



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DE MÉTODOS DE SINCRONISMO
APLICADOS A SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Marcello da Silva Neves

Projeto de Graduação apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção de grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Maurício Aredes

Rio de Janeiro

Abril de 2016

DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DE MÉTODOS DE SINCRONISMO
APLICADOS A SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Marcello da Silva Neves

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovado por:

Prof. Maurício Aredes, Dr.Ing.

(Orientador)

Bruno Wanderley França, M.Sc.

Mauro Sandro dos Reis, D.Sc

Neves, Marcello da Silva

Desenvolvimento e implementação de métodos de sincronismo aplicados a sistemas de geração distribuída – Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 2016.

VIII, 66 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Maurício Aredes.

Projeto de Graduação – UFRJ/Escola Politécnica/ Curso de Engenharia Elétrica, 2016.

Referências Bibliográficas: p. 65-66.

1. Microrredes 2. Geração distribuída 3. Métodos de sincronismo 4. Teoria pq

I. Aredes, Maurício. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Elétrica. III. Desenvolvimento e implementação de métodos de sincronismo aplicados a sistemas de geração distribuída – Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 2016.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO DE MÉTODOS DE SINCRONISMO APLICADOS A SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Marcello da Silva Neves

Abril/2016

Orientador: Maurício Aredes

Curso: Engenharia Elétrica

Resumo:

A interligação entre uma área de geração distribuída ou uma microrede ao sistema elétrico envolve uma série de precauções, que devem ser seguidas a fim de evitar prejuízos. O processo de interligação feito de maneira inapropriada pode danificar seriamente equipamentos na área de geração, como máquinas ou conversores eletrônicos, além de causar distúrbios e oscilações na rede elétrica.

Atualmente a maioria dos elementos de sincronismo é constituída a partir dispositivos eletromecânicos, como relés e disjuntores. Além disso, esses equipamentos podem possuir um alto custo e necessitam de muitas medições para monitorar o sincronismo. Dispositivos eletrônicos de potência, como tiristores e chaves estáticas também podem ser utilizados como elementos de sincronismo, com a vantagem de que possuem uma dinâmica mais rápida e o método de monitoramento de sincronismo pode ser programável.

O objetivo deste trabalho é desenvolver e implementar métodos de sincronismo que sejam capazes de monitorar apropriadamente o processo de sincronismo entre uma microrede e a rede elétrica. A lógica de detecção será utilizada para controlar os dispositivos de conexão, e será validada a partir das normas internacionais que regulamentam as redes de geração distribuídas.

Palavras-chave: 1. Microrredes 2. Geração distribuída 3. Métodos de sincronismo 4. Teoria pq

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION OF SYNCRHONISM METHODS
APPLIED TO DISTRIBUTED POWER SYSTEMS

Marcello da Silva Neves

April/2016

Advisor: Maurício Aredes

Course: Electrical Engineering

Abstract:

Connecting distributed resources or micro-grids to an electric power system is a careful task that must be done with a certain accuracy to avoid losses. If the process of synchronizing wasn't done properly, it can cause damages in the generator area's equipment, like electric machines or electronic converters. Also, it can cause disturbances and undesirable transient to the electric system such as power oscillations and voltage deviations.

Nowadays, most of the synchronizing equipment are made of electromechanical devices such as breakers or sync-check relays. Furthermore, such equipment may have a high cost and need many measurements to synchronism monitoring. Power electronics devices, such as thyristors and AC switches can also be used in synchronizing equipment, with the advantages of having a more rapid dynamics and programmable timing tracking method.

The objective of this work is to develop and implement synchronization methods that can be able to properly monitoring the synchronization process. A detection logic will be used to control the synchronizing equipment, which is based on international standards of distributed power systems.

Keywords: 1. Micro-grids 2. Distributed Resources 3. Synchronization Methods 4. Instantaneous Power Theory.

Dedico esse trabalho a minha família, amigos e a todos que me apoiaram.

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a todos os meus familiares. Em especial minha mãe Rita e meu pai Nélio, que sempre me guiaram, motivaram e me incentivaram a perseguir os meus sonhos com muita força de vontade, além de me darem o suporte necessário para conseguir realizar meus feitos ao longo da minha vida.

Agradeço também a todos os meus amigos que estiveram presentes nos meus momentos de descontração e lazer. Minha vida sem eles e sem esses momentos especiais tornaria qualquer trabalho muito mais difícil de ser feito.

Queria também agradecer ao meu orientador Maurício Aredes, por acreditar no meu potencial e pelas oportunidades que me concedeu. Aos meus professores, não só da graduação, mas também os que conheci no LEMT, que me passaram os conhecimentos e me deram condições de elaborar esse trabalho.

Gostaria também de agradecer aos meus amigos que conheci ao longo da graduação, que compartilharam comigo os bons momentos de distração e também momentos difíceis que enfrentei no curso. Sou muito grato também pelas discussões pertinentes que tive com os mesmos a respeito do conteúdo das matérias aprendidas em sala.

Sumário

| | |
|---|----|
| Lista de figuras | x |
| 1 Introdução..... | 1 |
| 1.1 Apresentação..... | 1 |
| 1.2 Objetivos..... | 3 |
| 1.3 Organização | 3 |
| 2 Estudo do estado da arte..... | 5 |
| 2.1 Paralelismo de geradores e redes | 5 |
| 2.1.1 Aspectos operacionais | 5 |
| 2.1.2 Condições para o sincronismo de redes..... | 7 |
| 2.2 Métodos Manuais..... | 8 |
| 2.3 Métodos manuais com relé supervisor de sincronismo | 12 |
| 2.4 Métodos Automáticos | 14 |
| 2.5 Normas Técnicas e ensaios | 17 |
| 3 Circuitos de sincronismo (PLL) | 20 |
| 3.1 Conceitos gerais do PLL..... | 20 |
| 3.2 Modelo linearizado do PLL | 22 |
| 3.3 Conceitos gerais do EPLL | 23 |
| 3.4 Modelo linearizado do EPLL..... | 25 |
| 3.5 Otimização do EPLL para detecção de amplitude de sinais | 26 |
| 3.6 Discretização do EPLL | 27 |
| 4 Métodos de sincronismo propostos | 29 |
| 4.1 Método de detecção via teoria pq | 29 |
| 4.1.1 Transformadas de Clark..... | 29 |
| 4.1.2 Conceitos do cálculo de potência instantânea | 31 |
| 4.1.3 Detector de sincronismo via teoria pq..... | 33 |
| 4.2 Teoria de sincronismo com medições reduzidas | 37 |
| 4.2.1 Análise do circuito..... | 37 |
| 4.2.2 Detecção de sincronismo com medidas reduzidas | 40 |
| 5 Implementação dos métodos de sincronismo..... | 46 |
| 5.1 Método de sincronismo por teoria pq | 46 |
| 5.1.1 Esquemático do circuito | 46 |
| 5.1.2 Projeto do EPLL para detecção de escorregamento | 47 |
| 5.1.3 Testes e validação do método..... | 49 |

| | | |
|-------|--|----|
| 5.2 | Método de sincronização com número de medidas reduzido | 55 |
| 5.2.1 | Esquemático do circuito | 55 |
| 5.2.2 | Projeto do EPLL para detecção de amplitude | 56 |
| 5.2.3 | Testes e validação do método..... | 58 |
| 6 | Considerações finais..... | 64 |
| | Referências Bibliográficas..... | 65 |

Lista de figuras

| | |
|--|----|
| Figura 1.1 - Sistema de energia elétrica convencional | 1 |
| Figura 2.1 - Modelo (monofásico) mais simplificado para representação de geradores.. | 5 |
| Figura 2.2 - Paralelismo entre duas unidades geradoras ou redes | 6 |
| Figura 2.3 - Representação fasorial de tensões alternadas. | 8 |
| Figura 2.4- Vista frontal de um sincronoscópio..... | 9 |
| Figura 2.5 - Sincronismo manual utilizando método das lâmpadas apagadas [4]..... | 10 |
| Figura 2.6 - Método das lâmpadas girantes (ou uma acesa duas apagadas) [4]..... | 11 |
| Figura 2.7 – Esquema de sincronismo assistido por relé..... | 13 |
| Figura 2.8 – Esquemático simplificado de operação do relé sincronizador. | 15 |
| Figura 3.1 – Estrutura generalizada do PLL..... | 20 |
| Figura 3.2 - Diagrama de blocos de um PLL. | 21 |
| Figura 3.3 - Modelo linearizado do PLL. | 22 |
| Figura 3.4 - Diagrama de blocos do EPLL..... | 23 |
| Figura 3.5-Representação gráfica da transformada de Tustin. | 28 |
| Figura 4.1 - Transformada de Clark. | 30 |
| Figura 4.2 - Fasores no plano $\alpha\beta$ [13]..... | 32 |
| Figura 4.3 - Potências p e q [13]..... | 33 |
| Figura 4.4 - Topologia de ligação entre rede..... | 34 |
| Figura 4.5 - Diagrama do detector de sincronismo. | 34 |
| Figura 4.6 – Topologia de medição das tensões das redes. | 38 |
| Figura 4.7 – Esquema de tensões de linha e de fase das redes. | 39 |
| Figura 4.8 – Forma de onda característica para o fenômeno de batimento. | 42 |
| Figura 4.9 – Valor máximo de defasagem entre tensões..... | 44 |
| Figura 5.1 – Topologia de simulação do circuito das redes com elemento de ligação. . | 46 |
| Figura 5.2 – Implementação do EPLL. | 47 |
| Figura 5.3– Dinâmica da malha de amplitude do EPLL. | 48 |
| Figura 5.4 – Resposta ao degrau da malha de fase do EPLL linearizada e discretizada. | 48 |
| Figura 5.5– Dinâmica do rastreamento de frequência do EPLL. | 49 |
| Figura 5.6– Implementação de transformação de Clark..... | 50 |
| Figura 5.7– Detector de diferença de amplitude..... | 50 |
| Figura 5.8– Detector de diferença de fase. | 50 |
| Figura 5.9– Detector de escorregamento..... | 51 |

| | |
|---|----|
| Figura 5.10– Detecção de escorregamento..... | 52 |
| Figura 5.11 – Rampa de teste do observador para a variação de tensão. | 52 |
| Figura 5.12 – Teste de sincronismo (variação de amplitude)..... | 53 |
| Figura 5.13 – Rampa do teste de variação de tensão..... | 54 |
| Figura 5.14 – Teste de sincronismo (variação de frequência)..... | 54 |
| Figura 5.15 – Topologia do circuito simulado. | 55 |
| Figura 5.16 – Blocos de geração de pulsos de disparo para os tiristores. | 56 |
| Figura 5.17 – Lógica de disparo com pulso de controle do observador de sincronismo..... | 56 |
| Figura 5.18 – Dinâmica de detecção de amplitude do EPLL. | 57 |
| Figura 5.19 –Dinâmica de detecção de amplitude do EPLL (detalhe)..... | 58 |
| Figura 5.20 – Geração do sistema de tensões de linha diferencial. | 58 |
| Figura 5.21 – Tensões de linha diferenciais geradas pelo sistema. | 59 |
| Figura 5.22 – Tensões estimadas com escorregamento..... | 60 |
| Figura 5.23 – Tensões geradas com escorregamento (detalhe do ponto de nulidade). .. | 60 |
| Figura 5.24 – Observador de sincronismo..... | 61 |
| Figura 5.25 – Rampa de variação de tensão. | 61 |
| Figura 5.26 – Detecção do observador de sincronismo (variação de tensão)..... | 62 |
| Figura 5.27 – Rampa de variação de frequência. | 63 |
| Figura 5.28 – Detecção do observador de sincronismo (variação de frequência)..... | 63 |

1 Introdução

1.1 Apresentação

Os sistemas de energia elétrica, desde sua idealização e construção, apresentam uma estrutura bem característica elaborada para atender a demanda dos grandes centros consumidores, como zonas metropolitanas e indústrias de grande porte [1]. Essa estrutura pode ser vista resumidamente na figura 1.1.

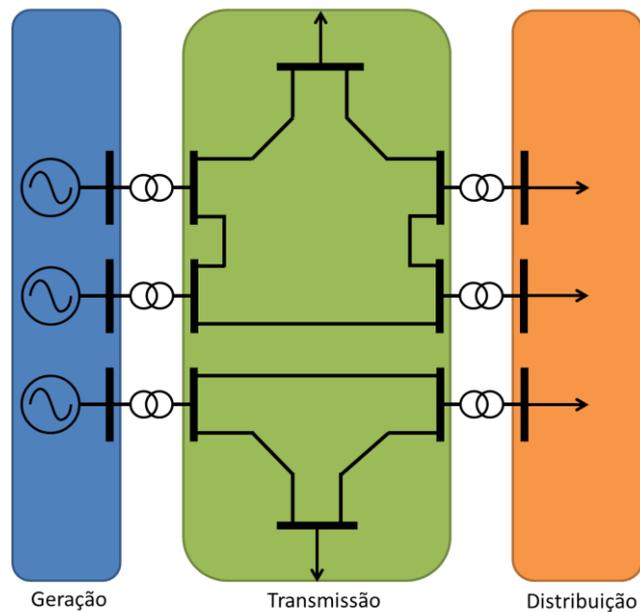


Figura 1.1 - Sistema de energia elétrica convencional

Grandes centrais geradoras, como usinas hidrelétricas e termoelétricas produzem energia elétrica, que é transportada aos consumidores por meio de um sistema malhado de linhas de transmissão, que opera em altos níveis de tensão para minimizar as perdas. O sistema de transmissão garante confiabilidade e flexibilidade no fluxo de potência entre os centros de geração e os consumidores. Nos centros de consumo, há um sistema de distribuição que abaixa o nível de tensão das linhas de transmissão e alimenta as cargas conectadas. O sistema de distribuição costuma ser ramificado, onde há um ramo alimentador principal onde se conectam as cargas.

Com o avanço da tecnologia da informação e comunicação de dados, juntamente com o desenvolvimento de pesquisas para o aproveitamento de fontes de energias alternativas, como energia solar, eólica e de biomassa, o conceito convencional da arquitetura dos sistemas elétricos tenderá a se modificar. Tornou-se possível, com o

advento dos conversores eletrônicos aplicados a energias renováveis, a geração de energia elétrica nos próprios centros de consumo, onde a energia é injetada no sistema através do sistema de distribuição. Com isso, há a inserção de uma nova concepção de sistema elétrico de potência, que é denominado de geração distribuída. Esse sistema de geração distribuída tem as microrredes como um importante elemento que a constitui.

A ideia principal das microrredes surge da expansão e da utilização da geração distribuída [2] [3]. A geração distribuída consiste de pequenos centros geradores isolados, conectados à rede elétrica, próximos aos pontos de consumo e em níveis de baixa (ou até média) tensão que podem ser projetados para suprir as cargas e enviar energia para a rede elétrica. As microrredes representam uma forma mais eficiente, segura e gerenciável para a conexão de grande número de geradores de pequeno e médio porte aos sistemas atuais, já que a difusão do conceito de geração distribuída se tornou cada vez mais factível com o passar do tempo.

As fontes de energia amplamente empregadas para a formação de uma microrede são: Pequenas unidades do tipo microturbinas, geradores eólicos, painéis fotovoltaicos e células a combustível. Essas fontes são conectadas à microrede através de interfaces baseadas em eletrônica de potência. Com a introdução e o advento das microrredes nos grandes centros urbanos, grupos de geradores distribuídos e respectivos grupos de cargas associadas podem ser vistos como um pequeno sistema elétrico independente, como se fosse um subsistema, ou uma sub-rede.

Este subsistema elétrico opera normalmente conectado ao sistema de uma concessionária, demandando ou oferecendo potência para o sistema de distribuição, correspondentes à compra ou venda de energia. Durante perturbações ou a completa ausência da rede elétrica fornecida pela concessionária, a microrede pode desconectar-se da mesma, operando em modo ilhado do sistema elétrico, e continuar alimentando parcial ou totalmente sua carga própria. Após o restabelecimento da condição normal de operação da concessionária, a microrede conecta-se novamente à mesma, de forma suave e sem transtornos para os seus clientes.

Entretanto, é importante ressaltar o que se pesquisa do que é obrigatório hoje. Atualmente as redes de geração distribuídas devem ser desligadas na ausência da rede principal. Porém, é desejável a manutenção da alimentação da carga. Por isso as pesquisas se direcionam para a manutenção da operação em modo ilhado. Sabe-se que

esses sistemas ilhados precisarão ser reconectados de forma suave após a recomposição do sistema principal, para que não haja perturbações no momento da conexão com rede da concessionária.

Para isso, é preciso que as duas redes passem por um processo de sincronização. Caso contrário, a interconexão pode representar um sério risco aos consumidores e à própria concessionária. Sendo assim, torna-se necessário a utilização de um dispositivo ou equipamento que observe os estados de operação de cada uma das redes quando essas estão desconectadas.

1.2 Objetivos

O objetivo do presente trabalho é desenvolver um dispositivo que seja capaz de detectar e monitorar o sincronismo entre a rede de distribuição e a microrrede, em níveis de baixa tensão. Para isso, serão desenvolvidas e estudadas novas estratégias de sincronização, baseadas em conceitos de teoria de circuitos trifásicos e potência instantânea.

A partir da análise e concepção de cada método desenvolvido, esses serão testados por meio de simulações para fins de validação e de análise de desempenho, frisando suas vantagens e desvantagens. Adicionalmente, será feito um estudo comparativo com os métodos usuais de sincronismo utilizados na programação dos dispositivos comercializados e difundidos no mercado, avaliando-se principalmente os quesitos de praticidade, flexibilidade de operação e rapidez.

Os testes e procedimentos adotados para validação e critérios de projeto serão baseados nas normas mais recentes referentes à geração distribuída, além de algumas regulamentações que possuem cunho de lei por parte da ANEEL.

1.3 Organização

Esse trabalho está organizado em seis capítulos. Cada capítulo foi estruturado para construir um entendimento conciso e direto de cada uma das etapas realizadas ao longo do projeto.

No capítulo 2 será feito um estudo do estado da arte dos dispositivos comerciais e dos métodos de sincronismo disponíveis na literatura técnica, além das normas técnicas vigentes para o assunto. O capítulo 3 mostra os conceitos gerais de projeto e da

teoria de circuitos de sincronismo, que serão utilizados como ferramenta para elaboração dos métodos. O capítulo 4 apresenta o desenvolvimento e os procedimentos de teste dos métodos propostos, formalizando sua descrição a partir de um embasamento matemático. O capítulo 5 trata da validação dos métodos de sincronismo propostos, por meio da aplicação dos testes de desempenho. Finalmente, no capítulo 6 será tecida uma discussão a partir dos resultados e com isso, será apresentada uma conclusão para todo o projeto.

2 Estudo do estado da arte

2.1 Paralelismo de geradores e redes

2.1.1 Aspectos operacionais

Para que vários geradores possam fornecer energia simultaneamente e compartilhar esse fornecimento para uma determinada carga, é necessário que esses geradores operem em paralelo no mesmo barramento, ou seja, no mesmo ponto comum de acoplamento. O modelo mais simples e usual para representar geradores é baseado em uma fonte de tensão em série com uma impedância, como se observa na figura 2.1.

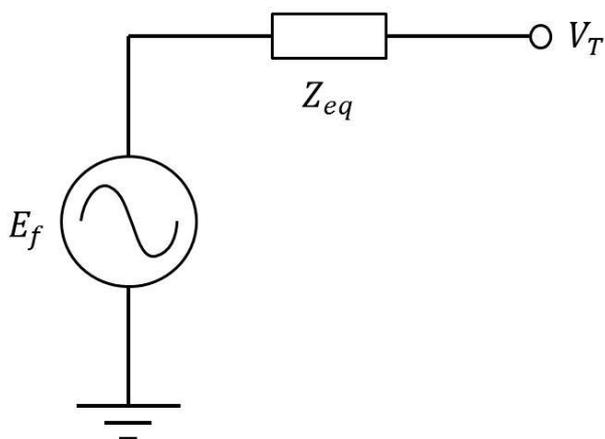


Figura 2.1 - Modelo (monofásico) mais simplificado para representação de geradores.

A operação de paralelismo consiste em conectar a saída de dois geradores no mesmo ponto elétrico. A princípio não existe nenhum equívoco em realizar o paralelismo entre unidades geradoras, já que existe uma impedância equivalente entre as fontes de tensão, como mostra o diagrama unifilar da figura 2.2. Entretanto, deve-se considerar o fato de que essa impedância é nula para casos de uma fonte de tensão ideal. Na prática, a impedância equivalente de geradores ou equipamentos baseados em inversores eletrônicos aplicados às redes de geração distribuída apresentam valores muito pequenos ou até mesmo desprezíveis.

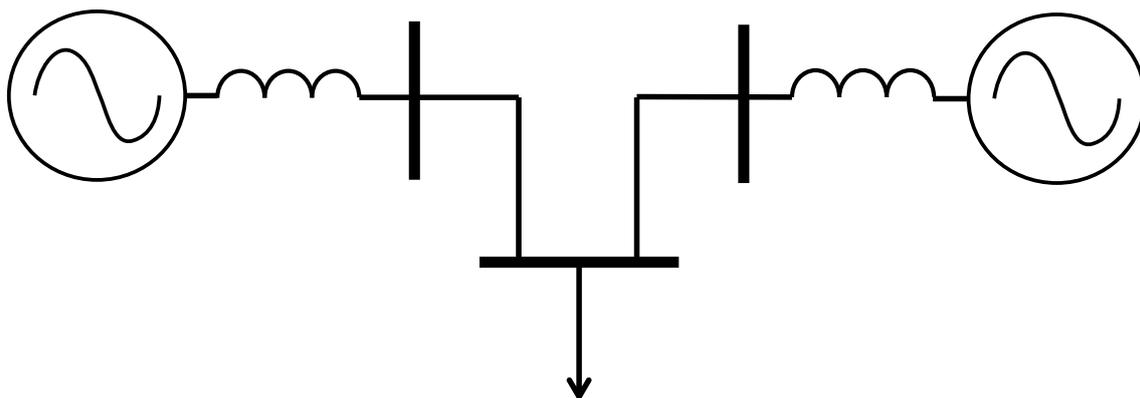


Figura 2.2 - Paralelismo entre duas unidades geradoras ou redes.

A equação 2.1 mostra que se a diferença de potencial entre as tensões geradas possui um valor muito alto e as impedâncias possuem valores muito baixos, a corrente de entre os dois geradores pode assumir valores muito altos, se aproximando idealmente de um curto franco entre duas fontes de tensão. A equação considera a tensão monofásica em cada terminal de saída das fontes, onde V_a é a tensão terminal de uma rede, V'_a é a tensão da outra rede, Z_{eq} é a impedância equivalente que existe entre as duas redes e I_c a corrente observada no momento da interligação.

$$I_c = \frac{V_a - V'_a}{Z_{eq}} \quad (2.1)$$

Em termos práticos a operação de paralelismo entre equipamentos de geração, se feita de modo que as tensões terminais das fontes geradoras sejam muito distintas entre si, a conexão acarretará em uma corrente de circulação alta que pode superar os valores nominais, podendo assim danificar os equipamentos utilizados. No caso da ligação se dar com a rede elétrica, que pode ser modelada por uma barra infinita ou uma fonte de tensão ideal, o paralelismo feito de maneira incorreta irá introduzir distúrbios indesejáveis ou até danos às cargas ligadas a mesma. Portanto, a operação de paralelismo merece uma atenção diferenciada, caso contrário poderá resultar em muitos prejuízos ao sistema e aos consumidores.

