

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
LUIZA AGUIAR ADAM

**ESTUDO DO IMPACTO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM
PEQUENOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

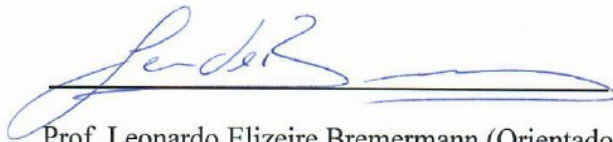
ARARANGUÁ
2017

LUIZA AGUIAR ADAM

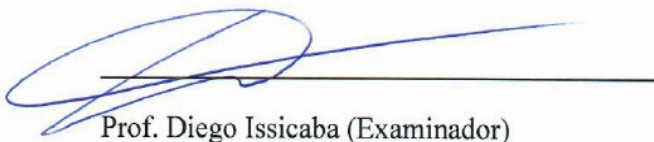
**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA DE ENERGIA**

Trabalho de conclusão de curso na modalidade de artigo científico para a aprovação na disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso do curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal de Santa Catarina – Campus Araranguá

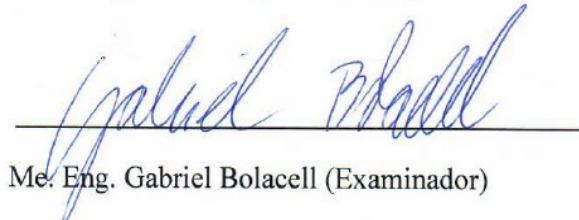
Aprovado em: 19/01/2018



Prof. Leonardo Elizeire Bremermann (Orientador)



Prof. Diego Issicaba (Examinador)



Me. Eng. Gabriel Bolacell (Examinador)

Este trabalho é dedicado aos meus colegas de classe e aos meus queridos pais.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por ter me guiado e iluminado meu caminho durante todos esses anos e por permitir que eu concluísse esta etapa.

Quero agradecer ao apoio da minha família, que estiveram presentes e me apoiam não só no tempo de graduação, mas em toda a minha vida. Aos meus amigos que compartilharam comigo, durante estes cinco anos, esta etapa de aprendizado.

Um agradecimento em especial para o meu orientador Prof. Dr. Leonardo Bremermann, pela oportunidade e apoio na elaboração deste trabalho, por toda sua atenção, dedicação e paciência nesta fase final do curso, por ter compartilhado seus conhecimentos e me guiado nesta última etapa.

E finalmente, agradeço a Universidade Federal de Santa Catarina, campus Araranguá por ter dado a oportunidade de formação no curso de Engenharia de Energia.

RESUMO

A procura pela energia solar fotovoltaica tem sido cada vez maior isto deve-se ao aumento na procura por fontes de energia limpas e uma maior preocupação com o meio ambiente. Outro fator para este crescimento é o fato do Sol ser uma fonte inesgotável e sua energia possuir um elevado potencial de geração de energia. A regulamentação da utilização de sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede está sendo realizado pela Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e pelas concessionárias de energia, o que leva a um aumento na procura por esta fonte de energia. O aumento destes geradores distribuídos faz com que seja necessário a realização de estudos sobre o impacto que esta geração limpa terá sobre o sistema elétrico. Dentro deste contexto, este estudo tem como objetivo a realização de uma análise inicial do impacto de geração fotovoltaica distribuída em pequenos sistemas de distribuição. Neste trabalho foi realizado a análise do sistema elétrico de IEEE 13 Barras do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* e este foi empregado no programa *Power World Simulator* para realizar as simulações.

Palavras-chave: Geração distribuída. Sistema de distribuição de energia. Qualidade da energia elétrica. Geração fotovoltaica.

ABSTRACT

The demand for photovoltaic solar energy has been increasing, this is due to the increase in the demand for clean energy sources and a greater concern with the environment. Another factor for this growth is the fact that the Sun is an inexhaustible source and its energy has a high potential for energy generation. The regulation of the use of photovoltaic solar systems connected to the grid is being carried out by the National Electric Energy Agency (ANEEL) and by the energy concessionaires, which leads to an increase in the demand for this energy source. The increase of these distributed generators makes it necessary to carry out studies on the impact that this generation will have on the electrical system. In this context, this study aims to perform an initial analysis of the impact of distributed photovoltaic generation on small distribution systems. In this work was carried out the analysis of the electric system of 13 Bars of the Institute of electrical and electronics engineers and was employed in the program Power World Simulator to carry out the simulations.

Keywords: Distributed generation. Power distribution system. Quality of electrical energy. Photovoltaic Generation

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Mapa solarimétrico brasileiro (Fonte: INPE, 2017)	13
Figura 2 - Modos de aproveitamento da energia solar (Fonte: adaptado de Ishikawa, 2002)	14
Figura 3 - Figura esquemática de um sistema fotovoltaico conectado à rede (Fonte: CEPEL, 2014).....	16
Figura 4 - (a) Inversor de um estágio e (b) inversor de dois estágios (Fonte: CEPEL, 2014).....	18
Figura 5 - Principais componentes do sistema de energia (Fonte: adaptado de Kersting,2001).....	18
Figura 6 - Topologia padrão de um sistema elétrico de distribuição (Fonte: Felber, 2010)	19
Figura 7 - Simplificação do alimentador de distribuição (Fonte: Kersting, 2001).....	21
Figura 8 - Desenho de um transformador ideal (Fonte: Chapman, 2013).....	22
Figura 9 - Modelo de um transformador real (Fonte: Chapman, 2013).	23
Figura 10 - Fluxo de potência para sistemas com geração distribuída (Fonte: Shayani, 2010).....	24
Figura 11 - Sistema de distribuição com geração distribuída (Fonte: Neto, 2016).....	25
Figura 12 - Modelos de carga (Z, I, P constantes) (Fonte: Nunes,2011).....	30
Figura 13 - Circuito de um gerador (Fonte: Stevenson, 1986).....	30
Figura 14 - Curva de potência reativa do gerador (Fonte: Andersson, 2012)	31
Figura 15 - Modelo equivalente π de uma linha de transmissão (Fonte: Monticelli, 1983)	31
Figura 16 - Convenção de fluxo e injeções de corrente (Monticelli, 1983)	33
Figura 17 - Irradiância Média Anual	36
Figura 18 - Diagrama unifilar do sistema de distribuição do IEEE 13 barras (Fonte: IEEE, 2013).....	38
Figura 19 - Diagrama esquemático das simulações (Fonte: Autor, 2017)	39
Figura 20 - Geometria de linhas aéreas	57
Figura 21 - Geometria de linhas subterrâneas	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tensões nominais padronizadas de baixa tensão	20
Tabela 2 – Níveis de Tensão Considerados para Conexão de micro e minicentraís geradores.....	27
Tabela 3 - Faixas de variação nos níveis de tensão admissíveis	27
Tabela 4 - Tempo de resposta a condições anormais de tensão.	28
Tabela 5 - Cargas adaptadas do sistema IEEE 13 barras.....	38
Tabela 6- Dados do sistema sem geração solar fotovoltaica.....	40
Tabela 7 - Valores do sistema com o dobro dos valores de carga.....	41
Tabela 8 - Média anual de irradiância de Florianópolis	55
Tabela 9 - Dados de Linha.....	56
Tabela 10 - Configuração de linhas aéreas	56
Tabela 11 - Configuração de linhas subterrâneas.....	57
Tabela 12 - Configurações das linhas de distribuição	57
Tabela 13 - Características dos transformadores.....	58
Tabela 14 - Características dos capacitores	58
Tabela 15 - Características do regulador de tensão	58

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Dados das tensões do sistema em PU com geração FV na barra 645	42
Gráfico 2 - Dados dos ângulos das tensões do sistema com geração FV na barra 645 ..	42
Gráfico 3- Dados das tensões do sistema em PU com geração FV na barra 646	43
Gráfico 4 - Dados dos ângulos das tensões do sistema com geração FV na barra 646 ..	43
Gráfico 5 - Dados das tensões do sistema em PU com geração FV na barra 646	44
Gráfico 6 - Dados dos ângulos das tensões do sistema com geração FV na barra 634 ..	44
Gráfico 7 - Dados das tensões do sistema em PU com geração FV na barra 671	45
Gráfico 8 - Dados dos ângulos das tensões do sistema com geração FV na barra 671 ..	45
Gráfico 9 - Dados das tensões do sistema em PU com geração FV na barra 611	46
Gráfico 10 - Dados dos ângulos das tensões do sistema com geração FV na barra 611	46
Gráfico 11 - Dados das tensões do sistema em PU com geração FV na barra 652	47
Gráfico 12 - Dados dos ângulos das tensões do sistema com geração FV na barra 652	47
Gráfico 13 - Dados das tensões do sistema em PU com geração FV na barra 692	48
Gráfico 14 - Dados dos ângulos das tensões do sistema com geração FV na barra 692	48
Gráfico 15 - Dados das tensões do sistema em PU com geração FV na barra 675	49
Gráfico 16 - Dados dos ângulos das tensões do sistema com geração FV na barra 675	49

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta tensão
<i>B</i>	<i>Susceptância</i>
BT	Baixa tensão
<i>CA</i>	<i>Corrente elétrica alternada</i>
<i>CC</i>	<i>Corrente elétrica contínua</i>
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
FV	
<i>G</i>	<i>Condutância</i>
GC	Geração central
GD	Geração distribuída
<i>I</i>	<i>Corrente elétrica</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MT	Média tensão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
<i>P</i>	<i>Potência ativa</i>
PRODIST	Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional
<i>Q</i>	<i>Potência reativa</i>
<i>R</i>	<i>Resistência</i>
<i>S</i>	<i>Potência aparente</i>
SFI	Sistema fotovoltaico isolado
Si	Silício
SFCR	Sistema fotovoltaico conectado à rede
<i>T_L</i>	<i>Tensão de leitura</i>
<i>V</i>	<i>Tensão</i>
<i>X</i>	<i>Reatância</i>
<i>Y</i>	<i>Admitância</i>
<i>Z</i>	<i>Impedância</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
2	REFERENCIAL TEÓRICO	12
2.1	Energia solar	12
2.2	Sistemas fotovoltaicos.....	15
2.2.1	Componentes básicos do sistema	16
2.2.1.1	Painel fotovoltaico.....	16
2.2.1.2	Inversor.....	17
2.3	Distribuição de energia elétrica.....	18
2.3.1	Subestação de distribuição.....	20
2.3.2	Alimentadores Radiais.....	21
2.3.3	Transformador	22
2.4	Geração distribuída.....	23
2.4.1	Balanco de potência.....	24
2.4.2	Variações de tensão	25
2.5	Legislação e regulamentação brasileira.....	26
2.5.1	Sincronismo com a rede	27
3	METODOLOGIA.....	29
3.1	Modelo de carga.....	29
3.2	Modelo de geração	30
3.3	Modelo de linhas	31
3.4	Fluxo de potência	32
3.4.1	Método de Newton-Raphson	33
3.5	Modelagem do gerador fotovoltaico	36
3.6	Modelagem do sistema de distribuição.....	37
3.6.1	Software.....	37
3.6.2	Sistema IEEE 13 Barras	37
3.7	Cenários simulados.....	39
4	RESULTADOS.....	40
5	CONCLUSÃO.....	51
	REFERÊNCIAS	52
	ANEXO A – Média anual de irradiância de Florianópolis- SC	55

ANEXO B – Sistema de distribuição IEEE 13 Barras	56
---	-----------

1 INTRODUÇÃO

A Terra recebe energia proveniente do Sol em quantidade suficiente para atender a demanda mundial por energia, tornando-a a principal fonte de energia deste planeta. O poder energético vindo do sol pode ser aproveitado através do efeito fotoelétrico, o qual consiste em converter diretamente a luminosidade solar em energia elétrica (NETO, 2016).

A energia solar pode ser utilizada para geração de energia térmica ou energia elétrica. A conversão em energia térmica é amplamente utilizada para o aquecimento de água, podendo gerar vapor e, de energia elétrica através de turbinas a vapor. A segunda forma emprega a conversão fotovoltaica, que consiste na geração direta de energia elétrica através da radiação solar recebida em uma célula fotovoltaica (SILVEIRA, 2013).

A eletricidade atualmente é necessária no dia a dia da sociedade, tanto no setor de produção, comercialização e consumo. Com o desenvolvimento e o aumento populacional, há um aumento na demanda por energia elétrica. Junto a isso, o esgotamento de recursos não renováveis e a busca por fontes com baixo impacto ambiental tem tornado a energia proveniente do sol uma ótima opção (SILVEIRA, 2013).

A utilização da energia fotovoltaica, não apenas em grandes usinas, leva a um novo conceito de geração, a geração distribuída. Sua principal característica é a descentralização da geração se beneficiando de pequenas fontes geradoras distribuídas ao longo do sistema de transmissão ou de distribuição. As principais vantagens deste tipo de geração são a redução da dependência exclusiva das grandes centrais geradoras e dos sistemas de transmissão e a redução da necessidade de custos extras para a ampliação da capacidade de transporte desta energia, uma vez que as fontes estarão localizadas próximas aos consumidores (SILVEIRA, 2013).

Por outro lado, as redes de distribuição, tradicionalmente passivas, ou seja, projetadas para um fluxo unidirecional desde a subestação até os consumidores finais, não são geralmente concebidas para suportar a inserção de unidades de geração, ou geração distribuída (PIZZALI, 2006).

Tendo em vista o aumento na utilização de sistemas fotovoltaicos conectado à rede para suprir total ou parcialmente o consumo de energia, este trabalho tem como objetivo realizar um estudo sobre o impacto causado na rede elétrica de distribuição de pequeno porte devido à utilização destes geradores fotovoltaicos.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste tópico serão apresentados os conceitos básicos para auxiliar na compreensão deste trabalho.

2.1 Energia solar

O Sol é o principal responsável por manter as condições na Terra que possibilitam a existência da vida. Além de ser o responsável pela manutenção da vida no planeta, ele também é uma fonte de energia inesgotável. A energia proveniente dele é infinita e com um grande potencial de utilização e conversão em outros tipos de energia (CEPEL, 2014)

As componentes da radiação solar são a radiação direta, a qual chega na terra sem nenhuma interferência, e a radiação difusa, a qual sofre alteração pela interação com moléculas e partículas presentes no ar. A radiação refletida também se enquadra como radiação difusa (LOPO, 2010).

O Brasil por sua longa extensão, possui diferentes características climáticas. Porém, devido à sua localização tropical, apresenta altos valores de média anual de irradiação global. A região brasileira a qual apresenta os menores valores de radiação solar é a região sul devido a sua maior distância em relação a Linha do Equador, porém se comparado com os valores de irradiação solar dos países europeus, onde a utilização de energias renováveis, com destaque para a energia solar, é amplamente difundida, a região sul brasileira se mostra como uma boa candidata para aproveitamento da energia solar (INPE, 2017).

A Figura 1 apresenta o mapa brasileiro de irradiação solar média diária anual.

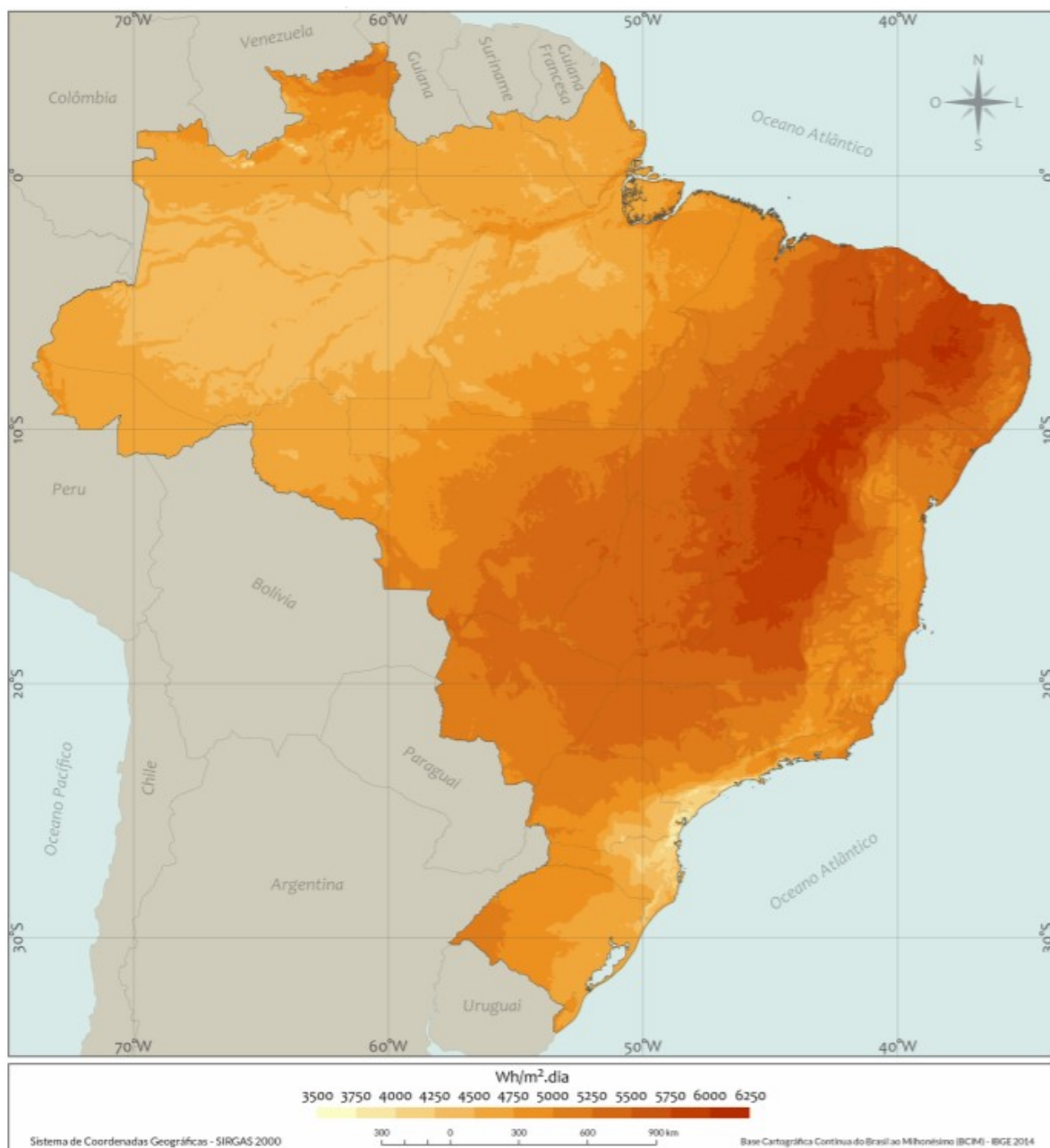


Figura 1 - Mapa solarimétrico brasileiro (Fonte: INPE, 2017)

Segundo Ishikawa (2002) a energia solar pode ser aproveitada de várias maneiras com o intuito de diminuir a demanda de eletricidade da rede elétrica, como mostra a Figura 2 apresentado na página seguinte.

