



Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Análise do Impacto da Geração Distribuída em um
Sistema-Teste de Distribuição de Energia Elétrica

Felipe Aurélio de Campos Encarnação

Campina Grande, Paraíba

Agosto/2018

Felipe Aurélio de Campos Encarnação

Análise do Impacto da Geração Distribuída em um Sistema-Teste de Distribuição de Energia Elétrica

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Coordenação do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica

Orientadora:

Núbia Silva Dantas Brito, D. Sc.

Campina Grande, Paraíba
Agosto/2018

Felipe Aurélio de Campos Encarnaçõ

Análise do Impacto da Geração Distribuída em um Sistema-Teste de Distribuição de Energia Elétrica

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso de Graduação em Engenharia
Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários para a obtenção do
grau de Bacharel em Ciências no Domínio da
Engenharia Elétrica*

Aprovado em / /

Professor Avaliador
Universidade Federal de Campina Grande

Núbia Silva Dantas Brito, D. Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientadora

Campina Grande, Paraíba
Agosto/2018

*Dedico este trabalho a Deus, que sem ele nada disto seria possível, a minha mãe e a minha
irmã, que sempre estiveram do meu lado.*

Agradecimentos

Primeiramente agradeço a Deus, por esta oportunidade e por nunca ter desistido deste sonho, agradeço a minha mãe e a minha irmã por sempre me apoiarem em todos os momentos, principalmente nos momentos de desespero.

Agradeço a Professora Núbia, pela oportunidade e por toda paciência durante o desenvolvimento deste trabalho. A Rivanildo, a Laís e a Caio, por todo conhecimento transmitido para a execução deste trabalho. Ao todo pessoal do LSP, que sempre se fizeram presentes durante todo o tempo.

Agradeço do fundo do coração aos meus amigos/irmãos que Campina Grande me deu, em especial a Luiz Augusto, Fernando, Luiz Fernando, Luan, Renato, Andson, João Victor, Giovana, Thiago, Rodolfo, Rayla, Mylena e a todos que sempre se fizeram presente em minha vida.

Agradeço a todos os amigos que fiz durante a graduação, pois todos que passaram na minha vida me marcaram.

Resumo

Este trabalho apresenta um estudo sobre geração distribuída, que ao longo dos anos tem exibido uma grande demanda mundial como solução para diversos problemas, como redução das perdas em linhas de transmissão e maior facilidade ao acesso a energia elétrica. Diante disto, neste trabalho foi feita uma análise minuciosa dos impactos da geração eólica e da geração fotovoltaica no sistema teste do IEEE de 13 barras. Todas as análises foram realizadas com auxílio do *software* do *Electric Power Research Institute* (EPRI), OpenDSS, *software* utilizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para regulamentação das perdas técnicas do sistema.

Palavras chave: Geração Distribuída, Energia Eólica, OpenDSS.

Abstract

This work presents a study on distributed generation, which over the years has shown great national and world demand as a solution to several problems, such as reduction of losses in transmission lines and easier access to electric energy. In this work, a detailed analysis of the impacts of wind generation and photovoltaic generation on the 13-bar IEEE test system was carried out. All the analyzes were carried out with the help of the software of the Electric Power Research Institute (EPRI), OpenDSS, software used by the National Electric Energy Agency (ANEEL) to regulate the technical losses of the system.

Keywords: Distributed Generation, Wind Energy, OpenDSS.

Sumário

1. Introdução	1
1.1 Objetivos	1
1.2 Estrutura do trabalho	1
2. Fundamentação Teórica	3
2.1. O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica	3
2.2. Geração Distribuída	4
2.3. Energia Eólica	5
2.4. Energia Solar	9
3. Metodologia	13
4. Apresentação e discussão dos resultados	22
4.1. Sistema – teste sem GD	23
4.2. Sistema – teste com Aerogerador sem controle de reativos	25
4.3. Sistema – teste com Aerogerador com controle de reativos	27
4.4. Sistema – teste com Aerogerador e gerador Fotovoltaico	29
4.5. Discussão dos resultados	31
5. Conclusões	35

Lista de Figuras

Figura 1 – Matriz energética e elétrica Brasileira

Figura 2 – Processo de produção de energia elétrica

Figura 3 – Princípio de funcionamento de um aerogerador

Figura 4 – Aerogerador de velocidade fixa

Figura 5 – Extração da energia do disco atuador

Figura 6 – Componentes de um sistema fotovoltaico

Figura 7 – Curva característica de uma célula solar

Figura 8 – Sistema- teste

Figura 9 – Modelo do aerogerador

Figura 10 - Modelo do gerador fotovoltaico

Figura 11 – Conexão da GD

Figura 12 – Sistema – teste sem GD: Potência ativa fornecida pela subestação

Figura 13 – Sistema – teste sem GD: Potência reativa fornecida pela subestação

Figura 14 – Sistema – teste sem GD: Perfil de tensão do tronco do alimentador

Figura 15 – Sistema – teste com aerogerador sem controle de reativos: Potência ativa fornecida pela subestação

Figura 16 – Sistema – teste com aerogerador sem controle de reativos: Potência reativa fornecida pela subestação

Figura 17 – Sistema – teste com aerogerador sem controle de reativos: Perfil de tensão do tronco do alimentador

Figura 18 – Sistema – teste com aerogerador com controle de reativos: Potência ativa fornecida pela subestação

Figura 19 – Sistema – teste com aerogerador com controle de reativos: Potência reativa fornecida pela subestação

Figura 20 – Sistema – teste com aerogerador com controle de reativos: Perfil de tensão do tronco do alimentador

Figura 21 – Sistema – teste com aerogerador e gerador fotovoltaico: Potência ativa fornecida pela subestação

Figura 22 – Sistema – teste com aerogerador e gerador fotovoltaico: Potência reativa fornecida pela subestação

Figura 23 – Sistema – teste com aerogerado e gerador fotovoltaico: Perfil de tensão do tronco do alimentador

Figura 24 – Sistema – teste com aerogerador e gerador fotovoltaico: Potência ativa fornecida pelo gerador fotovoltaico

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Parâmetros da subestação

Tabela 2 – Parâmetros dos transformadores

Tabela 3 – Parâmetros do regulador de tensão

Tabela 4 – Parâmetros da chave CH1

Tabela 5 – Parâmetros dos bancos de capacitores

Tabela 6 – Parâmetros das linhas de distribuição

Tabela 7 – Parâmetros das cargas

Tabela 8 – Parâmetros do aerogerador

Tabela 9 – Parâmetros do transformador elevador

Tabela 10 – Parâmetros do gerador Fotovoltaico

Tabela 11 – Parâmetros do transformador elevador conectado entre o sistema fotovoltaico e a rede

Tabela 12– Sistema – teste sem GD: Perdas técnicas

Tabela 13 – Sistema – teste com aerogerador sem controle de reativos: Perdas técnicas

Tabela 14 – Sistema – teste com aerogerador com controle de reativos: Perdas técnicas

Tabela 15– Sistema – teste com aerogerador e gerador fotovoltaico: Perdas técnicas

Tabela 16 – Erro percentual da potência ativa na subestação (com aerogerador)

Tabela 17 – Erro percentual da potência reativa na subestação (com aerogerador)

Tabela 18 – Erro percentual da potência ativa na subestação (com aerogerador e gerador fotovoltaico)

Tabela 19 – Erro percentual da potência reativa na subestação (com aerogerador e gerador fotovoltaico)

Lista de Símbolos/Siglas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

EBC – Empresa Brasil de Comunicação

FSWT – Fixed-Speed Wind Turbine

GD – Geração Distribuída

OpenDSS – Open Distribution System Simulator

PCH – Pequenas Centrais Hidroelétricas

SDEE – Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

T – Torque

ΔH – Momento Linear

Δt – Variação do tempo

Δm – Variação da massa específica do vento

v_u – Velocidade do vento antes do disco atuador

v_w – Velocidade do vento após o disco atuador

p_0^- - Pressão do vento imediatamente antes do disco atuador

p_0^+ - Pressão do vento imediatamente após o disco atuador

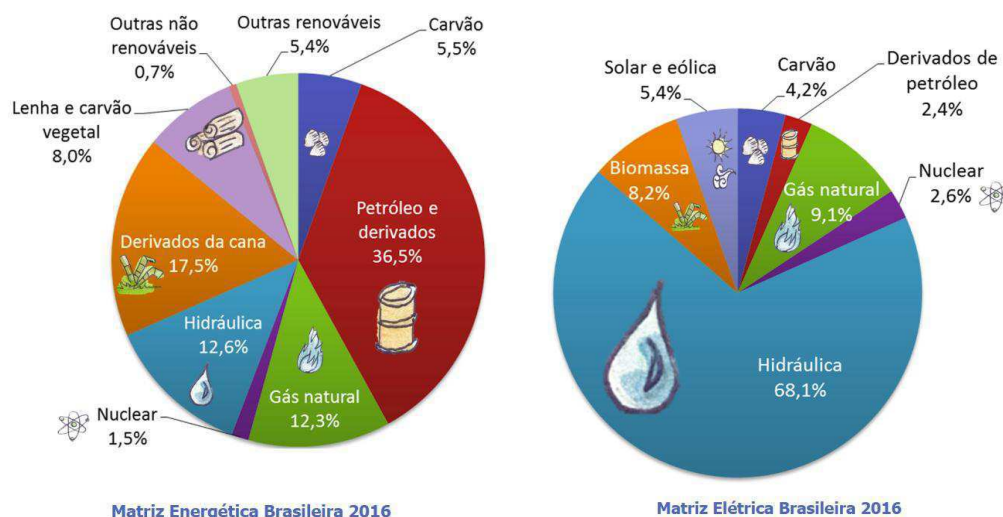
V – Volt

KV - Quilovolt

Capítulo 1 Introdução

O consumo de energia representa um dos principais indicadores do nível de desenvolvimento de uma sociedade e a composição das suas matrizes energética e elétrica indica o quanto esse desenvolvimento é sustentável. Análise da composição atual das matrizes energética e elétrica brasileira, conforme apresentadas na Figura 1 revela que, a maior parte da energia elétrica gerada no Brasil vem de usinas hidrelétricas.

Figura 1 – Matrizes energética e elétrica brasileira.



Fonte: EPE (2018)

Essa estrutura, entretanto, vem mudando com o tempo. Estudos mostram que a participação das energias renováveis cresce cada vez mais no Brasil, ocupando atualmente o quarto lugar no *ranking* mundial de produção de energia renovável, ficando atrás apenas da Índia, China e Estados Unidos. Dentre as energias renováveis, as com maior potencial de desenvolvimento atual, são sem dúvida, a solar e a eólica.

O marco legal do processo de inserção dessas novas fontes de energia elétrica no sistema elétrico foi o ano de 2012, com a publicação da Resolução Normativa nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no qual se definiu o conceito de Geração Distribuída (GD), no Artigo 14 do Decreto-Lei Nº 5.163/2004: “Considera-se geração distribuída toda produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de: hidrelétrico com

capacidade instalada superior a 30 MW; termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%” (BRASIL, 2018).

A GD é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica. Apesar do seu crescimento significativo, a GD tem enfrentado barreiras para sua adoção e um exemplo, são as possíveis consequências negativas resultantes da sua inserção, visto que os sistemas atuais não contemplam esse tipo de geração em seus projetos. Assim, estudos que busquem avaliar os impactos da sua presença são de suma importância.

1.1 Objetivos

Este Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) insere-se no cenário das energias renováveis e da GD, e teve como objetivo geral estudar os impactos da presença da GD em um sistema de distribuição de energia elétrica e como objetivos específicos: i) estudar os fundamentos das gerações eólica e fotovoltaica; ii) aplicar o *software* OpenDSS no estudo de caso; iii) analisar o perfil de tensão e as perdas elétricas do sistema-teste em cenários com e sem a presença da GD.

