



**INSTITUTO
FEDERAL**
Paraíba

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E
TECNOLOGIA DA PARAÍBA**

**COORDENAÇÃO DO CURSO SUPERIOR DE
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Gustavo Maciel de Sousa Gabriel Pereira

**Geração Distribuída e Sistemas de Potência:
Emulação de Inércia Virtual**

João Pessoa

2021

Gustavo Maciel de Sousa Gabriel Pereira

Trabalho de Conclusão de Curso

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Coordenação do Curso Superior de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica
Orientador: Alvaro de Medeiros Maciel

João Pessoa

2021

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Biblioteca Nilo Peçanha do IFPB, *campus* João Pessoa

P436g Pereira, Gustavo Maciel de Sousa Gabriel.

Geração distribuída e sistemas de potência: emulação de inércia virtual / Gustavo Maciel de Sousa Gabriel Pereira. – 2021.
36 f. : il.

TCC (Graduação – Bacharelado em Engenharia Elétrica) –
Instituto Federal de Educação da Paraíba / Coordenação do Curso
Superior de Bacharelado em Engenharia Elétrica, 2021.

Orientação : Prof^o Álvaro de Medeiros Maciel.

1. Energia renovável. 2. Gerador síncrono. 3. Conversor de
potência. 4. Inércia virtual. 5. Sincronização de potência. I. Título.

CDU 620.91 (043)

Lucrecia Camilo de Lima
Bibliotecária – CRB 15/132

Gustavo Maciel de Sousa Gabriel Pereira

Geração Distribuída e Sistemas de Potência: Emulação de Inércia Virtual

Este trabalho de conclusão de curso foi julgado no contexto da disciplina Defesa do Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica e **aprovado** na sua forma final pela Coordenação do Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica.

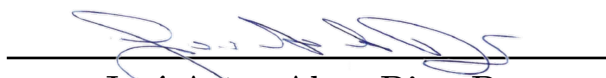
João Pessoa, 27 de Dezembro de 2021



Alvaro de Medeiros Maciel

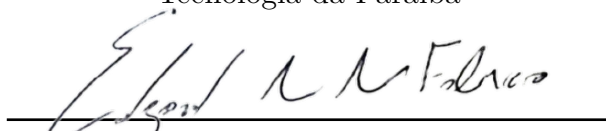
Orientador

Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia da Paraíba



José Artur Alves Dias, Dr.

Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia da Paraíba



Edgard Luiz Lopes Fabrício, Dr.

Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia da Paraíba

Agradecimentos

Reservo este espaço para agradecer a:

Os meus familiares, por me auxiliarem durante os tempos que passei trabalhando e estudando e me oferecer suporte em diversas situações.

Os professores do IFPB, por me auxiliar tirando minhas dúvidas e me ensinando maravilhosamente. E ao IFPB em geral por me permitir ter essa experiência magnífica e manter meus estudos.

Aos meus amigos, que me incentivaram, foram prestativos e me acompanharam nessa jornada.

O professor Álvaro Maciel, por ser paciente e prestativo e me auxiliar no desenvolvimento deste trabalho.

Muito obrigado a todos vocês.

Resumo

Com a crescente participação da geração distribuída e utilização de usinas solares e eólicas como fontes de energia renovável, as quais utilizam inversores para inserção de energia na rede, os sistemas antes dominados pela geração através de alternadores síncronos observam comportamentos instáveis quando frente a distúrbios de tensão e corrente devido à falta de inércia dos inversores. Como a energia renovável é necessária para o desenvolvimento humano sustentável, a solução é a implementação de inércia virtual nos inversores através de métodos de controle de potência.

Palavras-chave: Energias Renováveis; Gerador Síncrono; Conversor de Potência; Inércia Virtual; Sincronização de Potência; Controle por Admitância;

Abstract

With the increasing distributed generation and power plants based on renewable energy sources, such as wind and solar, that uses converters to contribute to the grid, the systems once solely based on synchronous generators observe unstable voltage and current behavior when disturbed due to the lack of converter's inertia. As the renewable energy is necessary for sustainable human development, the solutions rely on implementing virtual inertia on the converters using power control methods.

Key-words: Renewable Energy; Synchronous Generator; Power Converter; Virtual Inertia; Power Synchronization; Admittance control;

Lista de ilustrações

Figura 1 – Circuito Elétrico Simplificado de Máquina/Gerador Síncrono	13
Figura 2 – Características de Conjugado Vs Ângulo	14
Figura 3 – Estrutura do <i>Synchronous Power Controller</i> (SPC)	16
Figura 4 – Circuito Simplificado do Funcionamento de Gerador Elétrico Síncrono .	18
Figura 5 – Limites por aquecimento de enrolamentos de campo e armadura	19
Figura 6 – Esquema de controle por (a esquerda) Impedância (direita) Admitância	20
Figura 7 – <i>Loop</i> de admitância ligado ao controlador de corrente	21
Figura 8 – Modelo Matemático do SPC	22
Figura 9 – Saída do G_{PLC} , a Frequência Angular Interna	28
Figura 10 – Potência Ativa Instantânea, em azul, e Potência de Referência da Rede, em laranja	28
Figura 11 – Potência Ativa filtrada, em azul, e Potência de Referência da Rede, em laranja	29
Figura 12 – Potência Reativa instantânea	29
Figura 13 – Correntes de Inserção na Rede, Fase A em Azul, Fase B em vermelho e Fase C em laranja	30
Figura 14 – Corrente de Inserção na Rede centrado no Período de Transição $t=2s$.	31

Lista de tabelas

Tabela 1 – Parâmetros de Simulação	27
----------------------------------------------	----

Lista de abreviaturas e siglas

ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
SIN	Sistema Interligado Nacional
RoCoF	<i>Rate of Change of Frequency</i>
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
SPC	<i>Synchronous Power Controller</i>
VSC	<i>Voltage Source Controller</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
FEM	Força Eletromotriz
RMS	<i>Root Mean Square</i>
V	Volts
A	Ampere
MWmed	MegaWatts Médio

Lista de símbolos

φ	Impedância do Fluxo de Entreferro Girante
ξ	Parâmetro de Controle
δ	Diferença do Ângulo de Tensão
ω	Frequência Angular
Ω	Unidade de medida para resistência Ôhmica

Sumário

	Lista de tabelas	7
1	INTRODUÇÃO	11
2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA VERSUS INÉRCIA DOS ALTERNADO- RES SÍNCRONOS	13
3	A EMULAÇÃO SINTÉTICA DA INÉRCIA	17
3.1	Modelo Base	17
3.2	Abordagem por Admitância Virtual	19
3.3	Controle Geral de Potência	21
3.4	Sincronização da Potência	23
3.4.1	<i>SM Swing</i>	23
3.4.2	Controlador em Loop de Potência baseado em PI	24
4	RESULTADOS DA SIMULAÇÃO	27
5	CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS	32
	REFERÊNCIAS	34

1 Introdução

Com o crescente investimento e demanda por energias renováveis, diversos programas de investimento e substituição das atuais energias fósseis por usinas de energia renovável são cada vez mais frequentes e imponentes, exigindo, com curtos prazos de entrega, a mudança do padrão de geração elétrica. Segundo o Boletim Diário da Operação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), cerca de 12439 MW medem advém da geração eólica e solar, representando 18,45% [1] da produção de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Na Califórnia, Estados Unidos, cerca de 24% da produção de energia é solar, e planejado aumentar para 50% até 2030, e na Europa planeja, até 2030, possuir 32% da produção de energia como renovável[2]. Com uma participação significativa na produção de energia nacional, a estabilidade do sistema é posta em dúvida devido às intermitências que os sistemas eólicos e solares possuem correspondente a dependência de fatores naturais, tais como força dos ventos e nuvens. Contudo, a geração renovável desenvolveu diversas técnicas de produção, armazenamento e despacho com algoritmos preditivos e otimização de bancos de baterias com a finalidade de reduzir custos e melhorar a fidelidade da geração de energia [3], [4], [5], melhorando, cada vez mais, sua estabilidade.