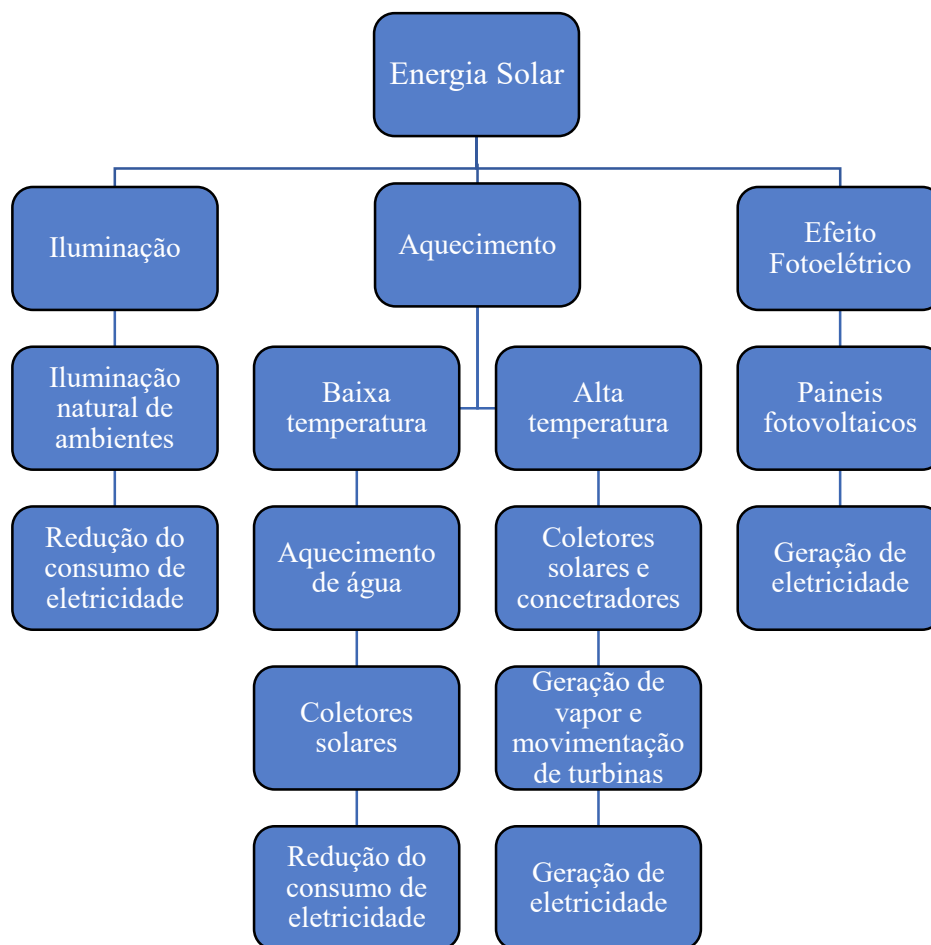


Figura 2 - Modos de aproveitamento da energia solar (Fonte: adaptado de Ishikawa, 2002)

Como pode ser notado no esquema acima, a utilização da energia solar pode resultar em redução significativa de energia elétrica. A utilização deste tipo de energia para iluminação, reduz a necessidade do uso de lâmpadas durante as horas do dia. O aquecimento de água, pode servir como alternativa para redução no consumo de energia elétrica, através da troca de aparelhos que funcionam a base de resistência elétricas por equipamentos de aquecimento solar de água.

Quanto a geração de energia, como dito anteriormente pode se usar o aquecimento para geração de vapor, que servirá como força motriz para o acionamento de turbinas a vapor e consequente geração de energia elétrica, ou então de forma direta através da geração fotovoltaica.

2.2 Sistemas fotovoltaicos

Embora a disponibilidade de energia solar seja vasta, a produção de energia fotovoltaica é atualmente pouco utilizada. Esta realidade pode ser notada principalmente em países emergentes, todavia a China vem destacando-se na fabricação e instalação de centrais de geração solar de grande porte. Ao analisar a produção mundial, no final de 2014 a potência instalada na geração de energia solar mundial foi de 180 GW (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2015), a nível de comparação, isto equivale a oito vezes a potência instalada na usina hidrelétrica Três Gargantas na China, a maior do mundo.

Sobre o futuro, o Ministério de Minas e Energia (2015) estuda que no ano de 2050, 18% das residências contarão com o sistema de microgeração de energia solar fotovoltaica. Atualmente, o Brasil atingiu a marca de 10 mil unidades geradoras fotovoltaicas instaladas deste montante 6 mil foram instalados em residências que são responsáveis pela geração de 70 MW (ABSOLAR, 2017).

Embora os dados ainda apontam números aparentemente pequenos, a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) afirma que eles são significativos, haja visto que nos últimos 10 anos houve um aumento de cerca de 60 vezes o número de unidades instaladas. A motivação para este crescimento está na redução dos custos da energia solar, e os diversos aumentos nas taxas de energia elétrica de fontes convencionais.

Os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em sistemas isolados, conectados à rede e híbridos. Os sistemas fotovoltaicos isolados (SFI) são aqueles onde não há ligação com a rede de energia elétrica das concessionárias. Neste arranjo é necessário a utilização de um elemento de armazenamento de energia, como por exemplo baterias. Devido ao elevado custo das baterias e sua menor vida útil, se comparada com os demais componentes do sistema, este tipo de sistema é recomendado para as áreas onde a rede elétrica não chega (URBANETZ JUNIOR, 2010).

Já os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) são aqueles onde há conexão entre o arranjo fotovoltaico e a rede de energia elétrica. Por haver a ligação com a rede, estes sistemas dispensam o uso de armazenamento de energia, uma vez que o excesso de energia, ou seja, aquele que não for consumido pela carga, será injetado na rede, e poderá ser utilizado por outras unidades consumidoras (CEPEL, 2014).

Já os sistemas híbridos são aqueles que apresentam a conexão com a rede e também um elemento de armazenamento. Estes sistemas podem ser utilizados para diminuição do consumo nos horários de ponta, assim nos horários em que a energia é mais cara, os acumuladores fornecem a energia. Outra utilização destes sistemas é como *backup*, ou seja caso a energia da rede tenha uma interrupção os acumuladores fornecem a energia necessária (URBANETZ JUNIOR, 2010).

Devido a ligação com a rede os SFCR são consideradas como fontes de geração distribuída ao longo dos alimentadores da rede de baixa e média tensão e são vistos como uma fonte complementar ao sistema elétrico no qual está conectado (URBANETZ JUNIOR, 2010). Visto que este trabalho tem como objetivo a análise do impacto da geração fotovoltaica na rede será realizado o estudo apenas dos sistemas SFCR.

2.2.1 Componentes básicos do sistema

Segundo CEPEL (2014) um sistema fotovoltaico é constituído basicamente pelo dispositivo fotovoltaico, conversor eletrônico, quadro de distribuição e o medidores de energia bidirecional, como apresentada na Figura 3 abaixo.

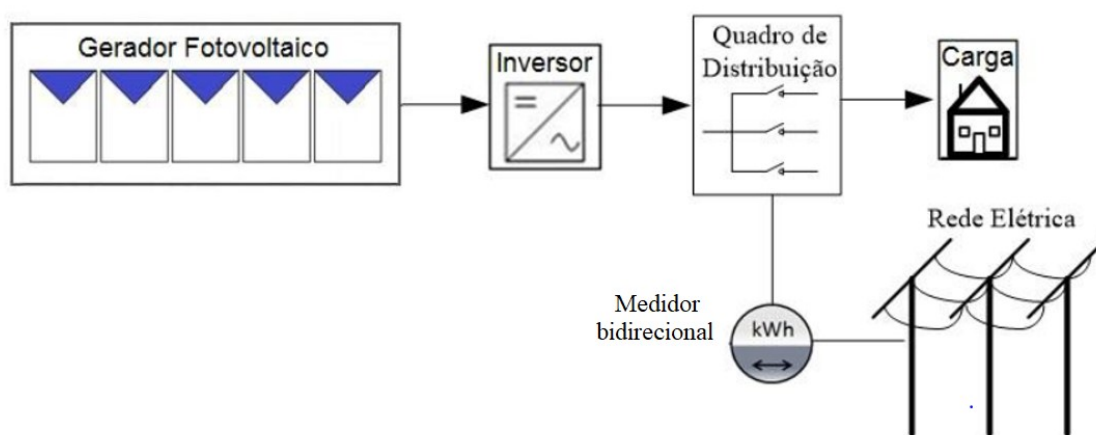


Figura 3 - Figura esquemática de um sistema fotovoltaico conectado à rede (Fonte: CEPEL, 2014)

2.2.1.1 Painel fotovoltaico

Segundo Benedito (2009) a unidade básica para a conversão da energia radiante do Sol em eletricidade através do efeito fotoelétrico é a célula fotovoltaica, a qual é confeccionada de materiais semicondutores. O efeito fotoelétrico é a geração de corrente

ou tensão através da exposição à luz de um material semiconductor. O silício (Si) é o material semiconductor mais utilizado para a confecção de células fotovoltaicas.

Encontrado de forma abundante na natureza, o silício quando beneficiado de forma correta pode atingir pureza de até 99,99% e formar cristais, os quais não possuem boa condutividade elétrica. Entretanto, quando dopados com fósforo tornam-se silício tipo N que é semiconductor com um elétron na camada de valência, e este não está totalmente livre necessitando apenas de uma quantidade de energia pequena para ser liberado. De mesmo modo, quando dopado com boro tornam-se silício tipo P, que possuem a ausência de um elétron, denominado, lacuna, portanto desejam receber um elétron para tornar-se estável (TOLMASQUIN, 2003).

A junção de uma fina camada de silício tipo N e uma espessa do tipo P formam o que é conhecido por junção P-N. Deste modo, ao serem expostos a luz, absorvem fótons que culminam na passagem de elétrons da camada de valência para a banda de condução dando origem a um campo elétrico interior a junção, por consequência, uma corrente elétrica tende a atravessar a carga externa. A variação desta corrente em relação a carga depende da intensidade luminosa disponível (TOLMASQUIN, 2003).

As células fotovoltaicas podem ser associadas em série/paralelo, formando o módulo fotovoltaico. Estes módulos são também conectados em série/paralelo afim de chegar nos valores de tensão e corrente desejados. Nas ligações série a corrente possui o mesmo valor que antes de realizada a ligação, já a tensão é aumentada conforme o aumento do número de módulos ligados em série. Nas ligações em paralelo ocorre o inverso, ou seja, a tensão permanece a mesma, enquanto a corrente aumenta (URBANETZ JUNIOR, 2010).

2.2.1.2 Inversor

O inversor é o dispositivo responsável pela conversão da corrente contínua (c.c) produzida pelas placas fotovoltaicas, ou fornecidas por baterias, para corrente alternada (c.a). Para uso em sistemas conectados à rede o inversor deve fornecer tensão compatível com a da rede e nos sistemas isolados a tensão CA de saída deve ter características, como amplitude e frequência, compatíveis com as necessidades da carga (CEPEL,2014).

Ainda segundo CEPEL (2014) os inversores podem ter um ou dois estágios. Os inversores de um estágio têm por principal característica a robustez e a alta eficiência, devido ao reduzido número de componentes. O emprego deste é voltado para estudos que

não necessitam de um elevado nível de detalhamento do comportamento dos sistemas fotovoltaicos. O inversor de um estágio está representado na Figura 4 (a).

O conversor de dois estágios possui dois conversores: inversor CC-CC e conversor CC-CA. “O inversor CC-CC tem a responsabilidade de regular a tensão de saída do dispositivo fotovoltaico e o conversor CC-CA possui a função de interligar o painel à rede, adequando os valores de saída do gerador aos padrões da rede” (CEPEL, 2014). A Figura 4 (b) é uma representação do inversor de dois estágios.

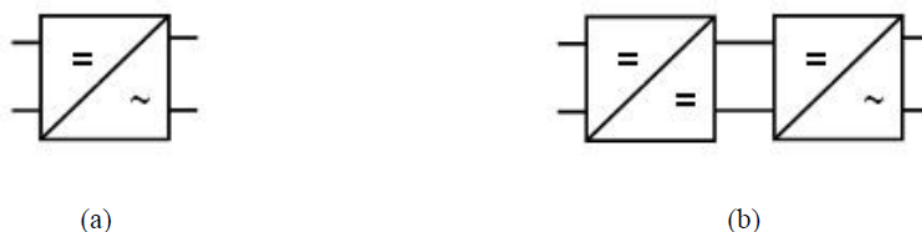


Figura 4 - (a) Inversor de um estágio e (b) inversor de dois estágios (Fonte: CEPEL, 2014).

2.3 Distribuição de energia elétrica

As redes de distribuição são redes intermediárias entre as redes de transmissão e os consumidores finais. As estações transformadoras de distribuição (subestações de distribuição), têm como função realizar o abaixamento dos níveis de tensão para níveis que são utilizados pelos consumidores (GEDRA; BARROS; BORELLI, 2014).

O sistema de distribuição normalmente inicia na subestação de distribuição, as quais podem servir a um ou mais alimentadores, os quais geralmente são radiais, ou seja, há apenas um caminho para a potência percorrer da subestação até os consumidores (KERSTING,2001). A Figura 5 apresenta os principais componentes do sistema de energia e a Figura 6 apresenta um diagrama simplificado de um sistema de distribuição.

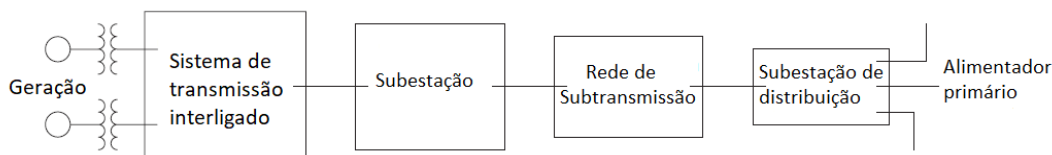


Figura 5 - Principais componentes do sistema de energia (Fonte: adaptado de Kersting,2001)

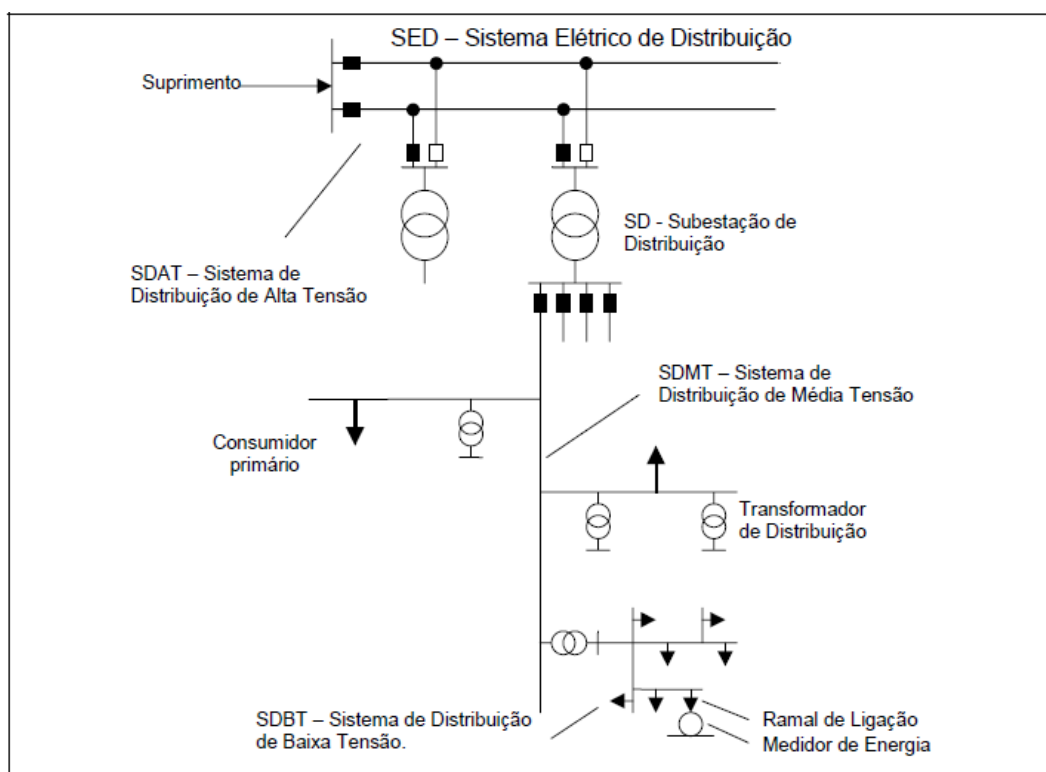


Figura 6 - Topologia padrão de um sistema elétrico de distribuição (Fonte: Felber, 2010)

As redes de distribuição são divididas em circuitos primários e secundários. Os circuitos primários possuem tensão entre 2,3 kV e 44 kV enquanto os circuitos secundários são os níveis de tensão utilizados pelos pequenos consumidores, podendo variar de 110 a 440V (GEDRA; BARROS; BORELLI, 2014).

