

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA COM ÊNFASE EM
ELETROTÉCNICA

GESIEL DE MOURA RIBEIRO

**IMPACTO DA INTERMITÊNCIA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NA
REGULAÇÃO DE TENSÃO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA

2018

GESIEL DE MOURA RIBEIRO

**IMPACTO DA INTERMITÊNCIA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NA
REGULAÇÃO DE TENSÃO**

Trabalho de Conclusão de Graduação, apresentado à disciplina do Curso de Engenharia Industrial Elétrica com ênfase em Eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito à obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Joaquim Eloir Rocha.

CURITIBA

2018

Impacto da Intermitência dos Sistemas Fotovoltaicos na Regulação de Tensão

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica Ênfase em Eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 21 de Junho de 2018.

*Prof. Antonio Carlos Pinho, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica*

Profa. Annemarle Gehrke Castagna, Mestre
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Joaquim Eloir Rocha, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

BANCA EXAMINADORA

Andrea Lucia Costa, Dra.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Nastasha Salame da Silva, Dra.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Joaquim Eloir Rocha, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

AGRADECIMENTOS

Ao Grande Arquiteto do Universo, pela oportunidade de adquirir novas experiências nesta vida.

À minha Família, pelo apoio e paciência perante os desafios e adversidades vivenciados durante a jornada do curso.

Ao Professor Joaquim Eloir Rocha, pelas horas de dedicação durante o desenvolvimento deste trabalho.

À Universidade Tecnológica Federal do Paraná, pela oportunidade de aprender e evoluir profissionalmente.

RESUMO

Ribeiro, Gesiel de Moura. **Análise da Intermitência dos Sistemas Fotovoltaicos na Regulação de Tensão**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Industrial Elétrica com ênfase em Eletrotécnica - Universidade Tecnológica Federal do Paraná). Curitiba, 2018.

A geração fotovoltaica é uma das tecnologias de geração de energia renováveis mais promissoras para a solução de problemas de geração de energia elétrica no planeta. Atualmente, o número de conexão desses geradores na rede de distribuição de energia elétrica tem aumentado significativamente em função da crise do setor energético e de pressões ambientais por soluções de geração de energia que causem menos impactos ao meio ambiente. No entanto, esse aumento de conexões tem preocupado os operados do sistema de distribuição, uma vez que estes geradores geram impactos na qualidade de energia do sistema, principalmente para o perfil de tensão em função da intermitência da geração de potência que depende dos níveis de irradiação e temperatura solar. Por outro lado, os geradores fotovoltaicos podem contribuir para a regulação de tensão quando instalados próximos à carga e, com isso, reduzem a demanda de potência solicitada ao transformador da subestação. Assim sendo, para verificar os impactos desses geradores na regulação de tensão da rede elétrica foi realizado uma simulação por meio do software OpenDSS e da rede teste IEEE de 34 barras com o objetivo de analisar o perfil de tensão para diferentes cenários de irradiância e perfil de carga residencial e industrial. Além disso, foram instalados na rede teste reguladores de tensão e banco de capacitores com o objetivo de regular os níveis de tensão conforme os limites definidos pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

Palavras-chave: Geradores fotovoltaicos. Irradiação solar. Redes de distribuição. Regulação de tensão. IEEE 34 barras. OpenDSS. Banco de capacitores. Regulador de tensão.

ABSTRACT

Ribeiro, Gesiel de Moura. **Voltage Regulation Analysis Considering Photovoltaic System intermittence**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Industrial Elétrica com Ênfase em Eletrotécnica - Universidade Tecnológica Federal do Paraná). Curitiba, 2018.

Photovoltaic generation is one of the most promising renewable energy generation technologies for solving electric power generation problems on the planet. Currently, the number of these generators connection in the power distribution network has increased significantly due to energy sector crisis and pressures for power generation solutions to decrease the environmental impact. However, this increase in connections has worried the distribution system operators, since these connections generate impacts on the system power quality, mainly for the voltage profile due to the intermittent power generation that depends on the irradiation levels and solar temperature. On the other hand, photovoltaic generators can contribute to voltage regulation when installed close to the load and, therefore, reduce the requested power demand to the substation transformer. Therefore, to verify the Impact of distributed generation on voltage regulation of electrical power network, a simulation was carried out using the OpenDSS software and the IEEE test network of 34 bars with the objective of analyzing the voltage profile for different irradiance and profile scenarios using residence and industrial load. In addition, voltage regulators and capacitor bank were installed in the test network to regulates voltage levels according to the limits defined by the national regulatory authority.

Keywords: Photovoltaic generators. Solar irradiation. Distribution networks. Voltage regulation. IEEE 34 bars. OpenDSS. Bank of capacitors. Voltage regulator.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 01 - TAXA MUNDIAL DE CRESCIMENTO DA CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO POR FONTES RENOVÁVEIS	12
FIGURA 02 - TAXA DE CRESCIMENTO DA POTÊNCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA ACUMULADA ENTRE OS ANOS 1992 E 2012.....	13
FIGURA 03 - ESTRUTURA DE UMA CÉLULA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	18
FIGURA 04 - CONEXÃO DE GERADOR FOTOVOLTAICO À REDE DE BAIXA TENSÃO DE DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS DE INVERSOR ELETRÔNICO	21
FIGURA 05 - POTÊNCIA ATIVA GERADA POR PAINÉIS SOLARES EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO REAL DE 2,46 kW DE POTÊNCIA INSTALADA	22
FIGURA 06 - EFICIÊNCIA DO SISTEMA X TEMPERATURA NO PAINEL FOTOVOLTAICO	23
FIGURA 07 - FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA DE ANÁLISE DOS IMPACTOS NA REGULAÇÃO DE TENSÃO RESULTANTE DA CONEXÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO	27
FIGURA 08 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO TESTE IEEE 13 BARRAS.....	28
FIGURA 09 - CURVAS DE DEMANDA DIÁRIA PARA PERFIL DE CARGA RESIDENCIAL, COMERCIAL E INDUSTRIAL..	29
FIGURA 10 - CURVA DIÁRIA DE IRRADIAÇÃO SOLAR.....	30
FIGURA 11 - CURVAS DE POTÊNCIA X TENSÃO EM FUNÇÃO DA IRRADIÂNCIA EM UMA CÉLULA SOLAR PARA TEMPERATURA CONSTANTE	31
FIGURA 12 - CURVAS DE POTÊNCIA X TENSÃO EM FUNÇÃO DA TEMPERATURA EM UMA CÉLULA SOLAR PARA IRRADIÂNCIA CONSTANTE.....	32
FIGURA 13 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO RADIAL COM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONCENTRADOS INSTALADOS EM TRÊS LOCAIS DO ALIMENTADOR	33
FIGURA 14 - FLUXO DE POTÊNCIA PARA UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO CONVENCIONAL	33
FIGURA 15 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO OPERANDO COM FLUXO DE POTÊNCIA REVERSO	34
FIGURA 16 - POTÊNCIA ATIVA GERADA POR PAINÉIS SOLARES PARA UM DIA NUBLADO	37
FIGURA 17 - PERFIL DE TENSÃO PARA O CENÁRIO CONSIDERANDO GERADORES MONOFÁSICOS E TRIFÁSICOS.	38
FIGURA 18 - CURVAS DE IRRADIAÇÃO SOLAR PARA TRÊS DIAS DE MEDIÇÃO.....	39
FIGURA 19 - PERFIL DE TENSÃO COM NÍVEL DE PENETRAÇÃO DE 20%.	40
FIGURA 20 - MUDANÇAS DE TAP NO DISPOSITIVO REGULADOR DE TENSÃO SEM PENETRAÇÃO FOTOVOLTAICA	40
FIGURA 21 - MUDANÇAS DE TAP NO DISPOSITIVO REGULADOR DE TENSÃO COM 35% DE PENETRAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	41
FIGURA 22 - PERFIL DE TENSÃO PARA VÁRIOS NÍVEIS DE PENETRAÇÃO FOTOVOLTAICA	42
FIGURA 23 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA IEEE DE 34 BARRAS	44
FIGURA 24 - PERFIL DIÁRIO DE CARGA RESIDENCIAL.....	49
FIGURA 25 - PERFIL DIÁRIO DE CARGA INDUSTRIAL.....	50
FIGURA 26 - CURVA DIÁRIA DE IRRADIAÇÃO SOLAR PARA DIA ENSOLARADO	51

FIGURA 27 - CURVA DIÁRIA DE IRRADIAÇÃO SOLAR PARA DIA NUBLADO	51
FIGURA 28 - CURVA DIÁRIA DE TEMPERATURA	52
FIGURA 29 - ESTRUTURA DE PROGRAMAÇÃO DO OPENDSS	54
FIGURA 30 - CURVA DIÁRIA DE POTÊNCIA ATIVA PARA DIA ENSOLARADO	55
FIGURA 31 - CURVA DIÁRIA DE POTÊNCIA ATIVA PARA DIA NUBLADO.....	55
FIGURA 32 - PERFIL DE TENSÃO NAS BARRAS TRIFÁSICAS DA REDE IEEE 34 BARRAS ÀS 3H.....	57
FIGURA 33 - PERFIL DE TENSÃO NAS BARRAS TRIFÁSICAS DA REDE IEEE 34 BARRAS ÀS 3H COM REGULADOR DE TENSÃO RGO.....	59
FIGURA 34 - PERFIL DE TENSÃO NAS BARRAS MONOFÁSICAS DA REDE IEEE 34 BARRAS ÀS 3H COM REGULADOR DE TENSÃO RGO	59
FIGURA 35 - PERFIL DE TENSÃO NAS BARRAS TRIFÁSICAS DA REDE IEEE 34 BARRAS ÀS 12H PARA O CENÁRIO 1	61
FIGURA 36 - PERFIL DE TENSÃO NAS BARRAS TRIFÁSICAS DA REDE IEEE 34 BARRAS ÀS 21H PARA O CENÁRIO 1	62
FIGURA 37 - PERFIL DE TENSÃO DIÁRIO NA BARRA 890 DA REDE IEEE 34 PARA O CENÁRIO 1	62
FIGURA 38 - PERFIL DE TENSÃO DIÁRIO NA BARRA 814 DA REDE IEEE 34 PARA O CENÁRIO 1 SEM BANCO DE CAPACITORES	62
FIGURA 39 - PERFIL DE TENSÃO NAS BARRAS MONOFÁSICAS DA REDE IEEE 34 BARRAS ÀS 12H PARA O CENÁRIO 1	63
FIGURA 40 - PERFIL DE TENSÃO NAS BARRAS MONOFÁSICAS DA REDE IEEE 34 BARRAS ÀS 21H PARA O CENÁRIO 1	63
FIGURA 41 - PERFIL DE POTÊNCIA ATIVA TRIFÁSICA DIÁRIA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO DA REDE IEEE 34 BARRAS PARA O CENÁRIO 1.....	64
FIGURA 42 - PERFIL DE POTÊNCIA ATIVA TRIFÁSICA DIÁRIA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO DA REDE IEEE 34 BARRAS PARA O CENÁRIO 2.....	65
FIGURA 43 - PERFIL DE TENSÃO NAS BARRAS TRIFÁSICAS DA REDE IEEE 34 BARRAS ÀS 12H PARA O CENÁRIO 2	66
FIGURA 44 - DE TENSÃO DIÁRIO NA BARRA 890 DA REDE IEEE 34 PARA O CENÁRIO 2	66
FIGURA 45 - PERFIL DE TENSÃO DIÁRIO NA BARRA 890 DA REDE IEEE 34 PARA O CENÁRIO 2 COM ALTERAÇÃO NA POSIÇÃO DO TAP DA FASE C DO REGULADOR RG2	67
FIGURA 46 - PERFIL DE TENSÃO DIÁRIO NA BARRA 890 DA REDE IEEE 34 PARA O CENÁRIO 2 COM INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITOR TRIFÁSICO DE 100 KVAR.....	68
FIGURA 47 - PERFIL DE POTÊNCIA ATIVA TRIFÁSICA DIÁRIA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO DA REDE IEEE 34 BARRAS PARA O CENÁRIO 3.....	69
FIGURA 48 - PERFIL DE TENSÃO NAS BARRAS TRIFÁSICAS DA REDE IEEE 34 BARRAS ÀS 12H PARA O CENÁRIO 3	70
FIGURA 49 - PERFIL DE TENSÃO DIÁRIO NA BARRA 890 DA REDE IEEE 34 PARA O CENÁRIO 3	70
FIGURA 50 - PERFIL DE TENSÃO DIÁRIO NA BARRA 890 DA REDE IEEE 34 PARA O CENÁRIO 2 COM INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITOR TRIFÁSICO DE 100 KVAR.....	71

LISTA DE TABELAS

TABELA 01 - LIMITES DE TENSÃO ESTABELECIDOS PELO PRODIST MÓDULO 8	14
TABELA 02 - FATORES PARA DETERMINAR O NÍVEL DE PENETRAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NA REDE ELÉTRICA.....	36
TABELA 03 - NÍVEL DE PENETRAÇÃO FOTOVOLTAICA ARI (2011)	36
TABELA 04 - NÍVEL DE PENETRAÇÃO FOTOVOLTAICA WANIK (2017)	40
TABELA 05 - CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS TRANSFORMADORES INSTALADOS NA REDE IEEE 34 BARRAS	44
TABELA 06 - INJEÇÕES DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA DE CARGAS CONCENTRADAS NA REDE IEEE 34 BARRAS	45
TABELA 07 - INJEÇÕES DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA DE CARGAS DISTRIBUÍDAS NA REDE IEEE 34 BARRAS.....	45
TABELA 08 - INJEÇÕES DE POTÊNCIA REATIVA DOS CAPACITORES NA REDE IEEE 34 BARRAS	46
TABELA 09 - CONFIGURAÇÃO DAS LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO REDE IEEE 34 BARRAS	46
TABELA 10 - COMPRIMENTOS DAS LINHAS ENTRE DUAS BARRAS NA REDE IEEE 34 BARRAS	47
TABELA 11 - CARACTERÍSTICAS DOS REGULADORES DE TENSÃO DA REDE IEEE 34 BARRAS.....	48
TABELA 12 - CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DO TRANSFORMADOR PARA CONEXÃO DO GERADOR SOLAR.....	53
TABELA 13 - CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO PARA A REDE IEEE 34 BARRAS	56
TABELA 14 - COMPARAÇÃO DAS TENSÕES ENTRE O OPENDSSE O IEEE PARA REDE TESTE IEEE 34 BARRAS	58
TABELA 15 - POSIÇÃO DOS TAPS PARA OS REGULADORES DA REDE IEEE 34 BARRAS PARA O CENÁRIO 2	67
TABELA 16 - POSIÇÃO DOS TAPS PARA OS REGULADORES DA REDE IEEE 34 BARRAS CENÁRIO 3	71

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	11
1.1 TEMA.....	11
1.1.1 Delimitação do Tema.....	12
1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS	14
1.3 OBJETIVOS.....	15
1.3.1 Objetivo Geral	15
1.3.2 Objetivos Específicos	15
1.4 JUSTIFICATIVA.....	16
1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	16
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO	17
2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	18
2.1 TECNOLOGIA UTILIZADA POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	18
2.1.1 Painel Fotovoltaico	18
2.1.2 Inversor Eletrônico.....	19
2.1.3 Modo de conexão de geradores fotovoltaicos	20
2.2 CARACTERÍSTICAS DA INTERMITENCIA EM GERADORES FOTOVOLTAICOS	22
2.2.1 Influência da Radiação	22
2.2.2 Influência da Temperatura.....	22
2.3 REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO	23
2.3.1 Procedimento de Distribuição (PRODIST).....	24
2.3.2 Dispositivos Reguladores de Tensão	25
3 ANÁLISE DOS IMPACTOS NA REGULAÇÃO DE TENSÃO RESULTANTES DA INTERMITÊNCIA NA GERAÇÃO DE POTÊNCIA FOTOVOLTAICA.....	25
3.1 METODOLOGIA DE ANÁLISE	25
3.1.1 Parâmetros do Sistema de Distribuição Teste.....	28
3.1.2 Parâmetros do Sistema Fotovoltaico.....	29
3.1.3 Software de Simulação Computacional.....	35
3.1.4 Cenários de Simulação.....	35
3.2 ANÁLISE DOS IMPACTOS NA REGULAÇÃO DE TENSÃO.....	37
3.3 SOLUÇÕES PARA REDUZIR OS IMPACTOS NA REGULAÇÃO DE TENSÃO.....	42
3.4 CONCLUSÃO PARCIAL.....	43

4	SIMULAÇÃO E ANÁLISE DA REGULAÇÃO DE TENSÃO DO SISTEMA IEEE DE 34 BARRAS OPERANDO COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	43
4.1	PARÂMETROS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO TESTE IEEE DE 34 BARRAS	43
4.1.1	Características técnicas.....	43
4.1.2	Perfil de carga do alimentador	49
4.1.3	Parâmetros do Sistema Fotovoltaico.....	50
4.1.4	Programa de Simulação Computacional	53
4.1.5	Cenários de Simulação para a rede IEEE34 barras	54
4.2	ANÁLISE DOS IMPACTOS NA REGULAÇÃO DE TENSÃO DO SISTEMA IEEE 34 BARRA. ...	56
4.2.1	Perfil de tensão na rede IEEE 34 barras para fluxo de potência instantâneo e sem sistema fotovoltaico	56
4.2.2	Perfil de tensão na rede teste IEEE 34 barras para fluxo de potência diário e sem sistema fotovoltaico	56
4.2.3	Perfil de tensão na rede teste IEEE 34 barras para o primeiro cenário	60
4.2.4	Perfil de tensão na rede teste IEEE 34 barras para o segundo cenário	64
4.2.5	Perfil de tensão na rede teste IEEE 34 barras para o terceiro cenário	68
5	CONCLUSÃO	72
	REFERÊNCIAS	74
	APÊNDICE A	78

1 INTRODUÇÃO

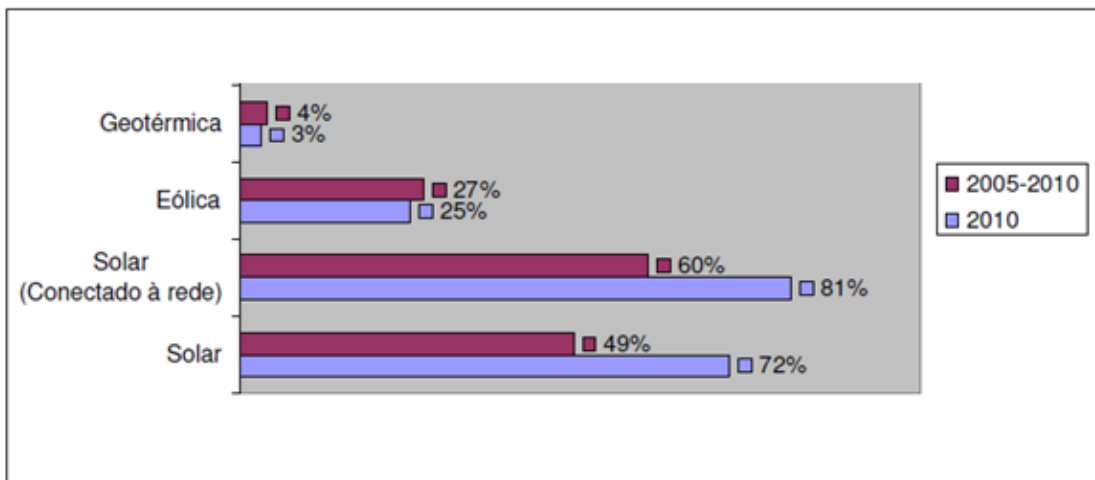
1.1 TEMA

A regulação de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica é um dos aspectos que caracterizam o nível de qualidade no fornecimento da energia ao consumidor final. Segundo Dugan (2003) vários são os fenômenos eletromagnéticos que causam distúrbios na qualidade de energia. Como por exemplo, elevações de curta duração, flutuação de tensão, harmônicos e desequilíbrio de tensão.

O uso dos sistemas de geração distribuída, principalmente as renováveis como a geração fotovoltaica, tem aumentado substancialmente em função de causarem menos impactos ao meio ambiente comparativamente às demais fontes de geração, como por exemplo, a geração hidráulica que gera impactos ambientais. De acordo com Soares (2014), a potência fotovoltaica gerada no mundo em 2013 foi de 138 GW segundo relatório da EPIA (European Photovoltaic Industry Association, 2014), sendo que a Europa ficou com a maior fatia de geração em 2012, representando 55% das novas instalações.

Segundo Carvalho (2015), dentre as fontes de energias renováveis, a mais utilizada em unidades de geração distribuída é a obtida através dos sistemas fotovoltaicos, uma vez que a taxa de instalação em sistemas de distribuição é superior às demais tecnologias de geração de energia, conforme mostra a figura 1. Assim sendo, surge a necessidade de uma análise dos impactos que tais sistemas podem causar quando conectados à rede elétrica, principalmente em relação aos níveis de tensão. Ainda, para Lopes (2015), uma das principais características dos sistemas fotovoltaicos é a sua intermitência quanto ao fornecimento de potência ao sistema elétrico. Ou seja, a geração de energia é extremamente dependente das condições meteorológicas da região de instalação e sofre variações bruscas em função de fatores como a irradiação solar e a passagem de nuvens sobre os painéis solares. Além disso, Braun (2010) confirma que a inserção de sistemas intermitentes como os geradores fotovoltaicos na rede de distribuição podem gerar impactos na qualidade de tensão da rede.

Figura 1 – Taxa mundial de crescimento da capacidade instalada de geração por fontes renováveis.



Fonte: Adaptado de (CARVALHO, 2012).

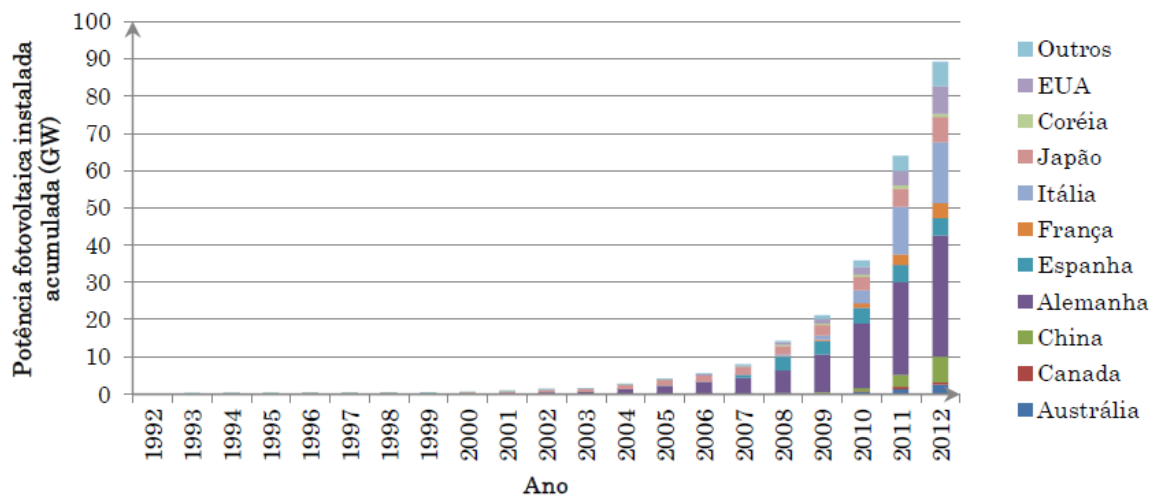
No entanto, segundo Paludo (2014), existem normas que regulamentam os níveis de tensão permitidos para o fornecimento de energia em redes de distribuição, sendo a principal referência brasileira as resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através do módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST). Em função disso, e considerando as alterações que a geração solar pode causar nos níveis de tensão da rede de distribuição, é necessário que haja uma ação para regular essa tensão com o objetivo de mantê-la dentro dos limites normativos. Para isso, Padilha (2010) afirma que são empregados comutadores automáticos de tap nos transformadores da subestação, banco de capacitores e autotransformadores reguladores de tensão.

1.1.1 Delimitação do Tema

De acordo com Paludo (2014), a integração de sistemas de geração distribuída fotovoltaica à rede de distribuição tem aumentado muito rapidamente em função da redução do custo de instalação dos módulos fotovoltaicos devido aos incentivos governamentais em vários países. A figura 2 mostra essa taxa de

crescimento em função da potência fotovoltaica instalada acumulada entre os anos 1992 e 2012.

Figura 2 – Taxa de crescimento da potência fotovoltaica instalada acumulada entre os anos 1992 e 2012.



Fonte: (PALUDO, 2014).

No entanto, de acordo com Parchure (2017), estes sistemas possuem a desvantagem de sua geração de energia depender das condições meteorológicas do local de instalação, ou seja, da irradiação solar e do sombreamento causado pela passagem de nuvens sobre os painéis solares que interferem na captação da energia solar e, conseqüentemente, produzem flutuações de tensão no barramento da rede de distribuição.

