

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

**CONTROLE DE FREQUÊNCIA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
CONSIDERANDO INÉRCIA VIRTUAL**

VANESSA MENEZES RAMOS

DM 05 / 2018

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém – Pará – Brasil
2018

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

VANESSA MENEZES RAMOS

**CONTROLE DE FREQUÊNCIA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
CONSIDERANDO INÉRCIA VIRTUAL**

DM 05 / 2018

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém – Pará – Brasil
2018

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

VANESSA MENEZES RAMOS

**CONTROLE DE FREQUÊNCIA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
CONSIDERANDO INÉRCIA VIRTUAL**

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

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém – Pará – Brasil
2018

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

RAMOS, VANESSA MENEZES

Controle de Frequência de Geração Fotovoltaica Considerando Inércia Virtual / VANESSA MENEZES RAMOS. - 2018.

114 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), Instituto de Tecnologia, Universidade Federal do Pará, Belém, 2018.

Orientação: Prof. Dr. MARCUS VINÍCIUS ALVES NUNES

1. Controle de Frequência. 2. Geração fotovoltaica. 3. Inércia Virtual. 4. MPPT. 5. Droop. I. NUNES, MARCUS VINÍCIUS ALVES, *orient.* II. Título

CDD 621.31

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

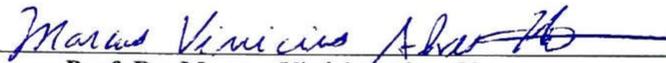
**"CONTROLE DE FREQUÊNCIA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
CONSIDERANDO INÉRCIA VIRTUAL"**

AUTORA: VANESSA MENEZES RAMOS

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

APROVADA EM: 30/01/2018

BANCA EXAMINADORA:



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



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

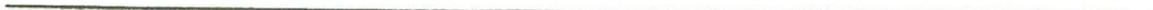


Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra
(Avaliador Interno – PPGEE/UFPA)



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

VISTO:



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

DEDICATÓRIA

*Aos meus pais, Vandilto e Linete, por todo apoio,
dedicação e amor.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que direta ou indiretamente contribuíram para essa conquista.

Aos amigos que estiveram comigo no início dessa jornada no mestrado, Roniel e Fernando, e se fizeram presentes no final.

Agradeço ao professor Dr. Marcus Vinicius pelo apoio e orientação desta dissertação, e todos membros da banca por aceitarem participar da avaliação e contribuir com seus conhecimentos em prol deste trabalho.

Agradeço ao Centro de Excelência em Eficiência Energética da Amazônia (CEAMAZON), a Universidade Federal do Pará (UFPA) e ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) pelo acolhimento e por tornarem possível a realização deste estudo.

Ao Dr. Sergio Campello por fornecer o incentivo e apoio no momento em que mais precisava para concluir esta dissertação.

Ao grande amigo que o mestrado me trouxe e que levo para a vida, Rodrigo Carvalho, por nunca medir esforços para me ajudar e apoiar nos momentos em que mais precisei. Meu muito obrigada por tudo.

Ao meu companheiro, Maureci, pelo apoio, carinho, incentivo e cumplicidade ao longo dessa etapa.

Aos meus pais que sempre acreditaram e me apoiaram, e a Valéria, minha irmã, por ser minha confidente, força e minha fonte de alegria.

E mais importante, a Deus, que permitiu tudo isso.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. ENQUADRAMENTO	1
1.2. MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS	2
1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	5
2. INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS	6
2.1. INTRODUÇÃO	6
2.2. MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA	8
2.3. FONTES RENOVÁVEIS DESPACHÁVEIS E NÃO-DESPACHÁVEIS	9
2.4. DESAFIOS PARA A INTEGRAÇÃO	11
2.4.1. VARIABILIDADE DOS RECURSOS ENERGÉTICOS	11
2.4.2. INVESTIMENTO E CUSTO OPERACIONAL	12
2.4.3. DISTRIBUIÇÃO DESIGUAL NO TERRITÓRIO	14
2.4.4. MODULARIDADE	14
2.4.5. PATAMARES DE TENSÃO E AUSÊNCIA DE SINCRONISMO	15
2.5. FLEXIBILIZAÇÕES DO SISTEMA	16
2.6. TIPOS DE INTEGRAÇÃO	17
2.6.1. MINIRREDES INTELIGENTES	18
2.6.2. REDE INTELIGENTE	20
2.6.3. PLANTA VIRTUAL DE GERAÇÃO	22
2.7. IMPACTO NA OPERAÇÃO DO SISTEMA DE POTÊNCIA	23
2.8. IMPACTO NO CONTROLE DE FREQUÊNCIA	25
2.8.1. RESPOSTA INERCIAL	26
2.8.2. CONTROLE PRIMÁRIO, SECUNDÁRIO E TERCIÁRIO	29

2.9. "UNIT COMMITMENT" E REQUISITOS DE RESERVA	30
2.10. PARTICIPAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS NOS SERVIÇOS DE REGULAÇÃO.....	32
2.10.1. CONTROLE DE RESPOSTA INERCIAL.....	34
2.10.2. CONTROLE <i>DROOP</i>	35
2.10.3. TÉCNICA DE DESCARREGAMENTO.....	36
3. TÉCNICAS DE CONTROLE PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	38
3.1. INTRODUÇÃO	38
3.2. INÉRCIA VIRTUAL	39
3.3. TOPOLOGIA BASEADA EM MODELO DE GERADOR SÍNCRONO	40
3.4. TOPOLOGIA BASEADA NA EQUAÇÃO DE BALANÇO.....	43
3.5. TOPOLOGIA BASEADA EM RESPOSTA DE FREQUÊNCIA E POTÊNCIA....	44
3.6. TOPOLOGIA BASEADA NO DESLOCAMENTO DO MPPT	49
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	53
4.1. INTRODUÇÃO	53
4.2. MODELO MATEMÁTICO	54
4.3. MODELOS IMPLEMENTADOS NO MATLAB/SIMULINK.....	60
4.3.1. MATLAB/SIMULINK.....	60
4.3.2. MÁQUINA SÍNCRONA.....	61
4.3.3. REGULADOR DE VELOCIDADE.....	63
4.3.4. SISTEMA DE EXCITAÇÃO	64
4.3.5. SISTEMA FOTOVOLTAICO	65
4.3.6. RASTREAMENTO DO PONTO MÁXIMO DE POTÊNCIA	70
4.3.7. CONVERSORES	71
4.4. RESULTADOS.....	75
5. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	85
5.1. CONCLUSÕES	85

5.2. TRABALHO PUBLICADO..... 88

5.3. TRABALHOS FUTUROS 88

REFERÊNCIAS90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Capacidade Instalada em 2016 (%) no Mundo e Brasil.....	3
Figura 2: Participação da geração a partir de solar fotovoltaica e eólica em 2014 e 2020 em países selecionados.	7
Figura 3: Potência instalada fotovoltaica distribuída acumulada (GWp).	15
Figura 4: Minirrede em uma PVG.	19
Figura 5: Estrutura de subsistemas de uma rede inteligente.	21
Figura 6: Classificação do estudo da estabilidade em sistemas elétricos de potência.	24
Figura 7: Estratégias de Controle para a integração das FRND.	33
Figura 8: Emulação de inércia para turbinas eólicas de velocidade variável.....	35
Figura 9: Curvas de velocidade do rotor x potência para diferentes valores de ângulo de inclinação para uma turbina eólica de 1,5 MW (velocidade do vento: 10 m/s).	37
Figura 10: MPPT e curvas de descarregamento da turbina eólica.	37
Figura 11: Conceito de Inércia Virtual.	40
Figura 12: Topologia do sincronizador: (a) Esquema geral que mostra o princípio de operação; (b) Diagrama de controle detalhado que mostra as equações de modelagem.	42
Figura 13: Topologia Equação de Balanço: (a) Esquema geral que mostra o princípio de operação; (b) Modelo do controlador para calcular a potência de entrada.	44
Figura 14: Topologia do gerador síncrono virtual (VSG).....	46
Figura 15: Característica da potência utilizando <i>Droop</i>	47
Figura 16: Controlador baseado no deslocamento do MPPT.....	50
Figura 17: Sistema fotovoltaico com a técnica de deslocamento.	51
Figura 18: Controlador aprimorado que considera a quantidade disponível reserva.	52
Figura 19: Um sistema de energia integrado com uma planta de geração fotovoltaica.	55
Figura 20: Característica V-I não-linear da geração fotovoltaica.....	55
Figura 21: Diagrama-fasor do sistema de energia da Figura 16.....	57
Figura 22: Modelo simplificado representativo da máquina síncrona e respectivos reguladores de velocidade e tensão.....	61
Figura 23: Modelo dinâmico da máquina síncrona implementado no MatLab/Simulink.	62

Figura 24: Modelo dinâmico do sistema de regulação da velocidade da máquina síncrona implementado no MatLab/Simulink.	64
Figura 25: Diagrama de blocos do regulador de tensão implementado no MatLab/Simulink.	65
Figura 26: Modelo dinâmico do sistema de excitação da máquina síncrona implementado no MatLab/Simulink.	65
Figura 27: O modelo de circuito elétrico para uma célula fotovoltaica.	66
Figura 28: Curva típica para uma célula fotovoltaica.	68
Figura 29: Curva I-V e a curva P-V correspondente para uma determinada irradiação e temperatura.	69
Figura 30: Modelo de planta solar implementado no <i>MatLab/Simulink</i>	69
Figura 31: MPPT implementado no MatLab/Simulink.	71
Figura 32: Modelo do conversor DC/DC implementado no MatLab/Simulink.	72
Figura 33: Comportamento da tensão gerado pelo inversor DC/AC.	73
Figura 34: Esquema genérico de um conversor DC/AC.	73
Figura 35: Modelo do conversor DC/AC implementado no <i>MatLab/Simulink</i>	74
Figura 36: Modelo do PLL implementado no MatLab/Simulink.	75
Figura 37: diagrama principal implementado no <i>MATLAB/Simulink</i>	76
Figura 38: Frequência do sistema com parâmetro de $H = 1.2$ s.	77
Figura 39: Geração Fotovoltaica com parâmetro de $H = 1.2$ s.	77
Figura 40: Comparação entre potência gerada pelo PV e frequência.	78
Figura 41: Frequência angular da Máquina síncrona com parâmetro de $H = 1.2$ s.	79
Figura 42: Frequência angular da Máquina síncrona com parâmetro de $H = 3.2$ s.	79
Figura 43: Geração fotovoltaica e corrente da geração fotovoltaica da PV.	80
Figura 44: Frequência angular da máquina síncrona para carga leve.	81
Figura 45: Frequência do sistema para carga leve.	81
Figura 46: Potência mecânica da máquina síncrona para carga leve.	82
Figura 47: Geração fotovoltaica para carga leve.	82
Figura 48: Frequência angular da máquina síncrona para carga pesada.	83
Figura 49: Geração fotovoltaica para carga pesada.	83

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Variáveis da máquina síncrona.	62
Tabela 2: Dados da Fonte de Geração Convencional.	75

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AC	<i>Alternating Current</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
BIG	Banco de Informações de Geração
CCM	<i>Continuous conduction mode</i>
CMO	Custo Marginal de Operação
CPSA	Contratos de Prestação de Serviços Ancilares
DC	<i>Direct Current</i>
DCM	<i>Discontinuous conduction mode</i>
DFIG	<i>Doubly-Fed Induction Generator</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
FC	Fator de Capacidade
FER	Fontes de Energia Renovável
FRND	Fontes Renováveis Não Despacháveis
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
GS	Geradores Síncronos
GSV	Geradores Síncronos Virtuais
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MCP	Mercado de Curto Prazo
MPP	<i>Maximal Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
PID	<i>Proportional–Integral–Derivative</i>
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i>

PV	<i>Photovoltaic</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
RI	Rede Inteligente
ROCOF	<i>Rate of change of frequenc</i>
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMIB	<i>Singe Machine Infinite Bus</i>
UHE	Usinas Hidroelétricas
VSWT	<i>Variable Speed Wind Turbine</i>

RESUMO

A integração em larga escala de fontes intermitentes de energias renováveis, como os sistemas fotovoltaicos, nos sistemas elétricos de potência gera novas questões técnicas, uma vez que tais fontes normalmente não participam na regulação da frequência devido não apresentarem inércia de rotação. A rápida variação da frequência existente em redes com grande integração de geração renovável ocasiona assim uma maior dificuldade na manutenção da estabilidade de frequência, pois diferentemente dos sistemas convencionais (por exemplo os Hídricos e Térmicos), onde a inércia dos geradores é suficientemente alta, para a maioria desses novos sistemas isso não é válido. Nesse contexto, na presente dissertação será proposta a utilização do conceito de “inércia virtual”, que corresponde a uma combinação de algoritmos de controle, dispositivos de armazenamento de energia elétrica e eletrônica de potência aplicada às fontes renováveis, como as fotovoltaicas, conectadas às redes de energia através de inversores, a qual emula a inércia de um sistema de geração convencional. Será apresentado ainda um modelo baseado em uma análise a pequeno sinal linearizado, desenvolvido para avaliar a estabilidade de um circuito de controle de potência quando o gerador fotovoltaico fornecer resposta em frequência, além da resposta inercial emulada com sistemas fotovoltaicos por meio de técnicas baseadas no controlador MPPT no Método de Deslocamento e da estratégia de controle *Droop* no domínio do tempo. Esta modelagem é testada em um sistema de energia elétrica composto por máquinas síncronas e uma planta de geração de energia fotovoltaica em larga escala para a análise dos efeitos do sistema de controle em relação à estabilidade de frequência. As simulações realizadas com o auxílio do software *MATLAB/Simulink*, consideram diferentes constantes de inércia para uma condição de variação (queda) na frequência elétrica, ocasionada pela inserção de cargas no sistema elétrico. Resultados comparativos indicam que é maior o impacto da geração fotovoltaica na estabilidade do sistema de energia quando a energia fornecida pelo gerador da planta convencional é menor. Resultados também comprovam que quando o sistema fotovoltaico está fornecendo energia para a rede elétrica, a frequência do mesmo decai afetando a estabilidade e operação do sistema de potência através da degradação da dinâmica de frequência.

Palavras-Chaves: Controle, Frequência, Geração Fotovoltaica, Inércia Virtual, MPPT, *Droop*.

ABSTRACT

The large-scale integration of intermittent sources of renewable energies, such as photovoltaic systems, into electrical power systems generates new technical issues, since such sources do not participate in frequency regulation because they do not exhibit inertia of rotation. The rapid frequency variation, normally found in networks with a high degree of integration of renewable generation, therefore causes greater difficulty in maintaining frequency stability, unlike conventional systems (for example Hydro and Thermal), where the inertia of the generators is sufficiently high, for most of these new systems this is not valid. In this context, the present dissertation will propose the use of the concept of "virtual inertia", which corresponds to a combination of control algorithms, electrical energy storage devices and power electronics applied to renewable sources, such as photovoltaics, connected to networks of power through inverters, which emulates the inertia of a conventional generation system. It will be presented a model based on a small linearized signal analysis, developed to evaluate the stability of a power control circuit when the photovoltaic generator provides frequency response and the inertial response emulated with photovoltaic systems by means of techniques based on the MPPT controller in the Displacement Method and the Droop control strategy in the time domain. This modeling is tested in an electric power system composed of synchronous machines and a large-scale photovoltaic power generation plant for the analysis of the effects of the control system in relation to frequency stability. The simulations performed with MATLAB/Simulink software consider different inertia constants for a condition of variation (decrease) in the electric frequency, caused by the insertion of loads in the electric system. Comparative results indicate that the impact of photovoltaic generation on the stability of the power system is greater when the power supplied by the conventional plant generator is lower. Results also prove that when the photovoltaic system is supplying power to the grid, its frequency decreases, affecting the stability and operation of the power system through the degradation of the frequency dynamics.

Keywords: Control, Frequency, Photovoltaic Generation, Virtual Inertia, MPPT, Droop.

CAPÍTULO 1

1. INTRODUÇÃO

1.1. ENQUADRAMENTO

Tradicionalmente, a operação do sistema de energia elétrica baseia-se no pressuposto de que a geração de eletricidade, sob a forma de usinas de energia térmica, abastecida de forma confiável com combustíveis fósseis, nucleares; ou a partir das usinas hidrelétricas, é totalmente despachável, isto é, controlável e envolve geradores síncronos rotativos. Por causa da energia cinética armazenada, os geradores síncronos adicionam inércia rotacional, uma propriedade importante da dinâmica da frequência e da estabilidade da rede elétrica.

Manter a frequência da rede elétrica dentro de um intervalo aceitável é um requisito necessário para o funcionamento estável dos sistemas de energia. A estabilidade de frequência e, por sua vez, a operação estável em termos de transitórios eletromecânicos, depende do balanço de potência ativa, o que significa que a geração total menos o consumo de carga total (incluindo perdas de sistema) é mantida próxima a zero.

Na operação normal, pequenas variações desse equilíbrio ocorrem espontaneamente. Desvios do valor nominal f_0 , devem ser mantidos nos menores intervalos possíveis, uma vez que maiores variações de frequência podem estabelecer cortes de cargas. Tais situações podem influenciar o comportamento de toda a rede de energia elétrica, e em casos extremos, gerar falhas em cascata e *blackouts*.

Devido às preocupações com as mudanças climáticas e consequente aumento nas exigências de redução das emissões de CO_2 , a utilização das Fontes de Energia Renovável (FER) torna-se necessária junto aos sistemas elétricos. Junto a estes aspectos, as questões de custo e segurança associados aos combustíveis fósseis, tem feito com que muitos países tendam a aumentar a participação das fontes em seus sistemas de energia elétrica. Por outro lado, quando se acrescenta no conjunto de gerações convencionais as fontes de energia renováveis, o desafio se torna maior.

Geralmente, as FER's integradas em um sistema de energia diminuem a dependência do combustível fóssil, melhoram o perfil de tensão e aumentam a confiabilidade do sistema de energia. No entanto, a alta penetração das fontes de energia renováveis pode levar a desafios críticos de estabilidade de frequência. Primeiro, as FER's geralmente têm respostas inerciais baixas ou inexistentes [1]. Como por exemplo, as turbinas eólicas de velocidade variável geralmente estão conectadas à rede por conversores eletrônicos de potência, que efetivamente desacoplam a inércia da turbina eólica dos transitórios do sistema elétrica e as unidades fotovoltaicas que normalmente não fornecem nenhuma inércia rotacional, o que têm implicações na dinâmica de frequência.

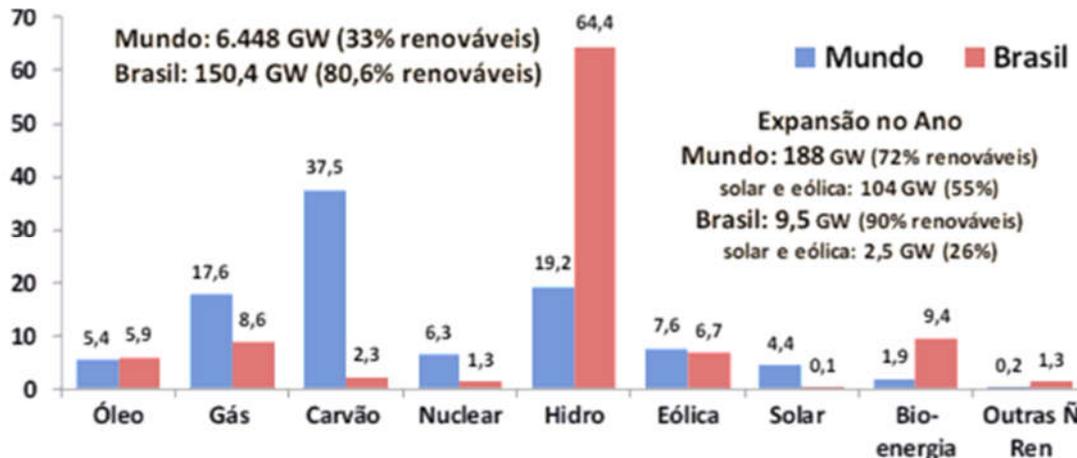
A resposta dinâmica dessas tecnologias, com baixa inércia rotacional, é muito mais rápida nos sistemas de energia elétrica. Isso pode levar a situações em que os esquemas tradicionais de controle de frequência se tornem muito lentos, no sentido de evitar grandes desvios de frequência e as consequências resultantes, em relação à dinâmica de perturbação na rede elétrica. A perda da inércia rotacional com a introdução das fontes FER leva a novos fenômenos de instabilidade de frequência nos sistemas de energia [2], tornando a Taxa de Variação da Frequência (do inglês *Rate of change of frequenc* - ROCOF) do sistema elétrico alta o suficiente para conduzir, em algumas situações, a ativação do sistema de controle de corte de carga, mesmo nas condições de desequilíbrio de pequenas magnitudes.

1.2. MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS

Estimativas do DIE/SPE para 2016 indicam que a capacidade instalada mundial de geração elétrica ficou próxima de 6.450 GW (33% de renováveis), com expansão de 188 GW no ano (72% de renováveis) [3], conforme Figura 1. As fontes solar e eólica respondem por mais da metade desta expansão (55%). No Brasil, as renováveis responderam por 90% da expansão.

A China responde por aproximadamente 35% da expansão da capacidade instalada mundial. A geração mundial de energia elétrica ficou próxima de 24.600 TWh (Fator de Capacidade – FC – de 43,6%), mostrando aumento de 1,6% em relação à 2015, (65,8% de fósseis, 10,6% de nuclear e 23,6% de renováveis). Eólica e solar geraram um pouco mais de 1.100 TWh, ou 4,5% da geração mundial. No Brasil, solar e eólica responderam por 5,8% da geração em 2016 [3].

Figura 1: Capacidade Instalada em 2016 (%) no Mundo e Brasil.



Fonte: [3]

De acordo com o Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro do mês de setembro de 2017, a capacidade instalada de geração de energia fotovoltaica no sistema elétrico foi de 299 MW [4]. Esse valor ainda é muito baixo, pois representa cerca de 0,01% da geração de eletricidade do sistema brasileiro, porém se comparado com o mesmo período do ano anterior, a evolução da capacidade instalada foi de 1199,1%, uma vez que em setembro de 2016 a capacidade instalada era de apenas 23 MW [4].

Ou seja, as energias renováveis intermitentes, como a Energia Solar e a Eólica, vêm ganhando espaço cada vez maior à medida que as tecnologias de geração e integração com a rede vêm sendo desenvolvidas, além do que, o avanço das fontes renováveis vai na mesma direção do compromisso assumido pelo Brasil durante a COP 21, de elevar para ao menos 23% a parcela de energias renováveis (além da hídrica) na matriz elétrica até 2030 [5].

As implantações em larga escala de fontes intermitentes de energia renováveis geram várias questões técnicas novas e importantes, uma vez que estas não podem participar como outras fontes de geração convencionais na regulação da frequência, pois não proporcionarem inércia de rotação.

Outra questão relevante é a dificuldade em alcançar a estabilidade de frequência desses novos sistemas, pois ao contrário da concepção dos sistemas tradicionais em que a inércia da rede é suficientemente alta, com apenas pequenas variações ao longo do tempo, para os sistemas de energia com alta participação de Fontes de Energia Renovável isso não é válido, além do que, esses últimos, por suas próprias características operacionais, contêm menos unidades de geração que fornecem energia de reserva [1]. Isso tem implicações na dinâmica de frequência,

na estabilidade e na operação do sistema elétrico de potência, pois a dinâmica de frequência é mais rápida em sistemas de potência com baixa inércia de rotação, tornando o controle de frequência e a operação do sistema de potência mais desafiador.

Em especial, a geração fotovoltaica em larga escala pode produzir efeitos danosos à estabilidade dinâmica e transitória do sistema de potência, considerando que os inversores de acoplamento à rede elétrica de sistemas fotovoltaicos não exibem recursos de emulação de resposta inercial tal como os existentes na eletrônica de potência que acopla os aerogeradores ao sistema elétrico dos Tipos 3 e 4¹ ou nas turbinas do tipo que adotam Geradores de Indução Duplamente Alimentados (do inglês *doubly-fed induction generator* - DFIG), com a inércia natural do eixo da turbina que é diretamente acoplado ao sistema de energia elétrica [6].

Portanto, um dos temas importantes e atuais para pesquisa se baseia no estudo de novas estratégias de controle para sistemas com baixa inércia, bem como a inclusão da chamada "inércia virtual" no controle de fontes de energia renováveis, alimentadas por inversores, conectadas ao sistema de energia. Para este tipo de sistema, pode-se aplicar estratégias avançadas de controle permitindo que se comportem de forma semelhante aos geradores síncronos [7]. Desse modo, utiliza-se a frequência do sistema como uma das variáveis controladas e uma das entradas para o controlador, tornando-se possível simular uma resposta de energia semelhante à dos geradores síncronos clássicos.

Esta dissertação apresenta um modelo baseado em pequeno sinal linearizado desenvolvido para avaliar a estabilidade do circuito de controle de potência proposto quando o gerador fotovoltaico fornece resposta em frequência e a resposta inercial emulada com sistemas fotovoltaicos por meio de técnicas baseadas no controlador MPPT no Método de Deslocamento e da estratégia de controle *Droop* no domínio do tempo.

O comportamento da estratégia de inércia sintética através do *Droop* baseia-se na imitação da liberação/absorção de energia cinética semelhante à de um gerador síncrono, apresentando assim as unidades de geração fotovoltaica como fontes despacháveis, enquanto que o controle de deslocamento do MPPT é alcançado elevando-se a tensão do sistema fotovoltaico para além da tensão no ponto máximo de potência. Quando essas estratégias são usadas, é importante ajustar os parâmetros de controle dependendo do sistema de energia ao qual os sistemas fotovoltaicos estão conectados. As simulações mostram que é possível

¹ Aerogeradores dos Tipos 3 e 4, diferentemente dos Tipos 1 e 2, não são conectados diretamente a rede. No Caso do Tipo 3 um conversor de frequência realiza a compensação de potência reativa e uma conexão suave à rede com processamento parcial da potência (20% a 30% da potência nominal do gerador) no circuito do rotor. No Tipo 4 o conversor de frequência também realiza a compensação de potência reativa e uma conexão suave à rede, porém com processamento total da potência.

melhorar, mas também deteriorar a resposta de frequência do sistema, dependendo desses parâmetros. As simulações, fazem uso do *Matlab/Simulink*, e foram realizadas sob diferentes valores de constantes de inércia e curvas de irradiação, com uma queda de frequência causada pela inserção de grandes cargas. Resultados comparativos foram apresentados para verificar a efetividade e a robustez do método proposto.

1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O trabalho desenvolvido e o conteúdo produzido no âmbito da presente dissertação estão organizados em cinco capítulos.

No Capítulo 2 expõem-se os desafios enfrentados para a integração das energias renováveis no sistema elétrico tradicional. Sendo assim, são analisados os impactos na operação do Sistema Elétrico de Potência e diretamente no controle da frequência. O problema de *Unit Commitment* também é abordado inserindo-se no âmbito do planejamento da operação para um horizonte temporal e os Requisitos de Reserva necessários nessa integração, bem como a participação de Fontes Renováveis nos Serviços de Regulação.

O Capítulo 3 está destinado à descrição de algumas técnicas de controle utilizadas para regulação da frequência empregadas em sistemas com geração de energia proveniente de Fontes Fotovoltaicas. Dentre elas destaca-se a Topologia Baseada em Resposta de Frequência e Potência, denominada simplesmente de Controle *Droop*, e a Topologia Baseada no Deslocamento do MPPT, as quais foram implementadas nesse trabalho.

O Capítulo 4 apresenta e descreve diversos elementos essenciais do sistema elétrico e os modelos dinâmicos implementados no *MatLab/Simulink* para simulação do sistema de energia composto por uma única máquina síncrona ligada a uma barra infinita representando o sistema hidráulico tradicional e uma planta de geração de energia fotovoltaica em larga escala para análise dos efeitos apresentados com esta integração. Ademais, Capítulo 4 refere-se aos Resultados e Discussões acerca da implementação do controle de deslocamento do MTTP e *Droop* para emulação da inércia no controle de estabilidade do sistema.

Finalmente, no Capítulo 5 está a conclusão do trabalho onde se faz a avaliação dos desdobramentos levantados através dos resultados alcançados e as propostas de trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

2. INTEGRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

2.1. INTRODUÇÃO

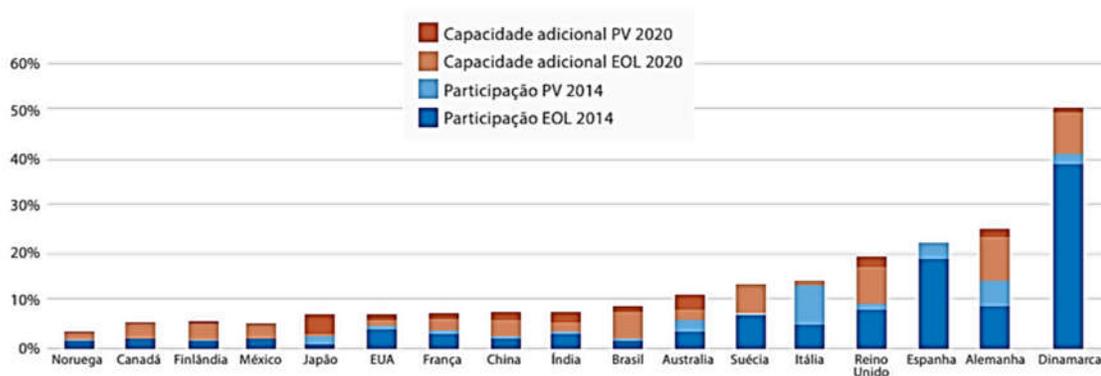
Apesar de tradicionalmente o Sistema Elétrico de Potência (SEP) ter se desenvolvido baseado em uma estrutura predominantemente hierarquizada e centralizada, a introdução de fontes de energia com características de geração diferentes das convencionais exige o desenvolvimento de técnicas inteligentes de despacho, de forma a considerar suas características sazonais e intermitentes [8].

Assim, questões técnicas, ambientais, sociais e econômicas levaram ao grande interesse pela integração de unidades de geração de energia elétrica utilizando fontes de baixa potência conectadas a níveis de tensão mais baixos [9] complementando a geração centralizada. Esse fato promoveu o crescimento do conceito da chamada Geração Distribuída (GD). Porém quando se fala da massiva integração das chamadas Fontes Renováveis Não Despacháveis (FRND), particularmente a eólica e a solar fotovoltaica, em sistemas de alta potência os esforços para identificar os principais desafios são muito maiores.

O crescimento acelerado das FRND decorre, em parte, de um conjunto de políticas públicas estabelecidas visando não apenas à mitigação das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE), como também a ampliação dos mercados das tecnologias de geração renovável como oportunidades de expansão econômica e como alternativas para garantia da segurança energética [10].

O rápido desenvolvimento tecnológico e os ganhos de escala dessas fontes têm contribuído para a progressiva queda de seus custos, facilitando a sua adoção mesmo em países onde não são consideradas prioritárias para o investimento. Estes dados corroboram as mais variadas projeções que apontam o progressivo aumento da participação das renováveis não hídricas na geração elétrica em vários países do mundo, conforme pode ser visto no gráfico da Figura 2.

Figura 2: Participação da geração a partir de solar fotovoltaica e eólica em 2014 e 2020 em países selecionados.



Fonte: [11]

Diferentemente da maior parte dos países, o Brasil historicamente apresentou uma matriz elétrica renovável, muito em função da majoritária participação da hidroeletricidade. Para lidar com a variabilidade dos regimes de chuvas, o país estruturou seu sistema elétrico a partir de três pilares fundamentais: geração hidrelétrica com reservatório, complementação térmica e um sistema de transmissão de amplitude nacional e centralizado – o Sistema Interligado Nacional (SIN) [10].