Entretanto, com a crescente porcentagem de participação de energias renováveis no SIN, e principalmente seguindo a tendência internacional [6][7], as usinas que dependem de despacho através de conversores não possuem o fator importante da geração energética atual mais utilizada, a inércia dos geradores síncronos [8]. A ausência da inércia no sistema apresenta um problema a estabilidade da rede frente a distúrbios e variações rápidas de carga, pois a rápida resposta dos conversores, em comparação à lenta dos geradores síncronos, para se adaptar às instabilidades da rede gera ainda mais distúrbios, harmônicos e taxa de variação de frequência, *Rate of Change of Frequency*(RoCoF), também devido ao comum uso de *Phase-Locked Loop*(PLL), o qual é utilizado para sincronizar a frequência de saída da geração com a frequência da rede [9].

Concessionárias vêm se organizando para limitar o RoCoF, como é o caso do Operador do Mercado de Energia da Austrália, AEMO, em que estudos foram apresentados para introduzir o conceito de RoCoF e justificar a limitação na variação de frequência das gerações de energia, principalmente na qualidade de produção das usinas e gerações distribuídas renováveis, em que a variação de frequência na inserção de energia na rede é bem comum[10].

O aumento da demanda por energias renováveis trouxe à tona a necessidade de simular a inércia dos geradores síncronos como solução da substituição de geradores por conversores de rápido chaveamento e soluções ainda mais complexas trazem como objetivo

a substituição do PLL [11].

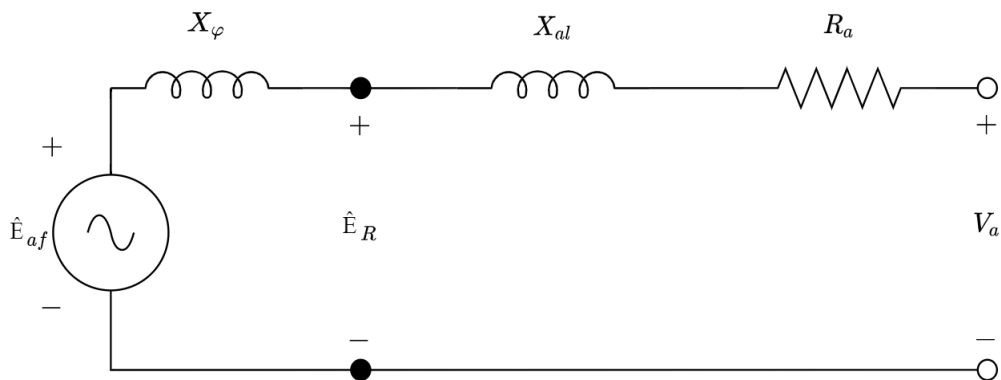
Este trabalho está organizado da seguinte forma: No capítulo 2 são apresentados e comparados a geração distribuída e os alternadores síncronos. No capítulo 3 são apresentados os conceitos da emulação sintética da inércia. No capítulo 4 é exibido os resultados das simulações realizadas. E, por último, no capítulo 5, a interpretação das simulações e observações notáveis.

2 Geração distribuída versus inércia dos alternadores síncronos

A máquina síncrona, e também o gerador síncrono, são formados por enrolamentos de campo tanto no rotor, a parte giratória, quanto na armadura, a parte estática ou fixa. Em um motor, o enrolamento do rotor é excitado com tensão contínua, enquanto que o enrolamento de armadura é alimentado por tensão alternada, criando um campo eletromagnético que permeia e induz uma corrente alternada nos enrolamentos do rotor, assim induzindo um campo eletromagnético que é baseado no campo gerado pela armadura. O fluxo fica, então, saindo da armadura para o rotor, gerando um conjugado, que faz o rotor rotacionar em seu próprio eixo, assim criando a dinâmica de trabalho.

Em um Gerador, o fluxo é invertido, os enrolamentos da armadura não são alimentados com tensão, enquanto que o rotor é alimentado com tensão CC, fazendo com que, ao rotacionar o rotor, o campo eletromagnético gerado e em rotação induza uma corrente alternada na armadura, proporcional a rotação e tensão CC do rotor. A corrente na armadura é, então, utilizada para alimentar outras cargas, tornando-se um gerador síncrono. A Figura 1 mostra um circuito equivalente de uma máquina síncrona em termos elétricos.

Figura 1 – Circuito Elétrico Simplificado de Máquina/Gerador Síncrono



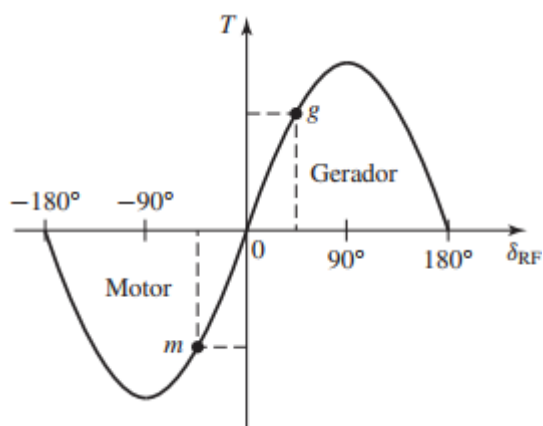
Fonte: (Acervo do autor, 2021)

Em que a impedância X_φ é a reatância correspondente à componente fundamental espacial do fluxo girante de entreferro, produzido pela corrente trifásica de armadura, ou seja, a impedância equivalente ao fluxo de entreferro durante a rotação do rotor, X_{al} é a reatância de dispersão da armadura, significando a perda de fluxo por motivos diversos. Como os enrolamentos apresentam o comportamento de indutores, estes armazenam

energia no início do funcionamento e liberam quando necessário, também influenciam defasando a corrente em relação à tensão. A tensão E_{af} possui a fase diferente da tensão de armadura V_a e esta diferença é conhecida como ângulo de carga, pois esta é atrelada ao sistema a qual o gerador está conectado. O conceito de armazenamento de energia nos indutores, ângulo de carga e o funcionamento elétrico simplificado será necessário no próximo capítulo, em que será explicado, com mais detalhes, o conceito de virtualização desses valores e características.

Em geradores síncronos, o conjugado da máquina motriz segue o sentido de rotação do rotor, induzindo o campo eletromagnético do rotor à frente do fluxo resultante no entreferro e o conjugado eletromecânico opõe-se à rotação. À medida que o conjugado da máquina motriz aumenta, o ângulo entre o conjugado e o fluxo resultante no entreferro aumenta, como demonstrado na Figura 2 [12]. Devido à natureza física dos alternadores síncronos, a inércia de rotação do rotor permite que o campo resultante no entreferro seja controlado primariamente pela velocidade de rotação do eixo mecânico. Segundo Fitzgerald, um gerador síncrono simples atua como uma fonte de tensão cuja frequência é determinada pela velocidade do seu acionador mecânico primário.

Figura 2 – Características de Conjugado Vs Ângulo



Fonte: Fitzgerald e Kingsley 7a edição[12]

Em suma, a frequência produzida pelo gerador é diretamente proporcional à velocidade de rotação da máquina motriz, ou rotor. Isso permite que os geradores síncronos mantenham a frequência da energia elétrica gerada estável independentemente de alterações na corrente do estator, desde que se controle a máquina primária e o gerador.

Entretanto, como visto na Figura 2, o fluxo de campo, para conjugado máximo em sincronismo, deve estar, no máximo, 90° de diferença do fluxo resultante do entreferro, caso contrário haverá perda de sincronismo. Portanto, a velocidade de rotação do rotor deve ser controlada para evitar problemas na geração de energia e danos ao gerador.

Contudo, esse controle de rotação da máquina motriz é lento, devido aos efeitos de inércia do próprio eixo. Quando há alteração na frequência da rede devido a diferença entre demanda e geração, os geradores síncronos diminuem ou aumentam a velocidade de acordo com a frequência de rede, desta forma eles absorvem/liberam energia da/para a rede, compensando temporariamente o desbalanço [13]. Com esse tempo longo de resposta, os geradores síncronos mantêm a geração de energia estável mesmo em situações desproporcionais, permitindo que os sistemas de controle e proteção atuem nos tempos parametrizados sem necessariamente desativar o sistema de geração por completo.

Diferente dos sistemas de geração por alternadores síncronos, os sistemas por inversores possuem tempos de respostas muito baixos devido a ausência de inércia física e normalmente operam liberando o máximo de potência possível para otimizar a produção de energia, sem compensação alguma de inércia. Devido esta natureza, sistemas elétricos com geração de alta inserção através de inversores possuem uma alta taxa de variação de frequência, muitas vezes passando dos parâmetros de segurança e acionando sistemas de proteção, causando ainda mais distúrbios, pois um sistema com tempo de resposta muito baixo tende a desestabilizar frente a variações bruscas e consequentes advindos da rede elétrica conectada.