Para uma correta interconexão entre os equipamentos geradores ou redes em geral, a diferença de potencial entre os terminais dos mesmos deve ser próxima de zero, para que todas as perturbações sejam minimizadas. Como os circuitos de redes elétricas e de geradores são predominantemente em corrente alternada, as formas de onda das fontes de tensão são idealmente senoidais de frequência constante, como mostra a

equação 2.2. No caso, $v_f(t)$ é a tensão variando em relação ao tempo, V_p é um valor de pico de tensão constante, ω_0 é a velocidade angular (relacionada com a frequência), e φ_f é o ângulo de fase da tensão em relação a um referencial.

$$v_f(t) = V_p \sin(\omega_0 t + \varphi_f) \quad (2.2)$$

Sendo assim, para que duas fontes de tensão C.A. possuam o mesmo valor a todo instante no decorrer do tempo, as mesmas devem possuir a mesma amplitude, a mesma frequência de oscilação e defasagem nula. Se essas condições são satisfeitas, diz-se que as fontes estão sincronizadas. Sabendo que as fontes estão sincronizadas, a interligação não irá introduzir nenhum distúrbio para sistema, já que não haverá diferença de potencial.

Na prática, sincronizar duas redes C.A. de maneira plena é bastante complexo, já que os geradores ou equipamentos que se deseja conectar podem possuir características diferentes entre si. Essa complexidade se agrava quando se trata de microrredes devido ao fato de que o ponto de operação da mesma, operando isoladamente, é regido pelo equilíbrio entre a potência gerada e sua carga. Esse ponto de operação interfere diretamente na tensão terminal de rede, principalmente na sua frequência de operação. Por isso, surge a necessidade do uso de uma margem de erro, com valores máximos e mínimos, que sirvam como critério de decisão para que duas redes possam ser ditas sincronizadas ou não. Essa margem de erro é fixada por normas, que são elaboradas pelos agentes reguladores do sistema elétrico nacional. A norma então estabelece os limites máximos de diferença de amplitude, fase e frequência para que as perturbações sejam minimizadas.

2.1.2 Condições para o sincronismo de redes

Como citado na seção anterior, para que duas redes possam ser ditas sincronizadas as diferenças de amplitude, fase e frequência devem permanecer dentro dos limites estipulados por norma. Cada um desses parâmetros influi de alguma maneira na diferença de potencial das redes que varia em relação ao tempo. Essas influências podem ser melhor visualizadas utilizando-se a notação fasorial para as funções senoidais. A figura 2.3 mostra a representação de uma fonte de tensão senoidal como

uma grandeza vetorial se deslocando no espaço. No caso, se essa tensão é tomada como referência, seu ângulo de defasagem se torna nulo, e sua velocidade angular se torna a velocidade do eixo de referência.

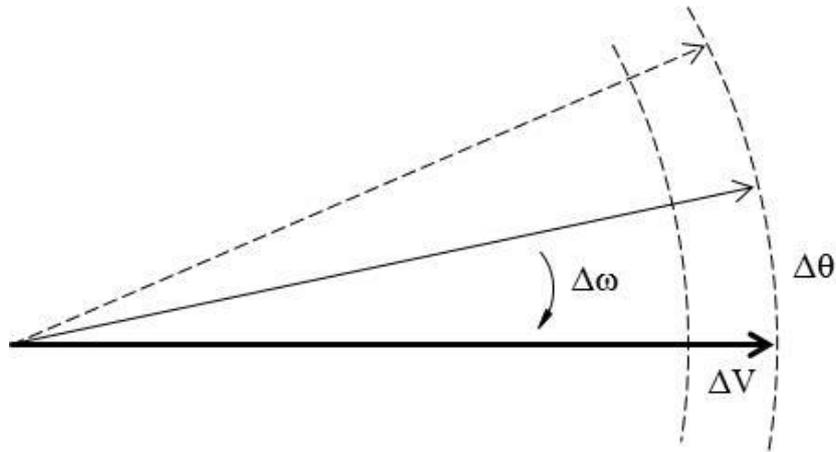


Figura 2.3 - Representação fasorial de tensões alternadas.

Uma variação de amplitude no tempo afeta o módulo do vetor, porém não altera os valores de fase e frequência, fazendo com o mesmo permaneça estacionário em relação à referência. A variação do ângulo de fase no tempo altera somente a defasagem do vetor em relação à referência. No caso se uma variação de frequência no domínio do tempo haverá uma variação na velocidade angular do vetor e conseqüentemente esse fasor apresentará uma velocidade angular relativa em relação ao eixo de referência. A variação de frequência pode ser considerada como um escorregamento relativo entre as redes

O conteúdo das seções a seguir se baseia nas concepções funcionais do processo de sincronização de geradores ou equipamentos de geração com a rede elétrica, abordando conceitualmente os tipos básicos de sincronização, que são voltados para mais para máquinas elétricas, mas podem ser aplicados a qualquer tipo de fonte de energia que funcione como uma fonte de tensão controlada em corrente alternada.

2.2 Métodos Manuais

Os métodos manuais são aqueles nos quais se necessita de um operador para que todo o processo de sincronismo seja realizado. O operador deve então monitorar os níveis de tensão e frequência da rede e do equipamento que se deseja conectar, e fazer os ajustes cabíveis e necessários no controle do equipamento para que esse alcance os níveis de tensão e frequência adequados e possa assim ser apropriadamente conectado.

O método manual é o mais econômico e antigo que se pode encontrar nos dias de hoje, tendo em vista que as medições necessárias são todas empregadas por um painel de operação ou por diversos instrumentos de medida de simples utilização, dependendo dos níveis de tensão dos equipamentos envolvidos.

Um dos instrumentos de medida mais encontrados em tal tipo de instalação elétrica, além de voltímetros, lâmpadas incandescentes e disjuntores, são os sincronoscópios, para medição da taxa de escorregamento de frequência, indicando se a frequência do gerador está mais lenta ou mais rápida do que a frequência do ponto comum de conexão. A figura 2.4 mostra a vista frontal de um sincronoscópio básico e generalizado encontrado no mercado.

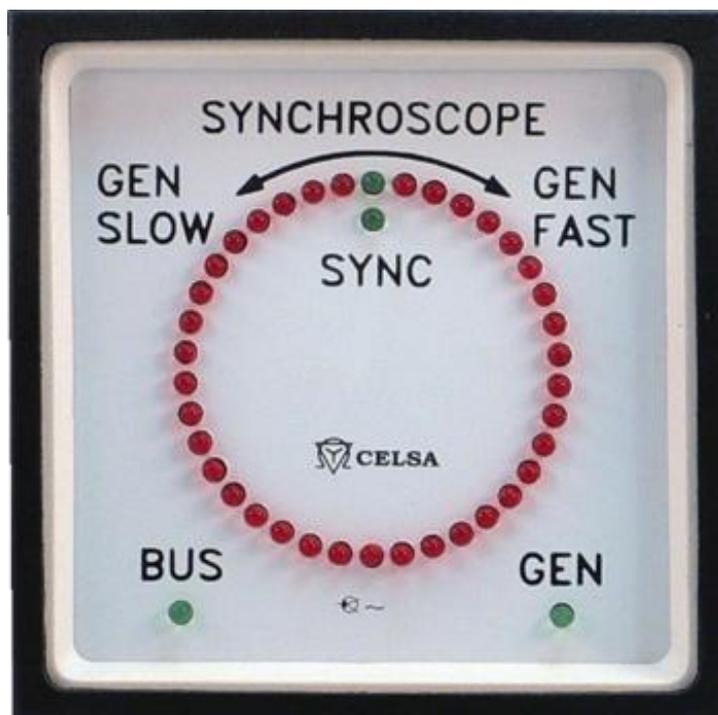


Figura 2.4- Vista frontal de um sincronoscópio.

Muito desses medidores atualmente são digitais, podendo possuir um pequeno display LCD. A velocidade de giro do ponteiro de marcação varia dependendo de uma razão direta do descompasso das frequências entre o equipamento gerador e a rede. A posição instantânea do ponteiro indica a diferença de ângulo de fase entre as tensões do equipamento e do barramento da rede elétrica. Quando o cursor de encontra em posição

totalmente vertical e em repouso, significa que a frequência do gerador é igual a do barramento da rede, e que a defasagem entre as tensões medidas é nula.

Outro instrumento bastante útil e comum para o método manual de sincronismo é o indicador de sequência de fase. Esse dispositivo não tem como função medir ou amostrar grandezas, mas sim indicar qual o sentido da sequência de cada fase do gerador e da rede.

O objetivo do operador é observar o momento de fechamento do disjuntor que liga o equipamento gerador ao barramento da rede no momento em que a rede esteja com uma diferença de fase próxima ou exatamente nula para minimizar os transientes de energia de fluxo pela rede e danos ao gerador quando o disjuntor é fechado.

Um esquema básico a fim de auxiliar e facilitar os processos de sincronização feitos pelo operador consiste em adicionar lâmpadas incandescentes ligados às mesmas fases sobre cada lado do disjuntor do gerador, como mostrado na figura 2.5. Se as tensões tanto no lado do gerador quanto no lado da rede estão fase e sem diferença na amplitude da tensão, não haverá diferença de potencial nos terminais da lâmpada. Portanto, as lâmpadas não serão iluminadas, pois não existe queda de tensão entre seus terminais. Este método é conhecido na literatura como sincronização por luzes apagadas [4].

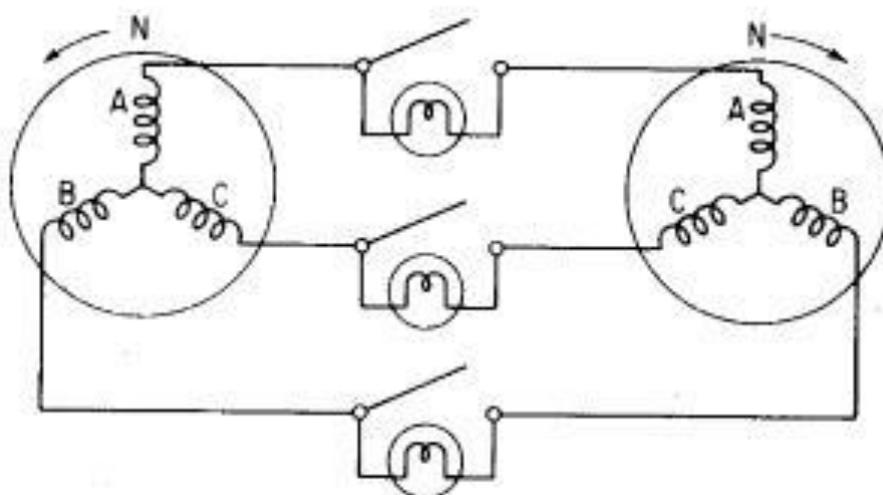


Figura 2.5 - Sincronismo manual utilizando método das lâmpadas apagadas [4].

Outro método determina que duas das lâmpadas iluminadas e uma lâmpada deve estar apagada, conhecido como método da lâmpada girante [4]. Ao fazer ligeiros ajustes

na velocidade de um gerador que se deseja sincronizar, a frequência pode ser compensada de modo a que as lâmpadas usadas para o sincronismo acendam e apaguem mais monotonamente quanto possível.

Quando duas lâmpadas estão acesas e uma luz está apagada, significa que a sincronização entre gerador e rede foi estabelecida. Embora simples, este método garante grande confiável verificação de sincronização, pois é possível observar com mais clareza a variações de frequência e amplitude de tensão. A figura 2.6. a maneira que as lâmpadas são conectadas entre o gerador e a rede. As lâmpadas com terminais ligados as fases são as lâmpadas que devem permanecer acesas enquanto que as lâmpadas ligadas com terminais na mesma fase entre os sistemas devem estar apagada.

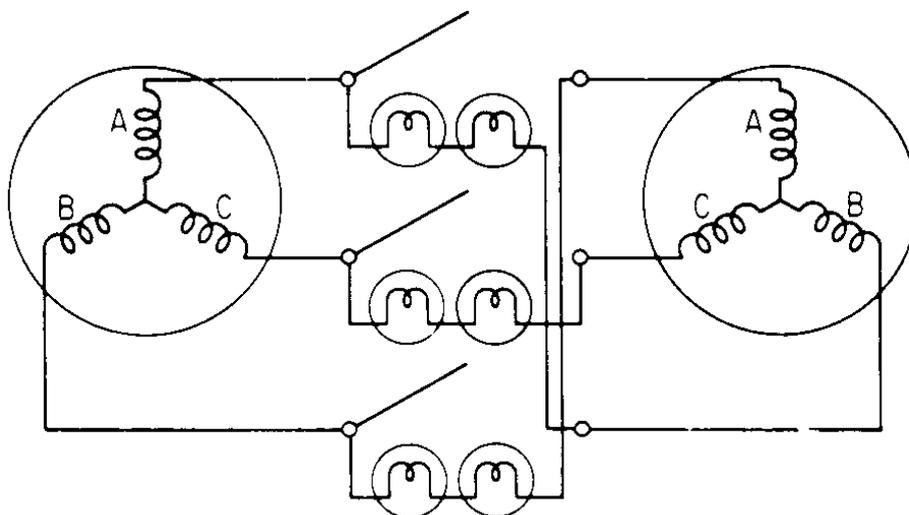


Figura 2.6 - Método das lâmpadas girantes (ou uma acesa duas apagadas) [4].

O método de sincronização envolvendo a montagem de lâmpadas é bastante econômico e insere uma caracterização gráfica para o processo de sincronismo, facilitando assim a percepção visual para a operação manual e aumenta a observabilidade das variáveis que envolvem o critério de sincronismo.

A desvantagem de se utilizar somente o método de sincronização manual é que todo o processo envolve e necessita de ser feita exclusivamente por um ou mais indivíduos. Essa indagação implica que os riscos no caso do disjuntor, que liga a geração à rede elétrica, ser fechado de maneira equivocada motivado por um erro humano não podem ser sanados, mesmo levando-se em conta todos os elementos de medição citados previamente e a experiência e perícia do pessoal empregado para realizar as operações.

Isso motivou então a busca pela modernização e automatização dos métodos de sincronismo, de maneira que mesmo haja uma falha humana, a interligação das redes não seja permitida. As próximas seções desse capítulo tratam dos métodos mais robustos e sofisticados que também são costumeiramente encontrados no setor elétrico.

2.3 Métodos manuais com relé supervisor de sincronismo

A adição de um relé de supervisão, conhecido como um relé de sincronização de verificação para o processo de sincronização manual auxilia na sincronização adequada, pois esse tem a função de monitorar o sistema e só permitir o fechamento do circuito quando os valores de tensão, frequência e fase estiverem dentro dos limites máximos [5].

O relé de supervisão impõe uma janela de sincronização para as condições de segurança, que devem ser respeitadas antes que o disjuntor de interligação possa ser fechado para paralelar o gerador com o barramento da rede. O relé supervisor de sincronização verifica e compara as diferenças de tensão, frequência de escorregamento, e o ângulo de fase entre o gerador que se deseja paralelar e o barramento da rede elétrica.

A supervisão do relé não permite que um disjuntor feche até todos estes parâmetros são satisfeitos, mesmo que um comando de fechamento errôneo do disjuntor por parte do operador responsável seja emitido. Isso evita qualquer tipo de falha que possa ser cometida por imperícia ou imprecisão humana. A figura 2.7 ilustra sucintamente o funcionamento do dispositivo.

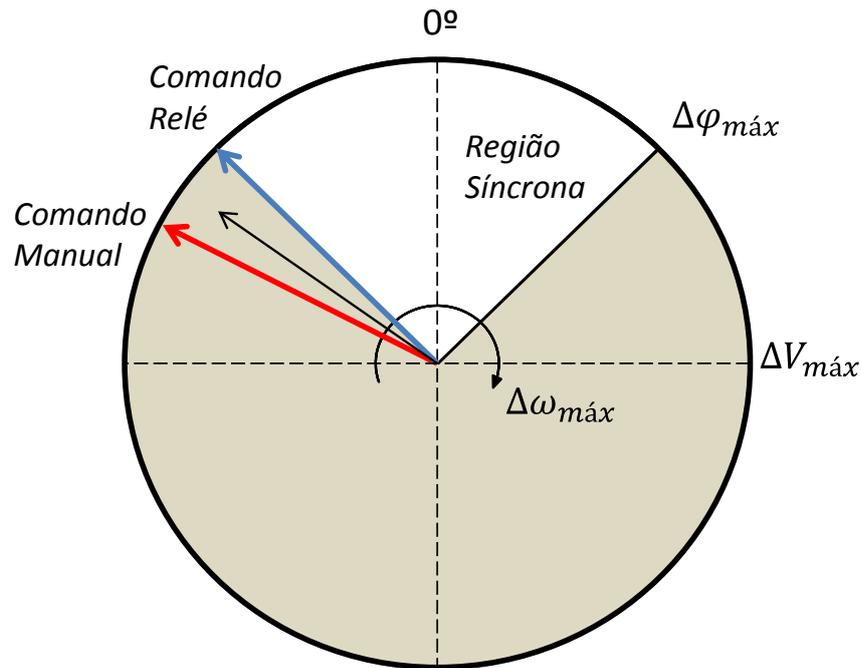


Figura 2.7 – Esquema de sincronismo assistido por relé.

Com os relés mais modernos encontrados no mercado, é possível ajustar os parâmetros máximos de frequência de escorregamento, ângulo de fase, a amplitude de tensão. Esse tipo de relé supervisor também é conhecido pelo número da função de proteção que ele exerce segundo a tabela ANSI (*American National Standards Institute*) [6], que no caso é a função de número 52. Essa função visa proteger os equipamentos por meio da verificação da condição de sincronismo.

Vale ressaltar que a ideia do dispositivo que será implementado para a microrrede do LEMT funciona exatamente como o relé supervisor, permitindo que o operador consiga realizar o sincronismo apropriadamente. Porém, o elemento de ligação será feito por meio de dispositivos eletrônicos de potência, que possuem uma dinâmica de resposta muito mais rápida do que relés e disjuntores, que funcionam a partir de chaves mecânicas.

A desvantagem desse método é que mesmo com a garantia de que a condição de sincronismo será satisfeita, ainda há a necessidade de um operador para ajustar as variáveis do equipamento para que esse consiga entrar na janela de sincronismo. A próxima seção aborda um método onde o próprio dispositivo de sincronismo ajusta os valores do equipamento de geração.

2.4 Métodos Automáticos

Os dispositivos projetados e programados com métodos automáticos de sincronismo constituem uma maneira mais precisa e simplificada em detrimento de todos os outros métodos de sincronismo citados anteriormente. A grande vantagem é que todas as operações necessárias são feitas automaticamente por um equipamento microcontrolado.

O microcontrolador recebe as medições de tensão do lado do barramento de geração e do lado do barramento da rede e partir de algoritmos internos, calcula o quanto devem ser alteradas as variáveis do gerador para que esse possa ser sincronizado. Depois da etapa de monitoração e verificação de sincronismo, o relé de sincronismo gera sinais de correção para um governador gerador para conseguir correspondência tensão e frequência de correspondência, caso as redes ainda não estejam sincronizadas.

O relé de sincronismo automatizado possui também uma programação que permite funcionalidades adicionais para os processos de interconexão. O restabelecimento da energia eléctrica após uma interrupção de emergência, por exemplo, pode ser realizado muito rapidamente se um sincronizador automático for utilizado em cada um dos geradores que integram a rede de geração, permitindo que esses façam a operação de paralelismo uns aos outros e posteriormente ao barramento principal tão rapidamente quanto possível e maneira automática.

A figura 2.8 mostra um diagrama típico de operação de um dispositivo sincronizador automatizado. O sincronizador recebe as informações de tensão por meio de uma medição isolada, no caso, representada por um transformador de potencial. Em seguida, o dispositivo compara as tensões do lado da geração e da rede, comparando primeiro a amplitude, o deslizamento de frequência e o ângulo de fase, nessa ordem.

Com isso, o dispositivo por meio de seu método de sincronismo ajusta os sinais de tensão e velocidade da fonte de geração, que no caso de uma máquina síncrona são os circuitos de excitatriz da máquina e a abertura ou fechamento de uma turbina, respectivamente. No momento em que os ajustes fazem a máquina alcançar o sincronismo, o comando para o disjuntor de interligação é dado e a operação de paralelismo é sucedida.

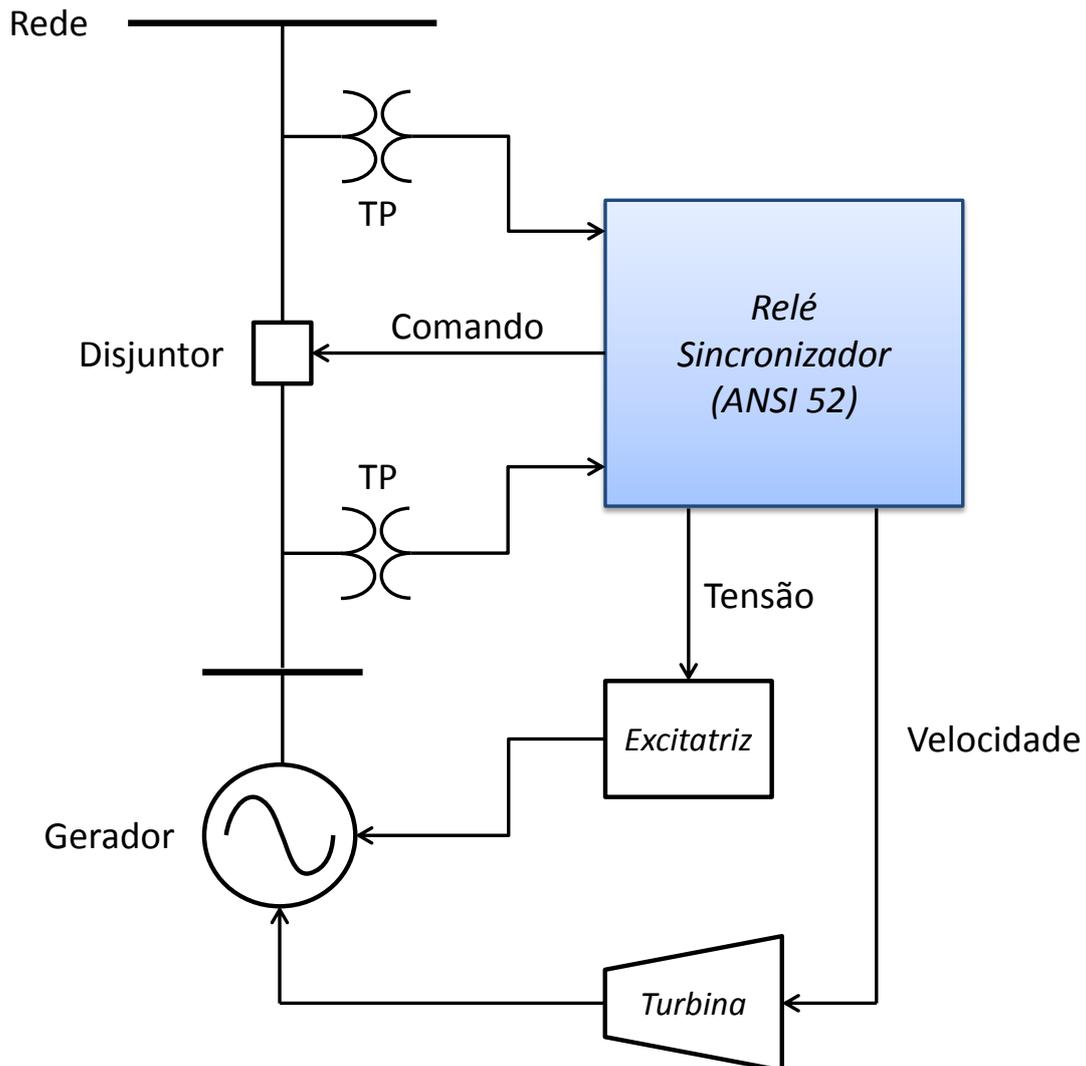


Figura 2.8 – Esquemático simplificado de operação do relé sincronizador.

