

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Rafael Soares Gomes

**EFEITOS DA EXPANSÃO DA MICROGERAÇÃO SOLAR NO DESEMPENHO DO
CONTROLE DA FREQUÊNCIA ELÉTRICA DURANTE PERTURBAÇÕES**

Florianópolis

2020

Rafael Soares Gomes

**EFEITOS DA EXPANSÃO DA MICROGERAÇÃO SOLAR NO DESEMPENHO DO
CONTROLE DA FREQUÊNCIA ELÉTRICA DURANTE PERTURBAÇÕES**

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino,
D. Sc.

Florianópolis

2020

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Gomes, Rafael Soares

EFEITOS DA EXPANSÃO DA MICROGERAÇÃO SOLAR NO DESEMPENHO
DO CONTROLE DA FREQUÊNCIA ELÉTRICA DURANTE PERTURBAÇÕES /
Rafael Soares Gomes ; orientador, Antonio Felipe da Cunha
de Aquino, 2020.

147 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2020.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Inércia. 3. RoCoF. 4.
Controle de Frequência. 5. Geração Fotovoltaica. I. Aquino,
Antonio Felipe da Cunha de. II. Universidade Federal de
Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III.
Título.

Rafael Soares Gomes

**EFEITOS DA EXPANSÃO DA MICROGERAÇÃO SOLAR NO
DESEMPENHO DO CONTROLE DA FREQUÊNCIA ELÉTRICA
DURANTE PERTURBAÇÕES**

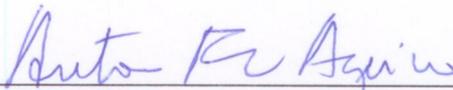
Este Trabalho foi julgado adequado como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em sua forma final, pela Banca Examinadora

Florianópolis, 07 de fevereiro de 2020.

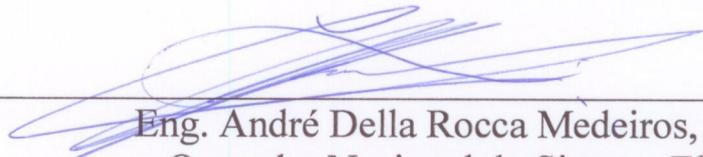


Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, em
exercício

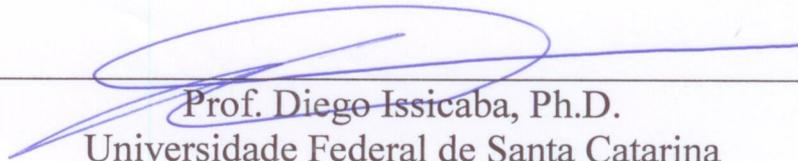
Banca Examinadora:



Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, D. Sc.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Eng. André Della Rocca Medeiros, D. Eng.
Operador Nacional do Sistema Elétrico



Prof. Diego Issicaba, Ph.D.
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado aos meus pais.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Mariluze e Sidnei, por toda a educação, carinho e confiança a mim concedidos, principalmente nesses últimos anos estudando longe de casa. Agradeço a minha irmã, Adriele, pelo apoio e amizade ao longo de nossas vidas. Agradeço a minha namorada, Ana Lúcia, pelo carinho, amor e dedicação excepcionais nesse momento crucial da minha vida.

Agradeço aos meus amigos de Lauro de Freitas e de Florianópolis, pela camaradagem e por nunca deixarem me sentir sozinho nos momentos difíceis.

Em especial, agradeço ao meu orientador Antonio Felipe, pela dedicação e paciência empenhados nesse trabalho, e acima de tudo, por todo conhecimento transmitido, me tornando um profissional mais completo.

*A mente que se abre a uma nova ideia jamais
voltará ao seu tamanho original.*

Albert Einstein

RESUMO

A expansão da geração fotovoltaica contribui para a redução da emissão de gases de efeito estufa, provenientes da queima de combustíveis fósseis, revelando-se um processo irreversível. Entretanto, a expansão deste tipo de fonte de geração assíncrona, que é conectada à rede por meio de conversores eletrônicos, pode dar origem a problemas técnicos ligados à operação do sistema elétrico. Por não agregar inércia ao sistema, a inserção da geração fotovoltaica tende a aumentar as taxas de variação de frequência elétrica e a reduzir os níveis da frequência mínima quando da ocorrência de contingências. Como consequência, o sistema elétrico fica sujeito ao agravamento de perturbações em função de possíveis desligamentos intempestivos de geração, incluindo o da microgeração fotovoltaica distribuída. Ressalta-se que a microgeração fotovoltaica tende a ter requisitos de conexão ao sistema elétrico menos exigentes, em função de sua conexão ser realizada na baixa tensão. Adicionalmente, a verificação de tais requisitos de conexão impõe dificuldades práticas, em função da pulverização desse tipo de fonte de geração. Para caracterizar tais efeitos, este trabalho apresenta aspectos do controle de frequência em sistemas elétricos, destacando sua relação com a proporção de geração síncrona e assíncrona em operação. Utilizando simulações computacionais, o trabalho ilustra a tendência da degradação do desempenho do controle frequência do Sistema Interligado Nacional (SIN) como consequência da substituição gradual de parte da geração síncrona pela geração assíncrona, de fonte eólica ou solar fotovoltaica. As análises têm como foco os efeitos da redução da inércia equivalente do sistema elétrico e de desligamentos intempestivos de geração durante perturbações, em particular da microgeração fotovoltaica.

Palavras-chave: Inércia. RoCoF. Controle de Frequência. Geração Fotovoltaica.

ABSTRACT

The expansion of photovoltaic generation contributes to the reduction of greenhouse effect gases emission, that are originated by the combustion of fossil fuels, revealing itself to be an irreversible process. However, the expansion of this type of asynchronous generation source, connected to the grid by electronic converters, can lead to technical problems related to the power system operation. The photovoltaic generation penetration tends to increase the Rate of Change of Frequency (RoCoF) and to reduces the minimum frequency levels when contingencies occurs, since it does not aggregate inertia to the power system. Therefore, the power system is more subjected to worsening disturbances due to potential sudden generation shutdown, including the distributed photovoltaic microgeneration. It is worth to point out that photovoltaic microgeneration tends to have less demanding grid connection requirements, given it that its connection occurs on low voltage grids. In addition, verifying such connection requirements impose practical difficulties due to the pulverization of this type of generation. As to characterize said effects, this work presents frequency control aspects in power systems, highlighting its relation with the proportion of synchronous and asynchronous generation. Through computational simulations, this work illustrates the tendency of degradation of Brazilian NIS' (National Interconnected System) frequency control performance, as a consequence of the gradual replacement of a portion of synchronous generation by an wind or solar asynchronous generation. The analyses focus on the effects of the reduction of the power system's equivalent inertia and sudden generation shutdowns during disturbances, such as photovoltaic microgeneration in particularly.

Keywords: Inertia. RoCoF. Frequency Control. Photovoltaic Generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Visão geral dos fenômenos envolvidos na estabilidade de sistemas de potência. ...	37
Figura 2 – Gerador fornecendo energia a uma única carga.	41
Figura 3 – Função de transferência relacionando velocidade e torques.	42
Figura 4 – Função de transferência relacionando velocidade e potências.	43
Figura 5 – Diagrama unifilar do sistema com três barras.	44
Figura 6 – Comparação entre potências elétrica e mecânica para o Gerador 2 pós-distúrbio..	46
Figura 7 – Desempenho de frequência para o gerador 2 pós-distúrbio.	46
Figura 8 – Comparação entre potências elétrica e mecânica para o gerador 3 pós-distúrbio...	47
Figura 9 – Desempenho de frequência para o gerador 3 pós-distúrbio.	47
Figura 10 – Comparação entre potências elétrica e mecânica para o gerador 1 pós-distúrbio.	48
Figura 11 – Desempenho de frequência para o gerador 1 pós-distúrbio.	49
Figura 12 – Função de transferência relacionando velocidade e potências, levando em conta o amortecimento da carga com a frequência.	50
Figura 13 – Desempenho de frequência do gerador 2 pós-distúrbio considerando o amortecimento por frequência.	51
Figura 14 – Variação de tensão na barra 2 pós-distúrbio	53
Figura 15 – Variação da carga ativa pós-distúrbio.	53
Figura 16 – Diagrama esquemático do regulador isócrona.	54
Figura 17 – Comparação entre potências elétricas dos geradores 2 e 3.	56
Figura 18 – Comparação entre potências mecânicas dos geradores 2 e 3.	56
Figura 19 – Desempenho de frequência do sistema pós-distúrbio com regulador de velocidade isócrona no gerador 2.	57
Figura 20 – Diagrama esquemático do regulador com queda de velocidade.	58
Figura 21 – Características ideais de estatismo do controlador com queda de velocidade.	58
Figura 22 – Comparação entre potências elétrica e mecânica pós-distúrbio nos geradores da barra 2 utilizando regulação com queda de velocidade.	60
Figura 23 – Desempenho de frequência do sistema pós-distúrbio utilizando regulação com queda de velocidade nos geradores das barras 2 e 3.	60
Figura 24 – Comparação entre potências elétricas dos geradores 2 e 3 utilizando regulação com queda de velocidade.	61
Figura 25 – Regulador com controle da referência de potência para ajuste da relação entre velocidade e carga	62

Figura 26 – Efeito do ajuste da referência de potência na curva de estatismo.	62
Figura 27 – Variações das potências mecânicas dos geradores das barras 2 e 3 pós-distúrbio sem reserva de potência operativa girante suficiente.	64
Figura 28 – Desempenho de frequência do sistema pós-distúrbio sem reserva de potência operativa girante suficiente.	64
Figura 29 – Comparação do desempenho de frequência do gerador 2 pós-distúrbio com e sem a atuação do ERAC.	65
Figura 30 – Resposta de tensão pós-distúrbio com a atuação do ERAC.	66
Figura 31 – Representação do funcionamento de uma célula fotovoltaica.	68
Figura 32 – Circuito simplificado de uma célula fotovoltaica.	68
Figura 33 – Diagrama da estrutura topológica do inversor fotovoltaico trifásico de estágio único conectado à rede.	70
Figura 34 – Média anual de irradiação direta normal no Brasil.	72
Figura 35 – Potencial de geração solar fotovoltaica em termos do rendimento energético anual para todo o Brasil.	73
Figura 36 – Projeção anual para a expansão da capacidade instalada para a geração distribuída por fonte até 2027 considerando a tarifa binômica.	75
Figura 37 – Capacidade instalada para a geração distribuída em 2027.	75
Figura 38 – Efeito da tarifa Binômica na projeção dos micro e minigeradores.	76
Figura 39 – Diagrama unifilar do Cenário II.	80
Figura 40 – Comparação entre as potências elétricas do gerador síncrono e fotovoltaico pós-distúrbio.	81
Figura 41 – Comparação entre o desempenho de frequência pós-distúrbio para os Cenários I.a, I.b, I.c e I.d.	83
Figura 42 – Comparação entre o desempenho do controle de frequência pós-distúrbio para os Cenários II.a, II.b, II.c e II.d.	84
Figura 43 – Comparação entre o desempenho do controle de frequência pós-distúrbio para os casos I.a e II.a.	84
Figura 44 – Sistema equivalente do SIN de seis barras.	88
Figura 45 – Fluxo de potência para o equivalente do SIN de seis barras considerado o Caso A1.	93
Figura 46 – Comparação entre potências mecânica e elétrica para a barra 6419.	94
Figura 47 – Comparação entre potências mecânica e elétrica para a barra 36.	94
Figura 48 – Comparação entre potências mecânica e elétrica para a barra 5022.	95

Figura 49 – Frequência elétrica no SIN no Caso A1.....	96
Figura 50 – Fluxo de potência para o Caso A2.	97
Figura 51 – Comparação entre potências mecânica e elétrica para a barra 6419.....	98
Figura 52 – Comparação entre potências mecânica e elétrica para a barra 36.....	98
Figura 53 – Comparação entre potências mecânica e elétrica para a barra 5022.....	99
Figura 54 – Frequência elétrica no SIN para o Caso A2.....	100
Figura 55 – Fluxo de potência para o Cenário B.....	102
Figura 56 – Comparação entre potências mecânica e elétrica para a barra 5022 para o Cenário B.	102
Figura 57 – Frequência elétrica do SIN para o Cenário B.....	103
Figura 58 – Fluxo de potência para o Caso C1.	106
Figura 59 – Comparação entre o desempenho do controle de frequência do SIN para o C1, com e sem desligamento de GD.	107
Figura 60 – Fluxo de potência para o Caso C2.	108
Figura 61 – Comparação entre o desempenho do controle de frequência do SIN para o C2, com e sem desligamento de GD.	109
Figura 62 – Fluxo de potência para o Caso C3.	111
Figura 63 – Comparação entre o desempenho do controle de frequência do SIN para o C3, com e sem desligamento de GD.	112
Figura 64 – Comparação entre os desempenhos do controle de frequência para o Cenário C	113
Figura 65 – Diagrama da equação de oscilação eletromecânica para o modelo clássico de máquina síncrona com fonte de tensão constante em série com a reatância transitória de eixo direto.....	127
Figura 66 – Diagrama para a equação de oscilação eletromecânica para o modelo de máquina síncrona de polos salientes.	128
Figura 67 – Diagrama para as equações de eixo em quadratura para o modelo de máquina síncrona de polos salientes.	129
Figura 68 – Diagrama para as equações de eixo direto para o modelo de máquina síncrona de polos salientes.....	129

Figura 69 – Diagrama de blocos para o modelo de regulador de velocidade.	130
Figura 70 – Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora.....	142
Figura 71 – Perfil do Controle de Tensão da central geradora eólica.....	144
Figura 72 – Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão.....	144

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Requisitos técnicos para a operação em regime de frequência não nominal.....	78
Quadro 2 – Síntese de dados para o sistema equivalente.	87
Quadro 3 – Legenda dos parâmetros para o modelo clássico de máquina síncrona com fonte de tensão constante em série com a reatância transitória de eixo direto.	128
Quadro 4 – Legenda dos parâmetros para o modelo de máquina síncrona de polos salientes com um enrolamento de campo e dois enrolamentos amortecedores sendo um no eixo direto e outro no eixo em quadratura.	129
Quadro 5 – Legenda dos parâmetros para o modelo de regulador de velocidade.	131
Quadro 6 – Requisitos técnicos gerais para a conexão de geradores termoelétricos e hidrelétricos às instalações de transmissão.....	139
Quadro 7 – Requisitos para o sistema de regulação primária de frequência.....	140
Quadro 8 – Requisitos técnicos gerais para a conexão de geradores eólicos e fotovoltaicos às instalações de transmissão.	142
Quadro 9 – Requisitos mínimos em relação da potência instalada para a conexão de geradores as instalações de distribuição.....	146

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características dos geradores síncronos das barras 1 e 3	44
Tabela 2 – Características dos geradores síncronos da barra 2	44
Tabela 3- Parâmetros do regulador isócrono	55
Tabela 4 – Parâmetros do regulador com queda de velocidade	59
Tabela 5 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração centralizada em MW.	74
Tabela 6 – Parâmetros do regulador com queda de velocidade	81
Tabela 7 – Especificação dos cenários I.a, I.b, I.c e I.d.....	82
Tabela 8 – Especificação dos cenários II.a, II.b, II.c e II.d	82
Tabela 9 – Comparativo entre os casos I e II	85
Tabela 10 – Parâmetros do gerador síncrono equivalente da região N (referência UHE Tucuruí)	89
Tabela 11 – Parâmetros do gerador síncrono equivalente da região NE (referência UHE Paulo Afonso IV).....	89
Tabela 12 – Parâmetros do gerador síncrono equivalente da região S/SE/CO (referência UHE Serra da Mesa).....	90
Tabela 13 – ERAC equivalente para a junção das regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste	91
Tabela 14 – Balanço de potência ativa do SIN em MWmédio/Dia (10/11/2019).....	92
Tabela 15 – Geração e carga ativa em carga leve/mínima (10/11/2019)	92
Tabela 16 – Reatância equivalente dos transformadores 13,8 / 500 kV para o cenário A1	93
Tabela 17 – Geração e carga ativa e redução da geração assíncrona (Caso A2).....	96
Tabela 18 – Reatância equivalente dos transformadores 13,8 / 500 kV (Caso A2).....	97
Tabela 19 – Geração e carga ativa para o Cenário B.....	101
Tabela 20 – Reatância equivalente dos transformadores 13,8 / 500 kV para o Cenário B	101
Tabela 21 – Proporções para gerações síncronas e assíncronas para o Cenário C	104
Tabela 22 – Carga média por região para o ano de 2027	104
Tabela 23 – Esquema para representar o desligamento intempestivo da geração distribuída	105
Tabela 24 – Balanço de potência ativa para o Cenário C1	106
Tabela 25 – Reatância equivalente dos transformadores 13,8 / 500 kV para o Caso C1	106
Tabela 26 – Balanço de potência ativa para o Cenário B	108
Tabela 27 – Reatância equivalente dos transformadores 13,8 / 500 kV para o Caso C2.....	108
Tabela 28 – Balanço de potência ativa para o Cenário C3	110
Tabela 29 – Reatância equivalente dos transformadores 13,8 / 500 kV para o Caso C3	110

Tabela 30 – Síntese de resultados para o Cenário C	117
Tabela 31 – ERAC para a região Norte.	135
Tabela 32 – ERAC para a região Nordeste.	135
Tabela 33 – ERAC para a região Sudeste/Centro-Oeste.....	135
Tabela 34 – ERAC para a região Sul.	135

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CAG	Controle Automático de Geração
CAISO	California Independent System Operator
CC	Corrente Contínua
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
FV	Fotovoltaica
IPDO	Informativo Preliminar Diário da Operação
IRENA	International Renewable Energy Agency
MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT	Maximum Power Point Tracking
NIS	National Interconnected System
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RoCoF	Rate of Change of Frequency
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHE	Usina Hidroelétrica
UTN	Usina Termonuclear
WMO	World Meteorological Organization

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	29
1.1	MOTIVAÇÃO.....	29
1.2	OBJETIVO	31
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	31
2	REVISÃO DO ESTADO DA ARTE.....	33
2.1	EFEITOS DA GERAÇÃO ASSÍNCRONA NO CONTROLE DE FREQUÊNCIA.....	33
2.2	VISÃO DOS OPERADORES DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE GRANDE PORTE..	35
2.3	GESTÃO DA INÉRCIA EQUIVALENTE DOS SISTEMAS ELÉTRICOS	36
3	CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA	37
3.1	ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA	37
3.2	POR QUE CONTROLAR A FREQUÊNCIA ELÉTRICA?	38
3.3	GERAÇÃO CONVENCIONAL COM BASE EM MÁQUINAS SÍNCRONAS	39
3.4	RELAÇÃO ENTRE POTÊNCIA ATIVA E FREQUÊNCIA	41
3.5	RESPOSTA DA CARGA A VARIAÇÕES DE FREQUÊNCIA	49
3.6	RESPOSTA DA CARGA A VARIAÇÕES DE TENSÃO	51
3.7	REGULAÇÃO PRIMÁRIA	54
3.7.1	Regulador Isócrono	54
3.7.2	Regulador com queda de velocidade (Speed-Droop).....	57
3.8	REGULAÇÃO SECUNDÁRIA.....	61
3.9	RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA GIRANTE.....	63
3.10	CORTE DE CARGA POR FREQUÊNCIA.....	65
4	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	67
4.1	EFEITO FOTOVOLTAICO	67
4.2	MODULO FOTOVOLTAICO.....	68

4.3	CONEXÃO AO SISTEMA DE POTÊNCIA	69
4.4	EXPANSÃO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL	71
4.5	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA X DISTRIBUÍDA	76
5	EFEITO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA INÉRCIA EQUIVALENTE DO SISTEMA.....	79
5.1	ASPECTOS GERAIS	79
5.2	SIMULAÇÕES ILUSTRATIVAS	80
6	ANÁLISE DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	87
6.1	SISTEMA EQUIVALENTE.....	87
6.2	CENÁRIO A – DESEMPENHO DO CONTROLE DE FREQUÊNCIA PARA O DESLIGAMENTO DE UMA INSTALAÇÃO DE GERAÇÃO	91
6.2.1	Caso A1 – Desligamento da UTN Angra II (1357 MW)	92
6.2.2	Caso A2 – Desligamento da UTN Angra II com 20% da geração assíncrona original	96
6.3	CENÁRIO B- DESEMPENHO DO CONTROLE DE FREQUÊNCIA DA REGIÃO NORDESTE APÓS ILHAMENTO	100
6.4	CENÁRIO C – DESEMPENHO DE FREQUÊNCIA PARA O HORIZONTE 2027 .	103
6.4.1	Caso C1 – Desligamento da UHE Belo Monte em 2027 Considerando 20% da Carga Alimentada por Geração Assíncrona	105
6.4.2	Caso C2 – Desligamento da UHE Belo Monte em 2027 Considerando 30% da Carga Alimentada por Geração Assíncrona	107
6.4.3	Caso C.3 – Desligamento da UHE Belo Monte em 2027 Considerando 40% da Carga Alimentada por Geração Assíncrona	109
7	CONCLUSÃO	115
7.1	SUGESTÕES E TRABALHOS FUTUROS	117
	REFERÊNCIAS	119
	ANEXO A – MODELOS PARA SIMULAÇÃO DINÂMICA.....	125
	ANEXO B – ESQUEMA REGIONAL DE ALÍVIO DE CARGA POR FREQUÊNCIA (ERAC).....	133

ANEXO C – REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA O ACESSO AS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO	137
---	------------

1 INTRODUÇÃO

A busca por soluções para a redução da emissão de gases de efeito estufa impulsionou a sociedade a procurar soluções alternativas à queima de combustíveis fósseis. Nos últimos anos, a cultura da sustentabilidade no Brasil, juntamente com incentivos fiscais, culminou em uma grande expansão da geração de energia elétrica por meio das fontes solar e eólica.

No caso da geração solar fotovoltaica (FV), além das grandes centrais conectadas aos sistemas de transmissão e subtransmissão, verifica-se grande expansão na instalação de microgeração em unidades consumidoras das redes de distribuição, conectadas em baixa tensão. A geração eólica, por outro lado, cresce majoritariamente por meio da instalação de centrais de potência superior a 30 MW, conectadas às instalações de transmissão.

Embora as fontes de geração eólica e solar possam agregar benefícios de natureza ambiental e econômica, sua inserção na matriz energética deve ser devidamente planejada para que a segurança operacional e o desempenho dos sistemas elétricos não sejam comprometidos. Especial atenção deve ser dada ao controle da frequência elétrica.

1.1 MOTIVAÇÃO

Estudos da Organização Mundial de Meteorologia indicam que as concentrações médias globais de dióxido de carbono atingiram 407,8 partes por milhão no ano de 2018, um crescimento relativo de 147% quando comparado ao ano de 1750 (pré-revolução industrial), sendo esse o principal gás responsável pelo efeito estufa (WMO, 2019).

As medidas para a minimização dos impactos das mudanças climáticas têm como seu principal pilar a estratégia de descarbonização do setor energético mundial, por meio da substituição da geração de base fóssil por geração de fontes renováveis (IRENA, 2015). O Brasil vem trilhando o mesmo caminho. Na última década, verificou-se grande expansão da geração eólica no país, com dezenas de usinas instaladas nas regiões Nordeste e Sul, principalmente no sistema de transmissão. A mesma tendência é observada atualmente no processo de expansão da geração solar fotovoltaica, por meio da implantação de usinas conectadas nos sistemas de transmissão das regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste.

Em particular, novas políticas de regulação do setor elétrico brasileiro relacionadas às energias renováveis têm contribuído para a expansão da microgeração e minigeração distribuída, principalmente de fonte solar fotovoltaica (SANTOS, 2017).

Os dados da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2019) informam que em junho de 2019 o país ultrapassou a marca de 1 GW de potência instalada apenas com micro e minigeração distribuídas, com destaque para geração fotovoltaica que representa cerca de 870 MW desse total. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2014), o Brasil tem um potencial de quase 33 GW para geração fotovoltaica residencial. A EPE também informa em seu Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) que em 2027 é esperado que a geração distribuída atinja a marca de 12 GW, onde a geração fotovoltaica representaria cerca de 82% dessa capacidade (EPE, 2018).

Ao contrário da geração convencional realizada por máquinas síncronas, onde parte da energia cinética armazenada em seus rotores pode ser convertida em acréscimo de energia elétrica durante perturbações (resposta inercial), a geração solar fotovoltaica é conectada à rede através de conversores eletrônicos de potência, configurando uma conexão do tipo assíncrona. Essa forma de conexão assíncrona não agrega resposta inercial ao sistema, podendo comprometer a inércia equivalente do sistema elétrico, a depender da composição do parque gerador. De fato, um sistema elétrico com elevada participação de geração assíncrona torna-se mais sensível a perturbações e sujeito a maiores taxas de variação e maiores excursões da frequência elétrica (VOKONY, 2017), aumentando assim os riscos de desligamentos intempestivos de geração e de agravamento das perturbações.

No caso particular da microgeração distribuída, além da difícil tarefa de fiscalização das milhares de instalações novas, existe o risco de que os requisitos mínimos para conexão na rede de distribuição sejam insuficientes para garantir que parte dessa microgeração não seja desconectada durante variações da tensão e/ou frequência elétrica, tornando o sistema elétrico mais propenso a desligamentos intempestivos de geração durante perturbações. Tal condição é potencializada pelas alterações estruturais que vêm sofrendo os sistemas elétricos, em particular os sistemas de distribuição. Tradicionalmente, os sistemas de distribuição constituíam cargas para os sistemas elétricos, apresentando fluxo de energia unidirecional, ou seja, do sistema de transmissão para o sistema de distribuição. No entanto, os níveis crescentes de penetração da geração distribuída tendem a alterar essa característica, tornando-os agentes ativos no contexto dos sistemas elétricos modernos (CHUVYCHIN; SAUHATS; STRELKOV, 2008).

Atualmente, o montante da geração fotovoltaica distribuída não é significativo no contexto do Sistema Interligado Nacional (SIN). Entretanto, tendo em vista o potencial brasileiro para expansão dessa fonte, é de se esperar que essa fonte seja cada vez mais relevante na matriz energética brasileira. Nesse sentido, os estudos sobre os efeitos da geração fotovoltaica distribuída na segurança operacional e no desempenho dos sistemas elétricos são de especial interesse para sociedade.

1.2 OBJETIVO

O principal objetivo desse trabalho de conclusão de curso é o de identificar efeitos da expansão da microgeração solar distribuída no desempenho do controle da frequência elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O desempenho do controle de frequência será examinado sob dois aspectos principais: (i) aumento das taxas de variação e excursões de frequência em face da redução da inércia equivalente do sistema elétrico, como consequência da substituição de parte da geração síncrona por fontes de geração conectadas por meio de conversores eletrônicos; e (ii) agravamento de perturbações em face dos riscos de desligamentos intempestivos de parte da geração distribuída do tipo fotovoltaica durante eventos que envolvam grandes excursões de frequência.

Como um de seus objetivos específicos, o trabalho apresenta simulações ilustrativas de contingências que resultem em variações da frequência elétrica no SIN, tendo como base cenários que consideram a expansão da geração eólica e solar, com ênfase na microgeração solar fotovoltaica distribuída. O trabalho apresentará, ainda, os requisitos mínimos para conexão da geração solar na Rede Básica e em sistemas de distribuição, em especial aqueles relacionados à frequência elétrica, preconizados nos Procedimentos de Rede e nos Procedimentos de Distribuição.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está organizado em sete capítulos, conforme a seguinte estrutura:

O Capítulo 1 apresenta a introdução do trabalho, além de seus objetivos gerais e específicos. O capítulo ressalta a importância socioambiental do processo de descarbonização do setor de energia elétrica e a problemática imposta pela expansão das fontes renováveis com conexão assíncrona, no que se refere aos aspectos da operação elétrica.

No segundo capítulo apresenta-se a revisão do estado da arte, tendo como base artigos, projetos e pesquisas relacionados ao desempenho da frequência elétrica de sistemas de potência, com foco nos efeitos da crescente participação da geração renovável. O capítulo apresenta ainda a visão de alguns operadores de sistemas elétricos sobre o tema, bem como algumas ferramentas que vem sendo utilizadas para a gestão desse problema.

No terceiro capítulo são apresentados alguns aspectos teóricos relacionados ao controle da frequência elétrica em sistemas de potência. São apresentados resultados de simulações computacionais que ilustram os principais fenômenos descritos.

O quarto capítulo expõe conceitos sobre a geração solar fotovoltaica e evidencia o seu potencial de expansão no cenário brasileiro, com projeções da proporção entre as parcelas de geração concentrada e distribuída.

O Capítulo 5 ilustra os efeitos no desempenho do controle de frequência de um sistema de potência que resultam da substituição de parte da geração síncrona pela geração fotovoltaica. As análises estão baseadas em resultados de simulação de contingências, considerando diferentes cenários de carga e geração.

O sexto capítulo apresenta resultados de simulações computacionais com base em um sistema equivalente do SIN, que preserva as proporções de carga e geração síncrona e assíncrona do sistema real modelado. As análises têm como foco o desempenho de frequência frente a perturbações em diferentes cenários.

Por fim, no Capítulo 7 são apresentadas as principais conclusões do trabalho e sugeridos temas para trabalhos futuros.

Nos Anexos A, B e C estão disponibilizados modelos utilizados para as simulações dinâmicas, esquemas regionais de corte de carga por frequência e requisitos técnicos mínimos para as instalações de transmissão e distribuição, respectivamente.

2 REVISÃO DO ESTADO DA ARTE

Este capítulo tem por objetivo apresentar considerações a respeito de projetos, trabalhos e recentes pesquisas relacionadas ao tema de desempenho do controle da frequência de sistemas de potência, tendo como foco os efeitos do aumento da participação da geração renovável com conexão do tipo assíncrona, ou seja, realizada por meio de conversores eletrônicos de potência. Tal expansão é confirmada pelas estimativas da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e Ministério de Minas e Energia – MME (2018), que em seu Plano Decenal de Expansão de Energia indica que em 2027 haverá 1,35 milhão de adotantes de sistemas de micro ou minigeração distribuída, totalizando 11,9 GW, com destaque para geração solar fotovoltaica, que representará 82% do montante da geração distribuída prevista para esse horizonte.

2.1 EFEITOS DA GERAÇÃO ASSÍNCRONA NO CONTROLE DE FREQUÊNCIA

Chuvychin, Sauhats e Strelkovs (2008) abordam os efeitos da geração distribuída no desempenho de frequência elétrica da rede, com ênfase nas fontes de geração solar e eólica. A intermitência das fontes e a não participação das mesmas no controle de frequência são apontadas como as principais causas para os problemas observados.

Björnstedt (2012), em seu trabalho de doutorado, examina o desempenho da frequência do sistema nórdico considerando a integração da geração assíncrona no mesmo, em especial a eólica. Entre suas conclusões, o autor relata que a degradação do desempenho de frequência para o horizonte estudado mostra-se pouco significativa. Contudo, o autor ressalta que o tema poderá ser um grande problema no futuro, caso não sejam adotadas ações mitigadoras. A utilização de controladores para modulação da potência de saída da geração eólica, baseados em sinais do tipo df/dt e Δf , é uma das estratégias recomendadas pelo autor como forma de minimizar o agravamento das condições operacionais.

Vokony (2017) alerta sobre os impactos negativos na estabilidade do sistema de distribuição ou transmissão, como consequência da conexão de unidades geradoras por meio de conversores eletrônicos de potência. O autor indica o recurso da inércia sintética como forma de reduzir a degradação do desempenho de frequência. Vokony propõe, ainda, o

estabelecimento de novos requisitos mínimos para conexão da geração assíncrona nas redes, com o objetivo de se alcançar melhor desempenho do controle da frequência elétrica.

Doheny e Conlon (2017), motivados pelo crescimento da penetração da geração eólica, apresentam um estudo comparando as taxas de variação de frequência (Rate of Change of Frequency – RoCoF), observada sem uma barra do sistema, e o RoCoF do sistema de potência como um todo, durante perturbações. Os autores concluem que após a perda de alguma geração, todos os geradores síncronos remanescentes são impactados, entretanto, os geradores com maior proximidade da geração perdida, apresentam um RoCoF maior que os geradores mais afastados. O trabalho enfatiza que em alguns casos essa taxa é significativamente superior ao RoCoF médio do sistema como um todo.