A configuração do sistema elétrico brasileiro tem passado por significativas mudanças nos últimos anos. A quase totalidade das hidroelétricas recentemente construídas, em obras e planejadas é do Tipo Fio D'água, sem reservatório de regularização. Este é o caso das usinas hidroelétricas (UHE) de Santo Antônio, Jirau e Belo Monte. Também se tem verificado uma grande expansão das FRND, em especial, a eólica [10]. Esta já é a terceira maior fonte no Brasil, responsável por 6% da capacidade instalada, detendo 12 GW da matriz elétrica nacional [12]. A geração eólica só fica atrás das fontes hídrica (61%) e termoeletricidade movida a gás natural (9,3%) [13].

Em contrapartida, várias questões vem à tona neste processo de integração das FRND, destacando-se os desafios de curto, médio e longo prazo a serem superados para a sua crescente inserção no sistema elétrico brasileiro, tais como a necessidade de expansão e adaptação das redes de transmissão e distribuição; a adequação das estruturas de distribuição diante da expansão da geração distribuída; o aumento do investimento em pesquisa e desenvolvimento na área de tecnologias de armazenamento, bem como a necessidade de acomodação dos custos associados à nova configuração da geração elétrica [10].

Outro fator importante é a variabilidade deste tipo de produção que afeta essencialmente a estabilidade de frequência, uma vez que a produção de energia proveniente de fontes renováveis pode variar significativamente em uma questão de alguns segundos, conduzindo a variações transitórias excessivas no valor da frequência. Tais variações adicionam risco ao nível da segurança de operação da rede, podendo provocar a atuação de proteções, desencadeando o corte de carga ou de grupos geradores.

A incerteza associada à produção renovável afeta ainda o planejamento da operação do sistema em vários horizontes temporais: para o dia seguinte, a hora seguinte e ainda para os minutos seguintes [10]. Para maximizar a integração da geração renovável e, simultaneamente, minimizar o risco para a segurança da operação, são utilizados hoje em dia modelos probabilísticos que permitem prever o comportamento dos recursos renováveis com maior ou menor incerteza, consoante a proximidade com o período efetivo de operação do sistema.

2.2. MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

De 1970 a 2016, o Brasil passou de 11 GW de capacidade de geração elétrica a 150,4 GW, com taxa de crescimento de 5,8% a.a. (ao ano), indicador bem superior ao do PIB, de 3,5% a.a. A participação da fonte hidráulica foi sempre preponderante no período, variando de 87,4% em 1996 (máxima) a 64,5% em 2016 (mínima). A geração nuclear teve início em 1985, e a geração eólica, em 1992 [3].

A capacidade instalada (CI) de geração elétrica no Brasil, ao final de 2016, atingiu o montante de 150,4 GW, sendo 80,6% de fontes renováveis. Destaque para a potência de 96,9 GW de hidráulica (64,5% do total), seguida de 14 GW de biomassa (9,3%) [12]. A Geração Distribuída atingiu mais de 8.800 instalações, com mais de 90% de solar [3].

Também se tem verificado uma grande expansão das FRND, em especial, a eólica que já é a terceira maior fonte no Brasil, sendo responsável por 3,3% dos 581,5 TWh gerados no ano de 2015, segundo o Balanço Energético Nacional [13].

Dados do Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) indicam um crescimento ainda maior desta fonte no curto prazo, já que há mais de 3 GW de usinas eólicas em construção e mais 2,2 GW autorizadas pela ANEEL [12].

A existência de um grande potencial a ser explorado, de cerca de 350 GW [14], sinaliza que ainda há muito espaço para a eólica crescer no país, inclusive para além das projeções oficiais. Estas, constantes do Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE 2024),

elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o qual aponta que a eólica chegará, em 2024, a 24 GW, o que representará 12% de toda a capacidade instalada brasileira [15].

A geração solar fotovoltaica também tem apresentado taxas positivas de crescimento, ainda que corresponda 0,27% da capacidade instalada atual do Brasil, por meio da geração distribuída, a qual já conta com 446,3 kW instalados (nas modalidades micro e minigeração) [12]. Ainda segundo os dados do BIG, indicadores mostram um crescimento ainda maior desta fonte no curto prazo, já que há mais de 1 GW de empreendimentos fotovoltaicos em construção e mais 1,2 GW autorizadas pela ANEEL [12].

Segundo o PDE 2024, espera-se que a geração solar fotovoltaica chegue a 7 GW em 2024, contribuindo com 3% da capacidade instalada do país. O mesmo documento aponta um forte crescimento da modalidade distribuída, somando 1,3 GWp instalados no mesmo horizonte [15]. Tais projeções de crescimento da participação das energias eólica e solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira vão ao encontro das “pretendidas contribuições nacionalmente determinadas” (INDCs3), apresentadas pelo Brasil no âmbito das negociações em torno do Acordo de Paris, e que estabelecem como uma de suas metas expandir o uso doméstico de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar [13].

É preciso destacar que, no Brasil, é significativa a complementação sazonal que se verifica entre a disponibilidade do vento e o regime de chuvas. Ou seja, chove mais no verão e venta mais no inverno e na primavera. Este fato tende a ser positivo na medida em que reduz o impacto da crescente variabilidade da matriz elétrica como um todo, já que a geração eólica nos períodos de baixa pluviosidade pode reduzir a necessidade de aproveitamento da energia armazenada nos reservatórios. Preservados, estes acabam por ter melhores condições de prover energia, inclusive, em situações de longos períodos de seca. O mesmo raciocínio vale para a energia gerada por biomassa da cana, que se concentra entre maio e novembro, no período de menor pluviosidade, que acontece junto com o período de safra [10].

2.3. FONTES RENOVÁVEIS DESPACHÁVEIS E NÃO-DESPACHÁVEIS

As fontes renováveis não hídricas na matriz elétrica, notadamente a energia solar e a eólica, têm apresentado nos últimos anos, uma taxa significativa de crescimento na participação

das matrizes elétricas em muitos países do mundo, como Alemanha, China, EUA e Japão. Essas fontes aqui denominadas Fontes Renováveis Não-Despacháveis são designadas por “não despacháveis” devido não serem controladas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), ou seja, a energia por elas produzida é diretamente injetada na rede a partir da disponibilidade do recurso natural primário.

Variações na velocidade de vento ou radiação solar, ou seja, eventos que podem ocorrer em curtos intervalos de tempo, implicam em variações na produção de eletricidade. Estas variações precisam ser compensadas por fontes convencionais “despacháveis”, como as usinas hidrelétricas ou usinas a gás natural, de forma a manter a frequência do sistema elétrico em 60 Hz por meio do equilíbrio Produção x Consumo em tempo real.

Nos países onde as FRND têm apresentado um crescimento mais acelerado, uma série de desafios de ordem técnica, operacional e econômica têm surgido. Dada a natureza variável dessas fontes, tem-se tornado relevante a adoção de medidas para garantir flexibilidade aos sistemas elétricos, tais como a adição concomitante de usinas despacháveis de geração elétrica, o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento, o investimento em adaptação, ampliação e reforço das redes de transmissão e distribuição, previsão climática e outros.

O risco que se corre ao não adotar tais medidas apresenta três dimensões: uma operacional, relativa à perda de segurança e confiabilidade do suprimento; outra econômica, com aumento dos custos sistêmicos; e ainda outra ambiental, relativa ao potencial aumento do despacho de fontes energéticas mais poluentes. Daí que a solução adotada em muitos países tem sido investir concomitantemente na adição das FRND e na implantação de medidas de flexibilidade. Diante disso, mostra-se crucial também investigar como os desafios da integração das fontes não-despacháveis se concretizam no Brasil, de modo a esclarecer quais caminhos precisam ser adotados no planejamento da expansão e da operação do sistema elétrico nacional.

Diferentemente de outros países, o Brasil é um sistema em expansão em que os investimentos podem ser pensados para favorecer a integração de fontes renováveis, evitando, desta maneira, alguns problemas enfrentados por países com sistemas já consolidados. Além disso, o país possui ampla experiência em lidar com maiores níveis de variabilidade (ainda que em dimensão mais lenta que a das FRND visto a predominância de usinas hidrelétricas na matriz).

2.4. DESAFIOS PARA A INTEGRAÇÃO

Em grande parte, os desafios encarados pelos países, incluindo o Brasil, que aumentaram a participação das FRND nas suas matrizes elétricas estão diretamente associados às seguintes características das renováveis não hídricas [16], conforme descrito nos itens a seguir:

2.4.1. VARIABILIDADE DOS RECURSOS ENERGÉTICOS

Tanto a energia solar fotovoltaica quanto a eólica são consideradas fontes renováveis não despacháveis, pois dependem diretamente das condições climatológicas. A disponibilidade tanto do vento quanto do sol pode variar de acordo com o tempo – as fontes seguem as características das estações do ano (chuvosa, seca) e até condições mais momentâneas, como presença de nuvens, etc.

Como consequência, a possibilidade de contar com a geração eólica ou solar muda ao longo do tempo e de forma muitas vezes abrupta [16]. Desta forma, mesmo que estejam avançando rapidamente, os sistemas de previsão climatológica ainda não conseguem prover informações mais acuradas sobre as condições de vento e irradiação para horizontes de tempo mais longos, com impactos no planejamento da operação e do despacho. Por isso, os operadores dos sistemas elétricos precisam ter à disposição fontes despacháveis, que possam ser rapidamente acionadas caso as previsões climatológicas não consigam antever a disponibilidade do vento e do sol.

Além de desafios associados à previsão climatológica, a variabilidade provoca dois efeitos importantes para a operação do sistema – um efeito de Flexibilidade e o outro de Utilidade. O primeiro está relacionado às mudanças de curto prazo na magnitude e na frequência da disponibilidade do recurso energético, sol e vento, levando a grandes variações na geração de eletricidade líquida. Para se precaver dessa instabilidade de curto prazo, os sistemas elétricos precisam contar com reservas de geração, aptas a responder rápida e adequadamente à demanda [17].

O efeito utilidade tem a ver com os impactos econômicos decorrentes da mudança nos fatores de capacidade das demais usinas instaladas no sistema [17]. Este efeito associa-se ao deslocamento das fontes e também à ociosidade e a um parque inapto à nova realidade operacional. Em geral, quando disponíveis, as fontes eólica e solar entram no sistema devido

ao seu baixo custo operacional, fazendo com que ocorra o deslocamento da curva de mérito para o acionamento de outras fontes, conforme o aumento incremental da demanda. Acontece que, dependendo da configuração do sistema elétrico, isso pode gerar aumento do custo operacional, uma vez que algumas dessas fontes foram planejadas e contratadas para gerar ou na base ou em níveis intermediários de capacidade. A reconfiguração do *mix* de geração pode resultar na necessidade de realocação dos custos associados [16], porém este efeito tende a ser inexistente ou pouco significativo no âmbito nacional, devido à demanda crescente e à capacidade de adaptação do sistema elétrico brasileiro [16].

O Brasil também tem vivenciado aumento da variabilidade de sua matriz tanto por força do crescimento das FRND, como também, e principalmente, em função da adição de hidrelétricas do tipo fio d'água e, portanto, sem reservatório de regularização. As usinas hidrelétricas a fio d'água, por prescindirem dos reservatórios, acabam tendo sua capacidade de geração elétrica mais dependente dos regimes de chuvas, apresentando maior sazonalidade entre períodos secos e chuvosos influenciando assim na variabilidade do recurso energético disponível.

2.4.2. INVESTIMENTO E CUSTO OPERACIONAL

A energia elétrica gerada pelas fontes eólica e solar desloca o despacho de fontes mais caras (geralmente termoelétricas), o que acaba levando à ociosidade, nos momentos de abundância de renováveis, destas usinas devido a energia elétrica gerada pelas fontes eólica e solar apresentarem um custo de operação baixo (já que o vento e a radiação são gratuitos). Por outro lado, nos momentos de escassez das FRND, será preciso contar com a geração mais cara. Como consequência, os custos de geração passam a apresentar uma alta flutuação, o que pode gerar impactos na contabilização da tarifa para o consumidor e dos custos sistêmicos, ou seja, custos resultantes do conjunto da geração, transmissão e distribuição.

O grande desafio que se coloca neste item é o potencial de financiamento destes projetos, sua consequente viabilidade econômica, e, também, a necessidade da realização de investimentos que ampliem a flexibilidade operacional do sistema. Desta forma, evita-se a ociosidade de usinas de geração e por consequência reduz-se os custos totais do sistema, mitigando efeitos indesejados para a sociedade.

No Brasil, o planejamento da operação e as decisões sobre o despacho têm um papel fundamental na formação dos preços do mercado de energia elétrica. Isso se deve ao fato de

que o assim chamado Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é o indicador usado para promover a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo (MCP). O PLD também é usado para apurar os pagamentos devidos pelo uso de energia de reserva, para determinar os valores a serem pagos pelos agentes de distribuição aos geradores em função dos contratos por disponibilidade, e para estruturar os ajustes em função das diferenças de preços entre os submercados, etc [10].

O PLD tem valores mínimos e máximos estabelecidos por regulação da ANEEL, mas sua definição pode ser aproximada, com limitações, ao Custo Marginal de Operação (CMO), ou seja, o custo adicional de acrescentar ao despacho a geração de mais uma unidade de energia elétrica. O cálculo do CMO depende diretamente dos modelos computacionais usados para a determinação do despacho das usinas elétricas, sendo os dois principais o NEWAVE e o DECOMP [10]. Em linhas gerais, estes modelos usam bases estocásticas para estimar qual a composição ótima, em termos de custos, da geração elétrica.

No caso brasileiro, a determinação do CMO e, portanto, do PLD, tem-se dado em periodicidade semanal. Tais modelos, porém, não consideram adequadamente as FRND. Atualmente, a geração dessas fontes tem sido inserida nos modelos do mesmo modo que as demais fontes não despacháveis, como as térmicas inflexíveis (Angra I e II, parcelas inflexíveis das usinas a carvão, inflexibilidade contratual, etc.), gerando um desconto da carga de energia e menosprezando variações que podem ocorrer mais próximas à operação real do sistema. Desta maneira, realizar a formação de preços a partir de menores intervalos e adotar diferentes patamares de preços será cada vez mais necessário no sistema.

Como visto, a variabilidade das fontes solar e eólica é tanto sazonal como horária. À medida que essas fontes cresçam na matriz elétrica, essa variabilidade tende a influenciar diretamente os custos de operação do sistema elétrico. Por essa razão, é preciso adaptar o planejamento da operação de modo que o cálculo do CMO capture esse fator, o que só ganha relevância se também forem considerados tempos menores de cálculo (em base horária, por exemplo) [18]. A adequação dos modelos também é importante porque torna o planejamento da operação mais sensível às oportunidades de complementação entre as FRND e a hidroeletricidade, além de permitir ao operador gerenciar os reservatórios das hidrelétricas a partir da geração pelas fontes não-despacháveis [19]. Outro impacto previsto é a possibilidade de aumento da discrepância dos PLD dos diferentes submercados. Esse risco é maior no caso da Região Nordeste, onde está concentrada a geração eólica.

2.4.3. DISTRIBUIÇÃO DESIGUAL NO TERRITÓRIO

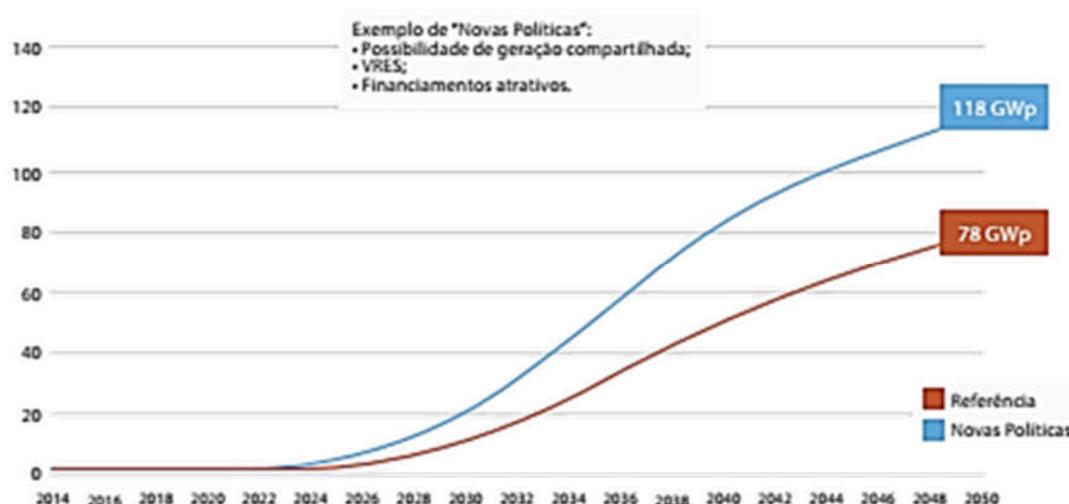
Em geral, os potenciais eólicos, de irradiação e de biomassa não se encontram homogeneamente distribuídos no território nacional, havendo *Hotspots* de geração, os quais, nem sempre, coincidem com os centros de carga. Este é o caso do Brasil, particularmente, no que toca à fonte eólica, concentrada no Nordeste e em parte da Região Sul, conforme dados do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro [20]. Conforme tratado no item 2.4.1, esta característica pode ser atenuada pela constituição de bons portfólios também pelo aproveitamento modular dos recursos e pela otimização de linhas de transmissão.

2.4.4. MODULARIDADE

As plantas de geração solar e eólica têm uma característica modular, ou seja, podem ser instaladas em unidades extremamente pequenas, o que as torna atrativas para a geração distribuída. Acontece que a expansão dessa modalidade de geração pode provocar impactos nos sistemas de distribuição. Há questões técnicas como, por exemplo, o fato de o fluxo de energia passar a ser bidirecional. Isso significa que a energia excedente também pode voltar à rede de distribuição. Existem ainda aspectos econômicos como a mudança de relação entre consumidores e fornecedores de energia, já que os primeiros também podem produzi-la.

No Brasil, o potencial de exploração da energia solar fotovoltaica na modalidade mini e microgeração distribuída é significativo. Dados apresentados por Ricardo Gorini, em sua exposição na Reunião Técnica promovida pelo IEMA indicam uma potência instalada projetada para 2050 que pode chegar a 118 GWp, considerando um cenário de “Novas Políticas”, conforme Figura 3 [10].

Figura 3: Potência instalada fotovoltaica distribuída acumulada (GWp).



Fonte: [21].

2.4.5. PATAMARES DE TENSÃO E AUSÊNCIA DE SINCRONISMO

Tradicionalmente, o planejamento da rede de distribuição é feito para acomodar a demanda de maneira ótima, ou seja, os níveis de tensão das redes são ajustados de acordo com uma perspectiva de fluxos médios. Porém, nos cenários em que a geração distribuída cresce significativamente, será necessário adequar a rede para que ela ganhe robustez e maior capacidade de “segurar” fluxos de energia em momento de maior e menor abundância e em ambas as direções. Além disso, as FRND não têm capacidade de produzir sincronismo (ou seja, a manutenção das ondas elétricas num nível adequado, mantendo o controle da tensão elétrica num regime permanente), exigindo tanto o desenvolvimento tecnológico para adaptação dos equipamentos solares e eólicos quanto uma nova regulação dos serviços ancilares (os quais são outros serviços prestados pelas geradores de energia para além da geração elétrica em si, que têm, em linhas gerais, a finalidade de garantir a segurança do sistema elétrico).

No Brasil, a garantia de sincronismo está inserida nos serviços ancilares e submete-se aos Procedimentos de Rede, regulados pela ANEEL e fiscalizados pelo ONS. Segundo tais procedimentos, todas as usinas geradoras aptas a operar como compensadores síncronos devem firmar Contratos de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA). O recebimento pelo serviço é feito por meio dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS), contabilizados e liquidados no âmbito da CCEE. E, para seu cálculo, é feita a apuração do serviço pelo ONS, em periodicidade mensal [22].

A inserção mais acelerada das fontes não-despacháveis demandará uma nova configuração dos serviços ancilares capaz de garantir sua expansão o que pode exigir a revisão da regulação pela ANEEL e dos Procedimentos de Rede em vigor. A variabilidade natural das FRND, a incerteza quanto à previsão da sua disponibilidade, a sua distribuição desigual no território, a ausência de sincronismo, bem como sua modularidade, impõe aos planejadores e operadores dos sistemas elétricos o desafio da flexibilidade

2.5. FLEXIBILIZAÇÕES DO SISTEMA

Como descrito anteriormente, a implantação em larga escala das FRND depende de diversos fatores, tais como, a variabilidade natural, a incerteza quanto à previsão da sua disponibilidade, a sua distribuição desigual no território, a ausência de sincronismo, bem como sua modularidade que impõem aos planejadores e operadores dos sistemas elétricos o desafio da flexibilidade do sistema.

A flexibilidade representa a habilidade de um sistema elétrico de responder rapidamente às mudanças entre a oferta e a demanda de energia, garantindo segurança no suprimento de forma custo-efetiva. Isso significa que para garantir a expansão de fontes renováveis no Brasil, é necessário ampliar as opções de flexibilidade.

As fontes flexíveis congregam três características básicas que, em linhas gerais, significam a rapidez de acionamento da geração elétrica: são capazes de ajustar a geração em diferentes níveis, têm velocidade na carga em rampa e rapidez no *Lead Time*². Entre as fontes consideradas inflexíveis, podem ser citadas as usinas térmicas nucleares e à carvão. E entre as que são flexíveis se pode citar alguns tipos de usinas térmicas a gás natural e as hidroelétricas que são altamente flexíveis.

Sendo assim, uma alternativa sempre destacada quando o assunto são recursos energéticos pode ajudar na flexibilidade do sistema - os dispositivos de armazenamento, ou seja, as tecnologias que conseguem absorver energia elétrica por um período e depois retornar esta energia para o sistema, seja isso feito de modo mecânico, eletroquímico, eletrônico ou químico. Sendo assim, o Brasil já conta com um parque elétrico bastante flexível, muito em função de parte majoritária da capacidade instalada ser composta por usinas hidrelétricas com reservatório exercendo uma importante função de armazenamento e regularização de energia.

² *Lead Time* (Tempo de espera): é o tempo de *start-up* da planta de geração. Quanto maior a rapidez de acionamento da planta, maior a sua flexibilidade.

Entretanto, com o crescimento da demanda e o esgotamento de áreas disponíveis para novas hidrelétricas, a tendência é que esta fonte perca participação na matriz elétrica brasileira, além do que, a expansão da capacidade instalada de hidroeletricidade a partir de usinas a fio d'água tem progressivamente reduzido o potencial de armazenamento do sistema nacional. Sem usinas capazes de reservar energia para períodos de indisponibilidade das fontes eólica e solar, fica difícil expandir essas fontes renováveis a todo o país.

Outro ponto que merece destaque com relação a flexibilidade do sistema é a infraestrutura das redes de transmissão e distribuição para suportar a integração das fontes renováveis no sistema. O sistema elétrico brasileiro possui uma densa e complexa malha de transmissão de energia, porém ela já enfrenta problemas como os atrasos nas obras de interligação entre submercados e dentro destes, os altos custos de investimento e a dificuldade de captação de recursos. Esses problemas devem ser superados afim de permitir ao operador do sistema tirar proveito da complementariedade existente entre as fontes renováveis, uma vez que promove o intercâmbio de energia entre as diferentes regiões e mercados. Ao fazer isso, ela interconecta os polos de geração, localizados atualmente no Norte (novas hidrelétricas) e Nordeste/Sul (eólicas), aos centros de carga do país, concentrados principalmente na região Sudeste.

Sendo assim, o planejamento da expansão e da operação do sistema para acomodar a massiva presença das FRND é extremamente necessário, uma vez que caberá ao planejador e ao operador estruturar o sistema de modo a organizar o investimento e, concomitantemente, gerenciar as diferentes opções de modo a garantir o menor custo operacional possível.

2.6. TIPOS DE INTEGRAÇÃO

Os sistemas tradicionais possuem vias inflexíveis, em particular, tendo design radial centralizado que limita a reconfiguração dinâmica possível ao sistema, assim, nesse caso, geradores isolados, conectados à rede elétrica próximos aos pontos de consumo e em diversos níveis de tensão podem causar problemas de difícil solução, o que acarreta restrições de conexão bastante rígidas por parte da Agência de Regulação [23]. Porém, devido às mudanças evolutivas no ambiente legislativo e operacional das empresas de energia elétrica tradicionais com a possibilidade de implementação de diversas fontes de geração de energia em redes de transmissão e distribuição, abriram-se novas oportunidades para a geração de energia elétrica.

Sendo assim, vários tipos de integração das FRND podem ser realizados em diversos níveis de tensão, porém em todos eles o desafio para integração de fontes renováveis é manter estes níveis em patamares de qualidade e confiabilidade adequados. Diante desse contexto, a seguir são mostrados alguns conceitos mais difundidos para a integração de fontes renováveis ao sistema elétrica sejam elas despacháveis ou não.

2.6.1. MINIRREDES INTELIGENTES

As pesquisas na área de sistemas de energia contemporâneos têm sido cada vez mais focadas em como integrar melhor os recursos energéticos distribuídos, tais como dispositivos de geração renovável na rede de energia elétrica. Das várias metodologias disponíveis, a técnica que menos afeta a infraestrutura existente é agrupar os recursos locais distribuídos para que eles representem um único gerador ou carga para o sistema elétrico. Quando estas cargas e geradores estão localizados próximos uns dos outros, ou seja, dentro da mesma área geográfica, este sistema é chamado de minirrede inteligente [24].

Complementando essa ideia, [25] definiu micro/minirrede inteligente como um conjunto de geradores, dispositivos de armazenamento de energia e cargas controláveis fisicamente próximas, onde existem várias fontes de alimentação (tais como energia solar, energia geotérmica, energia gravitacional, energia de biomassa e energia eólica), juntamente com diversos tipos de dispositivo de armazenamento de energia (tais como super-capacitores, baterias e ar comprimido). Como uma rede centralizada, minirredes inteligentes podem gerar, distribuir e regular eletricidade aos consumidores representando uma forma mais eficiente, segura e gerenciável para a conexão de grande número de geradores de pequeno e médio porte aos sistemas atuais com o objetivo de minimizar as dificuldades na implantação da geração distribuída.

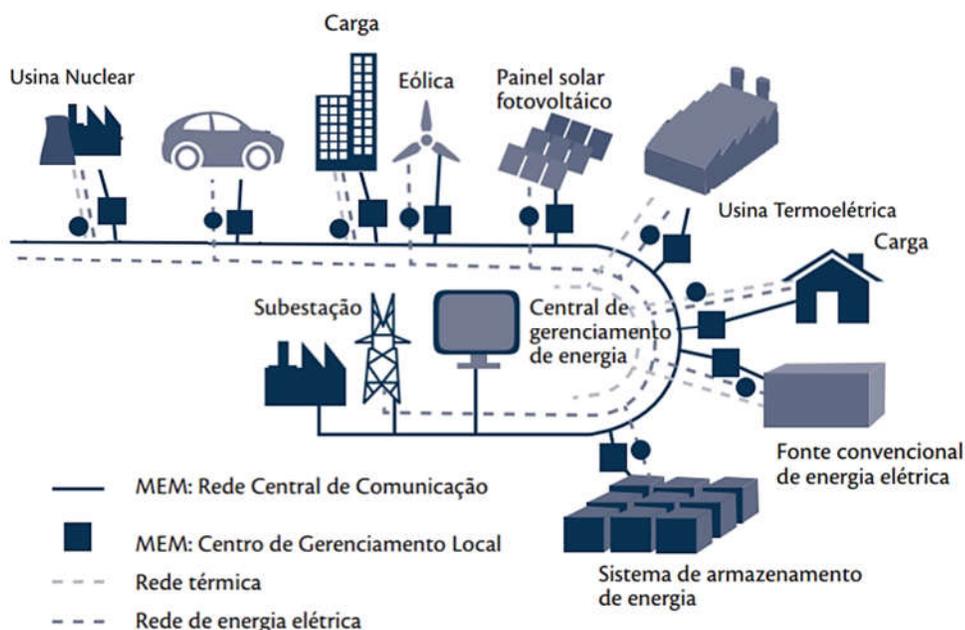
Assim, as pequenas unidades de GD podem ter seu potencial melhor aproveitado quando organizadas como um grupo. Esses grupos de cargas e minigerações operam em conjunto, como se fossem um único sistema provedor tanto de energia elétrica quanto de energia térmica [26]. Para o sistema elétrico a minirrede inteligente pode ser vista como um subsistema elétrico independente. Este subsistema elétrico opera normalmente conectado ao sistema de uma concessionária, com um fluxo de energia positivo ou negativo entre os mesmos, correspondentes à compra ou venda de energia. Minirrede inteligente é, essencialmente, uma rede de distribuição ativa, porque é um conglomerado de sistemas de GD e diferentes cargas no

nível da tensão de distribuição. Os geradores ou minigeradores empregados em uma minirrede inteligente são geralmente recursos energéticos distribuídos (RED) renováveis integrados em conjunto para gerar energia na tensão elétrica em distribuição [27].

A principal característica das minirredes inteligentes é a possibilidade de operação em modo isolado. Nesse caso, a minirrede inteligente opera desconectada da rede principal, o que possibilita um aumento dos níveis de confiabilidade e continuidade de suprimento de energia para os consumidores que fazem parte da mesma. Durante perturbações da rede, as minirredes inteligentes podem se desconectar da mesma e continuar alimentando parcial ou totalmente sua própria carga. Após o restabelecimento da condição normal de operação da concessionária, a minirrede inteligente conecta-se novamente à mesma, de forma suave e sem transtornos para os seus clientes. Esse sistema deve possuir total autonomia para fornecer energia dentro dos padrões de qualidade e fazer o controle de carga-geração, caso esteja operando isolado da rede principal [28].

Quando várias micro/minirredes inteligentes são conectadas entre si e operam de forma conjunta e coordenada, origina-se a planta virtual de geração (PVG). As PVGs são operadas coletivamente por uma entidade de controle centralizado, pois assumem a grandeza de uma planta convencional podendo operar no mercado de energia elétrica. A Figura 4 apresenta um exemplo de minirrede inteligente em uma PVG.

Figura 4: Minirrede em uma PVG.



Fonte: [8]

Os subsistemas relacionados com a interligação de minirredes inteligentes, infraestrutura de comunicação, infraestrutura de medição, abastecimento de veículos elétricos e com o armazenamento de energia podem constituir uma Rede Elétrica Inteligente (do Inglês *Smart Grid*) [29].

2.6.2. REDE INTELIGENTE

Várias são as definições para o conceito de Rede Inteligente (RI) sem que haja um consenso, porém transversalmente RI combina diversas tecnologias, soluções para o usuário final e aborda uma série de políticas e regulamentações dirigidas [30].

Segundo a Plataforma Tecnológica Europeia [31], Rede Inteligente é definida como uma rede de energia elétrica que pode inteligentemente integrar as ações de todos os usuários conectados a ela - geradores, consumidores e aqueles que podem fazer as duas coisas, a fim de produzir com eficiência fontes sustentáveis, econômicas e seguras de energia elétrica.

Para [24], a Rede Inteligente é definida como qualquer combinação de que permitam tecnologias, hardware, software ou práticas que fazem coletivamente a infraestrutura de entrega ou a rede mais confiável, mais versátil, mais segura, mais eficiente, mais resistente e, finalmente, mais útil para os consumidores.

De acordo com o relatório do Departamento de Energia dos EUA [32], o alcance da rede inteligente inclui a conectividade que ocorre nas áreas de transmissão e distribuição (tais como automação de subestações), os centros de controle (como SCADA, compartilhamento de informações com outras aplicações e entre as organizações operacionais) e os recursos do lado do consumidor (tais como equipamento de geração distribuída e armazenamento).