No momento em que se dá início o processo de sincronismo, o sincronizador sente uma grande diferença entre as variáveis de tensão e frequência entre as redes. O sincronizador começa a atuar por meio de sinais de tensão com o intuito de corrigir a amplitude de saída e sinais de frequência de correção para o gerador para combiná-lo com o barramento da rede. O processo ocorre de forma recursiva até que o gerador que se aproxima é sincronizado com o a rede e comanda o sincronizador do disjuntor para fechar.

O disjuntor e o próprio relé de sincronismo automatizado, por serem componentes elétricos baseados em acionamentos de contatos mecânicos, possuem uma dinâmica muito lenta em relação às constantes de tempo dos circuitos elétricos. Isso significa que os mesmos não podem ser considerados chaves que fecham instantaneamente. Para conseguir fechar o disjuntor exatamente no instante de

defasagem nula, o sincronizador deve iniciar o processo de fechamento com antecedência, a fim de eliminar a atraso mecânico proveniente dos componentes de interligação.

O sincronizador automático fornece o comando de fechamento, enquanto a taxa de deslizamento de frequência está se movendo lentamente, aproximando-se do ângulo de fase 0° . O sincronizador calcula o ângulo antecedência, emitindo o comando de fechamento mais cedo para compensar o tempo de fechamento dos contatos mecânicos do disjuntor. Esse recurso minimiza transientes do sistema oriundos da interligação, fazendo com que o sistema possa ser interligado exatamente no momento em que a diferença de fase entre as tensões das redes é igual a 0° . A ação sincronizadora automática antecipatória compensa o tempo de fechamento do disjuntor mais o tempo de contato de fechamento de saída do relé, que é da ordem de alguns milissegundos.

O relé sincronizador antecipa o ponto real de sincronismo calculando o ângulo de avanço que é necessário para compensar o tempo de fechamento do disjuntor através do monitoramento da taxa de escorregamento. Ele também adiciona a constante do contato do relé tempo de movimento físico para completar o cálculo. A relação matemática é a seguinte:

$$\alpha_A = 360t_a\Delta f \quad (2.3)$$

Acima α_A é o ângulo de avanço calculado (em graus), t_a é o tempo de atraso inerente ao disjuntor e ao relé, e Δf é o escorregamento. Com isso, mostra-se que o relé sincronizador automatizado é a melhor opção quando se trata de praticidade e funcionalidade, em detrimento dos outros métodos. Entretanto, este dispositivo é aplicado e projetado para atuar em circuitos de máquinas elétricas. Portanto, sua aplicabilidade em redes de geração distribuída é bastante restrita, visto que os equipamentos que compõem uma microrrede são, em sua esmagadora maioria, baseados em conversores eletrônicos de potência.

A próxima seção trata das normas vigentes relacionadas ao sincronismo de redes de geração distribuídas.

2.5 Normas Técnicas e ensaios

Todas as metodologias de empregadas para a realização de sincronismo e paralelismo de fontes de energia devem se basear em alguma regulamentação em vigência, para que se haja uma padronização de desempenho operacional a ser respeitada por parte dos fabricantes. Essa regulamentação não é universal para todos os sistemas de energia elétrica, visto que esses podem apresentar diferentes peculiaridades e critérios de operação e funcionamento dependo que cada localidade.

No Brasil, o conjunto de normas regulamentadora que possui força de lei para os sistemas de distribuição é o Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) [7], elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). As resolução referente ao acesso de mini e microgeração distribuída é o módulo 3 do PRODIST. Porém, nessa regulamentação não estabelece nenhum valor referente à padronização dos valores máximos para considerar o sincronismo entre a microrede e o sistema elétrico de distribuição. Essa apenas estabelece que o que deve haver um dispositivo de interligação capaz de detectar o sincronismo entre as redes. Torna-se necessário a avaliação de outras normas vigentes.

Há também na literatura normativa um documento de cunho internacional [8] que padroniza os critérios de sincronismo desejados, e foi elaborado pelo IEEE (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos). Essa documentação é a mais recente quando se trata de redes de geração distribuídas, e estabelece uma padronização para os valores de sincronismo pertinentes ao projeto das metodologias de sincronização. Além disso, essa norma define as condições de ilhamento e condições anormais de operação entre as redes.

A tabela 2.1 mostra os valores limites de sincronismo definidos por [8]. Com ela pode-se adotar os valores convenientes para o projeto de acordo com a classe de potência de geração instalada.

Tabela 2.1 – Valores máximos para interligação de redes distribuídas [8].

| Potência (kVA) | Δf (Hz) | ΔV (%) | $\Delta \theta$ (°) |
|----------------|-----------------|----------------|---------------------|
| 0 – 500 | 0.3 | 10 | 20 |
| > 500 – 1500 | 0.2 | 5 | 15 |
| > 1500 – 10000 | 0.1 | 3 | 10 |

O conjunto de normas do IEEE também padroniza diversos tipos de testes a serem feitos para avaliar o desempenho dos controladores do equipamento, assim como a eficiência dos métodos aplicados pelos dispositivos de sincronismo. O teste referente aos critérios de sincronismo (IEEE 1547.1) [8] são implementados com o objetivo de demonstrar que o dispositivo não irá conectar caso todos os parâmetros de sincronismo não foram respeitados. Para que esse seja implementado na simulação, foi necessário algumas adaptações com relação ao tempo de aplicação, mas todos os critérios de funcionalidade e de sequência de operações foram mantidos.

O teste é dividido em duas etapas: Na primeira etapa, os valores de frequência e fase do equipamento de geração que se deseja sincronizar devem estar dentro dos limites estabelecidos, enquanto que o nível da amplitude de tensão esteja em um valor acima do limite máximo. O valor amplitude de tensão deve ser gradualmente diminuído com o passar do tempo, de modo que seu decaimento seja feito a partir de uma rampa de coeficiente angular negativo. A sincronização só deve ser obtida quando o valor da amplitude de tensão do equipamento cause uma diferença de amplitude de tensão que se enquadra dentro do limite máximo fixado.

A segunda etapa é exatamente igual à primeira, porém a amplitude e a fase do equipamento de geração são mantidas constantes e dentro da janela de sincronismo. Repete-se o procedimento feito no primeiro método com a referência de frequência do equipamento de geração.

Esses e outros testes, assim como os valores máximos impostos pela norma do IEEE, serão utilizados para validar os métodos de sincronismo propostos no trabalho, e seus resultados serão mostrados nos capítulos que se seguem.

3 Circuitos de sincronismo (PLL)

Os circuitos PLL são largamente aplicados como um detector de sincronismo para determinadas situações. Entretanto, é importante ressaltar que esses serão utilizados como ferramentas para elaboração dos métodos do trabalho, fazendo a extração das variáveis de interesse.

3.1 Conceitos gerais do PLL

O PLL (*Phase locked Loop*) consiste de uma malha fechada de controle, que visa gerar um sinal de saída em fase com a componente fundamental do sinal de entrada. A estrutura básica de um PLL é mostrada na figura 3.1. A realimentação negativa entre as fases dos sinais de entrada e saída é feita através do bloco de detecção de fase (*Phase Detector – PD*). A diferença de fase passa por um filtro passa baixas (*Low-Pass Filter – LPF*), que deve ser projetado de tal maneira a eliminar a diferença de fase existente entre os sinais e rejeitar perturbações, como distorções harmônicas e ruídos presentes no sinal de entrada. Finalmente, o oscilador controlado (*Voltage Controlled Oscillator - VCO*) produz um sinal oscilatório comandado pela saída do filtro passa baixa. Esse sinal produzido é então enviado ao detector de fase para comparação, fechando assim a malha do PLL.

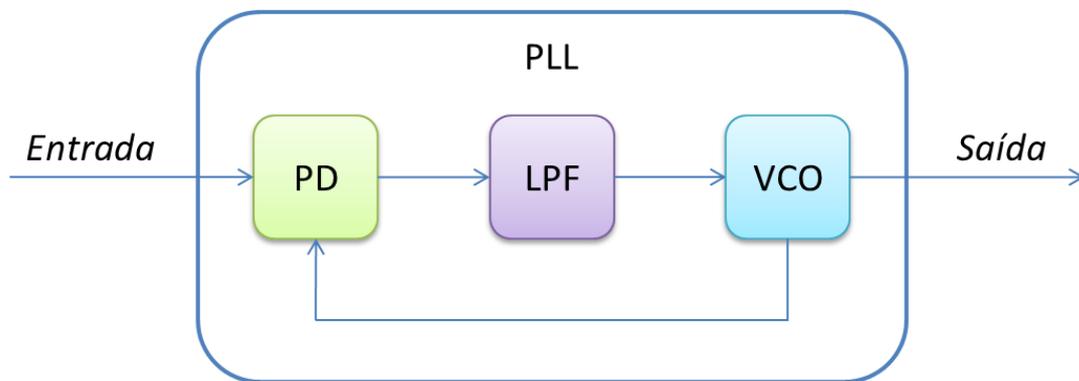


Figura 3.1 – Estrutura generalizada do PLL.

O diagrama de blocos muito costumeira do PLL pode ser visto na figura 3.2. Assumindo um sinal senoidal na entrada do PLL, o detector de fase é constituído apenas de um multiplicador, que fornece uma realimentação não linear como mostra a equação abaixo:

$$e(t) = u(t)y(t) = U \sin \theta \cos \varphi = \frac{U}{2} \sin(\theta - \varphi) + \frac{U}{2} \sin(\theta + \varphi) \quad (3.1)$$

Sendo assim, o resultado da multiplicação entre sinais fornece duas componentes: uma componente senoidal de baixa frequência, variável com a diferença entre as fases dos sinais, e outra componente de alta frequência, variável com a soma entre as fases.

Considerando que o filtro passa baixas seja projetado de tal forma a eliminar a componente de alta frequência e que o sistema possua uma resposta estável e consiga se aproximar da referência de fase do sinal de entrada, é possível reduzir a expressão para o erro gerado pela malha realimentada, linearizando a função seno em torno de valores muito pequenos:

$$e(t) = \frac{U}{2}(\theta - \varphi) \quad (3.2)$$

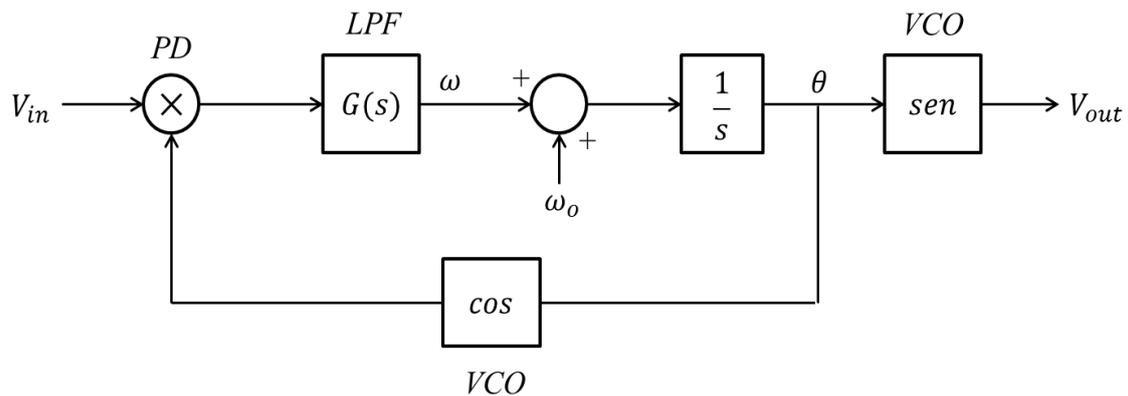


Figura 3.2 - Diagrama de blocos de um PLL.

Com a aproximação acima, a malha possui uma realimentação negativa entre grandezas de fase, facilitando assim o projeto do filtro. O filtro passa baixas pode ser representado por um controlador PI, que visa eliminar o erro de regime permanente entre fases rastreando a frequência natural fixa ω do sinal de entrada. Como a frequência em regime permanente rastreada assume um valor constante, a saída do integrador assume a seguinte relação:

$$\theta = \int_{t_0}^t \omega(\tau) d\tau = \omega_0 t \quad (3.3)$$

O oscilador controlado se resume a uma função seno que em regime permanente está em fase com o sinal de entrada, e uma função cosseno, para a realimentação da malha. É indicado, para aplicações práticas, que o integrador presente na malha seja capaz de reiniciar a integração numérica a partir de zero quando atingir um determinado valor, para evitar que o ângulo assuma valores muito grandes. Caso contrário, o ângulo na saída do integrador pode superar os valores máximos de memória que armazenam as variáveis numéricas. Assim, é apropriado estipular o valor máximo do integrador como um valor referente a um ciclo. Dessa maneira o integrador terá uma janela de excursão suficiente para gerar todos os valores numéricos para as funções senoidais sem risco de assumir valores numéricos altos.

3.2 Modelo linearizado do PLL

A partir das condições previstas de estabilidade e de regime permanente na seção anterior, é de grande valia simplificar o diagrama padrão do PLL, aproximando o mesmo por uma malha que visa apenas demonstrar o comportamento da malha em sua região linear de operação.

A linearização do PLL facilita muito a sua sintonia de forma que o projeto do mesmo agora pode ser feito por meio das premissas dos sistemas de controle clássicos [9] A figura 3.3 mostra o diagrama do modelo linearizado do PLL. A multiplicação contida no PD é substituída por uma realimentação negativa, enquanto que o VCO se reduz ao integrador da malha, que pode ser interpretado nesse caso como uma planta a ser controlada. O único bloco que continua inalterado é o LPF, que pode ser projetado como um controlador da malha.

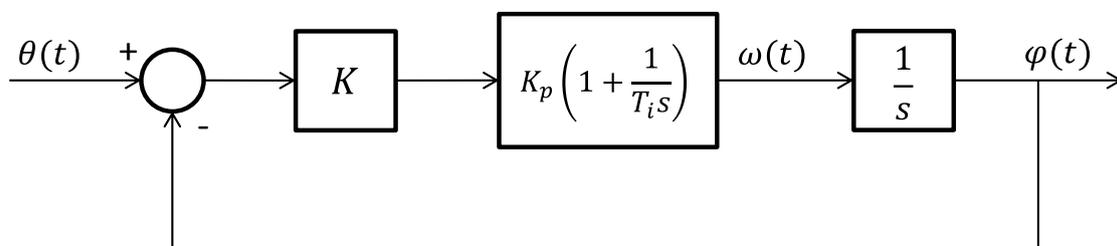


Figura 3.3 - Modelo linearizado do PLL.

No caso, a referência do sinal de entrada não é mais um sinal oscilatório, e sim um sinal do tipo degrau que representa a fase que se deseja rastrear. O controlador mais indicado para rastreamento assintótico da função degrau é o controlador Proporcional –

Integral. Com o diagrama acima, é possível também escrever uma função de transferência linear para o modelo matemático linearizado do PLL:

$$T(s) = \frac{KK_p s + KK_i}{s^2 + KK_p s + KK_i} \quad (3.4)$$

Onde:

$$K_i = \frac{K_p}{T_i} \quad (3.5)$$

Percebe-se que malha do PLL pode ser representada por um sistema de segunda ordem dotada de um zero finito. A função de transferência em malha aberta do sistema permite o estudo dos critérios de desempenho por meio da resposta ao degrau, além da análise de rejeição de harmônicos por meio da resposta em frequência.

3.3 Conceitos gerais do EPLL

A malha mostrada na figura 3.2 é capaz de detectar a fase e produzir um sinal sintonizado com o sinal de entrada. Contudo, ainda não é possível rastrear a amplitude do sinal de entrada, pois a saída do PLL sempre será um sinal com amplitude unitária. Torna-se necessário então a utilização do EPLL (Enhanced-PLL), mostrado na figura 3.4.

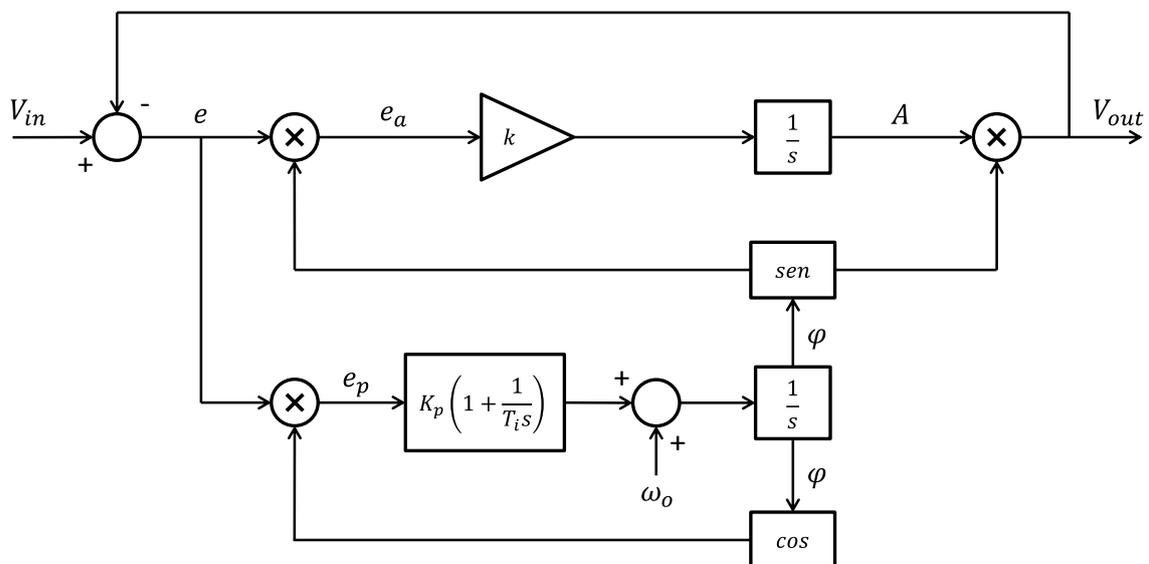


Figura 3.4 - Diagrama de blocos do EPLL.

O EPLL possui a estrutura bastante semelhante do PLL modelado. Seu diferencial é a malha de captura de amplitude do sinal de entrada, o que torna possível a completa reconstituição do sinal medido. O ganho, juntamente com um integrador, controla a velocidade de convergência do valor de pico estimado. O detector de fase agora fornece a seguinte relação, considerando uma entrada senoidal:

$$e_p(t) = e(t) \cos \varphi = (V \sin \theta - A \sin \varphi) \cos \varphi \quad (3.6)$$

Com algumas manipulações trigonométricas e em seguida rearranjando os termos, a função temporal acima se torna:

$$e_p(t) = \frac{V}{2} \sin(\theta - \varphi) + \frac{V}{2} \sin(\theta + \varphi) - \frac{A}{2} \sin 2\varphi \quad (3.7)$$

Considerando o sistema em equilíbrio estável e em regime permanente, a amplitude estimada do sinal de saída converge com a amplitude do sinal de entrada aplicado. O mesmo ocorre com as fases e assim, os termos de alta frequência se cancelam, sobrando apenas o termo de baixa frequência que pode ser linearizado. A multiplicação na saída do integrador da malha de amplitude fornece a reconstrução do sinal de saída. Por sua vez, o multiplicador da entrada fornece:

$$e_a(t) = e(t) \sin \varphi = (V \sin \theta - A \sin \varphi) \sin \varphi \quad (3.8)$$

De forma semelhante ao que foi feito com o detector de fase:

$$e_a(t) = \frac{V}{2} \cos(\theta - \varphi) + \frac{V}{2} \cos(\theta + \varphi) + \frac{A}{2} \cos 2\varphi - \frac{A}{2} \quad (3.9)$$

Assim como no detector de fase, o sistema em regime permanente faz com que os termos de alta frequência presentes na estimação de amplitude se cancelem. Isso evita que ruídos interfiram na convergência da malha de detecção de amplitude.

Com uma escolha apropriada dos parâmetros do controlador PI (Ganho proporcional – Kp e Tempo Integral – Ti) e do ganho do filtro para a estimação de amplitude Ka, pode-se tratar o EPLL um sistema linear invariante no tempo. A ideia de

modelagem é bastante semelhante ao que foi feito para o diagrama do EPLL generalizado. Na seção a seguir mostrará técnicas para a otimização dos parâmetros do EPLL, dependendo do modo e da aplicação.

3.4 Modelo linearizado do EPLL

Outra característica relevante a ser ressaltada é que o modelo linearizado mostrado na seção anterior também pode ser usado para descrever o comportamento da malha de fase do EPLL [10]. Além disso, as malhas de amplitude e de fase, quando se encontram em suas regiões de operação lineares, funcionam como se não houvesse acoplamento entre si, denotando uma independência uma da outra.

Isso significa que o EPLL linearizado pode ser expresso por duas funções de transferência: Uma que descreva a dinâmica da malha de fase e outra que descreva a dinâmica da malha de amplitude. Sendo assim, só resta buscar um modelo linearizado para a malha de detecção de amplitude para o EPLL.

Analisando as operações matemáticas presentes na malha de amplitude e linearizando as funções trigonométricas da malha (equação 3.9), a equação diferencial escrita a seguir é válida:

$$\frac{dA(t)}{dt} = -\frac{k}{2}A(t) \quad (3.10)$$

Observa-se que a estimação de valor de pico A se baseia em um sistema de primeira ordem, com o ganho K diretamente relacionado com a constante de tempo do sistema. Isso implica que a função de transferência da malha de amplitude é:

$$T_A(s) = \frac{1}{\tau s + 1} \quad (3.11)$$

Sendo:

$$\tau = \frac{2}{k} \quad (3.12)$$

O conhecimento do modelo linearizado do EPLL permite o estudo do funcionamento do mesmo em função da variação dos parâmetros das malhas de fase e de amplitude. A seção que se segue visa explicar os critérios de otimização do EPLL

para que o mesmo possa operar de forma condizente com os critérios de desempenho esperados.

3.5 Otimização do EPLL para detecção de amplitude de sinais

A otimização dos parâmetros de controle do EPLL podem ser escolhidas com base na função de transferência de segunda ordem explicitada no item 3.2. Comparando a malha do EPLL com o modelo de segunda ordem padrão, mostrado na equação abaixo, é possível escolher os parâmetros do controlador baseado no coeficiente de amortecimento ξ e a frequência natural ω_n .

$$H(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \quad (3.13)$$

Fixando o coeficiente de amortecimento em 0.707 e a frequência natural em $2\pi f$, sendo f a frequência que se deseja rastrear, os valores de K_p e T_i podem ser calculados com:

$$K_p = 2\sqrt{2}\omega_o \quad (3.14)$$

$$K_i = 2\omega_o^2 \quad (3.15)$$

$$T_i = \frac{K_p}{K_i} \quad (3.16)$$

Apesar dos ganhos dos parâmetros calculados da maneira acima, é esperado que a dinâmica não seja exatamente igual ao sistema de segunda ordem descrito pela função de transferência da equação 3.4. Isso ocorre por causa do zero finito que o controlador apresenta. O efeito do zero será de deixar a resposta do controlador mais rápida, já que esse possui um caráter derivativo da função.

Com os ganhos já expressos em função dos critérios estabelecidos, é necessária agora uma lógica fundamentada para a escolha do ganho da malha de amplitude. Quanto maior o valor do ganho da malha, menor será a constante de tempo e consequentemente, maior será a velocidade de convergência do valor de pico. Porém, essa relação é válida

apenas em condições lineares. Para valores de ganho muito altos, pode haver distorções ou não linearidades no comportamento da malha.

O valor do ganho deve ser decidido dependendo da dinâmica do sinal de entrada. A equação 3.11 mostra que a malha também pode ser interpretada como um filtro passa baixas de primeira ordem. É preferível então que o ganho seja projetado de modo que a malha atenuie significativamente as frequências fundamentais e de segundo harmônico, já que o valor de saída deve ser apenas um valor constante.