Portanto, levando em consideração que a intermitência da geração fotovoltaica causa distúrbios nas linhas de distribuição e prejudica a qualidade no fornecimento do produto, ou seja, altera os níveis de tensão da rede elétrica que é entregue aos consumidores, faz-se necessário a tomada de ações eficazes para a correção desses impactos, ou seja, manter os níveis de tensão dentro dos valores estabelecidos pelas normas regulamentadoras. Pois, valores de tensão fora dos limites estabelecidos pelas resoluções do módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST) apresentados na tabela 1, podem danificar equipamentos eletro-eletrônicos gerando prejuízos aos

consumidores. Todavia, a geração distribuída fotovoltaica afeta outros parâmetros da qualidade da energia elétrica além do nível de tensão, como por exemplo, o nível de harmônicos e desequilíbrios de tensão. Diante disso, neste trabalho o foco será a geração de energia fotovoltaica e seu impacto na regulação da tensão.

Tabela 1 - Limites de tensão estabelecidos pelo PRODIST módulo 8.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação de Leitura (TL) em Relação à Tensão de referência (TR)
Adequada	$0,93 TR \leq TL \leq 1,05 TR$
Precária	$0,90 TR \leq TL \leq 0,93 TR$ ou $1,05 TR \leq TL \leq 1,07 TR$
Crítica	$TL < 0,90 TR$ ou $TL > 1,07 TR$

Fonte: (PRODIST, 2012).

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

Segundo Pinto (2016), o aumento do nível de penetração de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica aumenta os impactos na qualidade de energia elétrica, pois as inserções desses geradores à rede geram efeitos como a variação de tensão, desequilíbrio de tensão, componentes harmônicos e estresse em transformadores de potência. Entretanto, os impactos mais significativos à qualidade são a variação de tensão e as distorções harmônicas (PINTO, 2016).

Sabe-se que a ANEEL possui resoluções regulamentadoras para as redes de distribuição, conhecida como Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST) e o módulo 8 desta norma diz que as variações de tensão geradas no sistema não devem ultrapassar determinados limites, conforme apresentado anteriormente pela tabela 1. Porém, o nível de conexão dos sistemas fotovoltaicos à rede tem aumentado conforme mostra a figura 2 e, com isso, há um aumento na probabilidade de os níveis de tensão ultrapassem os limites definidos pelas resoluções regulamentadoras em função da intermitência de geração desses sistemas. Em contrapartida, segundo Padilha (2010) estas alterações na tensão podem ser contornadas pelo ajuste de tap em transformadores instalados nas

subestações e ao longo dos alimentadores e, também, pela conexão de banco de capacitores em paralelo ou em série com as cargas do sistema.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Analisar os impactos na regulação de tensão em uma rede de distribuição elétrica quando sistemas fotovoltaicos são conectados à rede, considerando a característica de intermitência que estes sistemas apresentam em função das condições meteorológicas. E, verificar possíveis soluções para reduzir estes impactos com o objetivo de manter os níveis de tensão dentro dos valores estabelecido pelas resoluções regulamentadoras do módulo 8 do PRODIST.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Estudar o estado da arte usando referências atualizadas;
- Verificar programas computacionais utilizados para análise de impactos gerados na rede de distribuição pela conexão de sistemas fotovoltaicos;
- Escolher um modelo de rede que represente uma situação real típica para realizar simulação;
- Definir parâmetros para o modelo escolhido utilizando valores que representem a realidade encontrada em sistemas reais;
- Simular e analisar o impacto da intermitência dos sistemas fotovoltaicos na regulação de tensão da rede escolhida;
- Verificar soluções para manter a regulação de tensão dentro dos níveis normativos.

1.4 JUSTIFICATIVA

Segundo Braun (2010), o setor elétrico mundial está em crise devido às novas exigências ambientais, elevações no preço de combustíveis fósseis e descentralização da geração de energia. Desta forma, a conexão dos sistemas fotovoltaicos tem sido uma boa opção para amenizar a situação, visto que esta é a aplicação tecnológica que mais tem sido utilizada nos últimos anos, de acordo com a figura 1.

Ainda, verifica-se pela figura 2 que a taxa de crescimento de potência instalada de geração fotovoltaica aumentou rapidamente no período considerado. E, ainda, de acordo com Silva (2011) a previsão para o ano de 2050 é que 50% da energia no planeta seja obtida através de fontes renováveis de energia sendo que 25% dessa demanda virá da energia solar fotovoltaica. Logo, considerando essa previsão e o fato de o nível de penetração desses sistemas na rede elétrica de distribuição aumentar os impactos na qualidade de energia fornecida aos consumidores, é de extrema importância um estudo da análise dos impactos que esses geradores causam na rede elétrica de distribuição. Pois, com isto, é possível encontrar soluções antecipadas para os problemas da alta penetração prevista para o futuro próximo.

Assim sendo, em função da característica intermitente dos sistemas fotovoltaicos e considerando que no futuro próximo haverá uma grande demanda por esse tipo de gerador por questões ambientais, econômicas e crise dos outros setores de geração de energia, é de extrema importância verificar os reais impactos na qualidade de energia que os mesmos geram nos sistemas elétricos de distribuição e, conseqüentemente, para o consumidor final.

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Primeiramente será realizada uma pesquisa bibliográfica sobre os sistemas fotovoltaicos e suas principais características de funcionamento em uma rede de distribuição de energia elétrica.

Em seguida, será realizada uma pesquisa sobre os impactos na qualidade de energia resultantes da conexão de gerados solares no sistema elétrico. E, em

particular, serão analisados os impactos resultantes da intermitência desses sistemas na geração de potência. Ou seja, os efeitos que essa variação de potência gera nos alimentadores da rede de distribuição e por consequência na regulação de tensão.

Além disso, simular um sistema de distribuição real operando com um sistema fotovoltaico com o objetivo de obter o perfil de tensão e verificar os impactos gerados na rede elétrica. E, por fim, buscar soluções para reduzir esses impactos, ou seja, estudar sobre o uso dos transformadores com comutador de tap, reguladores de tensão e banco de capacitores.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

- Capítulo 1 - Introdução.
- Capítulo 2 - Sistemas fotovoltaicos.
- Capítulo 3 - Análise dos impactos na regulação de tensão resultantes da intermitência na geração de potência fotovoltaica.
- Capítulo 4 - Simulação e análise da regulação de tensão do sistema IEEE de 34 barras operando com geração fotovoltaica.
- Capítulo 5 - Conclusão.

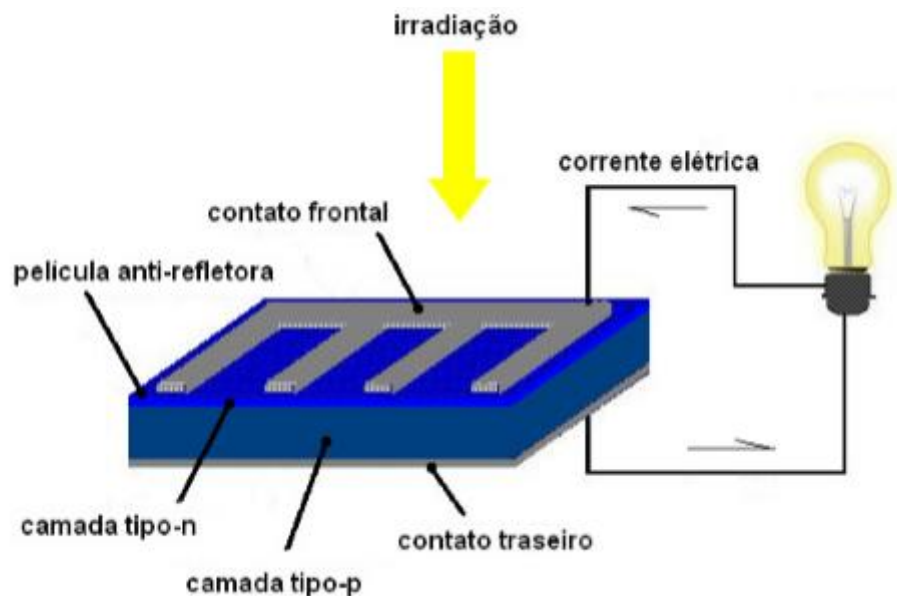
2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.1 TECNOLOGIA UTILIZADA POR SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.1.1 Painel Fotovoltaico

A tecnologia fotovoltaica se baseia na utilização do princípio do efeito fotovoltaico ou fotoelétrico, o qual decorre da excitação dos elétrons de alguns materiais na presença da luz solar, (BRASIL, 2002). A figura 3 ilustra a estrutura típica de uma célula solar fotovoltaica onde, conforme Braun-Grabolle (2010), a incidência de irradiação solar sobre a célula fotovoltaica faz que os fótons forneçam energia aos pares elétron/lacuna, separando-os e, quando a separação ocorre próxima ao campo elétrico, o mesmo irá atrair os elétrons para as camadas, gerando assim uma corrente elétrica.

Figura 3 - Estrutura de uma célula solar fotovoltaica.



Fonte: (BRAUN-GRABOLLE, 2010).

Assim sendo, para Imhoff (2007), o painel fotovoltaico é formado por células fotovoltaicas conectadas entre si, podendo ter ligações série ou paralelo e tem por objetivo transformar a energia solar em energia elétrica. Além disso, utiliza como encapsulante frontal um polímero termoplástico transparente, isolado eletricamente, tornando-o resistente a água e à degradação pela radiação solar (ALMEIDA, 2012).

2.1.2 Inversor Eletrônico

O inversor eletrônico, conhecido como conversor CC-CA são utilizados para conectar os módulos fotovoltaicos à rede de distribuição e utiliza um mecanismo de chaveamento para alternar o fluxo de corrente entre as direções positiva e negativa (GUIMARÃES, 2004). Portanto, devido os painéis fotovoltaicos gerar energia na forma de corrente contínua (CC), se faz necessário o emprego de um inversor eletrônico em virtude de a maioria dos equipamentos eletroeletrônicos trabalharem com energia na forma de corrente alternada (CA), inviabilizando a sua aplicação direta ao painel fotovoltaico.

Ainda, para Guimarães (2004), os inversores são classificados conforme o tipo da tensão CA produzida, podendo ser inversores de onda quadrada, inversores de onda quadrada modificada ou retangular e inversores de onda senoidal, descritos a seguir.

- i) *Inversores de onda quadrada:* Fornecem uma saída CA com harmônicos elevados e pequena regulação de tensão. A onda quadrada é obtida simplesmente alternando-se a tensão e corrente (GUIMARÃES, 2014);
- ii) *Inversores de onda quadrada modificada ou retangular:* São um refinamento dos inversores de onda quadrada. Chaveamentos adicionais são usados para melhor aproximação de uma onda senoidal e, por isso, estes possuem menor distorção harmônica que os de onda quadrada (GUIMARÃES, 2014);

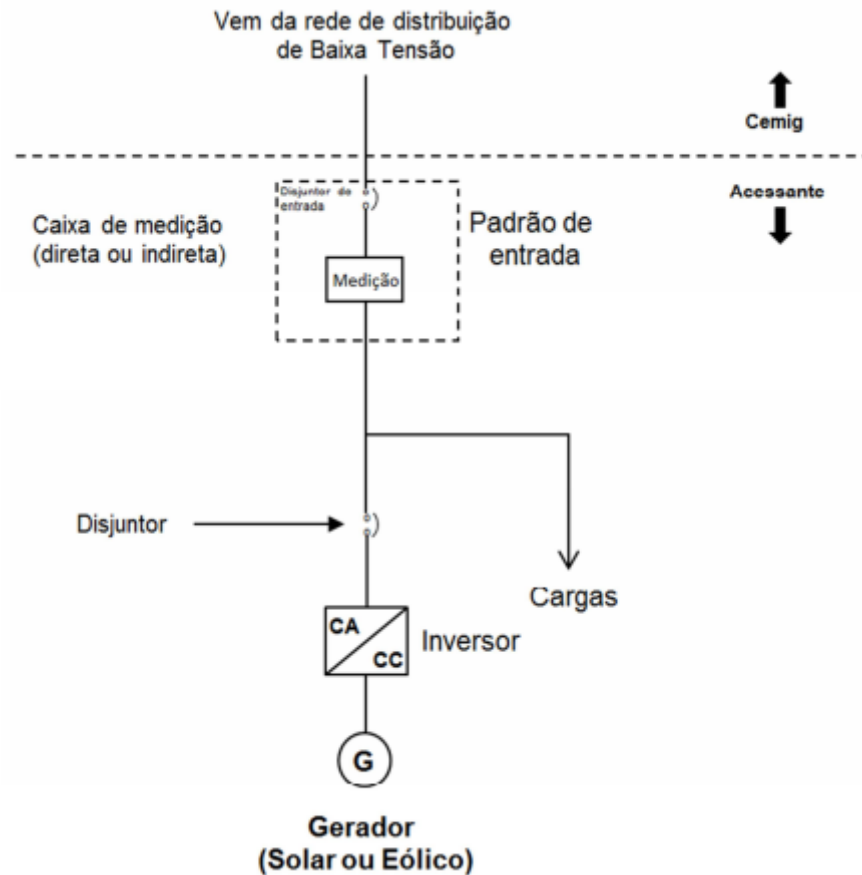
- iii) *Inversores de onda senoidal*: São geralmente mais caros, entretanto, se adequadamente projetados e dimensionados, produzem uma tensão de saída e desempenho mais adequados (GUIMARÃES, 2014).

E, por último, Lana (2016) afirma que os inversores, além de realizarem a conversão de CC-CA, também são capazes de controlar e ajustar a tensão gerada, de acordo com as normas vigentes estabelecidas pela Aneel.

2.1.3 Modos de Conexão de Geradores Fotovoltaicos

Para Cemig (2015), por se tratar de uma geração fotovoltaica, a conexão da central geradora com a rede de distribuição poderá ser realizada por meio de inversores eletrônicos. E, também, os acessantes deverão ser interligados ao sistema elétrico de baixa tensão no mesmo ponto de conexão da unidade consumidora. A figura 4 ilustra como é realizada esta conexão, onde o gerador solar é conectado a uma rede de distribuição da concessionária local e o medidor representado é bidirecional, ou seja, possibilita os registros das energias geradas e consumidas pela unidade consumidora (PALUDO, 2014).

Figura 4 - Conexão de gerador fotovoltaico à rede de baixa tensão de distribuição através de inversor eletrônico.



Fonte: (CEMIG, 2015).

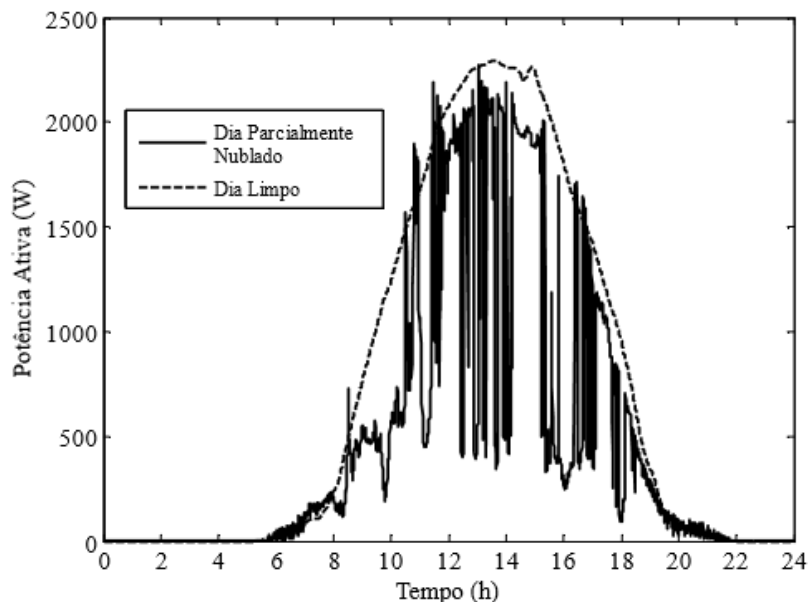
2.2 CARACTERÍSTICA DA INTERMITÊNCIA DOS GERADORES FOTOVOLTAICOS

2.2.1 Influência da Radiação

No sistema fotovoltaico a energia elétrica gerada depende diretamente da irradiação solar. E, de acordo com Lopes (2015), devido aos painéis fotovoltaicos não possuírem inércia, quaisquer mudanças climáticas sobre o local instalado, podem ocasionar variações rápidas e significativas na potência de fornecimento dos painéis. E, com isso, podem gerar problemas de qualidade de energia na rede elétrica.

Devido a terra ter uma variação angular em relação ao sol, o principal fator que altera a capacidade de geração do sistema fotovoltaica, através da radiação solar é a incidência de nuvens e nebulosidade ao longo do ano (CABELLO, 2013). E, também, o mesmo autor afirma que em meses com maior incidência de nuvens, a geração fotovoltaica é muito menor que em períodos de meses secos. A figura 5 mostra os transitórios na potência ativa gerada por um sistema fotovoltaico para um dia parcialmente nublado e um para um dia limpo.

Figura 5 - Potência ativa gerada por painéis solares em um Sistema Fotovoltaico real de 2,46 kW de potência instalada.



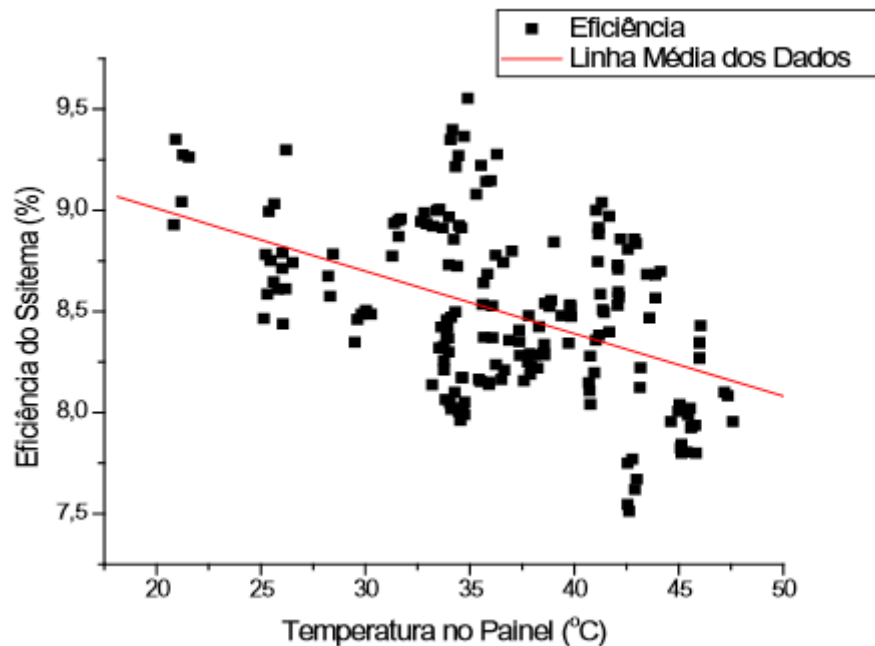
Fonte: (LOPES, 2015).

2.2.2 Influência da Temperatura

Para Martins (2008), a incidência de temperatura em uma célula fotovoltaica, influencia suas características elétricas. E, conforme Michels (2010), essa temperatura influencia diretamente o sistema fotovoltaico de forma negativa, pois com o aumento de temperatura a tensão gerada diminui, e conseqüentemente, haverá uma diminuição da potência e da eficiência do sistema fotovoltaico.

A figura 6 retrata exatamente esta diminuição da eficiência conforme o aumento da temperatura no painel fotovoltaico. E, para aumentar a eficiência dos painéis fotovoltaicos é necessário melhorar a sua dissipação de calor por meio da refrigeração (MICHELS, 2010).

Figura 6 - Eficiência do sistema x temperatura no painel fotovoltaico.



Fonte: (MICHELS, 2010).

2.3 REGULAÇÃO DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

De acordo com Paludo (2014), a contribuição do gerador distribuído na regulação de tensão poderá ocasionar alguns impactos nos dispositivos reguladores instalados no sistema, como banco de capacitores e reguladores de tensão instalados no transformador da subestação. No entanto, conforme descrito em IEEE (2003), o gerador distribuído não é responsável por regular a tensão da conexão com a rede de distribuição, sendo o operador do sistema de distribuição o responsável pela regulação de tensão.

Ainda, com o objetivo de minimizar estes impactos nos dispositivos do sistema de distribuição, existem normas que definem limites para o valor da tensão no ponto de conexão dos geradores distribuídos. E, para no Brasil o responsável pela regulamentação dessas normas é o PRODIST (PALUDO, 2014).

2.3.1 Procedimentos de Distribuição (PRODIST)

O PRODIST é dividido em 11 Módulos, que inclui: introdução, planejamento da expansão, acesso ao sistema de distribuição, procedimentos operativos, sistemas de medição, informações requeridas e obrigações, cálculo de perdas na distribuição, qualidade da energia elétrica, ressarcimento de danos elétricos, sistema de regulação geográfico regulatório e fatura de energia elétrica.

O módulo 8 do PRODIST, conforme sua décima revisão de 2018, é a normativa que trata especificamente da qualidade de energia no sistema de distribuição brasileiro. Aborda a qualidade do produto e a qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica.

Na qualidade do produto, os aspectos considerados em regime permanente ou transitório são:

- a) Tensão de regime permanente
- b) Fator de potência
- c) Harmônicos
- d) Desequilíbrios de Tensão
- e) Flutuação de Tensão
- f) Variação de frequência
- g) Variação de tensão de curta duração

Segundo Lopes (2015), um fator determinante para observação desses aspectos é a forma de medição, que pode afetar a qualidade do produto. Os critérios e exigências mínimas para os equipamentos de medição que devem ser atendidas por todas as distribuidoras são previstos pelo PRODIST.

Em relação ao nível de fornecimento de tensão para a rede primária de distribuição, o módulo 8 do PRODIST define que o nível tensão a ser contratado nos pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV deve variar entre 0,95 e 1,05 pu.

2.3.2 Dispositivos Reguladores de Tensão

De acordo com Padilha (2010), os dispositivos que podem contribuir na regulação de tensão da rede de distribuição na presença de geradores distribuídos são os transformadores com comutação automática de tap, bancos de capacitores, autotransformadores reguladores de tensão e geradores síncronos.

Os transformadores que possuem comutação automática de tap sobcarga regulam a tensão por meio do controle do tap no lado do secundário do transformador da subestação (PALUDO, 2014). E, os autotransformadores reguladores de tensão em pontos específicos ao longo do alimentador, principalmente em pontos afastados da subestação, onde há uma queda acentuada de tensão (PADILHA, 2010).

Ainda, segundo Padilha (2010), os bancos de capacitores têm por função a correção do fator de potência em redes de distribuição. No entanto, quando corretamente integrados ao sistema, podem ampliar a eficiência da rede, ajudando na redução da queda de tensão nas linhas de distribuição.

3 ANÁLISE DOS IMPACTOS NA REGULAÇÃO DE TENSÃO RESULTANTES DA INTERMITÊNCIA NA GERAÇÃO DE POTÊNCIA FOTOVOLTAICA

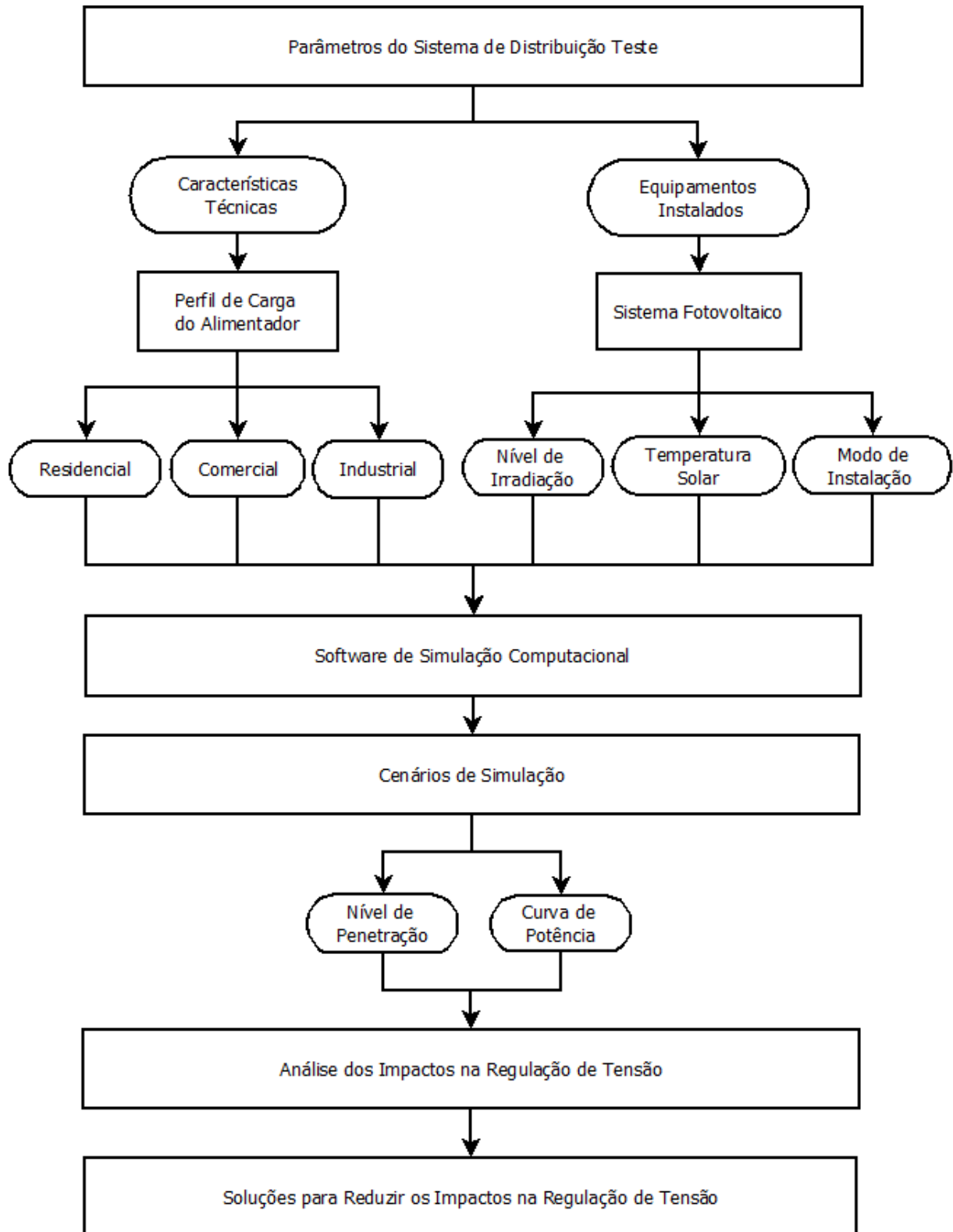
3.1 METODOLOGIA DE ANÁLISE

Inicialmente, antes de realizar a análise dos impactos na regulação de tensão em função da conexão de geradores fotovoltaicos na rede de distribuição, é necessário conhecer os parâmetros da rede de distribuição e as características do sistema fotovoltaico instalado no sistema elétrico. Além disso, é necessário definir

um software de simulação computacional que seja específico para análises de redes elétricas na presença de geradores distribuídos. E, por fim, em função das curvas diárias de irradiância e temperatura solar definem-se os cenários de simulação que resultarão em impactos na regulação de tensão da rede de distribuição.