Mokhlis, Dreidy e Mekhilef (2017) apresentam métodos para utilização da geração eólica e fotovoltaica no controle de frequência do sistema de potência e afirmam que tais métodos seriam suficientes para os atuais níveis de penetração destas fontes. Contudo, para cenários futuros com altos níveis de penetração de fontes renováveis, serão necessários mais estudos que permitam desenvolver esquemas efetivos, inteligentes e robustos de controle primário de frequência.

Rajan e Fernandez (2018) propõem um método para utilizar sistemas fotovoltaicos no controle de frequência sem a utilização de dispositivos de armazenamento, através do controle do seu ponto de operação. Os autores concluem que o método proposto se mostra eficiente durante variações de cargas. No entanto, exigiria operar as usinas com potência inferior ao máximo disponível, com consequentes perdas energéticas.

No Brasil, são encontrados estudos como o de Costa (2014), que em sua dissertação de mestrado aborda a participação de geradores eólicos no controle de frequência. O autor conclui que o aumento da inserção da geração eólica degrada o controle dinâmico da frequência. Todavia, a inclusão da geração eólica no controle de frequência mostrou-se uma estratégia eficiente para redução da taxa de variação de frequência (RoCoF) e do desvio máximo de frequência.

Ramos (2018), em sua dissertação de mestrado, aborda o tema do controle de frequência com contribuição da geração fotovoltaica, considerando o conceito da inércia virtual. A autora conclui que, mesmo com a aplicação de métodos sofisticados para o controle de frequência, a substituição de geradores síncronos pela geração fotovoltaica impacta negativamente o desempenho de frequência da rede.

Camelo et al. (2019) apresentam resultados de simulações para avaliar o impacto de diferentes estratégias para controle de frequência com contribuição da geração eólica. Os

autores concluem que recursos como compensadores síncronos, maior disponibilidade de reserva girante e a inércia sintética conduzem à melhoria significativa no desempenho dinâmico do sistema elétrico. Porém, constatou-se que os compensadores síncronos e a inércia sintética demandam potência elétrica do sistema para recuperação da velocidade de operação, após terem contribuído com uma potência adicional para o sistema. Tal condição resulta na degradação do processo de recuperação da frequência elétrica.

2.2 VISÃO DOS OPERADORES DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE GRANDE PORTE

O California Independent System Operator – CAISO (2011) realizou uma pesquisa para avaliar o impacto da expansão das fontes solar e eólica no desempenho da frequência durante a ocorrência de grandes perturbações, tendo como foco o sistema elétrico sob responsabilidade deste operador. A pesquisa evidenciou que nos cenários de mais baixa inércia, o sistema elétrico fica mais sujeito a desligamentos de cargas. A inserção de geradores eólicos no controle de frequência e a utilização de dispositivos de armazenamento de energia, foram estratégias recomendadas pelo CAISO para minimização dos efeitos indesejáveis.

Ørum et al (2015), em relatório técnico do European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSO-E, expõe o projeto intitulado “Future System Inertia”. O projeto tem por objetivo estabelecer a sistemática a ser adotada por esse operador para: (i) o estudo da inércia equivalente do sistema, considerando a substituição de geração síncrona por geração assíncrona, (ii) análise das perturbações que envolvam variações de frequência e (iii) implementação de estimativa em tempo real da inércia do sistema.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (2016) apresenta relatório técnico com as bases conceituais para implementação da nova estratégia para corte de carga manual em condição de subfrequência, em especial no que se refere ao valor de referência de frequência (59,5 Hz) para início do corte de carga manual. Tal estudo foi motivado por perturbação severa no SIN, em 2015, caracterizada pelo esgotamento da reserva de potência operativa e pela operação sustentada em regime de subfrequência. A iniciativa do ONS revela a oportunidade do tema do controle de frequência no cenário atual.

Medeiros et al. (2019) apresentam resultados de um trabalho em andamento, desenvolvido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que visa estabelecer uma referência para o número mínimo de unidades geradoras síncronas, para cada intervalo da programação diária da operação, com o objetivo de garantir a segurança elétrica do SIN. O trabalho considera a crescente participação da geração assíncrona na matriz energética brasileira. Em sua conclusão são citadas recomendações ao ONS, que têm como objetivo final a incorporação de restrições de inércia mínima nos processos de planejamento, programação da operação e operação em tempo real do SIN, como a revisão dos requisitos técnicos mínimos para o acesso as instalações de transmissão.

2.3 GESTÃO DA INÉRCIA EQUIVALENTE DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

Diversas ferramentas para a gestão da inércia equivalente dos sistemas têm sido desenvolvidas, visando fazer frente às dificuldades que se apresentam. É o caso dos métodos para estimação da inércia, que têm como base registros da operação em regime normal ou de perturbações. Neste sentido, Fernandes e Dotta (2019) apresentam uma metodologia para estimação da constante de inércia de um gerador síncrono, utilizando informações de sistemas de medição de sincrofasores. Os autores concluem que a metodologia proposta é eficiente, podendo ser estendida para estimação da inércia de subsistemas.

Zhang e Xu (2017) propõe um método em malha fechada para estimar a inércia equivalente do sistema elétrico em tempo real, de fácil implementação. Quando comparado a métodos que utilizam sinais transitórios, o método proposto apresenta menores impactos à segurança do sistema, pois utilizam sinais de sondagem com amplitudes mínimas, não interferindo na operação normal do sistema, podendo ser executado repetidamente em diversas condições de operação. A efetividade do método foi validada por meio de simulações computacionais. O trabalho apresenta resultados de implementação prática.

Tuttelberg et al. (2018) apresentam um método para estimar a inércia do sistema elétrico durante a operação normal. Dificil tarefa, uma vez que não se pode distinguir facilmente a resposta inercial do sistema do controle de velocidade, controle de tensão ou ações estabilizadoras. No trabalho, o autor conclui que é possível estimar a inércia em condições normais de operação, não apenas durante perturbações. Isto possibilita ao operador tomar as providências necessárias antes que os limites de frequência sejam ultrapassados e a carga seja cortada, ou ocorram outros distúrbios.

3 CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

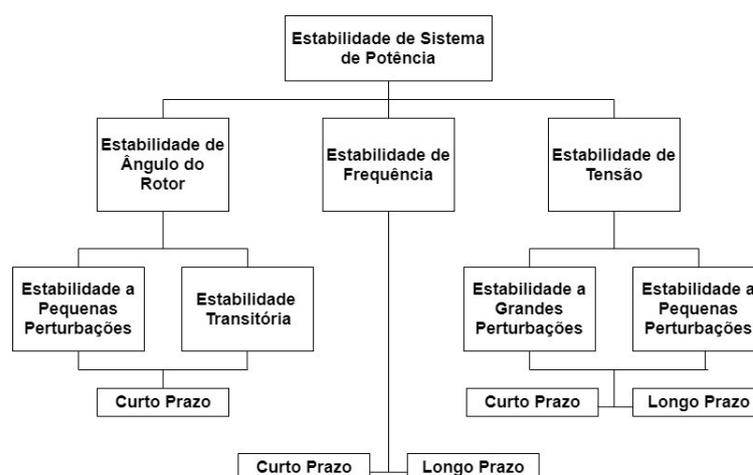
Neste capítulo serão apresentados aspectos relativos ao controle da frequência elétrica em sistemas de potência. Serão exibidos conceitos de estabilidade do sistema de potência, os recursos para controle da frequência pela geração convencional com base na utilização de máquinas síncronas, a resposta das cargas a variações de frequência e tensão, aspectos da regulação primária e secundária de frequência, a reserva de potência operativa girante e os esquemas de corte de carga por frequência.

Os fenômenos, sempre que possível, são ilustrados por meio de simulações computacionais realizadas no programa de análise de transitórios eletromecânicos ANATEM.

3.1 ESTABILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

Antes de abordar o tema do controle de frequência em sistemas de potência, é importante situar o problema no contexto maior da estabilidade de sistemas de potência. Estabilidade de um sistema de potência é a capacidade desse sistema, para uma dada condição inicial, de recuperar o seu estado de equilíbrio após ter sido submetido a uma determinada perturbação (KUNDUR et al., 2004).

Figura 1 – Visão geral dos fenômenos envolvidos na estabilidade de sistemas de potência.



Fonte: Adaptado de KUNDUR et al. (2004).

A estabilidade dos sistemas de potência pode ser dividida em três eixos principais, como mostra a Figura 1, sendo eles:

I) Estabilidade do ângulo do rotor – Refere-se à capacidade das máquinas síncronas de um sistema de potência interligado em manterem-se em sincronismo após serem submetidas a uma perturbação. Está associada à capacidade do sistema elétrico em manter ou restaurar o equilíbrio entre os torques eletromagnéticos e mecânicos em cada uma das máquinas síncronas do sistema elétrico.

II) Estabilidade de tensão – É a capacidade de manter a tensão constante em todos os barramentos do sistema depois de submetido a perturbações, considerando uma determinada condição inicial de operação. Está associada à capacidade de manter ou restaurar o equilíbrio entre as solicitações das cargas e o suprimento das mesmas pelo sistema, em especial no que se refere à potência reativa.

III) Estabilidade de frequência – Refere-se à capacidade do sistema em manter a frequência constante após a ocorrência de perturbações que resultem em desbalanços entre geração e carga. Está associada à capacidade do sistema elétrico em manter ou restaurar o equilíbrio entre a carga total e a geração do sistema, com um mínimo de corte de geração ou carga.

Este trabalho terá como foco os estudos que envolvem a estabilidade de frequência de um sistema de potência.

3.2 POR QUE CONTROLAR A FREQUÊNCIA ELÉTRICA?

As maiores preocupações com variações de frequência estão no segmento da geração de energia elétrica (ONS, 2016). Em frequências inferiores a 0,975 pu (58,5 Hz no sistema brasileiro), por exemplo, unidades geradoras termelétricas estão sujeitas a estresses vibratórios cumulativos, com potenciais danos às lâminas da turbina. Quando a frequência atinge valores menores que 0,95 pu (57 Hz no sistema brasileiro), usinas termelétricas têm a sua capacidade de geração reduzida drasticamente, por conta da redução da saída de bombas que alimentam as caldeiras ou dos ventiladores que fornecem o ar para a combustão. No caso de usinas nucleares, os reatores podem sobreaquecer por conta da redução do fluxo do líquido refrigerante no sistema de arrefecimento (Kundur, 1994).

Outro aspecto relevante, é que durante a operação em condição de sobre ou subfrequência aumentam-se as chances de desligamentos intempestivos de unidades

geradoras de usinas hidrelétricas e termelétricas, em função das condições operacionais que são observadas nestas condições. Na prática, há maiores solicitações dos sistemas de controle das unidades, com atuação de limitadores, com maiores riscos de descoordenação dos sistemas de proteção, conforme demonstram as análises de perturbações de grande porte no SIN.

No segmento do consumo, na condição atual, consumidores residenciais e comerciais têm suas principais cargas pouco sensíveis aos desvios de frequência no sistema elétrico. Da mesma forma, a utilização de conversores eletrônicos em processos industriais minimiza os efeitos indesejáveis provocados por variações da frequência da rede. Não obstante, a frequência elétrica constitui um dos principais indicadores da qualidade do suprimento de energia elétrica, pois está associada à capacidade do sistema em atender à demanda instantânea do sistema elétrico. No Brasil, o submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede apresenta, em seu Capítulo 8, os indicadores de desempenho do controle de frequência elétrica no SIN. O documento ressalta que o monitoramento da frequência do sistema é imprescindível para determinação da qualidade da operação da Rede Básica, avaliação das condições de estabilidade do sistema elétrico e prevenção da abertura das interligações entre subsistemas.

Nesse sentido, para uma operação satisfatória de um sistema de potência é necessário que a sua frequência elétrica seja mantida praticamente constante. Isso equivale a manter o equilíbrio entre a carga e a geração disponível no sistema elétrico, a cada instante.

3.3 GERAÇÃO CONVENCIONAL COM BASE EM MÁQUINAS SÍNCRONAS

Geradores síncronos são a principal fonte de energia elétrica em sistemas de potência. Isto ocorre por conta de particularidades deste tipo de máquina, das quais se destacam a dependência da frequência elétrica das tensões geradas no estator com a velocidade do rotor, a facilidade em se operar um sistema com diversos geradores em paralelo e os efeitos da sua inércia rotacional (KUNDUR, 1994).

Para compreender os efeitos da inércia dos geradores síncronos no controle da frequência elétrica, apresenta-se a seguir as equações que descrevem o balanço de potência na máquina.

A Equação 3.1 descreve a resposta inercial rotacional inerente às máquinas síncronas, nas quais realiza-se uma troca de energia cinética por energia elétrica, com a finalidade de se manter o equilíbrio de potências (VOKONY, 2017). Na equação, a potência mecânica entregue pela turbina ao gerador e a potência elétrica injetada pelo gerador no sistema relacionam-se com a taxa de variação da energia cinética presente nas massas girantes da máquina (conjunto turbina-gerador), de acordo com a seguinte equação:

$$P_m = P_e + \frac{dW_{cin}}{dt} \quad (3.1)$$

onde dW_{cin}/dt é a taxa de variação da energia cinética no conjunto turbina-gerador, P_m e P_e são as potências mecânica e elétrica, respectivamente.

O efeito da inércia pode ser descrito pela equação de movimento da máquina síncrona, como mostra a equação abaixo:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \quad (3.2)$$

sendo J o momento de inércia do conjunto turbina-gerador, $d\omega_m/dt$ a taxa de variação da velocidade de rotação do rotor, T_m e T_e os torques mecânico e eletromagnético no eixo, respectivamente.

O momento de inércia não é uma informação comum em catálogos de fabricantes, sendo interessante escrever a equação em termos da constante de inércia H . Sabe-se que a constante de inércia é descrita pela energia cinética armazenada no rotor em velocidade síncrona por unidade de potência aparente base da máquina. Assim temos que:

$$H = \frac{1}{2} \frac{J\omega_{0m}^2}{VA_{base}} \quad (3.3)$$

onde ω_{0m} e VA_{base} são a velocidade rotacional nominal e a potência aparente nominal do gerador, respectivamente.

Isolando J da Equação 3.3 temos que o momento de inércia do conjunto turbina-gerador da máquina síncrona é dado por:

$$J = \frac{2H}{\omega_{0m}^2} VA_{base} \quad (3.4)$$

Substituindo a Equação 3.4 na Equação 3.2, temos:

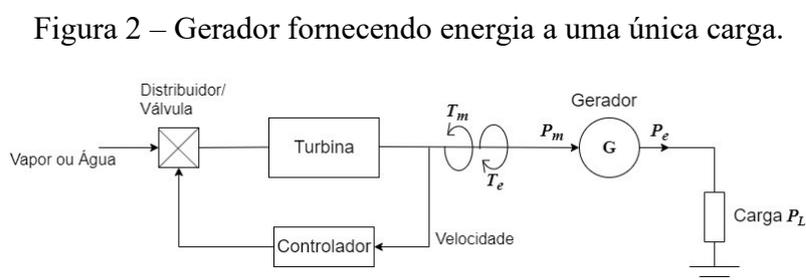
$$\frac{2H}{\omega_{0m}^2} V A_{base} \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \quad (3.5)$$

Assim, a Equação 3.5 descreve a taxa de variação da velocidade do rotor da máquina síncrona em função dos desbalanços entre os torques eletromagnético e mecânico, ponderados pela constante de inércia H , sendo conhecida como equação de oscilação. Ou seja, para um mesmo distúrbio, as variações de velocidade da máquina e frequência elétrica são maiores quando a constante H é menor, e vice-versa.

Em resumo, a inércia de um sistema de potência representa sua capacidade em opor-se a mudanças na velocidade das máquinas síncronas e na frequência elétrica da rede, por conta das massas girantes de seus geradores síncronos (ØRUM et al., 2015).

3.4 RELAÇÃO ENTRE POTÊNCIA ATIVA E FREQUÊNCIA

O controle de potência ativa de um sistema de potência está diretamente relacionado ao controle de frequência (BJÖRNSTEDT, 2012). A Figura 2 apresenta o esquema de um gerador fornecendo energia a uma única carga.



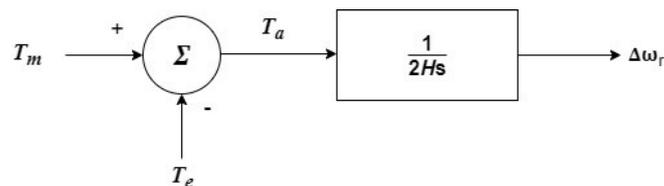
Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

Quando em regime permanente, para que a carga (P_L) seja alimentada, o gerador estará constantemente submetido a um torque mecânico (T_m) e a um torque eletromagnético (T_e). O torque mecânico é fornecido ao eixo do gerador através da turbina, e age de forma a incrementar a velocidade de rotação do gerador, enquanto o torque eletromagnético, proveniente das interações dos campos magnéticos do rotor e estator por conta da potência elétrica entregue ao sistema, atua no sentido oposto ao torque mecânico,

desacelerando a máquina síncrona (WOOD; WOLLENBERG, 1996). Em regime permanente, os torques de aceleração e frenagem são iguais.

A Figura 3 apresenta o diagrama de blocos para a função de transferência que relaciona a velocidade do rotor com os torques no eixo do gerador, sendo este diagrama representativo da Equação 3.5 no domínio da frequência.

Figura 3 – Função de transferência relacionando velocidade e torques.



Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

sendo s o operador de Laplace, T_a o torque de aceleração e $\Delta\omega_r$ o desvio de velocidade do rotor.

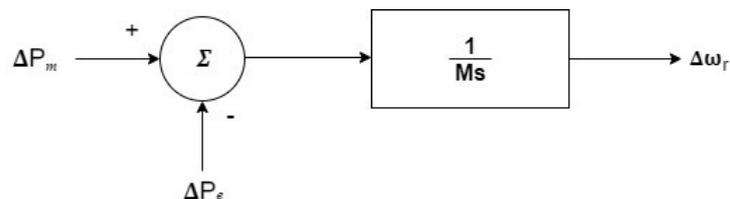
Quando os torques mecânico e elétrico são iguais em módulo, a velocidade rotacional mantém-se a mesma. Por outro lado, o desbalanço entre os torques causa variações de velocidade de rotação do gerador síncrono e, como consequência, variações na frequência elétrica do sistema. De fato, a frequência da força eletromotriz induzida é dada pela velocidade de rotação e o número de polos da máquina síncrona representada pela Equação 3.6 (WOOD; WOLLENBERG, 1996).

$$n_s = \frac{120 f_e}{P} \quad (3.6)$$

onde n_s é a velocidade de rotação em RPM, f_e é a frequência da força eletromotriz induzida e P representa o número de pares de polos.

O sistema também pode ser descrito em função das variações das potências elétrica e mecânica, ou seja, a diferença entre as potências elétrica e mecânica gera uma variação da velocidade do rotor, como mostra a Figura 4 (KUNDUR, 1994).

Figura 4 – Função de transferência relacionando velocidade e potências.



Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

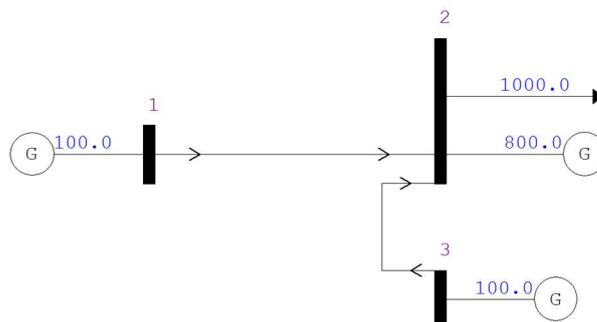
onde $M = 2H$, ΔP_m e ΔP_e representam a variação de potência mecânica e elétrica, respectivamente.

Na ocorrência de um aumento de carga, por exemplo, o gerador síncrono instantaneamente injeta a potência elétrica necessária para alimentar o sistema. Como inicialmente a potência mecânica continua a mesma, o rotor da máquina tende a desacelerar.

Para melhor ilustrar este fenômeno e os próximos, serão apresentados ao longo do capítulo resultados de simulações computacionais, com ênfase no comportamento da frequência elétrica após perturbações no sistema elétrico. Para tanto, serão utilizados dois programas: (i) o ANAREDE – Análise de Redes Elétricas, utilizado para análises de fluxo de potência em regime permanente e (ii) o ANATEM – Análise de Transitórios Eletromecânicos, que tem como objetivo a análise de grandes perturbações nos sistemas de potência, compreendendo os períodos de estabilidade transitória e dinâmica (CEPEL, 2019).

O Cenário I considera um sistema simplificado, com três barras, conforme apresentado na Figura 5.

Figura 5 – Diagrama unifilar do sistema com três barras.



Fonte: Autoria Própria.

As três barras do sistema modelado contêm geradores síncronos. As barras 1 e 3 contêm apenas um gerador, sendo ambos representados pelo modelo clássico de máquina síncrona com fonte de tensão constante em série com a reatância transitória de eixo direto, com dados descritos na Tabela 1. A geração da barra 2 é constituída por oito geradores e todos são representados pelo modelo de máquina síncrona de polos salientes, com um enrolamento de campo e dois enrolamentos amortecedores. Os parâmetros dos geradores estão descritos na Tabela 2. Informações detalhadas relativas aos modelos utilizados para representação das máquinas podem ser encontrados no Anexo A. Neste primeiro caso não foi considerada ação de reguladores de velocidade nos geradores.

Tabela 1 – Características dos geradores síncronos das barras 1 e 3

Parâmetro	Valor
L'd (%)	35
Ra (%)	-
H (s)	4,0
S (MVA)	117,7
Fr (Hz)	60

Fonte: Adaptado de CEPEL (2019).

Tabela 2 – Características dos geradores síncronos da barra 2

Parâmetro	Valor
Ld (%)	113,8
Lq (%)	68,1
L'd (%)	35,0
L''d (%)	28,8

Parâmetro	Valor
LI (%)	15,8
T'd0 (s)	5,6
T"d (s)	0,08
T"q (s)	0,15
Ra (%)	-
H (s)	4,938
S (MVA)	117,7
Fr (Hz)	60

Fonte: Adaptado de CEPTEL (2019).

O modelo utilizado na representação do gerador da barra 2 foi relacionado a uma curva de saturação. Para isso, foi utilizada uma aproximação exponencial representada pela Equação 3.7.

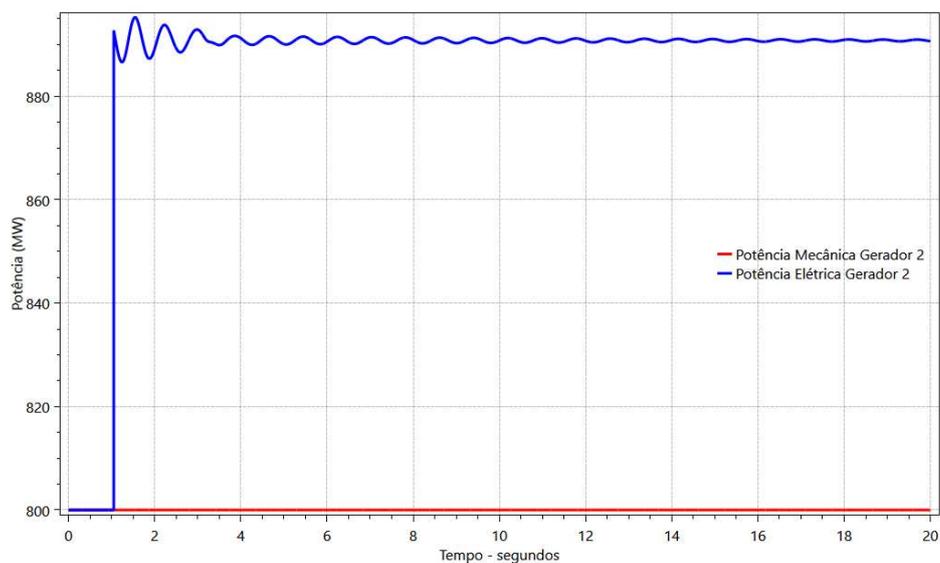
$$y = 0,013e^{7,92(x-0,8)} \quad (3.7)$$

Nesta seção, a carga da barra 2 foi representada como potência constante, ou seja, não é afetada pelas variações de tensão e frequência da rede elétrica.

A seguir serão apresentados os resultados da simulação da abertura total do circuito CA entre as barras 1 e 2 no instante 1,05s, contingência que resulta em déficit de potência na ilha formada pelas barras 1 e 2. Ressalta-se que o sistema não encontra novo ponto de equilíbrio de potência ativa, pois a regulação de velocidade não foi modelada neste primeiro caso.

A Figura 6 apresenta as potências elétrica e mecânica no Gerador 2. Observa-se que após a abertura do circuito, os geradores presentes na barra 2 elevam sua potência elétrica, entretanto a potência mecânica continua a mesma.

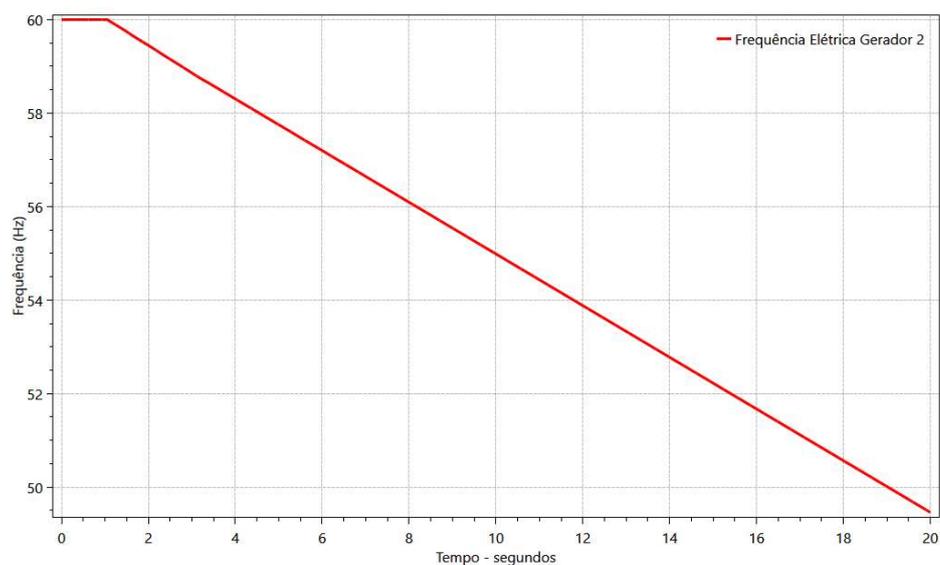
Figura 6 – Comparação entre potências elétrica e mecânica para o Gerador 2 pós-distúrbio.



Fonte: Autoria Própria.

Como consequência, parte da energia cinética contida nas massas girantes dos geradores 2 e 3 é transformada em energia elétrica para suprimento à carga, desacelerando os rotores, o que representa uma queda contínua de frequência no sistema. A Figura 7 ilustra a queda de frequência resultante da diferença entre as potências elétrica e mecânica no gerador 2.

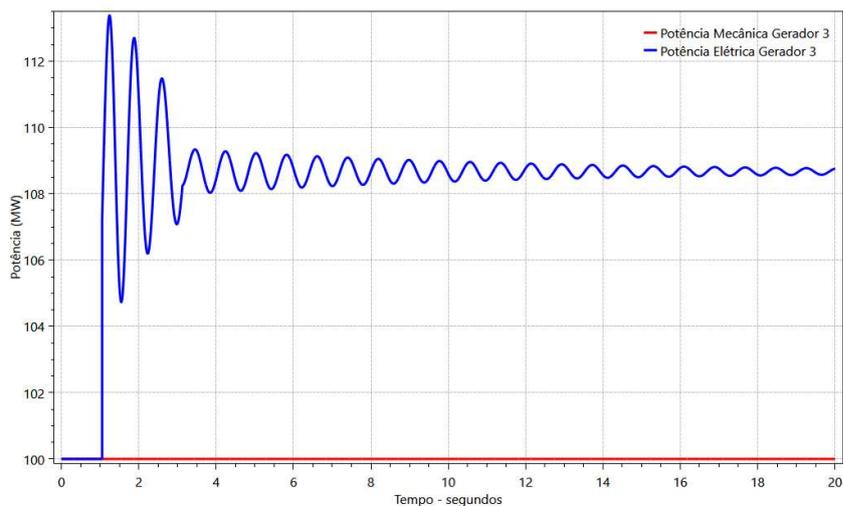
Figura 7 – Desempenho de frequência para o gerador 2 pós-distúrbio.



Fonte: Autoria Própria.

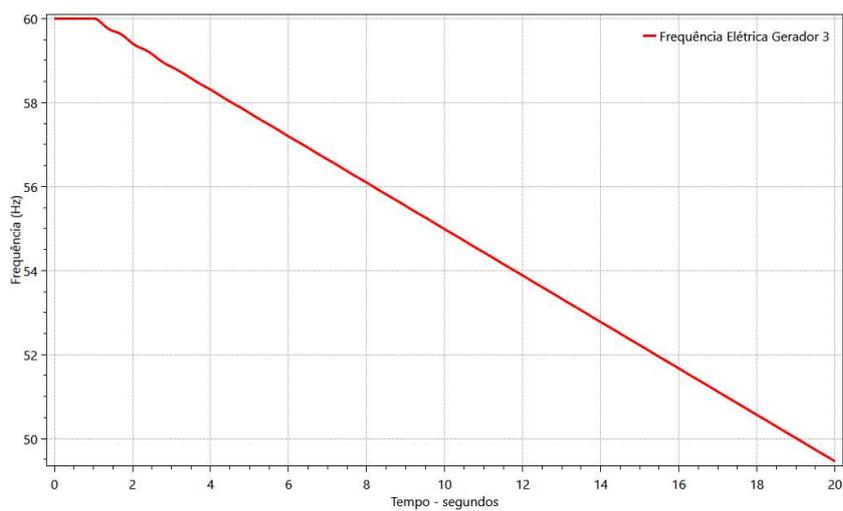
Os mesmos efeitos podem ser observados para o gerador 3 nas figuras 8 e 9. Embora a potência elétrica do gerador apresente-se mais oscilatória em função de oscilações de rotor, seu valor permanece sempre superior à potência mecânica disponível no eixo, resultando em queda contínua da frequência elétrica.

Figura 8 – Comparação entre potências elétrica e mecânica para o gerador 3 pós-distúrbio.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 9 – Desempenho de frequência para o gerador 3 pós-distúrbio.

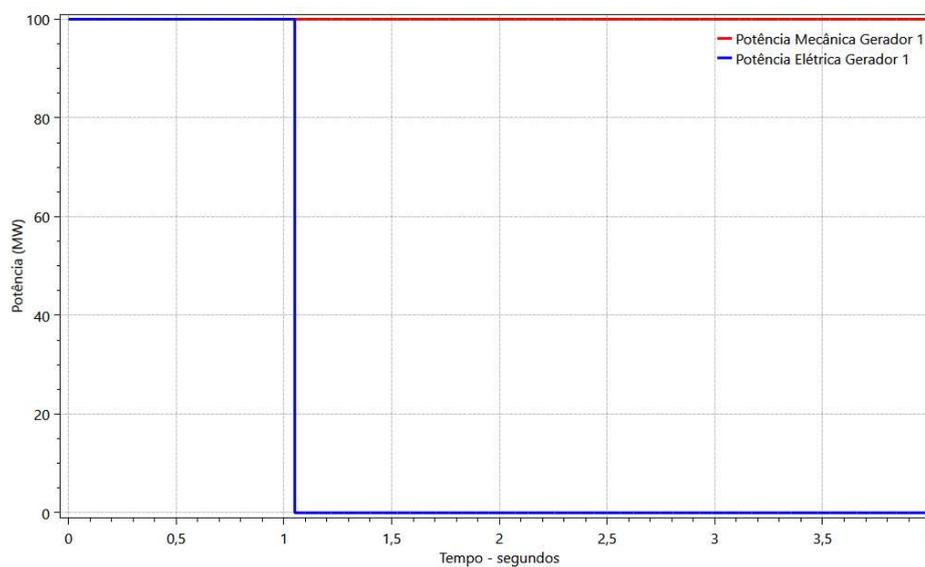


Fonte: Autoria Própria.

