

Universidade de São Paulo
Escola de Engenharia de São Carlos
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação

Lucas Andreo Ponce Salvucci

**Estudo da Influência da Geração Eólica na Operação dos Sistemas
Elétricos de Potência**

São Carlos

2018

Lucas Andreo Ponce Salvucci

Estudo da Influência da Geração Eólica na Operação dos Sistemas Elétricos de Potência

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Engenharia Elétrica, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada.

São Carlos

2018

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

S186e Salvucci, Lucas Andreo Ponce
Estudo da influência da geração eólica na operação
dos sistemas elétricos de potência / Lucas Andreo Ponce
Salvucci; orientador Eduardo Nobuhiro Asada. São
Carlos, 2018.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2018.

1. Energia eólica. 2. Despacho economico. 3.
Sistema elétrico de potência. 4. Operação de SEP. 5.
Fluxo de potência ótimo. 6. Matriz energética. I.
Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Lucas Andreo Ponce Salvucci

Título: "Estudo da influência da geração eólica na operação dos sistemas elétricos de potência"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 26/06/2018,

com NOTA 9,0 (Nove, 2 = 2,0), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Associado Eduardo Nobuhiro Asada - Orientador -
SEL/EESC/USP*

Prof. Dr. Benvindo Rodrigues Pereira Júnior - SEL/EESC/USP

*Dr. Eduardo Werley Silva dos Ângelos - Pós-doutorado
SEL/EESC/USP*

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

RESUMO

SALVUCCI, L.A.P. **Estudo da influência da geração eólica na operação dos sistemas elétricos de potência.** 2018. 78p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018.

Motivado pela rápida mudança que a matriz energética brasileira vem sofrendo nos últimos anos com a crescente penetração de energia eólica no Sistema Interligado Nacional, este Trabalho de Conclusão de Curso faz um estudo sobre as influências que essa fonte de energia tem sobre o sistema, uma vez que por não usarem máquinas síncronas para geração como nas fontes tradicionais, as turbinas eólicas causam impactos distintos ao sistema que estão conectadas, além de sofrerem com a imprevisibilidade dos ventos e assim exigem que os métodos tradicionais de planejamento e operação do sistema sejam repensados. Dessa forma, este trabalho traz uma visão geral dessas influências e ilustra de maneira mais prática por meio de soluções do fluxo de potência ótimo para obtenção do despacho ótimo de um sistema de testes com diferentes níveis de geração eólica.

Palavras-chave: Energia eólica. Despacho econômico. Sistema elétrico de potência. Operação de SEP. Fluxo de potência ótimo. Matriz energética.

ABSTRACT

SALVUCCI, L.A.P. **Study of the influence of wind generation on the operation of electric power systems.** 2018. 78p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018.

Motivated by the fast change that the Brazilian energy matrix is suffering in the last years with the growing penetration of wind energy on its national energy grid, this final course assignment brings a study about the influences that this energy source has over the grid, once that for not using synchronous machines for generation like in the traditional sources, the wind turbines causes distinct impacts on the grid that they are connected, besides of suffering with wind unpredictability and therefore requiring that the traditional methods of grid planning and operation be redesigned. In this way, this assignment brings a general overview of these influences and illustrates in a more practical way through the solution of the optimum power flow to obtain the optimum dispatch of a test system with different levels of wind generation.

Keywords: Wind energy. Economic dispatch. Electric power system. Electric power system operation. Optimum power flow. Energy matrix.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABEEÓLICA	Associação Brasileira de Energia Eólica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAG	Controle Automático de Geração
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico

SUMÁRIO

1. Introdução	15
1.1. Objetivos	16
1.2. Estrutura do Trabalho.....	16
2. Conceitos Básicos.....	19
2.1. Despacho Econômico	19
2.2. Pré-despacho.....	21
2.2.1. Reserva girante	22
2.2.2. Restrições Térmicas	23
2.2.3. Outras restrições	24
2.3. Segurança de Operação	25
2.4. Controle Automático de Geração	27
3. Energia Eólica.....	31
3.1. Panorama Brasileiro.....	31
3.2. Conceitos Básicos.....	33
3.3. Previsão de Geração.....	35
4. Conexão com a Rede e Influências no Sistema.....	39
4.1. Aspectos Gerais.....	39
4.2. Proteção.....	41
4.3. Infraestrutura da Rede	43
4.4. Requisitos Mínimos Estabelecidos pela ANEEL	47
5. Simulação com o MATPOWER.....	49
5.1. Objetivos	49
5.2. Modelagem	51
5.3. Caso Base.....	56
5.4. Caso 1 – Dois geradores eólicos	57
5.5. Caso 2 – Quatro geradores eólicos.....	60
5.6. Caso 3 – Seis geradores eólicos.....	64
5.7. Resultados	68
6. Conclusão	77
6.1. Sugestão para Trabalhos Futuros	78
Referências	81
Anexo I - Dados Caso Base	83

Anexo II - Dados Novos Geradores.....	87
---------------------------------------	----

1. Introdução

A matriz energética brasileira tem historicamente como fonte principal a energia hidroelétrica, complementada pela energia proveniente das termoeletricas. É nessa característica que se baseia o sistema de precificação da energia nacional e tem-se assim um sistema com alta previsibilidade de geração em curto prazo, o que torna a operação do sistema e o problema do despacho da geração das usinas consideravelmente mais simples.

Porém, à medida que novas fontes estão sendo conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), a matriz energética está se modificando e a operação e planejamento do sistema precisam se adaptar a nova realidade.

Comparando os gráficos da matriz de energia elétrica atual com a de 2002 das Figuras 1 e 2, nota-se uma menor participação da energia hidroelétrica, a inclusão de maneira individual da biomassa e dos combustíveis fósseis, ambas gerações térmicas, uma pequena variação da participação da geração nuclear e o surgimento de 7% de participação da energia eólica na matriz nacional.

As variações vistas nos gráficos acontecem em sua maioria em fontes completamente despacháveis, porém a inclusão da geração eólica traz novas características ao sistema devido ao fato de ser uma fonte não despachável e de considerável imprevisibilidade.

Figura 1 – Matriz energética brasileira de 2017
[1]

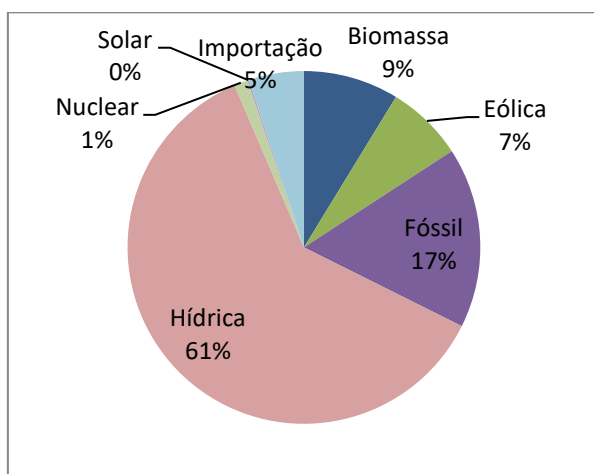
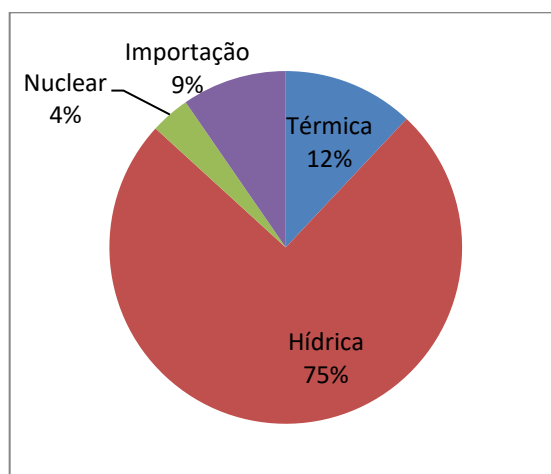


Figura 2 – Matriz energética brasileira de 2002
[2]



Dessa forma, a inclusão da geração eólica traz novos desafios à operação do sistema devido à imprevisibilidade dos ventos, fazendo com que o sistema a que essa fonte esteja conectada fique sujeito a variações grandes e rápidas de geração, causando, por exemplo, variações de tensão e frequência que precisam ser rapidamente controladas para manter o sistema em níveis seguros de operação.

1.1. Objetivos

Partindo do cenário descrito anteriormente, este trabalho busca apresentar e analisar brevemente os principais fatores influenciados pela inclusão da geração de energia eólica nos Sistemas Elétricos de Potência (SEP), principalmente do ponto de vista do despacho econômico dos geradores e do planejamento de operação e expansão do sistema.

O trabalho busca então por meio de uma revisão bibliográfica apresentar conceitos básicos para a tratativa do assunto, tanto em relação ao despacho econômico e operação dos sistemas quanto em relação a conceitos básicos sobre energia eólica. Posteriormente a isso serão realizadas uma série de simulações de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) em um sistema de testes do IEEE com a inclusão de diferentes níveis de geração eólica para análise dos despachos ótimos obtidos e respectivos custos totais de geração.

1.2. Estrutura do Trabalho

O trabalho prossegue com mais cinco capítulos, organizados da seguinte maneira:

Capítulo 2: Neste item são apresentados os conceitos básicos referentes ao problema do despacho econômico e do pré-despacho, além de trazer os principais fatores que caracterizam a operação segura de um SEP e os principais pontos em relação aos sistemas de Controle Automático de Geração implementados nos centros de operação.

Capítulo 3: Neste capítulo um panorama é feito para contextualizar o desenvolvimento do setor eólico no Brasil e são introduzidos os conceitos básicos

referentes a geração de energia eólica e aos diferentes tipos de turbinas utilizadas. Também é feita uma introdução aos principais fatores e métodos utilizados para realizar a previsão da capacidade de geração desta fonte de energia.

Capítulo 4: Neste capítulo são tratadas as principais influências da conexão da geração eólica nos sistemas, trazendo aspectos gerais desta conexão e pontos mais específicos referentes aos sistemas de proteção e infraestrutura da rede, além de apresentar os principais pontos exigidos pela ANEEL como requisitos mínimos para conexão ao SIN.

Capítulo 5: Neste capítulo são realizadas as simulações para análise dos despachos e dos custos de operação obtidos para cada caso. O detalhamento dos objetivos e a modelagem adotada também são apresentados.

Capítulo 6: Por fim é feita uma conclusão a respeito de tudo que foi apresentado e também em relação as simulações realizadas.

2. Conceitos Básicos

A operação dos sistemas elétricos de potência, sob qualquer condição de carga, é feita definindo-se a contribuição de cada usina conectada e de cada unidade geradora dentro dessas usinas de maneira a obter o menor custo de energia possível, obedecendo a critérios mínimos de qualidade e de segurança operacional.

Assim como foi citado na Introdução, o sistema de precificação da energia elétrica nacional se baseia na predominância das fontes hídricas e térmicas, e assim, para o atendimento da carga conectada ao SIN a ONS faz o despacho dessas duas fontes, ditas simuladas, e abate da carga a ser atendida a geração das fontes mais recentemente conectadas ao sistema, ditas usinas não simuladas (usinas eólicas, solares, de biomassa e pequenas centrais hidrelétricas). [3]

Então, para um estudo da operação e do comportamento dos SEP do ponto de vista do despacho de geradores, níveis seguros de operação e do planejamento da operação e expansão dos sistemas, alguns conceitos básicos como despacho econômico, pré-despacho e segurança de operação, apresentados nos subitens a seguir, são necessários primeiro.

Vale enfatizar que não é do escopo do presente trabalho entrar no mérito dos métodos de solução para o problema de despacho econômico ou detalhar todos os fatores que caracterizam a operação segura de um SEP, mas sim introduzir os conceitos básicos relacionados e que são mais diretamente influenciados com a penetração da geração eólica na matriz energética.

2.1. Despacho Econômico

O problema do despacho econômico consiste em encontrar a situação operacional ótima, ou seja, definir o melhor conjunto de geradores, assumindo apenas os já comissionados, para suprir a carga conectada ao sistema considerando os limites operacionais dos geradores, seus custos operacionais e as questões financeiras e ambientais.

De maneira geral, a questão do despacho econômico se resume a um problema de otimização, onde se busca o menor custo de operação levando-se em conta certas restrições.

Em sua forma mais simples pode-se considerar um conjunto de geradores que precisam atender a uma carga. Cada gerador tem sua capacidade máxima e seu custo de operação e a única restrição do sistema é de que a soma das gerações de cada gerador tem que ser igual à demanda de carga. Dessa forma tem-se uma função objetivo que busca minimizar o custo de geração sujeito a restrição de atender a demanda. [4]

À medida que o problema se aproxima mais da realidade prática, sua solução fica mais complexa e novas restrições devem ser consideradas, como a capacidade mínima de cada gerador, as perdas de transmissão, questões político-sociais, como, por exemplo, a necessidade de se represar ou verter mais água nas usinas hidroelétricas visando a necessidade de consumo humano, a necessidade de economia ou não de certo combustível, a emissão de poluentes, dentre outras.

Além disso, uma vez que o despacho econômico visa obter a melhor solução para suprir a carga do sistema, e sabendo-se que a carga do sistema está constantemente sofrendo variações, tem-se então que esse é um problema que tem que ser constantemente recalculado a fim de manter o sistema sempre em sua situação operacional ótima. Sendo assim, os diferentes métodos de solução existentes buscam um compromisso entre velocidade e precisão, visando sempre o menor esforço computacional possível.

Outro fator a se considerar sobre a questão do despacho econômico é que ele pode ser dividido em dois problemas separados. Um visando a melhor distribuição de cargas entre as unidades geradoras de uma mesma usina, e o outro visando a melhor distribuição de cargas entre usinas distintas. [5]

A distribuição de cargas entre unidades de uma mesma usina fica mais complexa e exige mais atenção principalmente quando se trata de usinas térmicas, uma vez que estágios de expansão, construídos mais recentemente, geralmente utilizam máquinas distintas e até outro combustível quando comparado a unidade original da usina, apresentando assim eficiência e custos distintos.

O critério para distribuição de carga entre unidades deve analisar, além dos limites de geração das máquinas, os seus custos operacionais e verificar se o aumento de carga de uma unidade enquanto se diminui a carga de outra unidade na

mesma razão vai aumentar ou diminuir o custo total de geração. A variável utilizada nessa comparação é chamada de custo incremental de combustível.

O custo incremental de combustível representa, assim como o nome sugere, o custo gerado com o aumento ou diminuição da geração da unidade e pode ser obtido calculando-se a inclinação da curva de injeção de combustível por energia gerada, Btu/h consumido x MW gerado. Assim, obedecendo aos limites operacionais dos geradores, a distribuição mais econômica de carga entre unidades de uma mesma usina se dá quando as unidades operam com o mesmo custo incremental de combustível.

Já a distribuição de cargas entre usinas distintas tem como fator a mais a ser considerado as perdas no sistema de transmissão do sistema elétrico ao qual estão conectadas.

Supondo que o custo incremental de combustível de uma usina seja menor que o de outra usina para uma determinada distribuição de cargas entre suas unidades, porém a usina com menor custo se encontra mais distante do centro de carga a ser suprido. Assim, o custo causado pelas perdas no sistema de transmissão pode ser tamanho que seja mais vantajoso diminuir a carga da usina com menor custo incremental e aumentar a carga da usina com maior custo incremental para se obter o menor custo de geração do sistema como um todo. Dessa forma a consideração das perdas no sistema de transmissão é essencial no planejamento e operação de geração dos SEP.

2.2. Pré-despacho

Diferente do problema do despacho econômico, que busca a melhor política operacional considerando as usinas e geradores já comissionados, a questão do pré-despacho tem o despacho econômico como um subproblema e busca o melhor conjunto de geradores a serem comissionados, dentre todos os possíveis, a fim de garantir a operação mais econômica e segura do sistema.

Sendo assim, o objetivo é escolher um conjunto de geradores, dentre todos os conjuntos de todos os geradores possíveis, para atender a demanda prevista com o menor custo, podendo a escolha ser estendida para um dia inteiro ou para uma semana inteira por exemplo.

Porém, simplesmente comissionar unidades geradoras suficientes para suprir a demanda esperada não resolve todo o problema, uma vez que existem restrições e limites a serem seguidos. Dessa forma, a solução do problema também deve selecionar unidades para serem ligadas, sincronizadas e estarem prontas para entrar em operação no caso de picos de carga ou algum tipo de falta no sistema.

Alguns dos fatores e restrições a serem considerados no problema de pré-despacho são brevemente descritos nos itens a seguir. [4]

2.2.1. Reserva girante

O termo reserva girante se refere a toda capacidade de geração já sincronizada no sistema descontando a carga e perdas supridas. Ou seja, é uma reserva de geração pronta para ser conectada a fim de se evitar um grande impacto no sistema quando da perda de uma ou mais unidades geradoras.

A alocação dessa reserva no sistema deve obedecer a certas regras como ser equivalente a uma porcentagem da demanda de pico prevista, ser capaz de compensar a perda da unidade mais carregada do sistema ou de acordo com a probabilidade de não haver geração suficiente para atender a demanda por exemplo. Cada centro de operação dos diferentes SEPs pelo mundo tem suas regras específicas para determinação da alocação e capacidade da reserva girante de acordo com suas regras próprias de segurança operacional. É também importante que a reserva seja espalhada por todo o sistema para evitar limitações do sistema de transmissão e para permitir, caso parte do sistema seja desconectado do restante, sua operação em ilha.

Além disso, para permitir que o controle automático de geração, a ser explicado no item 2.4, possa manter o sistema operando dentro dos parâmetros estabelecidos na ocorrência de falha em alguma unidade geradora, é necessário que a reserva do sistema seja disposta dentre unidades com diferentes tempos de resposta.

Vale notar também que alguns tipos de unidades geradoras que podem ser ligadas, sincronizadas e levadas a capacidade máxima de maneira rápida, mesmo estando totalmente desligadas, podem ser contabilizadas na reserva total do

sistema, desde que o tempo para atingirem sua máxima capacidade seja corretamente levado em consideração.

2.2.2. Restrições Térmicas

As unidades geradoras térmicas apresentam algumas restrições particulares que devem ser levadas em conta durante o planejamento da operação do sistema e de suas reservas.

Devido a poderem apenas sofrer mudanças graduais de temperatura e pressão em suas caldeiras, essas unidades apresentam um tempo mínimo de operação, ou seja, uma vez que entram em operação, devem assim ficar por um período determinado antes de poderem ser desligadas. Da mesma forma, uma vez desligadas, existe um tempo a ser obedecido antes de poderem ser ligadas novamente.

