

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA

GABRIEL MARGATO CAVALARI

**AVALIAÇÃO DE PERDAS ELÉTRICAS DEVIDO AO
PONTO DE INTERCONEXÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO
EÓLICA NA REDE ELÉTRICA**

Juiz de Fora, MG - Brasil

Março de 2016

GABRIEL MARGATO CAVALARI

**AVALIAÇÃO DE PERDAS ELÉTRICAS DEVIDO AO
PONTO DE INTERCONEXÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO
EÓLICA NA REDE ELÉTRICA**

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

Orientador: Prof. João Alberto Passos Filho

Juiz de Fora, MG - Brasil

2016

Cavalari, Gabriel Margato.

Avaliação de Perdas Elétricas Devido ao Ponto de Interconexão do Sistema de Geração Eólica na Rede Elétrica/
Gabriel Margato Cavalari. -2016.

59f. : il.

Orientador: Prof. João Alberto Passos Filho

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

1. Fluxo de Potência Estacionário. 2. Energia Eólica. 3. Perdas Elétricas na Rede.

GABRIEL MARGATO CAVALARI

**AVALIAÇÃO DE PERDAS ELÉTRICAS DEVIDO AO
PONTO DE INTERCONEXÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO
EÓLICA NA REDE ELÉTRICA**

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

Orientador: Prof. João Alberto Passos Filho

Aprovada em 16 de março de 2016.

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

Prof. Ricardo Mota Henriques, D.Sc.

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

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Camilo e Valéria, que sempre me incentivaram nos momentos difíceis da graduação, e nos momentos em que o psicológico faz querer que fraquejemos. Sem o amor e a educação que eles me deram, eu não seria a pessoa que estou me tornando. Ao meu avô materno Manoel e avó paterna Áurea, que são os pilares e base das duas famílias. Ao meu irmão Hugo, que por muitas vezes se entregou junto comigo nesse meu sonho, sempre me motivando, e ajudando com o que eu precisasse.

Aos meus tios Maurício e Adriana que me ofereceram suporte durante todos esses anos na cidade de Juiz de Fora, desde o momento da realização do vestibular até os últimos dias da minha graduação.

À todas as pessoas que passaram em minha vida, que foram importantes aos longos desses anos, me incentivando e ajudando sempre, sejam com ações, palavras ou gestos.

Aos amigos de turma e de faculdade, pela amizade, ensinamentos e paciência, onde vários desses foram professores para mim ao longo da graduação.

Ao professor e orientador João A. P. Filho, pela preocupação em abordar e ensinar assuntos importantes na carreira de um engenheiro eletricista, o que resultou na realização desse trabalho. Pelo intenso suporte prestado em todas os desafios encontrados.

“É muito melhor lançar-se em busca de conquistas grandiosas, mesmo expondo-se ao fracasso, do que alinhar-se com os pobres de espírito, que nem gozam muito nem sofrem muito, porque vivem numa penumbra cinzenta, onde não conhecem nem vitória, nem derrota.”

(Theodore Roosevelt)

RESUMO

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

Avaliação de Perdas Elétricas Devido ao Ponto de Interconexão do Sistema de Geração Eólica na Rede Elétrica

Gabriel Margato Cavalari

Março, 2016

Orientador: Prof. João Alberto Passos Filho.

A energia eólica vem se tornando uma das principais fontes alternativas de energia elétrica no Brasil. A inserção desse tipo de energia causa vários efeitos no sistema elétrico, devido à sua característica intermitente e estocástica de geração.

Este trabalho tem por objetivo principal avaliar a conexão de Sistemas de Geração Eólica na rede elétrica, utilizando o programa ANAREDE, desenvolvido pelo CEPEL, para execução do fluxo de potência. Utilizando uma curva de carga e uma de geração mensal do Nordeste, avaliou-se as perdas elétricas no sistema quando é modificado o ponto de conexão da geração eólica.

O sistema utilizado nas simulações da rede elétrica foi o sistema IEEE de 24barras, onde a injeção de potência eólica é feita com a inclusão de uma 25ª barra conectada a todas as barras do sistema, uma a uma, para diversos cenários de penetração de energia elétrica.

Palavras-Chaves: Fluxo de potência, Curva de Carga, Curva de Geração, Geração Eólica, Conexão com a Rede Elétrica, Perdas Elétricas

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	X
LISTA DE TABELAS	XI
INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO I	4
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DA ENERGIA EÓLICA	4
I.1 Aerogeradores	5
I.1.1. A Torre	5
I.1.2. A Nacele	6
I.1.3. A Caixa de Engrenagens	7
I.1.4. O Cubo	7
I.1.5. A Pá	8
I.1.6. O Gerador	9
I.2 Máquinas Elétricas	9
I.2.1. Gerador Assíncrono	9
I.2.2. Gerador Síncrono	10
I.3 Operação de um Aerogerador	10
I.3.1. Aerogerador com Velocidade Variável	11
I.3.2. Aerogerador com Velocidade Constante	12
I.4 Arranjos Utilizados em Geração Eólica	13
I.4.1. Gerador de Indução Conectado Direto à Rede	14
I.4.2. Gerador de Indução com Controle de Escorregamento	15
I.4.3. Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG)	15
I.4.4. Gerador de Indução Conectado à Rede Via Conversora	16
I.4.5. Gerador Síncrono Conectado Diretamente à Rede	17
I.4.6. Gerador Síncrono Conectado à Rede Via Conversora	18
I.4.7. Gerador Síncrono Conectado à Rede Via Conversora Sem Caixa de Engrenagens	19
CAPÍTULO II	20
HISTÓRICO E GERAÇÃO EÓLICA NO SIN	20
II.1 Principais Parques Eólicos do SIN	20
II.1.1. Parque Eólico de Praia Formosa	21
II.1.2. Complexo Eólico Alto Sertão II	21
II.1.3. Parque Eólico Elebrás Cidreira	22
II.1.4. Complexo Eólico de Osório	23

II.2 Dados sobre geração eólica e carga no SIN, e nos subsistemas NE e S	24
II.3 Curvas típicas de geração e carga no NE para o cenário escolhido.	27
CAPÍTULO III	31
SIMULAÇÕES E RESULTADOS	31
III.1 Sistema IEEE 24 barras	31
III.2 Inclusão das Curvas de Geração e Carga	33
III.3 Resultados Obtidos	35
III.3.1 Caso Base	35
III.3.2 Casos com Inserção de Energia Eólica	36
CONCLUSÕES	44
REFERÊNCIAS	46
APÊNDICE A	48
DADOS DO SISTEMA IEEE 24BARRAS	48
A.1 Dados de Barra	48
A.2 Dados de linha	49

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Tipos de torre utilizadas nos aerogeradores.....	5
Figura 2 Nacele de um aerogerador	6
Figura 3 Cubo das pás de um aerogerador	8
Figura 4 Pá de um aerogerador	8
Figura 5 Curva de potência e velocidade de um aerogerado de velocidade variável.....	11
Figura 6 Potência elétrica típica e rotação de um aerogerador com velocidade a dois estágios	12
Figura 7 Gerador de indução conectado diretamente à rede	14
Figura 8 Gerador de indução com controle de escorregamento.....	15
Figura 9 Gerador de indução conectado à rede via conversora.....	16
Figura 10 Gerador de indução conectado à rede via conversora.....	17
Figura 11 Gerador síncrono conectado diretamente à rede.....	18
Figura 12 Gerador síncrono conectado à rede via conversora	19
Figura 13 Gerador síncrono conectado à rede via conversora, sem caixa de engrenagem	19
Figura 14 Parque Eólico de Praia Formosa - CE	21
Figura 15 Parque Eólico Elebrás Cidreira.....	23
Figura 16 Geração de energia elétrica por sistemas eólicos no Brasil	25
Figura 17 Carga e Energia eólica gerada em Janeiro de 2015 no subsistema NE.....	26
Figura 18 Carga e Energia eólica gerada em Março de 2015 no subsistema NE.....	26
Figura 19 Carga e Energia eólica gerada em Julho de 2015 no subsistema NE	27
Figura 20 Curvas normalizadas para Janeiro de 2015 no subsistema Nordeste.....	28
Figura 21 Curvas Normalizadas para Março de 2015 no subsistema Nordeste	29
Figura 22 Curvas Normalizadas para Julho de 2015 no subsistema Nordeste.....	30
Figura 23 - Sistema IEEE 24barras	32
Figura 24 Perdas por área no sistema com aumento de carregamento - Barra 8.....	38
Figura 25 Característica PV das barras adjacentes à barra 8.....	39
Figura 26 Perdas por área no sistema com aumento de carregamento - Barra 10.....	40
Figura 27 Característica PV das barras adjacentes à barra 10.....	40
Figura 28 Perdas por área no sistema com aumento de carregamento - Barra 22.....	42
Figura 29 Característica PV das barras adjacentes à barra 22.....	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Arranjos do aerogerador com gerador síncrono	13
Tabela 2 - Arranjos do aerogerador com gerador assíncrono.....	14
Tabela 3 Complexo Eólico Alto Sertão II	22
Tabela 4 Complexo Eólico de Osório	24
Tabela 5 Distribuição de Geração Ativa e Carga do sistema IEEE 24barras	33
Tabela 6 Carga Ativa e Reativa máxima em cada barra do sistema.....	34
Tabela 7 Níveis de penetração da energia eólica.....	34
Tabela 8 Perdas Elétricas no Caso Base.....	35
Tabela 9 Subestações do Nordeste que recebem conexão de energia eólica.....	36
Tabela 10 Perdas por barra de localização - 1%, 5%, 10% de penetração	37
Tabela 11 Perdas por barra de localização - 15%, 20%, 25% de penetração	41
Tabela 12 Dados de Barra do sistema IEEE 24barras	48
Tabela 13 Dados de linha do sistema IEEE 24 barras.....	49

INTRODUÇÃO

Nos anos 1970 veio à tona a preocupação de as fontes de combustíveis fósseis serem limitadas, como também o seu impacto no meio ambiente. Devido a essa crescente preocupação, surgiu o interesse em usar as energias renováveis para suprir o constante crescimento de demanda de eletricidade do planeta. Somada a isso, a crise do petróleo de 1973 e 1979 tornou o problema ainda mais evidente [3].

Em países com pequena extensão territorial, como países da Europa, a matriz energética é predominantemente fóssil. Com a conscientização da população a respeito de questões ambientais, os países ficaram muito pressionados por órgãos ambientais e sociais. A partir deste contexto, as usinas eólicas começaram a ganhar destaque nas matrizes energéticas mundiais.

A pesquisa e desenvolvimento em torno das fontes de energia renovável para produção de energia elétrica tornou o custo dessas tecnologias cada vez menor, o que aumentou a atratividade em tais investimentos.

A energia eólica é considerada uma das melhores fontes de energia renovável atualmente. Além dos preços relacionados à essa tecnologia serem competitivos no mercado de geração elétrica, ela é uma fonte de energia limpa, que não emite gases de efeito estufa, possuem um tempo curto de instalação de usinas quando comparadas à uma usina hidrelétrica.

No Brasil, foi criado em 2004, através do Decreto nº 5025, o Programa de Incentivo às fontes alternativas de energia elétrica (PROINFA) com o objetivo de diversificar a matriz elétrica brasileira aumentando a segurança do abastecimento de eletricidade, que até o momento era totalmente dependente dos regimes pluviais, pela energia ser quase em sua totalidade proveniente de usinas hidrelétricas. Esse programa ainda tinha o intuito de aproveitar as potencialidades regionais e locais.

O potencial de energia eólica do Brasil está situado basicamente no Nordeste e Sul do país, sendo que o Nordeste possui quase todo o potencial brasileiro. Como essa região do país não possui muito mais potencial para energia hidrelétrica, a energia eólica começou a se difundir e exercer um papel fundamental no Nordeste e conseqüentemente em todo o Brasil.

Em 2006, entrou em operação a primeira usina eólica no Brasil, segundo dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), e atualmente possui cerca de 5,5% de toda a potência instalada na geração de energia elétrica do país, segundo dados do Banco de Informação de Geração (BIG).

Os leilões de energia nova são instrumentos pelos quais o governo promove a expansão do parque gerador para atender ao crescimento da demanda referente ao mercado regulado. [7]

O crescimento das fontes alternativas de energia foi tão acentuado no Brasil, que alguns leilões de energia nova contêm apenas fontes alternativas de energia, como foi o caso do 13º leilão de energia nova em 2011, e o 17º leilão de energia nova em 2013. A maioria dos leilões a partir de 2010 possui uma parcela de energia eólica à ser negociado, sendo atualmente, a melhor opção de fonte alternativa de energia elétrica para o Brasil.

No final de 2015, a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) lançou uma previsão de potência instalada em seu boletim sobre a energia eólica no Brasil. O estudo é feito através da consolidação das capacidades contratadas nos ambientes de contratação livre e regulada, ACL e ACR, respectivamente. Ao final de 2019 serão 18,13 GW instalados em território brasileiro.

De acordo com o BIG, o Brasil possui aproximadamente 8,2 GW de potência instalada em geração de energia eólica, o que corresponde à 5,75% da matriz energética brasileira. Com a entrada dos novos empreendimentos em construção, e dos que não tiveram a construção iniciada, mas já tiveram potência outorgada, a potência instalada em energia eólica ganhará um adicional de 9,4 GW, o que representa aproximadamente 23% da potência instalada dos novos empreendimentos, chamados de energia nova.

O objetivo do presente trabalho é analisar o ponto de conexão da geração de energia eólica em relação à variação das perdas elétricas do sistema com essa conexão. O impacto da inserção de energia eólica não é igual em todas as partes do sistema, e os resultados mostrarão os malefícios e benefícios desse tipo de fonte ser inserida em certas partes do sistema.

As análises de fluxo de potência foram realizadas pelo programa de análise de redes ANAREDE, desenvolvido e comercializado pelo CEPEL. Com o resultado dos fluxos de potência é possível obter as perdas elétricas do sistema para aquele ponto específico de

operação. O sistema IEEE de 24 barras foi o escolhido para os estudos propostos nesse trabalho. A princípio, seria mais interessante utilizar o sistema equivalente do Nordeste para realizar as simulações, devido as curvas de geração e carga serem dados fiéis do subsistema Nordeste. Como não foi possível obter o sistema equivalente do Nordeste, optou-se por utilizar um sistema muito aceito em simulações para análise de redes.

Este trabalho está estruturado em três capítulos, os quais serão brevemente descritos a seguir.