1.2 Estrutura do Trabalho

O TCC foi realizado sob a orientação da professora Núbia Silva Dantas Brito e o relatório foi estruturado da seguinte forma:

- Capítulo 2: apresenta a fundamentação teórica que embasa o trabalho e aborda o sistema de distribuição de energia elétrica, aspectos da geração distribuída, das energias eólica e energia solar;
- Capítulo 3: apresenta a metodologia adotada no estudo, o sistema-teste e o software utilizado para as simulações;
- Capítulo 4: apresenta e discute os resultados obtidos.
- Capítulo 5: é conclusivo e destaca as principais conclusões do trabalho.
- Referências bibliográficas

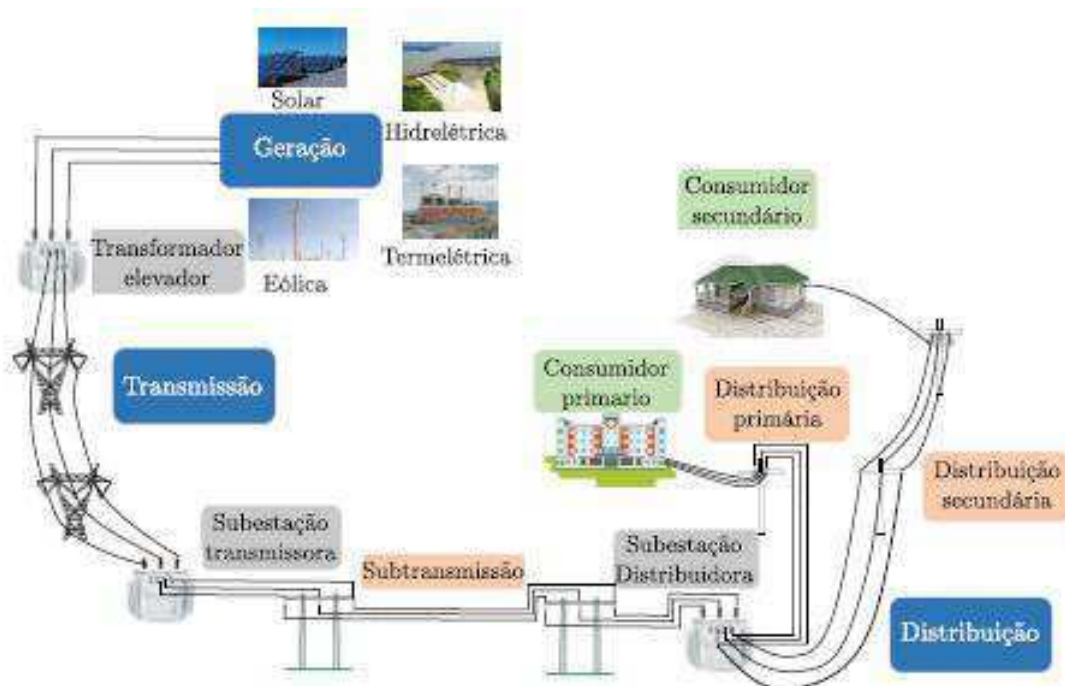
Capítulo 2 Fundamentação Teórica

Neste capítulo, são abordados os temas mais importantes para a elaboração do TCC.

2.1 O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

O processo de produção tradicional de energia elétrica inicia nas usinas de energia elétrica, constituídas usualmente por centrais elétricas de grande porte e localizadas normalmente distante dos grandes centros consumidores, de onde partem as linhas de transmissão que transportam a eletricidade até as subestações abaixadoras. A partir daí, inicia o sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE), responsável por abastecer os consumidores, ou seja, entregar tensão e corrente elétrica nos níveis requeridos pelo consumidor (ABRADEE, 2018) (Figura 2).

Figura 2 – Processo de Eração, Transmissão e Distribuição de energia elétrica.



Fonte: JUNQUEIRA (2017)

O SDEE constitui uma subdivisão do sistema elétrico, cujas interligações se confundem com a própria topografia das cidades, ramificando-se ao longo de ruas e avenidas, sendo responsável por conectar o sistema de transmissão ou geradoras de

pequeno porte ao consumidor final. O SDEE é composto por fios condutores, transformadores e vários equipamentos responsáveis por controlar, medir e proteger as redes elétricas. Um SDEE típico divide-se nos seguintes segmentos (ABRADEE, 2018; JUNQUEIRA, 2017):

- Subtransmissão: responsável por suprir as subestações de distribuição a partir das subestações de subtransmissão. As linhas da subtransmissão são todas trifásicas a três condutores e operam com tensão entre 69kV e 138kV.
- Distribuição primária: comumente denominadas de "rede de média tensão" ou "alimentadores". São visualizadas facilmente nas ruas e avenidas das cidades, compostas por três fios aéreos condutores e operam com tensão entre 2,3kV a 44kV.
- Distribuição secundária: responsável pelo suprimento de energia elétrica às residências e pequenos comércios. São comumente denominadas de "redes de baixa tensão", localizam-se nos mesmos postes da rede de média tensão, porém, em uma altura inferior e operam com tensão entre 110V e 440V.

A configuração mais usual do SDEE é a radial, que se caracteriza por possuir operação e expansão fácil, porém não possui continuidade de serviço alta, sendo composta por um tronco trifásico estendido e ramais trifásicos ou monofásicos.

2.2 Geração Distribuída

A arquitetura tradicional do sistema de energia elétrica é *vertical*, com geração pouco dispersa e fluxo unidirecional da energia (geração → consumo). Esse modelo de sistema, entretanto, vem sendo substituído gradativamente por um novo modelo, o qual utiliza fontes de energia diversas, cuja produção de energia é feita de forma descentralizada, preferencialmente no próprio local ou próximo de onde a energia será utilizada. Essa nova arquitetura é a denominada Geração Distribuída (GD), em que o fluxo de energia passa a ser bidirecional (geração ↔ consumo), pois o consumidor pode se comportar também como produtor de energia.

Os geradores distribuídos podem ser originados a partir de várias matrizes energéticas, incluindo: cogeração com turbinas a vapor, pequenas centrais

hidroelétricas (PCH), usinas eólicas e geração solar fotovoltaica, estas duas últimas sendo o foco deste trabalho.

As unidades geradoras distribuídas possuem os seguintes atributos: despacho e planejamento não-centralizados, potências normalmente menores que 50 MW e conectadas usualmente ao SDEE. A GD pode ser utilizada em capacidades como micro ($\sim 1W < 5 kW$), mini ($5 kW < 5 MW$), médio ($5 MW < 50 MW$) e grande ($50 MW < 300 MW$) (NASCIMENTO, 2015).

Dentre as suas muitas vantagens, destacam-se (NASCIMENTO, 2014):

- Baixo impacto ambiental.
- Diversificação da matriz energética.
- Minimização das perdas elétricas.
- Redução no carregamento das redes.
- Redução dos custos de transmissão.
- Adiamiento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição.

Apesar das muitas vantagens, a inserção da GD no sistema elétrico resulta em vários problemas, tais como (NASCIMENTO, 2014):

- Aumento do nível de curto-circuito.
- Reversão do fluxo de potência.
- Introdução de harmônicos.
- Problemas relacionados à estabilidade e confiabilidade.
- Flutuações de tensão.
- Ilhamento (isolamento do sistema com a GD da concessionária).
- Problemas no sistema de proteção.

2.3 Energia Eólica

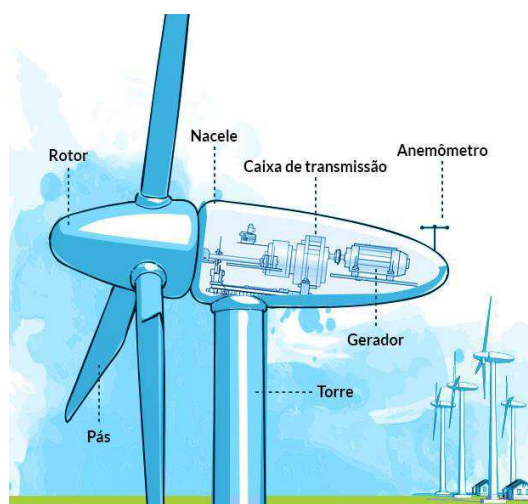
Energia eólica é a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Segundo a Empresa Brasil de Comunicação (EBC, 2018), o Brasil em 2018, passou a ocupar o oitavo lugar no *ranking* mundial que afere a capacidade instalada de produção

de energia eólica. Atualmente, o país possui 12,76 GW de capacidade de energia instalada. Devido à abundância de ventos, a região Nordeste lidera na capacidade de produção de energia eólica, sendo o Rio Grande do Norte o estado que mais produziu energia usando a força dos ventos. São 135 parques eólicos (conjuntos de aerogeradores) com 3.678,85 MW de capacidade instalada.

O aproveitamento da energia do vento ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas (comumente denominados de aerogeradores) para a geração de eletricidade, ou de cata-ventos e moinhos, para trabalhos mecânicos como bombeamento d'água (CCEE, 2018). Os aerogeradores possuem imensas hélices que se movimentam de acordo com a velocidade do vento no local, as quais são instaladas em torres de até 150 metros de altura. Esta fonte só pode ser aproveitada nos momentos em que há vento suficiente (EPE, 2018).

O princípio de funcionamento de um aerogerador pode ser resumido da seguinte forma: o vento movimenta as pás e faz girar o rotor, que transmite a rotação ao gerador, que, por sua vez, converte essa energia mecânica em energia elétrica. Esse processo é ilustrado na Figura 3 e a função de cada elemento descrita a seguir (ATLANTIC, 2018).

Figura 3 – Partes constituintes de um Aerogerador



Fonte: ATLANTIC (2018)

Pás: captam o vento, convertendo sua potência ao centro do rotor.

Rotor: elemento de fixação das pás que transmite o movimento de rotação para o eixo de movimento lento. Um de seus principais componentes é o sistema hidráulico que

permite o movimento das pás em distintas posições para otimizar a força do vento ou parar a turbina por completo.

Torre: elemento que sustenta o rotor e a nacela na altura apropriada ao seu funcionamento.

Nacela: compartimento instalado no alto da torre composto por caixa multiplicadora, freios, embreagem, mancais, controle eletrônico e sistema hidráulico. É o componente de maior peso do sistema;

Caixa de transmissão: tem a função de transformar as rotações que as pás transmitem ao eixo de baixa velocidade (19 a 30 rpm), de modo que entregue ao eixo de alta velocidade as rotações que o gerador precisa para funcionar (1.500 rpm);

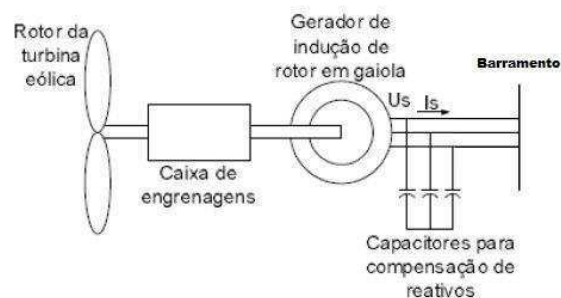
Gerador: converte a energia mecânica do eixo em energia elétrica;

Anemômetro: mede a velocidade do vento. Esses dados são lidos pelo sistema de controle, que garante o posicionamento mais adequado da turbina.

Anemógrafo: Registra tanto a velocidade quanto a direção (m/s ou graus) do cata-vento.

Dentre os tipos de aerogeradores, selecionou-se para este trabalho o modelo mais tradicional, ou seja, o de velocidade fixa. Este sistema consiste de um gerador de indução de rotor em gaiola conectado diretamente a rede elétrica (Figura 4). Assim, a rotação do eixo do rotor que interliga a turbina ao gerador é mantida pela rede elétrica, o escorregamento e, conseqüentemente, a velocidade variam com a quantidade de potência gerada (PEREIRA, 2004). A variação de velocidade, contudo, é pequena, aproximadamente 1% a 2%, daí a denominação. Para suprir a energia reativa necessária, bancos de capacitores em derivação são instalados (NUNES, 2003).

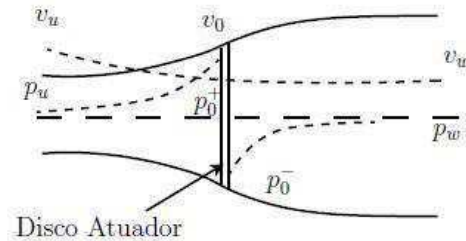
Figura 4 – Aerogerador de velocidade fixa.



Fonte: PEREIRA (2004) (Editado pelo Autor)

O mecanismo de extração de energia dos ventos de uma turbina eólica de eixo horizontal pode ser obtido analisando a passagem de uma massa de ar por um disco atuador, o que produz um tubo de escoamento (Figura 5).

Figura 5 – Extração de energia do disco atuador.



Fonte: Cheim (2016)

Considera-se na figura, v a velocidade e p , a pressão ao longo do tubo. As variáveis com subscrito u referem-se àquelas “antes” do disco, enquanto as variáveis com subscrito w , referem-se àquelas “após” o disco, e as com subscrito 0, referem-se àquelas localizadas no disco (Cheim, 2016).

A variação do momento linear da massa de ar antes e depois de tubo é dada por $H = m(v_u - v_w)$, sendo m a massa do ar, A a área do tubo e ρ , a massa específica do vento. Essa variação causa uma força no disco igual a:

$$T = \frac{\Delta H}{\Delta t} = \frac{\Delta m(v_u - v_w)}{\Delta t} = \rho A v_0 (v_u - v_w) = A(p_0^+ - p_0^-). \quad (1)$$

Utilizando a equação de Bernoulli, a diferença é dada por:

$$p_0^+ - p_0^- = \frac{1}{2} \rho (v_u^2 - v_w^2). \quad (2)$$

Substituindo a Equação (2) na Equação (1), obtém-se:

$$T = \frac{1}{2} \rho A (v_u^2 - v_w^2), \quad (3)$$

ou seja:

$$v_0 = \frac{1}{2} (v_u + v_w) \rightarrow v_u - v_w = 2(v_u - v_0). \quad (4)$$

Como a energia cinética em uma massa de ar com velocidade v é igual a:

$$E_k = \frac{1}{2}mv^2, \quad (5)$$

então, a potência transferida para o disco atuador é dada por:

$$P = \Delta E_k = \frac{1}{2}\rho Av_0(v_u^2 - v_w^2) = \frac{1}{2}\rho Av^3 4(1-a)^2 \quad (6)$$

$$a = 1 - \frac{v_0}{v_u}. \quad (7)$$

Sendo a potência contida nos ventos igual a:

$$P_v = 0,5\rho Av^3. \quad (8)$$

A razão entre a potência incidente inicial e a potência extraída é dada por:

$$C_p = \frac{P}{P_v} = \frac{0,5\rho Av^3 4a(1-a)^2}{0,5\rho Av^3} = 4a(1-a)^2, \quad (9)$$

sendo C_p , o coeficiente de potência da turbina.