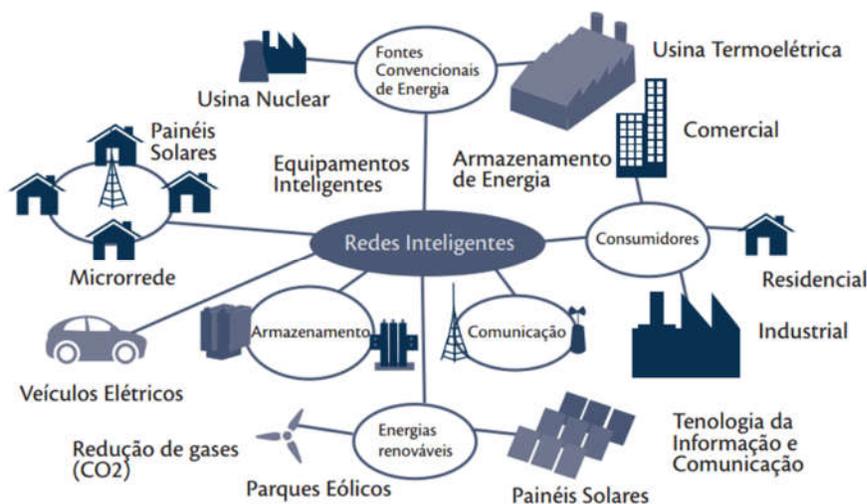
O texto *Smarter Grids: The Opportunity* redigido pelo Departamento de Energia e Mudanças Climáticas do Reino Unido [33] diz que a construção de uma rede "mais inteligente" é um processo incremental de aplicação de tecnologias da informação e de comunicação para o sistema de energia elétrica, permitindo fluxos mais dinâmicos "em tempo real" de informações sobre a rede e maior interação entre fornecedores e consumidores. Essas tecnologias podem ajudar a fornecer eletricidade mais eficiente e confiável a partir de uma rede mais complexa de fontes de geração do que o sistema elétrico faz hoje.

Assim, a implementação do conceito de rede inteligente está sendo usada para modernizar a rede elétrica na qual envolve a implantação de dispositivos avançados que dão quase em tempo real dados sobre as condições do sistema, suporte a dois sentidos do fluxo de

energia e informação entre a concessionária e os usuários de forma a permitir uma resposta a demanda, gerenciamento de interrupções e outros recursos importantes através de uma gama de tecnologias, ferramentas e técnicas [30]. A rede mais inteligente melhora a confiabilidade, resiliência e eficiência, levando a menos interrupções, restauração mais rápida de energia quando ocorrem interrupções e redução de custos.

Em comparação aos dois conceitos apresentados, rede inteligente e minirrede inteligente, observa-se que as soluções da rede inteligente fornecem os recursos necessários de medição e controle para suportar a integração dos recursos de energia distribuídos e de minirredes, além do recurso para detecção de fraude, reduzir perda e equilibrar a demanda e o fornecimento de energia. O conceito de minirredes inteligentes se enquadra na concepção geral de uma rede inteligente, tendo em vista que proporciona aumento nos níveis de confiabilidade, economia e qualidade ambiental, mediante a introdução de novas técnicas de automação e comunicação, em um novo ambiente regulatório e de mercado. Em resumo, as minirredes inteligentes são como um provedor de energia elétrica local com ferramentas avançadas de controle limitadas e a rede inteligente é um provedor de área ampla com capacidades de apoio à decisão automatizada e sofisticada. Na Figura 5, observa-se que a minirrede pode fazer parte como um subsistema de redes inteligentes.

Figura 5: Estrutura de subsistemas de uma rede inteligente.



Fonte: [8]

2.6.3. PLANTA VIRTUAL DE GERAÇÃO

A Planta Virtual de Geração (PVG) é um conjunto de Recursos Energéticos Distribuídos (RED) que são coletivamente operados por uma entidade de controle central que agrega diferentes fontes de geração, armazenamento ou cargas flexíveis, independentemente das suas localizações. A PVG pode substituir uma usina convencional, enquanto proporciona maior eficiência e maior flexibilidade [34].

Segundo a Agência Internacional de Energia Renovável, em geral, um PGV pode usar qualquer combinação de fontes renováveis de energia, fontes de energia convencionais, armazenamento de energia e geração distribuída. Um controlador central ou agregador coordena os recursos para que eles possam ser tratados como um único recurso da perspectiva do operador da rede.

Embora a minirrede e a PVG pareçam ser conceitos semelhantes, há uma série de diferenças distintas:

- Com respeito a localidade, em uma minirrede inteligente, RED's estão localizados dentro da mesma rede de distribuição local e que pretendem satisfazer principalmente a demanda local. Numa PVG, REDs não são necessariamente localizados na mesma rede local e são coordenados por uma ampla área geográfica e geralmente não têm a capacidade de operar independentemente da rede. A produção da PVG agregada participa de negociação tradicional dos mercados de energia [34].

- Quanto ao tamanho, a capacidade instalada de minirredes inteligentes normalmente é relativamente pequena (de poucos kW até vários MW), enquanto a potência de uma PVG pode ser muito maior [34].

- Quanto aos custos, uma PVG é geralmente menos cara de implementar do que uma minirrede inteligente, porque não precisa de hardware especial ou manobra inteligente podendo retirar recursos distribuídos ao longo de uma rede de energia, na verdade uma dada PVG pode durar apenas um curto período de tempo (um ano, um mês, ou menos de um dia) e sua modificação pode ser fácil e barata.

- Quanto ao interesse do consumidor, a minirrede inteligente se centra em atender o consumo local, enquanto uma PVG lida com o consumo apenas, como um recurso flexível. A PVG como geradores virtuais, tende a ignorar o consumo local, com exceção da característica de integração do lado da demanda, enquanto as minirredes inteligentes reconhecem o consumo de energia elétrica local e dão aos consumidores finais a escolha de comprar energia da

produção local ou da rede principal a partir do mercado de energia. Isto leva a uma melhor controlabilidade das minirredes onde ambos os recursos de oferta e demanda das minirredes inteligentes podem ser simultaneamente otimizados levando a maior rentabilidade da geração distribuída [34].

2.7. IMPACTO NA OPERAÇÃO DO SISTEMA DE POTÊNCIA

À medida que a integração das fontes não-despacháveis começa a atingir valores significativos em um sistema de energia, teoricamente há a redução na dependência do combustível fóssil, o melhoramento do perfil de tensão e o aumento da confiabilidade do sistema elétrico. No entanto, a alta penetração de FRND pode levar a desafios críticos de estabilidade do sistema [35].

O conceito de estabilidade de frequência é transversal a todos os sistemas elétricos de corrente alternada, quer aos grandes sistemas interligados ou aos sistemas isolados. A estabilidade do sistema é definida como a capacidade de um sistema de energia elétrica para permanecer em equilíbrio após ser submetido há alguma perturbação. Estas perturbações encontram-se geralmente associadas à súbita perda de unidades de geração e/ou à retirada de serviço de linhas de transmissão ou curtos-circuitos. Após a ocorrência de uma perturbação, o sistema deve ser capaz de responder ao desequilíbrio originado no intervalo de alguns segundos, evitando a violação das condições de segurança de operação, geralmente definidas como um desvio máximo, $|Df|$ em Hz, ou uma taxa de variação máxima em função do tempo, $|df(t)=dt|$ em Hz/s, do valor instantâneo da frequência [36].

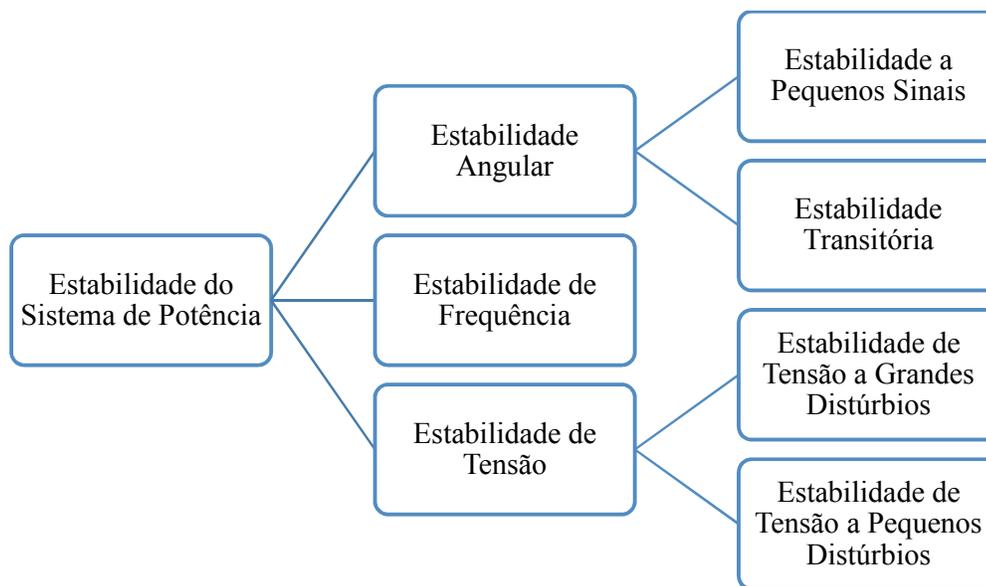
O problema de estabilidade em um sistema de energia com a integração do sistema fotovoltaico é categorizado no ângulo do rotor, na estabilidade de frequência e estabilidade de tensão [37], conforme esquema mostrado na Figura 6.

A estabilidade do ângulo do rotor pode ser dividida em estabilidade transitória e a pequenos sinais, refere-se à capacidade das máquinas síncronas de um sistema de energia interligado de permanecer assim depois de terem sido submetidas a uma perturbação [39]. A perturbação aumenta os movimentos angulares de alguns geradores e, portanto, leva à perda de sincronismo com outros.

A estabilidade de frequência refere-se à capacidade de um sistema de energia para manter a frequência estável após uma perturbação que resulta em desequilíbrio entre geração e carga [39]. Os problemas de estabilidade de frequência são normalmente associados a

inadequações nas respostas de equipamentos, má coordenação de equipamentos de controle e proteção, ou reserva de geração insuficiente.

Figura 6: Classificação do estudo da estabilidade em sistemas elétricos de potência.



Fonte: [38]

A estabilidade da tensão é definida como a capacidade de um sistema de energia para manter tensões estáveis em todas as barras do sistema depois de ter sido submetido a alguma forma de distúrbios. A instabilidade da tensão leva a cortes de cargas, falhas de linha de transmissão e / ou perda de sincronismo em certos geradores e colapso de tensão [39].

As fontes não-despacháveis geralmente têm respostas inerciais baixas ou inexistentes. Por exemplo, as turbinas eólicas de velocidade variável geralmente estão conectadas à rede por conversor eletrônico de potência, que efetivamente desacopla a inércia da turbina eólica dos transientes do sistema atenuante [3]. Além disso, as plantas fotovoltaicas solares não fornecem nenhuma resposta de inércia ao sistema de energia elétrica. Portanto, substituir fontes convencionais por FRND reduzirá a inércia de todo o sistema de energia. Devido a essa redução de inércia, a Taxa de Variação da Frequência (ROCOF) do sistema de energia será alta o suficiente para ativar o controlador de alívio de carga, mesmo em pequenas magnitudes de desequilíbrio.

Em segundo lugar, um aumento no nível de penetração das FRND tende a reduzir o número de unidades de geração convencionais em serviço diminuindo também a reserva girante e a inércia que fornecem energia para controle primário e secundário.

A incerteza associada à produção renovável afeta ainda o planejamento da operação do sistema em vários horizontes temporais, sendo assim, para maximizar a integração da geração renovável e, simultaneamente, minimizar o risco para a segurança da operação, são hoje em dia utilizados modelos probabilísticos que permitem prever o comportamento dos recursos renováveis com maior ou menor incerteza, consoante a proximidade com o período efetivo de operação do sistema.

Estes modelos possibilitam a criação de ferramentas que "produzem" informação utilizável a qual é obtida com base em registos históricos. Estas ferramentas são genericamente designadas por técnicas ou ferramentas de previsão. Do ponto de vista operacional do sistema, esta variabilidade pode ser entendida como uma sucessão de perturbações afetadas de incerteza que sucedem ao longo do dia da operação [40].

Os operadores dos sistemas poderão se beneficiar de um perfil de geração obtido por recurso à previsão e, conhecendo o erro associado ao mesmo, definir o número de máquinas convencionais e níveis de reserva adequados para que a segurança do sistema seja garantida. Em sistemas elétricos e no caso dos sistemas isolados, os grupos térmicos convencionais têm de variar frequentemente o seu ponto de funcionamento ao longo do dia em função da variação da carga e da variação da produção de origem renovável, para evitar desvios excessivos na frequência [36].

O redespacho frequente de grupos convencionais contribui para o aumento da necessidade de manutenção e aumento dos custos de combustível. A garantia da manutenção da estabilidade de frequência constitui, assim, um aspeto crucial para a operação segura e com qualidade destes sistemas [36]. Portanto, para superar os desafios de estabilidade de frequência representados pela pequena resposta de inércia e energia de reserva, as FRND devem criar novas técnicas de controle de frequência para permitir a participação em operações de regulação de frequência.

2.8. IMPACTO NO CONTROLE DE FREQUÊNCIA

Com descrito, a energia elétrica produzida por FRND é de natureza variável, assim, a produção renovável pode variar significativamente numa questão de alguns segundos,

conduzindo a variações transitórias excessivas no valor da frequência, bem como a elevadas taxas de variação da frequência.

O controle de frequência em um sistema de energia pode ser dividido em duas fases. Em uma primeira fase, os controladores de frequência das usinas ainda não foram ativados. Os geradores absorverão ou liberarão sua energia cinética para interromper a mudança de frequência. Esta fase é chamada de resposta inercial, porque a inércia amortece as mudanças de frequência. Em uma segunda etapa, a primeira fase é estabilizada e depois é restaurada para a frequência nominal. Essa restauração é feita para evitar que variações no valor instantâneo da frequência possam ultrapassar a banda de segurança definida após a ocorrência de uma perturbação, tornando-se necessário desencadear um conjunto de ações de controle com o objetivo de reestabelecer o equilíbrio entre produção e consumo. Ao desenvolvimento destas ações de controle atribui-se a designação de regulação (ou controle) primário de frequência [36].

Medidas adicionais, como o alívio automático de carga, podem ser tomadas em caso de desvios graves de frequência. Nas seções a seguir é descrito o impacto da integração de renováveis em ambas as fases.

2.8.1. RESPOSTA INERCIAL

A inércia de um sistema encontra-se relacionada com a energia cinética contida nas massas girantes dos grupos em serviço e a mesma assume elevada importância na resposta adequada do sistema, ao nível da regulação primária de frequência, após a ocorrência de perturbações que resultem na perda de significativas capacidades de geração/transmissão [36].

Após um desvio de frequência, a energia cinética armazenada nas massas rotativas do sistema gerador é liberada, tornando a dinâmica de frequência do sistema de energia mais lenta e, portanto, mais fácil de regular. A energia rotacional é dada como em [38]:

$$E_r = \frac{1}{2} J (2\pi \cdot f_m)^2 . \quad (1)$$

Sendo que J é o momento de inércia da máquina síncrona e f_m a frequência de rotação da máquina. A energia cinética armazenada em um único eixo gerador é frequentemente expressa proporcional à sua potência, sendo chamada constante de inércia H em (2).

$$H = \frac{E_r}{S_n} = \frac{J(2\pi \cdot f_m)^2}{2S_n} \quad (2)$$

Onde S_n representa a potência aparente nominal do gerador e H indicando a duração do tempo durante o qual a máquina pode fornecer sua potência nominal exclusivamente com a energia cinética armazenada. A constante de inércia é medida em segundos e cai tipicamente na faixa de 2-9 segundos para grandes usinas de energia [41]. Em geral, para as usinas de energia com a mesma tecnologia, a constante de inércia é inversamente proporcional à classificação.

A equação de balanço clássica, que corresponde a uma representação de modelo bem conhecida para geradores síncronos, descreve a resposta inercial do gerador síncrono como a mudança na frequência de rotação f_m , ou velocidade de rotação (3), do gerador síncrono após um desequilíbrio de energia como em (4).

$$\omega_m = 2\pi \cdot f_m \quad (3)$$

$$\dot{E}_r = J(2\pi)^2 f_m \cdot \dot{f}_m = \frac{2HS_n}{f_m} \cdot \dot{f}_m = (P_m - P_e) \quad (4)$$

Sendo P_m a energia mecânica fornecida pelo gerador e P_e a demanda de energia elétrica.

Observando que as excursões de frequência são geralmente pequenos desvios em torno do valor de referência, substitui-se f_m por f_0 e P_m por $P_{m,0}$ e completa-se a Equação de balanço clássica, adicionando amortecimento de carga dependente da frequência, uma propriedade auto estabilizadora de sistemas de energia, formulando (5), como:

$$\dot{f}_m = -\frac{f_0}{2HS_n D_c} \cdot f_m + \frac{f_0}{2HS_n} (P_{m,0} - P_e) \quad (5)$$

Aqui f_0 é a frequência de referência e D_c indica a constante de amortecimento de carga dependente da frequência. $P_{m,0}$ é o potência nominal do gerador. Outra definição de amortecimento de carga é k_c dada como:

$$k_c = \frac{1}{D_c} \quad (6)$$

A alta participação dos geradores convencionais é traduzida em uma grande inércia rotacional do sistema de energia elétrica. Quanto maior a constante de inércia H , mais lentos e favoráveis são a dinâmica de frequência, isto é, para desvios de frequência de falhas idênticas f_m e suas derivadas \dot{f}_m são menores.

O controlador secundário precisa de vários minutos para recuperar a frequência do sistema ao seu valor nominal. Portanto, uma potência de reserva deve estar disponível para cobrir o aumento das demandas de energia durante este período. Considerando H , a constante de inércia equivalente de todo o sistema de energia, a Taxa de Variação de Frequência (ROCOF) pode ser expressa como:

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{P_m - P_e}{2H} \quad (7)$$

O ROCOF é, portanto, determinado principalmente pela magnitude do desequilíbrio de energia e pela inércia do sistema. Essa inércia do sistema depende principalmente de dois fatores: o número de geradores operacionais e a inércia de cada um desses geradores. Os geradores síncronos em usinas de energia clássicas podem contribuir para essa inércia, devido ao forte acoplamento entre a velocidade de rotação e a frequência elétrica [42].

As turbinas eólicas e as unidades fotovoltaicas, por outro lado, equipadas com conversores que desacoplam eletricamente o movimento do gerador a partir da frequência da rede, normalmente não fornecem resposta inercial. Nestas condições, será de fácil percepção a influência da constante de inércia do sistema na taxa de variação de frequência, pois a substituição da geração convencional por energia eólica e solar resultará em uma menor inércia do sistema, que no caso de um evento de frequência pode levar a um ROCOF alto [42].

Esse aumento no ROCOF pode levar a um efeito em cascata de desconexão da geração distribuída (como parques eólicos e solares menores) se eles estiverem protegidos contra o ilhamento por relés ROCOF.

Nos sistemas interligados existem tipicamente vários grupos em serviço cuja inércia total limita a taxa de variação da frequência após perturbações, limitando assim a severidade da queda do valor da frequência. Em um cenário de produção de energia elétrica com elevada participação de fontes renováveis, caso não se garanta uma resposta inercial adequada, o valor da frequência reduzirá rapidamente e aumentará o risco de atuação das proteções de mínimo de frequência ou de relés sensíveis ao valor da taxa de variação da frequência, que levarão ao corte parcial ou total da carga do sistema elétrico [36]. Especialmente em redes isoladas que já possuem menor inércia do que grandes sistemas interligados, a resposta de frequência será altamente deteriorada quando a geração convencional for substituída por energia solar ou eólica.

O corte de carga é indesejável, pois degrada a qualidade e a continuidade de serviço, resultando em prejuízos econômicos para operadores de sistema e consumidores. No entanto, o corte de carga pode ser, por vezes, a única solução disponível para evitar que o sistema falhe.

2.8.2. CONTROLE PRIMÁRIO, SECUNDÁRIO E TERCIÁRIO

As turbinas eólicas e outras formas de fontes de energia renováveis estão geralmente isentas de fornecer controle primário ou secundário [37]. Juntamente com a falta de inércia, a substituição da geração convencional por fontes renováveis influenciará a resposta de frequência. Não só o ROCOF é aumentado, como explicado na seção anterior, mas também a frequência mínima/máxima é alterada. Devido à menor inércia do sistema, os geradores síncronos restantes têm agora menos tempo para reagir. Juntamente com uma quantidade menor de geradores que fornecem controle primário, isso resultará em uma menor frequência mínima ou maior frequência máxima quando ocorrer um evento na rede.

A regulação primária de frequência é de natureza descentralizada e é, tipicamente, proporcionada pelos reguladores de velocidade (do inglês *speed governors*) dos grupos geradores em serviço. A resposta dos reguladores de velocidade a variações de frequência é regida por um parâmetro constante denominado por estatismo, R , em Hz/MW [38].

Para uma determinada variação de frequência, o estatismo define a variação em regime estacionário da potência mecânica da máquina primária de um grupo, devido à ação do sistema

de regulação de reserva primária. O controle primário é automático e responde sempre que o desvio de frequência ultrapasse um determinado valor de referência, devendo encontrar-se concluído até algumas dezenas de segundos após ocorrência da perturbação transitória no sistema.

Como o controle secundário tem uma parte de controle integral (controle PI), ele restaura tanto a frequência da rede elétrica, quanto o desvio residual e as correspondentes trocas de energia da linha com outras zonas de controle para os valores do ponto de ajuste.

O controle de frequência terciária adapta-se manualmente à geração de energia e aos pontos de ajuste de carga e permite a provisão de reservas de controle para a operação da rede além do período inicial de 15 minutos depois de um evento de falha ocorrer. Além disso, a reprogramação de gerador e carregamento pode ser ativado manualmente de acordo com a falha residual esperada para aliviar o controle terciário por fontes mais baratas em uma fase posterior, ou seja, com atraso com um atraso de 45-75 minutos [1].

2.9. "UNIT COMMITMENT" E REQUISITOS DE RESERVA

Em sistemas elétricos de potência são muito importantes também os aspectos de natureza econômica. O atendimento econômico à demanda, conhecida também como Despacho Econômico (DE), visa determinar unicamente a potência de saída de cada unidade geradora do sistema de forma a minimizar o custo total de operação. Entretanto, o DE não considera a variação da demanda ao longo do tempo [43]. Esta análise é importante, pois possibilita o desligamento e/ou acionamento de determinadas unidades geradoras durante um determinado período de operação pré-estabelecido, o que envolve novos custos e restrições técnicas que limitam as opções de decisão [44], desta forma, a seleção das unidades geradoras, a serem colocadas em serviço, representa um problema hierarquicamente superior ao despacho econômico. Este problema também é resolvido através de técnicas de otimização e designado como "*Unit Commitment*" [45]

O problema de "*unit commitment*" (em português, designado por escalonamento e pré-despacho) insere-se no âmbito do planejamento da operação para um horizonte temporal de alguns dias a algumas horas, em intervalos típicos de uma hora ou alguns minutos.

Para além da restrição que estabelece a obrigação entre a produção e o consumo, o problema tem ainda de contemplar uma folga entre a carga prevista e o despacho de potência, ou seja, a reserva girante.

A reserva girante disponível num SEE é definida como sendo a diferença entre a potência que um grupo em serviço se encontra fornecendo e a potência total que este pode fornecer. O seu valor é tipicamente definido com base em critérios determinísticos, tais como uma percentagem pré-especificada da carga máxima prevista [36]. Um nível de reserva adequado deve permitir que determinado grupo gerador varie o seu ponto de funcionamento entre os respectivos limites mínimo e máximo ao longo do dia, em função da variação típica de natureza estocástica da carga ou após a perda de um grupo gerador.

O não cumprimento de níveis de reserva adequados poderá provocar o corte de algumas cargas ou, em condições mais severas, o colapso total do sistema acarretado pela instabilidade de frequência. O tempo de resposta dos reguladores de velocidade e do restante sistema de controle dos grupos térmicos é igualmente importante, pois mesmo com nível de reserva adequados os grupos poderão não conseguir responder em tempo útil a desvios de frequência [36].

São vários os aspetos que impactam no problema de "*unit commitment*" quando grandes quantidades de energia renovável integram o parque gerador de um sistema elétrico. Os erros de previsão introduzem um elevado nível de incerteza para a operação do sistema, sendo que quando da operação em tempo-real a quantidade de potência efetivamente injetada pode se desviar significativamente em relação à prevista. O erro associado a tais previsões é, geralmente, tanto maior quanto mais longínquo for o horizonte de operação sobre o qual as previsões incidem [46]. Este aspeto constitui um problema para os operadores de sistema, pois tais excessos/défices de produção renovável representam um risco adicional ao nível da operação destes sistemas. A ocorrência de perturbações (por exemplo a perda de um grupo gerador) durante os períodos de menor consumo representa um risco severo, pois nestes períodos a penetração de renováveis é muitas vezes elevada e o número de máquinas convencionais em serviço reduzido. Um exemplo de uma situação que impacta a operação do sistema sucede quando se verifica um aumento na produção renovável superior ao previsto. Este aumento pode conduzir a uma situação de instabilidade de frequência caso não exista capacidade de reserva suficiente, pelo fato de os grupos térmicos convencionais se encontrarem nesse momento num ponto de funcionamento próximo do mínimo.

Para mitigar o risco de instabilidade associado a este tipo de situações é frequente o corte (do inglês, *spill* ou *curtailment*) de parte da capacidade de geração renovável, especificamente à noite, quando a produção renovável (geralmente eólica) é muitas vezes elevada e a carga é, tipicamente, baixa.

Importa referir que o corte de produção renovável é indesejável, pois leva à redução no retorno do investimento, fato que limita a viabilidade económica da sua instalação. Além disso, como não é possível desligar a totalidade dos grupos térmicos do sistema, a redução na produção térmica possibilitada pela integração renovável não é refletida de forma proporcional nos custos de produção associados aos grupos térmicos convencionais [47]. Assim, para além do seguimento de metas ambientais, para que a instalação de fontes renováveis seja economicamente viável, formas adicionais de fornecimento de reserva girante têm de ser consideradas.

A variabilidade da geração renovável representa ainda um problema ao nível do escalonamento do parque eletroprodutor. A produção renovável possui habitualmente custos de produção inferiores à produção de origem térmica, levando a que os operadores de sistema tentem integrar ao máximo a produção renovável disponível. Para atender a este objetivo, o funcionamento das restantes unidades deve ser ajustado de forma a acomodar a variabilidade renovável, complicando o problema de escalonamento dos grupos não renováveis. Desta forma, mesmo que o perfil de geração renovável pudesse ser previsto sem qualquer incerteza associada, a variabilidade continuaria a significar um problema não menosprezável, pois o sistema tem ainda de operar em função de restrições técnicas dos grupos convencionais, tais como as restrições relativas às capacidades de reserva a subir/descer, tempos de ligação/desligamento e tempos mínimos de funcionamento e de permanência fora de serviço [46].

Matematicamente, a produção renovável tem sido incluída no problema de "*unit commitment*" sob a forma de um perfil de geração determinístico, sendo que os operadores de sistema definem os requisitos de reserva de forma conservadora, com base na sua experiência. Naturalmente, este tipo de estratégia apenas será bem-sucedida caso a operação em tempo-real do sistema coincida com as considerações efetuadas, quando do planeamento da mesma. Assim, caso tal perfil não ser verificado, isto é, se a produção for significativamente diferente daquela prevista, a reserva definida poderá provar-se excessiva ou insuficiente, afetando os custos de operação e/ou a segurança de operação do sistema [46].

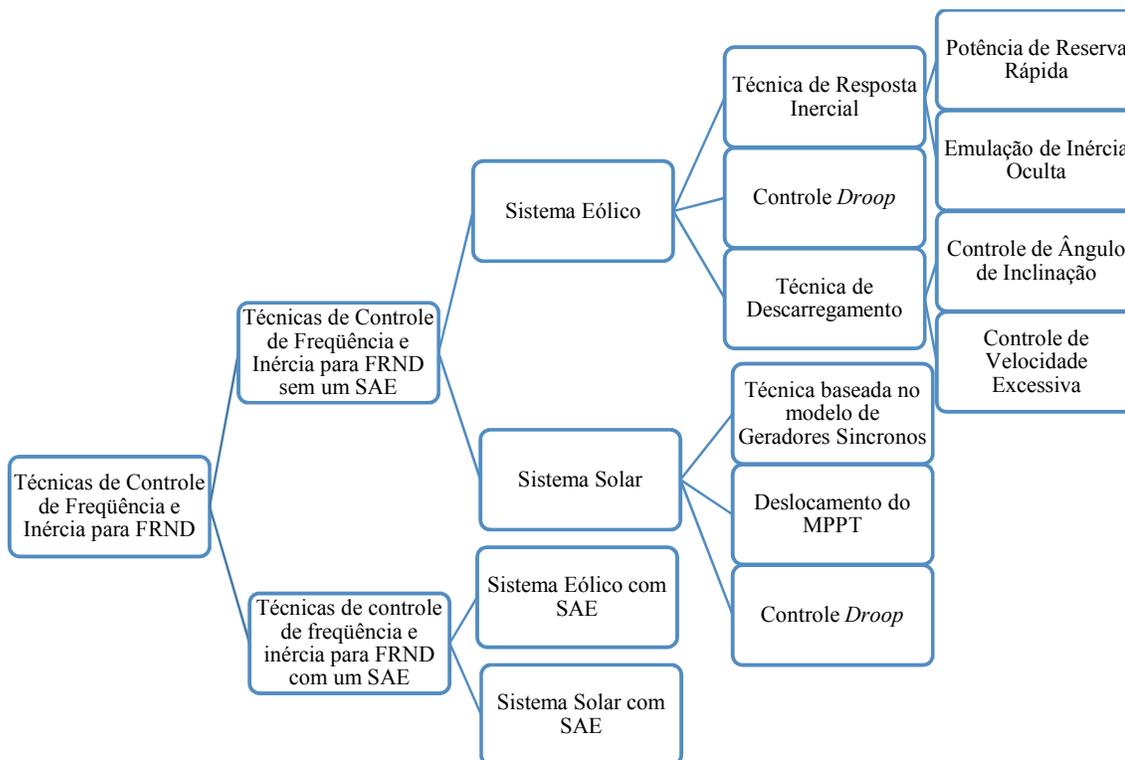
2.10. PARTICIPAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS NOS SERVIÇOS DE REGULAÇÃO

Ao integrar cada vez mais fontes renováveis intermitentes no cenário de geração, tem-se como a questão técnica mais importante a dificuldade em alcançar a estabilidade de

frequência desses novos sistemas, uma vez que desta forma reduz-se as unidades de geração que fornecerão energia de reserva. Além disso, os novos sistemas de energia possuem redução no valor da inércia e o sistema de potência pode até se tornar completamente sem inércia, como descrito previamente, em função do desacoplamento proporcionado pelas fontes renováveis em relação à rede elétrica, devido à presença dos conversores eletrônicos de potência. Devido a esses aspectos técnicos as FRND's em operação normal não pode participar com outras fontes de geração convencionais na regulação de frequência.

Visando minimizar o impacto negativo da alta penetração das FRND, estratégias avançadas de controle baseiam-se em diferentes técnicas de inércia e controle de frequência com e sem Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) para contribuir com a regulação da frequência, como mostrado no esquema da Figura 7.

Figura 7: Estratégias de Controle para a integração das FRND.



Fonte: Adaptado de [1].

A seguir são apresentadas de forma introdutória as principais estratégias de controle para regulação utilizando fontes eólicas. As estratégias de controle para regulação de frequência utilizando fonte fotovoltaica terão destaque neste trabalho sendo apresentadas no Capítulo 3.

2.10.1. CONTROLE DE RESPOSTA INERCIAL

Ao contrário dos geradores convencionais que podem liberar automaticamente a energia cinética armazenada em sua massa rotativa, as turbinas eólicas não têm a mesma capacidade de liberar a energia cinética armazenada em lâminas rotativas. Por esta razão, a turbina eólica precisa de um controlador adequado para fornecer resposta de inércia.