O capítulo I apresenta os conjuntos necessários em uma usina eólica para obtenção de energia, desde os componentes presente nos aerogeradores, os tipos de máquinas elétricas que podem ser utilizadas, os tipos de operação existentes e por último, o tipo de arranjo que pode ser escolhido na conexão dos aerogeradores com a rede, conceito extremamente relevante para as simulações.

No capítulo II é apresentado os principais parques e complexos eólicos que possuem no Brasil, assim como o histórico de geração eólica no país. Ainda nesse capítulo é possível ver curvas de geração eólica e carga para o SIN e para os subsistemas Nordeste e Sul no ano de 2015, o que leva a escolha de alguns meses chaves para estudo.

No capítulo III é explicado todos os parâmetros utilizados nas simulações. Apresenta o sistema que foi utilizado na simulação, a inclusão das curvas de carga e geração nesse sistema, e todos os resultados obtidos na análise de perdas resultante dos fluxos de potência realizados.

Capítulo I

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DA ENERGIA EÓLICA

A energia eólica é proveniente do processo de movimentação do ar ou das massas de ar, chamados de ventos com circulação atmosférica global. Os ventos com circulação global são os que possuem maior força cinética e também são intermitentes por possuírem uma rota exata de circulação.

A energia cinética contida nos ventos é proveniente do movimento das camadas de ar do planeta. Esse movimento ocorre devido ao aquecimento desigual do planeta, sendo o sol, o principal fator de geração desse tipo de energia.

Apenas 3 a 5% da radiação que chega é convertida em energia cinética que possa provocar o movimento da atmosfera por meio de diferenças de temperatura, formando a base para a energia eólica. Desse fluxo global, somente uma fração pode teoricamente ser capturada como energia eólica, e mesmo assim a cerca de algumas dezenas de metros de altura. A contribuição do potencial de energia eólica para o fornecimento global de energia elétrica não é limitada pela disponibilidade de recursos, mas por fatores econômicos e sociais. Para alguns países, a disponibilidade de recursos eólicos varia de acordo com as condições geográficas. Alguns países terão bons recursos, outros o terão de forma bem mais limitada [3].

Neste capítulo serão apresentadas de forma sucinta as formas de obtenção de energia elétrica através da energia cinética contida nos ventos, explicando os componentes fundamentais dos aerogeradores, os tipos de máquinas elétricas que podem ser utilizadas, os tipos de arranjos elétricos e suas devidas conexões com a rede. A definição dessas características é imprescindível para a resolução do presente trabalho, visto que alguns dos conceitos abordados aqui, serão necessários nos capítulos posteriores. Não será abordado a quantidade de potência contida no vento e as diversas influências geográficas que podem prejudicar essa fonte de energia no presente trabalho.

I.1 Aerogeradores

Chama-se aerogerador o equipamento destinado a gerar energia elétrica a partir da energia fornecida pelo vento. A energia cinética do vento movimenta a turbina, que produz energia mecânica, transmitindo-a ao gerador, que por sua vez faz a conversão de energia mecânica em elétrica [3].

Seus principais componentes são a turbina eólica e o gerador, mas também possuem outros componentes, que serão descritos a seguir.

I.1.1. A Torre

As torres possuem um papel fundamental para a geração eólica. Ela que sustenta todo o conjunto gerador de energia elétrica, além de elevar esse conjunto a alturas onde a geração elétrica é maior. Isso se baseia na teoria que a velocidade do vento cresce linearmente com a distância do solo até atingir a tropopausa, onde a partir daí seu valor volta a decrescer. Elas podem ser de dois tipos: tubulares cônicas (aço ou concreto) e treliçadas (aço).

Figura 1 Tipos de torre utilizadas nos aerogeradores



a) torre de concreto tubular¹



b) torre de aço treliçada²

¹ <http://xn--drmstre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/res/twrssk.jpg>

² <http://www.siscad.pt/imgupload/exemplo12/imagem1.jpg>

No topo da torre, é montado um rolamento chamado de rolamento principal que possibilita o movimento da nacele, e consequentemente da turbina, de forma a permitir o alinhamento dessa com o vento. [2]

As torres treliçadas eram amplamente utilizadas nos primeiros anos onde a tecnologia de energia eólica apareceu. Elas possuem um menor gasto de material, e a logística de transporte é muito mais eficaz, mas “apresentam riscos de instabilidade, pela presença de frequências harmônicas de vibração de difícil definição e dimensionamento, devido à ampla e complexa resposta no domínio da frequência do comportamento do vento”. [2]. Portanto, as torres de concreto tubulares cônicas ganharam espaço no mundo moderno de geração eólica. A **Figura 1** mostra os dois tipos de torres utilizadas.

I.1.2. A Nacele

É a estrutura montada em cima da torre onde estão situados a caixa de engrenagens, quando utilizadas, o gerador, o eixo de acoplamento, e os demais dispositivos e componentes necessários para a conversão de energia mecânica em elétrica. O tamanho da nacele é variável de acordo com a disposição dos componentes e se esta possui caixas de engrenagens.

Figura 2 Nacele de um aerogerador



Fonte: Acciona WindPower³

A nacele ainda conta com conjuntos fundamentais para o perfeito funcionamento da turbina, como o freio, o sistema de direção e o sistema de lubrificação e refrigeração. É necessário a presença de freio nos aerogeradores, pois não pode haver interrupção brusca de

³ <http://infraroi.com.br/wp-content/uploads/2015/07/acciona-windpower.jpg>

velocidade na turbina, podendo causar fissuras e empenos nas pás da turbina. O sistema de direção é utilizado para direcionar a nacela em relação ao vento, como dito anteriormente. O sistema hidráulico se faz necessário só quando há presença da caixa de engrenagens. Um exemplo de uma nacela pode ser vista na **Figura 2**.

I.1.3. A Caixa de Engrenagens

A caixa de engrenagem é responsável por sincronizar as diferentes rotações entre a turbina e o gerador. Normalmente a velocidade da turbina é bem baixa, enquanto a velocidade do gerador é elevada. Com a ajuda de uma caixa de transmissão, mancais e acoplamentos, pode-se ter uma caixa redutora ou multiplicadora. É notório que no caso dos aerogeradores essa caixa de engrenagens é uma caixa multiplicadora, onde aumenta a rotação recebida pela turbina.

Há casos em que os aerogeradores não possuem essa caixa de engrenagens, portanto deve-se utilizar geradores síncronos com baixa rotação, o que significa ter muitos polos em seu rotor, o que encarece sua produção. Os diversos tipos de arranjos serão detalhados na seção I.2.

I.1.4. O Cubo

É a estrutura na qual são fixadas as pás, situadas na ponta do eixo da turbina. Ela recebe esse nome devido ao formato que possui. O cubo é composto de flanges onde são fixadas as pás. A **Figura 3** mostra um cubo de pás em corte, detalhando o seu interior.

É construído em aço ou liga metálica de alta resistência. Todo o maquinário no seu interior é dividido em partes compactas, cada uma com um tamanho tal que, mesmo para aerogeradores grandes, permite o seu transporte para montagem no local [2].

Figura 3 Cubo das pás de um aerogerador

Fonte: Wohnen Bauen Energie⁴

I.1.5. A Pá

Figura 4 Pá de um aerogerador

Fonte: Noctula – Consultores em ambiente⁵

São as peças com perfis aerodinâmicos responsáveis por receber a energia cinética dos ventos e transformá-la em energia mecânica no eixo. Nos aerogeradores que possuem controle de passo⁶, a pá possui rolamentos em sua fixação no cubo. Um exemplo de pá de aerogerador pode ser visto na **Figura 4**.

⁴ http://wohnen.pege.org/2006-hannover/enercon-e82_print.jpg

⁵ <http://noctula.pt/wp-content/uploads/2014/10/p%C3%A1s-aerogeradores-energia-e%C3%B3lica-470x330.jpg>

⁶ O controle de passo é utilizado em usinas eólicas onde o vento não ataca sempre na mesma direção, isso faz com que a potência extraída do vento seja menor. Mudando a direção das pás através do motor de passo, é possível mudar a incidência do vento sobre a pá, chamado de ângulo de ataque.

São fabricadas em fibra de vidro, reforçadas com epóxi e/ou madeira. A fixação no cubo é feita pela inserção de raiz em aço inoxidável. [2]

I.1.6. O Gerador

É a máquina responsável por transformar a energia mecânica gerada no eixo da turbina em energia elétrica. Componente de maior importância quando falamos em geração de energia elétrica, seja qual for a origem da energia produzida no eixo.

Na energia eólica, os aerogeradores podem utilizar tanto geradores síncronos como assíncronos. São vários os fatores que influenciam nessa decisão, como potência, condições de uso, conexão com a rede, arranjos elétricos. Esses temas serão abordados com maior detalhe nos tópicos a seguir, e terão um papel fundamental na escolha do sistema utilizado nas simulações do presente trabalho.

I.2 Máquinas Elétricas

As máquinas elétricas são classificadas quanto à função que exercem e podem ser rotativas (geradores e motores) ou estacionárias (transformadores). As máquinas rotativas, de acordo com seu princípio de funcionamento, são subdivididas em CA (corrente alternada) e CC (corrente contínua), onde ocorre uma grande gama de configurações. Entre as máquinas CA, temos as assíncronas (também chamadas de indução) e as síncronas. Devido a vários inconvenientes, as máquinas CC não têm interesse prático como geradoras, pois necessitam de manutenção adicional e possuem uma potência desfavorável para a relação de massa, não sendo também adequadas para enrolamentos de alta tensão. Já as máquinas síncronas e assíncronas são bem mais usadas. O rotor bobinado de indução e a máquina síncrona são os tipos de geradores mais usados nos parques eólicos. [3]

I.2.1. Gerador Assíncrono

Os geradores assíncronos, mais conhecidos como motores de indução, são muito utilizados na geração eólica. Eles possuem uma construção mais barata quando comparada aos geradores síncronos, e não fazem uso de dispositivos de sincronismo com a rede. Apesar disso, elas demandam potência reativa e altas correntes de partida, mas essas desvantagens podem ser amenizadas utilizando alguns arranjos especiais, como o uso de capacitor de auto excitação para o

problema de demanda por potência reativa, e sistemas de controle (tiristor de partida) para a alta demanda de corrente na partida.

Aerogeradores que utilizam geradores assíncronos podem ser conectados diretamente à rede, ou via conversora. Além disso, podem ser utilizadas turbinas que operam à velocidade constante ou variável. Os geradores utilizados na energia eólica são os geradores com rotor bobinado, sendo em alguns casos empregados rotor de gaiola.

I.2.2. Gerador Síncrono

Esses geradores são os mais utilizados na geração de energia elétrica. O princípio de funcionamento desses geradores garante um controle de frequência gerada, potência ativa e reativa. Como a maioria das usinas de geração possuem máquinas com rotação constante, o gerador estará sempre operando com frequência constante. Nos sistemas eólicos atuais, eles têm sido levados em consideração, devido à diversos avanços tecnológicos.

Esse gerador é preferível quando não se faz uso de caixa de engrenagens no aerogerador, e quase sempre utilizado com controle de velocidade da turbina. Podem ser conectados diretamente à rede elétrica ou por meio de conversores, como no caso dos geradores assíncronos.

I.3 Operação de um Aerogerador

O aerogerador é o responsável pela produção de energia elétrica a partir da energia eólica, portanto sua conexão à rede deve respeitar algumas normas. A principal regra na geração de energia, é que esta deve ser gerada na frequência de 60 Hz, no caso brasileiro. Como o sistema brasileiro é todo interligado, não se deve fazer uma conexão onde este valor varie em 5% do nominal.

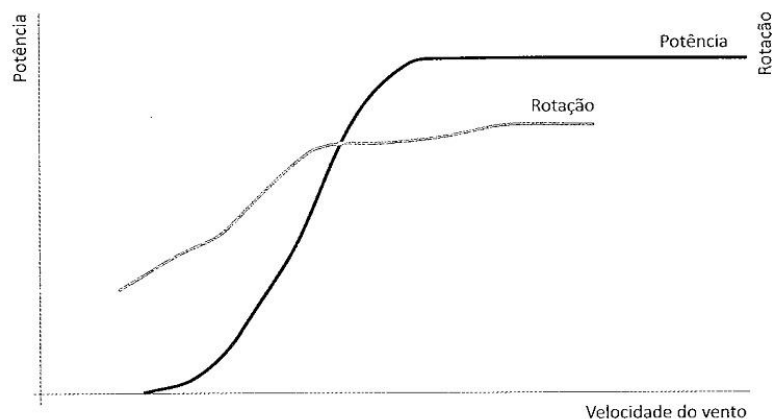
Nas usinas eólicas a frequência de geração elétrica varia com a rotação do gerador elétrico, e esse com varia com a rotação da turbina como em qualquer outra forma de geração de energia elétrica. Mas a turbina eólica é dependente da velocidade do vento, o que agrava muito essa variação na frequência elétrica gerada.

I.3.1. Aerogerador com Velocidade Variável

Para obter uma potência produzida otimizada nos aerogeradores em função da velocidade do vento é desejável que esse possua um sistema de controle de velocidade. Normalmente o rotor de velocidade variável da turbina é combinado com um sistema por controle de passo, garantindo uma larga escala de operação em relação a velocidade do vento, e conseqüentemente de rotação da turbina eólica. A curva típica de extração de potência em relação à velocidade do vento para um aerogerador com velocidade variável pode ser vista na **Figura 5**.

O rotor deve mudar sua velocidade rotacional de acordo com a velocidade do vento. Em outras palavras, ventos baixos com velocidade de rotor baixas, e ventos altos com velocidade de rotor altas. A velocidade rotacional varia de 40% a 100% da velocidade nominal.

Figura 5 Curva de potência e velocidade de um aerogerado de velocidade variável



Fonte: CUSTÓDIO [2]

O uso dessa tecnologia proporciona algumas vantagens, como [2]:

- Maior extração de energia do vento;
- Flutuações de potência pequenas com potência nominal;
- Cargas no rotor menores devido à ação de rajadas;
- Pequenas taxas de variação de passo;
- Baixa velocidade do rotor em condições de velocidade do vento baixa reduz consideravelmente a emissão de ruído;

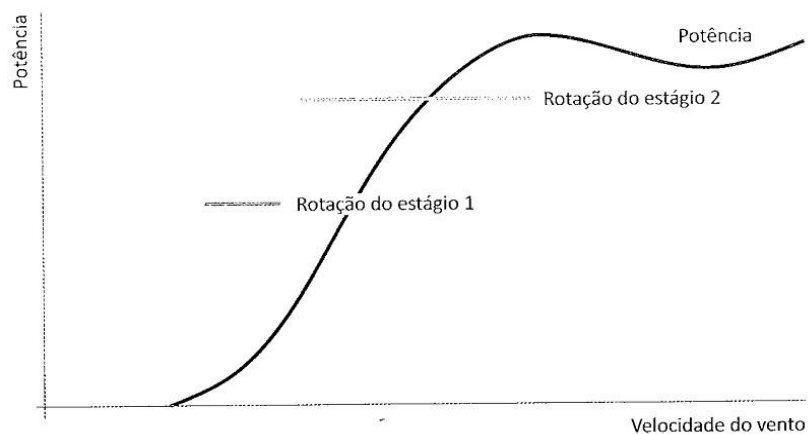
- Possibilita a redução adicional da velocidade do rotor para operação com baixo nível de ruído à noite.

