

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
ENGENHARIA ELÉTRICA

DENIS RIBEIRO COLA

**SIMULAÇÕES DO IMPACTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM UMA REDE DE  
DISTRIBUIÇÃO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CORNÉLIO PROCÓPIO

2017

DENIS RIBEIRO COLA

**SIMULAÇÕES DO IMPACTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM UMA REDE DE  
DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado à disciplina de Trabalho De Conclusão De Curso 2, do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Me. João Cesar de Paula Salve

CORNÉLIO PROCÓPIO

2017



**Universidade Tecnológica Federal  
do Paraná  
Campus Cornélio Procópio  
Departamento de Engenharia Elétrica  
Curso de Engenharia Elétrica**



**TERMO DE APROVAÇÃO**

**SIMULAÇÕES DO IMPACTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM UMA REDE DE  
DISTRIBUIÇÃO**

**Denis Ribeiro Cola**

Este trabalho de conclusão de curso foi apresentado às 8:20 hs do dia 27/11/2017 como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista no programa de graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O candidato foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

---

Prof. Me João Cesar de Paula Salve – Orientador

---

Prof. Dr. Silvio Aparecido de Souza - Membro titular

---

Prof. Dr. Murilo da Silva - Membro titular

Dedico este trabalho aos meus pais Norival e Sandra, que sempre acreditaram em mim, tornando este momento possível.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a Deus pelas oportunidades que me foram dadas e pela força e determinação para seguir meus sonhos.

Agradeço a minha família que sempre me incentivou e me apoiou em minhas decisões, e mesmo quando eu não acreditava mais em mim, ela ainda me apoiou com a certeza de que eu superaria meus desafios.

Agradeço ao professor João Cesar por ter me ajudado na elaboração do tema do trabalho e por ter me orientado durante toda sua execução, onde sem ele, seria impossível a execução do mesmo.

Agradeço a todos professores que estiveram comigo durante estes cinco anos de graduação, contribuindo para minha formação profissional e pessoal, e a todos colegas de classe que me ajudaram nestes anos, nos estudos, em projetos e etc.

Agradeço também a UTFPR por proporcionar este momento em minha vida, todos os professores e servidores que fazem esta universidade ser o que ela é, assim nos proporcionando ensino de qualidade de modo que este trabalho pôde ser concluído.

“Talvez não tenha conseguido fazer o melhor, mas lutei para que o melhor fosse feito. Não sou o que deveria ser, mas graças a Deus, não sou o que era antes. ”

Marthin Luther King

## RESUMO

COLA, Denis Ribeiro. **Simulações do impacto de geração distribuída em uma rede de distribuição**. 2017. 86f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2017.

Com o crescimento e aperfeiçoamento de tecnologias relacionado a fontes renováveis de energia e a conscientização dos problemas ambientais, a geração distribuída se torna uma excelente opção para geração de energia elétrica em diversos contextos, onde a geração distribuída do tipo eólica tem se destacado neste cenário devido a sua abrangência e pelo pouco impacto no meio ambiente inserido. Sabendo disto, foi proposto este trabalho com objetivo de estudar este tipo de geração, focando na geração distribuída do tipo eólica e assim, determinar o impacto da instalação de geradores utilizados em geração distribuída do tipo eólica na operação de uma rede de distribuição. Neste trabalho, será utilizado uma rede de teste com 13 barras, e será levado em consideração a variação do vento e os efeitos que esta variação pode ocasionar em todo sistema no decorrer de 24 horas.

**Palavras-chave:** Geração distribuída. GD. Energia eólica. Fontes renováveis de energia.

## ABSTRACT

COLA, Denis Ribeiro. **Simulations of the impact of a distributed generation on a distribution network**. 2017. 86f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado Engenharia Elétrica) - Federal Technology University - Paraná. Cornélio Procópio, 2017.

With the growth and improvement of technologies related to renewable energy sources and awareness of environmental problems, the distributed generation becomes an excellent option for electric power generation in several contexts, where the wind type has stood out in this scenario due its reach also the low impact on the environment. Knowing this, this work was proposed, with the objective of studying this type of generation, focusing on wind type, to determine the impact of the installation of generators that is used in distributed wind power systems, in the operation of a distribution network. This work, will use a 13 bars test net, and the variation of the wind will be considered, and the effects that its may cause in the whole system during 24 hours.

**Keywords:** Distributed generation. DG. Wind power generation. Renewable energy sources.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema de geração eólica utilizando GIDA.....	19
Figura 2 - Curva de geração de um sistema eólico .....	22
Figura 3 - Curva de vento.....	23
Figura 4 - Curva de carga do tipo residencial.....	24
Figura 5 - Curva de carga do tipo comercial.....	25
Figura 6 - Curva de carga do tipo industrial .....	25
Figura 7 - Curva de carga do tipo industrial .....	26
Figura 8 - Sistema De testes IEEE de 13 barras.....	27
Figura 9 - Perdas do sistema .....	30
Figura 10 - Tensão na barra 632.....	32
Figura 11 - Tensão na barra 633.....	32
Figura 12 - Tensão na barra 634.....	33
Figura 13 - Tensão na barra 645.....	33
Figura 14 - Tensão na barra 646.....	34
Figura 15 - Tensão na barra 671.....	34
Figura 16 - Tensão na barra 692.....	35
Figura 17 - Tensão na barra 675.....	35
Figura 18 - Tensão na barra 680.....	36
Figura 19 - Tensão na barra 684.....	36
Figura 20 - Tensão na barra 611 .....	37
Figura 21 - Tensão na barra 652.....	37

## LISTA DE SIGLAS E ACRÔNIMOS

ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
EUA	Estados Unidos da América
GD	Geração distribuída
GEE	Gases do efeito estufa
GIDA	Gerador de indução duplamente alimentado
GIGE	Gerador de indução com rotor gaiola de esquilo
GSIP	Gerador síncrono de ímã permanente
GSRB	Gerador síncrono com rotor bobinado
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
IGBT	Transistor bipolar de porta isolada
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Elétrica
PURPA	Public Utility Regulatory Policies Act

## SUMÁRIO

<b>1.</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>12</b>
<b>1.1</b>	<b>Justificativa .....</b>	<b>14</b>
<b>1.2</b>	<b>Objetivos .....</b>	<b>14</b>
1.2.1	Objetivo Geral.....	14
1.2.2	Objetivos Específicos .....	15
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....</b>	<b>16</b>
<b>2.1</b>	<b>Metodologia .....</b>	<b>16</b>
<b>2.2</b>	<b>Geração distribuída do tipo eólica.....</b>	<b>17</b>
<b>2.3</b>	<b>Geradores elétricos para aerogeradores .....</b>	<b>18</b>
2.3.1	Geradores de Indução Duplamente Alimentados (GIDA).....	18
<b>2.4</b>	<b>Influência dos ventos em um sistema eólico.....</b>	<b>21</b>
<b>2.5</b>	<b>Curva de vento .....</b>	<b>23</b>
<b>2.6</b>	<b>Curva de carga .....</b>	<b>24</b>
<b>2.7</b>	<b>Sistema padrão de testes IEEE de 13 barras .....</b>	<b>26</b>
<b>3</b>	<b>SIMULAÇÕES E RESULTADOS .....</b>	<b>28</b>
<b>3.1</b>	<b>Simulações .....</b>	<b>28</b>
<b>3.2</b>	<b>Resultados .....</b>	<b>30</b>
3.2.1	Perdas do Sistema .....	30
3.2.2	Tensões nas Barras .....	31
<b>4</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>38</b>
<b>4.1</b>	<b>Considerações finais .....</b>	<b>38</b>
<b>4.2</b>	<b>Trabalhos futuros.....</b>	<b>39</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>40</b>

<b>ANEXO A - Dados da implementação da rede de 13 barras no OpenDss .....</b>	<b>42</b>
<b>ANEXO B - Linecode da implementação da rede de 13 barras no OpenDss .....</b>	<b>47</b>
<b>ANEXO C - Dados da rede de 13 barras IEEE .....</b>	<b>55</b>
<b>ANEXO D – Fluxo de potência sem o gerador eólico no pior caso (às 20:00 horas).....</b>	<b>65</b>
<b>ANEXO E – Fluxo de potência com o gerador eólico no pior caso (às 20:00 horas).....</b>	<b>76</b>

## 1. INTRODUÇÃO

A geração distribuída, ou GD, consiste na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que podem utilizar fonte com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL 2015). Também relacionado com autogeração, geração local, cogeração e geração exclusiva, a GD oferece inúmeras vantagens ao setor energético atual como; a diminuição das perdas devido ao transporte de energia graças a maior disponibilidade de implantação de unidades em regiões distantes, contribuindo também com a disponibilidade energética no país; maior aproveitamento de recursos energéticos locais; a diversificação das tecnologias utilizadas na geração de energia elétrica. Devido a evolução das tecnologias de GD, atualmente é possível obter controles e comandos que podem ser adaptados a oferta de energia garantindo maior eficiência energética (INEE, 2011).

O conceito de geração distribuída traz em comum:

- Proximidade com a região de consumo;
- Grande alcance, pois quando o local consumidor for fora do alcance da rede de distribuição, devem se utilizar os chamados sistemas isolados;
- Produção em pequena escala, possibilitando conexão próxima aos diversos pontos da rede elétrica (alta, média e baixa tensão);
- Potência reduzida;
- Emprego de diversas tecnologias a fim de aproveitar os recursos das regiões onde forem instaladas.

A GD possui um outro aspecto importante referente ao incentivo ao uso de recursos renováveis disponíveis localmente para a geração de energia. Na situação atual, onde se torna iminente o esgotamento dos recursos não renováveis pelas usinas convencionais que utilizam combustível fóssil, o emprego de GD na rede elétrica é mais uma solução alternativa de geração renovável de energia elétrica. Em termos ambientais, na utilização da GD, os recursos energéticos utilizados podem e

devem contribuir na redução das emissões de gases do efeito estufa (GEE) que fazem mal ao planeta.

O incentivo inicial à GD surgiu nos EUA com as mudanças na legislação, através do Decreto Público de Políticas Regulatórias (PURPA) em 1978 e ampliadas em 1992 pelo Decreto de Políticas de Energia, com a desregulamentação da geração de energia, sendo a difusão da geração distribuída facilitada pelo progresso tecnológico mundial.

No Brasil, o incremento da utilização de geração distribuída se dá por diversos motivos, como; o desejo dos consumidores de reduzir os altos custos do suprimento de energia elétrica e de melhorar a confiabilidade desse suprimento; ao aumento dos preços aplicados pelas concessionárias, onde muitas vezes não condizem com a qualidade da energia entregue, mostrando deficiência neste aspecto, implicando em uma certa urgência em uma reestruturação institucional do setor elétrico; a disponibilidade crescente do gás natural para geração que em virtude do aumento da oferta tanto de origem nacional como externa, através da construção de gasodutos para transporte e do desenvolvimento das redes de distribuição, torna a utilização de gás natural uma ótima oportunidade de GD para o cenário atual brasileiro (ANEEL, 2015).

O crescimento e aperfeiçoamento de tecnologias relacionado a fontes renováveis de energia, também se mostra como grande incentivo para a instalação de GD no território nacional, em destaque para geração solar e eólica. Estas possuem políticas públicas de incentivo ao mercado de energia colocando o Brasil em destaque quanto ao aproveitamento da energia solar térmica.

Com a conscientização dos problemas ambientais, são promovidas soluções que tendem a reduzir os impactos ambientais da geração de energia elétrica, dentre as quais as que permitem melhor aproveitamento da energia proveniente de combustíveis fósseis, da diminuição de construção de grandes redes de distribuição, do progresso da tecnologia relacionado a geração e conseqüente redução nos custos de sistemas de controle e do processamento e transmissão de dados, tornando viável a operação e implementação de sistemas elétricos cada vez mais complexos, sustentáveis e eficientes (INEE, 2001).

## **1.1 Justificativa**

No Brasil, embora os benefícios ambientais de unidades de geração distribuída e sua importância também seja reconhecido, o país ainda demonstra um grande interesse por centrais de grande porte, que possam explorar o alto potencial hidro-energético, principal recurso energético do país. Entretanto, estes recursos disponíveis encontram-se muitas vezes distante dos grandes centros consumidores, exigindo cada vez mais investimento em linhas de transmissão, além de apresentarem crescentes dificuldades na obtenção de licenças ambientais pelo impacto que produzem no meio ambiente.

Neste cenário, a geração distribuída se mostra como alternativa competitiva por ser simples, de menor prazo de execução e requerer pouco investimento comparado a grandes centrais hidroelétricas, garantindo maior qualidade de energia aos consumidores a um menor custo, ampliando a rede elétrica do país e podendo alcançar áreas onde antes não era possível a instalação de redes elétricas. Assim trazendo desenvolvimento e maior qualidade de vida a toda população. Porém é necessário avaliar que embora o crescimento da GD mostre inúmeros benefícios econômicos e ambientais, sua inserção em um sistema de distribuição pode vir a trazer problemas na operação do sistema quando mal planejado.

## **1.2 Objetivos**

Apresentar o objetivo geral e os objetivos específicos deste trabalho de forma clara e sucinta.

### **1.2.1 Objetivo Geral**

Busca-se determinar o impacto da instalação de um sistema de geradores utilizados em GD do tipo eólica na operação de uma rede de distribuição de 13 barras. Os principais aspectos técnicos analisados são: perfil de tensão e perdas elétricas.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- Efetuar um breve estudo sobre geração distribuída do tipo eólica e sobre os principais geradores utilizados neste tipo de geração;
- Verificar as diferenças ocorridas na rede após a inserção desta GD;
- Verificar as vantagens e desvantagens da instalação desta GD na rede elétrica escolhida.



## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão apresentados os princípios fundamentais teóricos referentes ao funcionamento e particularidades dos geradores que serão utilizados nas simulações, e também, apresentar a rede escolhida, a curva de vento e a curva de carga necessária para efetuar as simulações.

### 2.1 Metodologia

Para realização deste trabalho, inicialmente foi escolhido qual tipo de GD seria utilizado para a implementação e a rede de distribuição que receberia esta GD. No caso escolhido, a utilização da GD do tipo eólica, onde para implementá-la, foi necessário coletar dados sobre a curva de geração de um sistema eólico em função do vento, assim também como uma curva de vento que condiz com o potencial dos geradores.

Outro fator importante a ser analisado, se trata da curva de carga, que para melhor entendimento, devido ao fato de ser o tipo de curva mais comum no nosso dia-dia, foi escolhido uma curva de carga do tipo residencial para as simulações.

Então, com todos estes dados coletados, utilizando o *software* OpenDss que é um *software* utilizado em simulações de sistemas elétricos de potência, foi implementado a ficha de dados da rede de distribuição escolhida, no caso a rede de testes padrão IEEE de 13 barras, juntamente com a curva de carga já inserida no sistema de hora em hora no período de 24 horas. Após a coleta de dados, observando a curva de geração dos geradores eólicos e a curva de vento escolhida, foram obtidos dados da geração que o sistema eólico produz, dado que foi escolhido um gerador de 12,5MW. Coletou-se então, os dados das potências geradas de hora em hora pelo sistema eólico, e assim, inserindo este sistema na região central da rede (na barra 671). As curvas, referentes a perdas elétricas e as tensões em cada barra antes e após a inserção do sistema eólico na rede, foram geradas e assim, foi possível observar as diferenças entre as curvas.

## 2.2 Geração distribuída do tipo eólica

Explorar o vento para obtenção de algum tipo de energia é algo que o homem tem feito há muito tempo, como; utilizar a força dos ventos para movimentar as pás de moinhos para moer grãos por exemplo, mas somente no século XX o homem conseguiu transformar esta energia coletada através do vento em energia elétrica, e com o decorrer do tempo esta prática teve um grande impulso onde no final do século passado, principalmente na Europa e Estados Unidos, esta tecnologia se aperfeiçoou alcançando grande escala comercial que viria a espalhar pelo mundo como um tipo de geração barata e limpa.

A energia eólica pode ser explorada em toda a parte e em qualquer escala, desde grandes parques eólicos com capacidade de suprir energia elétrica para dezenas de milhares de consumidores até um pequeno aerogerador que pode suprir a energia elétrica necessária para uma família ou para uma pequena fazenda, ou até mesmo outros sistemas de geração com potências muito reduzidas, que não conseguiria suprir uma casa, mas mesmo assim podem suprir uma grande variedade de necessidades, como por exemplo, estações meteorológicas e sistemas de comunicações instaladas em locais afastados, ou até mesmo inóspitos.

Em locais muito afastados, a energia eólica tem se mostrado de fundamental importância, muitas vezes por questões econômicas ou geográficas se torna inviável levar energia elétrica através de grandes redes de distribuição para estes locais. Por isso há a utilização de pequenos aerogeradores de potência da ordem de 1 a 5 kW, munidos de sistemas de armazenamento de energia (banco de baterias) e, por vezes, combinados com pequenos sistemas fotovoltaicos ou, até mesmo, um pequeno grupo diesel de emergência para suprir estes locais (MOREIRA, 2008).