Portanto, a potência gerada pela turbina é dada por:

$$P_t = \frac{1}{2}\rho ACp v_v^3, \quad (10)$$

sendo ρ , a massa específica dos ventos e $A = \pi R^2$, a área varrida pelo rotor.

2.4 Energia Solar

A energia solar é a energia que provém da radiação emitida pelo Sol em direção à Terra. Empresa Brasil de Comunicação (EBC, 2018), o Brasil alcançou a marca histórica de 1 GW de potência instalada em usinas de fonte fotovoltaica conectadas à matriz elétrica nacional no ano corrente. Essa potência é suficiente para abastecer 500 mil residências e atender o consumo de 2 milhões de brasileiros. O resultado também coloca o Brasil entre os 30 países do mundo que possuem mais de 1 GW de fonte solar.

O processo de produção de energia elétrica a partir da energia solar pode se dar de duas formas: i) heliotérmico: a irradiação solar é convertida inicialmente, em energia térmica e posteriormente, em energia elétrica; ii) fotovoltaico: a irradiação solar é convertida diretamente em energia elétrica, através do uso de células fotovoltaicas.

Este trabalho focaliza a energia fotovoltaica, ou seja, a energia obtida por meio da conversão direta da luz em eletricidade, que ocorre devido ao chamado “efeito fotovoltaico”, que é o estabelecimento de uma tensão elétrica em um material semicondutor quando exposto à luz visível. O sistema responsável por essa conversão é denominado de “célula fotovoltaica” e para aumentar os níveis de tensão e corrente, várias células fotovoltaicas são conectadas em associações série-paralelo, constituindo assim o conjunto denominado de “módulo fotovoltaico”. A associação de vários módulos resulta no “painel fotovoltaico” que constitui a unidade fundamental de um sistema fotovoltaico (CRESESB-CEPEL, 2014).

Existem dois tipos básicos de sistemas fotovoltaicos (NEOSOLAR, 2018): i) Sistemas Isolados (*Off-grid*): são utilizados em locais remotos ou onde o custo de se conectar à rede elétrica é elevado. São utilizados em casas de campo, refúgios, iluminação, telecomunicações, bombeio de água, etc. ii) Sistemas Conectados à Rede (*Grid-tie*): substituem ou complementam a energia elétrica convencional disponível na rede elétrica.

Um sistema fotovoltaico possui quatro componentes básicos (Figura 6):

Figura 6 – Componentes de um sistema fotovoltaico.



Fonte: NEOSOLAR (2018)

Painéis solares: Conjunto composto pelas células fotovoltaicas, que podem ser conectadas em série – paralelo, responsáveis pela conversão a irradiação solar em energia elétrica.

Controladores de carga: Atuam protegendo as baterias do sistema de um sobrecarga ou descarga inesperada.

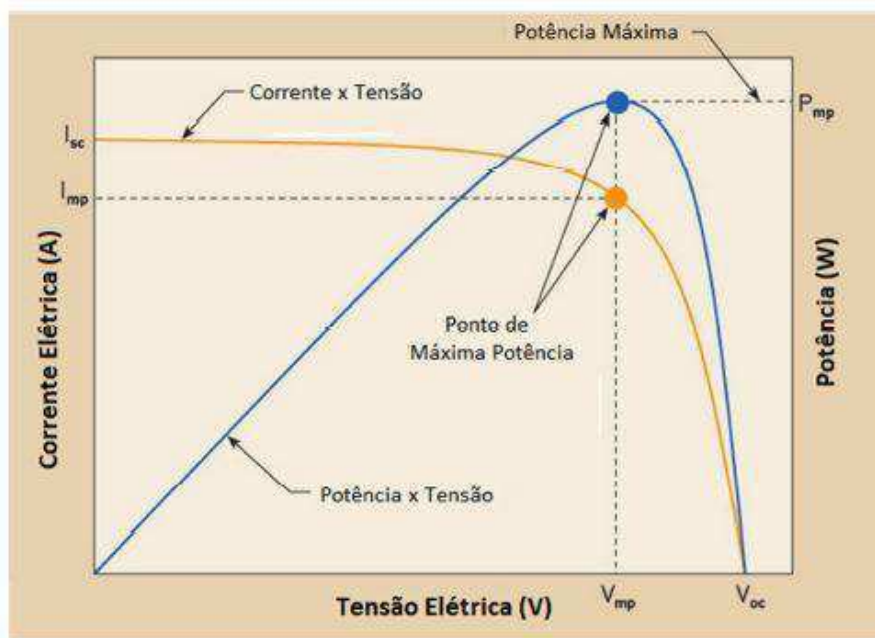
Inversores: Convertem a corrente contínua (DC) gerada pelos painéis fotovoltaicas em corrente alternada (AC).

Baterias: Quando carregadas, atuam abastecendo as cargas a elas conectadas. Usualmente, utilizam-se baterias do tipo estacionária, as quais são carregadas a partir dos painéis fotovoltaicos.

O sistema *off-grid* requer baterias e controladores de carga, enquanto o sistema *grid-tie* requer apenas painéis e inversores, visto que não precisam armazenar energia.

A curva característica I x V de uma célula fotovoltaica genérica é apresentada na Figura 7.

Figura 7 – Curva característica de uma célula solar.



Fonte: Aramizu(2010)

Sendo:

$$\text{Potência máxima: } P_m = I_{mp} \cdot V_{mp}. \quad (11)$$

$$\text{E eficiência energética: } \eta = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{A \cdot I_c} = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{P_i}. \quad (12)$$

Sendo:

I_c = luz incidente – Potência luminosa incidente (W/m^2)

A = área útil do módulo (m^2)

$P_i = A \times I_c$ = potência de radiação solar incidente

Capítulo 3 Metodologia

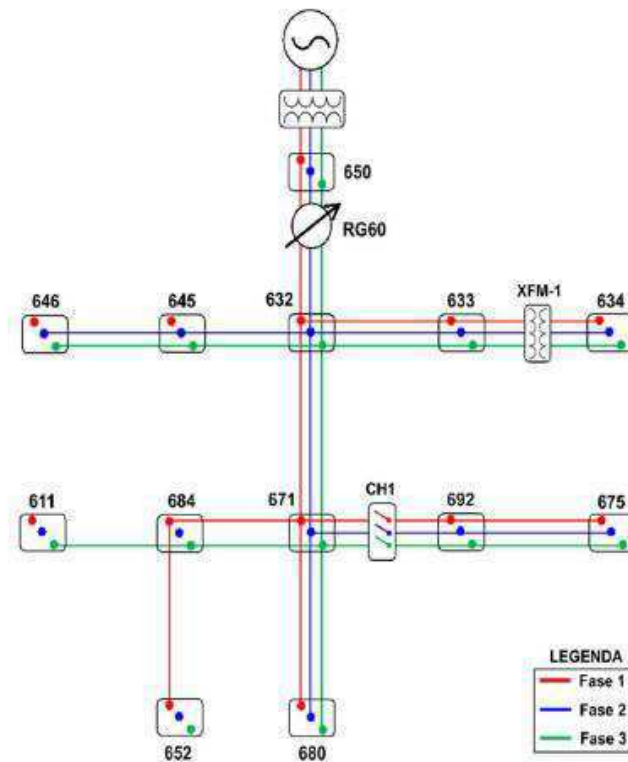
Este trabalho de Conclusão de Curso foi desenvolvido no Laboratório de Simulação de Sistemas de Potência (LabSim) do DEE/UFCG.

O estudo de caso foi realizado no OpenDSS (OPENDSS, 2018), um *software* livre (*open source*) e adotado desde 2014, como *software* oficial da ANEEL para estudos de sistemas de distribuição de energia elétricas. O OpenDSS está disponível para *download* gratuito, junto com manual do usuário e exemplos.

O *software* pode ser usado para realização de diversos estudos, tais como: planejamento e análise de sistemas elétricos, análise de circuitos polifásicos, análise de sistemas com geração distribuída, simulações de variação anual de cargas e geradores, simulações de plantas geradores eólicas, análise de harmônicos, estudo de queda de tensão, estudo de fluxo de carga, de perdas elétricas, etc.

O estudo de caso apresentado neste trabalho foi realizado no sistema-teste de 13 barras do IEEE, o qual é largamente utilizado na literatura técnica. Resumidamente, é um sistema de distribuição de 4,16KV, com topologia radial, tronco principal medindo 1.5240 km, constituído de linhas monofásicas, bifásicas e trifásicas, e contendo capacitores shunt, transformadores instalados nas linhas, cargas conectadas de modos diversos (SOARES, 2016) (Figura 8).

Figura 8 – Sistema-Teste.



Fonte: SOARES (2016)

Todos os componentes do sistema-teste foram modelados no OpenDSS conforme os modelos disponíveis na *software* e baseou-se na modelagem realizada por SOARES (2016). Os parâmetros e os códigos de cada componente são apresentados a seguir.

Tabela 2 – Parâmetros da subestação.

Tensão (kV)	Frequência (Hz)	Ângulo (graus)	Potência de curto-circuito trifásica (MVA)
115	60	30	444,9

Código: Subestação

```
New Circuit.Sistema_IEEE13
Edit Vsource.source
~ basekv=115 pu=1.00 Phases=3 bus1=Alimentador Angle=30 MVAsc1=444.9
```

Tabela 3 – Parâmetros dos transformadores.

Transformador	Primário			Secundário		
	Potência (KVA)	Tensão (kV)	Ligação	Tensão (kV)	Ligação	R(%); Y(%)
TR-SE	5000	115	Delta	4,16	Ípsilon	1; 8
XFM-1	500	4,16	Ípsilon	0,48	Ípsilon	1,1; 2

Código: Transformadores

New Transformer.TR-SE
 ~ Phases=3 Windings=2 XHL=(8 1000 /)
 ~ wdg=1 bus=Alimentador 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

New Transformer.XFM-1
 ~ Phases=3 Windings=2 XHL=2
 ~ wdg=1 bus=633 conn=Wye kv=4.16 kva=500 %r=0.55 XHT=1
 ~ wdg=2 bus=634 conn=Wye kv=0.480 kva=500 %r=0.55 XLT =1

Tabela 4 – Parâmetros do regulador de tensão.

Fases	Band	Relação TP	Primário (A)	Nível de tensão (V)	R(V)	X(V)
1-2-3	2	20	700	122	3	9

Código: Regulador de Tensão

New Transformer.RG60
 ~ Phases=3 Windings=2 XHL=0.01 %Loadloss=0.001
 ~ wdg=1 bus=650 conn=Wye kv=4.16 kva=500
 ~ wdg=2 bus=RG60 conn=Wye kv=4.16 kva=500

New Regcontrol.RG60 Transformer = RG60
 ~ Winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 ctprim=700 R=3 X=9

Tabela 5 – Parâmetros da Chave CH1.

Fases	Barras de conexão	Estado	R0 (Ω)	R1 (Ω)
1-2-3	671-692	NF	0.0001	0.0001

Código: Chave CH1

New Line.CH1
 ~ Phases=3 Bus=671 Bus2=692
 ~ Switch=y R1=0.0001 R0=0.0001 X1=0.000 X0= 0.000 C1=0.000

Tabela 6 – Parâmetros dos bancos de capacitores.

Fases	Barra de conexão	KVAR/Fase
3	611	100
1-2-3	675	200

Código: Bancos de Capacitores

New Capacitor.Cap1 Phases=1 KVAr=100 Bus=611.3
 New Capacitor.Cap2 Phases=3 KVAr=600 Bus=675

Tabela 7 – Parâmetros das linhas de distribuição.