Assim sendo, a metodologia adotada neste trabalho será baseada no fluxograma da figura 7 e contemplará uma análise comparativa de trabalhos publicados por outros autores com o objetivo de verificar os impactos gerados na regulação de tensão em redes de distribuição na presença de sistemas fotovoltaicos.

Figura 7 – Fluxograma da metodologia de análise dos impactos na regulação de tensão resultante da conexão de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição.



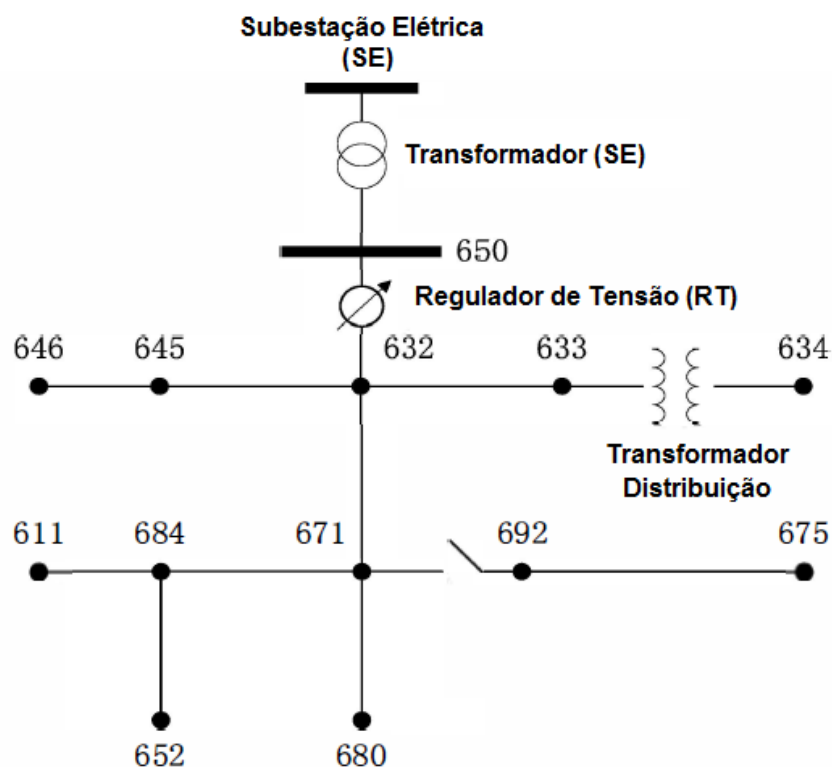
Fonte: Autoria própria (2018).

3.1.1 Parâmetros do Sistema de Distribuição Teste

Conforme a metodologia apresentada pela figura 7, a primeira etapa de análise diz respeito à verificação das principais características técnicas da rede de distribuição, consideradas por outros autores e, tem como objetivo definir uma rede de distribuição teste para a simulação que será realizada neste trabalho.

A primeira característica a considerar é o diagrama unifilar do sistema de distribuição. Como exemplo, tem-se o sistema de distribuição de teste IEEE 13 barras ilustrado na figura 8, onde é representado a localização de transformadores, dispositivos reguladores de tensão e localização das cargas (PALUDO, 2014). E, ainda, por meio do diagrama unifilar define-se o local da rede onde é instalado o sistema fotovoltaico (PINTO, 2016).

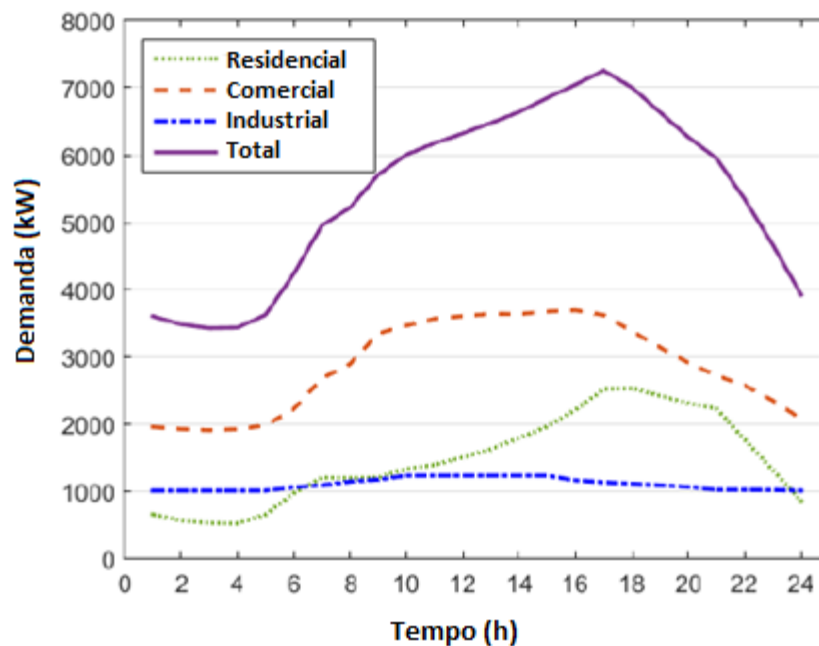
Figura 8 - Diagrama unifilar do sistema de distribuição teste IEEE 13 barras.



Fonte: adaptada de (LI et. Al., 2012).

Outra característica importante a ser analisada é o perfil de carga do alimentador. O perfil pode ser comercial ou residencial, sendo que o primeiro apresenta demanda de carga máxima entre 8h e 18h de segunda a sábado e o segundo apresenta perfil de demanda baixo de madrugada, média no período comercial e elevada entre as 18h e 24h, para qualquer dia da semana (LI, 2012). Além disso, conforme Padilha (2010), o perfil de carga do alimentador também pode ser industrial. A figura 9 apresenta as curvas de demanda para os tipos residencial, comercial e industrial em termos de potência ativa para o período diário (ATHARI, WANG e EYLAS, 2017).

Figura 9 - Curvas de demanda diária para perfil de carga residencial, comercial e industrial.



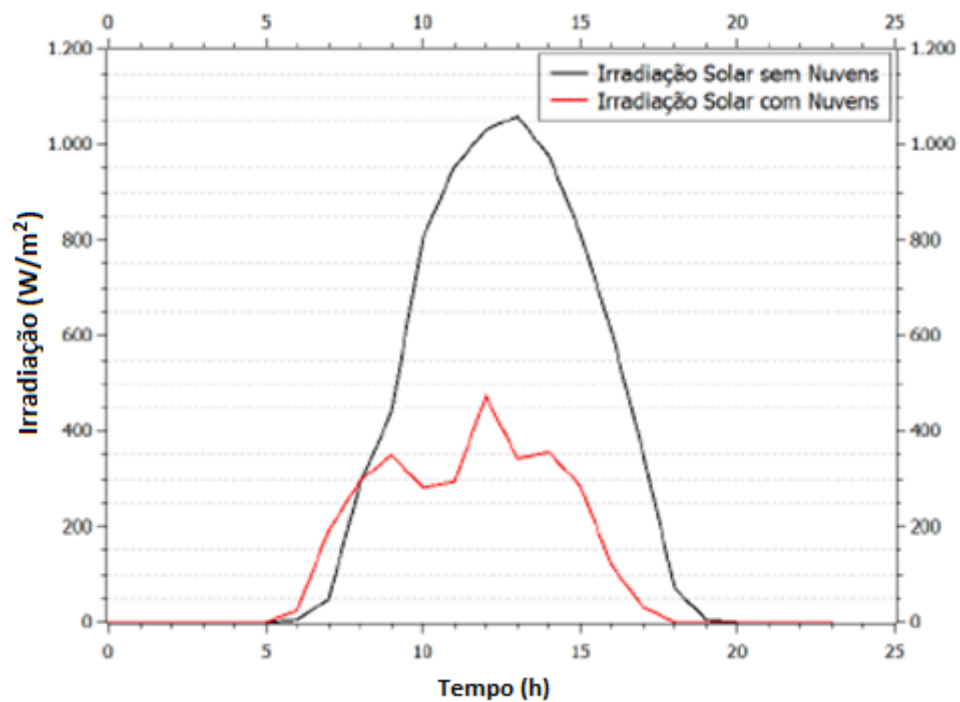
Fonte: (ATHARI, WANG e EYLAS, 2017)

3.1.2 Parâmetros do Sistema Fotovoltaico

De acordo com o fluxograma da figura 7, os parâmetros do sistema fotovoltaico dizem respeito ao nível de irradiação solar, à temperatura e ao modo de instalação dos painéis solares.

O nível de irradiação solar deve ser medido em um dia ensolarado e em um dia nublado com a presença de nuvens passageiras através de uma estação solarimétrica (PINTO, 2016). E, segundo Soares (2014), é necessário no mínimo medir no período de uma semana, 24h por dia e com amostragem de 1 segundo para conseguir captar a intermitência das nuvens. A figura 10 apresenta a curva de irradiação diária onde a linha em preto representa os valores para um dia ensolarado e sem a presença de nuvens e a linha em vermelho para um dia nublado e com nuvens.

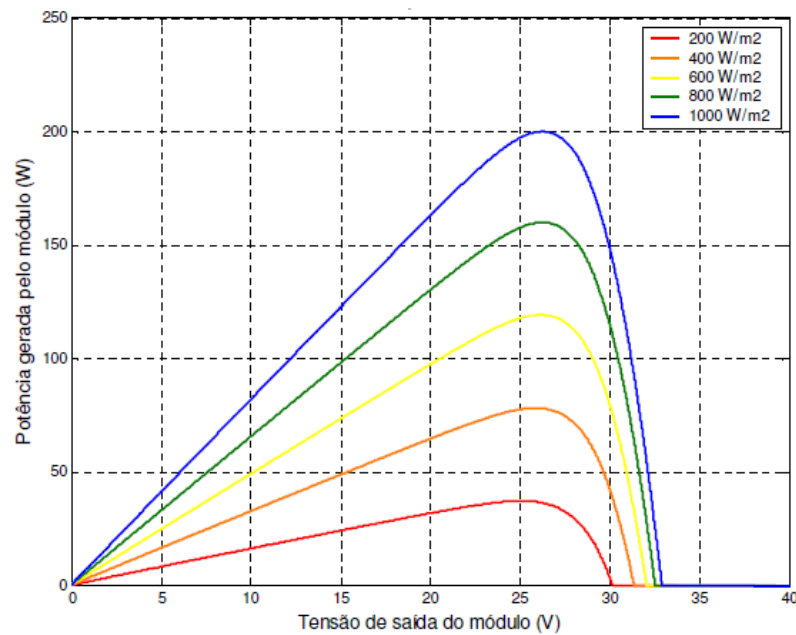
Figura 10 - Curva diária de irradiação solar.



Fonte: (PINTO, 2016)

O nível de irradiação é um parâmetro importante, pois a potência gerada pelo sistema fotovoltaico é diretamente proporcional à irradiação que incide na superfície das células solares (SOARES, 2014). Na figura 11, verifica-se que à medida que a irradiância é aumentada em $200 W/m^2$, a potência e a tensão também aumentam de intensidade.

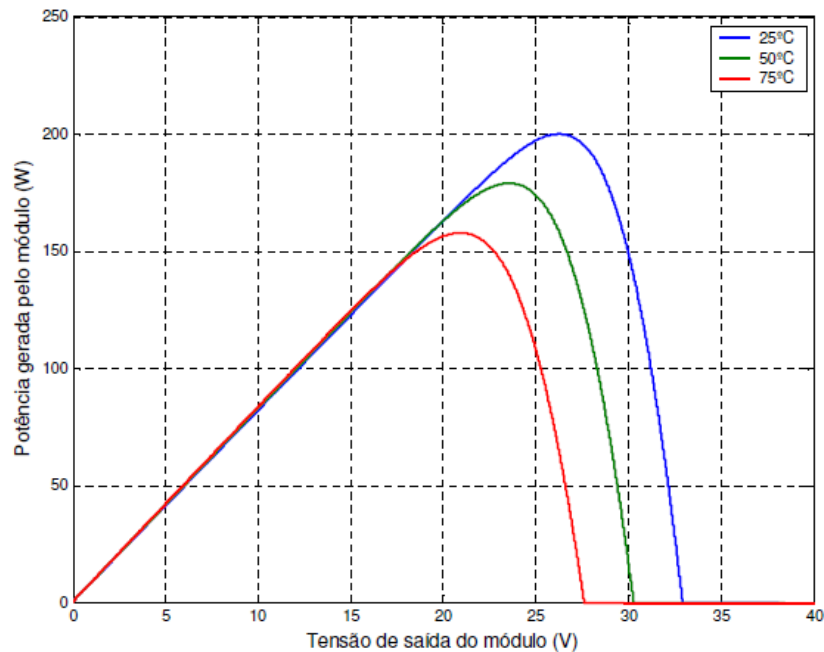
Figura 11 - Curvas de Potência x Tensão em função da irradiância em uma célula solar para temperatura constante.



Fonte: Adaptada de (CARVALHO, 2012).

Outro parâmetro a ser considerado é o efeito da temperatura, uma vez que ela influencia o perfil de conversão de irradiância em corrente elétrica e, evidentemente, reduz a potência gerada pelo painel solar (SOARES, 2014). Desta forma, verifica-se na figura 12 que à medida que a temperatura é aumentada em 25°C de valor, a potência em e a tensão são reduzidas.

Figura 12 - Curvas de potência x tensão em função da temperatura em uma célula solar para irradiância constante.

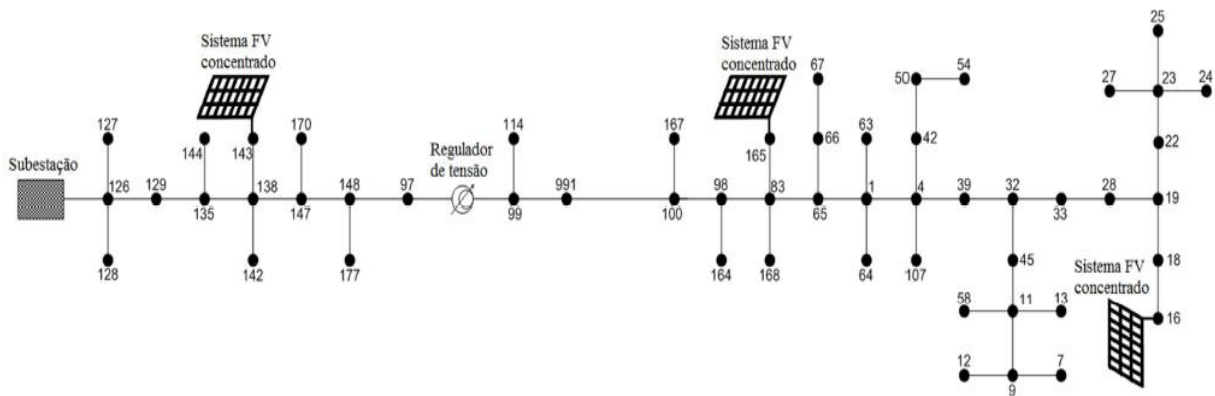


Fonte: (CARVALHO, 2012).

Em relação ao local de instalação, Lopes (2015) afirma que os geradores fotovoltaicos podem ser instalados na rede de distribuição de forma concentrada ou distribuída e, que o objetivo desses modos de instalação é verificar os impactos que as variações de potência podem causar na tensão da rede. Além disso, os painéis fotovoltaicos têm por objetivo fornecer potência ativa às cargas instaladas próximas ao local de sua instalação (PALUDO, 2014).

A figura 13 apresenta um sistema de distribuição utilizado nas simulações realizadas por Lopes (2015) onde é apresentado um sistema de distribuição radial de onde parte um alimentador da subestação abaixadora e os sistemas fotovoltaicos estão instalados de forma concentrada ao longo do alimentador.

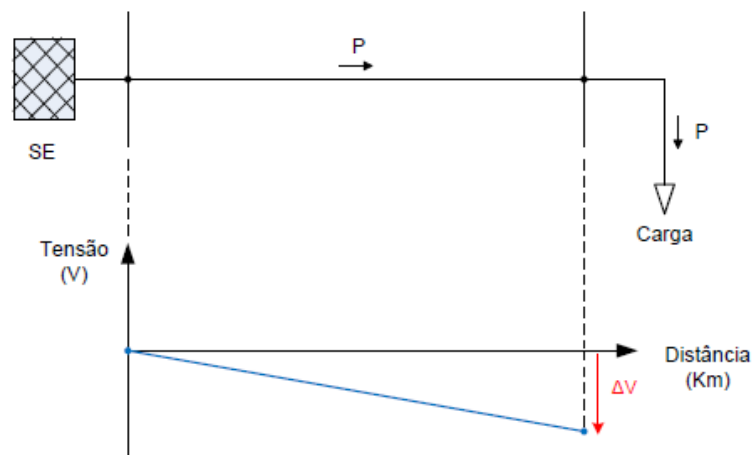
Figura 13 - Sistema de distribuição radial com sistemas fotovoltaicos concentrados instalados em três locais do alimentador.



Fonte: (LOPES, 2015).

Verifica-se na figura 14, que um dos sistemas fotovoltaicos está instalado mais próximo do transformador da subestação enquanto o outro está mais distante, no final do alimentador. O local da instalação é importante uma vez que em um sistema de distribuição convencional o fluxo de potência é unidirecional, ou seja, o fluxo parte da subestação em direção à carga (PALUDO, 2014). Com isso, Câmara (2011) afirma que há uma queda de tensão em função da corrente elétrica nos cabos ao longo do alimentador, como ilustra a figura 14.

Figura 14 – Fluxo de potência para um sistema de distribuição convencional.



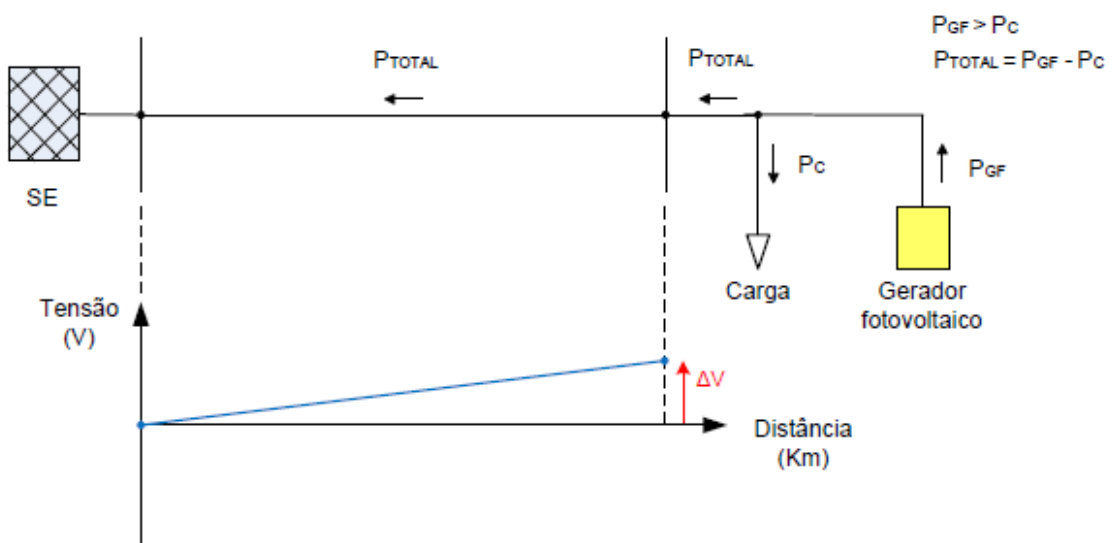
Fonte: (PALUDO, 2014).

Neste sentido, a geração distribuída pode contribuir para regular a tensão em pontos onde a queda de tensão é elevada, haja vista que há uma redução na demanda por energia da subestação após a instalação (CÂMARA, 2011). No entanto, Padilha (2010) adverte para os cenários onde o nível de carregamento da rede elétrica é baixo e a geração é elevada, resultando em ultrapassagem dos limites máximos de tensão na rede definidos por norma e, com isso, o excedente de energia ativa pode ser transferido em direção à subestação.

Quando há excesso de geração de energia fotovoltaica e esta ultrapassa os limites de consumo pela carga local, há uma inversão no fluxo de potência, tornando o fluxo na rede de distribuição bidirecional (PALUDO, 2014). Esta situação pode gerar consequências negativas para o sistema considerando que pode haver um aumento da tensão no ponto de conexão do gerador e, evidentemente, alterar a regulação de tensão do sistema.

A figura 15 apresenta uma situação de fluxo de potência reverso, ou seja, a potência gerada pelo sistema fotovoltaico P_{GF} é maior que a potência consumida pela carga P_C , resultando em uma potência líquida total P_{TOTAL} excessiva que flui pela linha na direção da subestação. Além disso, verifica-se uma elevação de tensão ΔV na barra de conexão do gerador e da carga, conforme adverte Padilha (2010).

Figura 15 – Sistema de distribuição operando com fluxo de potência reverso.



Fonte: (PALUDO, 2014).

3.1.3 Software de Simulação Computacional

Segundo Lopes (2015), existe um guia de estudo de impactos na rede de distribuição aplicados aos sistemas de geração distribuída da plataforma de pesquisa IEEE de 2013 que afirma ser possível utilizar ferramentas de simulação computacional para realizar análises em regime permanente. Neste sentido, nesta etapa serão verificados os softwares de simulação utilizados por outros autores com o objetivo de definir um software para a simulação que será realizada neste trabalho.

Assim sendo, a pesquisa verificou que existem softwares específicos de simulação de redes de distribuição na presença de geração distribuída. Como, por exemplo, o *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) desenvolvido pela empresa Norte Americana *Electric Power Research Institute* (EPRI), utilizado por (PALUDO, 2014). E, também, softwares mais abrangentes como o MatLab da empresa *The MathWorks* que permite resolver problemas de fluxo de carga através do método de *Newton-Rapshon* com elevada capacidade de registrar dados como tensões, correntes e potência do sistema a ser simulado (SHAYANI, 2011).

Além destes, verificou-se o uso de softwares como o ANAREDE desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e o PSCAD desenvolvido pela *Manitoba HVDC Research Centre*, utilizados por Braun (2010) e Gudimetla (2012), respectivamente.

3.1.4 Cenários de Simulação

Segundo o fluxograma da figura 7, os cenários de simulação dizem respeito às seguintes características do sistema fotovoltaico:

- Níveis de penetração na rede de distribuição;
- Curva de potência gerada.

O nível de penetração dos sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição é medido em relação ao valor da capacidade nominal do transformador de distribuição, ou seja, a determinação da potência injetada pelo gerador fotovoltaico depende dessa capacidade nominal (MEDEIROS, 2014). Por outro lado, Shayani (2011) afirma que um nível de penetração elevado pode causar impactos na rede elétrica e para evitar isso é necessário definir um limite de penetração dos geradores de acordo com os fatores de penetração apresentados na tabela 2.

Tabela 2 - Fatores para determinar o nível de penetração de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica.