Analisando as possibilidades que a energia eólica pode proporcionar nota-se a importância de investimento nesta tecnologia para que todos os países possam utilizar e conseguir levar energia elétrica a toda população, a um baixo custo e sem prejudicar o meio ambiente.

## 2.3 Geradores elétricos para aerogeradores

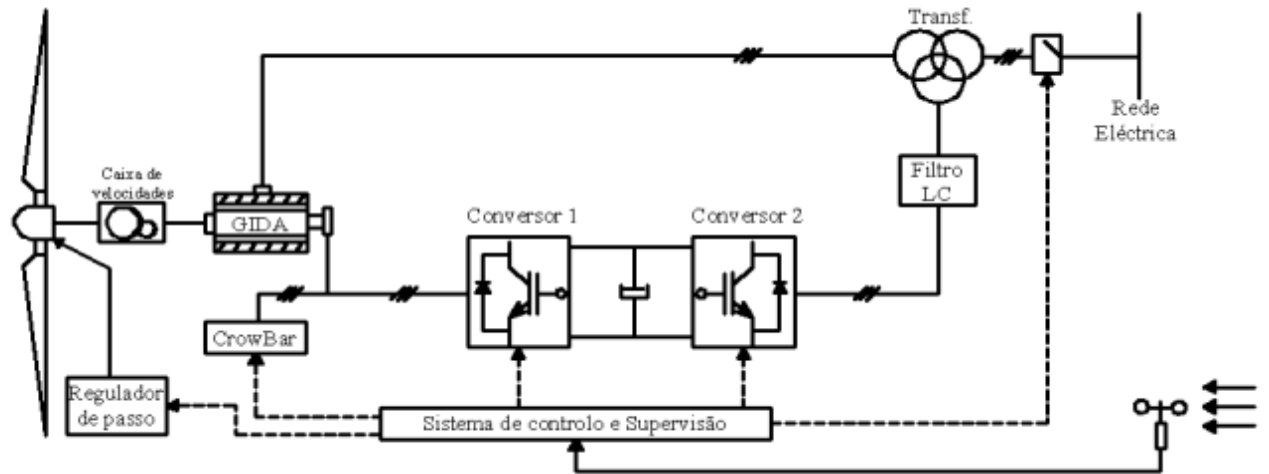
No caso de uma geração distribuída do tipo eólica, seu princípio de geração se dá através da força dos ventos, onde as pás das turbinas eólicas convertem a energia cinética proveniente dos ventos inicialmente em energia mecânica, que por sua vez é convertida em energia elétrica através de geradores síncronos ou assíncronos. Os principais tipos de geradores elétricos utilizados nas turbinas eólicas atualmente são os geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo (GIGE), geradores de indução duplamente alimentado (GIDA), geradores síncronos com rotor bobinado (GSRB) e os geradores síncrono de íman permanentes (GSIP) (ACKERMANN, 2005).

Dentre os quatro tipos de geradores citados o gerador de indução duplamente alimentado é o mais popular e o mais utilizado atualmente na geração de energia elétrica em sistemas eólicos devido a sua alta eficiência e um melhor controle para baixas velocidades (MULLER, 2002).

### 2.3.1 Geradores de Indução Duplamente Alimentados (GIDA)

O GIDA é baseado em máquinas de indução de rotor bobinado, onde o estator da máquina está ligado diretamente à rede e o rotor é alimentado através de dois conversores de potência e de um transformador elevador conforme mostrado na figura a seguir.

Figura 1 – Sistema de geração eólica utilizando GIDA



Fonte: Moreira (2008).

O princípio de funcionamento do sistema de controle dos conversores permite impor uma forma de onda alternada senoidal com frequência, amplitude e fase ajustáveis aos terminais de corrente alternada dos conversores, podendo dispensar a utilização de baterias de condensadores. Os fabricantes asseguram um controle do fator de potência entre cerca de 0.9 indutivo e cerca de 0.9 capacitivo aos terminais da máquina (MOREIRA, 2008).

O sistema de controle dos conversores CA/CC/CA visa assegurar a maximização do valor do coeficiente de potência da turbina, assim o sistema de controle destes conversores mantém um dado valor do fator de potência no ponto de interligação da GIDA com a rede de energia eléctrica. Na região de potência controlada, o controlador do sistema de conversão CA/CC/CA mantém constante a potência total extraída pelo estator e pelo rotor da máquina (MULLER, 2002).

O GIDA tem sido amplamente utilizado em turbinas eólicas ligadas diretamente à rede eléctrica, principalmente por permitir a operação em velocidade variável através da inserção do sistema de conversão CA/CC/CA no circuito rotórico. A razão para se introduzir um conversor no circuito rotórico é a reduzida potência deste conversor, tipicamente  $\frac{1}{4}$  da potência nominal do gerador, e ainda a potência do conversor depende diretamente da faixa de variação da velocidade do rotor com relação a velocidade síncrona do gerador e da potência reativa necessária para magnetizar o gerador (CASTRO, 2008).

O primeiro conversor está ligado ao rotor e opera com diferentes frequências de acordo com a velocidade do gerador. Praticamente, este dispositivo é quem controla o GIDA, injetando tensões ou correntes controladas no rotor da máquina elétrica a partir de estratégias de controle pré-definidas. Se o gerador é rapidamente desligado da rede elétrica, uma elevada corrente acorrerá no circuito do estator e isto irá induzir altas tensões no mesmo. Para prevenir isso, o *crow-bar*, que é um circuito de proteção contra sobretensões deve ser colocado no rotor. Na maioria dos casos, os conversores estáticos utilizados são constituídos por IGBT's, o que permite a operação nos quatro quadrantes podendo obter um maior controle do fluxo de potência reativa entre os conversores, o gerador e a rede elétrica. Esta configuração permite a adoção de uma grande diversidade de estratégias de controle a fim de melhorar o desempenho energético do sistema para baixos valores de velocidade de vento (HEIER, 1998).

O segundo conversor está ligado à rede e opera com a frequência do sistema elétrico, impondo assim, a frequência de saída do GIDA. Em geral, este conversor controla a tensão contínua aos terminais do condensador do subsistema de corrente contínua e controla o fator de potência no ponto comum aos circuitos do rotor e do estator (MOREIRA, 2008).

Do ponto de vista energético, o uso de geradores de indução com dupla alimentação em parques eólicos, é principalmente baseado na possibilidade de modificar o coeficiente de potência para baixos valores de velocidade de vento através da variação da velocidade do rotor. O coeficiente de potência da turbina eólica depende da relação linear de velocidade. Assim, quando a velocidade do vento diminui, é possível modificar a velocidade do rotor através do controle da tensão aplicada pelo primeiro conversor, modificando a relação linear de velocidade, de forma a maximizar o coeficiente de potência. Com isso, melhora-se o desempenho energético do gerador eólico. No caso de valores elevados de velocidade do vento, a velocidade do rotor é mantida constante e o excesso de potência mecânica existente nas forças do vento é dissipado pelo controle de ângulo de passo. Isso diminui a potência dos conversores, tornando o controlador mais barato (MULLER, 2002).

Como principais vantagens, as turbinas eólicas equipadas com GIDA apresentam reduzida potência dos conversores de potência do circuito rotórico, conseqüentemente diminuindo o custo do sistema e a alta eficiência do sistema, devido à diminuição das perdas do conversor (MULLER, 2002).

A desvantagem deste sistema consiste na necessidade de uma manutenção periódica, devido à utilização de escovas no circuito rotórico. A operação deste sistema é dependente das características da rede, devido à conexão direta do estator à rede elétrica, e a necessidade de caixa de velocidades. Atualmente, os principais fabricantes que produzem turbinas eólicas com GIDA são a Vestas, DeWind, Ge Wind Energy, Fuhrlader, Nordex AG, Pfleiderer, Repower e NeG Micon, principalmente para potência acima de 1,5 MW (MOREIRA, 2008).

#### **2.4 Influência dos ventos em um sistema eólico**

O vento é o movimento de parcelas de ar na atmosfera. O ar pode se mover na direção vertical, mas a denominação "vento" é de modo comum aplicada ao movimento horizontal do ar, sendo paralelo à superfície do planeta terra. As variáveis mais importantes para as variações do vento são a direção, a velocidade, a temperatura, a umidade e a pressão do ar (FRIKINAIK, 2012).

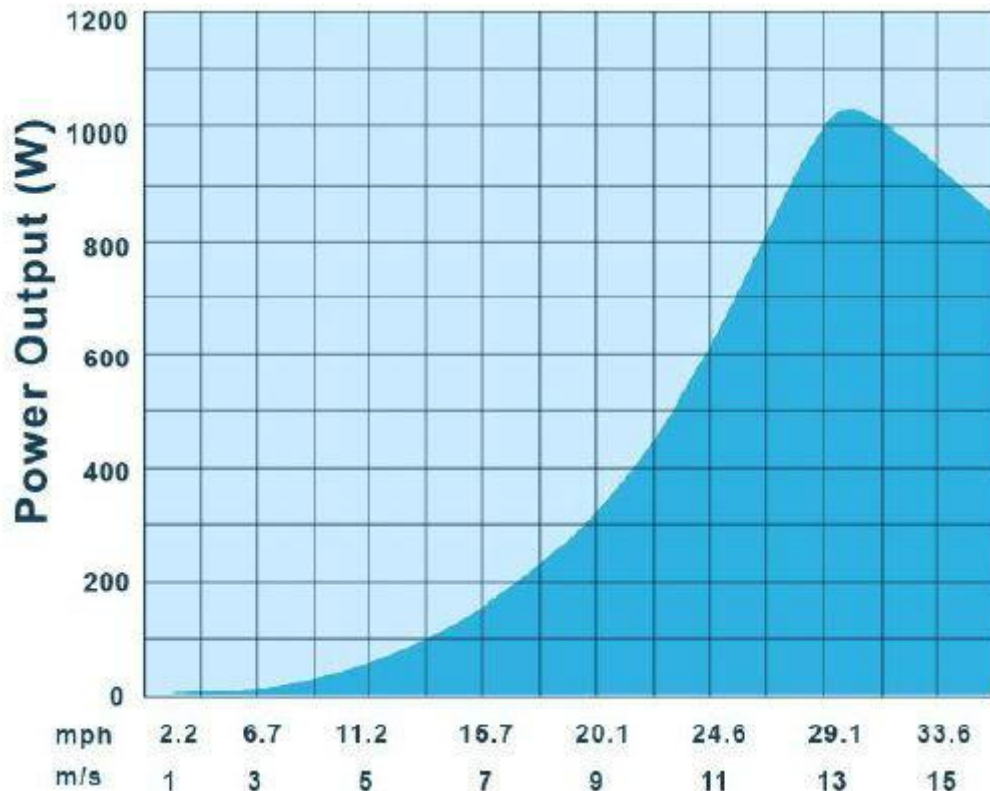
O vento age nas mudanças do tempo, sendo responsável pelo transporte da umidade e da energia na atmosfera. Sendo assim, ele pode ser usado como fonte alternativa de energia pela conversão da sua energia cinética para as outras formas de energia, especialmente a eletricidade.

A energia eólica consiste basicamente na captação dos ventos, onde os ventos precisam ter certa velocidade de acordo com o sistema utilizado para que essa energia seja captada e transformada em energia elétrica (JERVELL, 2008).

Um dos grandes problemas de um sistema eólico, é que sua capacidade de geração está diretamente relacionada com a intensidade do vento, que varia praticamente o dia todo, assim, injetando potências com grandes variações no sistema ao decorrer do dia. Portanto, o sistema necessita estar preparado para as variações das potências injetadas no caso da implantação do sistema eólico.

Esta variação ocorre devido a curva de geração dos sistemas eólicos, que não apresenta uma proporcionalidade direta à velocidade do vento incidente como mostrado na figura abaixo.

Figura 2 – Curva de geração de um sistema eólico.



Fonte: Moreira (2008).

Como pode ser observado pela curva de potência do sistema, os ventos não possuem proporcionalidade de geração direta, onde por exemplo, até 7 m/s o sistema apresenta uma capacidade de geração muito baixa, deixando sua implantação inviável, porém a 9 m/s o sistema apresenta o dobro da capacidade de geração que a 7 m/s. Outro ponto a se destacar, é que a partir de 13,5 m/s, a capacidade de geração começa a diminuir. Estas características variam de sistema para sistema, onde a viabilização da utilização de determinado sistema eólico depende exclusivamente da intensidade do vento na região, vista através de uma curva de vento, onde se planeja fazer a implantação do sistema eólico.

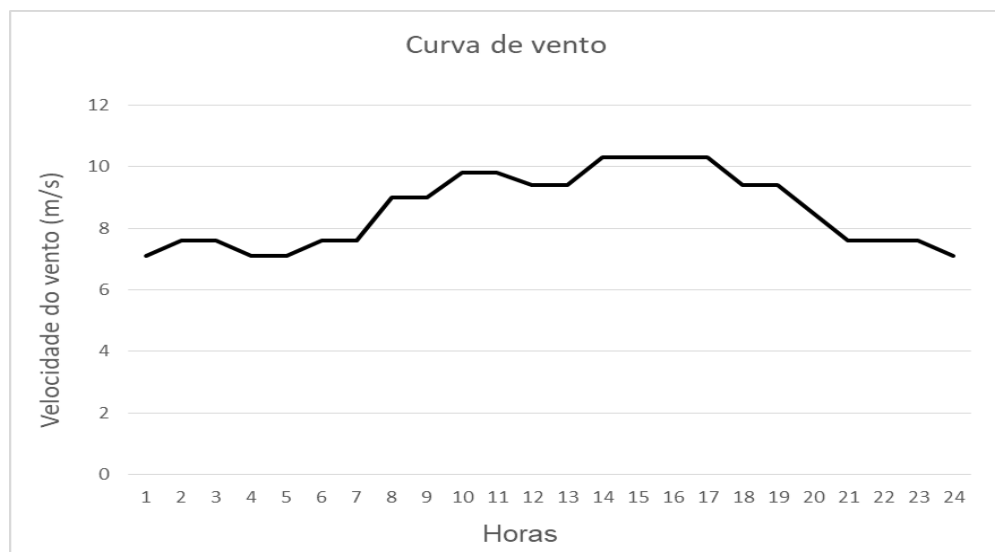
## 2.5 Curva de vento

Fundamentais para o estudo e implantação de sistemas eólicos, a curva de vento, nada mais é que a análise da velocidade do vento de certa região no decorrer de um determinado período de tempo (JERVELL, 2008).

As curvas de vento não são necessariamente expressas em horas (no decorrer de um dia), podem apresentar-se como a média diária do vento no decorrer de uma semana, um mês ou um ano, sendo estas muito superficiais para o estudo de geração eólica, pois como pode ser vista na curva de vento abaixo (Figura 3), a velocidade do vento varia muito no decorrer do dia, sendo assim, sua média diária pode não representar ao certo o potencial eólico da região.

A curva apresenta bons valores para com a velocidade de vento para este estudo, como pode ser observado, a velocidade do vento para a curva de geração apresentada, mostra bons valores para o tipo do gerador e para a velocidade vento representada acima. Os dados da curva foram coletados aleatoriamente no mês de setembro (AccuWeather, 2017), no estado de Oklahoma nos Estados Unidos, por apresentar ventos com características boas para a curva de geração adotada.

Figura 3 – Curva de vento



Fonte: Adaptado de AccuWeather (2017).



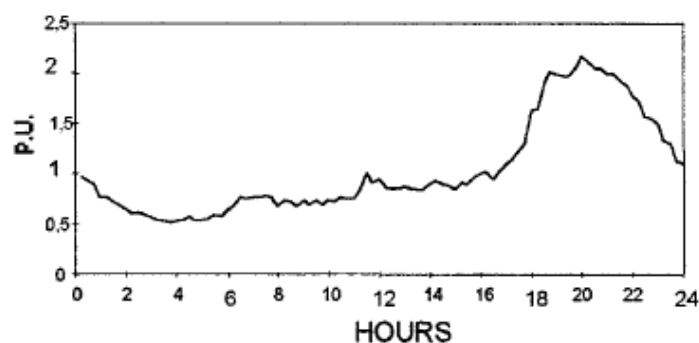
## 2.6 Curva de carga

Para conhecer a demanda de energia elétrica é necessário, acima de tudo, conhecer a forma como os clientes utilizam a energia, de modo que a carga é uma variável muito dependente de seu consumidor, seja ele residencial, comercial ou industrial. A carga sofre influências de muitos fatores como: eventos televisivos, econômicos, dentre outros, ou seja, pode variar com o tempo. Assim, através das curvas de cargas as concessionárias podem prever e estudar a demanda por energia de modo com que possa atender a todos os clientes com eficiência (JARDINI, 2000). Em cada classe de consumidores pode se observar algumas características, como:

- Residencial: carga com crescimento constante, sensível às condições meteorológicas, a mudanças econômicas e tarifárias, etc.