Frente ao problema de estabilidade apresentado, um sistema que incorpore, virtualmente, a inércia de um gerador síncrono pode melhorar a condição do sistema elétrico e trazer características de amortecimento como solução ao aumento de instabilidade.

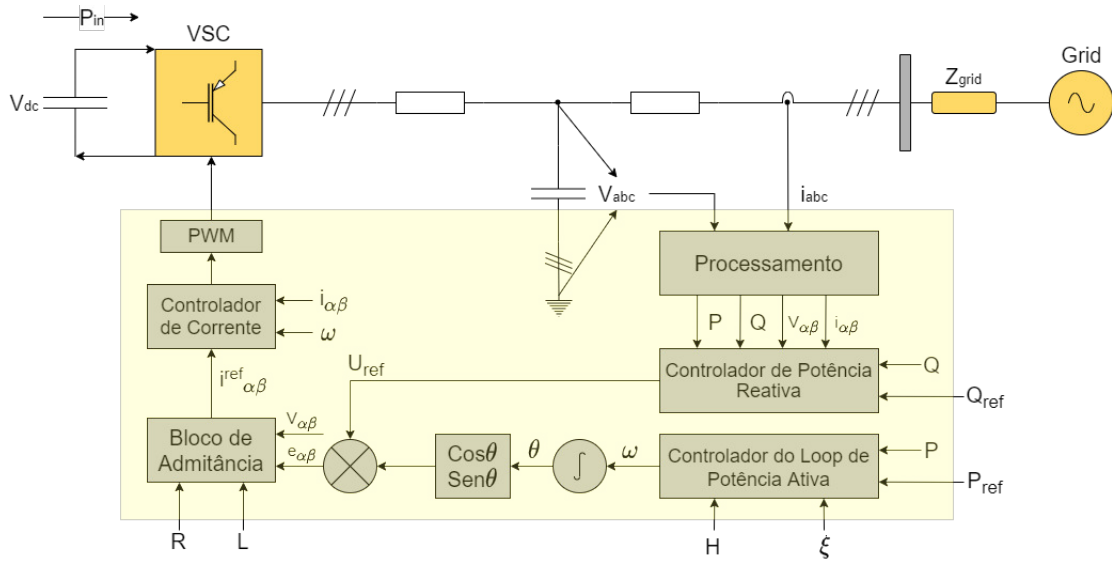
Na Figura 3 é exibido a estrutura de um Controlador de Potência Síncrono, ou *Synchronous Power Controller* (SPC), no qual demonstra a proposta de simulação de inércia em conjunto com um *Voltage Source Controller* (VSC). O SPC tem como objetivo, também, evitar o uso de PLL, o qual é conhecido por ser instável frente a variações bruscas de frequência[11].

O controle de potência utiliza de leituras instantâneas das tensões e correntes processadas utilizando a transformada de Clark, exibida na equação (3.6), simplificando os cálculos de potência ativa e reativa e suas diversas variações como frequência angular e fasores.

Com as tensões e correntes Alfa-Beta, é possível calcular as potências ativa e reativa instantâneas geradas e compará-las com as potências de referência. A diferença entre a referência e a medida processadas geram uma tensão interna de referência U_{ref} e o ângulo de defasagem parametrizados por fatores de amortecimento, ou *damping*, exibidos como H e ξ , como parte do sistema de inércia virtual.

É feito, então, a comparação entre as tensões mensuradas e processadas e as tensões de referência calculadas, comparando não apenas valores absolutos, mas também os fasores. A diferença passa por um bloco de admitância virtual, que possui a finalidade de simular

Figura 3 – Estrutura do *Synchronous Power Controller*(SPC)



Fonte: (Acervo do autor, 2021)

a impedância de um gerador, implementando a inércia e *damping* virtual e o tempo de resposta que um gerador síncrono possui fisicamente.

O controle de corrente, no entanto, é feito através de chaves controladas por PWM, parametrizado pelos valores de corrente e ângulo de referência também comparados aos valores de corrente medidos e processados no primeiro bloco de processamento. Com isso, o VSC é controlado por PWM para modificar e adaptar a saída de potência de acordo com a simulação de inércia realizada pelo bloco de controle. Nota-se que em nenhum momento há um bloco específico para leitura e controle de frequência, isso se dá pelo fato dos controles de corrente e tensão serem diretamente ligados ao controle de potência instantânea e ao bloco de admitância, em que todos, em conjunto, atingem a sincronização do ângulo de potência gerada com a da rede conectada.

Na saída do VSC há filtros de linha para eliminar espúrios e harmônicos provenientes do chaveamento. Nos sensores de tensão, estes são ligados às entradas de um banco de capacitores em paralelo e ao ponto de referência comum.

3 A emulação sintética da inércia

Conforme explicado no Capítulo 2, o gerador síncrono é o mais comum gerador de energia elétrica atualmente, também extensamente estudado e consolidado em termos de parametrização de variáveis de controle, problemas que seguem sua utilização e suas soluções. Contudo, todo o sistema elétrico do mundo seguiu e adaptou-se ao funcionamento dos geradores síncronos, portanto sua forma de geração e comportamento são equivalentes ao padrão de geração elétrica mundialmente.

Com a introdução de geradores elétricos através de inversores, principalmente devido às gerações renováveis, foi estudado a necessidade de tornar compatível a forma de introdução de energia elétrica por inversores com as gerações já existentes, que são as de alternadores síncronos. Diversos estudos em torno da parametrização [14], simulação [15] e virtualização de determinados parâmetros [11] são propostos para garantir a sincronização adequada e o funcionamento similar ao de geradores síncronos.

3.1 Modelo Base

Para melhor compreensão do processo de virtualização, é necessário compreender o funcionamento de um gerador síncrono físico e os problemas e qualidades que serão resolvidos e reforçados, respectivamente, pelos métodos abordados nos próximos capítulos. Em um gerador síncrono, a potência flui do gerador para a rede em que o alternador está conectado, desta forma o fluxo de potência sai do circuito de armadura, assim como a corrente que é gerada. Utilizando um circuito simplificado do funcionamento de um gerador síncrono em operação síncrona, conforme a Figura 4, podemos obter, utilizando a Lei de Kirchhoff das tensões no ponto de saída do gerador, a equação (3.1).

$$V_a = -R_a I_a - j\omega_0 L_S I_a + E_{af} \quad (3.1)$$

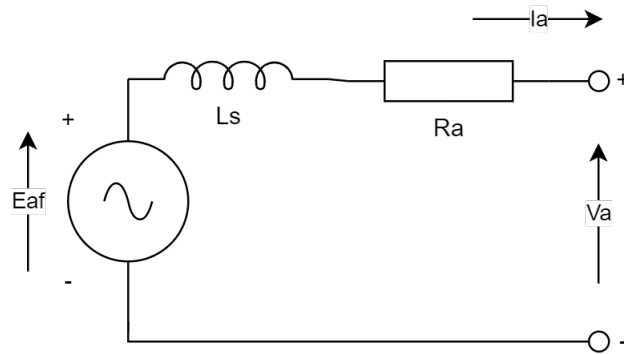
Em que $X_S = \omega_0 L_S$ é conhecida como Reatância Síncrona.

Aplicando o Teorema de Laplace, isolando a corrente e simplificando $s = j\omega_0$, em que ω_0 é a frequência angular do sistema, podemos obter a forma discreta do funcionamento simplificado do gerador em operação síncrona, obtendo a equação (3.2).

$$I_a(s) = \frac{E_{af}(s) - V_a(s)}{R_a + sL_S} \quad (3.2)$$

É possível observar que a corrente de armadura do gerador é diretamente proporcional a tensão interna E_{af} e a tensão de armadura V_a , a qual é necessária estar em

Figura 4 – Circuito Simplificado do Funcionamento de Gerador Elétrico Síncrono



Fonte: (Acervo do autor, 2021)

sincronismo com a tensão da rede, e é amortecida pela impedância de saída $X_a = R_a + sL_S$. Nota-se que a componente s no denominador da equação (3.2) representa uma derivada no domínio da frequência, logo realizando a função de amortecer a resposta do sistema à impulsos. Podemos simplificar ainda mais a equação (3.2), transformando a impedância X_a em admitância $Y_a = 1/X_a$, assim obtendo a equação (3.3).

$$I_a(s) = (E_{af}(s) - V_a(s))Y_a \quad (3.3)$$

Desta forma, é possível controlar a corrente de saída do gerador tanto variando sua tensão interna E_{af} quanto variando a admitância de saída, ao mesmo tempo que a admitância também funciona como um filtro para as bruscas oscilações, pois a componente derivativa s presente na admitância atenua picos e *overshoot*. É importante ressaltar que a corrente de armadura I_a obtida é equivalente para a fase a do gerador síncrono, contudo para obter as correntes e tensões para fase b e c basta deslocar a corrente em -120° e 120° respectivamente, para um sistema de sequência abc . O fluxo de potência em um gerador síncrono pode ser simplificado seguindo a Figura 4 e, seguindo a lei de Ohm e outras equações bem consolidadas, podemos obter o fluxo de potência nas equações (3.4) e (3.5).