Fator	Penetração	Função
1	Como percentual da capacidade ou potência (instalada ou nominal).	Capacidade nominal do alimentador; Capacidade instalada de transformação da concessionária de energia; Potência instalada do parque gerador nacional; Potência nominal da subestação.
2	Como percentual da demanda máxima.	da subestação; do alimentador; da unidade consumidora.
3	Como percentual da energia gerada ou da queda de tensão.	da energia gerada pela geração centralizada; da queda de tensão no alimentador.

Fonte: Adaptado de (SHAYANI, 2011).

Além disso, o nível de penetração de geração fotovoltaica influencia diretamente a curva de demanda do alimentador (PALUDO, 2014). Como exemplo, a simulação realizada por Ari (2011) definiu dois níveis de penetração em relação à potência do transformador da subestação, conforme mostra a tabela 3.

Tabela 03 - Nível de penetração fotovoltaica Ari (2011).

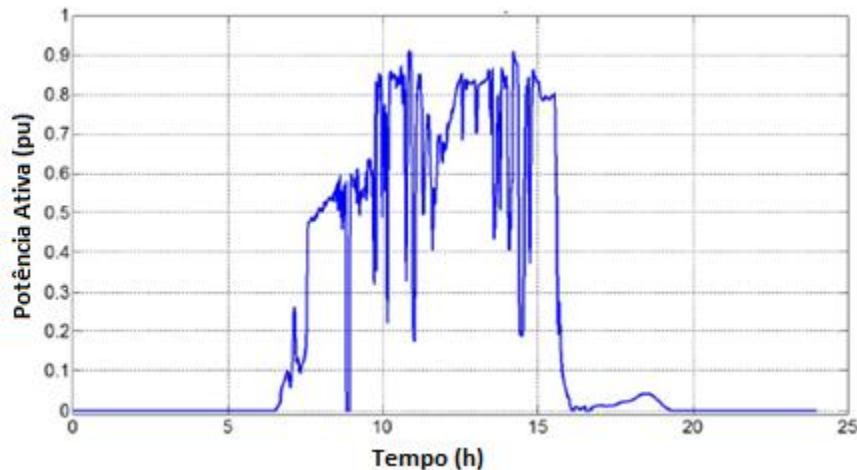
Nível de penetração		Potência instalada
Percentual (%)	Referência – Tabela 2	(kW)
1	Transformador da subestação	2000
20	Transformador da subestação	4000

Fonte: Autoria própria (2018).

Por último, tem-se o parâmetro que representa os transitórios de potência gerada pelo sistema fotovoltaico em função das curvas de irradiância e temperatura

solar. Como exemplo, tem-se a curva da figura 16 que representa a potência ativa para um dia nublado com a passagem de nuvens sobre os painéis solares (HARIRI, 2015).

Figura 16 - Potência ativa gerada por painéis solares para um dia nublado.



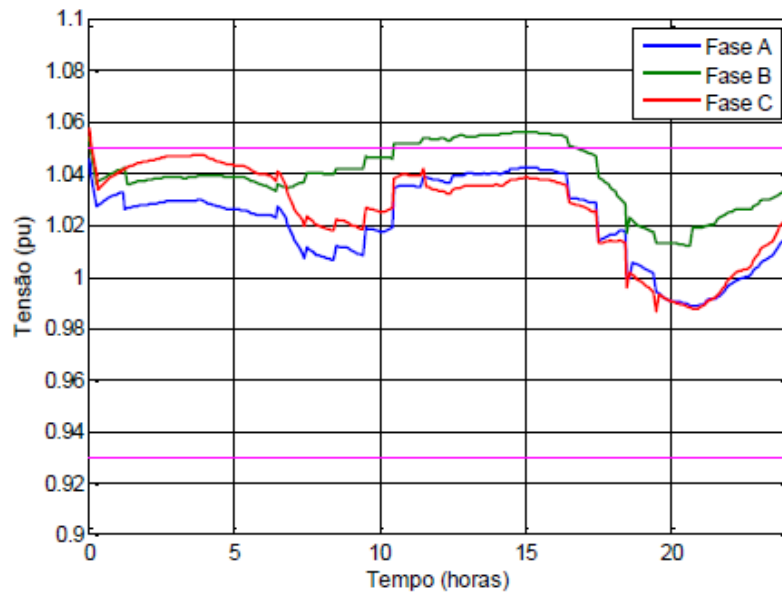
Fonte:(HARIRI, 2015).

3.2 ANÁLISE DOS IMPACTOS NA REGULAÇÃO DE TENSÃO

A etapa de análise dos impactos na regulação de tensão depende das etapas anteriores, conforme o fluxograma da figura 7, e o objetivo é verificar os impactos no perfil de tensão quando o sistema fotovoltaico é conectado à rede elétrica de distribuição, considerando os transitórios na geração de potência em função da irradiação solar. Desta forma, a análise leva em consideração os cenários de simulação, ou seja, o nível de penetração e a curva de potência fotovoltaica.

Assim sendo, a simulação realizada por Paludo (2014) considerou a penetração de sistemas fotovoltaicos monofásicos e trifásicos e a curva de potência solar para um dia limpo. O perfil de tensão obtido, figura 17, mostra que o limite superior máximo de tensão foi extrapolado para a fase B no instante de máxima injeção de potência fotovoltaica.

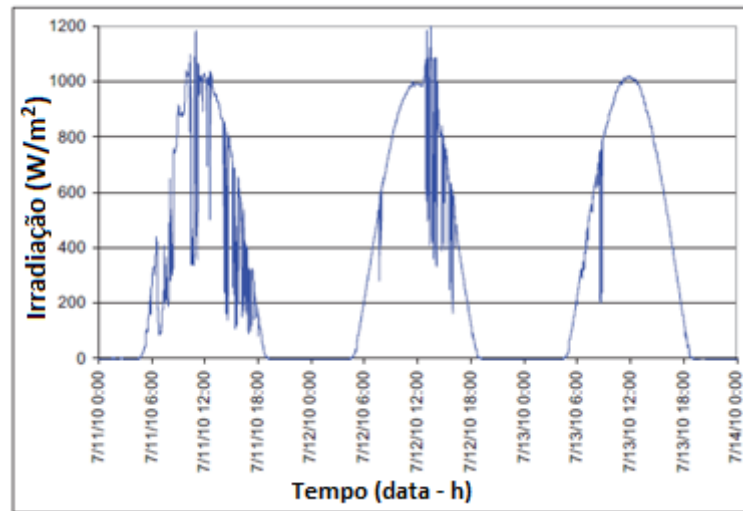
Figura 17 – Perfil de tensão para o cenário considerando geradores monofásicos e trifásicos.



Fonte: (PALUDO, 2014).

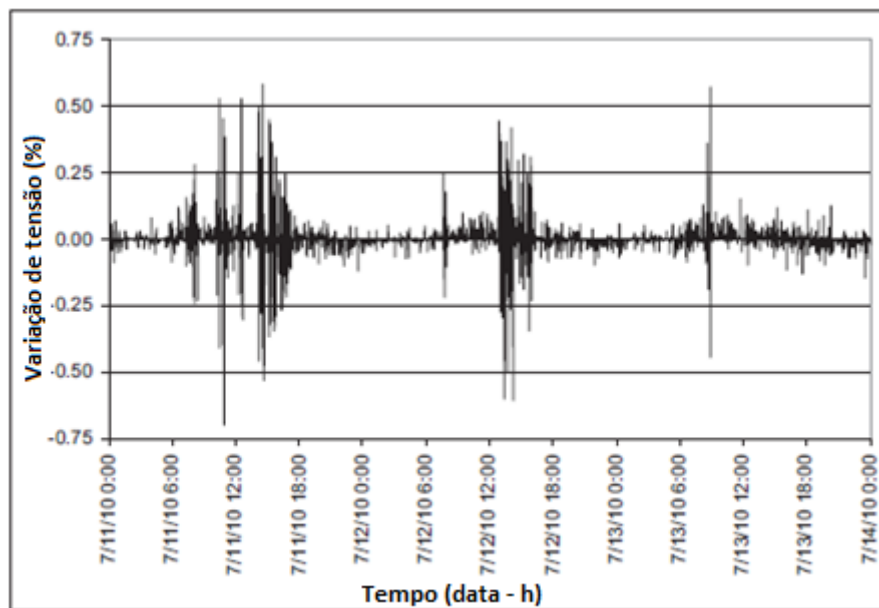
Por outro lado, Ari (2011) considerou o cenário de simulação com nível de penetração de 20% em relação à potência do transformador e verificou que para os períodos com variações bruscas de irradiação solar da figura 18, o perfil de tensão da rede de distribuição também sofreu variações bruscas como ilustrado na figura 19. Sendo que para os horários com maior irradiação solar houve picos de tensão que excedeu o limite máximo permitido de 0,5%.

Figura 18 – Curvas de irradiação solar para três dias de medição.



Fonte: (ARI, 2011).

Figura 19 – Perfil de tensão com nível de penetração de 20%.



Fonte: (ARI, 2011).

A simulação realizada por Wanik (2017) considerou dois cenários com nível de penetração apresentado na tabela 4 e analisou o impacto na mudança de tap do dispositivo regulador de tensão da subestação.

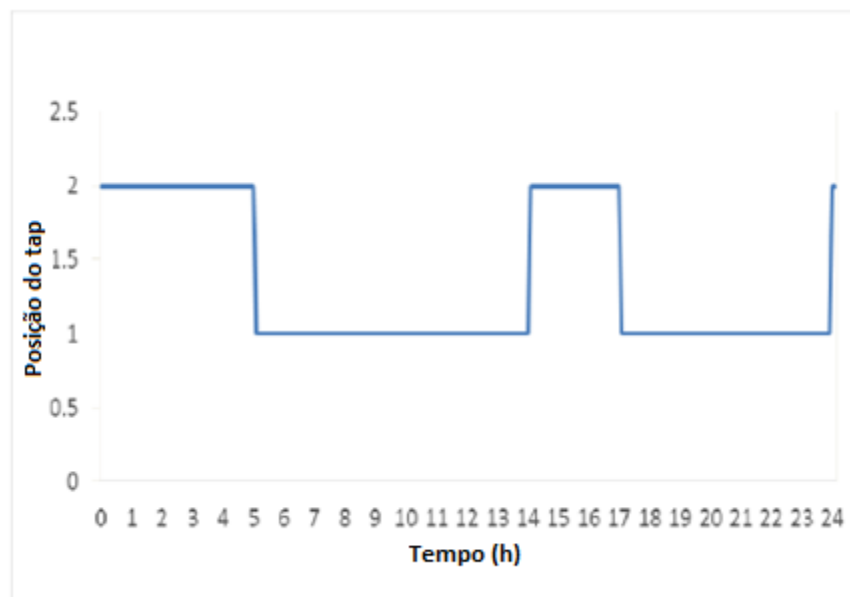
Tabela 4 - Nível de penetração fotovoltaica Wanik (2017).

Nível de penetração		Potência instalada (kW)
Percentual (%)	Referência (Quadro 1)	
0	Transformador da subestação	0
35	Transformador da subestação	7000

Fonte: Autoria própria (2018).

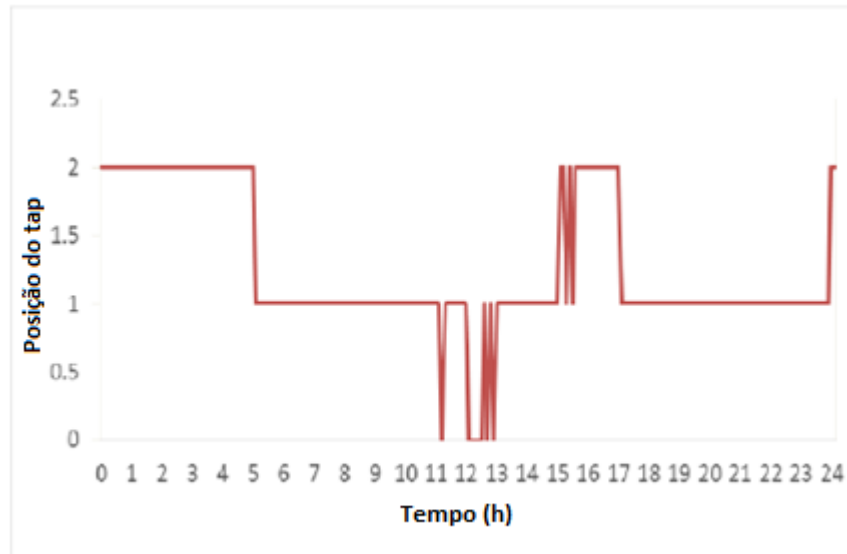
Para o caso sem penetração fotovoltaica, houve 4 operações de mudança de tap para os horários que apresentavam carga baixa e carga elevada, conforme ilustra a figura 20. No entanto, para o segundo caso, houve 16 alterações na posição do tap, conforme figura 21. Ou seja, a intermitência dos geradores solares impactou no funcionamento dos dispositivos reguladores de tensão e, conseqüentemente, no perfil de tensão da rede elétrica de distribuição.

Figura 20 – Mudanças de tap no dispositivo regulador de tensão sem penetração fotovoltaica.



Fonte: (WANIK et. Al., 2017).

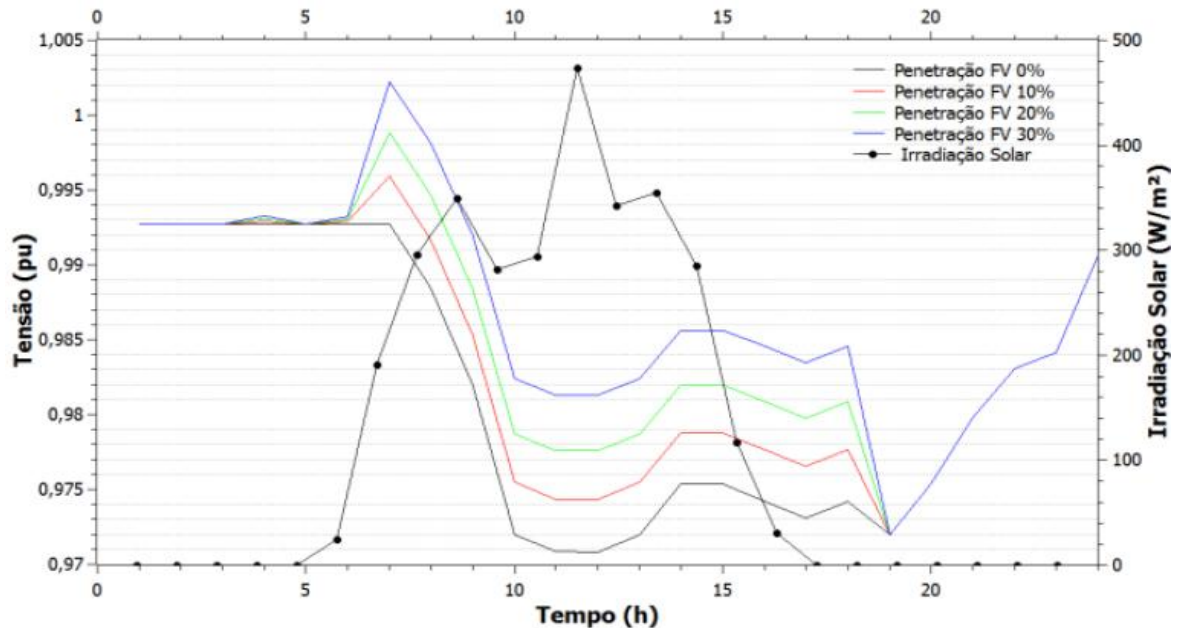
Figura 21 – Mudanças de tap no dispositivo regulador de tensão com 35% de penetração fotovoltaica.



Fonte: (WANIK et. Al., 2017).

E, por último, Pinto (2016) considerou a análise para diversos níveis de penetração fotovoltaica concentrados no final do alimentador e obteve os resultados para as variações de tensão em função da curva de irradiação solar diária mostrada na figura 22. Verifica-se que à medida que o nível de penetração aumenta de valor, a tensão no alimentador também se eleva para o período com a presença de irradiação solar.

Figura 22 – Perfil de tensão para vários níveis de penetração fotovoltaica.



Fonte: (PINTO, 2016)

3.3 SOLUÇÕES PARA REDUZIR OS IMPACTOS NA REGULAÇÃO DE TENSÃO

Nesta última etapa, o objetivo é apresentar soluções utilizadas por outros autores para reduzir os impactos gerados na regulação de tensão em função do nível de penetração e da intermitência dos geradores fotovoltaicos.

Desta forma, uma solução para reduzir os impactos seria por meio da mudança de tap nos dispositivos regulador de tensão e, também, através da atuação de banco de capacitores instalados no sistema (HARIRI, 2015).

Neste sentido, Paludo (2010) utilizou apenas um dispositivo regulador de tensão instalado na subestação e verificou que a atuação do dispositivo foi eficiente para manter o perfil de tensão dentro dos limites estabelecidos por norma.

Por outro lado, Gudimetla (2012) realizou uma série de simulações para encontrar uma solução e, verificou que quando o dispositivo regulador detecta a elevação do nível de tensão na rede primária do alimentador, há uma redução na posição do tap e os capacitores instalados no alimentador também são desconectados com o objetivo de regular a tensão.

3.4 CONCLUSÃO PARCIAL

A análise realizada pelo capítulo 3, tendo como base a metodologia do fluxograma da figura 7, revelou que os impactos na regulação de tensão em função da intermitência dos sistemas fotovoltaicos dependem de vários fatores como o nível de irradiância solar, temperatura sobre os painéis solares e locais de instalação do gerador na rede de distribuição. Além disso, verificou-se que os impactos gerados no perfil de tensão dependem do nível de penetração fotovoltaica no sistema, como mostrado na figura 22. Por fim, constatou-se também que houve a geração de impactos nos reguladores de tensão do sistema causados principalmente pelas variações bruscas do nível de irradiação solar e na tentativa de regular a tensão.

4. SIMULAÇÃO E ANÁLISE DA REGULAÇÃO DE TENSÃO DO SISTEMA IEEE DE 34 BARRAS OPERANDO COM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

4.1 PARÂMETROS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO TESTE IEEE DE 34 BARRAS

4.1.1 Características técnicas

O sistema elétrico escolhido para a análise da regulação de tensão na presença de geração fotovoltaica é o sistema IEEE 34 barras e seu diagrama unifilar é apresentado na figura 23. Ele representa um alimentador de uma rede de distribuição de média tensão e contém reguladores de tensão, transformador trifásico e banco de capacitores instalados em pontos estratégicos do alimentador (Carvalho, 2012).

Além disso, em sua forma original o sistema apresenta apenas fluxo de potência unidirecional (Rodriguez, 2017). No entanto, para a simulação deste trabalho o sistema original foi alterado em dois pontos. O primeiro diz respeito à adição de um gerador fotovoltaico e o segundo ao controle do nível de tensão pela subestação por meio de um comutador automático de tensão sob carga.

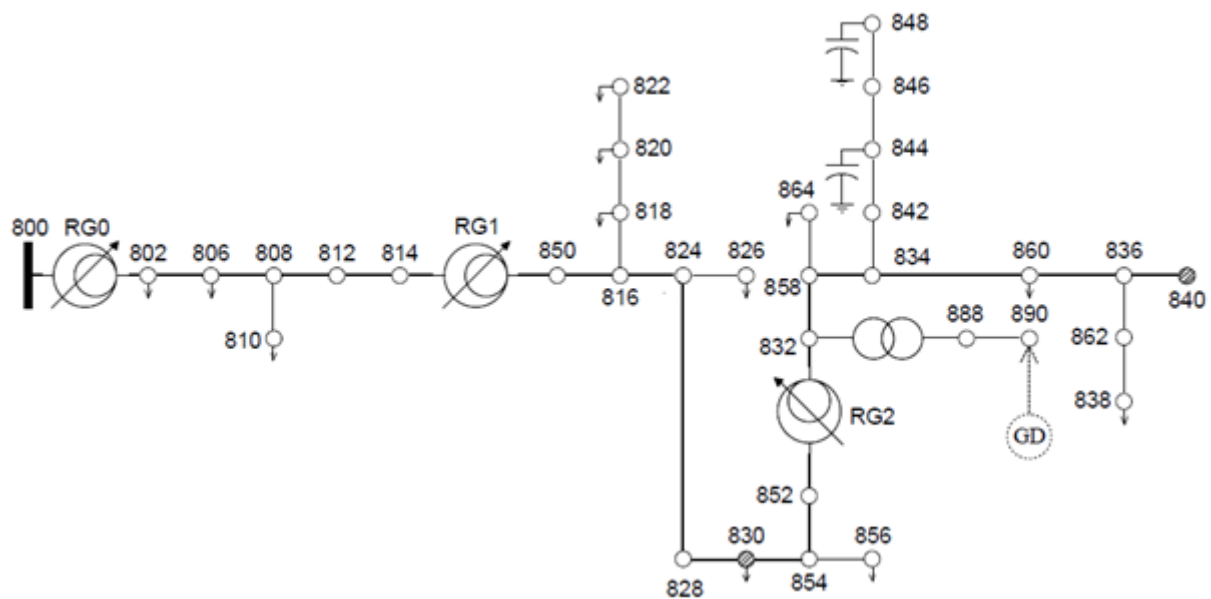
O sistema original opera em frequência de 60 Hz, nível de tensão de distribuição em 24,9 kV e possui dois transformadores abaixadores de tensão com características elétricas apresentadas na tabela 5.

Tabela 5 – Características elétricas dos transformadores instalados na rede IEEE 34 barras.

Transformador	Potência (kVA)	Relação tensão (kV)	Ligação	R (%)	X (%)
Subestação	2500	69 / 24,9	Delta - Estrela Aterrada	1	8
XFM-1	500	24,9 / 4,16	Estrela Aterrada – Estrela Aterrada	1,9	4,08

Fonte: (IEEE, 1991).

Figura 23 – Diagrama Unifilar do sistema IEEE de 34 barras.



Fonte: Adaptado de (CARVALHO, 2012).

As injeções de potência ativa e reativa são concentradas e distribuídas ao longo do alimentador através das cargas e dos capacitores. As cargas concentradas estão localizadas nas próprias barras e as distribuídas ao longo da linha entre duas barras. Os dados para ambas as cargas são mostrados nas tabelas 6 e 7, respectivamente. Nota-se que o sistema possui cargas monofásicas e trifásicas conectadas em estrela e também em delta. Além disso, são modeladas para os tipos de potência constante, corrente constante e impedância constante.

Tabela 6 – Injeções de potência ativa e reativa de cargas concentradas na rede IEEE 34 barras.

Barra	Carga	Fase-A		Fase-B		Fase-C	
		Conexão - Modelo	kW	kvar	kW	kvar	kW
860	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
840	Y-I	9	7	9	7	9	7
844	Y-Z	135	105	135	105	135	105
848	D-PQ	20	16	20	16	20	16
890	D-I	150	75	150	75	150	75
830	D-Z	10	5	10	5	25	10

Fonte: (RODRIGUEZ, 2017).

Tabela 7 – Injeções de potência ativa e reativa de cargas distribuídas na rede IEEE 34 barras.

Barra p	Barra q	Carga	Fase-A		Fase-B		Fase-C	
			Conexão - Modelo	kW	kvar	kW	kvar	kW
802	806	Y-PQ	0	0	30	15	25	14
808	810	Y-I	0	0	16	8	0	0
818	820	Y-Z	34	17	0	0	0	0
820	822	Y-PQ	135	70	0	0	0	0
816	824	D-I	0	0	5	2	0	0
824	826	Y-I	0	0	40	20	0	0
824	828	Y-PQ	0	0	0	0	4	2
828	830	Y-PQ	7	3	0	0	0	0
854	856	Y-PQ	0	0	4	2	0	0
832	858	D-Z	7	3	2	1	6	3
858	864	Y-PQ	2	1	0	0	0	0
858	834	D-PQ	4	2	15	8	13	7
834	860	D-Z	16	8	20	10	110	55
860	836	D-PQ	30	15	10	6	42	22
836	840	D-I	18	9	22	11	0	0
862	838	Y-PQ	0	0	28	14	0	0
842	844	Y-PQ	9	5	0	0	0	0
844	846	Y-PQ	0	0	25	12	20	11

Fonte: (RODRIGUEZ, 2017).

Os dois bancos de capacitores em derivação instalados nas barras 844 e 848 indicados no diagrama unifilar da figura 23 são trifásicos e possuem os valores de potência reativa conforme tabela 8.

Tabela 8 – Injeções de potência reativa dos capacitores na rede IEEE 34 barras.

Barra	Fase-A	Fase-B	Fase-C
	kvar	kvar	kvar
844	100	100	100
848	150	150	150

Fonte: (RODRIGUEZ, 2017).

Os dados dos condutores e dos postes das linhas de distribuição da rede IEEE 34 barras são mostrados na tabela 9. Por meio destes dados foram obtidas as matrizes de impedância e capacitância shunt, utilizadas para definir os códigos de simulação das linhas de distribuição da rede teste, conforme apresentado no Apêndice A.

Tabela 9 – Configuração das linhas de distribuição da rede IEEE 34 barras.