É interessante observar que apesar de apresentarem transitórios iniciais diferentes, os geradores 2 e 3 permanecem em sincronismo. Esta característica da máquina síncrona de manter-se sincronizada ao sistema é o que permite que o impacto seja distribuído entre os geradores de determinada ilha, nesse caso formada pelos geradores 2 e 3.

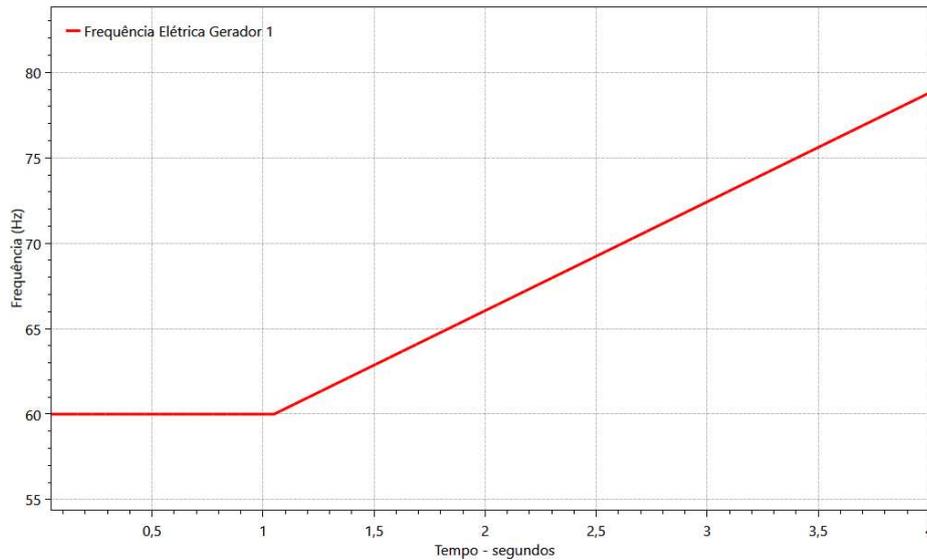
Por outro lado, a perda total ou rejeição da carga vista pelo gerador 1 resulta em incremento em sua velocidade de rotação, conforme apresentado nas figuras 10 e 11.

Figura 10 – Comparação entre potências elétrica e mecânica para o gerador 1 pós-distúrbio.



Fonte: Autorial Própria.

Figura 11 – Desempenho de frequência para o gerador 1 pós-distúrbio.



Fonte: Autoria Própria.

Em um sistema real, a sobrefrequência na ilha formada pelo gerador 1 seria controlada pela ação da regulação de velocidade (não representada na simulação do Cenário I), que também é projetada/ajustada para enfrentar rejeições totais de carga.

3.5 RESPOSTA DA CARGA A VARIAÇÕES DE FREQUÊNCIA

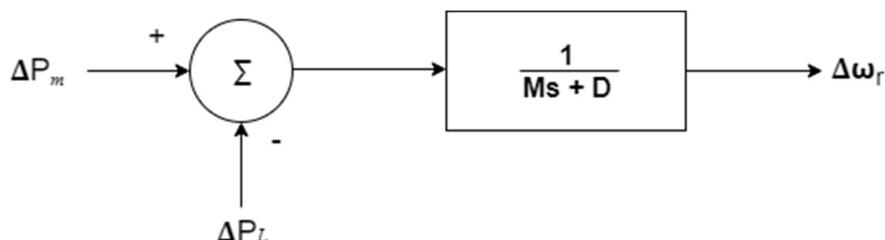
Na ocorrência de um desbalanço de potências onde $(\Delta P_m - \Delta P_e) < 0$, seria de se esperar que a frequência do sistema fosse reduzida até que o rotor do gerador atingisse o repouso. Isto seria verdade se tivéssemos apenas cargas resistivas conectadas ao sistema; no entanto também há cargas sensíveis à variação de frequência como motores, bombas e ventiladores, que permitem que um novo ponto de equilíbrio seja atingido, mas com frequência mais baixa (WOOD; WOLLENBERG, 1996).

O comportamento desse tipo de carga pode ser descrito pela seguinte expressão:

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\omega_r \quad (3.8)$$

onde ΔP_L representa a parcela de variação da carga insensível à frequência, $D\omega_r$ é a parcela de variação da carga sensível à frequência, sendo D a constante de amortecimento da carga com a frequência. A função de transferência está apresentada na Figura 12.

Figura 12 – Função de transferência relacionando velocidade e potências, levando em conta o amortecimento da carga com a frequência.



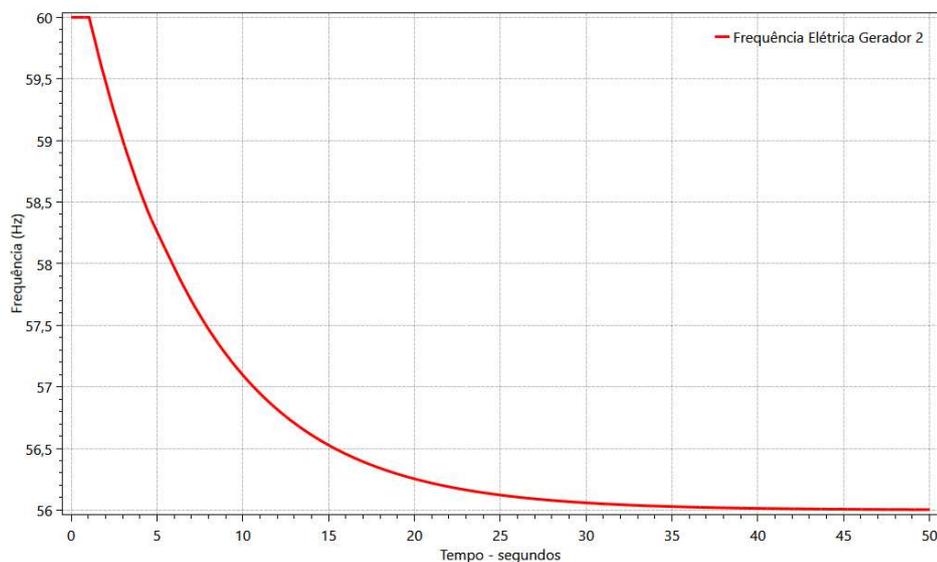
Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

A constante de amortecimento é expressa como a porcentagem de mudança de carga para cada 1% de variação de frequência. Um valor de $D=1,5$ pu/pu, por exemplo, significa que 1% de variação de frequência implica em 1,5% de variação na carga (WOOD; WOLLENBERG, 1996).

Em resumo, a parcela da carga sensível à frequência reduz o seu consumo de potência ativa à medida em que a frequência do sistema cai, resultando em ação estabilizadora. Como consequência, as potências mecânica e elétrica entrarão em equilíbrio em um novo patamar de frequência, mesmo sem ação da regulação de velocidade.

A Figura 13 apresenta o resultado simulado do Cenário I considerando uma constante de amortecimento D igual a 1,5 pu/pu após a abertura do circuito 1-2, o sistema formado pelas barras 2 e 3 estabiliza-se em 56 Hz, valor coerente com o desvio de frequência esperado $[\Delta P_L(pu) * f(Hz)]/D(pu/pu) = (0,1 * 60)/1,5 = 4$ Hz. Ressalta-se que este valor de frequência estabilizada seria inaceitável para a operação de um sistema de potência de frequência nominal 60 Hz.

Figura 13 – Desempenho de frequência do gerador 2 pós-distúrbio considerando o amortecimento por frequência.



Fonte: Autoria Própria.

Apesar da variação da carga com a frequência ser um efeito benéfico para a estabilidade do sistema, tal resposta mostra-se insuficiente para o atendimento dos requisitos necessários para o bom desempenho do sistema de potência, tornando a utilização de reguladores de velocidade imprescindível.

3.6 RESPOSTA DA CARGA A VARIAÇÕES DE TENSÃO

Existem cargas que tem o seu consumo de potência alterado de acordo com a sua tensão de alimentação (PRASAD et al., 2017).

Em estudos de estabilidade transitória, as cargas são geralmente modeladas pelo modelo exponencial, onde:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^a \quad (3.9)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^b \quad (3.10)$$

onde P e Q são as potências ativa e reativa, P_0 e Q_0 são as potências ativa e reativa quando a carga está submetida à tensão nominal e V e V_0 representam a tensão e a tensão nominal. Os valores a e b são parâmetros: quando assumem valores de 0, 1 ou 2 o modelo representa cargas do tipo potência constante, corrente constante ou impedância constante, respectivamente.

Existem modelos polinomiais, também conhecidos como modelo ZIP, que permitem representar componentes de carga tipo impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P). Neste caso, as parcelas ativa e reativa das cargas podem ser representadas pelas equações 3.11 e 3.12:

$$P = P_0 \left[p_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + p_2 \frac{V}{V_0} + p_3 \right] \quad (3.11)$$

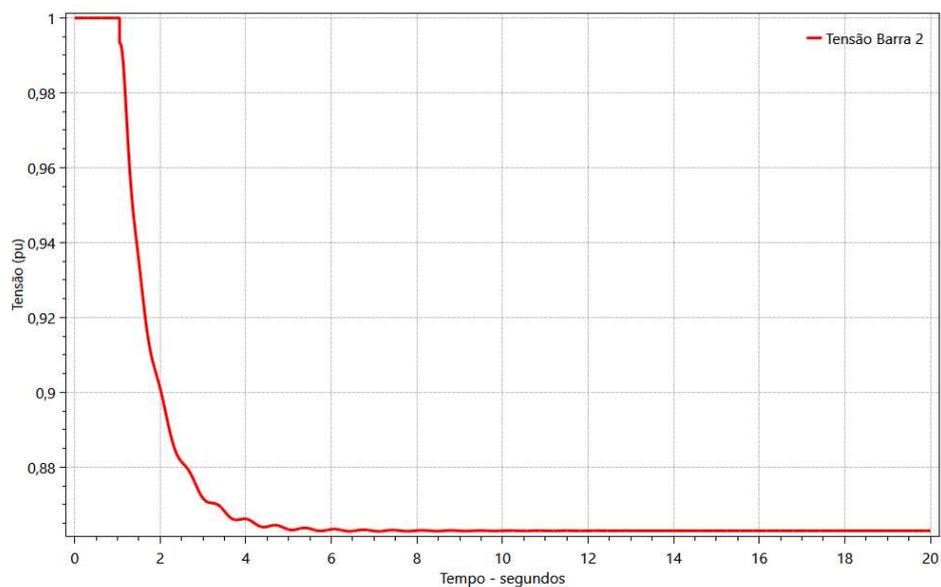
$$Q = Q_0 \left[q_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + q_2 \frac{V}{V_0} + q_3 \right] \quad (3.12)$$

sendo p_1 e q_1 coeficientes proporcionais à parcela da carga tipo impedância, p_2 e q_2 coeficientes proporcionais à parcela da carga tipo corrente constante, p_3 e q_3 coeficientes proporcionais à parcela da carga tipo potência constante.

Para ilustrar a resposta da carga a variações de tensão, utilizou-se o Cenário I, sendo a carga da barra 2 representada com base no modelo ZIP, com 70% de potência constante e 30% de impedância constante, para a parcela ativa. Para a parcela reativa, considerou-se 50% de potência constante e 50% de impedância constante. O amortecimento da carga com a frequência foi desprezado nesse caso ($D = 0$ pu/pu).

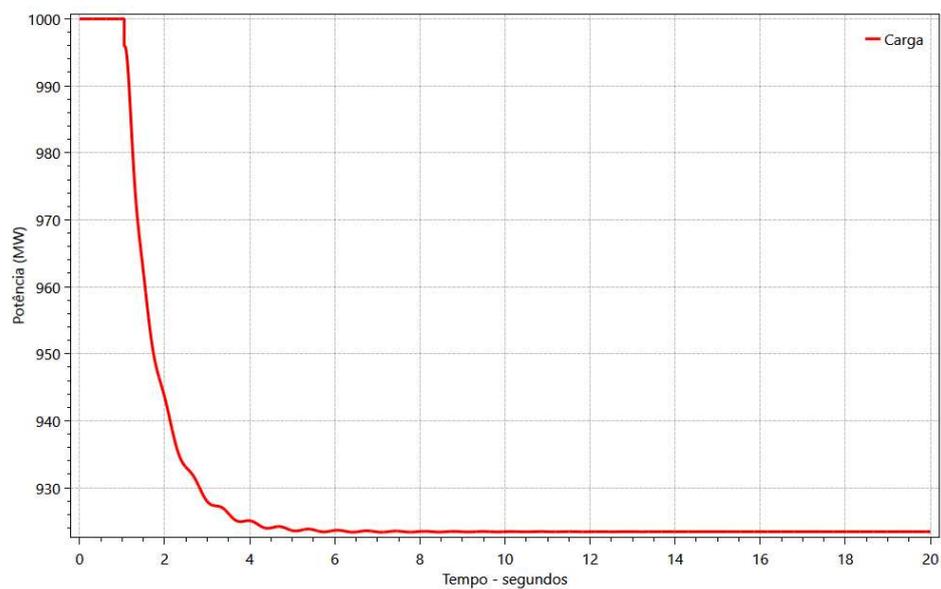
Nas figuras 14 e 15 é possível observar que o consumo de potência ativa da carga está de acordo com o modelo adotado, pois, substituindo-se os valores de $P_0 = 1000$ MW, $p_1 = 0,3$, $p_2 = 0$, $p_3 = 0,7$, $V_0 = 1,0$ pu e $V = 0,863$ pu na Equação (3.11) resulta em um valor de potência igual a 923,4 MW de consumo na carga. Como nesse Cenário I a carga foi modelada apenas com parcela de potência ativa, ou seja $Q_0 = 0$, independentemente das porcentagens escolhidas para modelar a parcela reativa, a variação de potência reativa será sempre zero.

Figura 14 – Variação de tensão na barra 2 pós-distúrbio



Fonte: Autoria Própria.

Figura 15 – Variação da carga ativa pós-distúrbio.



Fonte: Autoria Própria.

3.7 REGULAÇÃO PRIMÁRIA

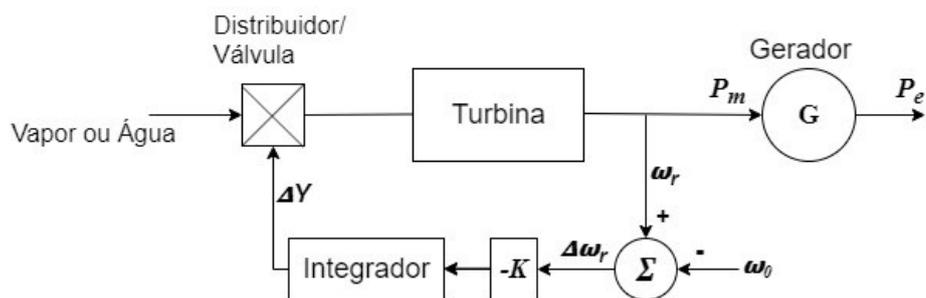
É denominada regulação primária de frequência o controle realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade acoplados às unidades geradoras, para limitar a variação da frequência quando há ocorrência de desequilíbrio entre a carga e a geração (MACHOWSKI; BIALEK; BUMBY, 2008).

Para o caso de usinas hidrelétricas, os reguladores realizam o ajuste na posição do distribuidor de forma a variar a vazão de água que será turbinada, conseqüentemente variando a potência mecânica entregue ao eixo do gerador. Esta ação visa eliminar a diferença entre as potências mecânica e elétrica no gerador, de forma a manter a frequência constante. No caso das usinas térmicas, o ajuste é realizado por meio da abertura ou fechamento de válvulas, que ajustam a injeção de combustível ou vapor, variando a potência mecânica entregue ao eixo do gerador (KUNDUR, 1994).

3.7.1 Regulador Isócrono

O regulador isócrono tem como objetivo ajustar a abertura do distribuidor/válvula no intuito de manter a velocidade do gerador em seu valor nominal, ou em um novo valor desejado. A Figura 16 apresenta o diagrama esquemático para o regulador isócrono.

Figura 16 – Diagrama esquemático do regulador isócrono.



Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

A velocidade do rotor ω_r é comparada com uma velocidade de referência ω_0 . O erro de velocidade gerado é amplificado e integrado, dando origem a um sinal de controle ΔY , que resulta em mudança de posição do distribuidor/válvula. O processo de controle é

finalizado apenas quando o erro de velocidade $\Delta\omega_r$ é igual a zero, ou seja, quando é alcançada a frequência desejada (KUNDUR, 1994).

Para demonstrar a atuação do regulador isócrono se utilizará o Cenário I, onde apenas o gerador equivalente contido na barra 2 possui regulação de velocidade. O diagrama de blocos para o modelo utilizado para o regulador está apresentado no Anexo A. Os parâmetros utilizados para o regulador isócrono estão descritos na Tabela 3.

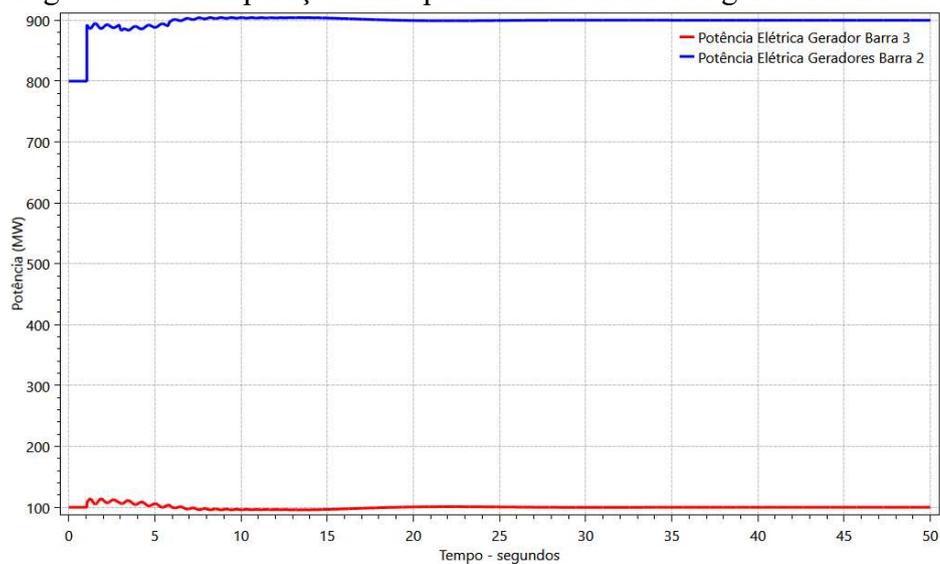
Tabela 3- Parâmetros do regulador isócrono

Parâmetro	Valor
R (pu)	0,0
Rp	0,38
At (pu/pu)	1,2
Qnl (pu)	0,15
Tw (s)	1,5
Tr (s)	7,0
Tf (s)	0,05
Tg (s)	0,5
Lmn (pu)	0,0
Lmx (pu)	0,984
Dtb (pu)	0,0
D (pu)	0,0

Fonte: Adaptado de CEPEL (2019).

Observa-se na Figura 17 que instantaneamente após o distúrbio, ambos os geradores aumentam a potência elétrica injetada na rede. Porém, na condição final em regime permanente, apenas os geradores da barra 2 assumem os 100 MW de geração perdida.

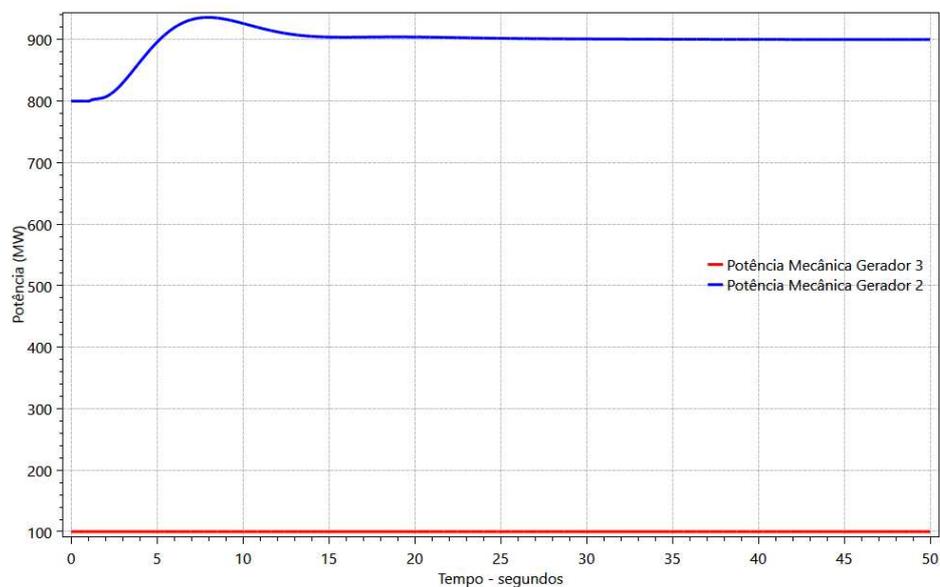
Figura 17 – Comparação entre potências elétricas dos geradores 2 e 3.



Fonte: Autoria Própria.

O comportamento observado era esperado, uma vez que apenas o gerador 2 teve seu distribuidor/válvula ajustado a fim de corrigir a diferença entre P_m e P_e , como mostra a Figura 18.

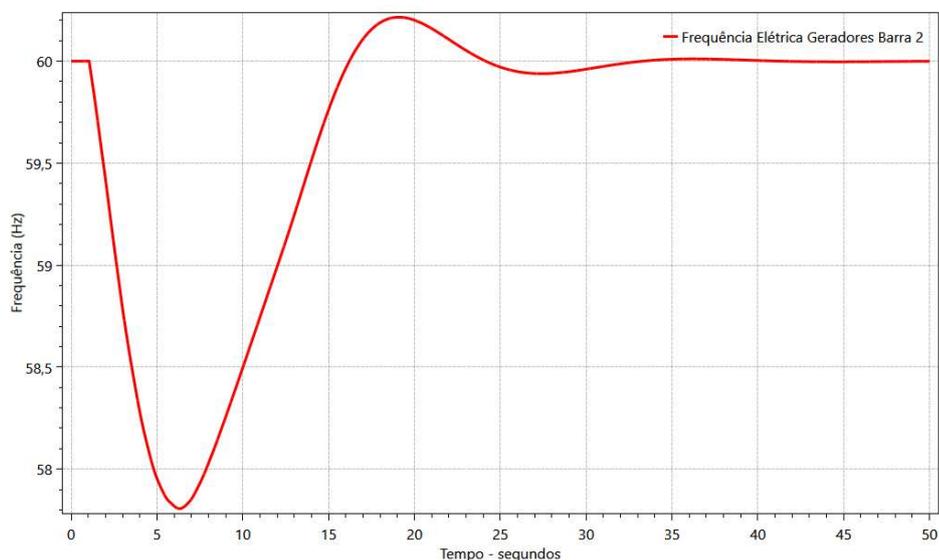
Figura 18 – Comparação entre potências mecânicas dos geradores 2 e 3.



Fonte: Autoria Própria.

Como resultado da atuação do regulador isócrono, observa-se que a frequência retorna ao seu valor nominal, no caso 60 Hz, como ilustra a Figura 19.

Figura 19 – Desempenho de frequência do sistema pós-distúrbio com regulador de velocidade isócrono no gerador 2.



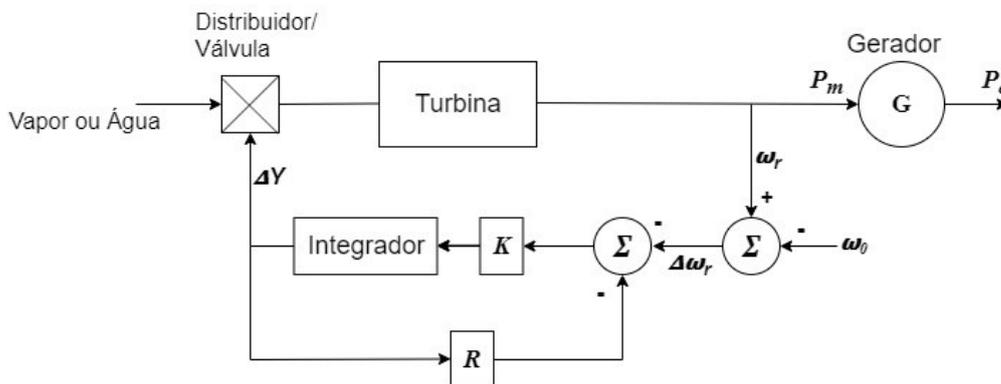
Fonte: Autoria Própria.

Apesar do regulador isócrono eliminar o desvio de frequência, não é adequado quando existem dois ou mais geradores colaborando com a regulação primária. Como a dinâmica da regulação primária e da turbina de cada gerador é diferente, a utilização de reguladores isócronos em mais de um gerador resulta numa disputa pelo controle da frequência entre os geradores (COSSE *et al.*, 2011), inviabilizando a repartição proporcional do impacto em regime permanente e não sendo recomendada.

3.7.2 Regulador com queda de velocidade (Speed-Droop)

Este regulador é obtido através da adição de uma malha de realimentação em torno do integrador do regulador isócrono, como mostra a Figura 20.

Figura 20 – Diagrama esquemático do regulador com queda de velocidade.



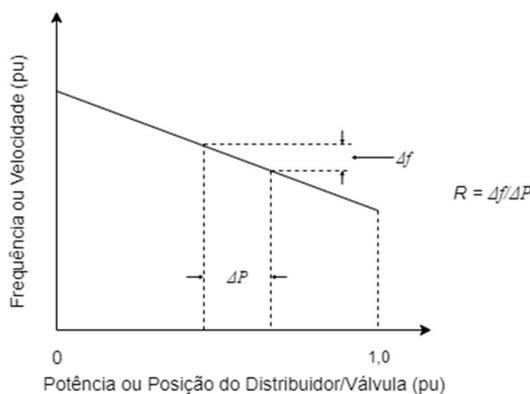
Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

No diagrama, o estatismo R é a razão entre o desvio de frequência e a variação de potência mecânica. Para um sistema de 60 Hz, por exemplo, $R=5\%$ significa que uma variação de frequência de 3 Hz ($0,05 \times 60$ Hz) resulta em 100% da variação de potência mecânica ou então em variação de 100% da posição do distribuidor, como ilustra a Figura 21 (QUINT; RAMASUBRAMANIAN, 2017).

Assim, com a malha de realimentação é possível restabelecer o equilíbrio de potências e garantir que dois ou mais geradores alimentem o mesmo sistema de potência. Entretanto, a frequência em regime permanente sofrerá um pequeno desvio $\Delta\omega$ em relação à frequência de referência.

Com o aumento de carga, a frequência do sistema tende a cair e os reguladores aumentam a potência mecânica até que se atinja uma nova frequência comum f ($< f_0$). A quantidade de carga assumida pelos geradores dependerá da característica de estatismo R de cada um, o que permite calibrar a participação de cada gerador na regulação primária.

Figura 21 – Características ideais de estatismo do controlador com queda de velocidade.



Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

Retornamos agora ao Cenário I, contudo serão adicionados reguladores com queda de velocidade a todos os geradores da simulação. O diagrama de blocos do modelo utilizado para o regulador está disponível no Anexo A. Os parâmetros utilizados para o regulador com queda de velocidade estão descritos na Tabela 4. Este regulador será também considerado nas demais simulações apresentadas neste capítulo.

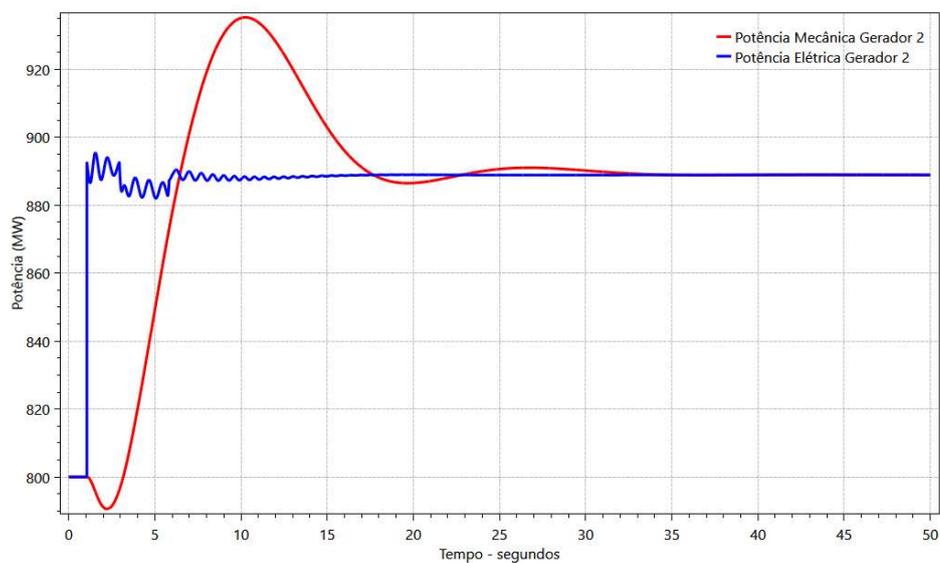
Tabela 4 – Parâmetros do regulador com queda de velocidade

Parâmetro	Valor
R (pu)	0,05
Rp	0,38
At (pu/pu)	1,2
Qnl (pu)	0,15
Tw (s)	1,5
Tr (s)	9,0
Tf (s)	0,05
Tg (s)	0,5
Lmn (pu)	0,0
Lmx (pu)	0,984
Dtb (pu)	0,0
D (pu)	0,0

Fonte: Adaptado de CEPTEL (2019).

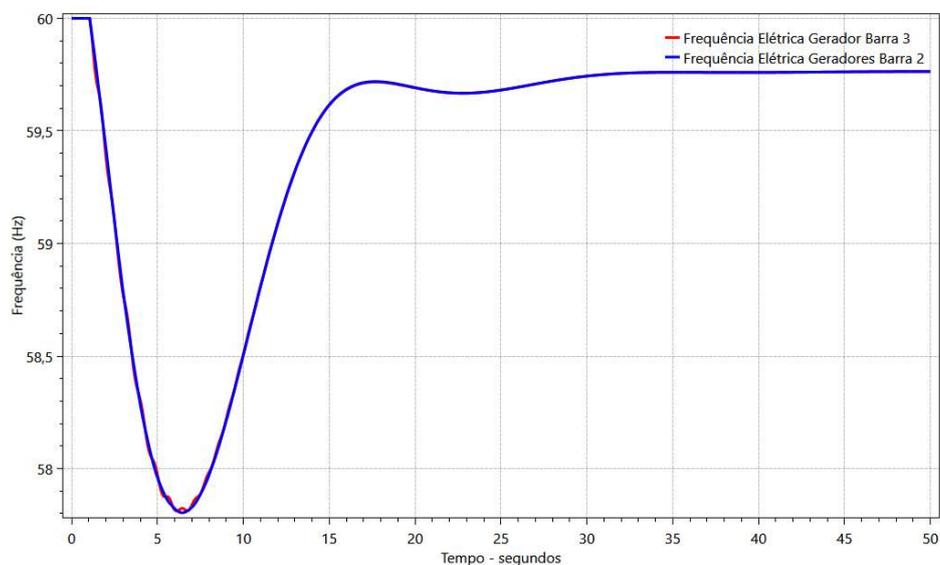
A potência mecânica no gerador 3, que na condição anterior permanecia constante durante toda a simulação, aumenta por ação do regulador de velocidade. Desta forma, as máquinas da barra 2 não assumem toda a geração perdida, apenas uma parte. A Figura 22 revela que diferente do caso anterior, em que os geradores da barra 2 assumiam por completo os 100 MW, estes geradores assumem aproximadamente 89 MW e o restante é compensado pelo gerador 3. A Figura 23 ilustra o efeito do regulador com queda de velocidade na frequência elétrica dos geradores da barra 2.

Figura 22 – Comparação entre potências elétrica e mecânica pós-distúrbio nos geradores da barra 2 utilizando regulação com queda de velocidade.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 23 – Desempenho de frequência do sistema pós-distúrbio utilizando regulação com queda de velocidade nos geradores das barras 2 e 3.