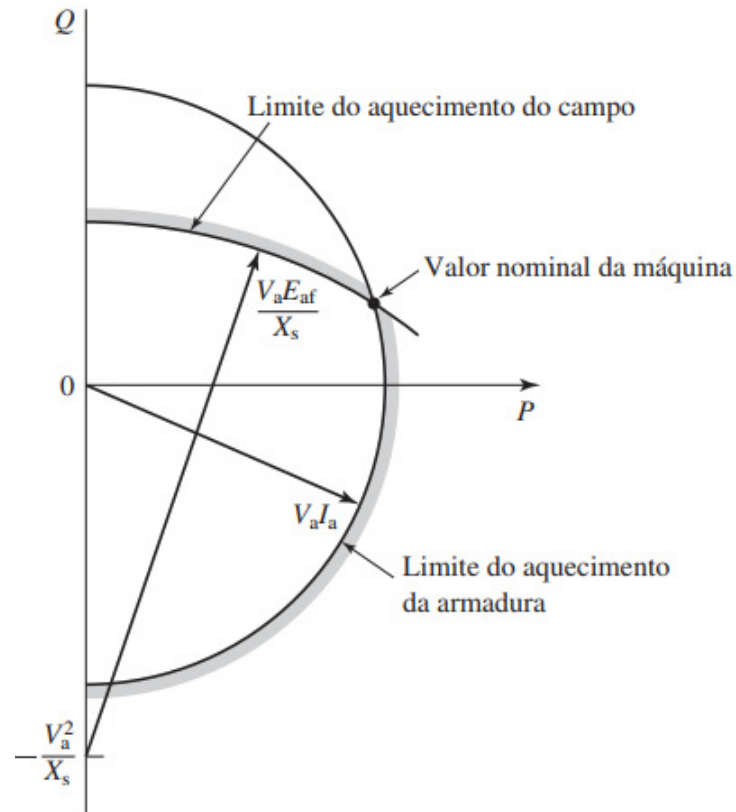
$$P = \frac{E_{af}V_a}{X_a} \sin(\theta) \quad (3.4)$$

$$Q = \frac{E_{af}V_a}{X_a} \cos(\theta) - \frac{V_a^2}{X_a} \quad (3.5)$$

É possível notar pela equação que basta controlar a amplitude e ângulo de fase da tensão interna E_{af} para ajustar as potências ativa e reativa de saída do gerador. Porém, em um modelo físico, esse controle é limitado pela capacidade de resfriamento do enrolamento de armadura, conforme exibido na Figura 5, e em um conversor é limitado pela capacidade

de inserção de potência também em função da capacidade de resfriamento e frequência de chaveamento das chaves internas do conversor.

Figura 5 – Limites por aquecimento de enrolamentos de campo e armadura



Fonte: Máquinas Elétricas de Fitzgerald e Kingsley 7a Edição [12]

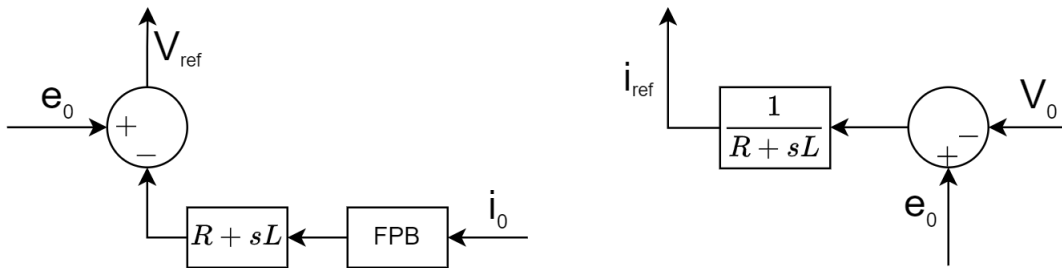
3.2 Abordagem por Admitância Virtual

A estrutura elétrica exibida pelas equações (3.4) e (3.5) podem ser emuladas no nível de controle do conversor de potência. Um dos métodos propostos em [14] utiliza a virtualização de uma impedância na saída do conversor, permitindo o controle da potência de saída através da simulação de uma real impedância de saída e a tensão de referência é obtida através da emulação da queda de tensão na impedância virtual e comparado com a corrente de saída do conversor, simplesmente passando a leitura da corrente de saída por um filtro que representa a impedância de saída. Contudo, a derivação da leitura de corrente é difícil, pois possui flutuações inerentes a forma de aquisição de valores, e, na presença de cargas não lineares com alta taxa de variação, o sistema apresenta distorções. O uso de filtro de alta ordem pode ser inserido para resolver o problema, contudo, na

presença de correntes não lineares, um filtro com alta frequência de corte produz picos de distorção de tensão altos [14].

Na implementação do controle através da admitância, a derivação apresentada no uso de impedância de controle não é presente. Com o uso de dois *loops* de controle responsáveis por controlar a admitância enquanto que um *loop* é responsável pelo controle de Potência ativa e Reativa, a corrente de referência é adquirida multiplicando a admitância virtual pela diferença da tensão interna de referência e e a tensão de saída medida. Desta forma, é possível evitar o termo derivativo no tempo no controle da corrente de saída, resolvendo os problemas do método de controle por impedância. A Figura 6 mostra o esquemáticos dos dois métodos de controle, por Impedância, à esquerda, e por admitância, a direita.

Figura 6 – Esquema de controle por (a esquerda) Impedância (direita) Admitância



Fonte: (Acervo do autor, 2021)

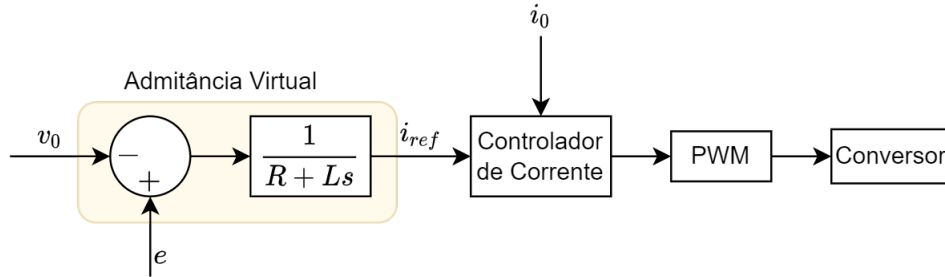
Para um controle de corrente efetivo, é necessário que o *loop* interno de controle de corrente seja mais rápido que o *loop* externo de admitância. Há diversas técnicas na literatura, porém, no artigo [14], é sugerido um controlador proporcional ressonante como regulador interno de corrente pela sua rápida resposta.

É importante destacar a importância da determinação dos valores de R e L, pois estes agirão como um filtro e farão o sistema possuir um comportamento similar a um gerador síncrono, portanto, seus valores também são baseados em tal. O valor virtual da resistência R e da indutância L são calculados para agirem como um filtro com a finalidade de limitar a largura de banda, ou frequência de operação, do *loop* externo, levando em consideração a capacidade de potência do conversor. A forma proposta pelo artigo [14] é através da determinação do valor da indutância L como 30% da potência nominal do conversor, similar ao valor da indutância de saída de um gerador síncrono. Com o valor da indutância determinado, a resistência pode ser ajustada para determinar a frequência de corte do filtro para definir a frequência de operação do *loop* externo.

Na Figura 3, o *loop* de controle de corrente externo é definido como o bloco de Admitância, enquanto que o interno é definido como Controlador de Corrente. Também é

exibido, com mais detalhes, na Figura 7.