Diferente de outros tipos de unidades geradoras, as unidades térmicas geralmente necessitam de mais pessoal para operação, especialmente para as ações de liga-la e desliga-la, dessa forma, duas unidades dentro de uma mesma central geradora podem não conseguir ser ligadas ao mesmo tempo devido a falta de pessoal, e isso se torna uma importante restrição a ser considerada.

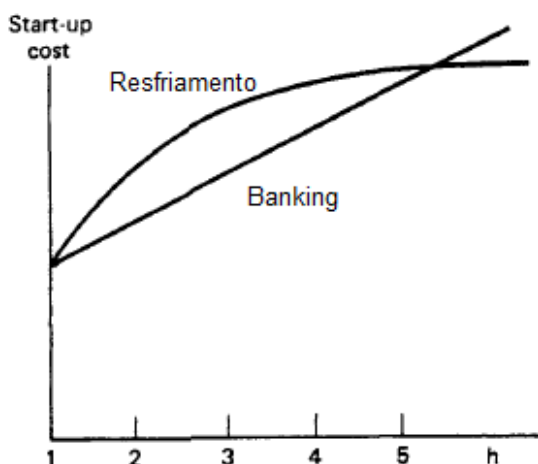
Além disso, deve ser considerado que uma unidade térmica apresenta um custo de comissionamento, conhecido como *start-up cost*, relacionado à energia gasta para levar a unidade geradora a temperatura e pressão de operação, período no qual ela está apenas consumindo energia antes de poder iniciar a geração. Esse *start-up cost* varia do seu valor máximo, quando a unidade está totalmente fria, a um valor consideravelmente menor quando a unidade foi desligada há pouco tempo e ainda se encontra próxima da temperatura de operação.

Dessa forma têm-se duas maneiras de considerar a operação de unidades térmicas durante seus períodos de parada, e a questão econômica é o fator decisivo nesta questão. A primeira delas permite que a caldeira esfrie completamente para então ser reaquecida e poder entrar em operação novamente. A segunda, chamada de *banking*, mantém uma injeção de energia na caldeira apenas suficiente para mantê-la em temperatura de operação. [4]

A primeira alternativa não gera custos durante o período de parada, porém apresenta maior *start-up cost*, enquanto a segunda mantém um gasto de energia durante a parada, mas a unidade já está pronta para entrar em operação quando requisitada. Assim os custos de ambas as alternativas podem ser comparados e a melhor alternativa escolhida.

A formulação para esta comparação leva em conta o *start-up cost* para a unidade completamente fria, o custo do combustível utilizado, os custos fixos de operação da unidade, o tempo de parada, a constante térmica de tempo para a unidade e o custo de se manter a unidade a temperatura operacional. Assim se obtém que para até um determinado número de horas o custo de se manter a unidade em temperatura de operação, *banking*, se mostra mais vantajoso. Para períodos maiores, optar pelo total resfriamento da unidade é mais econômico. O gráfico da Figura 3 ilustra essa comparação.

Figura 3 – Comparação de custos de unidades térmicas usando *banking* e resfriamento total [4]



2.2.3. Outras restrições

Alguns outros fatores e restrições também devem ser considerados durante a solução do problema de pré-despacho. Dentre eles podemos citar o status de *must-run* dado a algumas unidades geradoras e também as restrições ligadas aos combustíveis utilizados.

O status de *must-run* dado a certas unidades significa que ela tem prioridade e deve ser conectada ao sistema para geração sempre que disponível. Esse status

pode ser atribuído a uma unidade como forma fornecer suporte de tensão ao sistema ou então, por exemplo, como forma de incentivo a certa fonte de energia. Nesse caso, geradores eólicos, ou de outra fonte renovável, podem ser classificados dessa maneira a fim de se buscar sempre a matriz energética mais limpa possível.

As restrições relacionadas a combustível podem ser pela falta do mesmo, como por exemplo, na ausência de combustível suficiente disponível para queima em usinas térmicas ou pelo baixo nível de água nos reservatórios das hidroelétricas. Porém podem ser também pela necessidade de uso de certo combustível, seja para cumprimento de contratos de fornecimento quando não se tem disponibilidade para estocagem ou, por exemplo, para garantir o uso do calor gerado em processos industriais na geração de energia elétrica, evitando-se assim o desperdício dessa energia térmica.

2.3. Segurança de Operação

A obtenção de um SEP totalmente livre de falhas e interrupções de fornecimento exigiria tamanha redundância de circuitos e equipamentos que o custo da energia se tornaria inviável, dessa forma os sistemas devem operar por critérios de confiabilidade que apresentem aceitável relação entre custos, segurança e qualidade de fornecimento.

O critério de confiabilidade adotado no Brasil é o N-1, segundo o qual o sistema deve ser capaz de suportar a perda de qualquer elemento sem interrupção de fornecimento. Ou seja, na ocorrência de qualquer contingência simples o sistema deve ser capaz de permanecer operando sem interrupção de energia, perda de estabilidade, violação de grandezas elétricas ou atingir limites de sobrecarga de equipamentos e instalações. [6]

Para alguns pontos do sistema, como nos principais troncos de transmissão, o critério de confiabilidade adotado é mais restritivo e para justificar essa adoção é feita uma comparação entre o investimento extra em confiabilidade e o impacto causado por uma eventual falha múltipla no suprimento. Assim, hoje apenas cerca de 10% [6] das perturbações no sistema levam à interrupção do fornecimento.

Dessa forma, para que o sistema possa manter o critério de confiabilidade adotado, além de um bom planejamento de operação, também é necessário que o sistema obedeça a rígidos critérios de estabilidade e de grandezas elétricas.

O sistema brasileiro, em condições normais de operação, deve buscar sempre obedecer às margens de estabilidade de tensão em suas barras, os níveis de tensão, que podem variar de poucos por cento para cima ou para baixo do valor nominal e de frequência, que também toleram pequena variação.

Em relação ao controle de frequência do sistema, a ANEEL criou o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), que utilizando relés de frequência realiza o desligamento automático de cargas de acordo com os níveis de subfrequência observados decorrentes da perda da capacidade de geração do sistema, visando assim evitar quedas maiores de frequência e consequente perda da estabilidade do sistema.

Assim, durante a operação do sistema seu estado operativo é sempre avaliado, e para isso são levadas em conta três restrições, as de carga, de operação e de segurança. Então baseado nessas restrições o estado operativo do sistema é definido, podendo se enquadrar em quatro estados. [7]

- Estado normal seguro

Estado de operação ideal, onde os três conjuntos de restrições são obedecidas.

Nenhuma contingência preestabelecida levará o sistema ao estado de emergência.

- Estado normal alerta

São obedecidas as restrições de carga e operação, porém nem todas as restrições de segurança.

A ocorrência de pelo menos uma contingência preestabelecida pode levar o sistema ao estado de emergência.

- Estado de emergência

Restrições de operação são violadas.

A emergência pode ser provocada por uma contingência e consequente desligamento de um ou mais componentes do sistema.

- Estado restaurativo

Estado após a eliminação de uma emergência por desligamento de partes do sistema.

Restrições de operação são obedecidas, porém o sistema não está mais intacto, existindo cargas não atendidas e/ou ilhamentos.

2.4. Controle Automático de Geração

Uma vez que a demanda de carga varia continuamente durante o dia, e que não é possível se obter uma previsão de demanda 100% precisa, é comum que um pequeno desbalanço entre o valor real de geração e a demanda de potência do sistema exista, fazendo com que energia cinética de rotação seja adicionada ou retirada das unidades geradoras conectadas, causando assim uma constante variação de frequência no sistema.

Para garantir então que o sistema se mantenha dentro dos níveis seguros de operação, constantes ações de controle são necessárias para adequar os níveis de geração à demanda real do momento.

Para isso, os centros de controle monitoraram a frequência do sistema, assim como os fluxos de carga, e combinam a diferença entre a frequência real observada e a nominal com a diferença entre os fluxos de carga observados e os esperados para geração de uma variável de controle chamada de Erro de Controle de Área (ECA). Assim os centros de controle atuam alterando os níveis de geração das unidades conectadas afim de zerar o ECA, reestabelecendo os fluxos de potência programados e auxiliando na restauração da frequência do sistema. Tudo isso é executado automaticamente pelo Controle Automático de Geração, CAG, dentro dos sistemas de controle. [4]

O CAG tem então os objetivos básicos de manter os níveis esperados de fluxo de carga entre as diferentes áreas de um sistema elétrico, manter a frequência de operação desse sistema sempre o mais perto possível da nominal e, junto a isso, manter o sistema sempre na sua condição operacional mais econômica. Dessa forma o CAG precisa não apenas das informações técnicas de operação dos geradores, como também das econômicas, para assim calcular, para cada variação de carga do sistema, a nova distribuição de geração mais econômica que irá atender a nova condição de operação.

Uma vez que todo sistema elétrico de potência tem suas características particulares, seus sistemas de CAG também devem ser específicos, porém algumas características básicas em geral ajudam na caracterização de um bom CAG: [4]

- Deve-se evitar que o sinal de ECA se torne grande.
- Não devem ser permitidas variações rápidas do valor do ECA.
- As ações de controle emitidas pelo CAG devem ser as menores possíveis.

Além disso, para que os sistemas de CAG operem da maneira desejada, existem algumas características que são comumente encontradas na sua implementação prática, dentre elas: [4]

- Ação assistida: Para evitar falhas e que uma unidade não consiga assumir a quantidade necessária de geração na velocidade requerida, o CAG pode agir de forma a primeiro corrigir o valor de ECA para apenas depois reestabelecer o despacho mais econômico.
- Filtro de ECA: Busca filtrar os ruídos do sinal do ECA que não precisam ser corrigidos pelo CAG.
- Lógica de falha de telemetria: Lógica usada para garantir que o CAG não tome ações indevidas quando o sistema de telemetria apresenta falhas.
- Detecção de controle de unidade: Detecta quando uma unidade não está respondendo as ações de controle e suspende as ações sobre ela, devendo o CAG realocar a ação entre outras unidades.
- Controle de rampa: Permite que o CAG altere a geração de uma unidade de um valor a outro a uma taxa de variação específica no tempo.
- Limitação de taxa: Relacionado ao controle de rampa, o CAG deve saber que as unidades possuem uma taxa de variação de geração máxima a que conseguem obedecer.
- Modos de controle: Uma vez que podem existir unidades conectadas que não operam sobre controle direto do CAG, este deve prever métodos de controle especiais considerando por exemplo, a operação manual de certas unidades.

Dessa forma, a implementação real de um sistema de Controle Automático de Geração é uma tarefa bastante complexa e envolve a obtenção de todos os parâmetros operacionais do sistema, valores nominais de grandezas elétricas e

valores esperados de carga e fluxos de carga. Junto a isso também é necessária a modelagem precisa de todos os componentes do sistema elétrico, incluindo modelo dos geradores, das cargas, das turbinas que movem os geradores e seus sistemas de controle e das linhas de transmissão.

Além disso, à medida que as características e influências dos geradores eólicos forem tratadas nos capítulos seguintes, ficará claro que os sistemas de CAG implementados são diretamente afetados, e assim novas filosofias e técnicas precisam ser adotadas para a garantia de operação dos sistemas elétricos cada vez mais segura e eficiente.

3. Energia Eólica

3.1. Panorama Brasileiro

Ainda em 1992 no arquipélago de Fernando de Noronha, Pernambuco, entrou em operação comercial o primeiro aerogerador do Brasil e da América do Sul. Com uma potência de apenas 225 kW, essa turbina eólica foi uma parceria entre o Centro Brasileiro de Energia Eólica e a Companhia Energética de Pernambuco, porém o que poderia ser um importante incentivo ao desenvolvimento da tecnologia no país acabou sendo um experimento isolado devido a diferentes fatores, como falta de políticas de incentivo e ao alto custo da tecnologia.

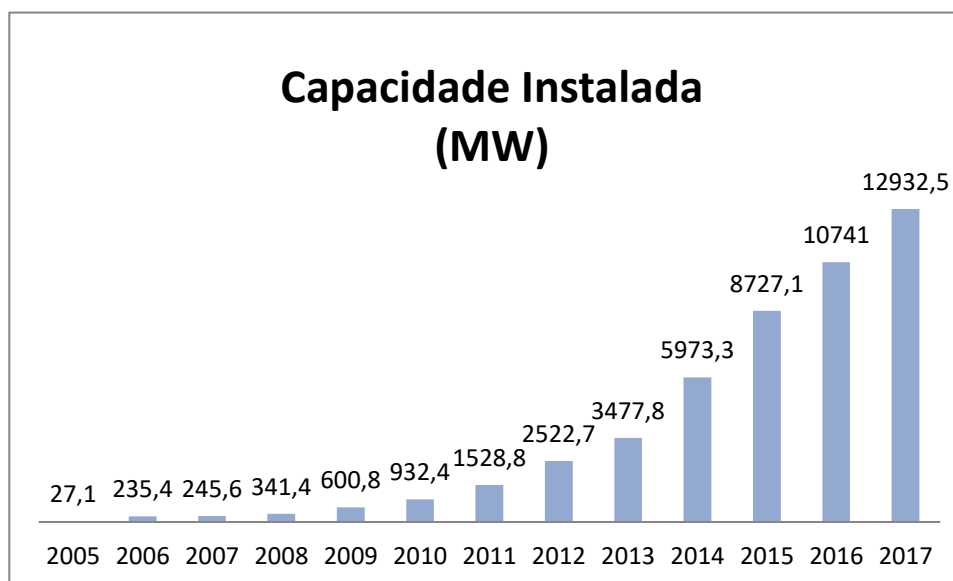
Já durante a crise energética de 2001 foi criado o Programa Emergencial de Energia Eólica – PROEÓLICA, que tinha como objetivo a contratação de 1050 MW em empreendimentos de energia eólica no país, porém o programa não teve resultados e foi substituído pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, o PROINFA, que além de incentivar as fontes alternativas de energia, também colaborou com o desenvolvimento da indústria de componentes e turbinas eólicas no país.

Desde então a energia eólica vem ganhando cada vez mais importância no cenário nacional. Em 2009 ocorreu o primeiro leilão de comercialização de energia elétrica voltado exclusivamente para a fonte eólica, o Segundo Leilão de Energia Reserva - LER, contratando 1,8 GW de potência. Em 2010 foram contratados mais 2GW de energia eólica no 3ºLER e no Leilão de Fontes Alternativas – LFA, que já não contemplavam apenas a fonte eólica.

Mais três leilões aconteceram em 2011, o 4ºLER, o A-3 e o A-5 contrataram mais 2,9 GW. No leilão A-5 em dezembro de 2012 foram contratados outros 281,9 MW para início de suprimento em 2017. Em mais três leilões realizados em 2013, outros 4,71 GW de potência foram contratados. Em 2014 mais 2,25 GW foram contratados em três leilões. Em 2015 mais 1,5 GW. [8]

Como os números dos leilões indicam, a capacidade instalada de energia eólica no Brasil vem crescendo consideravelmente e o gráfico da Figura 4 da uma perspectiva desses valores.

Figura 4 – Evolução da Capacidade Instalada [9]



Apesar de a primeira turbina eólica ter entrado em operação no Brasil já em 1992 e da já considerável capacidade instalada, o setor ainda é bastante novo e só começou a realmente se desenvolver nos últimos anos, com uma cadeia produtiva eficiente, com fabricação nacional de grande parte das máquinas e equipamentos utilizados no mercado, além do cumprimento por parte dos fabricantes do prazo para a nacionalização da produção, de acordo com as regras de financiamento do Programa FINAME, do BNDES. [8]

Mesmo com mais de 12 GW instalados a perspectiva de crescimento para os próximos anos continua grande. Segundo o relatório *2015 Global Wind Market Report*, do *Global Wind Energy Council – GWEC* [10], o Brasil tem ventos três vezes superiores à necessidade de eletricidade do país, com fatores de capacidade acima dos 50%, atingindo até 70% em algumas épocas do ano, enquanto outros países ficam em torno dos 25%. Também por isso, em 2015 o Brasil foi o quarto país que mais cresceu em energia eólica do mundo, estando classificado pelo GWEC como a 10ª maior capacidade instalada acumulada e saltando para a 9ª posição já em 2016. Ao final de 2017 foi atingida a marca de 500 parques eólicos instalados, totalizando uma capacidade instalada de 12,64 GW, colocando o Brasil na 7ª posição mundial [11].

Com esses números a energia eólica já tem papel importante na economia nacional. Durante a crise energética de 2015 chegou-se a ter 10% da energia elétrica vindo das usinas eólicas, gerando uma economia de R\$ 6 bilhões que não

precisaram ser gastos com geração térmica naquele ano [8], além de já ter acumulado um total de 180 mil postos de trabalho [9]. Em setembro de 2017 a energia eólica representou 11% da matriz elétrica brasileira e no dia 14 do mesmo mês a geração eólica abasteceu 64% da demanda média da região Nordeste [11].

3.2. Conceitos Básicos

A geração de energia elétrica utilizando a força dos ventos pode ser feita utilizando-se tanto dispositivos com rotores na vertical como na horizontal. Os dispositivos com rotor na vertical têm a vantagem de terem um design mais simples, podem ter componentes mecânicos e elétricos instalados no chão e não precisam de sistemas de controle para ajustar a turbina a direção do vento, porém são consideravelmente menos eficientes que as turbinas de rotor na horizontal.

Bem mais comuns, as turbinas eólicas com rotor na horizontal têm suas lâminas projetadas em formato de aerofólio e são utilizadas com ângulos de ataque pequenos, onde o coeficiente de arrasto é menor. Além disso, para conseguir o maior aproveitamento possível dos ventos, essas turbinas são projetadas para ter um torque de partida baixo e para suportar altas velocidades de rotação.

Em relação a eficiência das turbinas eólicas, em 1919 o alemão Albert Betz concluiu, baseado na teoria do momento linear, no que mais tarde ficou conhecido como o limite de Betz, que uma turbina eólica pode converter no máximo $\frac{16}{27}$ (59,259%) da energia cinética disponível nos ventos em energia mecânica de rotação no rotor. Para atingir esse valor Betz faz algumas considerações em relação as condições analisadas, dentre elas, ignorar o coeficiente de arrasto do ar e considerar um número infinito de lâminas nas turbinas.