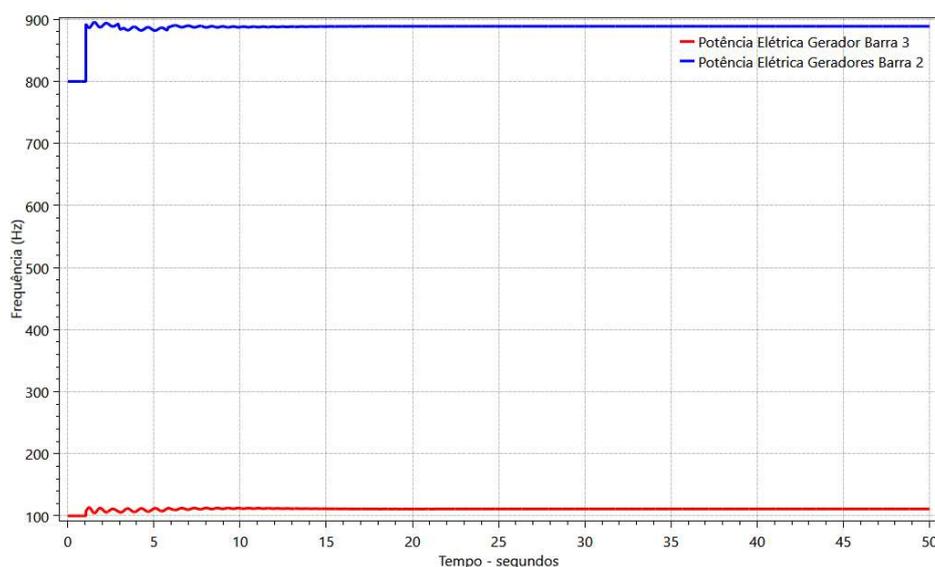
Fonte: Autoria Própria.

Observa-se nesse caso um desvio de aproximadamente 0,24 Hz após atuação da regulação primária. Esse valor depende do montante de geração perdido (impacto) e do estatismo da regulação primária. Em sistemas reais, o desvio de frequência é eliminado pela

regulação secundária de frequência (se houver) ou por ação manual dos operadores da(s) usina(s), coordenados pelo operador do sistema elétrico.

Na Figura 24, observa-se que a colaboração de cada gerador é proporcional à sua capacidade máxima. Isto se dá por conta do estatismo utilizado para o regulador de velocidade de cada gerador, que é o mesmo. Cada máquina está fornecendo aproximadamente 11,1% a mais de potência elétrica após o distúrbio.

Figura 24 – Comparação entre potências elétricas dos geradores 2 e 3 utilizando regulação com queda de velocidade.



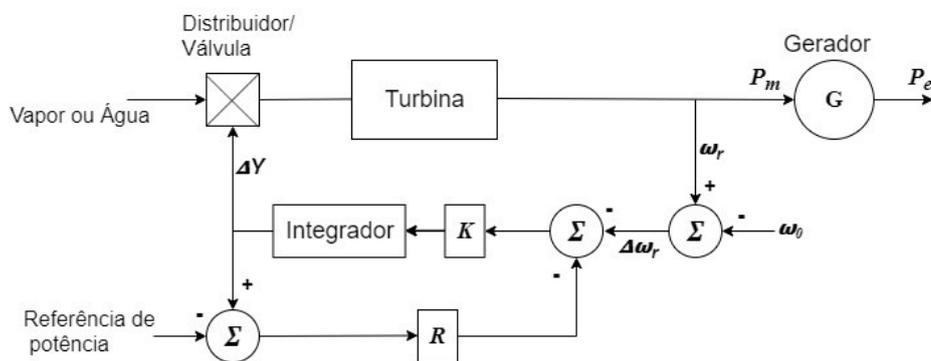
Fonte: A autoria Própria.

3.8 REGULAÇÃO SECUNDÁRIA

A regulação secundária ou Controle Automático de Geração (CAG) tem como objetivos principais a eliminação do desvio de frequência $\Delta\omega$ e o controle dos intercâmbios de potência entre áreas de um mesmo sistema de potência.

Para que o desvio de frequência seja eliminado, uma referência de potência é adicionada à malha de realimentação do estatismo, como pode ser observado na Figura 25.

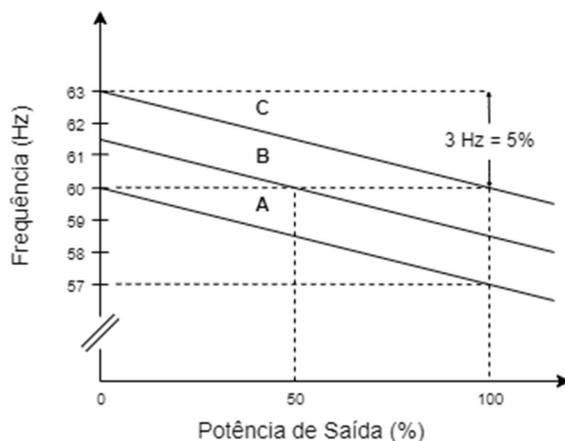
Figura 25 – Regulador com controle da referência de potência para ajuste da relação entre velocidade e carga



Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

O resultado do ajuste dessa referência será o deslocamento da curva de estatismo. A Figura 26 representa a curva de estatismo para três valores de referência diferentes, onde a 60 Hz tem-se: na curva A 0% de potência, na curva B 50% de potência e na curva C 100% de potência.

Figura 26 – Efeito do ajuste da referência de potência na curva de estatismo.



Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

Em resumo, o CAG é um sistema que constitui um controle de nível hierárquico superior ao da regulação primária, que envia sinais aos geradores participantes da regulação secundária. Esses sinais alteram as referências de potência dos reguladores de velocidades dos geradores participantes, aumentando ou diminuindo sua geração, de forma a obter o efeito de controle sistêmico desejado. No caso de controle de importação e exportação de potência o CAG recebe, além da medida de frequência, medidas de fluxo de potência entre

áreas. Quando os fluxos monitorados se desviam dos valores programados, é possível ajustar a referência de potência para que o erro de intercâmbio seja eliminado.

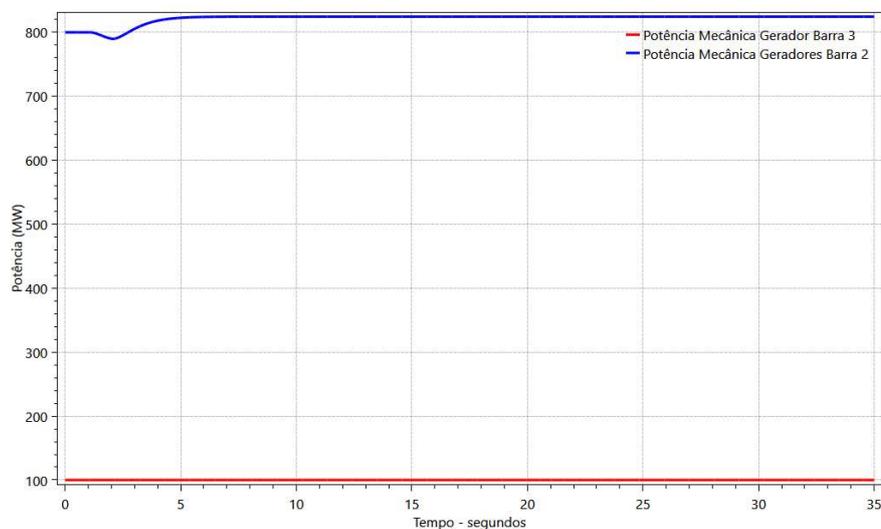
3.9 RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA GIRANTE

Este termo é utilizado para descrever a folga de geração, ou seja, o total de geração disponível contabilizando todos os geradores síncronos em operação, descontadas as cargas e as perdas do sistema. Essa reserva está diretamente relacionada com o controle de frequência, devendo ser suficiente para suprir a carga do sistema caso um ou mais geradores sejam desconectados do sistema. Caso a reserva seja insuficiente, não será atingido novo ponto de equilíbrio e a frequência elétrica não se estabilizará após a perturbação (WOOD; WOLLENBERG, 1996).

Para ilustrar a importância da reserva operativa girante no desempenho do controle da frequência elétrica retornaremos ao Cenário I, mas com algumas considerações adicionais: (i) o gerador 3 está operando com seu distribuidor com abertura máxima (sem reserva); (ii) a barra 2 está com um de seus geradores indisponível, operando com apenas sete.

A Figura 27 representa a potência mecânica fornecida aos geradores 2 e 3, após a contingência da abertura total do circuito CA entre as barras 1 e 3. Observa-se que o gerador 3 já estava operando em sua capacidade máxima; os geradores da barra 2 foram forçados até o seu limite de potência.

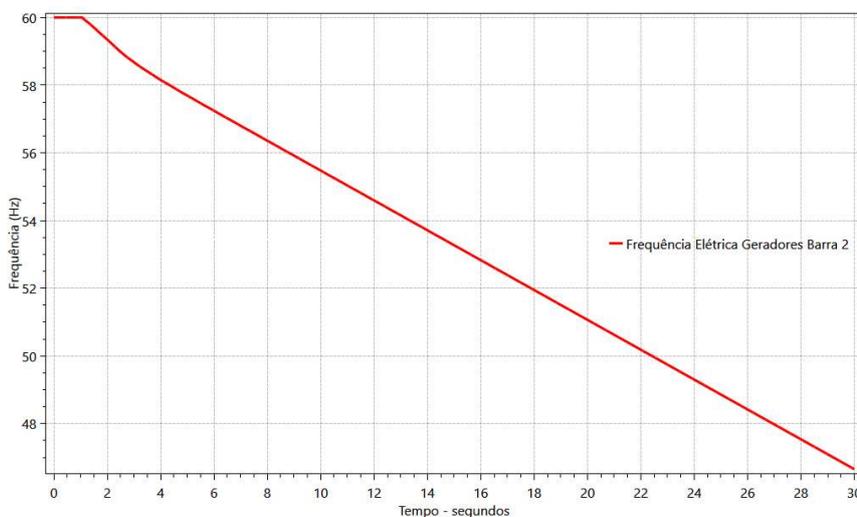
Figura 27 – Variações das potências mecânicas dos geradores das barras 2 e 3 pós-distúrbio sem reserva de potência operativa girante suficiente.



Fonte: Autoria Própria.

Diferente do que pôde ser observado na Figura 23, a atuação da regulação primária do sistema não foi capaz de recuperar a frequência elétrica, em função da insuficiência de reserva de potência. Todos os distribuidores/válvulas chegaram no seu máximo de abertura e ainda assim o equilíbrio de potências não foi atingido ($\Delta P_m - \Delta P_e$) < 0. A Figura 28 ilustra efeito na frequência elétrica.

Figura 28 – Desempenho de frequência do sistema pós-distúrbio sem reserva de potência operativa girante suficiente.



Fonte: Autoria Própria.

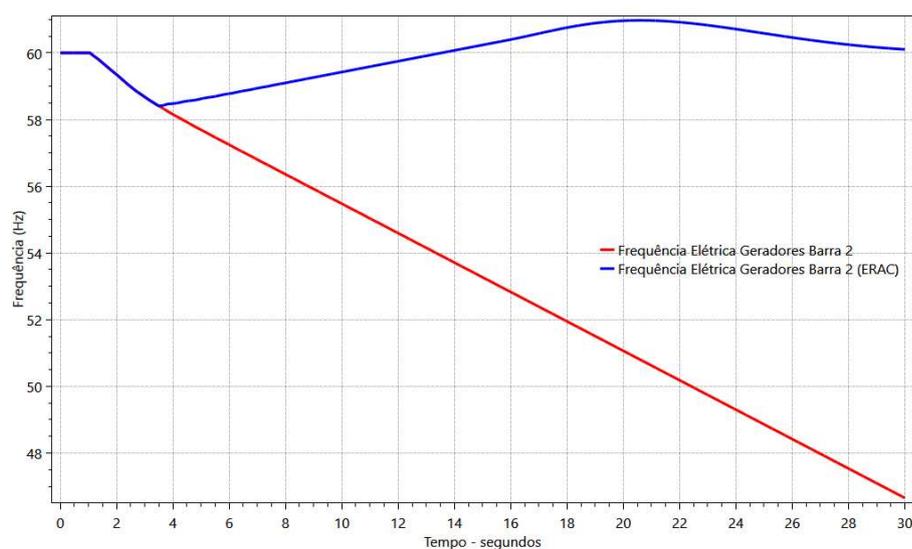
3.10 CORTE DE CARGA POR FREQUÊNCIA

Grandes desbalanços entre carga e geração podem produzir elevadas taxas de queda de frequência para a rede. Nesses casos, ainda que o sistema tenha reserva girante suficiente para suprir a demanda, a rede pode alcançar frequências inadmissíveis por conta dos tempos envolvidos na atuação da regulação primária. Além disso, impactos menores em sistemas com reserva operativa girante insuficiente resultam na degradação da frequência, conforme abordado na seção anterior.

Os esquemas regionais de alívio de carga por frequência (ERAC por frequência), são medidas de proteção sistêmica que automaticamente realizam desligamentos escalonados de carga através de relés de subfrequência, assim restabelecendo o equilíbrio entre carga e geração. Esses desligamentos podem ser realizados com base na taxa de variação de frequência no tempo ou em valores absolutos de frequência (ONS, 2016).

Para ilustrar o efeito do ERAC foi utilizado o caso apresentado na seção anterior, com insuficiência de reserva operativa girante. Considerou-se um corte de carga automático de 9%, realizado quando a frequência atinge o valor de 58,5 Hz. A Figura 29 apresenta a resposta de frequência dos geradores da barra 2 para esta nova situação.

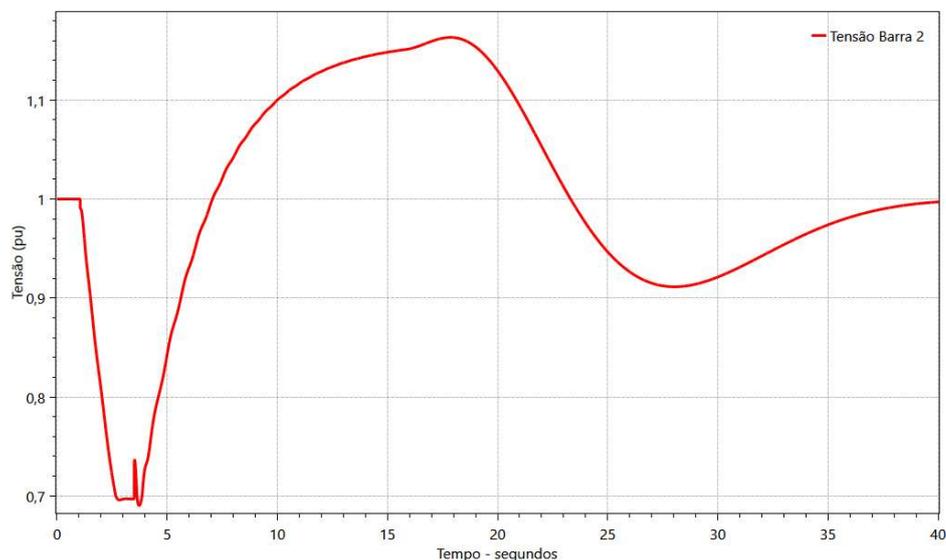
Figura 29 – Comparação do desempenho de frequência do gerador 2 pós-distúrbio com e sem a atuação do ERAC.



Fonte: Autoria Própria.

Observa-se que o desligamento de parcela da carga permite recuperar a frequência elétrica, pois viabiliza novo equilíbrio entre as potências elétrica e mecânica nos geradores. Destaca-se que o montante de corte de carga deve ser determinado com cautela, pois com o desligamento repentino de carga pode haver sobretensão no sistema. Por esta razão, o corte de carga pelo ERAC é realizado em etapas (estágios), onde cada nível de frequência ou taxa de variação de frequência atingido representa uma porcentagem de carga que deve ser desconectada. Na Figura 30 encontra-se destacado o instante de atuação do ERAC.

Figura 30 – Resposta de tensão pós-distúrbio com a atuação do ERAC.



Fonte: Autoria Própria

Um aspecto positivo do ERAC é que toda ação é local, podendo a distribuidora ou agente responsável pelas cargas selecionar quais delas serão desligadas em cada estágio, em função da prioridade de suas cargas. O Anexo B apresenta os esquemas de alívio de carga para as regiões Norte, Nordeste, Sudeste, Centro-Oeste e Sul.

4 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Este capítulo tem o intuito de revisar conceitos sobre a geração fotovoltaica, como o efeito fotovoltaico, módulos fotovoltaicos e a sua conexão com o sistema de potência, além de evidenciar o seu potencial de expansão no cenário brasileiro.

4.1 EFEITO FOTOVOLTAICO

O sol é uma fonte praticamente inesgotável de energia, tendo sido largamente utilizado ao longo da história da civilização para diversas aplicações. Atualmente, a tecnologia é capaz de converter a energia proveniente da radiação solar em energia elétrica, por meio dos métodos fotovoltaico e heliotérmico. Destaque para a tecnologia fotovoltaica, que representou 98% da capacidade solar instalada no ano de 2014 (TOLMASQUIM *et al.*, 2016).

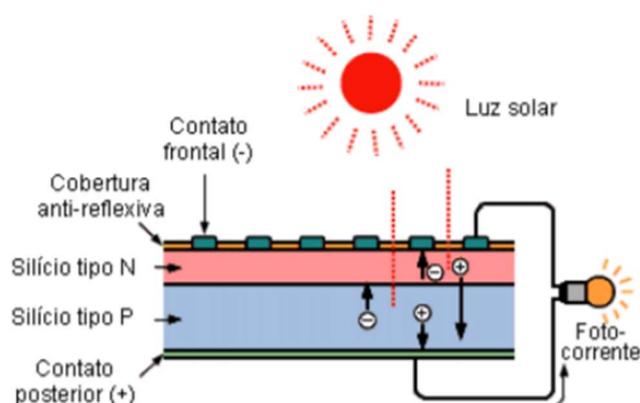
Relatado por Edmond Becquerel em 1839, o efeito fotovoltaico é a formação de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz.

O semicondutor mais utilizado para o aproveitamento do efeito é o silício. Seus átomos se caracterizam por possuírem quatro elétrons na camada de valência, capazes de estabelecer ligações com outros átomos de silício, formando uma rede cristalina. Ao se adicionar átomos com cinco elétrons livres, como o fósforo, um de seus elétrons não será partilhado com o átomo de silício. Como consequência, esse elétron terá uma força de atração de baixa intensidade com o seu núcleo de origem, podendo ser liberado para a banda de condução utilizando pouca energia. Esta é chamada de dopagem tipo N.

A dopagem também pode ser realizada com a introdução de átomos com apenas três elétrons em sua camada de valência, como o boro. Assim um dos elétrons do silício não será partilhado, gerando uma “lacuna”. A inserção de pequenas quantidades de energia é capaz de trazer um elétron de um átomo vizinho para preencher esse espaço e deslocar a lacuna para outra posição. Esta é chamada de dopagem tipo P. Se uma chapa de silício puro receber as duas dopagens formará uma junção PN, onde os elétrons livres do lado N ocupam as lacunas do lado P.

A migração de elétrons não ocorre de forma indefinida, há uma formação de um campo elétrico que dificulta essa passagem até que a migração seja interrompida por completo, formando uma região de depleção. Quando a chapa é atingida por um fóton com energia suficiente, os elétrons são arrancados do lado N e têm sua velocidade acelerada pelo campo elétrico, gerando uma condução de cargas dentro da chapa, conseqüentemente originando uma diferença de potencial entre as extremidades da chapa, como mostra a Figura 31. (TOLMASQUIM *et al.*, 2016).

Figura 31 – Representação do funcionamento de uma célula fotovoltaica.

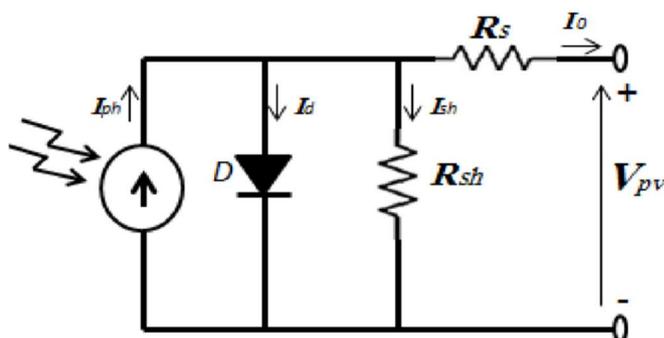


Fonte: Tolmasquim et al. (2016).

4.2 MODULO FOTOVOLTAICO

As células fotovoltaicas são capazes de produzir tensões entre 0,5 V e 0,6 V e potência entre 1,0 W e 1,5 W (EPE, 2012). A Figura 32 apresenta um modelo simplificado para uma célula.

Figura 32 – Circuito simplificado de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Messalti, Harrag e Loukriz (2015).

sendo I_{ph} a corrente gerada pela incidência de luz, I_d a corrente do diodo, I_{sh} a corrente do resistor R_{sh} , I_0 a corrente de saída do módulo e V_{pv} a tensão de saída do módulo.

A corrente gerada pela incidência de luz é diretamente proporcional à irradiação solar, representada pela Equação 4.1.

$$I_{ph} = \frac{G}{1000} (I_{sc} + k_i(T - T_r)) \quad (4.1)$$

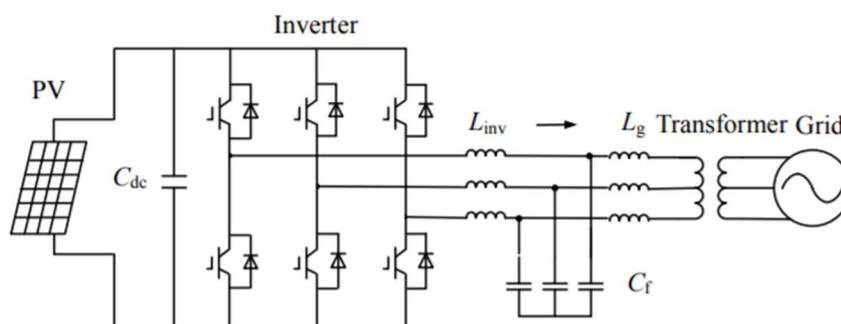
onde I_{sc} representa a corrente de curto-circuito na temperatura e irradiação de referência, G a Irradiação Solar, k_i o coeficiente da temperatura de curto-circuito e T_r a temperatura de referência da célula.

Na prática, as células são arranjadas em ligações série e paralelo formando os chamados módulos (painéis) fotovoltaicos, sendo assim capazes de alimentar cargas maiores. Além das células, os módulos são constituídos de: (i) Moldura para fixação, em geral feita de alumínio; (ii) Selante, um composto adesivo que une as camadas internas do módulo com a moldura; (iii) Vidro, camada externa rígida para a proteção das células que permite a entrada de luz; (iv) Encapsulante, filme que envolve as células para proteção contra a umidade; (v) Backsheet, camada inferior do módulo que impede a entrada de umidade e oferece isolamento elétrico adicional (TOLMASQUIM *et al.*, 2016).

4.3 CONEXÃO AO SISTEMA DE POTÊNCIA

Para que a conexão da geração fotovoltaica com a rede de distribuição ou transmissão seja realizada, é necessária a utilização de conversores eletrônicos, que viabilizem a transferência de energia entre os sistemas CC (painéis fotovoltaicos) e CA (rede). Para isso são utilizados inversores CC/CA, como ilustra a Figura 33.

Figura 33 – Diagrama da estrutura topológica do inversor fotovoltaico trifásico de estágio único conectado à rede.



Fonte: Yaai *et al.* (2013).

O funcionamento do inversor é baseado no chaveamento de dispositivos semicondutores (chaves eletrônicas, geralmente transistores do tipo IGBT), onde as tensões/correntes contínuas geradas pelo painel FV são transformadas em formas de onda chaveadas a alta frequência (da ordem de kHz). Os sinais de saída do inversor são filtrados para que se aproximem o máximo possível de sinais senoidais (RAMPINELLI, 2010).

A eficiência do inversor está diretamente relacionada com a geração do painel. Com o intuito de se alcançar eficiência máxima, o sinal de entrada em corrente contínua do inversor deve operar em seu ponto de potência máxima. Para isso são utilizados dispositivos de controle para rastreamento do ponto máximo de potência (MPPT), garantindo assim um melhor aproveitamento da energia solar (DONG *et al.*, 2015). O sistema de controle do inversor atua para que a máxima potência disponível seja injetada continuamente rede elétrica, não sendo esta potência dependente da frequência do sistema elétrico.

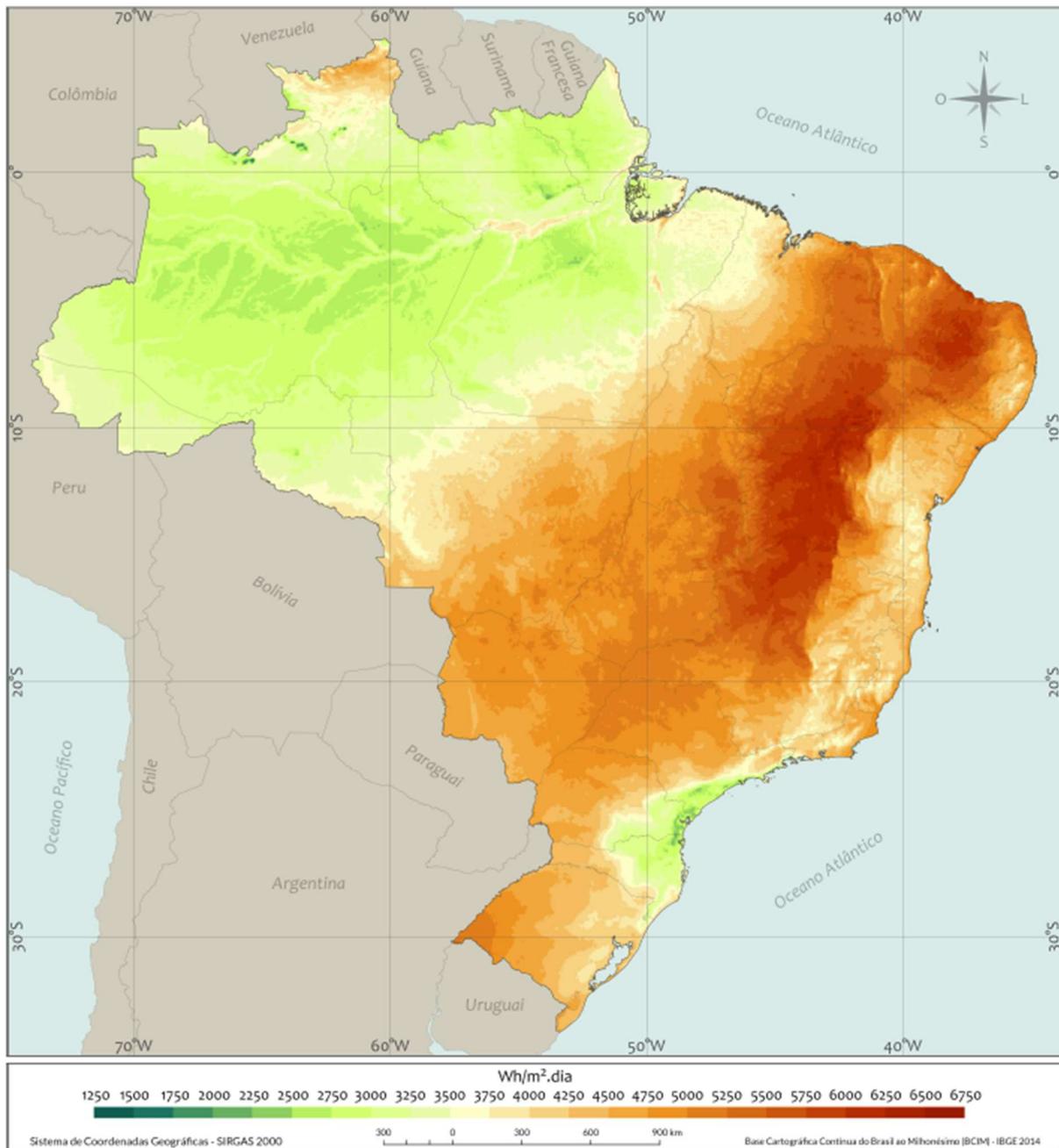
O processo da geração FV e o seu acoplamento com a rede utiliza apenas conversores eletrônicos de potência, que implica em menores custos de implementação e manutenção. Entretanto, como não há máquinas rotativas envolvidas no processo, não há energia cinética em massas girantes que permitam obter resposta inercial, a exemplo do que se observa na geração síncrona convencional. Nesse sentido, as usinas fotovoltaicas não agregam inércia aos sistemas elétricos. Os efeitos da substituição da geração síncrona pela geração FV são abordados no Capítulo 5.

4.4 EXPANSÃO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL

O Brasil é um país rico em características naturais propícias à expansão da geração fotovoltaica. Altos níveis de insolação e grandes reservas de quartzo de qualidade, constroem uma importante vantagem competitiva para a confecção de silício com alto grau de pureza, células e módulos solares (EPE, 2012). O país conta, ainda, com políticas de incentivo para a expansão das energias renováveis. Tais fatores potencializam a atração de investidores e o desenvolvimento de um mercado interno (SANTOS, 2017).

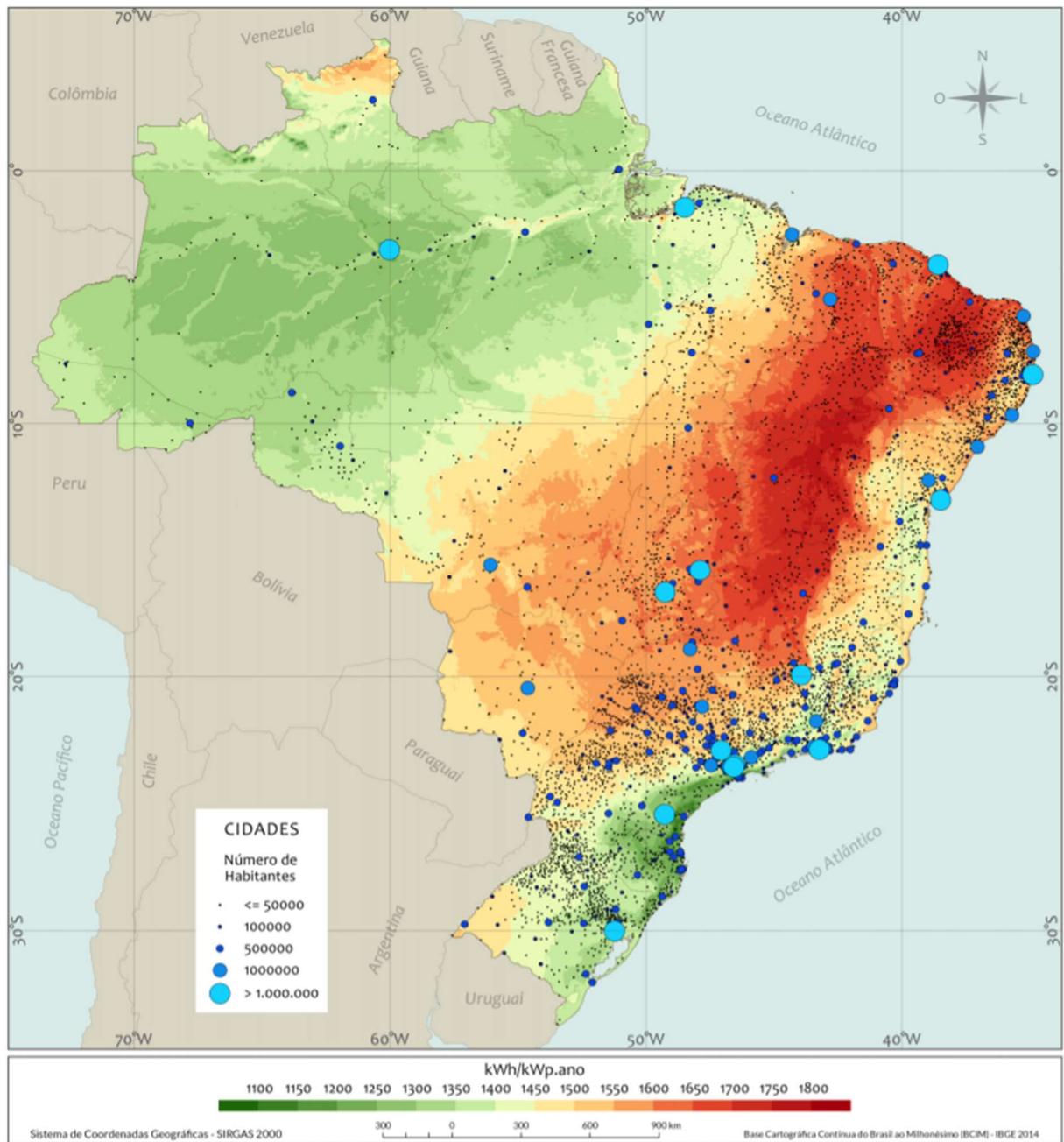
A Figura 34 apresenta a média anual do total diário da irradiação direta normal no território brasileiro. A Figura 35 apresenta o potencial brasileiro de geração solar fotovoltaica em termos do rendimento energético médio anual, medido em kWh de energia elétrica gerada por ano para cada kWp de potência fotovoltaica instalada (PEREIRA et al., 2017). O mapa da Figura 35 evidencia a excelente coincidência entre o potencial de geração FV e a concentração de municípios e população, fator favorável para a expansão desta geração na categoria distribuída.