Os tipos de redes de distribuição podem ser aéreas convencionais, compactas, isoladas ou redes subterrâneas. As redes aéreas convencionais são aquelas que são compostas por condutores fixados em isoladores apoiados sobre as cruzetas. A diferença das redes compactas são os condutores utilizados, neste tipo de linhas os condutores possuem uma camada de isolamento, o que ocasiona uma redução no espaço ocupado (GEDRA; BARROS; BORELLI, 2014).

Nas redes aéreas isoladas os condutores são bem isolados o que permitem que sejam trançados, porém possuem um valor elevado. As redes subterrâneas são as mais confiáveis, pois o solo serve como aterramento e proteção dos cabos. No entanto devido ao custo de instalação é utilizada apenas em regiões com grande quantidade populacional ou então áreas com restrições das redes aéreas (GEDRA; BARROS; BORELLI, 2014).

Apesar das diferenças das características das redes apresentadas, o modelo de rede para fins de estudo em regime permanente só é impactado pelas características elétricas e geométricas dos condutores.

O sistema de distribuição brasileiro é regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que além de resoluções normativas, estabeleceu um conjunto de regras que estão expostas no PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

2.3.1 Subestação de distribuição

No começo da distribuição de energia as fontes geradoras eram localizadas próximas aos consumidores, o que tornava as perdas na transmissão mais toleráveis. Com o aumento da distância entre geração e consumo foi necessário a elevação dos níveis de tensão para reduzir as perdas na transmissão. Contudo essa alteração levou a necessidade da implantação de subestações, que são responsáveis por rebaixar esses níveis de tensão.

As redes elétricas de distribuição podem ser divididas em três níveis: alto, médio e baixo nível de tensão. Segundo o PRODIST (2017) Módulo 3 as tensões de conexão padronizadas pela ANEEL para Alta Tensão (AT) e para Média Tensão (MT) dos sistemas de distribuição são: 130kV (AT), 69kV (AT), 34,5 kV (MT) e 13,8 kV (MT). Os valores nominais para Baixas Tensões (BT) estão apresentadas na Tabela 1 abaixo.

Tabela 1 - Tensões nominais padronizadas de baixa tensão

Sistema	Tensão Nominal (V)
Trifásico	220/127
	380/220
Monofásico	254/127
	440/220

Fonte: PRODIST, 2016

Uma subestação típica deve conter: transformador de potência, chaves seccionadoras, chaves corta-circuito, reatores limitadores de corrente, transformadores de corrente, bancos capacitores série ou shunt, sistema de aterramento, sistemas de controle e proteção, dentre outros equipamentos (GEDRA; BARROS; BORELLI, 2014).

2.3.2 Alimentadores Radiais

Os sistemas de distribuição são normalmente compostos por uma ou mais subestações de distribuição, sendo que cada subestação pode ter um ou mais alimentadores. Os alimentadores radiais possuem normalmente apenas um caminho para o fluxo de potência e devido as cargas desiguais que ele deve atender são inerentemente desequilibrados. Este desequilíbrio leva ao surgimento de indutâncias séries elevadas aumentando a perda de energia. Para correção deste desequilíbrio, o projeto de construção das redes deve tomar em conta a geometria da mesma, anulando o efeito entre condutores através da transposição, ou seja é realizada a alteração do espaçamento dos condutores dos segmentos trifásicos de linhas aéreas e subterrâneas (KERSTING, 2001).

Os componentes principais de um alimentador são: o alimentador primário trifásico, ramais laterais trifásicos, bifásicos e monofásicos, reguladores de tensão, transformadores em linha, bancos de capacitores, transformadores de distribuição, sistemas secundários, cargas trifásicas, bifásicas e monofásicas (KERSTING, 2001). Na Figura 7 podem ser observados estes componentes.

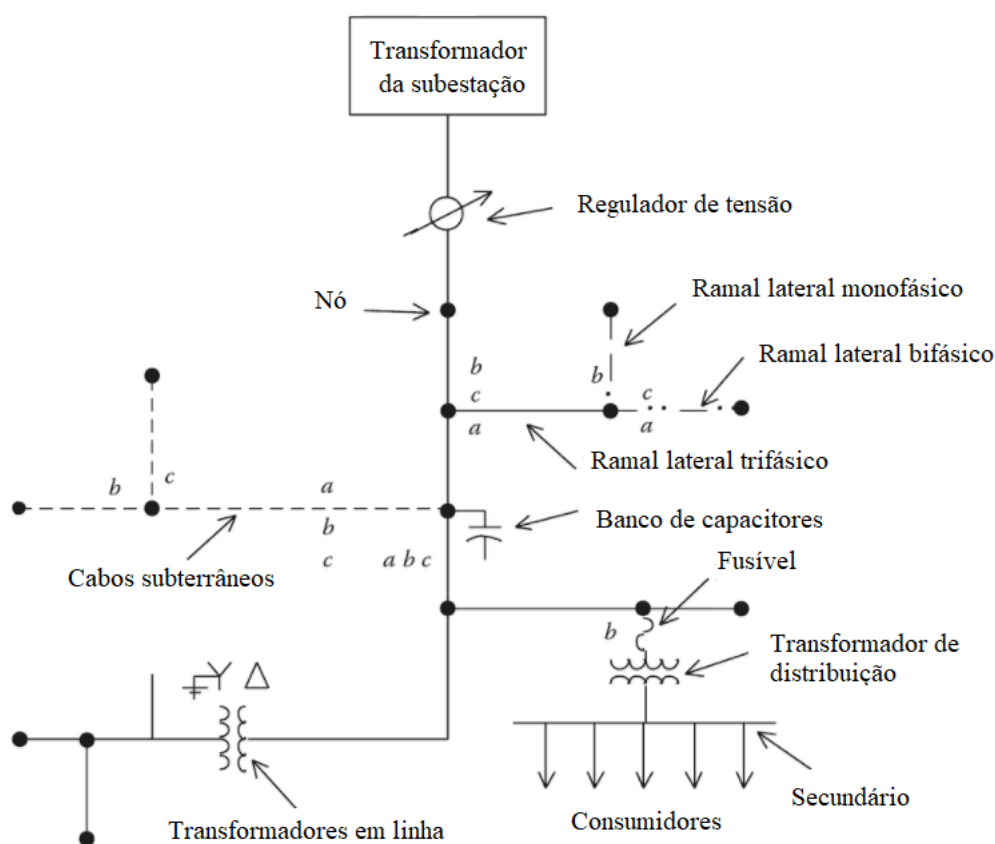


Figura 7 - Simplificação do alimentador de distribuição (Fonte: Kersting, 2001)

2.3.3 Transformador

O transformador é um dispositivo que realiza a conversão da energia elétrica de corrente alternada (CA) de uma determinada frequência e nível de tensão para energia elétrica CA em outro nível de tensão com a mesma frequência (CHAPMAN, 2013).

Um transformador possui dois enrolamentos, o enrolamento primário ou de entrada o qual é ligado uma fonte de energia elétrica e outro enrolamento chamado secundário ou de saída o qual é conectado à carga. Em alguns casos também há um terceiro enrolamento chamado de enrolamento terciário (CHAPMAN, 2013).

Um transformador ideal é um transformador onde as perdas são desconsideradas. Nestes transformadores tem-se uma relação de transformação (a), mostrada na Equação 1. Onde $v_p(t)$ é a tensão aplicada no enrolamento primário, $v_s(t)$ é a tensão produzida no lado do secundário, N_p é o número de espiras do lado do enrolamento primário e N_s é número de espiras do lado do enrolamento secundário (CHAPMAN, 2013).

$$\frac{v_p(t)}{v_s(t)} = \frac{N_p}{N_s} = a \quad (1)$$

A Figura 8 mostra o desenho esquemático de um transformador ideal.

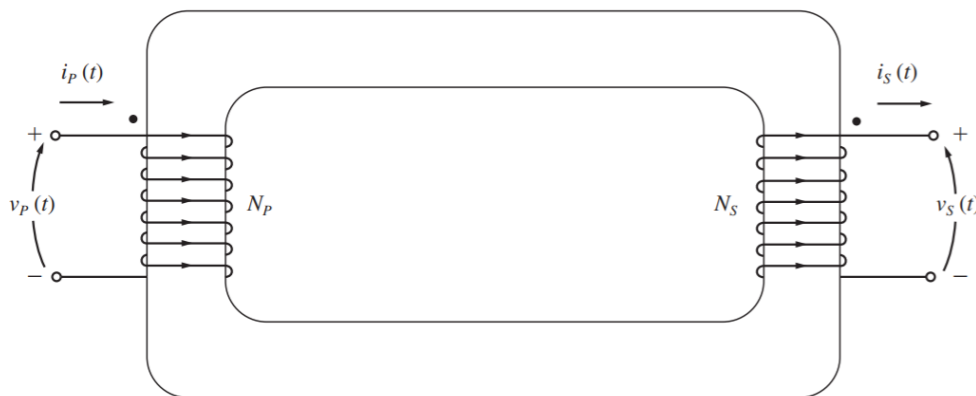


Figura 8 - Desenho de um transformador ideal (Fonte: Chapman, 2013).

Diferente do que é considerado em transformadores ideais, os transformadores reais apresentam perdas. Na modelagem de transformadores reais são consideradas as perdas no cobre, por correntes parasitas, por histerese e do fluxo de dispersão (CHAPMAN, 2013).

As perdas do cobre são causadas devido ao aquecimento resistivo dos enrolamentos. Estas perdas são equivalentes ao quadrado da corrente que passa nos enrolamentos multiplicado pela resistência presente nos mesmo (I^2R). As correntes

parasitas induzidas no núcleo dos transformadores causam uma perda de potência, em forma de calor as perdas pelas correntes parasitas são proporcionais ao quadrado da tensão aplicada no transformador (CHAPMAN, 2013).

As perdas por histerese ocorrem no núcleo de ferro de um transformador porque é preciso usar energia para remover o magnetismo durante cada meio ciclo de corrente primária. Já as perdas devido ao fluxo de dispersão são causadas devido aos fluxos magnéticos criados pelas correntes nos enrolamentos de entrada e de saída serem opostos um ao outro. Disto resulta uma porção de linhas de fluxo magnético que escapam do núcleo de ferro e formam um circuito fechado pelo ar em volta do respectivo enrolamento, que induz esse fluxo de dispersão (CHAPMAN, 2013).

A Figura 9 representa o circuito de um transformador real, ou seja, considera a representação física dos elementos que ocasionam as perdas supracitadas.

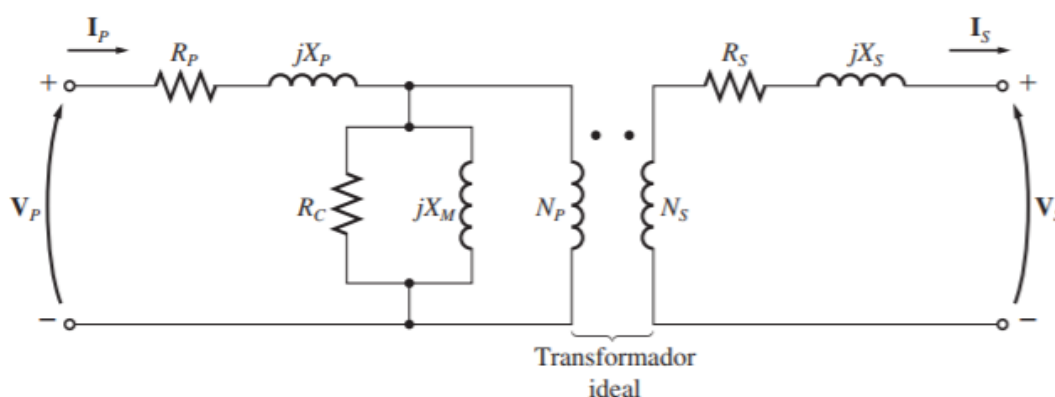


Figura 9 - Modela de um transformador real (Fonte: Chapman, 2013).

2.4 Geração distribuída

Segundo a ANEEL, descrito no Modulo 8 do PRODIST, a geração distribuída são “centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas –ou não –pelo ONS”.

No início, quando os sistemas de distribuição foram projetados, a distribuição de energia se dava de maneira unidirecional, ou seja, a energia partia da unidade geradora para atender os consumidores, não se tinha a implantação de novas pequenas centrais geradoras nas redes de distribuição, a partir do momento da implementação de sistemas

solares fotovoltaicos conectados à rede iniciou-se um novo tipo de geração de energia, a geração distribuída (GD), onde agora a distribuição pode estar localizada em vários pontos do sistema (SHAYANI, 2010).

2.4.1 Balanço de potência

Com a inserção de sistemas fotovoltaico nas unidades consumidoras, houve uma mudança no fluxo de potência do sistema de distribuição. Anteriormente do fluxo de potência era unidirecional, da geração central para os consumidores, após a inserção dos sistemas fotovoltaicos alguns consumidores passaram a injetar energia na rede de distribuição, invertendo o sentido do fluxo de potência durante alguns momentos de operação (SHAYANI, 2010).

A injeção de energia pelos geradores distribuídos alteram consideravelmente a quantidade de energia requerida das geradoras centrais em determinados períodos, pois além de suprir o consumo da unidade consumidora neste período, também supri a demanda total ou parcial de algumas unidades vizinhas (NETO, 2016).

A Figura 8 mostra o novo arranjo de fluxo de potência do sistema de distribuição quando inserido a geração distribuída (GD), juntamente com a geração central (GC).

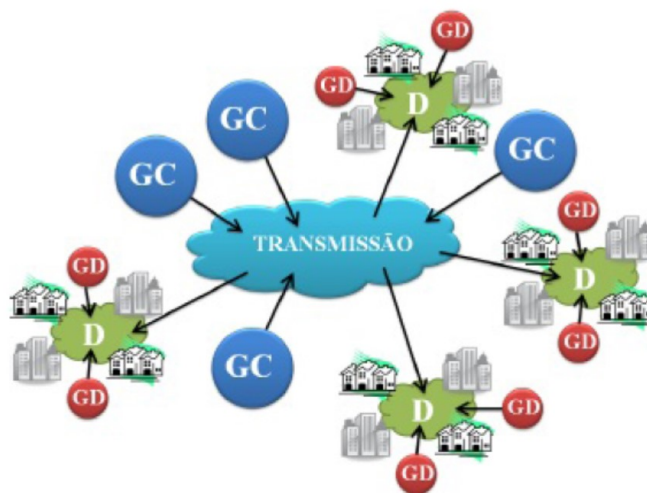


Figura 10 - Fluxo de potência para sistemas com geração distribuída (Fonte: Shayani, 2010).

Segundo Neto (2016) com a implantação de vários geradores fotovoltaicos, a inversão do fluxo de potência poderia ocorrer quando a geração fotovoltaica for superior ao consumo da carga local. Esta inversão de fluxo faz com que o sistema se torne

bidirecional, o que pode ocasionar impactos negativos no sistema, como o aumento de tensão no terminal onde está conectado o gerador fotovoltaico, o qual poderão causar problemas de coordenação e operação com sistema de proteção das redes de distribuição. A Figura 9 ilustra esta situação, onde a potência gerada a partir do sistema fotovoltaico P_{GF} é maior que a potência utilizada pela carga P_c , o que resulta em uma inversão de fluxo de potência. Ou seja, uma porcentagem da potência gerada pela sistema fotovoltaico irá em direção a subestação

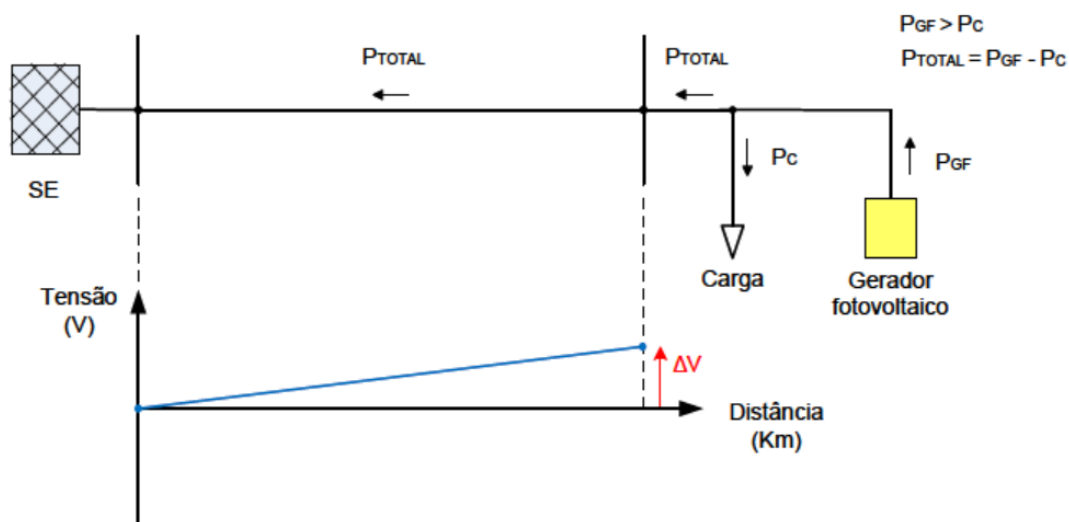


Figura 11 - Sistema de distribuição com geração distribuída (Fonte: Neto, 2016)

2.4.2 Variações de tensão

A inserção de geradores fotovoltaicos distribuídos pode ocasionar um aumento nas variações de tensão. Com isso além de prejudicar a qualidade da energia fornecida ao consumidor, essas grandes variações ainda podem acarretar a atuação frequente dos dispositivos automáticos de regulação de tensão, como bancos de capacitores e reguladores automáticos de tensão, ocasionando a redução da vida útil dos mesmos (NETO, 2016).