Nó A	Nó B	Fase	Comprimento	Configuração
650	632	1-2-3	0,6096	601
632	645	2-3	0,1524	603
645	646	2-3	0,0914	603
632	633	1-2-3	0,1524	602
632	670	1-2-3	0,2033	601
670	671	1-2-3	0,4063	601
671	680	1-2-3	0,3048	601
671	684	1-3	0,0914	604
684	611	3	0,0914	605
684	652	1	0,2438	607
692	675	1-2-3	0,1524	606

Código: Linhas de distribuição

```

New linecode.601
~ nphases=3 BaseFreq=60
~ rmatrix = [ 0.2153 | 0.0969 0.2097 | 0.0982 0.0954 0.2121 ]
~ xmatrix = [ 0.6325 | 0.3117 0.6511 | 0.2632 0.2392 0.6430 ]
New linecode.602
~ nphases=3 BaseFreq=60
~ rmatrix = [ 0.4676 | 0.0982 0.4645 | 0.0969 0.0954 0.4621 ]
~ xmatrix = [ 0.7341 | 0.2632 0.7446 | 0.3117 0.2392 0.7526 ]
New linecode.603
~ nphases=2 BaseFreq=60
~ rmatrix = [ 0.8261 | 0.1284 0.8226 ]
~ xmatrix = [ 0.871 | 0.2853 0.8431 ]
New linecode.604
~ nphases=2 BaseFreq=60
~ rmatrix = [ 0.8226 | 0.1284 0.8261 ]
~ xmatrix = [ 0.8431 | 0.2853 0.8371 ]
New linecode.605
~ nphases=1 BaseFreq=60
~ rmatrix = [ 0.8259 ]
~ xmatrix = [ 0.8373 ]
New linecode.606
~ nphases=3 BaseFreq=60
~ rmatrix = [ 0.4960 | 0.1983 0.4903 | 0.1770 0.1983 0.4960 ]
~ xmatrix = [ 0.2773 | 0.0204 0.2511 | -0.0089 0.0204 0.2773 ]
New linecode.607
~ nphases=1 BaseFreq=60
~ rmatrix = [ 0.8342 ]
~ xmatrix = [ 0.3184 ]

New Line.650_632
~ Phases=3 Bus1=RG60.1.2.3 Bus2=632.1.2.3 LineCode=601 Length=0.6069
New Line.632_645
~ Phases=3 Bus1=632.3.2 Bus2= 645.3.2 LineCode=603 Length=0.1524
New Line.645_646
~ Phases=3 Bus1=645.3.2 Bus2= 646.3.2 LineCode=603 Length=0.0914
New Line.632_633
~ Phases=3 Bus1=632.1.3.2 Bus2= 633.1.3.2 LineCode=602 Length=0.1524
New Line.632_670
~ Phases=3 Bus1=632.1.3.2 Bus2= 670.1.3.2 LineCode=601 Length=0.2033
New Line.670_671
~ Phases=3 Bus1=670.1.3.2 Bus2= 671.1.3.2 LineCode=601 Length=0.4063
New Line.671_680
~ Phases=3 Bus1=671.1.2.3 Bus2= 680.1.2.3 LineCode=601 Length=0.3048
New Line.671_684
~ Phases=2 Bus1=671.1.3 Bus2= 680.1.3 LineCode=604 Length=0.0914
New Line.684_611
~ Phases=1 Bus1=684.3 Bus2= 611.3 LineCode=605 Length=0.0914
New Line.684_652
~ Phases=1 Bus1=684.1 Bus2= 652.1 LineCode=607 Length=0.2438
New Line.692_675
~ Phases=3 Bus1=692.1.2.3 Bus2= 675.1.2.3 LineCode=606 Length=0.1524

```

Tabela 8 – Parâmetros das cargas.

Barra	Ligação	Modelo	Fase1		Fase2		Fase3	
			kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
611	Ípsilon	I	0	0	0	0	170	170
634	Ípsilon	PQ	160	110	120	120	120	120
645	Ípsilon	PQ	0	0	170	170	0	0
646	Delta	Z	0	0	230	230	0	0
652	Ípsilon	Z	128	86	0	0	0	0
670	Ípsilon	PQ	17	10	66	66	117	117
671	Delta	PQ	385	220	385	385	385	385
675	Ípsilon	PQ	485	190	68	68	290	290
692	Delta	I	0	0	0	0	170	170

Código: Cargas

```

New Load.611
~ Phases=1 Bus1=611.3 Conn=Wye Model=5 kW=170 kvar=80 kV=2.4
New Load.634.a
~ Phases=1 Bus1=634.1 Conn=Wye Model=1 kW=160 kvar=110 kV=2.4
New Load.634.b
~ Phases=1 Bus1=634.2 Conn=Wye Model=1 kW=120 kvar=90 kV=2.4
New Load.634.c
~ Phases=1 Bus1=634.3 Conn=Wye Model=1 kW=120 kvar=90 kV=2.4
New Load.645
~ Phases=1 Bus1=645.2 Conn=Wye Model=1 kW=170 kvar=125 kV=2.4
New Load.646
~ Phases=2 Bus1=646.2.3 Conn=Delta Model=2 kW=230 kvar=132 kV=4.16
New Load.652
~ Phases=1 Bus1=652.1 Conn=Wye Model=2 kW=128 kvar=86 kV=2.4
New Load.670a
~ Phases=1 Bus1=670.1 Conn=Wye Model=1 kW=17 kvar=10 kV=2.4
New Load.670.b
~ Phases=1 Bus1=670.2 Conn=Wye Model=1 kW=166 kvar=38 kV=2.4
New Load.670.c
~ Phases=1 Bus1=670.3 Conn=Wye Model=1 kW=117 kvar=68 kV=2.4
New Load.671
~ Phases=3 Bus1=671.1.2.3 Conn=Delta Model=1 kW=1155 kvar=660 kV=4.16
New Load.675a
~ Phases=1 Bus1=675.1 Conn=Wye Model=1 kW=485 kvar=190 kV=2.4
New Load.675b
~ Phases=1 Bus1=675.2 Conn=Wye Model=1 kW=68 kvar=60 kV=2.4
New Load.675.c
~ Phases=1 Bus1=675.3 Conn=Wye Model=1 kW=290 kvar=212 kV=2.4
New Load.692
~ Phases=1 Bus1=692.3.1 Conn=Delta Model=5 kW=170

```

Tabela 9 – Parâmetros do aerogerador.

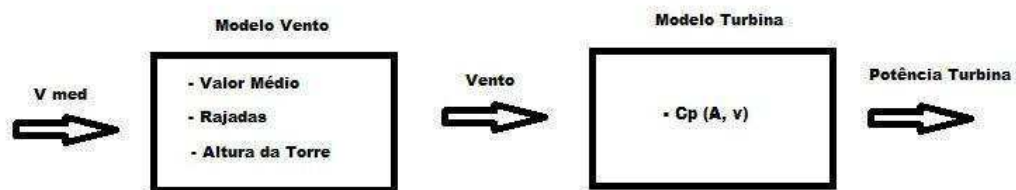
Tensão Nominal	690 V
Potência Ativa Nominal	750 kW
Potência Reativa Nominal	1000 kVA
Impedância do Estator	$0,00046 + j0,12602$ pu
Impedância do Rotor	$0,10993 + j0,18084$ pu
Impedância de Magnetização	$0,0 + j6,84$ pu

Tabela 10 – Parâmetros do transformador elevador.

Tensão Nominal	0,69/4,16 kV
Potência Aparente Nominal	750 kVA
Reatância entre bobinas	0,0575 pu
Perdas em Vazio	0,005 pu
Perdas em Vazio	0,01 pu

Dentre os modelos disponibilizados no OpenDSS, selecionou-se o modelo de aerogerador mostrado na Figura 9, cujo código programado no OpenDSS é apresentado a seguir.

Figura 9 – Modelo do aerogerador.



Fonte: Autoria própria

Código: Aerogerador

```

new LoadShape.3 npts=24 interval=1 mult=(File=LoadShape3.csv)

new generator.WIND bus1=trafo_wind kv=0.69 kw=750 kva=1000 daily=3 model=6
~ usermode=indmach012a
~ userdata=(Rs=0.00046, Xs=0.1202, Rr=0.10993, Xr=0.18084, Xm=6.84)

New Transformer.wind_up phases=3 xhl=5.75
~ wdg=1 bus=trafo_wind kV=0.69 kVA=750 conn=wye
~ wdg=2 bus=675 kV=4.16 kVA=750 conn=wye

/*
//-----//
// Dados do regulador.

//Fase A
New Transformer.wind_upA phases=1 xhl=0.01
~ wdg=1 bus=trafo_wind.1 kV=0.39837 kva=300
~ wdg=2 bus=675.1 kV=2.4017 kva=300
!New regcontrol.wind_upA transformer=wind_upA
!~ winding=1 vreg=122 band=2 ptratio=3.26

//Fase B
New Transformer.wind_upB phases=1 xhl=0.01
~ wdg=1 bus=trafo_wind.2 kV=0.39837 kva=300
~ wdg=2 bus=675.2 kV=2.4017 kva=300
!New regcontrol.wind_upB transformer=wind_upB
!~ winding=1 vreg=122 band=2 ptratio=3.26

//Fase C
New Transformer.wind_upC phases=1 xhl=0.01
~ wdg=1 bus=trafo_wind.3 kV=0.39837 kva=300
~ wdg=2 bus=675.3 kV=2.4017 kva=300
!New regcontrol.wind_upC transformer=wind_upC
!~ winding=1 vreg=122 band=2 ptratio=3.26

//-----//
*/

```

No caso do gerador fotovoltaico, utilizou-se a mesma modelagem de SOARES (2017), cujo modelo, dados e código são apresentados a seguir.

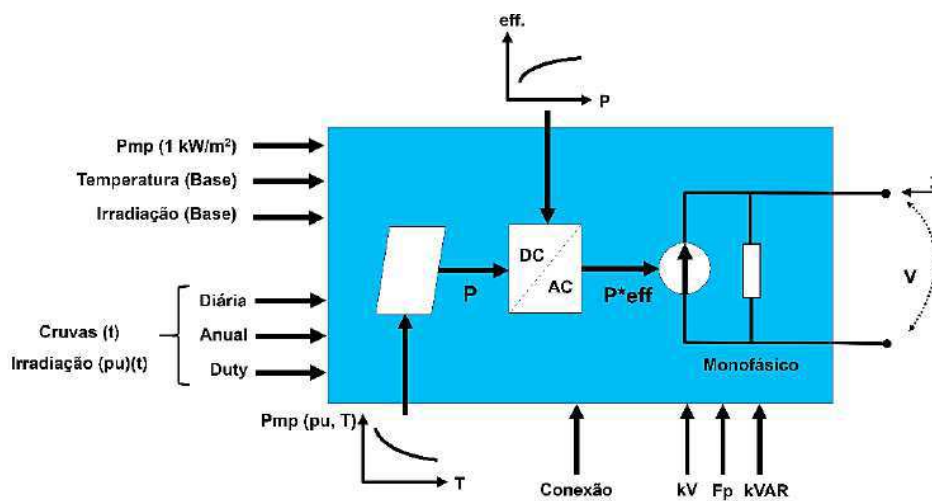
Tabela 11 – Parâmetros do gerador fotovoltaico.

Tensão nominal	480 V
Potência nominal no ponto máximo de potência	500 kW
Potência aparente nominal do inversor	600 kVA
Fator de potência	1
Temperatura nominal	25 °C
Irradiação de base	0,98 kW/m ²

Tabela 12 – Parâmetros do transformador elevador conectado entre o sistema fotovoltaico e a rede.

Tensão Nominal	0,48/4,16 kV
Potência aparente nominal	750 kVA
Reatância entre as bobinas	0,0575 pu
Perdas em vazio	0,005 pu
Perdas no cobre	0,010 pu

Figura 10 – Modelo do gerador fotovoltaico.



Fonte: SOARES (2017)

Código: Gerador Fotovoltaico

```

// Curva PT está em PU e a Temperatura está em 25 graus
New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]

// Curva de eficiencia está em PU
New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]

// Curva de irradiancia está em PU
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4
.1 0 0 0 0 0]

// Curva da temperatura pelo tempo ( 24 hrs)
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60
55 40 35 30 25 25 25 25 25 25]

// pv definition

New PVSystem.PV phases=3 bus1=trafo_pv kV=0.48 kVA=600 irradi=.98 Pmpp=500
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New Transformer.pv_up phases=3 xhl=5.750000
~ wdg=1 bus=trafo_pv kV=0.48 kVA=750.000000 conn=wye
~ wdg=2 bus=675 kV=4.16 kVA=750.000000 conn=wye

```

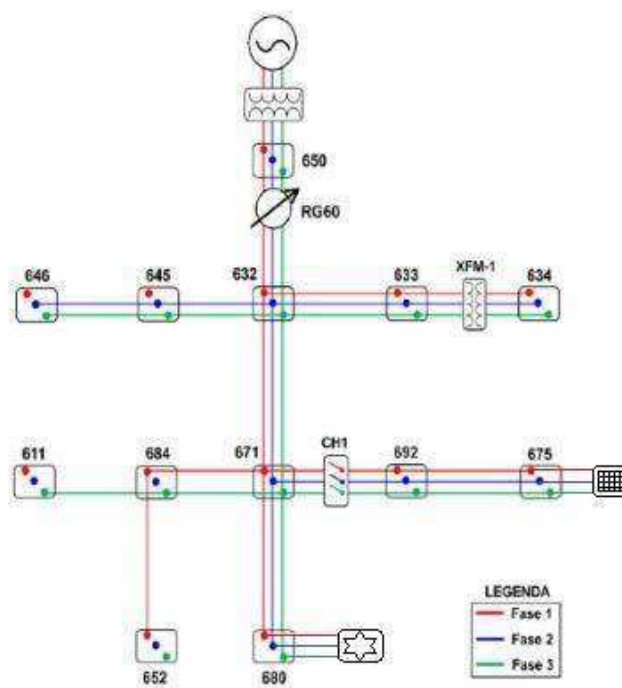
Capítulo 4 Apresentação e Discussão dos Resultados

O estudo de caso foi elaborado considerando os seguintes cenários:

- Sistema-teste sem GD.
- Sistema-teste com aerogerador.
 - Turbina sem controle de reativos.
 - Turbina com controle de reativos.
- Sistema-teste com aerogerador e gerador fotovoltaico

Após análise do sistema-teste, decidiu-se conectar o aerogerador na barra 680 e o gerador fotovoltaico na barra 675, ambas barras terminais (Figura 11).

