

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA

DANIEL FIORESI BOTELHO

**AVALIAÇÃO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA EM
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA EM TERMOS DE
REGULAÇÃO PRIMÁRIA DE FREQUÊNCIA**

Juiz de Fora, MG - Brasil

Março de 2016

DANIEL FIORESI BOTELHO

**AVALIAÇÃO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA EM
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA EM TERMOS DE
REGULAÇÃO PRIMÁRIA DE FREQUÊNCIA**

Monografia apresentada a Universidade Federal de Juiz de Fora, como parte das exigências para a obtenção do título de engenheiro eletricitista.

Orientador: Prof. João Alberto Passos Filho.

Juiz de Fora, MG - Brasil

Março de 2016

Botelho, Daniel Fioresi.

Avaliação da Inserção de Geração Eólica em um Sistema Elétrico de Potência em Termos de Regulação Primária de Frequência/ Daniel Fioresi Botelho. -2016.

68f. : il.

Orientador: Prof. João Alberto Passos Filho

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação)-Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia, 2016.

1. Reserva de Potência Operativa. 2. Energia Eólica. 3. Regulação Primária.

DANIEL FIORESI BOTELHO

**AVALIAÇÃO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO EÓLICA EM
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA EM TERMOS DE
REGULAÇÃO PRIMÁRIA DE FREQUÊNCIA**

Monografia apresentada a Universidade Federal de Juiz de Fora, como parte das exigências para a obtenção do título de engenheiro eletricista.

Orientador: Prof. João Alberto Passos Filho

Aprovada em 11 de março de 2016.

Prof. João Alberto Passos Filho, D.Sc. (Orientador)

Prof. Ricardo Mota Henriques, D.Sc.

Eng.^a Paula de Oliveira La Gatta, M.Sc.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, pelo amor e apoio contínuo, por formarem minha base.

À Camile, por todo amor, apoio, paciência, carinho e ajuda.

Aos amigos da turma, pelo companheirismo e compreensão durante os anos de convivência, em especial ao Gabriel Margato que contribuiu para a aquisição dos dados reais de geração eólica.

Ao professor e orientador João A. P. Filho, pelo apoio, dedicação e entusiasmo com este trabalho, mesmo com todos os desafios para sua conclusão. Pelo constante incentivo ao meu crescimento profissional.

*“O homem que pretende vencer na vida
deverá se sujeitar a fazer aquilo que precisa
ser feito, mesmo sem possuir gosto,
tendência ou inclinação pela tarefa. Ao
persistir na execução da tarefa,
eventualmente acabará por fazê-la bem-
feita. Não que a natureza da tarefa tenha
mudado, mas a habilidade de fazê-la terá
aumentado.”. (Ralph Waldo Emerson)*

RESUMO

Resumo da Monografia apresentada à UFJF como parte dos requisitos necessários para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Avaliação da Inserção de Geração Eólica em Sistemas Elétricos de Potência em Termos de Regulação Primária de Frequência

Daniel Fioresi Botelho

Março, 2016

Orientador: Prof. João Alberto Passos Filho.

A integração de fontes renováveis de energia à rede elétrica tem aumentado nos últimos anos no Brasil seguindo a tendência mundial de redução de emissões de gases poluentes. Entre as diversas tecnologias, a energia eólica é a que tem apresentado maiores níveis de integração, devido principalmente às suas características técnicas e competitividade econômica.

Devido ao aumento da penetração eólica nos sistemas de potência e às especificidades deste recurso, surge à necessidade de estudar quais são os efeitos causados numa rede elétrica convencional quando uma fonte de geração com características estocásticas é inserida no sistema.

Num cenário em que a elevada penetração de eólica na matriz elétrica leva ao desligamento de geradores ditos convencionais, tem-se como consequência imediata uma redução significativa da inércia global do sistema. Assim sendo, serão esperadas dificuldades no controle de frequência/potência nas redes.

Assim, o presente trabalho tem como objetivo realizar um estudo sobre reserva de potência operativa e mostrar brevemente as metodologias de cálculo desta grandeza, bem como também efetuar uma descrição geral do problema de regulação primária, simulando e observando o comportamento de um sistema teste frente à inserção de energia eólica na rede para diferentes porcentagens de penetração de geração eólica.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Modelo do sistema - Barra Única.	15
Figura 2: Matriz Energética Brasileira.	19
Figura 3: Matriz de Energia Elétrica Brasileira.	20
Figura 4: Complementaridade Hidrico-Eólica.	21
Figura 5: Curva de Distribuição Normal.	39
Figura 6: Curva Carga x Frequência.....	41
Figura 7: Característica Estática do Regulador.	43
Figura 8: Detalhes da Característica Estática.	44
Figura 9: Topologia do Sistema <i>New England</i>	45
Figura 10: Curva Normalizada de Geração Eólica.	46
Figura 11: Frequência do Sistema.	49
Figura 12: Frequência do Sistema para 5% de Energia Eólica.....	50
Figura 13: Frequência do sistema para 10% de energia eólica.....	51
Figura 14: Frequência do sistema para 15% de energia eólica.....	52
Figura 15: Frequência do sistema para 20% de energia eólica.....	53
Figura 16: Frequência do sistema para 25% de energia eólica.....	54
Figura 17: Frequência do sistema para 30% de energia eólica.....	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Valores de Penetração Eólica em Diferentes Cenários.	47
Tabela 3: Variação da potência nos geradores para 5% de penetração eólica.	50
Tabela 4: Variação da potência nos geradores para 10% de penetração eólica.	52
Tabela 5: Variação da potência nos geradores para 15% de penetração eólica.	53
Tabela 6: Variação da potência nos geradores para 20% de penetração eólica.	54
Tabela 7: Variação da potência nos geradores para 25% de penetração eólica.	55
Tabela 8: Variação da potência nos geradores para 30% de penetração eólica.	56
Tabela 9: Dados de Barra - Sistema <i>New England</i>	66
Tabela 10: Dados de Linha - Sistema <i>New England</i>	67
Tabela 11: Dados de Potência - Sistema <i>New England</i>	68

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	VIII
LISTA DE TABELAS	IX
CAPÍTULO 1	13
1. INTRODUÇÃO	13
1.1 Objetivos	16
1.2 Contribuições do Trabalho	16
1.3 Estrutura do Trabalho	17
CAPÍTULO 2	18
2. ENERGIA EÓLICA NO BRASIL E NO MUNDO	18
2.1 Considerações Iniciais	18
2.2 Matriz Energética Brasileira	18
2.3 Matriz de Energia Elétrica Brasileira	19
2.4 Complementaridade Hídrico-Eólica	20
2.5 Impactos da Geração Eólica	21
2.5.1 Requisitos Operacionais e Tolerância de Frequência	23
2.6 Panorama Mundial	23
CAPÍTULO 3	29
3. RESERVA DE POTÊNCIA DO SEP	29
3.1 Considerações Iniciais	29
3.2 Capacidade de Reserva Estática	30
3.3 Capacidade de Reserva Operativa	30
3.3.1 Divisão e Classificação da Reserva de Potência Operativa	31
3.4 Métodos de Previsão de Reserva de Potência	33

3.4.1	Metodologia Determinística	34
3.4.1.1	Reserva Primária	34
3.4.1.2	Reserva Secundária	35
3.4.1.3	Reserva Terciária	36
3.4.1.4	Reserva Quaternária	37
3.4.2	Metodologia Probabilística	37
3.4.2.1	Tratamento Estatístico das Cargas	38
3.4.2.2	Tratamento Estatístico da Geração	39
CAPÍTULO 4		40
4.	REGULAÇÃO PRIMÁRIA	40
4.1	Considerações iniciais	40
4.2	Regulação Própria	40
4.3	Regulação Primária	42
4.4	Característica do Regulador de Velocidade	42
4.5	Estatismo	43
CAPÍTULO 5		45
5.	AVALIAÇÃO DO SISTEMA TESTE - NEW ENGLAND	45
5.1	Considerações Iniciais	45
5.2	Cálculos da Reserve de Potência Operativa	48
5.3	Resultados	49
5.3.1	Para 5% de penetração eólica	50
5.3.2	Para 10% de Penetração Eólica	51
5.3.3	Para 15% de Penetração Eólica	52
5.3.4	Para 20% de Penetração Eólica	53
5.3.5	Para 25% de Penetração Eólica	54
5.3.6	Para 30% de Penetração Eólica	55
CAPÍTULO 6		57
6.	CONCLUSÕES	57
6.1	Sugestões Para Estudos Futuros	59

7. REFERÊNCIAS	61
A. DADOS DO SISTEMA NEW ENGLAND	66
A.1 Dados de Barras	66
A.2 Dados de Linha	67
A.3 Dados de Máquina	68

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

A eletricidade tornou-se essencial para o desenvolvimento econômico e social das sociedades modernas, impulsionando o crescimento dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP). Ao decorrer do tempo ocorreu a evolução física desses sistemas, que se transformaram de pequenas estruturas isoladas eletricamente para um sistema robusto, complexo e eletricamente interligado, com extensão de abrangência nacional, ou até mesmo continental. Um dos objetivos primordiais do SEP é o fornecimento ininterrupto de energia com qualidade, respeitando-se os limites de frequência e tensão, aos consumidores finais. No entanto, a realização deste objetivo envolve grandes complexidades, tais como a extensa quantidade de variáveis aleatórias envolvidas e o comportamento estocástico desses sistemas. Tais dificuldades inviabilizam sua operação continuada, havendo a ocorrência de algumas interrupções no fornecimento de energia. Entretanto, é possível e desejável se obter um nível satisfatório na qualidade desse fornecimento, que pode ser alcançado caso sejam realizados investimentos na expansão e operação destes sistemas de forma constante.

Atualmente está em evidência a preocupação com os impactos ambientais provocados pelos setores que compõem uma sociedade. Responsabilizar unicamente o setor elétrico quando se refere às alterações climáticas é uma conduta equivocada. No entanto, esse se caracteriza, dentre os demais setores, como a maior fonte de emissão de gases causadores do efeito estufa. Uma das opções para reduzir tais emissões é a expansão dos sistemas de geração baseada em fontes renováveis, em especial a eólica, a qual tem se mostrado como uma das mais promissoras. Todavia, aumentar a fração de energia eólica na matriz energética implica em mais incertezas e aumento da complexidade no planejamento e operação dos SEP.

No momento presente, a energia eólica apresenta-se como uma das fontes renováveis que está em maior desenvolvimento. Isso se deve ao grande potencial eólico disponível e seu baixo impacto ambiental, quando comparada a outras formas de geração de energia. Além de sua viabilidade econômica, pois nas últimas décadas vêm ocorrendo uma redução significativa dos custos intrínsecos à energia eólica, como a redução dos custos das turbinas, queda nos custos de operação e manutenção, melhoria da tecnologia e dos métodos de produção e o aumento da eficiência dos equipamentos. Em 1979 havia um custo associado de US\$ 400,00/MWh produzido em uma central eólica. Este valor em 2003, segundo

[CRESESB-CEPEL, 2005] encontrava-se na faixa de US\$ 35 – 120,00/MWh, uma redução significativa.

O crescimento da inserção de geração eólica nas redes despertou a necessidade de estudar os efeitos desta forma de geração de energia, principalmente em razão da inconstância da velocidade do vento e das diferentes tecnologias frente aos sistemas convencionais de geração de energia elétrica.

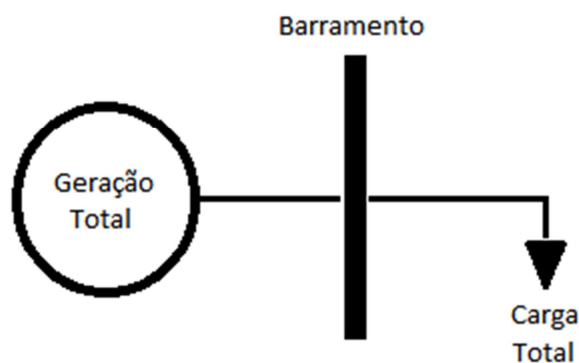
Como já mencionado anteriormente, a principal função dos SEP é garantir o fornecimento de energia elétrica aos seus consumidores de forma econômica e dentro dos níveis aceitáveis de confiabilidade [Bilingon,1992]. Sendo assim, faz-se necessário manter um contínuo equilíbrio entre a energia gerada e o seu consumo, de modo a evitar interrupções no fornecimento. No entanto, a energia elétrica é gerada e transmitida até os consumidores em tempo real e ainda não se consolidou um método conveniente, eficaz e sustentável para armazená-la.

A energia gerada por fontes eólicas, bem como as cargas nos diversos barramentos, variam instantaneamente, fazendo com que o estado de equilíbrio carga/geração seja constantemente alterado. Assim existe a necessidade de um frequente restabelecimento do estado de equilíbrio do sistema. De modo a tornar didático e compreensível os efeitos da variação dos ventos e a concomitante variação na energia gerada por fontes eólicas, pode-se considerar o caso da indisponibilidade de ventos juntamente a uma reserva girante insuficiente, o que possivelmente ocasionaria a interrupção do fornecimento. Também se pode apontar o caso da disponibilidade excessiva do vento e consequente elevação súbita nas velocidades dos geradores eólicos, evento tal que requer rápida compensação pelos geradores convencionais (redespacho de geração) para se restabelecer o balanço entre geração e carga com a finalidade de evitar a ocorrência de grandes variações de tensão ou frequência no sistema, ou até mesmo o seu colapso mediante esses fenômenos de instabilidade de tensão e/ou frequência.

Por consequência, a fim de garantir o equilíbrio energético, é uma prática aconselhável manter certa margem de geração acima da demanda prevista. Essa margem é denominada reserva de geração ou reserva de potência operativa (RPO) e a determinação dos seus requisitos é um aspecto importante, tanto do ponto de vista do planejamento da expansão quanto da operação.

Para realizar as análises de reserva de potência operativa dos sistemas de geração, supõe-se que toda a carga e a geração estão concentradas em uma única barra, como mostrado no sistema da Figura 1. As restrições no transporte de energia impostas pela rede de transmissão e distribuição neste caso serão ignoradas. Desse modo, assume-se que os sistemas de transmissão e distribuição são extremamente confiáveis e capazes de transportar a energia produzida nas usinas até os pontos de consumo. Sendo assim, o desempenho do sistema é medido pela simples comparação entre a geração disponível e a carga momentânea [Sales, 2009].

Figura 1: Modelo do sistema - Barra Única.



Fonte: Elaborada pelo próprio autor.

A RPO é insumo fundamental para a manutenção da segurança operacional elétrica, pois mitiga os riscos de não atendimento à demanda e garante margem para atuação eficaz do controle automático de geração [ONS, 2016].

Tal reserva é essencialmente dividida em duas partes: reserva de capacidade estática e de capacidade operativa, de acordo com o horizonte do planejamento [Bilington, 1992].

No passado, os níveis de reservas estática e operativa eram dimensionados com base na experiência dos planejadores e operadores e em alguns critérios determinísticos. Normalmente, esses critérios estipulavam que a capacidade instalada de geração devesse ser no mínimo igual à máxima demanda prevista mais um percentual fixo desta. De modo semelhante, o montante de geração sincronizada deveria ser maior ou igual à carga demandada num determinado período do dia mais um montante de reserva igual à capacidade da maior máquina sincronizada.

Os critérios determinísticos, embora de fácil entendimento e aplicação, são falhos por não levarem em conta a natureza estocástica dos sistemas de potência. Portanto, as decisões

tomadas com base nesses critérios são, na maioria das vezes, soluções pouco econômicas, tanto do ponto de vista do planejamento quanto da operação.

Os métodos probabilísticos, em contrapartida, são extremamente hábeis para lidar com a extensa quantidade de variáveis aleatórias envolvidas nos sistemas de potência (e.g.: taxa de falha dos equipamentos, erros de previsão de demanda, etc.). Entretanto, as empresas do setor elétrico ainda experimentam dificuldades na hora de determinar os montantes de reserva de geração empregando técnicas probabilísticas. [Bilington, 1992].

Fundamentalmente, através das metodologias probabilísticas é possível se obter o risco embutido a uma configuração de geradores de não suprir à demanda requisitada ocasionando a interrupção do fornecimento de energia aos seus consumidores finais. Portanto, a decisão sobre quão confiável é o sistema recai sobre as concessionárias que devem ter o conhecimento do nível adequado de risco para o sistema que elas operam e serem capazes de modelar adequadamente os elementos do sistema.

1.1 Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é, motivado pela importância deste assunto, avaliar os impactos da penetração da geração eólica, a qual preza por ser uma fonte de geração variável, em sistemas predominantemente hidrotérmicos. Posteriormente, explicar conceitos teóricos sobre a RPO de Sistemas Elétricos de Potência, bem como as principais metodologias utilizadas para estimar os valores de tal reserva. A dedicação e o estudo sobre esse tema é justificável e fomentador, visto que o assunto é pouco abordado durante a realização do curso de graduação.

Este trabalho focou-se exclusivamente na análise determinística da RPO, por se tratar de uma monografia, ficando assim o tratamento probabilístico do tema como sugestão para desenvolvimentos futuros.