3.6 Discretização do EPLL

Para que as funções de transferência em tempo contínuo sejam implementadas no microprocessador, as mesmas devem ser discretizadas, pois o microprocessador trabalha com sinais amostrados, convertidos em sinais digitais. Existem muitas formas de discretização de sinais e sistemas na literatura, porém nem todas asseguram a estabilidade do sistema, depois de discretizado.

Um dos métodos que garante a discretização é a transformação bi linear, ou método de Tustin [11] [12]. Essa consiste em substituir a variável s das funções de transferência pela variável z conforme a seguinte relação:

$$s = \frac{2 (1 - z^{-1})}{T_s (1 + z^{-1})} \quad (3.17)$$

Onde T_s é o tempo de aquisição, ou tempo de amostragem do sinal. Dessa forma o método de Tustin transforma o semi-plano esquerdo s em um círculo de raio unitário no plano z (Figura 3.5), ou seja, se o sistema é estável em tempo contínuo, também será estável em tempo discreto.

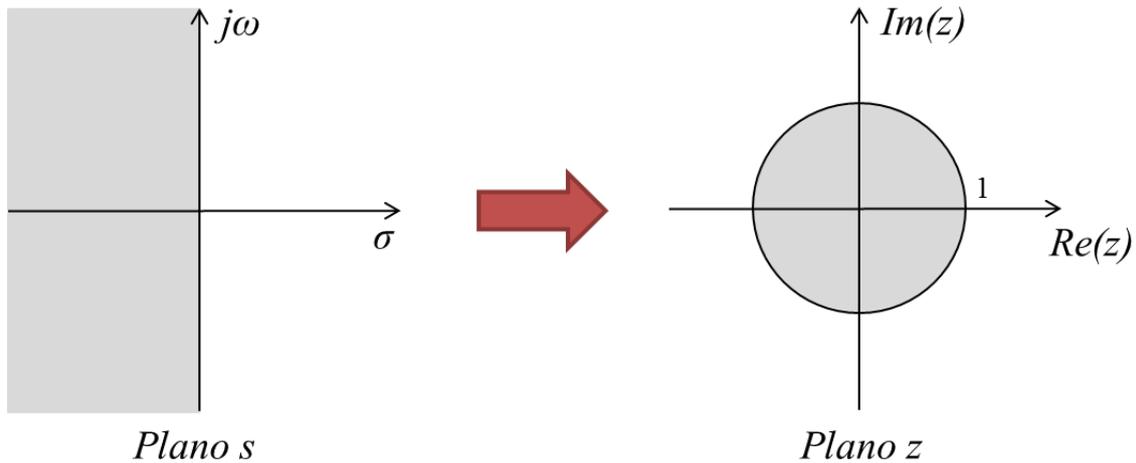


Figura 3.5-Representação gráfica da transformada de Tustin.

O EPLL possui um controlador PI e dois integradores, sendo um para a malha de detecção de amplitude e outro para gerar o ângulo de fase das funções trigonométricas. Sendo assim, é preciso transformar tais funções de transferência em tempo contínuo em equações a diferenças lineares, resultantes do processo de discretização.

A função de transferência do controlador PI em tempo contínuo é representada por:

$$C(s) = \frac{U(s)}{X(s)} = \frac{K_p(T_i s + 1)}{T_i s} \quad (3.18)$$

Aplicando a transformação bilinear, tem-se a equação à diferenças correspondente, em função dos parâmetros K_p e T_i :

$$u[k] = K_p(x[k] - x[k - 1]) + \frac{K_p T_s}{2T_i}(x[k] + x[k - 1]) + u[k - 1] \quad (3.19)$$

A função de transferência de um controlador puramente integral em tempo contínuo é:

$$I(s) = \frac{Y(s)}{U(s)} = \frac{G}{s} \quad (3.20)$$

Discretizando a equação acima utilizando o mesmo método, a equação a diferenças é dada por:

$$y[k] = \frac{GT_s}{2}(u[k] + u[k - 1]) + y[k - 1] \quad (3.21)$$

Com as funções de transferência já definidas no plano z, deve-se agora escolher a frequência de aquisição adequada, para que a dinâmica do sistema digitalizado não seja comprometida. Para isso, pode-se analisar a dinâmica do sistema em tempo contínuo e escolher um tempo de amostragem muito mais baixo do que os parâmetros temporais de sua resposta transitória.

4 Métodos de sincronismo propostos

4.1 Método de detecção via teoria pq

4.1.1 Transformadas de Clark

A transformada de Clark é uma operação linear de grande relevância para a análise por meio da teoria instantânea de potência, ou teoria pq. Essa transformada consiste em converter o sistema trifásico convencional para um sistema de dois vetores linearmente independentes, ortogonais e estacionários no tempo e uma componente homopolar. A transformada, assim como sua inversa, pode ser vista nos sistemas de equações abaixo.

$$\begin{bmatrix} v_0 \\ v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \\ 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1/\sqrt{2} & 1 & 0 \\ 1/\sqrt{2} & -1/2 & \sqrt{3}/2 \\ 1/\sqrt{2} & -1/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_0 \\ v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Vale e pena ressaltar que a componente homopolar vistas nas matrizes será nula se as grandezas elétricas representadas não possuírem nenhum tipo de assimetria, como correntes desequilibradas ou tensões desbalanceadas. Essa componente também assume valor zero quando o sistema não possui o neutro, sendo um sistema trifásico a três fios. Portanto, em certas aplicações a sequência zero pode ser omitida e a transformadas resultantes ficam:

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -1/2 & \sqrt{3}/2 \\ -1/2 & -\sqrt{3}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

As transformações algébricas acima podem ser interpretadas graficamente por meio da figura 4.1. Do lado esquerdo, tem-se uma representação fasorial de grandezas trifásicas por meio da sequência abc . Aplicando a transformada de Clark, as mesmas grandezas passam a ser representadas por dois eixos de coordenadas estacionários no tempo, que formam o plano $\alpha\beta$, visto no lado direito. Assim o sistema trifásico com três variáveis se converte em um sistema de duas variáveis, que quando somadas resultam em um fasor de módulo constante e que gira na mesma frequência do sistema transformado.

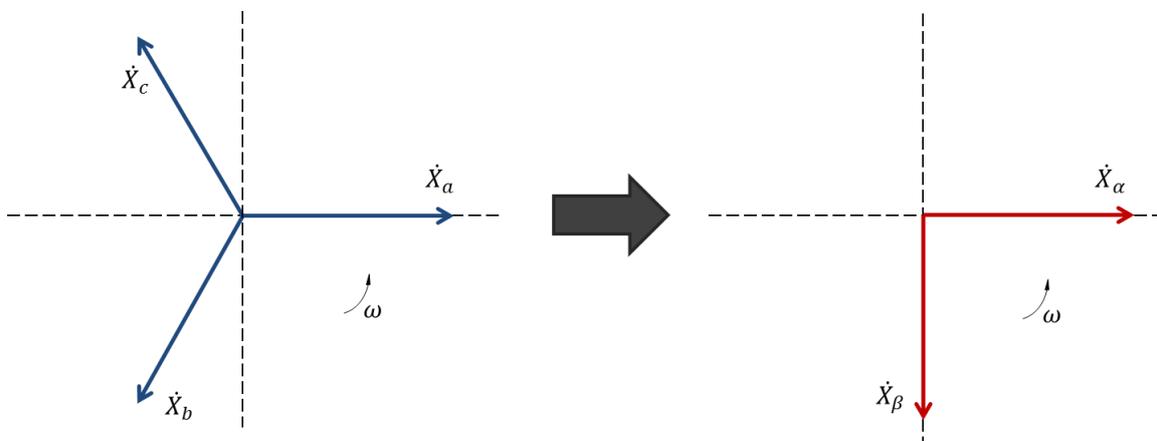


Figura 4.1 - Transformada de Clark.

As componentes de Clark geram sinais defasados de 90° entre si para todos os valores instantâneos do sistema abc que foi transformado. Essa característica facilita a implementação de sinais em quadratura em termos computacionais, já que o cálculo da transformada envolve apenas operações algébricas enquanto que outros métodos de geração de sinais em quadratura utilizam operações trigonométricas e de integração, aumentando o esforço computacional.

4.1.2 Conceitos do cálculo de potência instantânea

Um dos métodos de sincronização propostos nesse trabalho se baseia na análise dos sistemas elétricos pelo cálculo da potência instantânea, ou teoria pq , como é largamente conhecida [13]. Logo, o estudo dos conceitos e fundamentos dessa teoria torna-se bastante necessário.

A teoria pq tem como principal alicerce a mudança da análise dos valores eficazes de potência para a análise de valores de potência obtidos com base em nas medidas de correntes e tensões instantâneas. Essa teoria também introduz muitos conceitos que complementam os conhecimentos convencionais e possibilitam o entendimento de muitos fenômenos que a teoria convencional não permite.

As definições de potência segundo a teoria pq são: A potência de sequência zero (p_0), a Potência instantânea (p), e a Potência imaginária (q). Essas potências são calculadas por meio da transformada de Clark. As tensões e correntes trifásicas instantâneas do sistema abc são transformadas em valores instantâneos que variam sobre os eixos estacionários. A soma instantânea das componentes ortogonais gera um vetor resultante que gira na frequência do sistema trifásico. Sendo e o vetor resultante das tensões instantâneas e i o vetor resultante das correntes instantâneas, o ângulo de defasagem entre esses fasores será o ângulo de defasagem das tensões e correntes da rede trifásica, como mostra a figura 4.2.

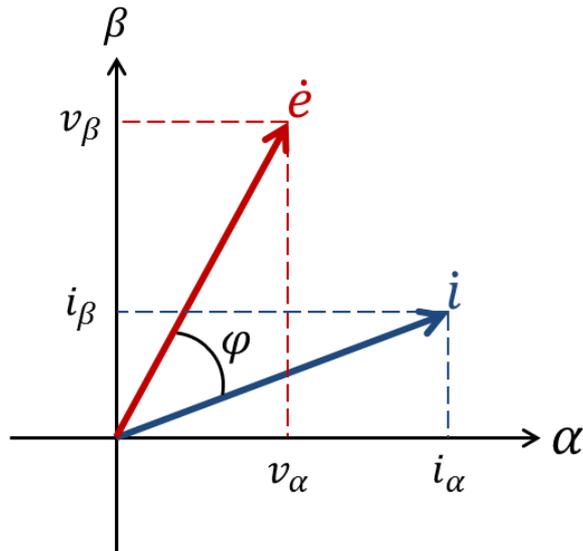


Figura 4.2 - Fasores no plano $\alpha\beta$ [13].

O cálculo das potências se dá pela mesma maneira que o cálculo convencional de potência aparente, como mostra a equação 4.5. Entretanto, usam-se os vetores definidos na figura 4.2. Os termos das componentes de sequência zero foram desconsiderados para esse caso.

$$s = \dot{e}i^* = (v_\alpha + jv_\beta)(i_\alpha - ji_\beta) = (v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta) + j(v_\beta i_\alpha - v_\alpha i_\beta) \quad (4.5)$$

O resultado obtido da equação acima denota um termo real e um termo imaginário, onde o termo real apresenta um produto direto (de mesmo eixo) entre tensões e correntes. Esse termo é o valor da potência real instantânea, ao passo que o termo com produtos cruzados (eixos diferentes) de tensão e corrente é o valor de potência imaginária. O cálculo das potências real e imaginária podem também ser escritos na forma matricial, como visto no sistema de equações, representado na forma matricial (equação 4.6).

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Os conceitos de potência real e imaginária da teoria pq são ilustrados na figura 4.3. A potência real instantânea representa a potência fluindo de um determinado ponto do sistema para outro ponto. A potência imaginária está atrelada à troca de energia entre as fases, e não flui de um ponto para o outro.

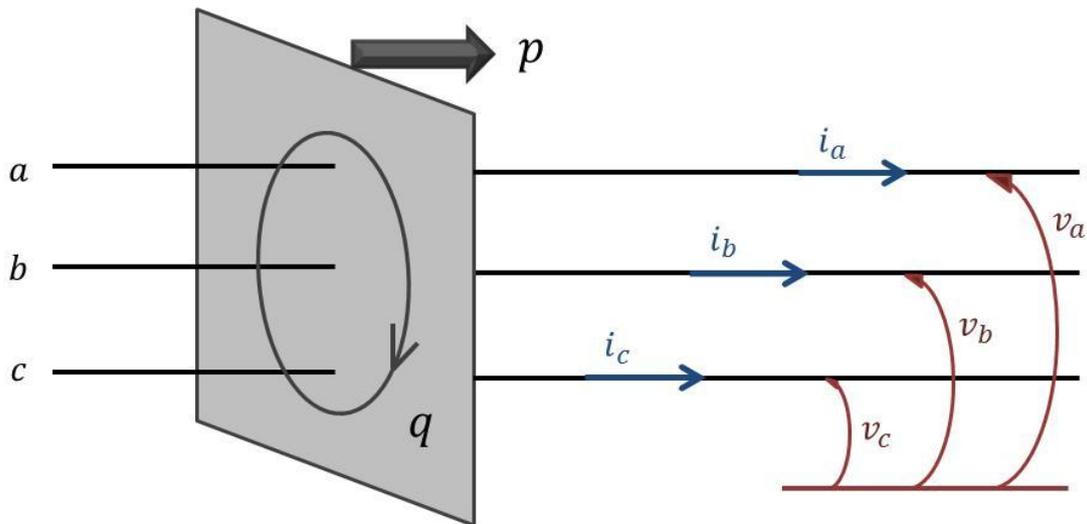


Figura 4.3 - Potências p e q [13].

4.1.3 Detector de sincronismo via teoria pq

Para que duas redes elétricas estejam sincronizadas, deve-se ter em vista os critérios já abordados na seção 2.1. A sincronização então consiste em observar os limites máximos de diferença de amplitude, defasagem e o escorregamento entre as tensões de saída das redes. Esses parâmetros podem ser observados utilizando os cálculos e as abstrações matemáticas que a transformada de Clark e a teoria pq proporcionam.

Considerando a topologia da figura 4.4, as duas redes só podem ser conectadas depois da análise de sincronização. Assim sendo, em um momento inicial não há corrente circulando entre as redes. Conseqüentemente não há potência fluindo de uma rede para a outra e as potências instantâneas da teoria pq não necessitam de ser calculadas. Entretanto, escolhendo-se uma das redes como referência para as tensões instantâneas e interpretando, de forma abstrata, as informações de tensão da outra rede como correntes instantâneas, é possível calcular potências instantâneas fictícias entre os sistemas, que evidenciam as informações necessárias de sincronização.

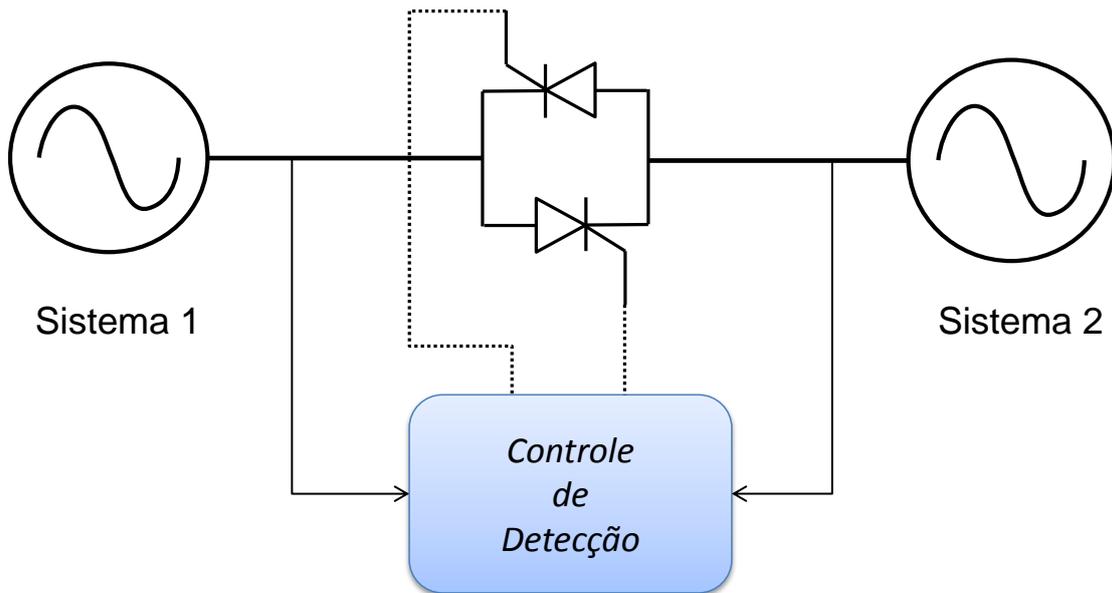


Figura 4.4 - Topologia de ligação entre rede.

O cálculo das potências instantâneas fictícias permite uma analogia entre a diferença de três tensões monofásicas da rede em uma diferença entre dois vetores de tensão e corrente instantâneas no plano $\alpha\beta$. As potências instantâneas calculadas a partir dessa analogia fornecem de forma simplificada as relações entre os três parâmetros que se deseja observar, já que a teoria pq permite a redução do número de variáveis que se precisa observar.

A partir dos cálculos então, é possível estruturar o diagrama de um detector de sincronismo entre as redes elétricas, mostrado na figura 4.5. O detector deve observar os parâmetros em função das tensões e correntes fictícias obtidas pela transformada de Clark e das potências instantâneas fictícias previstas pela teoria pq, e com isso relacionar os cálculos com as variáveis de sincronização.

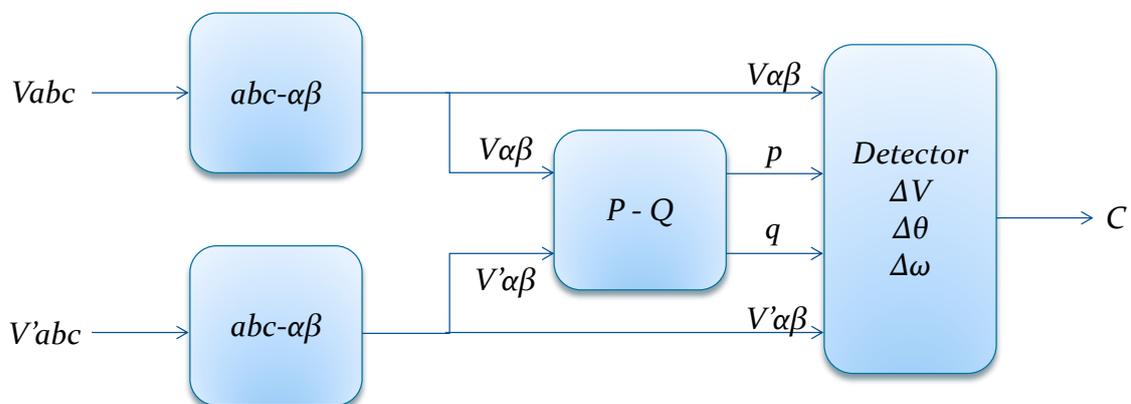


Figura 4.5 - Diagrama do detector de sincronismo.

A relação entre os cálculos da teoria pq e as variáveis de sincronização serão explicitadas a seguir, separadamente, de forma a facilitar o entendimento do funcionamento do algoritmo projetado para o detector.

O cálculo dos dois vetores no plano $\alpha\beta$ (figura 4.2) permite uma relação direta com a detecção de amplitude entre as tensões das redes a serem conectadas. Com o auxílio da figura 4.2 é possível constatar que o módulo dos dois vetores será constante no tempo. . O valor numérico de cada módulo é calculado pela equação abaixo:

$$|\dot{e}| = \sqrt{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} \quad (4.7)$$

Sabendo que o módulo dos fasores representa o módulo das tensões das redes trifásicas, a equação a seguir fornece resumidamente a comparação entre os módulos dos fasores de tensão. O caso ideal é alcançado quando o valor da diferença entre os módulos comparados seja nulo, indicando que as amplitudes de tensões das redes trifásicas são iguais, como mostra equação 4.9. Essa diferença também fornece um indicativo para o limite máximo de diferença de amplitude entre as redes.

$$\Delta V = \sqrt{v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2} - \sqrt{v'_{\alpha}{}^2 + v'_{\beta}{}^2} \quad (4.8)$$

$$(v_{\alpha}^2 + v_{\beta}^2) = (v'_{\alpha}{}^2 + v'_{\beta}{}^2) \quad (4.9)$$

A detecção de diferença de fase entre as tensões está diretamente relacionada ao cálculo da potência ativa instantânea e da potência imaginária instantânea. No caso em que o valor da potência imaginária é diferente de zero, é possível atribuir a analogia de que há um fator de potência fictício e não unitário. Conseqüentemente, conclui-se que há uma defasagem entre as tensões da rede e corrente fictícia. Sendo assim, o detector de diferença de fase pode ser sucintamente definido pelas expressões abaixo:

$$p > 0 \quad (4.10)$$

$$|q| \leq Q_{max} \quad (4.11)$$

Interpretando as inequações acima, a defasagem observada pode ser considerada dentro do limite se a potência instantânea real for maior que zero e que o módulo da potência imaginária deve estar abaixo de um determinado limite. Esse limite corresponde ao valor máximo de defasagem estipulado pela norma aplicada. Para valores negativos de potência instantânea real, a defasagem assume valores maiores do

que um quarto de ciclo, indicando que uma região crítica, pois nessa região as tensões podem se encontrar em contra fase.

Para formalizar o estudo da detecção de variação de frequência, é necessária uma atenção maior no que se refere ao conteúdo matemático das operações descritas pelo sistema matricial em 4.6 e seus decorrentes fenômenos. Considerando que há um escorregamento entre as tensões das redes e mantendo as condições de um sistema equilibrado sem grandes distorções harmônicas, as forma das tensões e correntes fictícias medidas (tensões da outra rede) se tornam:

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_k \text{sen}(\omega_1 t) \\ -V_k \text{cos}(\omega_1 t) \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_k \text{sen}(\omega_2 t) \\ -I_k \text{cos}(\omega_2 t) \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

A partir dos cálculos do sistema estabelecido em 4.6 e após algumas manipulações algébricas e trigonométricas, conclui-se que as potências instantâneas fictícias assumem o seguinte padrão:

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_k I_k \text{cos}(\Delta\omega t) \\ V_k I_k \text{sen}(\Delta\omega t) \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

Onde:

$$\Delta\omega = (\omega_1 - \omega_2) \quad (4.15)$$

Os resultados generalizados acima mostram que as potências instantâneas assumem uma variação senoidal, sendo que a potência real estará adiantada de 90° em relação à potência imaginária. É possível também representar as potências variando senoidalmente por vetores que se deslocam no espaço, visto que ambas as grandezas calculadas possuem uma velocidade angular constante e numericamente igual ao valor do escorregamento observado pelas medições. A constante de fase em cada um dos termos calculados nas expressões anteriores foi omitida, pelo fato de que essas só deslocariam a fase das potências resultantes.

Retirando-se então a informação de fase de alguma das potências calculadas no sistema 4.14 com a utilização de um PLL, é possível estimar o escorregamento entre as tensões das redes por meio do raciocínio exposto na equação abaixo:

$$\Delta\omega = 2\pi\Delta f \quad (4.16)$$

A equação acima mostra que a variação de fase ou o movimento relativo entre as tensões das redes é ocasionado diretamente pelo escorregamento. Esse escorregamento então é facilmente obtido por uma operação de diferenciação da fase, ou pode ser obtida apenas observando-se a variável de saída que o PLL captura para gerar o sinal de fase.

Posto isso, a última operação a ser feita para detectar a diferença de frequência é comparar o valor observado com o valor máximo permitido pelos critérios de operação. O detector de sincronismo recebe então as informações dos parâmetros por meio dos métodos acima e se todos os resultados estiverem dentro dos valores permitidos, o sincronismo entre as redes foi alcançado e a interligação entre os sistemas pode ser efetuada.