Figura 11 – Conexão da GD.



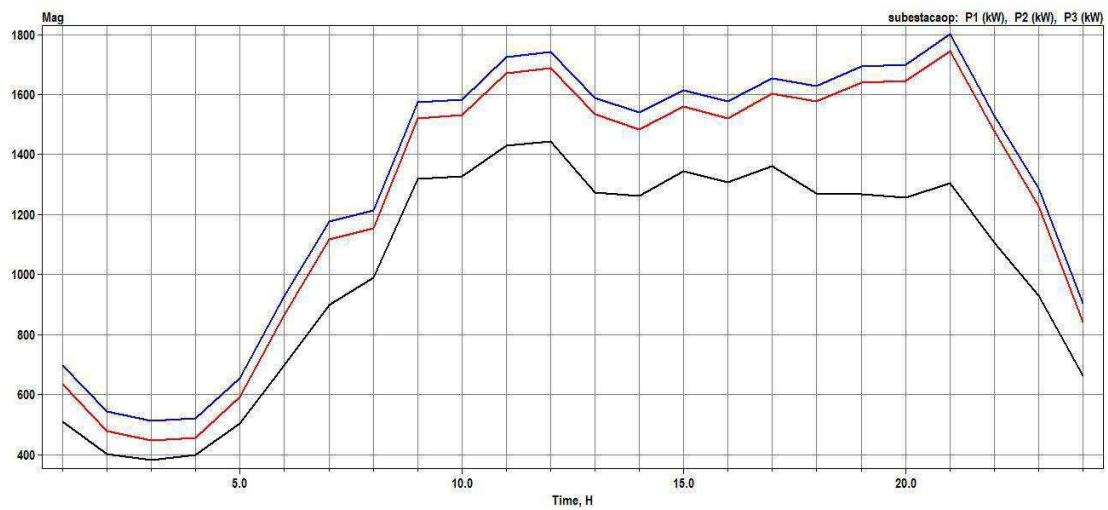
Fonte: SOARES (2016) (Editado pelo autor)

Nos gráficos gerados pelo *software* OpenDSS, as fases apresentadas são: Fase A, de cor **Preta**; Fase B, de cor **Vermelha**; e a Fase C, de cor **Azul**. Apresenta-se a seguir um resumo das simulações realizadas, com as suas respectivas análises.

4.1 Sistema-Teste sem GD

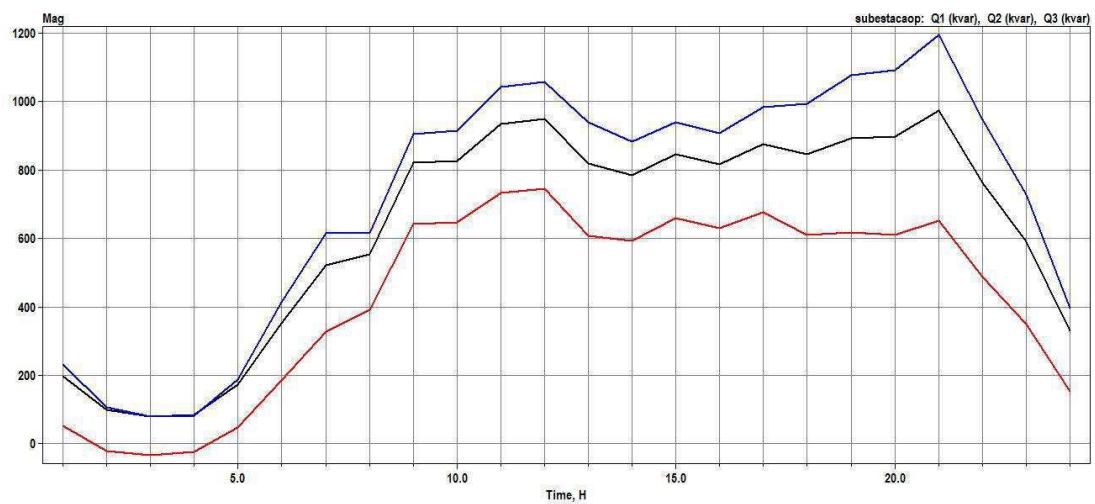
Neste caso, a única fonte de suprimento é a subestação. Os gráficos das potências ativas e reativas fornecidas pela subestação, do perfil de tensão do tronco do alimentador e das perdas técnicas são apresentados nas Figuras 12, 13, 14 e Tabela 13, respectivamente.

Figura 12 – Sistema-teste sem GD: potência ativa fornecida pela subestação.



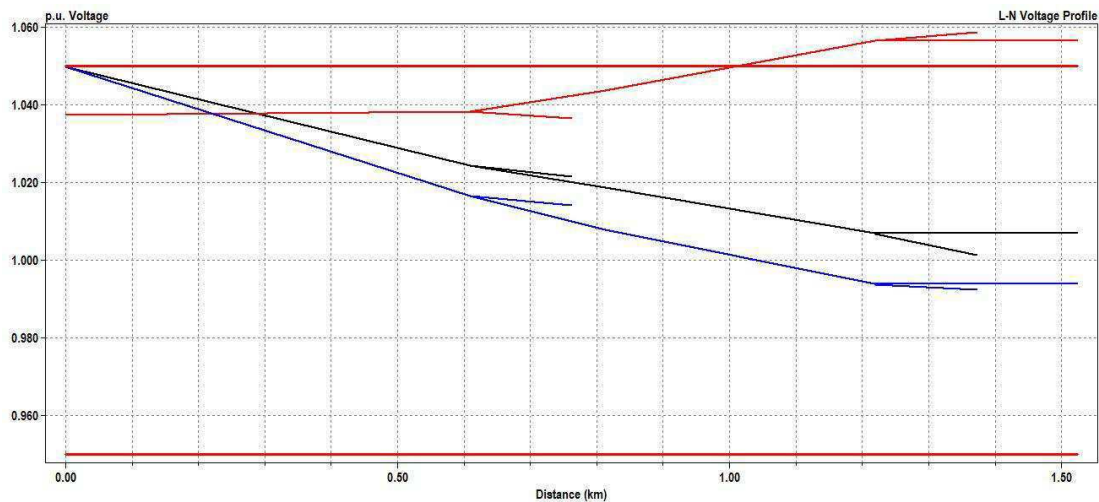
Fonte: OpenDSS

Figura 13 – Sistema-teste sem GD: potência reativa fornecida pela subestação.



Fonte: OpenDSS

Figura 14 – Sistema-teste sem GD: perfil de tensão do tronco do alimentador.



Fonte: OpenDSS

Tabela 13 – Sistema-teste sem GD: perdas técnicas.

Elemento	Perdas (kW)	Perdas %
Line 650632	26,39	1,1
Line 632670	5,22	0,32
Line 670671	8,94	0,61
Line 671680	0	0
Line 632633	0,65	0,18
Line 632645	2,23	0,6
Line 645646	0,43	0,2
Line 692675	3,25	0,43
Line 671684	0,48	0,18
Line 684611	0,31	0,21
Line 684652	0,67	0,58
Line 671692	0,07	0,01
Banco Cap1	0	0
Banco Cap2	0	0
Subestação	0	0
Transformador XFM1	4,37	1,2
Regulador Fase A	0,005	0
Regulador Fase B	0,002	0
Regulador Fase C	0,07	0

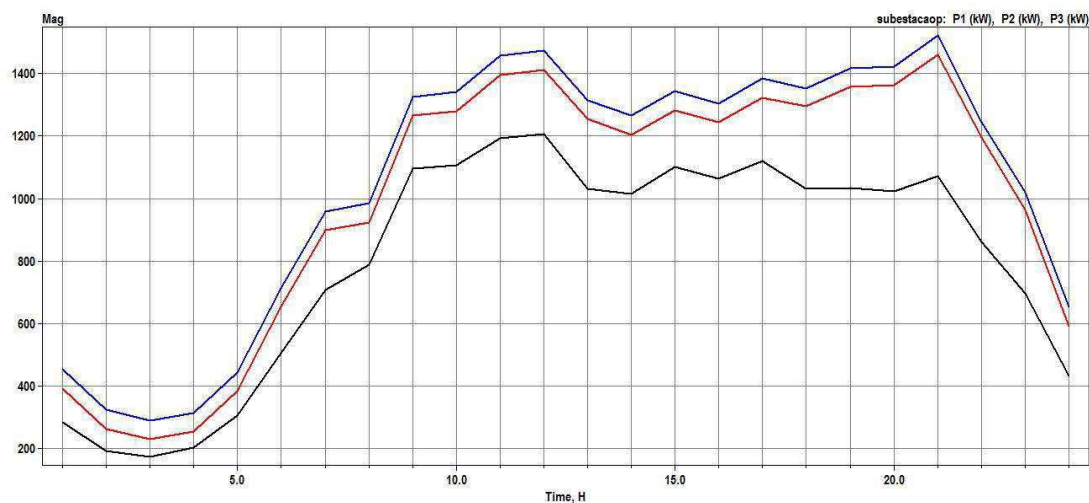
Fonte: OpenDSS

Análise: i) o circuito é desequilibrado, visto que as fases apresentam demandas diferentes; ii) a fase C foi a que apresentou maior demanda; iii) às 21h00 ocorreu a maior demanda do sistema; iv) o gráfico de perfil de tensão mostra redução da tensão, exceto na fase B, que apresenta baixo carregamento; v) as maiores perdas ocorreram na linha 650632, que é a linha de maior comprimento (2000 km).

4.2 Sistema-Teste com aerogerador sem controle de reativos

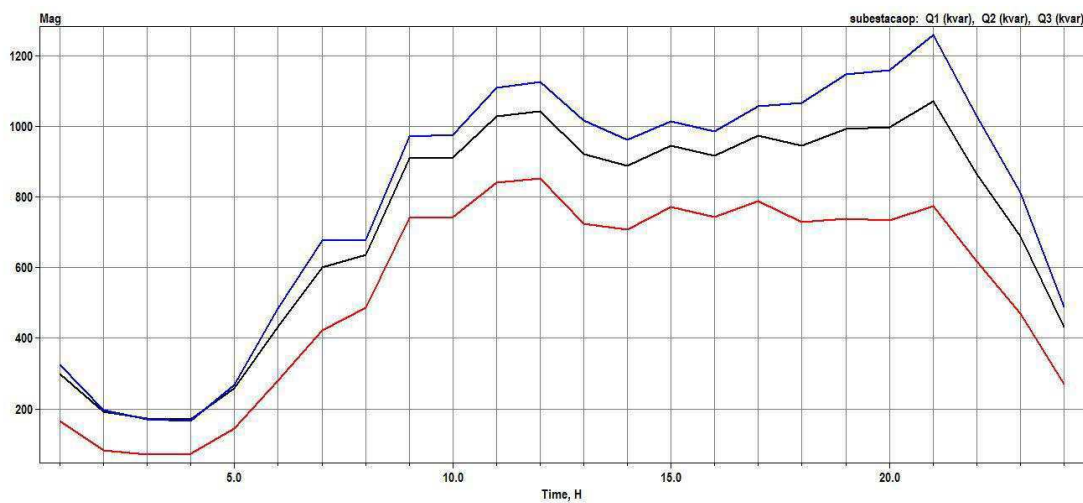
Neste caso, o sistema possui duas fontes de suprimento: a subestação e o aerogerador, com turbina sem controle de reativos. Para o trabalho em questão foi utilizado o modelo do aerogerador FSWT (Fixed-speed Wind Turbine), este modelo utiliza um gerador de indução por gaiola de esquilo. Os gráficos das potências ativas e reativas fornecidas pela subestação, do perfil de tensão do tronco do alimentador e das perdas técnicas são apresentados nas Figuras 15, 16, 17 e Tabela 14, respectivamente.

Figura 15 – Sistema-teste com aerogerador sem controle de reativos: potência ativa fornecida pela subestação.



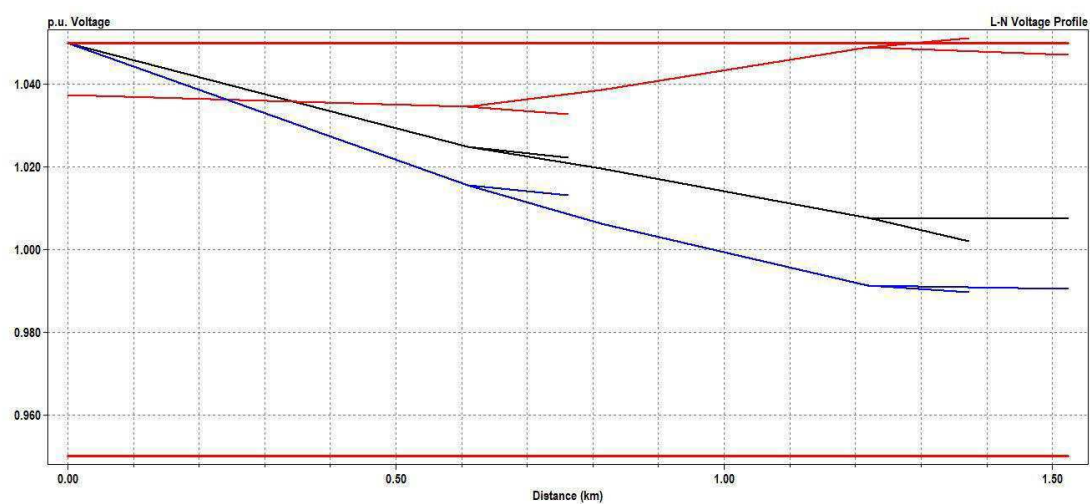
Fonte: OpenDSS

Figura 16 – Sistema-teste com aerogerador sem controle de reativos: potência reativa fornecida pela subestação.