1.2 Contribuições do Trabalho

A problemática da RPO é foco de muitas dúvidas e dificuldades para os alunos que cursam a graduação em Engenharia Elétrica. Posto isso, o presente documento visa abordar as principais metodologias para o cálculo da RPO de forma mais simples e didática possível, com o intuito de servir como instrumento de aprendizagem.

Outra contribuição deste trabalho é realizar um estudo sobre o estado da arte da energia eólica no Brasil e no mundo e avaliar os impactos da penetração deste tipo de geração matriz energética, haja vista que a inserção deste tipo de geração no sistema elétrico brasileiro vem crescendo consideravelmente.

1.3 Estrutura do Trabalho

O trabalho está dividido em 6 capítulos. O capítulo 1 apresenta a introdução deste trabalho, abordando sua contextualização, contribuição e objetivos.

No capítulo 2 discorre-se sobre a energia eólica no Brasil e no mundo e sobre a inserção deste tipo de energia nos sistemas elétricos de potência.

No capítulo 3 apresenta-se o que é a reserva de potência operativa de um sistema elétrico e as metodologias para cálculo e previsão desta reserva.

No capítulo 4 apresenta a teoria da regulação primária de máquinas geradoras.

No capítulo 5 está contida a avaliação da inserção de energia eólica em um SEP, por meio de um sistema teste, neste caso utilizou-se o sistema *New England*.

O capítulo 6 apresenta as conclusões do desenvolvimento do presente trabalho.

Capítulo 2

ENERGIA EÓLICA NO BRASIL E NO MUNDO

2.1 Considerações Iniciais

No momento atual, a energia eólica tem sido utilizada amplamente em esfera global por se tratar de uma modalidade de geração de energia elétrica renovável, sustentável, competitiva e confiável. A causa disto é sua relação custo-benefício juntamente ao emprego de tecnologia avançada, sendo que a ampliação deste uso é explicada, parcialmente, pela necessidade universal de diversificação da matriz de energia elétrica, a fim de torná-la mais limpa, atenuando os problemas ambientais e mantendo a segurança no fornecimento da energia.

No Brasil, a geração eólica teve seu impulso através de incentivos fiscais e leilões voltados à sua comercialização. A tecnologia eólica é empregada há relativamente pouco tempo no país, mas sua participação já atinge valores significativos na matriz de energia elétrica nacional e seu crescimento tem se acentuado nos últimos anos [PDE-2023]. Entretanto, a oscilação da geração eólica tem sido muito questionada, levando em conta sua influência no controle do sistema interligado nacional devido à sua intermitência de geração, ocasionada pela inconstância dos ventos, principalmente no nordeste e sul do país, as quais são regiões com maior concentração de parques eólicos e também por ela ser uma energia de caráter complementar à matriz elétrica base (hidráulica, térmica e termonuclear).

2.2 Matriz Energética Brasileira

A matriz energética de cada país relaciona-se diretamente com a sua disponibilidade energética, ou seja, com os recursos energéticos disponíveis em seu território.

No Brasil, conforme dados do Ministério de Minas e Energia [MME; 2015], cerca de 40,0% da matriz energética brasileira é proveniente de energias renováveis, o que está muito acima da média mundial que é 13,3%. A Figura 2 apresenta a matriz de energia do Brasil.

Figura 2: Matriz Energética Brasileira.

ESPECIFICAÇÃO	mil tep		14/13 %	Estrutura %	
	2013	2014		2013	2014
NÃO-RENOVÁVEL	176.468	185.100	4,9	59,6	60,6
<i>PETRÓLEO E DERIVADOS</i>	<i>116.500</i>	<i>120.327</i>	<i>3,3</i>	<i>39,3</i>	<i>39,4</i>
<i>GÁS NATURAL</i>	<i>37.792</i>	<i>41.373</i>	<i>9,5</i>	<i>12,8</i>	<i>13,5</i>
<i>CARVÃO MINERAL E DERIVADOS</i>	<i>16.478</i>	<i>17.551</i>	<i>6,5</i>	<i>5,6</i>	<i>5,7</i>
<i>URÂNIO (U308) E DERIVADOS</i>	<i>4.107</i>	<i>4.036</i>	<i>-1,7</i>	<i>1,4</i>	<i>1,3</i>
<i>OUTRAS NÃO-RENOVÁVEIS(*)</i>	<i>1.592</i>	<i>1.814</i>	<i>13,9</i>	<i>0,5</i>	<i>0,6</i>
RENOVÁVEL	119.833	120.489	0,5	40,4	39,4
<i>HIDRÁULICA E ELETRICIDADE</i>	<i>37.093</i>	<i>35.019</i>	<i>-5,6</i>	<i>12,5</i>	<i>11,5</i>
<i>LENHA E CARVÃO VEGETAL</i>	<i>24.580</i>	<i>24.728</i>	<i>0,6</i>	<i>8,3</i>	<i>8,1</i>
<i>DERIVADOS DA CANA-DE-AÇÚCAR</i>	<i>47.601</i>	<i>48.128</i>	<i>1,1</i>	<i>16,1</i>	<i>15,7</i>
<i>OUTRAS RENOVÁVEIS</i>	<i>10.559</i>	<i>12.613</i>	<i>19,5</i>	<i>3,6</i>	<i>4,1</i>
TOTAL	296.301	305.589	3,1	100,0	100,0
<i>dos quais fósseis</i>	<i>172.362</i>	<i>181.064</i>	<i>5,0</i>	<i>58,2</i>	<i>59,3</i>

(*) Gás industrial de alto forno, aciaria, coqueria, enxofre e de refinaria

Fonte: Ministério de Minas e Energia.

No Brasil, também ocorreu o incentivo governamental para a utilização das energias alternativas, principalmente através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), o qual é gerenciado pela Eletrobrás. O PROINFA tem como meta uma participação de 10% das energias por fontes alternativas na matriz elétrica brasileira.

2.3 Matriz de Energia Elétrica Brasileira

No que se refere à matriz elétrica brasileira, o crescimento da energia eólica aparece com percentuais destacáveis em relação ao crescimento de outras fontes de energia, mas ainda faz parte de uma pequena parcela. O território brasileiro, apesar de ser muito favorável a energia eólica, tem sua matriz energética imensamente dominada pela geração hídrica, esta responsável por 59,8% da geração nacional, como mostrado na Figura 3. Outro ponto relevante é a importância que a energia eólica está tomando na matriz, levando-se em conta suas projeções, pois se espera que em 2023, segundo Plano Decenal de Expansão de Energia 2013 (PDE-2023), aproximadamente 22.500 MW de energia elétrica sejam provenientes do aproveitamento da energia eólica, o que a tornaria a segunda principal fonte de energia elétrica. [EPE, 2015]

Figura 3: Matriz de Energia Elétrica Brasileira.

ESPECIFICAÇÃO	GWh		14/13 %	Estrutura (%)	
	2013	2014		2013	2014
HIDRO	390.992	373.439	-4,5	64,0	59,8
BAGAÇO DE CANA	29.871	32.303	8,1	4,9	5,2
EÓLICA	6.578	12.210	85,6	1,1	2,0
SOLAR	5	16	235,5	0,001	0,003
OUTRAS RENOVÁVEIS	10.600	13.879	30,9	1,7	2,2
ÓLEO	22.090	31.668	43,4	3,6	5,1
GÁS NATURAL	69.003	81.075	17,5	11,3	13,0
CARVÃO	14.801	18.385	24,2	2,4	2,9
NUCLEAR	15.450	15.378	-0,5	2,5	2,5
OUTRAS NÃO-RENOVÁVEIS	11.444	12.125	5,9	1,9	1,9
IMPORTAÇÃO	40.334	33.775	-16,3	6,6	5,4
TOTAL	611.169	624.254	2,1	100,0	100,0
<i>Dos quais renováveis</i>	<i>478.381</i>	<i>465.623</i>	<i>-2,7</i>	<i>78,3</i>	<i>74,6</i>

Notas: (a) inclui 52,2 TWh de autoprodutor cativo em 2014 (que não usa a rede básica); (b) Gás industrial inclui gás de alto forno, gás siderúrgico, gás de coqueria, gás de processo, gás de refinaria, enxofre e alcatrão

Fonte: Ministério de Minas e Energia.

Entretanto, o fator de capacidade da geração eólica é consideravelmente baixo, ou seja, a média mensal de sua geração é entre 26% e 40% da capacidade instalada, devido às médias de vento anuais na região do empreendimento. Assim, existe uma grande diferença entre a capacidade instalada e gerada na energia eólica, o que não ocorre em usinas hidroelétricas ou térmicas, que podem trabalhar com um fator de capacidade elevado.

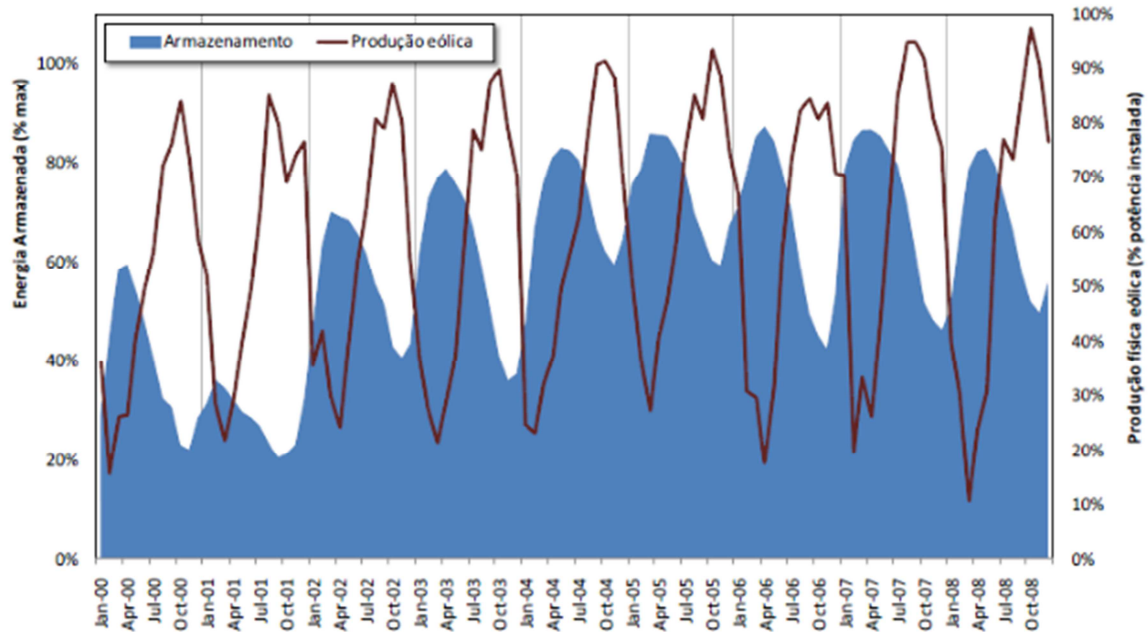
2.4 Complementaridade Hídrico-Eólica

A geração hidroelétrica tem grande potencial no Brasil. Isto é devido à imensidão de alternativas hídricas para a implantação de usinas. Porém, grande parte dos afluentes com potencial explorável se encontra no Norte do país, na região da floresta amazônica que, por questões ambientais, não permite a formação de reservatórios com grande capacidade de água. Como alternativa são empregadas nessas regiões usinas hidrelétricas a fio d'água, tornando o sistema cada vez mais sazonal. O maior problema que se constata nas usinas instaladas em áreas sem grandes reservatórios é observado nos períodos de seca, em que sua geração fica muito abaixo do seu potencial, que somente será alcançado nos períodos úmidos.

Devido a esses problemas, que devem aumentar nos próximos anos devido a expansão da geração hídrica na Amazônia, tem-se a necessidade da geração complementar de energia elétrica, cenário no qual a geração eólica se encaixa convenientemente, pois comumente a sazonalidade dos ventos é inversa à sazonalidade do regime de chuvas. Essa sazonalidade inversa dessas duas fontes de energia ocorre de forma destacável no nordeste brasileiro, onde

a capacidade eólica é a maior do país. Nessa região, os melhores ventos anuais e, conseqüentemente, a maior geração, ocorrem entre junho e novembro, ou seja, período de baixas aflúncias, como pode ser observado através da Figura 4.

Figura 4: Complementaridade Hídrico-Eólica.



FONTE: Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEólica, 2012.

No Sul do Brasil, existe concomitância entre a sazonalidade hídrica e sazonalidade dos ventos, o que aumenta a potência gerada nessa região, porém essas fontes não apresentam complementaridade. Para um planejamento em longo prazo de sistemas elétricos, a confiabilidade geral do sistema deve considerar se a capacidade de geração atende a demanda de energia do sistema. Posto isso, pode-se afirmar que a inserção da geração eólica no sistema torna-o mais confiável como um todo, pois permite que reservatórios sejam mantidos cheios enquanto a eólica está gerando eletricidade, mesmo não sendo uma forma de geração despachável [CASTRO, 2010].

2.5 Impactos da Geração Eólica

O crescente aumento de parques eólicos com grande capacidade de geração torna a participação deste tipo de energia cada vez mais importante, se apresentando como um complemento limpo e eficaz na matriz elétrica mundial, que ainda é predominantemente baseada em combustíveis fósseis e, assim, espera-se atenuar a emissão de CO₂ em milhões de

toneladas. Entretanto, existem impactos relevantes na inserção da geração eólica no sistema elétrico, pois essa pode afetar as características de tensão, frequência, níveis de curto circuito e a qualidade de energia da rede. Este trabalho focará especificamente nas alterações da frequência do sistema.

A frequência é uma grandeza que deve ser mantida dentro de uma faixa muito estreita de utilização. Neste estudo o intervalo considerado pertinente e seguro esta entre 59,5 - 60,5 Hz [NOS,2010]. A frequência está ligada ao equilíbrio das potências geradas e consumidas, considerando as perdas na rede. Se a geração não atender à demanda do consumo, a frequência pode sofrer uma queda no tempo e, com isso, uma diminuição na faixa de 1 Hz já tornaria a situação alarmante.

Porém, é praticamente impossível que o consumo seja igual à geração momentaneamente. Assim, os geradores variam automaticamente sua potência, a fim de gerar a energia necessária à rede e manter a frequência em seu valor nominal, que neste estudo foi considerado como 60 Hz. Esse processo é realizado através do sistema de controle de frequência, que consiste em dois níveis: controle primário e secundário.

O controle primário situa-se no local dos grupos geradores, realizando o controle da geração até que a geração e a demanda se igualem e a frequência estabilize, atuando em ciclos de 1 a 30 segundos. Como o controle primário não retorna a frequência ao valor nominal, o controle secundário atua a partir do centro de operação do sistema, com intervalos de 10 a 15 min.

Os parques eólicos, mesmo em regimes normais de funcionamento, podem variar sua potência gerada de 10% a 15% da capacidade instalada em intervalos de 15 minutos e, em condições extremas, esses valores podem variar de forma muito abrupta, ocasionando no sistema elétrico um desbalanço entre a geração e o consumo.

Em caso de desequilíbrios entre a potência total dos geradores síncronos e a potência total consumida pelas cargas, pode-se realizar mudanças nas velocidades angulares das unidades geradoras, adequando a sua necessidade à frequência nominal. Em casos em que haja diminuição da frequência, os aerogeradores devem responder com um aumento de potência injetada na rede e vice-versa.

2.5.1 Requisitos Operacionais e Tolerância de Frequência

Há anos, quando a geração eólica não tinha tanta expressão nas matrizes elétricas mundiais, os parques eólicos eram desligados da rede em situações em que a frequência sofresse uma queda súbita, a fim de se protegerem de possíveis danos.

Porém, com a criação de parques cada vez maiores e a relevância da geração eólica para a rede, a sua retirada da rede provoca uma diminuição ainda maior da frequência, e assim, a diminuição da saúde e capacidade de recuperação do sistema. Dessa maneira, os operadores do sistema, com o intuito de restabelecer mais rapidamente as condições de frequência da rede, mantêm os aerogeradores ligados ao sistema em casos de perturbações, porém funcionando em um intervalo de valores de frequência mais altos.

2.6 Panorama Mundial

A evolução das tecnologias de conversão de energia eólica alavancada pela necessidade de aumentar a produção de energia elétrica advinda das fontes de energias renováveis tem acometido um progressivo aumento da integração de geradores eólicos nas matrizes energéticas de vários países, atingindo em alguns desses uma porcentagem significativa da energia elétrica consumida.

Na Europa, que é a região caracterizada atualmente como a maior consumidora de geração eólica [*Global Wind Report*, 2010], destacam-se os casos da Dinamarca com 24% da energia elétrica consumida proveniente da energia eólica, seguida de Portugal (14,8%), Espanha (14,4%), Irlanda (10,1%) e Alemanha (9,3%) [*Wind in Power*, 2010].

Atualmente, a energia eólica produz mais de 5% da energia elétrica consumida na Europa, sendo previsto um substancial aumento para 20% até 2020 [*Powering Europe – wind energy and the electricity grid*, 2010].