Figura 7 – Loop de admitância ligado ao controlador de corrente



Fonte: (Acervo do autor, 2021)

3.3 Controle Geral de Potência

Conforme explicado no capítulo 3.1, é possível controlar a potência de saída, tanto a reativa Q quanto a ativa P , modificando a amplitude e ângulo de fase da tensão interna e , ou Força Eletromotriz (FEM). Seguindo as equações (3.4) e (3.5), nota-se que a potência reativa é facilmente controlada apenas modificando a amplitude da FEM, pois a Impedância já fora determinada para agir como filtro e a tensão V_a é a tensão de saída do conversor. Já a potência ativa tem seu valor diretamente proporcional ao ângulo relativo da tensão interna e , e, para um sistema trifásico balanceado, é necessário utilizar da Transformada de Clarke para obter tensões e correntes equivalentes com a finalidade de simplificar os cálculos e diminuir, senão eliminar, as imprecisões de cálculos de potência e, para ajustar a potência de saída com o valor otimizado, o controlador utiliza de valores instantâneos de tensão e corrente também para determinar a diferença do ângulo entre a tensão interna e e a tensão da rede v . A transformada de Clarke, também conhecida como Transformada Alfa-Beta, está explícita na equação (3.6) [16].

$$\begin{bmatrix} v_0 \\ v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \sqrt{\frac{3}{2}} & -\sqrt{\frac{3}{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Sem a componente de sequência zero, a potência instantânea pode ser escrita como a equação (3.7).

$$s(t) = p(t) + jq(t) = v_{\alpha\beta} i_{\alpha\beta}^* = (v_\alpha + jv_\beta)(i_\alpha - ji_\beta) = (v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta) + j(v_\beta i_\alpha - v_\alpha i_\beta) \quad (3.7)$$

Portanto, podemos separar a potência ativa da reativa simplesmente isolando a parte real da imaginária, obtendo, então, a equação (3.8),

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (v_\alpha i_\alpha + v_\beta i_\beta) \\ (v_\beta i_\alpha - v_\alpha i_\beta) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Com as componentes Alfa-Beta das tensões e correntes da rede, é possível adquirir, seguindo a equação (3.8), as potências ativa e reativa instantâneas, assim como o ângulo da tensão da rede. A relação entre potência ativa gerada e a diferença do ângulo de tensão δ é dada pela equação (3.9),

$$P = P_{max}\delta \quad (3.9)$$

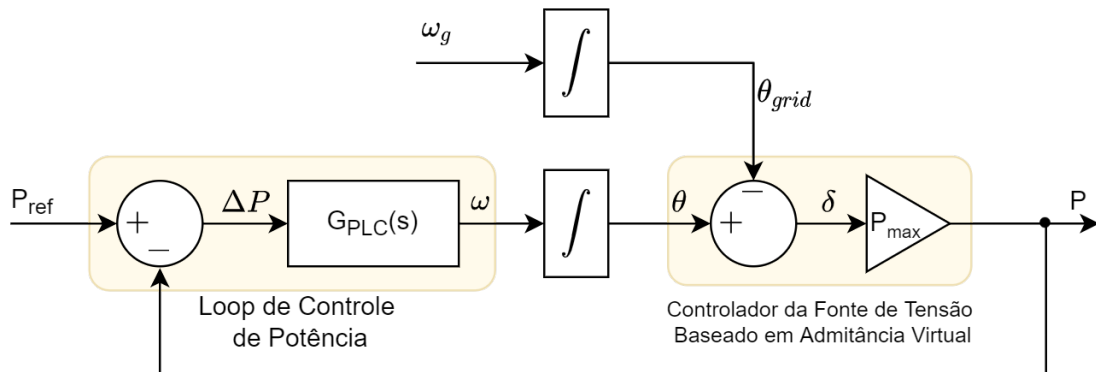
Onde δ é o ângulo da diferença entre a tensão interna e e a tensão da rede v . O ganho da função de transferência é dada pela equação (3.10),

$$P_{max} = \frac{EV}{X} \quad (3.10)$$

Onde E e V são os valores RMS da tensão interna e da rede, respectivamente, e X é a reatância de saída virtual definida pelo bloco de admitância. Como o controle interno de corrente do bloco de admitância é muito mais rápido do que o controle de potência com inércia, a dinâmica entre os dois podem ser isolados e desacoplados para diminuir a complexidade do sistema.

A Figura 8 exibe o modelo matemático do controle de potência ativa simplificada. ω_g e ω são, respectivamente, a frequência angular da rede e a frequência angular de sincronia, a qual é ajustada de acordo com o erro na regulação de potência e moverá o ângulo de carga para regular a potência [11].

Figura 8 – Modelo Matemático do SPC



Fonte: (Acervo do autor, 2021)

3.4 Sincronização da Potência

Diferente de diversas técnicas e modelos atuais, o processo de sincronização não utiliza *loop* parecido com o controle por PLL [11]. Em vez disso, o processo de sincronização é feito através do controle de corrente, admitância virtual e controle de potência, todos trabalhando em conjunto para sincronizar a potência de saída instantânea com a potência instantânea da rede.

Em [11], o autor utiliza de dois métodos para implementar as características de um gerador síncrono no controle de potência do conversor. O primeiro simulando diretamente o funcionamento de um gerador através da simulação da rotação do rotor e suas características de *damping* e inércia. O segundo utilizando de um controlador baseado em um PI como principal controle de potência, com parâmetros calculados através de valores similares a um gerador síncrono.

3.4.1 SM Swing

Synchronous Machine Swing, ou na tradução Balanço de Máquina Síncrona, é o conjunto de equações que detalham o funcionamento de um motor/gerador síncrono e suas características, como inércia, peso, impedância, *damping*, defasamento entre campos e etc. Em [11], a equação utilizada para simular um gerador síncrono é dada pela equação (3.11),

$$G_{plc}(s) = \frac{\omega_s}{2HS_Ns + \omega_s^2 D} \quad (3.11)$$

Onde ω_s é a frequência angular da rede, H e D são as constantes de Inércia e *damping*, respectivamente, e S_N é a potência do conversor. Apesar das características de *damping* serem relacionadas às restrições mecânicas e elétricas de um gerador, com a virtualização da equação (3.11) o *damping* pode ser sintonizado modificando os valores de D. Utilizando a equação (3.11) como o controlador da Figura 8, a função de transferência do *loop* de potência pode ser escrita como:

$$\frac{\partial P}{\partial P_{ref}}(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2}, \quad (3.12)$$

$$\xi = \frac{D\omega_s}{2} \sqrt{\frac{\omega_s}{2HS_N P_{max}}}, \quad (3.13)$$

$$\omega_n = \sqrt{\frac{P_{max}\omega_s}{2HS_N}}. \quad (3.14)$$

É possível perceber que os parâmetros ω_n e ξ são dependentes dos parâmetros de *damping* e inércia, D e H, respectivamente.

Além da análise de estabilidade em variações de potência, também é preciso verificar a estabilidade do sistema frente a variações de frequência. Com variações na velocidade angular, a função de transferência (3.12) torna-se a equação (3.15),

$$\frac{\partial P}{\partial \omega_g}(s) = \frac{-P_{max}(s + 2\xi\omega_n)}{s^2 + 2\xi\omega_n + \omega_n^2} \quad (3.15)$$

Quando a variação de frequência tende a 0, ou seja, em um sistema estável, podemos determinar a redução da frequência de variação de potência do sistema em regime permanente D_P na equação (3.15) como,

$$D_P = \left| \frac{\partial P}{\partial \omega_g}(0) \right| = \frac{2\xi P_{max}}{\omega_n} \quad (3.16)$$

Definindo $\frac{1}{R_D}$ como unidade pu de D_P , R_D pode ser expresso relacionado a D_P através da equação 3.17.

$$R_D = \frac{D_P \omega_s}{S_N} \quad (3.17)$$

Substituindo D_P e ω_n em (3.17) usando (3.16) e (3.14), temos a relação entre *damping*, inércia e a queda de variação na equação 3.18,

$$\frac{1}{R_D} = \frac{1}{2\xi} \sqrt{\frac{S_N}{2HP_{max}\omega_s}} \quad (3.18)$$

A reatância virtual em pu e adquirida através da equação (3.19).

$$X_{pu} = \frac{X}{\frac{EV}{S_N}} = \frac{S_N}{P_{max}} \quad (3.19)$$

Substituindo X em 3.18, obtemos a equação 3.20

$$\frac{1}{R_D} = \frac{1}{2\xi} \sqrt{\frac{X_{pu}}{2H\omega_s}} \quad (3.20)$$

Com a equação (3.20) temos a relação entre a taxa de variação em pu com a admitância virtual, representando a capacidade do sistema de absorver/fornecer potência durante variações de frequência. Dependendo das especificações requisitadas pelo operador da rede, $\frac{1}{R_D}$ deverá ser ajustado para atender aos requisitos, modificando os valores de *damping* e inércia, ξ e H respectivamente. O denominador da equação (3.20) não será zero com valores apropriados de inércia e *damping*, contudo isso também torna inviável a eliminação da queda de potência, mesmo no sistema em regime permanente, o que exige outro *loop* externo para compensar a queda para um sistema de potência fixa.