Fonte: OpenDSS

Figura 17 – Sistema-teste com aerogerador sem controle de reativos: perfil de tensão do tronco alimentador.



Fonte: OpenDSS

Tabela 14 – Sistema-teste com aerogerador sem controle de reativos: perdas técnicas.

Elemento	Perdas (kW)	Perdas %
Line 650632	17,62	1,05
Line 632670	3,18	0,34
Line 670671	5,35	0,72
Line 671680	1,25	0,18
Line 632633	0,65	0,18
Line 632645	2,23	0,6
Line 645646	0,43	0,2
Line 692675	3,25	0,43
Line 671684	0,48	0,18
Line 684611	0,31	0,21
Line 684652	0,67	0,58
Line 671692	0,07	0,46
Banco Cap1	0	0
Banco Cap2	0	0
Subestação	0	0
Transformador XFM1	4,37	1,2
Regulador Fase A	0,003	0
Regulador Fase B	0,001	0
Regulador Fase C	0,07	0
Transformador Aerogerador	3,29	0,46

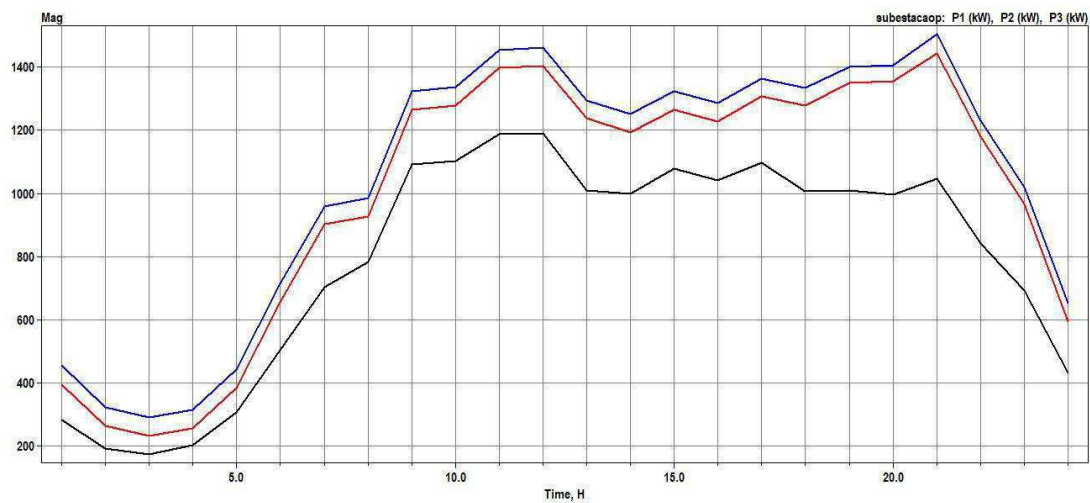
Fonte: OpenDSS

Análise: A presença do aerogerador sem controle de reativos resultou em: i) redução na potência ativa fornecida pela subestação, pois o aerogerador está fornecendo parte da potência ativa fornecida pelas cargas do sistema; ii) aumento da potência reativa consumida pela subestação; iii) pequena alteração no perfil de tensão devido ao fornecimento de potência reativa no sistema; iv) redução das perdas em todos os elementos.

4.3 Sistema-Teste com aerogerador com controle de reativos

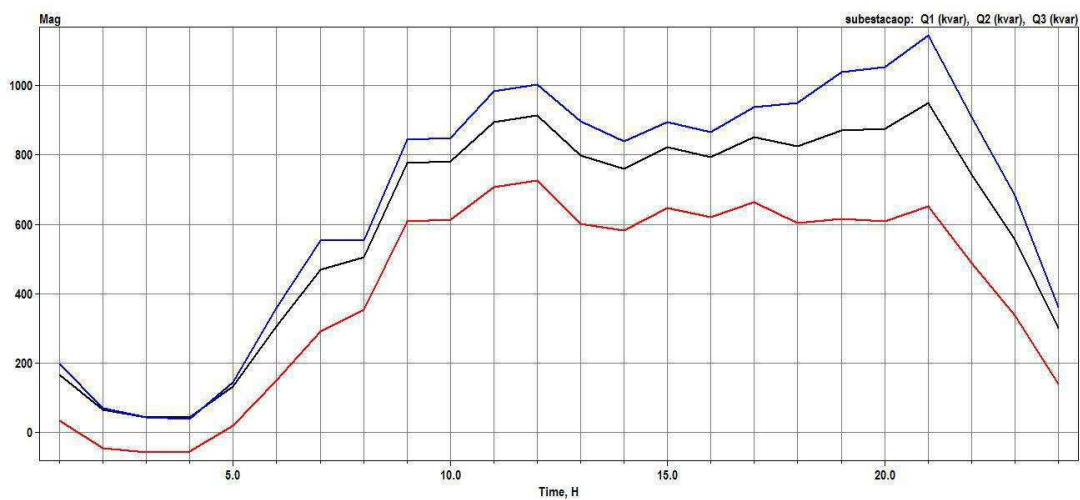
Neste caso, o sistema possui duas fontes de suprimento: a subestação e o aerogerador, com turbina com controle de reativos. Os gráficos das potências ativas e reativas fornecidas pela subestação, do perfil de tensão do tronco do alimentador e das perdas técnicas são apresentados nas Figuras 18, 19, 20 e Tabela 15, respectivamente.

Figura 18 – Sistema-teste com aerogerador com controle de reativos: potência ativa fornecida pela subestação.



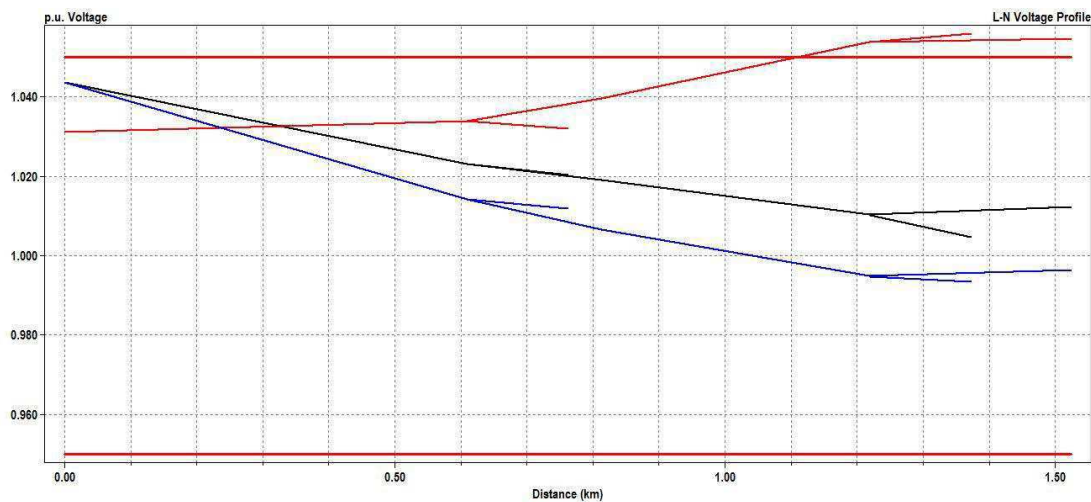
Fonte: OpenDSS

Figura 19 – Sistema-teste com aerogerador com controle de reativos: potência reativa fornecida pela subestação.



Fonte: OpenDSS

Figura 20 – Sistema-teste com aerogerador com controle de reativos: perfil de tensão do tronco do alimentador.



Fonte: OpenDSS

Tabela 15 – Sistema-teste com aerogerador com controle de reativos: perdas técnicas.

Elemento	Perdas (kW)	Perdas %	Perdas (kvar)
Line 650632	17,62	1,05	47,77
Line 632670	3,18	0,34	8,77
Line 670671	5,35	0,72	14,98
Line 671680	1,25	0,18	3,18
Line 632633	0,65	0,18	0,82
Line 632645	2,23	0,6	1,95
Line 645646	0,43	0,2	0,38
Line 692675	3,25	0,43	1,95
Line 671684	0,48	0,18	0,38
Line 684611	0,31	0,21	0,31
Line 684652	0,67	0,58	0,18
Line 671692	0,07	0,46	0,06
Banco Cap1	0	0	-622,26
Banco Cap2	0	0	-98,46
Subestação	0	0	0,004
Transformador XFM1	4,37	1,2	8
Regulador Fase A	0,003	0	0,031
Regulador Fase B	0,001	0	0,011
Regulador Fase C	0,07	0	0,04
Transformador Aerogerador	3,29	0,46	37,48

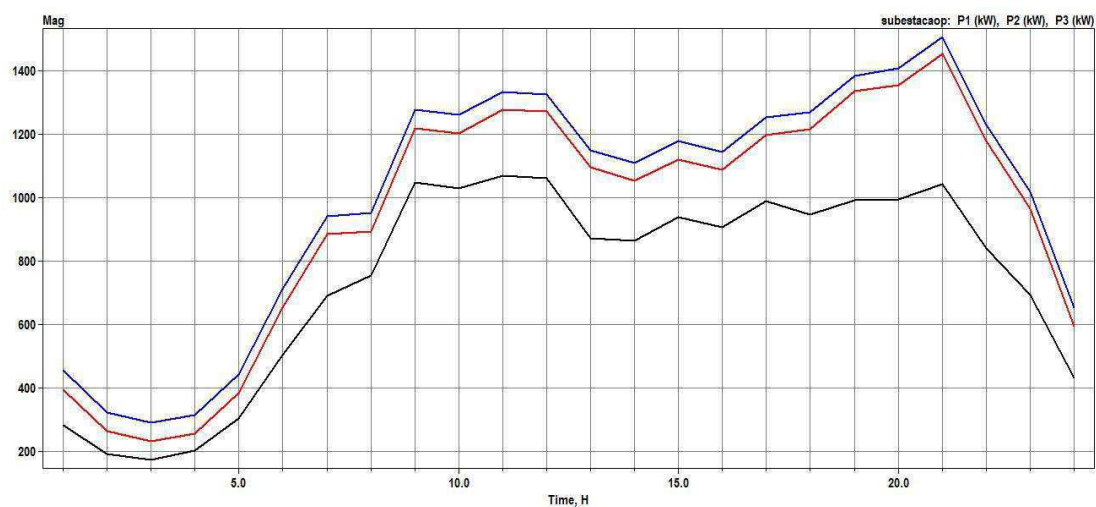
Fonte: OpenDSS

Análise: A presença do aerogerador com controle de reativos resultou em: i) redução da potência reativa, devido à presença do banco de capacitores; ii) melhora no perfil de tensão.

4.4 Sistema-Teste com aerogerador e gerador fotovoltaico

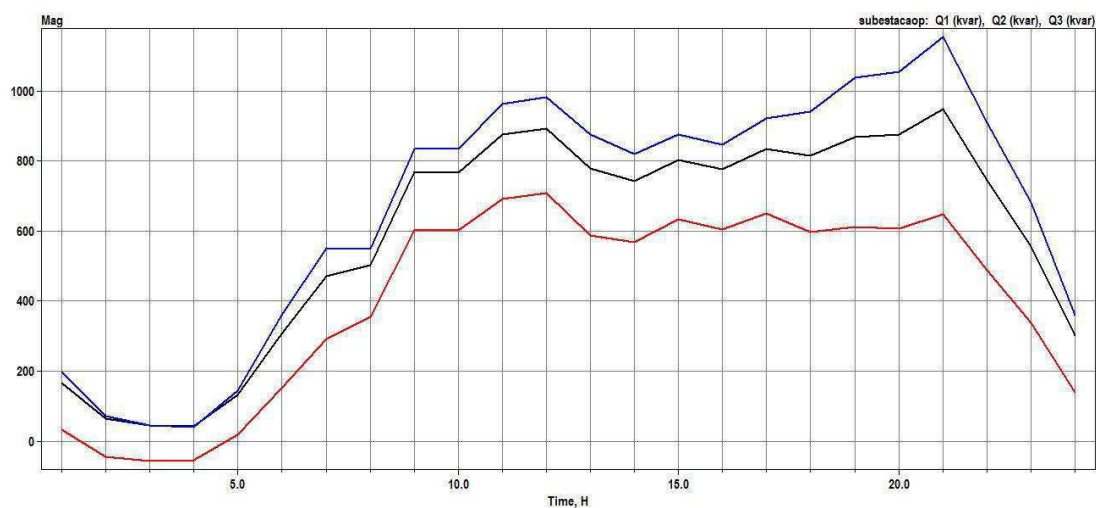
Neste caso, o sistema possui três fontes de suprimento: a subestação, o aerogerador e o gerador fotovoltaico. Os gráficos das potências ativas e reativas fornecidas pela subestação, do perfil de tensão do tronco do alimentador, da curva de potência do gerador fotovoltaico e das perdas técnicas são apresentados nas Figuras 21, 22, 23, 24 e Tabela 16, respectivamente.

