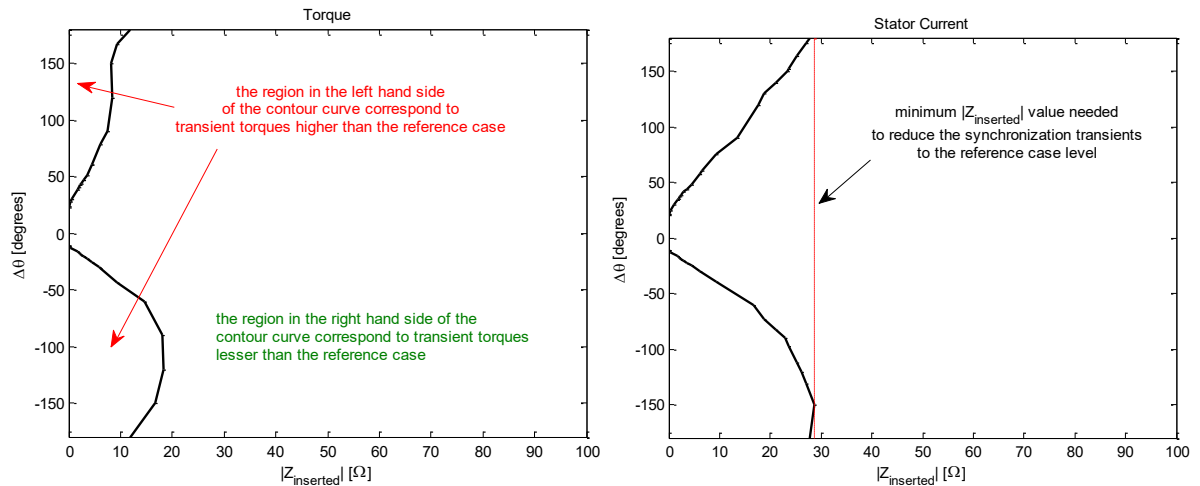


Figura 4.8 – Curvas de nível das superfícies apresentadas na Figura 4.6 representando os valores de referência do transitório de sincronização.

4.6 Investigação de Estabilidade e de *By-Pass*

Embora a inserção da impedância possa reduzir os transitórios de sincronização, propiciando operação em malha aberta, sua inclusão pode criar problemas do ponto de vista de estabilidade. Na Figura 4.9 é apresentado o comportamento transitório do ângulo do gerador do sistema ilhado no intervalo de tempo que segue o fechamento do disjuntor DJ1 no instante $t = 0,5$ s, para diferentes valores de impedância e para uma abertura angular extrema do ponto de vista de estabilidade, $\Delta\theta = 150^\circ$. Para valores de Z_{INSERTED} menores que 5Ω a operação é estável, porém como visto anteriormente os transitórios observados superam os valores de referência. Para os valores de Z_{INSERTED} necessários para reduzir os transitórios aos valores de referência, por volta de 30Ω , a sincronização é instável, porém se o valor da impedância continuar sendo aumentado, a operação volta a ser estável novamente.

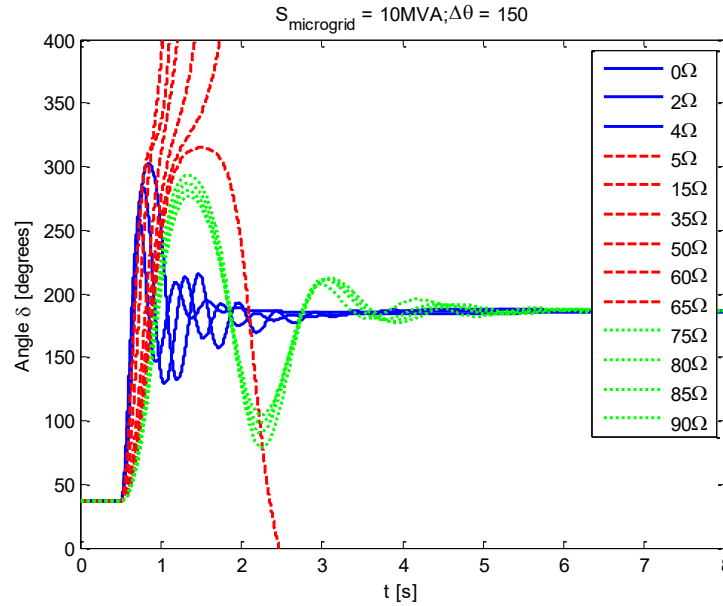


Figura 4.9 – Análise de estabilidade para diferentes valores de impedância $Z_{INSERTED}$.