Figura 34 – Média anual de irradiação direta normal no Brasil.



Fonte: PEREIRA et al. (2017).

Figura 35 – Potencial de geração solar fotovoltaica em termos do rendimento energético anual para todo o Brasil.



Fonte: PEREIRA et al. (2017).

O resultado desta variedade de condições favoráveis à implantação da geração FV são refletidos nos resultados apresentados no Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.

A Tabela 5 mostra a capacidade instalada prevista, por fonte de geração, para os anos de 2018, 2022 e 2027.

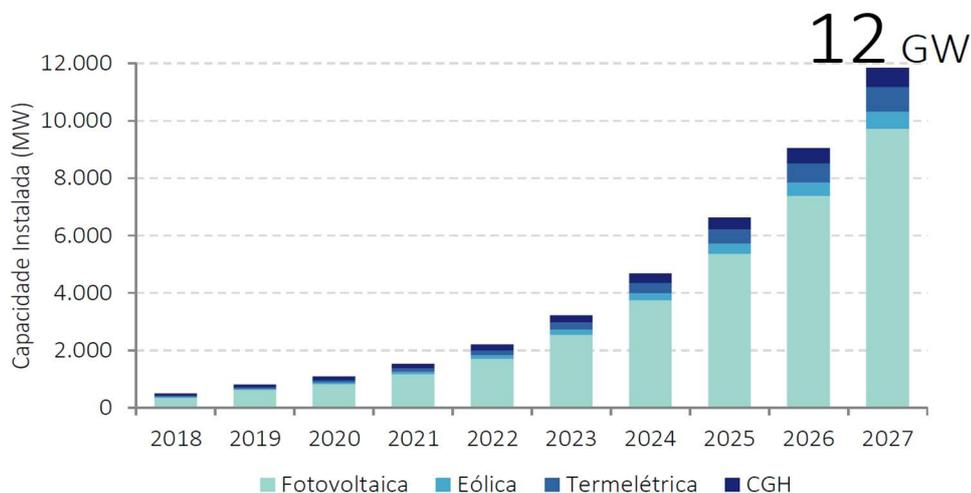
Tabela 5 – Evolução da capacidade instalada por fonte de geração centralizada em MW.

Fonte	2018	2022	2027
Hidro	96625	101916	103410
PCH e CGH	6245	6751	8868
Eólica	13624	15351	26672
Biomassa + Biogás	13598	13806	16583
Solar	1768	3639	8639
Urânio	1990	1990	3395
Gás Natural	12538	15759	23021
Carvão	3075	3420	3420
Óleo Combustível	3721	3696	1368
Óleo Diesel	1488	1694	776
UTE Ciclo Aberto + Tec. Armazenamento	0	204	13142
Total SIN	154672	168226	209294

Fonte: Adaptado de MME e EPE (2018).

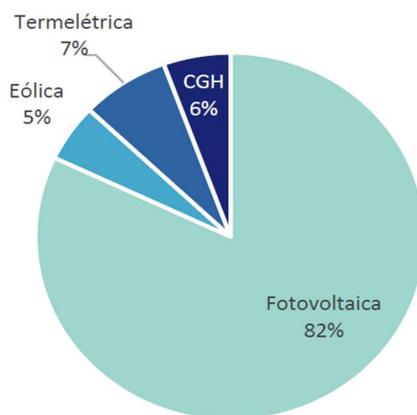
Com um incremento de 6871 MW (crescimento de 388,6%) entre os anos de 2018 e 2027, a representatividade da geração FV centralizada saltará de 1,1% para 4,1%. Todavia, o destaque da geração FV vem da modalidade distribuída, como mostram as Figuras 36 e 37. Vale ressaltar ainda que para a participação da geração eólica, que – de forma geral – também não agrega a inércia do sistema, está previsto um montante de 26672 MW para o ano de 2027, representado cerca de 12,7% da capacidade instalada do SIN nesse ano.

Figura 36 – Projeção anual para a expansão da capacidade instalada para a geração distribuída por fonte até 2027 considerando a tarifa binômia.



Fonte: MME e EPE (2018).

Figura 37 – Capacidade instalada para a geração distribuída em 2027.

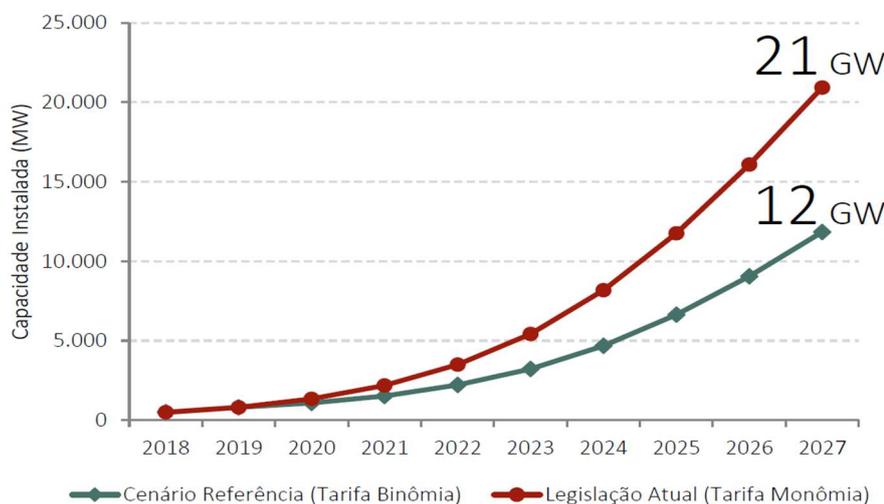


Fonte: MME e EPE (2018).

Representando 82% dos 11,9 GW da capacidade instalada prevista, é esperado para a geração FV distribuída um montante total de 9758 MW para o ano de 2027. Este resultado leva em consideração a aplicação da tarifa binômia, onde o tempo de retorno de investimento para a geração FV distribuída é estendido, tornando-a menos atrativa. No entanto, ainda se trata de um assunto polêmico e que permanece em discussão. Sendo assim, a EPE

também projetou um cenário onde a tarifa permanece monômnia. O resultado pode ser verificado na Figura 38.

Figura 38 – Efeito da tarifa Binômnia na projeção dos micro e minigeradores.



Fonte: MME e EPE (2018).

Considerando que a capacidade instalada da geração FV distribuída permanecerá representado 82% do total da GD em 2027 para o cenário da tarifa monômnia, essa geração apresentaria um montante acumulado de 17220 MW. Ou seja, a permanência da legislação atual apenas reforça a representatividade que a geração FV distribuída (MME; EPE, 2018).

4.5 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA X DISTRIBUÍDA

Segundo os critérios da ANEEL (2012), a geração distribuída (GD) é caracterizada como uma central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 5 kW, que utilize cogeração qualificada, ou fontes renováveis, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Com a significativa redução de custos para a tecnologia fotovoltaica, a geração distribuída vem se consolidando como uma alternativa de fornecimento de energia para o Sistema Interligado Nacional (SIN). A GD quando eletricamente bem posicionada pode reduzir perdas de energia e aliviar a carga das redes de transmissão e distribuição, postergando novos investimentos de reforço da rede (EPE, 2018).

O acesso à rede de distribuição deve obedecer a requisitos técnicos mínimos dispostos nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Na versão vigente do módulo que trata do acesso às redes de distribuição, os

parâmetros para a atuação da proteção contra sobre/subfrequência ficam a critério da distribuidora, devendo, na determinação dos ajustes, ser observado o eventual impacto da operação da central geradora sobre a Rede Básica (ANEEL, 2017). No Anexo C encontram-se alguns requisitos técnicos mínimos de interesse para este trabalho; os demais podem ser encontrados no Módulo 3 do PRODIST.

Atualmente o Brasil conta com cerca de 82,6 mil micros e miniusinas e cerca de 870 megawatts (MW) de potência instalada apenas para a geração fotovoltaica distribuída (ANEEL, 2019), com tendência de crescimento exponencial. O grande número de instalações e a rápida expansão da fonte constitui um grande desafio para a verificação do atendimento aos requisitos técnicos mínimos exigidos pela distribuidora. Neste sentido, a hipótese de desligamento de parte da geração distribuída durante a ocorrência de perturbações deve ser objeto de análise.

No caso das plantas de geração fotovoltaica centralizadas, estas podem beneficiar-se da redução de custos de equipamentos, por conta da quantidade a ser adquirida, além de poderem ser posicionadas estrategicamente em áreas de maior irradiação, que juntamente com o uso de seguidores solares podem tornar o fator de capacidade de uma planta centralizada o dobro de um sistema de geração distribuída (MME; EPE, 2018). Em geral, plantas centralizadas de maior porte conectam-se às instalações de transmissão.

O acesso às instalações de transmissão deve atender a requisitos técnicos mínimos determinadas pelo ONS, apresentados no módulo 3 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2019). Por se tratar de instalações de potência elevada, estes requisitos tendem a ser mais rigorosos do que aqueles aplicados na conexão às redes de distribuição, principalmente no que diz respeito às hipóteses de desligamento das usinas por proteções de frequência. No Anexo C são apresentados quadros com requisitos técnicos mínimos para o acesso às instalações de transmissão.

O Quadro 1 apresenta uma síntese dos requisitos aplicáveis à conexão da geração fotovoltaica nos sistemas de transmissão e distribuição, no que se refere a requisitos técnicos para a operação em regime de frequência não nominal.

Quadro 1 – Requisitos técnicos para a operação em regime de frequência não nominal

Transmissão (Rede Básica)	Distribuição (Baixa Tensão)
<ul style="list-style-type: none"> - Desligamento instantâneo permitido para operação abaixo de 56 Hz - Operação abaixo de 58,5 Hz por período de tempo mínimo de 20 segundos - Operação entre 58,5 e 62,5 Hz por tempo ilimitado - Operação acima de 62,5 Hz por período de tempo mínimo de 10 segundos - Desligamento instantâneo permitido para operação acima de 63 Hz - Requisitos são verificáveis na fase de comissionamento das usinas 	<ul style="list-style-type: none"> - Não há faixas de frequência estabelecidas - Há apenas indicações de que os ajustes das proteções de frequência sejam submetidos para análise da distribuidora acessada - Algumas distribuidoras já impõe requisitos específicos para a conexão à sua rede, mas a questão é tratada de forma particular por cada concessionária

No cenário atual do SIN, as diferenças que se verificam nos requisitos para operação em regime de frequência não nominal, quando são comparados os Procedimentos de Rede e o PRODIST, não representam grande risco para a segurança elétrica do sistema. Todavia, com as projeções para 2027 relativas à expansão da geração fotovoltaica distribuída aumentam os riscos de desligamentos intempestivos de um montante maior de geração, podendo esses desligamentos resultarem em grande agravamento das perturbações. De fato, conforme exposto anteriormente, no sistema de distribuição os requisitos de conexão tendem a ser mais brandos e o número de potenciais geradores é consideravelmente superior que na transmissão, razão pela qual há grandes dificuldades práticas para a fiscalização das instalações de geração distribuída.

5 EFEITO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA INÉRCIA EQUIVALENTE DO SISTEMA

Neste capítulo serão ilustrados os efeitos da substituição de parte da geração síncrona por geração fotovoltaica na inércia equivalente do sistema elétrico, bem como no desempenho do controle da frequência.

5.1 ASPECTOS GERAIS

Conforme abordado no capítulo anterior, a conexão de usinas fotovoltaicas aos sistemas elétricos é realizada por meio de conversores eletrônicos de potência, não havendo máquinas rotativas envolvidas no processo de geração de energia. Como consequência, as usinas fotovoltaicas não agregam resposta inercial ao sistema elétrico (ONS, 2018).

A resposta inercial pode ser emulada por meio da adição de controladores específicos, dando origem à inércia sintética ou inércia virtual. Para tanto, faz-se necessário dispor de uma fonte de energia que permita a injeção de potência adicional do sistema, quando necessário. No caso das usinas eólicas, pode-se contar com a energia cinética armazenada nos aerogeradores. No entanto, no caso das usinas FV seria necessária a instalação de fontes auxiliares de energia para este fim, tal como os sistemas de armazenamento (VOKONY, 2017). Nesse sentido, a inércia sintética é exigida no Brasil apenas para geradores eólicos, não havendo qualquer exigência para as usinas FV (ONS, 2019).

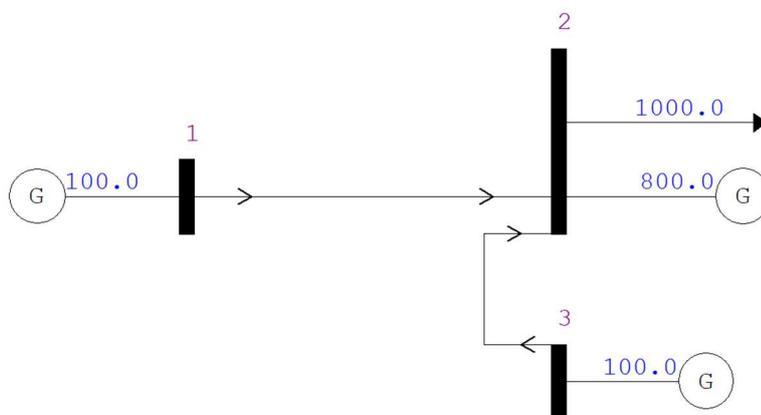
Em relação à regulação primária, não há exigências no Brasil para que a fonte fotovoltaica contribua com a injeção de potência durante a ocorrência de subfrequência no sistema elétrico. Para que isto fosse possível, seria necessário operar as usinas fora do ponto de MPPT para a disponibilização de reserva de potência, o que conduziria a grandes perdas energéticas. Por outro lado, exige-se das usinas eólicas e fotovoltaicas que reduzam automaticamente sua geração durante a ocorrência de sobrefrequência no sistema elétrico, recurso que pode ser implementado por meio de malhas adicionais de controle, sem a necessidade de operar as usinas fora do ponto ótimo.

Desta forma, a substituição da geração síncrona convencional pela geração assíncrona conectada por meio de conversores eletrônicos conduz à redução da inércia equivalente do sistema elétrico, podendo impactar negativamente o desempenho do sistema, em especial em relação ao desempenho do controle da frequência (VOKONY, 2017).

5.2 SIMULAÇÕES ILUSTRATIVAS

Para demonstrar os efeitos da substituição da geração síncrona convencional pela geração fotovoltaica, baseada em conversores eletrônicos, será analisado neste capítulo o Cenário II. O sistema deste caso é similar ao do Cenário I, mas com a substituição da geração síncrona da barra 3 por geração FV. A geração na barra 2 continua sendo realizada por oito geradores síncronos e a barra 1 com apenas um gerador, ambos utilizando os mesmos parâmetros apresentados para o Cenário I. A Figura 39 apresenta o diagrama unifilar representativo do Cenário II, no qual as potências estão indicadas em MW.

Figura 39 – Diagrama unifilar do Cenário II.



Fonte: Autoria própria

Os geradores síncronos das barras 1 e 3 são controlados por reguladores com queda de velocidade, cujos modelos encontram-se detalhados no Anexo A. Os parâmetros desses reguladores estão descritos na Tabela 6. Para todos os casos do Cenário I e do Cenário II, a carga da barra 2 foi representada com base no modelo ZIP, com 80% de potência constante e 20% de impedância constante, para a parcela ativa. A parcela reativa foi mantida com potência constante. Não foi considerada a inércia sintética para a geração FV.

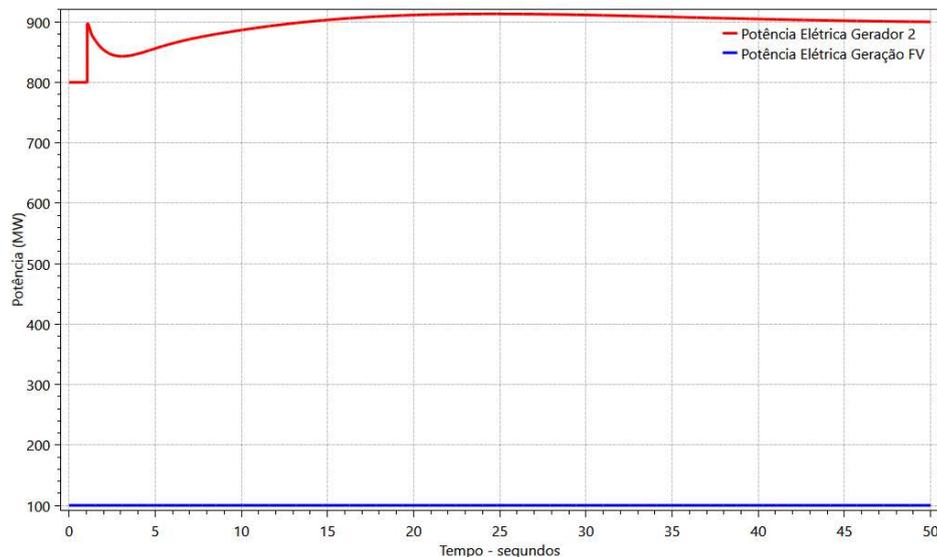
Tabela 6 – Parâmetros do regulador com queda de velocidade

Parâmetro	Valor
R (pu)	0,05
Rp	0,38
At (pu/pu)	1,2
Qnl (pu)	0,15
Tw (s)	1,5
Tr (s)	7,0
Tf (s)	0,05
Tg (s)	0,5
Lmn (pu)	0,0
Lmx (pu)	0,984
Dtb (pu)	0,5
D (pu)	1,0

Fonte: Adaptado de CEPEL (2019).

Conforme abordado anteriormente, a geração FV injeta potência constante no sistema e não agrega a resposta inercial. A Figura 40 apresenta a reação dos geradores para a abertura do circuito 1-2, que resulta na desconexão do gerador 1 do restante do sistema.

Figura 40 – Comparação entre as potências elétricas do gerador síncrono e fotovoltaico pós-distúrbio.



Fonte: Autoria Própria

Essa característica da geração FV degrada os valores de RoCoF e os níveis mínimos da frequência elétrica, quando comparados com aqueles obtidos no Cenário I, com geração exclusivamente síncrona. Para demonstrar tal efeito foi realizada uma série de simulações para os cenários I (com reguladores de velocidade do tipo droop) e II. Considerou-se o aumento gradativo da geração na barra 3 (com a adição de geradores síncronos de 117,7 MVA para o Cenário I ou com acréscimo de 100 MW de potência gerada pela usina FV para o Cenário II). Nos casos base de fluxo de potência, a geração da barra 2 foi reduzida por meio da remoção de geradores síncronos de 117,7MVA do conjunto, como mostram as tabelas 7 e 8.

Tabela 7 – Especificação dos cenários I.a, I.b, I.c e I.d

Caso	Carga	G2 Síncrono (MW)	G3 Síncrono (MW)	Intercâmbio G1 (MW)
I.a	1000	800	100	100
I.b	1000	700	200	100
I.c	1000	600	300	100
I.d	1000	500	400	100

Fonte: Autoria Própria

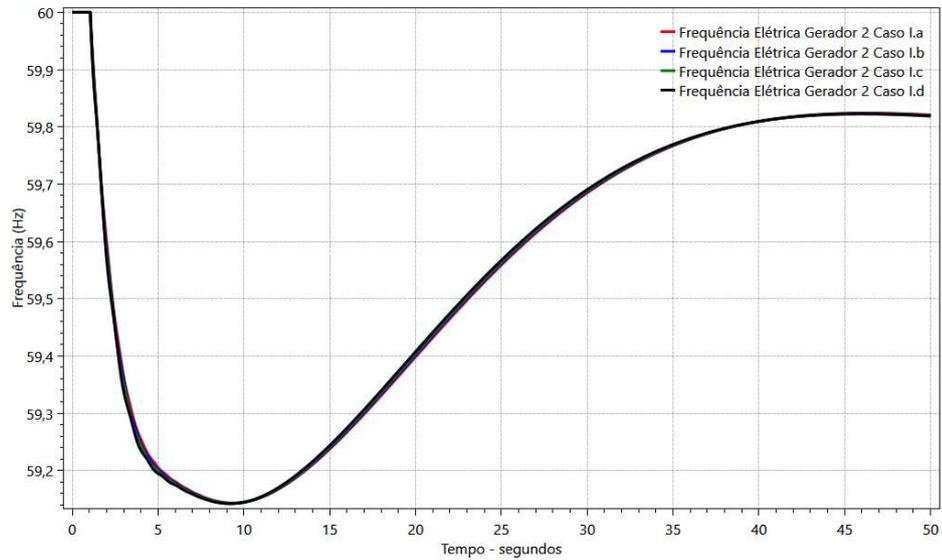
Tabela 8 – Especificação dos cenários II.a, II.b, II.c e II.d

Caso	Carga	G2 Síncrono (MW)	G3 FV (MW)	Intercâmbio G1 (MW)
II.a	1000	800	100	100
II.b	1000	700	200	100
II.c	1000	600	300	100
II.d	1000	500	400	100

Fonte: Autoria Própria

Nos resultados das simulações das contingências para o Cenário I e suas variações, é possível observar que a curva de frequência permaneceu a mesma para todas as condições, conforme apresentado na Figura 41. De fato, o resultado não poderia ser diferente, uma vez que cada máquina síncrona removida da barra 2 está sendo compensada por outra idêntica na barra 3. Caso os geradores adicionados à barra 3 apresentassem uma capacidade maior em potência aparente ou maior constante de inércia, o sistema teria apresentado melhor desempenho, ou seja, uma menor variação de frequência e uma menor frequência mínima após a perturbação, pois com a mesma variação de frequência os geradores da barra 3 assumiriam uma maior quantidade de carga.

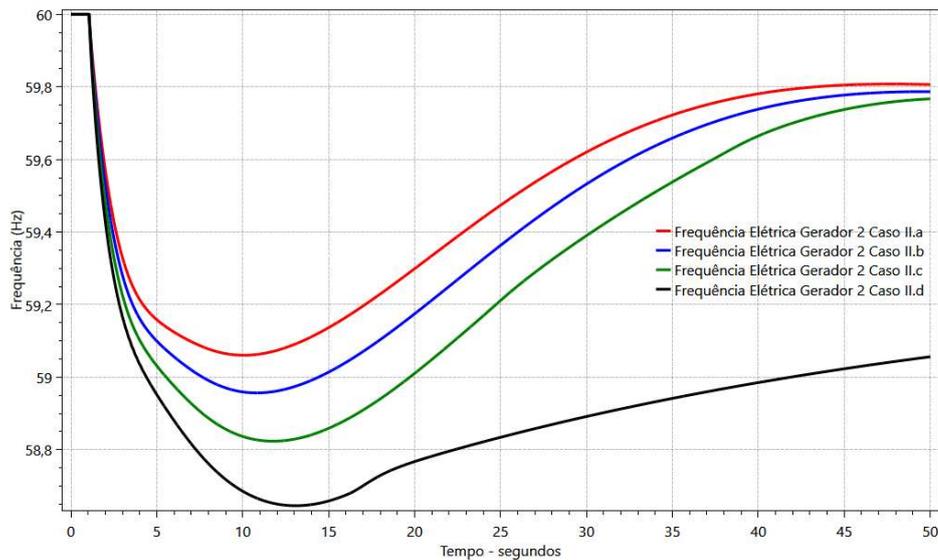
Figura 41 – Comparação entre o desempenho de frequência pós-distúrbio para os Cenários I.a, I.b, I.c e I.d.



Fonte: Autoria Própria

Para o Cenário II é verificado que a gradativa substituição da geração síncrona pela geração FV traz efeitos negativos para o desempenho de frequência do sistema, como pode ser observado na Figura 42.

Figura 42 – Comparação entre o desempenho do controle de frequência pós-distúrbio para os Cenários II.a, II.b, II.c e II.d.

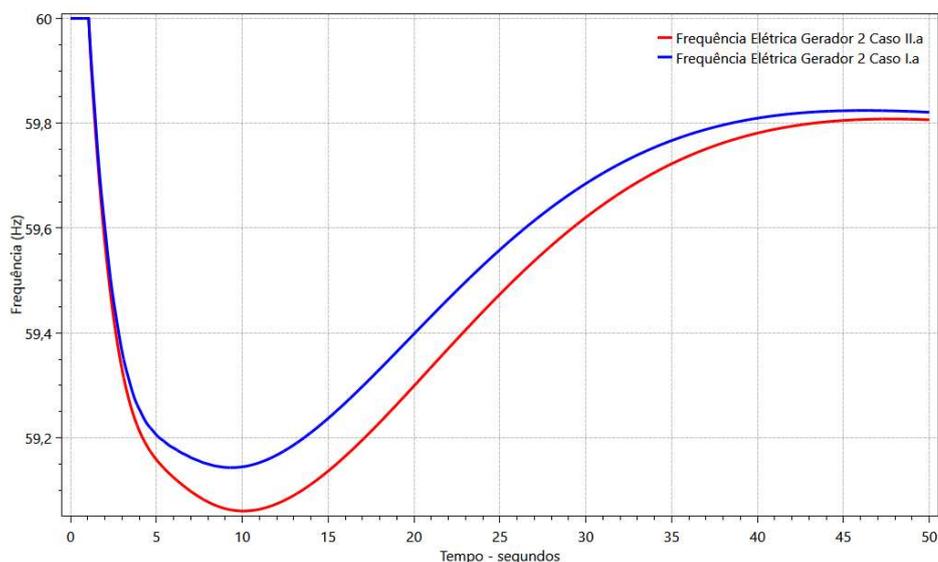


Fonte: Autoria Própria

Observa-se que o aumento da proporção da geração FV conduz a maiores valores de RoCoF e frequências mínimas menores. Para o caso II.d a degradação do desempenho é maior, não havendo recuperação da frequência elétrica no período analisado.

O gráfico da Figura 43 mostra uma comparação entre o melhor caso com geração FV e o resultado com geração exclusivamente síncrona.

Figura 43 – Comparação entre o desempenho do controle de frequência pós-distúrbio para os casos I.a e II.a.



Fonte: Autoria Própria

A Tabela 9 apresenta a comparação entre os RoCoFs e Frequências mínimas dos casos I e II.

Tabela 9 – Comparativo entre os casos I e II

Caso	RoCoF (Hz/s)	Frequência Mínima (Hz)
I.a, I.b, I.c e I.d	-0,39	59,14
II.a	-0,42	59,06
II.b	-0,46	58,96
II.c	-0,52	58,82
II.d	-0,60	58,65

Fonte: Aatoria Própria.

6 ANÁLISE DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Este capítulo apresenta resultados de simulações computacionais com base em um sistema equivalente do SIN, que preserva as proporções de carga e geração síncrona e assíncrona do sistema real modelado. As análises tem caráter qualitativo e têm como foco o desempenho de frequência frente a perturbações em diferentes cenários.

6.1 SISTEMA EQUIVALENTE

Para a representação do SIN, foi utilizado um sistema equivalente de 6 barras. As barras foram selecionadas para representação equivalente das regiões Norte, Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste. As barras 235 (Serra da Mesa 500 kV), 5580 (Presidente Dutra 500 kV) e 6410 (Tucuruí 500 kV), representam subestações estratégicas na interligação entre essas regiões. As impedâncias das linhas equivalentes são representativas da distância elétrica aproximada entre essas regiões, tendo como base o sistema de transmissão em 500 kV do SIN.

As barras de 13,8 de kV foram utilizadas para a representação equivalente da geração síncrona em operação em cada região. Para tanto, foram empregados modelos de unidades geradoras importantes de cada região, sendo elas a UHE Serra da Mesa (para as regiões S/SE/CO), UHE Paulo Afonso IV (para a região NE) e a UHE Tucuruí (para a região N), conectadas às barras 36, 5022 e 6419, respectivamente.

O Quadro 2 apresenta os dados básicos do sistema equivalente e a Figura 44 apresenta o diagrama unifilar correspondente.

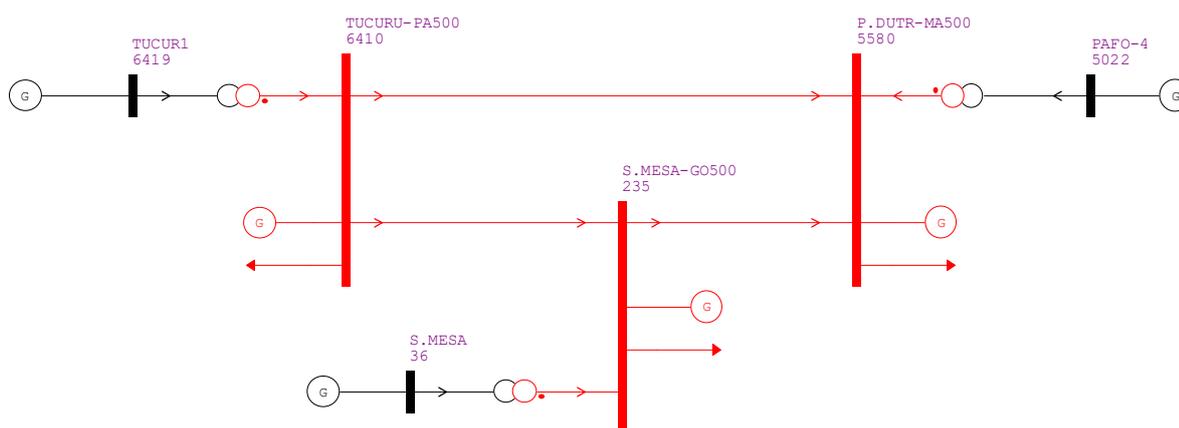
Quadro 2 – Síntese de dados para o sistema equivalente.

Região	Tensão	Barras	Elemento modelado
Norte	13,8 kV	6419	- Geração síncrona da região com base nos modelos da UHE Tucuruí
	500 kV	6410	- Geração assíncrona para representação da geração eólica e FV - Carga equivalente da região

Região	Tensão	Barras	Elemento modelado
Nordeste	13,8 kV	5022	- Geração síncrona da região com base nos modelos da UHE Paulo Afonso IV
	500 kV	5580	- Geração assíncrona para representação da geração FV - Carga equivalente da região
Sudeste/Centro-Oeste /Sul	13,8 kV	36	- Geração síncrona da região com base nos modelos da UHE Serra da Mesa
	500 kV	235	- Geração assíncrona para representação da geração eólica e FV - Carga equivalente da região

Fonte: Autoria própria.

Figura 44 – Sistema equivalente do SIN de seis barras.



Fonte: Autoria Própria.

Por se tratar de um sistema equivalente bastante reduzido, foi necessária a realização de adaptações de forma que os resultados obtidos retratem valores, dentro do possível, próximos da realidade. Os geradores síncronos de cada região foram representados por apenas uma usina equivalente por região, conforme indicado no Quadro 2.

Para a representação de cada uma das três usinas, foram utilizados os parâmetros reais das máquinas da UHE Tucuruí (região Norte), Paulo Afonso IV (região Nordeste) e Serra da Mesa (regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste). A quantidade de geradores em operação em cada usina foi ajustada nos programas ANAREDE e ANATEM para corresponder a montante de geração síncrona total da região. Todos os geradores síncronos foram representados pelo modelo de máquina síncrona de polos salientes. Os diagramas para a equação de oscilação eletromecânica, as equações de eixo em quadratura e as equações de eixo direto estão

disponíveis no Anexo A. As Tabelas 10, 11 e 12 relacionam os parâmetros do gerador síncrono com a UHE em questão.