As curvas residenciais apresentam o aspecto crescente, como pode ser visto na Figura 4, os horários que mais demandam energia são entre as 18 e 22 horas, que é o horário onde a maioria da população está em casa, usando chuveiros, aparelhos eletrônicos e etc.

**Figura 4 – Curva de carga do tipo residencial**

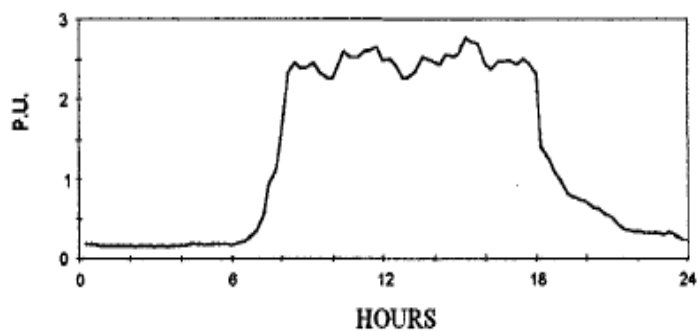


Fonte: IEEE Transactions on Power Delivery.

- Comercial: carga sensível a sazonalidade como em datas comemorativas, às condições meteorológicas, sensível a mudanças econômicas e à qualidade de energia entregue pelas companhias, etc.

As curvas comerciais apresentam alta demanda apenas nos períodos comerciais, entre as 6 as 17 que são os horários de funcionamento. Esta curva tende a mudar em datas comemorativas, onde comércio pode funcionar até de noite, e em finais de semana onde horário de funcionamento é reduzido.

**Figura 5 – Curva de carga do tipo comercial**

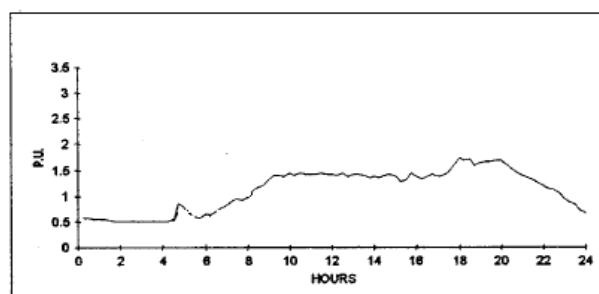


**Fonte: IEEE Transactions on Power Delivery.**

- Industrial: carga bem específica, definida pelo número de turnos de operação útil, e geralmente, tem curvas de cargas mais planas, indicando a pouca variabilidade sazonal e mesmo horária, para os clientes de maior porte.

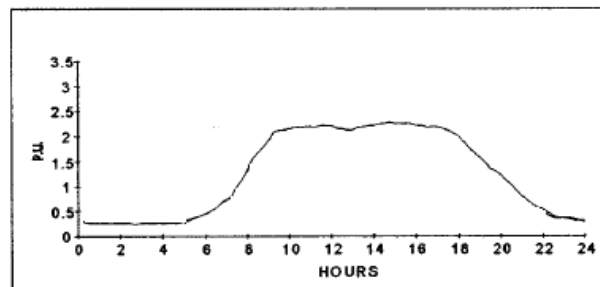
As curvas industriais apresentam certas particularidades que se diferenciam umas das outras, pois as empresas podem operar em horários próprios, o dia todo com produção alta ou com operação reduzida em certos horários como mostrado na Figura 6. Pode funcionar também com alta demanda nos horários comerciais e até mesmo excedendo este horário como mostrado na Figura 7.

**Figura 6 – Curva de carga do tipo industrial**



**Fonte: IEEE Transactions on Power Delivery.**

**Figura 7 – Curva de carga do tipo industrial**



**Fonte: IEEE Transactions on Power Delivery.**

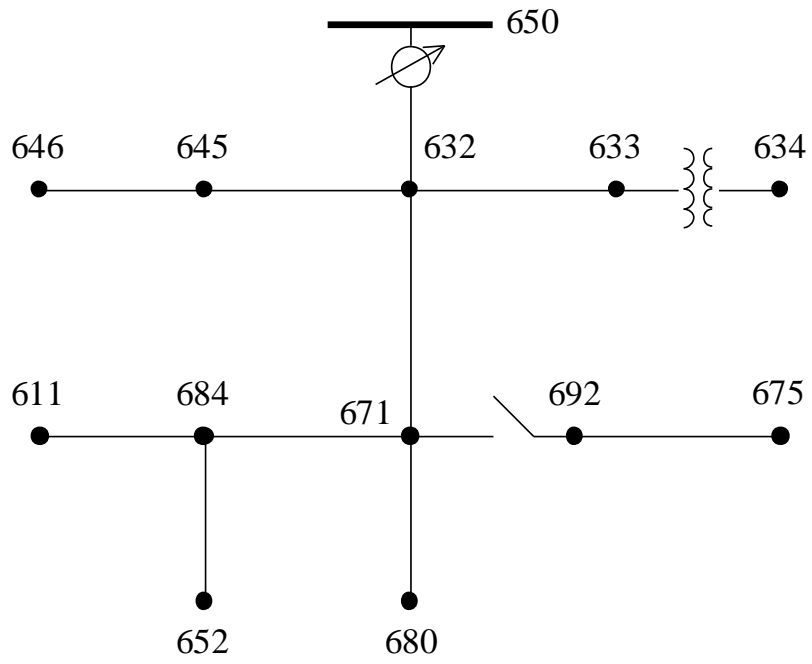
## 2.7 Sistema padrão de testes IEEE de 13 barras

O sistema IEEE de 13 barras representado na Figura 8, é considerado um pequeno sistema, porém com algumas características muito interessantes que são listadas abaixo (IEE PES).

- Pequena dimensão e altamente carregada para uma alimentação de 4.16 kV.
- Um regulador de tensão da subestação composto por três unidades monofásicas conectadas em estrela.
- Linhas aéreas e subterrâneas com variedade de fase.
- Bancos de capacitores em derivação.
- Transformador em linha.
- Ponto desequilibrado e cargas distribuídas.

Para uma pequena alimentação, este sistema provê bons testes para as características mais comuns analisadas em *software* de análise de distribuição, fazendo deste sistema uma ótima opção para análise de implementação de geração distribuída. Todos os dados deste sistema estão apresentados em Anexos C.

Figura 8 – Sistema de testes IEEE de 13 barras



Fonte: IEEE Power Engineering Society

### 3 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Nesta seção serão apresentados os processos para as simulações e os resultados deste trabalho.

#### 3.1 Simulações

Para efetuar as simulações, foi necessário primeiramente coletar os dados necessários para o processo. A Tabela 1 apresenta os principais dados utilizados nas simulações que são:

- Velocidade do vento: representa os valores da curva de vento (Figura 3) em m/s.
- Potência coletada: representa a potência que foi obtida através do uso da velocidade do vento com o gráfico da curva de geração do aerogerador, representado na figura 8.
- Potência total: representa a potência coletada em virtude da potência total do sistema.
- Carga: representa os valores da curva de carga residencial (Figura 4) em p.u.

A potência total do sistema eólico foi escolhida de modo com que tenha 3,5 MW de potência com a média da velocidade do vento no decorrer de 24 horas. A média da velocidade do vento é de 8,64375 m/s, a mínima é de 7,1 m/s e a máxima é de 10,3 m/s, portanto, apesar da potência total do sistema eólico ser 12,5 MW, a potência máxima obtida devido a velocidade do vento, é de 6,25 MW.

A ficha com todos os dados da rede IEEE de 13 barras que foi utilizado nas simulações, estão apresentadas no Anexo A.

O processo de simulação foi feito de modo com que inicialmente, com o software OpenDss, foi simulado a rede IEEE 13 barras com a inserção dos valores da curva de carga de hora em hora. Após a coleta de dados, foi inserido no sistema um transformador de modo com que seja possível anexar o novo gerador, que representa a GD eólica, na barra 671, sendo então feitas novas simulações coletando os dados de perdas do sistema e as tensões nas barras, podendo então comparar os resultados obtidos antes e depois da inserção da GD na rede.

---

**Tabela 1 – Dados utilizados nas simulações**


---

Horas	Velocidade do vento (m/s)	Potência coletada (W)	Potência total (kW)	Carga (p.u.)
1	7,1	160	2000	0,8
2	7,1	160	2000	0,6
3	7,6	200	2500	0,55
4	7,1	160	2000	0,55
5	7,1	160	2000	0,55
6	7,6	200	2500	0,65
7	7,6	200	2500	0,75
8	9	320	4000	0,7
9	9	320	4000	0,7
10	9,8	420	5250	0,75
11	9,8	420	5250	0,75
12	9,4	350	4375	0,95
13	9,4	350	4375	0,9
14	10,3	500	6250	0,9
15	10,3	500	6250	0,9
16	10,3	500	6250	1
17	10,3	500	6250	1,1
18	10,3	500	6250	1,5
19	9,4	350	4375	2
20	8,5	260	3250	2,2
21	7,6	200	2500	2,1
22	7,6	200	2500	1,9
23	7,6	200	2500	1,5
24	7,1	160	2000	1

---

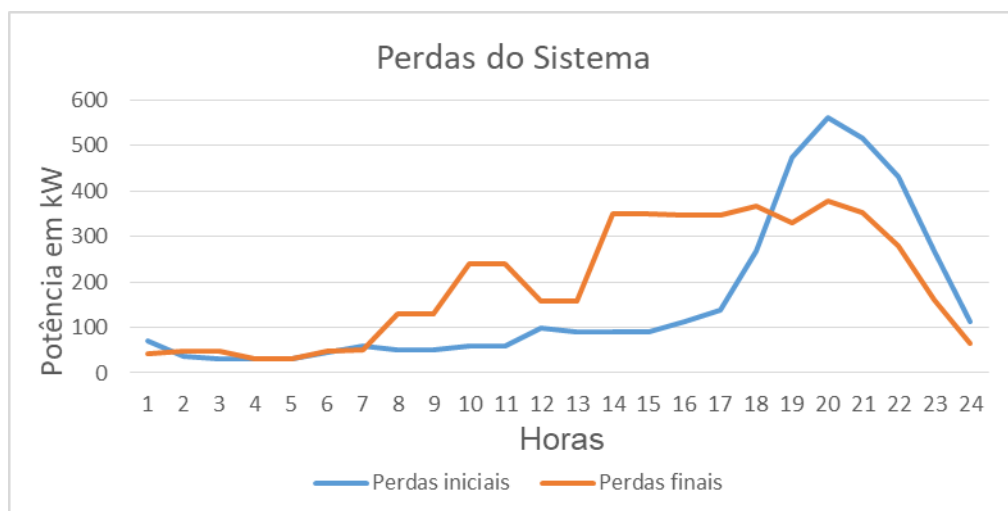
## 3.2 Resultados

### 3.2.1 Perdas do Sistema

Após o término das simulações, utilizando um *software* de plotagem gráficas, foram plotados gráficos em linha comparando os valores das perdas das primeiras simulações, que representam o sistema apenas com a influência da curva de carga, com as perdas da segunda etapa das simulações, onde foram feitas com a inserção do sistema de geradores eólicos na barra 671 da rede.

Primeiramente, analisando o gráfico representado pela Figura 9 que representa as curvas de perdas do sistema, pode-se notar que inicialmente (perdas iniciais), as perdas se comportam com similaridade à curva de carga, onde as perdas tendem a aumentar conforme o horário de pico da curva de carga do tipo residencial que foi utilizada (Figura 4). Após a inserção do gerador na rede (perdas finais), o sistema obteve perdas maiores no meio do dia e menores no horário de pico. Isso ocorre devido ao fato do horário de maior intensidade de vento ser das 9 às 18 horas, ou seja, injetando grande potência no sistema em um horário onde a demanda não é tão grande, gerando grandes perdas no sistema nestes horários. Em contrapartida, após as 18 horas, no horário de pico, o sistema se provou eficaz, diminuindo significativamente as perdas, devido a este horário ser o de maior demanda de energia elétrica do dia.

**Figura 9 – Perdas do sistema**



Fonte: Autoria própria.

Mesmo com as perdas diminuindo no horário de pico de carga, o sistema no geral continua apresentando muitas perdas, muito em virtude do período de maior incidência de vento, que acabou gerando mais perdas no sistema. Como mostrado na Tabela 2, mesmo as perdas diminuindo consideravelmente nas linhas, elas aumentam muito nos transformadores devido a injeção de potência ativa no sistema, justificando os valores altos nas perdas totais.

---

**Tabela 2 – Perdas às 20:00 horas**

---

Estado da rede	Perdas na linha (kW)	Perdas no transformador (kW)	Perdas totais (kW)
Sem o gerador	531,1	29,2	560,3
Com o gerador	284,2	94,6	376,8

---

**Fonte: Aatoria própria.**

### 3.2.2 Tensões nas Barras

Analisando agora as tensões nas barras da rede, foi comparado nos gráficos abaixo os valores das tensões em cada barra, onde  $V_{in}$ , representado em azul, é a tensão na barra apenas com a influência da curva de carga, e  $V_{end}$ , representada em laranja, é a tensão na barra após a inserção da GD na rede.

As tensões nas barras 632, 633 e 634 apresentam resultados diferenciados em relação as demais barras, principalmente em relação ao horário de pico de consumo, entre as 18 e 22 horas, onde no geral, a tensões tendem a diminuir em virtude da alta demanda de carga, e após a inserção dos geradores os resultados apresentados se mostra mais satisfatório em relação as outras barras.

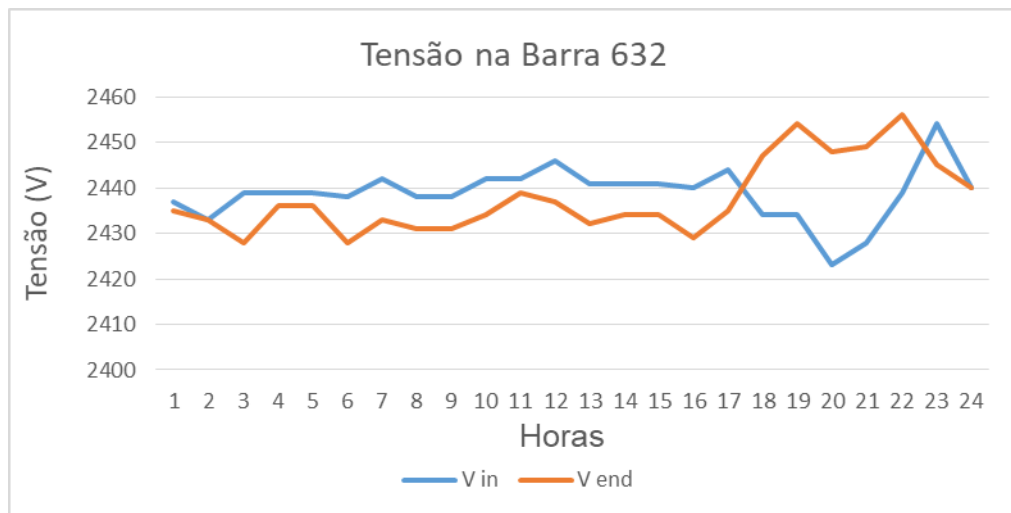
A barra 632 é a barra que apresenta melhor resultado nos horários de pico de consumo, muito se deve a ela estar entre os 2 geradores principais do sistema. Apesar de em horários de baixa demanda de energia a tensão na barra ser um pouco inferior após a inserção do gerador do que antes de sua inserção, no horário de pico que a tensão se destaca, onde diferente da maioria das barras, sua tensão aumenta significativamente se normalizando após o horário de pico.



A barra 633 apresenta valores parecidos da barra 632 em relação a tensão, porém por estar mais distante dos geradores, no pico de consumo sua tensão é mais baixa.