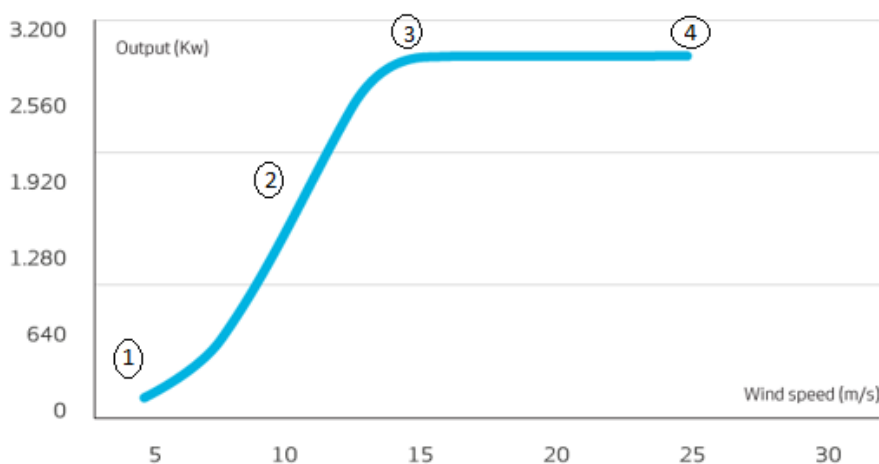
Na prática as turbinas enfrentam a força de arrasto do ar e, é claro, não tem número infinito de lâminas. As turbinas apresentam duas, e na maioria dos modelos, três lâminas, isso porque o ganho em eficiência de uma lâmina a mais acima deste número passa a não justificar o custo extra gerado pela sua implementação. Além disso, o comportamento simétrico de um rotor com três lâminas também traz facilidades na análise do comportamento dinâmico da turbina e permite um nível menor de complexidade em outros componentes. Dessa forma, as turbinas eólicas reais atingem valores de eficiência que se aproximam de 50%.

Em relação a operação e controle das turbinas eólicas, hoje basicamente todas as turbinas de grande porte possuem dois sistemas básicos de controle que auxiliam no seu funcionamento. O controle de *pitch*, que muda o ângulo de ataque das pás do rotor para auxiliar no controle de velocidade, e o controle de *yaw*, que alinha a nacele com a direção do vento, podendo ser usado também para controle de velocidade, desviando levemente o rotor da direção ideal.

Os sistemas de controle vão então buscar maximizar a geração, ou seja, maximizar o torque aerodinâmico na turbina quando o vento estiver abaixo do nominal e minimizar quando o vento estiver acima do nominal, visando garantir a integridade física da turbina e de seus componentes.

A Figura 5 mostra uma curva de potência típica de uma turbina eólica e seus principais pontos de destaque. Os valores destacados irão variar de acordo com o modelo e potência da turbina, porém o formato desta curva é característico.

Figura 5 – Curva de potência da turbina Vestas V90-3.0MW [12]



- 1) Chamado de *start-up point*, até este ponto a turbina está parada e a partir desta velocidade de vento, chamada de *cut-in*, ela consegue começar a girar.
- 2) A medida que a velocidade do vento ultrapassa a *cut-in*, os sistemas de controle da turbina vão atuar para aproveitar ao máximo a energia do vento e maximizar a potência gerada.
- 3) Neste ponto a turbina atinge sua capacidade nominal de operação de velocidade e potência. Qualquer aumento na velocidade do vento será

compensado pelos sistemas de controle para manter a potência neste valor máximo.

4) Chamado de velocidade de *cut-out*, quando o vento atinge este ponto os sistemas de controle irão atuar para frear completamente a turbina, buscando assim preservar sua integridade física protegendo-a dos esforços que um vento muito elevado gera.

5) Não representado na imagem existe também o ponto conhecido como velocidade de *recut-in*, que corresponde a velocidade do vento que a turbina é permitida voltar a operar após ser freada por excesso de vento no ponto 4.

Enquanto os fatores tratados até aqui tendem a ser comuns para todas turbinas eólicas de grande porte, os geradores usados por elas para converter a energia de rotação dos rotores em energia elétrica podem ser de tipos bastante distintos [13], tendo cada tipo de gerador um comportamento elétrico diferente e com influência distinta no sistema elétrico ao qual está conectado, fatores que serão tratados ao longo do item 4.

Os principais tipos de geradores usados nas turbinas eólicas de grande porte são apresentados abaixo, sendo os tipos 3 e 4 os mais comuns para as turbinas mais novas.

- Tipo 1: Gerador de indução com rotor de gaiola;
- Tipo 2: Gerador de indução com controle de resistência externa de rotor;
- Tipo 3: Gerador de indução duplamente alimentado (DFIG);
- Tipo 4: Gerador síncrono com conversor pleno (*Full Converter*) com controle de campo ou ímãs permanentes.

3.3. Previsão de Geração

Assim como foi citado anteriormente, a consideração das usinas não simuladas na operação do sistema elétrico brasileiro é feita abatendo-se sua geração da carga total a ser atendida. Dessa forma, é necessário se ter uma previsão de quanto vai ser essa geração para que o sistema se mantenha sempre em equilíbrio e dentro dos limites seguros de operação.

Para o caso das pequenas centrais hidroelétricas e das usinas de biomassa, que são usinas térmicas, a previsão de geração é simples e bastante confiável, uma vez que considerando a não ocorrência de nenhuma falha, os níveis de combustível, água ou biomassa para queima, tendem a não variar em curto prazo. Dessa forma, basta uma correta coordenação e comunicação entre os centros de controle dessas usinas com a ONS para garantir as quantidades esperadas de geração.

Porém para as usinas eólicas a previsão de geração não é tão simples e exige um estudo mais detalhado. Sendo fortemente dependente das tecnologias de previsão do tempo, a previsão da geração eólica é baseada em valores de séries históricas das velocidades do vento e se utiliza de técnicas cada vez mais avançadas, que podem se basear em métodos estatísticos ou físicos.

Os métodos estatísticos são melhores para previsão de curto prazo, até 5 horas, requerem menos esforço computacional e utilizam dados históricos para o treinamento do modelo. Podem ser, por exemplo, métodos auto-regressivos ou métodos de inteligência artificial.

Já os métodos físicos são mais precisos que os estatísticos para previsões mais longas, podem ter performance ruim para previsões menores que 5 horas e requerem grande esforço computacional.

A questão da previsão da capacidade de geração eólica é definida por uma data de emissão, por diferentes *leadtimes*, que são uma série de previsões para tempos futuros, um horizonte de validade correspondente ao máximo *leadtime* e pelos intervalos de tempo considerados, e ter valores cada vez mais precisos é do total interesse de todos os envolvidos, seja o ONS, os operadores das usinas, os responsáveis pelo planejamento de manutenção e os agentes do mercado de energia. [14]

Além disso, existem também maneiras mais simples de se fazer a previsão de geração baseada em medições momentâneas da velocidade do vento feitas por equipamentos de medição (anemômetros), que também são usados nos estudos preliminares para se escolher os melhores lugares para construção de novas turbinas eólicas quando não se dispõe de dados históricos.

Porém esses equipamentos de medição não são instalados em mastros nas alturas reais das turbinas, e assim a velocidade do vento precisa ser extrapolada para a altura desejada por meio de relações matemáticas que levam em conta, dentre outros fatores, a velocidade na altura medida, a rugosidade da superfície do

local e a estabilidade atmosférica. Dentre esses métodos, podemos citar a lei de log e a lei da potência (*log law* e *power law*), das equações 1 e 2, respectivamente.

$$v(z_r) = \frac{v_*}{k} \ln \left(\frac{z_r}{z_0} \right) \quad (1)$$

$$\frac{v(z)}{v(z_r)} = \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (2)$$

Onde $v(z_r)$ é a velocidade do vento na altura z_r , v_* é a velocidade de fricção, k a constante de Karman, z_0 a rugosidade da superfície, $v(z)$ a velocidade do vento na altura de interesse e α é o coeficiente da lei da potência, também conhecido como *shear*. [15]

Dessa forma a previsão de geração ainda é uma área de estudo com bastante espaço para desenvolvimento, buscando-se previsões mais precisas, que exijam menos esforço computacional e que sejam confiáveis mesmo quando considerados longos horizontes de validade. Tudo isso irá contribuir ainda mais para o desenvolvimento do setor, para a obtenção de usinas com fatores de capacidade cada vez melhores e para uma operação cada vez mais segura dos sistemas elétricos.

4. Conexão com a Rede e Influências no Sistema

Um dos maiores desafios dos operadores dos sistemas elétricos em relação a energia eólica é o de integrar, de maneira eficiente e segura, a maior quantidade possível ao sistema, uma vez que o comportamento e a influência causada na rede por esse tipo de gerador não é o mesmo que das fontes tradicionais. Além do fato de que algumas dessas influências são prejudiciais ao sistema, e assim é de interesse ter seus efeitos amenizados ao máximo.

Analisar os impactos da penetração da geração eólica nos sistemas envolvem aspectos específicos que variam para cada tipo de gerador utilizado e também de acordo com as características do ponto de conexão e porte da central geradora em questão. Grandes centrais geradoras conectadas em um ponto do sistema de baixo nível de curto-circuito (sistema fraco) têm influência maior na rede do que, por exemplo, uma central de pequeno porte, que terá seu impacto limitado às regiões do sistema mais próximas.

Além disso, a penetração desta fonte de energia na matriz também exige mudanças na maneira com que o planejamento da operação é feito, exigindo, dentre outras coisas, novas metodologias para determinação das quantidades e locais ideais para alocação das reservas no sistema e atenção às capacidades remanescentes de transmissão e transformação do sistema.

Dessa forma, este capítulo busca fazer uma síntese de alguns pontos importantes que são influenciados pela conexão de geradores eólicos no sistema, além de mostrar as ações tomadas pela ANEEL para amenizar os efeitos negativos dessas influências e permitir a integração eólica de maneira segura por meio do estabelecimento de requisitos mínimos que essas novas centrais geradoras devem obedecer.

4.1. Aspectos Gerais

Como citado acima, os diferentes tipos de aerogeradores utilizados causam influências distintas no sistema ao qual estão conectados, e no Brasil temos em operação desde os tipos mais simples, Tipo 1, até os mais modernos com controle

total da potência injetada no sistema, Tipo 4. Dessa forma, análises específicas devem ser conduzidas para cada caso.

Os aspectos gerais dessas influências, como fatores relacionados a qualidade de energia, fator de potência, estabilidade de tensão e controle de frequência e tensão são tratados em [13] e em [16] e apresentados aqui de maneira resumida.

Em relação a qualidade de energia os principais impactos causados pelos geradores eólicos são relacionados ao efeito *flicker* na região de influência do parque e a injeção de harmônicos.

Os geradores dos Tipos 1 e 2 tem mais chances de causar o efeito *flicker* devido ao fato de serem diretamente conectados ao sistema, enquanto o Tipo 4, por ser conectado por meio de conversores tende a ter esse efeito diminuído. Porém o chaveamento dos conversores é responsável pela injeção de harmônicos na rede, assim como no Tipo 3 devido ao conversor conectado ao seu estator, enquanto os Tipos 1 e 2 não geram impactos neste aspecto. [13]

Em se tratando da capacidade absorção/injeção de energia reativa na rede, temos que os geradores dos Tipos 1 e 2 necessitam de módulos de capacitores chaveados para conseguirem operar com fator de potência unitário, uma vez que consomem potência reativa em sua operação. Já os Tipos 3 e 4 não necessitam de fontes extras de potência reativa devido as suas capacidades de controle e assim podem operar com fator de potência tanto positivo quanto negativo.

Relacionado a isso tem-se também que os geradores dos Tipos 1 e 2 podem apresentar impacto maior na estabilidade de tensão do sistema do que os outros tipos por terem recursos de controle mais limitados e assim serem mais sensíveis quanto a sua potência injetada na rede quando da variação da velocidade do vento. Isso porque ao se aproximar do limite de carregamento, as tensões do sistema estarão mais sensíveis a variações de potência e assim um maior incremento de injeção de potência reativa se faz necessário para um certo incremento de potência ativa a fim de se evitar a perda de estabilidade e colapso do sistema.

Tratando agora da influência no controle de frequência da rede e por esse ser um fator de impacto global no sistema, deve-se sempre levar em conta as características da rede em que os geradores eólicos serão instalados para evitar grandes variações, uma vez que esse é sempre um aspecto de controle bastante rígido.

Os parques eólicos podem ver sua potência de saída variar de 10% a 15% em intervalos de 15 minutos, e em situações menos recorrentes, essas variações podem ser ainda mais bruscas. Assim, caso inserido em uma rede fraca, essas variações podem colocar em risco a operação do sistema e levar a desligamentos indesejados por conta da variação de frequência causada. Em redes mais fortes esse impacto é menor devido a possibilidade de compensação por outras fontes conectadas ao sistema.

Em situações de queda de frequência no sistema era prática comum quando a geração eólica ainda não tinha expressão na matriz energética o seu desligamento, visando assim proteger seus componentes de possíveis danos. Hoje em dia, devido a sua maior representatividade, esses desligamentos provocariam uma queda ainda maior da frequência, e então a ANEEL exige que os parques novos tenham capacidade de operação em regime de frequência não nominal visando manter a capacidade de recuperação do sistema.

Por último temos a influência no controle de tensão do sistema, que diferente da frequência que tem impacto global, o controle de tensão é de caráter local e deve ser controlada pelo próprio nó ou pela sua vizinhança e sempre foi usualmente feito pelas centrais geradoras tradicionais do sistema. Esse se torna um dos principais problemas das centrais eólicas a nível local, pois elas sofrem muito mais variações de tensão em seus terminais devido a variações do vento do que fontes tradicionais, o que pode ser um problema principalmente em redes fracas, uma vez que a maior penetração dessa fonte também traz a responsabilidade de controle de tensão local, modificando assim as estratégias de controle centralizado antigas.

4.2. Proteção

O impacto da geração eólica nos sistemas de proteção das redes elétricas acontece principalmente pela sua característica distribuída, adicionando vários pontos de conexão de geração pelo sistema. Além disso, as respostas ao curto circuito dos diferentes tipos de geradores eólicos também diferem da resposta de geradores síncronos tradicionalmente usados na geração hidroelétrica e térmica. Isso tudo faz com que as filosofias de proteção usuais sejam repensadas para atender as novas necessidades dos sistemas com penetração de energia eólica.

Os sistemas de proteção usuais, tanto das redes de transmissão como de distribuição, costumam levar em conta a geração de energia em um ponto fixo da rede, ou seja, para os sistemas radiais tem-se um fluxo de potência com direção bem definida. Quando da instalação de geradores eólicos distribuídos pela rede a topologia da rede passa a não ser mais radial, e assim o fluxo de potência, assim como as correntes de curto circuito, podem fluir de várias direções, exigindo então novos estudos de coordenação de proteção para garantir seu correto funcionamento.

Para realização dos estudos de coordenação da proteção nas redes com penetração de energia eólica deve-se atentar ao fato de que os geradores usados nas turbinas eólicas apresentam respostas ao curto circuito distintas das observadas nos geradores síncronos tradicionais, além disso, os diferentes tipos de geradores usados, citados no Item 3.2, apresentam respostas diferentes entre si. As diferenças se mostram tanto na resposta transitória quanto na contribuição para a corrente de curto circuito em regime. [17]

Como exemplo de algumas funções de proteção que merecem atenção neste tipo de cenário podemos citar a ANSI 21 (distância), que pode não operar devido aos baixos valores de corrente no instante inicial da falta para os geradores Tipo 4. Já para os geradores dos Tipos 1, 3 e 4 as funções ANSI 50/51 (sobrecorrente) não são adequadas devido a pequena contribuição para a corrente de curto circuito após seu instante inicial.

Frente a essas novas características do sistema e visando contribuir também para o planejamento da infraestrutura da rede, tratada no Item 4.3, foi criada uma técnica de proteção chamada de DLR (*“Dynamic Line Rating”*) – ajuste dinâmico de linha. [17]

A técnica é baseada na medição e análise em tempo real da temperatura, velocidade e direção do vento e dos níveis de radiação solar próximos à linha a ser protegida. Essas informações são enviadas a um relé devidamente ajustado, que aliado à medição de corrente da linha faz sua proteção adaptativa, calculando sua ampacidade real momentânea de acordo com as normas do CIGRE 207 e IEEE 738 e assegurando assim os limites de curvatura da linha.

Além de trabalhar com os valores de carregamento e curvatura reais da linha, diferente do que é tradicionalmente feito pelas concessionárias que usam parâmetros fixos de ajuste, essa técnica auxilia no melhor aproveitamento da

geração eólica, uma vez que o vento é fator de importância não apenas para a geração da energia, como também para o resfriamento da linha, aumentando assim sua capacidade.

O método baseado em DLR permite também um uso mais eficiente das linhas de transmissão existentes, isso por que seu uso pode permitir, de maneira segura, um aumento considerável da capacidade das mesmas quando comparado com o uso de parâmetros fixos de proteção. Isso evita então a construção de novas linhas de transmissão que não seriam realmente necessárias, influenciando de maneira direta no planejamento da infraestrutura da rede.

Como exemplo de sua eficácia, em uma instalação DLR modelo MiCOM P341 do fabricante ALSTOM Grid nas linhas de *Skegness-Boston*, Inglaterra, compostas por três parques eólicos, dois *offshore* e um *onshore*, o uso da técnica contribuiu com ganhos de cerca de 50% na capacidade das linhas quando comparados aos valores fixos utilizados previamente pelo operador do sistema local. [17]

4.3. Infraestrutura da Rede

A construção dos parques eólicos depende, obviamente, da existência de ventos com velocidade e constância adequados, e no caso brasileiro essas condições acontecem na região Sul e principalmente na região Nordeste do país, criando assim uma grande concentração de geração de energia em locais com pouca estrutura prévia de transmissão.

O problema está no fato de que de nada adianta um rápido crescimento da capacidade instalada de energia eólica se o SIN não tiver capacidade de transmissão suficiente para absorver toda essa nova geração. Assim, a instalação de novos parques eólicos pode levar ao congestionamento da rede local e criar gargalos de transmissão fazendo-se necessária a construção de infraestrutura adequada para permitir o melhor aproveitamento possível da energia gerada.