Configuração	Sequência das fases	Condutor da fase	Condutor do neutro	Espaçamento
ID		ACSR	ACSR	ID
300	B A C N	1/0	1/0	500
301	B A C N	#2 6/1	#2 6/1	500
302	A N	#4 6/1	#4 6/1	510
303	B N	#4 6/1	#4 6/1	510
304	B N	#2 6/1	#2 6/1	510

Fonte: (RODRIGUEZ, 2017).

Os comprimentos das linhas entre duas barras são apresentados na tabela 11. Nota-se que a distância entre algumas barras são longas como se verifica, por exemplo, entre as barras 818 e 820. E, em função disso, há uma queda de tensão considerável na linha.

O sistema apresenta dois reguladores de tensão instalados nas barras 814 e 852 e estão indicados na figura 23 por RG1 e RG2, respectivamente. As características técnicas de instalação e funcionamento de ambos os reguladores estão destacadas na tabela 10.

Tabela 10 – Características dos Reguladores de Tensão da rede IEEE 34 barras.

Regulador:	RG1			RG2		
Ramo de instalação:	814 - 850			852 - 832		
Localização:	814			852		
Sequência das fases:	A – B – C			A – B – C		
Conexão:	Trifásico, Yg			Trifásico, Yg		
Monitoramento:	A-B-C			A-B-C		
Largura de faixa:	2,0 volts			2,0 volts		
Razão do Trafo de potência (N_{pt}):	120			120		
Trafo de corrente nominal no primário (CT_p):	100			100		
Ajustes do compensador:	A	B	C	A	B	C
R – %	2,7	2,7	2,7	2,5	2,5	2,5
X – %	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
Nível de tensão:	122	122	122	124	124	124

Fonte: (RODRIGUEZ, 2017).

Tabela 11 – Comprimentos das linhas entre duas barras na rede IEEE 34 barras.

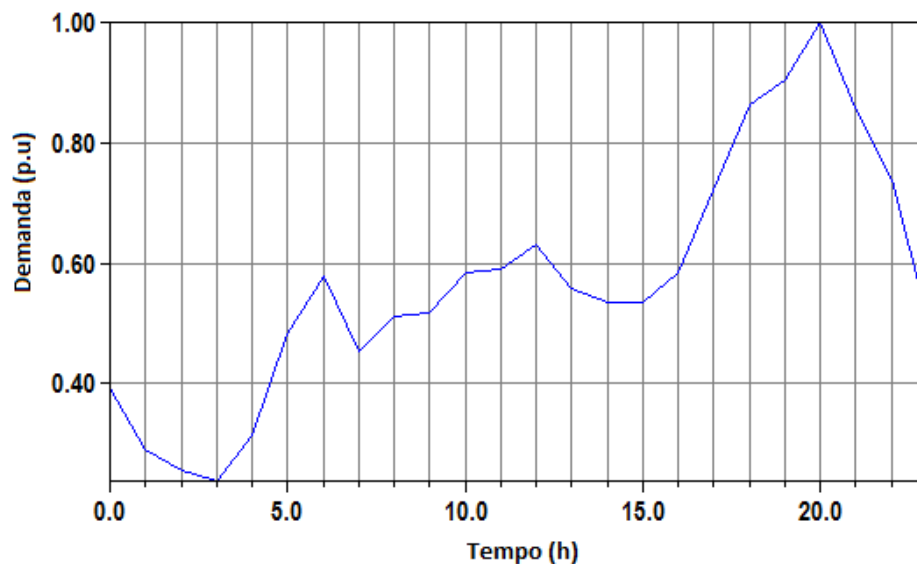
Barra de origem	Barra de destino	Comprimento (m)	Tipo de configuração
800	802	786,38	300
802	806	527,30	300
806	808	9823,70	300
808	810	1769,06	303
808	812	11430,00	300
812	814	9061,70	300
814	850	3,05	301
816	818	521,21	302
816	824	3112,01	301
818	820	14676,12	302
820	822	4187,95	302
824	826	923,54	303
824	828	256,03	301
828	830	6230,11	301
830	854	158,50	301
832	858	1493,52	301
832	888	0	-
834	860	615,70	301
834	842	85,34	301
836	840	262,13	301
836	862	85,34	301
842	844	411,48	301
844	846	1109,47	301
846	848	161,54	301
850	816	94,49	301
852	832	3,05	301
854	856	7110,98	303
854	852	11225,78	301
858	864	493,78	302
858	834	1776,98	301
860	836	816,86	301
862	838	1481,33	304
888	890	3218,69	300

Fonte: (CARVALHO, 2012).

4.1.2 Perfil de carga do alimentador

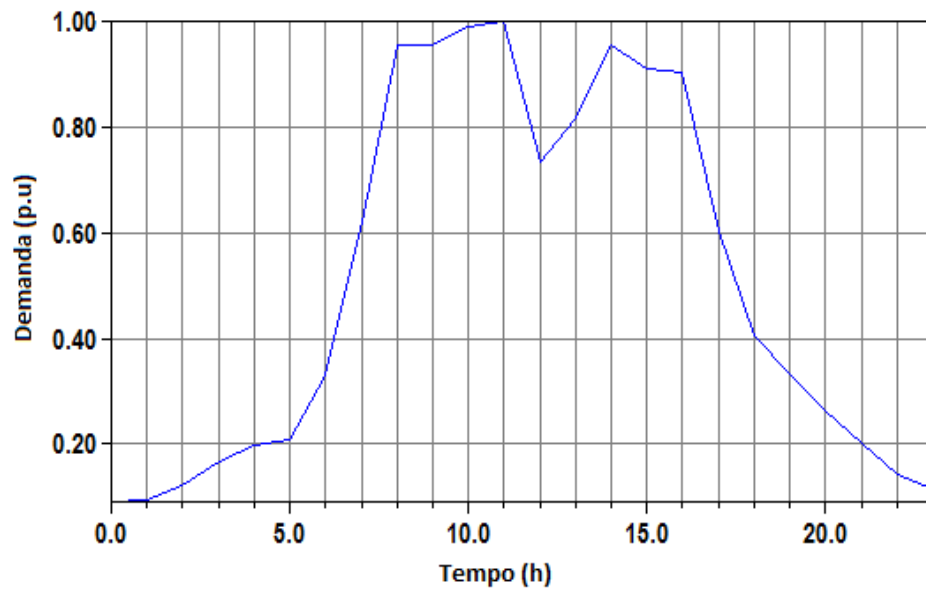
O perfil de demanda para as cargas do sistema IEEE 34 barras não é definido para o sistema original. Desta forma, levando em consideração que a análise é realizada para o período diário, então para esta simulação foi necessário arbitrar o perfil diário de injeção de potência para cada carga concentrada e distribuída apresentadas nas tabelas 6 e 7. Assim sendo, todas as cargas distribuídas e a carga concentrada na barra 844 foram definidas com perfil residencial, conforme mostra a figura 24 e, as cargas concentradas restantes com perfil industrial como pode ser visto na figura 25.

Figura 24 – Perfil diário de carga residencial.



Fonte: Autoria própria (2018).

Figura 25 – Perfil diário de carga industrial.

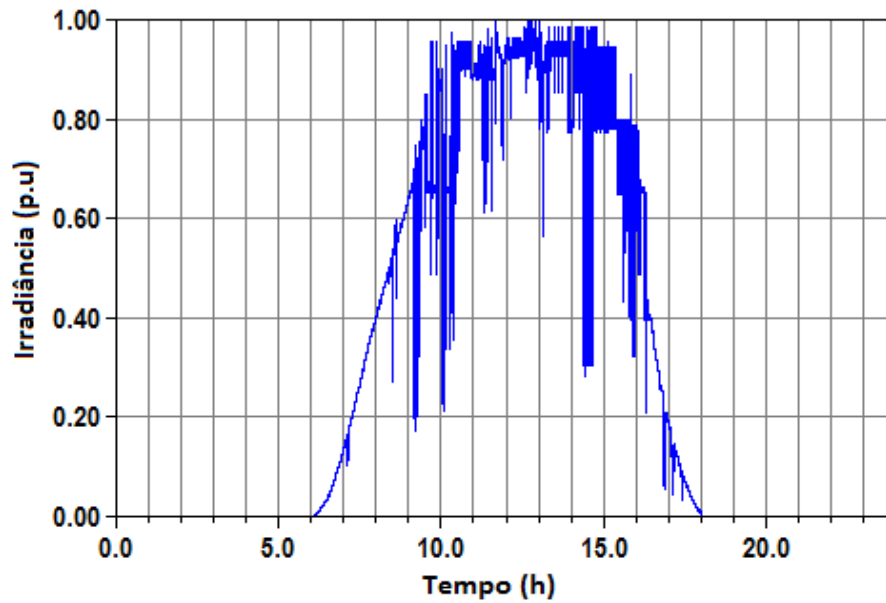


Fonte: Autoria própria (2018).

4.1.3 Parâmetros do Sistema Fotovoltaico

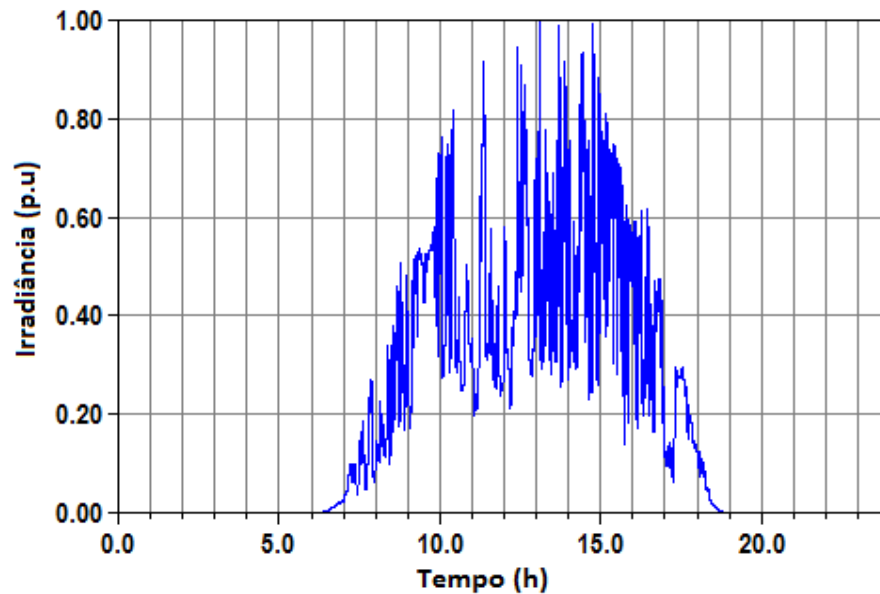
O primeiro parâmetro a ser considerado para definir o sistema fotovoltaico é o nível de irradiação solar diário. Para realizar a simulação, foram utilizadas duas curvas de irradiação diária, a primeira para dia ensolarado e a segunda para um dia nublado. As figuras 26 e 27 a seguir representam as curvas para as duas situações, respectivamente. Verifica-se que o nível de irradiação solar para o dia ensolarado é elevado entre 10h e 15h com pico de 0,93 p.u. às 13h, porém, houve a passagem de nuvens sobre os painéis entre as 9h e 10h e entre as 14h e 15h. Para o dia nublado, observa-se que o nível de irradiação solar é médio entre as 10h e 15h com pico de 0,66 p.u. às 10h, ou seja, havia grande quantidade de nuvens sobre os painéis neste dia monitorado.

Figura 26 – Curva diária de irradiação solar para dia ensolarado.



Fonte: Autoria própria (2018).

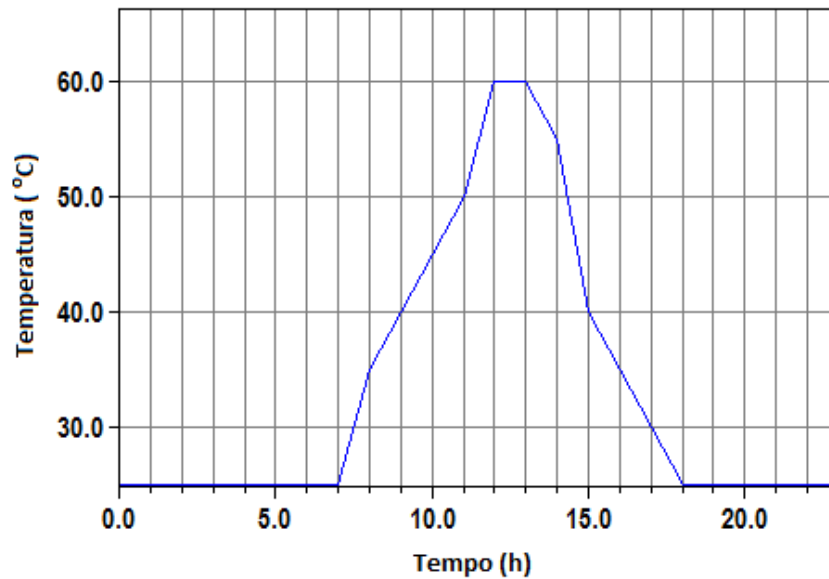
Figura 27 – Curva diária de irradiação solar para dia nublado.



Fonte: Autoria própria (2018).

O segundo parâmetro que afeta a geração solar é a temperatura ambiente e a curva diária adotada é mostrada na figura 28, com temperatura máxima de 60 °C sobre a superfície dos painéis entre 12h e 13h.

Figura 28 – Curva diária de temperatura.



Fonte: Autoria própria (2018).

Outro parâmetro a definir é o nível de penetração de geração fotovoltaica, levando em consideração a tabela 2. Assim, para esta simulação foi definido um nível de penetração de 22% em relação à potência nominal da subestação que é de 2500 kVA, ou seja, a potência instalada de geração solar é de 550 kW.

E, por último, define-se o modo de instalação do gerador na rede de distribuição teste. Realizando uma análise das potências ativas injetadas pelas cargas no sistema teste definidas pelas tabelas 6 e 7, verifica-se que a carga concentrada conectada na barra 890 apresenta a maior potência ativa trifásica equilibrada. Além disso, para esta análise, considerou-se que a barra 890 apresenta demanda com perfil de consumo industrial. Assim sendo, levando em consideração que a barra 890 apresenta potência trifásica equilibrada e demanda industrial, conectou-se um sistema fotovoltaico trifásico equilibrado concentrado nesta barra, conforme mostra o diagrama unifilar da figura 23. A conexão do gerador foi realizada por meio de um transformador abaixador com as características destacadas na tabela 12.

Tabela 12 – Características elétricas do transformador para conexão do gerador solar.

Transformador	Potência (kVA)	Relação tensão (kV)	Ligação	R (%)	X (%)
Gerador solar	750	4,16 / 0,48	Estrela Aterrada - Estrela Aterrada	1	5,75

Fonte: Autoria própria (2018).

4.1.4 Programa de Simulação Computacional

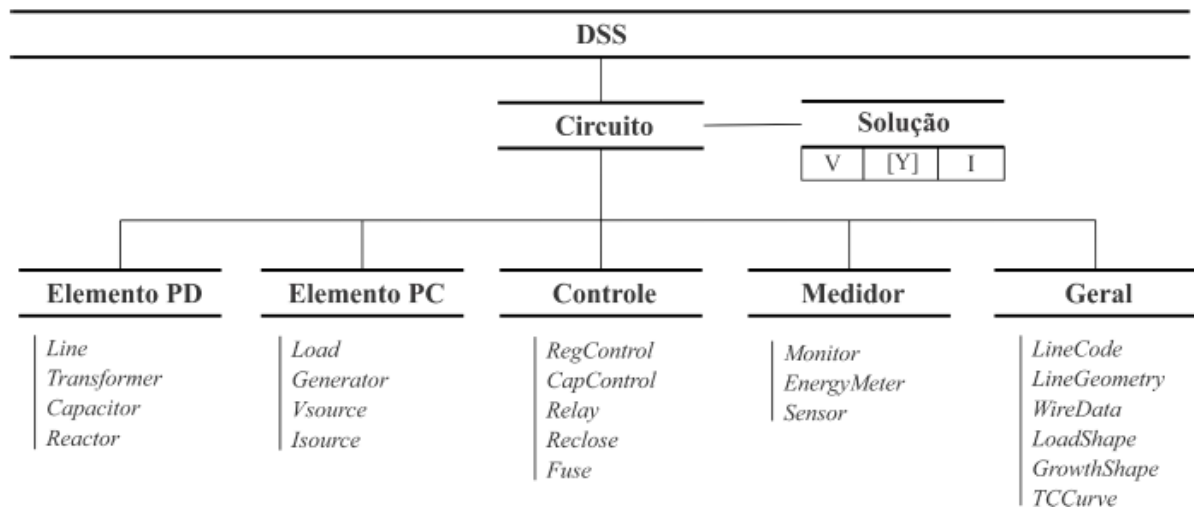
O software de simulação de sistemas de elétricos adotado como ferramenta computacional para este trabalho é o *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) desenvolvido pela empresa *Electric Power Research Institute* (ERPI), uma vez que ele é um software livre e pode ser utilizado sem nenhum ônus para com o desenvolvedor.

Um dos principais objetivos da criação do OpenDSS foi o de criar uma ferramenta de modelagem de subestações e redes de distribuição de energia elétrica que fosse menos complexa que as demais ferramentas. Além disso, realiza a análise do fluxo de potência instantâneo e suporta a análise de simulações diárias através do fluxo de potência no modo diário ou anual (SILVA, 2010).

Segundo Rocha (2016), outra característica importante do software é sua capacidade para realizar simulações considerando fontes renováveis de energia como a energia solar fotovoltaica e a eólica.

A modelagem da rede elétrica no OpenDSS é construída por meio de linhas de comando que definem os parâmetros do circuito e, sua estrutura é composta por elementos de transporte de energia PD (*Power delivery*), elementos de conversão de energia PC (*Power converter*), elementos medidores e elementos gerais, conforme se verifica na figura 29 (OLIVERIA, 2016).

Figura 29 – Estrutura de programação do OpenDSS.



Fonte: (OLIVERIA, 2016).

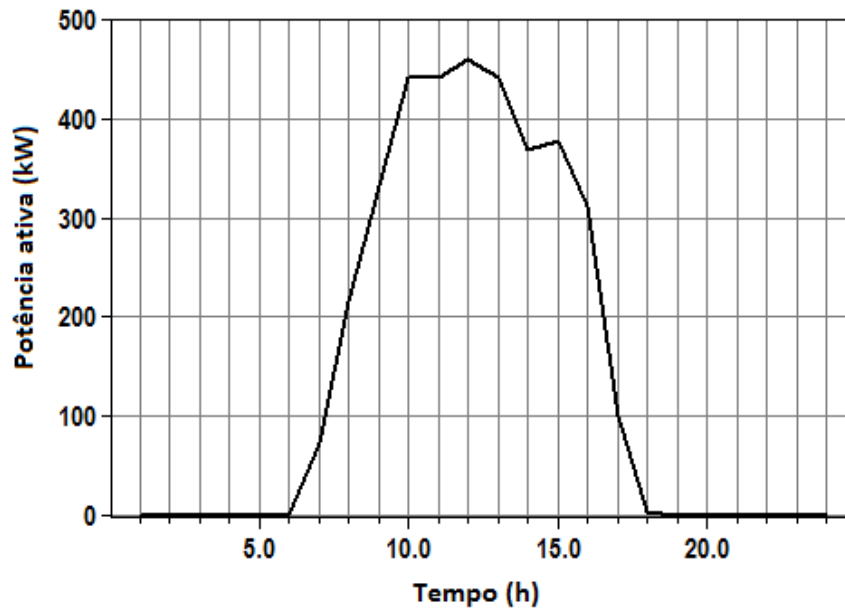
4.1.5 Cenários de simulação para a rede IEEE 34 barras

Conforme o fluxograma da figura 7, a definição dos cenários de simulação depende do nível de penetração de potência fotovoltaica e da curva de potência gerada pelos painéis solares em função do perfil de irradiância considerado.

Assim sendo, após entrar com os dados do perfil de irradiação diário e com a potência nominal do gerador solar instalado na barra 890, o software OpenDSS forneceu os transitórios de potência ativa obtidos para um dia ensolarado e para um dia nublado apresentados nas figuras 30 e 31, respectivamente. Nota-se que o valor de pico da potência trifásica obtida para o dia ensolarado ocorreu às 12h e seu valor foi de 460 kW, ou seja, menor que a potência instalada de 550 kW. Isso se deve à intermitência dos sistemas fotovoltaicos na presença de nuvens sobre os painéis solares e ao nível de irradiação solar para o dia analisado.

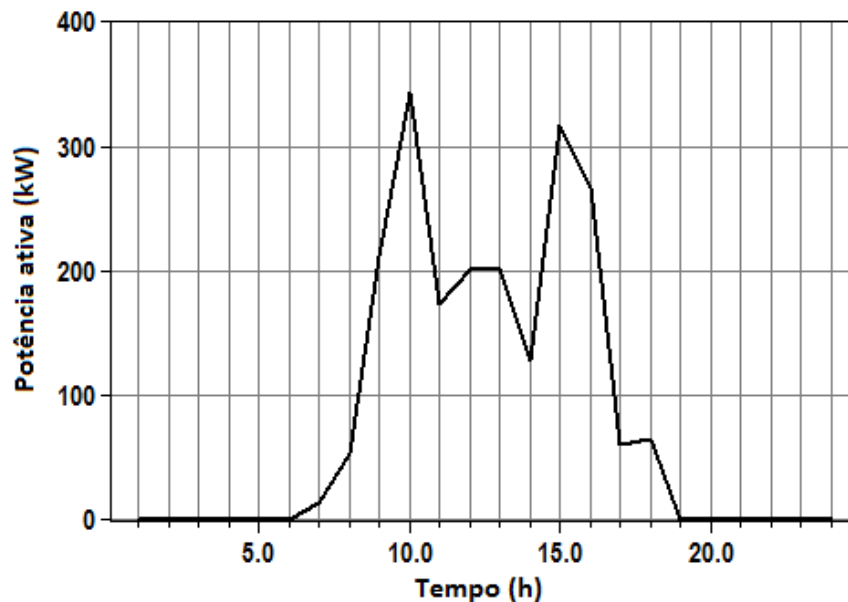
Analisando a curva de potência trifásica obtida para o dia nublado, verifica-se que às 12h o painel solar forneceu 200 kW de potência ativa à rede de distribuição e que o pico de geração foi de 344 kW às 10h. Ou seja, houve uma redução da potência fornecida à rede às 12h de aproximadamente 43%.

Figura 30 – Curva diária de Potência ativa para dia ensolarado.



Fonte: Autoria própria (2018).

Figura 31 – Curva diária de Potência ativa para dia nublado.



Fonte: Autoria própria (2018).

Finalmente, com base no nível de penetração fotovoltaica e irradiação solar sobre os painéis, foi definido três cenários de simulação para realizar a análise da regulação de tensão, conforme tabela 13. Para o primeiro cenário, o sistema IEEE

34 barras foi simulado sem a conexão do gerador fotovoltaico com o objetivo de verificar a regulação de tensão apenas com os perfis de carga definidos pelas figuras 24 e 25. Entretanto, para o segundo e o terceiro cenários considerou-se um nível de penetração de geração solar de 22% em relação à potência nominal do transformador da subestação, ou seja, uma potência instalada de 550 kW. No entanto, a potência gerada foi menor em função das condições ambientais consideradas para a análise.

Tabela 13 – Cenários de simulação para a rede IEEE 34 barras.

Cenário	Nível de penetração Fotovoltaica (%)	Irradiação Solar (W/ m ²)	Potência Instalada (kW)	Potência Gerada (kW)
1	0	0	0	0
2	22	Baixa	550	344
3	22	Elevada	550	460

Fonte: Autoria própria (2018).

4.2 ANÁLISE DOS IMPACTOS NA REGULAÇÃO DE TENSÃO

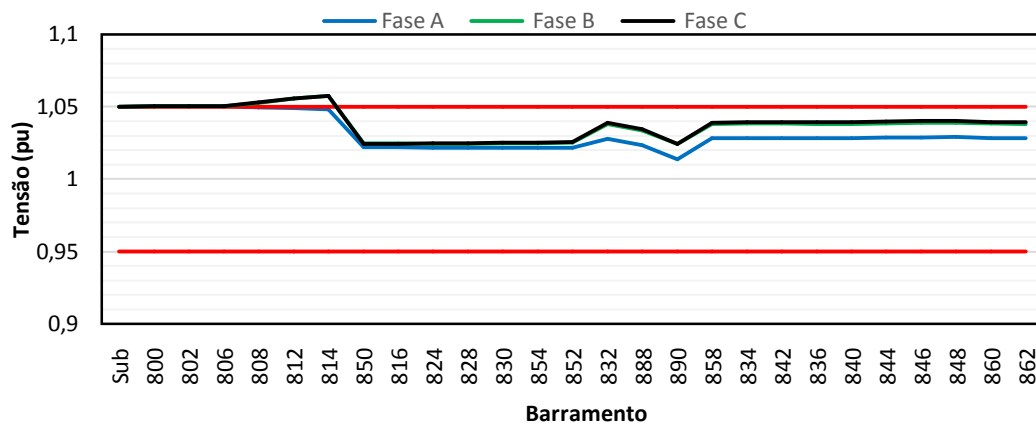
4.2.1 Perfil de tensão na rede IEEE 34 barras para fluxo de potência instantâneo e sem sistema fotovoltaico

Inicialmente o sistema teste IEEE 34 barras foi simulado com o OpenDSS configurado em modo de fluxo de potência instantâneo, ou seja, sem considerar as curvas de cargas diárias, com o objetivo de validar os valores de magnitude de tensão nas 34 barras obtidos no OpenDSS com os valores das magnitudes fornecidas pelo Sistema IEEE. Desta forma, a tabela 14 compara os respectivos valores de tensão para as 34 barras e observa-se que as magnitudes obtidas com o OpenDSS estão bem próximos aos valores fornecidos pelo Sistema IEEE.