Geralmente, existem duas técnicas de controle que lidam com a resposta de inércia: a Emulação de Inércia e a Reserva de Energia Rápida. A Emulação de Inércia é a primeira técnica; ele propõe novas malhas de controle para liberar a energia cinética armazenada em lâminas rotativas de turbina eólica. Essa potência adicional é usada para terminar o desvio de frequência durante os eventos de desequilíbrio. A reserva rápida de energia é a segunda técnica, que também pode ser usada para terminar o desvio de frequência. No entanto, esta técnica responde aos desvios de frequência ao liberar energia constante durante um período de tempo determinado [1].

RÁPIDA RESERVA DE ENERGIA

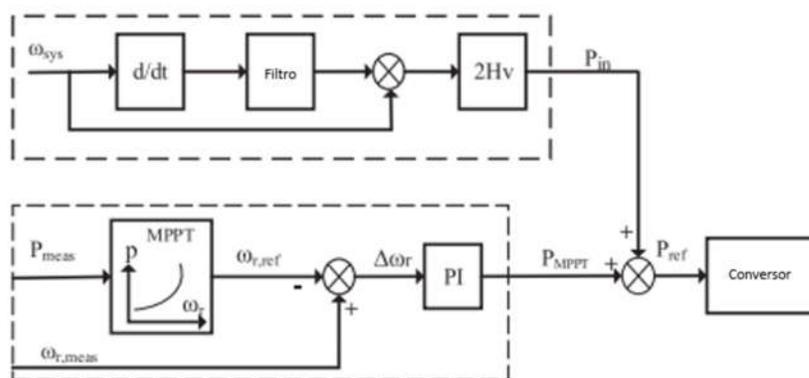
Geralmente, a resposta de inércia pode ser emulada, pois o sinal de controle depende do desvio de frequência ou do ROCOF, conforme indicado anteriormente. Também pode ser definido como uma constante de 10% da potência ativa nominal por 10 s, apesar das várias velocidades do vento. A potência constante de curto prazo, denominado reserva de energia rápida, é liberada da energia cinética armazenada na massa rotativa da turbina eólica. Esta reserva de energia rápida pode ser conseguida controlando o ponto de ajuste da velocidade do rotor.

EMULAÇÃO DE INÉRCIA OCULTA

O uso de um conversor eletrônico de potência com um controlador adequado permite que as turbinas eólicas de velocidade variável liberem a energia cinética armazenada em suas lâminas rotativas. Esta energia cinética é usada como uma resposta de inércia na faixa de 2-6 s. Geralmente, existem dois tipos de resposta de inércia; resposta de inércia de um circuito (*one-loop*) e resposta de inércia de dois circuitos (*two-loop*).

No primeiro, um controle um circuito baseado no ROCOF é usado para liberar a energia cinética armazenada nas lâminas rotativas, enquanto a segunda usa dois circuitos baseados no ROCOF e desvios de frequência. A resposta de inércia de um loop é adicionada ao sistema de controle de velocidade para permitir que a turbina eólica responda ao ROCOF. Este loop de controle é chamado de emulação de inércia, que emula exatamente a resposta de inércia das usinas de energia convencionais, como mostrado na Figura 8.

Figura 8: Emulação de inércia para turbinas eólicas de velocidade variável.



Fonte: [1].

2.10.2. CONTROLE *DROOP*

O controle *Droop* das turbinas eólicas baseia-se em um controlador proporcional que desempenha características de compartilhamento de carga. Ele é usado para controle de frequência primária com base em um conjunto de controladores locais, cada um respondendo aos desvios de frequência, adicionando ou subtraindo energia ativa na proporção da potência nominal da respectiva unidade. A energia necessária também é retirada da energia cinética armazenada nas massas rotativas da Turbina Eólica de Velocidade Variável (do inglês *Variable Speed Wind Turbine – VSWT*). Este método de controle de frequência precisa de coordenação com as plantas de energia convencionais circundantes [1].

Esta estratégia tem a vantagem de que as unidades convencionais perceberão a magnitude real do desequilíbrio de potência desde o início e começarão mais cedo a assumir o controle da energia ativa gerada pelas VSWTs, cuja contribuição não pode durar mais de alguns segundos. O principal problema de usar o controle *Droop* é que a constante proporcional de inclinação (K_{droop}) deve ser ajustada adequadamente para diferentes composições do sistema de energia.

2.10.3. TÉCNICA DE DESCARREGAMENTO

Do ponto de vista econômico, as turbinas eólicas são projetadas para operar em uma curva ótima de extração de energia. Como resultado, elas não participam da regulação de frequência. Por este motivo, a capacidade de reserva suficiente deve estar disponível no sistema para resolver qualquer desvio de frequência. “Descarregamento” é uma nova técnica para garantir uma margem de reserva, deslocando o ponto de operação da turbina eólica de sua curva de extração de potência ideal para um nível de potência reduzido [1].

CONTROLE DE ÂNGULO DE INCLINAÇÃO

O ângulo de inclinação é o segundo controlador utilizado para deslocar o ponto de operação da turbina eólica, aumentando o ângulo da lâmina. É preferível que este controlador seja ativado quando o gerador da turbina de vento chega à velocidade nominal e quando o controlador de sobre velocidade não esteja em operação.

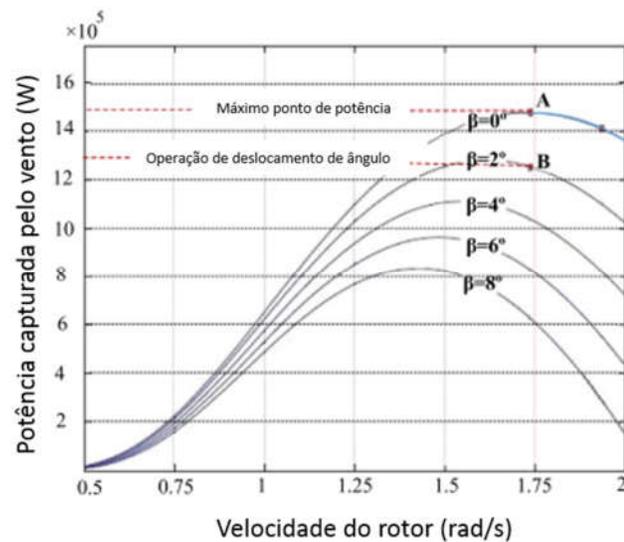
A Figura 9 mostra a curva de velocidade do rotor de potência para uma turbina eólica DFIG sob diferentes ângulos de inclinação. Esta figura ilustra a técnica de deslocamento por controle de ângulo de inclinação para uma turbina eólica que corre no ponto A; neste caso, o controlador não consegue aumentar a velocidade de rotação em relação à velocidade nominal. Em seguida, o controlador de ângulo de inclinação começa a aumentar o ângulo das lâminas da turbina de vento e desloca o ponto de operação do ponto A para o ponto B sem qualquer alteração na velocidade do rotor.

CONTROLE DE VELOCIDADE EXCESSIVA

O controle de velocidade é proposto para alterar o valor da razão de velocidade da ponta da pá (λ) deslocando o ponto de operação para a esquerda ou à direita do ponto de máxima potência, como apresentado na Figura 10. Esta figura ilustra a função de deslocamento de uma turbina de vento baseada em um DFIG de 1,5 MW por $(1-x)$ da potência máxima sob velocidade de vento definida (V_w).

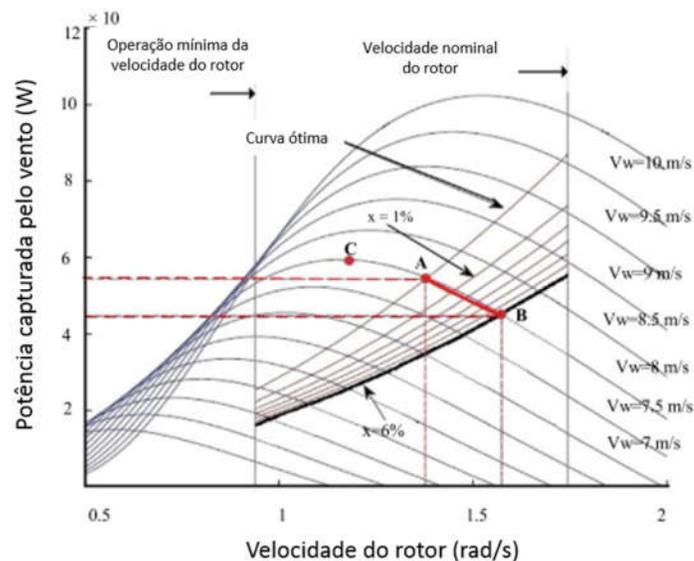
A turbina eólica que se desloca do ponto A pode ser delimitada pelo controle de velocidade inferior ou velocidade excessiva. Para o controle de felicidade baixa, o ponto de operação da turbina eólica se move em direção ao ponto C, enquanto que para o controle de sobre velocidade, o ponto de operação da turbina eólica se move em direção ao ponto B, o que é preferível.

Figura 9: Curvas de velocidade do rotor x potência para diferentes valores de ângulo de inclinação para uma turbina eólica de 1,5 MW (velocidade do vento: 10 m/s).



Fonte: [1].

Figura 10: MPPT e curvas de descarregamento da turbina eólica.



Fonte: [1].

CAPÍTULO 3

3. TÉCNICAS DE CONTROLE PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

3.1. INTRODUÇÃO

Muito se escreve e estuda sobre a implantação em larga escala dos sistemas eólicos. De um modo geral os estudos a cerca desse tema já estão bem consolidados, porém quando a geração é baseada nos sistemas fotovoltaicos essa realidade ainda é diferente.

O aproveitamento da energia fotovoltaica, sobretudo no Brasil, é uma fonte inestimável para geração de energia elétrica por ser uma fonte disponível abundantemente na natureza e, além disso, estudos também revelam a existência de complementação entre a geração hídrica e a solar fotovoltaica no país. Em geral, a geração de energia solar é maior em períodos de seca, quando se reduz também a capacidade de geração hídrica [10]. A solar também pode contribuir para a redução dos impactos da variabilidade na disponibilidade da geração de energia elétrica. Para o Brasil, principalmente durante o verão, o pico de consumo do SIN tem ocorrido entre as 12h e 17h devido à elevada utilização de aparelhos de ar condicionado e refrigeração, período este que coincide com os horários de maior produção de energia elétrica proveniente dos painéis fotovoltaicos, os quais atuam como redutores de carga do sistema, poupando o despacho hidrotérmico.

Portanto, uma das tarefas importantes na pesquisa atual é fornecer novas estratégias de controle para tais sistemas não-inerciais de energia. Essas estratégias avançadas de controle buscam emular a inércia nas fontes renováveis para que se comportem de forma semelhante aos Geradores Síncronos (GS) adotando a frequência do sistema como uma das variáveis controladas e entradas para o controlador [37].

Nesta concepção um sinal de controle extra é enviado ao inversor para fornecer suporte de frequência. O controle emula tanto a resposta inercial (inércia virtual) como o controle primário (*Droop*) de um gerador síncrono. A reserva de energia para o controle de frequência

é criada pela adição de um armazenamento de energia ou pelo deslocamento da turbina eólica ou unidade fotovoltaica. É necessário um controle coordenado entre o inversor, o armazenamento de energia e o deslocamento da unidade [48-49].

Embora os conceitos subjacentes básicos sejam semelhantes entre as várias topologias da literatura, a implementação é bastante variada com base na aplicação e no nível desejado de sofisticação do modelo. Algumas topologias tentam imitar o comportamento exato dos GSs através de um modelo matemático detalhado que representa sua dinâmica. Outras abordagens tentam simplificar isso usando apenas a equação de balanço para aproximar o comportamento de GSs, enquanto outros empregam ainda uma abordagem que torna as unidades de geração sensíveis às mudanças de frequência no sistema de energia.

Este capítulo discute as várias topologias que foram propostas na literatura. Entre os conceitos listados estão a Inércia Virtual e as topologias baseadas no modelo do gerador síncrono, a baseada na Equação de Balanço, a baseada em resposta de frequência e potência e a baseada no deslocamento do MPPT que foram selecionados para uma descrição detalhada.

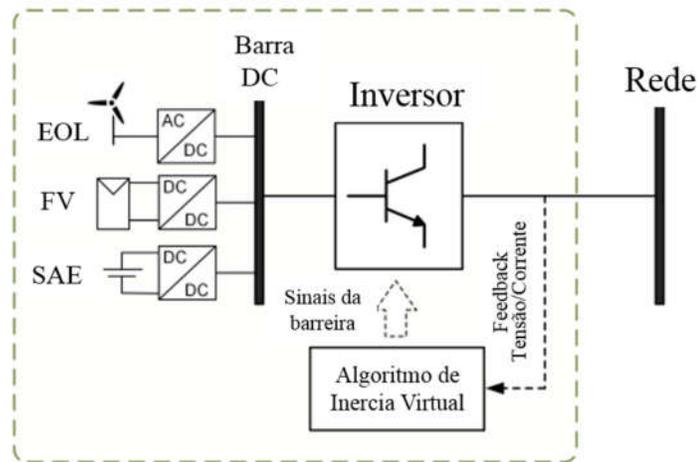
3.2. INÉRCIA VIRTUAL

A inércia virtual é uma combinação de algoritmos de controle, fontes renováveis, dispositivos de armazenamento de energia e eletrônica de potência que emula a inércia de um sistema de energia convencional [50]. O conceito de inércia virtual está resumido na Figura 11.

O núcleo do sistema é o algoritmo de inércia virtual que apresenta as várias fontes de energia conectadas à rede através de conversores de energia eletrônica como os geradores síncronos.

A modelagem da emulação da inercia de um sistema dependerá do tipo de metodologia escolhida para ser aplicada. Nas próximas seções são apresentadas as principais topologias de emulação de inercia.

Figura 11: Conceito de Inércia Virtual.



Fonte: [51]

3.3. TOPOLOGIA BASEADA EM MODELO DE GERADOR SÍNCRONO

Os sincronizadores, controladores baseados na topologia dos geradores síncronos, operam as unidades de geração baseadas no inversor como GSs que representam a mesma dinâmica a partir do ponto de vista da rede [52]. Isso é baseado na noção de que tal estratégia permite que o funcionamento tradicional do sistema de energia seja continuado sem grandes mudanças na estrutura de operação. A topologia está bem desenvolvida na literatura por Q.C. Zhong [53]. Um mecanismo de queda de frequência é usado para regular a saída de energia do inversor de forma similar aos GSs e regulam sua saída de energia [38]. As seguintes equações básicas são usadas para capturar a dinâmica do GS:

$$T_e = M_f i_f \langle i, \dot{\text{sen}}\theta \rangle, \quad (8)$$

$$e = \dot{\theta} M_f i_f \text{sen}\theta \quad (9)$$

e

$$Q = -\dot{\theta} M_f i_f \langle i, \dot{\text{cos}}\theta \rangle. \quad (10)$$

onde, T_e é o torque eletromagnético do sincronizador, M_f é a magnitude da indutância mútua entre a bobina de campo e a bobina do estator, i_f é a corrente de excitação de campo, θ é o ângulo entre o eixo do rotor e uma das fases do enrolamento do estator, e é a tensão sem carga gerada, e Q é a potência reativa gerada. Nas Equações (8) e (10), $\langle \cdot, \cdot \rangle$ representa o produto interno padrão de dois vetores em \mathfrak{R}^3 . A corrente de estator trifásico, i , $\dot{\text{sen}}\theta$ e $\dot{\text{cos}}\theta$ são vetores definidos da seguinte maneira:

$$i = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}; \dot{\text{sen}}\theta = \begin{bmatrix} \text{sen}\theta \\ \text{sen}\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \text{sen}\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix}; \dot{\text{cos}}\theta = \begin{bmatrix} \text{cos}\theta \\ \text{cos}\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \text{cos}\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix}. \quad (11)$$

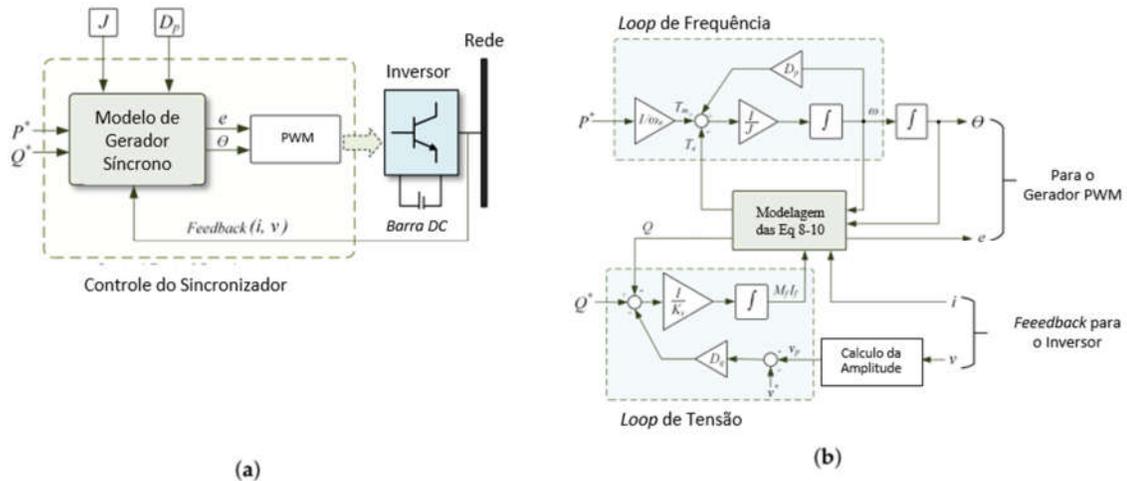
As equações (8) - (10) são primeiro discretizadas e depois resolvidas em cada ciclo de controle em um controlador digital para gerar os sinais de bloqueio para a unidade de geração em consideração. A Figura 12(a) mostra o esquema básico do sincronizador. A caixa tracejada representa a parte de controle do sincronizador, cujos detalhes estão ilustrados na Figura 12(b). A corrente de saída do inversor i e a tensão de rede v são os sinais de *feedback* utilizados para resolver as equações diferenciais dentro do controlador. Além disso, o momento desejado de inércia J e o fator de amortecimento D_p podem ser configurados conforme desejado.

A seleção desses parâmetros é crucial a partir do ponto de vista da estabilidade do sistema como mostrado em [54]. Os *Loops* de frequência e tensão, conforme indicado na Figura 12(b), são usados para gerar as entradas de controle - torque mecânico, T_m e $M_f I_f$. No circuito de frequência, T_m é gerado a partir da potência de referência P^* baseada na frequência angular nominal da rede ω_n .

A frequência angular virtual do sincronizador ω é assim gerada por este ciclo que é integrado para calcular o comando de fase θ , sendo usado para a modulação de largura de pulso (PWM). Da mesma forma, no circuito de tensão, a diferença entre a tensão de referência v^* e a amplitude da tensão de rede v é multiplicada por uma constante de inclinação de tensão D_q . Isto é adicionado ao erro entre a potência reativa de referência Q e a potência reativa Q

calculada usando (15). O sinal resultante é então passado através de um integrador com ganho $1/k_v$ para gerar $M_f I_f$. As saídas do controlador são e e θ que são usadas para geração de PWM.

Figura 12: Topologia do sincronizador: (a) Esquema geral que mostra o princípio de operação; (b) Diagrama de controle detalhado que mostra as equações de modelagem.



Fonte: [51]

As equações subjacentes de uma topologia do sincronizador formam uma malha de captura de fase (do inglês, *phase locked loop* - PLL), tornando-o inerentemente capaz de manter o sincronismo com a tensão do terminal [54]. As variáveis monofásicas do sincronizador também foram projetadas em [55]. A versão básica do sincronizador requer um PLL para sincronizar inicialmente com a rede, no entanto, o uso de PLLs em redes fracas é conhecido por ser propenso a instabilidades [54].

Para neutralizar isso, os sincronizadores auto-sincronizados são introduzidos em [55]. A topologia do sincronizador também inspirou as operações dos retificadores como motores síncronos [56], o que ajuda na obtenção de resposta inercial do lado da carga do sistema de energia. Além disso, a implementação baseada na fonte de tensão significa que os controladores podem ser operados como unidades de formação de rede e idealmente adequados para emulação de inércia em sistemas que não estão conectados com a rede principal. O fato de que a derivada da frequência não é necessária para a implementação, é uma vantagem importante, pois os termos derivados geralmente induzem ruído no sistema. Embora o sincronizador seja capaz de replicar a dinâmica exata de um GS, a complexidade das equações diferenciais utilizadas pode

resultar em instabilidade numérica. Além disso, uma implementação baseada em fonte de tensão significa que não há proteção inerente contra transientes de rede severa, o que pode resultar na necessidade de sistemas de proteção externos para uma operação segura.

3.4. TOPOLOGIA BASEADA NA EQUAÇÃO DE BALANÇO

A topologia baseada na Equação de Balanço para implementação de inércia virtual é semelhante à abordagem do sincronizador descrita anteriormente, mas em vez de usar um modelo completo detalhado do GS, a topologia resolve a Equação de Balanço de Potência-Frequência de cada ciclo de controle para emular a inércia [58]. O diagrama esquemático da topologia que ilustra o princípio de operação é mostrado na Figura 13(a). O controlador detecta a corrente de saída do inversor i e a tensão do ponto de conexão \mathcal{V} , e calcula a frequência de rede ω_g e a saída de potência ativa do inversor P_{out} . Estes dois parâmetros são entradas para o bloco de algoritmo de controle principal, juntamente com P_{int} , que é a potência de entrada do motor principal [59]. Dentro do algoritmo de controle, a equação de balanço dada pela Equação (12) é resolvida a cada ciclo de controle gerando o comando de fase θ para o gerador PWM. A equação de balanço típica de um GS é:

$$P_{int} - P_{out} = j\omega_m \left(\frac{d\omega_m}{dt} \right) + D_p \Delta\omega \quad (12)$$

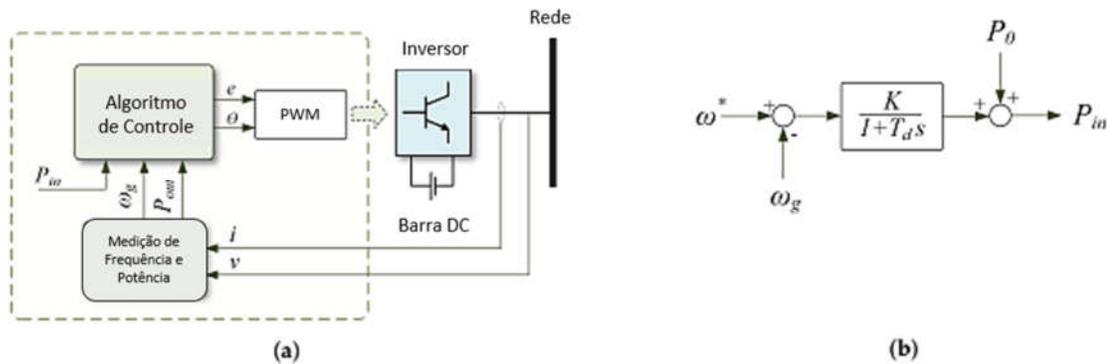
e

$$\Delta\omega = \omega_m - \omega_g, \quad (13)$$

onde P_{int} , P_{out} , ω_m , ω_g , J e D_p são a potência de entrada (semelhante à potência de entrada do motor principal em um GS), a potência de saída do inversor, a frequência angular virtual, a frequência angular de rede/referência, momento de inércia e o fator de amortecimento, respectivamente. Um modelo do regulador, como mostrado na Figura 13(b), é utilizado para calcular de potência de entrada com P_{int} base no desvio de frequência de uma frequência de referência ω^* . O regulador é modelado como um elemento de atraso de primeira ordem com ganho k e constante de tempo T_d . P_0 representa referência de energia contínua para a unidade

de geração. O atraso no modelo do regulador leva a ROCOF mais elevados e, portanto, a uma maior frequência como consequência. A referência de tensão e pode ser gerada através da abordagem de inclinação $Q - v$ como descrito em [60-61].

Figura 13: Topologia Equação de Balanço: (a) Esquema geral que mostra o princípio de operação; (b) Modelo do controlador para calcular a potência de entrada.



Fonte: [51]

Semelhante ao sincronizador, a derivada de frequência não é necessária para implementar o algoritmo de controle. Isto é altamente benéfico, dado que as derivadas de frequência são conhecidas para introduzir o ruído no sistema, o que dificulta o seu controle. Além disso, esta topologia pode ser usada para operar unidades de GD como unidades de formação de rede. No entanto, ainda existem problemas relacionados à instabilidade numérica, que, juntamente com o ajuste incorreto dos parâmetros J e D_p , podem levar ao comportamento do sistema oscilatório [59].

3.5. TOPOLOGIA BASEADA EM RESPOSTA DE FREQUÊNCIA E POTÊNCIA

A principal ideia da Topologia baseada em Resposta de Frequência e Potência é emular as características de resposta inercial de um GS em um sistema de geração, especificamente a capacidade de responder às mudanças de frequência [62]. Em outros termos, isso quer dizer que essa topologia se comportará como Geradores Síncronos Virtuais (GSV) adotando a estratégia de controle de inclinação (*Droop*). Isto está de acordo com a estratégia de controle clássica da usina de energia convencional, onde a abordagem *Droop* permite que compartilhe a variação

de carga entre os geradores e uma frequência aceitável de estado estacionário até o controle secundário atuar. O controle do regulador refere-se a ações de controle que são feitas localmente (no nível da usina) com base nos pontos de ajuste para frequência e potência.

A técnica imita a liberação/absorção de energia cinética semelhante à de um GS, apresentando assim as unidades de geração como fonte despachável [63-64]. Em comparação com os Controladores *Droop* tradicionais que fornecem apenas regulação de frequência, a abordagem GSV é capaz de fornecer controle de frequência dinâmico. Este controle dinâmico é baseado na derivada da medição de frequência e se comporta de forma semelhante à liberação/absorção de energia inercial por um GS durante um desequilíbrio de energia. Assim, o GSV é uma fonte de energia despachável que regula sua saída com base nas mudanças de frequência do sistema. Esta é uma das abordagens mais simples para implementar a inércia virtual nos sistemas geração, pois não incorpora todas as equações detalhadas envolvidas em um GS. Contudo, o funcionamento de múltiplas unidades de geração como fontes de corrente resulta em instabilidade [65].

A potência de saída do conversor GSV é controlada usando

$$P_{GSV} = k_D \Delta\omega + k_I \frac{d\Delta\omega}{dt}, \quad (14)$$

onde $\Delta\omega$ e $\frac{d\Delta\omega}{dt}$ representam a mudança na frequência angular e a taxa de troca correspondente. k_D e k_I representam o amortecimento e a constante inercial, respectivamente. A constante de amortecimento é semelhante à queda de frequência e ajuda a retornar à frequência para um valor de estado estacionário e reduzir o ponto mais baixo da frequência.

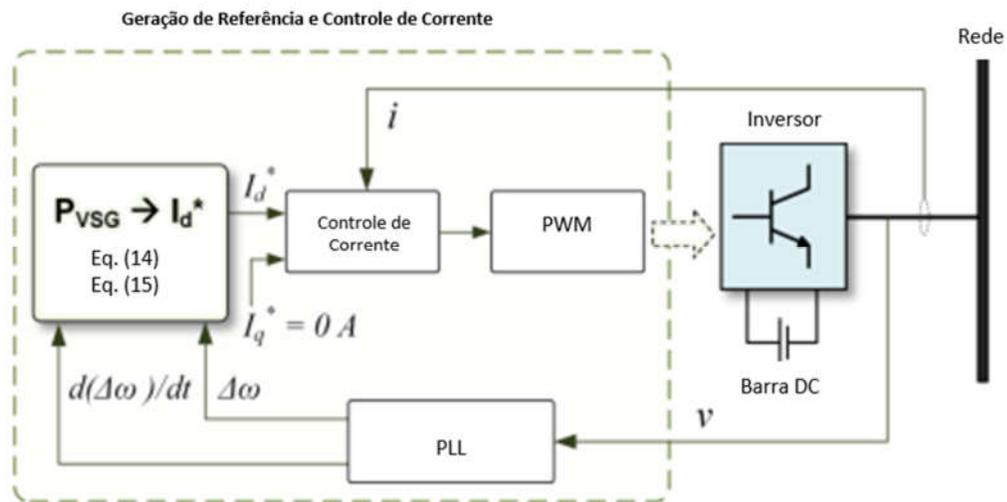
A constante inercial interrompe o ROCOF fornecendo resposta de frequência dinâmica rápida com base na derivada de frequência. Esta característica é especialmente importante em uma rede isolada onde o ROCOF inicial pode ser muito alto, levando ao desencadeamento desnecessário da operação de relés de proteção. A topologia GSV é ilustrada na Figura 14.

Um PLL é usado para medir a mudança na frequência do sistema e ROCOF [63]. Em seguida, usando a Equação (14), a referência de energia ativa para o inversor é calculada. As referências de correntes são então geradas para o controlador de corrente baseado nesta potência de referência. A topologia ilustrada aqui assume uma abordagem de controle de corrente baseada em quadratura direta (*d-q*). Para o controle *d-q*, a referência de corrente do eixo D pode ser calculada como

$$I_d^* = \frac{2}{3} \left(\frac{V_d P_{GSV} - V_q Q}{V_d^2 + V_q^2} \right), \quad (15)$$

onde V_d e V_q são os componentes da tensão v medida nos eixos d e q . No eixo q a corrente de referência I_q^* e a potência reativa Q é ajustada para zero, pois é assumido que somente a potência ativa está sendo controlada. O controlador de corrente com base no *feedback* da corrente da rede gera os sinais da barreira para conduzir o inversor. Assim, o inversor se comporta como um inversor de fonte de tensão controlado pela corrente [65].

Figura 14: Topologia do gerador síncrono virtual (VSG).



Fonte: [51]

Abordagem Através do Controle da Potência Ativa e Reativa

As propriedades de estado estacionário do controlador do regulador são definidas pelo declive permanente (ρ), o qual por sua vez é definido como a mudança de frequência (Δf), normalizado para a frequência nominal (f_o), dividido pela variação de potência (ΔP), normalizado para uma determinada base de energia, (P_{Base}).

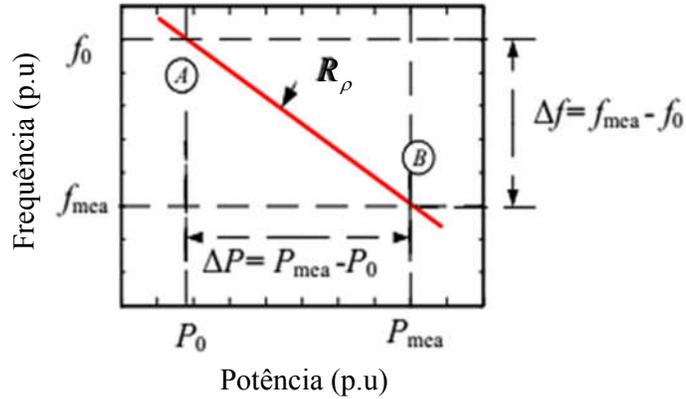
$$\rho = \frac{\Delta f [p.u]}{\Delta P [p.u]} \quad (16)$$

O inverso da inclinação é R_ρ , sendo referido como a rigidez da unidade de geração (ρ).

$$R_\rho = \frac{1}{\rho} = \frac{\Delta P [p.u]}{\Delta f [p.u]} \quad (17)$$

O controlador *Droop* é descrito por uma característica de frequência em estado estacionário como mostrado na Figura 15. Ele produz uma variação de energia ativa proporcional ao desvio de frequência.

Figura 15: Característica da potência utilizando *Droop*.