I.3.2. Aerogerador com Velocidade Constante

Aerogeradores que utilizam velocidade constante são os que possuem operação mais simples. A utilização mais comum para velocidades constantes é a utilização de geradores de indução, mas existe um caso particular nos motores síncronos.

Essa tecnologia se aplica somente a conexões direta com a rede. O sistema elétrico brasileiro é forte e robusto, o que garante a frequência do sistema em seu regime nominal. Assim que o gerador entra em sincronismo com a rede, o estator passa a operar na frequência nominal, ou seja, rotação nominal. Essa frequência é sentida no rotor, garantindo uma operação em velocidade constante no eixo da turbina.

Figura 6 Potência elétrica típica e rotação de um aerogerador com velocidade a dois estágios



Fonte: CUSTÓDIO [2]

Para melhor adaptar a operação do rotor ao ponto ótimo do projeto aerodinâmico, os fabricantes, frequentemente utilizam geradores de indução de dupla velocidade, o que permite mudar a velocidade do rotor em dois estágios. Nas baixas velocidades, o gerador opera com uma rotação baixa (número de pólos maior) e, em velocidades de vento altas, opera com alta velocidade rotacional (número de pólos menor). A **Figura 6** mostra uma curva de potência característica de um aerogerador desse tipo, além da rotação deste. [2]

Lembrando que essa configuração só é válida para geradores de indução. Não existe comutação de pólos em geradores síncronos.

As vantagens desses aerogeradores são [2]:

- Não é necessário sistema de controle de velocidade do rotor;
- Regulação da velocidade do rotor simples, através da rede elétrica;
- Necessária somente a monitoração da velocidade do rotor;
- Projetos de custo mais baixo.

Essa foi a primeira utilização confiável no cenário de geração de energia elétrica através da energia eólica. Portanto, muito dos parques eólicos pelo mundo possuem essa tecnologia de aerogeradores com velocidade constante aliado à um controle de estol⁷ nas pás da turbina.

I.4 Arranjos Utilizados em Geração Eólica

Os arranjos utilizados nos aerogeradores dependem de alguns fatores que são escolhidos na etapa de projeto dos parques eólicos. Esses fatores mudam completamente o tamanho, preço, confiabilidade, e comportamento do gerador em relação à rede. A **Tabela 1** e a **Tabela 2** exemplificam 7 diferentes tipos de arranjos encontrados nos parques eólicos, que serão abordados adiante. A primeira mostra os arranjos para os geradores assíncronos e a segunda para os geradores síncronos.

Tabela 1 Arranjos do aerogerador com gerador síncrono

Gerador Assíncrono	Conexão com a rede	Velocidade da turbina	CE ⁸
Conectado diretamente à rede	Direta	Constante	Sim
Controle de escorregamento	Direta	Variável	Sim
DFIG	Dupla	Variável	Sim
Via Conversora	Conversora	Variável	Sim

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

⁷ Controle de estol – É um sistema passivo que reage à velocidade do vento. Em sua construção, o ângulo de passo das pás é escolhido de tal maneira, que para valores de velocidade de vento acima da nominal, o vento se descole da superfície da pá, causando uma turbulência na direção do vento (estol), diminuindo assim a potência gerada.

⁸ CE – Caixa de Engrenagens do aerogerador

Tabela 2 - Arranjos do aerogerador com gerador assíncrono

Gerador Síncrono	Conexão com a rede	Velocidade da turbina	CE
Conectado diretamente à rede	Direta	Constante	Sim
Via Conversora	Conversora	Variável	Sim
Via Conversora sem CE	Conversora	Variável	Não

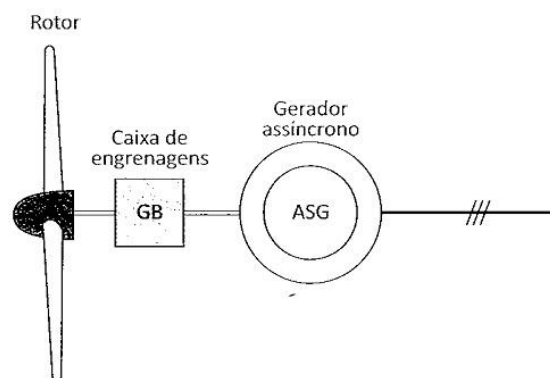
Fonte: Elaborada pelo próprio autor

I.4.1. Gerador de Indução Conectado Direto à Rede

A utilização desse tipo de arranjo se faz presente em aerogeradores com velocidade constante, como já explicado anteriormente. A frequência da rede mantém a rotação do gerador e, portanto, a da turbina. Um esquema desse arranjo pode ser visto na **Figura 7**.

A turbina se comunica com o gerador através de um multiplicador, onde a rotação n_t da turbina é transferida à rotação n_g do gerador, através de uma relação de transmissão t . [3]. A velocidade do gerador depende da frequência f do sistema e do número de polos p da máquina. Então:

$$n_t = \frac{n_g}{f} \quad n_g = \frac{f}{p} \quad n_t = \frac{f}{r * p} \quad (1)$$

Figura 7 Gerador de indução conectado diretamente à rede

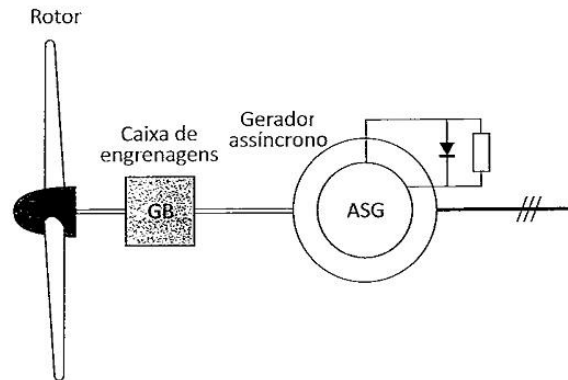
Fonte: CUSTÓDIO [2]

Geradores de indução ligados diretamente à rede podem apresentar problemas na operação em redes com baixo nível de curto-circuito, devido ao elevado consumo de potência reativa em situações de subtensão. [2]

I.4.2. Gerador de Indução com Controle de Escorregamento

Esse tipo de arranjo é uma variação do apresentado no tópico anterior, onde a conexão com a rede permanece direta. A variação para o sistema anterior ocorre no rotor, onde é adicionado resistências exteriores por meio dos anéis coletores do rotor bobinado

Figura 8 Gerador de indução com controle de escorregamento



Fonte: CUSTÓDIO [2]

A adição da resistência externa em cada enrolamento, aumenta a carga do gerador, diminuindo o conjugado no eixo, e conseqüentemente sua velocidade. Isso faz com que o escorregamento do gerador de indução sofra variação (aumentando nesse caso), o que caracteriza o nome do arranjo. A **Figura 8** mostra o esquema desse tipo de arranjo.

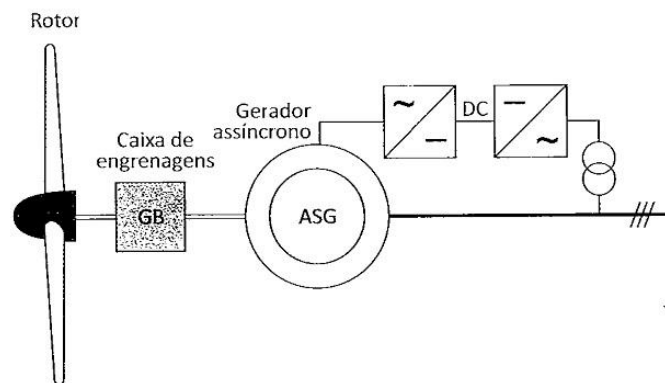
Esse esquema é pouco utilizado para controle de velocidade, pois é perceptível que o rendimento do gerador cai com a inserção de elementos resistivos no circuito. Esse esquema é mais utilizado em conjunto com outros meio de controle de velocidade, para um aproveitamento de ventos com velocidades baixas, aumentando o intervalo de valores de velocidade de vento em que o aerogerador produz energia.

I.4.3. Gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG)

Esse tipo de arranjo tem esse nome devido à dupla alimentação que possui. Tanto o estator quanto o rotor são alimentados pela rede. A alimentação do rotor passa por um conversor AC-DC-AC antes de chegar nos terminais dos anéis coletores. Com esse tipo de alimentação, a frequência do rotor é controlada, assim esse gerador de indução pode operar em todas situações possíveis; subsíncrona, síncrona ou supersíncrona.

Como há uma injeção de corrente nos anéis coletores, o funcionamento desse gerador é bem parecido com o funcionamento de um gerador síncrono, onde há controle de potência ativa e reativa. O esquema de um gerador DFIG é apresentado na **Figura 9**.

Figura 9 Gerador de indução conectado à rede via conversora



Fonte: CUSTÓDIO [2]

Esse modelo apresenta uma faixa de velocidade muito ampla, pois através de um sistema de controle, a velocidade do vento é medida, e essa informação é repassada ao conversor para que mude a frequência aplicada ao estator, variando o valor da velocidade no eixo do rotor e consequentemente a potência/energia gerada.

A ideia é que o conversor do lado do rotor controle a potência ativa e reativa, através do controle das componentes de corrente, do rotor, enquanto o conversor do lado da rede controle a tensão do link DC e assegure que o conversor opere em fator de potência unitário, ou seja, potência reativa nula. A energia pode ser entregue à rede através tanto do circuito do estator como do rotor, sendo que este último também pode absorver energia. Dependendo das condições de operação, a potência que entra ou sai do rotor é de uma situação supersíncrona se, via conversor, vem do rotor para rede. Se o fluxo for contrário, a situação então é subsíncrona. Em ambos os casos, o estator alimenta a rede com energia. [3]

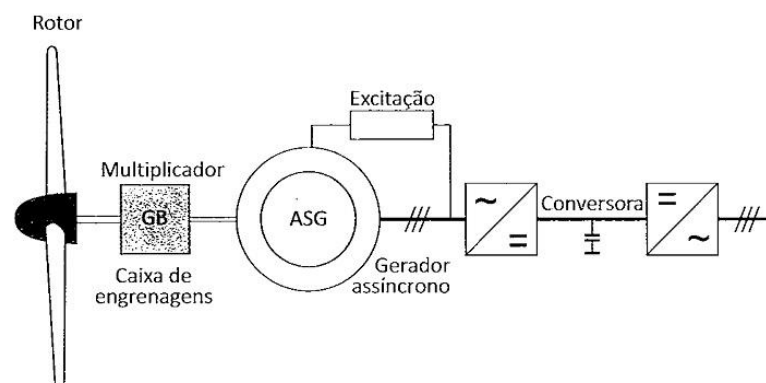
I.4.4. Gerador de Indução Conectado à Rede Via Conversora

Nesse arranjo, a unidade conversora isola galvanicamente o gerador da rede através do conversor AC-DC e do inversor DC-AC. O gerador de indução necessita de energia reativa para sua excitação, e nesse caso é fundamental a adição de um capacitor em paralelo com a

alimentação, entre o estator e o conversor, chamado de capacitor de auto excitação. A **Figura 10** mostra um esquema desse tipo de arranjo.

Esse arranjo é utilizado em aerogeradores com velocidade variável. O desacoplamento do estator/rotor com a rede é um facilitador de controle desse tipo de arranjo. O sinal de controle nesse arranjo é a velocidade do vento, que irá ajustar o inversor, para que mude a frequência e consequentemente a velocidade do eixo. Esse arranjo garante um desempenho aerodinâmico otimizado, reduzindo também as flutuações de carga mecânica. Porém, todo esse conjunto de eletrônica de potência, e mais os filtros necessários para redução dos harmônicos causados pela implementação do conversor, geram altos esforços de construção e elevam bastante o preço de fabricação dos aerogeradores.

Figura 10 Gerador de indução conectado à rede via conversora

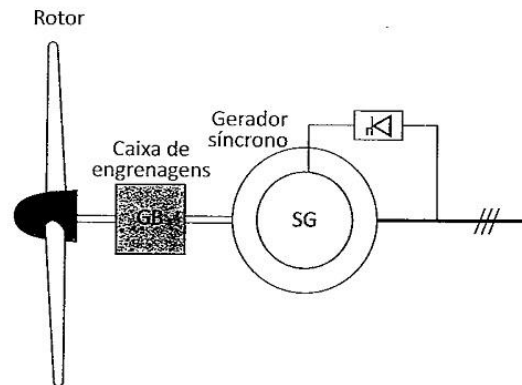


Fonte: CUSTÓDIO [2]

I.4.5. Gerador Síncrono Conectado Diretamente à Rede

Esse tipo de arranjo tem o mesmo comportamento do gerador de indução conectado à rede. A frequência do sistema interligado brasileiro é forte o suficiente para manter a frequência nominal da máquina em 60Hz. Esse esquema é totalmente rejeitado em caso de sistemas isolados, pois a rede não é robusta o suficiente. Assim como para os geradores de indução, esse esquema é utilizado para turbinas com velocidade constante. A **Figura 11** mostra um modelo desse tipo de arranjo.

Nos geradores síncronos o rotor é excitado por corrente contínua, o que torna necessário a utilização de conversores AC-DC antes do rotor. No modelo da **Figura 11** essa conversão é feita através de tiristores.