Tabela 10 – Parâmetros do gerador síncrono equivalente da região N (referência UHE Tucuruí)

Parâmetro	Valor
Ld (%)	79,0
Lq (%)	50,0
L'd (%)	25,0
L" d (%)	17,0
Ll (%)	12,0
T'd0 (s)	5,5
T" d (s)	0,08
T" q (s)	0,15
Ra (%)	0,3327
H (s)	4,667
S (MVA)	350,0
Fr (Hz)	60

Fonte: Adaptado de ONS.

Tabela 11 – Parâmetros do gerador síncrono equivalente da região NE (referência UHE Paulo Afonso IV)

Parâmetro	Valor
Ld (%)	86,64
Lq (%)	66,58
L'd (%)	25,99
L" d (%)	23,26
Ll (%)	20,52
T'd0 (s)	6,63
T" d (s)	0,064
T" q (s)	0,132
Ra (%)	0,2
H (s)	4,46
S (MVA)	456,0
Fr (Hz)	60

Fonte: Adaptado de ONS.

Tabela 12 – Parâmetros do gerador síncrono equivalente da região S/SE/CO (referência UHE Serra da Mesa)

Parâmetro	Valor
Ld (%)	93,4
Lq (%)	61,1
L'd (%)	28,9
L''d (%)	27,2
Ll (%)	22,0
T'd0 (s)	5,303
T''d (s)	0,091
T''q (s)	0,295
Ra (%)	-
H (s)	5,0
S (MVA)	472,6
Fr (Hz)	60

Fonte: Adaptado de ONS.

As curvas de saturação relacionadas às UHE Tucuruí, Paulo Afonso IV e Serra da Mesa são aproximadas pelas curvas exponenciais descritas nas equações 7, 8 e 9, respectivamente.

$$y = 0,0142634e^{8,899731(x-0,8)} \quad (6.1)$$

$$y = 0,0377e^{6,6(x-0,8)} \quad (6.2)$$

$$y = 0,074e^{4,377(x-0,8)} \quad (6.3)$$

Os códigos definidos pelo usuário para os modelos de controladores de tensão, velocidade e estabilizadores, assim como as características para as máquinas síncronas e suas curvas de saturação podem ser encontrados no banco de dados de Anatem e PacDyn, de março de 2019, disponíveis em: <https://sintegre.ons.org.br/paginas/busca.aspx>.

As gerações assíncronas (FV, eólicas e injeções dos elos de corrente contínua) de cada região são representadas por apenas uma usina equivalente, sendo representadas pelo modelo de potência constante para a parcela ativa. Não foi considerada geração/absorção de potência reativa por essas usinas nos casos base de fluxo de potência. Nas simulações dinâmicas, as gerações assíncronas não participam do controle de frequência.

As cargas foram representadas com base no modelo ZIP, sendo considerado para a parcela ativa 40% de potência constante e 60% de impedância constante para as barras 6410 e 5580, e 25% de potência constante e 75% de impedância constante para a barra 235. Para a parcela reativa, considerou-se 100% de impedância constante para as três barras.

Com a junção das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste em uma única barra equivalente, foi necessária uma adaptação para modelagem do ERAC dessas regiões, onde os cortes de carga

da região unificada representam uma parcela proporcional ao que ocorreria na sua região original. Para a representação do ERAC das regiões Norte e Nordeste, foram mantidos os esquemas de alívio de carga apresentados no Anexo B. A Tabela 13 apresenta os resultados obtidos para o ERAC equivalente da região Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Tabela 13 – ERAC equivalente para a junção das regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste

Estágio	Frequência (Hz)	Corte de Carga (%)
1º	58,5	7,1
2º	58,2	7,1
3º	57,9	7,6
4º	57,7	5,6
5º	57,6	3,3
6º	57,5	5,7
7º	57,3	3,0

Fonte: Autoria Própria.

6.2 CENÁRIO A – DESEMPENHO DO CONTROLE DE FREQUÊNCIA PARA O DESLIGAMENTO DE UMA INSTALAÇÃO DE GERAÇÃO

O objetivo do primeiro cenário é ilustrar o desempenho do controle da frequência do SIN em um momento de pico de geração fotovoltaica. Para tanto, foi selecionada a condição operativa do SIN no dia 10 de novembro de 2019, às 10h45min, na qual a região Nordeste registrou a marca de 1164 MW instantâneos apenas com geração solar, sendo este valor suficiente para suprir 12,6% da carga da região naquele momento.

A Tabela 14 informa os demais dados para a geração e carga média para esta data, tendo como referência o Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO) do dia 10/11/2019, divulgado pelo ONS.

Tabela 14 – Balanço de potência ativa do SIN em MWmédio/Dia (10/11/2019)

Região	Geração Hidro + Termoelétrica (MWmédio/Dia)	Geração FV+EOL+50 Hz (MWmédio/Dia) (1)	Carga (MWmédio/Dia)
Norte	5505	392	5368
Nordeste	4853	7345	10108
Sudeste/Centro- Oeste/Sul	36312	3249	42180
Total	46670	10986	57656

Fonte: Adaptado de ONS.

Nota: (1) São considerados nos 50 Hz apenas parcela da geração de Itaipu.

A avaliação será realizada em carga leve/mínima, por representar a condição de carga na qual naturalmente, tem-se a menor inércia equivalente (CAMELO; ASSIS, 2018). Para a representação das cargas neste período, considerou-se um fator de potência 0,98 capacitivo. Para determinação dos montantes de geração síncrona e cargas referentes ao patamar de carga leve, tendo como base os valores médios diários apresentados na Tabela 14, foi utilizado um fator de 0,88, valor típico para curvas de carga do SIN. Para obtenção da geração FV tendo como base o seu valor médio diário, considerou-se a multiplicação por um fator 2. Para a geração eólica, considerou-se que o seu valor médio diário pode ser utilizado para representação do montante de carga leve.

6.2.1 Caso A1 – Desligamento da UTN Angra II (1357 MW)

A Tabela 15 apresenta os valores de potência ativa representativos da carga leve/mínima do dia 10 de novembro de 2019.

Tabela 15 – Geração e carga ativa em carga leve/mínima (10/11/2019)

Região	Geração Hidro + Termoelétrica (MW)	Geração FV+EOL+50Hz (MW) (1)	Carga (MW)
Norte	4844	392	4724
Nordeste	4271	8088	8895
Sudeste/Centro- Oeste/Sul	29884	3258	37118
Total	38999	11738	50737

Fonte: Autoria própria.

Nota: (1) São considerados nos 50 Hz apenas parcela da geração de Itaipu.

Observação: Valores das cargas não consideram as perdas na transmissão.

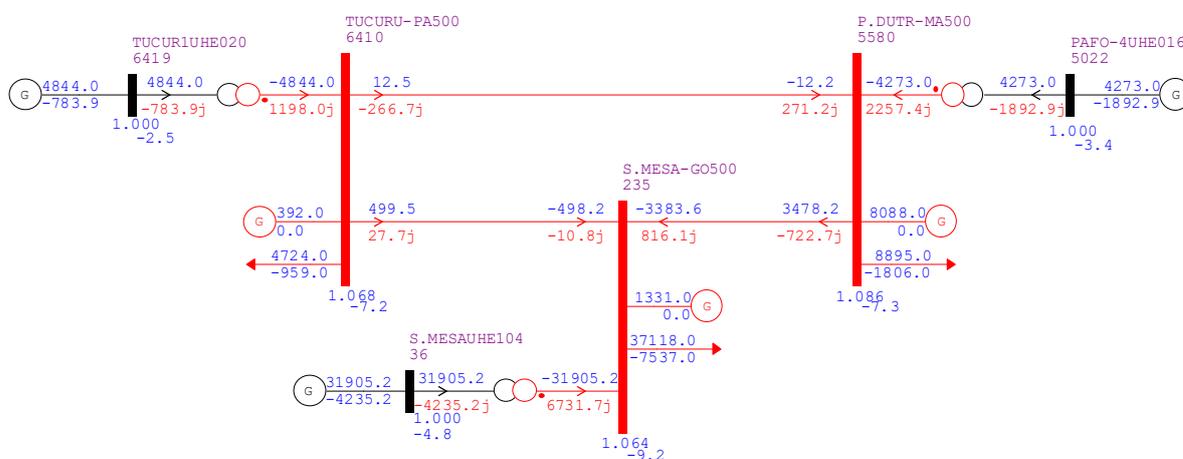
Os transformadores que realizam a conexão entre 13,8 kV e 500 kV têm a sua reatância equivalente calculada a partir do número de geradores síncronos em operação em cada região, conforme apresentado na Tabela 16. A Figura 45 apresenta o fluxo de potência para o SIN.

Tabela 16 – Reatância equivalente dos transformadores 13,8 / 500 kV para o cenário A1

UHE	Reatância por Transformador (%)	Nº de Transformadores em paralelo	Reatância equivalente (%)
Tucuruí	3,44	20	0,1720
Paulo Afonso IV	2,671	16	0,1669
Serra da Mesa	2,507	104	0,0241

Fonte: Autoria própria.

Figura 45 – Fluxo de potência para o equivalente do SIN de seis barras considerado o Caso A1.



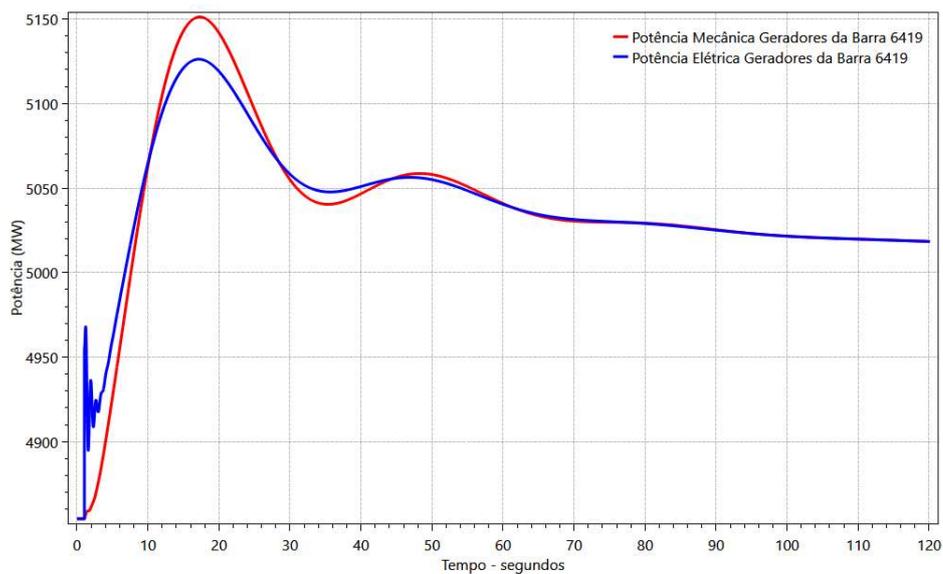
Fonte: Autoria Própria.

No dia 10 de novembro de 2019 foi verificada uma geração média diária de 1357 MW para a UTN Angra II. Como se trata de uma usina termonuclear, a sua geração é mantida constante ao longo do dia, salvo em situações excepcionais. Nesse sentido, os efeitos da perda

da UTN Angra II serão examinados por meio da remoção de quatro geradores da barra 36 (aproximadamente 1200 MW), barra que representa a geração síncrona da região S/SE/CO.

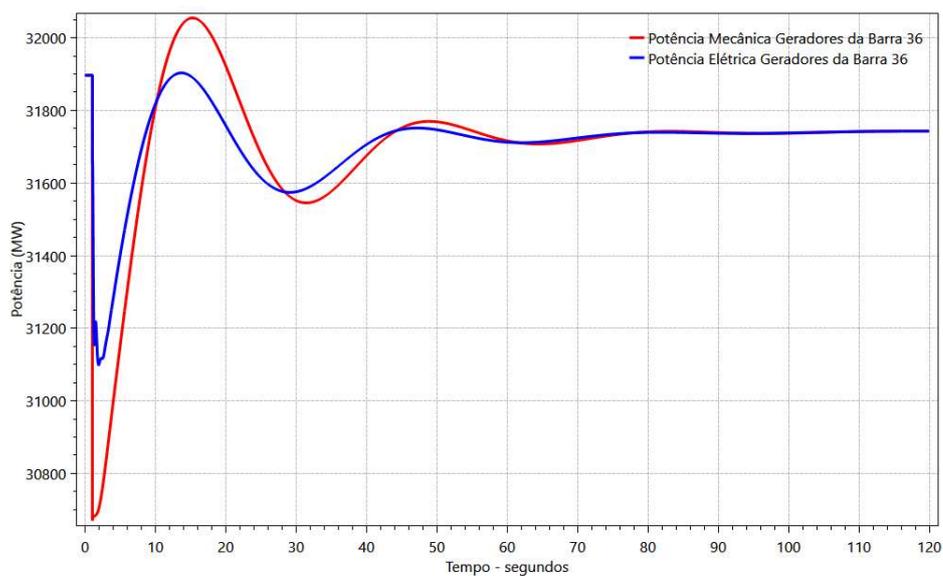
As figuras 46, 47 e 48 comparam as potências elétricas e mecânicas dos geradores equivalentes nas barras 6419, 36 e 5022, respectivamente.

Figura 46 – Comparação entre potências mecânica e elétrica para a barra 6419.



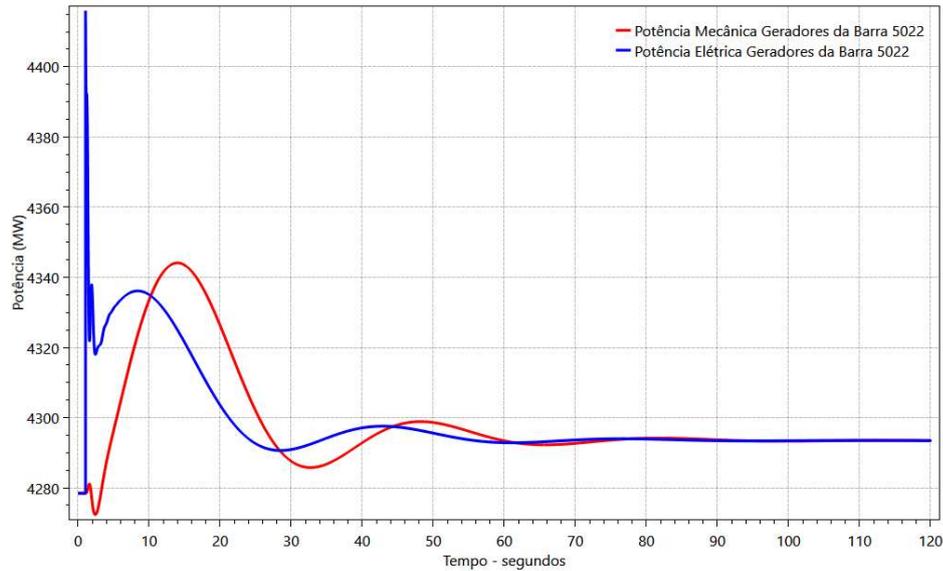
Fonte: Autoria Própria.

Figura 47 – Comparação entre potências mecânica e elétrica para a barra 36.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 48 – Comparação entre potências mecânica e elétrica para a barra 5022.

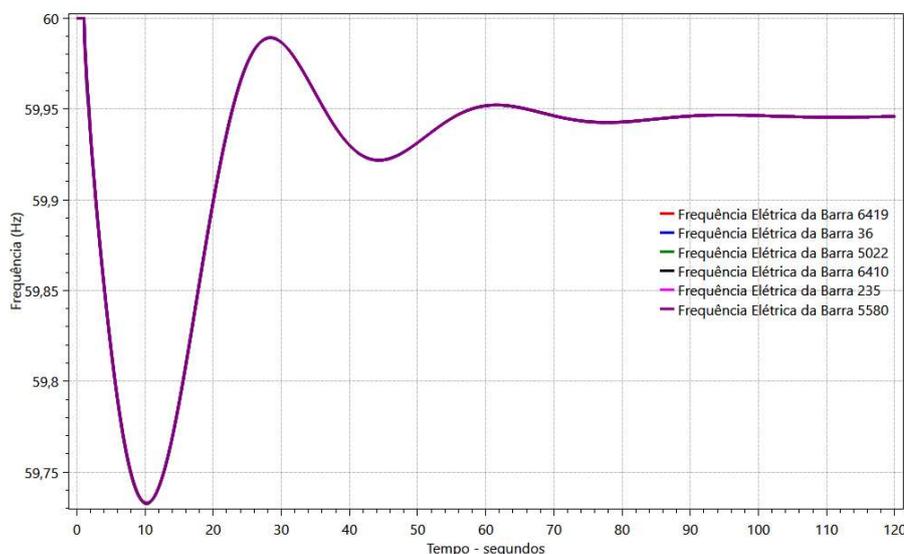


Fonte: Autoria Própria.

É possível observar que inicialmente todos geradores das barras 5022, 6419 e 36 assumem a geração perdida da barra. A barra 36 que se encontra eletricamente mais próxima ao distúrbio é a que assume maior valor de potência inicialmente, conforme esperado. De fato, embora a potência mecânica na barra 36 tenha caído cerca de 1200 MW, como resultado do desligamento de 4 geradores, a potência elétrica cai bem menos, indicando que a potência elétrica injetada por cada uma das máquinas remanescentes aumentou. Na situação final, em regime permanente, as unidades geradoras contribuem para alimentação da carga total do sistema de forma proporcional à sua capacidade máxima.

Nos instantes finais, as potências elétricas e mecânicas de todas as usinas entram em equilíbrio, indicando que a reserva de potência operativa girante foi suficiente. A atuação da regulação primária foi satisfatória, tendo a frequência retornado para um valor próximo de 59,95 Hz, como pode ser visualizado na Figura 49.

Figura 49 – Frequência elétrica no SIN no Caso A1.



Fonte: Autoria Própria.

Com um RoCoF de $-0,036$ Hz/s e uma frequência mínima de $59,73$ Hz, o sistema apresentou desempenho satisfatório, sem ter havido necessidade de acionamento do ERAC.

6.2.2 Caso A2 – Desligamento da UTN Angra II com 20% da geração assíncrona original

Para este cenário considerou-se redução da geração assíncrona para apenas 20% da geração original do Caso A1, sendo essa geração compensada com geração síncrona. As tabelas 17 e 18 apresentam a geração e carga ativa consideradas e a reatância equivalente para os transformadores elevadores das usinas equivalentes. Na Figura 50 pode ser verificado o fluxo de potência.

Tabela 17 – Geração e carga ativa e redução da geração assíncrona (Caso A2)

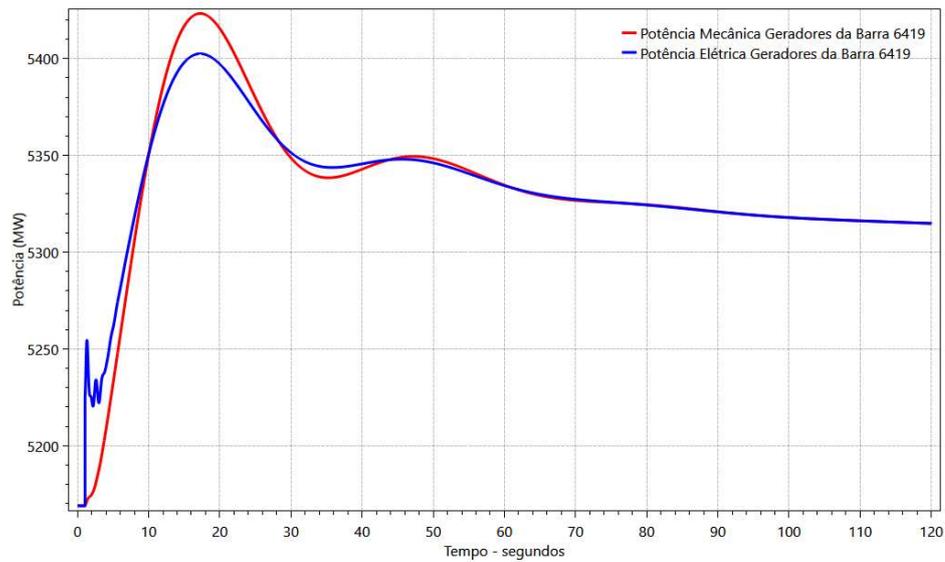
Região	Geração Hidro + Termoelétrica (MW)	Geração FV+EOL+50 Hz (MW) (1)	Carga (MW)
Norte	5158	78,4	4724
Nordeste	10744	1618	8895
Sudeste/Centro- Oeste/Sul	32487	651,6	37118
Total	48389	2348	50737

Fonte: Autoria Própria.

Nota: (1) São considerados nos 50 Hz apenas parcela da geração de Itaipu.

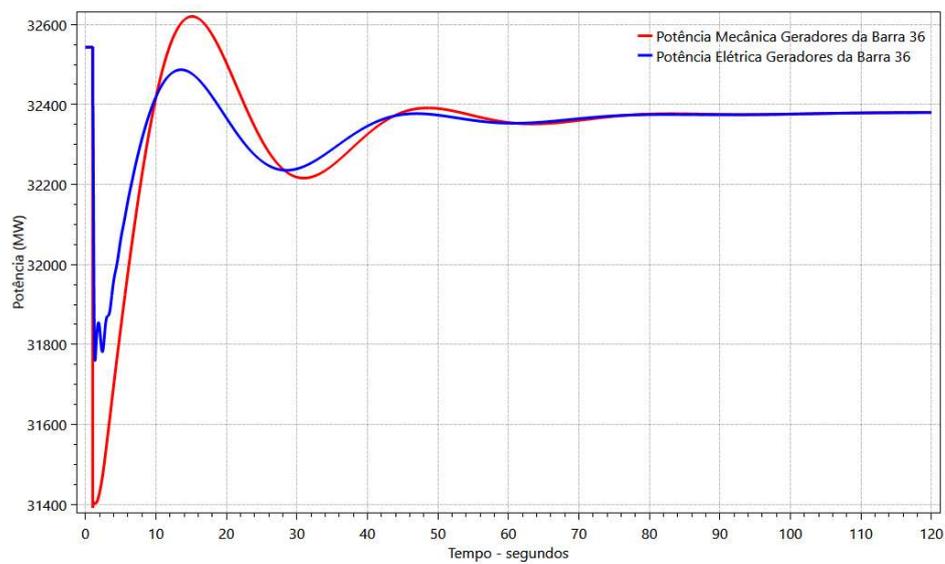
Observação: Valores das cargas não consideram as perdas na transmissão.

Figura 51 – Comparação entre potências mecânica e elétrica para a barra 6419.



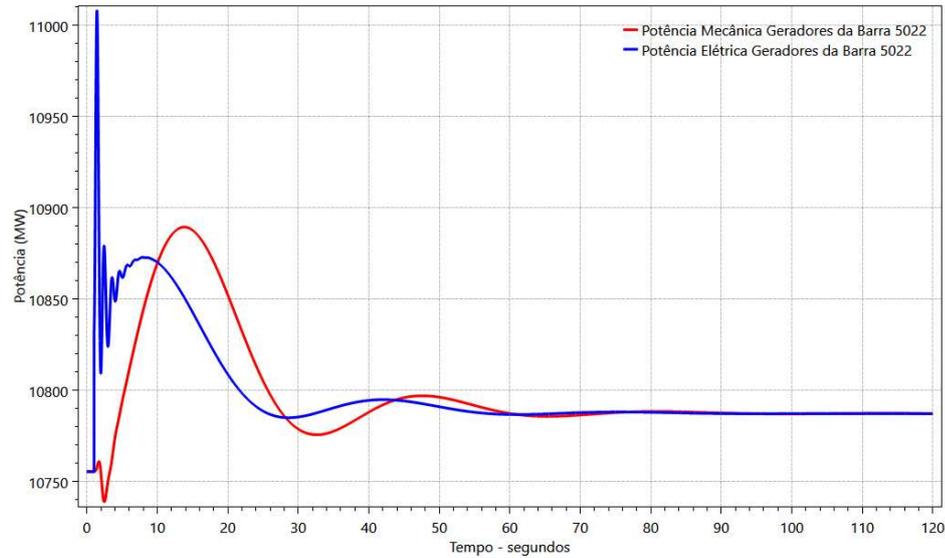
Fonte: Autoria Própria.

Figura 52 – Comparação entre potências mecânica e elétrica para a barra 36.



Fonte: Autoria Própria.

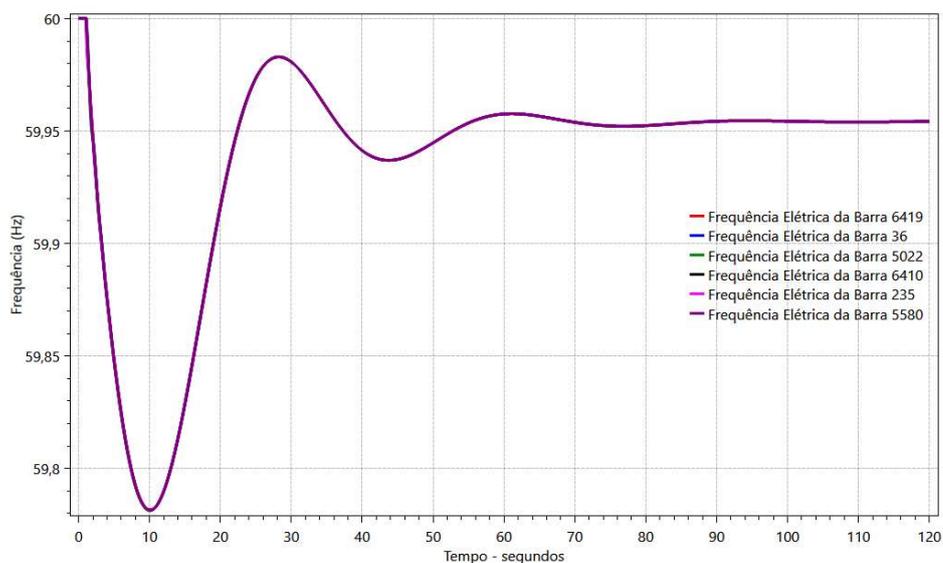
Figura 53 – Comparação entre potências mecânica e elétrica para a barra 5022.



Fonte: Autoria Própria.

Com um RoCoF de $-0,024$ Hz/s e uma frequência mínima de $59,78$ Hz, o desempenho de frequência para esse cenário pode ser observado na Figura 54. Observa-se redução do RoCoF na comparação com o Caso A1 e aumento no valor da frequência mínima, caracterizando ligeira melhoria no desempenho do controle da frequência elétrica. Tal melhoria está associada à maior inércia equivalente do sistema no Caso A2, em função da menor proporção de geração assíncrona.

Figura 54 – Frequência elétrica no SIN para o Caso A2.



Fonte: Autoria Própria.

Os resultados obtidos para o Cenário A evidenciam relativa robustez do SIN no que se refere ao desempenho do controle da frequência elétrica, mesmo considerando a perda simples de sua maior unidade geradora (UTN Angra II). Ressalta-se ainda que a degradação observada em face da operação com maiores montantes de geração assíncrona não é ainda significativa, especialmente quando se considera o sistema totalmente interligado.

6.3 CENÁRIO B- DESEMPENHO DO CONTROLE DE FREQUÊNCIA DA REGIÃO NORDESTE APÓS ILHAMENTO

Apesar dos resultados do cenário A apresentarem o SIN como um sistema relativamente robusto, já ocorreram contingências que levaram a região Nordeste a operar em condições de ilhamento. Sendo esta região a responsável pela maior parcela de gerações eólica e fotovoltaica do SIN, o objetivo do segundo cenário é evidenciar o desempenho de frequência da região Nordeste com elevada geração interna de tipo assíncrona. Considerou-se o ilhamento da região Nordeste (abertura de suas interligações com o restante do SIN) no momento em que uma parcela de sua carga era suprida por energia proveniente de outras regiões, através de intercâmbio de energia.

Para isto, nas simulações será utilizado o ponto de operação no dia 20 de março de 2019, considerando os dados obtidos do IPDO desse dia. No momento que a demanda máxima do sistema foi atingida, a região Nordeste apresentava importação de 4787 MW das

outras regiões e geração assíncrona local de 24% em relação à geração interna da região. Da mesma forma que no Cenário A, também será considerado fator de potência 0,98 capacitivo para as cargas. As tabelas 19 e 20 e a Figura 55 apresentam a geração e carga ativa, a reatância equivalente para os transformadores e o fluxo de potência, neste cenário.

Tabela 19 – Geração e carga ativa para o Cenário B

Região	Geração Hidro + Termoelétrica (MW)	Geração FV+EOL+50 Hz (MW) (1)	Carga (MW)
Norte	15005	89	6263
Nordeste	6437	2039	13263
Sudeste/Centro- Oeste/Sul	51364	5289	60697
Total	72806	7417	80223

Fonte: Autoria Própria.

Nota: (1) São considerados nos 50 Hz apenas parcela da geração de Itaipu.

Observação: Valores das cargas não consideram as perdas na transmissão.

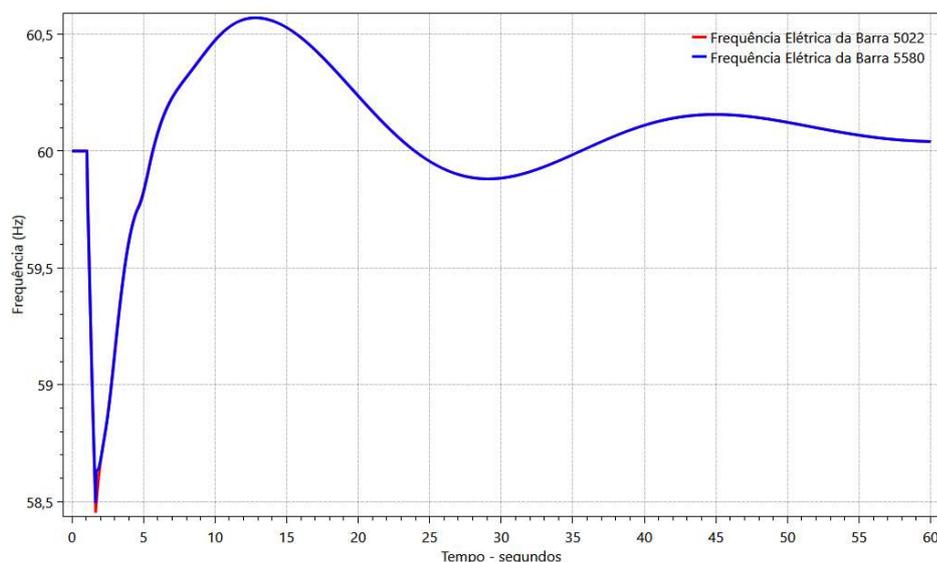
Tabela 20 – Reatância equivalente dos transformadores 13,8 / 500 kV para o Cenário B

UHE	Reatância por Transformador (%)	Nº de Transformadores em paralelo	Reatância equivalente (%)
Tucuruí	3,44	61	0,0564
Paulo Afonso IV	2,671	24	0,1113
Serra da Mesa	2,507	175	0,0143

Fonte: Autoria Própria.

a contingência, o ERAC é acionado até o quarto estágio por conta da taxa de variação de frequência verificada, cortando 40% da carga da região. A carga da região é reduzida de 13263 MW para 7981 MW. A Figura 57 ilustra o desempenho de frequência para este caso.

Figura 57 – Frequência elétrica do SIN para o Cenário B.



Fonte: Autoria Própria.

Embora o SIN seja um sistema de potência relativamente robusto no que se refere ao desempenho do controle da frequência, suas regiões podem apresentar fragilidades na hipótese de ilhamento, a exemplo do que foi ilustrado para a região Nordeste. Ressalta-se que o ilhamento da região Nordeste é um evento múltiplo, de baixa probabilidade, mas caso esta contingência ocorra, faz-se necessária a atuação imediata do ERAC, sob pena de comprometer a região por completo.