4.2 Teoria de sincronismo com medições reduzidas

4.2.1 Análise do circuito

A estratégia de elaboração para um método de sincronismo que recebe um número de medidas reduzidas necessita de abordagem inicial que analise a topologia de circuito de potência que configura a interligação das redes elétricas, pois o monitoramento mínimo do sistema deve ser verificado.

A figura 4.6 mostra a topologia do circuito escolhida, assim como o arranjo de medições de tensão que se deseja utilizar. O objetivo da análise à seguir é comprovar que com o arranjo esquematizado e com o número de medições na figura é possível definir um método de sincronismo que monitore o processo de interligação. O circuito abaixo foi escolhido para minimizar a complexidade do processo de sincronização, diminuindo o número de medições e tornando as operações mais simples em comparação com os métodos já existentes.

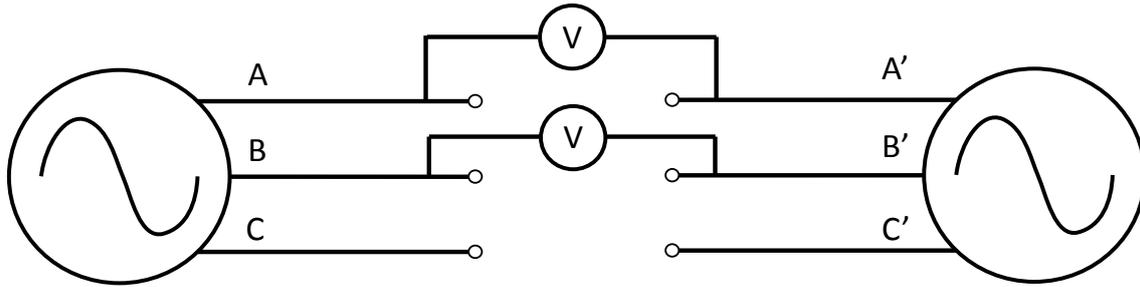


Figura 4.6 – Topologia de medição das tensões das redes.

Supondo que as redes possuam tensões equilibradas e baixa distorção harmônica de tensão, é conveniente aproximar as redes por dois sistemas elétricos trifásicos a três fios, equilibrados e ideais. Com isso, pode-se considerar nos cálculos a seguir apenas componentes de sequência positiva.

As tensões monitoradas no circuito acima são as diferenças de potencial entre as redes em duas das três fases. Com isso, as formas das tensões medidas podem ser expressas com:

$$\Delta v_a(t) = v_a(t) - v'_a(t) \quad (4.17)$$

$$\Delta v_b(t) = v_b(t) - v'_b(t) \quad (4.18)$$

A partir das considerações estabelecidas para o caso, a equação de um sistema equilibrado de tensões pode ser escrita para cada uma das redes. Então:

$$v_a(t) + v_b(t) + v_c(t) = 0 \quad (4.19)$$

$$v'_a(t) + v'_b(t) + v'_c(t) = 0 \quad (4.20)$$

As equações acima indicam que é possível obter o valor de uma das tensões de fase variantes no tempo em função das outras duas. Entretanto, as tensões descritas nas equações 4.17 e 4.18 são medidas em modo diferencial, o que não permite a obtenção da tensão de fase de apenas uma das redes. Para contornar esse empecilho, é possível igualar as equações 4.19 e 4.20 e manipular os termos para que se possa estabelecer uma equação semelhante, porém com tensões de fase na forma diferencial. Assim tem-se:

$$\Delta v_a(t) + \Delta v_b(t) + \Delta v_c(t) = 0 \quad (4.21)$$

Com a relação acima, a informação da tensão de fase diferencial que não é medida pode ser calculada efetuando-se apenas operações algébricas com as tensões observadas pelos medidores. Conclui-se a partir da mesma que o número de medidas, juntamente com a arquitetura das medições do circuito, garante que o processo de sincronismo pode ser realizado nas três fases, já que as variáveis de interesse são todas observáveis por meio das relações matemáticas apresentadas.

Finalizando a análise proposta, será demonstrado também que é possível montar um sistema de equações onde os valores das tensões de linha diferenciais são estimados. Para isso, deve-se visualizar o esquema proposto na figura 4.7. Cada uma das tensões de linha marcadas em vermelho é uma variável que se deseja estimar através de equações, enquanto que as tensões diferenciais de fase mostradas (duas verdes que se tem e uma em azul, que foi estimada) são as informações disponíveis para resolução do sistema.

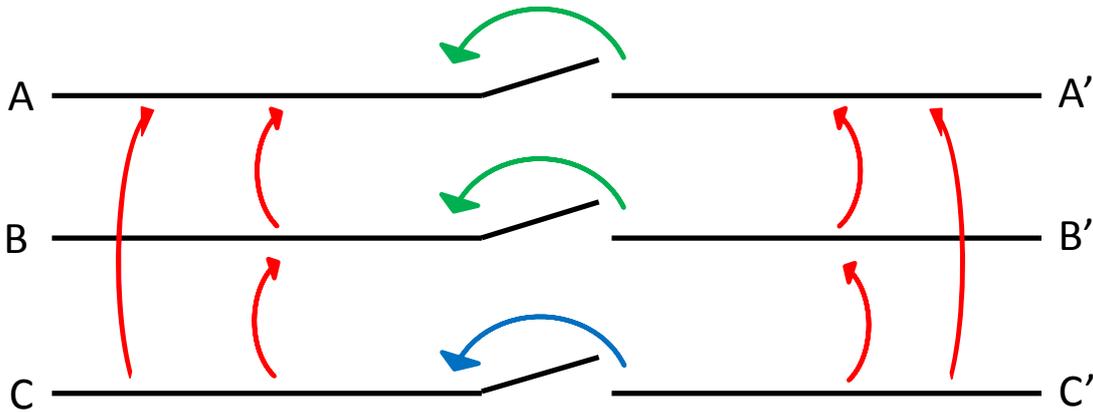


Figura 4.7 – Esquema de tensões de linha e de fase das redes.

Para constituir um sistema de equações com as tensões relacionadas da acima, é necessária a aplicação da lei de Kirchhoff para as malhas do circuito, e assim obter um sistema que relacione tais tensões. Para tal, é de grande valia ressaltar que a propriedade que ocorre para as tensões de fase nas equações 4.19, 4.20 e 4.21 também é válida para as tensões de linha de cada rede. Assim:

$$v_{ab}(t) + v_{bc}(t) + v_{ca}(t) = 0 \quad (4.22)$$

$$v'_{ab}(t) + v'_{bc}(t) + v'_{ca}(t) = 0 \quad (4.23)$$

As equações relevantes para o problema são dadas a partir da lei das malhas. Isolando as tensões de linha de uma das redes, vem:

$$v'_{ab}(t) = \Delta v_b(t) + v_{ab}(t) - \Delta v_a(t) \quad (4.24)$$

$$v'_{bc}(t) = \Delta v_c(t) + v_{bc}(t) - \Delta v_b(t) \quad (4.25)$$

$$v'_{ca}(t) = \Delta v_a(t) + v_{ca}(t) - \Delta v_c(t) \quad (4.26)$$

Somando as equações entre si, duas a duas, e usando as equações 4.21, 4.22 e 4.23, chega-se ao seguinte padrão:

$$\Delta v_{ab}(t) = v_{ab}(t) - v'_{ab}(t) = \Delta v_a(t) - \Delta v_b(t) \quad (4.27)$$

$$\Delta v_{bc}(t) = v_{bc}(t) - v'_{bc}(t) = \Delta v_a(t) + 2\Delta v_b(t) \quad (4.28)$$

$$\Delta v_{ca}(t) = v_{ca}(t) - v'_{ca}(t) = -2\Delta v_a(t) - \Delta v_b(t) \quad (4.29)$$

O equacionamento acima mostra que as tensões de linha na forma diferencial podem ser descritas em função das tensões de fase que são diretamente observadas pelo esquema de medição da figura 4.6. Sendo assim, é cabível afirmar que com apenas duas medições diferenciais é possível estimar as todas as tensões de fase e/ou de linha necessárias para um método de sincronismo implementável.

A seguir será apresentada a idealização de um método de sincronismo baseado na análise esquemática e nas equações propostas na presente seção.

4.2.2 Detecção de sincronismo com medidas reduzidas

Com os estudos da seção anterior, foi provado que é possível desenvolver um algoritmo de detecção de sincronismo apenas com duas medições diferenciais de fase, entre as redes. Tomando o sistema trifásico proposto de tensões de linha diferenciais estimadas em 4.27 – 4.29 como a base de entrada para o detector, será feita uma abordagem bastante semelhante à que foi feita na seção 4.1, explicitando de que forma os parâmetros de detecção (diferença de amplitude, de fase e de frequência) são relacionados com as grandezas de entrada adotadas.

Observando-se o sistema tomado como base, é facilmente notável que no sincronismo as tensões de linha no modo diferencial sejam exatamente ou aproximadamente nulas. Por isso, é muito importante sintetizar detalhadamente como cada uma das diferenças dos três parâmetros afeta as grandezas do sistema estimado

acima. Para fins de ilustração e melhor entendimento do caso, o efeito de cada parâmetro será exemplificado separadamente.

Considerando que as tensões das redes estão em fase e que não há escorregamento entre as mesmas, supõe-se que há um aumento significativo apenas na amplitude das tensões de uma das redes. A função temporal observada em cada uma das fases será:

$$\Delta v_{ff}(t) = V_{ff} \text{sen}(\omega t + \varphi) - V'_{ff} \text{sen}(\omega t + \varphi) \quad (4.30)$$

$$\Delta v_{ff}(t) = (V_{ff} - V'_{ff}) \text{sen}(\omega t + \varphi) \quad (4.31)$$

Verifica-se que o aumento da diferença de amplitudes só muda a amplitude da tensão estimada. Sendo assim, a detecção de amplitude pode ser resumida a comparação da tensão estimada com o valor máximo determinado.

Para a análise do efeito do escorregamento entre as tensões, assume-se que as tensões das redes possuem a mesma amplitude. Quando se considera um escorregamento entre as redes, há uma velocidade angular relativa entre as tensões. Então, adotando uma das redes como referência, a defasagem das tensões da outra rede estará sempre variando com o tempo, dependendo diretamente do valor do escorregamento e inviabilizando qualquer afirmação inicial. Entretanto, a forma de onda das tensões estimadas se torna:

$$\Delta v_{ff} = V_{ff} \text{sen}(\omega t + \varphi) - V_{ff} \text{sen}(\omega' t + \varphi') \quad (4.32)$$

$$\Delta v_{ff} = 2V_{ff} \text{sen}(\omega_b t + \varphi_b) \cos(\omega_m t + \varphi_m) \quad (4.33)$$

Onde:

$$\omega_b = \frac{(\omega - \omega')}{2} \quad (4.34)$$

$$\varphi_b = \frac{(\varphi - \varphi')}{2} \quad (4.35)$$

$$\omega_m = \frac{(\omega + \omega')}{2} \quad (4.36)$$

$$\varphi_m = \frac{(\varphi + \varphi')}{2} \quad (4.37)$$

A equação 4.33 mostra que há uma componente senoidal de baixa frequência que é diretamente proporcional ao escorregamento, multiplicando-se com outra componente senoidal de alta frequência. Esse fenômeno é conhecido como batimento de frequências. Esse fenômeno é bastante conhecido em campos e ondas, e são usadas para descrever modelos como padrões de interferência de sinais eletromagnéticos. A forma de onda característica da decorrência do batimento pode ser vista na figura abaixo:

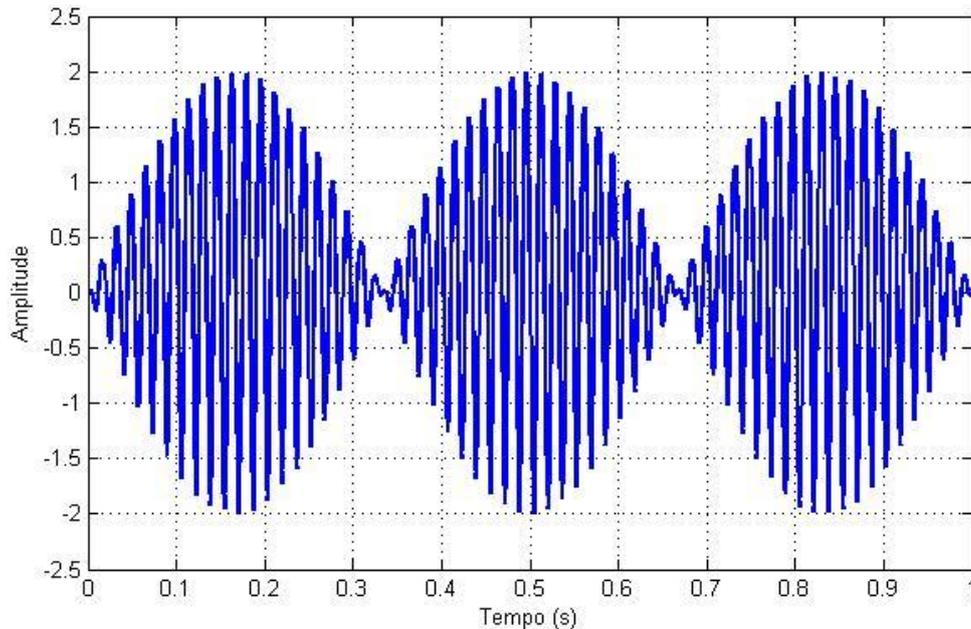


Figura 4.8 – Forma de onda característica para o fenômeno de batimento.

A forma de onda acima demonstra um caso onde o escorregamento entre as redes é pequeno, isto é, os valores das frequências de cada rede estão muito próximos. Nesse caso, nota-se que a componente de baixa frequência pode ser percebida como uma variação brusca de amplitude nas tensões diferenciais. Portanto, se for implementado um detector de amplitude com uma dinâmica muito mais rápida do que a dinâmica da componente de baixa frequência, o escorregamento entre os sistemas pode ser detectado por meio da variação de amplitude das tensões ao longo do tempo.

É intuitivamente plausível deduzir, a partir dos valores da tensão no gráfico da figura 4.8, que a interligação pode ser permitida em certos instantes de tempo, em decorrência do fato da componente de baixa frequência oriunda do batimento zerar o valor da tensão observada. O problema do escorregamento então estaria sanado. No entanto, essa dedução é completamente equivocada a partir do momento em que esse raciocínio não leva em conta o escorregamento máximo permitido.

As equações 4.33 e 4.34 mostram que quanto maior é o escorregamento entre os sistemas elétricos, mais curto é o intervalo entre os vales de valor zero visualizados na figura 4.8. Porém, a interpretação física de um escorregamento maior denota que um sistema está muito mais rápido do que o outro. Por isso, é importante observar o tempo de decaimento da amplitude quando essa está próxima de zero.

Uma outra alternativa é estipular um valor máximo geral para a diferença de potencial observada e verificar quanto tempo a essa diferença permanece abaixo do valor máximo. Essa ideia decorre do escorregamento máximo poder ser percebido como um limite de tempo mínimo que a variável deve respeitar. A equação 4.38 mostra a relação matemática que ajuda o entendimento.

$$T_{\min} = \frac{\Delta\varphi_{\max}}{360\Delta f_{\max}} \quad (4.38)$$

No caso, o ângulo deve estar em graus. O funcionamento da estratégia acima depende apenas da formalização de um valor máximo global que pode ser observado nos sistemas estimados, para que esse introduza o limiar de sincronismo do método. Sendo assim, a questão fundamental agora reside em identificar o valor máximo de tensão tolerável que fornece o limiar, independente da norma que tomada como base. Como a presença do escorregamento introduz uma variação nas grandezas de amplitude e fase das tensões, esse parâmetro não será muito útil na identificação do limite máximo. Sendo assim, a análise do efeito da diferença de fase se torna imprescindível.

O estudo da diferença de fase com o objetivo de se estabelecer um valor máximo deve ser iniciado com a verificação do valor máximo de fase permitido. Considerando que não há escorregamento nem desequilíbrio de amplitude entre as redes, é possível fazer uso da representação fasorial para facilitar o entendimento da relação entre o escorregamento e a diferença de tensão variante no tempo. A figura 4.9 ilustra o caso onde a defasagem máxima é imposta entre as redes.

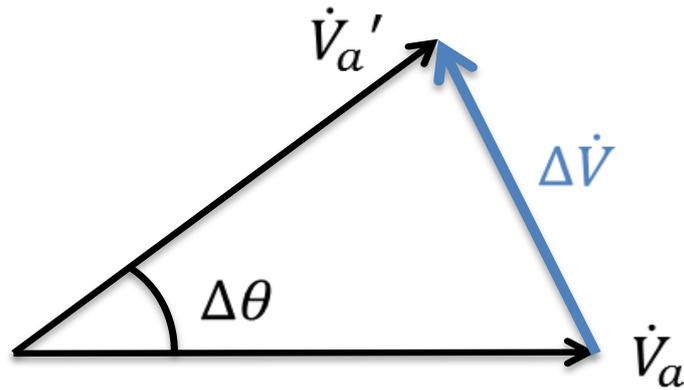


Figura 4.9 – Valor máximo de defasagem entre tensões.

O fasor destacado em azul representa a diferença de potencial entre as tensões de fase, que pode ser estendido para o caso dos sistemas com tensões de linha, pois todas as tensões trifásicas do sistema estão estáticas no plano fasorial e com a mesma defasagem entre si. É cabível estipular que o valor máximo seja o módulo do fasor em azul, já que qualquer diferença nas amplitudes dos fasores de tensão produziria um fasor resultante de amplitude maior, ou seja, acima do valor máximo permitido. O valor módulo do fasor diferencial é facilmente encontrado utilizando a lei dos cossenos em triângulos. Assim:

$$|\Delta \dot{V}| = V_f \sqrt{2(1 - \cos \Delta \theta)} \quad (4.39)$$

É necessário também analisar a ocorrência de um desbalanço de amplitude para o caso de defasagem máxima. Essa análise pode ser feita graficamente a partir da figura 4.9. Para facilitar a visualização, considera-se que o fasor horizontal é a referência e permanece constante em módulo. Se ocorrer um aumento ou afundamento do fasor da outra rede, sempre será notado um aumento na diferença entre os fasores, devido a geometria do sistema. Portanto, a decisão mais sensata é considerar o valor encontrado na equação 4.39 como o valor máximo universal para o sistema.

Finalmente, pode-se agora inferir a partir do conteúdo apresentado que o método de sincronismo se baseia em observar o momento em que as tensões são menores do que o valor proposto pela equação 4.39 e quantificar o tempo que em que essas permanecem abaixo do valor máximo. Se o tempo contado pelo controlador for maior que o tempo mínimo proposto em 4.38, significa que todos os parâmetros de

sincronismo estão obedecendo as condições previstas pela regulamentação e dentro dos de sincronismo. Consequentemente, é seguro realizar a ligação entre as redes.

5 Implementação dos métodos de sincronismo

5.1 Método de sincronismo por teoria pq

5.1.1 Esquemático do circuito

Para critérios de simulação e testes de cada metodologia de sincronismo, o circuito se baseia no paralelismo entre redes de tensão trifásicas. Entre as redes deve existir um dispositivo de conexão, que só seja fechado no momento em que o método testado acusar a detecção de sincronismo entre as duas redes.

A figura abaixo mostra o circuito montado conforme a ideologia proposta. As tensões de fase de cada rede são medidas e serão fornecidas como parâmetros de entrada para o observador de sincronismo do elemento de ligação, que nesse caso consiste em três disjuntores monofásicos. Foi inserida na entrada de uma das redes uma impedância equivalente, representando assim a modelagem mais simplificada de uma fonte de geração de energia. A outra rede é considerada como uma barra infinita. O valor base das tensões das redes é 220 V.

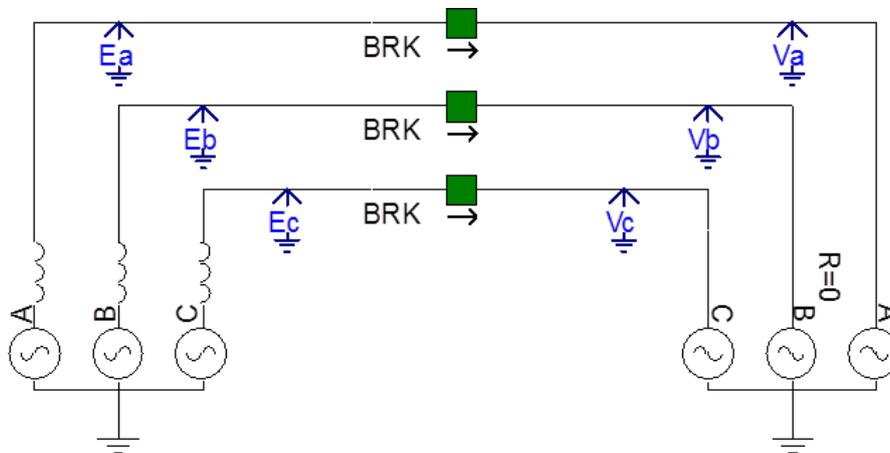


Figura 5.1 – Topologia de simulação do circuito das redes com elemento de ligação.

O disjuntor de ligação é acionado por um comando lógico, onde nível baixo representa o fechamento das chaves e nível alto representa o disjuntor aberto. O comando lógico é fornecido pelo observador de sincronismo. Inicialmente o disjuntor deve estar aberto, à medida que cada teste for realizado, são inseridas as variações de amplitude, fase e frequência de cada rede.

5.1.2 Projeto do EPLL para detecção de escorregamento

A implementação do EPLL para detecção de escorregamento é mostrada na figura 5.2. O integrador que gera a referência de fase do EPLL possui uma realimentação que reinicia a integração fazendo com que sua saída excursiona do ângulo 0° até 360° .

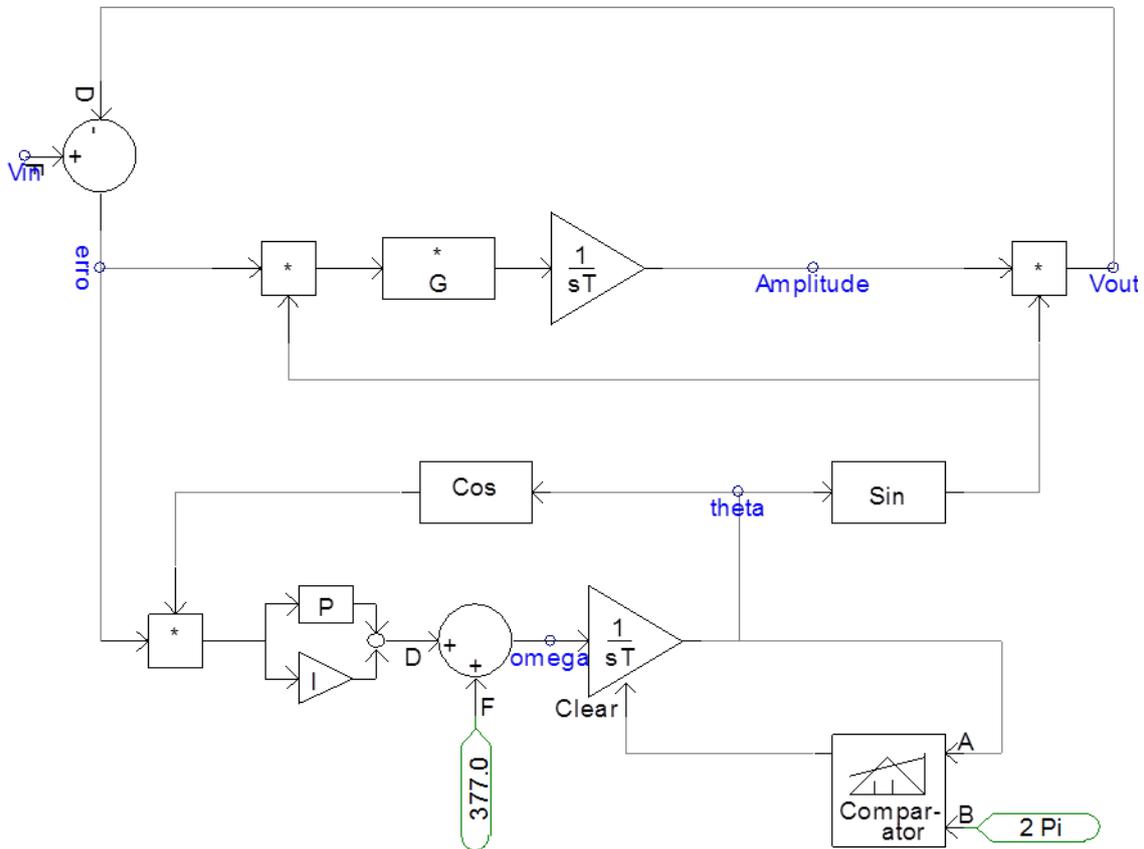


Figura 5.2 – Implementação do EPLL.