A potência ativa e a reativa transmitidas através de uma linha sem perdas são dadas por (18) e (19), respectivamente [67].

$$P = \frac{(EV \cos(\delta) - V^2) \cos(\theta) + EV \sin(\delta) \sin(\theta)}{Z} \quad (18)$$

$$Q = \frac{(EV \cos(\delta) - V^2) \sin(\theta) - EV \sin(\delta) \cos(\theta)}{Z} \quad (19)$$

As equações (18) e (19) representam as potências ativa P e reativa Q sendo injetadas na rede, onde δ é a fase entre E e V , e θ é o ângulo entre tensão e corrente.

Normalmente, a impedância de linha Z é predominantemente indutiva, fazendo valer a condição $X \gg R$, onde X é a reatância e R a resistência. Para esses casos, pode-se desprezar R , fazendo com que $\theta = \pi/2$ e levando as equações (18) e (19) a tomarem as formas (20) e (21), respectivamente.

$$P = \frac{EV \sin(\delta)}{X} \quad (20)$$

$$Q = \frac{EV \cos(\theta) - V^2}{X} \quad (21)$$

Considerando ainda que o ângulo de potência δ é muito pequeno, como normalmente o é, tem-se $\sin(\delta) \approx \delta$ e $\cos(\delta) \approx 1$, o que transforma as equações (20) e (21) em (22) e (23), respectivamente.

$$P \approx \frac{EV\delta}{X} \quad (22)$$

$$Q \approx \frac{V(E-V)}{X} \quad (23)$$

De acordo com (22) e (23) pode-se observar que P e Q podem ser tratadas como grandezas desacopladas e independentes, e que estas dependem predominantemente do ângulo de potência δ e da diferença de tensão $E-V$, respectivamente.

A técnica do *Droop* utiliza o controle da tensão e da frequência do inversor para regular as potências ativa e reativa injetadas na rede já que o controle de frequência controla dinamicamente o ângulo de potência. Da mesma forma, a técnica do *Droop* permite também controlar as potências ativa e reativa no intuito de realizar compensação de tensão e frequência da rede elétrica.

As curvas de decaimento (*Droop*) que refletem a influência da frequência e tensão nas potências são aquelas dadas por (24) e (25), onde M e W são as inclinações das retas.

$$\omega = \omega_0 - M (P - P_0) \quad (24)$$

$$E = E_0 - W (Q - Q_0) \quad (25)$$

onde ω é a Frequência angular da rede e E é a Tensão do inversor (*Droop*).

Isso constitui a base do controle de frequência e tensão, onde as potências ativas e reativas são ajustadas de acordo com as características lineares. Estas duas equações são traçadas nas características a seguir:

A característica de queda de frequência acima pode ser interpretada da seguinte forma: quando a frequência cai de ω_0 para ω , a saída de energia gerada pode aumentar de E_0 para E . Uma queda na frequência pode indicar um aumento da carga e conseqüentemente a necessidade de mais potência ativa. Muitas unidades operando em paralelo com a mesma característica de estatismo (queda) aumentam a sua potência de saída, o que provoca o aumento na frequência [68]. O aumento na saída de energia ativa estabilizará a queda de frequência e as unidades passarão a operar em um novo ponto de operação de potência ativa de saída com uma frequência de estabilização que segue a característica de inclinação (*Droop*) da frequência x potência, como na Figura 15 anterior. A característica de controle de inclinação, portanto, permite que várias unidades geradoras compartilhem a variação da carga entre si [69].

Pequenas variações de frequência e tensão são suficientes para gerar grandes variações nas potências ativa e reativa fornecidas, respectivamente. Dessa forma, permitindo pequenas alterações nas variáveis elétricas da rede, o suficiente para ainda respeitar os requisitos de norma, pode-se realizar o controle da potência ativa e reativa conforme necessário com o método de *Droop*.

3.6. TOPOLOGIA BASEADA NO DESLOCAMENTO DO MPPT

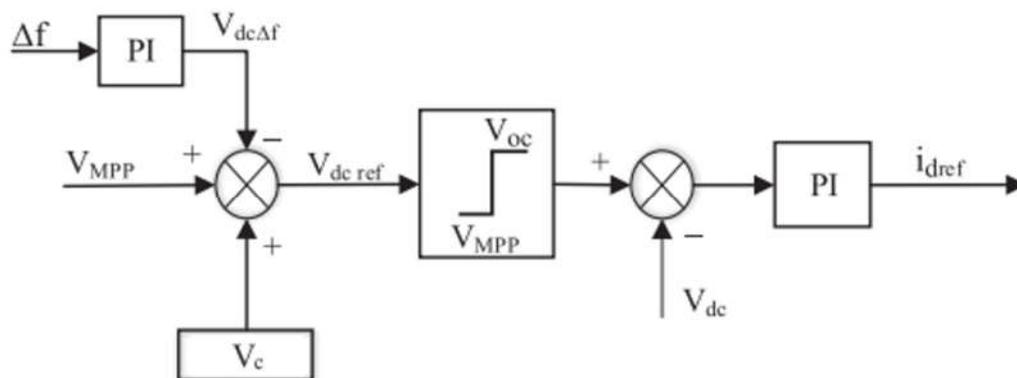
Devido aos custos das implementações computacional e física foram desenvolvidas diferentes técnicas para Rastrear o Ponto de Máxima Potência (do inglês *Maximum Power Point Tracking* - MPPT) nos sistemas fotovoltaicos no sentido de extrair a máxima produção de energia dessa fonte. No entanto, o uso de técnicas MPPT permite que esses sistemas funcionem sem energia de reserva [70].

De acordo com [71], os inversores fotovoltaicos inteligentes não possuem a capacidade de controle comercial total para mudar a potência de saída dos sistemas fotovoltaicos, mesmo que tenham a capacidade de fornecer regulação de frequência reduzida, reduzindo a potência. Além disso, a pesquisa relacionada a esse tipo de controle ainda está nos estágios iniciais e

depende principalmente de dois tipos de controle: o primeiro tipo usa o sistema fotovoltaico suportado pelo Sistema de Armazenamento de Energia para regular a frequência, enquanto o segundo tipo propõe a técnica de deslocamento para sistema fotovoltaico sem utilização do SAE, conforme apresentado em [72].

Entre as técnicas analisadas está a descrita em [71-72]. A Figura 16 a seguir mostra a técnica de deslocamento utilizada na concepção de emulação de inercia no sistema, a qual é obtida elevando-se a tensão do sistema fotovoltaico além da tensão no ponto máximo de potência - V_{MPP} (do inglês *Maximal Power Point* – MPP). Isto é conseguido aumentando o valor de V_{MPP} pela tensão da carga - V_c , o que permite que a matriz fotovoltaica mantenha alguma potência de reserva. Essa potência de reserva não será liberada até que a frequência do sistema se desvie de seu valor nominal. Sob estas condições, um sinal de controle proporcional ao desvio de frequência $V_{dc\Delta f}$ é adicionado à tensão de referência DC.

Figura 16: Controlador baseado no deslocamento do MPPT.



Fonte: [71]

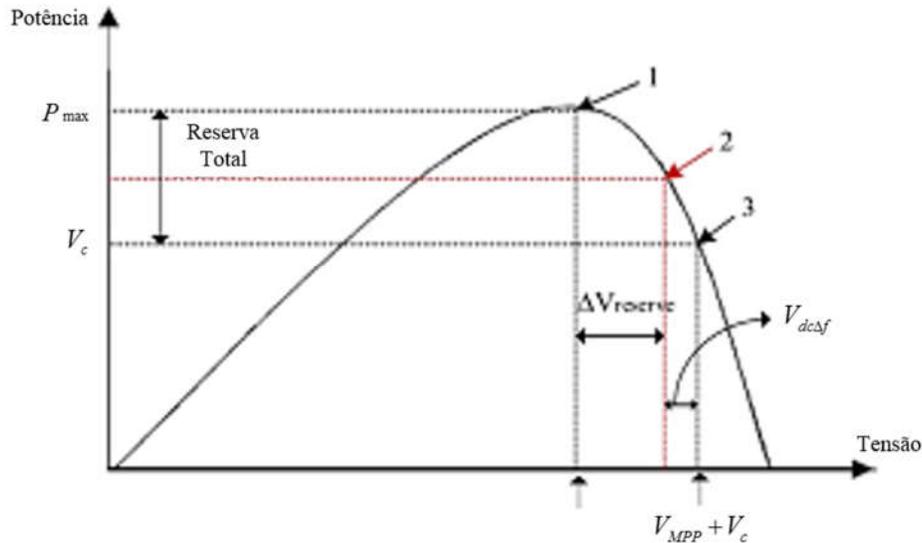
É mostrado ainda na Figura 16 que a mudança na potência de saída do sistema fotovoltaico não dependerá somente do valor V_{MPP} , mas também do desvio de frequência, conforme apresentado na equação a seguir:

$$V_{dc\text{ref}} = V_{MPP} + V_c - V_{dc\Delta f} \cdot \quad (26)$$

A operação do controlador deslocado é ilustrada na Figura 17, onde PV está trabalhando no ponto 3 para manter alguma potência de reserva. Esta situação continua até que a frequência

do sistema comece a diminuir. Nesta condição, quando a frequência começar a reduzir, um sinal de controle relacionado ao desvio de frequência reduzirá a tensão do sistema PV (fotovoltaico) e fará com que este funcione no ponto 2.

Figura 17: Sistema fotovoltaico com a técnica de deslocamento.



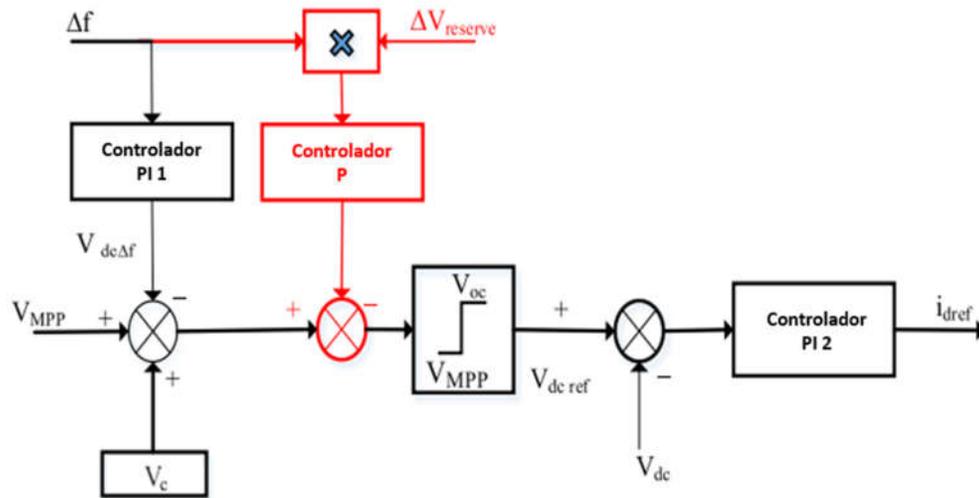
Fonte: [71]

Esse controlador apresentado na Figura 16 ainda não é o ideal, uma vez que não leva em consideração a potência de reserva restante para cada unidade fotovoltaica. Por esta razão, todas as unidades fotovoltaicas liberarão as mesmas quantidades de potência ativa necessárias para a regulação da frequência, mesmo que a potência de reserva de cada unidade não seja igual. Como resultado, algumas unidades fotovoltaicas com menos reservas chegarão ao MPP mais rápido e não poderão contribuir com regulação adicional da frequência. Isso levará à distribuição não uniforme da regulação de frequência.

Para resolver este problema uma nova modificação ao controlador anterior, adicionando um novo sinal de controle que representa a potência de reserva restante $\Delta V_{reserve}$, como mostrado na Figura 18. A tensão de referência do novo controlador é dada pela equação (27), o que mostra claramente que a potência de saída liberada pelas unidades fotovoltaicas não é igual e dependerá da energia de reserva disponível para cada uma.

$$V_{dcref} = (V_{MPP} + V_{deload} - V_{dc\Delta f}) - (\Delta f \cdot \Delta V_{reserve} \cdot K_{p2}) \quad (27)$$

Figura 18: Controlador aprimorado que considera a quantidade disponível reserva.



Fonte: [71].

CAPÍTULO 4

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1. INTRODUÇÃO

O sistema de operação baseado em uma planta de geração de energia fotovoltaica (do inglês, *Photovoltaic* – PV) é diferente de outros sistemas geradores. O sistema PV converte a luz solar em energia contínua (do inglês, *Direct Current* – DC) usando células solares semicondutoras. A energia DC é então convertida em energia de corrente alternada (do inglês, *Alternating Current* – AC) através de um conversor DC/AC. Dado este sistema de conversão eletrônico, o sistema PV não possui inércia e seu comportamento dinâmico depende das características e controles dos inversores.

Os PV's são categorizados em sistemas fotovoltaicos de pequena escala e grande escala. O primeiro é avaliado como sendo um sistema com capacidade de geração de até 20 MW conectados geralmente em um sistema de distribuição ou subtransmissão. Já os sistemas categorizados como de grande escala são avaliados com capacidade de geração em até 1000 MW e normalmente são conectados no nível de transmissão [73].

Neste capítulo serão abordados os modelos implementados no *MatLab/Simulink* para simulação do sistema de energia composto por uma única máquina síncrona ligada a uma barra infinita (do inglês, *Singe Machine Infinite Bus* - SMIB) representando o sistema hidráulico tradicional e uma planta de geração de energia fotovoltaica em larga escala para análise dos efeitos apresentados com esta integração. Ademais serão implementados o controle de deslocamento do MTTP e *Droop* para emulação da inércia no controle de estabilidade do sistema e analisados os resultados.

4.2. MODELO MATEMÁTICO

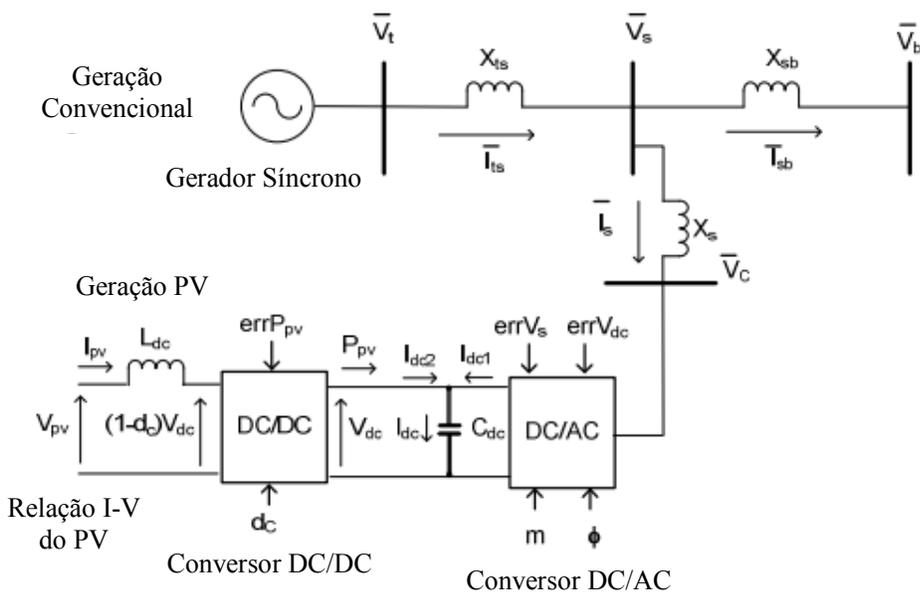
A Figura 19 mostra a configuração de um sistema de energia Barramento infinito com única máquina, onde uma planta de geração de energia fotovoltaica em larga escala está conectada no barramento. A característica típica de tensão-corrente da geração fotovoltaica é não linear, dada por [74]

$$V_{pv} = \frac{N_s n k T}{q} \ln \left(\frac{\frac{N_p I_{sc} I_r}{100} - I_{pv}}{N_p I_0} + 1 \right) \quad (28)$$

onde T é a temperatura de junção, I_r a irradiância, N_s e N_p número de células em série e paralelo, respectivamente, n é o fator de idealidade, k é a Constante de Boltzmann, q é a carga do elétron, corrente de curto-circuito I_{sc} e corrente de saturação I_0 .

Na Figura 19, a usina de energia fotovoltaica está conectada ao sistema de energia através de uma topologia em dois estágios do sistema do inversor, que geralmente é empregado pela geração PV conectada na rede elétrica [75,76]. Além da função de aumentar a tensão contínua de saída, o inversor DC/DC é utilizado principalmente para implementar o controle do Rastreamento do Ponto Máximo de Potência (do inglês *Maximum Power Point Tracking* - MPPT). Conforme ilustrado na Figura 20, a mudança de corrente de saída PV e a mudança de tensão são afetadas por variações de vários fatores, como a irradiância, I_r . Para aproveitar ao máximo as células fotovoltaicas (devido à sua vida útil limitada e ao custo inicial elevado), o MPPT é utilizado para extrair o máximo possível de energia a partir do controle do serviço de ciclo do inversor DC/DC.

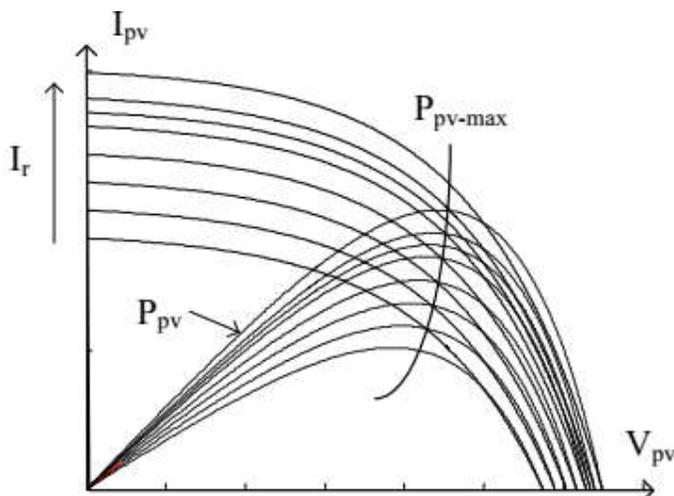
Figura 19: Um sistema de energia integrado com uma planta de geração fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de [74].

O projeto e implementação do controle MPPT tem sido uma das questões mais importantes no desenvolvimento da geração fotovoltaica. Muitos métodos foram propostos, como a Técnica de Ajuste de Curva, Método de Perturba e Observação, entre outros, considerando a necessidade de operação prática da geração fotovoltaica [74]. Basicamente, o objetivo do MPPT é garantir que a operação da geração fotovoltaica seja na curva, P_{pv-max} , controlando no lado DC, conforme Figura 20.

Figura 20: Característica V-I não-linear da geração fotovoltaica



Fonte: [74]

Ao estabelecer o modelo matemático de geração fotovoltaica integrado ao sistema de energia da Figura 19 o objetivo é investigar o impacto da geração fotovoltaica no sistema de energia por análise teórica, computação numérica e simulação. Por isso, deve-se assumir que a característica da geração fotovoltaica da Equação 29 é dada de tal forma que a curva $P_{pv\text{-max}}$ possa ser obtida. Assim, a função de MPPT pode ser modelada como:

$$d_c = d_{c0} + K_{pv}(s)(P_{pv} - P_{pv\text{-max}}). \quad (29)$$

Independentemente do esquema implementado na prática, onde $K_{pv}(s)$ é a função de transferência do controlador MPPT, a dinâmica do inversor DC/DC pode ser modelada simplesmente por:

$$I_{pv} = \frac{1}{L_{dc}} [V_{pv} - (1 - d_c)V_{dc}]. \quad (30)$$

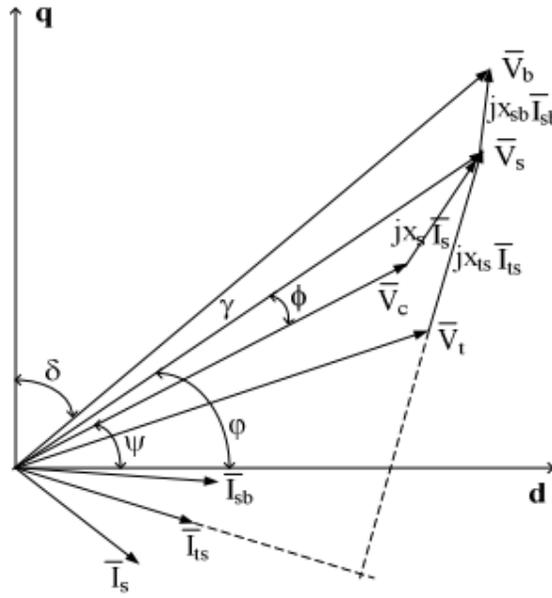
O inversor DC/AC geralmente emprega o controle por Modulação de Largura de Pulso (do inglês *Pulse Width Modulation* - PWM) para regular a troca de potência ativa e reativa entre a geração fotovoltaica e o restante do sistema de energia. Isso pode ser alcançado controlando a razão de modulação m e fase ϕ do algoritmo PWM através da seguinte função de controle de tensão CA e DC, respectivamente,

$$m = m_0 + K_{ac}(s)(V_s - V_{sref}) \quad (31)$$

$$\phi = \phi_0 + K_{dc}(s)(V_{dc} - V_{dcref}), \quad (32)$$

onde $K_{ac}(s)$ e $K_{dc}(s)$ são as funções de transferência do controlador de tensão *ac* e *dc*, respectivamente.

Figura 21: Diagrama-fasor do sistema de energia da Figura 19.



Fonte: [74]

A tensão CA no terminal do inversor DC /AC, \bar{V}_c , pode ser expressa na coordenada d - q do gerador da Figura 21 :

$$\bar{V}_c = mkV_{dc}(\cos\psi + jsen\psi) = mkV_{dc}\angle\psi \quad (33)$$

onde k é a razão do conversor dependente da estrutura do inversor, V_{dc} é a tensão DC através do capacitor C_{dc} . A energia ativa recebida pelo inversor DC/AC do sistema de energia é

$$V_{dc}I_{dc1} = i_{sd}v_{cd} + i_{sq}v_{cq} = i_{sd}mkV_{dc}\cos\psi + i_{sq}mkV_{dc}\sen\psi, \quad (34)$$

onde o subíndice d e q denota o componente d e q da variável, respectivamente. Consequentemente:

$$I_{dc1} = i_{sd}mk\cos\psi + i_{sq}mk\sen\psi. \quad (35)$$

Devido ao fato de que P_{pV} pode ser escrito como:

$$P_{pv} = i_{pv} V_{pv} = i_{dc2} V_{dc} = (1 - d_c) V_{dc} I_{pv} \quad (36)$$

Assim, $i_{dc2} = (1 - d_c) I_{pv}$, de modo que a dinâmica do inversor DC/AC pode ser expressa como:

$$\begin{aligned} \dot{V}_{dc} &= \frac{1}{C_{dc}} (i_{dc1} + i_{dc2}) \\ &= \frac{1}{C_{dc}} [i_{sd} mk \cos \psi + i_{sq} mk \sin \psi + (1 - d_c) I_{pv}] \end{aligned} \quad (37)$$

O modelo matemático geral do gerador síncrono pode assim ser escrito como $\dot{X}_g = F(X_g, \bar{I}_{ts})$, onde X_g é o vetor de variável de estado associado à dinâmica do gerador e \bar{I}_{ts} (ou i_{isd} e i_{isq}) é a variável de interface entre o gerador e o restante do sistema. Nesta dissertação o modelo físico descrito a seguir para o gerador é utilizado, o que é suficiente para o estudo da estabilidade de frequência para o sistema de energia [77].

$$\dot{\delta} = \omega_0 (\omega - 1) \quad (38)$$

$$\dot{\omega} = \frac{1}{M} [P_m - P_t - D(\omega - 1)] \quad (39)$$

$$\dot{E}'_q = \frac{1}{T'_{d0}} (-E'_q + E_{fd}) \quad (40)$$

$$E'_{fd} = TE(s)(V_{ref} - V_t) \quad (41)$$

Por simplicidade de análise, a função de transferência do Regulador Automático de Tensão (do inglês *Automatic Voltage Regulator* - AVR) é dada neste trabalho por um sistema de primeira ordem onde $TE(s) = \frac{K_A}{1 + sT_A}$ e

$$P_t = E'_q i_{tsq} + (x_q - x'_d) \dot{i}_{isd} i_{tsq} \quad (42)$$

$$E_q = E'_q - (x_d - x'_d) i_{tsd} \quad (43)$$

$$V_t = \sqrt{v_{td}^2 + v_{tq}^2} = \sqrt{(x_q i_{tsq})^2 + (E'_q - x'_d i_{tsd})^2}. \quad (44)$$

Da Figura 19, tem-se

$$\bar{V}_t = jx_{ts} \bar{I}_{ts} + \bar{V}_s \quad (45)$$

$$\bar{V}_s = jx_s \bar{I}_s + \bar{V}_c \quad (46)$$

$$\bar{V}_t - \bar{V}_b = jx_{sb} (\bar{I}_{ts} + \bar{I}_s). \quad (47)$$

Resultando em:

$$jx_{sb} \bar{I}_s + \bar{V}_c - \bar{V}_b = jx_{sb} (\bar{I}_{ts} - \bar{I}_s) \quad (48)$$

$$\bar{V}_t = jx_{ts} \bar{I}_{ts} + jx_{sb} (\bar{I}_{ts} - \bar{I}_s) + \bar{V}_b. \quad (49)$$

Na coordenada $d-q$ do gerador, como mostrado pela Figura 21, da Equação 49, pode-se obter que

$$\begin{bmatrix} x_{sb} & -x_s - x_{sb} \\ x_q + x_{ts} + x_{sb} & -x_{sb} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{tsq} \\ i_{sq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -V_c (\cos \psi + V_b \text{sen } \delta) \\ V_b \text{sen } \delta \end{bmatrix} \quad (50)$$

$$\begin{bmatrix} x_{sb} & -x_s - x_{sb} \\ x'_d + x_{ts} + x_{sb} & -x_{sb} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{tsd} \\ I_{sd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_c (\text{sen } \psi - V_b \cos \delta) \\ E'_q - V_b \cos \delta \end{bmatrix} \quad (51)$$

O modelo matemático completo do sistema de potência da Figura 19, portanto, é estabelecido consistindo no modelo de geração fotovoltaica (PV) e do sistema de controle presente nas Equações 28 a 32 e 37, no gerador que corresponde às equações 38 a 41 e 42 a 44,

e na integração do gerador e da usina de energia fotovoltaica com o restante do sistema de energia, neste caso baseado nas Equações 50 e 51.

4.3. MODELOS IMPLEMENTADOS NO MATLAB/SIMULINK

O sistema elétrico utilizado para a aplicação e análise dos métodos anteriormente citados dispõem de uma usina de geração hidráulica convencional acionada por uma máquina síncrona e uma usina fotovoltaica interligada a um conversor DC/DC, na primeira etapa de conversão, e a um conversor DC/AC para permitir a geração proveniente da fonte fotovoltaica nos requisitos necessários para a integração com a rede. Para tanto, foi utilizado o ambiente de simulação do software *MatLab/Simulink* R2016a.

4.3.1. MATLAB/SIMULINK

O *MatLab*®, desenvolvido pela companhia *MathWorks*, é um software interativo de alto desempenho voltado para o cálculo numérico. Este software é reconhecido pela comunidade acadêmica por sua robustez e confiabilidade. Um pacote adicional, *Simulink*®, adiciona a simulação gráfica multi-domínio o design baseado em modelos para a representação dos sistemas dinâmicos incorporados no mesmo. Ele suporta o design do sistema, simulação, geração automática de código e teste e verificação contínua de sistemas incorporados.

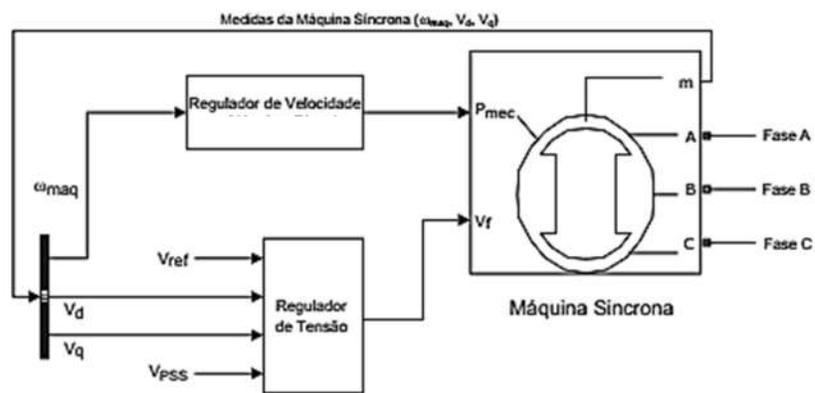
Outra ferramenta computacional vinculada ao *MatLab* é o *Simscape Power Systems*™ que permite criar rapidamente modelos de sistemas físicos dentro do ambiente *Simulink*®. O *Simscape Power Systems*™ fornece bibliotecas de componentes e ferramentas de análise para modelagem e simulação de sistemas de energia elétrica, incluindo modelos de dispositivos e equipamentos de energia elétrica como máquinas trifásicas, conversores estáticos, unidades de geração de energia elétrica e componentes para aplicações como, sistemas de transmissão em CA flexíveis (FACTS) e sistemas de energia renovável.

4.3.2. MÁQUINA SÍNCRONA

O sistema implementado compreende uma máquina síncrona de 200 MVA com rotor de polos salientes. Este tipo de rotor é empregado em alternadores de velocidade média ou baixa. No caso de uma turbina hidráulica, os alternadores requerem uma grande quantidade de polos e possuem pequeno comprimento axial, mas com armadura do estator de grande raio ou circunferência. No caso do modelo implementado neste trabalho o número de pares de polos foram 32.

Junto ao sistema implementado da máquina síncrona, estão os subsistemas referentes ao regulador de velocidade da turbina e o regulador de tensão do gerador. Estes subsistemas são apresentados na Figura 22 a seguir em sua arquitetura de alto-nível, em função dos modelos serem bem detalhados na literatura.

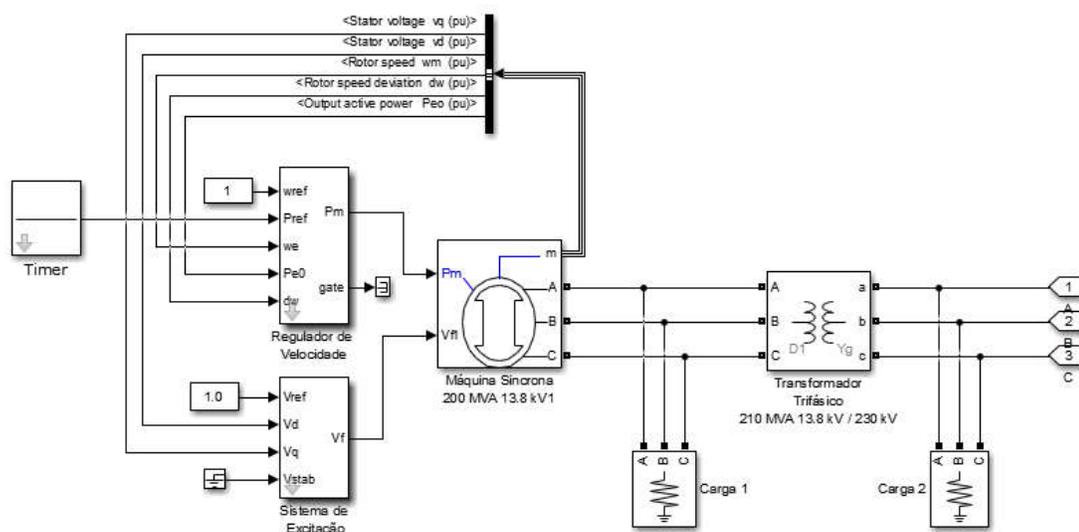
Figura 22: Modelo simplificado representativo da máquina síncrona e respectivos reguladores de velocidade e tensão.



Fonte: Adaptado de [36].

O modelo dinâmico da máquina síncrona implementado no *MatLab/Simulink* pode ser observado na Figura 23.

Figura 23: Modelo dinâmico da máquina síncrona implementado no MatLab/Simulink.