Em um sistema de geração centralizada, geralmente a tensão é mais elevada próxima ao gerador e mais reduzida perto da carga, com a respectiva queda de tensão nas redes de transmissão e distribuição. Técnicas para melhorar a regulação de tensão incluem mudança na relação de transformação de transformadores e chaveamento de banco de capacitores, visando garantir que a tensão fique dentro de uma faixa adequada de valores (SHAYANI, 2010).

Utilizando geração distribuída, parte da potência requerida pela carga é suprida localmente. Assim, a corrente que flui pela rede de distribuição é reduzida, diminuindo a queda de tensão. Logo, sistemas fotovoltaicos podem atuar como reguladores de tensão para compensar quedas de tensão em situações de carga pesada (SHAYANI, 2010).

2.5 Legislação e regulamentação brasileira

Em 2012, a ANEEL, através da resolução normativa N° 482, estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. (ANEEL, 2012).

A resolução acima enquadra como microgeração distribuição geradores com potência instalada menor ou igual a 75kW e a minigeração quando apresentam potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada (ANEEL, 2012).

A definição de cogeração qualificada foi definida na resolução normativa n°235 de 14/11/2006 da ANEEL, neste resolução assume que a cogeração qualificada deve possuir uma eficiência mínima, em torno de 65% para o gás natural, de geração de energia elétrica e térmica (ANEEL, 2012).

Outro ponto importante da resolução normativa n°482 é a implementação do sistema de compensação. De modo geral, o sistema de compensação compara a energia produzida com a energia consumida pela unidade consumidora. Assim, quando a quantidade produzida for superior que a consumida, a unidade receberá créditos de energia. Estes créditos podem ser abatidos em outras unidades que estejam no nome do mesmo cliente da unidade geradora ou então debitados quando a energia produzida não for suficiente para cobrir a quantidade consumida (ANEEL, 2012).

A cargo das empresas de distribuição ficou a elaboração de manual de procedimento que tem como finalidade estabelecer os requisitos mínimos necessários para a conexão de agentes classificados como micro ou mini geração de energia elétrica ao sistema em baixa tensão (BT) e em média tensão (MT).

2.5.1 Sincronismo com a rede

Segundo Silveira (2013) para que uma fonte geradora possa ser conectada à rede, ela deve atender algumas condições de sincronismo como: possuir a mesma frequência e a mesma sequência de fase, possuir o mesmo módulo de tensão, as tensões deverão estar em fase, sem diferença angular entre a tensão da rede e do gerador.

Outro fator importante é que a conexão do gerador não pode trazer prejuízos à rede ou comprometer o desempenho do sistema elétrico (CELESC,2017).

A Tabela 2 abaixo apresenta os níveis de tensão para a conexão de micro e minicentraís elétricas geradoras levando em conta a potência instalada do sistema.

Tabela 2 – Níveis de Tensão Considerados para Conexão de micro e minicentraís geradores

Potência Instalada	Nível de tensão	Modo de conexão
Até 15kW	Baixa tensão	Monofásico, bifásico ou trifásico
Entre 15kW e 25kW	Baixa tensão	Bifásico ou trifásico
Entre 25kW e 75kW	Baixa tensão	Trifásico
Entre 75kW e 5.000kW	Média tensão	Trifásico

Fonte: CELESC, 2017

Para minimizar estes impactos, as normas técnicas destacam que o valor da tensão no ponto de instalação do gerador distribuído deve se encontrar dentro de limites pré-estabelecidos.

A tensão contratada pelos consumidores, nos pontos de conexão, deve possuir tensão nominal de operação superior a 1 kV deve situar-se entre 95% e 105% da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão (CELESC,2017). A Tabela 3 apresenta as faixas de variações que podem ser apresentadas na leitura.

Tabela 3 - Faixas de variação nos níveis de tensão admissíveis

Tensão nominal (T_L) (V)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (V)
220/127	$202 \leq T_L \leq 231$
	$117 \leq T_L \leq 133$
380/220	$350 \leq T_L \leq 399$
	$202 \leq T_L \leq 231$

254/127	$234 \leq T_L \leq 267$
	$117 \leq T_L \leq 133$
440/220	$405 \leq T_L \leq 462$
	$202 \leq T_L \leq 231$
208/120	$191 \leq T_L \leq 218$
	$112 \leq T_L \leq 126$
230/115	$212 \leq T_L \leq 242$
	$106 \leq T_L \leq 121$
240/120	$221 \leq T_L \leq 252$
	$110 \leq T_L \leq 126$
220/110	$202 \leq T_L \leq 231$
	$101 \leq T_L \leq 116$

Fonte: CELESC, 2017

Quando a tensão da rede sair da faixa de operação nominal, o sistema de geração distribuída deve interromper o fornecimento de energia à rede. Também deve haver o desligamento caso haja variação de tensão devido a um evento anormal, este desligamento está relacionado com o tempo entre a ocorrência do evento anormal de tensão e a atuação do sistema de geração distribuída, o qual deve interromper o fornecimento de energia para a rede (CELESC, 2017). A Tabela 4 apresenta o tempo que o sistema pode ter de resposta quando a tensão sair da faixa aceitável devido a evento anormal.

Tabela 4 - Tempo de resposta a condições anormais de tensão.

Tensão no ponto de conexão comum (% em relação à $V_{nominal}$)	Tempo máximo de desligamento
$V < 80\%$	0,4s
$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação
$110\% < V$	0,2s

Fonte: CELESC, 2017

3 METODOLOGIA

A metodologia do presente estudo será apresentada a seguir.

3.1 Modelo de carga

As cargas de um sistema são os componentes mais difíceis de serem modelados, devido a sua imprevisibilidade por representarem um conjunto de consumidores. Com isso é necessário a utilização de modelos matemáticos para analisar a relação entre a tensão, a potência e a corrente da carga (NUNES, 2011).

O modelo ZIP, utilizado neste trabalho, é definido como um modelo estático, pois têm como principais características apresentar uma parcela de potência constante, uma de corrente constante e uma de impedância constante (NUNES, 2011).

Segundo Stevenson (1986) a representação da carga pelo modelo ZIP pode ser realizada através das equações a seguir. Para a potência ativa da carga temos as Equações 2, 3 e 4 apresentadas abaixo. Onde p_z é a parcela da carga com impedância constante, p_i é a parcela da carga com corrente constante, p_p é a parcela da carga com potência constante e V é a tensão.

$$\text{Carga} = Z_{cte} + I_{cte} + P_{cte} \quad (2)$$

$$P = (p_z \times V^2 + p_i \times V + p_p) \times P^{(\text{nominal})} \quad (3)$$

$$p_z + p_i + p_p = 100\% \quad (4)$$

Do mesmo modo, tem-se o modelo análogo para a potência reativa (Q), como mostrado nas Equações 5 e 6. Onde q_z é a parcela da carga com impedância constante, q_i é a parcela da carga com corrente constante e q_p é a parcela da carga com potência constante.

$$Q = (q_z \times V^2 + q_i \times V + q_p) \times Q^{(\text{nominal})} \quad (5)$$

$$q_z + q_i + q_p = 100\% \quad (6)$$

A Figura 11 apresenta a variação da tensão considerando as três categorias.

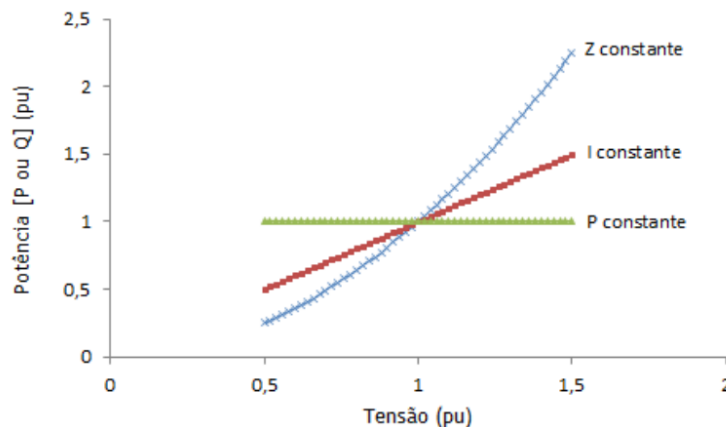


Figura 12 - Modelos de carga (Z, I, P constantes) (Fonte: Nunes,2011)

3.2 Modelo de geração

Os geradores são modelados, no fluxo de carga, como fontes de tensão atrás de suas impedâncias, como mostrados da Figura 12. Quando em estado estacionário os gerados são geralmente configurados para que a potência ativa e a tensão, nos terminais do gerador, sejam mantidos constantes (ANDERSSON, 2012).

A Figura 11 mostra o modelo completo de um gerador. Onde E é a tensão interna gerada, R a resistência, X_{ra} é a reatância da reação de armadura e X_{disp} é a reatância do dispositivo e V_t é a tensão nos terminais.

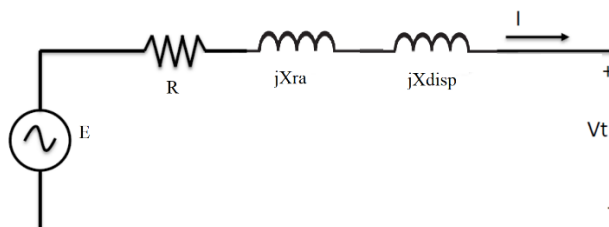


Figura 13 - Circuito de um gerador (Fonte: Stevenson, 1986)

A tensão do gerador é determinada pela potência reativa que pode ser injetada no nó e deve operar dentro da curva de potência reativa, a Figura 14 mostra um exemplo de curva, a qual é específica para cada gerador e depende das características de projeto, tipo de turbina geradora, restrições de estabilidade (ANDERSSON, 2012).

Os geradores podem operar sobexcitado, quando há injeção de potência reativa na barra e sub-excitado quando a potência é consumida. (ANDERSSON, 2012).

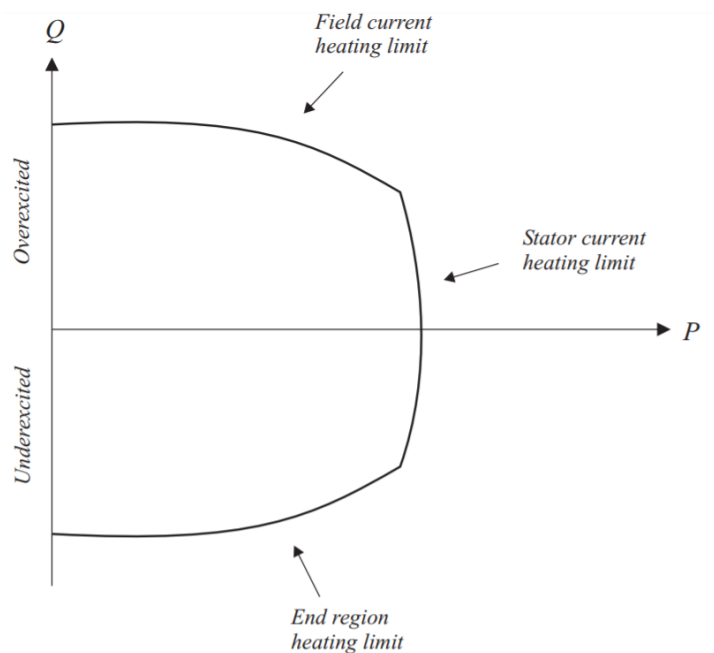


Figura 14 - Curva de potência reativa do gerador (Fonte: Andersson, 2012)

No presente trabalho será utilizado o mesmo modelo para os geradores fotovoltaicos distribuídos.

3.3 Modelo de linhas

O modelo π é representado por três parâmetros: a resistência em série r_{km} , a reatância série x_{km} e a susceptância shunt b_{km}^{sh} (MONTICELLI, 1983).

A Figura 13 mostra o modelo π de uma rede de transmissão.

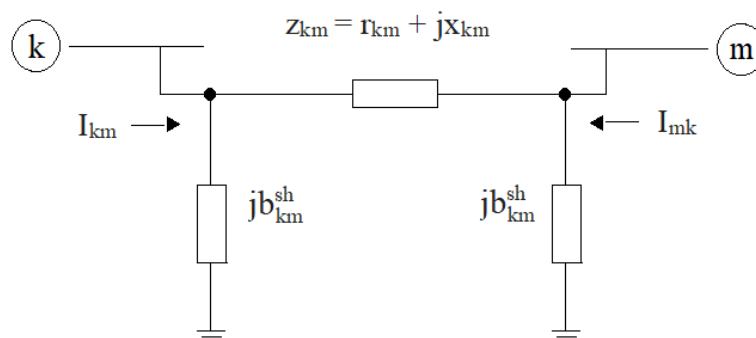


Figura 15 - Modelo equivalente π de uma linha de transmissão (Fonte: Monticelli, 1983)

Com base no modelo mostrado na Figura 15 pode-se, a partir de equações, encontrar os dados do sistema. A impedância do elemento série está mostrada na Equação 7 e a admitância na Equação 8.

$$z_{km} = r_{km} + jx_{km} \quad (7)$$

$$y_{km} = g_{km} + jb_{km} = z_{km}^{-1} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} - j \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (8)$$

Com isso obtêm-se que a condutância série g_{km} e a susceptância série b_{km} são dadas pelas Equações 9 e 10.

$$g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (9)$$

$$b_{km} = \frac{-x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (10)$$

A corrente I_{km} é calculada a partir das tensões terminais E_k e E_m :

$$I_{km} = y_{km}(E_k - E_m) + jb_{km}^{sh} E_k \quad (11)$$

$$E_k = V_k e^{j\theta_k} \quad (12)$$

$$E_m = V_m e^{j\theta_m} \quad (13)$$

A corrente I_{mk} é calculada analogamente.

$$I_{mk} = y_{km}(E_m - E_k) + jb_{km}^{sh} E_m \quad (14)$$

3.4 Fluxo de potência

“O cálculo de fluxo de carga em uma rede de energia consiste essencialmente na determinação do estado da rede, da distribuição dos fluxos e de algumas outras grandezas de interesse” (MONTICELLI, 1983).

Na forma básica de modelagem é admitido quatro variáveis por barra da rede: a magnitude de tensão nodal (V_k), o ângulo de tensão nodal (θ_k), a geração líquida de potência ativa (P_k) e a injeção líquida de potência reativa (Q_k) (MONTICELLI, 1983).

A partir destas quatro variáveis são definidos os tipos de barra considerando quais das variáveis são incógnitas e quais são dadas (MONTICELLI, 1983).

- Barra PQ - P_k e Q_k são dados e V_k e θ_k são incógnitas;
- Barra PV - P_k e V_k são dados e Q_k e θ_k são incógnitas;
- Barra de referência - V_k e θ_k são dados e P_k e Q_k são incógnitas

A barra de referência é responsável por fornecer a referência angular do sistema além de fechar o balanço de potência do sistema. As barras PQ representam barras de cargas e as barras PV representam barras de geração (MONTICELLI, 1983).

Cada barra é caracterizada por duas equações que representam a igualdade que deve se manter entre a potência ativa e reativa injetadas na barra e a soma dos fluxos que saem da mesma.

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (15)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (16)$$

A Figura 14 mostra o sentido e fluxo das correntes.

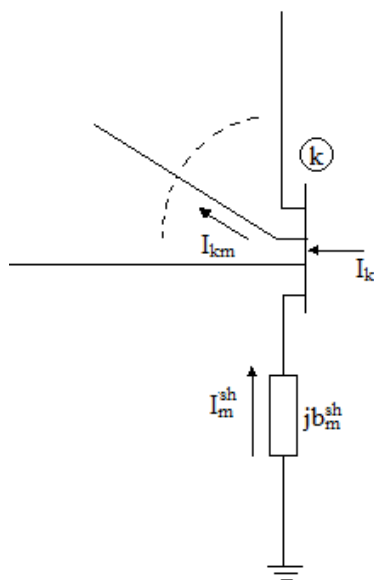


Figura 16 - Convenção de fluxo e injeções de corrente (Monticelli, 1983)

Diferentes métodos matemáticos são utilizados para resolver as equações e inequações algébricas que envolvem o cálculo do fluxo de carga. O método de Newton-Raphson será utilizado para modelagem do fluxo de carga no presente estudo.

3.4.1 Método de Newton-Raphson

A explicação do método de Newton-Raphson será realizada através de um problema com duas equações e duas variáveis. As informações apresentadas neste capítulo foram retiradas do livro do Monticelli (1983), Fluxo de carga em redes de energia elétrica.

Para explicação do método é analisado um sistema onde são dados P_k e Q_k nas barras PQ, e P_k e V_k nas barras PV. Assim neste sistema deseja-se obter V_k e θ_k nas barras PQ e θ_k nas barras PV. Este sistema em questão tem formato $2NPQ + NPV$ equações com o mesmo número de incógnitas, como mostrado abaixo.

$$P_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) = 0 \quad (17)$$

$$Q_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) = 0 \quad (18)$$

A equação 17 é aplicada para as barras PQ e PV e a equação 18 para as barras PQ. Após encontrar os valores de V_k e θ_k através das equações acima deseja-se encontrar P_k e Q_k na barra de referência, isso é feito através das equações 19 e 20.

$$P_k - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (19)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (20)$$

A equação 18 é aplicada para a barra de referência e a equação 20 para as barras de referência e barras PV. As equações 18 e 19 podem ser escritas na forma vetorial como:

$$\Delta \underline{P} = \underline{P}^{esp} - \underline{P}(\underline{V}, \underline{\theta}) \quad (21)$$

$$\Delta \underline{Q} = \underline{Q}^{esp} - \underline{Q}(\underline{V}, \underline{\theta}) \quad (22)$$

Sendo $g(x)$ a função vetorial dada por:

$$g(x) = \begin{bmatrix} \Delta \underline{P} \\ \Delta \underline{Q} \end{bmatrix} \quad (23)$$

As funções 17 e 18 podem ser escritas como:

$$\underline{g}(x) = 0 \quad (24)$$

Para resolução do sistema algébrico pelo método de Newton primeiramente se faz $v=0$ e escolhe uma solução inicial $x = x^{(v)} = x^{(0)}$. Então é calculado o valor da função $g(x)$ no ponto $x = x^{(v)}$. Para saber se o algoritmo deve ou não continuar deve-se comparar o valor de $|g(x^{(v)})|$ com o valor de tolerância (ϵ) estabelecido, caso o valor de $|g(x^{(v)})|$ for menor que a tolerância o algoritmo cessa, caso contrário prossegue.