6.4 CENÁRIO C – DESEMPENHO DE FREQUÊNCIA PARA O HORIZONTE 2027

O Cenário C tem por objetivo especular o desempenho de frequência para o ano de 2027, após uma determinada perturbação, baseado em dados fornecidos pelo Plano Decenal de Energia 2027.

Para a construção deste cenário, foram mantidas as proporções de gerações assíncrona e síncrona para cada região, retirados do IPDO do dia 11/10/2019, como mostra a Tabela 21.

Tabela 21 – Proporções para gerações síncronas e assíncronas para o Cenário C

Região	Geração Assíncrona (MWmed)	Geração Síncrona (MWmed)	Proporção de Geração Síncrona Regional pelo Total de Geração Síncrona do SIN (%)	Proporção de Geração Assíncrona Regional pelo Total de Geração Assíncrona do SIN (%)
Norte	392	5505	11,9	3,6
Nordeste	8088	4856	10,5	66,9
Sudeste/Centro-Oeste/Sul	3249	36050	77,7	29,6
Total	11729	46411	100,0	100,0

Fonte: Autoria Própria.

Segundo a EPE e MME (2018), é esperado uma demanda de 93215 MWmed para o ano de 2027, a Tabela 22 apresenta a divisão desta demanda por região.

Tabela 22 – Carga média por região para o ano de 2027

Região	Demanda (MWmed)
Norte	8645
Nordeste	15490
Sudeste/Centro-Oeste/Sul	69080
SIN	93215

Fonte: Adaptado EPE e MME.

Em 2027 é esperado uma maior representatividade das gerações renováveis assíncronas na matriz energética, com destaque para a geração fotovoltaica distribuída, com grande potencial de expansão, já apresentado no Capítulo 4. Sendo assim, esse cenário representou a incerteza da permanência de gerações FV distribuídas durante perturbações. Esse efeito da perda intempestiva da geração foi reproduzido através de aumento de cargas para determinados patamares de frequência, escolhidos arbitrariamente, sendo eles apresentadas na Tabela 23.

Tabela 23 – Esquema para representar o desligamento intempestivo da geração distribuída

Frequência (Hz)	Acréscimo de Carga (MW) / % da GD Instalada
59,7	1000 / 10,2%
59,5	1000 / 10,2%
59,3	1000 / 10,2%
59	1000 / 10,2%
58,7	1000 / 10,2%
58,5	1000 / 10,2%

Fonte: Autoria Própria.

Ressalta-se que a possível reconexão automática da geração distribuída após desligamentos não foi considerada, pois as temporizações envolvidas são em geral superiores aos intervalos de tempo examinados nesse trabalho.

A contingência a ser analisada será o desligamento total da UHE Belo Monte, considerando uma geração de 4500 MW. A contingência será simulada por meio do desligamento de 13 geradores da barra 6419.

Criou-se então três casos, onde há uma diferença de 10% na participação da geração assíncrona na demanda da carga entre eles, começando em 20%, para o caso C1 e finalizando em 40%, para o caso C3.

6.4.1 Caso C1 – Desligamento da UHE Belo Monte em 2027 Considerando 20% da Carga Alimentada por Geração Assíncrona

O Caso C1 representa um cenário otimista para o ano de 2027, uma vez que, o balanço energético médio do dia 10/11/2019 para o SIN apresenta um cenário onde 19% da carga é alimentada por geração assíncrona.

As tabelas 24, 25 e a Figura 55 apresentam a geração e carga ativa, a reatância equivalente para os transformadores e o fluxo de potência, neste cenário.

Tabela 24 – Balanço de potência ativa para o Cenário C1

Região	Geração Síncrona (MW)	Geração Assíncrona (MW)	Carga (MW)
Norte	8796	665	8645
Nordeste	7759,195029	12464	15490
Sudeste/Centro-Oeste/Sul	58017	5514	69080
Total	74572	18643	93215

Fonte: Autoria Própria.

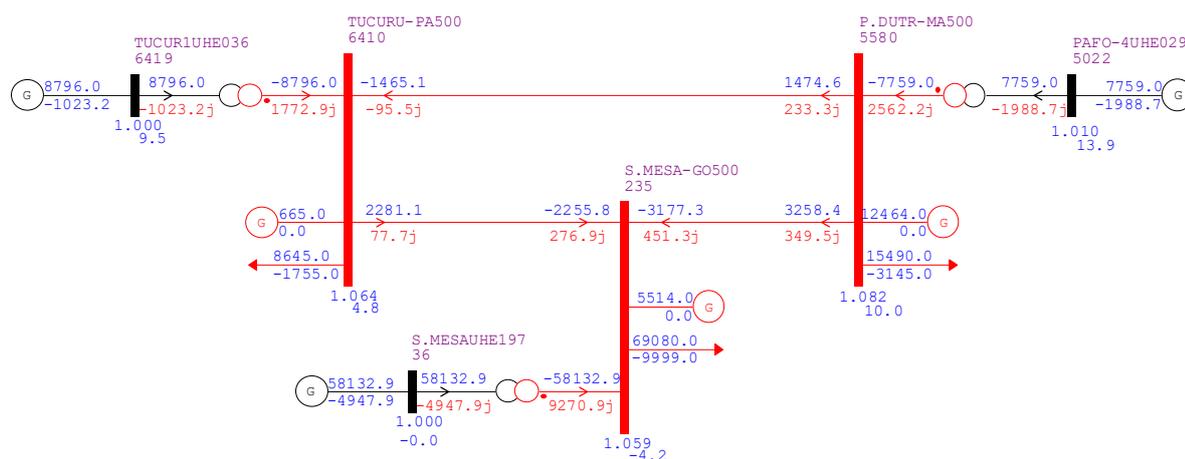
Observação: Valores das cargas não consideram as perdas na transmissão.

Tabela 25 – Reatância equivalente dos transformadores 13,8 / 500 kV para o Caso C1

UHE	Reatância por Transformador (%)	Nº de Transformadores em paralelo	Reatância equivalente (%)
Tucuruí	3,44	61	0,0564
Paulo Afonso IV	2,671	24	0,1113
Serra da Mesa	2,507	175	0,0143

Fonte: Autoria Própria.

Figura 58 – Fluxo de potência para o Caso C1.

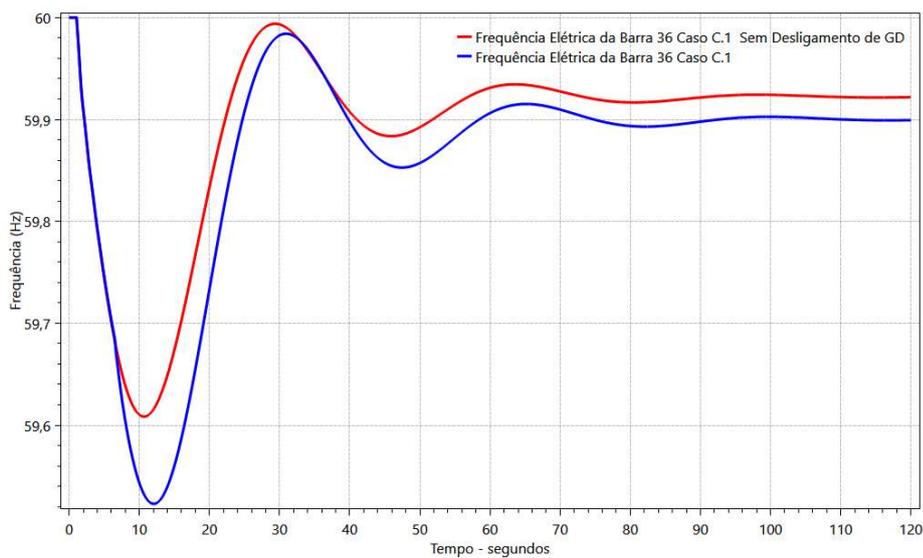


Fonte: Autoria Própria.

Após o desligamento da usina de Belo Monte no horizonte 2027, o SIN apresentou um desempenho satisfatório, atingindo apenas o primeiro patamar considerado para desligamento

intempestivo de parte da geração distribuída (57,7 Hz). A Figura 59 apresenta uma comparação entre os desempenhos de frequência com e sem os desligamentos de cerca de 1000 MW da GD para o Caso C1.

Figura 59 – Comparação entre o desempenho do controle de frequência do SIN para o C1, com e sem desligamento de GD.



Fonte: Autoria Própria.

Com um RoCoF de -0,052 Hz/s e uma frequência mínima de 59,52 Hz, o desligamento da geração distribuída não apresentou grande impacto na frequência elétrica, quando comparada com a curva sem os desligamentos (RoCoF de 0,051 Hz/s e Frequência mínima de 59,61 Hz).

6.4.2 Caso C2 – Desligamento da UHE Belo Monte em 2027 Considerando 30% da Carga Alimentada por Geração Assíncrona

Este é o caso que melhor se aproxima da realidade do SIN em 2027, uma vez que, as gerações assíncronas, tanto centralizadas quanto distribuídas representarão um montante de aproximadamente 45,8 GW de capacidade instalada. Considerando-se um fator de capacidade de 67% para a geração eólica e 30% para a geração fotovoltaica, apenas com essas duas modalidades seria possível alimentar cerca de 25,4% da carga média.

As tabelas 26, 27 e a Figura 55 apresentam o balanço de potência ativa, a reatância equivalente para os transformadores e o fluxo de potência, neste cenário.

Tabela 26 – Balanço de potência ativa para o Cenário B

Região	Geração (MW)	Síncrona (MW)	Geração Assíncrona (MW)	Carga (MW)
Norte	7697		998	8645
Nordeste	6789		18696	15490
Sudeste/Centro-Oeste/Sul	50765		8270	69080
Total	65251		27964	93215

Fonte: Autoria Própria.

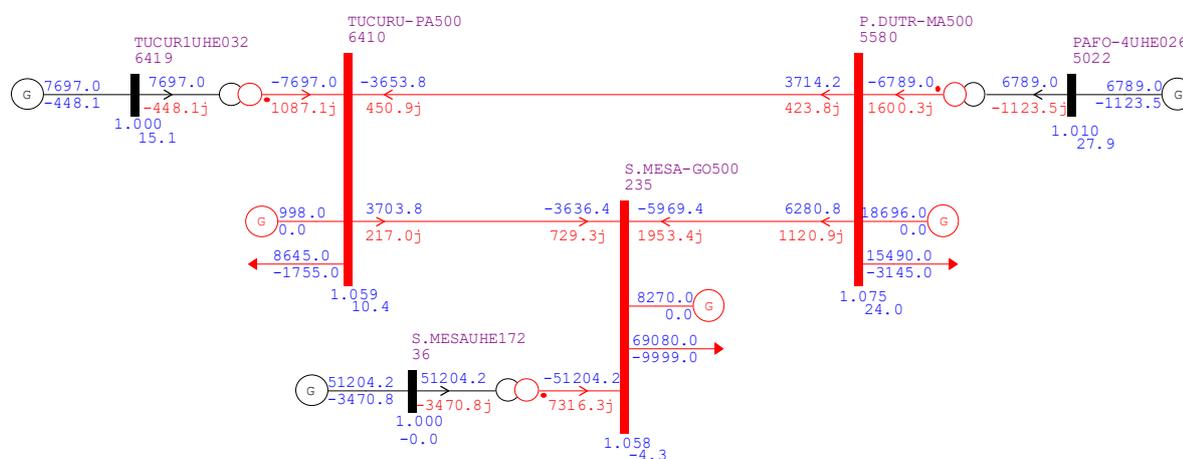
Observação: Valores das cargas não consideram as perdas na transmissão.

Tabela 27 – Reatância equivalente dos transformadores 13,8 / 500 kV para o Caso C2

UHE	Reatância por Transformador (%)	Nº de Transformadores em paralelo	Reatância equivalente (%)
Tucuruí	3,44	61	0,0564
Paulo Afonso IV	2,671	24	0,1113
Serra da Mesa	2,507	175	0,0143

Fonte: Autoria Própria.

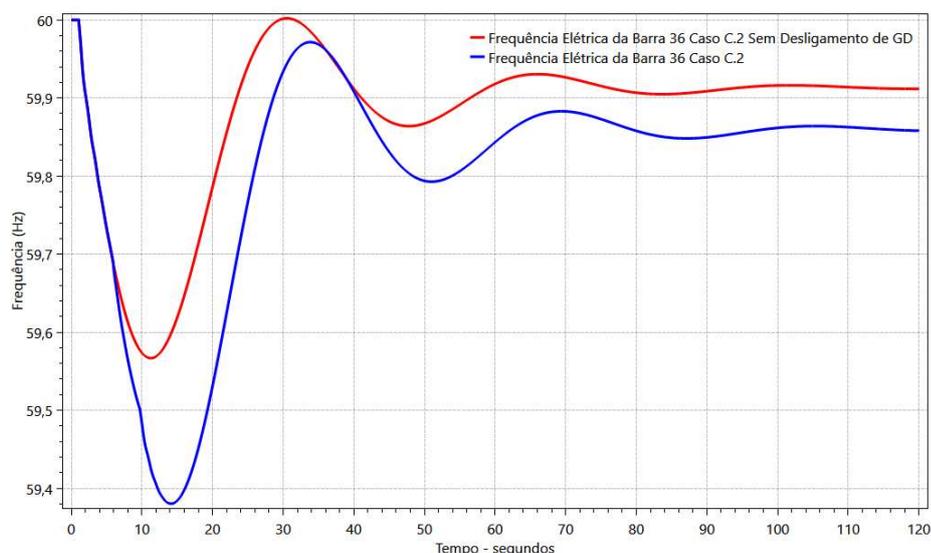
Figura 60 – Fluxo de potência para o Caso C2.



Fonte: Autoria Própria.

Após o desligamento total da usina de Belo Monte, o controle de frequência do SIN ainda apresenta um desempenho razoável, não atingindo frequências abaixo de 59,3 Hz, atingindo o segundo patamar de desligamento de GD. A Figura 61 apresenta uma comparação entre os desempenhos de frequência com e sem os desligamentos de cerca de 2000 MW da GD para o Caso C2.

Figura 61 – Comparação entre o desempenho do controle de frequência do SIN para o C2, com e sem desligamento de GD.



Fonte: Autoria Própria.

Com um RoCoF de $-0,056$ Hz/s para ambas curvas apresentadas, a diferença fica evidente na frequência mínima, que atinge 59,57 Hz sem o desligamento de GD e 59,38 Hz considerando o desligamento de GD.

6.4.3 Caso C.3 – Desligamento da UHE Belo Monte em 2027 Considerando 40% da Carga Alimentada por Geração Assíncrona

Em momentos de carga mínima e picos de geração assíncrona, com 67% de aproveitamento para a geração eólica e 56% para a geração fotovoltaica a parcela alimentada

por esses modelos de centrais geradoras pode chegar a 35%, sendo 40% uma boa aproximação para as piores situações.

As tabelas 28, 29 e a Figura 55 apresentam o balanço de potência ativa, a reatância equivalente para os transformadores e o fluxo de potência, neste cenário.

Tabela 28 – Balanço de potência ativa para o Cenário C3

Região	Geração (MW)	Síncrona	Geração Assíncrona (MW)	Carga (MW)
Norte	6597		1330	8645
Nordeste	5819		24929	15490
Sudeste/Centro-Oeste/Sul	43513		11027	69080
Total	55929		37286	93215

Fonte: Autoria Própria.

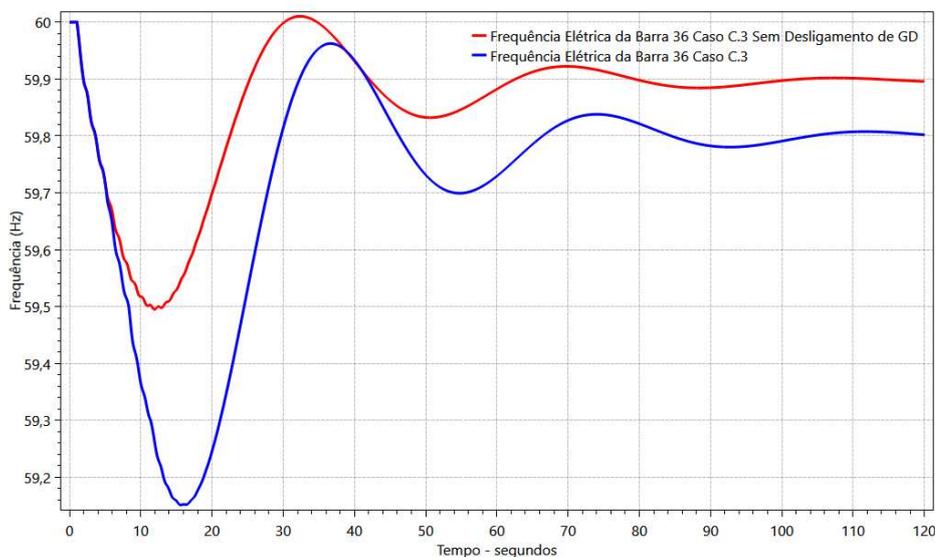
Observação: Valores das cargas não consideram as perdas na transmissão.

Tabela 29 – Reatância equivalente dos transformadores 13,8 / 500 kV para o Caso C3

UHE	Reatância por Transformador (%)	Nº de Transformadores em paralelo	Reatância equivalente (%)
Tucuruí	3,44	61	0,0564
Paulo Afonso IV	2,671	24	0,1113
Serra da Mesa	2,507	175	0,0143

Fonte: Autoria Própria.

Figura 63 – Comparação entre o desempenho do controle de frequência do SIN para o C3, com e sem desligamento de GD.

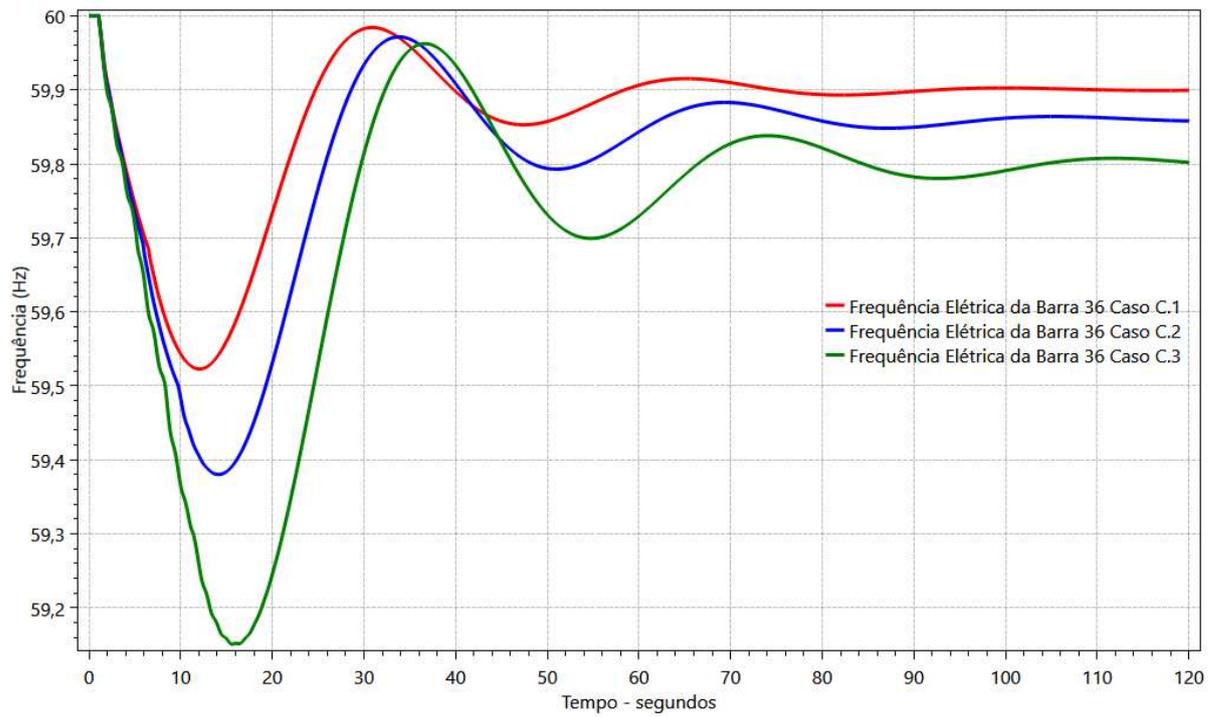


Fonte: Autoria Própria.

Por ser o caso com a menor constante de inércia equivalente dentre os três, apresentou maiores valores na taxa de variação de frequência, $-0,061$ Hz/s para ambas as curvas, e menores medidas de frequência mínima, 59,5 Hz sem o desligamento de GD e 59,15 Hz com o desligamento de GD.

A Figura 64 apresenta a comparação entre os desempenhos de frequência para os casos do Cenário C que consideram o desligamento de GD.

Figura 64 – Comparação entre os desempenhos do controle de frequência para o Cenário C



Fonte: Autoria Própria.

7 CONCLUSÃO

Existe uma tendência mundial de alteração das matrizes energéticas dos sistemas elétricos em todos os países. Gerações baseadas em combustíveis fósseis, gradativamente estão sendo substituídas por fontes renováveis. A Alemanha, por exemplo, planeja desligar todas as suas usinas movidas a carvão até o ano de 2038.

O Brasil não é diferente, apesar das fontes renováveis já representarem uma parcela majoritária da geração, o país vive uma época em que a cultura da sustentabilidade, em conjunto com incentivos fiscais, impulsiona a expansão dessas fontes, com destaques para as gerações eólica e solar fotovoltaica.

Em 2018, cerca de 10% da capacidade instalada no SIN são de gerações consideradas assíncronas centralizadas (1,14% de participação fotovoltaica e 8,8% de participação eólica). Para o ano de 2027 é esperada que as gerações assíncronas atinjam a marca de aproximadamente 16,9% (4,1% de participação fotovoltaica e 12,7% de participação eólica). Entretanto, para essa projeção de futuro, também é especulada uma expressiva participação das gerações distribuídas na matriz energética brasileira, com destaque para a geração fotovoltaica, que apresentará 9758 MW de carga instalada. Agregando-se os montantes de capacidade instalada das gerações centralizadas e distribuídas, a capacidade instalada de geração assíncrona se aproximará de 20% para o ano de 2027.

As gerações eólica e fotovoltaica, por apresentarem conexões com o sistema de potência através de conversores eletrônicos, acabam por não agregarem a inércia de frequência elétrica do sistema. Por se tratarem de fontes de energia intermitentes, a todo o momento, é extraída a máxima potência disponível, para que não haja perdas no ponto de vista econômico. Sendo assim, gerações síncronas, com fontes controláveis, como hidroelétricas e termoelétricas, tem sua geração reduzida com o crescimento das gerações de fontes intermitentes.

O trabalho apresentou, em seu Capítulo 5, análises qualitativas e quantitativas no desempenho do controle da frequência elétrica para grandes desbalanços de potência, como consequência da redução da inércia equivalente do sistema. Os resultados evidenciaram a degradação do desempenho do controle de frequência, ao apresentarem maiores taxas de

variação de frequência e menores medidas de frequência mínima, para o crescimento da participação da geração assíncrona.

Com a eminente expansão da geração fotovoltaica distribuída, existe uma tendência da redução da inércia equivalente do SIN. Sistemas com baixa inércia de frequência elétrica estão mais sujeitos aos desligamentos destes geradores distribuídos durante contingências, uma vez que, menor inércia remete em maiores excursões de frequência. Manifesta-se a preocupação de desligamentos intempestivos dessa fonte de energia. As dificuldades de fiscalização de todas as GDs, são esperados cerca de 1,35 milhões de consumidores adotantes ao modelo em 2027, juntamente com a carência de informações sobre os limites de operação antes da atuação de proteção contra sub e sobre frequência da rede nos catálogos de inversores de distribuição, geram uma grande incerteza para a permanência da geração FV durante perturbações de frequência. Desse modo, existe uma necessidade para que sejam estabelecidos e verificados os requisitos para a GD.

A perda de geração é nociva para o desempenho do controle de frequência do SIN, sendo a sua ocorrência nas redes de transmissão ou distribuição. O Capítulo 6 trouxe análises que visaram quantificar os efeitos de eventuais desligamentos de geração para a realidade do SIN.

Para o Cenário A, analisou-se o SIN para o ano de 2019, tornou-se evidente uma grande robustez por parte do desempenho do controle de frequência do sistema como um todo, onde um desligamento de geração na ordem de 1350 MW, cerca de 2,7% da carga total, resultou em uma taxa de variação de frequência de -0,036 Hz/s e uma frequência mínima de 59,73 Hz, consequências que não são suficientes para a atuação do ERAC ou de sistemas de proteção para centrais geradoras.

Entretanto, no Cenário B, constatou-se a carência do desempenho de frequência quando uma região elétrica do sistema se encontra em condição de ilha, mais especificamente a região Nordeste. Trata-se de um cenário onde os circuitos CAs que conectam a Região Nordeste com o restante do SIN são abertos, em um momento em que a região era importadora de energia. A redução de 4787 MW de potência elétrica injetada na região, que representava cerca de 6% da carga regional, foi suficiente para que taxa de variação de frequência atingisse medidas de -2,06 Hz/s, sendo necessária a atuação do ERAC até o quarto estágio, reduzindo 40% da carga regional, para que fosse possível a recuperação da frequência elétrica.

O cenário C apresentou três casos para o ano de 2027, onde a constante de inércia equivalente foi reduzida gradativamente com o aumento da proporção de geração assíncrona. A contingência em análise foi o desligamento da UHE Belo Monte, com cerca de 4500 MW medidos diariamente, a central geradora representava cerca de 5% da carga total. Por conta da

expressiva participação da geração distribuída para esse ano, foram consideradas perdas intempestivas destes geradores durante as excursões de frequência. A Tabela 30 apresenta uma síntese dos resultados obtidos.

Tabela 30 – Síntese de resultados para o Cenário C

Caso	Sem Desligamento de GD		Com Desligamento de GD	
	RoCoF (Hz/s)	Frequência Mínima (Hz)	RoCoF (Hz/s)	Frequência Mínima (Hz)
C1 (20%)	-0,051	59,61	-0,052	59,52
C2 (30%)	-0,056	59,57	-0,056	59,38
C3 (40%)	-0,061	59,50	-0,061	59,15

Fonte: Autoria Própria.

Como esperado, a medida em que se reduz a constante de inércia equivalente, o SIN se torna mais sensível, no quesito desempenho de frequência, a desligamentos de geração. Onde uma perturbação de mesma magnitude apresenta maiores excursões de frequência para o sistema com inércia reduzida, tornando-o mais susceptível aos desligamentos intempestivos da geração distribuída. Vale ressaltar que os patamares adotados para os desligamentos da GD foram totalmente arbitrários, uma vez que, grande parte de catálogos de fabricantes de inversores carece da informação a respeito dos limites de frequência da rede para a atuação da proteção. Deste modo, as ocorrências desses eventos poderiam ser mais severas ou até mesmo não haver ocorrências para as medidas de frequência mínima obtidas.

7.1 SUGESTÕES E TRABALHOS FUTUROS

O trabalho apresentou análises para o SIN para os efeitos da expansão da geração assíncrona, com um sistema equivalente de 6 barras, suficiente para demonstrar a tendência da substituição da geração síncrona pela assíncrona, entretanto, não é uma representação adequada para análises mais complexas. Desse modo, se torna imprescindível a realização de análises

considerando a representação detalhada do SIN, para que os resultados obtidos sejam os mais próximos possíveis da realidade, resultando em conclusões enriquecidas de informações.

O crescimento das gerações de fontes renováveis, com destaque para a geração fotovoltaica distribuída, que com a sua indiscutível capacidade de crescimento, veio para mudar a relação entre agências distribuidoras de energia e o consumidor. Portanto, deve-se realizar exames detalhados do processo de acesso e instalação das GDs nos sistemas de distribuição, visando a proposição de melhorias.

O aumento da representatividade das gerações distribuídas na matriz energética brasileira torna necessário um alinhamento entre os procedimentos de rede e os procedimentos de distribuição, nos quesitos desempenho de controle de frequência e atuação da proteção contra sub e sobre frequência, com intuito de redução de desligamento indesejados durante perturbações de frequência elétrica. Dessa forma, importante a implementação da obrigatoriedade dos fabricantes de inversores para a conexão em sistemas de distribuição, apresentarem em seus catálogos os limites para a atuação de proteção contra sub e sobre frequência, com a finalidade de garantia que os dispositivos estão de acordo com as normas técnicas.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Brasil ultrapassa marca de 1GW em geração distribuída. 2019. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-marca-de-1gw-em-geracao-distribuida/656877>. Acesso em: 09 nov. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: MÓDULO 3: Acesso ao Sistema de Distribuição**. Rev. 7. Brasília: Aneel, 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **REN 697**: Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico. Brasília, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **REN 482: RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482**. Brasília: Aneel, 2012.

BJÖRNSTEDT, Johan. **Integration of Non-synchronous Generation: Frequency Dynamics**. 2012. 114 f. Dissertação (Doutorado) – Curso de Measurement Technology And Industrial Electrical Engineering, Lund University, Lund, 2012.

CAMELO, Jardel Cunha et al. **Melhoria do Controle de Frequência do Sistema Interligado Nacional em Cenários com Massiva Geração Eólica via Aplicação de Recursos de Inércia Sintética, Compensadores Síncronos e Sistemas de Armazenamento de Energia**. Belo Horizonte: XXV Snptee Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2019. 10 p.

CAMELO, Jardel Cunha; ASSIS, Tatiana Mariano Lessa. **Impacto de Diferentes Estratégias de Controle dos Parques Eólicos no Desempenho Dinâmico do Sistema**

Interligado Nacional. Recife: XIV Symposium Of Specialists In Electric Operational And Expansion Planning, 2018. 10 p.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). **ANAREDE:** Análise de Redes Elétricas. Disponível em: <http://www.cepel.br/pt_br/produtos/programas-computacionais-por-categoria/menu/anarede-analise-de-redes-eletricas.htm>. Acesso em: 10 nov. 2019.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). **ANATEM:** Análise de Transitórios Eletromecânicos. Disponível em: <http://www.cepel.br/pt_br/produtos/anatem-analise-de-transitorios-eletromecanicos.htm>. Acesso em: 10 nov. 2019.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CEPEL). **Programa Anatem:** Análise de Transitórios Eletromecânicos Manual do Usuário. 11.6.0. ed. Rio de Janeiro, 2019.

CHUVYCHIN, Vladimir; SAUHATS, Antans; STRELKOV, Vadims. **Problems of frequency control in the power system with massive penetration of distributed generation.** In: 8th International Conference Control of Power Systems. 2008. p. 11-13.

COSSE, Roy E. et al. Turbine/generator governor droop/isochronous fundamentals – A graphical approach. 2011 Record Of Conference Papers Industry Applications Society 58th Annual Ieee Petroleum And Chemical Industry Conference (pcic), [s.l.], p.1-8, set. 2011. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/pcicon.2011.6085887>.

COSTA, Carlos Leoncio Gonzaga. **Participação de geradores eólicos no controle de frequência:** Controle de Inércia. 2014. 66 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2014.

DOHENY, Damien; CONLON, Michael. **Investigation into the local nature of rate of change of frequency in electrical power systems.** 2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (upec), [s.l.], p.1-11, ago. 2017. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/upec.2017.8231982>.

DONG, Yinghua et al. **INVESTIGATION OF PV INVERTER MPPT EFFICIENCY TEST PLATFORM**. Beijing: China Electric Power Research Institute, 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**. Rio de Janeiro: EPE, 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Rio de Janeiro, 2012.

FERNANDES, Lucas Lugnani; DOTTA, Daniel. **Monitoramento da constante inercial de SEE utilizando sincrofasores**. Belo Horizonte: Xxv Snptee Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2019. 9 p.

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY JUNIOR, Charles; UMANS, Stephen D.. **Máquinas Elétricas**. 6. ed. Porto Alegre: Bookman, 2006.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). **REthinking Energy: Renewable Energy and Climate Change**. Abu Dhabi: IRENA, 2015.

KUNDUR, Prabha et al. Definition and Classification of Power System Stability
IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. **Ieee Transactions On Power Systems**, [s.l.], v. 19, n. 3, p.1387-1401, ago. 2004. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tpwrs.2004.825981>.

KUNDUR, Prabha. **Power System Stability and Control**. New York: Mcgraw-hill, 1994.