Pode-se citar então três soluções possíveis para as situações onde a implantação de um parque eólico pode levar ao congestionamento das linhas de transmissão. [18]

A primeira delas é o reforço físico da rede de transmissão por meio da construção de novas linhas e subestações. Essa porém pode não ser a solução

mais economicamente viável uma vez que os aerogeradores não operam com capacidade máxima o tempo todo e as linhas de transmissão também não operam sempre em sua capacidade máxima. Dessa forma os momentos de pico de produção eólica não necessariamente ocorrem simultaneamente aos momentos de máximo carregamento das linhas em questão.

É então necessário um estudo detalhado para se avaliar a real necessidade de expansão dos sistemas de transmissão, considerando nesta etapa a possibilidade da implantação de proteção baseado na técnica DLR descrita no Item 4.2, o que seria uma solução menos custosa e de implementação mais simples do que a construção de novas linhas.

Para as situações onde a sobrecarga nas linhas de transmissão realmente ocorre e não pode ser contornada pela técnica baseada em DLR tem-se uma outra alternativa, essa com pequena ou nenhuma mudança física na rede, que é a de limitar a geração eólica durante momentos de congestionamento da rede. Porém essa possibilidade pode ser vista como uma barreira para novos investimentos em empreendimentos futuros, além de que limitar a geração de energia por meio de uma fonte limpa e com custo zero de combustível deve ser a última das alternativas a ser considerada.

Mesmo com essa consideração essa é uma ação de operação comum, por exemplo, no sistema elétrico da Irlanda e da Irlanda do Norte, porém não por questão de congestionamento da rede, mas sim para manter a operação do sistema em níveis seguros e eficientes.

Com um sistema elétrico baseado na geração térmica a carvão e a gás, a EirGrid e a SONI, operadores do sistema de transmissão da Irlanda e Irlanda do Norte respectivamente, frente a crescente geração eólica na ilha, realizaram um estudo em 2010 onde foi verificado um limite de 50% para o nível máximo de geração renovável no sistema, chamado por eles de "*System Non Synchronous Penetration limit*". O problema é que esse limite leva a limitação da geração eólica e impede o cumprimento das políticas de energias renováveis estabelecidas pelo governo.

Foi criado então o programa DS3 [19], que busca abordar os desafios da integração de mais geração de energia por fontes renováveis no sistema elétrico irlandês, visando elevar esse limite de 50% para 75% até 2020 e assim ser menos

dependente de suas usinas a carvão e cumprir as metas estabelecidas pelo governo.

Apesar do exemplo irlandês estar distante da realidade do sistema elétrico brasileiro, ele serve como boa ilustração de que a penetração de energia eólica em grandes quantidades pode gerar desafios distintos de acordo com as características do sistema ao qual está sendo conectada.

Voltando a terceira alternativa para conexão de parques eólicos em locais com possibilidade de congestionamento da rede, pode-se realizar a coordenação dessas fontes com outras fontes de rápida capacidade de controle de produção existentes na mesma área, como plantas hidroelétricas ou a gás, implementando um método de produção de energia de curto prazo.

Na situação então de grande geração eólica e congestionamento das linhas, essas outras fontes próximas iriam diminuir sua produção, priorizando assim o escoamento da produção eólica. Essa mesma característica pode ser utilizada também para fazer com que uma queda brusca na velocidade dos ventos seja rapidamente compensada pela geração dessas plantas próximas, dando assim suporte aos níveis de tensão e estabilidade do sistema. No caso da existência de fontes de resposta rápida próximas, porém fora da área de controle das plantas eólicas, a expansão da capacidade de interconexão da rede pode ser uma alternativa.

Visando então avaliar a situação do sistema elétrico brasileiro em relação a capacidade de absorção de novas fontes de energia, a ONS emitiu em Novembro de 2017 a nota técnica: “LEN A-4/2017: Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento pela Rede Básica, DIT e ICG” [20], referente ao Leilão de Energia Nova – LEN A-4, onde foram negociados contratos de novos empreendimentos de geração a partir das fontes eólica, solar fotovoltaica, hidrelétrica e biomassa para início de suprimento em Janeiro de 2021.

Nesta nota técnica o ONS analisou os quantitativos da capacidade remanescente para escoamento de geração na Rede Básica, Demais Instalações de Transmissão – DIT e Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração – ICG a serem considerados para a realização do LEN A-4, e assim evitar a conexão de nova geração em pontos do sistema sem capacidade de escoamento.

No estudo o ONS utilizou como base de dados o Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN – PAR 2018-2020, além de

considerar, dentre outros fatores que visam garantir a confiabilidade do estudo, a expansão da Rede Básica, DIT e ICG já contratada com entrada em operação comercial até 6 meses antes à data de início de suprimento de energia contratada no leilão.

Para a avaliação primeiramente foi verificada a disponibilidade física para conexão de novos empreendimentos nos barramentos candidatos, analisando a existência ou não de vãos disponíveis nas subestações para novas conexões, a necessidade de construção de novos vãos, extensões de barramentos ou a necessidade de compra de novas áreas para as ampliações necessárias. Os resultados divulgados foram obtidos a partir da composição dos limites de capacidade remanescente de escoamento de energia com os limites decorrentes da superação dos equipamentos, levando-se em conta as limitações físicas impeditivas da rede.

Os resultados obtidos com o estudo trouxeram algumas informações de grande importância para a continuação do crescimento da participação da energia eólica no sistema elétrico nacional.

Foi verificado que na Bahia, estado com a segunda maior quantidade de parques eólicos no país, não existe mais capacidade remanescente para escoamento de energia elétrica em grande parque dos barramentos candidatos. No Rio Grande do Norte, estado com a maior quantidade de parque eólicos no país e maior capacidade instalada, a situação é a mesma. Já no Rio Grande do Sul, estado com o terceiro maior número de parques eólicos instalados, não há mais capacidade remanescente de escoamento nas regiões Oeste e Sul do estado.

Conclui-se então que, hoje, os principais estados produtores de energia eólica no país enfrentam um problema real de infraestrutura para expansão de novos empreendimentos de geração. Isso pode indicar um problema, no horizonte de validade do estudo, referente a atração de novos investimentos para esses locais. Porém isso pode levar também a um indireto incentivo ao aproveitamento eólico de regiões com boa capacidade remanescente de escoamento de energia e ao indicativo de que o governo irá planejar novas instalações de transmissão nas regiões com mais necessidade, gerando assim consideráveis investimentos para o setor de energia como um todo.

Por fim, a simples execução de tal estudo por parte da ONS indica que a penetração no SIN de não apenas a fonte eólica, mas também de outras fontes

renováveis, está sendo planejada de maneira a evitar limitações ligadas a questões de infraestrutura da rede elétrica. Isso busca evitar, por exemplo, que empreendimentos de geração fiquem prontos antes das linhas de transmissão necessárias para seu funcionamento e as respectivas consequências econômicas decorrentes disto, como já aconteceu antes no país.

4.4. Requisitos Mínimos Estabelecidos pela ANEEL

Visando minimizar os possíveis impactos negativos causados pela conexão das centrais geradoras eólicas no SIN, a ANEEL passou a publicar em anexo aos editais dos leilões de energia os Requisitos Técnicos Mínimos Para Conexão de Centrais Geradoras Eólicas [21]. Nele são estabelecidos os critérios básicos a serem seguidos de acordo com a classificação das centrais geradoras, especificando também que em algumas situações, a necessidade de atendimento a certos requisitos pode ser analisada caso a caso pelo ONS.

O documento é bastante completo e mostra que a integração da energia eólica está sendo feita de maneira planejada e segura, garantindo por exemplo os níveis de flexibilidade de recomposição da rede elétrica, exigindo avaliação da superação ou não da capacidade de equipamentos ou necessidade de novos ajustes nos parâmetros dos sistemas de proteção e controle na área de influência da central eólica no SIN. Os requisitos impostos pela ANEEL também impõem limites para variações de tensão em regime permanente, suportabilidade a sub e sobretensões dinâmicas e instabilidades de tensão, além de requisitos para retomada de carga e injeção de corrente reativa adicional para suporte de tensão à rede.

O documento também traz uma seleção de requisitos técnicos gerais apresentados apenas de maneira qualitativa abaixo, e que podem ser consultados para conhecimento detalhado de valores e limites.

- 1) Operação em regime de frequência não nominal:

Objetivo: Minimizar os desligamentos dos geradores quando o sistema pode se recuperar pela própria capacidade de regulação.

- 2) Geração/absorção de potência reativa:

Objetivo: Auxílio no controle de tensão e melhora das margens de estabilidade de tensão.

3) Modos de controle (tensão, potência reativa e fator de potência):

Objetivo: Adequar seu funcionamento em função das necessidades do sistema.

4) Operação em regime de tensão não nominal:

Objetivo: Evitar o desligamento da central geradora durante variações de tensão de grandeza e tempo definidos.

5) Atendimento do fator de potência em regime de tensão não nominal:

Objetivo: Garantir os requisitos de fator de potência em toda a faixa operativa das tensões.

6) Participação em SEP:

Objetivo: Minimizar as consequências de perturbação no sistema.

7) Potência ativa de saída:

Objetivo: Garantir adequada recuperação de potência quando do restabelecimento da tensão após distúrbio e garantir a disponibilidade de potência em situações de subfrequência, minimizando os cortes de carga pela atuação do ERAC.

8) Inércia sintética da central eólica:

Objetivo: Contribuir para a regulação primária de frequência do SIN.

No capítulo seguinte serão realizadas uma série de simulações para ilustrar parte do que foi apresentado e discutido neste trabalho, e é interessante ressaltar aqui que no caso da realização de estudos reais para a implementação de um parque eólico, todos os fatores listados acima teriam então de ser simulados e comprovados para assim garantir a conexão segura do novo empreendimento.

5. Simulação com o MATPOWER

O Matpower [22] é um pacote de “M-files” do MatLab® para solucionar problemas de fluxo de potência e fluxo de potência ótimo desenvolvido como uma ferramenta de simulação para pesquisadores e educadores.

Com uma grande quantidade de sistemas de teste já programados em seu banco de dados e uma extensa lista de funções também já programadas, o Matpower permite ao usuário modificar seus sistemas base pré-existentes ou até mesmo a criação de sistemas completamente novos para estudo, modificando características de geradores, cargas e interconexões. Além de permitir também, por exemplo, a escolha de métodos de solução específicos, definindo critérios de controle, parada e a quantidade e detalhamento que se deseja obter nas soluções.

Dessa forma o Matpower se mostra uma ferramenta poderosa e prática para a realização de uma série de simulações com o fim de se ilustrar parte do que foi descrito até aqui.

5.1. Objetivos

O objetivo desta seção é então realizar uma série de simulações utilizando o Matpower para ilustrar, mesmo que de maneira simplificada, parte do que foi descrito até aqui.

As análises serão realizadas se baseando na solução do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) de cada caso, verificando o despacho dos geradores e qual o valor da função objetivo calculados na solução. Para isso, após apresentar a solução do caso base, serão inseridos no sistema, de maneira gradual em cada caso distinto, diversos geradores modelados de maneira a simular de modo simplificado uma fazenda eólica. Esses geradores serão colocados em barras próxima entre si do sistema, que não possuam geração nem cargas conectadas a elas, representando assim a penetração de geração eólica em uma região específica do sistema real, afastada de outros geradores e de grandes centros de carga.

Obtido o resultado, serão rodados outros cinco casos do FPO com a mesma quantidade de penetração eólica, um retirando do sistema o gerador mais caro despachado, outro retirando do sistema os geradores despachados com menor

potência e por fim mais três variações do caso com todos os geradores comissionados, porém variando a disponibilidade da geração eólica a fim de comparação dos resultados obtidos. Também será verificada a capacidade do sistema de suprir a carga com menos geradores comissionados na situação de não haver total disponibilidade da geração eólica.

É importante notar que os resultados obtidos virão da solução de um FPO puramente técnico-econômico, sem nenhuma consideração para buscar dar preferência ao despacho de fontes limpas ou em relação a sua disponibilidade. Além disso, os geradores adicionados ao sistema serão tratados como fontes despacháveis e assim os resultados representaram uma situação em regime permanente, o que é natural para a solução do FPO, em que os geradores eólicos estão disponíveis de acordo com a potência programada para cada caso.

O FPO padrão resolvido pelo Matpower tem a seguinte forma:

$$\min_x f(x) \quad (3)$$

Sujeito a

$$g(x) = 0 \quad (4)$$

$$h(x) \leq 0 \quad (5)$$

$$x_{min} \leq x \leq x_{max} \quad (6)$$

A função objetivo, Equação (3), é o somatório das funções de custo das injeções de potência ativa e reativa de cada gerador, caracterizando assim um problema de otimização onde o objetivo é a minimização dos custos de operação sujeito as três restrições descritas a seguir.

A restrição de igualdade, Equação (4), representa o conjunto total de equações de balanço de potência ativa e reativa do sistema. A restrição de desigualdade, Equação (5), consiste de dois conjuntos de funções que representam os limites de fluxo nos ramos do sistema, sendo uma para barra de origem e um para a barra de destino. E os limites da variável, Equação (6), representam as restrições de valor para os ângulos de qualquer barra de referência, limites de tensão para qualquer barra e limites de injeção de potência ativa e reativa para qualquer gerador.

O vetor x consiste das magnitudes e ângulos das tensões, além das injeções de potência ativa e reativa dos geradores.

O Matpower permite que restrições como a da Equação (5) não sejam consideradas na solução, sendo inseridos valores zero nas respectivas colunas das

matrizes de dados, onde o zero representa então a ausência de limitação e não a ausência de capacidade.

5.2. Modelagem

O sistema a ser utilizado como base para a análise será o sistema de testes de 57 barras do IEEE, que será modificado e adaptado para cada um dos casos analisados. Sua topologia básica é apresentada na Figura 6. O sistema possui 57 barras, 7 geradores, 80 ramos e 42 cargas, e suas informações detalhadas são apresentadas no Anexo I.

As cargas do sistema são modeladas como cargas simples de potência constante e são representadas por suas componentes reais e imaginárias como valores em MW e MVar nas colunas 3 e 4 da matriz de barras do sistema. Além disso, as cargas são consideradas como totalmente inelásticas, ou seja, não são sensíveis a mudanças nos custos da geração.

O sistema de 57 barras do IEEE, apesar de considerar as perdas do sistema, não considera limitações de fluxos, representado pelos zeros na sexta coluna da matriz de dados dos ramos, dessa forma, os custos dos geradores ganham ainda mais importância na solução final de cada caso. Isso porque caso os fluxos fossem um fator limitante, seria possível que um gerador mais barato não pudesse ser despachado em sua total capacidade devido a limitações de transmissão, levando assim a um custo final de operação maior.

Considerando isso os custos dos geradores existentes serão modelados seguindo as mesmas características pré-inseridas do Matpower, modelo polinomial de segunda ordem, que é tradicionalmente usado para representar a geração térmica, Equação (7), porém de modo que busque representar de maneira um pouco mais realista os custos dessa fonte de energia naturalmente mais cara devido ao elevado custo de combustível necessário.

$$f(P) = c_2 P^2 + c_1 P + c_0 \quad (7)$$

Onde $f(P)$ é a função do custo em função da potência gerada em \$/hr, c_2 , c_1 e c_0 são os coeficientes da equação e P é a potência gerada em MW ou MVar.

Os custos dos geradores existentes, representados na Figura 7, foram então modificados para possuírem coeficiente c_0 diferente de zero, adotando valores

retirados de [4] de geradores térmicos de potência semelhante. O restante dos parâmetros foram parcialmente adaptados de acordo com a mesma referência.

O coeficiente c_0 é importante na modelagem para indicar que um gerador comissionado tem custos mesmo quando não está gerando energia, isso devido, dentro outros fatores, aos custos de operação da usina. Sendo então de interesse a operação do sistema com o menor número possível de geradores comissionados.

Figura 6 – Topologia básica do sistema analisado

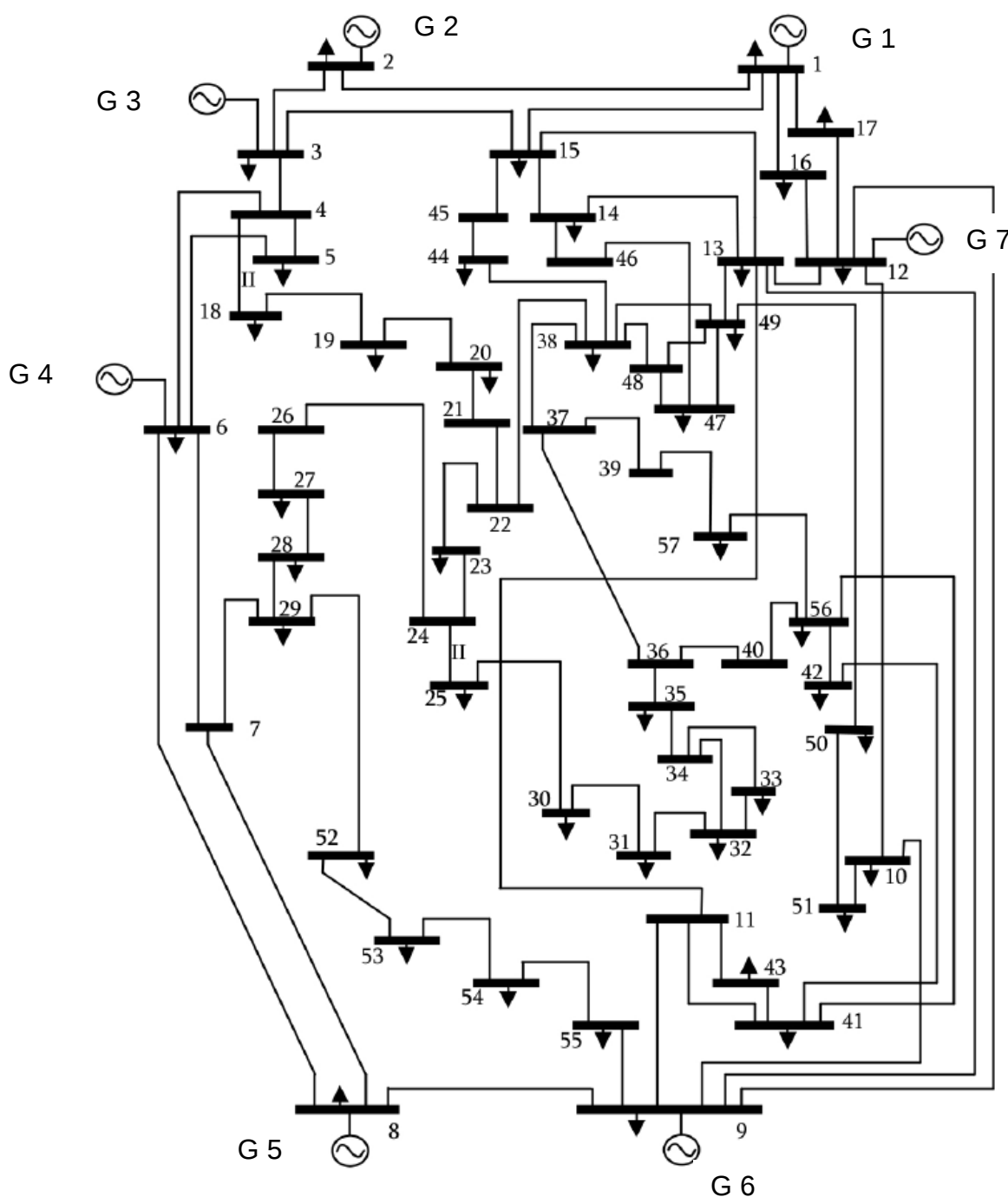
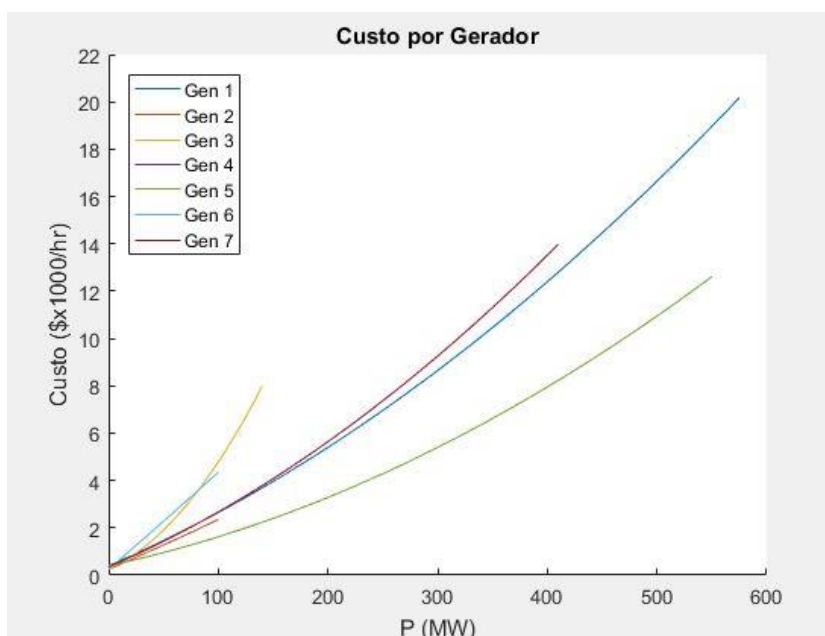