Então é realizada a linearização de $g(x)$ através da série de Taylor.

$$g(x^v + \Delta x^v) \cong g(x^v) + g'(x^v)\Delta x^v \quad (25)$$

Onde $g'(x^v)$ é a derivada parcial da função g com relação a x . Através da solução do problema linearizado encontra-se os valores de Δx .

$$g(x^v) + g'(x^v)\Delta x^v = 0 \quad (26)$$

Assim o novo valor de x é:

$$x^{v+1} = x^v + \Delta x^v \quad (27)$$

Faz-se então $v+1 \rightarrow v$ e voltar a calcula o valor da função $g(x)$. Para um sistema n -dimensional começa-se a resolução por $g(x) = 0$ e

$$g(x^v + \Delta x^v) \cong g(x^v) + Jg'(x^v)\Delta x^v \quad (28)$$

O vetor de correção Δx é calculador por:

$$g(x^v) + Jg'(x^v)\Delta x^v = 0 \quad (29)$$

Para resolução do sistema tem-se as equações abaixo.

$$g(\underline{x}^v) = \begin{matrix} \Delta \underline{P}^v \\ \Delta \underline{Q}^v \end{matrix} \rightarrow \begin{matrix} NPQ + NPV \\ NPQ \end{matrix} \quad (30)$$

$$\Delta \underline{x}^v = \begin{matrix} \Delta \underline{\theta}^v \\ \Delta \underline{V}^v \end{matrix} \rightarrow \begin{matrix} NPQ + NPV \\ NPQ \end{matrix} \quad (31)$$

$$J(\underline{x}^v) = \begin{matrix} \frac{\partial(\Delta P)}{\partial \underline{\theta}} & \frac{\partial(\Delta P)}{\partial \underline{V}} \\ \frac{\partial(\Delta Q)}{\partial \underline{\theta}} & \frac{\partial(\Delta Q)}{\partial \underline{V}} \end{matrix} \quad (32)$$

As submatrizes da matriz Jacobiano podem ser simplificadas, considerando;

$$\begin{aligned} H &= \frac{\partial P}{\partial \underline{\theta}} ; & N &= \frac{\partial P}{\partial \underline{V}} \\ M &= \frac{\partial Q}{\partial \underline{\theta}} ; & L &= \frac{\partial Q}{\partial \underline{V}} \end{aligned} \quad (33)$$

A partir das equações 32 e 33 pode-se reescrever a equação 30 como:

$$\begin{matrix} \Delta \underline{P}^v \\ \Delta \underline{Q}^v \end{matrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{(v)} \cdot \begin{matrix} \Delta \underline{\theta}^v \\ \Delta \underline{V}^v \end{matrix} \quad (34)$$

As componentes jacobianas H , L , M , N são dadas por:

$$H \begin{cases} H_{km} = \partial P_k / \partial \theta_m = V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \\ H_{kk} = \partial P_k / \partial \theta_k = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \end{cases} \quad (35)$$

$$N \begin{cases} N_{km} = \partial P_k / \partial V_m = V_k (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \\ N_{kk} = \partial P_k / \partial V_k = V_k^2 G_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \end{cases} \quad (36)$$

$$M \begin{cases} M_{km} = \partial Q_k / \partial \theta_m = -V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \\ N_{kk} = \partial P_k / \partial V_k = -V_k^2 G_{kk} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \end{cases} \quad (37)$$

$$L \begin{cases} L_{km} = \partial Q_k / \partial V_m = V_k (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \\ L_{kk} = \partial Q_k / \partial V_k = V_k^2 G_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \end{cases} \quad (38)$$

3.5 Modelagem do gerador fotovoltaico

Para análise da geração fotovoltaica, foi escolhido o município de Florianópolis, capital do estado de Santa Catarina. Florianópolis está localizada na região sul do Brasil, na latitude -27.58 e longitude 48.57.

Os dados de radiação solar para esta localidade foram retirados do software Radiasol, desenvolvido pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul. O programa disponibiliza os dados da radiação global, difusa e direta para todas as horas do ano, fornecendo os dados necessários para a realização deste trabalho. A Figura 17 mostra em forma de gráfico das médias anuais das irradiâncias para cada hora do dia, no apêndice A esta apresentado estes mesmos dados em forma de tabela.

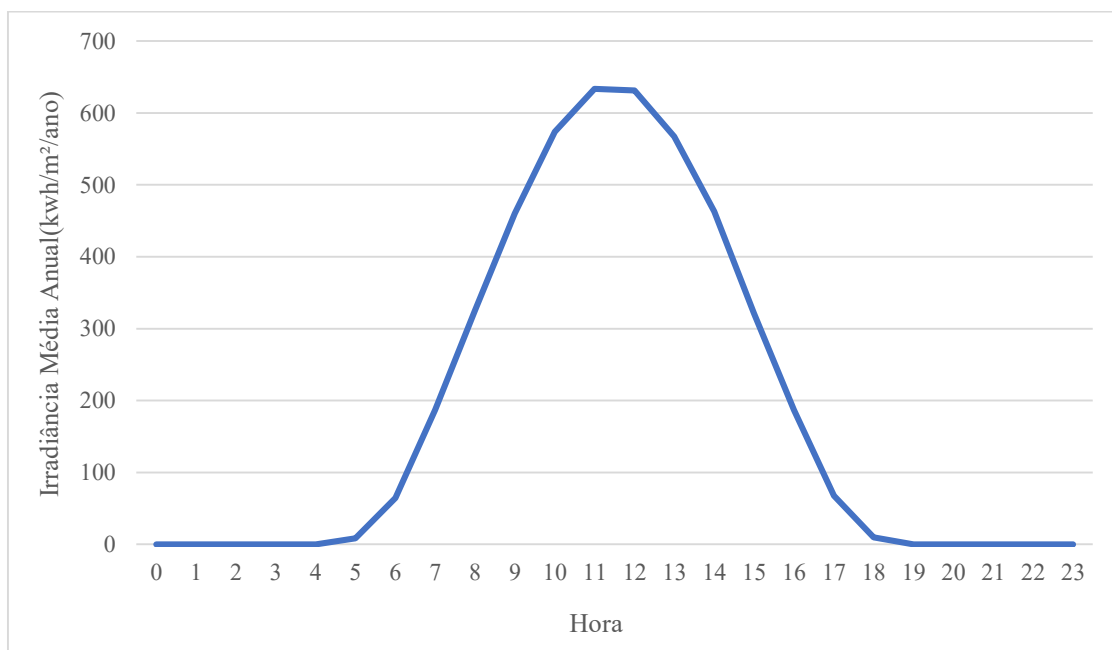


Figura 17 - Irradiância Média Anual

3.6 Modelagem do sistema de distribuição

Neste capítulo será realizada uma introdução do *software Power World Simulator*, o qual será utilizado para a realização das simulações para possibilitando a análise do impacto que os geradores distribuídos tem sobre o sistema elétrico escolhido neste trabalho. Também serão apresentados neste capítulo os dados da rede escolhida para análise.

3.6.1 Software

O *software* utilizado na análise é o *Power World Simulator*, ele foi desenvolvido pela empresa *Power World Corporation*. A empresa foi fundada em 1990 pelo professor Thomas Overbye da Universidade de Illinois. Seu objetivo com a criação deste software foi desenvolver uma ferramenta para ajudar os alunos a entender o funcionamento dos sistemas de energia em larga escala.

Neste trabalho este *software* será utilizado para realizar a análise em regime permanente, pelo método de Newton-Raphson, da inserção da geração distribuída em redes de distribuição.

3.6.2 Sistema IEEE 13 Barras

O primeiro sistema escolhido para teste foi o sistema IEE 13 barras, o qual foi desenvolvido pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) o qual vai ser apresentada resumidamente nesta unidade e as demais informações estão dispostas no Anexo B.

Segundo IEEE (2013) as cargas dos sistemas de distribuição podem ser trifásicos (balanceados ou não), bifásicos ou monofásicos. As cargas dos sistemas trifásicos podem ser conectados em estrela ou delta enquanto cargas monofásicas podem ser conectadas de linha-terra e linha-linha e neutro. O sistema de distribuição IEEE 13 barras pode ser visualizado na Figura 18.

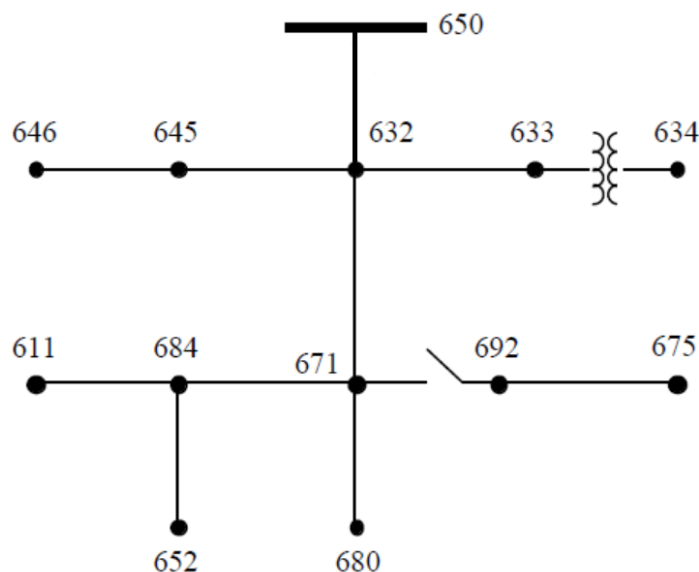


Figura 18 - Diagrama unifilar do sistema de distribuição do IEEE 13 barras (Fonte: IEEE, 2013)

As cargas podem ser modeladas como potências constantes (PQ), impedância constante (Z) ou corrente constante (I). No sistema IEEE 13 barras original as cargas são trifásicas, porém devido ao fato do *software Power World Simulator* não aceitar a inserção de cargas trifásicas foi optado por simular o sistema com cargas monofásicas, escolhendo as potências de uma fase. Os valores adaptados das cargas estão apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 - Cargas adaptadas do sistema IEEE 13 barras

Carga	Nó	Tipo	Ligação	P(kW)	Q(kV Ar)
1	634	PQ	Y	160	110
2	645	PQ	Y	170	125
3	646	Z	Δ	230	132
4	652	Z	Y	128	86
5	671	PQ	Δ	385	220
6	675	PQ	Y	485	190
7	692	I	Δ	170	151
8	611	I	Y	170	80
Total				1898	1094

Fonte: IEEE, 2013

No Anexo B estão apresentados os demais dados do sistema IEEE 13 barras.

3.7 Cenários simulados

Primeiramente busca-se estabelecer um sistema de distribuição base, onde os condições de funcionamento são bem definidas, sem a implementação de sistemas fotovoltaicos. Para isso, primeiramente será realizado a simulação do sistema original do IEEE 13 barras, com ressalva as alteração citadas acima, realizadas devido as limitações impostas pelo software. Com isso será estabelecido um caso de referência, para posterior comparação à entrada de GD.

A entrada de energia, oriunda de fontes fotovoltaicas, variará com relação a potência instalada estabelecida no caso de referência. Devido ao fato de que atualmente uma pequena parcela da energia gerada é oriunda da energia fotovoltaica e levando em consideração que esta porcentagem está aumentando, foi proposto para o trabalho que a potência fotovoltaica inserida no sistema será de 30% da carga total do sistema elétrico de distribuição simulado.

A inserção da geração fotovoltaica será realizada separadamente em cada barra, para que se possa analisar o impacto que a inserção da geração fotovoltaica em cada barra vai causar no sistema de distribuição.

A Figura 19 apresenta de forma mais direta os passos da simulação.

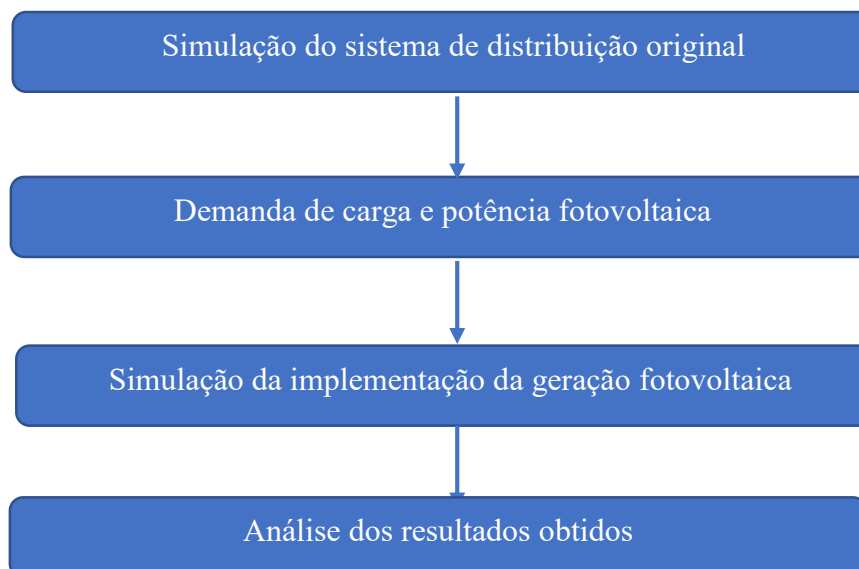


Figura 19 - Diagrama esquemático das simulações (Fonte: Autor, 2017)

4 RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentadas os resultados das simulações realizadas no software *Power World Simulator*. Começou-se as simulações pelo sistema elétrico antes da inserção da geração de distribuída, como resultado da simulação obteve valores de tensão, modulo e ângulo, em valores nominais e em PU. Estes valores estão expostos na Tabela 6 abaixo.

Tabela 6- Dados do sistema sem geração solar fotovoltaica

Barra	Tensão nominal (kV)	Tensão (PU)	Tensão (kV)	Angulo (Deg)
650	4,16	1,00000	4,160	0,00
632	4,16	0,99267	4,130	-0,28
671	4,16	0,98803	4,110	-0,43
680	4,16	0,98803	4,110	-0,43
645	4,16	0,99070	4,121	-0,35
646	4,16	0,98965	4,117	-0,40
684	4,16	0,98793	4,110	-0,33
611	4,16	0,98468	4,096	-0,40
652	4,16	0,99391	4,135	-0,12
633	4,16	0,99196	4,127	-0,31
634	0,48	0,98803	0,474	-0,42
692	4,16	0,98803	4,110	-0,43
675	4,16	0,98543	4,099	-0,54

Como pode-se notar na Tabela 6, o perfil de tensão do sistema mostra-se bastante adequado e dentro dos limites estabelecidos no PRODIST. Para facilitar a visualização dos impactos da inserção de sistemas solares na rede elétrica, o perfil de carga do sistema foi aumentado em 100%.

Segundo disposto no capítulo 2.5, o qual fala sobre a regulamentação brasileira de mini e microgeração fotovoltaico, o sistema com os valores dobrados de carga ultrapassariam os limites legais de potência, porém como o objetivo deste estudo é

analisar o impacto causado pelos sistemas fotovoltaicos e não a adequação as normas, torna-se possível esta adaptação. O resultado da simulação do sistema, sem geração fotovoltaica, mas com as cargas duplicadas estão apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7 - Valores do sistema com o dobro dos valores de carga

Barra	Tensão nominal (kV)	Tensão (PU)	Tensão (kV)	Angulo (Deg)
650	4,16	1,00000	4,160	0,00
632	4,16	0,98363	4,092	-0,72
671	4,16	0,97289	4,047	-1,21
680	4,16	0,97289	4,047	-1,21
645	4,16	0,97960	4,075	-0,87
646	4,16	0,97745	4,066	-0,96
684	4,16	0,97143	4,041	-1,16
611	4,16	0,96475	4,013	-1,30
652	4,16	0,97548	4,058	-0,92
633	4,16	0,98215	4,086	-0,78
634	0,48	0,97401	0,468	-1,02
692	4,16	0,97289	4,047	-1,21
675	4,16	0,96743	4,025	-1,43

Verifica-se que o perfil de tensão foi alterado em função da modificação realizada no perfil da demanda do sistema. A partir dos valores do sistema inicial, sem a geração solar, foram realizadas as simulações para cada barras da rede elétrica, inserindo sistemas fotovoltaicos conectados à rede que suprissem 30% da demanda de carga do sistema. As simulações foram realizadas para as oito barras que apresentam carga. A primeira simulação realizada foi para a barra 645.

A carga presente na barra 645 é uma carga de potência constante, neste tipo de carga os valores de potência ativa e reativa permanecem inalteradas, sendo neste caso respectivamente de 0,34 MW e 0,250 MVar. Ao se inserir o gerador solar fotovoltaico em uma barra do sistema, há uma redução da potência que precisa ser suprida pela subestação. No caso de inserir-se o gerador na barra 645 há uma redução percentual de 30,16% na potência ativa e 1,73% na potência reativa vindas do gerador.

Os resultados da simulação para as tensões do sistema elétrico quando inserido geração fotovoltaica na barra 645 estão apresentados nos Gráficos 1 e Gráfico 2.