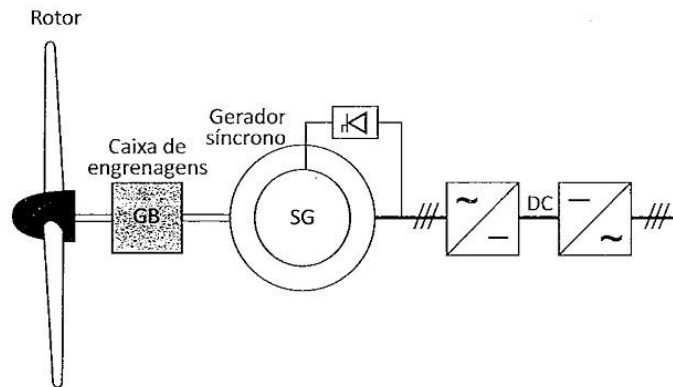
Figura 11 Gerador síncrono conectado diretamente à rede

Fonte: CUSTÓDIO [2]

Apesar de ser uma tecnologia simples e bem compatível, ela possui uma série de desvantagens que a torna inviável. Pinto [3] afirma que somente ângulos de carga muito pequena são possíveis para compensar a carga dinâmica aplicada ao motor. Surtos de grandes cargas, devido a rajadas, por exemplo, podem causar uma perda de sincronismo. A resposta de um gerador síncrono, mesmo a pequenos picos de carga, tende a produzir oscilações que não são facilmente amortecidas. A rigidez de uma conexão direta resulta em uma saída irregular de potência da turbina eólica. Cada flutuação do vento capturada pelo rotor é transmitida para a rede sem nenhum processo de suavidade. Assim, é necessário que se tenha um complexo equipamento de sincronia. Somando-se a tudo isso, há o problema das altas cargas dinâmicas que são impostas ao eixo de transmissão. Portanto, devido aos avanços alcançados com os sistemas de geradores com velocidade variável, conectar um gerador diretamente à rede, no caso das turbinas eólicas, não é mais uma boa alternativa.

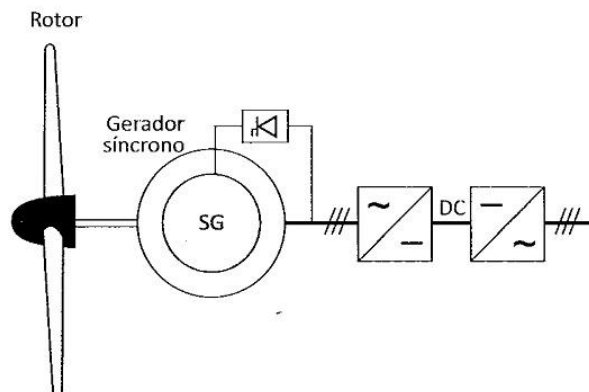
1.4.6. Gerador Síncrono Conectado à Rede Via Conversora

Esse arranjo é bem parecido com a conexão direta apresentada para o gerador de indução. A principal mudança é a utilização do tiristor para excitação do circuito de campo. Possui as mesmas características de isolamento do gerador com a rede. A vantagem desse sistema é o controle de potência ativa e reativa, e de frequência que é garantida pelo princípio de funcionamento do gerador síncrono. Um modelo desse arranjo pode ser visto na **Figura 12**.

Figura 12 Gerador síncrono conectado à rede via conversora

Fonte: CUSTÓDIO [2]

I.4.7. Gerador Síncrono Conectado à Rede Via Conversora Sem Caixa de Engrenagens

Figura 13 Gerador síncrono conectado à rede via conversora, sem caixa de engrenagem

Fonte: CUSTÓDIO [2]

Possui o mesmo funcionamento do gerador descrito acima, com uma diferença mecânica. Esse é o único arranjo que dispensa o uso das caixas de engrenagens, diminuindo os custos de produção e de manutenção. É utilizado geradores com diversos pólos, o que reduz a velocidade do eixo. O projeto deve ser bem elaborado, pois a velocidade de rotação do rotor do gerador deve ser bem próxima a velocidade da turbina, o que reduz as perdas na conversora utilizada. O modelo descrito pode ser visto na **Figura 13**.

Custódio [2] apresenta essa tecnologia de arranjo como tendência e afirma ser muito utilizada atualmente, principalmente em aerogeradores de grande porte.

Capítulo II

HISTÓRICO DE GERAÇÃO EÓLICA NO SIN

A geração eólica no Brasil começou a ser difundida e discutida nos anos 2000, tendo sua inserção como energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) em meados de 2006, fato citado anteriormente.

O objetivo desse capítulo é mostrar os principais parques eólicos nacionais, mostrando através de dados do ONS e da ANEEL a participação dessa fonte no cenário de geração de energia elétrica brasileiro desde o seu surgimento até os dias atuais. No final do capítulo será feito uma modelagem da carga e da geração eólica do subsistema Nordeste, que serão utilizadas nas simulações pretendidas por esse trabalho.

II.1 Principais Parques Eólicos do SIN

No Brasil, não é comum termos parques eólicos com capacidade instalada acima de 30MW, devido ao PROINFA, que é um programa de incentivos à geração de energia elétrica por meio de fontes alternativas. Uma de suas principais características é que o empreendimento não deva ter capacidade instalada acima de 30MW.

Existe algumas exceções à essa regra, como os parques eólicos de Praia Formosa, Icaraizinho, Canoa Quebrada, Bons Ventos no Ceará, Alegria I e Alegria II no Rio Grande do Norte, como também a Elebrás Cidreira, Osório, Sangradouro e Índios no Rio Grande do Sul. Todos esses parques possuem potência instalada acima de 30MW e também receberam os mesmos incentivos recebidos pelos parques menores.

Para contornar esse problema de forma legal, os investidores acabam fazendo vários parques menores de 30MW, totalizando em uma central geradora com maior capacidade instalada, chamada também de complexo eólico.

Os tópicos a seguir mostrarão o parque eólico e o complexo eólico mais importantes do Brasil, no Nordeste e no Sul, respectivamente.

II.1.1. Parque Eólico de Praia Formosa

É o maior parque eólico que o Brasil possui, localizado na cidade de Camocim no Ceará. Entrou em operação em agosto de 2009. Possui uma potência instalada de 105MW, divididos em 50 aerogeradores, com 2,1MW de potência cada do modelo Suzlon S-88. A conexão desse parque eólico acontece na subestação Sobral III na tensão de 230kV. A **Figura 14** mostra o parque eólico de Praia Formosa

O parque eólico de Praia Formosa foi construído pela SIIF Énergies através dos benefícios adquiridos pelo PROINFA, mas depois foi vendida à CPFL Energia, junto com diversos ativos de geração que a SIIF Énergies possuía.

Figura 14 Parque Eólico de Praia Formosa - CE



Fonte: Viagem Uol⁹

II.1.2. Complexo Eólico Alto Sertão II

É o maior complexo eólico da América Latina. Depois do sucesso com o Alto Sertão I, esse foi construído com uma potência instalada ainda maior. O seu antecessor possui 294 MW de potência instalada, enquanto o novo possui 386,10MW.

Fica localizado às margens da BR-030, nos municípios de Guanambi, Caetitê e Pindaí, todos na Bahia. O complexo é composto por 15 usinas eólicas, onde serão instaladas 230 aerogeradores. A **Tabela 3** mostra todas as usinas que fazem parte desse complexo. Também

⁹ http://viagem.uol.com.br/album/cassiovasconcellos_brasil_album.htm#fotoNav=44

mostra o local do SIN que é feito a conexão, o número de aerogeradores e a potência instalada de cada usina.

Tabela 3 Complexo Eólico Alto Sertão II

Conexão	Tensão (kV)	Central Geradora	Máx Unid.	Potência Instalada (MW)
Igaporã II	230	Da Prata	13	21,8
Igaporã II	230	Dos Araças	19	31,9
Igaporã II	230	Tanque	18	30,0
Igaporã II	230	Ventos do Nordeste	14	23,5
Igaporã II	230	Maron	18	30,2
Igaporã II	230	Pilões	18	30,2
Igaporã II	230	Ametista	17	28,6
Igaporã II	230	Dourados	17	28,6
Igaporã II	230	Morrão	18	30,2
Igaporã II	230	Seraíma	18	30,2
Pindaí II	69	Borgo	12	20,2
Pindaí II	69	Caetité	18	30,2
Pindaí II	69	Espigão	6	10,1
Pindaí II	69	Pelourinho	13	21,8
Pindaí II	69	Serra do Espinhaço	11	18,5

Fonte: ONS

II.1.3. Parque Eólico Elebrás Cidreira

Fica localizado na cidade de Taramandaí, no Rio Grande do Sul. É o maior parque eólico do Sul do País com 70MW de potência instalada e produção estimada de 211437MWh anuais. Essa potência instalada é dividida em 31 aerogeradores com 2,3MW de potência cada. A conexão desse parque eólico com o SIN ocorre na subestação de Osório na tensão de 69kV. A **Figura 15** mostra o parque eólico Elebrás Cidreira.

Esse empreendimento também foi um dos selecionados pelo PROINFA ainda quando era de responsabilidade da Elebrás. O grupo EDP Energia comprou os direitos do projeto, liderando a construção e operando a usina nos dias atuais.

Figura 15 Parque Eólico Elebrás Cidreira

Fonte: Forza Energias Alternativas¹⁰

II.1.4. Complexo Eólico de Osório

Está localizado no município de Osório, no estado do Rio Grande do Sul. O empreendimento tem uma potência instalada de 150MW. Possui 75 aerogeradores, de 2MW de potência cada, divididos em 3 parques eólicos.

Foi um dos projetos pioneiros do Brasil para a inserção da energia eólica na matriz elétrica. Em 2001 foram firmados os acordos para a construção desse complexo eólico, e em 2004 o projeto recebeu o apoio do PROINFA. No primeiro ano de geração eólica do país (2006), esse complexo eólico já estava operando com todos os aerogeradores.

As usinas eólicas que compõem esse complexo podem ser vistas na **Tabela 4**. Além disso, é possível ver o local de conexão no SIN e a potência de cada aerogerador.

¹⁰ http://www.forzaenergias.com.br/web/templates/rhuk_milkyway/images/pet_forzaenergias.jpg

Tabela 4 Complexo Eólico de Osório

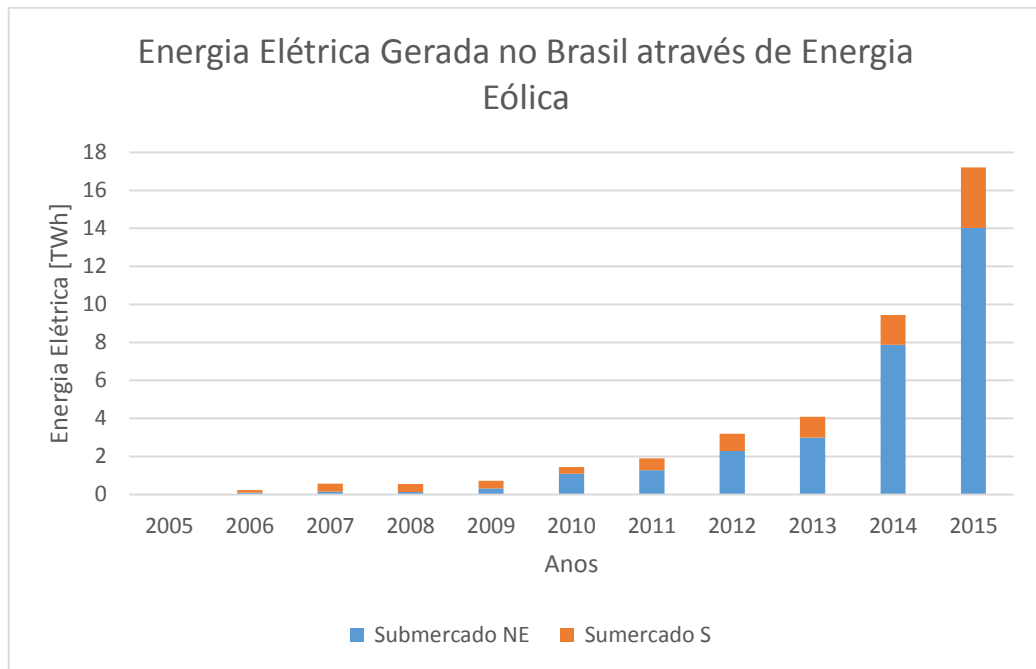
Nome da Usina	Conexão Rede Básica (Conexão Rede Interna)	Potência (MW)	
		Total	Unidade
Osório	SE Osório 2 230 kV (SE Lagoa Barros 230 kV)	50,0	2
Sangradouro		50,0	2
Dos Índios		50,0	2

Fonte: ONS

II.2 Dados sobre geração eólica e carga no SIN, e nos subsistemas NE e S

No início da inserção de energia eólica na matriz energética brasileira, o subsistema Sul foi bem aceito, e chegou até a superar o subsistema Nordeste em alguns anos em energia gerada. Através de vários estudos feitos ou encomendados pelo governo, viu-se que o potencial eólico no litoral Nordeste é imenso, levando assim à uma exploração maior dessa região. A **Figura 16** mostra o progresso da geração de energia pelos parques eólicos no cenário brasileiro, de 2005 a novembro de 2015. Está dividida em dois submercados (NE e S), onde a soma é a geração eólica no SIN.

Como o submercado nordeste é mais forte na geração de energia eólica, este foi escolhido como a região de análise desse trabalho. Foram escolhidos também meses para apuração dos efeitos da inserção de energia eólica no SIN. Os meses escolhidos foram janeiro, março e julho; pois além dos três terem 31 dias facilitando a comparação, esses meses tem particularidades que devem ser notadas. Nos gráficos subsequentes a geração e a carga estão distribuídas por pontos, de 1 a 744, o que corresponde a todas as horas dos respectivos meses.