Fonte: Elaboração própria, 2017.

Para efeito de análise, os parâmetros da máquina síncrona em função dos eixos Direto (eixo d) e Quadratura (eixo q) nas condições de curto-circuito e circuito aberto são apresentados na Tabela 1. Neste caso, pode-se observar os valores das variáveis relevantes da máquina síncrona implementada no *MatLab/Simulink*.

Tabela 1: Variáveis da máquina síncrona.

SIGLA	DESCRIÇÃO	VALOR (p.u)
X_l	Reatância de Dispersão	0,18
X_d	Reatância síncrona do eixo d em regime permanente	1,305
X_q	Reatância síncrona do eixo q em regime permanente	0,474
X'_d	Reatância transitória do eixo d	0,296
X''_d	Reatância subtransitória do eixo d	0,252
X''_q	Reatância subtransitória de eixo q	0,243
T'_d	Constante de tempo transitório da armadura do eixo d	1,01
T''_d	Constante de tempo subtransitória da armadura do eixo d	0,053
T''_{q0}	Constante de tempo subtransitória da armadura do eixo q	0,1
R_s	Resistencia do Estator	$2,8544 \times 10^{-3}$

4.3.3. REGULADOR DE VELOCIDADE

O modelo do Regulador de velocidade implementado no *MatLab/Simulink* corresponde ao modelo de uma turbina hidráulica combinada com um sistema de regulação com controlador proporcional integral derivativo (do inglês *proportional–integral–derivative* – PID).

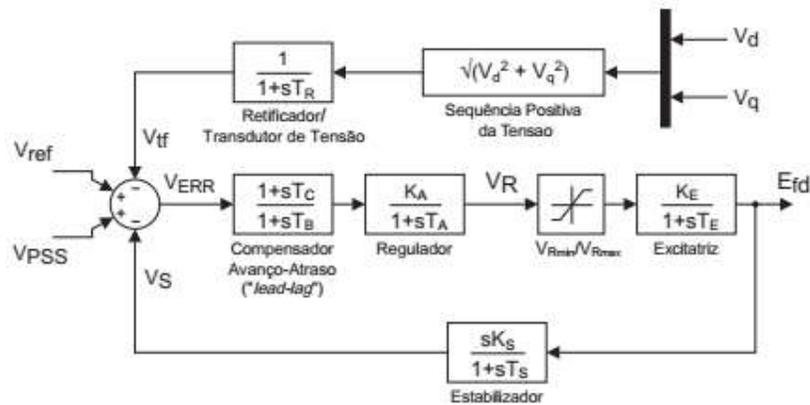
A principal função de um sistema de controle de velocidade, popularmente referido por Regulador Automático de Velocidade, é controlar a velocidade pelo ajuste do suprimento de potência ao gerador. Em outras palavras, o regulador de velocidade deve acompanhar a variação de velocidade do gerador durante todo o tempo e em qualquer condição de carga, agindo no sentido de mantê-la em uma condição especificada. Em consequência disso, pode-se dizer que o regulador de velocidade também controla a potência ativa gerada, uma vez que esta é dependente da potência ativa (ou do torque) de acionamento estabelecido pela máquina primária no eixo do gerador.

A ação do regulador de velocidade fornece uma rotação constante (na velocidade síncrona) durante a operação em regime permanente de um gerador síncrono. Durante o regime transitório, este atua no sentido de minimizar as variações de velocidade e frequência, melhorando desta forma a estabilidade global de um sistema elétrico.

A frequência do gerador depende da velocidade do rotor. Para obter a frequência certa, o gerador deve rodar a uma velocidade síncrona. No caso de turbinas hidráulicas, a velocidade do gerador depende do fluxo de água através da turbina, assim, para poder controlar a velocidade do gerador, a água da turbina é controlada por uma escotilha.

No caso do modelo implementado, a entrada para o modelo do gerador síncrono é a potência mecânica da turbina P_m , conforme Figura 23. O Modelo dinâmico do sistema de regulação da velocidade da máquina síncrona implementado no *MatLab/Simulink* está representado na Figura 24.

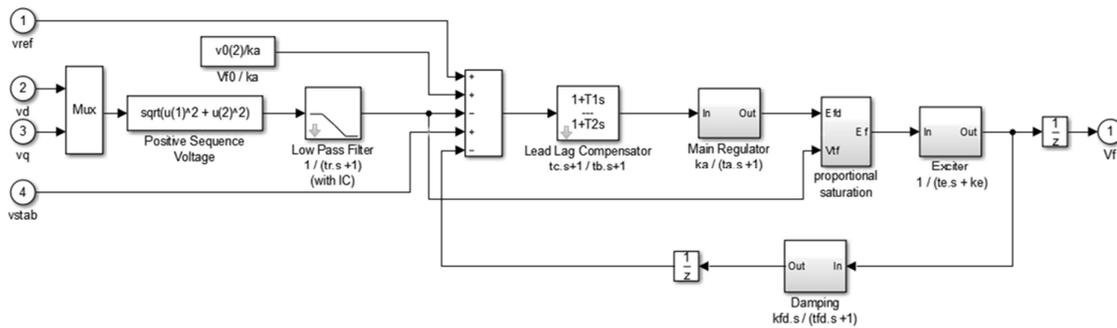
Figura 25: Diagrama de blocos do regulador de tensão implementado no MatLab/Simulink.



Fonte: [36]

O modelo dinâmico do sistema de excitação da máquina síncrona implementado no *MatLab/Simulink* pode ser observado na Figura 26.

Figura 26: Modelo dinâmico do sistema de excitação da máquina síncrona implementado no MatLab/Simulink.



Fonte: Elaboração própria, 2017.

4.3.5. SISTEMA FOTOVOLTAICO

As topologias fotovoltaicas podem ser categorizadas de acordo com o tamanho, implementação e modo de operação. Existem três subcategorias em função do modo de operação: o PV autônomo, conectado à rede e PV bimodal.

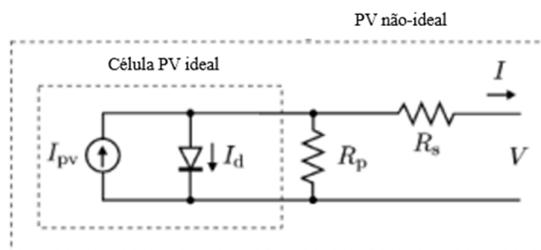
Os tipos autônomos são geralmente para aplicações domésticas com capacidades na faixa de quilowatts (KW). Os tipos conectados à rede são construídos por utilitários e têm capacidades na faixa de megawatts (MW). Um sistema PV bimodal é um sistema fotovoltaico que pode operar tanto em modo conectado à rede quanto autônomo e usa armazenamento em

bateria. A diferença fundamental no sistema bimodal é a configuração do inversor, que emprega a energia DC do sistema da bateria em vez da matriz solar. No caso de um sistema bimodal, a matriz simplesmente atua como fonte de carga para o sistema de bateria.

Uma célula fotovoltaica é constituída de semicondutores de tipo n e tipo p, como um diodo, que formam uma fonte de corrente quando a luz solar é absorvida. Em uma usina de energia fotovoltaica conectada à rede, as células podem ser agrupadas em série ou paralelamente para formar módulos. Os módulos podem ser agrupados para formar uma matriz solar. Matrizes podem ser agrupados para formar uma fonte de energia primária nessa usina de energia fotovoltaica.

A Figura 27 mostra um modelo elétrico de uma célula fotovoltaica. O modelo consiste em duas partes. Tem uma seção ideal e uma seção prática. Uma célula fotovoltaica ideal é constituída por uma fonte de corrente que fornece uma corrente (I_{pv}) que está em paralelo e um diodo ideal que transporta uma corrente (I_d). Uma vez que as células fotovoltaicas ideais não existem na prática, o modelo adotado inclui um resistor em série (R_s) e paralelo (R_p) junto ao modelo ideal. Estes resistores correspondem a uma fonte de tensão não ideal e uma fonte de corrente não ideal, respectivamente. A saída para uma única célula fotovoltaica é semelhante à de uma matriz solar, ou seja, o mesmo princípio é aplicado independente do agrupamento. As equações 52 e 53 correspondem ao modelo matemático para uma matriz fotovoltaica.

Figura 27: O modelo de circuito elétrico para uma célula fotovoltaica.



Fonte: [79]

A corrente de saída (I) de uma matriz fotovoltaica pode ser expressa como uma soma e diferença de três termos, conforme Equação 52, baseado na Lei das correntes de Kirchhoff, como no circuito na Figura 27. Os termos são a fonte de corrente (I_{pv}), a corrente de diodo (I_d) e a corrente através do resistor paralelo (R_p). A expressão para a corrente de diodo

corresponde ao segundo termo (o intervalo entre colchetes multiplicado por I_0) na Equação 52.

$$I = I_{pv} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + R_s I}{V_t a}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (52)$$

$$V_t = N_s \frac{kT}{q} \quad (53)$$

Onde:

V é a tensão de saída da matriz solar;

V_t a tensão térmica da matriz;

k a constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23} \text{ J / K}$);

q é a carga de um elétron em coulombs ($1,602 \times 10^{-19} \text{ C}$);

T é a temperatura em kelvins;

N_s o número de células conectadas em série;

I_0 é a corrente de saturação inversa do diodo;

a é o fator de idealidade do diodo, normalmente entre 1 e 2;

I_{pv} a corrente de célula fotovoltaica ideal;

R_p é a resistência paralela da célula solar;

R_s é a resistência série e

I_d é a corrente do diodo.

As curvas I-V de uma célula PV é única para uma determinada temperatura e irradiância. Na Figura 28 é mostrada a curva de corrente versus tensão (curva I-V) de uma célula PV na qual existem três pontos que são essenciais para anotações na curva I-V e estão destacados.

Na Figura 28 os termos a seguir representam respectivamente:

MPP é o Ponto máximo de potência;

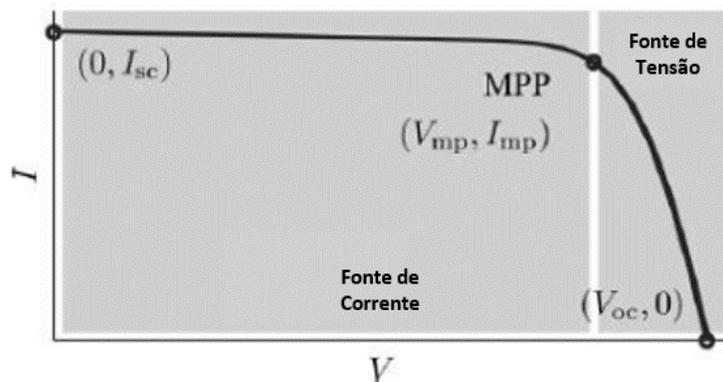
I_{sc} é a corrente de curto-circuito;

V_{oc} a tensão de circuito aberto;

V_{mp} é a tensão do ponto de potência máximo e

I_{mp} é a corrente do ponto de potência máximo.

Figura 28: Curva típica para uma célula fotovoltaica.

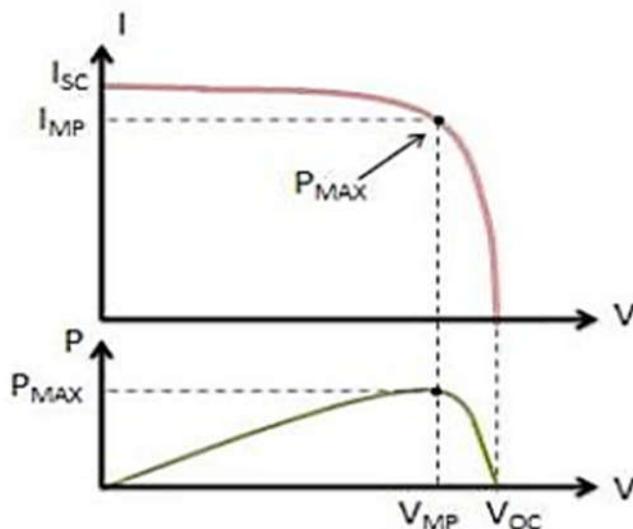


Fonte: [79]

A curva I-V na Figura 28 é uma curva genérica para células fotovoltaicas. Existem três pontos nesta curva que merecem destaque. Os pontos são: $(0, I_{sc})$, (V_{mp}, I_{mp}) e $(V_{oc}, 0)$. O ponto $(0, I_{sc})$ é obtido através do curto-circuito dos terminais de saída de uma célula fotovoltaica enquanto ele está funcionando. O ponto (V_{mp}, I_{mp}) é o ponto em que a célula fotovoltaica produz potência máxima e é chamado de ponto de potência máximo (MPP) da célula fotovoltaica. É também chamado de joelho da curva I-V e o pico da curva P-V. O ponto $(V_{oc}, 0)$ é obtido através do circuito aberto do terminal da célula fotovoltaica enquanto ele está operando. Todos os pontos mencionados anteriormente sobre a curva I-V são usados para a técnica de Rastreamento de Ponto de Potência Máximo.

A Figura 29 mostra uma curva I-V com uma curva P-V correspondente. A tensão e a corrente na curva I-V na qual o PV funciona é chamada de ponto de operação. O produto dos elementos no ponto de operação gera energia. Um produto de todos os elementos nos pontos de operação da célula fotovoltaica dá a curva P-V. Os três pontos essenciais também são indicados na curva P-V. Os pontos $(0, I_{sc})$ e $(V_{oc}, 0)$ correspondem a saída de energia zero da célula fotovoltaica. A potência da célula fotovoltaica aumenta de zero para um pico (MPP), depois disso, ela volta a zero novamente à medida que as tensões variam de volts para a tensão do circuito aberto.

Figura 29: Curva I-V e a curva P-V correspondente para uma determinada irradiação e temperatura.

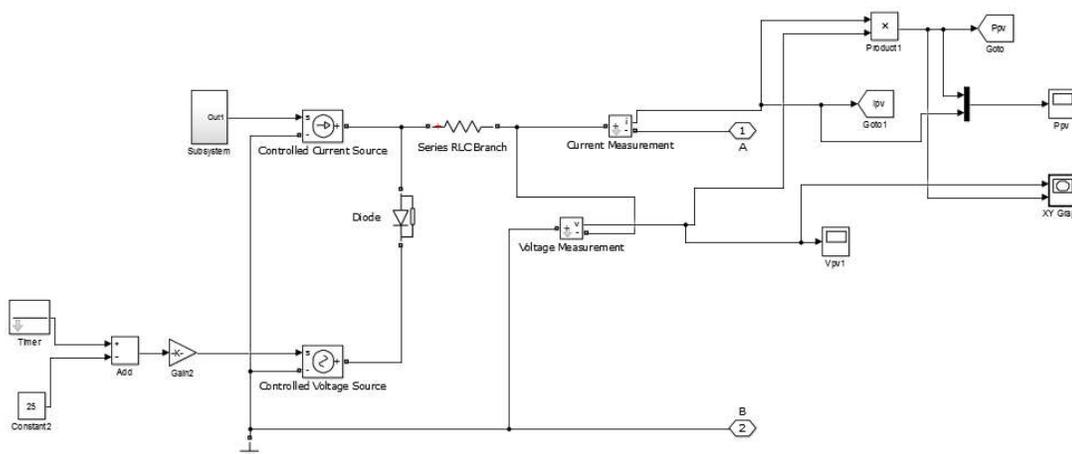


Fonte: [80]

Em geral, uma alta irradiação e temperaturas mais baixas dão uma melhor curva I-V e P-V. A magnitude da potência MPP aumenta com o aumento da irradiância e a diminuição da temperatura. Em contraste, quanto menor a irradiância e maior a temperatura, pior as curvas I-V e P-V. A magnitude da potência MPP diminui com a redução da irradiância e o aumento da irradiância.

Na Figura 30 tem se o modelo de planta solar implementado no *MatLab/Simulink*.

Figura 30: Modelo de planta solar implementado no *MatLab/Simulink*.



Fonte: Elaboração própria, 2017.

4.3.6. RASTREAMENTO DO PONTO MÁXIMO DE POTÊNCIA

Para dadas condições ambientais de temperatura e nível de irradiação solar, os arranjos fotovoltaicos podem operar em diversos pontos de corrente, tensão e potência. No intuito de maximizar a eficiência do sistema, permitindo-o trabalhar utilizando toda a sua capacidade dentro dos limites impostos pelas variáveis não controláveis do ambiente externo, esforços são feitos no sentido de levar o arranjo solar a trabalhar em seu ponto de máxima potência.

O rastreamento máximo do ponto de potência é a relação entre o comportamento da tensão atual dos painéis solares e a irradiância solar e a temperatura. Um aumento na irradiação solar leva a uma maior entrada de corrente e tensão, assim, variações nas condições ambientais afetam a potência máxima de saída dos painéis fotovoltaicos.

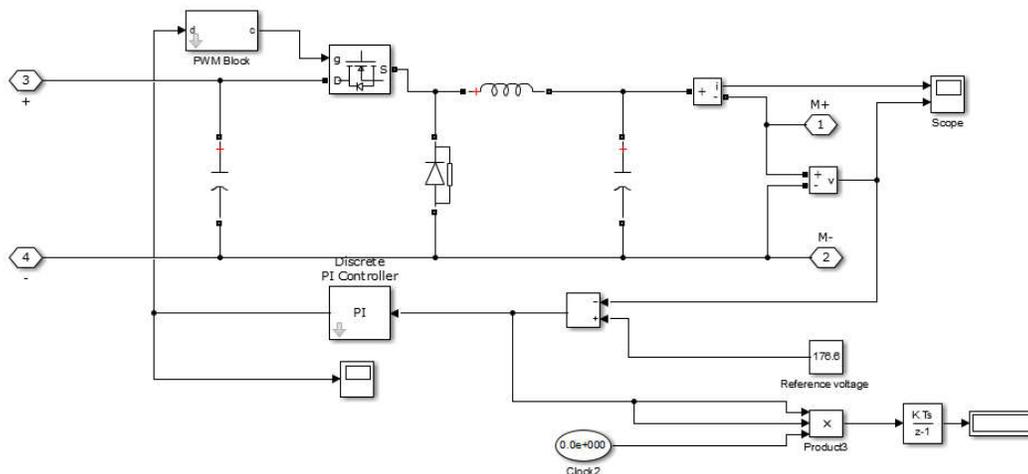
Conforme mencionado na arquitetura geral do sistema, a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos é dada ao conversor DC/DC para aumentar o nível de tensão antes de ser fornecido ao conversor DC/AC. Para garantir que a potência máxima seja entregue ao conversor DC/DC, uma interface é usada entre os painéis e o conversor DC/DC, essa interface é conhecida como rastreamento de ponto de potência máximo (MPPT).

O MPPT em um sistema fotovoltaico precisa ser controlado através do ajuste de algum grau de liberdade da configuração que de fato desloca o ponto de operação sobre a curva $I \times V$. Para tanto, usualmente aplica-se o MPPT para ajustar o ciclo de trabalho (do inglês, *Duty Cycle*) de um conversor DC/DC alocado na saída do arranjo de módulos, no caso deste trabalho, um *Boost*. Dessa forma, o *Duty Cycle* incrementado causa uma reação nos módulos fazendo deslocar seu ponto de trabalho no sentido de alcançar o MPP. A lógica de busca do ponto de máxima potência é definida pelo algoritmo de MPPT utilizado.

Vários algoritmos MPPT foram desenvolvidos com base em diferentes topologias de implementação. Em relação às implementações analógicas, as opções para técnicas MPPT são a corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e temperatura. Da mesma forma, para a implementação do circuito digital, algoritmos mais comuns são o Perturba & Observa (P & O) e a condutância incremental (IC) [81]. Atualmente, o algoritmo MPPT mais popular é o algoritmo P & O devido ter poucos cálculos matemáticos, tornando sua implementação bastante fácil. Sua principal desvantagem ocorre durante a operação no estado estacionário, onde há uma oscilação de potência no ponto de potência máxima [82].

Na Figura 31 está o modelo de MPPT implementado no *MatLab/Simulink* que corresponde ao Método Perturba & Observa.

Figura 31: MPPT implementado no MatLab/Simulink.



Fonte: Elaboração própria, 2017.

4.3.7. CONVERSORES

CONVERSOR DC/DC

Os conversores DC/DC podem ser classificados em dois tipos: conversores de modulação de largura de impulso (PWM) e conversores de comutação suave. Neste trabalho, utilizou-se um conversor de modulação de largura de impulso. As vantagens de usar um conversor PWM são de alta eficiência, operação de frequência constante e controle simples. O conversor PWM ajuda a controlar a chave usado no conversor *boost*, e este controle também ajuda a alcançar a aplicação *step-up* do conversor. Os dois modos de operação para o conversor DC/DC são:

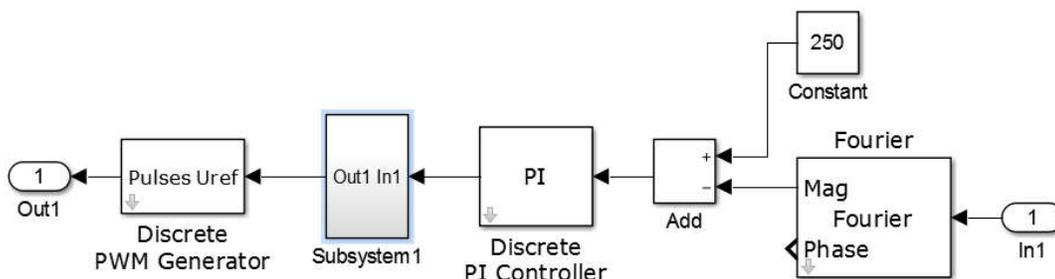
- Modo de condução contínua (do inglês, *Continuous conduction mode* - CCM) e
- Modo de condução descontínua (do inglês, *Discontinuous conduction mode* - DCM)

Esses modos de operação são em relação ao valor da corrente que flui através do indutor. No modo CCM, o valor da corrente do indutor é sempre maior que zero. Quando o valor da

corrente de entrada é baixo, ou a frequência de comutação é baixa, o conversor entra no modo DCM. A corrente do indutor é zero por um certo tempo quando está no modo DCM. Neste trabalho, considera-se que o conversor DC/DC estava funcionando no modo CCM, pois ele possui uma melhor eficiência. Como a energia gerada a partir do módulo é muito baixa, utiliza-se um conversor *boost* que eleva a baixa tensão DC de entrada. A tensão e a corrente de saída do módulo PV são alimentadas ao conversor DC/DC. A relação de tensão de entrada e saída é controlada pelo *Duty Cycle*

Na Figura 32, tem-se o modelo implementado no *MatLab/Simulink* do conversor DC/DC.

Figura 32: Modelo do conversor DC/DC implementado no MatLab/Simulink.



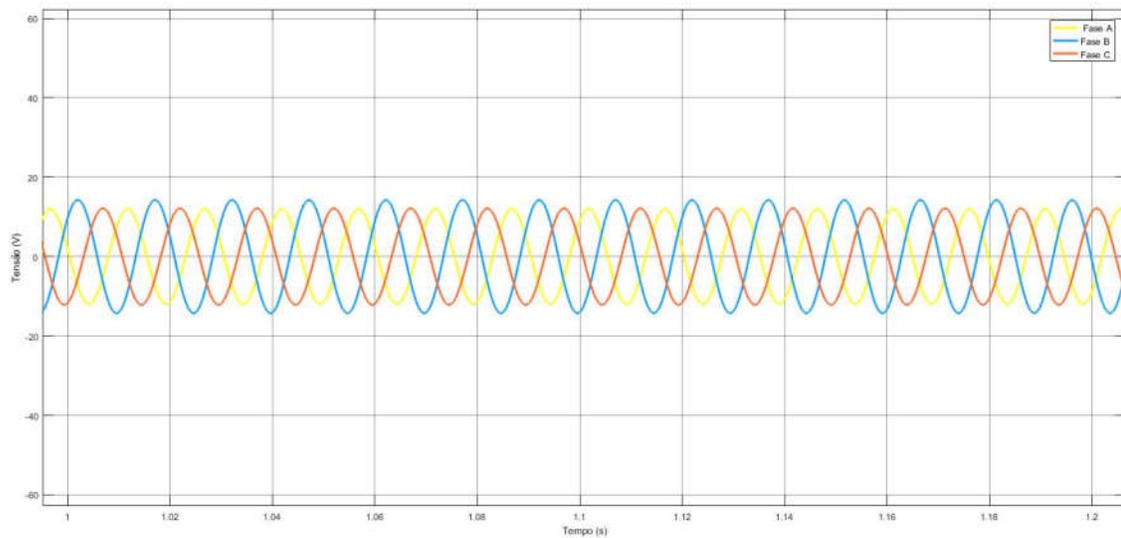
Fonte: Elaboração própria, 2017.

CONVERSOR DC/CA

Como já se sabe, para a integração dos sistemas fotovoltaicos à rede é necessária uma etapa de conversão da energia DC em energia AC. Essa etapa é realizada pelos inversores ou conversores de energia. O inversor pode simplesmente corrigir a tensão na qual a matriz opera, ou (mais comumente) usar uma função de rastreamento de ponto de potência máxima para identificar a melhor tensão de operação para a matriz. Por isso, ele opera em fase com a rede (fator de potência da unidade) e, geralmente, entrega o máximo possível de energia à rede elétrica, tendo em vista as condições de temperatura e luz solar disponíveis atuando como fonte de corrente; ele produz uma corrente de saída sinusoidal, mas não age para regular sua tensão terminal.

Na Figura 33 observa-se o comportamento da tensão nas três fases gerado pelo inversor DC/AC implementado no *MatLab/Simulink*.

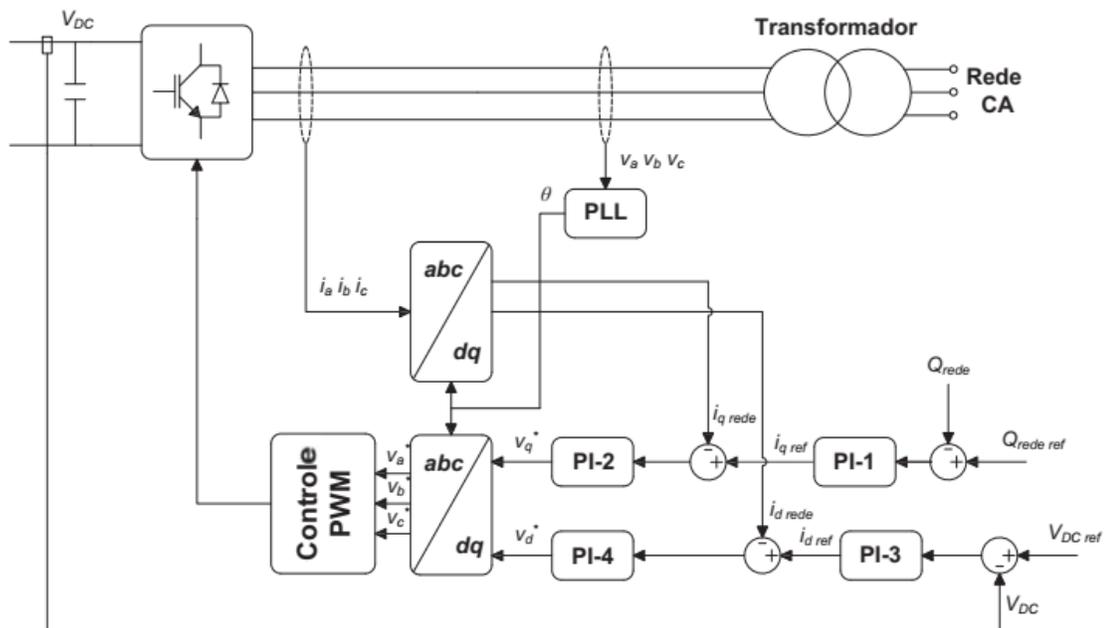
Figura 33: Comportamento da tensão gerado pelo inversor DC/AC.



Fonte: Elaboração própria, 2017.

Na Figura 34 é apresentado um exemplo de um esquema de controle do conversor do lado da rede do sistema de conversão de energia fotovoltaica genérico.

Figura 34: Esquema genérico de um conversor DC/AC.



Fonte: [83]

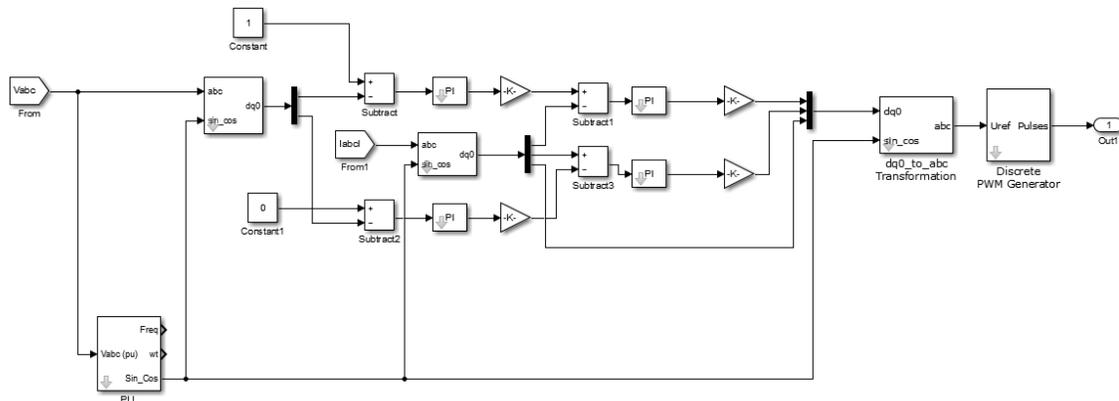
O esquema de controle apresentado permite controlar de forma independente, o fornecimento de potência ativa e reativa à rede. A componente d da corrente controla a tensão

no *link* DC do conversor, e logo, a potência ativa, sendo que a componente q controla o fluxo de potência reativa [83]. Alternativamente, a tensão no *link* DC pode ser controlada pelo conversor do lado do gerador [84]. Tal como para o conversor do lado do gerador, este conversor é constituído por duas malhas de controle principais.

Na malha inferior, a tensão no *link* DC é medida e comparada com um valor de referência V_{DCref} , sendo produzido um sinal de erro que, após passagem por PI-3 origina um sinal de referência I_{dref} . Este é comparado com o valor de I_d medido, gerando um sinal de erro. Por atuação de PI-4 produz-se V_d^* . A malha de controle superior apresenta um funcionamento similar à inferior, destinando-se à produção de um sinal de tensão V_q^* que controlará a potência reativa fornecida pelo conversor a rede.

Na Figura 35, de modo semelhante, tem-se o modelo implementado no *MatLab/Simulink* do conversor DC/AC.

Figura 35: Modelo do conversor DC/AC implementado no *MatLab/Simulink*.

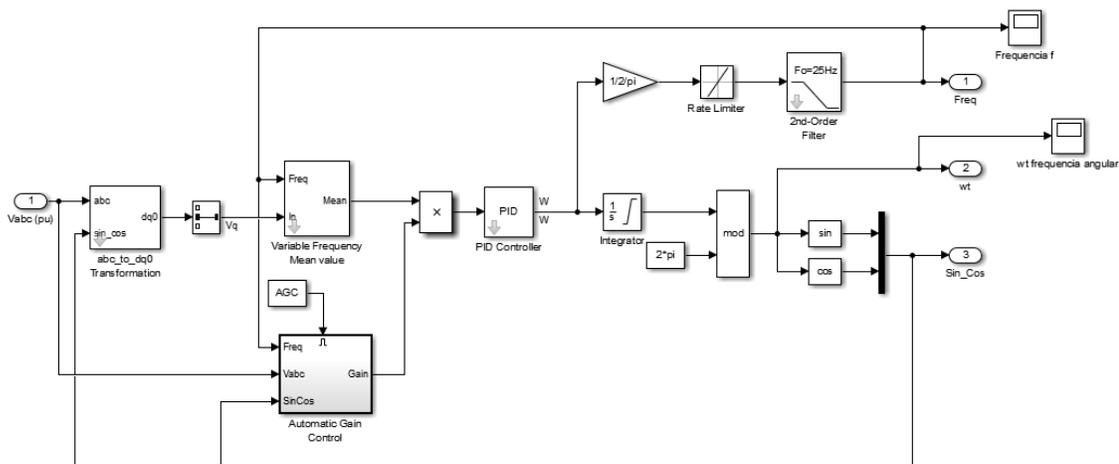


Fonte: Elaboração própria, 2017.