No artigo “*Code Shift*” [Ackermann, et. Al., 2013], pode-se extrair a informação de que o crescimento da geração de energia por meio de fontes renováveis na Alemanha foi um dos mais rápidos do mundo. Até o final de 2012, cerca de 32 GW de energia eólica e 32 GW de energia solar fotovoltaica já tinham sido instalados.

É enunciado no artigo “*Growth in Wind and Sun*” [L. Jiang, et. Al., 2013], que no final de 2014 a capacidade instalada de fontes de geração variável na China foi de 123,86 GW, um total de 9,1% do total da capacidade de geração do país. A capacidade total de eólica é de 95,81 GW e de solar é de 28,05 GW. A provável justificativa para esse crescimento satisfatório no uso dessas energias se deve ao fato de que o país lançou em 2005 um forte programa de incentivo ao investimento e desenvolvimento de energias renováveis.

Para os baixos níveis de integração das fontes de energia variável como os atuais, e até mesmo contemplando os níveis esperados em 2020, os recursos já existentes nos sistemas elétricos europeus atuais permitem suportar esses níveis de integração sem comprometer a segurança dos sistemas elétricos e a qualidade da energia. No entanto, a experiência obtida nos países pioneiros na integração de energia eólica, como os referidos anteriormente, permitiu concluir que existe um limite máximo de integração nas redes atuais [*Powering Europe – Wind energy and the electricity grid*”, 2010]. Por isso, para os países onde a integração de energia eólica ainda se encontra na fase inicial, é importante estudar os problemas encontrados pelos outros países pioneiros e, portanto mais experientes, para que se criem condições favoráveis a uma integração com fornecimento contínuo de energia nas redes.

Está presente no artigo “*Emergency Response*” [Miller, et. Al., 2013] um estudo realizado no Sistema Independente da Califórnia e no sistema Leste de Interconexão dos Estados Unidos. Os objetivos contidos nos estudos foram ilustrar a resposta em frequência do sistema, investigar o possível impacto de grandes quantidades de geração de energia eólica e analisar formas de melhorar a resposta de frequência através do uso de controles de potência ativa em centrais eólicas. No estudo, a fração de geração na Califórnia proveniente de plantas eólica foi de 28% (8,6 GW), com um adicional de 22% (6,7 GW) de geração de energia solar, portanto a geração renovável total da Califórnia chega a 50% (15,3 GW). Também desse trabalho pode-se extrair os dados de que a cada 3 MW gerados por plantas eólicas, existe um concomitante decréscimo de aproximadamente 2 MW do problema de “*Unit Commitment*” característico de geradores térmicos e a redução de 1 MW de despacho de máquinas térmicas. Já o estudo do sistema de Interconexão Leste teve como objetivo investigar os possíveis impactos da grande inserção de energia eólica na rede e examinar meios de suprir o sistema frente às variações de frequência. Ambos os estudos mostram que o controle de frequência em plantas eólicas pode causar um impacto benéfico substancial no desempenho do sistema.

Para regular a potência de saída de qualquer gerador é necessário, antes de tudo, regular a fonte de energia primária. No caso dos geradores eólicos, essa regulação não pode ser feita de tal forma, pois não é possível controlar a velocidade do vento.

Na tentativa de regular a potência entregue à rede, pode ser feito um controle do ângulo das pás ou da velocidade de rotação da máquina. No caso do controle ser feito no âmbito do parque eólico, é possível desligar algumas máquinas para que depois sejam ligadas quando for necessário injetar mais potência no sistema. No entanto, com a tecnologia existente atualmente ao nível dos aerogeradores, não se justifica a utilização deste tipo de controle, pois é possível regular a potência ativa de forma mais rápida e eficiente recorrendo ao controle do “*pitch*” ou da velocidade de rotação. Além do controle da potência de saída, pode ainda ser exigido que os aerogeradores controlem a taxa de variação da potência entregue à rede [“*Powering Europe – Wind energy and the electricity grid*”, 2010].

Obtém-se no artigo “*Serving the future*” [J. McDowell, et. al., 2015] a informação que com altos níveis de penetração da energia eólica, a necessidade de serviços ancilares também aumenta, enquanto os recursos tradicionais (geradores hidráulicos e térmicos) que fornecem esses serviços podem tornar-se menos disponíveis ou economicamente não viáveis. O desenvolvimento do controle de plantas eólicas permitirá um desempenho semelhante ao da geração convencional, apresentando assim a oportunidade para usinas eólicas fornecerem uma vasta lista de serviços ancilares. Integrar usinas eólicas à rede é uma tarefa complicada por uma série de questões que estão correlacionadas, principalmente, à variação do vento e as características elétricas dos geradores eólicos. As usinas eólicas contemporâneas são bastante capazes de fornecer uma gama completa de serviços ancilares, muitas vezes com maior velocidade e precisão que as usinas geradoras convencionais. Para demonstrar a capacidade da tecnologia de hoje, o artigo em questão descreve vários exemplos de usinas eólicas que usam a tecnologia eólica da General Electric (GE). Dentre estes exemplos, os resultados de um campo de testes na América do Norte com 40 turbinas GE de 1,5 MW e uma planta operada pelo sistema “*GE Wind CONTROL*”. Tais testes foram realizados durante o comissionamento de uma usina.

A capacidade de regulação da potência de saída e a inclusão de novas funções de controle permitem que os aerogeradores possam responder às variações de frequência da rede e conseqüentemente consigam aumentar a sua potência de saída caso ocorra um aumento do consumo ou diante de uma contingência, que pode ser, por exemplo, a perda alguma unidade

de geração. Como não é possível controlar a velocidade do vento, para que o aerogerador consiga aumentar a potência diante de uma contínua redução na frequência da rede, é necessário que a potência produzida seja inferior à potência máxima. Os aerogeradores são assim colocados para operar com uma margem de reserva de potência, o que permite que, em caso de redução da frequência, possam aumentar a potência de saída até ao ponto de máxima extração de potência. Isto significa que em funcionamento normal, certa quantidade de energia disponível no vento estará sendo desperdiçada. No caso das máquinas convencionais, a redução da potência de saída implica uma redução no gasto de combustível e por isso não existe um desperdício significativo. O desperdício que pode existir é apenas relativo à diminuição no rendimento da máquina. No caso dos aerogeradores, o que está sendo desperdiçado é um recurso que está disponível gratuitamente e por isso não é a opção economicamente mais interessante para fazer o controle da frequência [*"Powering Europe-Wind energy and the electricity grid"*, 2010]. No entanto, para grandes níveis de integração, é uma das soluções levadas em conta, assim como os sistemas que combinam a produção eólica com a produção hídrica, sendo a hídrica dotada de sistema de bombeamento ou capacidade de armazenamento em seus reservatórios.

Na Alemanha, é imposto que, quando a frequência ultrapassa os 50,2 Hz, os parques eólicos *"onshore"* devem reduzir injeção de potência ativa numa taxa de 40% da potência disponível na turbina para cada 1 unidade em Hz acrescido na rede após o limite imposto. Os parques eólicos *"offshore"* devem reduzir a injeção de potência ativa em 98% para cada 1 unidade em Hz acrescido na rede após o limite imposto, em uma taxa de 25% por segundo. Sendo que neste último caso, a diminuição de potência é feita a partir dos 50,1 Hz [M. Tsiliand, et. al.,2009], [Y. Meiqiand, et.al.,2010].

No artigo *"Frequency regulation with Wind Power plants"* [B.H. Choudhury, 2013] é enunciado que a contribuição no controle primário de frequência das turbinas e parques eólicos é necessária para manter o nível de estabilidade do sistema aceitável. No modelo mais comum de turbina eólica, a potência de saída e frequência do sistema são dissociadas, uma vez que as pás das turbinas não necessariamente rotacionam em 60 Hz, ficando assim a cargo de inversores eletrônicos a sincronização com a rede. O conversor do lado do rotor é usado para controlar a potência ativa e a tensão nos terminais da rede. Já o conversor do lado da rede é usado para gerar ou absorver energia ativa da rede para manter a tensão CC constante. Novos métodos de regulação de frequência em turbinas eólicas estão sendo discutidos atualmente. As pás da turbina eólica tem uma quantidade significativa de energia cinética

armazenada, que pode ser utilizada para estabilizar a frequência do sistema em curtos intervalos de tempo. O momento de inércia pode chegar a ser 6 vezes superior ao momento de inércia de um gerador convencional.

O regulamento de rede do Reino Unido impõe aos parques eólicos a capacidade de controle primário e secundário de frequência. Quando a queda da frequência é igual ou superior à variação de 0,5 Hz, os geradores devem injetar uma potência de valor igual à sua reserva primária. Essa ação deve ser efetuada em um período de no máximo 10 segundos posteriores à queda de frequência, tratando-se de uma medida de emergência. Após esse primeiro procedimento, deve-se manter essa injeção da potência de valor correspondente à reserva primária em um nível constante durante 20 segundos. A partir dos 30 segundos e até 30 minutos, os geradores devem aumentar a potência de saída para um valor equivalente à reserva secundária de forma a estabilizar a frequência [X. Yingcheng, et.al., 2010]. O código de rede para parques eólicos “*offshore*” leva em conta as ligações em HVDC existentes entre o parque e a rede elétrica “*onshore*” uma vez que as frequências dos dois lados da ligação em HVDC podem ser diferentes [M. Tsiliand, et. al. 2009].

O código de rede Irlandês impõe que os parques eólicos sejam dotados de um sistema supervisorio que possibilite o controle de potência ativa através de um “*set-point*” enviado pelo operador da rede ou de forma automática através da frequência do sistema [INESC, 2008].

Já o regulamento de rede imposto na região do Quebec, no Canadá, impõe que os parques eólicos com potência instalada maior que 10 MW participem na regulação de frequência, contribuindo para a redução dos desvios grandes ($>0,5$ Hz) e rápidos (<10 s) da frequência. Apesar de não apresentar requisitos específicos para a emulação de inércia, a participação rápida da regulação de frequência implica na utilização da energia cinética armazenada nas pás da turbina e no gerador, isto é, a inércia das máquinas [M. Tsiliand, et. al., 2009].

Atualmente, os padrões de rede existentes ainda não impõem requisitos específicos para a emulação de inércia. No entanto, este tema já tem sido estudado por alguns grupos de trabalho ao longo dos últimos anos, estando em fase de elaboração e contendo indecisões quanto a classificação deste serviço como obrigatório ou como serviço ancilar disponibilizado através de contratos bilaterais [“*Renewable UK*”, 2011], [ENTSO-E, 2011].

Capítulo 3

RESERVA DE POTÊNCIA DO SEP

3.1 Considerações Iniciais

Como dito anteriormente, não há possibilidade de armazenar a energia elétrica gerada, sendo assim, idealmente toda energia exigida pelo sistema tem que ser gerada e fornecida instantaneamente. Toda essa operação é baseada em previsões realizadas com alguma antecedência, quando se faz as devidas preparações do sistema. Obviamente, todas as previsões estão sujeitas a margens de erros, para mais ou para menos, que no instante da operação, devem ser superados para que se consiga um fornecimento adequado de energia elétrica.

Também já foi mencionado e aqui se reforça, que a geração de energia realizada por aerogeradores, assim como as cargas nos diversos barramentos do sistema variam a cada instante, fazendo com que o estado de equilíbrio carga/geração seja sempre alterado e, portanto determinando a necessidade de constante restabelecimento do estado de equilíbrio original.

Pode-se então afirmar que a operação adequada de sistemas elétricos de potência depende fundamentalmente das disponibilidades de reserva de potência que o mesmo possui.

Uma vez que haja capacidade instalada suficiente, as unidades geradoras são adequadamente programadas para suprir a demanda prevista para as próximas horas. Uma margem de capacidade de geração nas máquinas sincronizadas, bem como máquinas que possam entrar em operação num curto intervalo de tempo são mantidas como reserva operativa, a fim de garantir o fornecimento ininterrupto de energia.

Essa margem é denominada reserva de geração e é essencialmente dividida em duas partes: reserva de capacidade estática e de capacidade operativa, de acordo com o horizonte do planejamento [Billington, 1996].

A reserva de capacidade estática está relacionada com a avaliação em longo prazo das necessidades do sistema em termos globais. A capacidade operativa está relacionada com a

avaliação em curto prazo da capacidade real necessária para atender um dado nível de carga. O que difere as duas é seu horizonte de planejamento.

3.2 Capacidade de Reserva Estática

A reserva estática pode ser entendida como a capacidade que deve ser instalada e construída para que haja geração instalada em excesso capaz de garantir o suprimento da demanda prevista para o futuro. Esse montante deve ser suficiente para suportar os erros contidos na previsão do crescimento da demanda, a execução dos programas de manutenção preventiva, a perda inesperada de equipamentos de geração e a indisponibilidade de recursos energéticos.

Critérios determinísticos têm sido amplamente utilizados no dimensionamento da reserva. Essas abordagens normalmente não consideram explicitamente os riscos do sistema nem são capazes de compará-los em sistemas de diferentes dimensões e composições. Desta forma, devido às características estocásticas do problema, métodos probabilísticos são a alternativa mais coerente, uma vez que é possível avaliar através dos índices de risco o grau de adequação do sistema para diferentes níveis de reserva.

3.3 Capacidade de Reserva Operativa

Os sistemas de geração são compostos por uma variedade de tipos de usinas de geração (e.g. térmica, hidráulica, eólica, solar), as quais apresentam diferentes custos de operação. Durante a operação dos sistemas, a potência produzida deve, a cada instante, corresponder à potência demandada. A fim de manter o equilíbrio entre a geração e carga do modo mais econômico possível, as usinas de geração são programadas para entrar em operação seguindo uma lista de prioridade, a qual é construída com base nos custos marginais de operação. Assim, unidades com baixo custo de operação são programadas para operar durante todo o tempo, ao passo que aquelas com maiores custos marginais são preparadas para operar somente nos períodos de máxima demanda. O montante de geração programado para o atendimento da demanda deve ser tal que o sistema possua uma margem de reserva suficiente para suportar a perda de capacidade de geração ou aumentos súbitos na demanda, sem haver necessidade de cortar carga. Essa margem de reserva é denominada reserva operativa.

Esta reserva está relacionada ao planejamento de curto prazo e refere-se ao montante de geração sincronizada ou que possa ser sincronizada em tempo hábil para repor a perda de unidades em operação (contingência).

Embora a divisão da reserva operativa e suas definições variem de um sistema para outro, ela é normalmente decomposta em quatro partes (regulação, girante, não-girante e de reposição) detalhadas posteriormente.

3.3.1 Divisão e Classificação da Reserva de Potência Operativa

Apesar de não haver um consenso entre as concessionárias de geração com relação à divisão e definição dos tipos de reserva operativa, ela é comumente dividida e classificada seguindo-se os padrões norte-americanos [NERC, 2008]. De acordo com o NERC – “*North American Electric Reliability Council*”, a reserva operativa é dividida em quatro partes, cujas definições são dadas a seguir:

- **Reserva de regulação:** serviço provido pelas unidades participantes do controle automático de geração (CAG), tanto no sentido de aumentar quanto diminuir o nível de potência gerada, com o intuito de manter o equilíbrio entre a geração e a carga;
- **Reserva girante:** montante de geração capaz de responder a um distúrbio (e.g. perda de equipamentos, elevação abrupta da carga etc.) em até 10 minutos. Essa reserva deve ser proveniente das unidades sincronizadas e/ou interconexões;
- **Reserva não-girante:** parcela da reserva operativa proveniente de unidades não-sincronizadas e que podem ser conectadas ao sistema em até 10 minutos, ou cargas interrompíveis que possam ser desconectadas do sistema em até 10 minutos;
- **Reserva de reposição:** montante de reserva proveniente de unidades não sincronizadas e interconexões capazes de suprir um déficit de geração dentro do limite de tempo especificado, ou cargas interrompíveis que possam também ser desconectadas dentro do limite de tempo desejado. Esse limite de tempo é da ordem de 60 minutos.

No caso particular do Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) adota a divisão e classificação da reserva operativa em quatro partes, conforme se descreve a seguir [ONS, 2007]:

- **Reserva primária (RP):** é a parcela de reserva deixada nas máquinas sincronizadas com a finalidade de realizar o controle primário de frequência. Esse controle é exercido por meio dos reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, objetivando limitar a variação de frequência quando há ocorrência de distúrbios que provoquem o desequilíbrio entre a geração e a carga. O ONS estabelece que a reserva primária deva ser igual a 1% da responsabilidade própria de geração do sistema. Entende-se por responsabilidade própria de geração do sistema, o montante de geração equivalente à carga do próprio sistema mais os contratos de exportação menos os contratos de importação;
- **Reserva secundária (RS):** é a parcela da reserva sincronizada responsável pelo controle secundário de frequência. A reserva secundária é composta pelas unidades participantes do controle automático de geração (CAG) cujos reguladores automáticos de velocidade ficam sob controle dos centros de operação, os quais atuam com o objetivo de restabelecer a frequência do sistema a seu valor nominal e manter ou recompor os intercâmbios de potência ativa a valores programados. O ONS determina que cada sistema seja responsável por manter uma reserva secundária igual a 2,5% da sua responsabilidade própria de geração, acrescida de 1,5% da carga própria do sistema;
- **Reserva terciária (RT):** é a parcela da reserva sincronizada destinada a cobrir as saídas ou limitações não programadas de unidades geradoras em operação, causadas por defeitos nos equipamentos que as compõem, ou defeitos nos transformadores. Para a reserva terciária, o ONS determina que ela seja igual à diferença entre a reserva sincronizada total recomendada para o sistema, obtida por meio de uma análise probabilística, e as parcelas RP e RS. A reserva terciária deve ser distribuída proporcionalmente entre as empresas com base em suas responsabilidades próprias de geração e suas maiores máquinas, conforme a Equação (1);

$$R_{Tk} = \frac{MM_k * RPG_k}{\sum_{i=1}^n MM_i * RPG_i} * R_{Ts} \quad (1)$$

em que:

R_{Tk} – reserva terciária de responsabilidade da empresa k ;

R_{Ts} – reserva terciária total do sistema interligado;

MM_i – maior máquina da empresa i ;

MM_k – maior máquina da empresa k ;

RPG_i – responsabilidade de geração própria da empresa i ;

RPG_k – responsabilidade de geração própria da empresa k .