A estabilidade da operação de sincronização via impedância foi investigada para diversos pontos de operação no espaço $\Delta\theta \times Z_{INSERTED}$ apresentado anteriormente na Figura 4.8 e os resultados obtidos são apresentados na Figura 4.10. Os casos correspondentes à operação estável são representados por um marcador azul $\circ$ ao passo que os casos instáveis são representados por um marcador vermelho $\times$. Observe que, para $|Z_{INSERTED}| = 75\Omega$, é possível sincronizar o sistema ilhado de forma estável, com transitórios menores que os valores de referência, para todos os pontos de operação práticos no espaço $\Delta V, \Delta\theta$.

Como pode ser observado nos resultados apresentados na Figura 4.9, o valor da impedância de sincronização afeta a dinâmica de oscilação do rotor da máquina síncrona. A impedância de sincronização irá alterar também a componente de torque sincronizante responsável por movimentar o eixo da máquina síncrona no sentido de alinhamento com o ângulo do sistema tronco principal. Para os casos em que a abertura angular inicial é muito alta, um torque sincronizante reduzido é mais adequado para que as oscilações do rotor possam ser contidas e a rotação correspondente à separação angular entre os dois sistemas possa ser realizada sem que a máquina perca estabilidade durante essas oscilações.

O transitório de *by-pass* da impedância de sincronização de 75Ω é apresentado na Figura 4.11. Os valores obtidos para o segundo transitório são menores do que os obtidos no primeiro transitório, portanto o *by-pass* da impedância é também menor do que o valor de referência. Do ponto de vista dinâmico, o *by-pass* de $Z_{INSERTED}$ é estável como pode ser

observado pelo comportamento do ângulo e da velocidade do gerador síncrono do sistema ilhado.

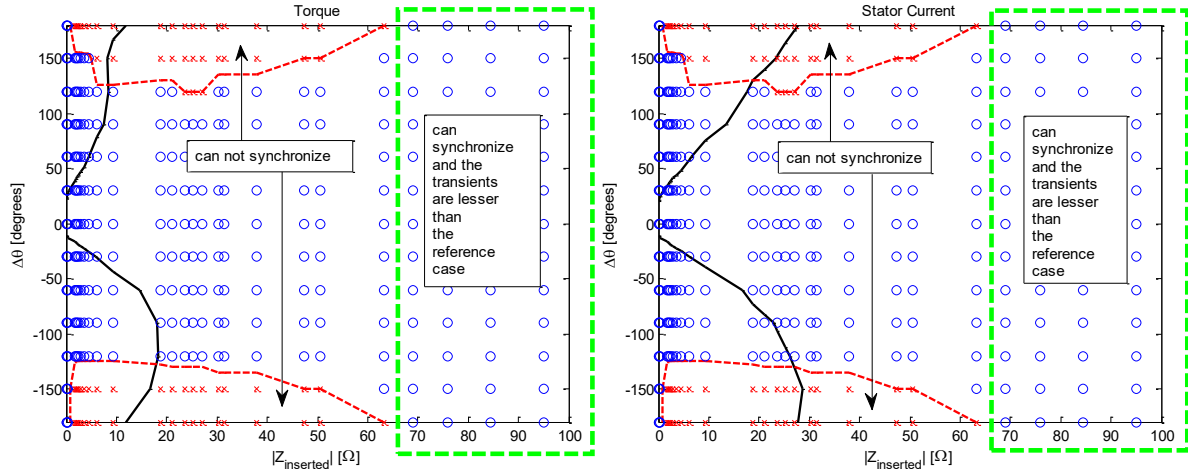


Figura 4.10 – Análise de estabilidade para diferentes condições de $\Delta\theta$ e de $Z_{INSERTED}$.