A figura abaixo valida o que foi previsto no capítulo 3, já que a resposta da malha de amplitude se comporta aproximadamente como um sistema de primeira ordem.

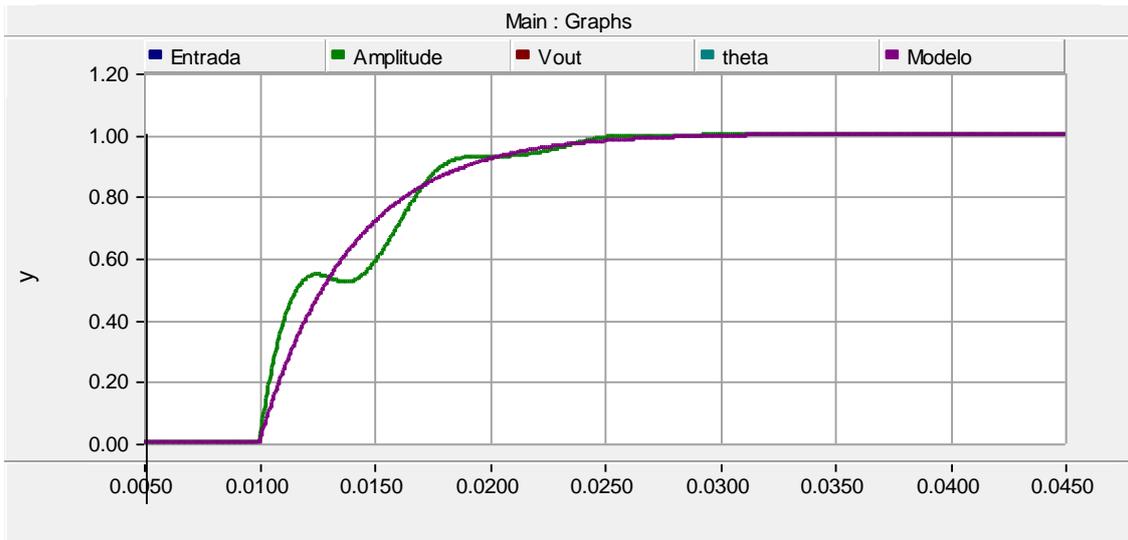


Figura 5.3– Dinâmica da malha de amplitude do EPLL.

Foi testado também o modelo discretizado do EPLL com uma frequência de amostragem de 60 kHz. A frequência de amostragem foi escolhida de forma que essa fosse muito mais rápida que a dinâmica da malha de fase. O critério de desempenho usado como base foi o tempo de resposta da malha de fase, que é muito mais lento do que o tempo de amostragem escolhido, como mostra a figura 5.4.

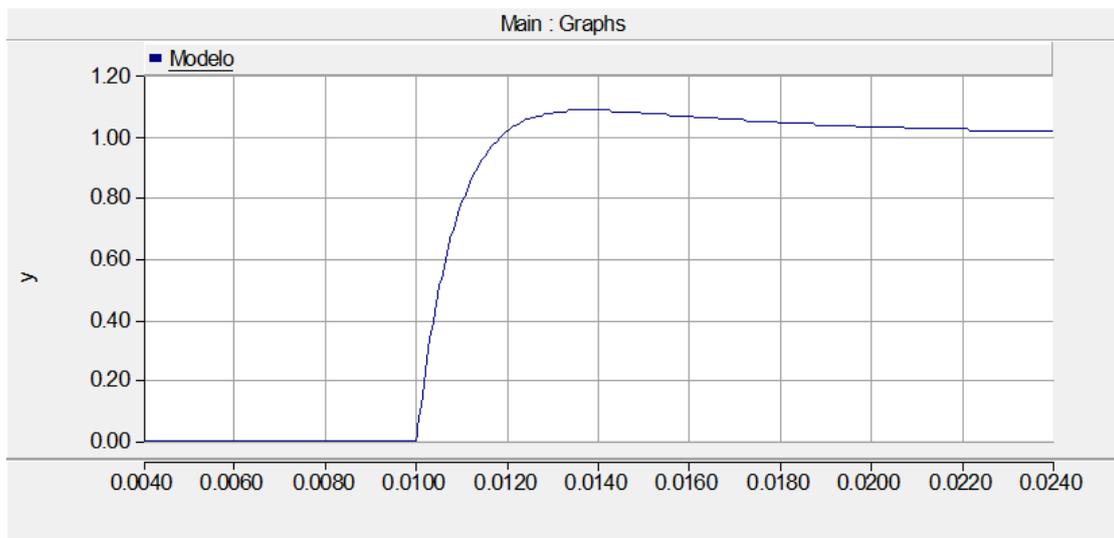


Figura 5.4 – Resposta ao degrau da malha de fase do EPLL linearizada e discretizada.

A figura abaixo mostra de dinâmica de detecção de escorregamento do EPLL. Os valores de escorregamento assumem sinais com frequências muito pequenas. Isso acarretou em muitas não linearidades na detecção de frequência do EPLL. Os ganhos do

controlador então foram ajustados experimentalmente a fim de minimizar o efeito provocado pela não linearidade da malha de controle. Os valores utilizados foram então:

$$K_p = 10000.0 \quad (5.1)$$

$$T_i = 0.003 \quad (5.2)$$

$$G = 500.0 \quad (5.3)$$

Porém verifica-se que o rastreamento é satisfatório, de modo que o funcionamento da malha de captura de fase é estável. A figura abaixo mostra que o sinal de saída do EPLL consegue reconstituir o sinal de potência instantânea de entrada. A curva em azul representa o valor do escorregamento, em radianos por segundo.

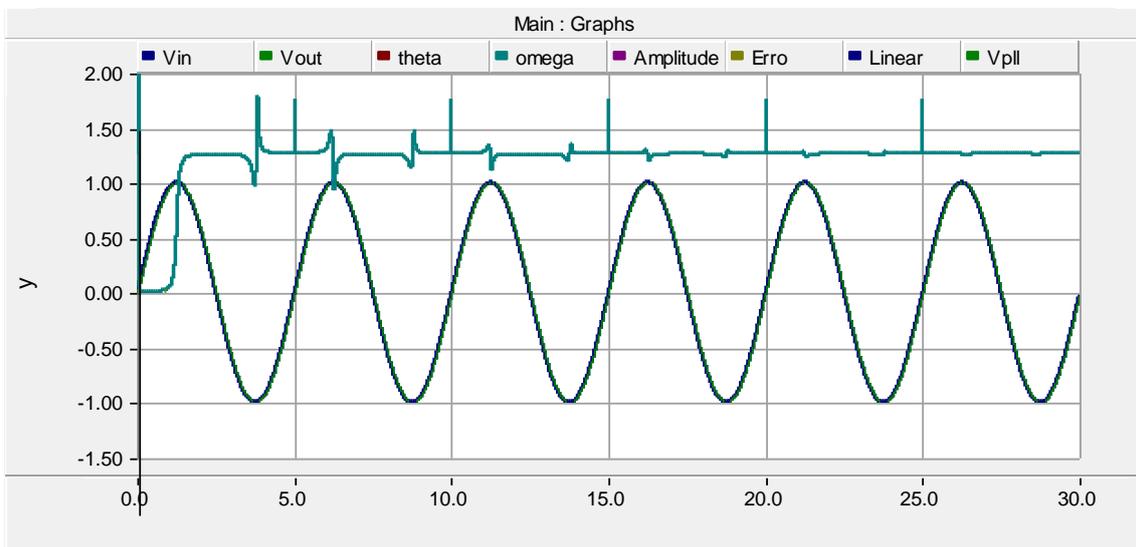


Figura 5.5– Dinâmica do rastreamento de frequência do EPLL.

5.1.3 Testes e validação do método

A presente seção visa estudar o método de sincronização proposto em A figura abaixo mostra os cálculos para reduzir as tensões trifásicas medidas em tensões do plano $\alpha\beta$, conforme a transformação de Clark. A transformação mostrada é aplicada para as duas redes de tensão.

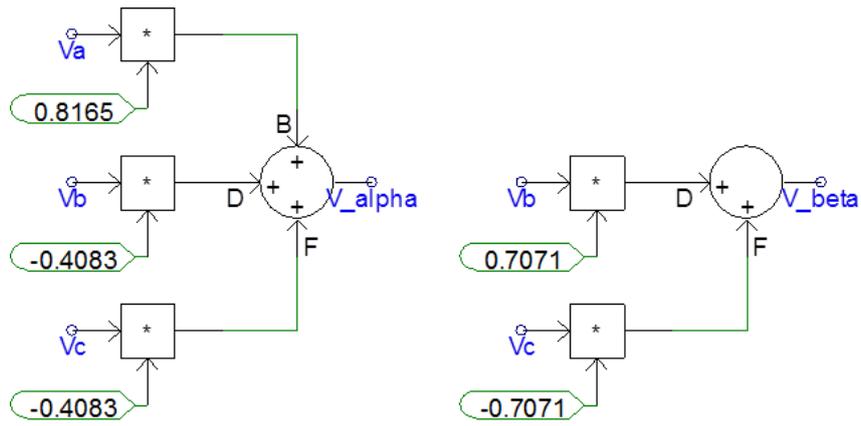


Figura 5.6– Implementação de transformação de Clark.

O detector de diferença de amplitude é baseado nas equações 4.8 e 4.9 e foi implementado de maneira que sua saída numérica esteja normalizada em p.u. A figura 5.7 mostra o diagrama de cálculos.

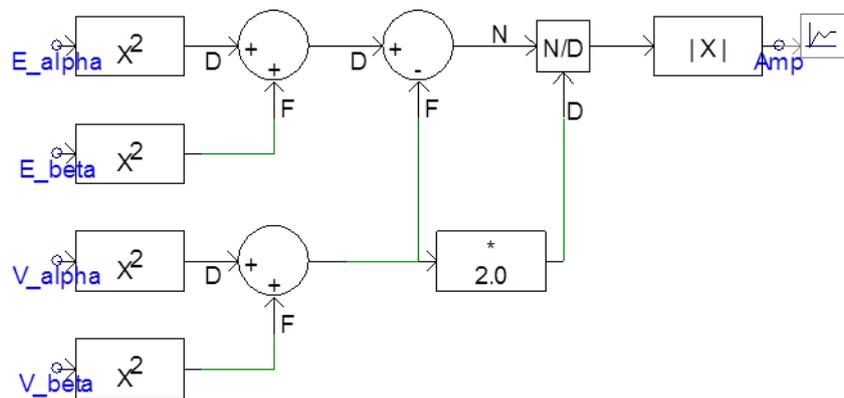


Figura 5.7– Detector de diferença de amplitude.

O detector de diferença de fase do observador via teoria pq é mostrado na figura abaixo. Esse consiste no cálculo das potências instantâneas fictícias como foi abordado na seção 4.1.3. A lógica de detecção é feita conforme as equações 4.10 e 4.11.

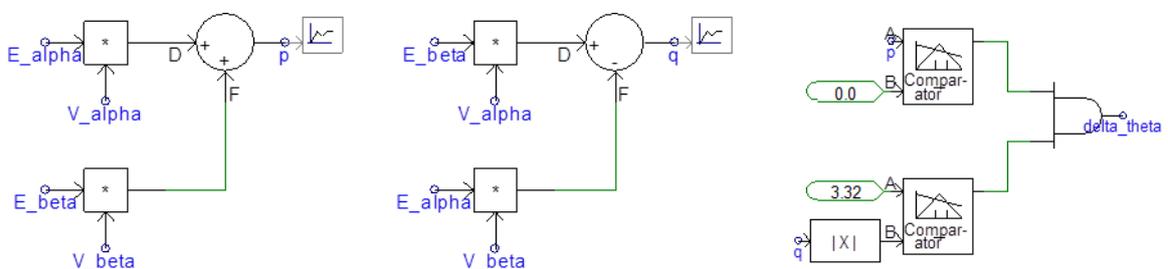


Figura 5.8– Detector de diferença de fase.

Com o EPLL, notaram-se algumas dificuldades no rastreamento da diferença de frequência, em virtude dos baixos valores de frequência resultantes. Para contornar tais

dificuldades, o detector foi implementado na simulação por meio de uma transformação que converte as potências instantâneas em uma grandeza fasorial, por meio do diagrama abaixo (figura 5.9). As variáveis de saída da transformação fornecem o ângulo de fase e o módulo do fasor girante. Para extrair o valor do escorregamento, bastou então utilizar uma operação de diferenciação na variável de fase.

Na prática, a operação de derivação no tempo é feita a partir de uma função de transferência que consiste de um zero na origem e um polo no eixo real do semi-plano esquerdo. O polo tem como objetivo filtrar sinais de alta frequência, limitando a amplificação dos mesmos em decorrência do zero do sistema. A figura 5.10 mostra os resultados do detector de escorregamento. É possível observar a presença de impulsos negativos na estimação. Isso ocorre devido à descontinuidade da forma de onda de fase fornecida pela transformação fasorial.

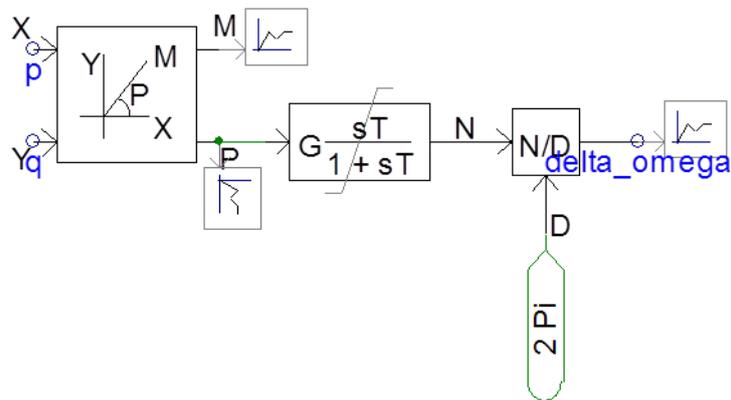


Figura 5.9– Detector de escorregamento.

Com os detectores que compõem o observador já estabelecidos, resta os testes regidos por norma de variação de amplitude e variação de frequência. A rampa que rege a variação (figura 5.11) começa em um valor acima do limite de tensão máximo e termina em um valor que gera uma diferença de amplitude aceitável por parte do observador de sincronismo. Os valores se mantêm estáveis e dentro dos limites aceitáveis.

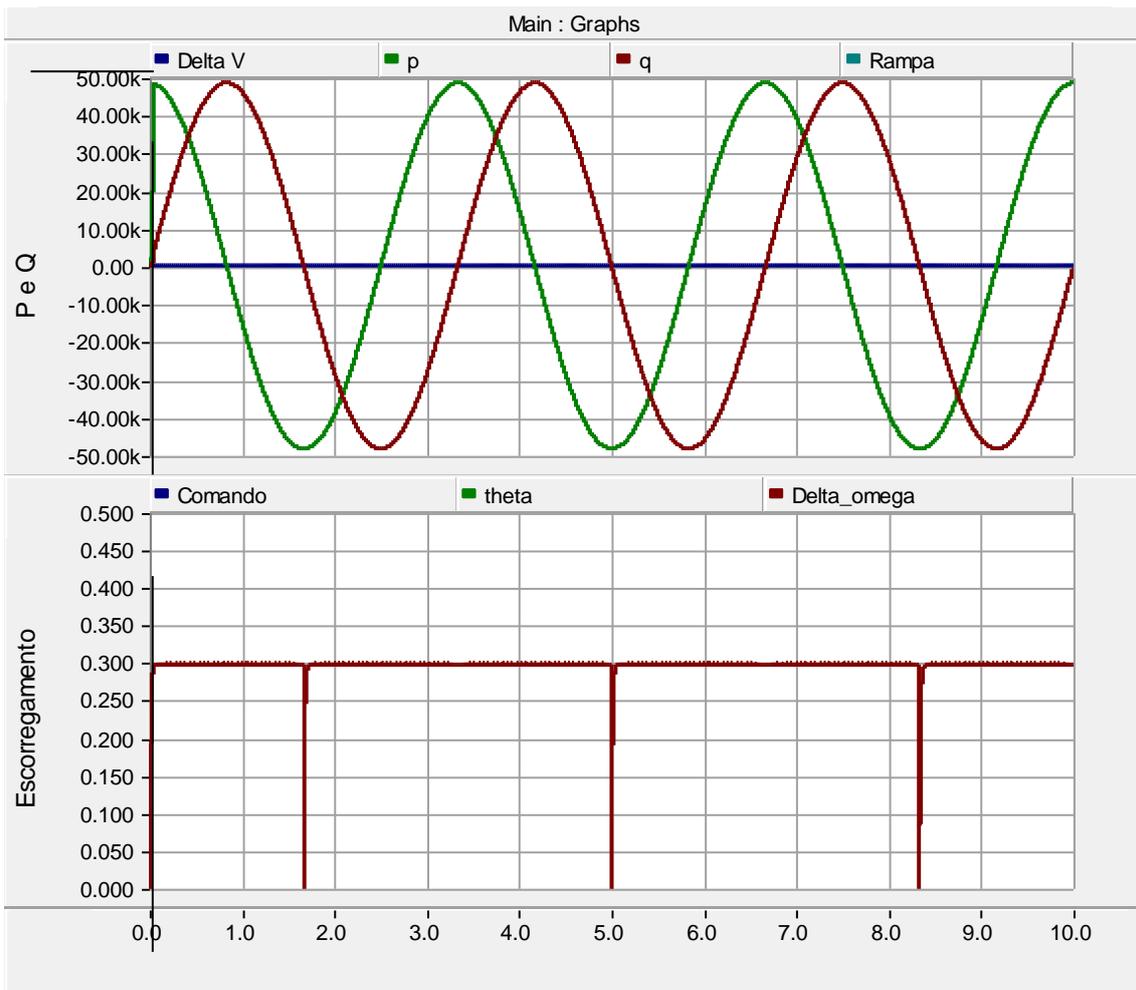


Figura 5.10– Detecção de escorregamento.

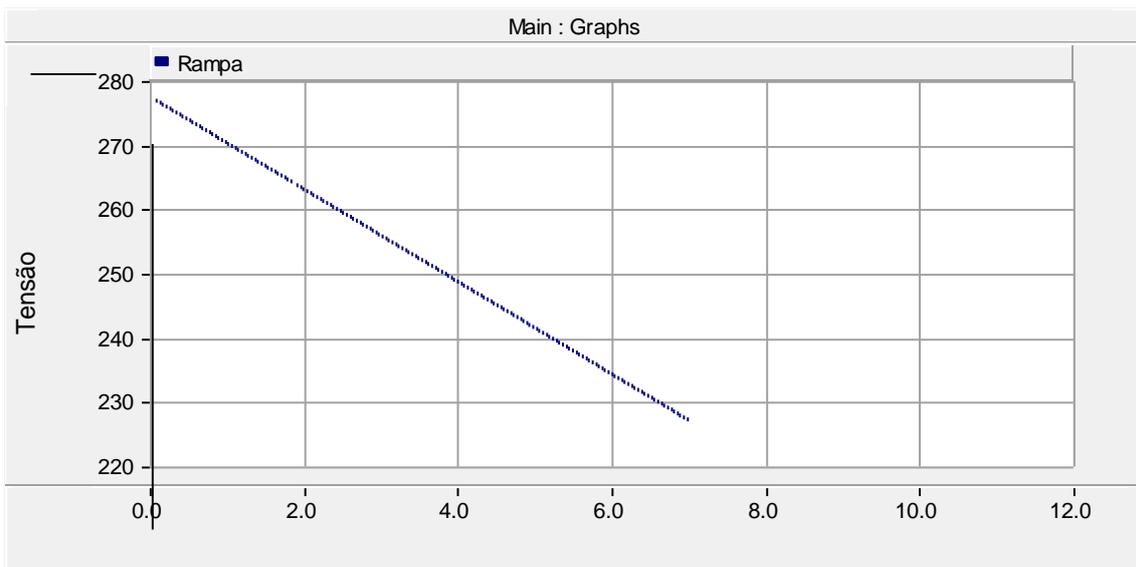


Figura 5.11 – Rampa de teste do observador para a variação de tensão.

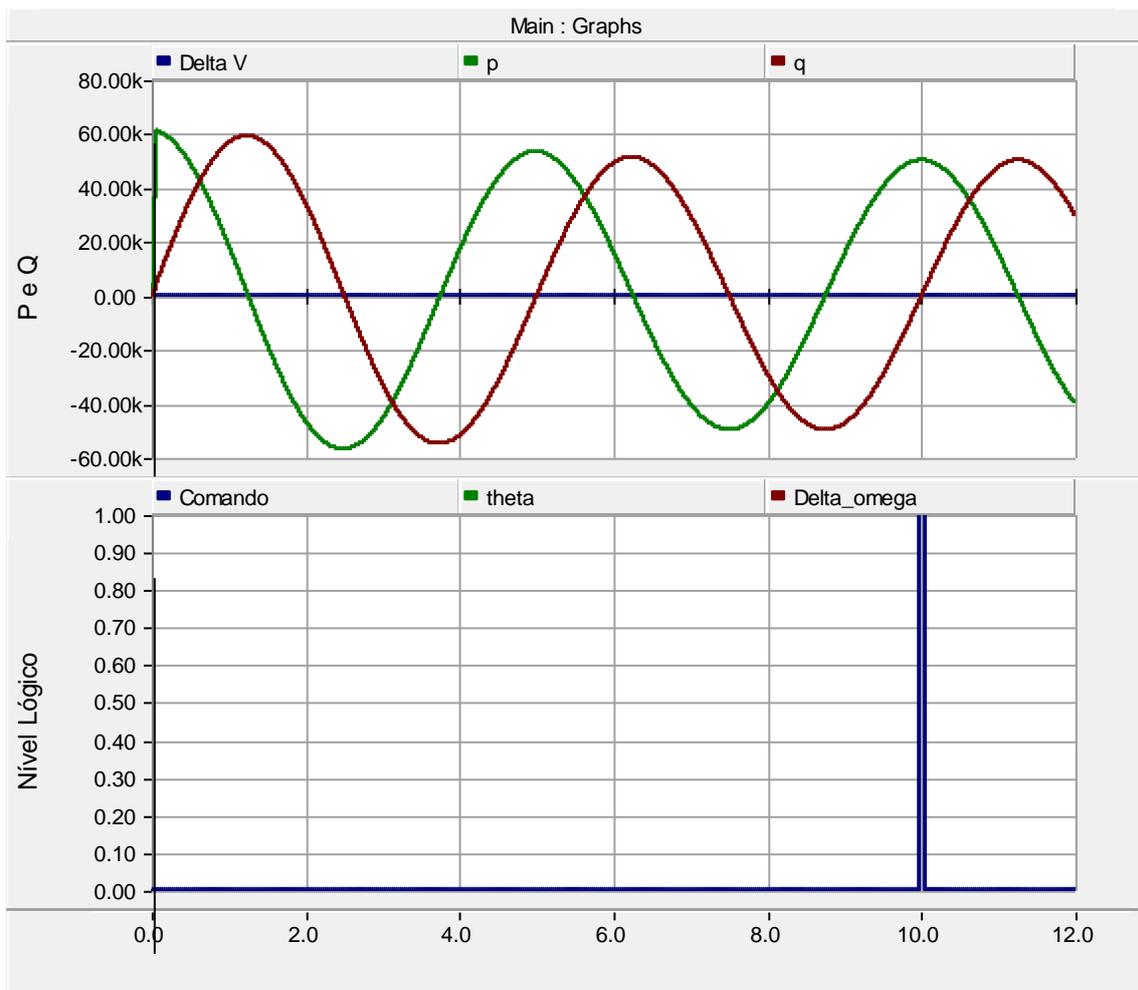


Figura 5.12 – Teste de sincronismo (variação de amplitude).