4.2.2 Perfil de tensão na rede teste IEEE 34 barras para fluxo de potência diário e sem sistema fotovoltaico

Antes de analisar o perfil de tensão para os três cenários definidos, a rede teste IEEE 34 barras foi simulada com o OpenDSS configurado em modo de fluxo de potência diário para verificar o impacto no perfil de tensão considerando os horários em que as curvas de cargas diárias residencial e industrial, definidas anteriormente pelas figuras 24 e 25, possuem carga leve, ou seja, às 3 horas. Desta forma, analisando o gráfico do perfil de tensão nas 34 barras da rede teste, nota-se que o limite de tensão máximo de 1,05 p.u permitido pelo PRODIST foi ultrapassado para as barras 808, 812 e 814 para as fases B e C das barras trifásicas da figura 32 e para a fase A da barra monofásica 810 da figura 32. Isso se deve ao fato de o nível de fornecimento de tensão da subestação no sistema original da rede IEEE 34 barras estar fixado para 1,05 p.u.

Figura 32 – Perfil de tensão nas barras trifásicas da rede IEEE 34 barras às 3h.



Fonte: Autoria própria (2018).

Tabela 14 - Comparação das tensões entre o OpenDSS e o IEEE para rede teste IEEE 34 barras.

Barra	Fase A (p.u)		Fase B (p.u)		Fase C (p.u)	
	IEEE	OpenDSS	IEEE	OpenDSS	IEEE	OpenDSS
800	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
802	1,048	1,047	1,048	1,048	1,048	1,048
806	1,046	1,045	1,047	1,047	1,047	1,047
808	1,014	1,013	1,03	1,029	1,029	1,029
810			1,029	1,029		
812	0,976	0,975	1,01	1,01	1,007	1,007
814	0,947	0,945	0,995	0,994	0,989	0,989
850	1,018	1,027	1,026	1,025	1,02	1,02
816	1,017	1,027	1,025	1,025	1,02	1,019
818	1,016	1,026				
820	0,993	1,002				
822	0,99	0,999				
824	1,008	1,017	1,016	1,015	1,012	1,011
826			1,016	1,015		
828	1,007	1,017	1,015	1,014	1,011	1,01
830	0,989	0,999	0,998	0,997	0,994	0,993
854	0,989	0,998	0,998	0,997	0,993	0,993
852	0,958	0,967	0,968	0,967	0,964	0,963
832	1,036	1,045	1,035	1,039	1,036	1,035
858	1,034	1,043	1,032	1,037	1,034	1,033
834	1,031	1,04	1,03	1,034	1,031	1,03
842	1,031	1,04	1,029	1,034	1,031	1,03
844	1,031	1,04	1,029	1,034	1,031	1,03
846	1,031	1,04	1,029	1,034	1,031	1,03
848	1,031	1,04	1,029	1,034	1,031	1,03
860	1,031	1,04	1,029	1,034	1,031	1,03
836	1,03	1,04	1,029	1,033	1,031	1,03
840	1,03	1,04	1,029	1,033	1,031	1,03
862	1,03	1,04	1,029	1,033	1,031	1,03
838			1,029	1,033		
864	1,034	1,043				
888	1	1,008	0,998	1,002	1	0,998
890	0,917	0,924	0,924	0,926	0,918	0,915
856		0,997	0,998			

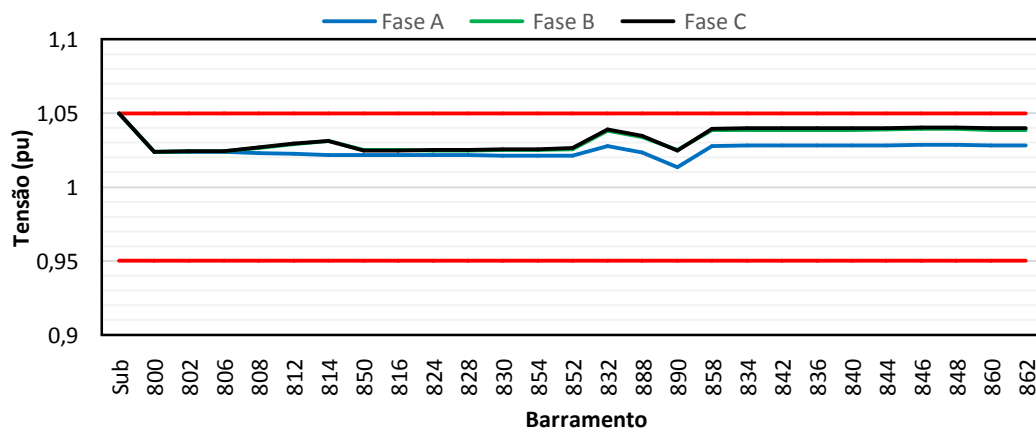
Fonte: Autoria própria (2018).

Com isso, não há uma ação para reduzir os níveis de tensão para as barras próximas à subestação. Para tentar resolver esse problema foi instalado um regulador de tensão na subestação, representado no diagrama unifilar da figura 23

por RG0 e com as mesmas características do regulador RG1 especificadas na tabela 11.

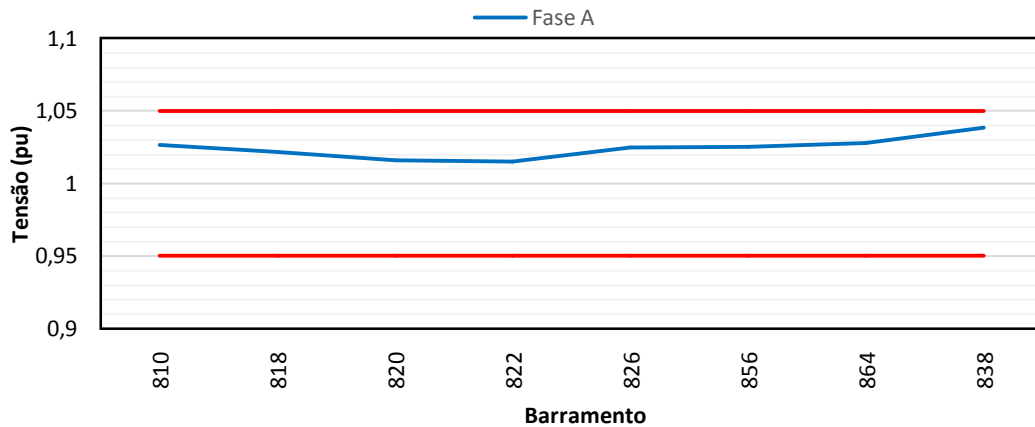
Após essa alteração, foi realizada uma nova simulação com o mesmo objetivo anterior, ou seja, de verificar o perfil de tensão às 3h e obtiveram-se os resultados apresentados nas figuras 33 e 34, para as tensões nas barras trifásicas e monofásicas, respectivamente. Assim, a análise dos perfis de tensão obtidos com o regulador instalado no transformador da subestação resolveu o problema, pois as barras que apresentaram sobretensão na simulação anterior, agora estão dentro dos limites aceitáveis por norma. Esse resultado se deve ao fato de o regulador reduzir o tap do transformador da subestação de maneira que o fornecimento de tensão no enrolamento secundário fosse de 1,024 p.u.

Figura 33 – Perfil de tensão nas barras trifásicas da rede IEEE 34 barras às 3h com regulador de tensão RG0.



Fonte: Autoria própria (2018).

Figura 34 – Perfil de tensão nas barras monofásicas da rede IEEE 34 barras às 3h com regulador de tensão RG0.



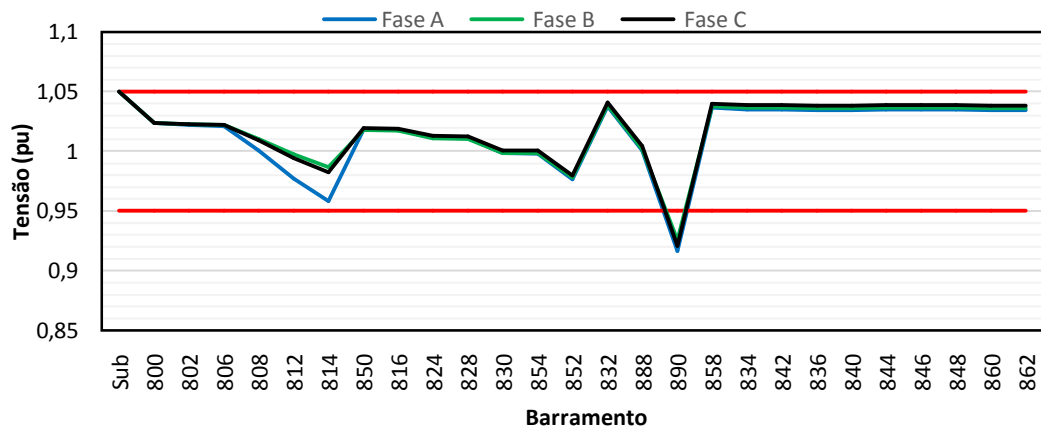
Fonte: Autoria própria (2018).

4.2.3 Perfil de tensão na rede teste IEEE 34 barras para o primeiro cenário

A partir desse ponto, os resultados obtidos para o perfil de tensão são todos para o fluxo de potência diário e com o regulador de tensão RG0 instalado. No entanto, não houve mais problemas de sobretensão para os horários de carga leve. Todavia, para os horários com carga média e pesada, ou seja, entre as 8h e 22h, considerando o perfil de carga resultante das curvas de demanda industrial e residencial, houve problemas de regulação de tensão, principalmente para os horários de pico de demanda que, para os resultados obtidos por meio das simulações, ocorreram para os horários de 12h e 21h.

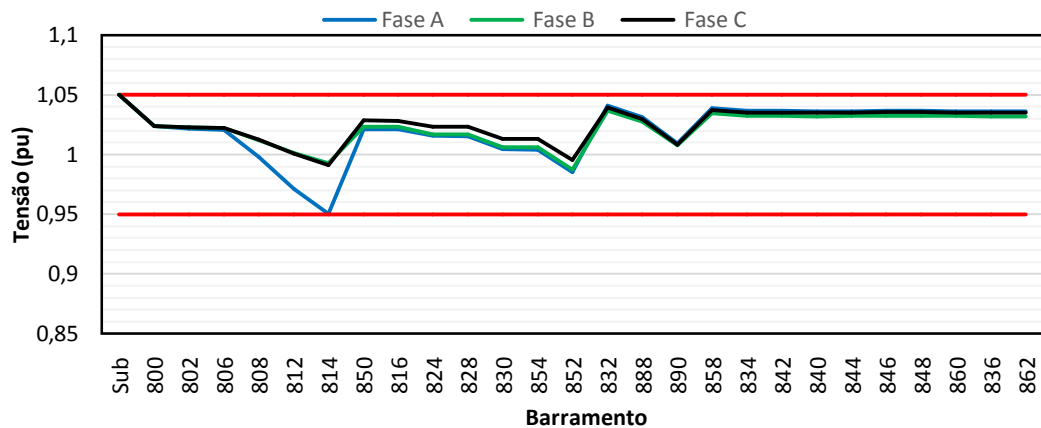
Para o primeiro cenário, o sistema teste de 34 barras foi simulado no OpenDSS sem a presença de geradores fotovoltaicos com o objetivo de verificar situações de inconformidade na regulação de tensão. Assim sendo, constatou-se que apenas a barra trifásica 890 apresentou comportamento fora dos padrões normativos, conforme mostra o perfil de tensões trifásicas para o horário de 12h da figura 35 e 21h da figura 36.

Figura 35 – Perfil de tensão nas barras trifásicas da rede IEEE 34 barras às 12h para o cenário 1.



Fonte: Autoria própria (2018).

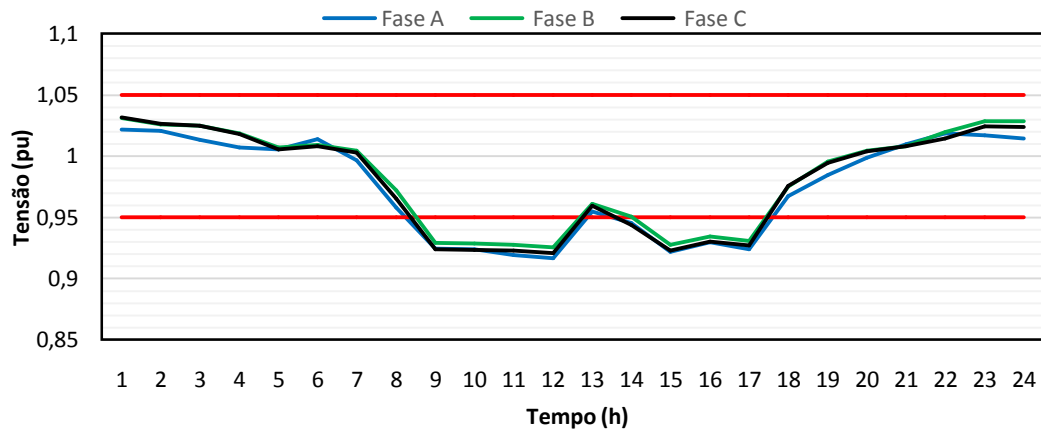
Figura 36 – Perfil de tensão nas barras trifásicas da rede IEEE 34 barras às 21h para o cenário 1.



Fonte: Autoria própria (2018).

Por meio do perfil de tensão diário obtido para a barra 890 da figura 37, constatou-se que o nível de tensão para as três fases está abaixo do nível mínimo permitido para o período entre 9h e 17h. Destaca-se ainda que o menor valor de tensão realmente ocorreu às 12h e que seu valor foi de 0,92 p.u. Esse resultado se deve ao fato de a carga instalada na barra 890 ter perfil de demanda industrial. E, além disso, esse perfil de tensão é de extrema importância para se verificar a regulação de tensão para os cenários com a presença de energia solar, uma vez que os painéis fotovoltaicos são conectados nesta barra.

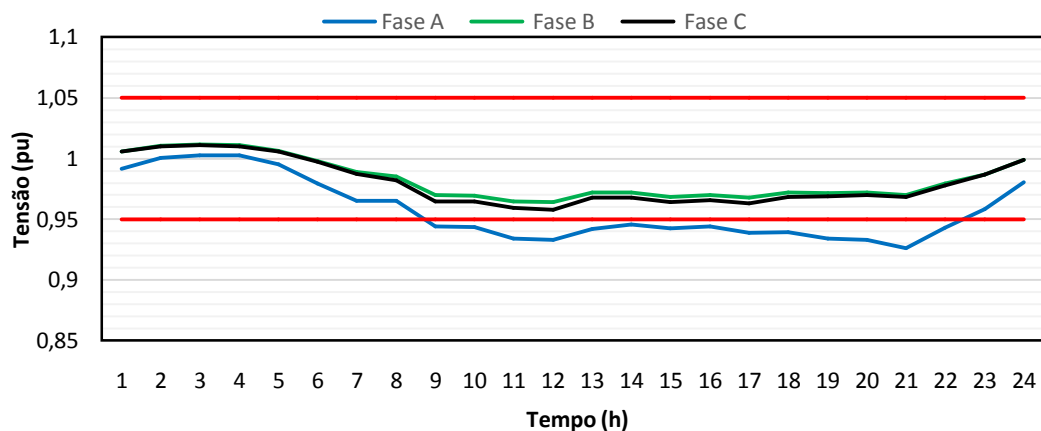
Figura 37 – Perfil de tensão diário na barra 890 da rede IEEE 34 para o cenário 1.



Fonte: Autoria própria (2018).

A tensão na fase A da barra 814 apresentou valores próximos do limite mínimo permitido no horário de carga residencial elevada, ou seja, às 21h. Nessa situação, a regulação foi realizada pelos reguladores RG1 e RG2 e pelos dois bancos de capacitores instalados na rede. Numa situação de ausência dos bancos de capacitores, constatou-se que os limites mínimos de tensão para a fase A seriam ultrapassados conforme figura 38. Esta situação proposta é importante para verificar a regulação da tensão para os cenários com a presença de geradores fotovoltaicos.

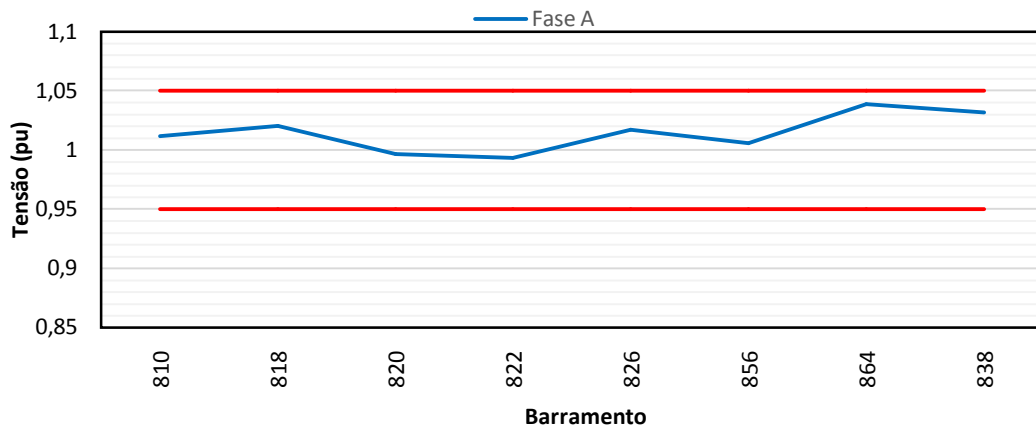
Figura 38 – Perfil de tensão diário na barra 814 da rede IEEE 34 para o cenário 1 sem banco de capacitores.



Fonte: Autoria própria (2018).

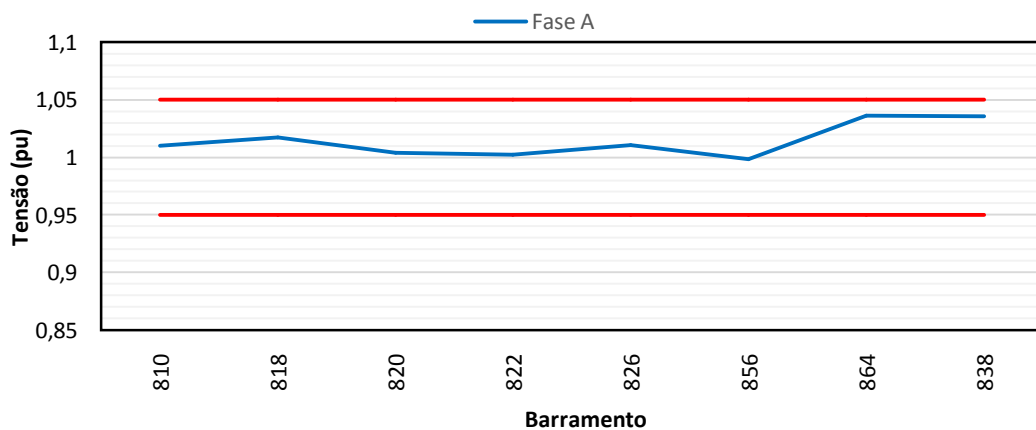
As barras monofásicas da rede teste para este primeiro cenário não apresentaram transgressões dos limites permitidos para a distribuição de tensão em média tensão, conforme perfil de tensão apresentado nas figuras 39 e 40 para os horários de máxima demanda de potência pelas cargas.

Figura 39 – Perfil de tensão nas barras monofásicas da rede IEEE 34 barras às 12h para o cenário 1.



Fonte: Autoria própria (2018).

Figura 40 – Perfil de tensão nas barras monofásicas da rede IEEE 34 barras às 21h para o cenário 1.



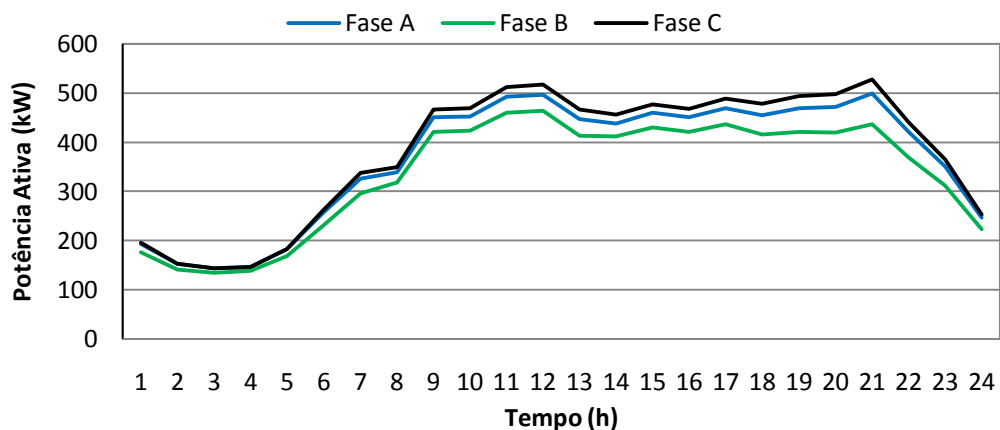
Fonte: Autoria própria (2018).

4.2.4 Perfil de tensão na rede teste IEEE 34 barras para o segundo cenário

Para o segundo cenário, o sistema teste de 34 barras foi simulado no OpenDSS com a presença do gerador fotovoltaico instalado na barra 890 com o objetivo de analisar os impactos no perfil de tensão. No entanto, antes de analisar o perfil de tensão nas barras é importante mostrar o perfil de potência ativa fornecida pela subestação sem a geração fotovoltaica com o intuito de verificar o impacto da injeção de potência ativa pelos painéis solares.

A figura 41 ilustra o perfil diário de potência ativa trifásica fornecida pela subestação para as condições do primeiro cenário. Notam-se valores elevados de potência para os horários de carga elevada, ou seja, entre 9h e 17h para o perfil de carga industrial e entre 18h e 21h para o perfil de carga residencial, sendo que a máxima potência entregue foi de 527 kW para a fase C às 21h.

Figura 41 – Perfil de potência ativa trifásica diária fornecida pela subestação da rede IEEE 34 barras para o cenário 1.



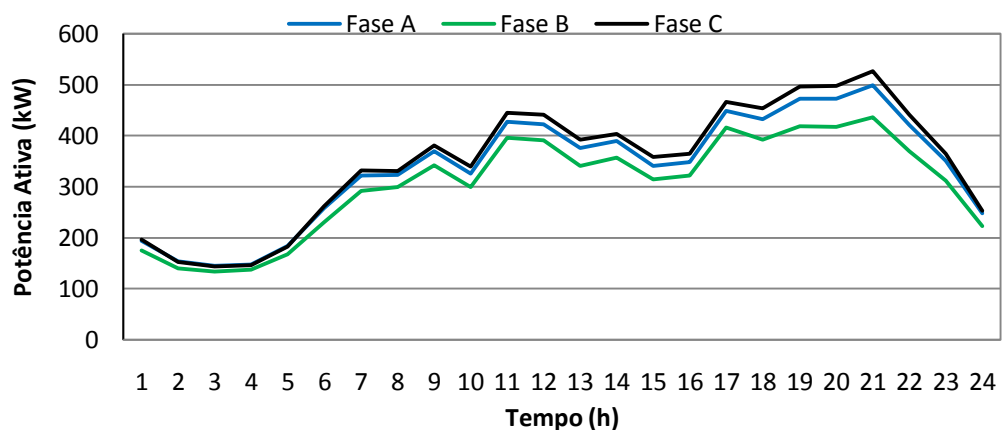
Fonte: Autoria própria (2018).

Para o segundo cenário foi considerado para a simulação no software OpenDSS um nível de penetração de 22% de geração fotovoltaica instalada e a curva diária de irradiação solar exposta na figura 27, obtida para um dia com a presença de nuvens sobre os painéis solares. Em função disso, é evidente que a

geração de potência ativa fotovoltaica seja baixa como verificado na figura 31 para o período entre 11h e 14h.

Assim sendo, primeiramente obteve-se o perfil diário de potência ativa trifásica entregue à carga pela subestação mostrada na figura 42, onde nota-se que houve uma redução da potência fornecida para o período em que a geração fotovoltaica estava injetando potência, principalmente para os horários de pico de geração que, para as condições climáticas consideradas para este cenário, ocorreram as 10h e às 15h. Com isso, evidencia-se que a instalação de geradores distribuídos na rede de distribuição realmente contribui para uma redução na demanda de potência elétrica da subestação fornecida para a carga.