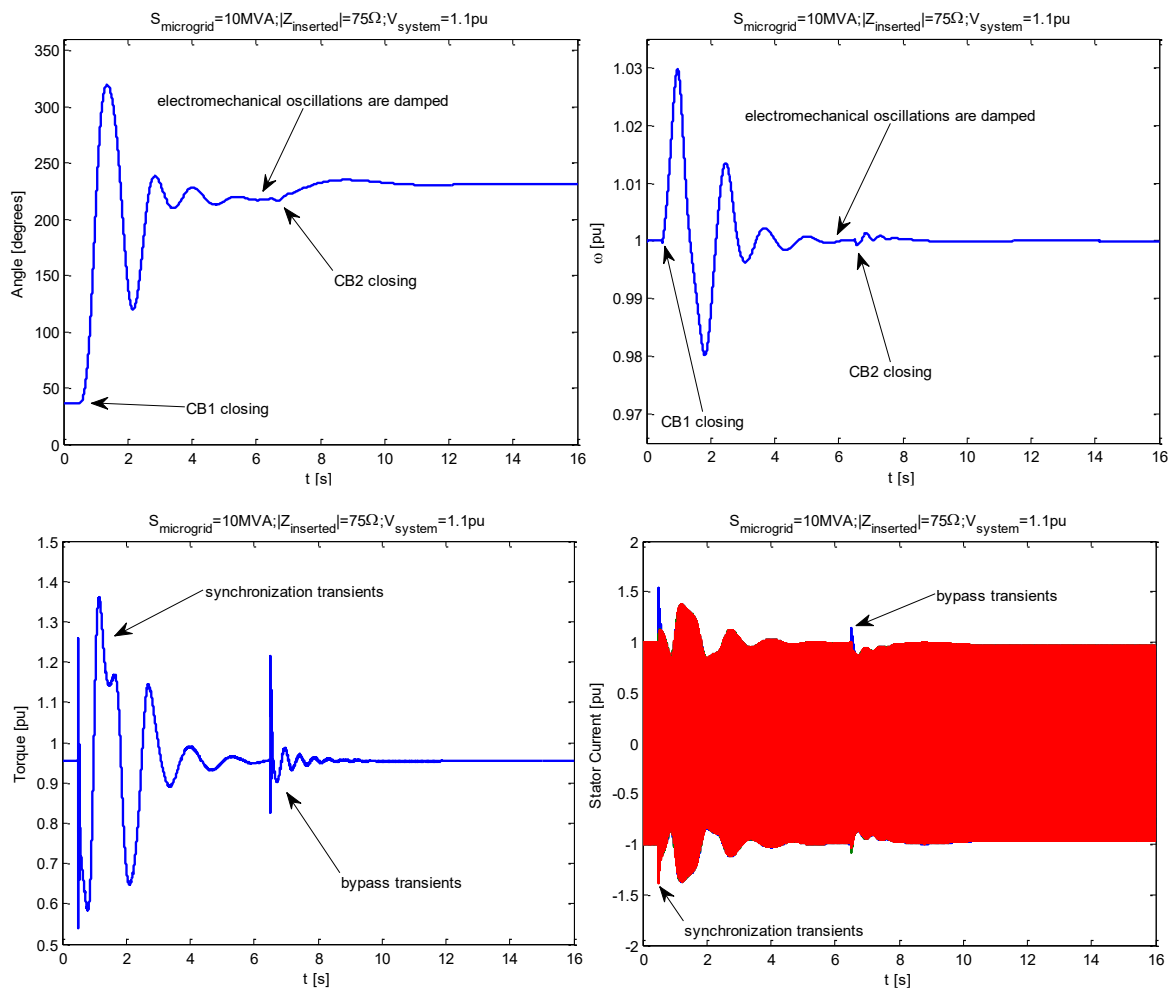


Figura 4.11 – Análise do transitório de *by-pass*.

Capítulo 5

Conclusões

A operação de trechos do sistema de distribuição que possuem sistemas de geração distribuída de forma isolada do sistema tronco principal, uma configuração conhecida como operação de microrredes em modo ilhado, é um tema que vem recentemente atraindo bastante atenção por parte de pesquisadores e engenheiros das concessionárias de distribuição de energia elétrica ao redor do mundo. Avanços nas tecnologias de monitoramento, comunicações e automação da rede de distribuição tem mudado o balanço que, historicamente, sempre pendeu para o lado de proibir tal prática por enxergar que o lado do ônus pesava mais que o lado do bônus da operação de trechos ilhados do sistema de distribuição de energia elétrica. O maior nível de monitoramento, supervisão e automação da rede elétrica que vem sendo alcançados dentro do conceito de *Smart Grids* tem mudado esse equilíbrio e novos projetos e testes envolvendo a operação de microrrede tem surgido a cada ano.