Um aspeto importante para que os conversores eletrônicos consigam controlar eficazmente o fator de potência com que funcionam, encontra-se associado com a necessidade de sincronização com a rede à qual se encontram ligados. Para tal, a fase da tensão aos seus terminais deve ser medida de forma rápida e precisa. Este aspeto é geralmente conseguido por implementação de uma estrutura designada por "*Phase-Locked Loop*" (PLL), conforme Figura 35.

Na Figura 36 encontra-se o modelo do PLL implementado no *MatLab/Simulink*. Para a finalidade desta pesquisa, foi usado um modelo de PLL já disponível no ambiente *MatLab/Simulink*. O projeto e modelagem matemática do PLL está fora do escopo dessa dissertação.

Figura 36: Modelo do PLL implementado no MatLab/Simulink.



Fonte: Elaboração própria, 2017.

4.4. RESULTADOS

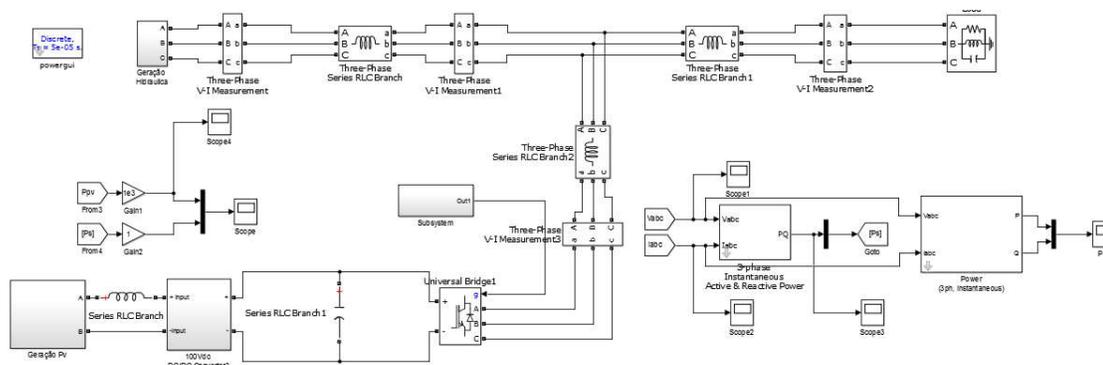
As simulações realizadas foram executadas utilizando o software *MATLAB/Simulink* para diferentes valores de constante de inércia e curvas de radiação as quais apresentavam valores com variação no tempo e irradiação constante. Os dados utilizados para simulação da rede convencional de energia elétrica são disponibilizados na Tabela 2.

Tabela 2: Dados da Fonte de Geração Convencional.

VARIÁVEL	VALOR
Potência Nominal	200 MVA
Tensão Nominal	13,8 KV
Frequência	60 Hz

Na Figura 37, é apresentado o diagrama principal implementado no *MATLAB/Simulink* no qual é possível observar os blocos destinados à geração de energia convencional hidráulica e fotovoltaica, assim como, as etapas de conversão de energia DC/DC e DC/CA, carga e os dispositivos de exibição dos sinais gerados durante a simulação.

Figura 37: diagrama principal implementado no MATLAB/Simulink.



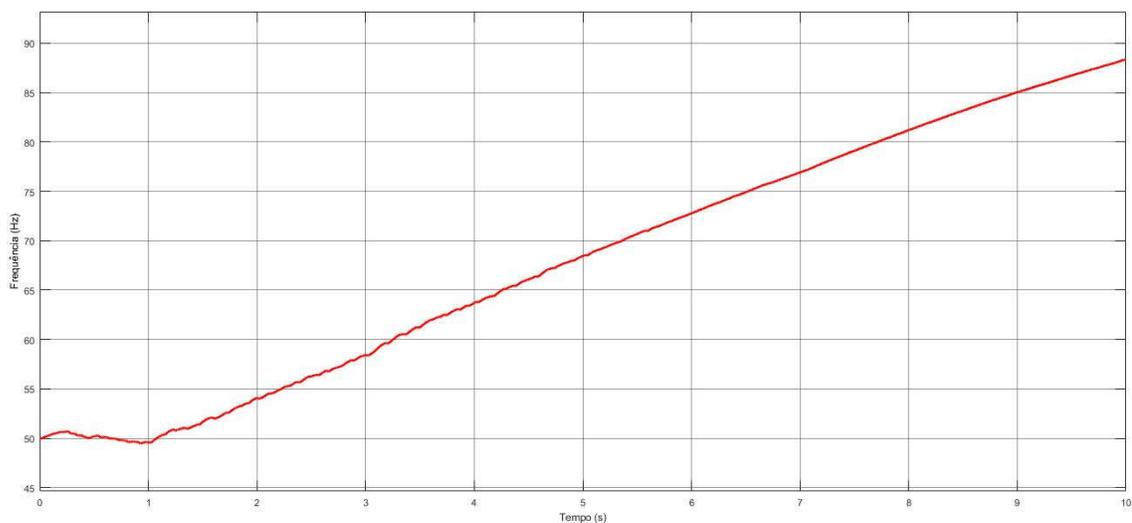
Fonte: Elaboração própria, 2017.

Como já é de conhecimento, as unidades fotovoltaicas não fornecem nenhuma resposta de inércia ao sistema de energia elétrica. Portanto, nos casos em que a constante de inércia H das máquinas síncronas que compõem o sistema de fontes elétricas convencionais forem mais baixas a probabilidade de acionamento do ROCOF será maior devido a Taxa de Variação da Frequência do sistema de energia ser alta o suficiente para ativar o controlador de alívio de carga, mesmo em pequenas magnitudes (condições) de desequilíbrio.

Simulações com diferentes valores da constante de inércia equivalente do sistema foram utilizadas a título de comparação entre resultados.

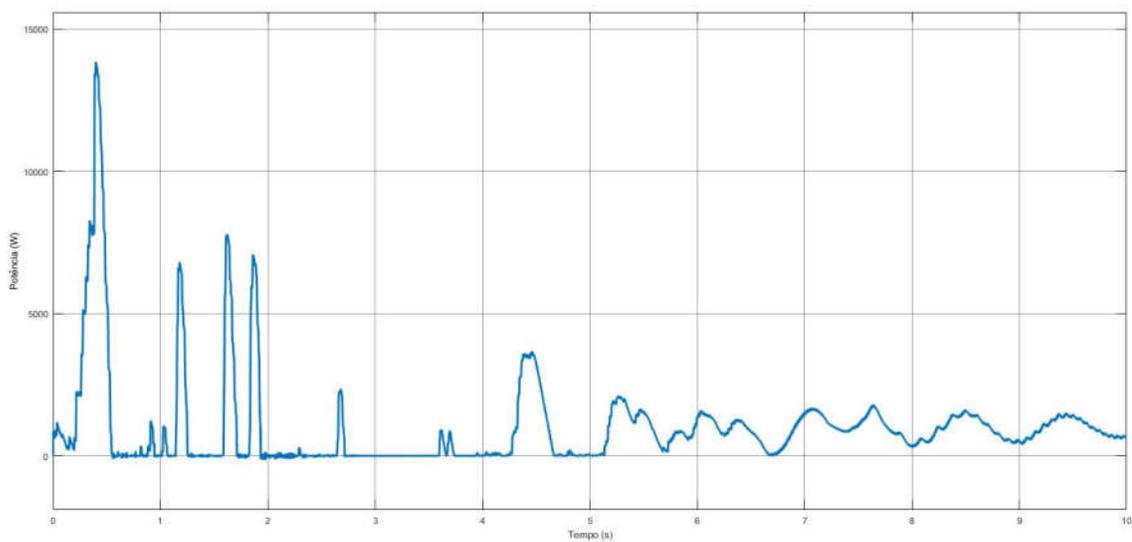
Para valores em que a constante de inércia foi baixa, quando introduzidas grandes parcelas de cargas a estabilidade do sistema fica comprometida fazendo com que a frequência excursionando um comportamento linear ascendente, como mostrado na Figura 38. Nela se pode observar que sem o devido controle a frequência, ocorrerá um aumento além do seu ponto de operação ocasionando falhas, desligamentos ou danos aos equipamentos.

Como já descrito previamente no Capítulo 2 a constante de inércia corresponde a duração do tempo durante o qual a máquina pode fornecer sua potência nominal exclusivamente com a energia cinética armazenada, portanto, quanto menor a constante de inércia empregada no gerador síncrono, mais rápida será a dinâmica de frequência do sistema de energia e menor será a capacidade do sistema de se regular após um evento de estabilidade.

Figura 38: Frequência do sistema com parâmetro de $H = 1.2$ s.

Fonte: Elaboração própria, 2017.

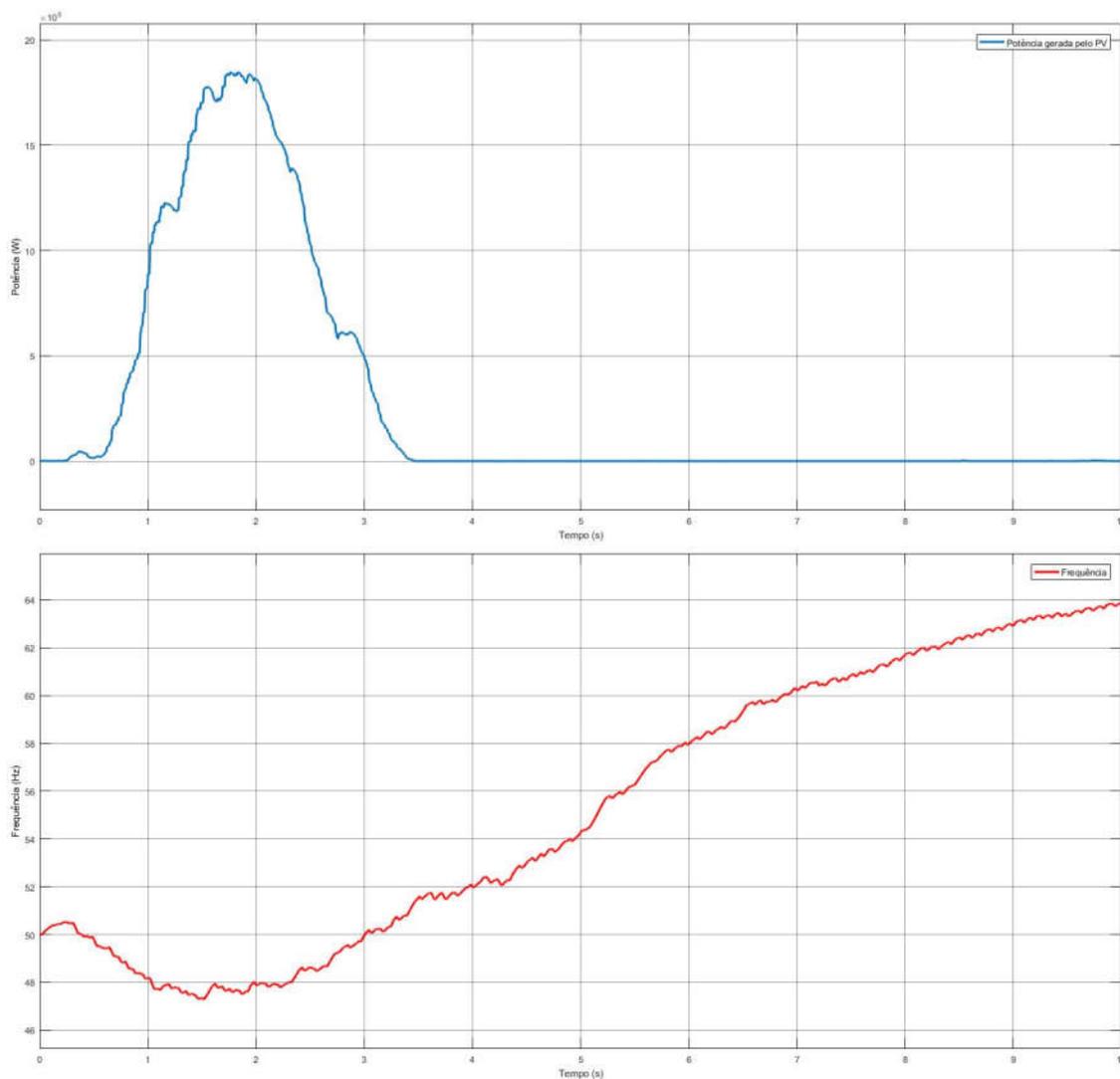
Na Figura 39, observa-se a geração de energia fotovoltaica utilizando o Método de deslocamento do MPPT para um período com irradiância variável ao longo do tempo. Nesta simulação a constante de inércia foi mantida em um valor baixo correspondente a $H = 1,2$ s.

Figura 39: Geração Fotovoltaica com parâmetro de $H = 1.2$ s.

Fonte: Elaboração própria, 2017.

Em simulações nas quais a constante de inércia H atingia valores mais altos, pode-se observar o impacto da geração proveniente da fonte renovável fotovoltaica na frequência do sistema elétrico, conforme Figura 40. Neste caso, foi adotado a constante de inércia $H = 3,2$ s.

Figura 40: Comparação entre potência gerada pelo PV e frequência.



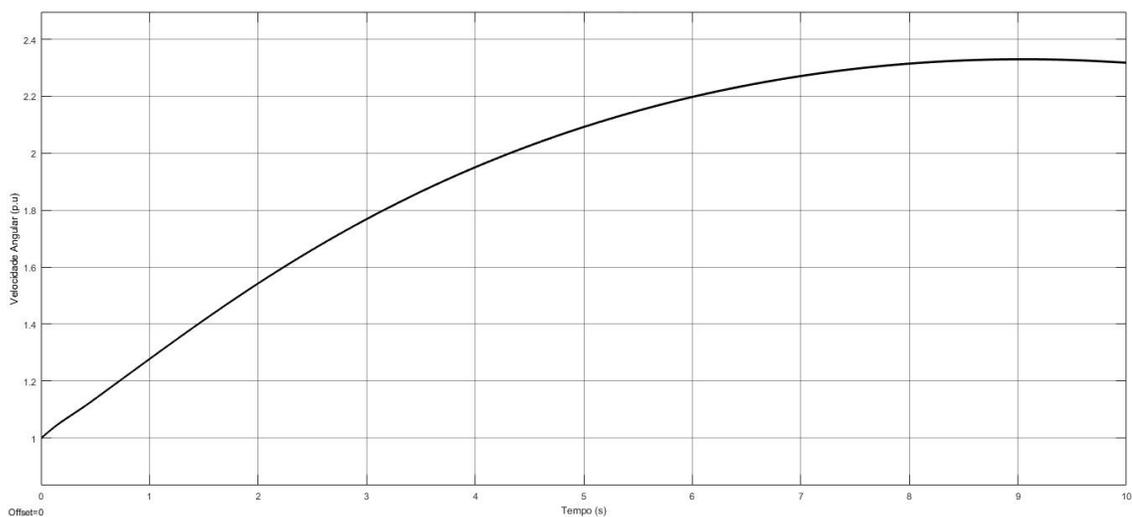
Fonte: Elaboração própria, 2017.

O que se observa dos resultados encontrados é que no período em que o sistema fotovoltaico está fornecendo energia para o sistema, a frequência do mesmo decai comprovando a teoria de que a inserção de fontes de energias alternativas, neste caso a fotovoltaica, degradam a frequência do sistema. Como se sabe essa degradação da dinâmica de frequência afeta a estabilidade em transitório e a operação do sistema elétrico de potência. Quando o sistema de

geração fotovoltaico não está mais fornecendo potência ao sistema a frequência, então, se eleva [35].

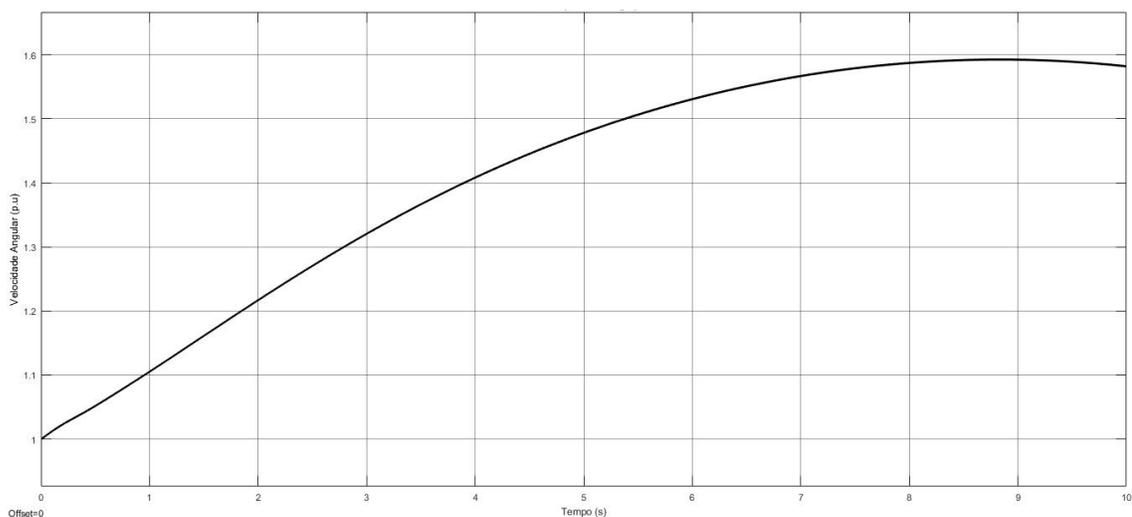
No caso onde a constante de inércia teve um valor maior, a velocidade angular da máquina síncrona encontrada foi menor do que se comparado com o caso em que a constante de inércia era menor. Por exemplo, no caso com $H = 1,2$ s a frequência angular foi aproximadamente 2,3 pu (conforme Figura 41), enquanto que no caso com $H = 3,2$ a frequência angular foi de aproximadamente 1,6 pu, conforme Figura 42, a seguir.

Figura 41: Frequência angular da Máquina síncrona com parâmetro de $H = 1.2$ s.



Fonte: Elaboração própria, 2017.

Figura 42: Frequência angular da Máquina síncrona com parâmetro de $H = 3.2$ s.

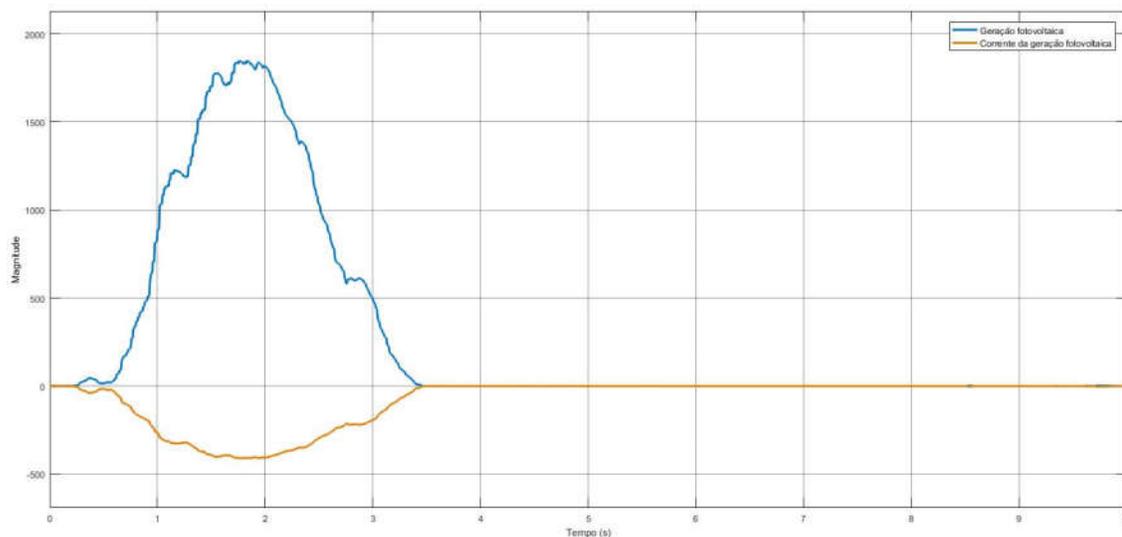


Fonte: Elaboração própria, 2017.

A frequência angular é importante, uma vez que esta é utilizada nas curvas de decaimento na técnica *Droop* a qual por sua vez faz uso do controle da tensão e da frequência do inversor para regular as potências ativa e reativa injetadas na rede, realizando assim a compensação de tensão e frequência da rede elétrica.

Com a taxa de variação na frequência angular $\Delta\omega$, o amortecimento k_D e a constante inercial k_I , é possível calcular a potência de saída do conversor GSV.

Figura 43: Geração fotovoltaica e corrente da geração fotovoltaica da PV.



Fonte: Elaboração própria, 2017.

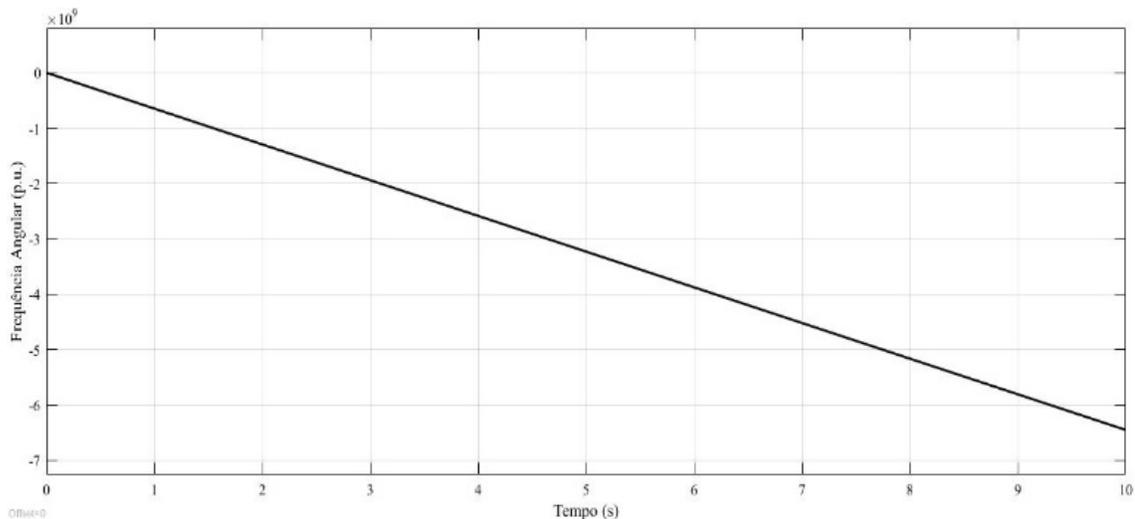
Outro ponto considerado foi a variação de cargas no sistema elétrico, com cargas leves e pesadas. Em condições de cargas leves o uso de energias renováveis resulta na desativação das usinas tradicionais e conseqüentemente na redução da inércia total do sistema elétrico.

A Figura 44 mostra a instabilidade rotórica da máquina síncrona, uma vez que representa a velocidade (ou frequência) angular de rotação do rotor da máquina síncrona. Este tipo de instabilidade é caracterizado pela incapacidade das máquinas síncronas de um sistema elétrico de potência interconectado manter o sincronismo (do ângulo do rotor) depois de uma perturbação. No caso apresentado, devido a condição de cargas leves juntamente com a alta geração de fotovoltaica, a curva da frequência angular se tornou negativa, porém em termos práticos isso significaria a desativação das unidades geradoras tradicionais.

A frequência do sistema, por sua vez, assumiu um comportamento linear ascendente durante o tempo de simulação reforçando o resultado que comprova a instabilidade do sistema,

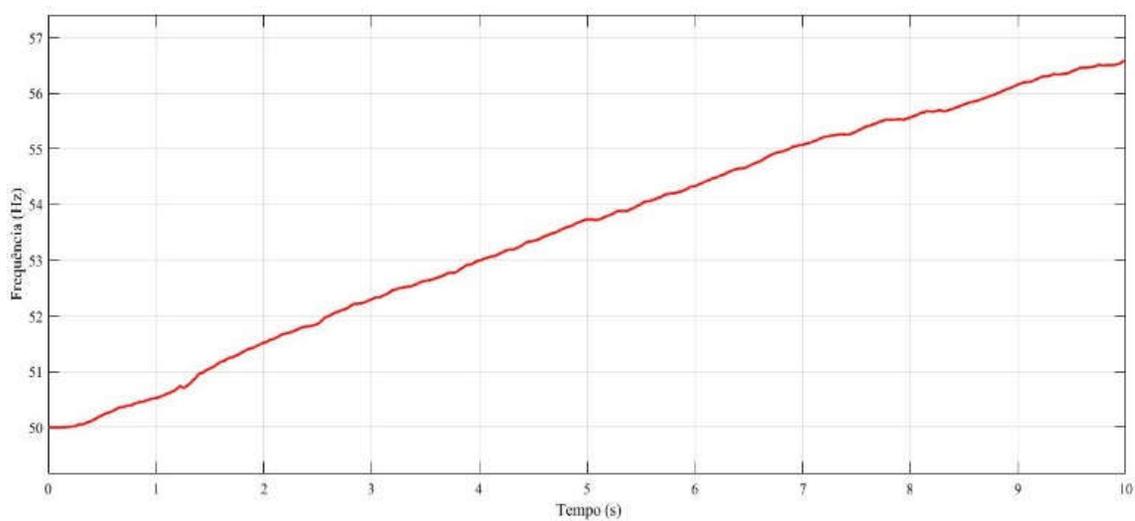
conforme Figura 45. Com relação a potência mecânica desenvolvida pela máquina síncrona se observa que a mesma tendeu a zero o seu valor, conforme Figura 46.

Figura 44: Frequência angular da máquina síncrona para carga leve.



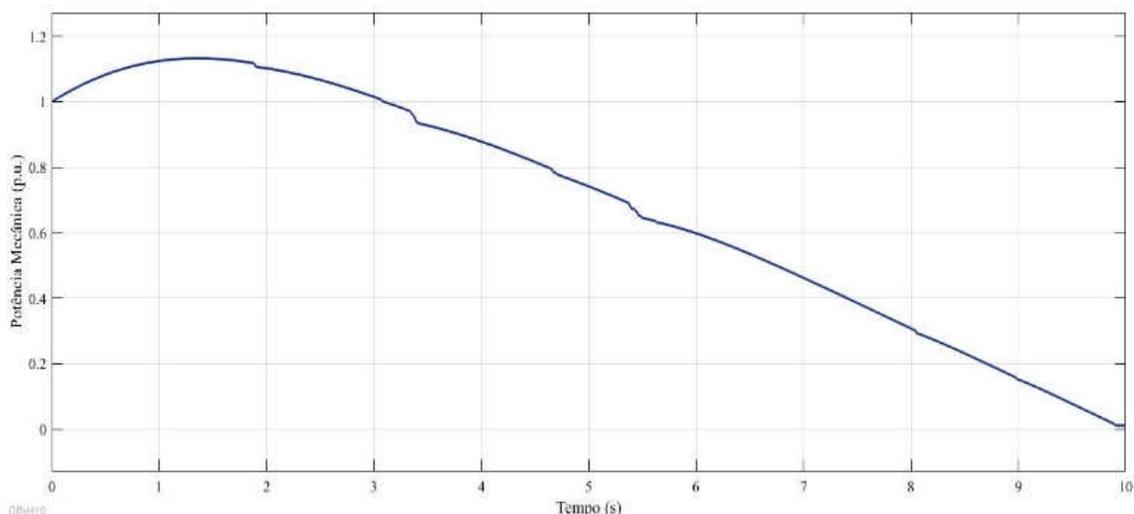
Fonte: Elaboração própria, 2017.

Figura 45: Frequência do sistema para carga leve.



Fonte: Elaboração própria, 2017.

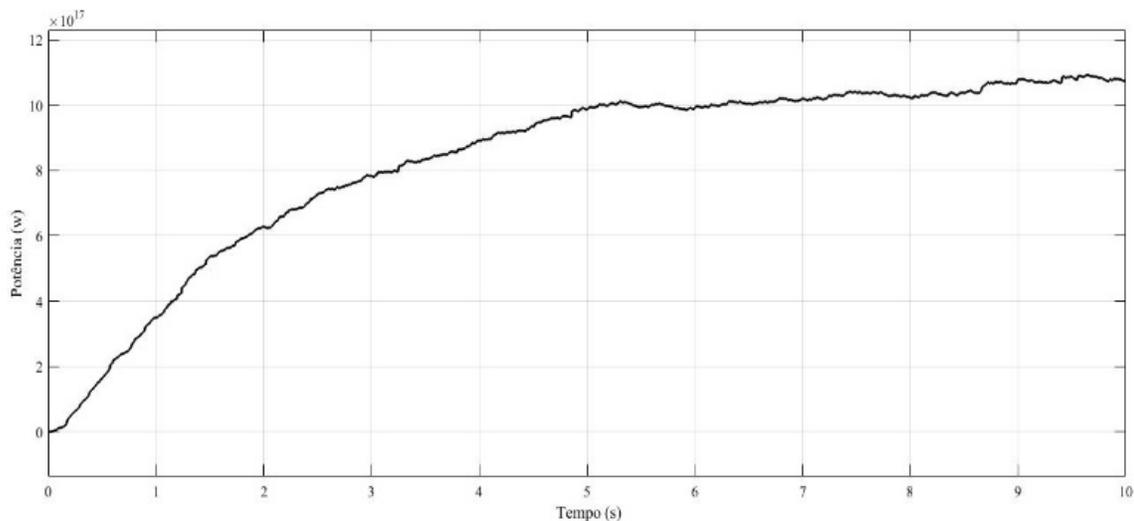
Figura 46: Potência mecânica da máquina síncrona para carga leve.



Fonte: Elaboração própria, 2017.

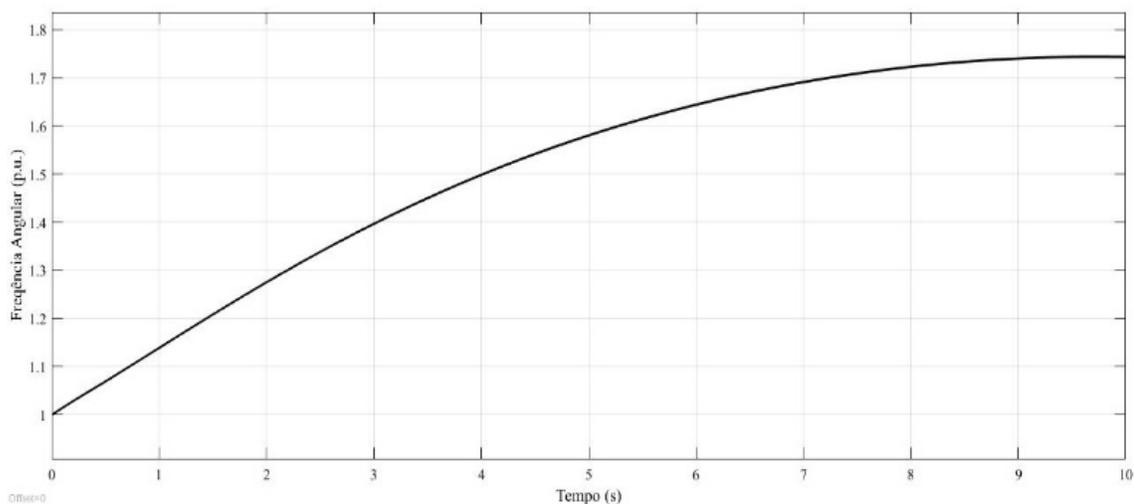
Ainda com relação à simulação para a condição de carga leve, observa-se a maior produção de energia proveniente da fonte fotovoltaica se comparado com os demais casos estudados, como verificado na Figura 47 a seguir.