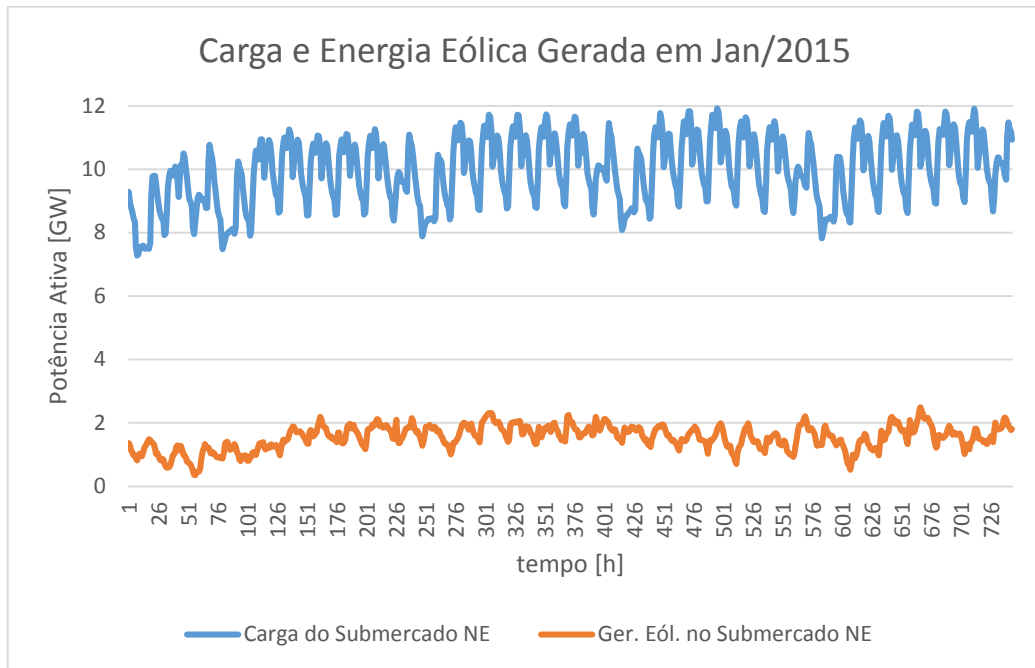
Figura 16 Geração de energia elétrica por sistemas eólicos no Brasil

Fonte: Elaborada pelo próprio autor¹¹

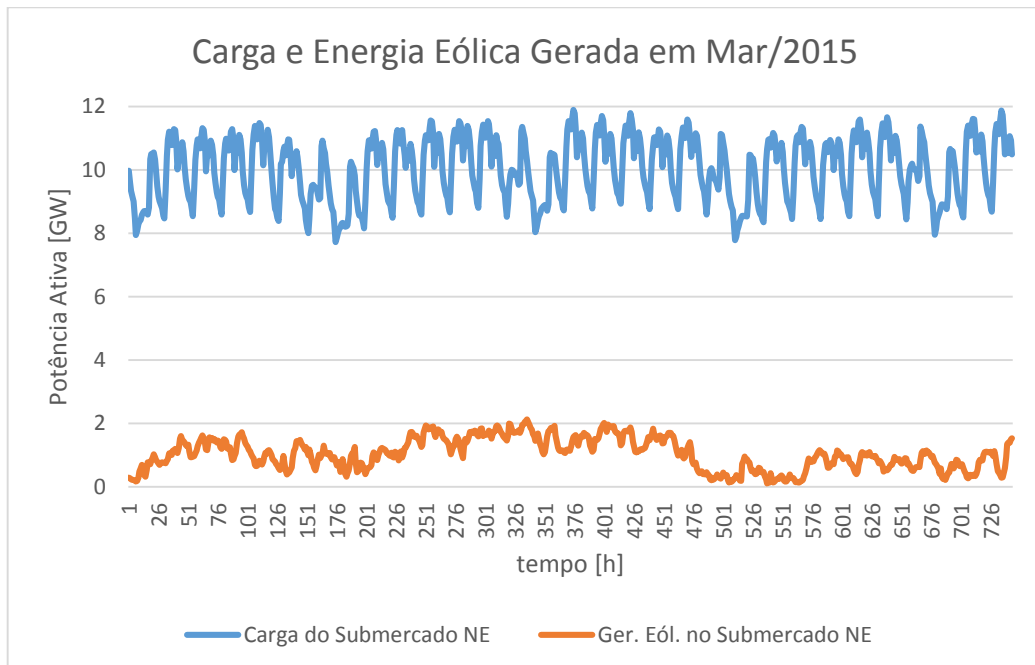
Em janeiro, temos uma maior carga no subsistema NE, e ventos não muito favoráveis de acordo com as séries temporais do vento para a região Nordeste, o efeito disso pode ser visto na **Figura 17**.

Março ainda possui uma elevada carga, pois é final de verão e o mês conta ainda com uma data comemorativa, o carnaval, que contribui para o aumento da carga em todo sistema, inclusive no Nordeste. Nesse mês há uma pequena redução na geração, mas não chega a trazer grandes mudanças no perfil de geração, apenas no final do mês. Essa mudança pode ser vista na **Figura 18**.

¹¹ Dados do ONS

Figura 17 Carga e Energia eólica gerada em Janeiro de 2015 no subsistema NE

Fonte: Elaborada pelo próprio autor¹²

Figura 18 Carga e Energia eólica gerada em Março de 2015 no subsistema NE

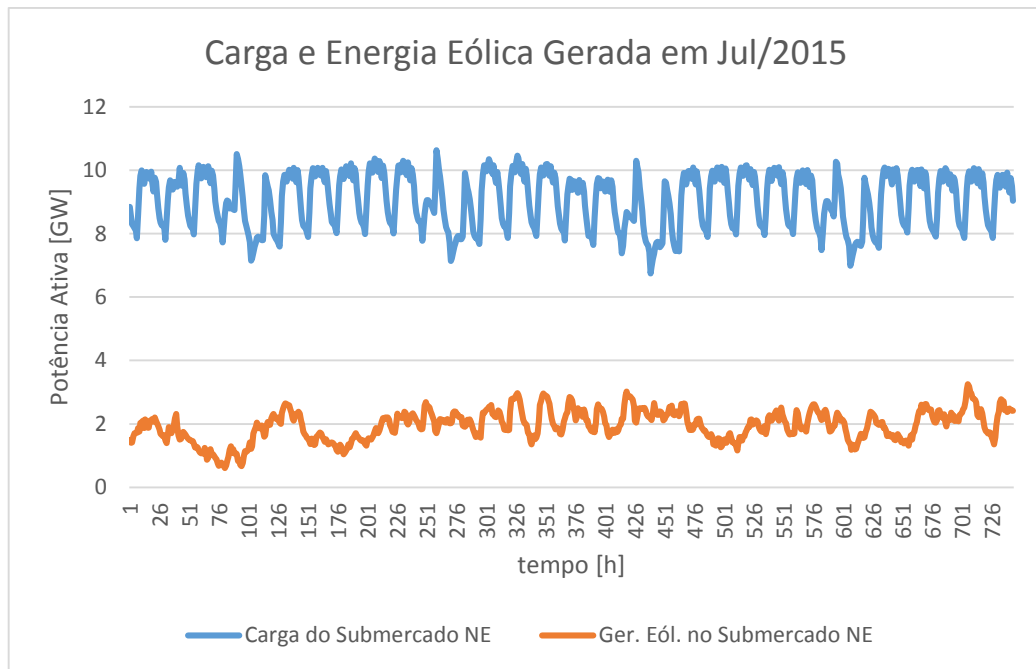
Fonte: Elaborada pelo próprio autor¹³

¹² Dados do ONS

¹³ Dados do ONS

O mês de Julho traz algumas peculiaridades que não encontramos nos meses de Janeiro e Março. A carga do subsistema Nordeste diminui um pouco, não na mesma proporção que a carga do SIN, pois o inverno é mais brando na região Nordeste. A geração eólica começa a aumentar justamente no mês de Julho, onde os ventos se tornam mais fortes e frequentes. Esse efeito pode ser visto na **Figura 19**.

Figura 19 Carga e Energia eólica gerada em Julho de 2015 no subsistema NE



Fonte: Elaborada pelo próprio autor¹⁴

As diferenças citadas entre esses três meses justificam suas escolhas, o que fornecerá três tipos diferentes de análises e resultados. Porém, apenas um mês será escolhido para simulações e análises, o que será justificado no próximo capítulo.

II.3 Curvas típicas de geração e carga no NE para o cenário escolhido.

O programa utilizado para simulações do fluxo de potência no SIN utilizando a curva de carga e a curva de geração eólica do subsistema Nordeste chama-se ANAREDE. Com ele é

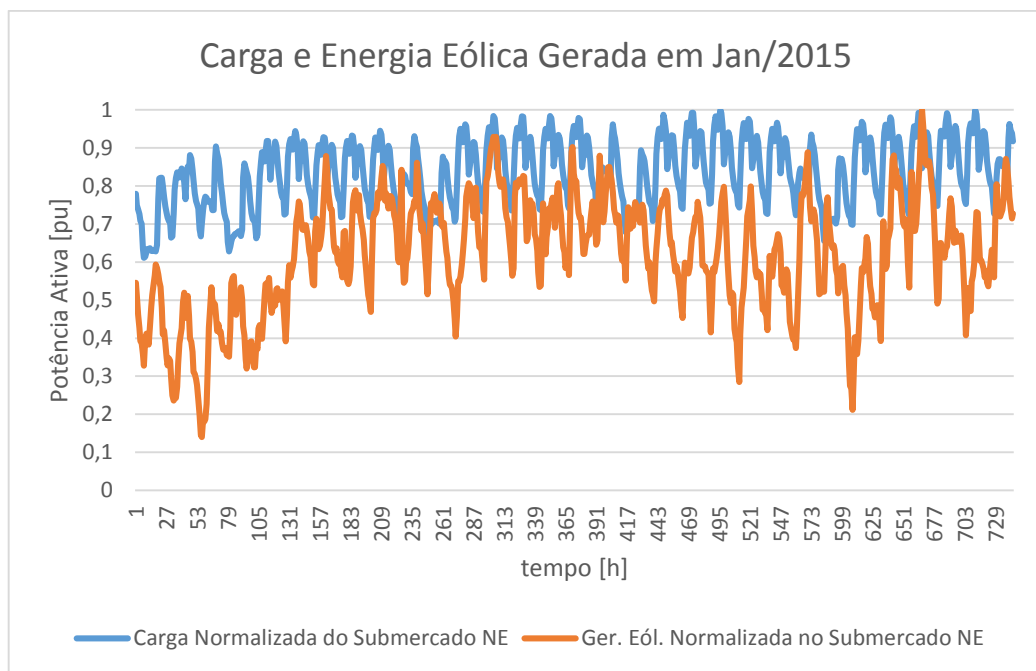
¹⁴ Dados do ONS

possível fazer todas as análises em regime permanente do comportamento do fluxo de potência em determinado sistema.

É possível utilizar quaisquer curvas de carga e geração em qualquer barra do sistema. Para isso, as curvas não podem ter valores absolutos como visto no tópico anterior, elas precisam ser normalizadas, apresentando apenas seu comportamento no tempo em relação ao seu valor máximo.

A normalização de uma curva acontece onde o valor de cada ponto é dividido pelo valor do ponto máximo. A curva normalizada é de extrema importância na modelagem e solução desse trabalho. As **Figuras 20, 21 e 22** representam a normalização das curvas das **Figuras 17, 18 e 19**, respectivamente.

Figura 20 Curvas normalizadas para Janeiro de 2015 no subsistema Nordeste



Fonte: Elaborada pelo próprio autor¹⁵

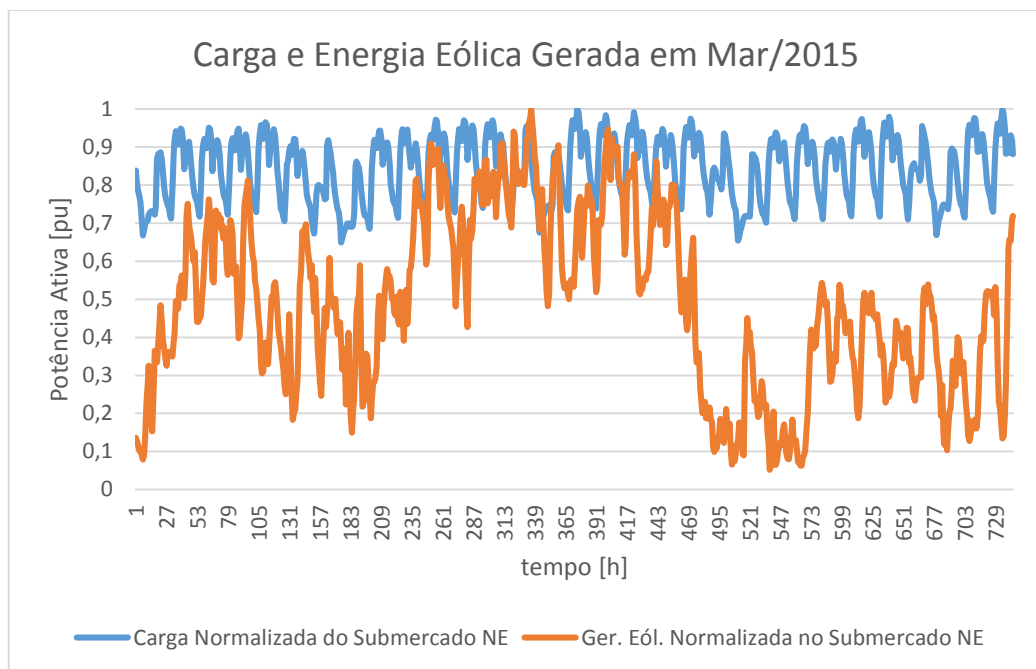
O mês de janeiro apresenta uma normalização favorável em relação ao estudo de fluxo de potência. O momento em que ocorre o pico de carga é quase sempre o mesmo que ocorre o

¹⁵ Dados do ONS

pico de geração, ou seja, esse tipo de geração no mês de janeiro tende a ser muito eficaz no estudo de fluxo de potência. Todas essas características citadas podem ser vistas na **Figura 20**.

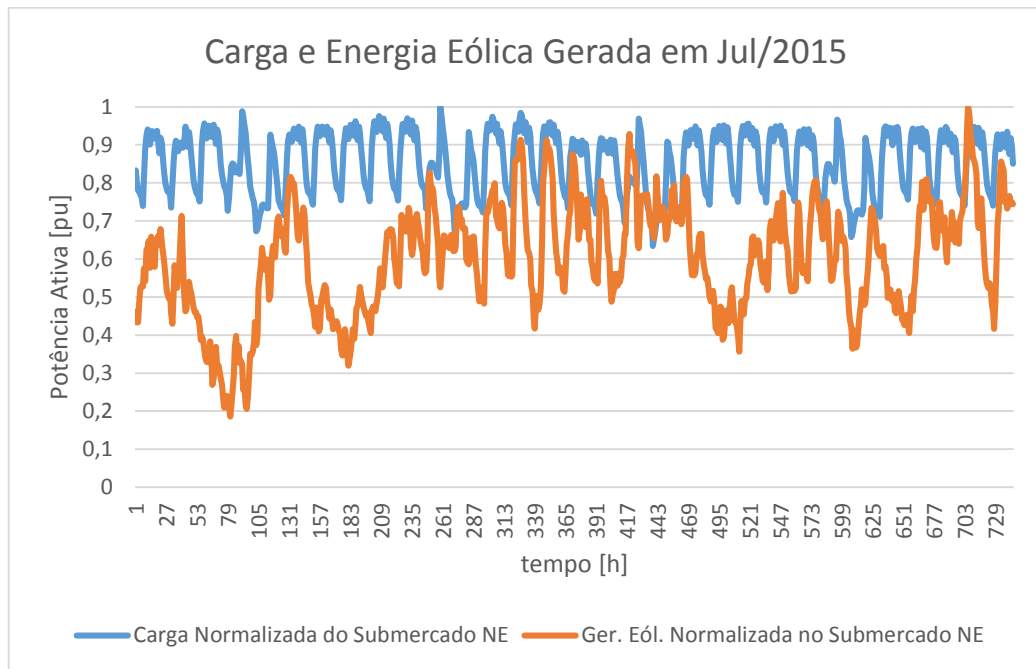
Em março, observa-se que o pico de carga continua coincidindo com o pico de geração na maioria dos dias. Porém, os dias desse mês sofre uma grande variação na energia gerada, o que torna esse tipo de energia um pouco vulnerável para suprir a carga em certas situações, como pode ser visto na **Figura 21** a partir do ponto 480.