Figura 21 – Sistema-teste com aerogerador e gerador fotovoltaico: potência ativa fornecida pela subestação.



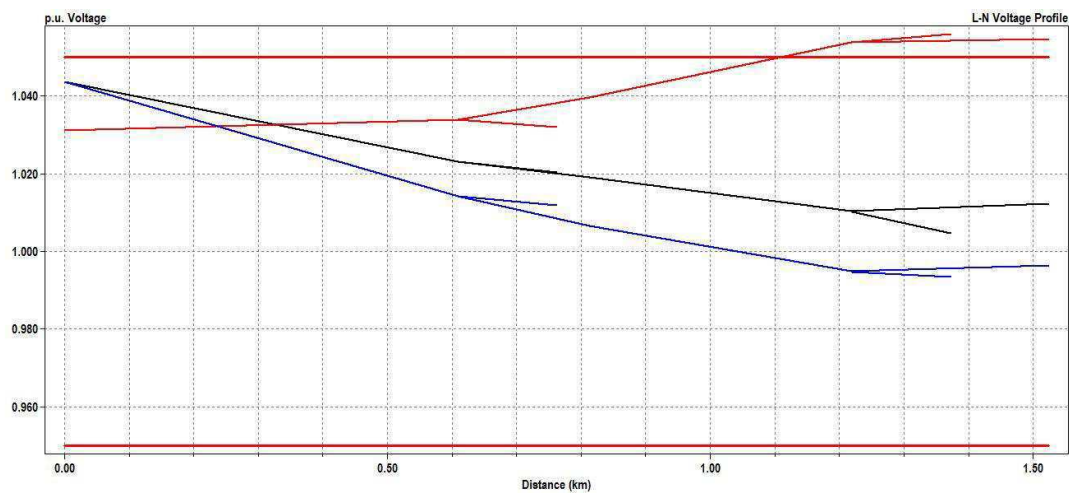
Fonte: OpenDSS

Figura 22 – Sistema-teste com aerogerador e gerador fotovoltaico: potência reativa fornecida pela subestação.



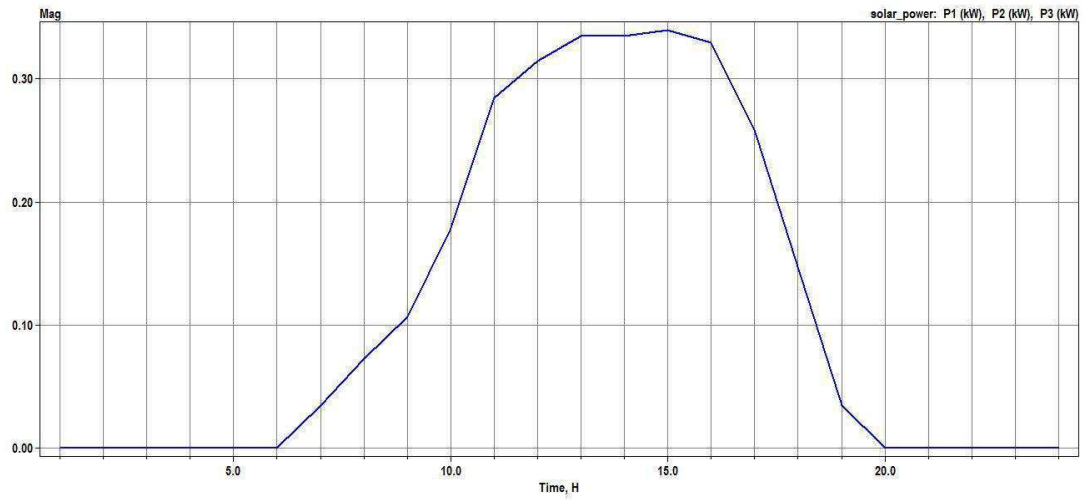
Fonte: OpenDSS

Figura 23 – Sistema-teste com aerogerador e gerador fotovoltaico: perfil de tensão do tronco do alimentador.



Fonte: OpenDSS

Figura 24 – Sistema-teste com aerogerador e gerador fotovoltaico: potência ativa gerada pelo gerador fotovoltaico.



Fonte: OpenDSS

Tabela 16 – Sistema-teste com aerogerador e gerador fotovoltaico: perdas técnicas.

Elemento	Perdas (kW)	Perdas %
Line 650632	14,86	0,89
Line 632670	2,77	0,3
Line 670671	4,74	0,64
Line 671680	0,99	0,14
Line 632633	0,65	0,18
Line 632645	2,23	0,6
Line 645646	0,43	0,2
Line 692675	3,23	0,42
Line 671684	0,48	0,18
Line 684611	0,31	0,21
Line 684652	0,67	0,58
Line 671692	0,07	0,01
Banco Cap1	0	0
Banco Cap2	0	0
Subestação	0	0
Transformador XFM1	4,401	1,2
Regulador Fase A	0,003	0
Regulador Fase B	0,001	0
Regulador Fase C	0,03	0
Transformador Aerogerador	2,6	0,36
Tramnsformador Foto	0	0

Fonte: OpenDSS

Análise: A presença dos geradores eólico e fotovoltaico conjuntamente na barra 680 e o gerador fotovoltaico na barra 675 resultou em: i) redução significativa da potência ativa fornecida pela subestação no horário de pico de geração fotovoltaica (11:00 as 16:00); ii) melhoria do perfil de tensão; iii) redução das perdas em todos os elementos do sistema.

4.5 Discussão dos Resultados

Para analisar os resultados obtidos, consideraram-se como referência os valores obtidos na seção 4.1: sistema-teste sem a presença da GD e adotou-se como parâmetro de avaliação, o erro percentual:

$$E\% = \left| \frac{V - V_R}{V_R} \right| * 100\%, \quad (13)$$

Sendo: $E\%$ = Erro percentual; V = valor calculado; V_R = valor de referência.

Apresentam-se a seguir as tabelas produzidas.

Tabela 17 – Erro percentual da potência ativa na subestação (com aerogerador).

Hora	Fase A			Fase B			Fase C		
	Sem GD	Com Aero	Erro %	Sem GD	Com Aero	Erro %	Sem GD	Com Aero	Erro %
1	510	283	44,5098	633	395	37,5987	697	455	34,7202
2	400	192	52	479	263	45,0939	543	323	40,5157
3	382	173	54,712	446	231	48,2063	511	290	43,2485
4	397	204	48,6146	456	256	43,8596	520	314	39,6154
5	503	305	39,3638	592	384	35,1351	656	443	32,4695
6	698	503	27,937	864	654	24,3056	926	712	23,1102
7	898	703	21,7149	1117	902	19,248	1175	957	18,5532
8	990	783	20,9091	1153	927	19,601	1212	986	18,6469
9	1320	1091	17,3485	1522	1264	16,9514	1575	1323	16
10	1326	1102	16,8929	1531	1279	16,4598	1584	1337	15,5934
11	1429	1187	16,9349	1670	1396	16,4072	1724	1454	15,6613
12	1443	1191	17,4636	1687	1402	16,8939	1741	1461	16,0827
13	1274	1009	20,8006	1535	1237	19,4137	1588	1294	18,5139
14	1261	999	20,7772	1484	1192	19,6765	1540	1251	18,7662
15	1344	1079	19,7173	1559	1264	18,9224	1614	1323	18,0297
16	1308	1042	20,3364	1522	1226	19,4481	1577	1285	18,5162
17	1367	1097	19,7513	1601	1306	18,426	1654	1363	17,5937
18	1269	1007	20,6462	1577	1278	18,9601	1627	1332	18,1315
19	1268	1008	20,5047	1640	1349	17,7439	1693	1399	17,3656
20	1256	996	20,7006	1646	1355	17,6792	1700	1405	17,3529
21	1304	1046	19,7853	1745	1444	17,2493	1801	1504	16,4908
22	1105	840	23,9819	1478	1179	20,23	1529	1230	19,5553
23	930	693	25,4839	1229	965	21,4809	1286	1020	20,6843
24	662	431	34,8943	841	593	29,4887	904	652	27,8761

Fonte: OpenDSS

Tabela 18 – Erro percentual da potência reativa na subestação (com aerogerador).

Hora	Fase A			Fase B			Fase C		
	Sem GD	Com Aero	Erro %	Sem GD	Com Aero	Erro %	Sem GD	Com Aero	Erro %
1	196	167,01	14,7908	51,72	33,8	34,6481	230	197,47	14,1435
2	99,5	64,62	35,0553	-20,52	-45,95	123,928	107	70,69	33,9346
3	78,71	44,55	43,3998	-33,4	-56,86	70,2395	78,73	44,12	43,9604
4	84,667	43,31	99,9488	-23,52	-54,48	131,633	81,13	39,45	51,3743
5	173	132,09	23,6474	47,98	18,96	60,4835	188	144,4	23,1915
6	353	469,87	33,1076	185	150,8	18,4865	413,63	358,7	13,28
7	521	504,38	3,19002	328	291,56	11,1098	614,83	552,96	10,0629
8	553	777,52	40,6004	391	353,56	9,57545	614,11	552,8	9,98355
9	820	781,6	4,68293	642	609,34	5,08723	905	843,66	6,7779
10	826	894,21	8,25787	647	612,23	5,37403	914	849,52	7,0547
11	933	914,66	1,9657	732	707,06	3,4071	1042	982,21	5,738
12	947	797,63	15,773	744	725,19	2,52823	1057	1002,67	5,14002
13	819	760,27	7,17094	607	600,46	1,07743	939	896,8	4,49414
14	785	822,63	4,79363	592	580,99	1,8598	881	838,5	4,82406
15	846	793,83	6,16667	659	647,75	1,70713	938	894,9	4,59488
16	816	851,15	4,3076	629	619,42	1,52305	907	866,02	4,51819
17	875	823,99	5,82971	675	664,09	1,6163	984	938,35	4,63923
18	845	869,73	2,92663	609	604,86	0,6798	993	949,56	4,37462
19	893	874,4	2,08287	617	615,25	0,28363	1077	1038,25	3,59796
20	897	949,43	5,84504	610	609,26	0,12131	1092	1052,61	3,60714
21	972	743,31	23,5278	652	650,63	0,21012	1194	1144,22	4,16918
22	761	556,73	26,8423	487	488,96	0,40246	947	909,52	3,95776
23	589	300,9	48,9134	350	336,97	3,72286	738	682,48	7,52304
24	329	166,96	49,2523	154	139,99	9,0974	397	360,65	9,15617

Fonte: OpenDSS

Tabela 19 – Erro percentual da potência ativa na subestação
(com aerogerador e gerador fotovoltaico).

Hora	Fase A			Fase B			Fase C		
	Sem GD	Com Aero e Foto	Erro %	Sem GD	Com Aero e Foto	Erro %	Sem GD	Com Aero e Foto	Erro %
1	510	282,87	44,5353	633	395,91	37,455	697	455,26	34,6829
2	400	192,75	51,8125	479	263,55	44,9791	543	323,95	40,3407
3	382	173,73	54,5209	446	231,79	48,0291	511	290,59	43,1331
4	397	204,09	48,5919	456	256,1	43,8377	520	314,79	39,4635
5	503	305,59	39,2465	592	384,76	35,0068	656	443,68	32,3659
6	698	503,51	27,8639	864	634,25	26,5914	926	712,88	23,0151
7	898	690,21	23,1392	1117	885,47	20,7278	1175	942,49	19,7881
8	990	755,55	23,6818	1153	895,1	22,3677	1212	953,14	21,3581
9	1320	1048,25	20,5871	1522	1219,78	19,8568	1575	1277,63	18,8806
10	1326	1030,94	22,2519	1531	1203,09	21,418	1584	1260,81	20,4034
11	1429	1070,73	25,0714	1670	1277,67	23,4928	1724	1333,66	22,6415
12	1443	1062,89	26,3416	1687	1272,01	24,5993	1741	1327,38	23,7576
13	1274	873,48	31,438	1535	1069,02	30,357	1588	1151,01	27,5183
14	1261	863,25	31,5424	1484	1053,38	29,0175	1540	1178,32	23,4857
15	1344	940	30,0595	1559	1121,45	28,0661	1614	1145,03	29,0564
16	1308	907	30,6575	1522	1088,05	28,5118	1577	1253,13	20,5371
17	1367	991	27,5055	1601	1197,65	25,1936	1654	1269,94	23,2201
18	1269	946,73	25,3956	1577	1216,71	22,8465	1627	1385,78	14,8261
19	1268	991,91	21,7737	1640	1335,56	18,5634	1693	1407,19	16,8819
20	1256	993,83	20,8734	1646	1355,47	17,6507	1700	1507,18	11,3424
21	1304	1042,71	20,0376	1745	1453,68	16,6946	1801	1230,15	31,6963
22	1105	840,51	23,9357	1478	1179,23	20,2145	1529	1020,85	33,2341
23	930	693,79	25,3989	1229	965,87	21,4101	1286	652,27	49,2792
24	662	431,88	34,7613	841	593,98	29,3722	904	455,32	49,6327

Fonte: OpenDSS

Tabela 20 – Erro percentual da potência reativa na subestação
(com aerogerador e gerador fotovoltaico).