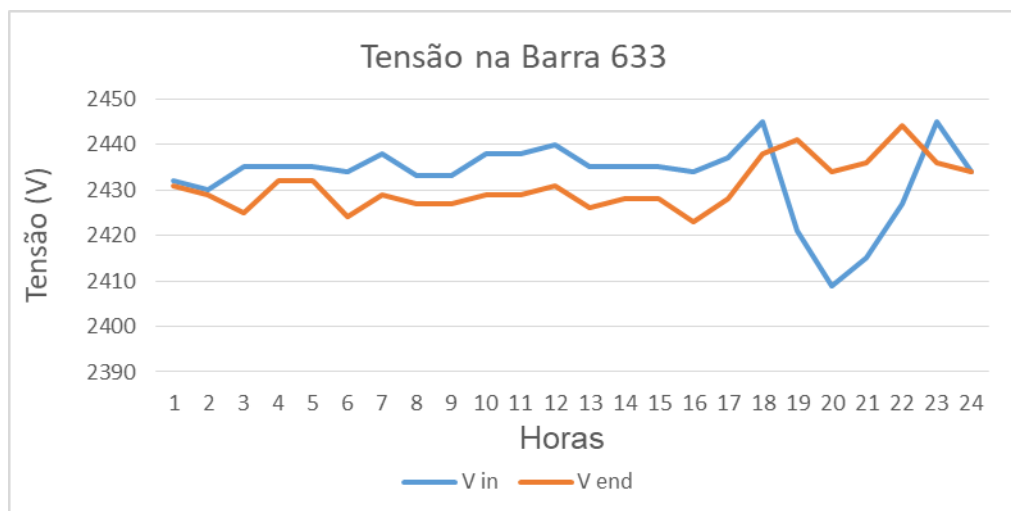
Mesmo com valores de tensão mais baixos que as demais devido as suas características, a barra 634 apresenta o comportamento da curva de tensão similar ao das suas barras vizinhas, 632 e 633, porém com valores proporcionalmente mais baixos de tensão no pico de consumo.

**Figura 10 – Tensão na barra 632**



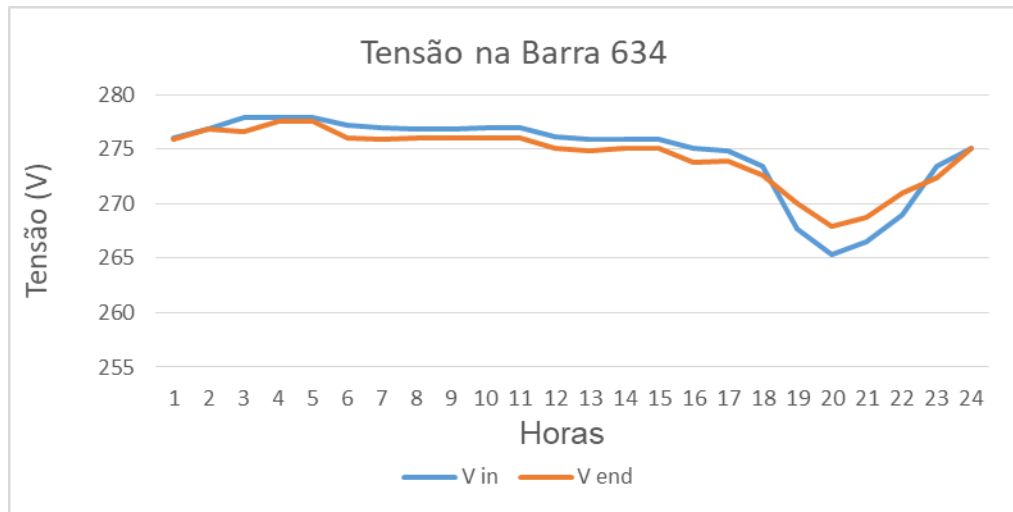
Fonte: Autoria própria.

**Figura 11 – Tensão na barra 633**



Fonte: Autoria própria.

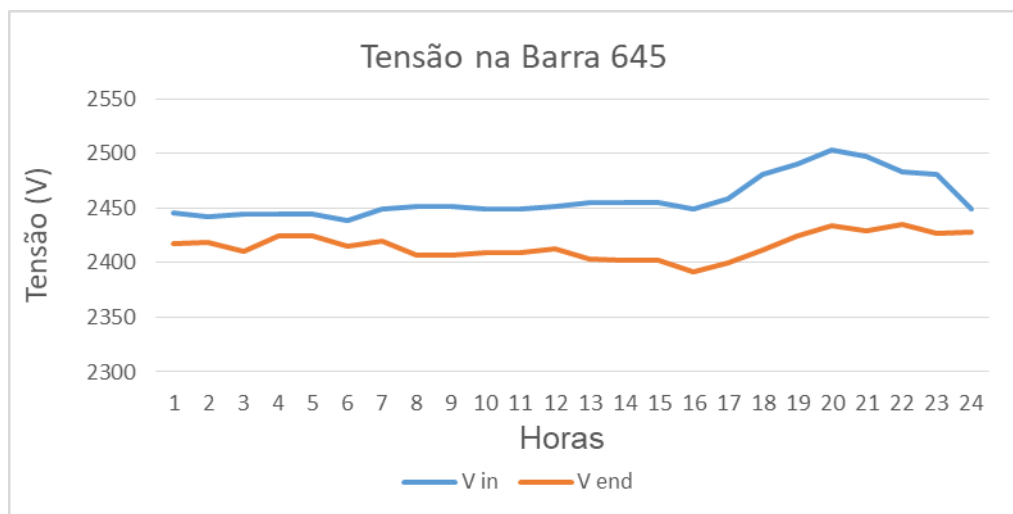
**Figura 12 – Tensão na barra 634**



**Fonte: Autoria própria.**

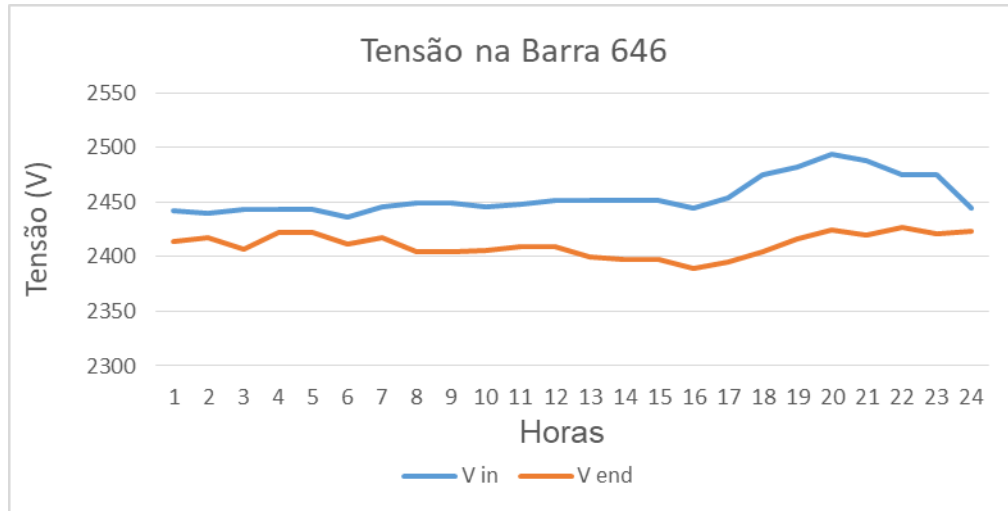
As barras 645 e 646 são as únicas que apresentaram resultados piores após a inserção do sistema eólico, neste caso, as barras apresentam bons valores de tensão e, mesmo no horário de pico, elas apresentam um ótimo valor de tensão, porém após a inserção do gerador na barra 671, as tensões nas barras diminuíram um pouco num aspecto geral devido ao balanceamento de cargas feito com o restante do sistema e também à presença e variação dos taps dos transformadores.

**Figura 13 – Tensão na barra 645**



**Fonte: Autoria própria.**

**Figura 14 – Tensão na barra 646**

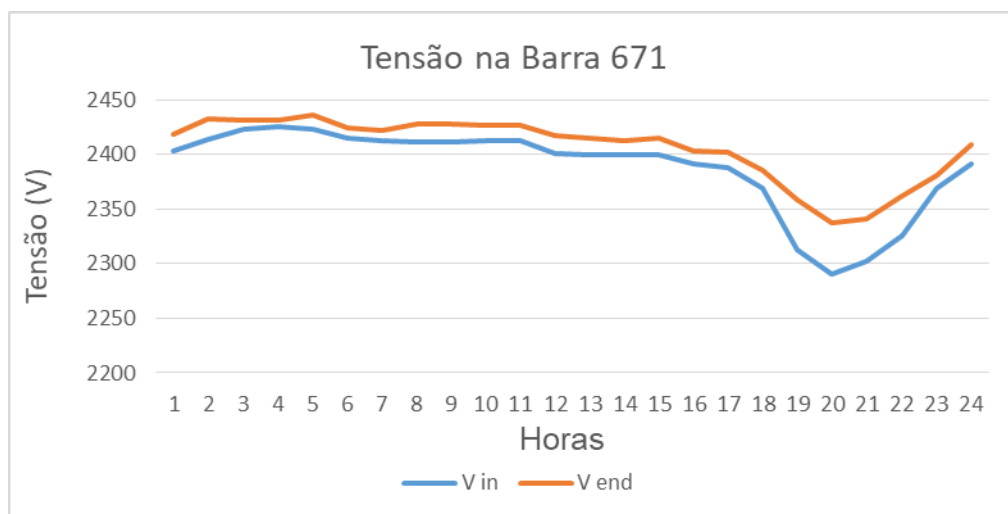


**Fonte: Autoria própria.**

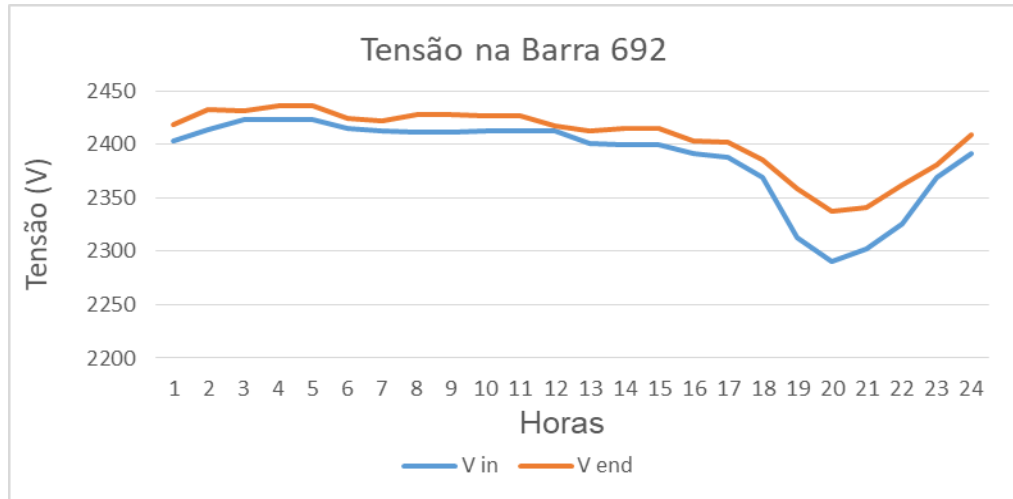
As barras 671, 680, 692, 675 684 652 e 611 apresentam aspectos muito parecidos, no geral elas apresentam uma tensão bem estável até o horário de pico, depois apresenta queda na tensão, se normalizando ao final do horário de pico. Com a inserção da GD, a tensão apenas aumenta num todo no decorrer do dia.

A barra 671 é a barra onde foi feita a inserção do gerador nas simulações, portanto já era esperado que seus resultados sejam melhores que das demais barras citadas que apresentam o mesmo comportamento que ela.

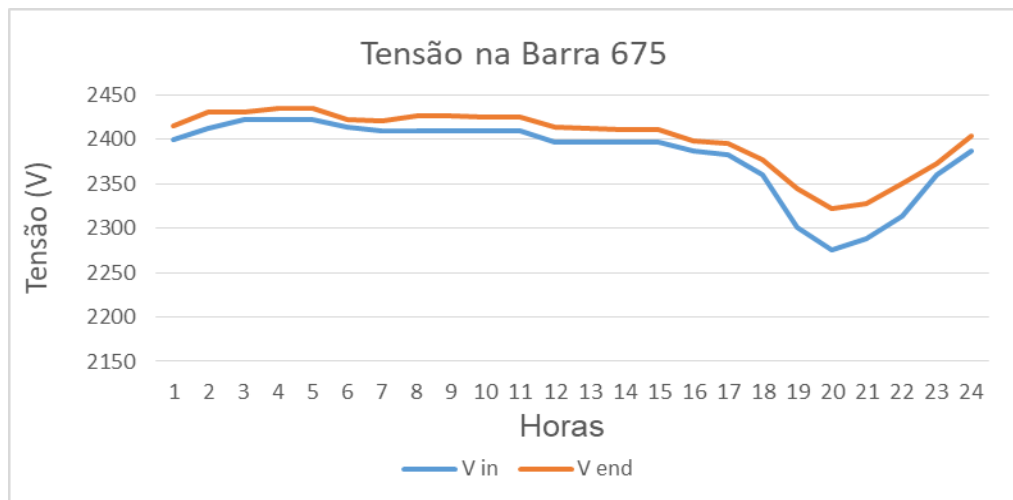
**Figura 15 – Tensão na barra 671**



**Fonte: Autoria própria.**

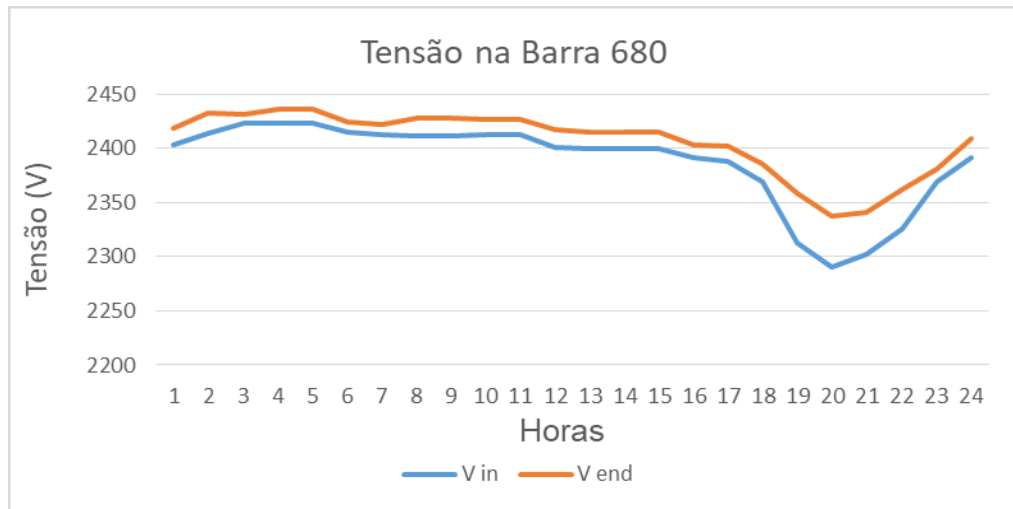
**Figura 16 – Tensão na barra 692**

Fonte: Autoria própria.

**Figura 17 – Tensão na barra 675**

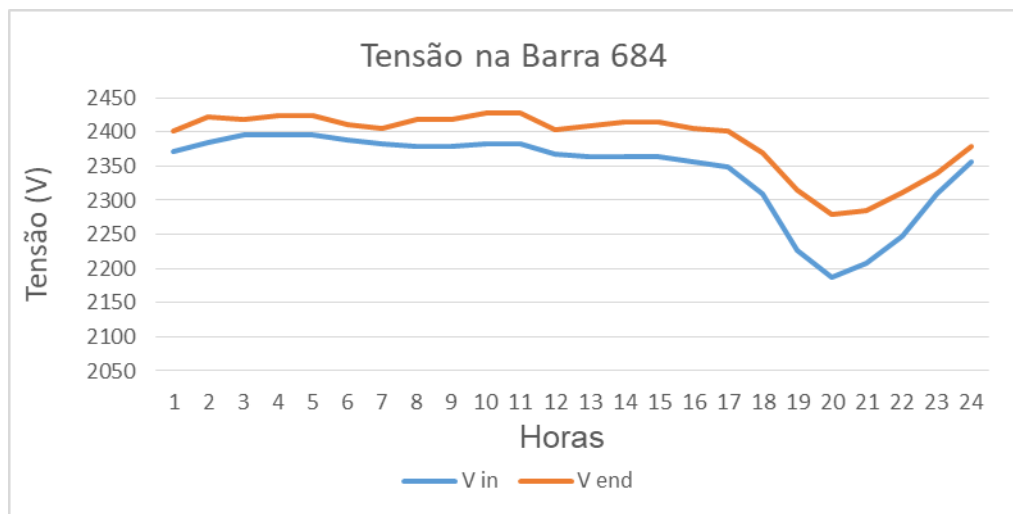
Fonte: Autoria própria.

**Figura 18 – Tensão na barra 680**



Fonte: Autoria própria.