Figura 21 Curvas Normalizadas para Março de 2015 no subsistema Nordeste



Fonte: Elaborada pelo próprio autor¹⁶

¹⁶ Dados do ONS

Figura 22 Curvas Normalizadas para Julho de 2015 no subsistema Nordeste

Fonte: Elaborada pelo próprio autor¹⁷

Assim como nos meses de Janeiro e Março, o mês de Julho apresenta picos diários de geração e carga quase coincidentes, o que torna o estudo favorável para esse tipo de geração elétrica. Esse mês possui um perfil de geração mais constante que os outros, garantindo uma energia firme maior. Esses detalhes podem ser vistos na **Figura 22**.

¹⁷ Dados do ONS

Capítulo III

SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Os conceitos apresentados anteriormente foram fundamentais para fomentar todas as diretrizes no estudo elétrico do sistema. O sistema utilizado para análise de perdas elétricas foi o sistema IEEE de 24 barras. Ele é um sistema robusto, e muito aceito na análise e simulações de confiabilidade de um sistema de potência. O sistema utilizado sofreu uma leve alteração, que será apresentada adiante.

As curvas de carga e geração escolhidas para utilização nas simulações já foram apresentadas no capítulo anterior, mas este trabalho só apresentará os resultados para um mês de estudo.

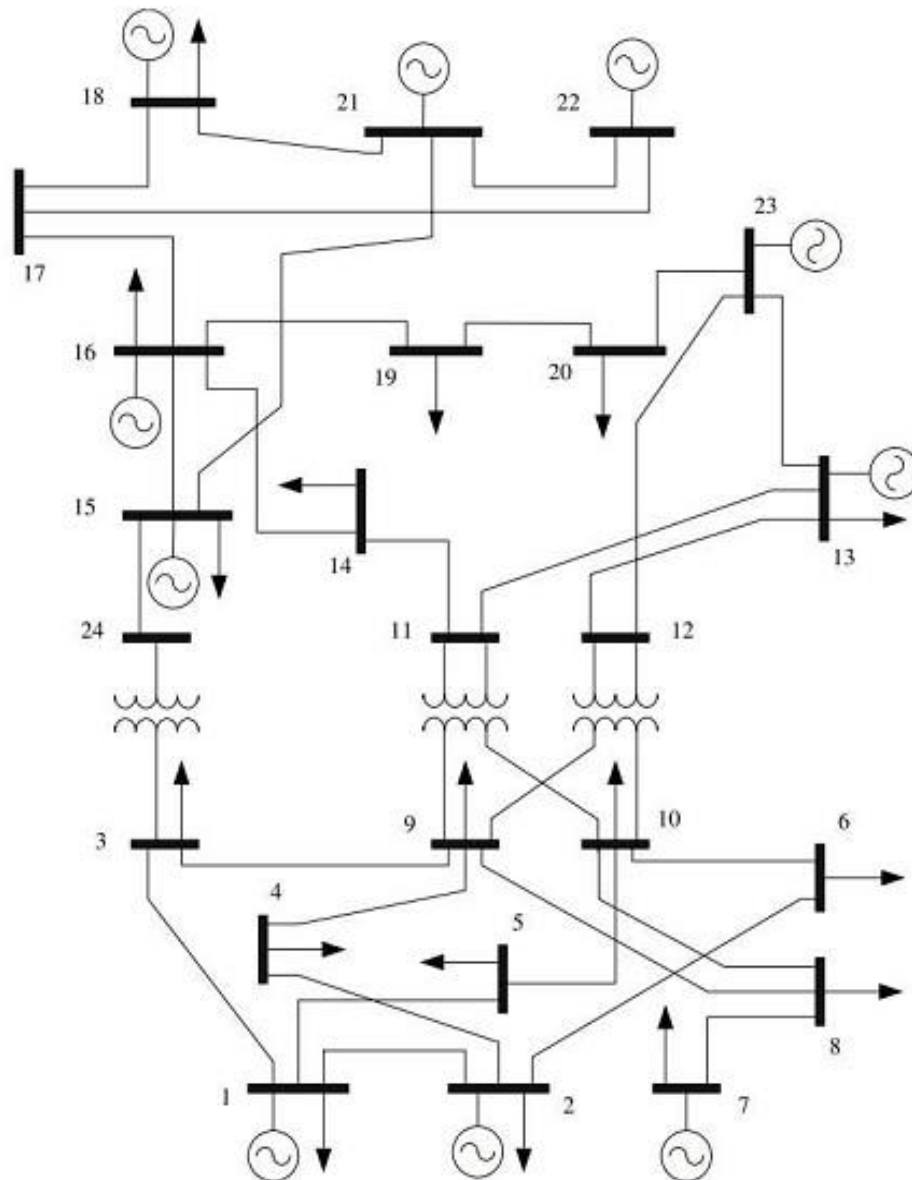
Os estudos consistem em realizar um fluxo de potência da rede, através do programa ANAREDE, para cada ponto de operação, ocasionando em 744 pontos de análise por mês. Assim, é possível determinar as perdas elétricas em cada um desses pontos.

A geração eólica nesses estudos terá ainda 6 patamares de penetração de energia, em relação à carga do sistema base. As 24 barras do sistema receberão os 6 níveis de penetração de energia, uma a uma, para avaliação do comportamento da perda em relação ao ponto de conexão, e à porcentagem de penetração de energia eólica no sistema.

III.1 Sistema IEEE 24 barras

Esse sistema é altamente utilizado no estudo de confiabilidade de sistemas de potência onde há uma carga discreta, que sofre variação ao longo do dia. Ele possui 10 barras de geração, variando de 172 à 660MW, 24 barras conectadas através de 38 linhas, e duas áreas de tensão diferente, 138 e 230kV. A topologia do sistema pode ser vista na **Figura 23**, onde os transformadores delimitam as áreas com tensão diferente. A área 1 corresponde ao sistema de 138kV e contém as barras de 1 a 10. A área 2 é de 238kV e contém o restante das barras.

Figura 23 - Sistema IEEE 24barras



Fonte: IEEE¹⁸

A barra de referência desse sistema é a barra 13, e a distribuição de geração e carga ativa para cada área do sistema pode ser visto na **Tabela 5**.

¹⁸ Disponível em [8].

Tabela 5 Distribuição de Geração Ativa e Carga do sistema IEEE 24barras

Área	Geração [MW]	Carga [MW]
138kV	584	1332
230kV	2415,3	1518
Total	2999,3	2850

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

III.2 Inclusão das Curvas de Geração e Carga

Como citado no capítulo anterior, as curvas normalizadas de geração eólica e de carga do sistema são de extrema importância na análise que será apresentada adiante.

Devido ao grande esforço manual na análise e organização dos dados obtidos, foi necessário a escolha de apenas um mês para estudo. As curvas de cargas não variam tanto para os três meses escolhidos, mas as de geração sofre uma pequena variação. Entre os três meses mencionados no capítulo anterior, o que apresenta maior variabilidade nas curvas é o mês de Janeiro, portanto, o escolhido entre eles. As curvas normalizadas utilizadas podem ser vistas no capítulo anterior em azul na **Figura 20**.

Todas as barras de carga ou outras que tenham carga do sistema IEEE 24-barras receberam a curva de carga normalizada, onde o ponto com valor de carga igual a 1 representa o máximo valor de carga de cada barra. As barras que sofreram alteração e as respectivas cargas de 100% podem ser vistos na **Tabela 6**. É importante observar que para manter o fator de potência das barras iguais, essa curva também foi aplicada na carga reativa em cada barra, e não apenas na carga ativa. As barras não mostradas na tabela apresentam cargas nulas.

Foi adicionado ao sistema original uma barra (barra 25) que possui característica de injeção de potência ativa, representando a geração eólica em estudo. Esse tipo de energia não deve ser conectado em qualquer barra do sistema, pois resulta em intensa modificação das perdas do sistema, portanto a barra 25 será conectada através de uma linha de baixa impedância em todas as barras do sistema, uma a uma. Isso permitirá a análise do ponto de conexão em relação às perdas elétricas da área e do sistema inteiro. A curva normalizada de geração também é do mês de Janeiro e pode ser vista em laranja na **Figura 20**.

Tabela 6 Carga Ativa e Reativa máxima em cada barra do sistema

Barra	Pot. Ativa [MW]	Pot. Reat. [MVar]	Barra	Pot. Ativa [MW]	Pot. Reativa [MVar]
1	108	22	11	0	0
2	97	20	12	0	0
3	180	37	13	265	54
4	74	15	14	194	39
5	71	14	15	317	64
6	136	28	16	100	20
7	125	25	17	0	0
8	171	35	18	333	68
9	175	36	19	181	37
10	195	40	20	128	26

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

A curva normalizada de geração irá percorrer 6 níveis de penetração de energia eólica (1%, 5%, 10%, 15%, 20%, 25%) em relação à carga ativa total do sistema (2850MW). Os valores absolutos desses níveis de penetração podem ser vistos na **Tabela 7**.

Tabela 7 Níveis de penetração da energia eólica

Nível de Penetração [% da carga total]	Nível de Penetração Absoluto [MW]
1	28,5
5	142,5
10	285,0
15	427,5
20	570,0
25	712,5

Fonte: [8]

A maioria das usinas eólicas construídas no Brasil atualmente possuem o sistema de conversores (*back to end*) em sua alimentação. Portanto, quando o aerogerador utiliza motores síncronos, não há necessidade de injeção de potência reativa na barra em análise. Se for utilizado gerador assíncrono, este necessita de potência reativa para excitação, sendo suprida por um capacitor depois do conversor. A maioria das usinas eólicas atuais injetam potência reativa na barra em que estão conectadas, e isso é feito através do controle de corrente na saída do inversor, o que justifica a inserção da geração eólica como barra PV, uma vez que o controle de tensão é feito através do controle de potência reativa.

III.3 Resultados Obtidos

Com todos os conceitos, parâmetros, definições e escolhas dos capítulos anteriores, é possível obter o perfil de tensão, e a geração de potência ativa para todos os cenários de penetração de energia em todas as barras. O estudo contém assim 24 casos de conexão de energia eólica para cada nível de penetração de energia. As perdas de cada fluxo de potência analisado correspondem à um percentual do sistema base, que será explicado adiante.

O fluxo de potência continuado [11] também foi utilizado para determinação do perfil de tensão das barras adjacentes à barra onde foi inserida a energia eólica, assim como suas perdas à medida que acontece o crescimento da inserção de geração eólica em tal barra de estudo. Foram realizados sucessivos aumentos na geração até um valor próximo ao obtido no estudo principal deste trabalho, e em cada aumento foi realizado uma análise da tensão e perdas no sistema. Foram analisadas apenas as barras que apresentaram comportamentos incomuns ou especiais.

III.3.1 Caso Base

Tabela 8 Perdas Elétricas no Caso Base

PERDAS NO CASO BASE		
ÁREA	PERÍODO [MW]	MÉDIA [MW]
Área 1	10767,6	14,52996
Área 2	19619,37	26,43222
Total	30386,98	40,96218

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Para análise do percentual de perdas nos casos com geração eólica, faz-se necessário a análise do sistema IEEE 24barras sem a inserção da geração eólica. Portanto, apenas as barras que tem carga receberam a curva de carga normalizada do mês de janeiro do subsistema Nordeste. Cada hora do mês possui um nível de carga, onde foi realizado um fluxo de potência. Depois de realizados os fluxos de potência, foi possível coletar os dados de perdas no sistema. Este resultado pode ser visto na **Tabela 8**. A coluna soma corresponde a soma de perdas de todas as horas do mês (744 pontos de estudo), e a coluna média corresponde à média de perdas de todas as horas do mês.

III.3.2 Casos com Inserção de Energia Eólica

Para análise de perdas do sistema utilizando a inserção da geração eólica considera-se que o desbalanço de potência ativa é absorvido por todas as barras de geração do sistema. A redistribuição de potência ativa entre as barras de geração é baseada em seus respectivos fatores de participação, que foram estabelecidos, de acordo com o despacho de cada unidade no caso base. [10]

Os níveis de geração dos parques eólicos atuais não possuem ainda capacidade instalada tão grande ao nível de 25% de penetração de energia usada nesse trabalho, mas quando olhamos para a conexão onde esses parques eólicos são conectados, percebe-se que o nível de 25% de penetração é em alguns casos baixos. No Nordeste por exemplo, temos subestação que recebe mais de 1GW de potência instalada. A **Tabela 9** exemplifica as maiores conexões do Nordeste, onde o valor apresentado representa apenas a geração eólica que essas subestações recebem. É possível perceber que o nível de penetração de energia adotado no trabalho ilustra muito bem essa região do Brasil.

Tabela 9 Subestações do Nordeste que recebem conexão de energia eólica

SE de conexão	Potência [MW]	SE de conexão	Potência [MW]
João Câmara III	1542,0	Pécem II	525,1
Igaporã II	795,3	Acaraú II	494,3
João Câmara II	559,2	Pindaí II	478,1
Garanhuns II	549,7	Lagoa Nova II	438,0
Curral Novo do Piauí II	545,1	Açu II	338,8

Fonte: Elaborada pelo próprio autor¹⁹

É importante ressaltar que em todas as etapas de análise desse trabalho foram utilizadas as curvas de carga e geração do mês de Janeiro de 2015 do subsistema Nordeste. O mesmo estudo poderia ser feito para outros meses, o que talvez levaria à ligeiras mudanças nos resultados. Foram calculadas as perdas totais do sistema durante as 744h mensais para inserção da energia em cada barra e com cada nível de penetração.

A **Tabela 10** mostra os valores de perdas elétricas para os três primeiros níveis de penetração de energia eólica escolhidos (1%, 5% e 10%) nos casos explicados acima. A soma das perdas no mês foi comparada às perdas do caso base, e conseqüentemente estão em

¹⁹ Dados do ONS

percentual deste. As barras com coloração verde representam barras de geração do sistema (barras do tipo PV ou barras de referência).