MACHOWSKI, Jan; BIALEK, Janusz W.; BUMBY, James R.. **POWER SYSTEM DYNAMICS: Stability and Control**. 2. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2008.

MEDEIROS, André D. R. et al. **Metodologia e critérios para determinação de níveis mínimos de inércia equivalente no SIN, em decorrência da integração das fontes eólica e solar em larga escala.** Belo Horizonte: XXV Snp tee Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2019. 10 p.

MESSALTI, Sabir; HARRAG, Abd Ghani; LOUKRIZ, Abd Elhamid. A new neural networks MPPT controller for PV systems. In: **IREC2015 The Sixth International Renewable Energy Congress.** IEEE, 2015. p. 1-6.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME), EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA.** Brasília: MME/EPE, 2018.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). **Efeito Estufa e Aquecimento Global.** Disponível em: <<https://www.mma.gov.br/informma/item/195-efeito-estufa-e-aquecimento-global>>. Acesso em: 10 nov. 2019.

MOKHLIS H., DREIDY M., Saad MEKHILEF S.. **Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review.** Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 69, 2017, p.144-155.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Aspectos da Operação do Sistema Interligado Nacional – SIN com Frequência de Até 59,5 Hz.** Rio de Janeiro: ONS, 2015.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Banco de dados de Anatem e PacDyn. 2019. Disponível em: <<https://sintegre.ons.org.br/paginas/busca.aspx>>. Acesso em: 20 jan. 2020.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **METODOLOGIA E CRITÉRIOS PARA DETERMINAÇÃO DE NÍVEIS MÍNIMOS DE INÉRCIA NO SIN, EM DECORRÊNCIA DA INTEGRAÇÃO DAS FONTES EÓLICA E SOLAR EM LARGA ESCALA.** Rio de Janeiro: Ons, 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **SUBMÓDULO 10.10:** Gerenciamento da carga. Rio de Janeiro, 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **SUBMÓDULO 3.6:** Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão Rev. 2019.08. Rio de Janeiro: ONS, 2019.

ØRUM, Erik et al. **Future system inertia**. Brussels: ENTSO-E, 2015.

PEREIRA, Enio Bueno et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2. ed. São José dos Campos: Inpe, 2017.

PRASAD, T. Durga et al. Voltage Stability Analysis using Voltage Dependent Load Model. 2017.

QUINT, R.; RAMASUBRAMANIAN, D.. Impacts of droop and deadband on generator performance and frequency control. **2017 Ieee Power & Energy Society General Meeting**, [s.l.], p.1-5, jul. 2017. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/pesgm.2017.8274729>.

RAJAN, Rijo; FERNANDEZ, Francis M. **Grid Inertia Based Frequency Regulation Strategy of Photovoltaic System Without Energy Storage**. Trivandrum: International CET Conference on Control, Communication, and Computing (IC4), 2018. 10 p.

RAMOS, Vanessa Menezes. **CONTROLE DE FREQUÊNCIA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA CONSIDERANDO INÉRCIA VIRTUAL**. 2018. 115 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará, Belém, 2018.

RAMPINELLI, Giuliano Arns. **Estudo de características elétricas e térmicas de inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2010. 254 f. Tese (Doutorado) – Programa

de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

SANTOS, Ademir Paulino dos. **ENERGIA FOTOVOLTAICA: ASPECTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS**. 2017. 127 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Programa Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2017.

TOLMASQUIM, Mauricio T. *et al.* **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Empresa de Pesquisa Energética (EPE): Rio de Janeiro, 2016.

TUTTELBERG, Kaur *et al.* Estimation of Power System Inertia From Ambient Wide Area Measurements. **IEEE Transactions On Power Systems**, [s.l.], v. 33, n. 6, p.7249-7257, nov. 2018. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).
<http://dx.doi.org/10.1109/tpwrs.2018.2843381>.

VOKONY, Istvan. Effect of inertia deficit on power system stability-synthetic inertia concepts analysis. In: **2017 6th International Youth Conference on Energy (IYCE)**. IEEE, 2017. p. 1-6.

WOOD, Allen J.; WOLLENBERG, Bruce F. **Power generation, operation, and control**. 2. ed. New York: John Wiley & Sons, 1996.

WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION (WMO). **GREENHOUSE GAS BULLETIN: The State of Greenhouse Gases in the Atmosphere Based on Global Observations through 2018**. Geneva: WMO, 2019. 8 p.

YAAI, Chen *et al.* Research on the control strategy of PV grid-connected inverter upon grid fault. In: **2013 International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)**. IEEE, 2013. p. 2163-2167.

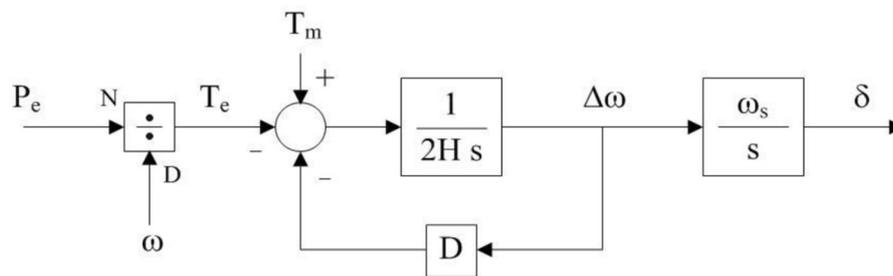
ZHANG, Junbo; XU, Hanchen. Online identification of power system equivalent inertia constant. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 64, n. 10, p. 8098-8107, 2017.

ANEXO A – MODELOS PARA SIMULAÇÃO DINÂMICA

A.1 Modelo clássico de máquina síncrona com fonte de tensão constante em série com a reatância transitória de eixo direto.

A Figura 64 apresenta o diagrama para a equação de oscilação eletromecânica para o modelo clássico de máquina síncrona com fonte de tensão constante em série com a reatância transitória de eixo direto e no Quadro 3 se encontra a legenda para os parâmetros da máquina.

Figura 65 – Diagrama da equação de oscilação eletromecânica para o modelo clássico de máquina síncrona com fonte de tensão constante em série com a reatância transitória de eixo direto.



Fonte: CEPEL (2019).

P_e – Potência elétrica ativa gerada pela máquina, em pu na base da máquina.

P_m – Potência mecânica da máquina, em pu na base da máquina.

$\Delta\omega$ – Desvio da velocidade angular da máquina, em pu.

ω – velocidade angular da máquina, em pu .

ω_s – Velocidade angular síncrona da máquina, em rad/s.

δ – Ângulo absoluto do eixo q da máquina, em radianos.

Quadro 3 – Legenda dos parâmetros para o modelo clássico de máquina síncrona com fonte de tensão constante em série com a reatância transitória de eixo direto.

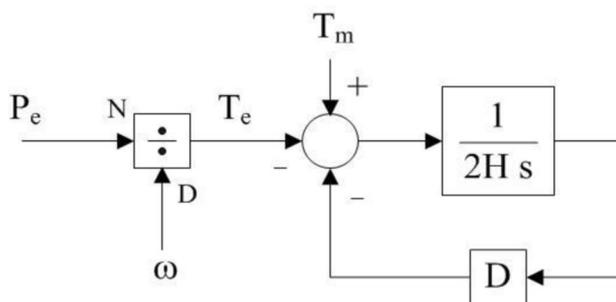
$L'd$	Indutância transitória de eixo direto, em %.
Ra	Resistência do enrolamento de armadura, em %.
H	Constante de inércia, em segundos. Representa a relação entre a energia cinética armazenada no grupo turbina-gerador, à velocidade síncrona, e a potência aparente nominal da máquina.
S	Potência aparente nominal da máquina, em MVA, usada como base para os parâmetros.
Fr	Frequência síncrona da máquina, em Hz.

Fonte: Adaptado de CEPEL (2019).

A.2 Modelo de máquina síncrona de polos salientes com um enrolamento de campo e dois enrolamentos amortecedores sendo um no eixo direto e outro no eixo em quadratura.

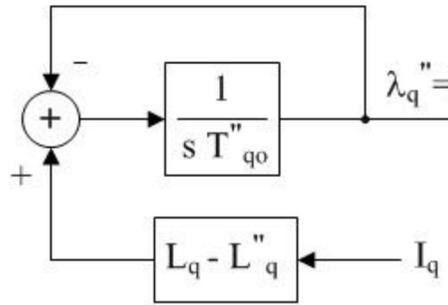
As Figuras 66, 67 e 68 apresentam o diagrama para a equação de oscilação eletromecânica, o diagrama para as equações de eixo em quadratura e o diagrama para as equações em eixo direto para o modelo de máquina síncrona de polos salientes com um enrolamento de campo e dois enrolamentos amortecedores sendo um no eixo direto e outro no eixo em quadratura, no Quadro 4 se encontra a legenda para os parâmetros da máquina.

Figura 66 – Diagrama para a equação de oscilação eletromecânica para o modelo de máquina síncrona de polos salientes.



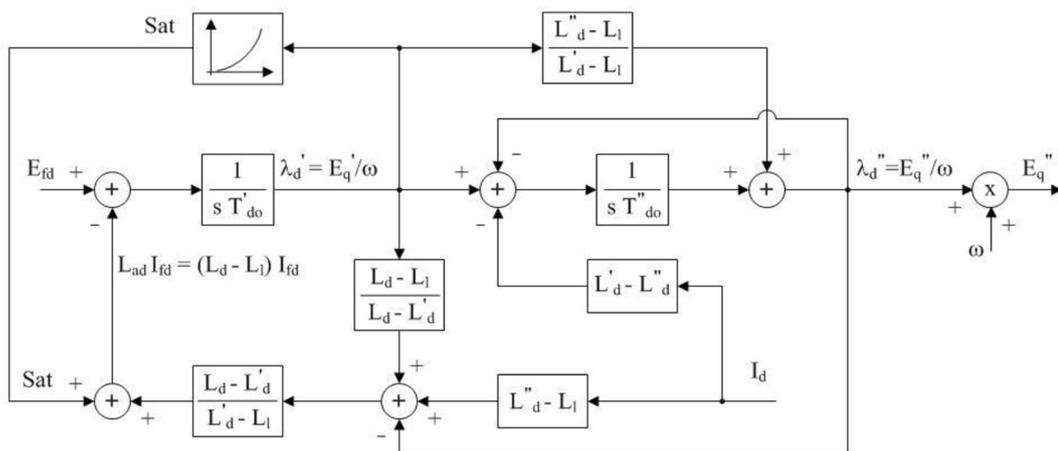
Fonte: CEPEL (2019).

Figura 67 – Diagrama para as equações de eixo em quadratura para o modelo de máquina síncrona de polos salientes.



Fonte: CEPEL (2019).

Figura 68 – Diagrama para as equações de eixo direto para o modelo de máquina síncrona de polos salientes.



Fonte: CEPEL (2019).

Quadro 4 – Legenda dos parâmetros para o modelo de máquina síncrona de polos salientes com um enrolamento de campo e dois enrolamentos amortecedores sendo um no eixo direto e outro no eixo em quadratura.

Ld	Indutância síncrona de eixo direto, em %.
Lq	Indutância síncrona de eixo em quadratura, em %.
L'd	Indutância transitória de eixo direto, em %.
L''d	Indutância subtransitória de eixo direto, em %.
Ll	Indutância de dispersão da armadura, em %.
T'do	Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto, em segundos.

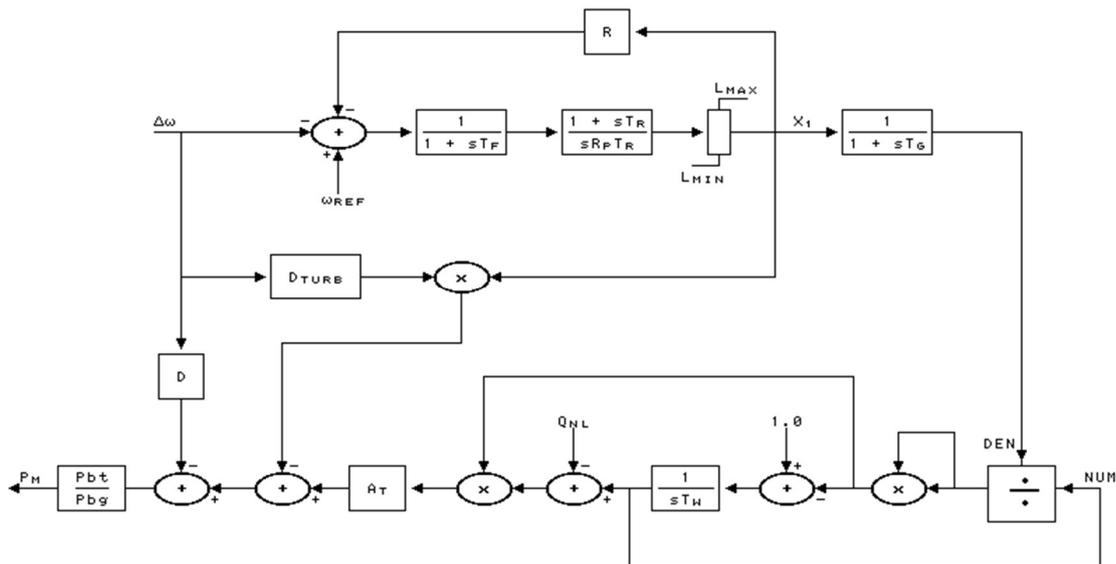
T''_{do}	Constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto, em segundos.
T''_{qo}	Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em circuito aberto, em segundos.
R_a	Resistência do enrolamento de armadura, em %.
H	Constante de inércia, em segundos. Representa a relação entre a energia cinética armazenada no grupo turbina-gerador, à velocidade síncrona, e a potência aparente nominal da máquina.
S	Potência aparente nominal da máquina, em MVA, usada como base para os parâmetros.
f_r	Frequência síncrona da máquina, em Hz.

Fonte: Adaptado de CEPEL (2019).

A.3 Modelo Para Regulador de Velocidade.

A Figura 69 apresenta o diagrama de blocos e para o modelo de regulador de velocidade adotado no Capítulo 3, a legenda para os parâmetros se encontra no Quadro 5.

Figura 69 – Diagrama de blocos para o modelo de regulador de velocidade.



Fonte: CEPEL (2019).

$\Delta\omega$ - Desvio da velocidade angular da máquina, em pu.

ω_{ref} - Sinal de referência, em pu.

$X1$ - Sinal correspondente a abertura da máquina, em pu.

P_m - Potência mecânica da máquina, em pu na base da máquina.

Quadro 5 – Legenda dos parâmetros para o modelo de regulador de velocidade.

R	Estatismo permanente, em pu.
Rp	Estatismo transitório, adimensional.
At	Ganho da turbina, em pu/pu.
Qnl	Vazão sem carga, em pu.
Tw	Constante de tempo da água, em segundos.
Tr	Constante de tempo do regulador, em segundos.
Tf	Constante de tempo de filtragem, em segundos.
Tg	Constante de tempo do servomotor, em segundos.
Lmin	Limite inferior de abertura da comporta, em pu.
Lmax	Limite superior de abertura da comporta, em pu.
Dturb	Fator de amortecimento da turbina, em pu.
D	Fator de amortecimento da carga, em pu.
Pbg	Potência base do gerador, em MVA.
Pbt	Potência base da turbina, em MW.

Fonte: Adaptado de CEPEL (2019).

**ANEXO B – ESQUEMA REGIONAL DE ALÍVIO DE CARGA POR
FREQUÊNCIA (ERAC)**

As tabelas 31, 32, 33, e 34 apresentam os dados para o ERAC das regiões Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, respectivamente.

Tabela 31 – ERAC para a região Norte.

Estágio	Taxa (Hz/s) (1)	Frequência (Hz)	Corte de Carga (%)
1º	1,5	57,7	6
2º	2,5	57,5	7
3º	3,5	57,3	11

Fonte: Adaptado de ONS.

nota: (1) – Janela de frequência: 59,0 a 58,5 Hz com frequência de corte de 58,5 Hz.

Tabela 32 – ERAC para a região Nordeste.

Estágio	Taxa (Hz/s) (1)	Frequência (Hz)	Corte de Carga (%)
1º	0,7	57,9	6
2º	1,1	57,8	7
3º	1,5	57,7	11
4º	1,8	57,6	16
5º		57,4	15

Fonte: Adaptado de ONS.

nota: (1) – Janela de frequência: 59,0 a 58,5 Hz com frequência de corte de 58,5 Hz.

Tabela 33 – ERAC para a região Sudeste/Centro-Oeste.

Estágio	Frequência (Hz)	Corte de Carga (%)
1º	58,5	7
2º	58,2	7
3º	57,9	7
4º	57,7	7
5º	57,5	7

Fonte: Adaptado de ONS.

Tabela 34 – ERAC para a região Sul.

Estágio	Frequência (Hz)	Corte de Carga (%)
1º	58,5	7,5
2º	58,2	7,5
3º	57,9	10

Estágio	Frequência (Hz)	Corte de Carga (%)
4º	57,6	15
5º	57,3	15

Fonte: Adaptado de ONS.

**ANEXO C – REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA O ACESSO AS
INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO**

Neste anexo serão apresentados quadros com requisitos técnicos mínimos para o acesso as instalações de transmissão e distribuição.

Quadro 6 – Requisitos técnicos gerais para a conexão de geradores termoelétricos e hidrelétricos às instalações de transmissão.

Descrição	Requisito Técnico Mínimo	Benefício
1. Operação em regime de frequência não nominal para unidades geradoras hidroelétricas	(a) Operação entre 56 e 66 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos. (b) Operação abaixo de 58,5 Hz por período de tempo mínimo de 20 segundos. (c) Operação entre 58,5 e 63 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência temporizados. (d) Operação acima de 63 Hz por período de tempo mínimo de 10 segundos.	Minimizar o desligamento do gerador por subfrequência e sobrefrequência quando o sistema pode se recuperar pela sua capacidade própria de regulação
2. Operação em regime de frequência não nominal para unidades geradoras termoelétricas	(a) Operação entre 57 e 63 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos. (b) Operação abaixo de 57,5 Hz por período de tempo mínimo de 5 segundos. (c) Operação abaixo de 58,5 Hz por período de tempo mínimo de 10 segundos; (d) Operação entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência temporizados. (e) Operação acima de 61,5 Hz por período de tempo mínimo de 10 segundos (1).	Minimizar o desligamento do gerador por subfrequência e sobrefrequência quando o sistema pode se recuperar pela sua capacidade própria de regulação
3. Participação em Sistemas Especiais de Proteção — SEP	Possibilidade de desconexão automática de geração, para atender a esquemas de ilhamento da usina	Minimizar consequências de perturbações no sistema
4. Geração/absorção de potência reativa	A unidade geradora deve ser capaz de operar com fator de potência dentro da faixa de 0,90 capacitivo (sobrecapacitado) a 0,95 indutivo (subcapacitado).	Participar efetivamente no controle da tensão, aumentando as margens de estabilidade de tensão.
5. Operação em regime de tensão não nominal	No ponto de conexão da usina às instalações sob responsabilidade de transmissora ou de distribuidora, operação entre 0,90 e 1,05 p.u. da tensão nominal, sem atuação dos relés de subtensão e sobretensão temporizados da usina.	Evitar o desligamento da usina quando há variações de tensão no sistema.

Descrição	Requisito Técnico Mínimo	Benefício
6. Desempenho durante curto-circuito trifásico	Cada unidade geradora e seus serviços auxiliares devem suportar, sem serem desligados, as seguintes variações de tensão de geração provocadas por defeitos na rede: - redução instantânea para até 25% da tensão nominal de geração com duração de 0,20 s, seguida de um aumento linear para 95% da tensão nominal de geração em 0,55 s.	Garantir que as máquinas não sejam desligadas durante curtos-circuitos e afundamentos de tensão.
7. Desempenho durante curto-circuito assimétrico (corrente de sequência inversa)	Cada unidade geradora deve suportar a circulação da corrente de sequência inversa correspondente a uma falta assimétrica, definida por sua característica $I_{2t} = K$, durante o tempo decorrido desde o início da falta até a atuação da última proteção de retaguarda.	Garantir que as máquinas não sejam desligadas durante curtos-circuitos assimétricos.
8. Operação ilhada com seus serviços auxiliares	Quando as variações de tensão e/ou frequência na rede excederem os seus limites, a usina deve passar com segurança para a operação ilhada com seus serviços auxiliares. Ela deve ser projetada para tanto e também para operar na condição de ilhamento por pelo menos 1 (uma) hora. Obs.: Requisito não exigível para usinas a carvão e usinas nucleares	

Fonte: ONS (2019).

Nota: (1) A temporização da proteção de desligamento por sobrefrequência é definida com base em avaliação do desempenho dinâmico, para garantir a segurança operativa do SIN.

Quadro 7 – Requisitos para o sistema de regulação primária de frequência

Descrição	Requisito Técnico Mínimo	Benefício
1. Estatismo permanente	Ajustável entre 2 e 8%.	Permitir o ajuste da participação das unidades geradoras no controle de frequência da rede elétrica.
2. Estatismo transitório	Ajustável entre 10 e 500%.	Permitir o ajuste da resposta transitória das unidades geradoras hidráulicas.
3. Banda morta	Menor ou igual a $\pm 0,04$ Hz.	Uma banda morta larga tem efeitos negativos na regulação primária e dificulta a determinação de parâmetros adequados de controle.

Descrição	Requisito Técnico Mínimo	Benefício
4. Tempo de estabilização (1) na operação em rede isolada das unidades	Menor que 60 segundos.	Garantir bom desempenho em condições de ilhamento e recomposição.
5. Tempo de resposta (2) na operação em rede isolada	Menor que 9 segundos.	
6. Ajuste do regulador de velocidade na condição de operação interligada	O ajuste do regulador para a condição de operação interligada deve satisfazer (tempo de resposta e estabilização) também a condição de operação isolada.	Esse requisito garante o desempenho tanto em condições de operação interligada quanto em condições de ilhamento e recomposição de sistema.
7. Ajuste do regulador de velocidade na condição de operação em vazio	Admite-se um ajuste diferenciado do regulador de velocidade para a operação em vazio, uma vez que é possível determinar tal condição por meio da posição de chaves e disjuntores. Por outro lado, a condição de operação isolada não pode ser detectada facilmente.	
8. Desempenho fora das condições nominais de tensão e frequência	O sistema de regulação da frequência deve obedecer aos requisitos acima, dentro das faixas de variação de frequência e de tensão admitidas para o gerador.	Isso garante o desempenho para as condições operativas previstas.
9. Controle conjunto de potência	O controle conjunto de potência, caso exista, deve ter a capacidade de equalizar a geração entre as unidades sob controle.	Essa característica objetiva facilitar a operação das unidades geradoras.

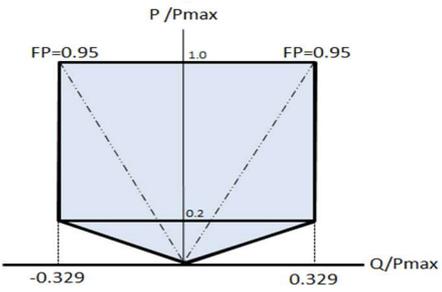
Descrição	Requisito Técnico Mínimo	Benefício
10. Desempenho em condições de rejeição de carga	O regulador de velocidade deve ser capaz de controlar a velocidade da unidade geradora em caso de rejeição total de carga para evitar seu desligamento por sobrevelocidade.	

Fonte: ONS (2019).

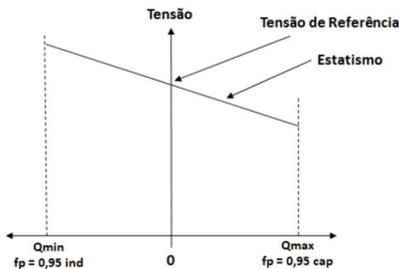
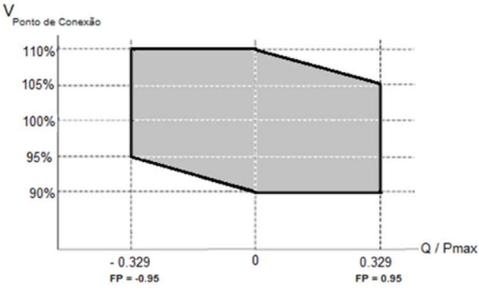
Notas: (1) É o tempo necessário para a velocidade da unidade geradora permanecer acima de 95% e abaixo de 105% de seu valor final.

(2) É o tempo necessário para a velocidade da unidade geradora atingir 90% do valor final, quando sujeita a um degrau de variação de frequência na referência de velocidade do regulador de velocidade com a malha de frequência aberta. Esse requisito geralmente é verificado por meio de simulações, por ser difícil estabelecer condições operativas isoladas.

Quadro 8 – Requisitos técnicos gerais para a conexão de geradores eólicos e fotovoltaicos às instalações de transmissão.

Descrição	Requisito Técnico Mínimo	Benefício
1. Operação em regime de frequência não nominal	(a) Desligamento instantâneo permitido para operação abaixo de 56 Hz. (b) Operação abaixo de 58,5 Hz por período de tempo mínimo de 20 segundos. (c) Operação entre 58,5 e 62,5 Hz por tempo ilimitado. (d) Operação acima de 62,5 Hz por período de tempo mínimo de 10 segundos (1). (e) Desligamento instantâneo permitido para operação acima de 63 Hz	Minimizar o desligamento do gerador por subfrequência e sobrefrequência quando o sistema pode se recuperar pela sua capacidade própria de regulação
2. Geração/absorção de potência reativa	Na conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade de transmissora, a central geradora deve propiciar os recursos necessários para, em regime permanente, operar com fator de potência indutivo ou capacitivo em qualquer ponto da área indicada na Figura 69. Figura 69 – Faixa de geração/absorção de potência reativa no ponto de conexão da central geradora. 	Participação efetiva no controle da tensão, aumentando as margens de estabilidade de tensão.

Descrição	Requisito Técnico Mínimo	Benefício
	<p>Nas condições em que os geradores não estejam produzindo Potência Ativa, a central de geração eólica ou fotovoltaica deverá ter recursos de controle para disponibilizar ao SIN sua capacidade de geração/absorção de potência reativa, observando o requisito mínimo de propiciar injeção/absorção nula no ponto de conexão, como indicado na Figura 69.</p>	
3. Modos de Controle	<p>A central geradora deve ser capaz de operar em 3 modos distintos de operação:</p> <ul style="list-style-type: none"> • controle de tensão, • controle de potência reativa, e • controle de fator de potência. <p>O modo de controle normal será o modo de controle de tensão no barramento coletor (3) da central geradora, visando contribuir com a manutenção do perfil de tensão do sistema dentro das faixas aceitáveis em condições normais ou de emergência.</p> <p>Em função das necessidades do sistema, a central geradora poderá ser solicitada pelo ONS a operar no modo de controle de potência reativa ou no modo de controle de fator de potência no seu ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora ou de distribuidora, em quaisquer dos pontos indicados no item 2.</p> <p>Quando operando em modo de controle de tensão, a central de geração deve ser capaz de prover um controle contínuo da tensão no barramento coletor (3), com uma tensão de referência ajustável entre 95% e 105% da tensão nominal e um estatismo (droop) ajustável numa faixa entre 2 e 7% na base da potência reativa nominal (4) da central geradora (com uma resolução de 0,5%), conforme esquematicamente indicado na Figura 70.</p>	

Descrição	Requisito Técnico Mínimo	Benefício
	<p>Figura 70 – Perfil do Controle de Tensão da central geradora eólica.</p> 	
4. Operação em regime de tensão não nominal	<p>No ponto de conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade de transmissora, a central geradora deve ser capaz de operar:</p> <p>(a) entre 0,90 e 1,10 p.u. da tensão nominal por período de tempo ilimitado;</p> <p>(b) entre 0,85 e 0,90 p.u. da tensão nominal por período de tempo mínimo de 5 segundos;</p> <p>(c) entre 1,10 e 1,20 pu por período de tempo mínimo de 2,5 segundos.</p>	Evitar o desligamento da central geradora quando há variações de tensão no sistema.
5. Atendimento do fator de potência em regime de tensão não nominal ($V - Q/P_{max}$)	<p>A injeção de potência reativa, em regime permanente, no ponto de conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade de transmissora ou de distribuidora deve ser garantido numa dada faixa operativa de tensões, conforme a característica definida na Figura 71:</p> <p>Figura 71 – Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão.</p> 	
6. Participação em SEP	Possibilidade de desconexão automática ou de redução de geração a partir de comando remoto ou mediante controle de passo e/ou de stall das pás	Minimizar consequências de perturbações no sistema, incluindo sobrefrequência no caso de ilhamento

Descrição	Requisito Técnico Mínimo	Benefício
7. Potência ativa de saída	<p>(a) A potência de saída da central geradora deve recuperar-se a 85% do valor pré-falta em até 4 segundos após a recuperação da tensão a 85% da tensão nominal.</p> <p>(b) Caberá ao ONS a responsabilidade de definir a rampa de recuperação da potência em função das características do sistema onde as centrais serão inseridas.</p> <p>(c) Para tensões no ponto de conexão da central geradora às instalações sob responsabilidade de transmissora entre 0,90 e 1,10 pu, para a central geradora não será admitida redução na sua potência de saída, na faixa de frequências entre 58,5 e 60,0 Hz.</p> <p>(d) Para frequências na faixa entre 57 e 58,5 Hz é admitida redução na potência de saída de até 10%.</p> <p>Esses requisitos aplicam-se em condições de operação de regime permanente, quase estáticas (2).</p>	
8. Inércia sintética da central geradora eólica	<p>(a) Os aerogeradores de centrais com potência instalada superior a 10 MW deverão dispor de controladores sensíveis às variações de frequência, de modo a emular a inércia (inércia sintética) através de modulação transitória da potência de saída, contribuindo com pelo menos 10% de sua potência nominal, por um período mínimo de 5 segundos, quando em regime de subfrequência, para desvios de frequência superiores a 0,2 Hz. A retirada desta contribuição deverá ser automaticamente efetuada caso a frequência retorne a seu valor nominal. A injeção inicial de potência ativa deverá ser proporcional à variação da frequência, a uma taxa mínima de 0,8 pu da potência nominal do aerogerador para cada hertz de desvio da frequência. A provisão plena de inércia sintética deverá ser disponibilizada sempre que a potência ativa do aerogerador for igual ou superior a 25% de sua potência nominal. Deverão ser informados os tempos máximos de sustentação do adicional de potência de 10% para níveis de potência inferiores a 25% da potência nominal do aerogerador</p>	Contribuir para a regulação primária de frequência do SIN, sem comprometer o ponto ótimo de operação da central geradora

Descrição	Requisito Técnico Mínimo	Benefício
9. Participação no controle de sobrefrequência	Os aerogeradores de centrais geradoras com potência instalada superior a 10 MW deverão dispor de controladores sensíveis às variações de frequência, que promovam a redução da potência de saída quando em regime de sobrefrequência na faixa de frequências de 60,2 Hz a 62,5 Hz. Este controle deverá ser do tipo proporcional com ganho de 3% / 0,1Hz na base da potência disponível no aerogerador no momento.	

Fonte: ONS (2019).

Notas: (1) A temporização da proteção de desligamento por sobrefrequência é definida com base em avaliação do desempenho dinâmico, para garantir a segurança operativa do SIN.

(2) As condições de operação quase-estáticas são caracterizadas por gradientes de frequência 0,5% /min e de tensão 5% /min.

(3) O barramento coletor dos aerogeradores constará no Parecer de Acesso da central geradora eólica.

(4) Obtida com potência ativa nominal e fator de potência igual a 0,95.

Quadro 9 – Requisitos mínimos em relação da potência instalada para a conexão de geradores as instalações de distribuição.

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão (1)	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção (2)	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento (3)	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim (4)	Sim (4)	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim (4)	Sim (4)	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim (5)	Sim (5)	Sim (5)
Anti-ilhamento	Sim (6)	Sim (6)	Sim (6)
Medição	Sistema de Medição Bidirecional (7)	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

Fonte: ANEEL (2017).

Notas:

- (1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema.
- (2) Elemento de desconexão e interrupção automático acionado por comando e/ou proteção.
- (3) Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de desconexão.
- (4) Nas conexões acima de 300 kW, se o lado da acessada do transformador de acoplamento não for aterrado, deve-se usar uma proteção de sub e de sobretensão nos secundários de um conjunto de transformador de potência em delta aberto.