- **Reserva quaternária (RQ):** o objetivo dessa parcela da reserva operativa é suprir a perda de blocos de geração e/ou outras emergências não previstas, ou seja, recompor as reservas quando utiliza-se a RT. Fazem parte desse tipo de reserva: carga de bombeamento, cargas interrompíveis, geração hidráulica ou térmica a carvão excedente e geração a óleo.

3.4 Métodos de Previsão de Reserva de Potência

A reserva de potência operativa tem o seu dimensionamento ligado às probabilidades de ocorrências de erros nas previsões, ou de ocorrências de desligamentos forçados de unidades geradoras.

Podemos operar um sistema de potência com maior ou menor risco de perdas de carga ou de atendimentos deficientes ao consumidor. Tudo isso deverá ser determinado por um fator econômico preponderante.

Tendo-se em vista os pesados ônus que as necessidades de reserva de potência acarretam às empresas de energia elétrica, muitos estudos vêm sendo realizados no sentido de estabelecer uma solução de compromisso adequada entre a confiabilidade aceitável e um custo adicional reduzido motivado por requisito de excesso de capacidade instalada.

Podemos determinar os requisitos de reserva de potência através de duas formas distintas de metodologias:

1. **Metodologias Determinísticas:** nas quais se estabelecem montantes de reserva de potência com base em experiências prévias ocorridas em nosso sistema e em sistemas de outros países;
2. **Metodologias Probabilísticas:** nas quais se estabelecem montantes de reserva necessários através de técnicas estocásticas mais apuradas, e através dos níveis de risco que se admite correr no Sistema Interligado.

3.4.1 Metodologia Determinística

A reserva primária será utilizada para garantir a atuação da regulação primária de todas as unidades e dessa forma evitar desvios de frequência consideráveis por ocasião de impactos de carga; a reserva secundária será destinada a garantir o suprimento da ponta instantânea dentro da ponta horária (RS_1) assim como os erros de previsão (RS_2); ficando assim a reserva terciária destinada a controlar outros distúrbios, como a perda de uma unidade geradora do sistema.

Tão logo ocorra algum distúrbio no sistema, haverá uma atuação da regulação primária de todas as unidades do sistema interligado com o intuito de elevar ou reduzir a potência das unidades, quando a velocidade (ou frequência) se afasta do valor de referência. Sendo assim, obriga-se a manter uma parcela de reserva de potência extra para garantir a atuação da regulação primária, e dessa forma, evitar desvios de frequências consideráveis por ocasião de impactos de carga. No entanto, ainda há um problema a ser considerado, que é o afastamento em regime permanente da frequência original, este evento ocorre após o efeito transitório (curto prazo) originado pelo distúrbio e nele o sistema é capaz de encontrar um novo ponto de operação em que consegue se manter, mas o faz com um valor de frequência distinta da original.

3.4.1.1 Reserva Primária

Define-se Responsabilidade Própria de Geração (RPG) de uma área de controle (ou de um sistema) como sendo a sua carga própria mais os fornecimentos contratados, menos os recebimentos contratados, como mostrado na Equação (2):

$$RPG_i = P_{Di} + \sum FC_i - \sum RC_i \quad (2)$$

onde:

RPG_i – Responsabilidade Própria de Geração do sistema i;

P_{Di} – Carga Ativa do sistema i;

FC_i – Fornecimentos Contratados pelo sistema i;

RC_i – Recebimentos Contratados pelo sistema i.

Define-se a parcela que cada área deverá manter para este objetivo (atuação da regulação primária) como sendo um percentual de sua responsabilidade de geração, percentual este que atualmente é considerado 1%, como na Equação (3):

$$RP_i = 1\%RPG_i \quad (3)$$

3.4.1.2 Reserva Secundária

As previsões de demanda são feitas em bases horárias, e conseqüentemente as programações de geração também são. Assim as previsões estabelecem um valor médio de demanda para cada hora. Obviamente o comportamento da carga neste período não será um valor constante, uma vez que tem-se dentro desta hora, valores instantâneos de demanda inferiores e superiores a média prevista.

Considerando-se tal demanda instantânea, o sistema deve ter reserva de potência suficiente para, através da RS_1 , absorver essas variações de carga.

A forma correta de se proceder neste caso é através de uma pesquisa histórica do comportamento da carga verificada em cada área de controle, a fim de se saber exatamente qual o montante que corresponde a esta demanda instantânea.

Valendo-se da experiência de outros países, atualmente foi estabelecida uma única forma de quantificar tal parcela, também em função da Responsabilidade Própria de Geração de cada área, como mostrado na Equação (4).

$$RS_{1i} = 2,5\%RPG_i \quad (4)$$

Segundo [Vieira Filho, 1984], tal parcela, por ser de enorme importância para uma efetiva regulação secundária, deveria ser estimada criteriosamente em função de levantamentos históricos de carga em cada área de controle, visto que as curvas de carga variam consideravelmente de área para área.

Outra questão a ser levada em conta para o cálculo da RS é que sempre há possibilidade de erro de previsão a ser constatado no instante da operação mesmo considerando as melhores metodologias de previsão de demanda. Baseado nesta filosofia

chegou-se a concepção da necessidade de outra parcela de reserva de potência para cobrir eventos desta natureza. (RS_2).

Assim, baseado nas experiências internacionais e as adequando ao sistema elétrico brasileiro, uma parcela para cada área denominada RS_2 , cuja quantificação é em função da carga própria de cada sistema, conforme registrado na Equação (5).

$$RS_{2i} = 1,5\% P_{Di} \quad (5)$$

Pode-se concluir então que a Reserva Secundária total do sistema é dada pela Equação (6).

$$(RS)_{SISTEMA} = (RS_1)_{SISTEMA} + (RS_2)_{SISTEMA} \quad (6)$$

3.4.1.3 Reserva Terciária

Em um Sistema Elétrico de Potência, para se suprir uma determinada carga com um grau de confiabilidade aceitável, deve-se estipular a continuidade de suprimento para o caso da perda de sua maior unidade geradora.

Se cada área de controle dispusesse de uma parcela de RT igual a sua maior unidade geradora, o sistema seria bastante onerado e se faria necessária uma quantidade muito grande deste tipo de reserva, inviabilizando assim a operação do SEP.

Contudo, pode-se verificar que uma dentre as grandes vantagens de promover a interligação das diversas redes elétricas é exatamente poder melhor repartir os ônus de se ter que manter tais reservas de potência. Assim, se cada um dos circuitos componentes do sistema interligado arcar com uma parcela da reserva de potência para este fim, será repartido o ônus da reserva total.

Com base na filosofia acima estipulada, observa-se que cada área de controle deverá locar em suas máquinas uma parcela de reserva que corresponde a Equação (7).

$$RT_i = \frac{MM_i * RPG_i}{\sum_{i=1}^n MM_i * RPG_i} * MM_s \quad (7)$$

em que:

MM_i – maior máquina da área de controlei;

MM_S – maior máquina do Sistema Interligado.

3.4.1.4 Reserva Quaternária

O objetivo da parcelada reserva operativa quaternária é suprir a perda de blocos de geração e/ou outras emergências não previstas. Essa reserva destina-se a recompor as de potência terciária, em caso de indisponibilidade ou redespacho de geração, se atingido o limite do suprimento de reserva de potência ativa do sistema. Fazem parte desse tipo de reserva:

- Cargas interrompíveis que são cargas de consumidores que, de acordo com contrato específico, podem ser desligadas por iniciativa do concessionário ou do ONS, por tempo limitado;
- Geração hidráulica ou térmica a carvão excedente;
- Geração a óleo.

3.4.2 Metodologia Probabilística

Reforça-se que a operação dos sistemas de potência calculada numa visão puramente determinística não é coerente com o comportamento estocástico apresentado por esses sistemas. Devido à inerente incerteza no processo de determinação da reserva operativa, a consideração de metodologias probabilísticas vem se tornando uma alternativa bastante viável nesse processo.

Métodos determinísticos tendem a se tornar impróprios à proporção que se deseja verificar a base de cada um dos sistemas, a qual é dimensionada com determinadas características intrínsecas a cada um desses agrupamentos, no entanto os procedimentos são aplicados indiscriminadamente, mesmo que o conjunto apresente particularidades totalmente diferentes. Isto é exemplificado claramente pelas características da carga, que podem variar sensivelmente de um sistema para outro.

Podemos então mostrar de forma sucinta que há três diferentes aspectos relacionados com a reserva de potência que podem ser analisados sob enfoque probabilístico:

- O 1º diz respeito somente a fenômenos envolvidos com a carga, ou seja, indica necessidade de conhecimentos estatísticos da mesma, para que se possa pensar a

respeito de previsões apropriadas e probabilidade de ocorrência de demandas máximas, bem como possibilidade de as mesmas serem simultâneas;

- O 2º diz respeito tão somente às probabilidades envolvidas em perdas intempestivas de máquinas, portanto está bastante relacionado com os históricos das unidades em serviço, índices de confiabilidade, etc.;
- O 3º diz respeito às ocorrências simultâneas de demandas máximas e de perdas de unidades geradoras, que nada mais é do que a combinação dos dois primeiros aspectos.

3.4.2.1 Tratamento Estatístico das Cargas

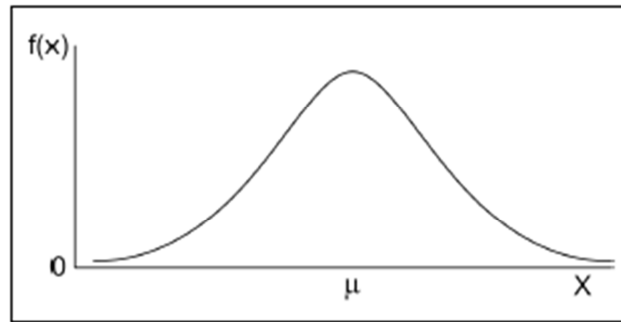
As cargas elétricas são compostas por milhares de aparelhos e dispositivos que, quando consideradas em conjunto, apresentam tendências que ajudam a modelar a carga. Como exemplo, os fatores mais importantes para previsão de cargas elétricas incluem: condições meteorológicas (como nebulosidade), velocidade e direção do vento, variações bruscas de temperatura e/ou umidade, fatores diversos como efeitos de dias atípicos (feriados) e/ou dias especiais (sábados e domingos), os eventos da semana e os efeitos sazonais, onde o consumo varia em diferentes estações do ano. Tais fatores tentam representar da melhor maneira o comportamento da carga para então efetuar-se a previsão [LOPES, 2000].

O método de previsões necessita de duas condições fundamentais que são [ALMEIDA et al., 1991]:

- Informações sobre o passado quantificadas e padronizadas em forma de dados;
- Assumir que o comportamento ocorrido no passado de certa forma irá se repetir no futuro.

Considerando que há várias incertezas nos métodos de previsão de carga, o tratamento estatístico mais simples e comum que se pode considerar é aquele que representa a carga através de uma função probabilística.

Diversos estudos sobre a matéria indicaram que a distribuição que melhor se aproxima de uma representação estatística de carga é a distribuição normal, ou distribuição de Gauss; como mostrado na Figura 5.

Figura 5: Curva de Distribuição Normal.

3.4.2.2 Tratamento Estatístico da Geração

O objetivo de haver reserva de potência para fazer face à perda de unidades geradoras é a manutenção de um determinado nível de confiabilidade operativa.

É claro que tanto maior será este nível de confiabilidade quanto mais geração se tiver em disponibilidade, ou seja, quanto maior for o excesso de geração sincronizada em relação à carga. No entanto, isto não é economicamente viável.

Por esta razão, o tratamento estatístico se mostra uma ferramenta apropriada, para poder saber exatamente qual a reserva que se deve dispor para um determinado nível de risco que possa ser considerado aceitável.

O enfoque estatístico que se mostra apropriado no caso de determinação de reserva girante é aquele obtido através dos modelos de Markov [MAILLART LM, 2005].

O índice de risco para o sistema é a probabilidade da capacidade de geração sincronizada não satisfazer a demanda, durante um período de tempo T , no qual o operador não poderá reparar qualquer unidade que tenha falhado ou colocar uma nova unidade em operação. Desse modo, esse índice de risco representa uma medida de perda de carga associado a reserva de geração que foi programada. O intervalo de tempo T é normalmente, denominado de tempo de reparo.

Capítulo 4

REGULAÇÃO PRIMÁRIA

4.1 Considerações iniciais

Os sistemas elétricos de potência são planejados para operar em frequência constante, assim, para manter o equilíbrio entre geração e carga, controladores de frequência atuam diretamente sobre os geradores. O controle desta grandeza é de suma importância, pois é uma medida do balanço de potência ativa do sistema. Se as cargas do sistema crescem e a potência gerada não aumenta, os geradores sofrem redução de sua velocidade, o que implica em decréscimo de frequência. Em proporções maiores, fenômenos como este se repetem quando ocorrem grandes perturbações, tais como a saída súbita de um gerador, curto-circuito em linhas de transmissão ou uma grande variação da carga em um intervalo curto de tempo. Para garantir a segurança da operação, é necessário manter uma reserva de potência ativa sincronizada ao sistema que possa ser despachada rapidamente em caso de necessidade, tais reservas já foram mencionadas no capítulo 3.

4.2 Regulação Própria

As cargas se conectam ou se desligam de um SEP de forma aleatória ao longo do dia. Supondo o exemplo de um súbito aumento de carga no sistema, haverá instantaneamente um déficit de geração para suprir essa nova demanda. Este aumento da demanda é atendido, em um primeiro momento, através da energia cinética das massas girantes das máquinas contidas no sistema, diminuindo a velocidade de rotação das mesmas e, conseqüentemente, da frequência elétrica do sistema [Vieira Filho, 1984].

Ainda para o exemplo anterior, supondo que não houvesse a atuação dos reguladores de velocidade, o sistema atingiria um novo estado de equilíbrio. Esse comportamento pode ocorrer porque, como as cargas normalmente variam com a frequência, se esta cai, o valor absoluto das cargas também cai, indicando uma “tendência” do próprio sistema, através de suas características próprias de carga, de se autorregular, atingindo assim, um novo estado de equilíbrio.

A propriedade dos SEPs exemplificada anteriormente chama-se “Regulação Própria do Sistema” e consiste na capacidade deste sistema de alcançar um novo estado de equilíbrio, em

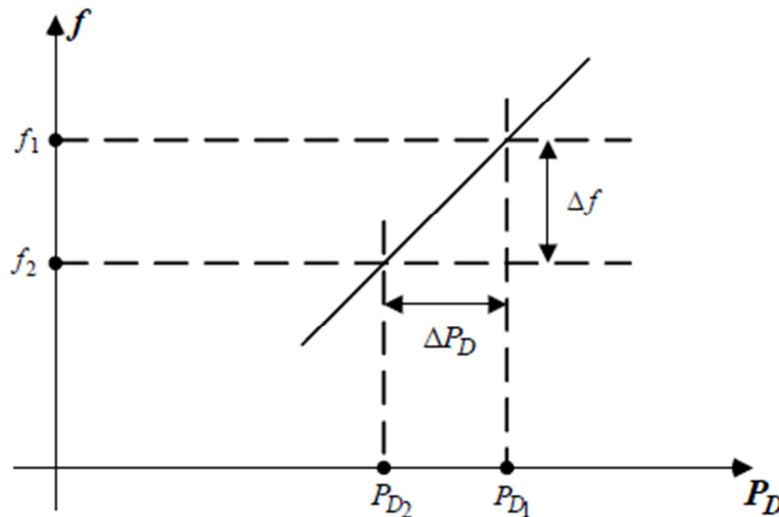
resposta a uma variação instantânea da potência gerada com relação à potência consumida, supondo que as unidades geradoras do sistema não pudessem efetuar nenhum tipo de auxílio [Vieira Filho, 1984].

A Regulação Própria é representada pelo parâmetro D , chamado coeficiente de amortecimento, cujo valor pode ser obtido através da Equação (8), e representa a variação da potência ativa demandada com a frequência.

$$D = \frac{\Delta P_D}{\Delta f} \quad (8)$$

Onde ΔP_D representa a variação de potência ativa demandada e Δf representa a variação da frequência de operação do sistema. A Figura 6 mostra a curva representativa da variação da carga com a frequência.