Dentre uma série de desafios técnicos envolvendo, sobretudo, a proteção e a qualidade de energia elétrica em condições de operação ilhada das microrredes, um que merece destaque é o associado aos transitórios de mudança do modo de operação da microrrede de modo ilhado para modo conectado à rede, ou seja, a manobra de sincronização da microrrede ao sistema tronco principal, que normalmente operam em paralelo. As condições de paralelismo entre a microrrede e o sistema tronco principal são bastante restritivas, a fim de que uma sincronização em condições adversas, *i.e.*, fora de fase entre os dois sistemas síncronos, possa resultar em danos materiais aos equipamentos da rede de distribuição. Uma forma recentemente proposta na literatura consiste, tal qual feito tradicionalmente para energização de bancos de capacitores, da utilização de impedâncias de pré-inserção que podem amenizar os transitórios decorrentes de tal manobra de sincronização da microrrede.

O trabalho apresentado nesta dissertação de mestrado apresentou uma metodologia para avaliação do potencial de flexibilização das condições de sincronização de sistemas ilhados ao sistema tronco principal através da utilização de impedâncias de pré-inserção. A flexibilização de tais condições potencialmente viabiliza a sincronização de sistemas ilhados em malha aberta, o que é uma grande vantagem do ponto de vista de flexibilidade de operação do sistema de distribuição de energia elétrica. Além da metodologia de realização dos estudos

de viabilidade técnica da manobra de sincronização investigada, foram apresentados detalhamentos dos modelos computacionais cujas simulações numéricas são a base dos estudos discutidos. Os resultados obtidos no estudo de caso sugerem que a utilização da impedância de sincronização viabiliza tecnicamente a sincronização de um sistema ilhado simples ao sistema tronco da concessionária em malha aberta. Sem a necessidade de comunicação ponto-a-ponto entre disjuntor de paralelismo e o controle dos geradores que viabilize a sincronização do sistema ilhado, o potencial de aplicação da sincronização em malha aberta via inserção de impedância é particularmente atraente para os casos em que o sistema ilhado opere com um grande número de pequenos geradores, como por exemplo casos com geradores solares fotovoltaicos residenciais, o que pode ser investigado em trabalhos futuros.

Nas análises apresentadas neste trabalho considerou-se que a sincronização em malha aberta não deve resultar em transitórios maiores do que os obtidos no caso de referência, onde a sincronização é feita em malha fechada com as condições estabelecidas por normas. No desenvolvimento deste trabalho avaliou-se a possibilidade de adoção de valores de referência maiores, o que permitiria flexibilizar ainda mais a manobra. Essa questão, embora muito interessante, é também mais difícil, visto que envolve o levantamento dos limites distintos que cada uma das máquinas ou cargas consegue suportar no regime transitório. Para resolver essa questão foi adotado então uma estratégia única, bem prática e interessante, de usar o transitório na condição de sincronismo, isto é, verificou-se qual é o transitório resultante frente ao limite definido para então flexibilizar as restrições operativas de sincronismo usando uma impedância adequada. Análises que envolvam benefícios de eventual relaxamento nas condições de referência podem contribuir para que o método de sincronização em malha aberta através da inserção de impedâncias seja mais facilmente adotado.

Como desvantagem desse método pode-se citar a questão do afundamento de tensão (*voltage sag*), que pode ocorrer no momento do sincronismo devido à inserção da impedância em série com o disjuntor de sincronismo. Esse fenômeno é similar ao afundamento de tensão que observa-se na partida de motores de indução em barras com baixo nível de curto-circuito. Na sincronização em malha aberta através do método de inserção de impedâncias é possível que ocorra afundamentos de tensão transitórios de forma similar, porém estudos adicionais são necessários para que se possa concluir sobre a forma que limites aceitáveis de afundamento de tensão podem restringir o dimensionamento da impedância e, consequentemente, a redução de transitórios de sincronização em malha aberta.