Figura 7 – Curvas de custo dos geradores existentes



Em relação a modelagem dos novos geradores que serão inseridos no sistema, tem-se que como na prática uma fazenda eólica consiste em uma rede coletora local conectando as saídas de todas as máquinas em um único ponto de conexão com o sistema local e que em uma fazenda eólica existem N máquinas iguais, então é uma aproximação considerada razoável o paralelismo de todas as máquinas em um grande gerador equivalente, com potência de N vezes a potência individual de cada máquina. [23]

A modelagem descrita requer aproximações e considerações, porém é considerada adequada para a maioria das simulações para estudo de comportamento e planejamento dos sistemas elétricos. Sendo uma das considerações a serem feitas a presunção de que a potência gerada por cada turbina será a mesma em um dado instante, o que faz necessário que o vento seja uniforme por toda a fazenda. Além disso, essa modelagem não permite a análise de distúrbios no sistema coletor local e não considera a possível variação da impedância equivalente de conexão de cada máquina.

Considerado isso, os geradores adicionados serão representados por um gerador tradicional, conectado a uma barra que será convertida para PV, com potência ativa e reativa igual a N vezes as capacidades de cada máquina individual. Os valores considerados foram obtidos de máquinas reais em [23] e a quantidade considerada para cada máquina equivalente adicionada será explicada de acordo

com cada caso. O *setpoint* de tensão dos geradores será simplesmente definido como 1p.u., pois o Matpower irá considerar os *setpoints* de tensão das respectivas barras para a solução do problema.

Já em relação a modelagem dos custos dos geradores que serão adicionados no sistema, devido ao fato de não consumirem combustível para gerar energia, a função de custos da geração eólica não pode ser representada pelo modelo polinomial de segunda ordem usado para a geração térmica. Além disso, para uma modelagem mais precisa existem fatores que devem ser levados em conta devido a incerteza relacionada a velocidade dos ventos. Dessa forma uma modelagem completa deve considerar fatores para compensar pela sub e sobre estimacão da capacidade de geração da usina. [24]

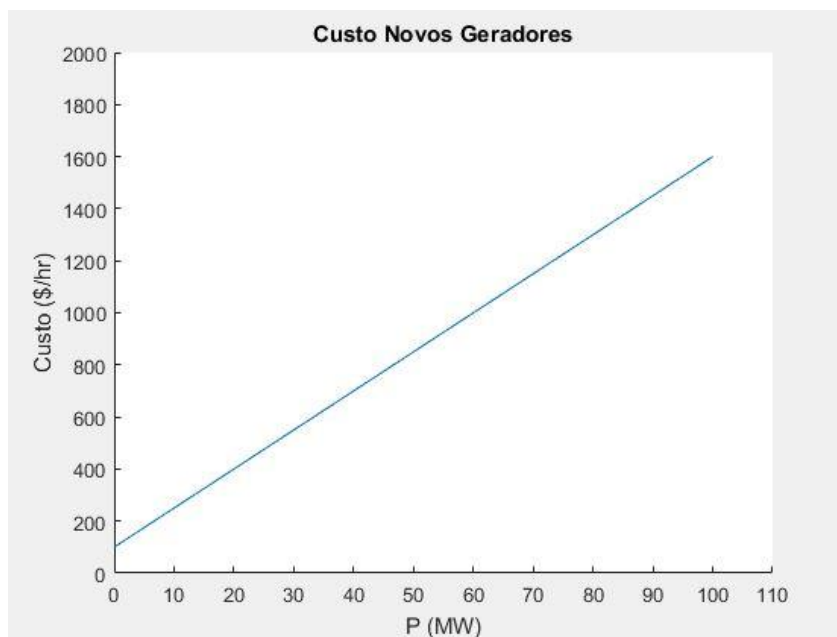
Uma função de custos para geração eólica pode então ser dividida em três componentes. O primeiro é uma função linear representando o que o operador do sistema deve pagar de energia para a usina de geração, o segundo termo é um fator de penalidade por não usar toda a energia eólica disponível e o terceiro é um fator de reserva que pode ser considerado como uma penalidade na forma de um custo pela energia eólica disponível ser menor do que o planejado para despacho. A forma real que esses fatores podem tomar e até mesmo sua consideração ou não em uma modelagem real irão depender de como o sistema elétrico em questão é operado, de quem é a propriedade da usina geradora e qual o formato dos contratos de fornecimento assinados.

Considerando isso, e que as análises a serem feitas serão em regime permanente, assumindo disponibilidade da geração eólica de acordo com cada caso simulado e baseadas na solução de um FPO puramente econômico, a função de custos utilizada terá a forma simplificada de uma função linear, desconsiderando assim qualquer fator de penalidade descrito anteriormente e representando o quanto o operador do sistema terá de pagar pela energia à usina produtora. Caso a usina eólica fosse de posse do operador, sua função de custos poderia ser modelada como uma função constante, de valor igual apenas ao custo de operação da usina.

Foi então utilizado um fator c_0 constante, representando o custo de operação da usina e um fator linear c_1 proporcional a geração, de acordo com a função da Equação (7), porém com c_2 igual a zero. Os valores adotados foram de forma a representar uma operação e geração mais baratas que a geração térmica aqui modelada e a curva da função de custos dos novos geradores é apresentada na

Figura 8 para uma potência máxima de 100 MW, enquanto que suas informações detalhadas são apresentas no Anexo II, sendo que a potência e quantidade de geradores inseridos no sistema será detalhada em cada caso.

Figura 8 – Curva de custo dos novos geradores



Analizando as modelagens utilizadas para os dois tipos de geradores representados nesse estudo, térmicos e eólicos, ambos apresentam simplificações e limitações em relação às máquinas reais. Para nenhum dos dois tipos foram consideradas suas curvas de capacidade reais, considerando o modelo apenas os valores máximos e mínimos de potências ativa e reativa. Sendo os valores mínimos das térmicas sempre diferentes de zero por limitações térmicas de funcionamento, fator que não limita as eólicas que podem assim serem despachadas com qualquer valor de potência mínima.

Também não foram considerados para os geradores térmicos seus custos de *Start-up* e de *Shut-down*, sendo essa consideração sem impacto nos resultados, pois o FPO calculado pelo Matpower considera sempre todos os geradores ditos *on-line* pelo usuário, não realizando por si próprio o comissionamento ou descomissionamento das máquinas. Essa consideração não afeta os geradores eólicos pois os conceitos de custos de *Start-up* e de *Shut-down* não se aplicam a geração eólica.

Apresentados então todos os principais fatores em relação a modelagem utilizada dentro do Matpower, os itens seguintes irão descrever as considerações feitas para cada caso e apresentar seus resultados. As comparações e análises dos resultados obtidos serão feitas no Item 5.7.

5.3. Caso Base

O Caso Base foi rodado sem a adição ou retirada de nenhuma geração no sistema e com todas as cargas mantidas nos níveis originais (1250,8 MW e 336,4 MVar). As características do sistema foram mantidas de acordo com a modelagem no Matpower para o caso de 57 barras do IEEE, sendo apenas as funções de custo dos geradores adaptadas de acordo com o descrito no Item 5.2 e suas potências mínimas consideradas. As informações detalhadas de todos os geradores, barras, ramos e funções de custo são apresentadas no Anexo I.

Resolvido o FPO do caso base, os principais resultados são apresentados na Tabela 1, que será usada como meio de comparação para os resultados que serão apresentados nos itens seguintes.

Tabela 1 – Resultados Caso Base

Caso Base				
	Qnt		P (MW)	Q(MVAr)
Geradores	7	Capacidade de Geração	1975,9	-468 a 699
Geradores Comissionados	7	Geração On-line	1975,9	-468 a 699
	\$/hr	Geração Real	1276,5	312,6
Valor Função Objetivo	34382,16	Perdas ($I^2 * Z$)	25,72	115,46

	Máx.	Barra	Mín.	Barra
Magnitude de Tensão (p.u.)	1,06	46	0,949	31
Ângulo de Tensão (graus)	1,29	8	-15,95	31
Lambda P (\$/MWh)	41,38	31	34,74	2
Lambda Q (\$/MWh)	2,19	31	-0,99	46

	Geração		Lambda (\$/MVA-hr)	
	P (MW)	Q (MVAr)	P	Q
Gerador 1	298,46	69,32	34,923	-
Gerador 2	100	50	34,745	0,138
Gerador 3	32,23	28,73	36,114	-
Gerador 4	12	7,77	36,038	-
Gerador 5	550	103,47	34,768	-
Gerador 6	12	9	36,478	0,213
Gerador 7	271,83	44,29	37,56	-

5.4. Caso 1 – Dois geradores eólicos

Neste caso a única modificação no sistema será na barra 39, que será convertida para tipo PV e receberá a adição de dois geradores eólicos (8 e 9) com potência de 100 MW cada, totalizando assim aproximadamente 10% de penetração de geração eólica na capacidade total de geração do sistema, equivalendo a aproximadamente 15% da carga conectada.

A inserção de dois geradores de 100MW cada ao invés de um de 200MW é feita para buscar ser um pouco mais fiel a capacidade real instalada de parques eólicos, que dentro de um sistema tendem a ser mais volumosos em termos de quantidade e menores em termos de capacidade individual.

Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 2 abaixo.

Tabela 2 – Resultados Caso 1

Caso 1				
	Qnt		P (MW)	Q(MVAr)
Geradores	9	Capacidade de Geração	2175,9	-564 a 795
Geradores Comissionados	9	Geração On-line	2175,9	-564 a 795
	\$/hr	Geração Real	1295,8	340,95
Valor Função Objetivo	31436,49	Perdas ($I^2 \cdot Z$)	45,04	135,36

	Máx.	Barra	Mín.	Barra
Magnitude de Tensão (p.u.)	1,06	39	0,941	31
Ângulo de Tensão (graus)	12,06	39	-8,48	12
Lambda P (\$/MWh)	35,23	53	23,24	39
Lambda Q (\$/MWh)	2,28	33	-0,11	18

	Geração		Lambda (\$/MVA-hr)	
	P (MW)	Q (MVAr)	P	Q
Gerador 1	236,35	75,52	31,82	-
Gerador 2	100,00	50,00	31,58	0,13
Gerador 3	25,26	41,28	32,63	-
Gerador 4	12,00	7,02	32,77	-
Gerador 5	488,43	96,39	31,69	-
Gerador 6	12,00	9,00	33,09	0,25
Gerador 7	221,80	68,99	34,33	-
Gerador 8 (barra 39)	100,00	-3,62	23,24	-
Gerador 9 (barra 39)	100,00	-3,62	23,24	-

* Os valores de Lambda desta tabela são considerados por barra, e não por gerador isoladamente.

Utilizando esses resultados como base, foram realizadas outras duas simulações de FPO, uma retirando do sistema o gerador com o maior Lambda verificado e outra retirando do sistema os geradores despachados em sua potência mínima para posterior comparação dos valores da função objetivo e do despacho realizado.

Considerado como Caso 1.1, a retirada do sistema do gerador com maior Lambda, gerador 7, levou a uma situação de não convergência do algoritmo de solução utilizado pelo Matpower, foi então retirado do sistema o gerador com o segundo maior Lambda verificado, gerador 6, e o resultado é apresentado na Tabela 3. Já a retirada dos geradores despachados em sua capacidade mínima, geradores 4 e 6, foi considerada como Caso 1.2 e tem seus resultados apresentados na Tabela 4 abaixo.

Tabela 3 – Resultados Caso 1.1

Caso 1.1				
	Qnt		P (MW)	Q(MVAr)
Geradores	9	Capacidade de Geração	2175,9	-564 a 795
Geradores Comissionados	8	Geração On-line	2075,9	-561 a 786
	<u>\$/hr</u>	Geração Real	1296,2	342,21
Valor Função Objetivo	31106,24	Perdas ($I^2 * Z$)	45,36	136,93

	Máx.	Barra	Mín.	Barra
Magnitude de Tensão (p.u.)	1,06	39	0,941	10
Ângulo de Tensão (graus)	11,96	39	-8,54	12
Lambda P (\$/MWh)	35,5	53	23,38	39
Lambda Q (\$/MWh)	2,29	33	-0,11	18

	Geração		Lambda (\$/MVA-hr)	
	P (MW)	Q (MVAr)	P	Q
Gerador 1	239,92	76,37	32,00	-
Gerador 2	100,00	50,00	31,76	0,13
Gerador 3	25,66	41,78	32,83	-
Gerador 4	12,00	6,62	32,99	-
Gerador 5	493,52	103,88	31,91	-
Gerador 6	-	-	-	-
Gerador 7	225,07	71,19	34,54	-
Gerador 8 (barra 39)	100,00	-3,81	23,38	-
Gerador 9 (barra 39)	100,00	-3,81	23,38	-

* Os valores de Lambda desta tabela são considerados por barra, e não por gerador isoladamente.

Tabela 4 – Resultados Caso 1.2

Caso 1.2				
	Qnt		P (MW)	Q(MVAr)
Geradores	9	Capacidade de Geração	2175,9	-564 a 795
Geradores Comissionados	7	Geração On-line	1975,9	-553 a 761
	\$/hr	Geração Real	1296,3	343,12
Valor Função Objetivo	30772,96	Perdas ($I^2 * Z$)	45,54	137,86

	Máx.	Barra	Mín.	Barra
Magnitude de Tensão (p.u.)	1,06	39	0,941	31
Ângulo de Tensão (graus)	11,9	39	-8,51	12
Lambda P (\$/MWh)	35,79	53	23,53	39
Lambda Q (\$/MWh)	2,31	33	-0,09	18

	Geração		Lambda (\$/MVA-hr)	
	P (MW)	Q (MVAr)	P	Q
Gerador 1	243,45	76,52	32,17	-
Gerador 2	100,00	50,00	31,95	0,13
Gerador 3	26,11	44,36	33,06	-
Gerador 4	-	-	-	-
Gerador 5	498,85	109,82	32,15	-
Gerador 6	-	-	-	-
Gerador 7	227,93	70,35	34,73	-
Gerador 8 (barra 39)	100,00	-3,97	23,53	-
Gerador 9 (barra 39)	100,00	-3,97	23,53	-

* Os valores de Lambda desta tabela são considerados por barra, e não por gerador isoladamente.

Após isso foram então simuladas outras três variações do Caso 1, novamente com todos os geradores comissionados, porém agora variando-se a disponibilidade da geração eólica por meio da limitação de sua capacidade máxima total para os patamares de 80%, 50% e 20% da capacidade nominal do caso inicial. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 5 a seguir.

Tabela 5 – Variação de disponibilidade eólica para o Caso 1

Caso 1 (80%)				
	Qnt		P (MW)	Q(MVAr)
Geradores	9	Capacidade de Geração	2175,9	-564 a 795
Geradores Comissionados	9	Geração On-line	2175,9	-564 a 795
	<u>\$/hr</u>	Geração Real	1285,9	319,19
Valor Função Objetivo	31818,79	Perdas ($I^2 * Z$)	35,1	117,49
Caso 1 (50%)				
	Qnt		P (MW)	Q(MVAr)
Geradores	9	Capacidade de Geração	2175,9	-564 a 795
Geradores Comissionados	9	Geração On-line	2175,9	-564 a 795
	<u>\$/hr</u>	Geração Real	1276,2	300,15
Valor Função Objetivo	32598,51	Perdas ($I^2 * Z$)	25,43	102,43
Caso 1 (20%)				
	Qnt		P (MW)	Q(MVAr)
Geradores	9	Capacidade de Geração	2175,9	-564 a 795
Geradores Comissionados	9	Geração On-line	2175,9	-564 a 795
	<u>\$/hr</u>	Geração Real	1273,9	304,03
Valor Função Objetivo	33679,36	Perdas ($I^2 * Z$)	23,13	105,08

5.5. Caso 2 – Quatro geradores eólicos

Neste caso serão inseridos no sistema original do Caso 1 mais dois geradores eólicos (10 e 11) com potência de 100 MW cada na barra 37, totalizando 400 MW de geração eólica, aproximadamente 17% da capacidade de geração total do sistema e 32% da carga conectada. A barra 37 também será convertida para PV.

Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 6 a seguir.

Tabela 6 – Resultados Caso 2

Caso 2				
	Qnt		P (MW)	Q(MVAr)
Geradores	11	Capacidade de Geração	2375,9	-660 a 891
Geradores Comissionados	11	Geração On-line	2375,9	-660 a 891
	\$/hr	Geração Real	1351,6	439,4
Valor Função Objetivo	30453,85	Perdas ($I^2 * Z$)	100,76	241,49

	Máx.	Barra	Mín.	Barra
Magnitude de Tensão (p.u.)	1,06	37	0,94	31
Ângulo de Tensão (graus)	29,09	39	-7,75	12
Lambda P (\$/MWh)	33,64	31	15	39
Lambda Q (\$/MWh)	21,78	31	-0,11	51

	Geração		Lambda (\$/MVA-hr)	
	P (MW)	Q (MVAr)	P	Q
Gerador 1	195,70	93,42	29,785	-
Gerador 2	100,00	50,00	29,54	0,115
Gerador 3	20,65	59,98	30,323	0,04
Gerador 4	12,00	15,49	30,709	-
Gerador 5	447,24	120,36	29,857	-
Gerador 6	12,00	9,00	30,878	0,309
Gerador 7	186,01	103,45	32,016	-
Gerador 8 (barra 39)	88,98	-40,46	15	-
Gerador 9 (barra 39)	88,98	-40,46	15	-
Gerador 10 (barra 37)	100,00	34,33	16,265	-
Gerador 11 (barra 37)	100,00	34,33	16,265	-

* Os valores de Lambda desta tabela são considerados por barra, e não por gerador isoladamente.

Utilizando esses resultados como base, foram realizadas outras duas simulações de FPO, uma retirando do sistema o gerador com o maior Lambda verificado e outra retirando do sistema os geradores despachados em sua potência mínima para posterior comparação dos valores da função objetivo e do despacho realizado.

Considerado como Caso 2.1, a retirada do sistema do gerador com maior Lambda, gerador 7 novamente, também levou a uma situação de não convergência do algoritmo de solução utilizado pelo Matpower, foi então retirado o gerador com segundo maior Lambda verificado, gerador 6, e o resultado é apresentado na Tabela 7. Já a retirada dos geradores despachos em sua capacidade mínima, novamente

geradores 4 e 6, foi considerada como Caso 2.2 e tem seus resultados apresentados na Tabela 8.

Tabela 7 – Resultados Caso 2.1

Caso 2.1				
	Qnt		P (MW)	Q(MVAr)
Geradores	11	Capacidade de Geração	2375,9	-660 a 891
Geradores Comissionados	10	Geração On-line	2275,9	-657 a 882
	\$/hr	Geração Real	1352,9	442,6
Valor Função Objetivo	30097,45	Perdas ($I^2 * Z$)	102,07	244,96

	Máx.	Barra	Mín.	Barra
Magnitude de Tensão (p.u.)	1,06	37	0,94	31
Ângulo de Tensão (graus)	29,21	39	-7,8	12
Lambda P (\$/MWh)	33,82	31	15	39
Lambda Q (\$/MWh)	21,96	31	-0,1	51

	Geração		Lambda (\$/MVA-hr)	
	P (MW)	Q (MVAr)	P	Q
Gerador 1	198,94	95,01	29,947	-
Gerador 2	100,00	50,00	29,705	0,117
Gerador 3	21,00	59,97	30,501	0,046
Gerador 4	12,00	15,44	30,911	-
Gerador 5	451,96	128,05	30,067	-
Gerador 6	-	-	-	-
Gerador 7	188,99	106,36	32,208	-
Gerador 8 (barra 39)	89,99	-40,91	15	-
Gerador 9 (barra 39)	89,99	-40,91	15	-
Gerador 10 (barra 37)	100,00	34,80	16,282	-
Gerador 11 (barra 37)	100,00	34,80	16,282	-

* Os valores de Lambda desta tabela são considerados por barra, e não por gerador isoladamente.

Tabela 8 – Resultados Caso 2.2

Caso 2.2				
	Qnt		P (MW)	Q(MVAr)
Geradores	11	Capacidade de Geração	2375,9	-660 a 891
Geradores Comissionados	9	Geração On-line	2175,9	-649 a 857
	\$/hr	Geração Real	1353,9	444,7
Valor Função Objetivo	29739,96	Perdas ($I^2 \cdot Z$)	103,07	247,54

	Máx.	Barra	Mín.	Barra
Magnitude de Tensão (p.u.)	1,06	37	0,94	31
Ângulo de Tensão (graus)	29,33	39	-7,74	12
Lambda P (\$/MWh)	34,34	31	15	39
Lambda Q (\$/MWh)	-0,11	51	-0,11	51

	Geração		Lambda (\$/MVA-hr)	
	P (MW)	Q (MVAr)	P	Q
Gerador 1	202,26	98,60	30,113	-
Gerador 2	100,00	50,00	29,879	0,126
Gerador 3	21,42	60,00	30,711	0,088
Gerador 4	-	-	-	-
Gerador 5	457,12	142,92	30,296	-
Gerador 6	-	-	-	-
Gerador 7	191,54	106,57	32,374	-
Gerador 8 (barra 39)	90,76	-41,33	15	-
Gerador 9 (barra 39)	90,76	-41,33	15	-
Gerador 10 (barra 37)	100,00	34,66	16,293	-
Gerador 11 (barra 37)	100,00	34,66	16,293	-

* Os valores de Lambda desta tabela são considerados por barra, e não por gerador isoladamente.

Após isso foram então simuladas outras três variações do Caso 2, novamente com todos os geradores comissionados, porém agora variando-se a disponibilidade da geração eólica por meio da limitação de sua capacidade máxima total para os patamares de 80%, 50% e 20% da capacidade nominal do caso inicial. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 9 a seguir.

Tabela 9 - Variação de disponibilidade eólica para o Caso 2

Caso 2 (80%)				
	Qnt		P (MW)	Q(MVAr)
Geradores	11	Capacidade de Geração	2375,9	-660 a 891
Geradores Comissionados	11	Geração On-line	2375,9	-660 a 891
	<u>\$/hr</u>	Geração Real	1326,3	396,77
Valor Função Objetivo	30594,28	Perdas ($I^2 * Z$)	75,5	191,2
Caso 2 (50%)				
	Qnt		P (MW)	Q(MVAr)
Geradores	11	Capacidade de Geração	2375,9	-660 a 891
Geradores Comissionados	11	Geração On-line	2375,9	-660 a 891
	<u>\$/hr</u>	Geração Real	1289,5	326,70
Valor Função Objetivo	31428,73	Perdas ($I^2 * Z$)	38,68	122,41
Caso 2 (20%)				
	Qnt		P (MW)	Q(MVAr)
Geradores	11	Capacidade de Geração	2375,9	-660 a 891
Geradores Comissionados	11	Geração On-line	2375,9	-660 a 891
	<u>\$/hr</u>	Geração Real	1273,6	298,60
Valor Função Objetivo	33088,77	Perdas ($I^2 * Z$)	22,78	99,47

5.6. Caso 3 – Seis geradores eólicos

Neste caso serão inseridos no sistema original do Caso 2 mais dois geradores eólicos (12 e 13) com potência de 100 MW cada na barra 21, que será convertida para PV, totalizando 600 MW de geração eólica, aproximadamente 23% da capacidade de geração total do sistema e 48% da carga conectada.

Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Resultados Caso 3

Caso 3				
	Qnt		P (MW)	Q(MVAr)
Geradores	13	Capacidade de Geração	2575,9	-756,0 a 987
Geradores Comissionados	13	Geração On-line	2575,9	-756,0 a 987
	\$/hr	Geração Real	1370,6	490,2
Valor Função Objetivo	29368,22	Perdas ($I^2 * Z$)	119,85	289,15

	Máx.	Barra	Mín.	Barra
Magnitude de Tensão (p.u.)	1,06	37	0,94	31
Ângulo de Tensão (graus)	28,77	39	-7,76	12
Lambda P (\$/MWh)	33,53	31	15	39
Lambda Q (\$/MWh)	27,24	31	-0,16	51

	Geração		Lambda (\$/MVA-hr)	
	P (MW)	Q (MVAr)	P	Q
Gerador 1	158,76	111,08	27,938	-
Gerador 2	100,00	50,00	27,653	0,129
Gerador 3	16,41	60,00	28,207	0,138
Gerador 4	12,00	24,36	28,788	0,001
Gerador 5	409,03	126,98	28,161	-
Gerador 6	12,00	9,00	29,049	0,325
Gerador 7	157,14	122,96	30,151	-
Gerador 8 (barra 39)	52,66	-20,52	15	-
Gerador 9 (barra 39)	52,66	-20,52	15	-
Gerador 10 (barra 37)	100,00	23,05	15,629	-
Gerador 11 (barra 37)	100,00	23,05	15,629	-
Gerador 12 (barra 21)	100,00	-9,63	15,255	-
Gerador 13 (barra 21)	100,00	-9,63	15,255	-

* Os valores de Lambda desta tabela são considerados por barra, e não por gerador isoladamente.

Utilizando esses resultados como base, foram realizadas outras duas simulações de FPO, uma retirando do sistema o gerador com o maior Lambda verificado e outra retirando do sistema os geradores despachados em sua potência mínima para posterior comparação dos valores da função objetivo e do despacho realizado.

Considerado como Caso 3.1, a retirada do sistema do gerador com maior Lambda, novamente gerador 7, tem seus resultados apresentados na Tabela 11. Já a retirada dos geradores despachos em sua capacidade mínima, novamente geradores 4 e 6, foi considerada como Caso 3.2 e tem seus resultados apresentados na Tabela 12.

Tabela 11 – Resultados Caso 3.1

Caso 3.1				
	Qnt		P (MW)	Q(MVAr)
Geradores	13	Capacidade de Geração	2575,9	-756,0 a 987
Geradores Comissionados	12	Geração On-line	2165,9	-606 a 832
	\$/hr	Geração Real	1299,7	376,6
Valor Função Objetivo	34651,77	Perdas ($I^2 * Z$)	48,91	182,61

	Máx.	Barra	Mín.	Barra
Magnitude de Tensão (p.u.)	1,06	1	0,94	12
Ângulo de Tensão (graus)	1,8	21	-14,19	12
Lambda P (\$/MWh)	328,81	12	-70,62	29
Lambda Q (\$/MWh)	573,68	12	-441,37	29

	Geração		Lambda (\$/MVA-hr)	
	P (MW)	Q (MVAr)	P	Q
Gerador 1	373,25	142,17	38,662	-
Gerador 2	100,00	50,00	39,295	11,708
Gerador 3	57,70	60,00	48,852	46,709
Gerador 4	12,00	-8,00	3,192	-63,794
Gerador 5	482,43	140,08	31,42	-
Gerador 6	100,00	9,00	95,005	162,384
Gerador 7	-	-	-	-
Gerador 8 (barra 39)	33,36	-14,69	15	-
Gerador 9 (barra 39)	33,36	-14,69	15	-
Gerador 10 (barra 37)	14,55	18,64	15	-
Gerador 11 (barra 37)	14,55	18,64	15	-
Gerador 12 (barra 21)	39,26	-12,27	15	-
Gerador 13 (barra 21)	39,26	-12,27	15	-

* Os valores de Lambda desta tabela são considerados por barra, e não por gerador isoladamente.

Tabela 12 – Resultados Caso 3.2

Caso 3.2				
	Qnt		P (MW)	Q(MVAr)
Geradores	13	Capacidade de Geração	2575,9	-756,0 a 987
Geradores Comissionados	11	Geração On-line	2375,9	-745 a 953
	\$/hr	Geração Real	1372,8	495,4
Valor Função Objetivo	28610,91	Perdas ($I^2 * Z$)	121,95	295,17

	Máx.	Barra	Mín.	Barra
Magnitude de Tensão (p.u.)	1,06	37	0,94	31
Ângulo de Tensão (graus)	29	39	-7,73	12
Lambda P (\$/MWh)	34,67	31	15	39
Lambda Q (\$/MWh)	29,39	31	-0,17	51

	Geração		Lambda (\$/MVA-hr)	
	P (MW)	Q (MVAr)	P	Q
Gerador 1	165,28	117,77	28,264	-
Gerador 2	100,00	50,00	27,989	0,143
Gerador 3	17,18	60,00	28,59	0,204
Gerador 4	-	-	-	-
Gerador 5	419,09	157,83	28,608	-
Gerador 6	-	-	-	-
Gerador 7	162,60	126,18	30,504	-
Gerador 8 (barra 39)	54,30	-21,40	15	-
Gerador 9 (barra 39)	54,30	-21,40	15	-
Gerador 10 (barra 37)	100,00	23,10	15,654	-
Gerador 11 (barra 37)	100,00	23,10	15,654	-
Gerador 12 (barra 21)	100,00	-9,87	15,366	-
Gerador 13 (barra 21)	100,00	-9,87	15,366	-

* Os valores de Lambda desta tabela são considerados por barra, e não por gerador isoladamente.

Após isso foram então simuladas outras três variações do Caso 3, novamente com todos os geradores comissionados, porém agora variando-se a disponibilidade da geração eólica por meio da limitação de sua capacidade máxima total para os patamares de 80%, 50% e 20% da capacidade nominal do caso inicial. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 - Variação de disponibilidade eólica para o Caso 3

Caso 3 (80%)				
	Qnt		P (MW)	Q(MVAr)
Geradores	13	Capacidade de Geração	2575,9	-756,0 a 987
Geradores Comissionados	13	Geração On-line	2575,9	-756,0 a 987
	<u>\$/hr</u>	Geração Real	1361,1	471,00
Valor Função Objetivo	29458,52	Perdas ($I^2 * Z$)	110,34	267,48
Caso 3 (50%)				
	Qnt		P (MW)	Q(MVAr)
Geradores	13	Capacidade de Geração	2575,9	-756,0 a 987
Geradores Comissionados	13	Geração On-line	2575,9	-756,0 a 987
	<u>\$/hr</u>	Geração Real	1300,7	347,40
Valor Função Objetivo	30320,83	Perdas ($I^2 * Z$)	49,87	141,9
Caso 3 (20%)				
	Qnt		P (MW)	Q(MVAr)
Geradores	13	Capacidade de Geração	2575,9	-756,0 a 987
Geradores Comissionados	13	Geração On-line	2575,9	-756,0 a 987
	<u>\$/hr</u>	Geração Real	1273,6	294,40
Valor Função Objetivo	32538,55	Perdas ($I^2 * Z$)	22,81	95,4

5.7. Resultados

Tomando então o Caso Base como referência geral para a análise dos resultados obtidos, pode ser observado que a solução do FPO com todos os sete geradores comissionados levou a função objetivo ao valor de 34382,16 \$/hr e ao despacho indicado na Tabela 1. Vale notar também que os geradores 4 e 6 foram despachados em sua capacidade mínima de potência real, enquanto o gerador 2 foi despachado no máximo.

Partindo então para os Casos 1, 2 e 3, onde foi inserida geração eólica no sistema sem modificação na demanda de carga, temos uma situação que simula um SEP em processo de modificação de sua matriz, buscando assim ganhos ambientais e econômicos decorrentes da geração eólica e dos possíveis desligamentos de fontes térmicas tradicionais. Essa situação difere em partes da maneira como está ocorrendo a penetração eólica no Brasil, pois no país a demanda por energia é crescente, porém os impactos ambientais e econômicos já são notados por meio da já expressiva participação na matriz energética nacional e das diversas situações

divulgadas pelas agências responsáveis onde usinas térmicas não tiveram que ser ligadas devido à geração eólica disponível.

As simulações mostraram o despacho realizado com a inserção dos geradores eólicos e com todos os geradores tradicionais comissionados também, então foi retirado do sistema, quando possível, o gerador mais caro e posteriormente os geradores despachados em sua capacidade mínima, para assim observar a capacidade do sistema de suprir sua demanda. O objetivo disso é observar se baseado apenas nesses dois critérios é possível obter um conjunto de geradores comissionados que leve a uma operação do sistema mais econômica que a original.

Seguindo então com a análise dos resultados obtidos, temos que o Caso 1, apresentado na Tabela 2, com os sete geradores tradicionais comissionados juntos aos novos geradores eólicos inseridos apresentou valor da função objetivo de 31436,49 \$/hr, valor menor que do Caso Base mesmo com o maior número de geradores comissionados, isso porque os geradores eólicos mais baratos foram despachados em sua capacidade máxima, assim como foi o gerador 2, enquanto os geradores 4 e 6 foram mantidos em sua potência mínima.

No Caso 1.1 a tentativa de retirada do sistema do gerador 7, mais caro e de grande potência, levou o algoritmo de solução do Matpower a uma situação de não convergência, porém o programa não diz qual restrição não pode ser obedecida ou o motivo desta falha, mostrando que mesmo o sistema tendo potência suficiente para suprir a carga sem contar com o gerador 7, este se mostra necessário a sua correta operação. Foi retirado então o gerador 6, segundo mais caro, e o resultado obtido apresentado na Tabela 3 mostra a função objetivo de 31106,24 \$/hr, valor menor que no Caso 1 original, como era intuitivamente de se esperar devido ao menor número de geradores comissionados. Nessa situação os geradores eólicos foram despachados em sua total capacidade e a potência do gerador 6 foi absorvida de maneira distribuída por todos os outros geradores.

No Caso 1.2, apresentado na Tabela 4, a retirada dos geradores 4 e 6 do Caso 1 original levou a uma função objetivo ainda mais barata de 30772,96 \$/hr, os geradores eólicos foram novamente despachados em sua capacidade máxima e a potência dos geradores desligados também foram absorvidas de maneira distribuída pelos gerados comissionados.

No Caso 2, apresentado na Tabela 6, o resultado obtido levou a uma função objetivo de 30453,85 \$/hr, e é interessante notar que o despacho ótimo calculado

não despachou todos os geradores eólicos em sua capacidade máxima disponível, mantendo os da barra 39 em 88,98 MW cada. E assim como anteriormente, o gerador 2 foi despachado com potência total e os geradores 4 e 6 em seu mínimo.