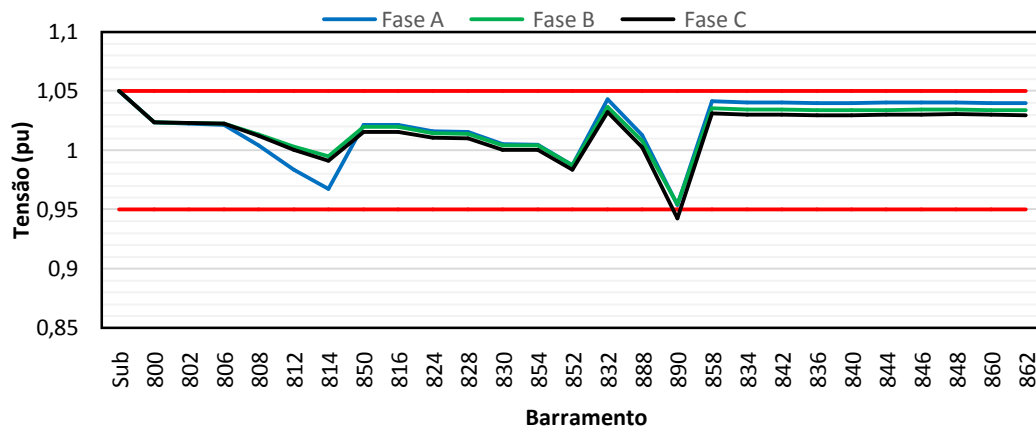
Figura 42 – Perfil de potência ativa trifásica diária fornecida pela subestação da rede IEEE 34 barras para o cenário 2.



Fonte: Autoria própria (2018).

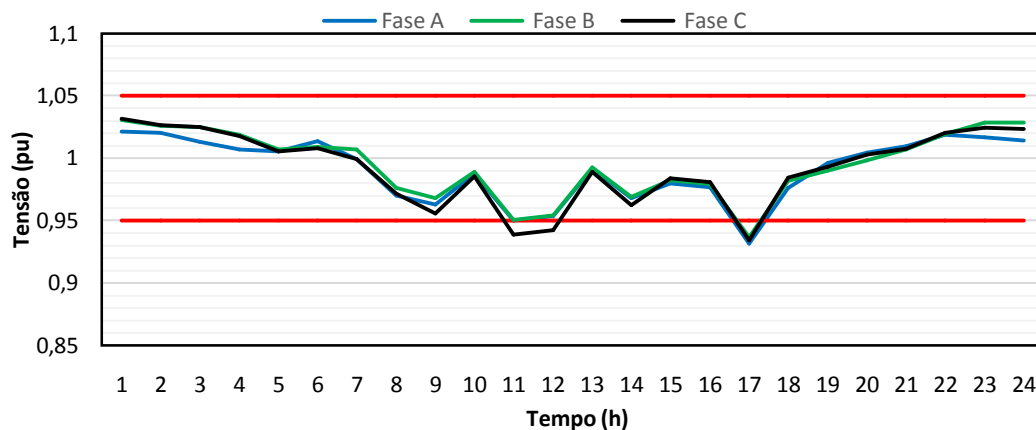
Em seguida, foi analisado o perfil de tensão nas 34 barras na presença de geração solar e observou-se a presença de inconformidades apenas na barra 890, como pode ser visto na figura 43. Entretanto, a figura 44 destaca que mesmo para uma baixa injeção de potência ativa, o sistema fotovoltaico contribuiu para a regulação das tensões nas fases A e B da barra 890 para o período das 9h às 16h, ou seja, elevou os níveis de tensão que estavam abaixo do limite mínimo permitido para o cenário da figura 37.

Figura 43 – Perfil de tensão nas barras trifásicas da rede IEEE 34 barras às 12h para o cenário 2.



Fonte: Autoria própria (2018).

Figura 44 – Perfil de tensão diário na barra 890 da rede IEEE 34 para o cenário 2.



Fonte: Autoria própria (2018).

Porém, verifica-se ainda no perfil diário de tensão da barra 890 do cenário 2 problemas de subtensão para o período entre 11h e 12h para a fase C e para as três fases às 17h. Desta forma, com a intenção de encontrar uma solução para o problema, verificou-se que os bancos de capacitores estavam funcionando normalmente e que os taps dos três reguladores instalados na rede estavam posicionados como apresentado na tabela 15, para os horários de 12h e 17h. Ou seja, os reguladores de tensão não estão configurados em suas posições máximas para nenhum dos dois horários, com isso, uma possível solução seria elevar o tap do regulador mais próximo da barra 890 que é o RG2 apenas para a fase C e

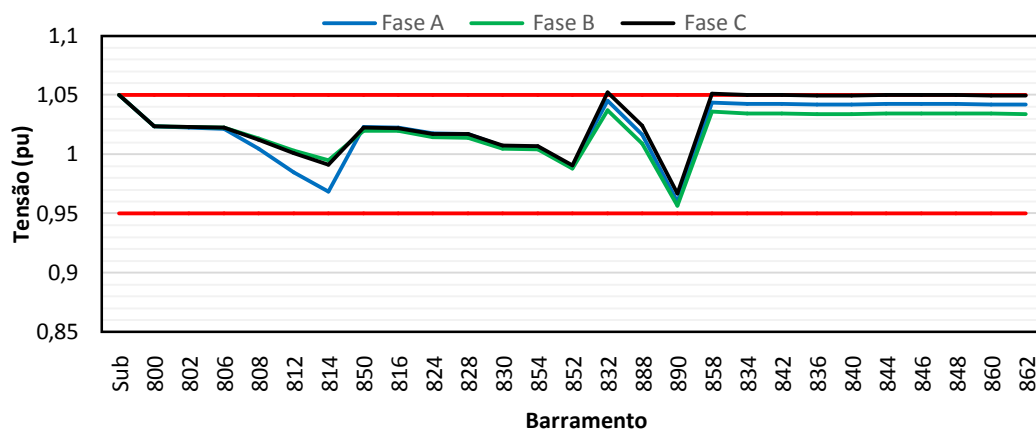
verificar o impacto na regulação de tensão. Assim, a alteração da posição do tap da fase C para 10 elevou a tensão acima do limite mínimo para o período entre 11h e 12h, porém, gerou sobretensão em várias barras no final do alimentador como mostra a figura 45.

Tabela 15 – Posição do Tap nos reguladores da rede IEEE 34 barras para o cenário 2.

Regulador	Fase	Posição tap às 12h	Posição tap às 17h
RG0	A,B e C	-4	-4
RG1	A	9	9
RG1	B	4	4
RG1	C	4	5
RG2	A	9	8
RG2	B	8	8
RG2	C	8	8

Fonte: Autoria própria (2018).

Figura 45 – Perfil de tensão diário na barra 890 da rede IEEE 34 para o cenário 2 com alteração na posição do tap da fase C do regulador RG2.

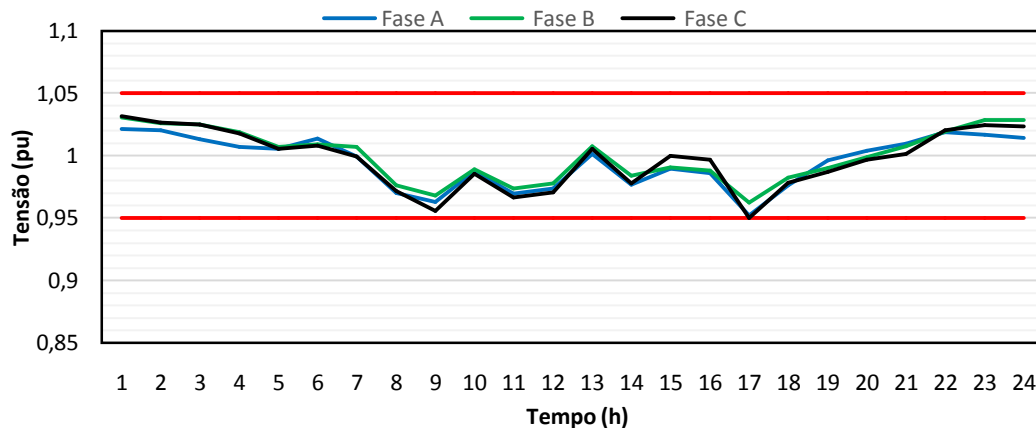


Fonte: Autoria própria (2018).

Outra possível solução seria instalar um banco de capacitores trifásico de 100 kVar na barra 890 programado para injetar potência reativa apenas nos horários que apresentaram baixas tensões, ou seja, entre as 11h e 18h. Assim, após realizar a simulação no OpenDSS para essa nova situação, obteve-se o perfil de tensão da figura 46 onde observa-se que a solução foi eficaz e garantiu que o nível de tensão

ao longo do dia ficasse dentro dos limites estabelecidos por norma para todas as 34 barras da rede teste IEEE 34 barras.

Figura 46 – Perfil de tensão diário na barra 890 da rede IEEE 34 para o cenário 2 com instalação de banco de capacitor trifásico de 100 kVar.



Fonte: Autoria própria (2018).

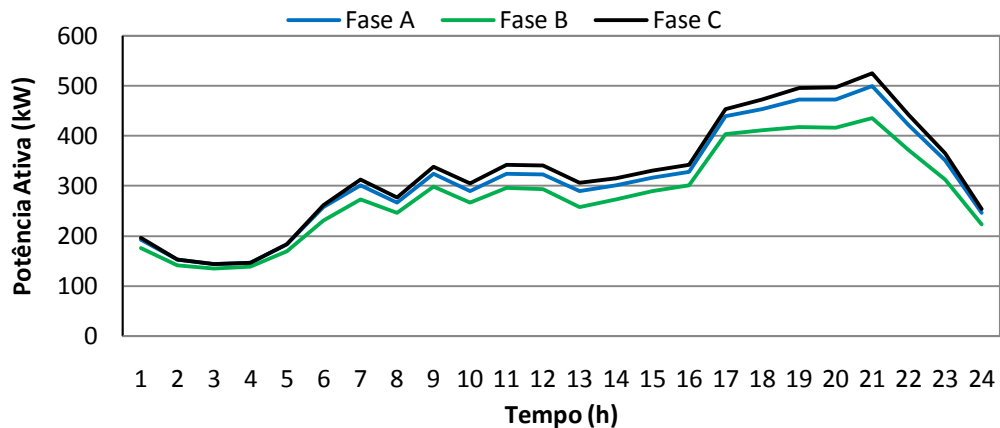
4.2.5 Perfil de tensão na rede teste IEEE 34 barras para o terceiro cenário

Para o terceiro cenário analisado, foi considerado para a simulação no software OpenDSS um nível de penetração de 22% de geração fotovoltaica instalada e a curva diária de irradiação solar exposta na figura 26, obtida para um dia ensolarado e sem a presença de nuvens sobre os painéis solares. Evidentemente, a geração de potência ativa fotovoltaica foi elevada como pode ser visto na curva da figura 30, principalmente para os períodos com alta irradiância solar que para esta situação ocorreu às 12h e gerou um pico de potência de 460 kW. Todavia, houve uma pequena queda na geração de potência às 14h em função de mudanças climáticas nesse horário apenas.

Desta forma, após as simulações obteve-se primeiramente a curva de potência fornecida pela subestação ao alimentador IEEE de 34 barras ilustrada pela figura 47 e, onde nota-se uma queda na demanda por potência ativa pela carga para todo o período de geração solar, principalmente às 12h, que para o cenário sem a

presença da geração distribuída estava fornecendo aproximadamente 500 kW de potência ativa e, para este cenário apenas 340 kW.

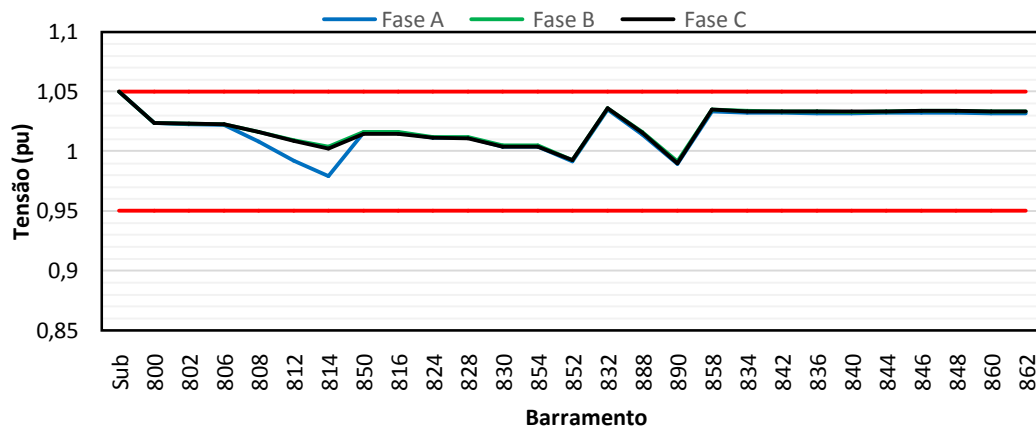
Figura 47 – Perfil de potência ativa trifásica diária fornecida pela subestação da rede IEEE 34 barras para o cenário 3.



Fonte: Autoria própria (2018).

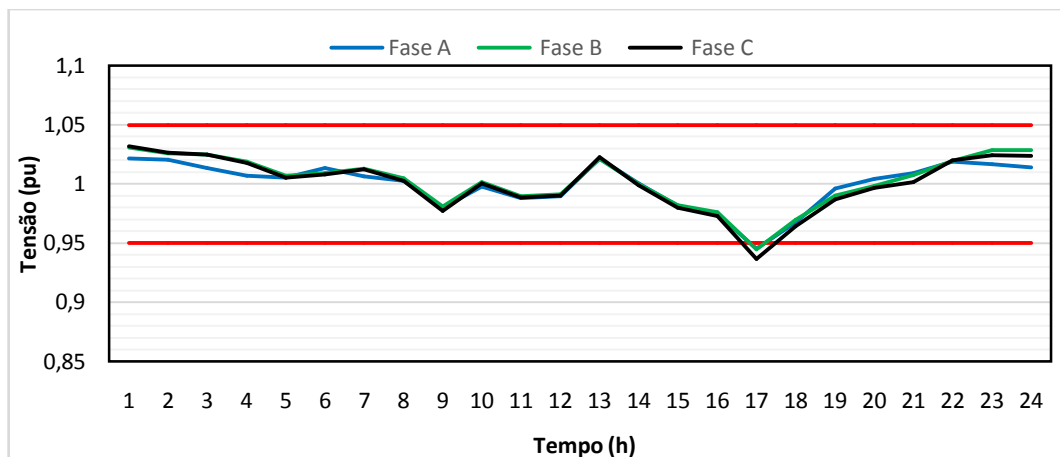
Em seguida, foi gerado o perfil de tensão nas 34 barras para os períodos de pico de geração solar que ocorreu às 12h e, para o período de pico de carga residencial às 21h. Para o primeiro período, figura 48, verificou-se que a geração de energia elétrica pelos painéis solares em dias ensolarados conseguiu regular a tensão para o período entre as 11h e 12h, porém, não conseguiu para as 17h, comparativamente ao perfil de tensão na barra 890 do cenário 2, conforme as alterações observadas na figura 49. Para o segundo período, não houve problemas na regulação de tensão e os valores não foram alterados em relação à simulação do cenário 2 uma vez que a geração fotovoltaica não injeta potência no período noturno.

Figura 48 – Perfil de tensão nas barras trifásicas da rede IEEE 34 barras às 12h para o cenário 3.



Fonte: Autoria própria (2018).

Figura 49 – Perfil de tensão diário na barra 890 da rede IEEE 34 para o cenário 3.



Fonte: Autoria própria (2018).

Com o objetivo de resolver o problema, foram realizados os mesmos procedimentos adotados para o cenário 2. Primeiro, foi verificada a posição do tap nos reguladores instalados na rede, tabela 25 e, observou-se que o regulador RG1 reduziu uma posição na fase C e o regulador RG2 subiu uma posição na fase A para tentar elevar o perfil de tensão na fase C da barra 890, porém não conseguiu. E, assim, para esta situação também foi verificada que a elevação em uma posição no tap para as três fases do regulador RG2 com o objetivo de elevar o perfil de tensão na barra 890, gerou sobretensão.

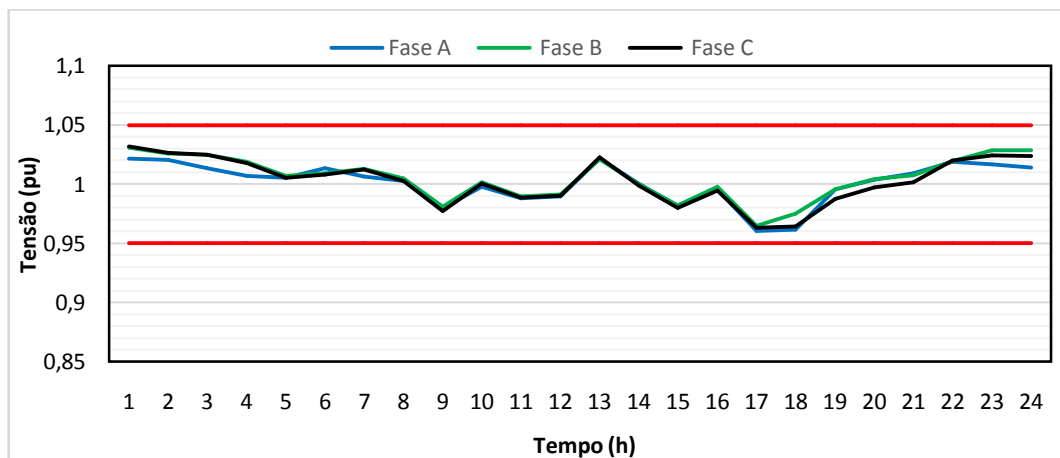
No entanto, a instalação do banco de capacitores para o perfil de tensão do cenário 2 consegue regular a tensão com programação para funcionar apenas para o período entre 16h e 18h, como pode ser visto na figura 50.

Tabela 16 – Posição do Tap às 17h para os reguladores da rede IEEE 34 barras cenário 3.

Regulador	Fase	Posição Tap às 12h	Posição Tap às 17h
RG0	A, B e C	-4	-4
RG1	A	9	9
RG1	B	4	4
RG1	C	5	4
RG2	A	8	9
RG2	B	8	8
RG2	C	8	8

Fonte: Autoria própria (2018).

Figura 50 – Perfil de tensão diário na barra 890 da rede IEEE 34 para o cenário 2 com instalação de banco de capacitor trifásico de 100 kVar.



Fonte: Autoria própria (2018).

5 CONCLUSÃO

O primeiro objetivo definido para este trabalho foi verificar programas computacionais utilizados para análise de impactos gerados na rede de distribuição pela conexão de sistemas fotovoltaicos. Assim sendo, pode-se afirmar que este objetivo foi alcançado com o estudo do software OpenDSS, pois por meio dele foi possível realizar a simulação da rede de distribuição teste IEEE de 34 barras com a presença de geradores fotovoltaicos e analisar os impactos na regulação de tensão para diferentes cenários de injeção de potência.

O segundo objetivo definido foi escolher um modelo de rede que represente uma situação real típica para realizar a simulação. Desta forma, através da simulação do sistema IEEE de 34 barras foi possível concluir que esta rede pode ser considerada um modelo real típico, uma vez que ela apresenta elementos comuns a uma rede real, como linhas monofásicas equilibradas e desequilibradas, banco de capacitores trifásicos, reguladores de tensão ao longo do alimentador e uma subestação abaixadora com comutador de tap sob carga. Além disso, os parâmetros utilizados para definir cada componente da rede também são encontrados em sistemas reais, pois os dados dos equipamentos desse sistema são disponibilizados pela plataforma IEEE e são utilizados em nível mundial para a realização de simulações.

O terceiro objetivo definido, ou seja, simular e analisar o impacto da intermitência dos sistemas fotovoltaicos na regulação de tensão da rede escolhida, também foi concluído. Ou seja, a rede IEEE de 34 barras foi simulada através do software OpenDSS e foi possível verificar que a conexão de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição realmente gera impactos na regulação de tensão em função de suas características de intermitência. Constatou-se que o local de instalação e o nível de penetração da geração na rede e as condições climáticas do ambiente são as principais causas da geração de impactos ao perfil de tensão do sistema elétrico.

Além disso, a instalação junto à carga contribui para elevar a tensão para limites aceitáveis de distribuição em horários em que a geração de potência pelo painel solar é elevada. No entanto, em casos onde a irradiação incidente sobre os

painéis é baixa como em dias nublados, há uma redução brusca de geração de potência fotovoltaica e o sistema não consegue suprir a demanda e, conseqüentemente, o perfil de tensão permanece abaixo dos níveis permitidos.

O último objetivo definido foi verificar soluções para manter a regulação de tensão dentro dos níveis normativos. Ou seja, para estas situações verificou-se que os reguladores de tensão podem ser eficazes e, por meio de ajustes no tap, conseguem regular o nível de tensão. Mas para determinadas situações esse ajuste pode gerar impactos em outros locais do alimentados e, com isso, elevar o nível de tensão. Porém, outro equipamento que pode compensar os transitórios nos sistemas fotovoltaicos é a instalação de bancos de capacitores em locais próximos aos geradores. E, o acionamento pode ser realizado apenas para os horários em que os limites de tensão sejam ultrapassados.

Por fim, verificou-se que os impactos gerados pelos sistemas fotovoltaicos são positivos para a rede de distribuição, pois a demanda de potência fornecida pela subestação é reduzida para os períodos de carga elevados como ocorre em situações de perfil de carga industrial.

REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, MARCELO PINHO. **Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2012. 43 p. Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-Graduação em energia PPGE) - (EP/FEA/IEE/IF). Universidade de São Paulo – USP. São Paulo, Maio de 2012.
- ARI, G. K.; BAGHZOUZ, Yahia. Impact of high PV penetration on voltage regulation in electrical distribution systems. **In: Clean Electrical Power (ICCEP), 2011 International Conference on. IEEE**, 744-748 p. 2011.
- ATHARI, Mir Hadi; WANG, Zhifang; EYLAS, Seyed Hamid. **Time-Series Analysis of Photovoltaic Distributed Generation Impacts on a Local Distributed Network**. 1-5 p. 2017.
- BRASIL, ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. 11-13 p. 2002.
- BRAUN-GRABOLLE, P. **A Integração de Sistemas Solares Fotovoltaicos em Larga Escala no Sistema Elétrico de Distribuição Urbana**. Tese de Doutorado. Tese (Doutorado em Engenharia Civil). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. Santa Catarina. 43-72 p. 2010.
- CABELLO, Andrea Felipe; POMPER MAYER, Fabiano Mezadre. **Energia fotovoltaica ligada à rede elétrica: atratividade para o consumidor final e possível impactos no sistema elétrico**. 13 p. 2013.
- CÂMARA, Carlos Fernando. **Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Universidade Federal de Lavras, UFLA, MG, 38–58 p. 2011.
- CARVALHO, K. J. S. **Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos Integrados à Rede Elétrica: Condições de Operação e seus Impactos**. UFRJ, Rio de Janeiro, vi p. 2012.

CEMIG. **Companhia Energética. Manual de Distribuição. Requisitos Para a Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição Cemig D – Conexão em Baixa Tensão.** 23-26 p. 2015.

DUGAN, Roger C.; MCGRANAGHAN, Mark F.; BEATY, Wayne H.; SANTOSO, Surya. **Electrical power systems quality.** 2.ed. New, c1996. 25-31 p. 2003.

GUDIMETLA, Bhavya et al. Integration of micro-scale photovoltaic distributed generation on power distribution systems: Dynamic analyses. In: **Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), 2012 IEEE PES.** IEEE, 1-7 p. 2012.

GUIMARÃES, A. P. C. et al. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.** Ediouro Gráfica e Editora SA Edição Especial, Rio de Janeiro, Brasil. 76-79 p. 2004.

HARIRI, Ali et al. Impacts and interactions of voltage regulators on distribution networks with high PV penetration. In: **North American Power Symposium (NAPS), 2015.** IEEE, 1-6 p. 2015.

IEA, International Energy Agency. Disponível em: <<https://www.iea.org/>> Acesso em 2017-05-01.

IEEE. **IEEE 1547: Standard for Interconnectin Distributed Resources with Electric Power Systems,** July 2003.

IMHOFF, Johninson. **Desenvolvimento de Conversores Estáticos para Sistemas Fotovoltaicos Autônomos.** 2007. 47-49 p. Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria - RS, 2007.

LANA, Luana Teixeira Costa et al. **ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.** Engenharias On-line, v. 1, n. 2, 3-9 p. 2016.

LI, Jin Xia et al. Study on impact of grid connection of distributed photovoltaic system on distribution network peak-valley difference considering photovoltaic volatility. In: **Electricity Distribution (CICED), 2012 China International Conference on.** IEEE, 1-4 p. 2012.

LOPES, Mariana G. et al. Análise dos Impactos Técnicos Resultantes da Intermittência de Geração de Sistemas Fotovoltaicos na Qualidade da Tensão. In: **Anais Da XI Conferência Brasileira Sobre Qualidade de Energia Elétrica**. 1-18 p. 2015.

MARTINS, Jefferson Santana. **Medida da temperatura de células fotovoltaicas encapsuladas**. Faculdade de Física - Núcleo Tecnológico de Energia Solar (NT-Solar). PUCRS. 1-3 p. 2008.