Como sugestões para trabalhos futuros, os seguintes tópicos são propostos para aperfeiçoamento e expansão das análises apresentadas nesta dissertação:

- Análise de sincronização de sistemas ilhados em malha aberta através do método de inserção de impedâncias considerando outros tipos de geração local no sistema ilhado, como por exemplo geração eólica, geração solar fotovoltaica (conectadas à rede por inversores), sistemas de armazenamento de energia por baterias etc.
- Análise do impacto dos transitórios sobre o disjuntor de sincronismo, ou seja, qual o tamanho do esforço sobre esse equipamento para verificar se tal equipamento irá suportar os níveis de tensão e corrente no momento do sincronismo.
- Proposição de expressões analíticas para cálculo das impedâncias de sincronização de forma analítica, visando chegar aos valores das impedâncias de forma mais rápida do que através de simulações.
- Estudos envolvendo sistemas reais de maior porte, além do sistema teste utilizado neste trabalho. Neste cenário pode-se citar os cogeneradores das usinas de açúcar e álcool, muito comum na rede de subtransmissão das empresas de distribuição de energia elétrica do interior do estado de São Paulo.
- Ensaio da sincronização em malha aberta através de impedância de sincronização em arranjos de bancada com máquinas reais. Atividade pode fazer parte das aulas de graduação e pós-graduação na disciplina de máquinas elétricas.
- Ensaio da sincronização em malha aberta através de impedância de sincronização em campo com sistemas de geração distribuída reais. Esses ensaios podem fazer parte de um Projeto de P&D da ANEEL.

Referências Bibliográficas

- [1] N. Hatziargyriou, “Microgrid: architectures and control”, in *Microgrid : architectures and control*, 2003, p. 1–24.
- [2] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury, e P. Crossley, *Microgrids and Active Distribution Networks*. 2009.
- [3] Norma Técnica GED-33 da CPFL, Ligação de Autoprodutores em Paralelo com o Sistema de Distribuição da CPFL, versão 1.10, 16/02/2017
- [4] Norma Técnica ND 5.31 da CEMIG, Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D – Média Tensão, revisão B, dez/2008
- [5] T. M. L. Assis e G. N. Taranto, “Automatic reconnection from intentional islanding based on remote sensing of voltage and frequency signals”, *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, nº 4, p. 1877–1884, 2012.
- [6] C. Cho, J. H. Jeon, J. Y. Kim, S. Kwon, K. Park, e S. Kim, “Active synchronizing control of a microgrid”, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 26, nº 12, p. 3707–3719, 2011.
- [7] Y. Zhou, “Methods to enable open-loop synchronization for islanded systems”, Dissertação de mestrado em sistemas de energia, Department of Electrical and Computer Engineering, University of Alberta, 2016.
- [8] IEEE Milestones, “Adams Hydroelectric Generating Plant, 1895”, [Online]. Disponível em: https://ethw.org/Milestones:Adams_Hydroelectric_Generating_Plant,_1895
- [9] IEEE Milestones, “Rheinfelden Hydroelectric Power Plant, 1898 - 2010”, [Online]. Disponível em: https://ethw.org/Milestones:Rheinfelden_Hydroelectric_Power_Plant,_1898_-_2010
- [10] G. Neidhofer, W. Fischer, “A Masterwork in Europe: Rheinfelden Hydroelectric Power Plant [History],” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 14, no. 5, pp. 76-88, Sept.-Oct. 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/MPE.2016.2573878>.
- [11] N. Marcolin, “Rotas da Eletricidade”, Revista Pesquisa FAPESP, Edição 118, pp. 8-9, dezembro de 2005. Disponível em: https://revistapesquisa.fapesp.br/revista/ver-edicao-editorias/?e_id=114
- [12] J. Casazza, F. Delea, “Understanding Electric Power Systems: An Overview of the Technology and the Marketplace,” Wiley-IEEE Press, 2004.
- [13] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, e G. Strbac, “Embedded Generation,”: The Institution of Electrical Engineers (IEE), 2000.
- [14] Ackermann, T., Andersson, G., & Söder, L. (2001). Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, 57, pp. 195-204.
- [15] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Resolução Normativa ANEEL n. 674”, agosto de 2015.