Assim como ocorreu com o Caso 1, a tentativa de retirar o gerador 7, mais caro, do Caso 2 também levou a uma solução de não convergência. Foi então retirado o segundo gerador mais caro, gerador 6, e com resultados apresentados na Tabela 7, o Caso 2.1 teve função objetivo calculada de 30097,45 \$/hr e novamente os geradores eólicos da barra 39 não foram despachados em sua capacidade máxima, se mantendo muito próximo do nível anterior, fazendo com que a carga do gerador 6 fosse suprida pelos outros geradores tradicionais do sistema. Já no Caso 2.2, a retirada do sistema dos geradores despachados em sua potência mínima levou a uma função objetivo de 29739,96 \$/hr, com os geradores eólicos da barra 39 ainda não despachados em sua capacidade máxima, sendo então a potência geradas pelos geradores 4 e 6 também absorvida pelos outros.

No Caso 3 a solução do FPO com todos os geradores comissionados levou a função objetivo de 29368,22 \$/hr, mais baixa verificada até aqui, sendo que nessa situação os geradores eólicos da barra 37 e 21 foram despachados em sua capacidade máxima, ficando os da barra 39 apenas pouco acima da metade de sua capacidade. Os geradores 4 e 6 novamente foram despachados no mínimo.

No sistema com essa configuração foi possível a solução do FPO após a retirada do gerador 7, mais caro, e o resultado apresentado para o Caso 3.1 na Tabela 11 mostra um aumento no valor da função objetivo para 34651,77 \$/hr, resultante de uma solução onde todos os geradores eólicos foram despachados com menos da metade de suas capacidades. Nesse cenário tanto o gerador 2 quanto o 6 foram despachados no máximo e o 4 foi mantido no mínimo.

Já no Caso 3.2 os geradores 4 e 6 foram desligados e o resultado da Tabela 12 mostra a menor função objetivo encontrada dentre todos os casos analisados, 28610,91 \$/hr, estando os geradores eólicos das barras 21 e 37 despachados em sua capacidade máxima e os da barra 39 pouco acima da metade de suas capacidades. Nessa situação o gerador 2 também foi despachado em sua potência máxima e não houve gerador despachado com potência mínima.

Os resultados obtidos ilustram também que mesmo em um sistema teste onde as linhas de transmissão não apresentam limitações de fluxo o despacho dos geradores não irá sempre priorizar as fontes mais baratas acima de tudo. O

despacho também deve cumprir com as outras limitações do sistema, como limites de tensão e ângulo nas barras.

Vale notar que ao menos em termos de capacidade de geração todos os casos analisados em que foram desligados geradores tradicionais o sistema teria potência suficiente para suprir a demanda no caso de variação ou mesmo sem contar com a geração eólica. Porém essa análise se torna dependente do comportamento dinâmico dos geradores, sendo necessário também o conhecimento e modelagem do comportamento dos controladores de cada gerador e do CAG implementado no sistema em questão.

Na Figura 9 a seguir é apresentado um gráfico comparativo dos valores obtidos para as funções objetivo dos FPOs resolvidos dos casos originais e suas variações onde foram desligados algum gerador. Em seguida, na Figura 10, o gráfico compara as perdas observadas em cada um desses casos para ilustrar o fato de que apesar de ser de interesse a diminuição das perdas em um SEP, um aumento em seu valor não necessariamente leva a uma operação mais cara. Isso porque, por exemplo, o despacho de um gerador mais barato pode compensar as perdas adicionais decorrentes do seu despacho, como ocorreu aqui. Na prática isso irá depender da configuração e topologia do sistema, da localização dos geradores e das cargas a serem alimentadas.

Figura 9 – Comparação dos valores da função objetivo dos FPOs

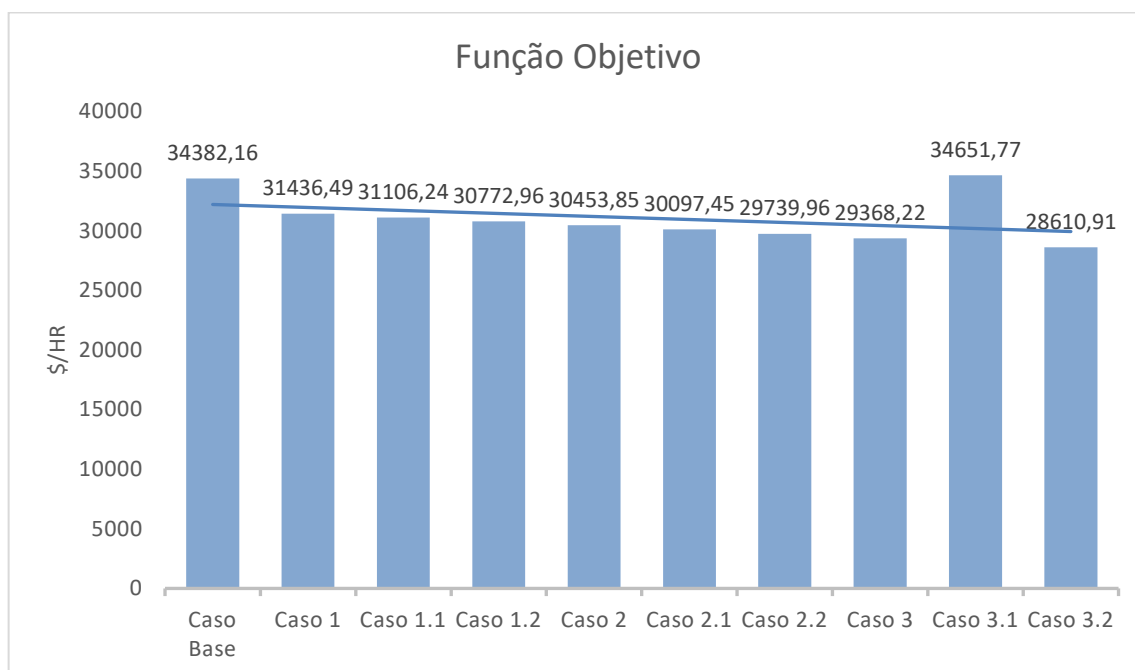
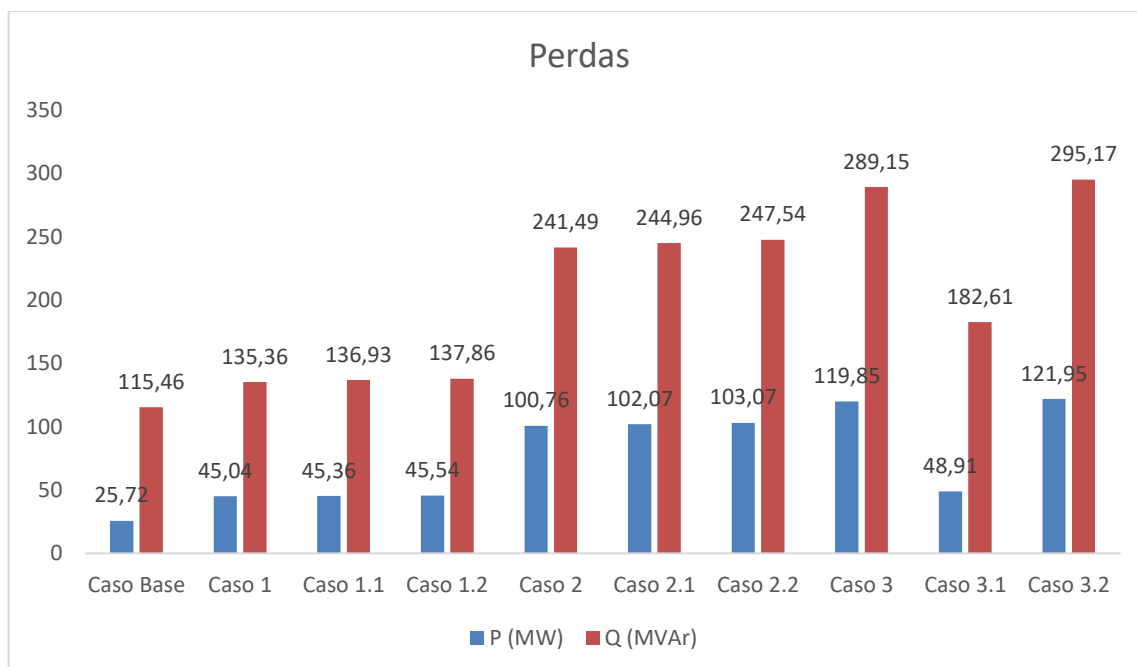


Figura 10 – Comparação das perdas obtidas nos FPOs



O gráfico da Figura 9 ilustra os resultados obtidos de que de uma maneira geral a inclusão de uma fonte mais barata vai levar a uma operação mais barata do sistema, assim como a diminuição do número de geradores comissionados, mesmo

que isso seja feito de acordo com um método bastante simplista como foi realizado para os Casos 1.1, 1.2, 2.1, 2.2, 3.1 e 3.2. Porém este método pode levar a escolha de um gerador para ser desligado que seja fundamental ao funcionamento do sistema, como aconteceu na primeira tentativa dos Casos 1.1 e 2.1, onde a retirada do gerador 7 não permitiu a convergência do FPO. Pode acontecer também, como no Caso 3.1, que a retirada desse gerador permita a solução do problema, porém leve a um custo de operação mais alto, o que não é de interesse prático.

Observando o gráfico da Figura 10 fica claro também o que foi dito em relação às perdas do sistema. Observa-se nele um aumento contínuo das perdas, tanto reais como reativas, do Caso Base até o Caso 3, enquanto que o valor da função objetivo diminuiu. No Caso 3.1, onde o valor da função objetivo foi máximo e o despacho dos geradores eólicos menor, as perdas voltaram a cair. Isso mostra que não há relação direta entre o valor da função objetivo e as perdas do sistema, e indica que no sistema analisado o aumento das perdas se deu nas linhas onde se estava escoando a potência dos novos geradores, que estavam concentrados em uma mesma região do sistema.

Analisando agora os resultados obtidos para as últimas três variações de cada caso, onde os sistemas foram simulados com todos os geradores comissionados e variando-se a disponibilidade da geração eólica em três patamares distintos, pode ser observado que o valor da função objetivo cresce a medida que menos energia eólica está disponível, consequência direta do maior despacho de geradores tradicionais para suprir a demanda antes atendida pela geração eólica. Esta comparação pode ser feita de maneira clara pelo gráfico da Figura 11 e mostra também que para todos os casos, mesmo com apenas 20% de capacidade de geração eólica no sistema, a função objetivo obtida ainda é menor que a do Caso Base.

Comparando as perdas obtidas no sistema para os casos com variação da geração eólica, apresentadas no gráfico da Figura 12, confirma-se mais uma vez que o já foi dito em relação ao tema e novamente nos indica que o aumento das perdas observadas no sistema acontecem nas linhas onde se estava escoando a potência dos geradores eólicos, pois a medida que estes ficam menos disponíveis, as perdas do sistema se aproximam cada vez mais dos valores observados nos casos originais.

Figura 11 - Comparação dos valores da função objetivo dos FPOs com variação eólica

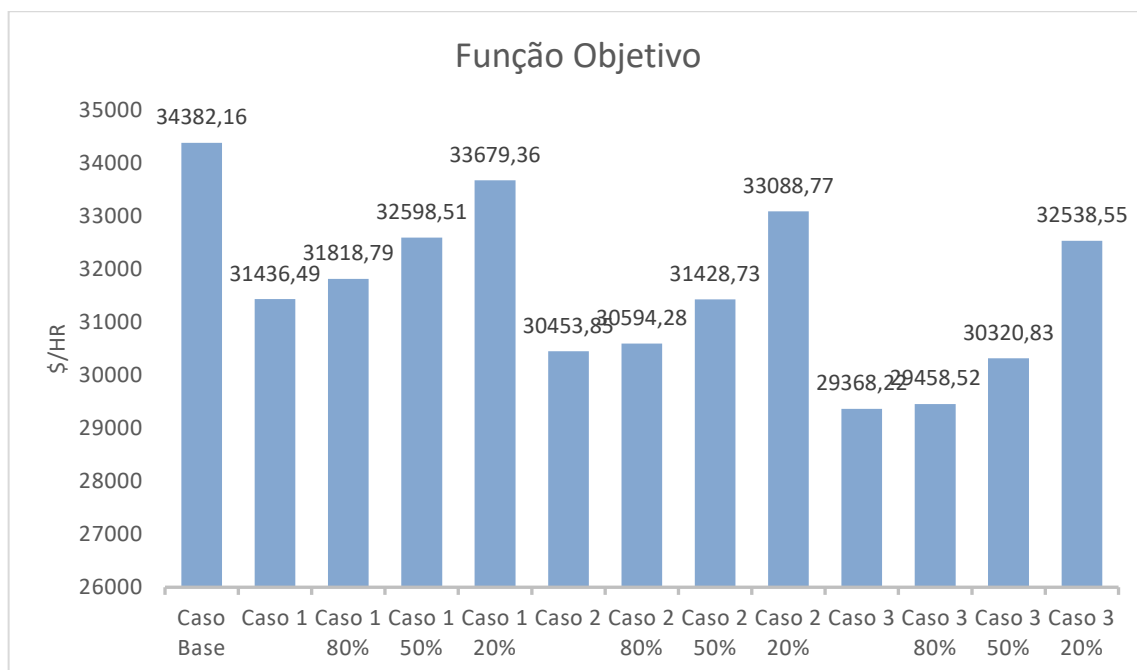
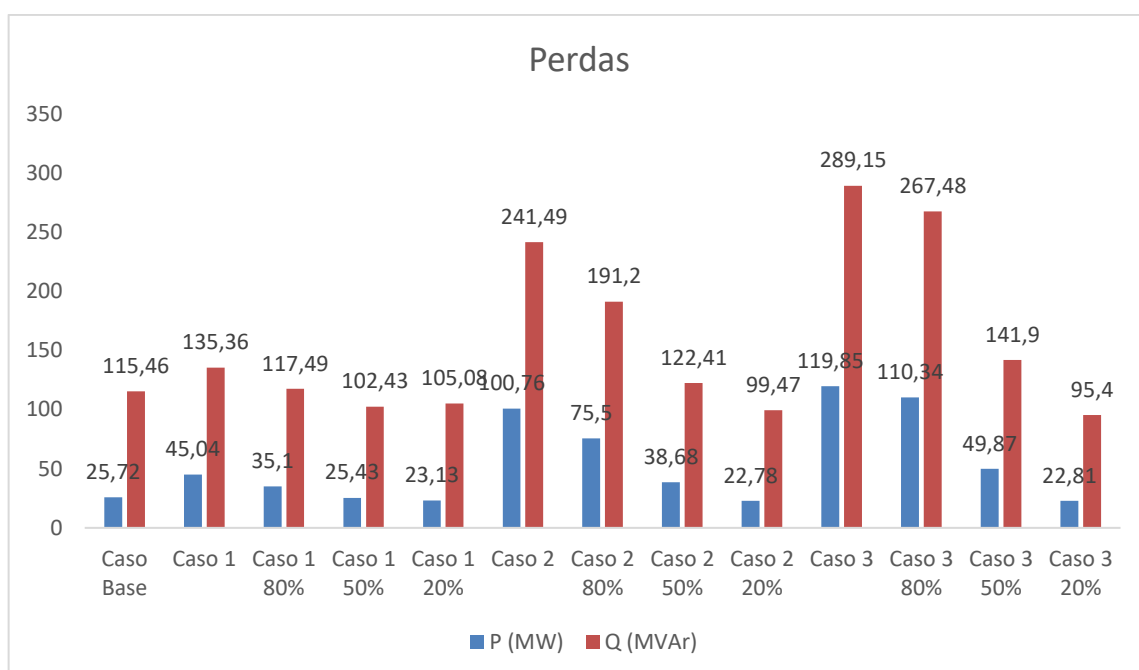


Figura 12 - Comparação das perdas obtidas nos FPOs com variação eólica



Analisando então o comportamento observado no sistema em questão, pode-se concluir que em uma situação real onde as linhas apresentassem limitações de fluxos, é bastante provável que as linhas do sistema que tiveram seus fluxos elevados devido a nova geração, provocando assim o aumento das perdas no

sistema, tivessem suas capacidades superadas. Essa superação dos limites das linhas poderia limitar então a geração eólica, levando a um outro resultado do FPO, com função objetivo mais elevada, para cada caso. Com isso seriam necessários estudos de expansão do sistema para permitir o escoamento da nova geração e assim permitir o despacho mais econômico possível.

6. Conclusão

Posto tudo que foi exposto durante este trabalho e discutido na apresentação dos resultados obtidos das simulações realizadas, fica claro que a penetração da geração eólica em um SEP exige estudos e planejamento distintos do realizado para fontes tradicionais.

Foi mostrado então que a geração eólica tem influência desde os conceitos básicos apresentados, modificando o despacho econômico do sistema e a maneira como o problema de pré-despacho deve ser resolvido, podendo afetar fatores referentes a segurança de operação do sistema e exigindo modificações nos sistemas de CAG.

Conceitos básicos referentes à energia eólica em si e aos diferentes tipos de geradores utilizados também foram expostos, mostrando que geradores distintos podem ter impactos bastante diferentes no sistema elétrico, indicando então que os estudos de planejamento devem ser realizados se utilizando do modelo específico do gerador em questão. As influências dos diferentes tipos de geradores no sistema de proteção da rede também foram analisadas, além das possíveis medidas a serem tomadas em relação a infraestrutura da rede elétrica, introduzindo também o conceito de proteção DLR, uma alternativa bastante promissora para proteção de linhas de transmissão diretamente afetadas pelo escoamento da geração eólica.

Frente a tudo isso, o documento de Requisitos Técnicos Mínimos para Conexão de Centrais Geradoras Eólicas publicado pela ANEEL como anexo aos leilões de geração e o estudo de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração pela Rede Básica, DIT e ICG indicam preparo e planejamento por parte dos responsáveis pelo sistema elétrico brasileiro em relação a penetração de geração eólica tanto em termos técnicos de operação do sistema quanto em termos do planejamento de expansão. Esse planejamento pode indiretamente servir também como incentivo ao desenvolvimento do setor, trazendo alguma segurança em forma de informações úteis que não eram tão abertas e divulgadas como agora aos investidores.