Figura 6: Curva Carga x Frequência.



Rearranjando (8), pode-se determinar a variação da frequência de operação do sistema a partir de uma variação de potência ativa demandada através de (9), considerando-se apenas a regulação própria do sistema como parâmetro de restabelecimento de um novo estado de equilíbrio.

$$\Delta f = \frac{\Delta P_D}{D} \quad (9)$$

Segundo [Vieira Filho, 1984] [KUNDUR, 1994] os valores típicos para D são baixos, entre 1 % e 2 %. Por exemplo, o valor do coeficiente de amortecimento igual a 2 significa que uma variação de 1 % da frequência do sistema equivale a 2 % de variação da carga.

4.3 Regulação Primária

Foi visto que levar em consideração apenas a regulação própria dos SEPs pode levar o sistema a operar com grandes variações de frequência, o que se torna bastante indesejável na prática. Exatamente por essa razão, as unidades geradoras são dotadas de mecanismos de regulação de velocidade automática, que atuam no sentido de elevar ou reduzir a potência do gerador, quando a velocidade (ou a frequência) se afasta de seu valor de referência [Vieira Filho, 1984].

A resposta primária corresponde ao controle realizado localmente no gerador, para estabilizar a frequência do sistema (velocidade angular do gerador) depois de uma perturbação no balanço de potência [GÓMEZ-EXPÓSITO *et al.*, 2011]. Esse controle é feito através dos reguladores de velocidade.

Portanto, a regulação primária apresenta-se com duas finalidades básicas: (i) manter a velocidade de rotação do gerador tão próxima quanto possível à velocidade nominal; (ii) modificar a potência ativa gerada.

A resolução nº 265 da ANEEL de 2003 define o controle primário de frequência como serviço ancilar de controle de velocidade das unidades geradoras, realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade. Para o provimento deste serviço, está associado à provisão de reserva de potência primária, também definida como um serviço ancilar. A resolução da ANEEL ainda determina que o controle primário de frequência e a reserva de potência primária devem ser providos por todas as unidades geradoras integradas ao sistema elétrico nacional, sem ônus para os demais agentes e consumidores.

4.4 Característica do Regulador de Velocidade

O estado de equilíbrio do sistema pré-distúrbio pode ser caracterizado por uma potência ativa gerada PG_0 para atender à demanda solicitada, a uma frequência de operação inicial f_0 . Após a variação de carga, a geração da unidade será modificada para atender a nova demanda para um valor PG em uma frequência de operação f . Assim tem-se:

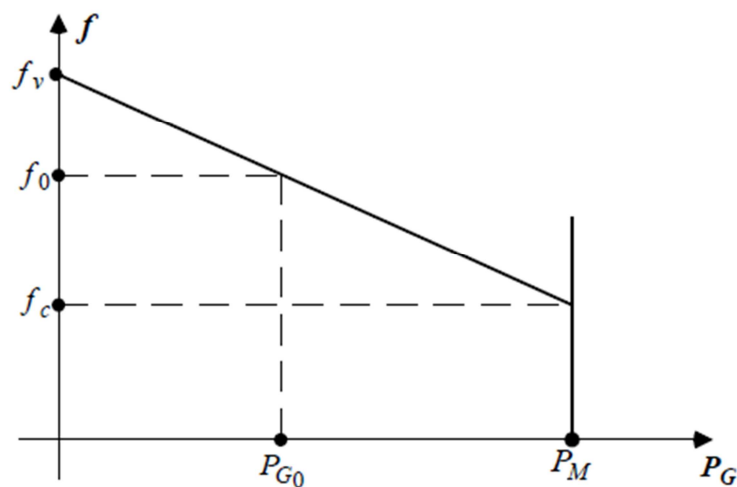
$$P_G - P_{G0} = -\frac{1}{R} * (f - f_0) \quad (10)$$

Rearranjando a Equação (10), tem-se:

$$P_G - P_{G0} + \frac{1}{R} * (f - f_0) = 0 \quad (11)$$

A equação (11) corresponde a equação de uma reta que passa pelo ponto (P_{G0}, f_0) que está representada no gráfico da Figura 7, onde P_M é a potência máxima da unidade geradora.

Figura 7: Característica Estática do Regulador.

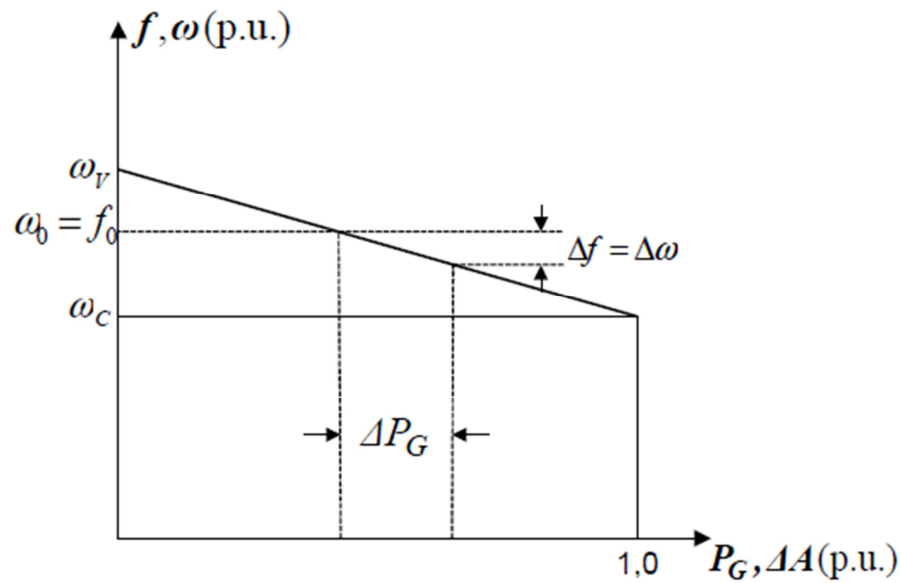


4.5 Estatismo

O valor de R determina a velocidade, ou a frequência, em regime permanente, pela característica de carga da unidade geradora, como mostrado na Figura 8 [KUNDUR, 1994], e é chamado de percentual de regulação de velocidade ou estatismo.

A definição formal do estatismo, representada por (12) em função da frequência e por (13) em função da velocidade, é a variação de velocidade da máquina que se tem ao se passar da carga zero (frequência f_v , ω_v) a 100 % da carga (frequência f_c , ω_c), expresso em p.u. da velocidade nominal [Vieira Filho, 1984].

Figura 8: Detalhes da Característica Estática.



$$R_{p.u.} = \frac{f_v - f_c}{f_n} * 100 \quad (12)$$

$$R_{p.u.} = \frac{w_v - w_c}{w_n} * 100 \quad (13)$$

Como um exemplo, um estatismo de 5 % significa que a variação de frequência em 5% causa a variação de 100% da posição da admissão da turbina ou 100% da variação da potência ativa gerada. O valor deste parâmetro geralmente é dado na base da máquina (P_{bm}).

No Sistema Interligado Nacional o Operador Nacional do Sistema determina que todos os reguladores de velocidade operem desbloqueados e com estatismo de 5 % na base da máquina (ONS, 2010). Excepcionalmente, em função das necessidades do sistema e com base em estudos, pode ser definido o estatismo com o valor diferente de 5 % (ONS, 2009).

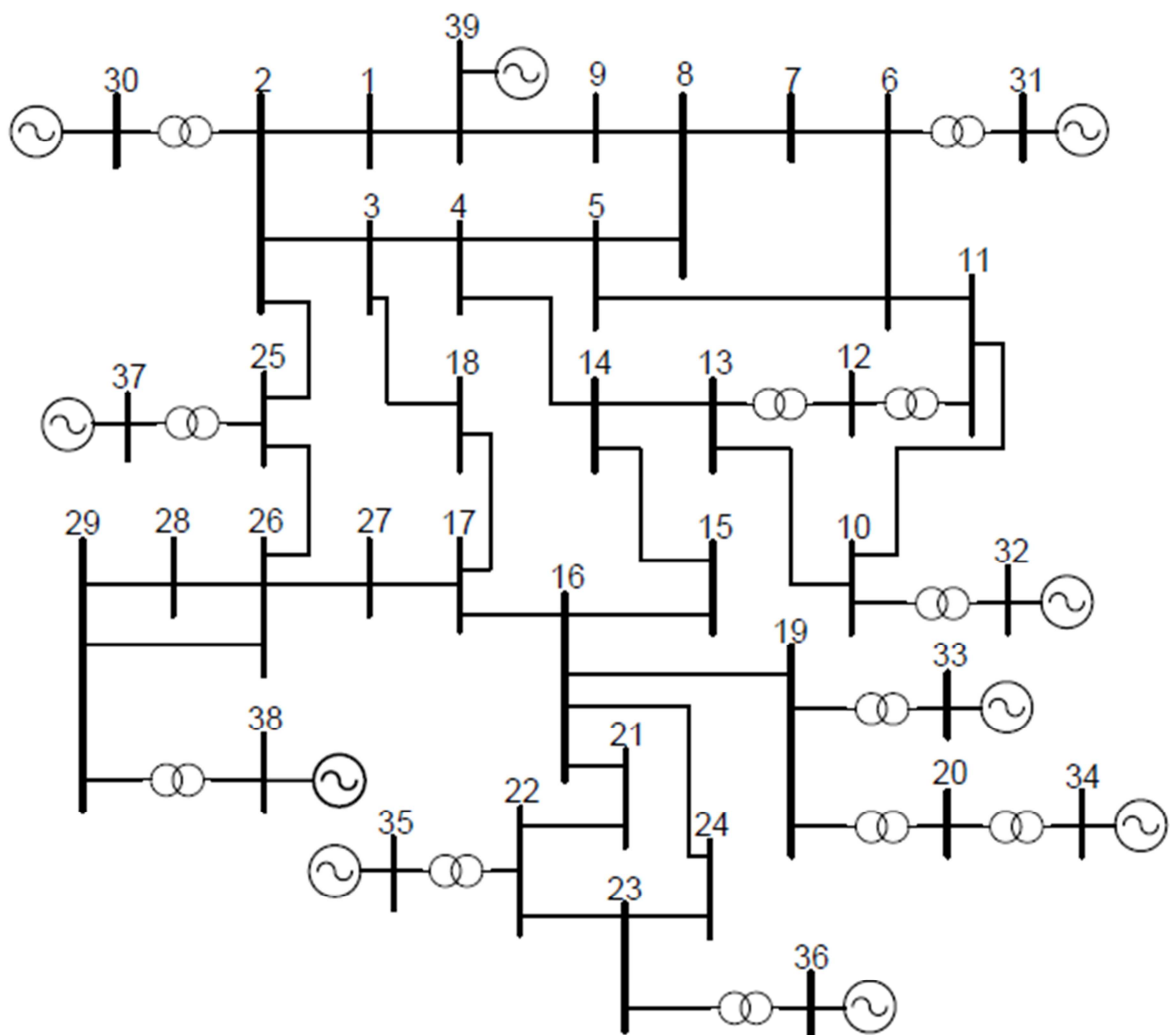
Capítulo 5

AVALIAÇÃO DO SISTEMA TESTE - NEW ENGLAND

5.1 Considerações Iniciais

A Figura 9 mostra o diagrama unifilar do sistema *New England*. Este sistema é composto por 39 barras, dentre as quais 10 são barras de geração.

Figura 9: Topologia do Sistema *New England*.



Vale destacar que a barra 39 é um equivalente, portanto tal barra não tem seus valores alterados em nenhum momento.

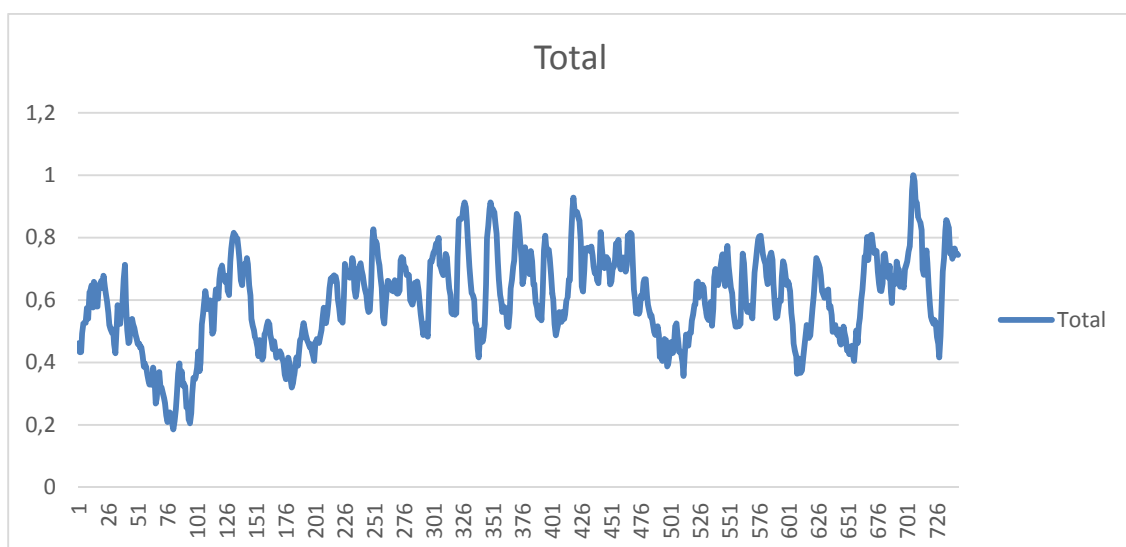
Com o intuito de analisar o comportamento do sistema frente às características estocásticas da geração eólica, foram considerados diferentes níveis de penetração desta geração (5%, 10%, 15%, 20%, 25% e 30%) no sistema, ou seja, os níveis de penetração indicam qual a porcentagem de geração está sendo suprida por geradores eólicos.

Utilizou-se o programa Análise de Redes – ANAREDE desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL com a finalidade de realizar estudos de Fluxo de Potência, para levantar as curvas da potência ativa geradas pelos geradores convencionais, a fim de verificar como estes se comportam no que se refere à taxa de variação em torno do despacho considerado no caso base, bem como se levantou as curvas de frequência do sistema para se inspecionar a faixa de variação dessa grandeza.

Esse software foi escolhido por ser um software confiável e ser altamente utilizado no setor Elétrico Brasileiro.

Para simular a geração eólica, utilizou-se uma curva real de geração eólica do nordeste brasileiro disponibilizada pelo ONS, tal curva foi normalizada, dividindo-se todos os valores de geração pelo maior valor disponível, e discretizada de hora em hora, referente ao mês de Julho de 2015, ilustrada na Figura 10. Para a inserção de tal curva no ANAREDE utilizou-se uma ferramenta baseada em fluxo de potência para a solução automática da curva de carga que foi proposta por [PASSOS FILHO, 2005]. Também se fez uso da metodologia proposta por [LA GATTA, 2012], para simulação da regulação primária no problema de fluxo de potência.

Figura 10: Curva Normalizada de Geração Eólica.



FONTE: ONS, 2015.

Para inserir a Geração da Usina Eólica foi incluído no sistema *New England* uma 40ª barra ligada a barra de número 20 com um circuito de baixa impedância. A escolha da barra 20 foi estipulada mediante ao fato de essa ser a que compreende o maior valor de carga. Ao inserir a 40ª barra mantêm-se as demais barras do sistema inalteradas, preservando o sistema original. Deseja-se então, verificar qual o comportamento do sistema frente à penetração de energia através da geração eólica.

Uma vez que a curva de Geração está normalizada, faz-se necessário um valor nominal como base para percorremos a curva, que por sua vez será chamado de penetração de energia eólica. Considerou-se uma geração média de 60% do pico de geração eólico, o que configura uma previsão otimista para esse tipo de geração. Assim quando a usina eólica estiver com uma geração igual a 60% do pico, o sistema estará na condição de frequência igual a 60 Hz. Como já dito anteriormente, o fator de capacidade de um parque eólico normalmente fica entre 25% a 40%.

Os cenários são apresentados na Tabela 1, onde a carga total do sistema *New England* no valor de 5046,5 MW será abatida pela penetração de energia eólica.

A carga foi considerada constante para melhor visualização da resposta dos geradores convencionais.

Tabela 1: Valores de Penetração Eólica em Diferentes Cenários.

Cenário	1	2	3	4	5	6
% de Penetração	5%	10%	15%	20%	25%	30%
Média de penetração eólica	260,0MW	519,3MW	779,0MW	1039MW	1298MW	1558MW
Pico de penetração eólica	433,0MW	865,0MW	1298MW	1731MW	2164MW	2596MW

Calculou-se também a reserva de potência operativa para cada um dos cenários.

Somente uma análise da frequência do sistema não seria adequada, uma vez que neste caso em estudo, o estatismo das máquinas é bastante alto (200 p.u. Hz). Assim sendo, fez-se

necessário analisar as variações que ocorrem na geração de potência ativa de cada um dos geradores, a fim de verificar se a reserva de potência operativa estimada seria suficiente para sustentar o sistema.