Gráfico 1 - Dados das tensões do sistema em PU com geração FV na barra 645

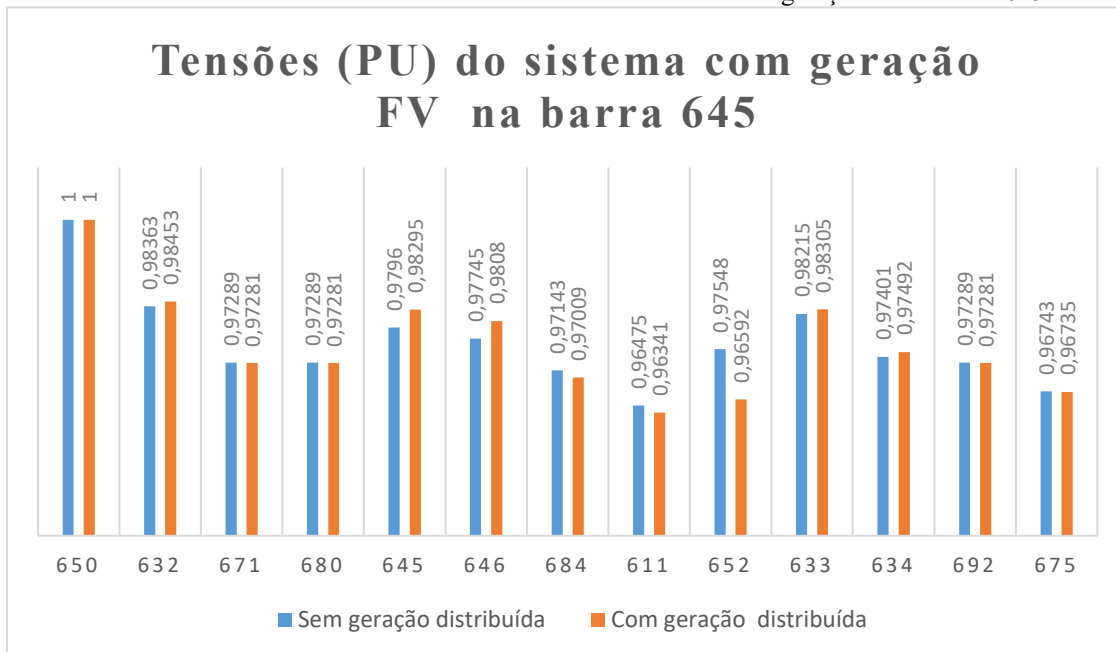
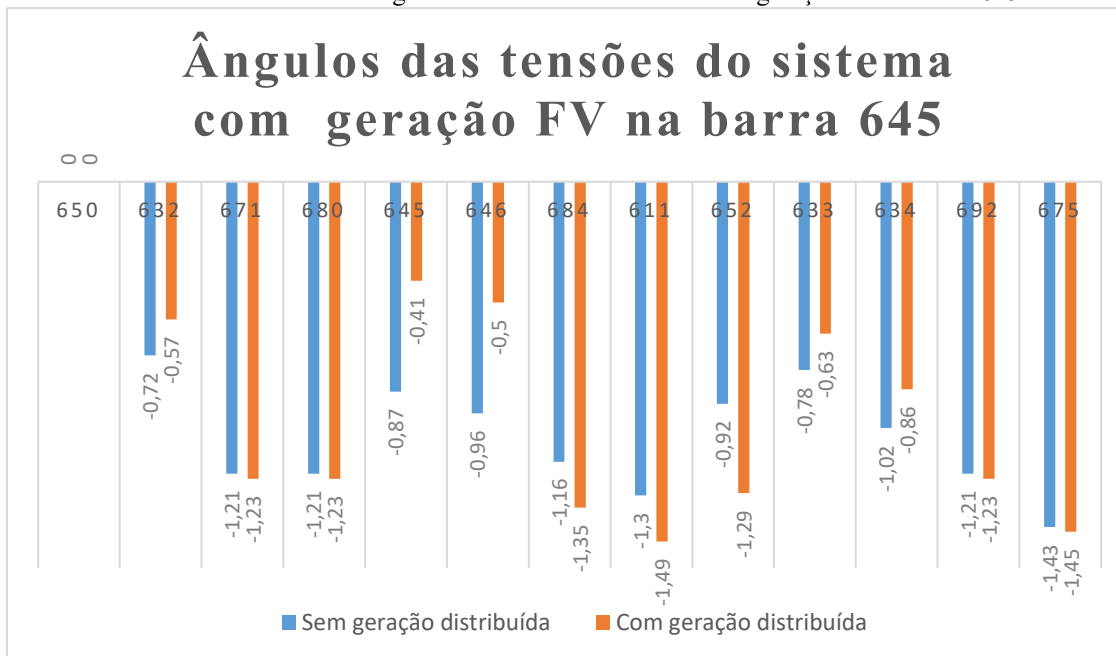


Gráfico 2 - Dados dos ângulos das tensões do sistema com geração FV na barra 645



No caso da barra 646 tem-se uma carga do tipo impedância (Z) constante, devido a esta configuração o valor da carga apresenta variação entre o sistema com ou sem geração distribuída. A carga sem o sistema solar possui potência ativa de 0,439 MW e

potência reativa de 0,25 MVar e após a inserção do gerador passa a ser de 0,445 MW e 0,61 MVar. Nesta simulação a inserção do gerador solar causou uma redução de 29,89% na potência ativa e 1,73% na potência reativa vinda da subestação. Os resultados das tensões do sistema elétrico quando inserido geração fotovoltaica na barra 646 estão apresentados nos Gráficos 3 e Gráfico 4.

Gráfico 3- Dados das tensões do sistema em PU com geração FV na barra 646

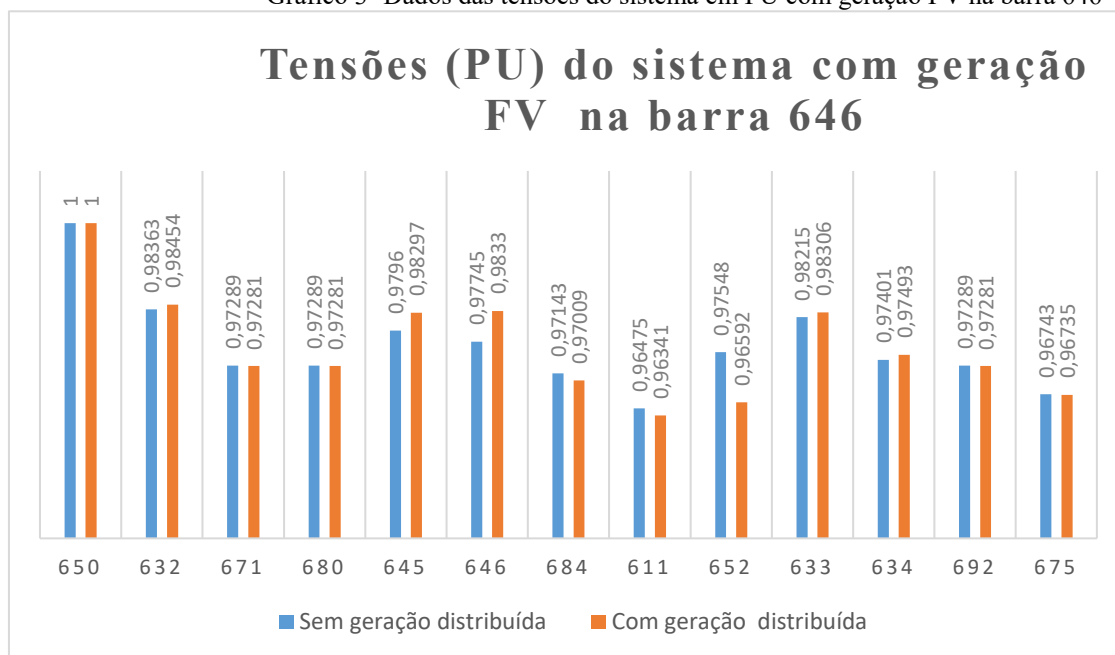
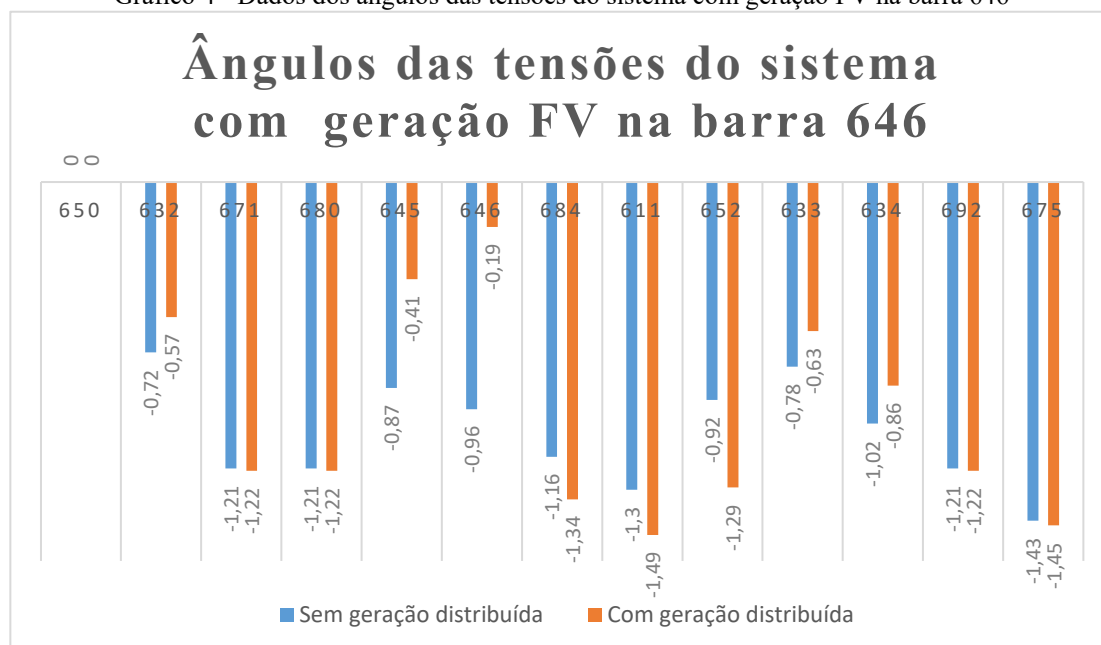


Gráfico 4 - Dados dos ângulos das tensões do sistema com geração FV na barra 646



Na barra 634, tem-se uma carga de 0,320 MW e 0,157 MVar, configurada como potência constante, o que faz com que apresente sempre os mesmos valores de potência de carga durante a simulação. Já na potência da subestação, há uma redução de 30,15% na potência ativa e 2,164% na potência reativa. Os resultados das tensões do sistema elétrico quando inserido geração fotovoltaica na barra 634 estão apresentados nos Gráficos 5 e Gráfico 6 abaixo.

Gráfico 5 - Dados das tensões do sistema em PU com geração FV na barra 646

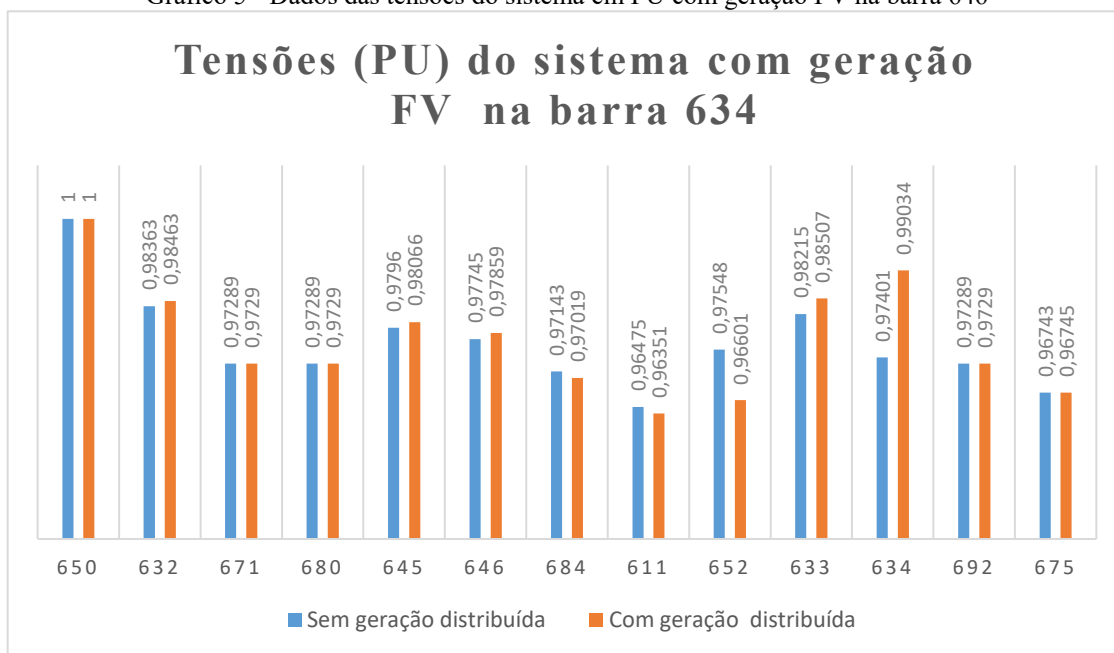
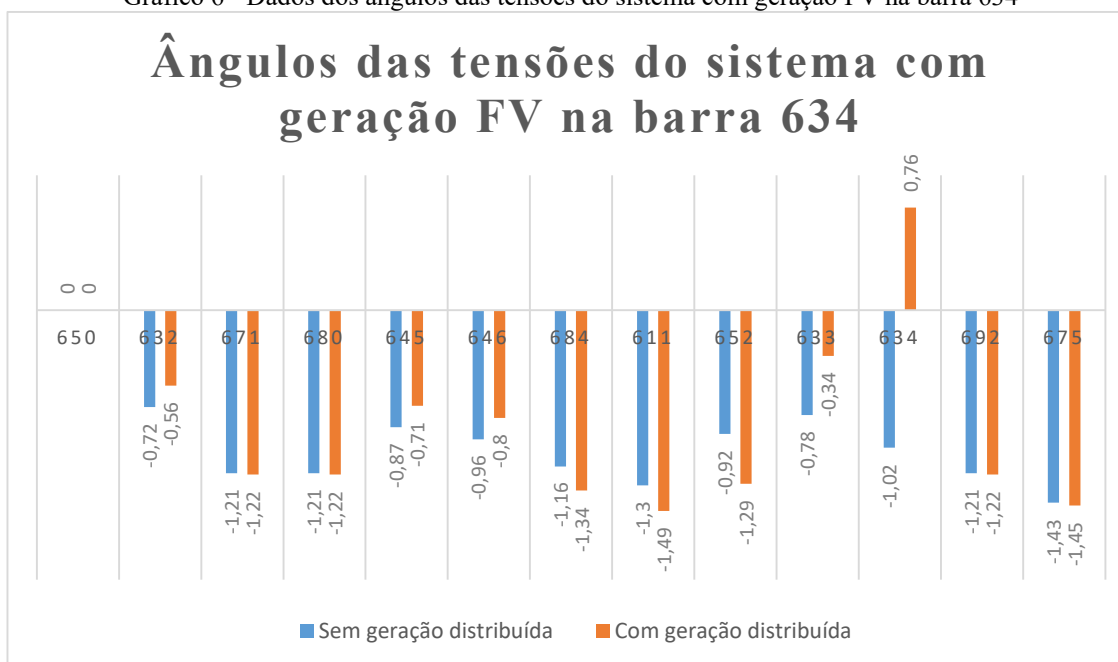


Gráfico 6 - Dados dos ângulos das tensões do sistema com geração FV na barra 634



A barra 671 apresenta carga com potência constante, os valores de potência ativa e reativa são respectivamente 0,770 MW e 0,440 MVar. A redução da potência da subestação neste caso é de 30,15% na potência ativa e 3,03% na potência reativa. Os resultados das tensões do sistema elétrico quando inserido geração fotovoltaica na barra 671 estão apresentados nos Gráficos 7 e Gráfico 8 abaixo.