A figura acima mostra o resultado do teste. Nota-se que o comando de fechamento das chaves só é dado quando a rampa entra no limite máximo permitido. As figuras abaixo mostram os resultados dos testes de variação de frequência. A rampa começa no valor de 60.5 Hz, significando um valor impróprio de escorregamento entre as redes. A rampa então decresce, e atinge de um valor que gera um escorregamento abaixo do limite máximo.

O teste de variação mostra então que o observador não manda o comando de fechamento até que o limite de escorregamento seja respeitado. Os testes então mostram que a sincronização é percebida pelo observador, de acordo com os valores máximos estabelecidos.

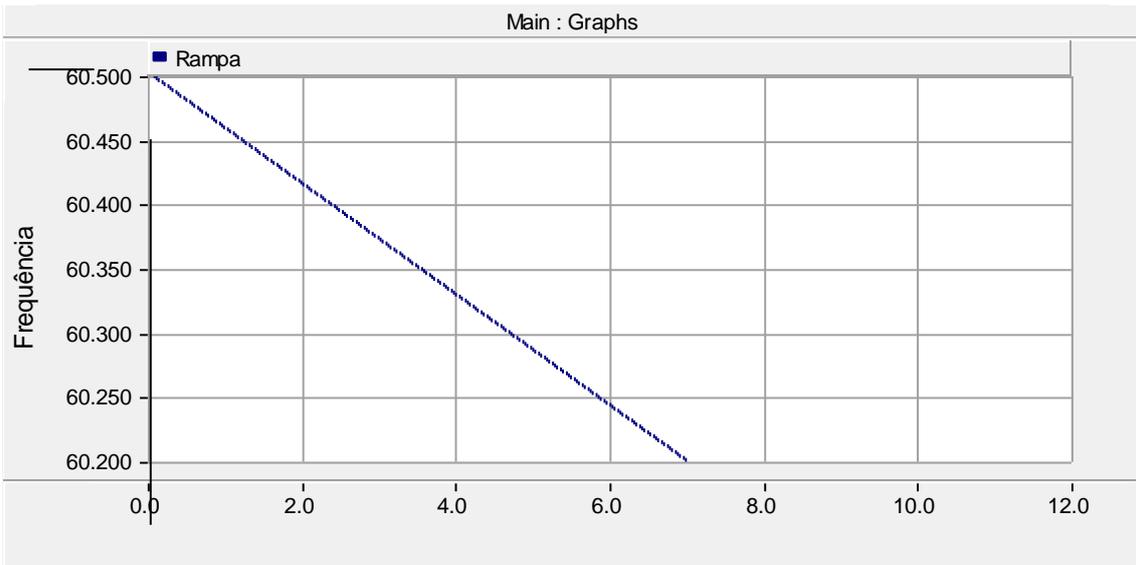


Figura 5.13 – Rampa do teste de variação de tensão.

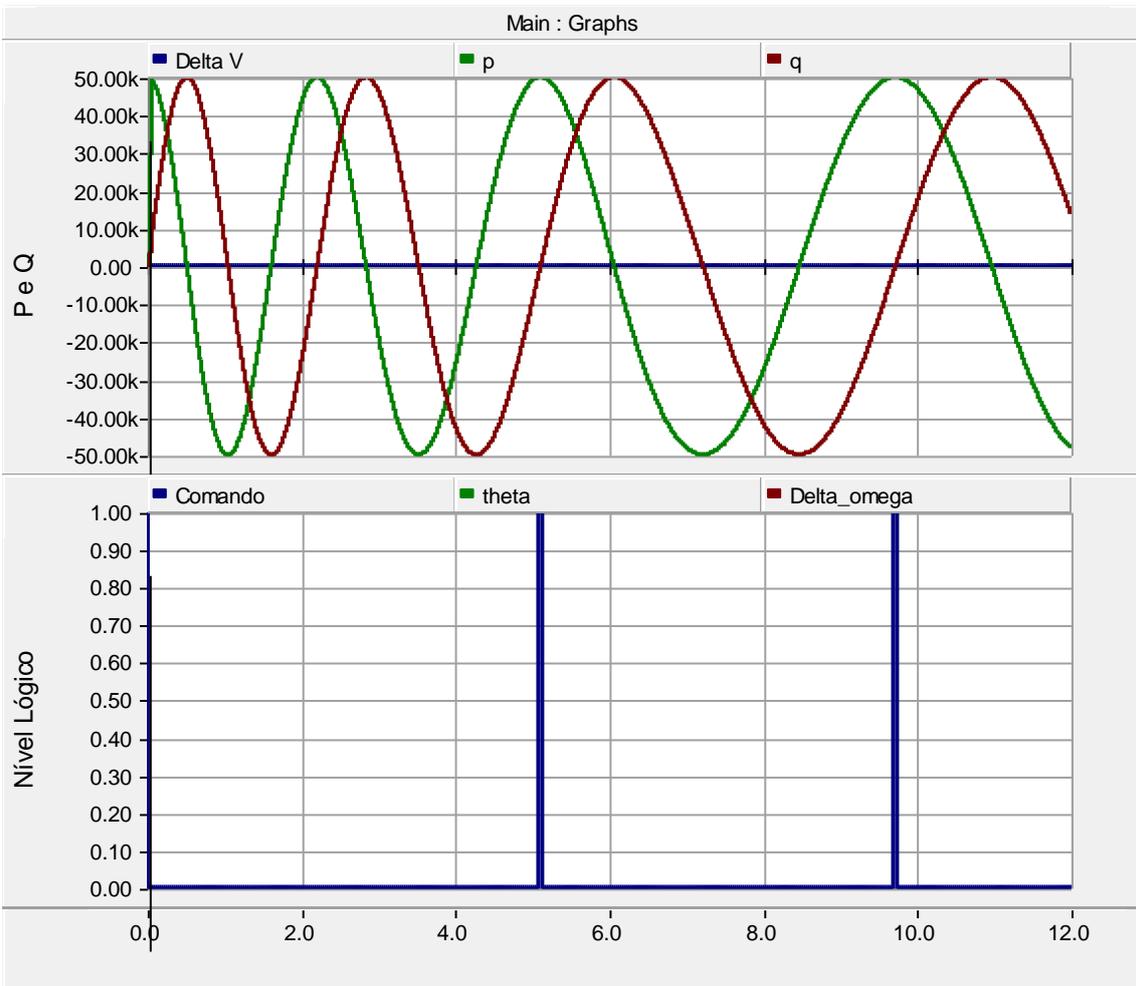


Figura 5.14 – Teste de sincronismo (variação de frequência).

5.2 Método de sincronização com número de medidas reduzido

5.2.1 Esquemático do circuito

Nessa simulação, o elemento de ligação implementado foram tiristores na configuração antiparalelo, permitindo assim que o fluxo de corrente entre as redes seja bidirecional. Tal topologia é chamada de chave estática para correntes alternadas. A figura 5.1 mostra a chave estática entre as redes de tensão. As tensões de fase de cada rede são observadas apenas para fins de validação dos cálculos feitos, não fazendo parte do método de sincronismo que se deseja validar.

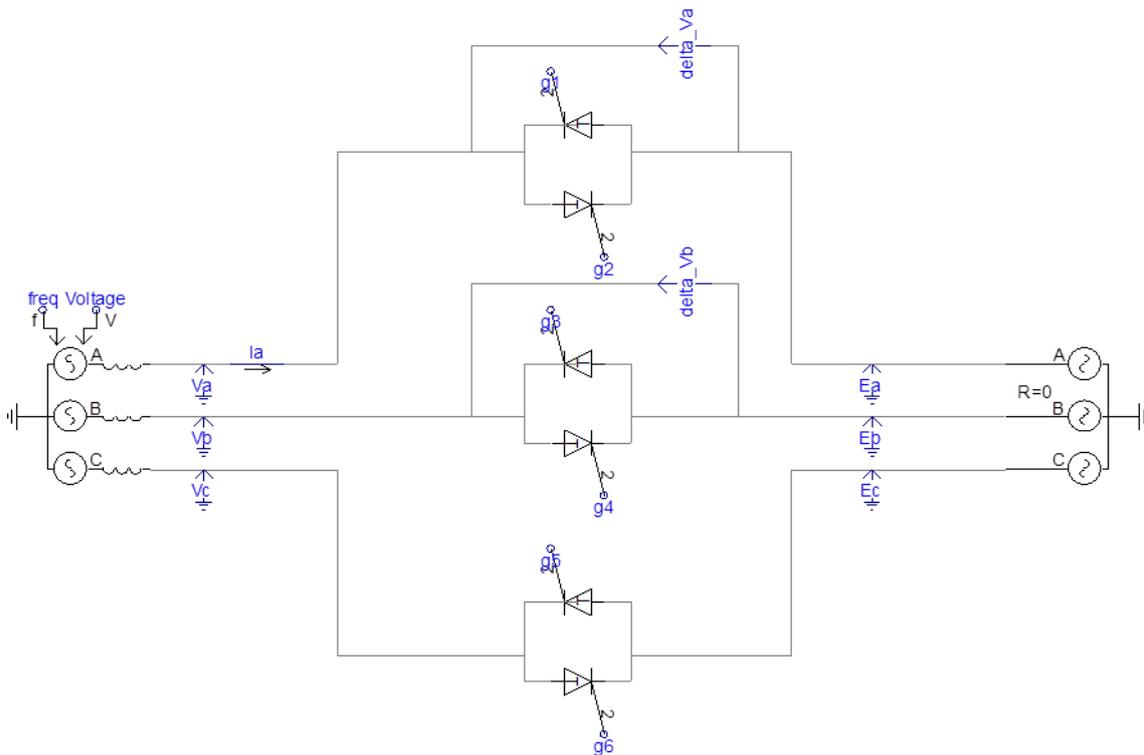


Figura 5.15 – Topologia do circuito simulado.

Para enviar o comando de disparo aos tiristores, foi construída uma lógica para geração de pulsos, com frequência de 60 Hz, para disparar e coordenar adequadamente o funcionamento da configuração de tiristores em antiparalelo. Como se trata de um circuito trifásico, cada fase deve possuir uma sequência de pulsos, defasadas 120° entre si.

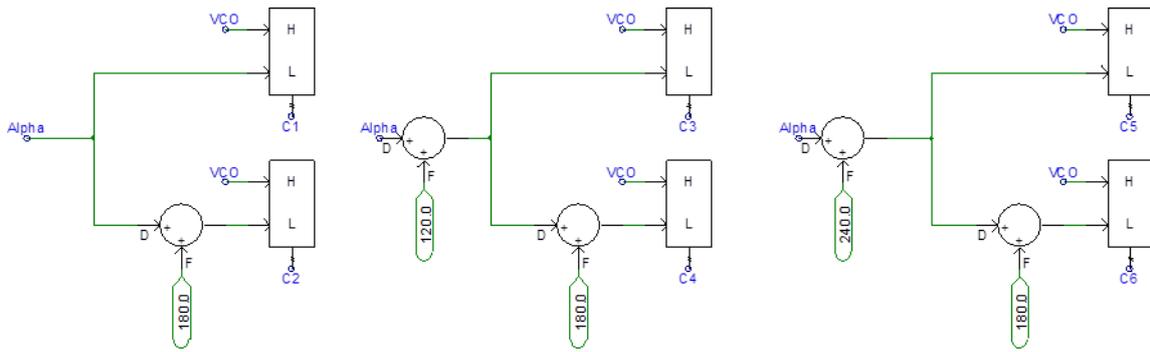


Figura 5.16 – Blocos de geração de pulsos de disparo para os tiristores.

O comando de disparo é levado para o conjunto de tiristores conforme mostra a figura 5.16. O comando de controle é dado pelo observador de sincronismo, de forma que os disparos dos pulsos de condução só são autorizados quando o nível lógico do comando do controlador for positivo. Cada porta lógica leva um pulso de disparo para seu devido tiristor.

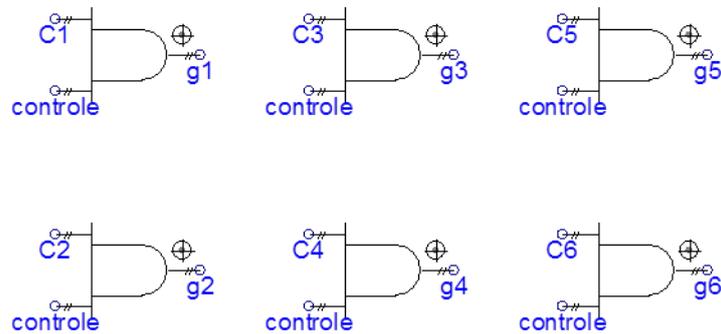


Figura 5.17 – Lógica de disparo com pulso de controle do observador de sincronismo.

5.2.2 Projeto do EPLL para detecção de amplitude

A malha de fase do EPLL foi projetada para rastrear sinais de aproximadamente 60 Hz, que é a frequência síncrona do sistema elétrico. Porém, o sinal que se deseja detectar vem da malha de detecção de amplitude. A mesma implementação em simulação da figura 5.2 foi utilizada nesse caso. Nesse capítulo, porém, o EPLL foi projetado de modo a aperfeiçoar a detecção da amplitude dos sinais de entrada do observador de sincronismo. Os valores do controlador e da malha de amplitude calculados foram:

$$K_p = 1066.13 \quad (5.4)$$

$$K_i = 2.274.064 \quad (5.5)$$

$$T_i = 0.0004 \quad (5.6)$$

$$G = 300 \quad (5.7)$$

O ganho da malha de amplitude foi escolhido empiricamente, pois com valores muito grandes notou-se a presença de ruídos indesejados. Já com ganhos muito baixos, o atraso da malha afetava muito a detecção da envoltória do sinal. Com o valor adotado, ambas as dificuldades encontradas com a mudança de ganho foram satisfatoriamente contornadas. As figuras abaixo mostram o comportamento do EPLL com os valores calculados acima.

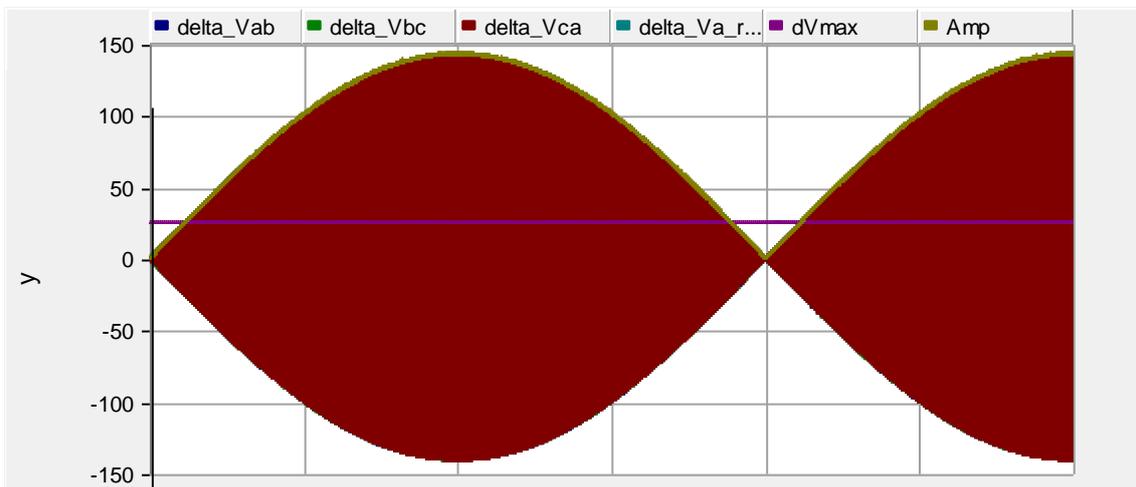


Figura 5.18 – Dinâmica de detecção de amplitude do EPLL.

É possível observar acima que a estimação do EPLL acompanha a envoltória do sinal de batimento. A figura abaixo denota que a malha de detecção possui um atraso, que foi minimizado pela escolha do valor do ganho.

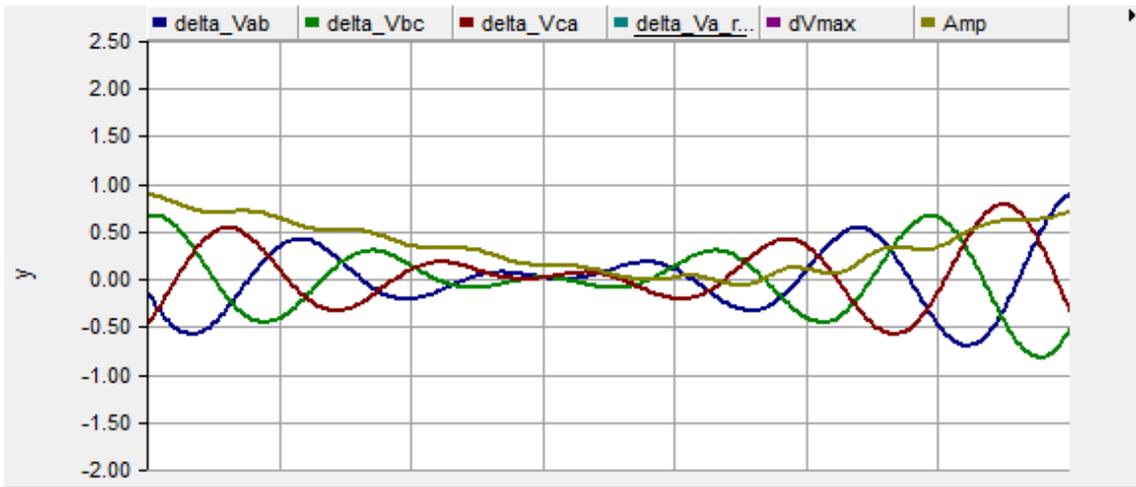


Figura 5.19 –Dinâmica de detecção de amplitude do EPLL (detalhe).

Foi validado então que o EPLL funciona bem como um detector de amplitude, e pode ser usado na implementação do método, que será feita a seguir.

5.2.3 Testes e validação do método

Para validação do método proposto, foi feito o teste de estimação das tensões de linha, usados como base para o detector de sincronismo. A figura a seguir mostra as operações feitas de acordo com as equações 4.27, 4.28 e 4.29. A figura mostra também o cálculo do valor máximo de tensão por meio do limite de defasagem máxima adotado, segundo a equação 4.39. O valor máximo de defasagem que foi utilizado na simulação foi escolhido com base na tabela 2.1, para valores de potência de operação menores do que 500 kVA.

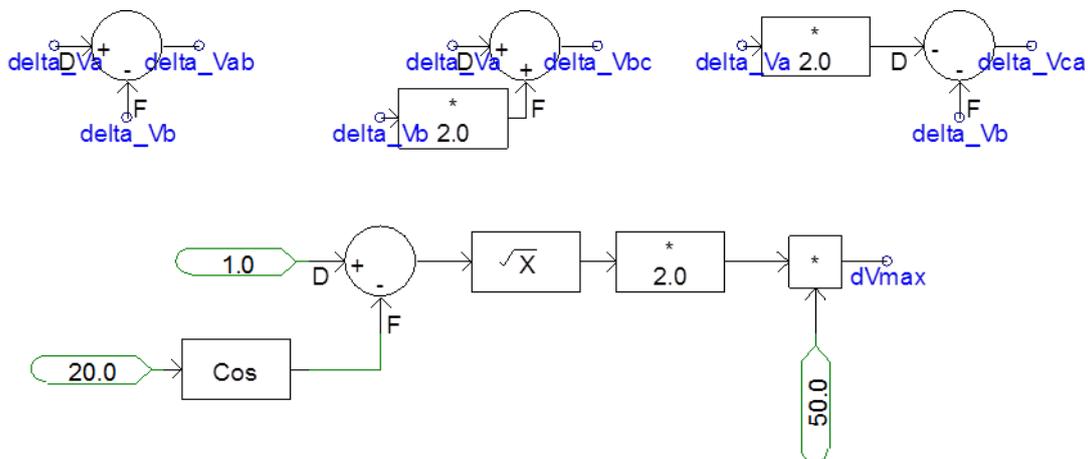


Figura 5.20 – Geração do sistema de tensões de linha diferencial.

A figura abaixo mostra o gráfico gerado pelos cálculos da figura 5.20. Nesse caso, há uma defasagem entre as redes de 30° , porém sem diferença de amplitude ou frequência. Percebe-se que o valor das tensões excede o valor máximo calculado (linha em roxo). Percebe-se também que o sistema de tensões é equilibrado e que não mostra nenhum tipo de interferência quando não há perturbações significativas nas redes.

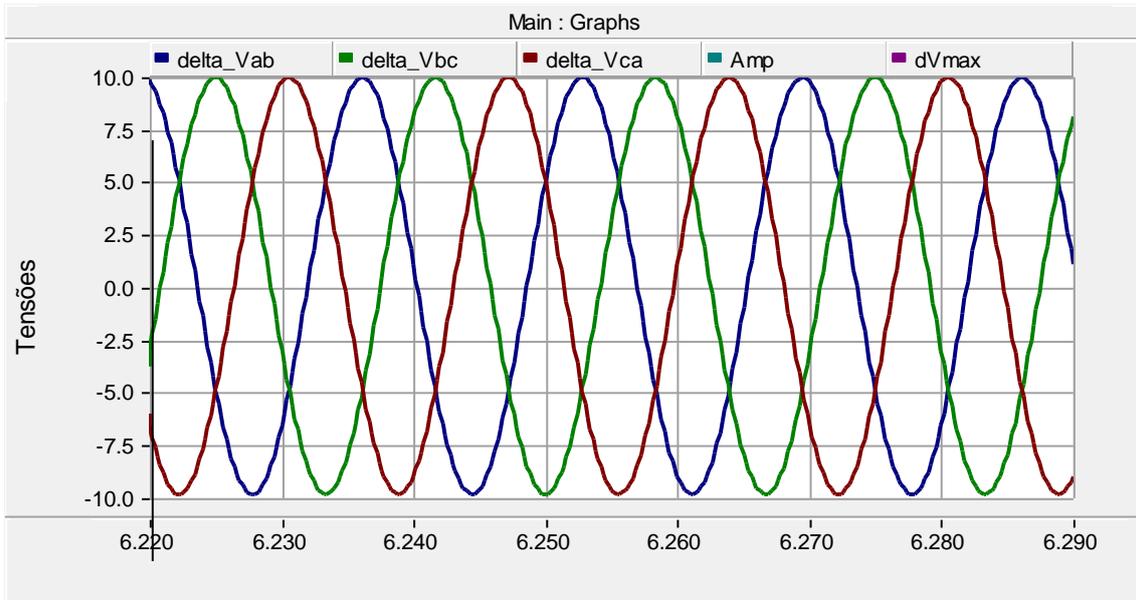


Figura 5.21 – Tensões de linha diferenciais geradas pelo sistema.