Hora	Fase A			Fase B			Fase C		
	Sem GD	Com Aero e Foto	Erro %	Sem GD	Com Aero e Foto	Erro %	Sem GD	Com Aero e Foto	Erro %
1	196	167,02	14,7857	51,72	33,81	34,6288	230	197,43	14,1609
2	99,5	65	34,6734	-20,52	-45,95	123,928	107	70,69	33,9346
3	78,71	44,55	43,3998	-33,4	-56,86	70,2395	78,73	44,12	43,9604
4	84,667	43,31	99,9488	-23,52	-54,48	131,633	81,13	39,45	51,3743
5	173	132,71	23,289	47,98	18,98	60,4419	188	144,4	23,1915
6	353	305,51	13,4533	185	150,8	18,4865	413,63	358,7	13,28
7	521	470,74	9,64683	328	292,18	10,9207	614,83	550,6	10,4468
8	553	502,64	9,10669	391	355,17	9,16368	614,11	549,58	10,5079
9	820	768,63	6,26463	642	602,8	6,10592	905	834,26	7,81657
10	826	767,57	7,07385	647	601,99	6,95672	914	834,55	8,69256
11	933	874,25	6,29689	732	690,2	5,71038	1042	961,4	7,73512
12	947	892,45	5,7603	744	708,13	4,82124	1057	981,76	7,11826
13	819	778,51	4,94383	607	587,1	3,27842	939	876,37	6,66986
14	785	741,58	5,53121	592	566,99	4,22466	881	818,94	7,04427
15	846	802,39	5,15485	659	632,03	4,09256	938	874,23	6,79851
16	816	775,14	5,00735	629	604,87	3,83625	907	846,7	6,64829
17	875	834,49	4,62971	675	650,82	3,58222	984	920,45	6,45833
18	845	814,41	3,62012	609	596,72	2,01642	993	939,69	5,36858
19	893	867,75	2,82755	617	611,36	0,9141	1077	1037,16	3,69916
20	897	875,18	2,43255	610	606,68	0,54426	1092	1054,12	3,46886
21	972	947,46	2,52469	652	648,37	0,55675	1194	1153,77	3,36935
22	761	743,38	2,31537	487	489,02	0,41478	947	909,53	3,95671
23	589	556,72	5,48048	350	336,97	3,72286	738	682,48	7,52304
24	329	300,9	8,54103	154	139,39	9,48701	397	369,65	6,88917

Fonte: OpenDSS

Análise:

- Tabela 17 – Erro percentual da potência ativa na subestação (com aerogerador). Análise da tabela mostrou diferenças significativas nos valores de potências ativas nas primeiras horas do dia. A explicação é de que o aerogerador suprimiu quase metade da potência ativa do sistema, para todas as fases. Além disso, o modelo do aerogerador admite que nas primeiras horas do dia a velocidade do vento é maior, no decorrer do dia a velocidade do vento reduziu, com isso a potência fornecida foi afetada, diminuindo o erro entre as potências.
- Tabela 18 – Erro percentual da potência reativa na subestação (com aerogerador). Análise da tabela mostrou que a potência reativa injetada no sistema é significativamente maior nas primeiras horas do dia, a qual é compensada com pelo banco de capacitores.
- Tabela 19 – Erro percentual da potência ativa na subestação (com aerogerador e gerador fotovoltaico). Neste caso não se observou diferenças significativas, pois a potência ativa fornecida pelo módulo fotovoltaico não irá influenciar significativamente no sistema quanto a potência fornecida pelo aerogerador.
- Tabela 20 – Erro percentual da potência reativa na subestação (com aerogerador e gerador fotovoltaico). Este caso apresentou um controle de potência reativa semelhante ao do cenário que sem gerador fotovoltaico conectado, isso ocorreu porque os módulos não injetam potência reativa no sistema.

Capítulo 5 Conclusões

Como foi apresentado neste trabalho, a geração distribuída se apresenta como uma excelente alternativa para a solução de diversos problemas no sistema elétrico. Porém, o uso deste tipo de geração exige estudos cada vez mais específicos, onde devem ser indicados a melhor geração, com perdas e influências negativas no sistema mínimas.

Com auxílio o Software *OpenDSS*, foi analisado os diversos impactos da inserção da GD no sistema elétrico: as perdas técnicas, potências ativas e reativas. Tendo isso em mente foi visto que a geração eólica, devido a sua grande quantidade de potência gerada, influencia o sistema elétrico mais significativamente do que a geração fotovoltaica, devido a seu baixo rendimento não influencia tanto quanto. Porém as duas formas de geração atuam de forma harmonica no sistema elétrico, reduzindo as perdas por transmissão.

Este trabalho foi de extrema importância, pois através da execução do mesmo, pude colocar em prática diversos conhecimentos obtidos através das disciplinas cursadas, como: Sistemas Elétricos, Análise de Sistemas Elétricos e Geração de Energia Elétrica; e me aprofundar em um tema pouco abordado na graduação, que a Geração Distribuída.

Referências Bibliográficas

ABRADEE. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/>. Acesso em abril/2018.

ATLANTIC. Disponível em: <http://atlanticenergias.com.br>. Acesso em julho/2018.

ARAMIZU, J. Modelagem e Análise de Desempenho de um Sistema Fotovoltaico em Operação Isolada e em Paralelo com uma Rede de Distribuição de Energia Elétrica. Trabalho de Conclusão de Curso. UFSC, São Carlos, 2010.

BRASIL. Decreto Nº 5.163 de 30/07/2004.. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM. Acesso em abril/2018.

CCE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/>. Acesso em julho/2018.

CHEIM, M. V. Otimização de Projeto Aerodinâmico de Pá de Gerador Eólico Empregando o Método de Elemento de Pá Estacionário. Trabalho de Conclusão de Curso. UTFPR, Curitiba, 2016.

CRESESB-CEPEL. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES. Rio de Janeiro, 2014.

DUGAN, R. C. Reference Guide - The Open Distribution System Simulator (OpenDSS). Electric Power Research Institute, 2013.

EBC. Empresa Brasil de Comunicação. Disponível em: <http://www.ebc.com.br/>. Acesso em julho/2018.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: www.epe.gov.br/. Acesso em julho/2018.

IEEE. Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, IEEE Standard 519-1992, 1993.

JUNQUEIRA, C. M. S. Alocação Ótima de Medidores de Qualidade de Energia

Elétrica para Detecção e Classificação de Variações de Tensão de Curta Duração. Relatório de Projeto e Pesquisa III. COPELE/UFCG, Campina Grande, 2017.

NASCIMENTO, J. P. Um Algoritmo de Proteção Adaptativa para Sistemas de Distribuição com Inserção de Geração Distribuída. Dissertação de Mestrado. COPELE/UFCG, Campina Grande, 2014.

NEOSOLAR. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/>. Acesso em abril/2018.

NUNES, M. V. A. Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas. Tese de Doutorado. UFSC, Florianópolis, 2003.

OPENDSS. Disponível em: <http://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspxIEEE>. Acesso em abril/2018.

PEREIRA, M. M. Um Estudo do Aerogerador de Velocidade Variável e sua Aplicação para Fornecimento de Potência Elétrica Constante. Dissertação de Mestrado. UFJF, Juiz de Fora, 2004.

PORTALSOLAR. Disponível em: www.portalsolar.com.br/. Acesso em abril/2018.

SOARES, R. A. Análise do Uso dos Softwares OPENDSS e GRIDLAB-D no Estudo de Sistemas com Geração Distribuída. Relatório Parcial PIBIC, UFCG, 2016.

SOARES, R. A. Análise do Uso do Software OPENDSS no Estudo de Sistemas com Geração Distribuída. XIV Congresso de Iniciação Científica da Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2017.

Anexo

Potência ativa na subestação (sem GD)

Hora	Fase A	Fase B	Fase C
1	510	633	697
2	400	479	543
3	382	446	511
4	397	456	520
5	503	592	656
6	698	864	926
7	898	1117	1175
8	990	1153	1212
9	1320	1522	1575
10	1326	1531	1584
11	1429	1670	1724
12	1443	1687	1741
13	1274	1535	1588
14	1261	1484	1540
15	1344	1559	1614
16	1308	1522	1577
17	1367	1601	1654
18	1269	1577	1627
19	1268	1640	1693
20	1256	1646	1700
21	1304	1745	1801
22	1105	1478	1529
23	930	1229	1286
24	662	841	904

Potência reativa na subestação (sem GD)

Hora	Fase A	Fase B	Fase C
1	196	51.72	230
2	99.5	-20,52	107
3	78.71	-33,4	78.73
4	84.667	-23,52	81.13
5	173	47,98	188
6	353	185	413.63
7	521	328	614.83
8	553	391	614.11
9	820	642	905
10	826	647	914
11	933	732	1042
12	947	744	1057
13	819	607	939
14	785	592	881
15	846	659	938
16	816	629	907
17	875	675	984
18	845	609	993
19	893	617	1077
20	897	610	1092
21	972	652	1194
22	761	487	947
23	589	350	738
24	329	154	397

Potência ativa na subestação (presença do aerogerador)

Hora	Fase A	Fase B	Fase C
1	283	395	455
2	192	263	323
3	173	231	290
4	204	256	314
5	305	384	443
6	503	654	712
7	703	902	957
8	783	927	986
9	1091	1264	1323
10	1102	1279	1337
11	1187	1396	1454
12	1191	1402	1461
13	1009	1237	1294
14	999	1192	1251
15	1079	1264	1323
16	1042	1226	1285
17	1097	1306	1363
18	1007	1278	1332
19	1008	1349	1399
20	996	1355	1405
21	1046	1444	1504
22	840	1179	1230
23	693	965	1020
24	431	593	652

Potência reativa na subestação (presença do aerogerador)

Horas	Fase A	Fase B	Fase C
1	167,01	33,80	197,47
2	64,62	-45,95	70,69
3	44,55	-56,86	44,12
4	43,31	-54,48	39,45
5	132,09	18,96	144,40
6	469,87	150,8	358,70
7	504,38	291,56	552,96
8	777,52	353,56	552,80
9	781,60	609,34	843,66
10	894,21	612,23	849,52
11	914,66	707,06	982,21
12	797,63	725,19	1002,67
13	760,27	600,46	896,80
14	822,63	580,99	838,50
15	793,83	647,75	894,90
16	851,15	619,42	866,02
17	823,99	664,09	938,35
18	869,73	604,86	949,56
19	874,40	615,25	1038,25
20	949,43	609,26	1052,61
21	743,31	650,63	1144,22
22	556,73	488,96	909,52
23	300,90	336,97	682,48
24	166,96	139,99	360,65

Potência ativa na subestação (presença do aerogerador e gerador fotovoltaico)

Horas	Fase A	Fase B	Fase C
1	282,87	395,91	455,26
2	192,75	263,55	323,95
3	173,73	231,79	290,59
4	204,09	256,1	314,79
5	305,59	384,76	443,68
6	503,51	634,25	712,88
7	690,21	885,47	942,49
8	755,55	895,1	953,14
9	1048,25	1219,78	1277,63
10	1030,94	1203,09	1260,81
11	1070,73	1277,67	1333,66
12	1062,89	1272,01	1327,38
13	873,48	1069,02	1151,01
14	863,25	1053,38	1178,32
15	940	1121,45	1145,03
16	907	1088,05	1253,13
17	991	1197,65	1269,94
18	946,73	1216,71	1385,78
19	991,91	1335,56	1407,19
20	993,83	1355,47	1507,18
21	1042,71	1453,68	1230,15
22	840,51	1179,23	1020,85
23	693,79	965,87	652,27
24	431,88	593,98	455,32

Potência reativa na subestação (presença do aerogerador e gerador fotovoltaico)

Horas	Fase A	Fase B	Fase C
1	167,02	33,81	197,43
2	65	-45,95	70,69
3	44,55	-56,86	44,12
4	43,31	-54,48	39,45
5	132,71	18,98	144,4
6	305,51	150,8	358,7
7	470,74	292,18	550,6
8	502,64	355,17	549,58
9	768,63	602,8	834,26
10	767,57	601,99	834,55
11	874,25	690,2	961,4
12	892,45	708,13	981,76
13	778,51	587,1	876,37
14	741,58	566,99	818,94
15	802,39	632,03	874,23
16	775,14	604,87	846,7
17	834,49	650,82	920,45
18	814,41	596,72	939,69
19	867,75	611,36	1037,16
20	875,18	606,68	1054,12
21	947,46	648,37	1153,77
22	743,38	489,02	909,53
23	556,72	336,97	682,48
24	300,9	139,39	369,65