Em relação às simulações realizadas foi observado a tendência da função objetivo do FPO do sistema ficar mais barata com a penetração de geração eólica e também a medida que outros geradores são desconectados. Pode-se verificar

também que mesmo com as limitações da modelagem adotada a escolha de um conjunto de geradores a ser comissionado não pode se basear apenas na capacidade do sistema de alimentar a carga, como foi visto nos casos de não convergência na primeira tentativa dos Casos 1.1 e 2.1 e no aumento do valor da função objetivo no Caso 3.1, decorrente do método utilizado para escolha do gerador a ser desligado, baseado simplesmente na observação do mais caro ou dos que haviam sido despachos em sua capacidade mínima.

Também foi mostrado que um sistema com penetração de energia eólica pode ter seus custos de energia diminuídos mesmo nas situações de baixa disponibilidade da fonte.

Outro fator que teve influência nos resultados obtidos foi o fato dos geradores eólicos terem sido inseridos em barras próximas entre si, em uma região do sistema sem outros geradores ou cargas nas barras adjacentes. Essa característica simula a penetração da geração eólica em uma região afastada e de pouca estrutura em um sistema real, o que pode ser comparado, em partes, a geração eólica no Nordeste do Brasil, que se caracteriza como uma região de baixo consumo e afastada dos principais centros de carga, além de possuir infraestrutura elétrica fraca em relação a outras localidades do sistema.

Com isso, esse trabalho apresentou então os conceitos básicos referentes a energia eólica e suas principais influências na operação e no planejamento dos sistemas elétricos de potência, ilustrando de maneira um pouco mais prática essas influências do ponto de vista do despacho econômico dos geradores por meio das simulações realizadas.

6.1. Sugestão para Trabalhos Futuros

Considerando tudo o que foi apresentado até aqui, fica como sugestão para um futuro trabalho a complementação geral da modelagem adotada, incluindo no sistema dados relativos a curva de capacidade dos geradores utilizados, a modelagem mais realista da função de custos de um gerador eólico, a implementação de zonas de intercâmbio de energia com especificação de suas reservas específicas necessárias e a implementação do algoritmo de *unit-decommitment* do Matpower, que baseado em heurística irá buscar o melhor

conjunto de geradores para o sistema. Essas adições iriam caracterizar um sistema consideravelmente mais complexo e com menos aproximações em relação a um sistema real, e assim os resultados obtidos seriam mais precisos.

Posterior a essa complementação do modelo, para obtenção de resultados já bastante realistas e próximos da realidade poderia ser utilizado para solução do problema o *framework* do Matpower chamado de *Matpower Optimal Scheduling Tool*, que resolve problemas gerais de planejamento em regime permanente de sistemas elétricos considerando fatores como incerteza de fontes renováveis, restrições de segurança, contingências locais, dentre outros fatores.

Referências

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de informações de geração**. Brasília: ANEEL, 2017. Disponível em:<<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 4 out. 2017.
- [2] BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Balanço energético nacional**. Brasília, 2003.
- [3] MUMMEY, J.F.C.; SAUR, I.L.; RAMOS, D.S. **A Complementaridade da geração eólica com a hidráulica no modelo de precificação brasileiro**. São Paulo: ABEEÓLICA. Disponível em:<<http://www.abeeolica.org.br>>. Acesso em: 30 ago. 2017.
- [4] WOOD, A.J.; WOLLENBER, B.F. **Power generation – operation and control**. 2nded. New York: John Wiley, 1984.
- [5] GRAINGER, J.J.; STEVENSON, W.D. **Power system analysis**. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [6] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Qualidade do suprimento**. Disponível em:<<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em: 21 nov. 2017.
- [7] BENEDITO, R.A.S. **Planejamento de sistemas energéticos**: gestão de energia e operação de sistemas elétricos de potência. Curitiba: UTFPR, 2014. Notas de aula.
- [8] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Energia eólica – o setor**. São Paulo: ABEEÓLICA, 2017. Disponível em:<<http://www.abeeolica.org.br>>. Acesso em: 12 out. 2017.
- [9] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **InfoVendo nº 3**. São Paulo: ABEEÓLICA, 2017. Disponível em:<<http://www.abeeolica.org.br>>. Acesso em: 30 ago. 2017.
- [10] GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global wind report – annual market update**. Bruxelas: GWEC, 2015. Disponível em:<<http://www.gwec.net>>. Acesso em: 12 out. 2017.
- [11] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Notícias**. São Paulo: ABEEÓLICA, 2017. Disponível em:<<http://www.abeeolica.org.br>>. Acesso em: 27 dez. 2017.
- [12] VESTAS WIND SYSTEMS A/S. **Turbines-V90-3.0MW**. Disponível em:<<https://www.vestas.com>>. Acesso em: 5 dez. 2017.

- [13] RAMOS, A.; TAVARES, C.; SENA, D. Impacto da geração distribuída eólica nos sistemas de distribuição e transmissão. **O Setor Elétrico**, Edição 75, cap. III, p.50-59, 2012.
- [14] LEAHY, P. **Introduction to wind energy forecasting**. College Cork: University College Cork, 2014. Lecture notes.
- [15] LEAHY, P. **Vertical extrapolation of horizontal wind speeds**. College Cork: University College Cork, 2014. Lecture notes.
- [16] RAMPINELLI, G.A.; ROSA JUNIOR, C.G. Análise da geração eólica na matriz brasileira de energia elétrica. **Revista Ciências Exatas e Naturais**, v.14, n.2, p.273-302, jul./dez. 2012.
- [17] LELLYS, D. et al. Geração distribuída (energia eólica): impacto sobre o sistema de proteção das redes de distribuição de energia elétrica. In: ENCONTRO REGIONAL LIBERO-AMERICANO DO CIGRÉ, 25., 2013, Foz do Iguaçu, 15., Foz do Iguaçu, 2013. **Proceedings...** Foz do Iguaçu: Cigré-Brasil, 2013.
- [18] LEÃO, R.P.S. et al. A Comprehensive overview on wind power integration to the power grid. **IEEE Latin America Transactions**, v.7, n.6, p.620-629, Dec. 2009.
- [19] EIRGRID GROUP. **DS3 Programme** - operational capability outlook 2016. Dublin, 2016.
- [20] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **LEN-A4**: quantitativos da capacidade remanescente do SIN para escoamento pela rede básica, DIT e ICG. 2017. Disponível em:<<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 19 jan. 2018.
- [21] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Requisitos técnicos mínimos para conexão de centrais geradoras eólicas**. Anexo XIV ao edital de leilão Nº 01/2016-ANEEL. Disponível em:<<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 jan. 2018.
- [22] ZIMMERMAN, R.D.; MURILLO-SÁNCHEZ, C.E.; THOMAS, R.J. MATPOWER: steady-state operations, planning and analysis tools for power systems research and education. **IEEE Transactions on Power Systems**, v.26, n.1, p.12-19, Feb. 2011.
- [23] GE ENERGY. **Modeling of GE wind turbine-generators for grid studies**. Version 4.5. Schenectady, 2010.
- [24] ANSARI, A. et al. The Effect of wind power plants on the total cost of production in economic dispatch problems. **Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology**, v.6, n.8, p.1335-1340, July 2013.

Anexo I - Dados Caso Base

BARRAS												
Bus Number	Type	Pd (MW)	Qd (MVar)	Gs (MW demanded at V=1p.u.)	Bs (MVar injected at V=1p.u.)	Area Num	Vm (p.u.)	Va (degrees)	Base Volt (kV)	Zone	MaxVm (p.u.)	MinVm (p.u.)
1	3	55	17	0	0	1	1	0	0	1	1	1
2	2	3	88	0	0	1	1	-1	0	1	1	0,94
3	2	41	21	0	0	1	0,985	-6	0	1	1	0,94
4	1	0	0	0	0	1	0,981	-7	0	1	1	0,94
5	1	13	4	0	0	1	0,976	-9	0	1	1	0,94
6	2	75	2	0	0	1	0,98	-9	0	1	1	0,94
7	1	0	0	0	0	1	0,984	-8	0	1	1	0,94
8	2	150	22	0	0	1	1	-4	0	1	1	0,94
9	2	121	26	0	0	1	0,98	-10	0	1	1	0,94
10	1	5	2	0	0	1	0,986	-11	0	1	1	0,94
11	1	0	0	0	0	1	0,974	-10	0	1	1	0,94
12	2	377	24	0	0	1	1	-10	0	1	1	0,94
13	1	18	2	0	0	1	0,979	-10	0	1	1	0,94
14	1	11	5	0	0	1	0,97	-9	0	1	1	0,94
15	1	22	5	0	0	1	0,988	-7	0	1	1	0,94
16	1	43	3	0	0	1	1	-9	0	1	1	0,94
17	1	42	8	0	0	1	1	-5	0	1	1	0,94
18	1	27	10	0	10	1	1	-12	0	1	1	0,94
19	1	3	0,6	0	0	1	0,97	-13	0	1	1	0,94
20	1	2	1	0	0	1	0,964	-13	0	1	1	0,94
21	1	0	0	0	0	1	1	-13	0	1	1	0,94
22	1	0	0	0	0	1	1	-13	0	1	1	0,94
23	1	6	2	0	0	1	1	-13	0	1	1	0,94
24	1	0	0	0	0	1	0,999	-13	0	1	1	0,94
25	1	6	3	0	6	1	0,982	-18	0	1	1	0,94
26	1	0	0	0	0	1	0,959	-13	0	1	1	0,94
27	1	9	0,5	0	0	1	0,982	-11	0	1	1	0,94
28	1	5	2	0	0	1	0,997	-10	0	1	1	0,94
29	1	17	3	0	0	1	1	-10	0	1	1	0,94
30	1	4	2	0	0	1	0,962	-19	0	1	1	0,94
31	1	6	3	0	0	1	0,936	-19	0	1	1	0,94
32	1	2	0,8	0	0	1	0,949	-18	0	1	1	0,94
33	1	4	2	0	0	1	0,947	-19	0	1	1	0,94
34	1	0	0	0	0	1	0,959	-14	0	1	1	0,94
35	1	6	3	0	0	1	0,966	-14	0	1	1	0,94
36	1	0	0	0	0	1	0,976	-14	0	1	1	0,94
37	1	0	0	0	0	1	0,985	-13	0	1	1	0,94
38	1	14	7	0	0	1	1	-13	0	1	1	0,94
39	1	0	0	0	0	1	0,983	-13	0	1	1	0,94
40	1	0	0	0	0	1	0,973	-14	0	1	1	0,94
41	1	6	3	0	0	1	0,996	-14	0	1	1	0,94
42	1	7	4	0	0	1	0,966	-16	0	1	1	0,94
43	1	2	1	0	0	1	1	-11	0	1	1	0,94
44	1	12	2	0	0	1	1	-12	0	1	1	0,94
45	1	0	0	0	0	1	1	-9	0	1	1	0,94
46	1	0	0	0	0	1	1	-12	0	1	1	0,94
47	1	30	12	0	0	1	1	-12	0	1	1	0,94
48	1	0	0	0	0	1	1	-13	0	1	1	0,94
49	1	18	9	0	0	1	1	-13	0	1	1	0,94
50	1	21	11	0	0	1	1	-13	0	1	1	0,94
51	1	18	5	0	0	1	1	-13	0	1	1	0,94
52	1	5	2	0	0	1	0,98	-11	0	1	1	0,94
53	1	20	10	0	6	1	0,971	-12	0	1	1	0,94
54	1	4	1	0	0	1	0,996	-12	0	1	1	0,94
55	1	7	3	0	0	1	1	-11	0	1	1	0,94
56	1	8	2	0	0	1	0,968	-16	0	1	1	0,94
57	1	7	2	0	0	1	0,965	-17	0	1	1	0,94

RAMOS												
f - From BUS	t - To BUS	r (p.u.)	x (p.u.)	b - total charging susceptance (p.u.)	rateA - long term(MVA)	rateB - short term (MVA)	rateC - emergency (MVA)	TR Ratio (= O for lines)	Angle - TR phase shift (degrees)	Status	Min ang dif	Max ang dif
1	2	0,0083	0,028	0,129	0	0	0	0	0	1	-360	360
2	3	0,0298	0,085	0,0818	0	0	0	0	0	1	-360	360
3	4	0,0112	0,0366	0,038	0	0	0	0	0	1	-360	360
4	5	0,0625	0,132	0,0258	0	0	0	0	0	1	-360	360
4	6	0,043	0,148	0,0348	0	0	0	0	0	1	-360	360
6	7	0,02	0,102	0,0276	0	0	0	0	0	1	-360	360
6	8	0,0339	0,173	0,047	0	0	0	0	0	1	-360	360
8	9	0,0099	0,0505	0,0548	0	0	0	0	0	1	-360	360
9	10	0,0369	0,1679	0,044	0	0	0	0	0	1	-360	360
9	11	0,0258	0,0848	0,0218	0	0	0	0	0	1	-360	360
9	12	0,0648	0,295	0,0772	0	0	0	0	0	1	-360	360
9	13	0,0481	0,158	0,0406	0	0	0	0	0	1	-360	360
13	14	0,0132	0,0434	0,011	0	0	0	0	0	1	-360	360
13	15	0,0269	0,0869	0,023	0	0	0	0	0	1	-360	360
1	15	0,0178	0,091	0,0988	0	0	0	0	0	1	-360	360
1	16	0,0454	0,206	0,0546	0	0	0	0	0	1	-360	360
1	17	0,0238	0,108	0,0286	0	0	0	0	0	1	-360	360
3	15	0,0162	0,053	0,0544	0	0	0	0	0	1	-360	360
4	18	0	0,555	0	0	0	0	0,97	0	1	-360	360
4	18	0	0,43	0	0	0	0	0,978	0	1	-360	360
5	6	0,0302	0,0641	0,0124	0	0	0	0	0	1	-360	360
7	8	0,0139	0,0712	0,0194	0	0	0	0	0	1	-360	360
10	12	0,0277	0,1262	0,0328	0	0	0	0	0	1	-360	360
11	13	0,0223	0,0732	0,0188	0	0	0	0	0	1	-360	360
12	13	0,0178	0,058	0,0604	0	0	0	0	0	1	-360	360
12	16	0,018	0,0813	0,0216	0	0	0	0	0	1	-360	360
12	17	0,0397	0,179	0,0476	0	0	0	0	0	1	-360	360
14	15	0,0171	0,0547	0,0148	0	0	0	0	0	1	-360	360
18	19	0,461	0,685	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
19	20	0,283	0,434	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
21	20	0	0,7767	0	0	0	0	1,043	0	1	-360	360
21	22	0,0736	0,117	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
22	23	0,0099	0,0152	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
23	24	0,166	0,256	0,0084	0	0	0	0	0	1	-360	360
24	25	0	1,182	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
24	25	0	1,23	0	0	0	0	1	0	1	-360	360
24	26	0	0,0473	0	0	0	0	1,043	0	1	-360	360
26	27	0,165	0,254	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
27	28	0,0618	0,0954	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
28	29	0,0418	0,0587	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
7	29	0	0,0648	0	0	0	0	0,967	0	1	-360	360
25	30	0,135	0,202	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
30	31	0,326	0,497	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
31	32	0,507	0,755	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
32	33	0,0392	0,036	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
34	32	0	0,953	0	0	0	0	0,975	0	1	-360	360
34	35	0,052	0,078	0,0032	0	0	0	0	0	1	-360	360
35	36	0,043	0,0537	0,0016	0	0	0	0	0	1	-360	360
36	37	0,029	0,0366	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
37	38	0,0651	0,1009	0,002	0	0	0	0	0	1	-360	360
37	39	0,0239	0,0379	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
36	40	0,03	0,0466	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
22	38	0,0192	0,0295	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
11	41	0	0,749	0	0	0	0	0,955	0	1	-360	360
41	42	0,207	0,352	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
41	43	0	0,412	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
38	44	0,0289	0,0585	0,002	0	0	0	0	0	1	-360	360
15	45	0	0,1042	0	0	0	0	0,955	0	1	-360	360
14	46	0	0,0735	0	0	0	0	0,9	0	1	-360	360
46	47	0,023	0,068	0,0032	0	0	0	0	0	1	-360	360
47	48	0,0182	0,0233	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
48	49	0,0834	0,129	0,0048	0	0	0	0	0	1	-360	360
49	50	0,0801	0,128	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
50	51	0,1386	0,22	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
10	51	0	0,0712	0	0	0	0	0,93	0	1	-360	360
13	49	0	0,191	0	0	0	0	0,895	0	1	-360	360
29	52	0,1442	0,187	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
52	53	0,0762	0,0984	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
53	54	0,1878	0,232	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
54	55	0,1732	0,2265	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
11	43	0	0,153	0	0	0	0	0,958	0	1	-360	360
44	45	0,0624	0,1242	0,004	0	0	0	0	0	1	-360	360
40	56	0	1,195	0	0	0	0	0,958	0	1	-360	360
56	41	0,553	0,549	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
56	42	0,2125	0,354	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
39	57	0	1,355	0	0	0	0	0,98	0	1	-360	360
57	56	0,174	0,26	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
38	49	0,115	0,177	0,003	0	0	0	0	0	1	-360	360
38	48	0,0312	0,0482	0	0	0	0	0	0	1	-360	360
9	55	0	0,1205	0	0	0	0	0,94	0	1	-360	360

GERADORES

GEN COST						
Model (1 - piecewise lin; 2 - polynomial)	Starup cost (\$)	Shutdown cost (\$)	Nº of cost coef or data points	c2 - Coef for total cost function	c1 - Coef for total cost function	c0 - Coef for total cost function
2	0	0	3	0,025	20	400
2	0	0	3	0,01	20	250
2	0	0	3	0,25	20	280
2	0	0	3	0,01	40	250
2	0	0	3	0,0222	10	400
2	0	0	3	0,01	40	250
2	0	0	3	0,0323	20	350

Obs.: Todas as tabelas deste Anexo estão no formato das matrizes de dados do Matpower, portanto são apresentadas todas as variáveis possíveis mesmo que elas não estejam sendo utilizadas nas análises feitas neste trabalho e podem assim ser diretamente inseridas no programa para reprodução dos resultados.

Anexo II - Dados Novos Geradores

[illegible]

GEN COST						
Model (1 - piecewise lin; 2 - polynomial)	Starup cost (\$)	Shutdown cost (\$)	N - cost coef or data points	c2 - Coef for total cost function	c1 - Coef for total cost function	c0 - Coef for total cost function
2	0	0	3	0	15	100

Obs.: Todas as tabelas deste Anexo estão no formato das matrizes de dados do Matpower, portanto são apresentadas todas as variáveis possíveis mesmo que elas não estejam sendo utilizadas nas análises feitas neste trabalho e podem assim ser diretamente inseridas no programa para reprodução dos resultados.