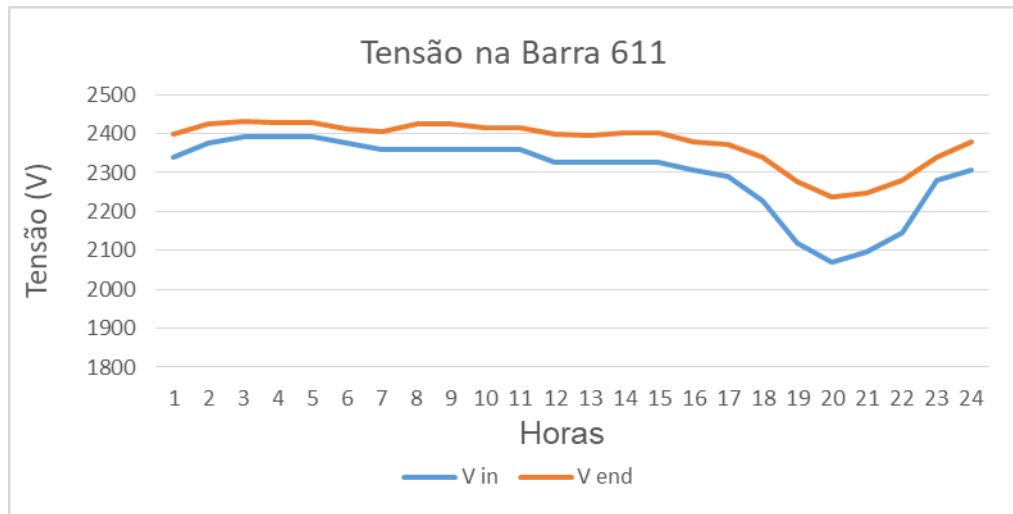
**Figura 19 – Tensão na barra 684**



Fonte: Autoria própria.

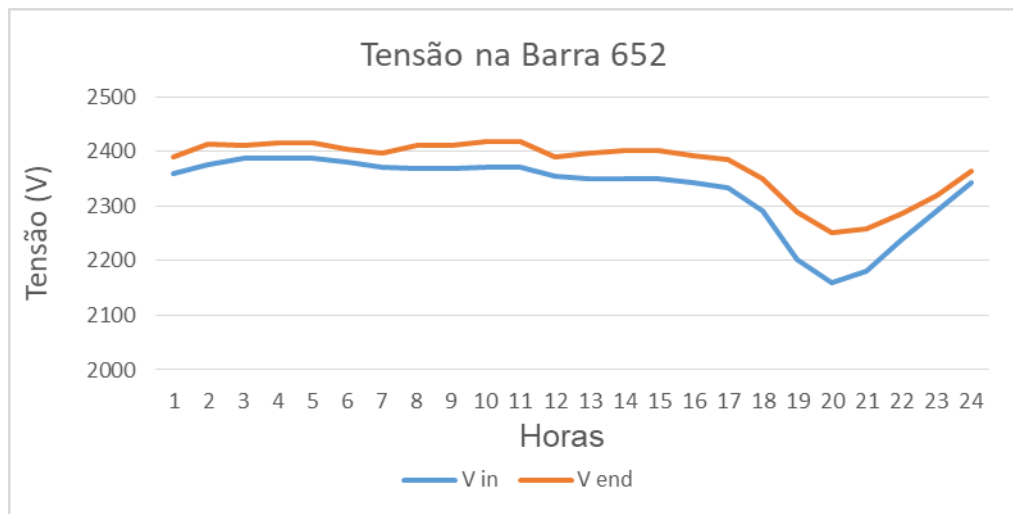
A barra 611 é uma das barras que apresenta maior variação de tensão, variando mais de 350 V do seu máximo de tensão ao mínimo. É uma das barras mais afastada do sistema, o que pode justificar estes valores. Algo similar pode ser visto também na barra 652 que também está bem afastada.

**Figura 20 – Tensão na barra 611**



Fonte: Autoria própria.

**Figura 21 – Tensão na barra 652**



Fonte: Autoria própria.

## **4 CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS**

### **4.1 Considerações finais**

Neste trabalho foram apresentados conceitos e características específicas do uso de geração distribuída do tipo eólica e seus prós e contra. Porém, apesar de muitos estudos sobre este tipo de geração, ainda não se sabe ao certo o impacto que uma GD deste tipo pode ter em uma determinada rede de distribuição.

Apesar de algumas suposições, devido a observações e estudos anteriores, cada rede de distribuição apresenta características muito específicas, tornando difícil prever o impacto que um gerador inserido em algum ponto da rede pode causar a todo o sistema.

A curva de carga também apresenta características muito distintas umas das outras, como a rede utilizada se trata de uma rede de testes, suas características não se encaixam exatamente em algum tipo específicos das curvas de cargas existentes. Desta forma, a escolha da curva de carga residencial se deu apenas por ela se assemelhar a curva de vento adotada, assim se tornando mais fácil analisar os impactos específicos nas barras, principalmente no horário de pico que é o horário onde o sistema precisaria de mais energia.

Pode-se observar também, que este horário é aproximadamente onde o sistema eólico forneceria mais energia ao sistema, nos fazendo acreditar na estabilidade do sistema no decorrer das 24 horas, assim tornando mais interessante as análises e as diferenças observadas no sistema, que como dito anteriormente, pode-se entender alguns comportamentos do sistema, além disso, as proporções e valores gerados não são totalmente previsíveis, mostrando a importância dos estudos sobre geração distribuída, que apesar de ser uma tecnologia muito recente, o uso dela pode proporcionar muitos benefícios para os sistemas elétricos, principalmente nos horários de pico de consumo, onde é necessária maior potência para atender o consumidor e garantindo melhor qualidade de energia e maior estabilidade para toda rede.

## 4.2 Trabalhos futuros

Este trabalho teve como foco analisar os impactos provocados pela inserção de um sistema eólico em uma rede de distribuição de 13 barras, onde os principais fatores analisados foram a tensão nas barras e as perdas do sistema, porém existem ainda inúmeros outros fatores que podem ser analisados devido à complexidade da rede, como variação das correntes, potência, fator de potência e etc.

Um fator importante a se analisar também, seria a viabilidade econômica da implantação deste sistema eólico, assim analisando se o investimento necessário para a implantação deste sistema compensaria pelos ganhos obtidos.

Outro fator importante que pode ser estudado futuramente, é o impacto de outros tipos de GD na rede, podendo então comparar com a GD do tipo eólica apresentada. Pode-se também fazer alterações nos elementos escolhidos para a realização deste trabalho, como colocar a GD em outros pontos da rede, até mesmo em mais de um ponto ao mesmo tempo, escolher uma curva de carga diferente, escolher uma curva de vento diferente e muitas outras alterações que podem ser feitas a fim de ampliar o conhecimento sobre esta tecnologia.



## REFERÊNCIAS

AccuWeather. **Dados de velocidade do vento.** Disponível em: <<https://www.accuweather.com/pt/us/united-states>> Acesso em setembro 2017

ACKERMANN, Thomas, "**Wind Power in Power Systems.**" John Wiley and Sons, Ltd. 2005

ANEEL, **Geração Distribuída**, conteúdo educativo, 2015. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/asset\\_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/conteudo-educativo/asset_publisher/vE6ahPFxsWHt/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827?inheritRedirect=false)> Acesso em: maio 2016.

BARAN, F. F. Wu, **Optimal Capacitor Placement on Radial Distribution Systems**, *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 4, No. 1, pp. 725-734, 1989.

CASTRO, R.; Jesus, J.; "**Equipamento Eléctrico dos Geradores Eólicos**", IST, Abril 2008

CIGRÉ Working group 37.23, **Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system**, CIGRÉ, Relatório Técnico, 1999

C. L. Masters, **Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines**, *Power Engineering Journal*, vol. 16, no. 1, pp. 5-12, 2002.

FRIKINAIK. **A Influência dos Ventos.** Setembro 2012. Disponível em: <[tudosobreenergiaeolica.wordpress.com/2012/09/27/a-influencia-dos-ventos/](http://tudosobreenergiaeolica.wordpress.com/2012/09/27/a-influencia-dos-ventos/)> Acesso em: Agosto 2017

HEIER, S., **Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems.** John Wiley and Sons, Ltd. 1998

IEEE Distribution Planning Working Group Report, “**Radial distribution test feeders**”, IEEE Transactions on Power Systems,, August 1991, Volume 6, Number 3, pp 975-985.

IEEE PES. Distribution System Analysis Subcommittee's Distribution Test Feeder Working. **13-Bus Feeder** 2000. Disponível em: <Groupewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/> Acesso em maio 2016

INEE. INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. **Notas sobre geração Distribuída**. Disponível em: <http://www.inee.org.br/download/forum/Notas%20sobre%20GD.pdf>. Acesso em: abril 2016.

JARDINI, José Antônio. **Daily Load Profiles for, Residential, Commercial and Industrials Low Voltage Consumers**. IEEE Transactions on Power Delivery Vol 15, nº1 january 2000

JERVELL, José Thor. **Estudo do desempenho da influência do vento no desempenho de aerogeradores**. FEUP, Julho 2008

MOREIRA, José Carlos, **Geradores Eléctricos para Aproveitamentos de Energias Renováveis**, dissertação, junho 2008

MULLER, S. DEICKE, M.; De Doncker, R. “**Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbine**.” IEEE Industry Application Magazine. 2002

OLADE. ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA. **Curso de la Generación Distribuida**. SABA System., 2011. Disponível em: <http://www.olade.org/elearning>. Acesso em: maio 2016.

STORN, R. System Desing by Constraint Adaptation and Differential Evolution. **IEEE Tansaction on Evolutoinary Computation**, v.3, n. 1, p.22-34, 1999.

## **ANEXO A - Dados da implementação da rede de 13 barras no OpenDss**

circuit.IEEE13Nodeckt

~ basekv=115 pu=1.0001 phases=3 bus1=SourceBus

~ Angle=30

~ MVAsc3=20000 MVASC1=21000

!SUB TRANSFORMER DEFINITION

New Transformer.Sub Phases=3 Windings=2 XHL=(8 1000 /)

~ wdg=1 bus=SourceBus conn=delta kv=115 kva=5000 %r=(.5 1000 /) XHT=4

~ wdg=2 bus=650 conn=wye kv=4.16 kva=5000 %r=(.5 1000 /) XLT=4

! FEEDER 1-PHASE VOLTAGE REGULATORS

! Define low-impedance 2-wdg transformer

New Transformer.Reg1 phases=1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]

~ Buses=[650.1 RG60.1] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01

new regcontrol.Reg1 transformer=Reg1 winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20

ctprim=700 R=3 X=9

New Transformer.Reg2 phases=1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]

~ Buses=[650.2 RG60.2] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01

new regcontrol.Reg2 transformer=Reg2 winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20

ctprim=700 R=3 X=9

New Transformer.Reg3 phases=1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]

~ Buses=[650.3 RG60.3] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01

new regcontrol.Reg3 transformer=Reg3 winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20

ctprim=700 R=3 X=9

!TRANSFORMER DEFINITION

New Transformer.XFM1 Phases=3 Windings=2 XHL=2

~ wdg=1 bus=633 conn=Wye kv=4.16 kva=500 %r=.55 XHT=1

~ wdg=2 bus=634 conn=Wye kv=0.480 kva=500 %r=.55 XLT=1

!LINE CODES

redirect IEEELineCodes.dss

New linecode.mtx601 nphases=3 BaseFreq=60

~ rmatrix = (0.3465 | 0.1560 0.3375 | 0.1580 0.1535 0.3414 )

~ xmatrix = (1.0179 | 0.5017 1.0478 | 0.4236 0.3849 1.0348 )

~ units=mi

New linecode.mtx602 nphases=3 BaseFreq=60  
 ~ rmatrix = (0.7526 | 0.1580 0.7475 | 0.1560 0.1535 0.7436 )  
 ~ xmatrix = (1.1814 | 0.4236 1.1983 | 0.5017 0.3849 1.2112 )  
 ~ units=mi

New linecode.mtx603 nphases=2 BaseFreq=60  
 ~ rmatrix = (1.3238 | 0.2066 1.3294 )  
 ~ xmatrix = (1.3569 | 0.4591 1.3471 )  
 ~ units=mi

New linecode.mtx604 nphases=2 BaseFreq=60  
 ~ rmatrix = (1.3238 | 0.2066 1.3294 )  
 ~ xmatrix = (1.3569 | 0.4591 1.3471 )  
 ~ units=mi

New linecode.mtx605 nphases=1 BaseFreq=60  
 ~ rmatrix = (1.3292 )  
 ~ xmatrix = (1.3475 )  
 ~ units=mi

/\*\*\*\*\* Original 606 Linecode \*\*\*\*\*/

New linecode.mtx606 nphases=3 BaseFreq=60  
 ~ rmatrix = (0.7982 | 0.3192 0.7891 | 0.2849 0.3192 0.7982 )  
 ~ xmatrix = (0.4463 | 0.0328 0.4041 | -0.0143 0.0328 0.4463 )  
 ~ Cmatrix = [257 | 0 257 | 0 0 257] ! <--- This is too low by 1.5  
 ~ units=mi

New CNDATA.250\_1/3 k=13 DiaStrand=0.064 Rstrand=2.81666667 epsR=2.3  
 ~ InsLayer=0.220 DiaIns=1.06 DiaCable=1.16 Rac=0.076705 GMRac=0.20568 diam=0.573  
 ~ Runits=kft Radunits=in GMRunits=in

New LineGeometry.606 nconds=3 nphases=3 units=ft  
 ~ cond=1 cncable=250\_1/3 x=-0.5 h= -4  
 ~ cond=2 cncable=250\_1/3 x=0 h= -4  
 ~ cond=3 cncable=250\_1/3 x=0.5 h= -4

New Linecode.mtx606 nphases=3 Units=mi  
 ~ Rmatrix=[0.791721 | 0.318476 0.781649 | 0.28345 0.318476 0.791721 ]  
 ~ Xmatrix=[0.438352 | 0.0276838 0.396697 | -0.0184204 0.0276838 0.438352 ]  
 ~ Cmatrix=[383.948 | 0 383.948 | 0 0 383.948 ]  
 New linecode.mtx607 nphases=1 BaseFreq=60  
 ~ rmatrix = (1.3425 )

~ xmatrix = (0.5124 )

~ cmatrix = [236]

~ units=mi

New Load.671 Bus1=671.1.2.3 Phases=3 Conn=Delta Model=1 kV=4.16 kW=1155 kvar=660  
 New Load.634a Bus1=634.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=0.277 kW=160 kvar=110  
 New Load.634b Bus1=634.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=0.277 kW=120 kvar=90  
 New Load.634c Bus1=634.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=0.277 kW=120 kvar=90  
 New Load.645 Bus1=645.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=170 kvar=125  
 New Load.646 Bus1=646.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV=4.16 kW=230 kvar=132  
 New Load.692 Bus1=692.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=5 kV=4.16 kW=170 kvar=151  
 New Load.675a Bus1=675.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=485 kvar=190  
 New Load.63375b Bus1=675.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=68 kvar=60  
 New Load.675c Bus1=675.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=290 kvar=212  
 New Load.611 Bus1=611.3 Phases=1 Conn=Wye Model=5 kV=2.4 kW=170 kvar=80  
 New Load.652 Bus1=652.1 Phases=1 Conn=Wye Model=2 kV=2.4 kW=128 kvar=86  
 New Load.670a Bus1=670.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=17 kvar=10  
 New Load.670b Bus1=670.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=66 kvar=38  
 New Load.670c Bus1=670.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=117 kvar=68

#### !CAPACITOR DEFINITIONS

New Capacitor.Cap1 Bus1=675 phases=3 kVAR=600 kV=4.16

New Capacitor.Cap2 Bus1=611.3 phases=1 kVAR=100 kV=2.4

!Bus 670 is the concentrated point load of the distributed load on line 632 to 671 located at 1/3 the distance from node 632

#### !LINE DEFINITIONS

New Line.650632 Phases=3 Bus1=RG60.1.2.3 Bus2=632.1.2.3 LineCode=mtx601  
 Length=2000 units=ft

New Line.632670 Phases=3 Bus1=632.1.2.3 Bus2=670.1.2.3 LineCode=mtx601  
 Length=667 units=ft

New Line.670671 Phases=3 Bus1=670.1.2.3 Bus2=671.1.2.3 LineCode=mtx601  
 Length=1333 units=ft

New Line.671680 Phases=3 Bus1=671.1.2.3 Bus2=680.1.2.3 LineCode=mtx601  
 Length=1000 units=ft

New Line.632633 Phases=3 Bus1=632.1.2.3 Bus2=633.1.2.3 LineCode=mtx602  
 Length=500 units=ft

New Line.632645 Phases=2 Bus1=632.3.2 Bus2=645.3.2 LineCode=mtx603  
 Length=500 units=ft

New Line.645646 Phases=2 Bus1=645.3.2 Bus2=646.3.2 LineCode=mtx603  
 Length=300 units=ft  
 New Line.692675 Phases=3 Bus1=692.1.2.3 Bus2=675.1.2.3 LineCode=mtx606  
 Length=500 units=ft  
 New Line.671684 Phases=2 Bus1=671.1.3 Bus2=684.1.3 LineCode=mtx604  
 Length=300 units=ft  
 New Line.684611 Phases=1 Bus1=684.3 Bus2=611.3 LineCode=mtx605  
 Length=300 units=ft  
 New Line.684652 Phases=1 Bus1=684.1 Bus2=652.1 LineCode=mtx607  
 Length=800 units=ft