3.4.2 Controlador em Loop de Potência baseado em PI

Como explicado anteriormente, para utilizar do *Swing Equation* é necessário um *loop* externo tanto para o modo de potência fixa quanto para o modo de amortecimento, o

qual é o funcionamento padrão em função das variações de frequência e potência. Como alternativa ao método de Balanço, um controlador baseado em PI, como exibido na equação (3.21), é proposto para o controle do *loop* de potência.

$$G_{PLC}(s) = K_x + \frac{K_H}{s} \quad (3.21)$$

Um controlador a base de PI leva o sistema a zero erro de regime permanente, até mesmo em situações de oscilação de frequência, diferente do *Swing Equation*. As características de inércia e *damping* podem ser implementadas definindo os valores certos para os parâmetros do controlador.

Utilizando o esquema apresentado na Figura 8 com a equação (3.21), a função de transferência se torna a equação (3.22) e, assim como a equação (3.12), é uma função de transferência de segunda ordem. Os parâmetros ξ e ω_n são definidos nas equações (3.23) e (3.24).

$$\frac{\partial P}{\partial P_{ref}}(s) = \frac{2\xi\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \quad (3.22)$$

$$\xi = \frac{P_{max}K_X}{2\omega_n} \quad (3.23)$$

$$\omega_n = \sqrt{P_{max}K_H} \quad (3.24)$$

Os parâmetros K_X e K_H podem ser ajustados para simular as características de *damping* e Inércia, respectivamente, seguindo as relações das equações (3.23) e (3.24). Analisando o comportamento da equação (3.21) frente a variações de frequência obtemos a equação (3.25).

$$\frac{\partial P}{\partial \omega_g}(s) = \frac{-P_{max}s}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \quad (3.25)$$

E o erro de regime permanente é dado pela equação 3.26

$$D_P = \left| \frac{\partial P}{\partial \omega_g}(0) \right| = 0 \quad (3.26)$$

É possível observar, pela equação (3.26), que o erro de regime permanente não existe e o sistema de controle seguirá a potência de referência independentemente da variação de frequência. Diferentemente da *Swing Equation*, um modo de controle para potência fixa não é necessário e um modo de diminuição, caso necessário, pode ser ajustado apenas variando os parâmetros de controle.

Vale salientar, e também observar, que ambos os métodos de controle de potência não utilizam nenhum parâmetro similar ao controle por PLL para sincronização da frequência, em vez disso a sincronia é feita através do controle de potência instantânea do *loop* de controle de potência, o controle de corrente e a admitância virtual, utilizando de valores instantâneos de corrente e tensão fornecidos pela Transformada de Clarke, ou

Alfa-Beta, dos valores de saída do conversor e da rede. Desta forma, os problemas de variação de frequência e instabilidade quando um distúrbio na frequência é detectado são evitados e diminui a quantidade de harmônicos produzidos pelo sistema.

4 Resultados da Simulação

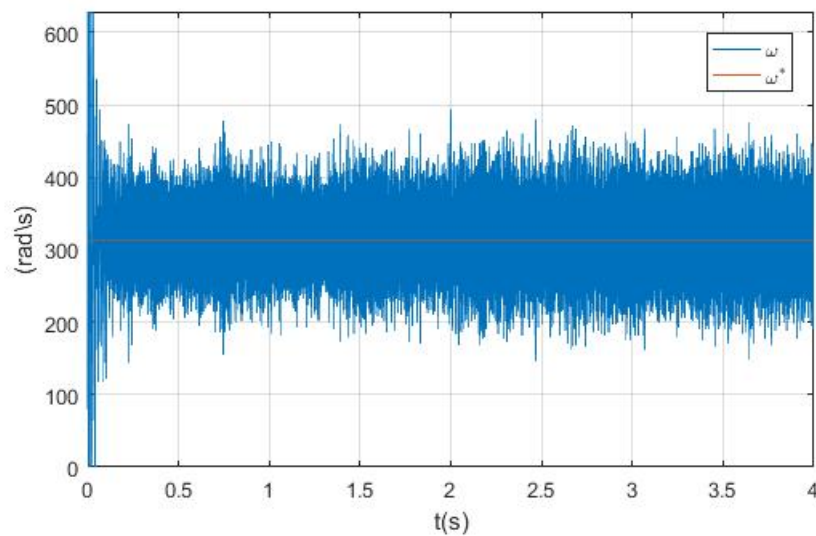
Neste capítulo serão apresentados os resultados da simulação realizada utilizando do sistema descrito no capítulo anterior e seguindo o fluxo exibido na Figura 3. O sistema utilizado foi o de controle por PI e filtro por Admitância e simulado utilizando o software PSIM para criação do circuito, das conexões e geração de valores e o software MATLAB para análise dos valores e plotagem de gráficos. Os valores de referência utilizados como parâmetros para o circuito estão dispostos na Tabela 1. Tais parâmetros foram calculados com base tanto no que fora exposto nos capítulos anteriores quanto nos valores exibidos no artigo [11]. Após 2 segundos de simulação, a potência de referência é modificada para simular uma variação brusca de carga na rede e verificar o comportamento do controle de potência ativa e frequência frente a distúrbios na rede.

Símbolo	Definição	Valor
V_{CC}	Tensão do Barramento CC	640V
V_g	Tensão entre fases da Rede RMS	400V
f_g	Frequência nominal da Rede	50Hz
P_N	Potência Ativa Nominal	10kW
ξ	Coefficiente de <i>damping</i>	0,73
R	Resistência Virtual	0,1 p.u.
X	Reatância Virtual	0.3 p.u.

Tabela 1 – Parâmetros de Simulação

Na Figura 9 está exibido a frequência angular interna, que é a saída do G_{PLC} e é o controlador de potência ativa. É possível notar que a frequência varia em volta da frequência angular de referência, a qual é a frequência da rede, de 314,15 rad/s. O ω varia desta forma devido ao estilo de sincronização proposto pelo controlador, mantendo o controle em sincronia com a potência instantânea, e os valores após o G_{PLC} são filtrados pelo bloco de controle de Admitância e que fora explicado no capítulo anterior.

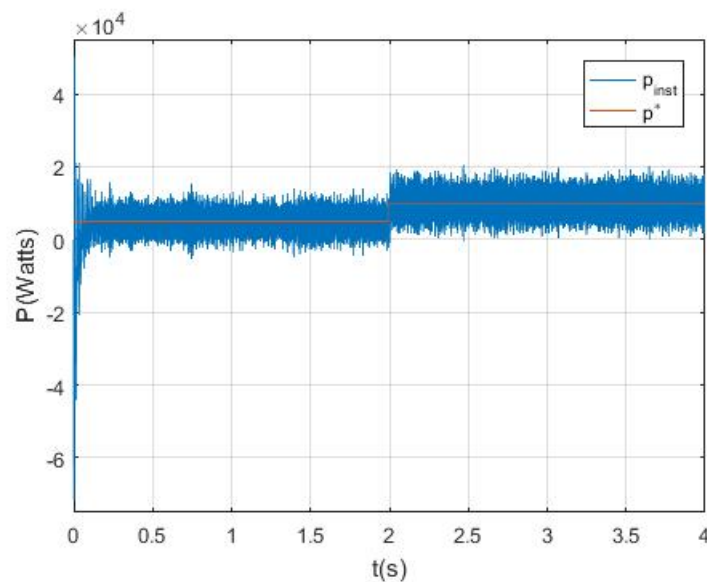
A frequência angular interna tem como objetivo simular a rotação do rotor de um gerador síncrono, variando de acordo com a potência aparente exigida pela referência e a frequência de referência da rede, a qual, na simulação, está como 50Hz ou 314,15 rad/s, segundo a Tabela 1. A Figura 10 mostra o controle interno de potência instantânea em relação à potência de referência parametrizada. Note que a potência é instantânea, logo sua variação está relacionada à variação da frequência angular interna. Contudo, o valor filtrado, como exibido na Figura 11, exhibe, com melhor clareza, o controle da potência instantânea. Note que, assim como um gerador síncrono, tanto no começo da simulação quanto no momento de variação de potência da referência, a potência de saída possui um

Figura 9 – Saída do G_{PLC} , a Frequência Angular Interna

Fonte: (Acervo do autor, 2021)

tempo de resposta lento em comparação ao tempo de resposta padrão de um inversor, exibindo características de inércia e *damping*, como proposto.