Figura 47: Geração fotovoltaica para carga leve.



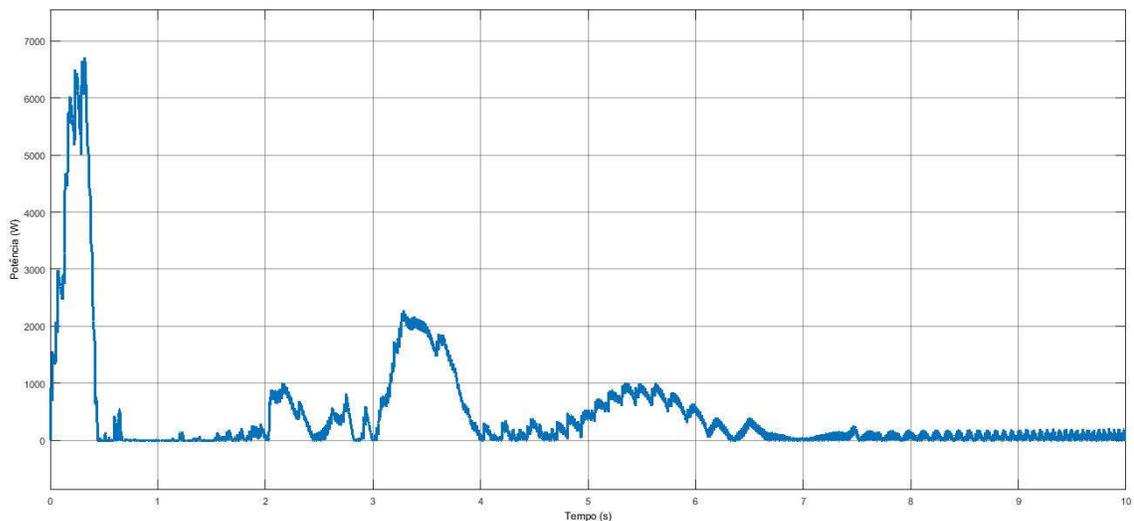
Fonte: Elaboração própria, 2017.

Para os casos envolvendo valores de cargas pesadas se observou que a velocidade angular da máquina síncrona obteve valor próximo a 1,75 pu, como é apresentado na Figura 48 a seguir.

Figura 48: Frequência angular da máquina síncrona para carga pesada.

Fonte: Elaboração própria, 2017.

Com relação à potência gerada pela fonte de energia fotovoltaica, observa-se na Figura 49 que conforme a demanda de potência do sistema vai sendo requerida, ou seja, à medida que a carga elétrica cresce maiores são os valores de geração fotovoltaica necessários para a regulação da frequência do sistema.

Figura 49: Geração fotovoltaica para carga pesada

Fonte: Elaboração própria, 2017.

Com relação aos métodos empregados se observa que é importante ajustar os parâmetros de controle dependendo do sistema de energia ao qual os sistemas fotovoltaicos estão conectados. As simulações mostram que dependendo dos parâmetros estabelecidos para a constante de inércia da máquina síncrona ou para a carga da rede, com os métodos utilizados de emulação de inércia para o controle da frequência é possível melhorar, mas também deteriorar a resposta de frequência do sistema.

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

5.1. CONCLUSÕES

O crescimento acelerado das fontes renováveis não-despacháveis, sobretudo as gerações eólica e fotovoltaica, decorre, em parte, de um conjunto de políticas públicas estabelecidas visando não apenas à mitigação das emissões de Gases de Efeito Estufa, como também a ampliação dos mercados das tecnologias de geração renovável como oportunidades de expansão econômica e como alternativas para garantia da segurança energética. No entanto, como apresentado no Capítulo 2, diversas são as questões que veem à tona neste processo de integração das FRND, chamando a atenção aos desafios de curto, médio e longo prazo a serem superados para a inserção crescente das mesmas no sistema elétrico brasileiro, considerando suas especificidades.

Dentre essas questões está a variabilidade na produção da energia deste tipo de sistema de geração que afeta essencialmente a estabilidade de frequência, uma vez que a produção da energia proveniente de fontes renováveis pode variar significativamente em uma questão de alguns segundos, conduzindo a variações transitórias excessivas, bem como, a elevadas taxas de variação da frequência colocando em risco a segurança de operação do sistema elétrico, se medidas preventivas não forem tomadas. No caso dos sistemas fotovoltaicos, foco do presente trabalho, tal fonte de energia sofre influência do tempo e da mudança climática, caracterizando-se pela aleatoriedade, volatilidade e intermitência o que a torna ainda mais difícil de controlar.

De um modo geral, os sistemas de energia elétrica modernos operam próximos de seus limites de estabilidade de tensão (carregamento elétrico da rede) e transitória devido a diversos fatores técnicos e econômicos, além do mais, a geração dinâmica da PV, conforme apresentada nesta dissertação, é consideravelmente diferente da geração elétrica convencional, esta última normalmente baseada em geradores elétricos associados com uma massa girante ou inércia de

rotação. Em função deste aspecto, relacionado à inexistência de inércia do sistema PV tratada no presente texto, para uma integração segura dos sistemas fotovoltaicos é crucial avaliar o efeito de tais sistema no que diz respeito à estabilidade transitória da rede elétrica.

De acordo com o conceito estabelecido previamente, alguns métodos de controle de frequência foram apresentados neste trabalho para mitigar o impacto da integração de fontes de energia renováveis baseadas em sistemas fotovoltaicos no sistema de energia elétrica. Tais modelos basearam-se em dois métodos de emulação da inercia no controle de fontes de energia renováveis alimentadas por inversores, conectados ao sistema de energia. O objetivo principal da aplicação de estratégias avançadas de controle foi fazer com que esses sistemas de energia renováveis, alimentados por inversores, se comportem de forma semelhante aos geradores síncronos. Isso é alcançado utilizando-se a frequência do sistema como uma das variáveis controladas e de entradas para o controlador, tornando possível simular uma resposta dinâmica energética dos sistemas PV, semelhante à dos geradores síncronos clássicos.

Foi apresentado nas simulações um sistema de potência composto por uma máquina síncrona interligada a uma barra infinita, representando o sistema hidráulico tradicional e uma planta de geração de energia fotovoltaica em larga escala para análise dos efeitos apresentados com esta integração. Para isso, foi utilizado o ambiente de simulação do software *MatLab/Simulink* R2016a.

O efeito da penetração da geração PV é mais notável em situações de baixa carga, conforme demonstram os resultados apresentados, pois o uso da fonte renovável de energia implica na desativação das usinas convencionais para estas condições de operação, reduzindo conseqüentemente a inércia total da rede. No caso da fonte renovável em questão, a resposta da rede aos métodos de emulação de inercia utilizados é reduzida somente durante momentos de carga pesada (maior inércia inicial) devido as unidades solares serem completamente inerciais.

É claro que, quando o sistema de energia possui uma inércia muito baixa ou mesmo torna-se inercial, toda a metodologia de controle de frequência precisa ser redefinida e novos métodos precisam ser desenvolvidos para a manutenção da frequência da rede elétrica.

Sendo assim, as técnicas de controle discutidas nesta dissertação de mestrado foram projetadas para a utilização do sistema fotovoltaico como uma fonte confiável participando na regulação primária de frequência dos sistemas elétricos no modo conectado à rede. As técnicas apresentadas foram baseadas no controlador MPPT, executando a matriz fotovoltaica no Método de Deslocamento e controle *Droop* para a emulação de inercia.

O sistema elétrico analisado apresenta elevada penetração de energia solar fotovoltaica. Quando aplicado o Método do Deslocamento em vez de o sistema operar no ponto de potência máxima, este é operado em um ponto de funcionamento inferior. Desta forma, é possível estabelecer um nível de reserva que permite aumentar a produção quando ocorrem as variações de frequência. O funcionamento a um ponto inferior ao máximo é alcançado operando o sistema a uma tensão superior àquela que corresponde ao ponto de potência máxima (VMPP).

Quanto ao Controle Droop, considera-se que neste método pequenas variações de frequência e tensão são suficientes para causar grandes variações nas potências ativa e reativa fornecidas, respectivamente. Dessa forma, permitindo pequenas modificações nas variáveis elétrica da rede, o suficiente para ainda respeitar os requisitos de norma, pode-se realizar o controle da potência ativa e reativa conforme necessário com o método de *Droop*.

Observa-se que existe um limite operacional da usina de energia fotovoltaica no que se refere à estabilidade da oscilação do sistema. Além disso, o torque de amortecimento fornecido pela planta de energia fotovoltaica muda conforme os diferentes níveis de geração entre a planta convencional e a fotovoltaica, sendo que esta pode ser positiva ou negativa. Com a carga fixa no barramento infinito, quanto mais potência gerada pela fonte PV, maior o impacto da mesma na estabilidade de frequência do sistema, pois um torque de amortecimento negativo maior é fornecido pela usina fotovoltaica.

De outra perspectiva, quanto menor for a potência gerada pela planta convencional (energia fornecida pelo gerador síncrono), pior é o impacto da geração PV na estabilidade do sistema de energia elétrica.

Normalmente, situações de baixo amortecimento tendem a se manifestar em condições de operação de carga pesada, provocando oscilações significativas dos fluxos de potência nas linhas. Tais oscilações podem levar à atuação da proteção e saída de operação de componentes importantes do sistema de transmissão.

O torque de amortecimento (ou seja, os torques proporcionais à velocidade δ) em sistemas cuja geração é predominantemente de origem hidráulica, os quais consequentemente estão ligados a longas linhas de transmissão, como é o caso do Sistema Brasileiro, é o responsável por assegurar uma rápida absorção das oscilações de ângulo que sucedem às variações normais de carga. Da mesma forma o torque de amortecimento funciona com um sistema onde há uma larga integração de geração fotovoltaica, sendo assim, um baixo torque de

amortecimento significa piores condições para o sistema se recuperar das variações da rede como, por exemplo, aumento/diminuição de carga, entrada/saída de geradores.

Com relação a constante de inercia, observa-se que este parâmetro deve ser minuciosamente ajustado. Dependendo dos parâmetros estabelecidos para esta constante de inércia da máquina síncrona os métodos utilizados de emulação de inércia não se apresentaram suficientemente robustos para o controle do desvio da frequência quando a mesma excursionou. Por outro lado, estes métodos permitiram de maneira satisfatória analisar o comportamento do sistema frente uma grande integração de PV, realizando-se comparações entre a utilização de baixos e altos valores de constante de inercia e de cargas.

Outro ponto foi a possível comprovação de algumas teorias como, por exemplo, a degradação da frequência após a inserção de uma grande quantidade de geração PV no sistema. Quando o sistema fotovoltaico está fornecendo energia para a rede, a frequência do mesmo decai afetando a estabilidade e a operação do sistema de potência devido a diminuição da inercia do sistema.

5.2. TRABALHO PUBLICADO

Os resultados alcançados expostos nessa dissertação foram publicados no XII *Latin-American Congress On Electricity Generation And Transmission* - CLAGTEE realizado em Mar del Plata, Argentina, em 2017.

5.3. TRABALHOS FUTUROS

Através dos resultados alcançados e das conclusões apresentadas, propostas de pesquisas sobre o tema são apresentadas com o intuito de explorar novas possibilidades para assim devolver cada vez mais tecnologias que permitam a integração em larga escala de fontes renováveis não despacháveis de energia aos sistemas elétricos de potência.

- Com relação as fontes de sistemas fotovoltaicos, sugere-se os estudos sobre as técnicas de otimização usadas para determinar a colocação e dimensionamento do PV ideal para melhorar a estabilidade da tensão;
- Com relação as técnicas de controle para os sistemas fotovoltaicos, sugere-se a futura implementação utilizando as duas topologias citadas nesse trabalho que, porém, seus modelos não foram aplicados no desenvolvimento do mesmo. Essas topologias são a baseada no modelo do gerador síncrono e a baseada na Equação de Balanço;
- Com relação os tipos de conversores DC/DC, sugere-se a futura implementação utilizando o conversor do tipo comutação suave. Uma vez que este conversor uma implementação mais complexa, porém pode diminuir o ruído e as perdas por comutação, devido à inexistência de picos de corrente.

REFERÊNCIAS

- [1] DREIDY, MOHAMMAD; MOKHLIS, H.; MEKHILEF, SAAD. Inertia Response and Frequency Control Techniques for Renewable Energy Sources: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 69, p. 144-155, mar. 2017.
- [2] ULBIG, ANDREAS; BORSCHKE, THEODOR S.; ANDERSSON, GÖRAN. **Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation**. In: IFAC World Congress, 19, 2014. Africa do Sul. *Anais...* Capetown: ARXIV, dez. 2013.
- [3] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Capacidade Instalada de Geração Elétrica Brasil e Mundo (2016)**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/09+-+Capacidade+Instalada+de+Gera%C3%A7%C3%A3o+El%C3%A9trica+-+ano+ref.+2016+%28PDF%29/cbf8aa82-eea6-4141-9370-14022762785a;jsessionid=1236F70BBB713B52BD4EADBA5943198F.srv154>> Acesso em: 17 de jul. 2017.
- [4] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro: Setembro/2017**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/4475726/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico+-+Setembro+-+2017.pdf/cd6178af-21c6-4d43-951e-85de3fc8f87a>> Acesso em: 03 de dez. 2017.
- [5] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Brasil fica em 5º lugar no ranking mundial de expansão de capacidade instalada eólica**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/brasil-fica-em-5-lugar-no-ranking-mundial-de-expansao-de-capacidade-instalada-eolica> Acesso em: 03 de dez. 2017.
- [6] VENAYAGAMOORTHY, K. G. **Tie-Line Bias Control of a Power System with Large PV Plants Using PMU Information**. XIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica (SEPOPE). Foz do Iguaçu (PR): [s.n.]. 2014.
- [7] DOBAKHSHARI, A.; AZIZI, S.; RANJBAR, A. **Control of microgrids: Aspects and prospects**. In: IEEE International Conference on Networking, Sensing and Control (ICNSC),

2011. Delft Conference Centre Delft, *Anais...*. Netherlands: IEEE Xplore. abr. 2011. pp. 38–43.
- [8] CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS (CGEE). **Série Documentos Técnicos - Redes Elétricas Inteligentes**: contexto nacional. Brasília, n. 16, dez. 2012.
- [9] GIL, NUNO JOSÉ DE ABREU E SOUSA CABETE. **Identificação de Condições de Operação em Modo Isolado e Procedimentos de Controlo de Emergência para Multi-Micro-Redes**. 2009. 334. Tese (Doutorado) — Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, Dezembro 2009.
- [10] CUNHA, KAMYLA BORGES DA; *et. al.* **Prioridades para a integração das fontes renováveis variáveis no sistema elétrico**. São Paulo: Instituto de Energia e Meio Ambiente, 2016. 41.
- [11] IEA. **Next-generation wind and solar power: from cost to value**. Paris: OECD/IEA, p.9. 2016.
- [12] BIG - BANCO DE INFORMAÇÕES DE GERAÇÃO. **Capacidade de Geração do Brasil**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> > Acesso em: 03 de dez. 2017.
- [13] EPE. **Balanco energético nacional 2016**: ano-base 2015. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2016.
- [14] IEA. **Photovoltaic and solar forecasting: state of the art**. Paris: OECD/IEA, 2013.
- [15]. MME/EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética, 2015.
- [16] IEA. **The power of transformation: wind, sun and the economics of flexible power systems**. Paris: OECD/IEA, 2014.
- [17] CAVADOS, G.A. **Análise do impacto da introdução das fontes intermitentes no setor elétrico brasileiro: estudo de caso da região nordeste**. 2015. 109 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2015.
- [18] MOTA, L.N. **Integração de geração eólica no sistema elétrico: impactos e desafios no planejamento da operação**. 2014. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da UFRJ, Rio de Janeiro, 2014.
- [19] EL-HERI, I.S., BORBA, B.S., BEZERRA, B., CARVALHO, M.R.M. DALL’ORTO, C.E.R.C. **Análise do impacto energético da variabilidade da produção de energia eólica no sistema elétrico brasileiro**. In: Wind Power 2016. Rio de Janeiro, 2016.

- [20] AMARANTE, O.A.C., BROWER, M., ZACK, J., LEITE DE SÁ, A. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Brasília: CEPEL, 2001.
- [21] EPE. **Prioridades para a integração de renováveis na matriz elétrica brasileira Caminhos para integração de FRND**. In Prioridades para integração de renováveis na matriz elétrica brasileira, São Paulo, 26 de outubro de 2016. 2016.
- [22] ONS. **Submódulo 14.3 - apuração dos serviços ancilares 2009**. Brasília: Operador Nacional do Sistema, 2009.
- [23] FALCÃO, DJALMA M. **Smart Grids e Microrredes: O Futuro Já é Presente**. Disponível em:
<http://www.researchgate.net/profile/Djalma_Falcao/publication/228473062_Smart_Grids_e_Microrredes_o_futuro_ja_presente/file/32bfe51019f10abd41.pdf> Acesso em: 15 ago. 2017.
- [24] SIOSHANSI, FERREIDON PERRY. **Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy**. Kidlington: Academic Press, 2011. p. 185-206.
- [25] AHN, SEON-JU; PARK, JIN-WOO; CHUNG, IL-YOP; MOON, SEUNG-IL; KANG, SANG-HEE; NAM, SOON-RYUL. **Power-Sharing Method of Multiple Distributed Generators Considering Control Modes and Configurations of a Microgrid**. Power Delivery, IEEE Transactions on, v.25, n.3, p. 2007-2016, jul. 2010.
- [26] CHAVES, FRANCISCO DAVID MOYA. **Serviços ancilares através da geração distribuída: reserva de potência ativa e suporte de reativos**. 2009. 256. Tese (doutorado) — Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil, fev. 2009.
- [27] CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S.P.; CROSSLEY, P. **Microgrids and Active Distribution Networks**. Londres: The Institution of Engineering and Technology, 2009. p.1, Disponível em: <<http://www.amazon.com/Microgrids-Active-Distribution-Networks-Renewable/dp/1849190143>> Acesso em: 15 abr. 2017.
- [28] YE, Z; WALLING, R; MILLER, N; DU, P; NELSON, K. **Facility Microgrids**. New York: A national laboratory of the U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2005.
- [29] YU, XINGHUO; CECATI, CARLO; DILLON, THARAM; SIMÕES, M.GODOY. **The New frontier of smart grids: An Industrial Electronics Perspective**. IEEE Industrial Electronics Magazine, v.5, n.3, p.49-63, set. 2011.
- [30] RAMOS, VANESSA M. **Laboratório Virtual de Minirredes de Energia Elétrica com Geração Distribuída**. Trabalho de Conclusão de Curso. Engenharia Elétrica - UFPA. 2014.

- [31] EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORM. **SmartGrids: Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future**. abr 2010.
- [32] DOE - DEPARTMENT OF ENERGY (Departamento de Energia). **Smart Grid System Report**. jul 2009. Disponível em: <http://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/SGSR_Annex_A-B_090707_lowres.pdf> Acesso em: 27 jul. 2017.
- [33] DECC - DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE (Departamento de Energia e Mudanças Climáticas). **Smarter Grids: The Opportunity**. dez 2010.
- [34] SCHWAEGERLAND, CHRISTINE; TAO, LIANG. **The Microgrids Concept**. In: HATZIARGYRIOU, Nikos. *Microgrids: Architectures and Control*. Chichester: John Wiley & Sons Ltd and IEEE Press, 2014. P. 1-22.
- [35] RAMOS, V. M; NUNES, M. V. A. **A Small Linearized Signal Model Developed to Evaluate the Stability of Power Control Circuit When the Photovoltaic Generator Provides Frequency Response**. In: *Latin-American Congress On Electricity Generation And Transmission*. Mar del Plata: CLAGTEE. nov 2017.
- [36] SILVA, ANDRÉ CARVALHO DA. **Utilização de Sistemas de Armazenamento de Energia para Melhoria das Condições de Estabilidade de Redes Isoladas**. 2015. 208. Dissertação (mestrado) — Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade do Porto, Porto, Portugal, jul. 2015.
- [37] TIELENS, PIETER; HERTEM, DIRK VAN. **Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables**. Disponível em: <<https://pdfs.semanticscholar.org/1cd1/9e3ae4b3ff6919570cf6faa693a13d21652a.pdf>> Acesso em: 26 de mar. 2017.
- [38] KUNDUR, P. et al. Definition and Classification of Power System Stability. **IEEE Transactions on Power Systems**, 19, Número: 2, Maio 2004.
- [39] ANDERSON, P.; FOUAD, A. **Power System Control and Stability**. Piscataway, US: Wiley - IEEE Press, 2002.
- [40] CHEN, Y.; DOMINGUEZ-GARCIA, A. **A method to study the effect of renewable resource variability on power system dynamics**. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 27, pp. 1978-1989. nov. 2012.
- [41] STEVENSON, W.; GRAINGER, J. **Power System Analysis**. New York, US: McGraw-Hill, 1994.
- [42] B. FOX; et al. **Wind Power Integration: connection and system operational aspects**. London, UK: The Institution of Engineering and Technology, 2007.

- [43] SRINIVASAN, D; CHAZELAS, J. A Priority List Based Evolutionary Algorithm to Solve Large Scale Unit Commitment Problem. International Conference on Power System Technology – Powercon 2004, Singapore, 21-24 November.
- [44] SASAKI, H.; WATANABE, M.; YOKOYAMA, R. **A solution method of unit commitment by artificial neural networks**. IEEE Trans. Power Syst., vol. 7, pp. 974–981, agos. 1992.
- [45] PADHY; NARAYANA PRASAD. **Unit Commitment: A Bibliographical Survey**. IEEE Trans. Power Syst., v. 19, n. 2, pp. 1197–1205, maio 2004.
- [46] WANG, J.; BOTTERUD, A.; BESSA, R.; KEKO, H.; CARVALHO, L.; ISSICABA, D.; SUMAILI J.; MIRANDA, V. **Wind power forecasting uncertainty and unit commitment**. In: Applied Energy Journal, v. 88, pp. 4014-4023. 29. Abril 2011.
- [47] MARIJA ILIC. **Engineering IT-Enabled Sustainable Electricity Services**, ISBN 978-0-387-09736-7, New York: Springer Science + Business Media, 2013.
- [48] R, THRESHER; M, ROBINSON; P, VEERS. **To capture the wind**. IEEE Power Energy. v. 5. pp. 34–46. maio 2007.
- [49] JM, MAURICIO; A, MARANO; A, GÓMEZ-EXPÓSITO, J,L MARTINEZ RAMOS. **Frequency regulation contribution through variable-speed wind energy conversion systems**. IEEE Trans Power Syst 2009;24:173–80.
- [50] TAMRAKAR, U.; GALIPEAU, D.; TONKOSKI, R.; TAMRAKAR, I. **Improving transient stability of photovoltaic-hydro microgrids using virtual synchronous machines**. In Proceedings of the IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, The Netherlands, 29 June–2 July 2015; pp. 1–6.
- [51] TAMRAKAR, UJJWOL; et al. **Virtual Inertia: Current Trends and Future Directions**. Applied Sciences, MDPI: jun 2017.
- [52] ZHONG, Q.C.; WEISS, G. **Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators**. *IEEE Trans. Ind. Electron.* **2011**, *58*, 1259–1267.
- [53] ZHONG, Q.C. **Virtual Synchronous Machines: A unified interface for grid integration**. *IEEE Power Electron. Mag.* 2016, *3*, 18–27.
- [54] ZHONG, Q.C.; HORNIK, T. **Sinusoid-Locked Loops**. In Control of Power Inverters in Renewable Energy and Smart Grid Integration; John Wiley & Sons, Ltd.: Hoboken, NJ, USA, 2012; pp. 379–392.
- [55] FERREIRA, R.V.; SILVA, S.M.; BRANDAO, D.I.; ANTUNES, H.M.A. **Single-phase synchronverter for residential PV power systems**. In Proceedings of the 17th International

Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Belo Horizonte, Brazil, 16–19 October 2016; pp. 861–866.

[56] ZHONG, Q.C.; NGUYEN, P.L.; MA, Z.; SHENG, W. Self-Synchronized Synchronverters: Inverters Without a Dedicated Synchronization Unit. *IEEE Trans. Power Electron.* **2014**, *29*, 617–630.

[57] JMA, Z.; ZHONG, Q.C.; YAN, J.D. **Synchronverter-based control strategies for three-phase PWM rectifiers**. In Proceedings of the 7th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), Singapore, 18–20 July 2012; pp. 225–230.

[58] SAKIMOTO, K.; MIURA, Y.; ISE, T. **Stabilization of a power system with a distributed generator by a Virtual Synchronous Generator function**. In Proceedings of the 8th International Conference on Power Electronics (ECCE Asia), Jeju, Korea, 30 May–3 June 2011; pp. 1498–1505.

[59] ALIPOOR, J.; MIURA, Y.; ISE, T. **Power System Stabilization Using Virtual Synchronous Generator With Alternating Moment of Inertia**. *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.* **2015**, *3*, 451–458.

[60] LIU, J.; MIURA, Y.; ISE, T. **Dynamic characteristics and stability comparisons between virtual synchronous generator and droop control in inverter-based distributed generators**. In Proceedings of the International Power Electronics Conference (IPEC-Hiroshima 2014-ECCE ASIA), Hiroshima, Japan, 18–21 May 2014; pp. 1536–1543.

[60] SAKIMOTO, K.; MIURA, Y.; ISE, T. **Characteristics of Parallel Operation of Inverter-Type Distributed Generators Operated by a Virtual Synchronous Generator**. *Electr. Eng. Jpn.* **2015**, *192*, 9–19.

[61] TORRES, M.; LOPES, L.A.C. **Virtual synchronous generator control in autonomous wind-diesel power systems**. In Proceedings of the IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC), Montreal, QC, Canada, 22–23 October 2009; pp. 1–6.

[62] VAN WESENBEECK, M.P.N.; DE HAAN, S.W.H.; VARELA, P.; VISSCHER, K. **Grid tied converter with virtual kinetic storage**. In Proceedings of the IEEE Bucharest PowerTech, Bucharest, Romania, 28 June–2 July 2009; pp. 1–7.

[63] VAN, T.V.; VISSCHER, K.; DIAZ, J.; KARAPANOS, V.; WOYTE, A.; ALBU, M.; BOZELIE, J.; LOIX, T.; FEDERENCIUC, D. **Virtual synchronous generator: An future grids**. In Proceedings of the IEEE Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), Gothenberg, Sweden, 11–13 October 2010; pp. 1–7.

- [64] WEN, B.; BOROYEVICH, D.; BURGOS, R.; MATTAVELLI, P.; SHEN, Z. **Small-Signal Stability Analysis of Three-Phase AC Systems in the Presence of Constant Power Loads Based on Measured d-q Frame Impedances.** IEEE Trans. Power Electron. 2015, 30, 5952–5963.
- [65] TAMRAKAR, U.; TONKOSKI, R.; NI, Z.; HANSEN, T.M.; TAMRAKAR, I. **Current control techniques for applications in virtual synchronous machines.** In Proceedings of the 6th IEEE International Conference on Power Systems (ICPS), New Delhi, India, 4–6 March 2016; pp. 1–6.
- [66] MALESANI, L.; TOMASIN, P. **PWM current control techniques of voltage source converters—A survey.** In Proceedings of the International Conference on Industrial Electronics, Control, and Instrumentation (IECON '93), Maui, HI, USA, 15–19 November 1993; pp. 670–675.
- [67] FÁBIO SIMIM COLARES. **Comparação quantitativa de métodos de paralelismo de módulos fotovoltaicos com a rede elétrica para geração distribuída através de controle de conversores de potência.** Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, MG, 2012.
- [68] SANDEEP ANAND, BAYLON G. FERNANDES, AND JOSEP M. GUERRERO, **Distributed Control to Ensure Proportional Load Sharing and Improve Voltage Regulation in Low-Voltage DC Microgrids.** IEEE transactions on power electronics, vol. 28, no. 4, april 2013.
- [69] M.SHAMILY AND M.SARAVANAN, **Autonomous control of interlinking converter in hybrid PV-wind microgrid.** Journal of Electrical and Electronics Engineering, vol. 10, pp. 2278-1676, Jan-Feb. 2015.
- [70] DE BRITO MAG, GALOTTO L, SAMPAIO LP, DE AZEVEDO E MELO G, CANESIN CA. **Evaluation of the main MPPT techniques for photovoltaic applications.** In: Proceedings of IEEE Trans Ind Electron. 2013; 60: p. 1156–67.
- [71] ZARINA P, MISHRA S, SEKHAR P. **Deriving inertial response from a non-inertial PV system for frequency regulation.** In: Proc IEEE Int Drives and Energy Syst Conf (PEDES) on IEEE Power Electronics; 2012. p. 1–5
- [72] ZARINA P, MISHRA S, SEKHAR P. **Photovoltaic system based transient mitigation and frequency regulation.** In: Proceedings of the 2012 Annual IEEE India Conference (INDICON); 2012. p. 1245–9.
- [73] KAMARUZZAMAN, ZETTY ADIBAH; MOHAMED, AZAH; SHAREEF, HUSSAIN. **Effect of grid-connected photovoltaic systems on static and dynamic voltage stability with**

analysis techniques: a review. Disponível em: <[http:// http://pe.org.pl/articles/2015/6/27.pdf](http://pe.org.pl/articles/2015/6/27.pdf)>
Acesso em: 03 de dez. 2017.

- [74] DU, W.; WANG, H. F.; DUNN, R. **Power System Small-Signal Oscillation Stability as Affected by Large-scale PV Penetration.** In: IEEE International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09. *Anais.* Nanjing: IEEE Xplore. abr. 2009.
- [75] CARRASCO, J. M.; FRANQUELO, L. G.; *et al.* **Power electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: a survey.** IEEE Trans. On Industrial Electronics, vol. 53, No.4, 2006, p 1002-1016.
- [76] KJAER, S. B.; PEDERSEN, J. K.; BLAABJERG, F. **A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules.** IEEE Trans. on Industry Applications, vol. 41, No.5, 2005, p1292-1306.
- [77] YU, Y. N. **Electric Power System Dynamics.** Cambridge: Academic Press Inc., 1983
- [78] IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. **IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.** IEEE Std. 421.5-2005, E-ISBN: 0-7381-4787-7, ISBN: 0-7381-4786-9, pp.-. 2006.
- [79] VILLALVA, M. GRADELLA; GAZOLI, J. RAFAEL; RUPPERT FILHO, E. **Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays.** *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, 24(5), pp. 1198-1208.
- [80] NTLAHLA, NTSADU; FOLLY, KA. **Impact of large scale grid-connected concentrated solar power and photovoltaic power on small signal and transient stability of the power system.** 2014. 82. Trabalho de conclusão de curso. Department of Electrical Engineering - University of Cape Town, Cidade do Cabo, África do Sul, out. 2014.
- [81] H. MALEK. **Control of Grid-connected Photovoltaic Systems using fractional order operators.** Tese (Doutorado), Utah State University, Logan, Utah, 2014.
- [82] SHAH, R.; MITHULANANTHAN, N.; LEE, K. Y. **Design of robust power oscillation damping controller for large-scale PV plant.** In: Proc. 2012 IEEE Power and Energy Society Gen. Meeting San Diego CA, USA, pp. 1-8.
- [83] JOHN LICARI. **Control of a Variable-Speed Wind Turbine.** Tese (Doutorado), Institute of Energy - Cardiff University. 2013.
- [84] GARCIA-HERNANDEZ, R.; GARDUNO-RAMIREZ, E. R. **Modeling and control of a wind turbine synchronous generator.** In: 2011 IEEE, Electronics, Robotics and Automotive Mechanics Conference (CERMA), pp. 222-227. 15-18 de Novembro de 2011.