Gráfico 7 - Dados das tensões do sistema em PU com geração FV na barra 671

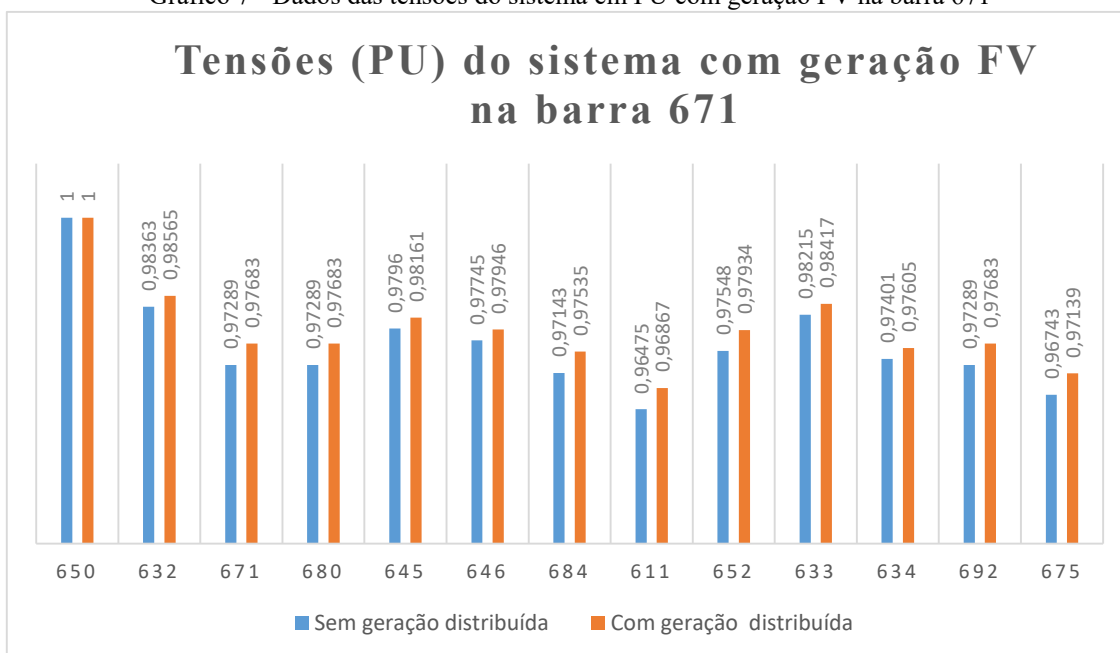
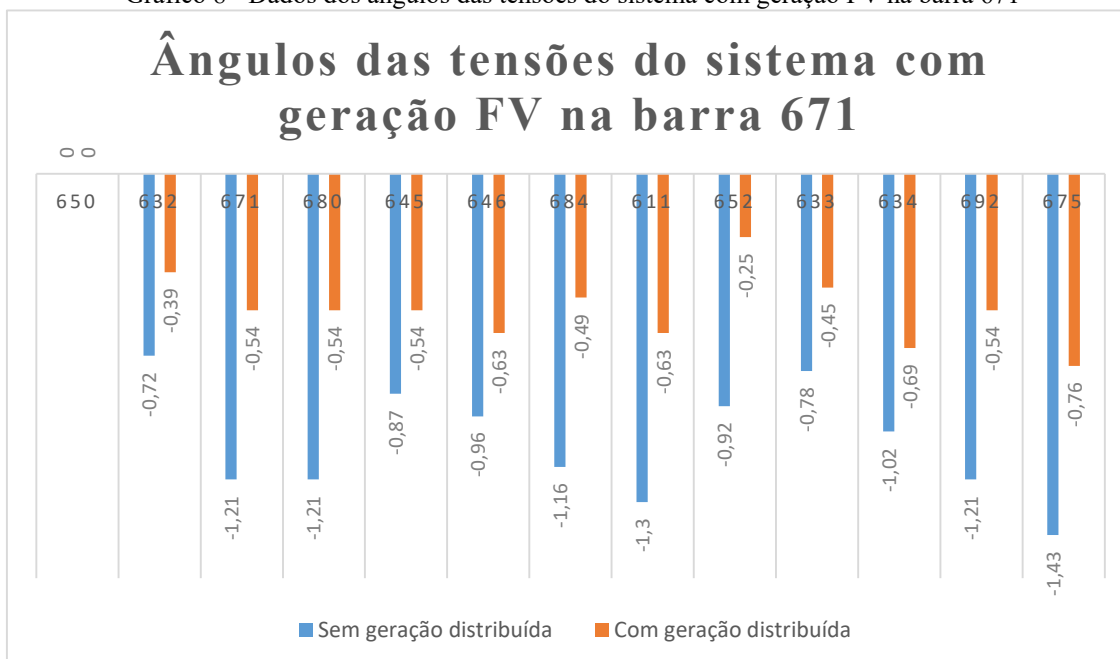


Gráfico 8 - Dados dos ângulos das tensões do sistema com geração FV na barra 671



A barra 611 apresenta carga do tipo corrente (I) constante, devido a esta configuração, há mudança no valor da potência da carga de 0,328 MW e 0,261 MVar antes da inserção do gerador, para 0,335 MW e 0,157 MVar depois da inserção do gerador fotovoltaico. A redução percentual da potência necessária da subestação foi de 30,15% de potência ativa e 3,463% na potência reativa. Os resultados das tensões do sistema elétrico quando inserido geração fotovoltaica na barra 611 estão apresentados nos Gráficos 9 e Gráfico 10.

Gráfico 9 - Dados das tensões do sistema em PU com geração FV na barra 611

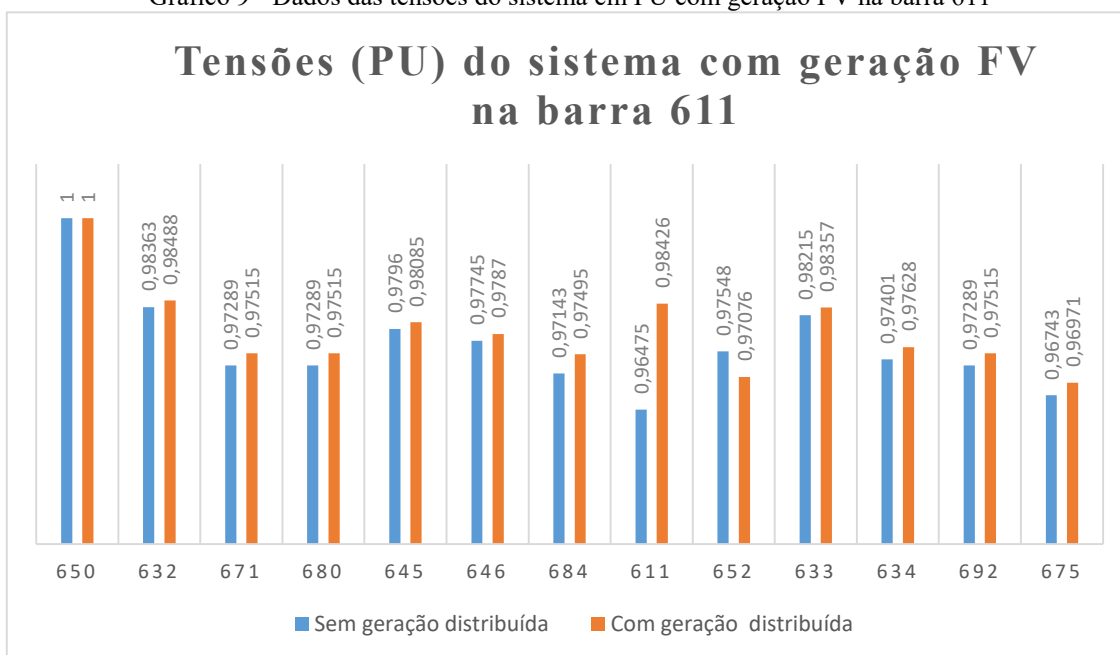
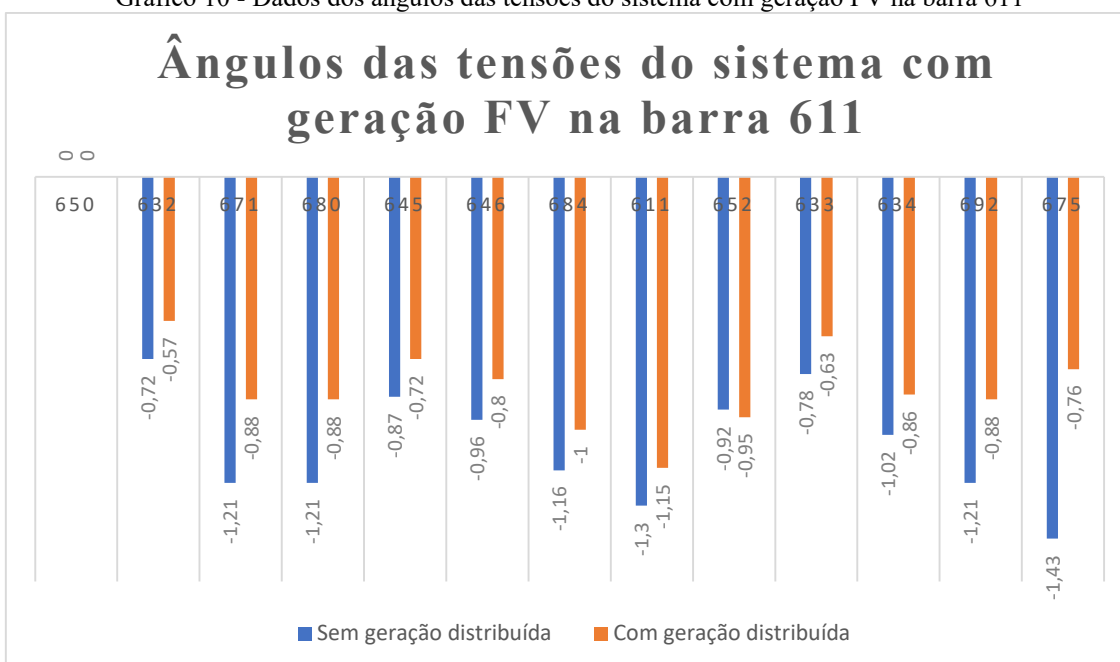


Gráfico 10 - Dados dos ângulos das tensões do sistema com geração FV na barra 611



A barra 652 possui carga do tipo impedância (Z) constante, com isso há uma mudança da potência ativa de 0,246 MW e potência reativa de 0,165 MVar e após a inserção do gerador passa a ser de 0,250 MW e 0,168 MVar. Nesta simulação a inserção do gerador solar causou uma redução de 30,15% na potência ativa e 3,03% na potência reativa vinda da subestação. Os resultados da simulação para a tensão do sistema quando inserido sistema FV na barra 652 estão apresentados nos Gráficos 11 e Gráfico 12.

Gráfico 11 - Dados das tensões do sistema em PU com geração FV na barra 652

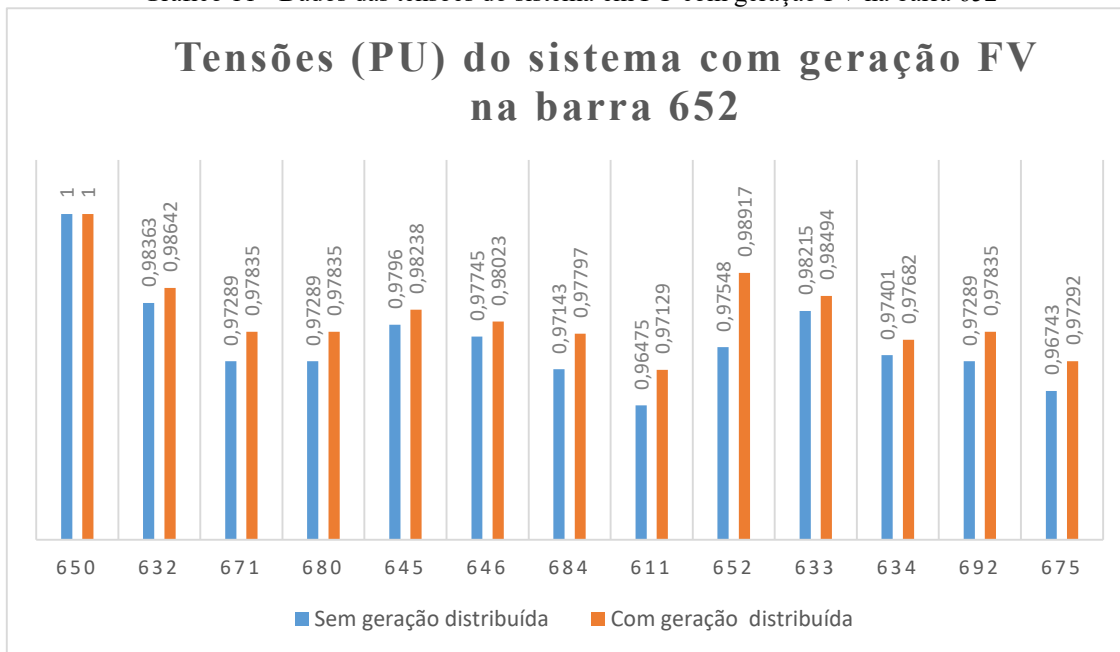
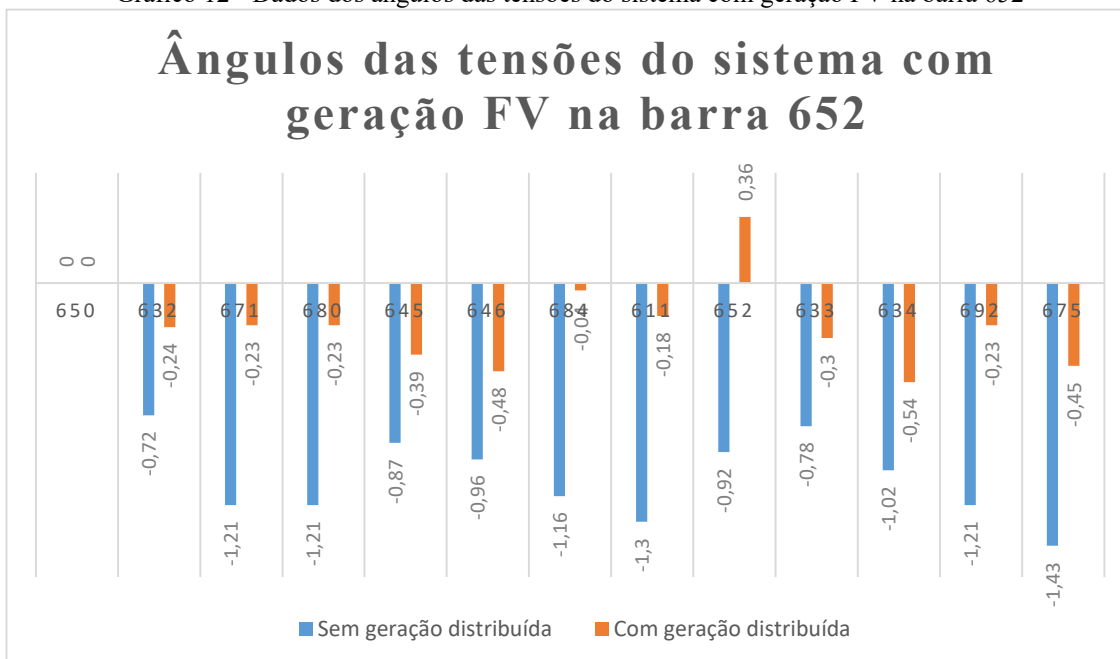


Gráfico 12 - Dados dos ângulos das tensões do sistema com geração FV na barra 652



A barra 692 apresenta carga do tipo corrente (I) constante, assim há alteração no valor da potência da carga de 0,330 MW e 0,293 MVar antes da inserção do gerador, para 0,331 MW e 0,294 MVar depois da inserção do gerador solar. A redução percentual da potência necessária da subestação foi de 30,15% de potência ativa e 2,17% na potência reativa. Os resultados das tensões do sistema elétrico quando inserido geração fotovoltaica na barra 692 estão apresentados nos Gráficos 13 e Gráfico 14.

Gráfico 13 - Dados das tensões do sistema em PU com geração FV na barra 692

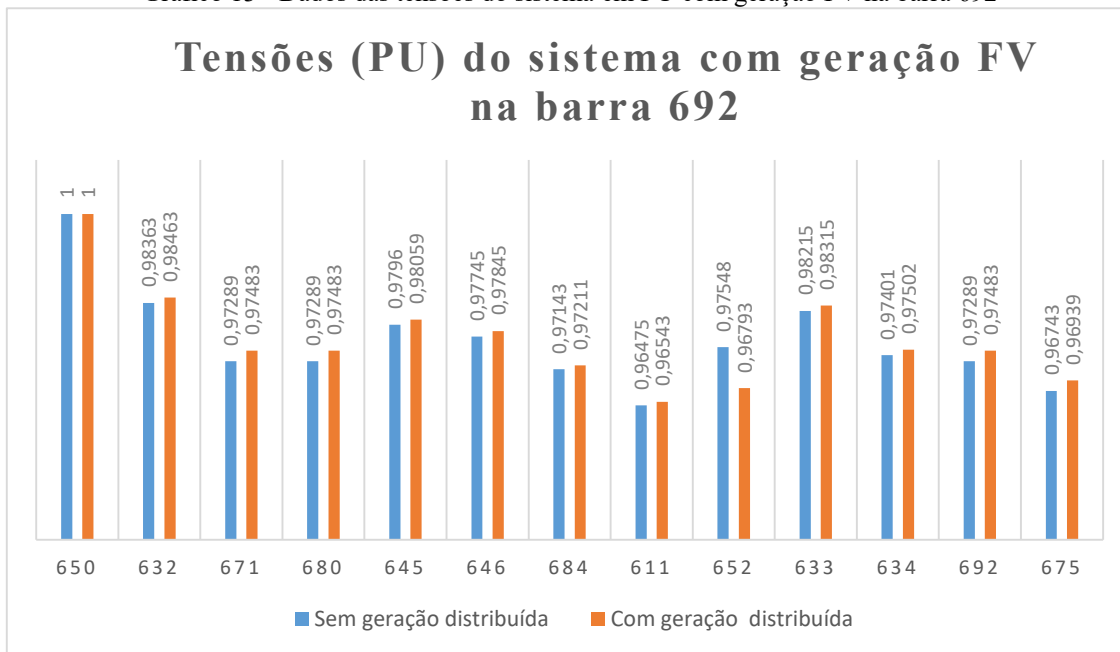
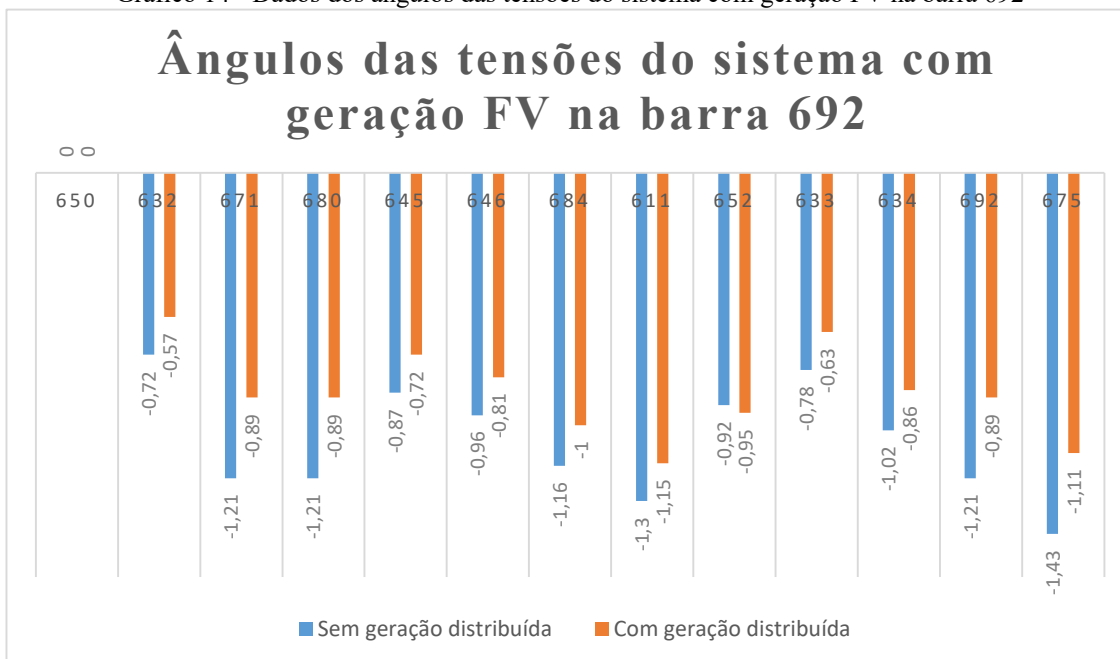


Gráfico 14 - Dados dos ângulos das tensões do sistema com geração FV na barra 692



Na barra 675, tem-se uma carga de 0,970 MW e 0,380 MVar, do tipo potência constante. Já a potência da subestação há uma redução percentual de 30,69% na potência ativa e 3,463% na potência reativa. Os resultados das tensões do sistema elétrico quando inserido geração fotovoltaica na barra 675 estão apresentados nos Gráficos 15 e Gráfico 16 abaixo.