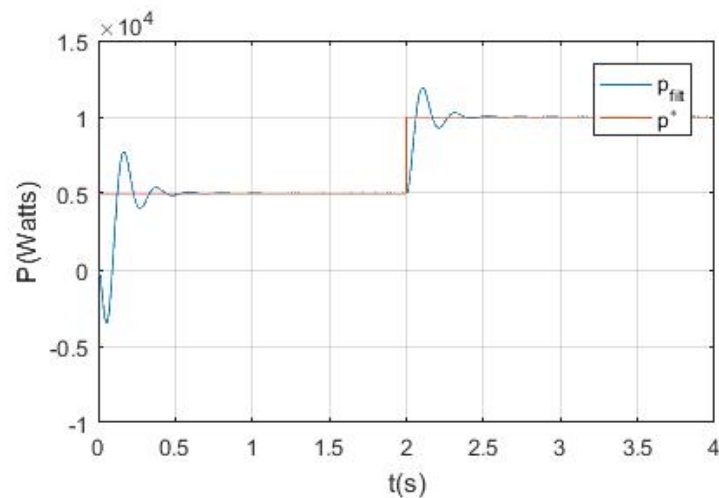
Figura 10 – Potência Ativa Instantânea, em azul, e Potência de Referência da Rede, em laranja



Fonte: (Acervo do autor, 2021)

Também é possível perceber a presença de *overshoot* e período de estabilização, os quais podem ser modificados utilizando os parâmetros de K_H e K_X , que são os parâmetros

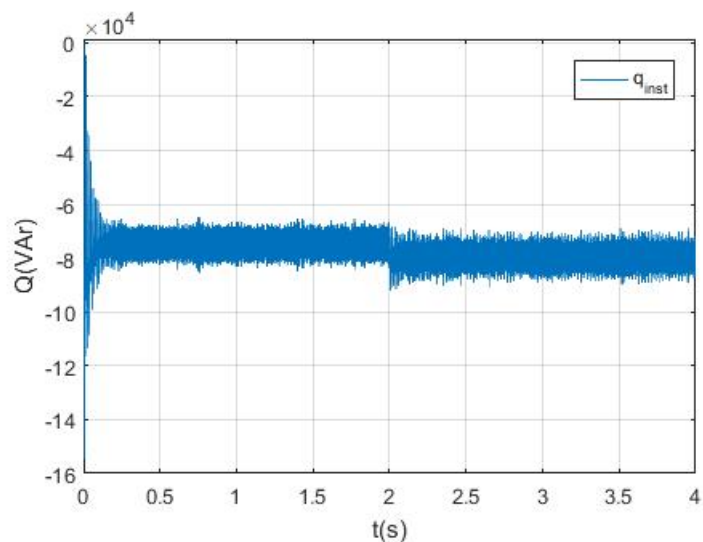
Figura 11 – Potência Ativa filtrada, em azul, e Potência de Referência da Rede, em laranja



Fonte: (Acervo do autor, 2021)

de simulação da Inércia e *damping*. O controle de potência Reativa também passa pelo mesmo processo. Contudo, diferentemente do controle de Ativos, a variação do controle de potência reativa é mais brusca e, apesar da variação simulada ter sido apenas na referência da potência ativa, o impacto da mudança de carga também é presenciada no controle de reativos, como pode ser observado na Figura 12.

Figura 12 – Potência Reativa instantânea



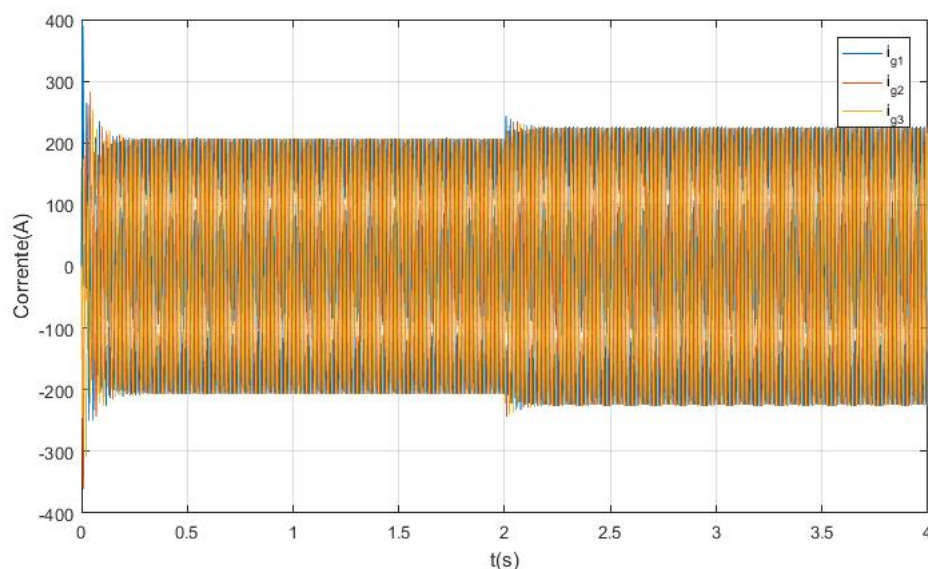
Fonte: (Acervo do autor, 2021)

É possível perceber que, em $t=2s$, a potência reativa também é alterada, mesmo que a mudança de referência tenha ocorrido apenas na potência ativa. Nota-se, também,

que a potência reativa parametrizada fora de $Q = 0$ VAR, porém esse controle não é exibido com exatidão.

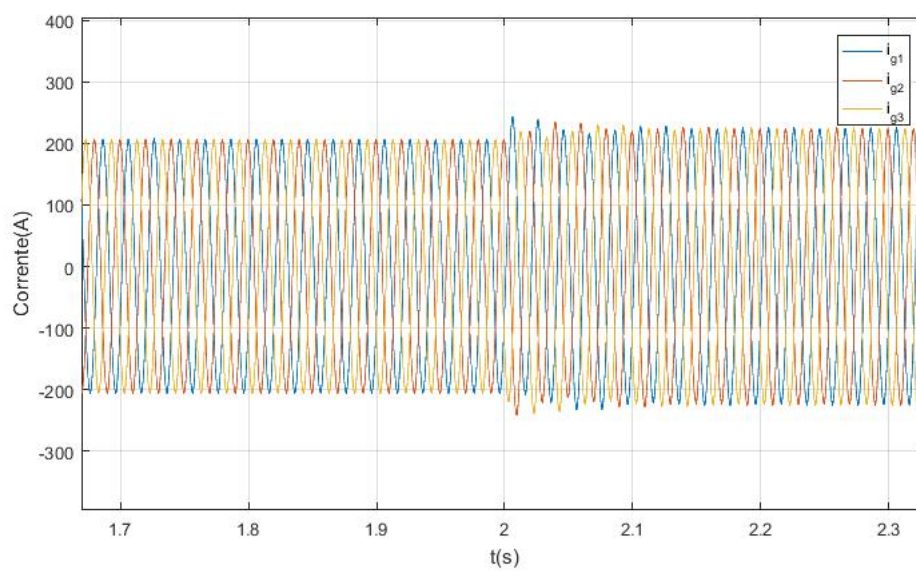
Com o controlador de corrente sendo o ponto final de todo o SPC, é importante observar as correntes sendo injetadas na rede assim como sua fase. Na Figura 13 é possível observar as correntes da rede em fase, assim como os períodos de transição, tanto no começo da inserção de potência na rede, quanto na variação em $t=2s$. Na Figura 14 é possível notar com melhor clareza o período de transição e acomodação das correntes ao variar a potência de referência.

Figura 13 – Correntes de Inserção na Rede, Fase A em Azul, Fase B em vermelho e Fase C em laranja



Fonte: (Acervo do autor, 2021)

É possível notar a presença de inércia no período de acomodação das correntes. Esse período, antes não presente devido a resposta quase instantânea dos inversores em ponto máximo de potência, permite ao sistema simular o funcionamento do gerador síncrono, assim atingindo a capacidade de suportar, de forma mais confiável, variações bruscas na rede, como entrada ou saída de carga.