Tabela 10 Perdas por barra de localização - 1%, 5%, 10% de penetração

1% [28,5MW]		5% [142,5MW]		10% [285MW]	
Conexão da Ger.	% Perda	Conexão da Ger.	% Perda	Conexão da Ger.	% Perda
Barra 6	98,01	Barra 6	95,91	Barra 10	85,61
Barra 8	99,07	Barra 10	98,48	Barra 11	87,21
Barra 5	99,21	Barra 11	99,44	Barra 13	88,42
Barra 4	99,26	Barra 13	100	Barra 12	89,12
Barra 11	99,73	Barra 9	100,34	Barra 9	89,96
Barra 13	100	Barra 12	100,36	Barra 6	91,44
Barra 12	100,05	Barra 5	102,87	Barra 14	103,1
Barra 9	100,1	Barra 8	103,29	Barra 5	107,42
Barra 2	100,31	Barra 4	103,91	Barra 4	112,72
Barra 1	100,34	Barra 14	106,5	Barra 8	113,5
Barra 10	100,34	Barra 2	108,62	Barra 3	117,37
Barra 7	100,82	Barra 1	108,72	Barra 1	117,45
Barra 14	100,84	Barra 3	110,49	Barra 2	117,48
Barra 3	100,86	Barra 24	113,31	Barra 24	120,19
Barra 24	102,04	Barra 19	116,23	Barra 19	122,55
Barra 19	102,77	Barra 20	116,92	Barra 20	123,96
Barra 20	102,96	Barra 16	117,86	Barra 16	125,44
Barra 16	103,06	Barra 23	118,04	Barra 23	126,15
Barra 23	103,2	Barra 15	119,73	Barra 15	130,13
Barra 15	103,35	Barra 7	120,05	Barra 17	140,86
Barra 17	104,26	Barra 17	124,58	Barra 18	144,91
Barra 18	104,61	Barra 18	126,43	Barra 21	147,16
Barra 21	104,85	Barra 21	127,57	Barra 7	163,29
Barra 22	106,44	Barra 22	136,98	Barra 22	170,55

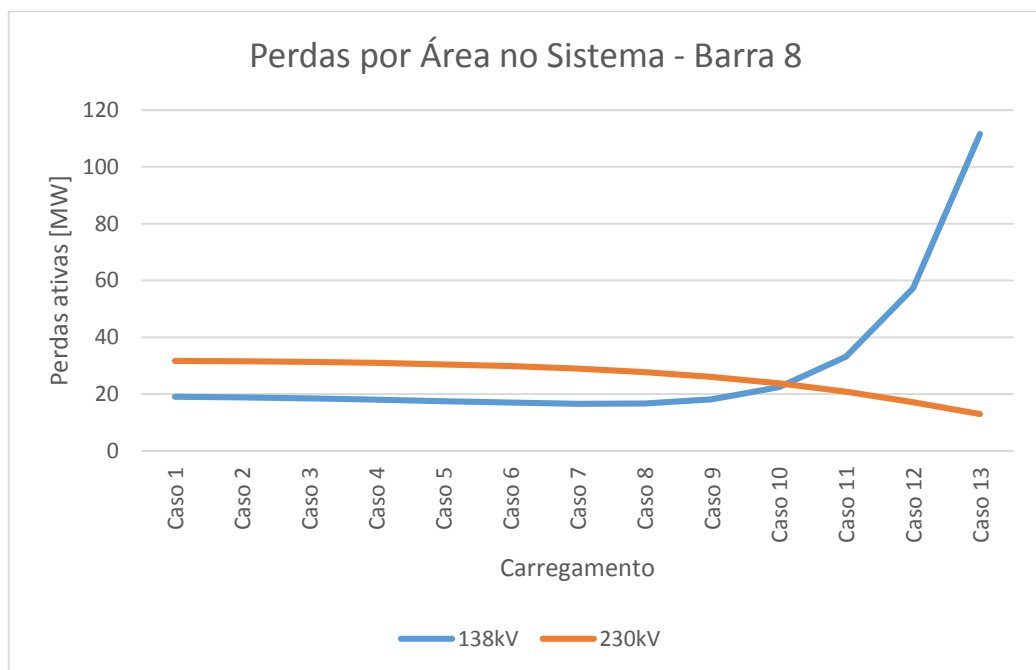
Fonte: Elaborada pelo próprio autor

Para os três primeiros casos de penetração é possível notar que na maioria das barras onde é inserida a geração eólica há um aumento das perdas elétricas. Todas as barras de geração que recebem a penetração de energia eólica sofrem aumento de perdas no sistema. Como a área de 230kV contém maior parte de geração do sistema, quando a geração é inserida nessa área a tendência é que as perdas aumentem, devido à distância que a geração teria que percorrer para suprir as cargas da área de 138kV, que se encontram em déficit de geração como mostra a **Tabela 5**. Portanto, vemos que as barras onde há redução de perdas se encontram nessa área, ou em seus limiares.

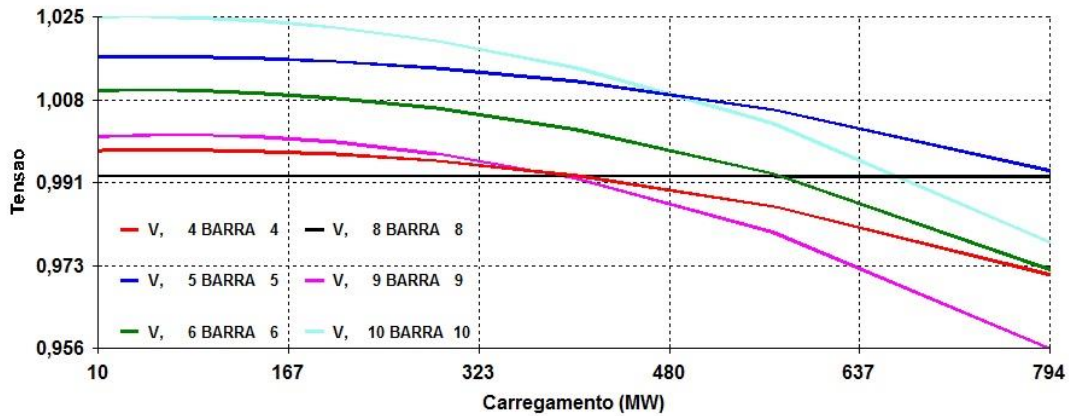
A penetração de energia nas barras 4, 5, 8 faz com que o sistema tenha um aumento das perdas à medida que a penetração de energia aumenta. As três barras sofrem inversão já em 5% e continuam assim, até o valor de análise desse trabalho. A penetração nas barras 9, 10 e 12 sofrem aumento de perdas com pouca penetração de energia, e à medida que a penetração aumenta nessas barras, o percentual de perdas se reduz. A barra 10 sofre inversão já em 5% de penetração, enquanto as barras 10 e 12 em 10%.

À medida que a penetração de energia aumenta na barra 8, a área 1 recebe mais energia, o que causa um aumento nas perdas dessa área. Como o resto da geração é balanceada, as perdas na área 2 diminui, pois estará gerando potência ativa em menor quantidade, visto que a penetração eólica entrega a energia para a área 1. Essa característica também é válida para as barras 4 e 5. O comportamento das perdas elétricas nas duas áreas pode ser visto na **Figura 24**.

Figura 24 Perdas por área no sistema com aumento de carregamento - Barra 8



Fonte: Elaborada pelo próprio autor

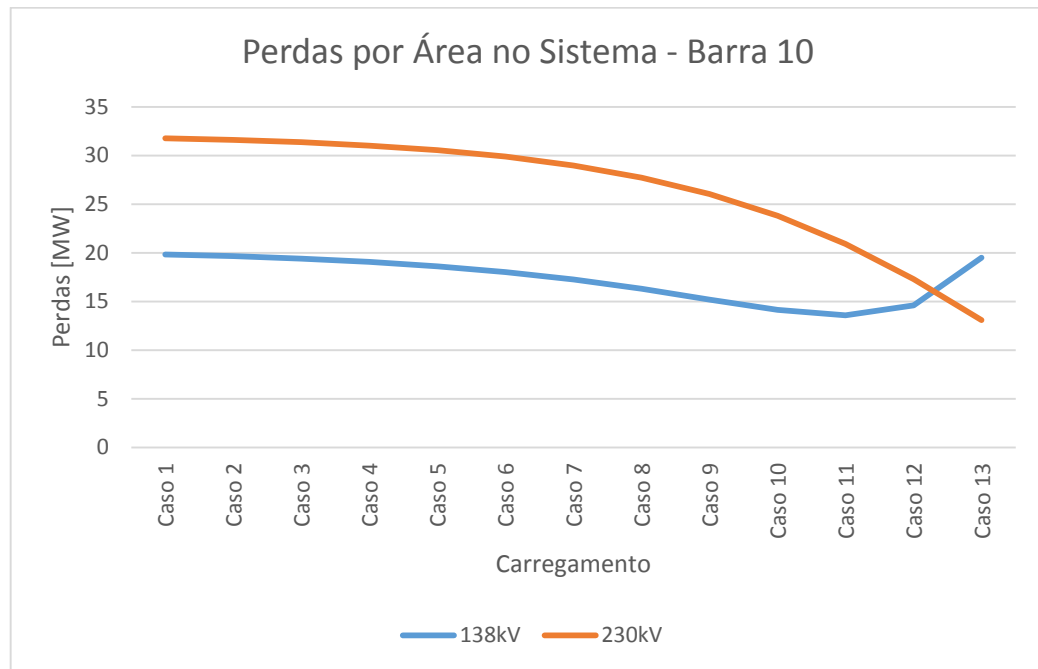
Figura 25 Característica PV das barras adjacentes à barra 8

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

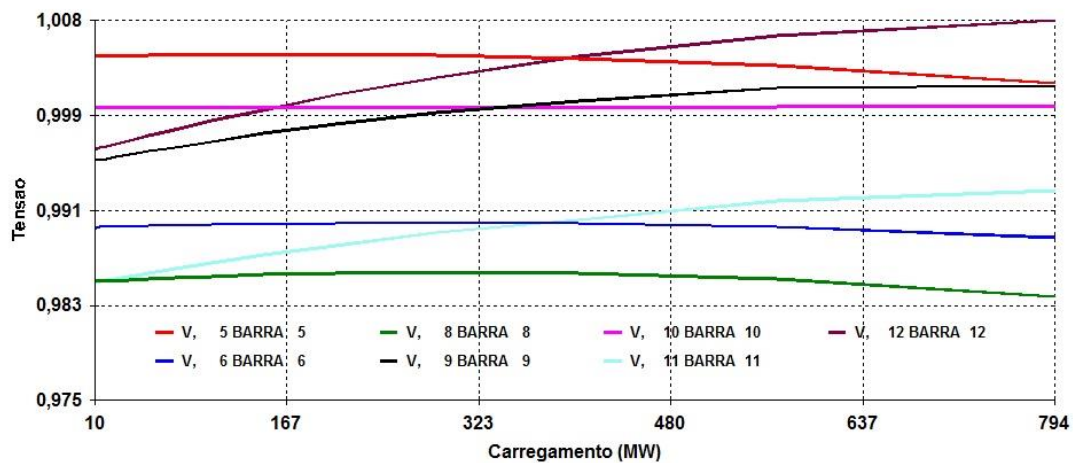
Esse aumento de perdas na área 1 não é apenas justificado pelo aumento de geração nessa área como dito anteriormente, mas também pelo afundamento de tensão que ocorre nas barras vizinhas da barra 8 à medida que a geração nesta aumenta. Esse afundamento de tensão pode ser observado na **Figura 25**.

Quando a penetração de energia acontece nas barras 9, 10 ou 12, o comportamento de perdas na área de 230kV se mantém com a mesma característica anterior, mas o aumento de perdas na área 1 não acontece abruptamente igual no caso anterior. A **Figura 26** mostra o caso onde a geração foi inserida na barra 10. A barra 10 pertence à área de 138kV e está relativamente próxima à todas as barras de carga da área de 138kV. Enquanto a carga nessa área é atendida, as perdas diminuem, e a partir do momento que a carga na área de 138kV é atendida, essa área ficará com geração extra e as perdas começam a aumentar um pouco.

O comportamento de tensão das barras adjacentes à barra 10 complementam essa análise de perdas. A figura 27 mostra esse comportamento de tensão à medida que o carregamento aumenta. As barras que compõem a área de 230kV sofrem uma elevação da tensão e podemos ver esse exemplo nas curvas das barras 11 e 12, o que reduz as perdas nessa área. As barras da área de 138kV ou sofrem elevação de tensão como a barra 9, ou se mantém constante até um determinado carregamento, e depois sofre um afundamento, ocasionando numa inversão do fluxo de potência o que leva ao aumento de perdas como mostrado na **Figura 26**.

Figura 26 Perdas por área no sistema com aumento de carregamento - Barra 10

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Figura 27 Característica PV das barras adjacentes à barra 10

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Os três últimos casos de penetração de energia eólica (15%, 20%, 25%) não trazem mudanças significativas em relação ao último patamar de penetração. Todas as barras de geração continuam sendo péssimas soluções para se inserir a geração eólica. Para altas penetrações de energia eólica é interessante notar que as barras de conexão entre as duas áreas são as melhores escolhas, pois elas se encontram bem próximas aos centros de cargas. As barras da área de 138kV era uma solução viável nos primeiros patamares de penetração de energia,

mas para alta penetração, a carga provavelmente foi suprida e teríamos uma sobra de energia na área de 138kV. Na barra 6 fica claro essa característica de inversão do fluxo de potência, onde ela é mais intensa do que na barra 10 estudada anteriormente. Todas essas propriedades podem ser vistas na **Tabela 11**.

Para ilustrar o aumento das perdas quando se conecta uma barra na área de 230kV e também numa barra de geração afastada do centro de carga, será feito um estudo da curva PV e da análise das perdas por área na barra 22.