5.2 Cálculos da Reserva de Potência Operativa

Para calcular a Reserva de Potência Operativa do sistema, primeiramente devemos determinar os requisitos mínimos de geração. Para tanto, calcula-se a Responsabilidade Própria de Geração do sistema, utilizando a Equação (2). Como só considerou-se uma área para o sistema e não há intercâmbios de potência com outras áreas, a RPG será igual a carga total do sistema.

$$RPG = P_D = 5046,5 \text{ MW}$$

Assim as reservas de potência a serem mantidas serão as seguintes:

$$RP = 1\% \text{ RPG} = 1\% * 5046,5 \text{ MW} = 50,455 \text{ MW};$$

$$RS_1 = 2,5\% \text{ RPG} = 2,5\% * 5046,5 \text{ MW} = 126,1625 \text{ MW};$$

$$RS_2 = 1,5\% \text{ P}_D = 1,5\% * 5046,5 \text{ MW} = 75,6975 \text{ MW};$$

$$RT = MM_s = 830 \text{ MW};$$

Conclui-se então que uma estimativa da Reserva de Potência Operativa do sistema segundo os critérios descritos anteriormente seria de:

$$\begin{aligned} RPO &= RP + RS_1 + RS_2 + RT \\ &= 50,455 \text{ MW} + 126,1625 \text{ MW} + 75,6975 \text{ MW} + 830,0 \text{ MW} \\ &= 1082,315 \text{ MW}; \end{aligned}$$

Esta é a reserva que o sistema precisa manter para assumir variações de carga/geração.

Com todos esses valores calculados tem-se que a capacidade mínima a ser mantida no sistema será:

$$P_G = RPG + RPO = 5046,5 \text{ MW} + 1082,315 \text{ MW} = 6128,815 \text{ MW};$$

5.3 Resultados

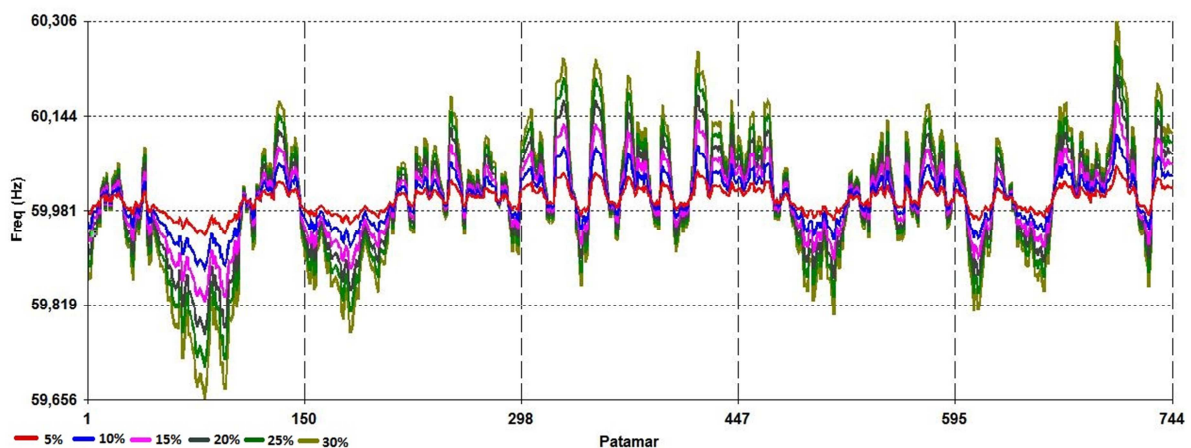
De posse dos conceitos apresentados anteriormente e da curva de geração da usina eólica, ilustrada na Figura 10, podemos avaliar os resultados obtidos para o sistema elétrico *New England*.

Essa etapa do estudo consiste em levantar, através do programa ANAREDE, as curvas de potência ativa de cada um dos geradores convencionais dentro dos diferentes níveis (percentuais) de inserção de eólica.

Por fim, também se obteve a curva de variação de frequência do sistema considerando todos os percentuais de inserção de geração eólica, Figura 11, para cada ponto da curva geração.

À medida que variamos a inserção de energia eólica no sistema, de acordo em que se aumenta essa penetração, observa-se um concomitante abatimento da geração de potência ativa nos geradores convencionais.

Figura 11: Frequência do Sistema.



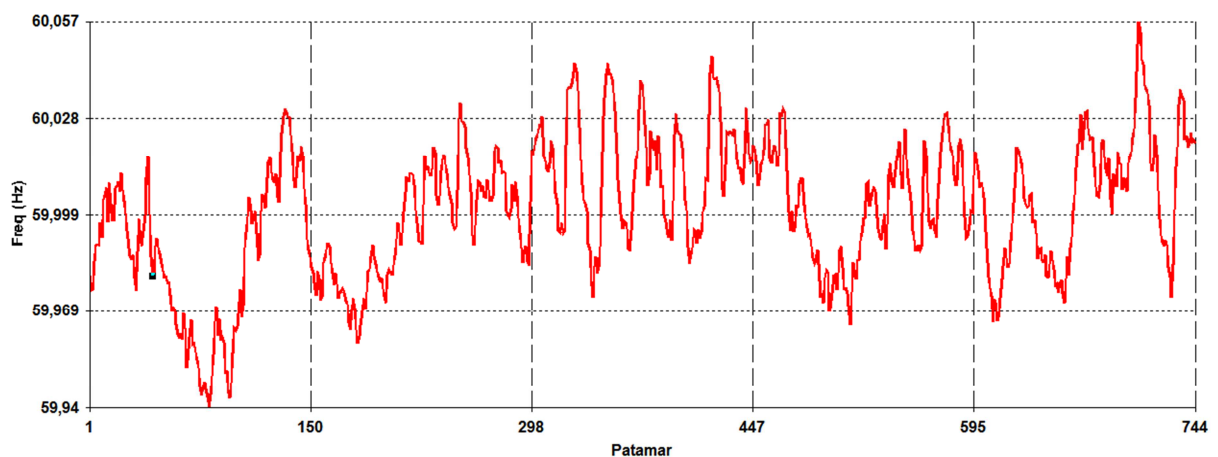
FONTE: Elaborado pelo próprio autor.

Ressalta-se que no presente trabalho, os geradores da usina eólica não irão compor a Reserva de Potência Operativo do sistema. E não foram considerados os limites máximos e mínimos de geração dos geradores convencionais

5.3.1 Para 5% de penetração eólica

A frequência do sistema para 5% de penetração eólica pode ser visto na Figura 12. Com base nos valores máximo e mínimo da frequência é possível calcular, respectivamente, a potência ativa mínima e máxima produzida por cada gerador, assim como a sua variação em relação ao caso base. Todos estes valores são mostrados na Tabela 2. Sabendo que 59,5403 Hz (0,999005 p.u) e 60,057098 Hz (1,000952 p.u) foram às frequências mínima e máxima, nesta ordem.

Figura 12: Frequência do Sistema para 5% de Energia Eólica.



FONTE: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 2: Variação da potência nos geradores para 5% de penetração eólica.

Gerador	Barra	Caso Base	Potência Mínima (PMin)	Variação % da PMin	Potência Máxima (PMax)	Variação % da PMax
1	Barra-30	237,5 MW	218,45MW	8,01%	257,38MW	8,38%
2	Barra-31	544,5 MW	525,47MW	3,50%	564,40MW	3,65%
3	Barra-32	617,5 MW	598,42MW	3,08%	637,36MW	3,22%
4	Barra-33	600,4 MW	581,33MW	3,17%	620,26MW	3,31%
5	Barra-34	482,6 MW	463,53MW	3,94%	502,47MW	4,12%
6	Barra-35	617,5 MW	598,42MW	3,08%	637,36MW	3,22%
7	Barra-36	532,0 MW	512,93MW	3,58%	551,86MW	3,74%
8	Barra-37	513,0 MW	493,93MW	3,71%	532,86MW	3,88%
9	Barra-38	788,4 MW	769,41MW	2,41%	808,35MW	2,52%
Total				171,29MW		179,10MW

Analisando os dados obtidos na Tabela 2, juntamente aos valores de RPO expostos previamente, é possível concluir que a reserva primária, que corresponde à parcela destinada a garantir a regulação primária das máquinas seria insuficiente, visto que em determinada situação a variação total da potência ativa dos geradores atinge o valor de 179,1MW e têm-se

somente 50,455MW de RP, posto isso, seria necessário utilizar outras parcelas da RPO do sistema (como a RS), para atender esses momentos em que há baixa geração de energia eólica, podendo até mesmo ter que acionar geradores que estariam em “*stand-by*”.

Para este nível de inserção eólica, tendo em vista a RPO total calculada, o sistema teria uma operação relativamente segura, pois se observa uma reserva de aproximadamente 21% da carga total do sistema, lembrando que manter uma reserva tão grande implica em altos gastos.

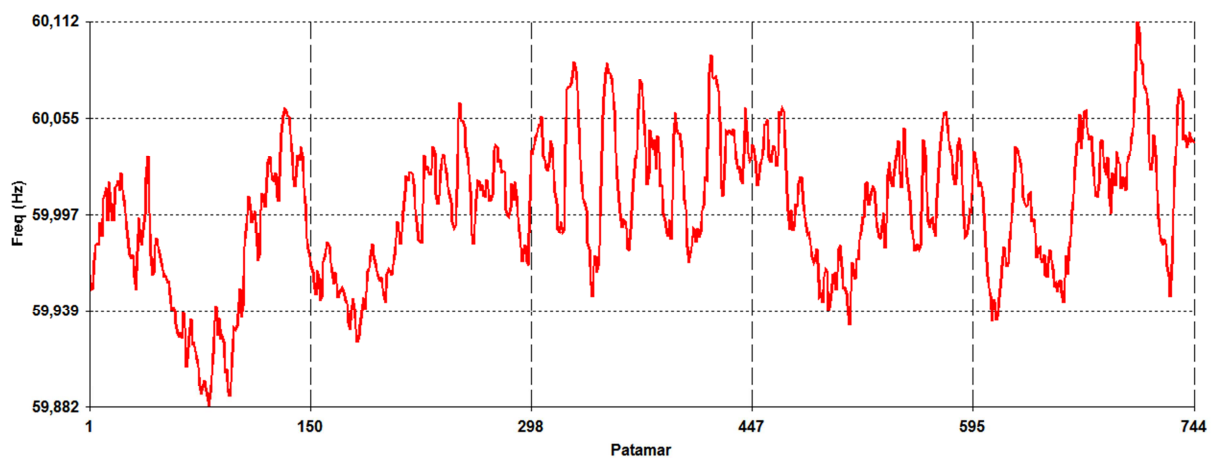
Um valor mais adequado de reserva primária seria de 3,6% do RPG, uma vez que tal valor seria suficiente para garantir a atuação da regulação primária de todas as unidades e dessa forma evitar desvios de frequência consideráveis.

Vale destacar que, como o esperado, a variação de potência ativa é maior nas máquinas menores, pois estas possuem uma inércia menor.

5.3.2 Para 10% de Penetração Eólica

Realizando as mesmas análises já efetuadas para o caso anterior, sabendo que os valores mínimo e máximo de frequência foram de 59,881699 Hz (0,998028 p.u) e 60,112499 Hz (1,001875 p.u), respectivamente, conforme Figura 13. Calculando a potência ativa mínima e máxima produzida por cada gerador, assim como a sua variação em relação ao caso base, conforme Tabela 3. Tem-se:

Figura 13: Frequência do sistema para 10% de energia eólica.



FONTE: Elaborado pelo próprio autor.

Tabela 3: Variação da potência nos geradores para 10% de penetração eólica.

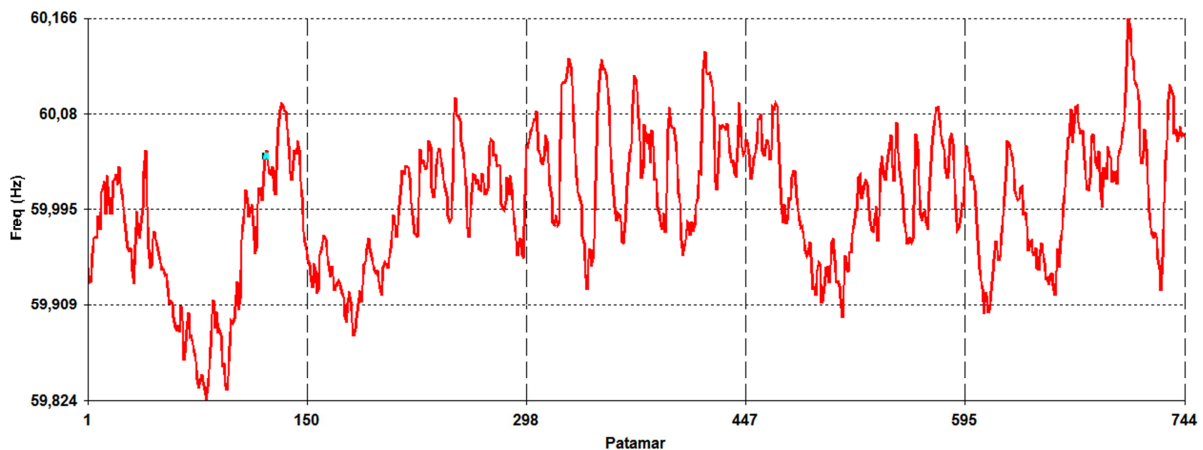
Gerador	Barra	Caso Base	Potência Mínima (PMin)	Variação % da PMin	Potência Máxima (PMax)	Variação % da PMax
1	Barra-30	225,0 MW	187,50MW	16,67%	264,43MW	17,53%
2	Barra-31	515,9 MW	478,38MW	7,27%	555,32MW	7,64%
3	Barra-32	585,0 MW	547,50MW	6,41%	624,44MW	6,74%
4	Barra-33	568,8 MW	531,30MW	6,59%	608,24MW	6,93%
5	Barra-34	457,2 MW	419,70MW	8,20%	496,64MW	8,62%
6	Barra-35	585,0 MW	547,50MW	6,41%	624,44MW	6,74%
7	Barra-36	504,0 MW	466,50MW	7,44%	543,44MW	7,82%
8	Barra-37	486,0 MW	448,50MW	7,72%	525,44MW	8,11%
9	Barra-38	747,0 MW	709,50MW	5,02%	786,44MW	5,28%
			Total	337,50MW		354,90MW

Novamente a reserva primária calculada, seria insuficiente. No pior caso o sistema apresenta um montante de potência ativa de 354,90 MW acima da geração do caso base. Tal valor é bem superior à RP prevista. Com este nível de inserção eólica, nem mesmo com o uso de toda a reserva secundária prevista o sistema conseguiria atender a variação de potência ativa.

Um valor mais adequado de reserva primária seria em torno de 7,0% do RPG.

5.3.3 Para 15% de Penetração Eólica

Para este caso, como mostra a Figura 14, as frequências atingidas foram de 59,328799Hz (0,997063 p.u.) e 60,165901 Hz (1,002765 p.u.).

Figura 14: Frequência do sistema para 15% de energia eólica.

FONTE: Elaborado pelo próprio autor.

As variações de potência ativa dos geradores são apresentadas na Tabela 4.

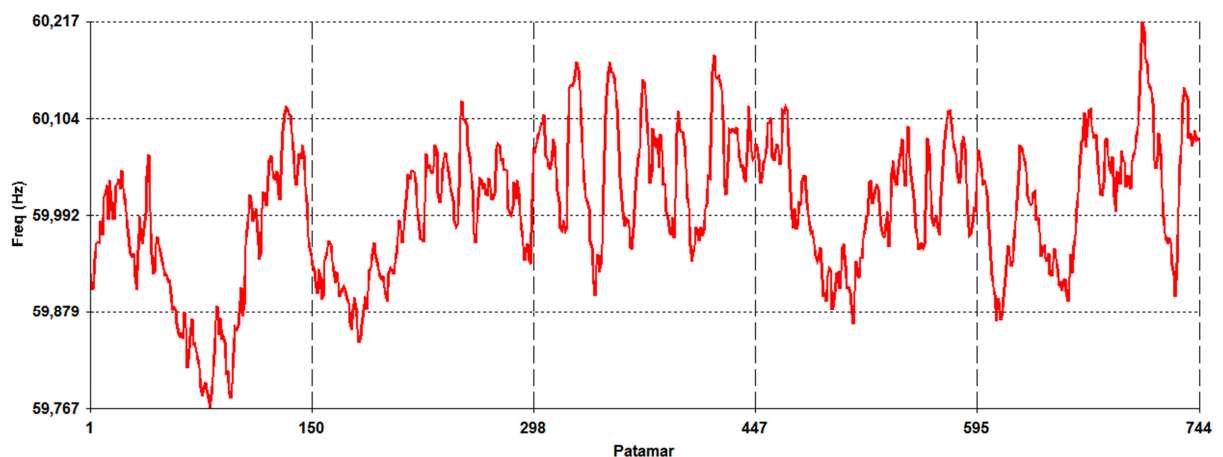
Tabela 4: Variação da potência nos geradores para 15% de penetração eólica.