Figura 14 – Corrente de Inserção na Rede centrado no Período de Transição $t=2s$ 

Fonte: (Acervo do autor, 2021)

5 Conclusão e Considerações Finais

Assim como apresentado no Capítulo anterior, os resultados obtidos através da simulação são de acordo com o previsto e proposto. Tanto devido ao controle fino da potência ativa, com a presença de inércia e *damping*, quanto à possibilidade de sincronização com a frequência da rede sem a utilização de PLL, que é instável devido seu funcionamento de sincronização, e detectores de frequência e fase, pois estes apresentam distorções em suas leituras deixando o sistema ainda mais instável frente a variações indesejadas.

A utilização da Transformada de Clarke, ou Alfa-Beta, também é um ponto notável. A facilidade de calcular, com precisão, as potências ativa e reativa de um sistema trifásico sem neutro permite um controle mais estável e simplificado, permitindo moldar o tempo de resposta mais facilmente sem necessariamente depender de controles externos ao sistema principal.

Contudo, apesar do controle de Potência Ativa ser preciso e apresentar as características propostas, o controle de Potência Reativa deixa a desejar, pois não houve, sequer, a imposição da potência reativa de referência nos valores externados. Vale salientar que o sistema também propôs o controle de potências desacoplados um do outro, ou seja, as variações na potência ativa de referência não deveriam influenciar na saída da potência reativa, o que não foi o caso nos resultados da simulação. Ao aumentar a potência ativa de referência, o sistema deveria diminuir a potência reativa e aumentar a potência ativa, porém o sistema aumentou apenas a potência aparente, adicionando mais potência ativa e reativa à rede. Um controle mais robusto de potência reativa deve ser implementado para que este sistema tenha melhor qualidade, desempenho e eficiência.

Quanto ao controle de corrente, realizado pelo bloco de Admitância, assim como apresentado pelo artigo [11], possui controles de *droop* externos que necessitam de detecção de modo. Apesar do método simulado não utilizar de *droop* externo, em casos de *Islanding*, que é quando o inversor é desacoplado da rede e passa a funcionar isolado, o controle por corrente passa a ser mais instável que o controle por tensão, que seria a forma de controle por Impedância. Contudo, o funcionamento como gerador síncrono virtual permite esse tipo de controle mantendo apenas a frequência angular interna variando ainda seguindo os valores de referência da rede, para que, assim que necessário, o inversor mude de modo no momento de acoplamento sem problemas.

Seguindo a tendência explicada em [10], produtores de energia terão que se adaptar para controlar o RoCoF para seguir os parâmetros de produção e qualidade das concessionárias, como, por exemplo, já fazem com o fator de potência, tensão e frequência. Tais controles são essenciais para a padronização da qualidade de energia do sistema elétrico e

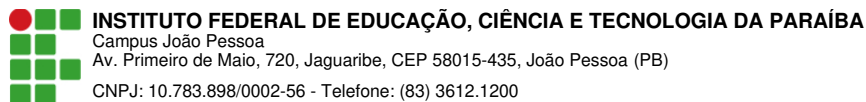
parametrização de sistemas de proteção.

Em suma, o método de controle proposto por controlador PI e Admitância cumpre o que fora prometido, controlando a potência ativa, implementando características físicas de um gerador síncrono, como Inércia, *damping*, admitância e controle de corrente, melhorando assim a estabilidade do sistema frente a variações de carga e mudança de modo de operação, e implementando a sincronização com a rede sem a utilização de PLL ou seus derivados, melhorando ainda mais a estabilidade do sistema. Contudo, o SPC falha no controle de reativos, sendo necessário um sistema externo ou modificado para controlar a injeção desses reativos com a finalidade de melhorar a eficiência e encaixar a produção de potência nos parâmetros dos operadores de sistema elétrico.

Referências

- 1 ONS. *Boletim de Operação*. 2021. Disponível em: <<http://sdro.ons.org.br/SDRO/DIARIO/index.htm>>. Acesso em: 24 de Setembro de 2021. Citado na página 11.
- 2 COMMISSION, E. *Renewable Energy Directive*. 2021. Disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy/directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en>. Acesso em: 29 de Dezembro de 2021. Citado na página 11.
- 3 NGUYEN, C.-L. Cost-optimized battery capacity and short-term power dispatch control for wind farm. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 51, n. 1, p. 595–606, 2015. Citado na página 11.
- 4 Krishnamoorthy, H. S. Wind turbine generator–battery energy storage utility interface converter topology with medium-frequency transformer link. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 29, n. 8, p. 4146–4155, 2014. Citado na página 11.
- 5 Moghaddam, I. N. Predictive operation and optimal sizing of battery energy storage with high wind energy penetration. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 65, n. 8, p. 6686–6695, 2018. Citado na página 11.
- 6 SHELLENBERGER, M. *Renewable Energy Boom Risks*. 2021. Disponível em: <<https://www.forbes.com/sites/michaelsellenberger/2021/04/20/why-renewables-cause-blackouts-and-increase-vulnerability-to-extreme-weather/?sh=5ca556e84e75>>. Acesso em: 24 de Setembro de 2021. Citado na página 11.
- 7 IER. *Renewable Energy Boom Risks*. 2021. Disponível em: <<https://www.instituteforenergyresearch.org/the-grid/renewable-mandates-are-leading-to-electricity-shortages-and-price-spikes-in-california/>>. Acesso em: 24 de Setembro de 2021. Citado na página 11.
- 8 KERDPHOL, T. Enhanced virtual inertia control based on derivative technique to emulate simultaneous inertia and damping properties for microgrid frequency regulation. *IEEE Access*, v. 7, n. 1, p. 14422–14433, 2019. Citado na página 11.
- 9 ANALOG. *MT-086: Fundamentals of Phase Locked Loops*. 2021. Disponível em: <<https://www.analog.com/media/en/training-seminars/tutorials/MT-086.pdf>>. Acesso em: 24 de Setembro de 2021. Citado na página 11.
- 10 OPERATOR, A. E. M. *International Review of Frequency Control*. 2016. Disponível em: <https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/reports/2016/fpss-international-review-of-frequency-control.pdf?la=en>. Acesso em: 24 de Setembro de 2021. Citado 2 vezes nas páginas 11 e 32.
- 11 Zhang, W. Grid-connected converters with virtual electromechanical characteristics: Experimental verification. *CSEE Journal of Power and Energy*, v. 3, n. 3, p. 286–295, 2017. Citado 7 vezes nas páginas 12, 15, 17, 22, 23, 27 e 32.

- 12 UMANS, S. D. *Máquinas Elétricas de Fitzgerald e Kingsley*. Porto Alegre, Brasil: [s.n.], 2014. Mc Graw Hill Education. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 19.
- 13 Fang, J. An improved virtual inertia control for three-phase voltage source converters connected to a weak grid. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 34, n. 9, p. 8660–8670, 2019. Citado na página 15.
- 14 RODRIGUEZ, I. C. P. Control of grid-connected power converters based on a virtual admittance control loop. *Technical University of Catalonia*, v. 1, p. 1–10, 2011. Citado 3 vezes nas páginas 17, 19 e 20.
- 15 BECK, R. H. H.-P. Virtual synchronous machine. *Electrical Power Quality and Utilisation*, v. 1, p. 1–6, 2007. Citado na página 17.
- 16 WAKAGI, W.; AREDES. *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*. Piscataway, United States: [s.n.], 2007. IEEE Press. Citado na página 21.



Documento Digitalizado Ostensivo (Público)

Monografia do Trabalho de Conclusão de Curso

Assunto: Monografia do Trabalho de Conclusão de Curso
Assinado por: Cleumar Moreira
Tipo do Documento: Tese
Situação: Finalizado
Nível de Acesso: Ostensivo (Público)
Tipo do Conferência: Documento Original

Documento assinado eletronicamente por:

- **Cleumar da Silva Moreira, COORDENADOR DE CURSO - FUC1 - CCSBEE-JP**, em 10/06/2022 16:36:19.

Este documento foi armazenado no SUAP em 10/06/2022. Para comprovar sua integridade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifpb.edu.br/verificar-documento-externo/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 545925

Código de Autenticação: ea469061da