New Transformer.TR1 Phases=3 Windings=2 XHL=6  
 ~ wdg=1 bus=671 conn=Wye kv=4.16 kva=2000 %r=.55 XHT=3  
 ~ wdg=2 bus=671a conn=delta kv=4.16 kva=2000 %r=.55 XLT=3

!Geradores de Distribuição

New Generator.G1 bus1=671a kW=3250 kV=4.16 pf=1 conn=delta model=3 phases=3  
 enable=y status=fixed pvfactor=1

!SWITCH DEFINITIONS

New Line.671692 Phases=3 Bus1=671 Bus2=692 Switch=y r1=1e-4 r0=1e-4 x1=0.000  
 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000

Set Voltagebases=[115, 4.16, .48]

calcv

Solve

BusCoords IEEE13Node\_BusXY.csv

Show Voltages! LN Nodes

Show Currents Elem

Show Powers kVA Elem

Show Losses

Show Taps

## **ANEXO B - Linecode da implementação da rede de 13 barras no OpenDss**



New linecode.1 nphases=3 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.088205 | 0.0312137 0.0901946 | 0.0306264 0.0316143 0.0889665 )

!!!~ xmatrix = (0.20744 | 0.0935314 0.200783 | 0.0760312 0.0855879 0.204877 )

!!!~ cmatrix = (2.90301 | -0.679335 3.15896 | -0.22313 -0.481416 2.8965 )

~ rmatrix = [0.086666667 | 0.029545455 0.088371212 | 0.02907197 0.029924242  
0.087405303]

~ xmatrix = [0.204166667 | 0.095018939 0.198522727 | 0.072897727 0.080227273  
0.201723485]

~ cmatrix = [2.851710072 | -0.920293787 3.004631862 | -0.350755566 -0.585011253  
2.71134756]

New linecode.2 nphases=3 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.0901946 | 0.0316143 0.0889665 | 0.0312137 0.0306264 0.088205 )

!!!~ xmatrix = (0.200783 | 0.0855879 0.204877 | 0.0935314 0.0760312 0.20744 )

!!!~ cmatrix = (3.15896 | -0.481416 2.8965 | -0.679335 -0.22313 2.90301 )

~ rmatrix = [0.088371212 | 0.02992424 0.087405303 | 0.029545455 0.02907197  
0.086666667]

~ xmatrix = [0.198522727 | 0.080227273 0.201723485 | 0.095018939 0.072897727  
0.204166667]

~ cmatrix = [3.004631862 | -0.585011253 2.71134756 | -0.920293787 -0.350755566  
2.851710072]

New linecode.3 nphases=3 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.0889665 | 0.0306264 0.088205 | 0.0316143 0.0312137 0.0901946 )

!!!~ xmatrix = (0.204877 | 0.0760312 0.20744 | 0.0855879 0.0935314 0.200783 )

!!!~ cmatrix = (2.8965 | -0.22313 2.90301 | -0.481416 -0.679335 3.15896 )

~ rmatrix = [0.087405303 | 0.02907197 0.086666667 | 0.029924242 0.029545455  
0.088371212]

~ xmatrix = [0.201723485 | 0.072897727 0.204166667 | 0.080227273 0.095018939  
0.198522727]

~ cmatrix = [2.71134756 | -0.350755566 2.851710072 | -0.585011253 -0.920293787  
3.004631862]

New linecode.4 nphases=3 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.0889665 | 0.0316143 0.0901946 | 0.0306264 0.0312137 0.088205 )

!!!~ xmatrix = (0.204877 | 0.0855879 0.200783 | 0.0760312 0.0935314 0.20744 )

!!!~ cmatrix = (2.8965 | -0.481416 3.15896 | -0.22313 -0.679335 2.90301 )

~ rmatrix = [0.087405303 | 0.029924242 0.088371212 | 0.02907197 0.029545455  
0.086666667]

~ xmatrix = [0.201723485 | 0.080227273 0.198522727 | 0.072897727 0.095018939  
0.204166667]

~ cmatrix = [2.71134756 | 0.585011253 3.004631862 | -0.350755566 -0.920293787  
2.851710072]

New linecode.5 nphases=3 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.0901946 | 0.0312137 0.088205 | 0.0316143 0.0306264 0.0889665 )

!!!~ xmatrix = (0.200783 | 0.0935314 0.20744 | 0.0855879 0.0760312 0.204877 )

!!!~ cmatrix = (3.15896 | -0.679335 2.90301 | -0.481416 -0.22313 2.8965 )

~ rmatrix = [0.088371212 | 0.029545455 0.086666667 | 0.029924242 0.02907197  
0.087405303]

~ xmatrix = [0.198522727 | 0.095018939 0.204166667 | 0.080227273 0.072897727  
0.201723485]

~ cmatrix = [3.004631862 | -0.920293787 2.851710072 | -0.585011253 -0.350755566  
2.71134756]

New linecode.6 nphases=3 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.088205 | 0.0306264 0.0889665 | 0.0312137 0.0316143 0.0901946 )

!!!~ xmatrix = (0.20744 | 0.0760312 0.204877 | 0.0935314 0.0855879 0.200783 )

!!!~ cmatrix = (2.90301 | -0.22313 2.8965 | -0.679335 -0.481416 3.15896 )

~ rmatrix = [0.086666667 | 0.02907197 0.087405303 | 0.029545455 0.029924242  
0.088371212]

~ xmatrix = [0.204166667 | 0.072897727 0.201723485 | 0.095018939 0.080227273  
0.198522727]

~ cmatrix = [2.851710072 | -0.350755566 2.71134756 | -0.920293787 -0.585011253  
3.004631862]

New linecode.7 nphases=2 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.088205 | 0.0306264 0.0889665 )

!!!~ xmatrix = (0.20744 | 0.0760312 0.204877 )

!!!~ cmatrix = (2.75692 | -0.326659 2.82313 )

~ rmatrix = [0.086666667 | 0.02907197 0.087405303]

~ xmatrix = [0.204166667 | 0.072897727 0.201723485]

~ cmatrix = [2.569829596 | -0.52995137 2.597460011]

New linecode.8 nphases=2 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.088205 | 0.0306264 0.0889665 )

!!!~ xmatrix = (0.20744 | 0.0760312 0.204877 )

!!!~ cmatrix = (2.75692 | -0.326659 2.82313 )

~ rmatrix = [0.086666667 | 0.02907197 0.087405303]

~ xmatrix = [0.204166667 | 0.072897727 0.201723485]

```

~ cmatrix = [2.569829596 | -0.52995137 2.597460011]
New linecode.9 nphases=1 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.254428 )
!!!~ xmatrix = (0.259546 )
!!!~ cmatrix = (2.50575 )
~ rmatrix = [0.251742424]
~ xmatrix = [0.255208333]
~ cmatrix = [2.270366128]
New linecode.10 nphases=1 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.254428 )
!!!~ xmatrix = (0.259546 )
!!!~ cmatrix = (2.50575 )
~ rmatrix = [0.251742424]
~ xmatrix = [0.255208333]
~ cmatrix = [2.270366128]
New linecode.11 nphases=1 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.254428 )
!!!~ xmatrix = (0.259546 )
!!!~ cmatrix = (2.50575 )
~ rmatrix = [0.251742424]
~ xmatrix = [0.255208333]
~ cmatrix = [2.270366128]
New linecode.12 nphases=3 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.291814 | 0.101656 0.294012 | 0.096494 0.101656 0.291814 )
!!!~ xmatrix = (0.141848 | 0.0517936 0.13483 | 0.0401881 0.0517936 0.141848 )
!!!~ cmatrix = (53.4924 | 0 53.4924 | 0 0 53.4924 )
~ rmatrix = [0.288049242 | 0.09844697 0.29032197 | 0.093257576 0.09844697
0.288049242]
~ xmatrix = [0.142443182 | 0.052556818 0.135643939 | 0.040852273 0.052556818
0.142443182]
~ cmatrix = [33.77150149 | 0 33.77150149 | 0 0 33.77150149]

```

! These line codes are used in the 34-node test feeder

```

New linecode.300 nphases=3 basefreq=60 ! ohms per 1000ft Corrected 11/30/05
~ rmatrix = [0.253181818 | 0.039791667 0.250719697 | 0.040340909 0.039128788
0.251780303] !ABC ORDER
~ xmatrix = [0.252708333 | 0.109450758 0.256988636 | 0.094981061 0.086950758
0.255132576]

```

~ CMATRIX = [2.680150309 | -0.769281006 2.5610381 | -0.499507676 -0.312072984  
2.455590387]

New linecode.301 nphases=3 basefreq=60

~ rmatrix = [0.365530303 | 0.04407197 0.36282197 | 0.04467803 0.043333333  
0.363996212]

~ xmatrix = [0.267329545 | 0.122007576 0.270473485 | 0.107784091 0.099204545  
0.269109848]

~ cmatrix = [2.572492163 | -0.72160598 2.464381882 | -0.472329395 -0.298961096  
2.368881119]

New linecode.302 nphases=1 basefreq=60

~ rmatrix = (0.530208 )

~ xmatrix = (0.281345 )

~ cmatrix = (2.12257 )

New linecode.303 nphases=1 basefreq=60

~ rmatrix = (0.530208 )

~ xmatrix = (0.281345 )

~ cmatrix = (2.12257 )

New linecode.304 nphases=1 basefreq=60

~ rmatrix = (0.363958 )

~ xmatrix = (0.269167 )

~ cmatrix = (2.1922 )

! This may be for the 4-node test feeder, but is not actually referenced.

! instead, the 4Bus\*.dss files all use the wiredata and linegeometry inputs

! to calculate these matrices from physical data.

New linecode.400 nphases=3 BaseFreq=60

~ rmatrix = (0.088205 | 0.0312137 0.0901946 | 0.0306264 0.0316143 0.0889665 )

~ xmatrix = (0.20744 | 0.0935314 0.200783 | 0.0760312 0.0855879 0.204877 )

~ cmatrix = (2.90301 | -0.679335 3.15896 | -0.22313 -0.481416 2.8965 )

! These are for the 13-node test feeder

New linecode.601 nphases=3 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.0674673 | 0.0312137 0.0654777 | 0.0316143 0.0306264 0.0662392 )

!!!~ xmatrix = (0.195204 | 0.0935314 0.201861 | 0.0855879 0.0760312 0.199298 )

!!!~ cmatrix = (3.32591 | -0.743055 3.04217 | -0.525237 -0.238111 3.03116 )

~ rmatrix = [0.065625 | 0.029545455 0.063920455 | 0.029924242 0.02907197

0.064659091]

```

~ xmatrix = [0.192784091 | 0.095018939 0.19844697 | 0.080227273 0.072897727
0.195984848]
~ cmatrix = [3.164838036 | -1.002632425 2.993981593 | -0.632736516 -0.372608713
2.832670203]
New linecode.602 nphases=3 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.144361 | 0.0316143 0.143133 | 0.0312137 0.0306264 0.142372 )
!!!~ xmatrix = (0.226028 | 0.0855879 0.230122 | 0.0935314 0.0760312 0.232686 )
!!!~ cmatrix = (3.01091 | -0.443561 2.77543 | -0.624494 -0.209615 2.77847 )
~ rmatrix = [0.142537879 | 0.029924242 0.14157197 | 0.029545455 0.02907197
0.140833333]
~ xmatrix = [0.22375 | 0.080227273 0.226950758 | 0.095018939 0.072897727
0.229393939]
~ cmatrix = [2.863013423 | -0.543414918 2.602031589 | -0.8492585 -0.330962141
2.725162768]
New linecode.603 nphases=2 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.254472 | 0.0417943 0.253371 )
!!!~ xmatrix = (0.259467 | 0.0912376 0.261431 )
!!!~ cmatrix = (2.54676 | -0.28882 2.49502 )
~ rmatrix = [0.251780303 | 0.039128788 0.250719697]
~ xmatrix = [0.255132576 | 0.086950758 0.256988636]
~ cmatrix = [2.366017603 | -0.452083836 2.343963508]
New linecode.604 nphases=2 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.253371 | 0.0417943 0.254472 )
!!!~ xmatrix = (0.261431 | 0.0912376 0.259467 )
!!!~ cmatrix = (2.49502 | -0.28882 2.54676 )
~ rmatrix = [0.250719697 | 0.039128788 0.251780303]
~ xmatrix = [0.256988636 | 0.086950758 0.255132576]
~ cmatrix = [2.343963508 | -0.452083836 2.366017603]
New linecode.605 nphases=1 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.254428 )
!!!~ xmatrix = (0.259546 )
!!!~ cmatrix = (2.50575 )
~ rmatrix = [0.251742424]
~ xmatrix = [0.255208333]
~ cmatrix = [2.270366128]
New linecode.606 nphases=3 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.152193 | 0.0611362 0.15035 | 0.0546992 0.0611362 0.152193 )
!!!~ xmatrix = (0.0825685 | 0.00548281 0.0745027 | -0.00339824 0.00548281 0.0825685 )
!!!~ cmatrix = (72.7203 | 0 72.7203 | 0 0 72.7203 )

```

```

~ rmatrix = [0.151174242 | 0.060454545 0.149450758 | 0.053958333 0.060454545
0.151174242]
~ xmatrix = [0.084526515 | 0.006212121 0.076534091 | -0.002708333 0.006212121
0.084526515]
~ cmatrix = [48.67459408 | 0 48.67459408 | 0 0 48.67459408]
New linecode.607 nphases=1 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.255799 )
!!!~ xmatrix = (0.092284 )
!!!~ cmatrix = (50.7067 )
~ rmatrix = [0.254261364]
~ xmatrix = [0.097045455]
~ cmatrix = [44.70661522]

```

! These are for the 37-node test feeder, all underground

```

New linecode.721 nphases=3 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.0554906 | 0.0127467 0.0501597 | 0.00640446 0.0127467 0.0554906 )
!!!~ xmatrix = (0.0372331 | -0.00704588 0.0358645 | -0.00796424 -0.00704588 0.0372331 )
!!!~ cmatrix = (124.851 | 0 124.851 | 0 0 124.851 )
~ rmatrix = [0.055416667 | 0.012746212 0.050113636 | 0.006382576 0.012746212
0.055416667]
~ xmatrix = [0.037367424 | -0.006969697 0.035984848 | -0.007897727 -0.006969697
0.037367424]
~ cmatrix = [80.27484728 | 0 80.27484728 | 0 0 80.27484728]
New linecode.722 nphases=3 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.0902251 | 0.0309584 0.0851482 | 0.0234946 0.0309584 0.0902251 )
!!!~ xmatrix = (0.055991 | -0.00646552 0.0504025 | -0.0117669 -0.00646552 0.055991 )
!!!~ cmatrix = (93.4896 | 0 93.4896 | 0 0 93.4896 )
~ rmatrix = [0.089981061 | 0.030852273 0.085 | 0.023371212 0.030852273
0.089981061]
~ xmatrix = [0.056306818 | -0.006174242 0.050719697 | -0.011496212 -0.006174242
0.056306818]
~ cmatrix = [64.2184109 | 0 64.2184109 | 0 0 64.2184109]
New linecode.723 nphases=3 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.247572 | 0.0947678 0.249104 | 0.0893782 0.0947678 0.247572 )
!!!~ xmatrix = (0.126339 | 0.0390337 0.118816 | 0.0279344 0.0390337 0.126339 )
!!!~ cmatrix = (58.108 | 0 58.108 | 0 0 58.108 )
~ rmatrix = [0.245 | 0.092253788 0.246628788 | 0.086837121 0.092253788 0.245]
~ xmatrix = [0.127140152 | 0.039981061 0.119810606 | 0.028806818 0.039981061
0.127140152]

```

```
~ cmatrix = [37.5977112 | 0 37.5977112 | 0 0 37.5977112]
New linecode.724 nphases=3 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.399883 | 0.101765 0.402011 | 0.0965199 0.101765 0.399883 )
!!!~ xmatrix = (0.146325 | 0.0510963 0.139305 | 0.0395402 0.0510963 0.146325 )
!!!~ cmatrix = (46.9685 | 0 46.9685 | 0 0 46.9685 )
~ rmatrix = [0.396818182 | 0.098560606 0.399015152 | 0.093295455 0.098560606
0.396818182]
~ xmatrix = [0.146931818 | 0.051856061 0.140113636 | 0.040208333 0.051856061
0.146931818]
~ cmatrix = [30.26701029 | 0 30.26701029 | 0 0 30.26701029]
```

## **ANEXO C - Dados da rede de 13 barras IEEE**



Dados das configurações das linhas subterrâneas:

Config.	Phasing	Phase	Neutral	Spacing
		ACSR	ACSR	ID
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

Dados das configurações das linhas subterrâneas:

Config.	Phasing	Cable	Neutral	Space ID
606	A B C N	250,000 AA, CN	None	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Dados dos segmentos da linha:

Node A	Node B	Length(ft.)	Config.
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Switch
684	611	300	605
692	675	500	606

## Dados do transformador:

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation:	5,000	115 - D	4.16 Gr. Y	1	8
XFM -1	500	4.16 – Gr.W	0.48 – Gr.W	1.1	2

## Dados do capacitor:

Node	Ph-A	Ph-B	Ph-C
	kVAr	kVAr	kVAr
675	200	200	200
611			100
Total	200	200	300

## Dados das cargas distribuídas:

Node A	Node B	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
		Model	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

## Dados do regulador:

Regulator ID:	1		
Line Segment:	650 - 632		
Location:	50		
Phases:	A - B -C		
Connection:	3-Ph,LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	20		
Primary CT Rating:	700		
Compensator Settings:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	3	3	3

X - Setting:	9	9	9
Voltage Level:	122	122	122

Dados do ponto de carga:

Node	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
	Model	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
	TOTAL	1158	606	973	627	1135	753

### *Impedâncias*

#### **Configuração 601:**

Z (R +jX) em ohms por milha  
0.3465 1.0179 0.1560 0.5017 0.1580 0.4236  
0.3375 1.0478 0.1535 0.3849  
0.3414 1.0348  
B em micro Siemens por milha  
6.2998 -1.9958 -1.2595  
5.9597 -0.7417  
5.6386

#### **Configuração 602:**

Z (R +jX) em ohms por milha  
0.7526 1.1814 0.1580 0.4236 0.1560 0.5017  
0.7475 1.1983 0.1535 0.3849  
0.7436 1.2112  
B em micro Siemens por milha  
5.6990 -1.0817 -1.6905  
5.1795 -0.6588  
5.4246

#### **Configuração 603:**

Z (R +jX) em ohms por milha

0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		1.3294	1.3471	0.2066	0.4591
				1.3238	1.3569
B em micro Siemens por milha					
	0.0000	0.0000	0.0000		
		4.7097	-0.8999		
			4.6658		

**Configuração 604:**

Z (R +jX) em ohms por milha					
1.3238	1.3569	0.0000	0.0000	0.2066	0.4591
		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
				1.3294	1.3471
B em micro Siemens por milha					
	4.6658	0.0000	-0.8999		
		0.0000	0.0000		

**Configuração 605:**

Z (R +jX) em ohms por milha					
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
				1.3292	1.3475
B em micro Siemens por milha					
	0.0000	0.0000	0.0000		
		0.0000	0.0000		
			4.5193		

**Configuração 606:**

Z (R +jX) em ohms por milha					
0.7982	0.4463	0.3192	0.0328	0.2849	-0.0143
		0.7891	0.4041	0.3192	0.0328
				0.7982	0.4463
B em micro Siemens por milha					
	96.8897	0.0000	0.0000		
		96.8897	0.0000		
			96.8897		

**Configuração 607:**

Z (R +jX) em ohms por milha					
1.3425	0.5124	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
				0.0000	0.0000
B em micro Siemens por milha					
	88.9912	0.0000	0.0000		
		0.0000	0.0000		
			0.0000		

## Resultados do Fluxo de Potência

- RESUMO DO FLUXO RADIAL - DATA: 6-24-2004 em 15:33: 2 HORAS ---  
 SUBESTAÇÃO: IEEE 13; FEEDER: IEEE 13

```

-----
SYSTEM          PHASE          PHASE          PHASE          TOTAL
INPUT  ----- (A) ----- | ----- (B) ----- | ----- (C) ----- | -----
kW   :    1251.398 |    977.332 |    1348.461 |    3577.191
kVAr :    681.570 |    373.418 |    669.784 |    1724.772
kVA  :    1424.968 |    1046.241 |    1505.642 |    3971.289
PF   :      .8782 |      .9341 |      .8956 |      .9008

LOAD  -- (A-N) ---- (A-B) - | -- (B-N) ---- (B-C) - | -- (C-N) ---- (C-A) - | ---WYE----DELTA--
kW   :    785.6   385.0 |    424.0   625.7 |    692.5   553.4 |  1902.1  1564.0
TOT  :    1170.563 |    1049.658 |    1245.907 |    3466.128
kVAr :    393.0   220.0 |    313.0   358.1 |    447.9   369.5 |  1153.9   947.7
TOT  :     613.019 |     671.117 |     817.450 |    2101.586
kVA  :    878.4   443.4 |    527.0   720.9 |    824.8   665.4 |  2224.8  1828.7
TOT  :    1321.367 |    1245.865 |    1490.137 |    4053.481
PF   :    .8943   .8682 |    .8045   .8679 |    .8397   .8316 |    .8550   .8553
TOT  :     .8859 |     .8425 |     .8361 |     .8551

LOSSES ----- (A) ----- | ----- (B) ----- | ----- (C) ----- | -----
kW   :     39.107 |     -4.697 |     76.653 |    111.063
kVAr :    152.585 |     42.217 |    129.850 |    324.653
kVA  :    157.517 |     42.478 |    150.787 |    343.124

CAPAC -- (A-N) ---- (A-B) - | -- (B-N) ---- (B-C) - | -- (C-N) ---- (C-A) - | ---WYE----DELTA--
R-kVA:    200.0   .0 |    200.0   .0 |    300.0   .0 |    700.0   .0
TOT  :    200.000 |    200.000 |    300.000 |    700.000
A-kVA:    193.4   .0 |    222.7   .0 |    285.3   .0 |    701.5   .0
TOT  :    193.443 |    222.747 |    285.276 |    701.466
  
```

--- P E R F I L D E T E N Ç Ã O ---- DATA: 6-24-2004 EM 15:33:12 HORAS ----  
 SUBSTACÃO: IEEE 13; FEEDER: IEEE 13

NODE	MAG	ANGLE	MAG	ANGLE	MAG	ANGLE	mi.to SR
	A-N		B-N		C-N		
650	1.0000	at .00	1.0000	at -120.00	1.0000	at 120.00	.000
RG60	1.0625	at .00	1.0500	at -120.00	1.0687	at 120.00	.000
632	1.0210	at -2.49	1.0420	at -121.72	1.0174	at 117.83	.379
633	1.0180	at -2.56	1.0401	at -121.77	1.0148	at 117.82	.474
XFXFM1	.9941	at -3.23	1.0218	at -122.22	.9960	at 117.35	.474
634	.9940	at -3.23	1.0218	at -122.22	.9960	at 117.34	.474
645			1.0329	at -121.90	1.0155	at 117.86	.474
646			1.0311	at -121.98	1.0134	at 117.90	.530
671	.9900	at -5.30	1.0529	at -122.34	.9778	at 116.02	.758
680	.9900	at -5.30	1.0529	at -122.34	.9778	at 116.02	.947
684	.9881	at -5.32			.9758	at 115.92	.815
611					.9738	at 115.78	.871
652	.9825	at -5.25					.966
692	.9900	at -5.31	1.0529	at -122.34	.9777	at 116.02	.852
675	.9835	at -5.56	1.0553	at -122.52	.9758	at 116.03	.947

----- VOLTAGE REGULATOR DATA ----- DATE: 6-24-2004 AT 15:33:16 HOURS --  
 SUBSTATION: IEEE 13; FEEDER: IEEE 13

[NODE]	--[VREG]	-----[SEG]	-----[NODE]	MODEL	OPT	BNDW		
650	RG60	632	632	Phase A & B & C, Wye	RX	2.00		
	PHASE	LDCTR	VOLT HOLD	R-VOLT	X-VOLT	PT RATIO	CT RATE	TAP
	1		122.000	3.000	9.000	20.00	700.00	10
	2		122.000	3.000	9.000	20.00	700.00	8
	3		122.000	3.000	9.000	20.00	700.00	11









**ANEXO D – Fluxo de potência sem o gerador eólico no pior caso (às 20:00 horas).**

ELEMENT = "Vsource.SOURCE"

SOURCEBUS	1	-2223.4 +j	-1770.8	2842.5	0.7822
SOURCEBUS	2	-2735.8 +j	-1498.5	3119.3	0.8770
SOURCEBUS	3	-2715.1 +j	-2078.0	3419.1	0.7941
TERMINAL TOTAL .		-7674.3 +j	-5347.4	9353.6	0.8205
SOURCEBUS	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
SOURCEBUS	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
SOURCEBUS	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL .		0.0 +j	0.0	0.0	1.0000

ELEMENT = "Transformer.SUB"

SOURCEBUS	1	2223.4 +j	1770.8	2842.5	0.7822
SOURCEBUS	2	2735.8 +j	1498.5	3119.3	0.8770
SOURCEBUS	3	2715.1 +j	2078.0	3419.1	0.7941
SOURCEBUS	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL .		7674.3 +j	5347.4	9353.6	0.8205
650	1	-2654.8 +j	-1997.4	3322.3	0.7991
650	2	-2204.6 +j	-1283.2	2550.8	0.8643
650	3	-2814.8 +j	-2065.4	3491.3	0.8062
650	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL .		-7674.1 +j	-5346.0	9352.7	0.8205

ELEMENT = "Transformer.REG1"

650	1	2654.8 +j	1997.4	3322.3	0.7991
650	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL .		2654.8 +j	1997.4	3322.3	0.7991
RG60	1	-2654.1 +j	-1996.8	3321.4	0.7991
RG60	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000

TERMINAL TOTAL . -2654.1 +j -1996.8 3321.4 0.7991

ELEMENT = "Transformer.REG2"

650 2 2204.6 +j 1283.2 2550.8 0.8643

650 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . 2204.6 +j 1283.2 2550.8 0.8643

RG60 2 -2204.2 +j -1282.8 2550.3 0.8643

RG60 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . -2204.2 +j -1282.8 2550.3 0.8643

ELEMENT = "Transformer.REG3"

650 3 2814.8 +j 2065.4 3491.3 0.8062

650 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . 2814.8 +j 2065.4 3491.3 0.8062

RG60 3 -2814.1 +j -2064.7 3490.2 0.8063

RG60 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . -2814.1 +j -2064.7 3490.2 0.8063

ELEMENT = "Transformer.XFM1"

633 1 351.2 +j 255.9 434.6 0.8082

633 2 271.0 +j 210.6 343.2 0.7895

633 3 256.3 +j 200.2 325.2 0.7880

633 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . 878.5 +j 666.8 1102.9 0.7965

634 1 -338.4 +j -232.6 410.7 0.8240

634 2 -264.0 +j -198.0 330.0 0.8000

634 3 -248.8 +j -186.6 311.0 0.8000

634 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . -851.2 +j -617.3 1051.5 0.8096

ELEMENT = "Capacitor.CAP1"

675 1 0.0 +j -161.6 161.6 1.0000

675 2 0.0 +j -232.6 232.6 1.0000

675 3 0.0 +j -150.6 150.6 1.0000

TERMINAL TOTAL . 0.0 +j -544.8 544.8 1.0000

675 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

675 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

675 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

ELEMENT = "Capacitor.CAP2"

611 3 0.0 +j -74.4 74.4 -0.0000

TERMINAL TOTAL . 0.0 +j -74.4 74.4 -0.0000

611 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

ELEMENT = "Line.650632"

RG60 1 2654.1 +j 1996.8 3321.4 0.7991

RG60 2 2204.2 +j 1282.8 2550.3 0.8643

RG60 3 2814.1 +j 2064.7 3490.2 0.8063

TERMINAL TOTAL . 7672.4 +j 5344.2 9350.2 0.8206

632 1 -2541.8 +j -1595.1 3000.9 0.8470

632 2 -2218.1 +j -1104.2 2477.7 0.8952

632 3 -2604.6 +j -1651.3 3084.0 0.8446

TERMINAL TOTAL . -7364.5 +j -4350.6 8553.6 0.8610

ELEMENT = "Line.632670"

632 1 2188.8 +j 1336.5 2564.6 0.8535

632 2 1210.1 +j 600.9 1351.1 0.8956

632 3 2189.6 +j 1163.7 2479.6 0.8830

TERMINAL TOTAL . 5588.5 +j 3101.1 6391.2 0.8744

670 1 -2173.1 +j -1228.4 2496.3 0.8705

670 2 -1218.2 +j -591.8 1354.3 0.8995

670 3 -2132.3 +j -1074.4 2387.7 0.8930

TERMINAL TOTAL . -5523.5 +j -2894.7 6236.1 0.8857

ELEMENT = "Line.670671"

670 1 2135.7 +j 1206.4 2452.9 0.8707

670 2 1068.7 +j 505.8 1182.3 0.9039

670 3 1882.8 +j 929.5 2099.7 0.8967

TERMINAL TOTAL . 5087.1 +j 2641.6 5732.1 0.8875

671 1 -2098.1 +j -989.7 2319.8 0.9044

671 2 -1088.0 +j -492.4 1194.3 0.9110

671 3 -1787.8 +j -801.8 1959.4 0.9124

TERMINAL TOTAL . -4973.9 +j -2283.9 5473.2 0.9088

ELEMENT = "Line.671680"

671 1 -0.0 +j -0.0 0.0 0.0490

671 2 0.0 +j -0.0 0.0 -0.0161

671 3 0.0 +j -0.0 0.0 -0.0293

TERMINAL TOTAL . 0.0 +j -0.0 0.0 -0.0000

680 1 -0.0 +j -0.0 0.0 0.6097

680 2 -0.0 +j -0.0 0.0 0.8270

680 3 -0.0 +j -0.0 0.0 0.0672

TERMINAL TOTAL . -0.0 +j -0.0 0.0 0.5542

ELEMENT = "Line.632633"

632 1 353.0 +j 258.6 437.6 0.8067

632 2 271.7 +j 211.9 344.6 0.7884

632 3 257.8 +j 201.4 327.2 0.7880

TERMINAL TOTAL . 882.5 +j 672.0 1109.3 0.7956

633 1 -351.2 +j -255.9 434.6 0.8082

633 2 -271.0 +j -210.6 343.2 0.7895

633 3 -256.3 +j -200.2 325.2 0.7880

TERMINAL TOTAL . -878.5 +j -666.8 1102.9 0.7965

ELEMENT = "Line.632645"

632 3 157.2 +j 286.2 326.5 0.4816

632 2 736.3 +j 291.4 791.8 0.9298

TERMINAL TOTAL . 893.5 +j 577.5 1063.9 0.8398

645 3 -156.2 +j -285.1 325.1 0.4805

645 2 -724.3 +j -281.1 777.0 0.9322

TERMINAL TOTAL . -880.5 +j -566.3 1046.9 0.8411

ELEMENT = "Line.645646"

645 3 156.2 +j 285.1 325.1 0.4805

645 2 350.3 +j 6.1 350.3 0.9998

TERMINAL TOTAL . 506.5 +j 291.3 584.3 0.8669

646 3 -155.0 +j -284.1 323.7 0.4789

646 2 -349.0 +j -5.1 349.1 0.9999

TERMINAL TOTAL . -504.0 +j -289.3 581.1 0.8673

ELEMENT = "Line.692675"

692	1	965.7 +j	221.6	990.8	0.9747
692	2	158.1 +j	-92.2	183.0	-0.8638
692	3	531.2 +j	235.2	580.9	0.9144
TERMINAL TOTAL .		1654.9 +j	364.6	1694.6	0.9766
675	1	-951.1 +j	-211.0	974.2	0.9763
675	2	-158.0 +j	93.2	183.5	-0.8615
675	3	-527.5 +j	-235.1	577.5	0.9134
TERMINAL TOTAL .		-1636.7 +j	-352.9	1674.3	0.9775

ELEMENT = "Line.671684"

671	1	232.1 +j	155.4	279.3	0.8310
671	3	294.5 +j	65.3	301.7	0.9763
TERMINAL TOTAL .		526.6 +j	220.7	571.0	0.9223
684	1	-231.3 +j	-154.4	278.1	0.8317
684	3	-292.9 +j	-64.3	299.8	0.9768
TERMINAL TOTAL .		-524.2 +j	-218.6	568.0	0.9229

ELEMENT = "Line.684611"

684	3	292.9 +j	64.3	299.8	0.9768
TERMINAL TOTAL .		292.9 +j	64.3	299.8	0.9768
611	3	-291.3 +j	-62.7	298.0	0.9776
TERMINAL TOTAL .		-291.3 +j	-62.7	298.0	0.9776

ELEMENT = "Line.684652"

684	1	231.3 +j	154.4	278.1	0.8317
TERMINAL TOTAL .		231.3 +j	154.4	278.1	0.8317
652	1	-228.0 +j	-153.2	274.7	0.8300



TERMINAL TOTAL . -228.0 +j -153.2 274.7 0.8300

ELEMENT = "Line.671692"