Gerador	Barra	Caso Base	Potência Mínima	Variação %	Potência Máxima	Variação %
			(PMin)	da PMin	(PMax)	da PMax
1	Barra-30	212,5 MW	157,20MW	26,02%	271,23MW	27,64%
2	Barra-31	487,2 MW	431,92MW	11,35%	545,95MW	12,05%
3	Barra-32	552,5 MW	497,20MW	10,01%	611,23MW	10,63%
4	Barra-33	537,2 MW	481,90MW	10,29%	595,93MW	10,93%
5	Barra-34	431,8 MW	376,50MW	12,81%	490,53MW	13,60%
6	Barra-35	552,5 MW	497,20MW	10,01%	611,23MW	10,63%
7	Barra-36	476,0 MW	420,70MW	11,62%	534,73MW	12,34%
8	Barra-37	459,0 MW	403,70MW	12,05%	517,73MW	12,80%
9	Barra-38	705,5 MW	650,20MW	7,84%	764,23MW	8,33%
Total				497,70MW		528,60MW

Neste cenário, no pior caso o sistema apresenta um montante de potência ativa de 528,60 MW acima da geração do caso base, um valor mais de 10 vezes maior que a reserva primária estipulada. Para que a regulação primária seja atendida corretamente, seria necessário se dispor de uma RP igual a 10,48% da RPG da área.

5.3.4 Para 20% de Penetração Eólica

Para este cenário, como mostra a Figura 15, as frequências atingidas foram de 59,7668 Hz (0,996113 p.u.) e 60,2169 Hz (1,003615 p.u.).

Figura 15: Frequência do sistema para 20% de energia eólica.

FONTE: Elaborado pelo próprio autor.

As variações de potência ativa dos geradores são apresentadas na Tabela 5.

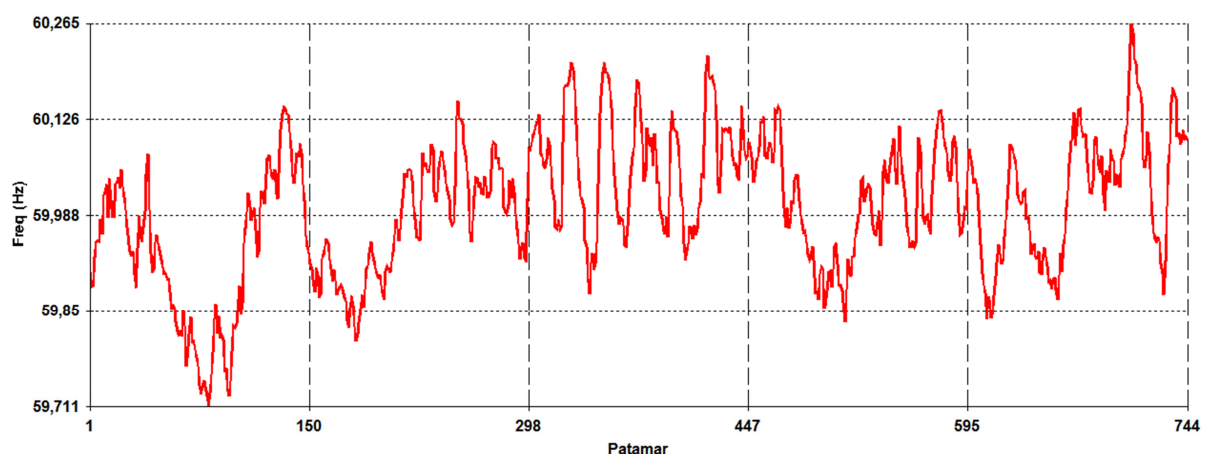
Tabela 5: Variação da potência nos geradores para 20% de penetração eólica.

Gerador	Barra	Caso Base	Potência Mínima (PMin)	Variação % da PMin	Potência Máxima (PMax)	Variação % da PMax
1	Barra-30	200,0 MW	127,68MW	36,15%	277,72MW	38,87%
2	Barra-31	458,5 MW	386,22MW	15,77%	536,25MW	16,95%
3	Barra-32	520,0 MW	447,65MW	13,91%	597,69MW	14,95%
4	Barra-33	505,6 MW	433,26MW	14,30%	583,29MW	15,38%
5	Barra-34	406,4 MW	334,06MW	17,79%	484,10MW	19,13%
6	Barra-35	520,0 MW	447,65MW	13,91%	597,69MW	14,95%
7	Barra-36	448,0 MW	375,66MW	16,14%	525,69MW	17,35%
8	Barra-37	432,0 MW	359,66MW	16,74%	509,70MW	18,00%
9	Barra-38	663,9 MW	591,64MW	10,89%	741,68MW	11,71%
Total				650,70MW		699,60MW

Com o sistema nesta situação, no pior caso é atingido um montante de potência ativa de 699,60 MW acima da geração do caso base, um valor mais de 13,8 vezes maior que a reserva primária estipulada. Para que a regulação primária seja atendida corretamente, seria necessário se dispor de uma RP igual a 13,86% da RPG da área.

5.3.5 Para 25% de Penetração Eólica

Já para este cenário, como mostra a Figura 16, as frequências atingidas foram de 59,711201 Hz (0,995187p.u.) e 60,2649 Hz (1,004415p.u.).

Figura 16: Frequência do sistema para 25% de energia eólica.

FONTE: Elaborado pelo próprio autor.

As variações de potência ativa dos geradores são apresentadas na Tabela 6.

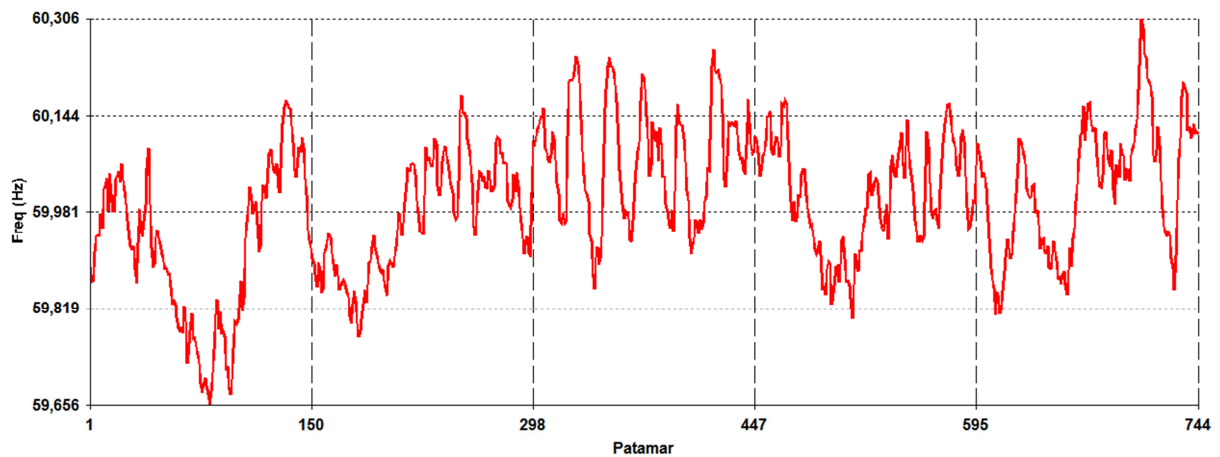
Tabela 6: Variação da potência nos geradores para 25% de penetração eólica.

Gerador	Barra	Caso Base	Potência Mínima (PMin)	Variação % da PMin	Potência Máxima (PMax)	Variação % da PMax
1	Barra-30	187,5 MW	99,21MW	47,09%	283,78MW	51,34%
2	Barra-31	429,9 MW	341,63MW	20,54%	526,20MW	22,39%
3	Barra-32	487,5 MW	399,24MW	18,11%	583,80MW	19,75%
4	Barra-33	474,0 MW	385,74MW	18,63%	570,30MW	20,31%
5	Barra-34	381,0 MW	292,73MW	23,17%	477,30MW	25,26%
6	Barra-35	487,5 MW	399,24MW	18,11%	583,80MW	19,75%
7	Barra-36	420,0 MW	331,73MW	21,02%	516,30MW	22,92%
8	Barra-37	405,0 MW	316,73MW	21,80%	501,30MW	23,77%
9	Barra-38	622,5 MW	534,25MW	14,18%	718,81MW	15,46%
Total				794,70MW		866,40MW

Com este nível de inserção eólica, no pior caso é atingido um montante de potência ativa de 866,40 MW acima da geração do caso base, um valor bem próximo a RPO total calculada para o sistema em questão. Para que a regulação primária seja atendida corretamente, seria necessário se dispor de uma RP igual a 17,17% da RPG da área, um valor bastante alto.

5.3.6 Para 30% de Penetração Eólica

Por fim, para 30% de inserção eólica, como mostra a Figura 17, as frequências atingidas foram de 59,6563 Hz (0,994272p.u.) e 60,3064 Hz (1,005107p.u.).

Figura 17: Frequência do sistema para 30% de energia eólica.

FONTE: Elaborado pelo próprio autor.

As variações de potência ativa dos geradores são apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7: Variação da potência nos geradores para 30% de penetração eólica.

Gerador	Barra	Caso Base	Potência Mínima (PMin)	Variação % da PMin	Potência Máxima (PMax)	Variação % da PMax
1	Barra-30	175,0MW	72,86MW	58,36%	289,56MW	65,47%
2	Barra-31	401,2MW	299,10MW	25,45%	515,80MW	28,55%
3	Barra-32	455,0MW	352,86MW	22,45%	569,56MW	25,18%
4	Barra-33	442,4MW	340,26MW	23,09%	556,96MW	25,90%
5	Barra-34	355,6MW	253,46MW	28,72%	470,16MW	32,22%
6	Barra-35	455,0MW	352,86MW	22,45%	569,56MW	25,18%
7	Barra-36	392,0MW	289,86MW	26,05%	506,56MW	29,23%
8	Barra-37	378,0 MW	275,86MW	27,02%	492,56MW	30,31%
9	Barra-38	581,0 MW	478,86MW	17,58%	695,56MW	19,72%
Total				919,20MW		1031,10MW

Neste cenário, no pior caso é atingido um montante de potência ativa de 1031,10 MW acima da geração do caso base, um valor igual a 95,3% da RPO total calculada para o sistema. Seria então necessário utilizar quase toda a reserva de potência estipulada para o sistema. Para que a regulação primária seja atendida corretamente, seria necessário se dispor de uma RP igual a 20,43% da RPG da área.

Ressalta-se que a excursão de potência ativa nos geradores é excessivamente alta. O sistema, nessas condições não apresentaria uma operação estável e confiável.

Capítulo 6

CONCLUSÕES

O Brasil segue a tendência mundial no uso das energias renováveis, possuindo um potencial gigantesco a ser explorado. Com relação à energia eólica, as regiões Sul e Nordeste sobrepõem-se fortemente do restante do país e atualmente só existem parques interligados ao SIN nessas regiões. O Nordeste possui ótimas condições de geração eólica em toda sua faixa litorânea, atraindo grandes investimentos, se destacando pela tecnologia já vendida e ainda apresenta a vantagem da complementaridade com a geração hídrica (como elucidado no tópico 2.4), auxiliando na conservação dos reservatórios das usinas hidroelétricas brasileiras nos períodos de estiagem. A região Sul, por sua vez, tem seu principal destaque no litoral gaúcho, com ventos acima da média mundial para geração eólica e grandes projetos de parques para instalação nos próximos anos, principalmente no extremo Sul. Além da complementaridade da geração eólica e hídrica no nordeste, devido a sazonalidades de ambos os sistemas, a geração hídrica é utilizada como geração base para a geração eólica, o que acarreta em uma confiabilidade maior ao sistema elétrico brasileiro.

O crescente avanço eólico, em um período reduzido de tempo, oferece um desafio ao sistema interligado brasileiro uma vez que esse tipo de geração apresenta intermitência e imprevisibilidade. Isso implica a necessidade de um planejamento mais amplo e específico na área eólica, com medidas adequadas para as adversas situações que podem ocorrer. Como modelo, podem-se adotar os planejamentos europeus, em que suas matrizes elétricas possuem percentuais entre 12% e 20% de participação em determinados países, o que lhes confere experiências consolidadas dos efeitos da grande inserção da geração na rede elétrica local.

Para inserção de elevadas quantidades de energias provindas da geração eólica, garantindo que não haja comprometimento nas condições de segurança e confiabilidade, é necessário analisar uma série de fatores capazes de influenciá-la. A rede deve ser planejada para suportar as grandes mudanças de fluxo de energia provocadas pela geração descentralizada e sua variação no tempo, sendo também necessário considerar a utilização da geração eólica como complementar e nunca como energia garantida, uma vez que ela não produz eletricidade de forma contínua. É preciso que o controlador da rede esteja pronto para redespachar as máquinas do sistema para fazer frente a quaisquer alterações que ocorram.

Também é de extrema importância exigir que os parques eólicos estejam preparados com geradores capazes de:

- Continuarem ligados mesmo que haja variações significativas de tensões ou de frequências na rede;
- Continuarem ligados, em certos períodos de tempo, quando houver afundamentos de tensões causadas por defeitos;
- Durante os curtos-circuitos, injetar energia reativa na rede, a fim de minimizar os seus efeitos sobre a tensão;
- Após defeitos na rede retomar a geração de energia ativa, conforme as taxas de decrescimento definidas;
- Conforme solicitado pelo operador da rede, restringir a potência ativa introduzida ao sistema;
- Colaborar com a estabilidade da tensão do sistema, fornecendo ou absorvendo energia reativa;
- Colaborar com a estabilidade da rede diminuindo a energia ativa injetada no sistema caso a frequência suba (controle de potência);
- Apresentar disponibilidade de ser monitorado e controlado remotamente.

A criação de novos regulamentos para a instalação de parques eólicos será necessária, para que o funcionamento do sistema possa crescer, sem que haja quaisquer problemas de segurança ou falha. Deve destacar a importância dos softwares para simulação, planejamento, dimensionamento e previsibilidade dos parques eólicos, os quais direcionam os investimentos e os projetos para áreas que realmente disponibilizem condições adequadas para seu funcionamento.

Este trabalho prezou por apresentar um estudo bibliográfico sobre o panorama da energia eólica e da matriz energética no Brasil e no mundo e pretendeu-se analisar os impactos da inserção da geração eólica nas redes elétricas. Para que se pudessem observar esses impactos foi-se utilizado um sistema teste (*New England*), a fim de avaliar como os geradores convencionais e a frequência do sistema se comportam para diferentes níveis de inserção de geração eólica. Através da realização desse estudo utilizando o sistema citado foi possível aplicar os conceitos fixados ao longo do trabalho e também observar que ainda existem algumas dificuldades a serem superadas quando se trata do cálculo probabilístico da reserva de potência operativa de um sistema, uma vez que seriam necessários uma série de

dados de confiabilidade das usinas (taxa de falhas, tempo de reparo, etc.) e tais dados não são encontrados ou conseguidos facilmente. A aquisição de tais dados exigiria a criação de um banco de dados para cada usina do sistema, onde seriam armazenadas todas essas informações, devido a quantidade considerável de variáveis envolvidas neste processo.

Finalmente, reforça-se que o Brasil é um mercado com muita capacidade de expansão e com grande folga em sua matriz energética, permitindo esse avanço. As regiões Sul e Nordeste possuem as melhores perspectivas possíveis para esse crescimento e devem se preparar para uma inserção eólica segura nas redes elétricas, planejando-as adequadamente e exigindo que os parques tomem medidas, para realizar os controles necessários, a fim de disponibilizar a energia eólica de forma segura e confiável. Por parte governamental, conclui-se que é de suma importância à elaboração de normas técnicas e regulamentações específicas para inserção da energia eólica nas redes elétricas brasileiras para que tais normas e conceitos sejam seguidos na instalação e operação dos parques eólicos ao sistema interligado nacional e, periodicamente, atualizar esses padrões, considerando as características da rede na qual está inserida e os avanços tecnológicos que porventura ocorram nos aerogeradores ou outros equipamentos e trabalhar na melhoria da infraestrutura necessária para a instalação de parques eólicos.

6.1 Sugestões Para Estudos Futuros

A seguir são apresentadas algumas sugestões de desenvolvimentos futuros, dando continuidade à linha de pesquisa descrita no presente trabalho:

- Estudo detalhado sobre metodologia probabilística para o cálculo da reserva de potência operativa de sistemas elétricos de potência;
- Estudo e implementação da regulação primária em aerogeradores;
- Considerando que a regulação primária de frequência em aerogeradores implica a criação de uma reserva de potência, existe uma quantidade de energia primária que será desperdiçada. Como essa energia está disponível de forma gratuita, seria necessário efetuar uma análise econômica em relação a essa estratégia de operação.
- Utilizar ferramentas computacionais para especificar os limites mínimos de RPO para diferentes cenários de penetração eólica;

- Aplicação do estudo em outros sistemas de estudo. Sistemas de maior porte e/ou que representem um equivalente de regiões reais.

REFERÊNCIAS

A. ORTHS ET. AL., "CONNECTING THE DOTS", IEEE POWER & ENERGY MAGAZINE 2013.

ANDERSON, P.M., FOUAD, A.A. POWER SYSTEM CONTROL AND STABILITY, NEW YORK, WILEY-IEEE PRESS, 2003.