Tabela 11 Perdas por barra de localização - 15%, 20%, 25% de penetração

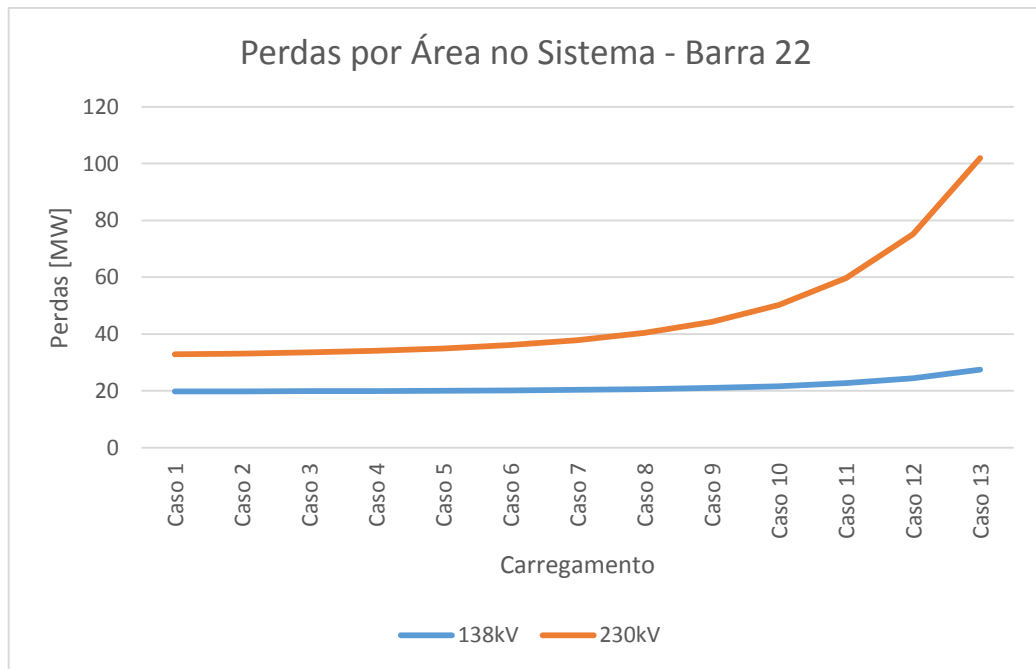
15% [427,5MW]		20% [570MW]		25% [712,5 MW]	
Conexão da Ger.	% Perda	Conexão da Ger.	% Perda	Conexão da Ger.	% Perda
Barra 10	75,15	Barra 11	68,52	Barra 11	65,16
Barra 11	75,83	Barra 10	70,12	Barra 10	70,44
Barra 13	78,71	Barra 12	73,37	Barra 12	71,95
Barra 12	79,06	Barra 13	73,95	Barra 13	74,24
Barra 9	81,62	Barra 9	78,5	Barra 9	80,5
Barra 6	99,19	Barra 14	101,73	Barra 14	107,59
Barra 14	100,24	Barra 6	121,53	Barra 19	146,3
Barra 5	124,78	Barra 19	135,27	Barra 16	147,2
Barra 19	127,4	Barra 16	137,65	Barra 20	151,29
Barra 24	129,69	Barra 20	138,86	Barra 23	156,05
Barra 20	129,81	Barra 23	142,86	Barra 6	158,78
Barra 3	129,84	Barra 24	146,09	Barra 15	163,15
Barra 16	130,45	Barra 15	149,2	Barra 24	169,73
Barra 23	132,95	Barra 3	151,73	Barra 3	183,47
Barra 1	135,8	Barra 5	157,71	Barra 17	192,6
Barra 2	136,2	Barra 1	167,58	Barra 18	202,99
Barra 4	137,39	Barra 2	168,55	Barra 5	206,63
Barra 15	138,29	Barra 17	172,02	Barra 21	207,33
Barra 8	142,31	Barra 18	180,18	Barra 1	213,84
Barra 17	154,9	Barra 4	180,62	Barra 2	215,71
Barra 18	161	Barra 21	183,99	Barra 4	243,3
Barra 21	164,11	Barra 8	193,53	Barra 8	270,38
Barra 22	204,2	Barra 22	244,1	Barra 22	292,44
Barra 7	240,99	Barra 7	370,15	Barra 7	629,22

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

As perdas elétricas no sistema quando a geração eólica é inserida na barra 22 aumentam nas duas áreas do sistema com o aumento de penetração de energia. No lado de 230kV esse

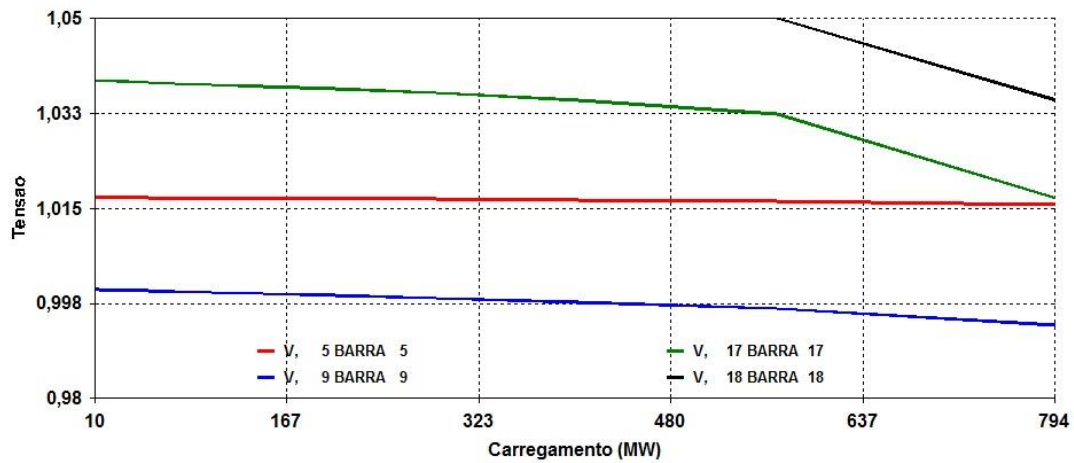
aumento de perdas é muito intenso, enquanto no lado de 138kV é sutil. Basicamente as gerações mais próximas da área de menor tensão se deslocam para lá, ocasionando em poucas perdas. Já a inserção de uma nova geração na área de 230kV torna essa distribuição de energia mais longa e resistiva, aumentando muito as perdas do sistema. A **Figura 28** mostra o aumento das perdas em função do aumento de penetração de energia.

Figura 28 Perdas por área no sistema com aumento de carregamento - Barra 22



Fonte: Elaborada pelo próprio autor

As curvas PV do sistema ajudam a entender ainda mais o que ocasiona esse aumento de perdas nas áreas. A **Figura 29** mostra que tanto as barras da área de 230kV, quanto as barras de 138kV sofrem afundamento de tensão quando essa barra é conectada nesse ponto. Os afundamentos de tensão são mais brandos na área de 138kV, e mais intensos na área de 230kV.

Figura 29 Característica PV das barras adjacentes à barra 22

Fonte:

Elaborada pelo próprio autor

A inserção de uma fonte intermitente no sistema através de uma barra do tipo PQ garante o abatimento total ou parcial da carga no ponto de conexão, dependendo do total de geração ativa injetada. [8]

A inserção de geração eólica nas barras de geração do sistema apresentou aumento das perdas, pois o aumento da capacidade de geração de uma barra, ocasionará em um maior transporte de energia. Quanto mais energia se transporta através de linhas muito resistivas, maiores são as perdas do sistema.

CONCLUSÕES

Este trabalho apresenta a avaliação de inserção de geração eólica baseada numa curva de carga mensal e avaliação de perdas elétricas totais do sistema analisado. Todo o estudo de fluxo de potência necessário foi realizado utilizando o programa Análise de Redes – ANAREDE desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL.

As curvas mensais foram gentilmente fornecidas pelo ONS. Foi disponibilizado tabelas com valores de hora em hora de geração eólica e de carga do SIN, subsistema Nordeste e subsistema Sul. Através da análise desses dados foi possível obter uma curva que representasse fielmente o que ocorre no subsistema Nordeste.

A execução do fluxo de potência utilizou essas curvas mensais normalizadas no sistema IEEE 24barras, com vários patamares de penetração de energia eólica e em todas as barras do sistema.

É possível concluir que para níveis mais altos de injeção da geração eólica, a maioria das barras apresentam aumento do nível de perdas, seja por afundamento de tensão, como o caso da Barra 8, ou por inversão de fluxo no caso da Barra 6. Há ainda casos onde os dois fatores se misturam, como na Barra 10.

Temos pontos de conexão no Nordeste brasileiro dos mais diversos valores de capacidade instalada de geração eólica. Vale observar que alguns pontos giram em torno de 300MW-1500MW de injeção de potência. Portanto os 25% (712,5MW) de penetração de potência desse trabalho já é praticado no Brasil, o que torna os resultados desse trabalho ainda mais reais.

É muito importante estudar e analisar o ponto de conexão das fontes de energia intermitentes, incluindo a geração eólica, pois elas têm o benefício de estar injetando maior potência no sistema, mas em alguns casos de conexão temos perdas elevadíssimas, que não podem ser desprezadas, pois resultam numa diminuição da eficiência e da qualidade de energia do sistema. Considerando as análises desse trabalho, a melhor localização para a conexão de uma usina eólica é a barra 11. Com pouca penetração de

energia eólica essa barra não apresenta redução significativa das perdas, mas a partir de 10% (285MW) de penetração eólica ela se torna muito favorável, o que contrasta com as conexões do cenário nordestino brasileiro.

Trabalhos futuros podem seguir alguns caminhos, para melhor aproveitamento dessas simulações e resultados. Fazer um estudo para outros meses do ano garantiria uma análise de sensibilidade na escolha do ponto de conexão. A simulação das curvas do Nordeste no sistema equivalente do Nordeste garantiria um estudo de caso real, e poderia ser usado até para redução de perdas em usinas eólicas futuras, o que ocasionaria em economia financeira no SIN.

.

REFERÊNCIAS

- [1] PASSOS FILHO, J. A., *Representação e Avaliação do Desempenho de Dispositivos de Controle no Problema de Fluxo de Potência*, Tese de D.Sc, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2005.
- [2] CUSTÓDIO, R. S., 2013, *Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica*. 2ª ed. Rio de Janeiro, RJ, Editora Synergia.
- [3] PINTO, M., 2013, *Fundamentos de energia eólica*, 1ª ed. Rio de Janeiro, RJ, Editora LTC.
- [4] MONTICELLI, A.J., 1983, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. 1 ed. São Paulo, SP, Editora Edgard Blücher Ltda.
- [5] MME colaboração EPE, 2007, *Plano Nacional de Energia 2030*. Brasília, DF, Brasil.
- [6] ABEEólica colaboração ANEEL, Novembro 2015, *Boletim de Dados*. São Paulo, SP, Brasil.
- [7] BIG colaboração ANEEL, 2015, *Capacidade de Geração do Brasil*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: Janeiro de 2015.
- [8] P. Subcommittee, "IEEE reliability test system," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*.
- [9] INSTITUTO ACENDE BRASIL, *Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações*, White Paper ed.15, maio de 2012.
- [10] ALTOMAR, M. B., PASSOS FILHO, J. A., *Assessment of Solar Generation Power Plants Through Sequential Newton Power Flow Solutions Along The Weekly Load Curve*, The XI Latin-American Congress Electricity Generation and Transmission, CLAGTEE, 2015.
-

[11] AJJARAPU, V., CHRISTY, C. *The Continuation Power Flow: A Tool for Steady State Voltage Stability Analysis*, Transactions on Power Systems, Vol.7, n°1, 1992.

APÊNDICE A

DADOS DO SISTEMA IEEE 24BARRAS

Este apêndice apresenta todos os parâmetros elétricos de barra e de linha do sistema IEEE 24 barras utilizado neste trabalho.

A.1 Dados de Barra

Tabela 12 Dados de Barra do sistema IEEE 24barras

Barra	Tipo de Barra	Potência Ativa Gerada [MW]	Potência Reativa Gerada [Mvar]	Carga Ativa [MW]	Carga Reativa [Mvar]	Area
1	PV	172	24,81	108	22	1
2	PV	172	17,1	97	20	1
3	PQ	0	0	180	37	1
4	PQ	0	0	74	15	1
5	PQ	0	0	71	14	1
6	PQ	0	0	136	28	1
7	PV	240	53,09	125	25	1
8	PQ	0	0	171	35	1
9	PQ	0	0	175	36	1
10	PQ	0	0	195	40	1
11	PQ	0	0	0	0	1
12	PQ	0	0	0	0	1
13	REF	285,3	117,5	265	54	2
14	PV	0	-36,5	194	39	2
15	PV	215	-23,6	317	64	2
16	PV	155	32,79	100	20	2
17	PQ	0	0	0	0	2
18	PV	400	134,4	333	68	2
19	PQ	0	0	181	37	2
20	PQ	0	0	128	26	2
21	PV	400	115,1	0	0	2
22	PV	300	-30,1	0	0	2
23	PV	660	129	0	0	2
24	PQ	0	0	0	0	2

Fonte: Elaborada pelo próprio autor

A.2 Dados de linha

Tabela 13 Dados de linha do sistema IEEE 24 barras

De	Para	Resistência [%]	Reatância [%]	Susceptância [Mvar]	Tap
1	2	0,26	1,39	46,11	0
1	3	5,46	21,12	5,72	0
1	5	2,18	8,45	2,29	0
2	4	3,28	12,67	3,43	0
2	6	4,97	19,2	5,2	0
3	9	3,08	11,9	3,22	0
3	24	0,23	8,39	0	1,105
4	9	2,68	10,37	2,81	0
5	10	2,28	8,83	2,39	0
6	10	1,39	6,05	245,9	0
7	8	1,59	6,14	1,66	0
8	9	4,27	16,51	4,47	0
8	10	4,27	16,51	4,47	0
9	11	0,23	8,39	0	1,03
9	12	0,23	8,39	0	1,03
10	11	0,23	8,39	0	1,015
10	12	0,23	8,39	0	1,015
11	13	0,61	4,76	9,99	0
11	14	0,54	4,18	8,79	0
12	13	0,61	4,76	9,99	0
12	23	1,24	9,66	20,3	0
13	23	1,11	8,65	18,18	0
14	16	0,5	3,89	8,18	0
15	16	0,22	1,73	3,64	0
15	21	0,63	4,9	10,3	0
15	21	0,63	4,9	10,3	0
15	24	0,67	5,19	10,91	0
16	17	0,33	2,59	5,45	0
16	19	0,3	2,31	4,85	0
17	18	0,18	1,44	3,03	0
17	22	1,35	10,53	22,12	0
18	21	0,33	2,59	5,45	0
18	21	0,33	2,59	5,45	0
19	20	0,51	3,96	8,33	0
19	20	0,51	3,96	8,33	0
20	23	0,28	2,16	4,55	0
20	23	0,28	2,16	4,55	0
21	22	0,87	6,78	14,24	0

Fonte: Elaborada pelo próprio autor