671 1 1055.9 +j 457.2 1150.6 0.9177

671 2 158.1 +j -92.2 183.0 -0.8638

671 3 766.1 +j 288.4 818.5 0.9359

TERMINAL TOTAL . 1980.0 +j 653.4 2085.0 0.9496

692 1 -1055.9 +j -457.2 1150.6 0.9177

692 2 -158.1 +j 92.2 183.0 -0.8638

692 3 -766.1 +j -288.4 818.5 0.9359

TERMINAL TOTAL . -1980.0 +j -653.4 2085.0 0.9496

=====

ELEMENT = "Load.671"

671 1 810.1 +j 377.1 893.6 0.9066

671 2 930.0 +j 584.6 1098.5 0.8466

671 3 727.2 +j 448.1 854.1 0.8514

TERMINAL TOTAL . 2467.2 +j 1409.9 2841.6 0.8682

ELEMENT = "Load.634A"

634 1 338.4 +j 232.6 410.7 0.8240

634 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . 338.4 +j 232.6 410.7 0.8240

ELEMENT = "Load.634B"

634 2 264.0 +j 198.0 330.0 0.8000

634 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . 264.0 +j 198.0 330.0 0.8000

ELEMENT = "Load.634C"

634 3 248.8 +j 186.6 311.0 0.8000

634 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . 248.8 +j 186.6 311.0 0.8000

ELEMENT = "Load.645"

645 2 374.0 +j 275.0 464.2 0.8056

645 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . 374.0 +j 275.0 464.2 0.8056

ELEMENT = "Load.646"

646 2 349.0 +j 5.1 349.1 0.9999

646 3 155.0 +j 284.1 323.7 0.4789

TERMINAL TOTAL . 504.0 +j 289.3 581.1 0.8673

ELEMENT = "Load.692"

692 3 234.9 +j 53.2 240.8 0.9753

692 1 90.2 +j 235.6 252.3 0.3577

TERMINAL TOTAL . 325.1 +j 288.8 434.8 0.7477

ELEMENT = "Load.675A"

675 1 951.1 +j 372.6 1021.5 0.9311

675 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . 951.1 +j 372.6 1021.5 0.9311

ELEMENT = "Load.675B"

675	2	158.0 +j	139.5	210.8	0.7498
675	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL .		158.0 +j	139.5	210.8	0.7498

ELEMENT = "Load.675C"

675	3	527.5 +j	385.6	653.4	0.8073
675	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL .		527.5 +j	385.6	653.4	0.8073

ELEMENT = "Load.611"

611	3	291.3 +j	137.1	322.0	0.9048
611	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL .		291.3 +j	137.1	322.0	0.9048

ELEMENT = "Load.652"

652	1	228.0 +j	153.2	274.7	0.8301
652	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL .		228.0 +j	153.2	274.7	0.8301

ELEMENT = "Load.670A"

670	1	37.4 +j	22.0	43.4	0.8619
670	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL .		37.4 +j	22.0	43.4	0.8619

ELEMENT = "Load.670B"

670	2	149.5 +j	86.1	172.5	0.8666
670	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL .		149.5 +j	86.1	172.5	0.8666

ELEMENT = "Load.670C"

670        3    249.5 +j 145.0    288.5    0.8646

670        0    0.0 +j   0.0       0.0    1.0000

TERMINAL TOTAL . 249.5 +j 145.0    288.5    0.8646

Total Circuit Losses = 560.3 +j 1645.4

**ANEXO E – Fluxo de potência com o gerador eólico no pior caso (às 20:00 horas).**

ELEMENT = "Vsource.SOURCE"

SOURCEBUS	1	-1204.4 +j	-1713.4	2094.4	0.5751
SOURCEBUS	2	-1676.8 +j	-1390.7	2178.5	0.7697
SOURCEBUS	3	-1719.9 +j	-1960.8	2608.3	0.6594
TERMINAL TOTAL .		-4601.1 +j	-5065.0	6842.8	0.6724
SOURCEBUS	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
SOURCEBUS	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
SOURCEBUS	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL .		0.0 +j	0.0	0.0	1.0000

ELEMENT = "Transformer.SUB"

SOURCEBUS	1	1204.4 +j	1713.4	2094.4	0.5751
SOURCEBUS	2	1676.8 +j	1390.7	2178.5	0.7697
SOURCEBUS	3	1719.9 +j	1960.8	2608.3	0.6594
SOURCEBUS	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL .		4601.1 +j	5065.0	6842.8	0.6724
650	1	-1427.0 +j	-1923.0	2394.7	0.5959
650	2	-1275.0 +j	-1415.4	1905.0	0.6693
650	3	-1899.0 +j	-1725.8	2566.1	0.7401
650	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL .		-4601.0 +j	-5064.2	6842.2	0.6724

ELEMENT = "Transformer.REG1"

650	1	1427.0 +j	1923.0	2394.7	0.5959
650	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL .		1427.0 +j	1923.0	2394.7	0.5959
RG60	1	-1426.7 +j	-1922.7	2394.2	0.5959
RG60	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000

TERMINAL TOTAL . -1426.7 +j -1922.7 2394.2 0.5959

ELEMENT = "Transformer.REG2"

650 2 1275.0 +j 1415.4 1905.0 0.6693

650 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . 1275.0 +j 1415.4 1905.0 0.6693

RG60 2 -1274.7 +j -1415.2 1904.7 0.6693

RG60 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . -1274.7 +j -1415.2 1904.7 0.6693

ELEMENT = "Transformer.REG3"

650 3 1899.0 +j 1725.8 2566.1 0.7401

650 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . 1899.0 +j 1725.8 2566.1 0.7401

RG60 3 -1898.6 +j -1725.4 2565.5 0.7401

RG60 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . -1898.6 +j -1725.4 2565.5 0.7401

ELEMENT = "Transformer.XFM1"

633 1 365.2 +j 266.0 451.8 0.8083

633 2 271.4 +j 211.4 344.0 0.7889

633 3 271.8 +j 212.2 344.9 0.7882

633 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . 908.4 +j 689.7 1140.6 0.7965

634 1 -352.0 +j -242.0 427.2 0.8240

634 2 -264.0 +j -198.0 330.0 0.8000

634 3 -264.0 +j -198.0 330.0 0.8000

634 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . -880.0 +j -638.0 1087.0 0.8096

ELEMENT = "Capacitor.CAP1"

675 1 -0.0 +j -175.6 175.6 0.0000

675 2 -0.0 +j -210.9 210.9 0.0000

675 3 0.0 +j -175.5 175.5 1.0000

TERMINAL TOTAL . -0.0 +j -562.0 562.0 0.0000

675 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

675 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

675 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

ELEMENT = "Capacitor.CAP2"

611 3 0.0 +j -86.8 86.8 1.0000

TERMINAL TOTAL . 0.0 +j -86.8 86.8 1.0000

611 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

ELEMENT = "Line.650632"

RG60 1 1426.7 +j 1922.7 2394.2 0.5959

RG60 2 1274.7 +j 1415.2 1904.7 0.6693

RG60 3 1898.6 +j 1725.4 2565.5 0.7401

TERMINAL TOTAL . 4600.1 +j 5063.3 6840.8 0.6724

632 1 -1361.8 +j -1746.8 2214.9 0.6148

632 2 -1260.0 +j -1300.8 1811.0 0.6958

632 3 -1816.0 +j -1493.0 2350.9 0.7724

TERMINAL TOTAL . -4437.8 +j -4540.6 6349.1 0.6990



ELEMENT = "Line.632670"

632	1	994.8 +j	1478.0	1781.6	0.5584
632	2	258.6 +j	801.1	841.8	0.3072
632	3	1371.3 +j	984.7	1688.2	0.8123
TERMINAL TOTAL .		2624.7 +j	3263.8	4188.3	0.6267
670	1	-989.9 +j	-1438.2	1745.9	0.5670
670	2	-256.1 +j	-797.4	837.5	0.3058
670	3	-1351.0 +j	-942.6	1647.4	0.8201
TERMINAL TOTAL .		-2597.0 +j	-3178.2	4104.3	0.6328

ELEMENT = "Line.670671"

670	1	952.5 +j	1416.2	1706.7	0.5581
670	2	110.9 +j	713.8	722.3	0.1535
670	3	1093.6 +j	793.0	1350.9	0.8096
TERMINAL TOTAL .		2157.0 +j	2923.0	3632.7	0.5938
671	1	-940.8 +j	-1333.8	1632.2	0.5764
671	2	-108.1 +j	-710.6	718.8	0.1504
671	3	-1063.0 +j	-740.8	1295.6	0.8204
TERMINAL TOTAL .		-2111.8 +j	-2785.2	3495.3	0.6042

ELEMENT = "Line.671680"

671	1	-0.0 +j	-0.0	0.0	0.0130
671	2	0.0 +j	-0.0	0.0	-0.0079
671	3	0.0 +j	-0.0	0.0	-0.0040
TERMINAL TOTAL .		0.0 +j	-0.0	0.0	-0.0000
680	1	-0.0 +j	-0.0	0.0	0.2077
680	2	0.0 +j	-0.0	0.0	-0.0553
680	3	-0.0 +j	-0.0	0.0	0.9041
TERMINAL TOTAL .		-0.0 +j	-0.0	0.0	0.1980

ELEMENT = "Line.632633"

632	1	367.0 +j	268.8	454.9	0.8068
632	2	272.2 +j	212.8	345.5	0.7878
632	3	273.5 +j	213.6	347.0	0.7882
TERMINAL TOTAL .		912.7 +j	695.1	1147.2	0.7955
633	1	-365.2 +j	-266.0	451.8	0.8083
633	2	-271.4 +j	-211.4	344.0	0.7889
633	3	-271.8 +j	-212.2	344.9	0.7882
TERMINAL TOTAL .		-908.4 +j	-689.7	1140.6	0.7965

ELEMENT = "Line.632645"

632	3	171.2 +j	294.7	340.9	0.5023
632	2	729.3 +j	286.9	783.7	0.9306
TERMINAL TOTAL .		900.5 +j	581.7	1072.0	0.8400
645	3	-170.2 +j	-293.7	339.5	0.5014
645	2	-716.8 +j	-276.3	768.2	0.9331
TERMINAL TOTAL .		-887.0 +j	-570.0	1054.4	0.8413

ELEMENT = "Line.645646"

645	3	170.2 +j	293.7	339.5	0.5014
645	2	342.8 +j	1.3	342.8	1.0000
TERMINAL TOTAL .		513.0 +j	295.0	591.8	0.8669
646	3	-169.0 +j	-292.7	337.9	0.5000
646	2	-341.5 +j	-0.3	341.5	1.0000
TERMINAL TOTAL .		-510.5 +j	-293.0	588.6	0.8673

ELEMENT = "Line.692675"

692	1	1054.2 +j	243.1	1081.9	0.9744
692	2	149.5 +j	-78.0	168.6	-0.8866
692	3	625.1 +j	278.1	684.1	0.9137
TERMINAL TOTAL .		1828.8 +j	443.2	1881.7	0.9719
675	1	-1038.1 +j	-231.1	1063.5	0.9761
675	2	-149.6 +j	78.9	169.2	-0.8845
675	3	-620.2 +j	-277.9	679.7	0.9126
TERMINAL TOTAL .		-1808.0 +j	-430.1	1858.4	0.9729

ELEMENT = "Line.671684"

671	1	252.2 +j	168.9	303.6	0.8309
671	3	345.2 +j	77.0	353.7	0.9760
TERMINAL TOTAL .		597.5 +j	245.9	646.1	0.9247
684	1	-251.5 +j	-167.8	302.3	0.8317
684	3	-343.2 +j	-75.7	351.5	0.9765
TERMINAL TOTAL .		-594.7 +j	-243.6	642.6	0.9254

ELEMENT = "Line.684611"

684	3	343.2 +j	75.7	351.5	0.9765
TERMINAL TOTAL .		343.2 +j	75.7	351.5	0.9765
611	3	-341.4 +j	-73.8	349.3	0.9774
TERMINAL TOTAL .		-341.4 +j	-73.8	349.3	0.9774

ELEMENT = "Line.684652"

684	1	251.5 +j	167.8	302.3	0.8317
TERMINAL TOTAL .		251.5 +j	167.8	302.3	0.8317
652	1	-247.9 +j	-166.5	298.6	0.8300

TERMINAL TOTAL . -247.9 +j -166.5 298.6 0.8300

ELEMENT = "Line.671692"

671 1 1137.7 +j 502.5 1243.8 0.9148

671 2 149.5 +j -78.0 168.6 -0.8866

671 3 890.0 +j 328.1 948.5 0.9383

TERMINAL TOTAL . 2177.2 +j 752.6 2303.6 0.9451

692 1 -1137.7 +j -502.5 1243.8 0.9148

692 2 -149.5 +j 78.0 168.6 -0.8866

692 3 -890.0 +j -328.1 948.5 0.9383

TERMINAL TOTAL . -2177.2 +j -752.6 2303.6 0.9451

ELEMENT = "Transformer.TR1"

671 1 -1273.1 +j 197.4 1288.3 -0.9882

671 2 -919.0 +j 259.0 954.8 -0.9625

671 3 -994.9 +j -112.2 1001.2 0.9937

671 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . -3187.0 +j 344.2 3205.5 -0.9942

671A 1 1046.1 +j -7.2 1046.2 -1.0000

671A 2 1096.5 +j 33.8 1097.0 0.9995

671A 3 1107.5 +j -26.6 1107.8 -0.9997

671A 0 0.0 +j 0.0 0.0 1.0000

TERMINAL TOTAL . 3250.1 +j -0.0 3250.1 -1.0000

=====

ELEMENT = "Load.671"

671 1 823.8 +j 465.0 946.0 0.8709

671	2	877.7 +j	529.5	1025.0	0.8562	
671	3	822.6 +j	447.9	936.6	0.8783	
TERMINAL TOTAL		. 2524.1 +j	1442.4	2907.2	0.8682	

ELEMENT = "Load.634A"

634	1	352.0 +j	242.0	427.2	0.8240	
634	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000	
TERMINAL TOTAL		. 352.0 +j	242.0	427.2	0.8240	

ELEMENT = "Load.634B"

634	2	264.0 +j	198.0	330.0	0.8000	
634	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000	
TERMINAL TOTAL		. 264.0 +j	198.0	330.0	0.8000	

ELEMENT = "Load.634C"

634	3	264.0 +j	198.0	330.0	0.8000	
634	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000	
TERMINAL TOTAL		. 264.0 +j	198.0	330.0	0.8000	

ELEMENT = "Load.645"

645	2	374.0 +j	275.0	464.2	0.8056	
645	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000	
TERMINAL TOTAL		. 374.0 +j	275.0	464.2	0.8056	

ELEMENT = "Load.646"

646	2	341.5 +j	0.3	341.5	1.0000	
646	3	169.0 +j	292.7	337.9	0.5000	
TERMINAL TOTAL		. 510.5 +j	293.0	588.6	0.8673	

ELEMENT = "Load.692"

692	3	264.9 +j	50.0	269.6	0.9826	
692	1	83.5 +j	259.4	272.5	0.3064	
TERMINAL TOTAL .		348.4 +j	309.5	466.0	0.7477	

ELEMENT = "Load.675A"

675	1	1038.1 +j	406.7	1114.9	0.9311	
675	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000	
TERMINAL TOTAL .		1038.1 +j	406.7	1114.9	0.9311	

ELEMENT = "Load.675B"

675	2	149.6 +j	132.0	199.5	0.7498	
675	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000	
TERMINAL TOTAL .		149.6 +j	132.0	199.5	0.7498	

ELEMENT = "Load.675C"

675	3	620.2 +j	453.4	768.3	0.8073	
675	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000	
TERMINAL TOTAL .		620.2 +j	453.4	768.3	0.8073	

ELEMENT = "Load.611"

611	3	341.4 +j	160.7	377.3	0.9048	
611	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000	
TERMINAL TOTAL .		341.4 +j	160.7	377.3	0.9048	

ELEMENT = "Load.652"

652	1	247.9 +j	166.5	298.6	0.8301	
-----	---	----------	-------	-------	--------	--

652	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL .		247.9 +j	166.5	298.6	0.8301

ELEMENT = "Load.670A"

670	1	37.4 +j	22.0	43.4	0.8619
670	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL .		37.4 +j	22.0	43.4	0.8619

ELEMENT = "Load.670B"

670	2	145.2 +j	83.6	167.6	0.8666
670	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL .		145.2 +j	83.6	167.6	0.8666

ELEMENT = "Load.670C"

670	3	257.4 +j	149.6	297.7	0.8646
670	0	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL .		257.4 +j	149.6	297.7	0.8646

ELEMENT = "Generator.G1"

671A	1	-1046.1 +j	7.3	1046.1	-1.0000
671A	2	-1096.5 +j	-33.8	1097.0	0.9995
671A	3	-1107.4 +j	26.6	1107.8	-0.9997
TERMINAL TOTAL .		-3250.0 +j	0.1	3250.0	-1.0000

Total Circuit Losses = 376.8 +j 1181.4