ALMEIDA, C.; FISHWICH, P. A.; TANG, Z. TIME SERIES FORECASTING USING NEURAL NETWORK VS. BOX-JENKINS METHODOLOGY. SIMULATION COUNCILS, [S.L.], p. 303-310, NOVEMBER 1991.

BILLINTON, R.N. ALLAN, RELIABILITY EVALUATION OF ENGINEERING SYSTEMS: CONCEPTS AND TECHNIQUES, SECOND EDITION, PLENUM PRESS, NEW YORK 1992.

BILLINTON, R.N. ALLAN, RELIABILITY EVALUATION OF POWER SYSTEMS, PLENUM PRESS, NEW YORK, 1996.

BORENSTEIN, C. R. & CAMARGO, C. C. "O SETOR ELÉTRICO NO BRASIL: DOS DESAFIOS DO PASSADO ÀS ALTERNATIVAS DO FUTURO". PORTO ALEGRE. ED. SAGRA LUZZATTO, 1997.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. A. CONSIDERAÇÕES SOBRE A AMPLIAÇÃO DA GERAÇÃO COMPLEMENTAR AO PARQUE HÍDRICO BRASILEIRO. TEXTOS DE DISCUSSÃO DO SETOR ELÉTRICO Nº 15. RIO DE JANEIRO, 2010.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL. DISPONÍVEL EM :
[HTTP://WWW.CEPEL.BR](http://www.cepel.br)

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA S. S. BRITO – CRESESB. DISPONÍVEL EM: [HTTP://CRESESB.CEPEL.BR](http://cresebs.cepel.br)

D. LEW ET. AL., "FINDING FLEXIBILITY", IEEE POWER & ENERGY MAGAZINE 2013.

ENTSO-E, "ENTSO-E DRAFT REQUIREMENTS FOR GRID CONNECTION APPLICABLE TO ALL GENERATORS", MARÇO DE 2011.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2015, DISPONÍVEL EM:
[HTTP://WWW.EPE.GOV.BR](http://www.epe.gov.br).

G. PEREZ A., "DIMENSIONAMENTO E VALORAÇÃO DA CAPACIDADE DE RESERVA OPERATIVA EM AMBIENTES COMPETITIVOS, UTILIZANDO TÉCNICAS PROBABILÍSTICAS", TESE DE DOUTORADO, UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ, UNIFEI-MG, 2003.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, "GLOBAL WIND REPORT", 2010. DISPONÍVEL EM:
[HTTP://WWW.GWEC.NET/INDEX.PHP?ID=103](http://www.gwec.net/index.php?id=103).

GÓMEZ-EXPÓSITO, A.; J. CONEJO, A.; CAÑIZARES, C. SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA -ANÁLISE E OPERAÇÃO. 1ª. ED. RIO DE JANEIRO: LTC - LIVROS TÉCNICOS E CIENTÍFICOS EDITORA LTDA., 2011.

H. HOLTTINENET. AL., "THE FLEXIBILITY WORKOUT", IEEE POWER & ENERGY MAGAZINE 2013.

INSTITUTO NACIONAL DE ENGENHARIA DE SISTEMAS E COMPUTADORES (INESC)- PORTO, "REQUISITOS EXIGIDOS PELOS OPERADORES DE REDE PARA UMA INTEGRAÇÃO SEGURA DA PRODUÇÃO EÓLICA", OUTUBRO DE 2008.

J. MCDOWELLET. AL., "SERVING THE FUTURE", IEEE POWER & ENERGY MAGAZINE 2015.

KUNDUR, P. POWER SYSTEM STABILITY AND CONTROL: MCGRAW-HILL PROFESSIONAL, 1994.

LA GATTA, P. O., "UM NOVO MODELO PARA REPRESENTAÇÃO DA REGULAÇÃO PRIMÁRIA E SECUNDÁRIA DE FREQUÊNCIA NO PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA E FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO". DISSERTAÇÃO DE MESTRADO. UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA - UFJF, 2012.

LEITE, A. L. S. "MODELO DE MERCADO DE CAPACIDADE COM HEDGE PARA O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO". TESE DE DOUTORADO. UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA – UFSC, 2003. PP. 39,44-49,80-83.

- LOPES, M. L. M. DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA PREVISOR DE CARGAS ELÉTRICAS VIA REDES NEURAIS. 2000. 100 F. DISSERTAÇÃO (MESTRADO) – FACULDADE DE ENGENHARIA, UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA "JULIO DE MESQUITA FILHO", ILHA SOLTEIRA, 2000.
- M. AHLSTROMET. AL., "KNOWLEDGE IS POWER", IEEE POWER & ENERGY MAGAZINE 2013.
- M. TSILIANI AND S. PAPATHANASSIOU, "A REVIEW OF GRID CODE TECHNICAL REQUIREMENTS FOR WIND FARMS," RENEWABLE POWER GENERATION, IET, VOL. 3, PP. 308-332, 2009.
- M. SCHUERGER ET. AL., "CATCHING SOME RAYS", IEEE POWER & ENERGY MAGAZINE 2013.
- M.V.F. PEREIRA, N.J. BALU, "COMPOSITE GENERATION/TRANSMISSION RELIABILITY EVALUATION", IEEE PROCEEDINGS, VOL. 80, NO. 4., PP. 470-491, APRIL 1992.
- MAILLART LM, POHL AE. INTRODUCTION TO MARKOV-CHAIN MODELING AND ANALYSIS. IN: ANNUAL RELIABILITY AND MAINTAINABILITY SYMPOSIUM, 2005, ALEXANDRIA. CONFERENCE TUTORIALS IEEE
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME, 2015, DISPONÍVELEM: [HTTP://WWW.MME.GOV.BR](http://www.mme.gov.br).
- MOREIRA, A. ET AL. "A EXPANSÃO DO SETOR BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA: FALTA DE MERCADO OU DE PLANEJAMENTO". NOTA TÉCNICA IPEA. RIO DE JANEIRO, 2003. PP. 1-2,8-9.
- N. MILLER ET. AL., "EMERGENCY RESPONSE", IEEE POWER & ENERGY MAGAZINE 2013.
- NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION. "NERC OPERATING MANUAL", MARCH 2008. DISPONÍVEL EM [HTTP://WWW.NERC.COM](http://www.nerc.com).
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). SUBMÓDULO 2.8 DOS PROCEDIMENTOS DE REDE: DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS. SETEMBRO, 2010. DISPONÍVEL EM:<[HTTP://WWW.ONS.ORG.BR/PROCEDIMENTOS/INDEX.ASPX](http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx)>. ACESSO EM: 26 JAN. 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). SUBMÓDULO 23.3 DOS PROCEDIMENTOS DE REDE: DIRETRIZES E CRITÉRIOS PARA ESTUDOS ELÉTRICOS. SETEMBRO, 2010. DISPONÍVEL EM:<[HTTP://WWW.ONS.ORG.BR/PROCEDIMENTOS/INDEX.ASPX](http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx)>. ACESSO EM: 26 JAN. 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). SUBMÓDULO 10.6 DOS PROCEDIMENTOS DE REDE:CONTROLE DA GERAÇÃO EM OPERAÇÃO NORMAL. SETEMBRO, 2010B. DISPONÍVEL EM:<[HTTP://WWW.ONS.ORG.BR/PROCEDIMENTOS/INDEX.ASPX](http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx)>. ACESSO EM: 26 JAN. 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). MÓDULO 21 DOS PROCEDIMENTOS DE REDE: ESTUDOS PARA REFORÇO DA SEGURANÇA OPERACIONAL ELÉTRICA, CONTROLE SISTÊMICO, E INTEGRAÇÃO DEINSTALAÇÕES: VISÃO GERAL. AGOSTO, 2009. DISPONÍVEL EM:<[HTTP://WWW.ONS.ORG.BR/PROCEDIMENTOS/INDEX.ASPX](http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx)>. ACESSOEM: 26 JAN. 2016.

OREN, S. “CAPACITY PAYMENTS AND SUPPLY ADEQUACY IN COMPETITIVE ELECTRICITY MARKETS”. APRESENTAÇÃO VII SEPOPE.CURITIBA, 2000.P. 3.

PASSOS FILHO, J. A.. REPRESENTAÇÃO E AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE DISPOSITIVOS DE CONTROLE NO PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA. 2005. TESE DE DOUTORADO - COPPE, UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO. RIO DE JANEIRO: 2005.

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2023 (PDE-2023). DISPONÍVEL EM: [HTTP://WWW.EPE.GOV.BR/ESTUDOS/DOCUMENTS/PDE2023_CONSULTAPUBLICA.PDF](http://www.epe.gov.br/estudos/documents/pde2023_consultapublica.pdf)

R. BILLINTON, R.N. ALLAN, “RELIABILITY EVALUATION OF ENGINEERING SYSTEMS: CONCEPTS AND TECHNIQUES”, PLENUM PRESS, 1992.

RENEWABLEUK, "RENEWABLE UK POSITION PAPER ON INERTIA (V 3-0)", ABRIL DE 2011.

SALES W. S., PLANEJAMENTO DA RESERVA OPERATIVA DE SISTEMAS DE GERAÇÃO COM ELEVADA PENETRAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA. TESE DE DOUTORADO. UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ – UNIFEI, 2009.

T. ACKERMANN ET. AL., "CODE SHIFT", IEEE POWER & ENERGY MAGAZINE 2013.

THE EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION, "WIND IN POWER - 2010 EUROPEAN STATISTICS", FEBRUARY 2011. DISPONÍVEL EM: [HTTP://WWW.EWEA.ORG/INDEX.PHP?ID=1665](http://www.ewea.org/index.php?id=1665).

THE EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION, "POWERING EUROPE - WIND ENERGY AND THE ELECTRICITY GRID", NOVEMBER 2010. DISPONÍVEL EM: [HTTP://WWW.EWEA.ORG/](http://www.ewea.org/).

VELASCO, C. J. "METODOLOGIA PARA O CÁLCULO DO VALOR DO SERVIÇO E DA REMUNERAÇÃO DOS AGENTES FORNECEDORES DE RESERVAS OPERATIVAS". TESE DE DOUTORADO. PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO – PUC-RIO, 2004. PP. 35,45-67.

VIEIRA FILHO, X. OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA COM CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO. 1ª. ED. RIO DE JANEIRO: EDITORA CAMPUS LTDA., 1984.

WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F. POWER GENERATION, OPERATION, AND CONTROL. 2. ED.: WILEY-INTERSCIENCE, 1996.

X. YINGCHENG AND T. NENGLING, "REVIEW OF CONTRIBUTION TO FREQUENCY CONTROL THROUGH VARIABLE SPEED WIND TURBINE," RENEWABLE ENERGY, VOL. 36, PP. 1671-1677, 2011.

Y. MEIQIANG AND Y. LIANGZHONG, "INTEGRATION OF LARGE SCALE WIND FARM INTO ELECTRICAL GRIDS," IN ELECTRICITY DISTRIBUTION (CICED), 2010 CHINA INTERNATIONAL CONFERENCE ON, 2010, PP. 1-5.

Apêndice A

DADOS DO SISTEMA NEW ENGLAND

Este Apêndice apresenta todos os parâmetros elétricos do sistema New England, utilizado neste trabalho.

A.1 Dados de Barras

Tabela 8: Dados de Barra - Sistema New England.

Barra	Nome	Tipo	Geração		Carga		Capacitor	Área
			Ativa	Reativa	Ativa	Reativa	Reator	
1	Barra-1	PQ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1
2	Barra-2	PQ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1
3	Barra-3	PQ	0,0	0,0	322,0	2,4	0,0	1
4	Barra-4	PQ	0,0	0,0	500,0	184,0	0,0	1
5	Barra-5	PQ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1
6	Barra-6	PQ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1
7	Barra-7	PQ	0,0	0,0	233,8	84,0	0,0	1
8	Barra-8	PQ	0,0	0,0	522,0	176,0	0,0	1
9	Barra-9	PQ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1
10	Barra-10	PQ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1
11	Barra-11	PQ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1
12	Barra-12	PQ	0,0	0,0	8,5	88,0	0,0	1
13	Barra-13	PQ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1
14	Barra-14	PQ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1
15	Barra-15	PQ	0,0	0,0	320	153,0	0,0	1
16	Barra-16	PQ	0,0	0,0	329,4	32,3	0,0	1
17	Barra-17	PQ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1
18	Barra-18	PQ	0,0	0,0	158,0	30,0	0,0	1
19	Barra-19	PQ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1
20	Barra-20	PQ	0,0	0,0	680,0	103,0	0,0	1
21	Barra-21	PQ	0,0	0,0	274,0	115,0	0,0	1
22	Barra-22	PQ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1
23	Barra-23	PQ	0,0	0,0	247,5	84,6	0,0	1
24	Barra-24	PQ	0,0	0,0	308,6	-92,2	0,0	1
25	Barra-25	PQ	0,0	0,0	224,0	47,2	0,0	1
26	Barra-26	PQ	0,0	0,0	139,0	17,0	0,0	1
27	Barra-27	PQ	0,0	0,0	281,0	75,5	0,0	1

28	Barra-28	PQ	0,0	0,0	206,0	27,6	0,0	1
29	Barra-29	PQ	0,0	0,0	283,5	26,9	0,0	1
30	Gerador-1	PV	250,0	146,3	0,0	0,0	0,0	1
31	Gerador-2	PV	573,2	207,1	9,2	4,6	0,0	1
32	Gerador-3	PV	650,0	205,3	0,0	0,0	0,0	1
33	Gerador-4	PV	632,0	108,6	0,0	0,0	0,0	1
34	Gerador-5	PV	508,0	166,5	0,0	0,0	0,0	1
35	Gerador-6	PV	650,0	209,3	0,0	0,0	0,0	1
36	Gerador-7	PV	560,0	102,1	0,0	0,0	0,0	1
37	Gerador-8	PV	540,0	0,4102	0,0	0,0	0,0	1
38	Gerador-9	PV	830,0	23,02	0,0	0,0	0,0	1
39	Gerador-10	V θ	1000,0	87,43	1104,0	250,0	0,0	1

A.2 Dados de Linha

Tabela 9: Dados de Linha - Sistema New England.

De	Para	Circuito	Resistência	Reatância	Susceptância	Tap
1	2	1	0,35	4,11	69,87	-
1	39	1	0,10	2,50	75,0	-
2	3	1	0,13	1,15	25,72	-
2	25	1	0,70	0,86	14,60	-
2	30	1	0,0	1,81	0,0	1,025
3	4	1	0,13	2,13	22,14	-
3	18	1	0,11	1,33	21,38	-
4	5	1	0,08	1,28	13,42	-
4	14	1	0,08	1,29	13,82	-
5	6	1	0,02	0,26	4,34	-
5	8	1	0,08	1,12	14,76	-
6	11	1	0,07	0,82	13,89	-
6	31	1	0,0	2,50	0,0	1,07
7	8	1	0,04	0,46	7,80	-
8	9	1	0,23	3,63	38,04	-
9	39	1	0,10	2,50	120,0	-
10	11	1	0,04	0,43	7,29	-
10	13	1	0,04	0,43	7,29	-
10	32	1	0,0	2,00	0,0	1,07
12	11	1	0,16	4,35	0,0	1,006
12	13	1	0,16	4,35	0,0	1,006
13	14	1	0,09	1,01	17,23	-
14	15	1	0,18	2,17	36,60	-
15	16	1	0,09	0,94	17,10	-
16	17	1	0,07	0,89	13,42	-
16	19	1	0,16	1,95	30,40	-
16	21	1	0,08	1,35	25,48	-
16	24	1	0,03	0,59	6,80	-

17	18	1	0,07	0,82	13,19	-
17	27	1	0,13	1,73	32,16	-
19	20	1	0,07	1,38	0,0	1,06
19	33	1	0,07	1,42	0,0	1,07
20	34	1	0,09	1,80	0,0	1,009
21	22	1	0,08	1,40	25,65	-
22	23	1	0,06	0,96	18,46	-
22	35	1	0,0	1,43	0,0	1,025
23	24	1	0,22	3,50	36,10	-
23	36	1	0,5	2,72	0,0	1,0
25	26	1	0,32	3,23	51,30	-
25	37	1	0,06	2,32	0,0	1,025
26	27	1	0,14	1,47	23,96	-
26	28	1	0,43	4,74	78,02	-
26	29	1	0,57	6,25	102,90	-
28	29	1	0,14	1,51	24,90	-
29	38	1	0,08	1,56	0,0	1,025

A.3 Dados de Máquina

Tabela 10: Dados de Potência - Sistema New England.

Barra	Nome	Nº de máquinas	Geração Máxima por máquina (MVA)	Geração Máxima Total (MVA)
30	Gerador-1	1	1000	1000
31	Gerador-2	1	1000	1000
32	Gerador-3	1	1000	1000
33	Gerador-4	1	1000	1000
34	Gerador-5	1	1000	1000
35	Gerador-6	1	1000	1000
36	Gerador-7	1	1000	1000
37	Gerador-8	1	1000	1000
38	Gerador-9	1	1000	1000
39	Gerador-10	1	1000	1000