Gráfico 15 - Dados das tensões do sistema em PU com geração FV na barra 675

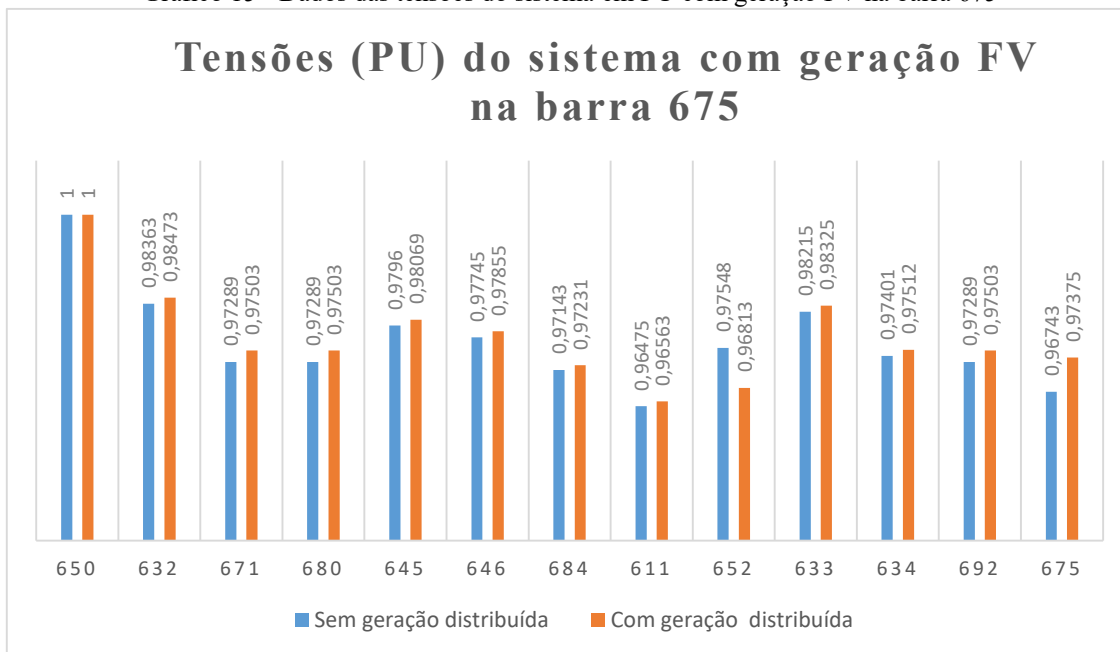
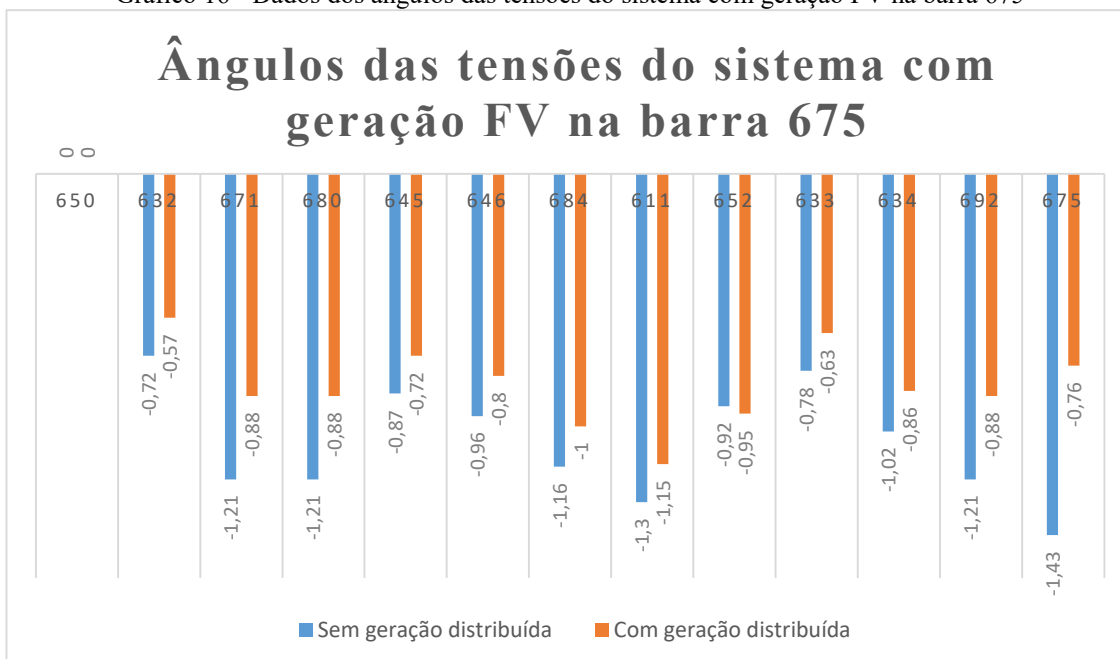


Gráfico 16 - Dados dos ângulos das tensões do sistema com geração FV na barra 675



A partir da análise dos dados expostos nos gráficos, obtidos das simulações da rede elétrica em cenários sem e com sistema fotovoltaico, pode-se notar, que houve alteração no perfil de tensão das barras bem como nas potências injetadas.

A utilização de um sistema solar fotovoltaico nas barras do sistema, faz com que a potência de carga não seja suprida totalmente pela subestação e sim pelos sistemas adicionados localmente. Apesar de não ter realizado esta análise, sabe-se que a produção local de energia elétrica impacta também na redução de perdas de potência no decorrer da rede de distribuição.

Quando inserido um gerador distribuído em uma barra, esta barra passa a apresentar valores mais próximos aos valores fornecidos pela subestação, no caso deste sistema, de 4,16kV ou 1 PU. Outro resultado positivo que pode ser obtido das simulações é que conforme é realizada a inserção dos gerador solares, há uma uniformidade maior dos valores de tensão entre as barras. Na segunda simulação, na qual foi dobrado os valores de carga do sistema IEEE 13 barras e não havia geração distribuída, a carga de 3796kW e 2188kVAr devia ser inteiramente suprida pela subestação e após a inserção de energia solar esta supria 30% desta demanda.

5 CONCLUSÃO

O desenvolvimento do presente estudo possibilitou uma análise do impacto que a geração distribuída fotovoltaica causa em pequenos sistemas de distribuição. A partir de simulações, onde se inseriu geradores solares em cada barra da rede elétrica separadamente, foi analisado qual o impacto que se teria no perfil de tensão do sistema bem como nas potências injetadas nas barras.

O estudo conseguiu mostrar que a inserção de geradores solares distribuídos aumentam o módulo de tensão localmente, melhorando o perfil de tensão do sistema. Por outro lado, é preciso realizar um estudo mais completo para afirmar se os resultados são positivos ou negativos, uma vez que a inserção destes sistemas necessita de um sistema de controle e proteção mais adequado e que não foi abordado neste trabalho. Caso não sejam feitos estes estudos, dependendo da quantidade de gerados distribuídos inseridos, a rede pode apresentar problemas quanto a qualidade e disponibilidade da energia elétrica.

Dada a importância que a energia elétrica apresenta atualmente, o estudo dos impactos de GDs em sistema de distribuição devem ser cada vez mais realizados. Uma vez que estes estudos podem identificar possíveis problemas que as concessionárias de energia elétrica deverão enfrentar. Devido a importância da temática vista neste estudo, este trabalho pode contribuir para a realização de novos trabalhos e análises sobre o impacto que a geração distribuída causa na rede elétrica de distribuição.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. **A energia que Cresce**. 2017. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/noticia/noticia-externas/a-energia-que-cresce.html>>. Acesso em: 19 ago. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa nº482. MME 2012.

ANDERSSON, Goran. **Power system analysis**. Zurich: ETH, 2012.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 3 – Qualidade da Energia Elétrica**. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>> Acesso em: 10 ago. 2017.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>> Acesso em: 10 ago. 2017.

BENEDITO, Ricardo da Silva. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnicos, econômico e regulatório**. 2009. 110 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA. **Requisitos para a conexão de micro ou mini geradores de energia ao sistema elétrico da Celesc distribuição**. Florianópolis: Celesc, 2017. Disponível em: <<http://www.celesc.com.br/portal/index.php/normas-tecnicas/conexao-de-centrais-geradoras>>. Acesso em: 26 ago. 2017.

CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPTEL - CRESESB, 2014. 530 p.

CHAPMAN, Stephen J. **Fundamentos de máquinas elétricas**. Porto Alegre: AMGH, 2013.

FELBER, Luis Antonio. **Regulação de tensão em subestações de distribuição de energia elétrica**. 2010. 137 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2010.

GEDRA, Ricardo Luis; BARROS, Benjamin Ferreira de; BORELLI, Reinaldo. **Geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica**. São Paulo: Érica, 2014.

IEEE DISTRIBUTION TEST FEEDERS. Radial Distribution Test Feeders. New Mexico: IEEE, 2017. Disponível em: <<http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>>. Acesso em: 5 set 2017.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. Atlas Brasileiro de Energia Solar. São José dos Campos: INPE, 2017. 79 p.

ISHIKAWA, Tadao. Grid - connected photovoltaic power systems: survey of inverter and related protection equipment. **Photovoltaic Power Systems Programme**, Tokyo, v. 5, n. 10, p.1-64, dez. 2002.

KERSTING, William H.. **Distribution system modeling and analysis**. New York: CRC, 2001

LOPO, Alexandre Boleira. **Análise do desempenho térmico de um sistema de aquecimento solar de baixo custo**. 2010. 82 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2010.

OGATA, Helena Megale. **Análise do impacto da geração solar fotovoltaica em um sistema de distribuição de energia elétrica**. 2015. 68 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2015.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Energia solar fotovoltaica cresceu quase 30% no mundo em 2014**. 2015. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMkwWb/content/energia-solar-fotovoltaica-cresceu-quase-30-no-mundo-em-2014>. Acesso em: 26/08/2017.

MONTICELLI, Alcir José. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blucher, 1983.

NETO, Argemiro Oliveira. **Análise do impacto da geração distribuída em um sistema de distribuição. Estudo de caso: Alimentador do setor de embaixadas sul, Brasília - DF**. 2016. 104 f. Monografia (Especialização) - Curso de Engenharia de Energia, Universidade de Brasília, Brasília, 2016.

NUNES, Carlos Manuel de Pinho. **Redução do Consumo Através de equipamentos de Regulação de tensão**. 2011. 109 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Universidade do Porto, Porto, 2011.

PIZZALI, Luis Fernando Ochoa. **Desempenho de rede de distribuição com geradores distribuídos**. 2006. 172 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2006.

SHAYANI, Rafael Amaral. **Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição**. 2010. 186 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2010.

SILVEIRA, Miguel Francisco da. **Análise do impacto da geração distribuída sobre a rede elétrica de distribuição devido à utilização de geradores fotovoltaicos**. 2013. 104 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade do Vale do Rio dos Sinos, São Leopoldo, 2013.

STEVENSON, William D.. **Elementos de análise de sistemas de potência**. 2. ed. São Paulo: Mcgraw-hill, 1986.

THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **Radial Distribution Test Feeders**. Seattle: IEEE, 2013. 5 p. Disponível em: <<http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>>. Acesso em: 28 set. 2017.

TOLMASQUIN, M. T. **Fontes renováveis de energia no Brasil**. Rio de Janeiro: Interciência, 2003.

URBANETZ JUNIOR, Jair. **Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. 2010. 192 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

ANEXO A – Média anual de irradiância de Florianópolis- SC

Os dados apresentados neste apêndice foram obtidos no *software* Radasol.

Tabela 8 - Média anual de irradiância de Florianópolis

Hora	Irradiância média anual
0	0
1	0
2	0
3	0
4	0
5	8,358904
6	64,30411
7	187,0082
8	325,9753
9	460,1945
10	573,9041
11	633,263
12	631,0575
13	567
14	462,7699
15	321,5288
16	186,9425
17	67,70137
18	9,917808
19	0
20	0
21	0
22	0
23	0

ANEXO B – Sistema de distribuição IEEE 13 Barras

Neste apêndice serão expostos todos os dados do sistema IEEE 13 Barras utilizados nas simulações realizadas neste trabalho. Todos os dados apresentados neste apêndice foram obtidos em IEEE (2013)

Os dados de segmento de linha são apresentados na Tabela 7 abaixo.

Tabela 9 - Dados de Linha

Barra A	Barra B	Comprimento (pés)	Configuração
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

O sistema de distribuição IEEE 13 barras apresenta trechos aéreos e trechos subterrâneos. Os trechos aéreos possuem três tipos de configurações. Estas configurações estão apresentadas na Figura 20 e na Tabela 10.

Tabela 10 - Configuração de linhas aéreas

Geometria	Tipo
ID – 500	Trifásico – 4 fios
ID – 505	Bifásico – 3 fios
ID – 510	Monofásico – 2 fios

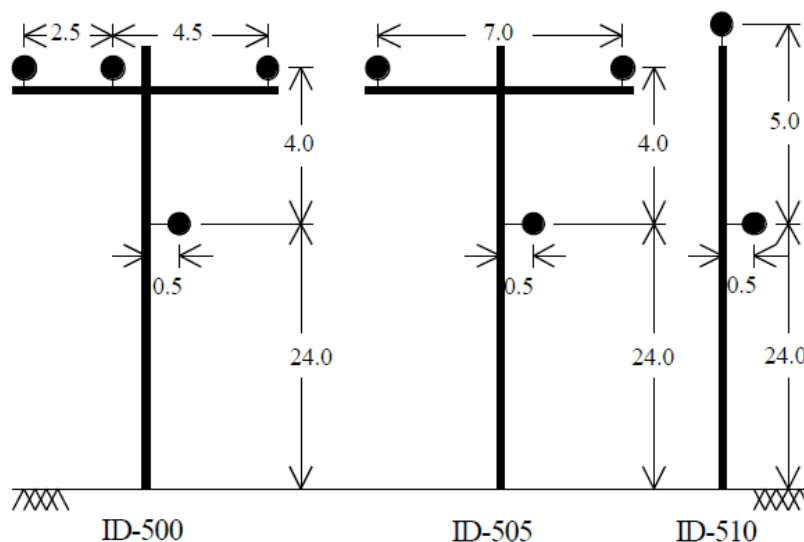


Figura 20 - Geometria de linhas aéreas

Os Trechos que apresentam configuração subterrânea podem apresentar dois modelos, como mostrado na Tabela 9 e na Figura 21. As configurações das linhas estão expostas na Tabela 10.

Tabela 11 - Configuração de linhas subterrâneas

Geometria	Tipo
ID - 515	Trifásico - 3 cabos
ID - 520	Monofásico - 2 cabos

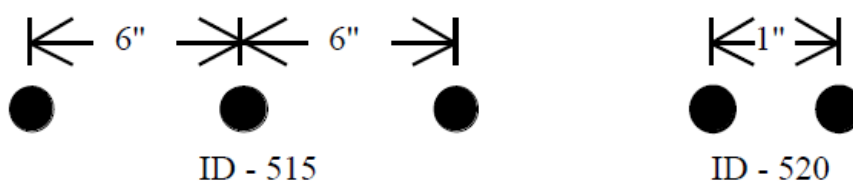


Figura 21 - Geometria de linhas subterrâneas

Tabela 12 - Configurações das linhas de distribuição

Configuração	Trecho	Fases	Cabos das Fases	Cabos do Neutro	Geometria
601	Aéreo	B A C N	ACSR 556,500 26/7	ACSR 4/0 6/1	ID - 500
602	Aéreo	C A B N	ACSR 4/0 6/1	ACSR 4/0 ACSR 6/1	ID - 500
603	Aéreo	C B N	ACSR 1/0	ACSR 1/0	ID - 505
604	Aéreo	A C N	ACSR 1/0	ACSR 1/0	ID - 505
605	Aéreo	C N	ACSR 1/0	ACSR 1/0	ID - 510
606	Subterrâneo	A B C N	250,000 AA, CN	Nenhum	ID - 515
607	Subterrâneo	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	ID - 520

As especificações dos transformadores presentes neste sistema de distribuição estão expostos na Tabela 11.

Tabela 13 - Características dos transformadores

Transformador	Potencia nominal (KVA)	Relação de Tensão	Conexão	R - %	X - %
SE	5,000	115: 4,16	Δ - Y	1	8
XFM -1	500	4,16: 0,48	Y- Y	1.1	2

O sistema IEEE13 Barras apresenta dois bancos de capacitores. Os valores das potencias reativas por fase destes bancos estão expostas na Tabela 12.

Tabela 14 - Características dos capacitores

Nó	Fase A (kVAr)	Fase B (kVAr)	Fase C (kVAr)
675	200	200	200
611			100
Total	200	200	300

As especificações do regulador de tensão então apresentadas na Tabela 13 abaixo.

Tabela 15 - Características do regulador de tensão

Parâmetros	
Fases	A - B -C
Largura de banda	2.0 V
Relação nominal do TP	20
Nível de Tensão	122V