- [16] IEEE Standards Association, “IEEE Std 2030.7™-2017 *IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers*”, pp. 1-43, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8340204>
- [17] CIGRE Working Group C6.22 “Microgrids 1 Engineering, Economics, & Experience”, Technical Brochure 635, October 2015.
- [18] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST", Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, Revisão 10, pp. 1–88, 2018.
- [19] IEEE Standards Association, “IEEE Std 1547.2, IEEE Std 1547.2-2008”, *IEEE Std 1547.2-2008*. pp. 1–217, 2009.
- [20] IEEE Standards Association, “IEEE Std 1547.4-2011 IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems”, pp. 1–42, 2011.
- [21] IEEE Std C50.12, “IEEE Std C50.12-2005 (Previously designated as ANSI C50.12-1982)”, IEEE Std C50.12-2005. p. 1–45, 2006.
- [22] IEEE Std C50.13-2005, IEEE Standard for Salient-Pole 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators and Generator / Motors for Hydraulic Turbine Applications Rated 5 MVA and Above, vol. 2005, no February. 2006.
- [23] R. Bernardes, “Sincronização Automática de Geradores”, *Schweitzer Engineering Laboratories*, pp.1-18.
- [24] P. M. Anderson, “Power System Protection”, Wiley-IEEE Press, pp. 1–1307, 1999.
- [25] Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), “SEL-651R Advanced Recloser Control” [Online]. Disponível em: <https://selinc.com/products/651r/>. Data da consulta: 03/11/2020.
- [26] NOJA Power, “Religador Automático OSM15-16-800”. [Online]. Disponível em: <https://www.nojapower.com.br/produtos/controles-electronicos.html>. Data da consulta: 03/11/2020.
- [27] ABB, “Advanced recloser protection and control RER620”. [Online]. Disponível em: <https://new.abb.com/medium-voltage/distribution-automation/grid-automation-solutions/products/advanced-recloser-protection-and-control-rer620>. Data da consulta: 03/11/2020.
- [28] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), “Manual de Procedimentos da Operação Módulo 10 - Submódulo 10.21 - Instrução de Operação - Recomposição da interligação Norte / Sudeste”. Manual Técnico IO-RR.NSE, Item 3.4.1, Revisão 27, 2020.
- [29] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), “Manual de Procedimentos da Operação Módulo 10 - Submódulo 10.21 - Instrução de Operação Específica do ONS - Procedimentos Sistêmicos para a Operação da SE Piracicaba Transmissora”. Manual Técnico IO-OI.SE.PRT, Item 3.7.2.3, Revisão 7, 2019.
- [30] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), "Resolução Normativa N.º 666", pp. 1–19, 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015666.pdf>
- [31] F. Sato e W. Freitas, “Análise de Curto-Circuito e Princípios de Proteção em Sistemas de Energia: Fundamentos e Prática”, Ed. Campus Elsevier, pp.1–683, 2015.

- [32] F. C. L. Trindade, “Análise dos sistemas de proteção e controle de instalações industriais com geradores síncronos durante operação ilhada”, Dissertação de Mestrado – FEEC/UNICAMP, pp.1–106, 2009.
- [33] MathWorks, “Simscape Power Systems User’s Guide”. Version 2016b, 2016.
- [34] P. Kundur, “Power Systems Stability”, Ed. McGraw-Hill, 1994.
- [35] W. H. Kersting, “Distribution System Modeling and Analysis”, *CRC Press*, 2002.
- [36] M. M. H. Bellido, “Microrredes Elétricas: uma Proposta de Implementação no Brasil”, Tese de Doutorado - COPPE/UFRJ, pp. 1-196, 2018.
- [37] M. Thompson, “Advancements in synchronizing systems for microgrids and grid restoration”, 13th International Conference on Developments in Power System Protection Edinburgh, United Kingdom, March 7–10, 2016.
- [38] N. J. de Castro, “Visão 2030: Cenários, tendências e novos paradigmas do setor elétrico”, Ed. Babilônia, 2015.
- [39] P. C. Krause, “Analysis of Electric Machinery and Drive Systems, Third Edition”, New York: McGraw-Hill Inc., pp. 1–659, 2013.
- [40] Empresa de Pesquisa Energética (EPE), “Dados para Simulações Elétricas do SIN – PDE 2030”, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao/dados-para-simulacoes-eletricas-do-sin>

Apêndices

Publicações e Divulgação

Partes deste trabalho foram publicadas em artigo nos anais do seguinte congresso nacional:

- W. S. Hokama, T. R. Ricciardi, W. Freitas, “Sincronização de Microrredes Baseada no Método de Inserção de Impedâncias”, in *Anais do Congresso Brasileiro de Automática – CBA 2016*, Vitória, ES, Brasil, 3-7 de outubro, 2016.