As figuras 5.22 e 5.23 abaixo mostram a avaliação do sistema acima na presença de um escorregamento de frequência entre as redes. No caso, o valor do escorregamento simulado é de 0.3 Hz, sem variação de amplitude de tensão entre as redes. Nota-se facilmente a forma de onda característica do batimento entre as frequências discrepantes das redes. A figura 5.23 mostra com detalhe o momento que as tensões se anulam por conta do batimento. É possível observar que se não há um desequilíbrio de fase nas redes, as três tensões estimadas se tornam zero em instantes de tempo iguais.

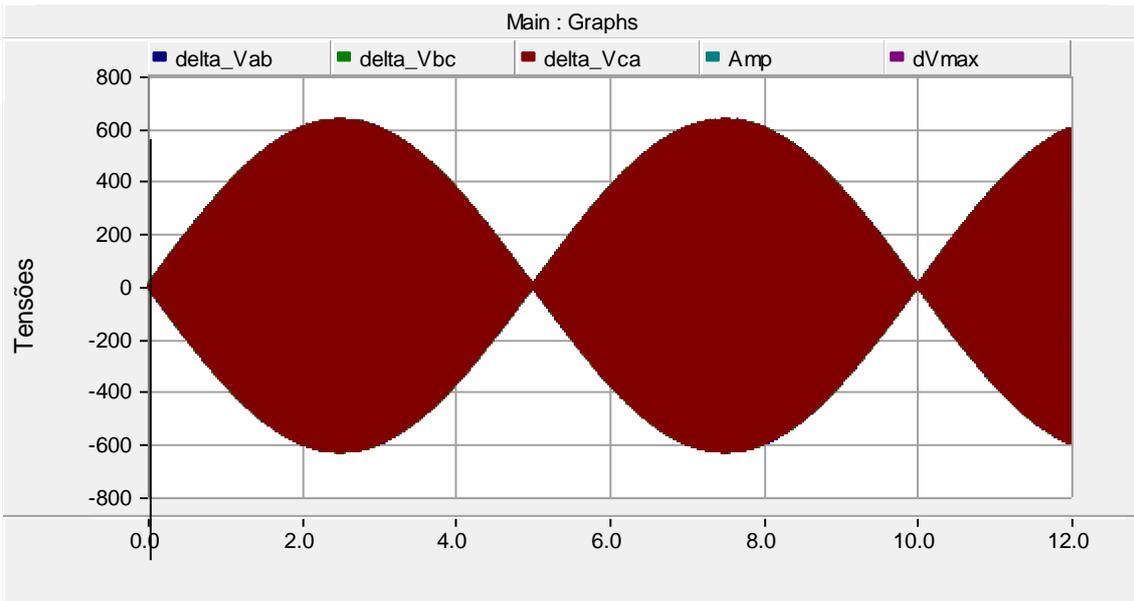


Figura 5.22 – Tensões estimadas com escorregamento.

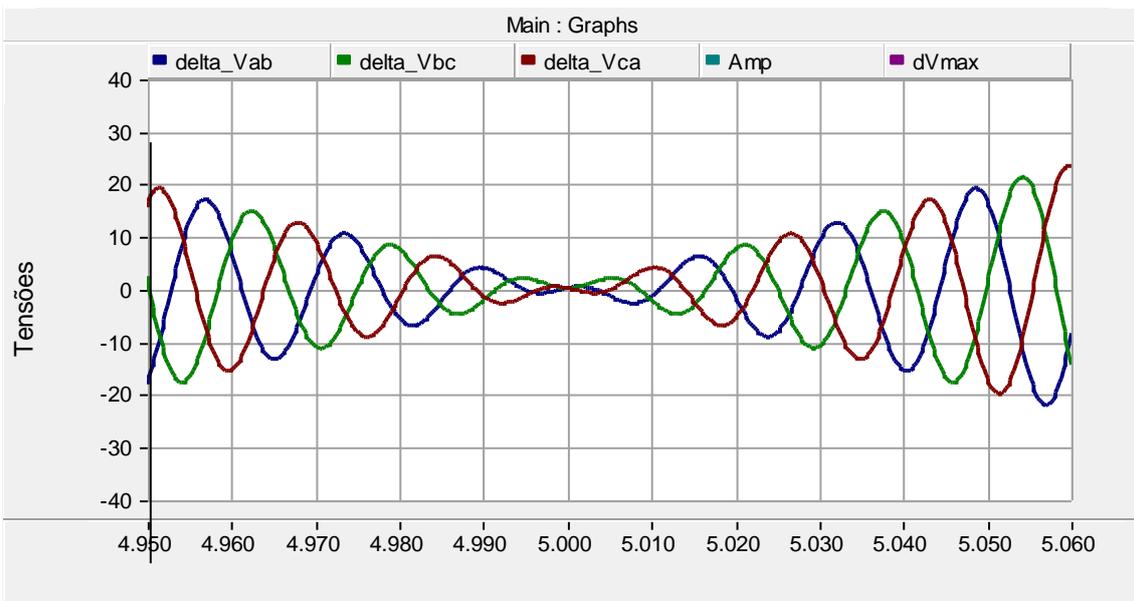


Figura 5.23 – Tensões geradas com escorregamento (detalhe do ponto de nulidade).

Com isso, é possível mostrar a topologia do observador de sincronismo, responsável por gerar o sinal de comando por meio do sistema estimado. Quando o valor de tensão observada é menor que o valor máximo de tensão calculado, o comparador fornece um nível lógico alto. Esse nível aciona um integrador, que gera uma rampa para contar o tempo em que a tensão permanece menor do que o valor máximo. O integrador é reiniciado caso o nível lógico volte a ser zero.

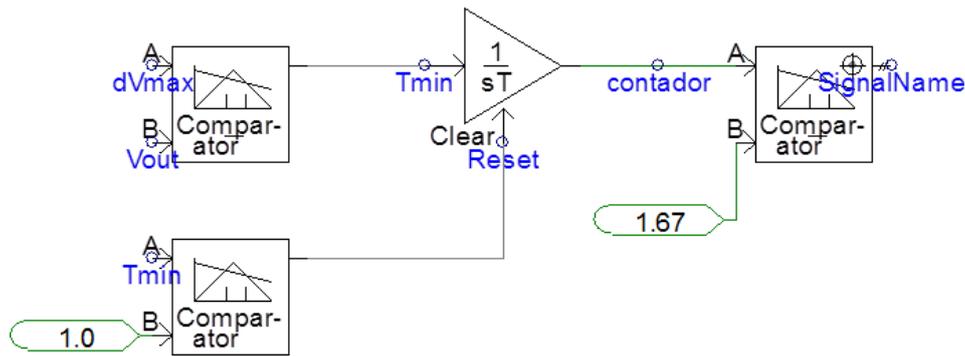


Figura 5.24 – Observador de sincronismo.

Finalmente, o teste de validação do método de sincronismo pode ser aplicado. As figuras a seguir mostram os resultados dos testes descritos na seção 2.5. Para o teste de tensão, a rampa utilizada para variar a amplitude é mostrada na figura a seguir. O teste de tensão demonstrou que o observador não permite a interligação enquanto a variação da rampa não acarretar um limite aceitável. No caso, a tensão de base das redes é de 220V.

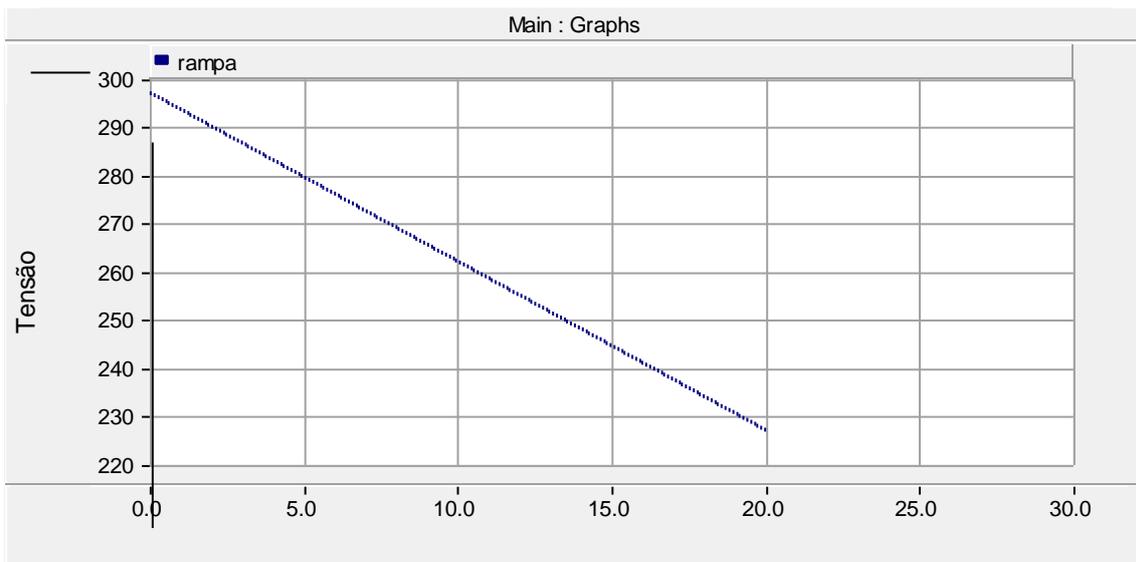


Figura 5.25 – Rampa de variação de tensão.

A figura 5.26 mostra que o comando é dado pelo observador apenas no momento em que todos os parâmetros estão respeitando as normas adotadas. Isso ocorre quando a variação da rampa atinge um valor de tensão bem próximo do valor de tensão da outra rede. Com isso, o observador detecta o sincronismo entre as redes, de acordo com o teste de variação de tensão.

O segundo teste é aplicado, variando-se agora a referência de frequência de uma das redes, de acordo com a rampa mostrada na figura 5.27. O valor máximo de

escorregamento entre as redes permitido é de 0.3 Hz. A rampa começa em 60.5 Hz, e vai decaindo até atingir um valor de 60.2 Hz, valor que gera um escorregamento aceitável entre as redes.

A figura 5.28 mostra o resultado obtido para o teste. É possível observar que o sincronismo só é atingido a partir de 16 segundos, quando a frequência de uma das redes atinge um valor próximo da outra. Assim, o observador detecta bem o sincronismo para o teste de variação de frequência.

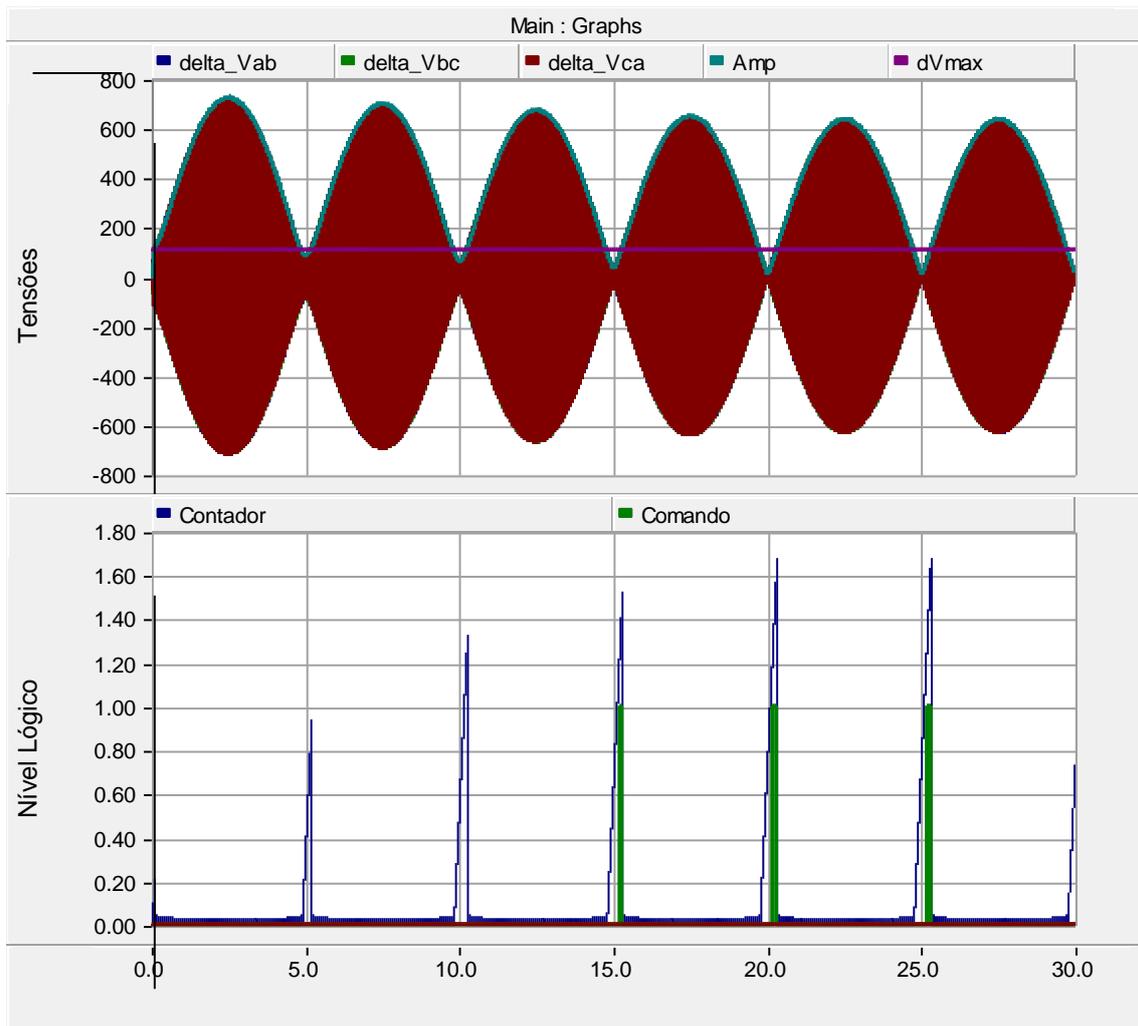


Figura 5.26 – Detecção do observador de sincronismo (variação de tensão).

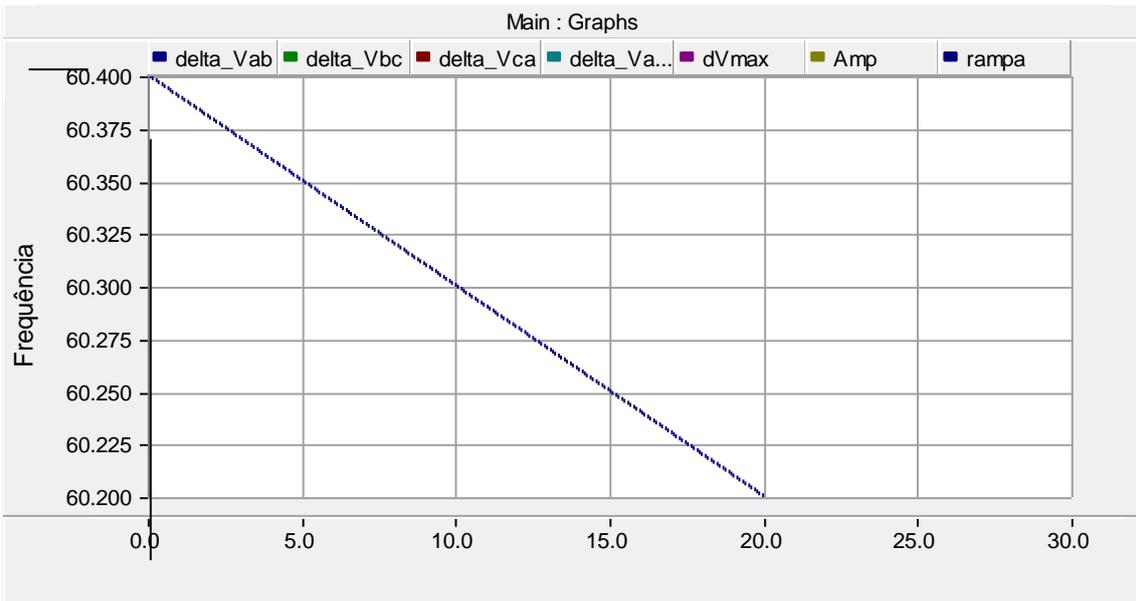


Figura 5.27 – Rampa de variação de frequência.

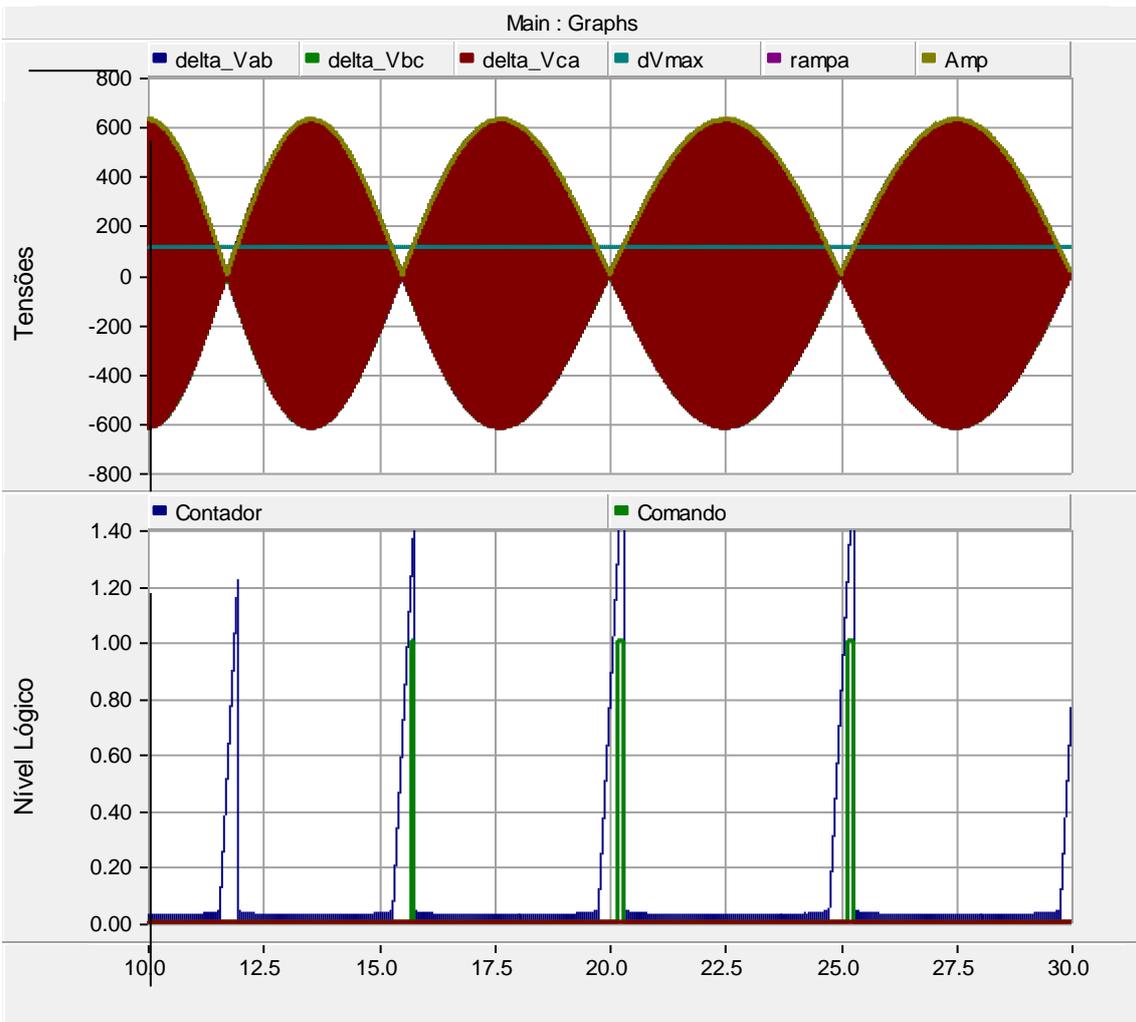


Figura 5.28 – Detecção do observador de sincronismo (variação de frequência).

6 Considerações finais

O presente trabalho propôs o estudo da verificação de sincronismo voltado para redes de geração distribuída, analisando os métodos existentes de sincronismo já conhecidos na literatura e propondo soluções com métodos mais sofisticados e robustos, que diminuam o número de medidas necessárias e facilitam o processo de interligação.

Os métodos propostos foram validados, visto que esses operam de acordo com os critérios e normas que regulam as redes de geração distribuída. Foi mostrado também que os métodos se comportam bem, considerando que os resultados de simulação obtidos concordaram com toda a análise teórica abordada pelo trabalho. Houve algumas dificuldades na elaboração e na validação dos resultados, como no caso do EPLL observando sinais de baixa frequência.

Futuramente, os métodos de sincronismo propostos podem ser aperfeiçoados em quesitos de flexibilidade e funcionalidade, podendo assim prever o momento do sincronismo, observar distúrbios entre as redes, como desbalanço de tensões ou distorções harmônicas, e até serem aplicados em máquinas síncronas e outros dispositivos geradores, além de diversos tipos de elementos físicos de ligação entre as redes. É possível também avaliar a possibilidade dos métodos se tornarem completamente automatizados.

A gama de estudos apresentada no presente trabalho serviu de grande aprendizado, visto que foi possível aplicar, demonstrar e incrementar diversos tipos de conhecimento ligados a diferentes áreas da engenharia elétrica.

Referências Bibliográficas

- [1] dos Reis, L. B. (2003). *Geração de energia elétrica: Tecnologia, inserção ambiental, planejamento, operação e análise de viabilidade*. Manole.
- [2] FALCÃO, D. M. (2009). Smart grids e microrredes: o futuro já é presente. *SIMPÓSIO DE AUTOMAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS*, 8.
- [3] Asano, H., Hatziargyriou, N., Iravani, R., & Marnay, C. (2007). Microgrids: an overview of ongoing research, development, and demonstration projects. *IEEE Power Energy Magazine*, 78-94.
- [4] Kosow, I. L. (1991). *Electric machinery and transformers*. Prentice Hall.
- [5] Ransom, D. L. (2014). Get in step with synchronization. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, 50(6), 4210-4215.
- [6] *Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms and Contact Designations*, C37.2, 2008
- [7] de Energia Elétrica, P. D. D. (2010). no Sistema Elétrico Nacional–PRODIST. *Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)*
- [8] ISC Committee. (2003). IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. *New York, NY: Institute of Electrical and Electronics Engineers*.
- [9] Ogata, K. (2001). *Modern control engineering*. Prentice Hall PTR.
- [10] Karimi-Ghartemani, M. (2014). Linear and pseudolinear enhanced phase-locked loop (EPLL) structures. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, 61(3), 1464-1474.
- [11] Ogata, K. (1995). *Discrete-time control systems* (Vol. 2). Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall.
- [12] Lathi, B. P. (2009). *Linear systems and signals*. Oxford University Press.
- [13] Akagi, H., Watanabe, E. H., & Aredes, M. (2007). *Instantaneous power theory and applications to power conditioning* (Vol. 31). John Wiley & Sons.
- [14] Thompson, M. J. (2012, April). Fundamentals and advancements in generator synchronizing systems. In *Protective Relay Engineers, 2012 65th Annual Conference for* (pp. 203-214). IEEE.
- [15] Evans, R. A. (1990). A manual/automatic synchronization circuit for a 37.5 MVA steam-turbine-driven generator. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, 26(6), 1081-1085.

- [16] Benmouyal, G., Schweitzer, E. O., & Guzman, A. (2004, April). Synchronized phasor measurement in protective relays for protection, control, and analysis of electric power systems. In *Protective Relay Engineers, 2004 57th Annual Conference for* (pp. 419-450). IEEE.