MEDEIROS, R. B. **Impactos da geração distribuída fotovoltaica na qualidade de energia em rede de distribuição de energia elétrica**. Monografia. Universidade Federal do Ceará. Fortaleza. 45 p. 2014.

MICHELS, Roger Nabeyama et al. A influência da temperatura na eficiência de painéis fotovoltaicos em diferentes níveis de incidência da radiação solar. **Revista Agrogeoambiental**, v. 2, n. 3-6 p. 2010.

PADILHA, Lucas Nery. **Análise comparativa de estratégias para regulação de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica na presença de geradores distribuídos**. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. 6-11 p. 2010.

PALUDO, Juliana Aramizu. **Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente**. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. 4-52 p. 2014.

PARCHURE, Abhineet et al. Investigating PV generation induced voltage volatility for customers sharing a distribution service transformer. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 53, n. 1, 71-77 p. 2017.

PINTO, Pedro H.S. da Silveira; BARBOSA, Daniel; DA SILVA, Kleber Freire. **Análise dos Impactos de Sistemas Fotovoltaicos em Redes de Distribuição**. 1-6 p. 2016.

PRODIST, ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica-Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**, Módulo 8–Qualidade da Energia Elétrica. 5-44 p. 2012.

SHAYANI, Rafael Amaral. **Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição**. Tese de Doutorado. Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia. Departamento de Engenharia Elétrica. 72–100 p. 2011.

SILVA, S. et al. **Integração de Sistema Solar Fotovoltaico Conectado a Rede de Energia Elétrica em Prédios Públicos: Estudo de Caso no Município de Palmas Tocantins**. Instituto Federal do Tocantins, Campus Palmas, Tocantins, 23 p. 2011.

SOARES, Daniel dos Santos F. **Impactos da Dinâmica Atmosférica na Flutuação de Potência em Usinas Fotovoltaicas**. Dissertação. Universidade Federal de Minas Gerais. (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE). 13-69 p. 2014.

WANIK, MohdZamriChe; BUKSHAISHA, Mohammed M.; CHAUDHRY, Salman R. PV generation in distribution network and its impact on power transformer on-load tap changer operation. In: **PowerTech, 2017 IEEE Manchester**. IEEE, 1-6 p. 2017.

APÊNDICE A

Códigos de simulação da Rede Teste IEEE 34 Barras

Este anexo apresenta os códigos de simulação do sistema IEEE de 34 barras em linguagem de programação utilizada pelo software OpenDSS.

A.1 Arquivos OpenDSS

A rede teste IEEE 34 barras é modelada no *software* OpenDSS utilizando diversos arquivos (.dss). Desta forma, é construído um código para cada elemento do circuito com o objetivo de facilitar as simulações para diferentes cenários.

```
Clear  
  
Redirect subestacao.dss  
Redirect transformer_sub.dss  
Redirect transformer_XFM1.dss  
Redirect linecodes.dss  
Redirect lines.dss  
Redirect loadshape.dss  
Redirect loads.dss  
Redirect capacitors.dss  
Redirect regulators.dss  
Redirect Regcontrol.dss  
Redirect pvsystem.dss  
Redirect monitor_pv.dss  
Redirect monitor_sub.dss  
Redirect monitor_barras.dss  
Redirect tensao_base.dss  
Redirect solve_daily.dss
```

A.1.1 Subestação

A subestação é composta pelo equivalente da transmissão (barramento infinito) e pelo transformador da subestação.

subestacao.dss

New	Circuit.IEEE34_BARRAS				
~	basekv=69 pu=1.05	phases=3	bus1=SourceBus		
~	Angle=30 MVAAsc3=200000	MVAAsc1=200000			
AddBusMarker	Bus=SourceBus	Code=36	color=Red	size=2	

transformers_sub.dss

Esse arquivo (.dss) apresenta o transformador e o regulador instalado na subestação:

Transformador SubXF:

New	Transformer.SubXF	Phases=3	Windings=2	Xhl=0.08		
~	wdg=1	bus=sourcebus	conn=Delta	kv=69	kva=2500	%R=0.0005
~	wdg=2	bus=800	conn=wye	kv=24.9	kva=2500	%R=0.0005

Regulador RG0:

New	regcontrol.RegSub	transformer=SubXF	winding=2	vreg=122	band=2	ptratio=120
~	ctprim=100	delay=90				

A.1.2 Alimentador

transformer_XFM1.dss

Esse arquivo (.dss) apresenta o transformador instalado no alimentador:

Transformador XFM1:

New	Transformer.XFM1	Phases=3	Windings=2	Xhl=4.08		
~	wdg=1	bus=832	conn=wye	kv=24.9	kva=500	%R=0.95
~	wdg=2	bus=888	conn=wye	kv=4.16	kva=500	%R=0.95

capacitors.dss

Esse arquivo (.dss) apresenta os bancos de capacitores instalados no alimentador e a função de controle do banco configurado para a função tempo:

Capacitores:

New	Capacitor.Cap_844	Bus1=844	Conn=Wye	Phases=3	kVAR=300	kV=24.9
New	Capacitor.Cap_848	Bus1=848	Conn=Wye	Phases=3	kVAR=450	kV=24.9
New	Capacitor.Cap_890	Bus1=890	Conn=Wye	Phases=3	kVAR=100	kV=4.16

Controle:

New	CapControl.Cap_890	Capacitor=Cap_890	element=Line.L32	terminal=2	type=time	
~	ptratio=1	ctratio=1	ONsetting=16	OFFsetting=18	Delay=100	Delayoff=80

linecode.dss

Esse arquivo (.dss) apresenta os arranjos utilizados para descrever as linhas presentes na rede, por meio das matrizes de reatância e capacitância shunt:

New	linecode.300	nphases=3	basefreq=60
~	rmatrix	= [0.253181818 0.039791667 0.250719697	
		~0.040340909 0.039128788 0.251780303]	
~	xmatrix	= [0.252708333 0.109450758 0.256988636	
		~0.094981061 0.086950758 0.255132576]	
~	cmatrix	= [2.680150309 -0.769281006 25.610.381	
		~- -	
		0.499507676 0.312072984 2.455590387]	
New	linecode.301	nphases=3	basefreq=60
~	rmatrix	= [0.365530303 0.04407197 0.36282197	
		~0.04467803 0.043333333 0.363996212]	
~	xmatrix	= [0.267329545 0.122007576 0.270473485	
		~0.107784091 0.099204545 0.269109848]	
~	cmatrix	= [2.572492163 -0.72160598 2.464.381.882	
		~- -	
		0.472329395 0.298961096 2.368881119]	
New	linecode.302	nphases=1	basefreq=60
~	rmatrix	= (0.530208)	
~	xmatrix	= (0.281345)	
~	cmatrix	= (2.12257)	
New	linecode.303	nphases=1	basefreq=60
~	rmatrix	= (0.530208)	
~	xmatrix	= (0.281345)	
~	cmatrix	= (2.12257)	
New	linecode.304	nphases=1	basefreq=60
~	rmatrix	= (0.363958)	
~	xmatrix	= (0.269167)	
~	cmatrix	= (2.1922)	

lines.dss

Esse arquivo (.dss) apresenta as características das linhas presentes na rede:

New	Line.L1	Phases=3	Bus1=800.1.2.3	Bus2=802.1.2.3	LineCode=300	Length=2.58	units=kft
New	Line.L2a	Phases=3	Bus1=802.1.2.3	Bus2=mid806.1.2.3	LineCode=300	Length=(1.73 2/)	units=kft
New	Line.L2b	Phases=3	Bus1=mid806.1.2.3	Bus2=806.1.2.3	LineCode=300	Length=(1.73 2/)	units=kft
New	Line.L3	Phases=3	Bus1=806.1.2.3	Bus2=808.1.2.3	LineCode=300	Length=32.23	units=kft
New	Line.L4a	Phases=1	Bus1=808.2	Bus2=Mid810.2	LineCode=303	Length=(5.804 2/)	units=kft
New	Line.L4b	Phases=1	Bus1=Mid810.2	Bus2=810.2	LineCode=303	Length=(5.804 2/)	units=kft
New	Line.L5	Phases=3	Bus1=808.1.2.3	Bus2=812.1.2.3	LineCode=300	Length=37.5	units=kft
New	Line.L6	Phases=3	Bus1=812.1.2.3	Bus2=814.1.2.3	LineCode=300	Length=29.73	units=kft
New	Line.L7	Phases=3	Bus1=814r.1.2.3	Bus2=850.1.2.3	LineCode=301	Length=0.01	units=kft
New	Line.L24	Phases=3	Bus1=850.1.2.3	Bus2=816.1.2.3	LineCode=301	Length=0.31	units=kft
New	Line.L8	Phases=1	Bus1=816.1	Bus2=818.1	LineCode=302	Length=1.71	units=kft
New	Line.L9a	Phases=3	Bus1=816.1.2.3	Bus2=mid824.1.2.3	LineCode=301	Length=(10.21 2/)	units=kft
New	Line.L9b	Phases=3	Bus1=mid824.1.2.3	Bus2=824.1.2.3	LineCode=301	Length=(10.21 2/)	units=kft
New	Line.L10a	Phases=1	Bus1=818.1	Bus2=mid820.1	LineCode=302	Length=(48.15 2/)	units=kft
New	Line.L10b	Phases=1	Bus1=mid820.1	Bus2=820.1	LineCode=302	Length=(48.15 2/)	units=kft
New	Line.L11a	Phases=1	Bus1=820.1	Bus2=mid822.1	LineCode=302	Length=(13.74 2/)	units=kft
New	Line.L11b	Phases=1	Bus1=mid822.1	Bus2=822.1	LineCode=302	Length=(13.74 2/)	units=kft
New	Line.L12a	Phases=1	Bus1=824.2	Bus2=mid826.2	LineCode=303	Length=(3.03 2/)	units=kft
New	Line.L12b	Phases=1	Bus1=mid826.2	Bus2=826.2	LineCode=303	Length=(3.03 2/)	units=kft
New	Line.L13a	Phases=3	Bus1=824.1.2.3	Bus2=mid828.1.2.3	LineCode=301	Length=(0.84 2/)	units=kft
New	Line.L13b	Phases=3	Bus1=mid828.1.2.3	Bus2=828.1.2.3	LineCode=301	Length=(0.84 2/)	units=kft
New	Line.L14a	Phases=3	Bus1=828.1.2.3	Bus2=mid830.1.2.3	LineCode=301	Length=(20.44 2/)	units=kft
New	Line.L14b	Phases=3	Bus1=mid830.1.2.3	Bus2=830.1.2.3	LineCode=301	Length=(20.44 2/)	units=kft
New	Line.L15	Phases=3	Bus1=830.1.2.3	Bus2=854.1.2.3	LineCode=301	Length=0.52	units=kft
New	Line.L16a	Phases=3	Bus1=832.1.2.3	Bus2=mid858.1.2.3	LineCode=301	Length=(4.9 2/)	units=kft
New	Line.L16b	Phases=3	Bus1=mid858.1.2.3	Bus2=858.1.2.3	LineCode=301	Length=(4.9 2/)	units=kft
New	Line.L29a	Phases=3	Bus1=858.1.2.3	Bus2=mid834.1.2.3	LineCode=301	Length=(5.83 2/)	units=kft
New	Line.L29b	Phases=3	Bus1=mid834.1.2.3	Bus2=834.1.2.3	LineCode=301	Length=(5.83 2/)	units=kft
New	Line.L18	Phases=3	Bus1=834.1.2.3	Bus2=842.1.2.3	LineCode=301	Length=0.28	units=kft
New	Line.L19a	Phases=3	Bus1=836.1.2.3	Bus2=mid840.1.2.3	LineCode=301	Length=(0.86 2/)	units=kft
New	Line.L19b	Phases=3	Bus1=mid840.1.2.3	Bus2=840.1.2.3	LineCode=301	Length=(0.86 2/)	units=kft
New	Line.L21a	Phases=3	Bus1=842.1.2.3	Bus2=mid844.1.2.3	LineCode=301	Length=(1.35 2/)	units=kft
New	Line.L21b	Phases=3	Bus1=mid844.1.2.3	Bus2=844.1.2.3	LineCode=301	Length=(1.35 2/)	units=kft
New	Line.L22a	Phases=3	Bus1=844.1.2.3	Bus2=mid846.1.2.3	LineCode=301	Length=(3.64 2/)	units=kft
New	Line.L22b	Phases=3	Bus1=mid846.1.2.3	Bus2=846.1.2.3	LineCode=301	Length=(3.64 2/)	units=kft
New	Line.L23a	Phases=3	Bus1=846.1.2.3	Bus2=mid848.1.2.3	LineCode=301	Length=(0.53 2/)	units=kft
New	Line.L23b	Phases=3	Bus1=mid848.1.2.3	Bus2=848.1.2.3	LineCode=301	Length=(0.53 2/)	units=kft
New	Line.L26a	Phases=1	Bus1=854.2	Bus2=mid856.2	LineCode=303	Length=(23.33 2/)	units=kft
New	Line.L26b	Phases=1	Bus1=mid856.2	Bus2=856.2	LineCode=303	Length=(23.33 2/)	units=kft
New	Line.L27	Phases=3	Bus1=854.1.2.3	Bus2=852.1.2.3	LineCode=301	Length=36.83	units=kft
New	Line.L25	Phases=3	Bus1=852r.1.2.3	Bus2=832.1.2.3	LineCode=301	Length=0.01	units=kft
New	Line.L28a	Phases=1	Bus1=858.1	Bus2=mid864.1	LineCode=303	Length=(1.62 2/)	units=kft
New	Line.L28b	Phases=1	Bus1=mid864.1	Bus2=864.1	LineCode=303	Length=(1.62 2/)	units=kft
New	Line.L17a	Phases=3	Bus1=834.1.2.3	Bus2=mid860.1.2.3	LineCode=301	Length=(2.02 2/)	units=kft
New	Line.L17b	Phases=3	Bus1=mid860.1.2.3	Bus2=860.1.2.3	LineCode=301	Length=(2.02 2/)	units=kft
New	Line.L30a	Phases=3	Bus1=860.1.2.3	Bus2=mid836.1.2.3	LineCode=301	Length=(2.68 2/)	units=kft
New	Line.L30b	Phases=3	Bus1=mid836.1.2.3	Bus2=836.1.2.3	LineCode=301	Length=(2.68 2/)	units=kft
New	Line.L20	Phases=3	Bus1=836.1.2.3	Bus2=862.1.2.3	LineCode=301	Length=0.28 2/)	units=kft
New	Line.L31a	Phases=1	Bus1=862.2	Bus2=mid838.2	LineCode=304	Length=(4.86 2/)	units=kft
New	Line.L31b	Phases=1	Bus1=mid838.2	Bus2=838.2	LineCode=304	Length=(4.86 2/)	units=kft
New	Line.L32	Phases=3	Bus1=888.1.2.3	Bus2=890.1.2.3	LineCode=300	Length=10.56 2/)	units=kft

A.1.3 Consumidores

Os consumidores são modelados por cargas e seus comportamentos são caracterizados nas curvas de carga.

loadshape.dss

Esse arquivo (.dss) apresenta as curvas de cargas:

Residencial:

New	Loadshape.1	npts=24	interval=1	mult=(0.18000001	0.19000000	0.23999999	0.33000001
0.38999999	0.41000000	0.64999998	123.000.002	188.999.999	188.999.999	196.000.004	198.000.002
145.000.005	162.000.000	188.999.999	179.999.995	178.999.996	119.000.006	0.80000001	0.66000003
0.51999998	0.40000001	0.28000000	0.23000000)	Action=Normalize			

Industrial:

New	Loadshape.2	npts=24	interval=1	mult=(0.69000000	0.50999999	0.44999999	0.41999999
0.55000001	0.85000002	101.999.998	0.80000001	0.89999998	0.91000003	102.999.997	103.999.996
111.000.001	0.98000002	0.94000000	0.94000000	102.999.997	126.999.998	151.999.998	159.000.003
175.999.999	150.999.999	129.999.995	0.89999998)	Action=Normalize			

loads.dss

Esse arquivo (.dss) apresenta as cargas que representam os consumidores:

Cargas concentradas - definidas para as curvas de cargas residenciais e industriais:

New	Load.860	Bus1=860	Phases=3	Conn=Wye	Model=1	kV= 24.900	kW= 60.0	kVAR= 48.0	daily=1
New	Load.840	Bus1=840	Phases=3	Conn=Wye	Model=5	kV= 24.900	kW= 27.0	kVAR= 21.0	daily=1
New	Load.844	Bus1=844	Phases=3	Conn=Wye	Model=2	kV= 24.900	kW= 405.0	kVAR= 315.0	daily=2
New	Load.848	Bus1=848.1.2.3	Phases=3	Conn=Delta	Model=1	kV= 24.900	kW= 60.0	kVAR= 48.0	daily=1
New	Load.830a	Bus1=830.1.2	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV= 24.900	kW= 10.0	kVAR= 5.0	daily=1
New	Load.830b	Bus1=830.2.3	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV= 24.900	kW= 10.0	kVAR= 5.0	daily=1
New	Load.830c	Bus1=830.3.1	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV= 24.900	kW= 25.0	kVAR= 10	daily=1
New	Load.890	Bus1=890.1.2.3	Phases=3	Conn=Delta	Model=5	kV= 4.160	kW= 450	kVAR= 225	daily=1

Cargas distribuídas - definidas para as curvas de cargas residenciais:

New	Load.D802_806b	Bus1=Mid806.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV= 14.376	kW= 30	kVAR= 15	daily=2
New	Load.D802_806c	Bus1=Mid806.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV= 14.376	kW= 25	kVAR= 14	daily=2
New	Load.D808_810b	Bus1=Mid810.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=5	kV= 14.376	kW= 16	kVAR= 8	daily=2
New	Load.D818_820a	Bus1=mid820.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=2	kV= 14.376	kW= 34	kVAR= 17	daily=2
New	Load.D820_822a	Bus1=mid822.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV= 14.376	kW= 135	kVAR= 70	daily=2
New	Load.D816_824b	Bus1=mid824.2.3	Phases=1	Conn=Delta	Model=5	kV= 24.900	kW= 5	kVAR= 2	daily=2
New	Load.D824_826b	Bus1=mid826.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=5	kV= 14.376	kW= 40.0	kVAR= 20.0	daily=2
New	Load.D824_828c	Bus1=mid828.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV= 14.376	kW= 4.0	kVAR= 2.0	daily=2
New	Load.D828_830a	Bus1=mid830.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV= 14.376	kW= 7	kVAR= 3	daily=2
New	Load.D854_856b	Bus1=mid856.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV= 14.376	kW= 4	kVAR= 2	daily=2
New	Load.D832_858a	Bus1=mid858.1.2	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV= 24.900	kW= 7	kVAR= 3	daily=2
New	Load.D832_858b	Bus1=mid858.2.3	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV= 24.900	kW= 2	kVAR= 1	daily=2
New	Load.D832_858c	Bus1=mid858.3.1	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV= 24.900	kW= 6	kVAR= 3	daily=2
New	Load.D858_864a	Bus1=mid864.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV= 14.376	kW= 2	kVAR= 1	daily=2
New	Load.D858_834a	Bus1=mid834.1.2	Phases=1	Conn=Delta	Model=1	kV= 24.900	kW= 4.0	kVAR= 2.0	daily=2
New	Load.D858_834b	Bus1=mid834.2.3	Phases=1	Conn=Delta	Model=1	kV= 24.900	kW= 15	kVAR= 8	daily=2
New	Load.D858_834c	Bus1=mid834.3.1	Phases=1	Conn=Delta	Model=1	kV= 24.900	kW= 13	kVAR= 7	daily=2
New	Load.D834_860a	Bus1=mid860.1.2	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV= 24.900	kW= 16	kVAR= 8	daily=2
New	Load.D834_860b	Bus1=mid860.2.3	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV= 24.900	kW= 20.0	kVAR= 10	daily=2
New	Load.D834_860c	Bus1=mid860.3.1	Phases=1	Conn=Delta	Model=2	kV= 24.900	kW= 110	kVAR= 55	daily=2
New	Load.D860_836a	Bus1=mid836.1.2	Phases=1	Conn=Delta	Model=1	kV= 24.900	kW= 30	kVAR= 15	daily=2
New	Load.D860_836b	Bus1=mid836.2.3	Phases=1	Conn=Delta	Model=1	kV= 24.900	kW= 10	kVAR= 6	daily=2
New	Load.D860_836c	Bus1=mid836.3.1	Phases=1	Conn=Delta	Model=1	kV= 24.900	kW= 42	kVAR= 22	daily=2
New	Load.D836_840a	Bus1=mid840.1.2	Phases=1	Conn=Delta	Model=5	kV= 24.900	kW= 18	kVAR= 9	daily=2
New	Load.D836_840b	Bus1=mid840.2.3	Phases=1	Conn=Delta	Model=5	kV= 24.900	kW= 22	kVAR= 11	daily=2
New	Load.D862_838b	Bus1=mid838.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV= 14.376	kW= 28.0	kVAR= 14	daily=2
New	Load.D842_844a	Bus1=mid844.1	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV= 14.376	kW= 9	kVAR= 5	daily=2
New	Load.D844_846b	Bus1=mid846.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV= 14.376	kW= 25	kVAR= 12	daily=2
New	Load.D844_846c	Bus1=mid846.3	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV= 14.376	kW= 20	kVAR= 11	daily=2
New	Load.D846_848b	Bus1=mid848.2	Phases=1	Conn=Wye	Model=1	kV= 14.376	kW= 23	kVAR= 11	daily=2

regulators.dss

Esse arquivo (.dss) apresenta os reguladores instalados ao longo do alimentador:

Regulador RG1:

new	transformer.Reg1_FaseA	phases=1	windings=2	bank=reg1	buses=(814.1	814r.1)		
	~conns='wye	wye'	kvs="14.376	14.376"	kvas="20000	20000"	XHL=1	
new	regcontrol.Reg1_FaseA	transformer=Reg1_FaseA	winding=2	vreg=122	band=2	ptratio=120		
	~ctprim=100	R=2.7	X=1.6					
new	transformer.Reg1_FaseB	phases=1	windings=2	bank=reg1	buses=(814.2	814r.2)		
	~conns='wye	wye'	kvs="14.376	14.376"	kvas="20000	20000"	XHL=1	
new	regcontrol.Reg1_FaseB	transformer=Reg1_FaseB	winding=2	vreg=122	band=2	ptratio=120		
	~ctprim=100	R=2.7	X=1.6					
new	transformer.Reg1_FaseC	phases=1	windings=2	bank=reg1	buses=(814.3	814r.3)		
	~conns='wye	wye'	kvs="14.376	14.376"	kvas="20000	20000"	XHL=1	
new	regcontrol.Reg1_FaseC	transformer=Reg1_FaseC	winding=2	vreg=122	band=2	ptratio=120		
	~ctprim=100	R=2.7	X=1.6					

Regulador RG2

new transformer.Reg2_FaseA	phases=1	windings=2	bank=reg2	buses=(852.1	852r.1)	
~conns='wye	wye'	kvs="14.376	14.376"	kvas="20000	20000"	XHL=1
new regcontrol.Reg2_FaseA	transformer=Reg2_FaseA	winding=2	vreg=124	band=2	ptratio=120	
~ctprim=100	R=2.5	X=1.5				
new transformer.Reg2_FaseB	phases=1	windings=2	bank=reg2	buses=(852.2	852r.2)	
~conns='wye	wye'	kvs="14.376	14.376"	kvas="20000	20000"	XHL=1
new regcontrol.Reg2_FaseB	transformer=Reg2_FaseB	winding=2	vreg=124	band=2	ptratio=120	
~ctprim=100	R=2.5	X=1.5				
new transformer.Reg2_FaseC	phases=1	windings=2	bank=reg2	buses=(852.3	852r.3)	
~conns='wye	wye'	kvs="14.376	14.376"	kvas="20000	20000"	XHL=1
new regcontrol.Reg2_FaseC	transformer=Reg2_FaseC	winding=2	vreg=124	band=2	ptratio=120	
~ctprim=100	R=2.5	X=1.5				

regcontrol.dss

Esse arquivo (.dss) apresenta o controle dos reguladores instalados ao longo do alimentador:

Controle dos reguladores:

```

RG0
regcontrol.RegSub.maxtapchange=1
regcontrol.RegSub.TapNum=-0

RG1
regcontrol.Reg1_FaseA.maxtapchange=1
regcontrol.Reg1_FaseB.maxtapchange=1
regcontrol.Reg1_FaseC.maxtapchange=1
regcontrol.Reg1_FaseA.TapNum=0
regcontrol.Reg1_FaseB.TapNum=0
regcontrol.Reg1_FaseC.TapNum=0

RG2
regcontrol.Reg2_FaseA.maxtapchange=1
regcontrol.Reg2_FaseB.maxtapchange=1
regcontrol.Reg2_FaseC.maxtapchange=1
regcontrol.Reg2_FaseA.TapNum=0
regcontrol.Reg2_FaseB.TapNum=0
regcontrol.Reg2_FaseC.TapNum=0

```

A.1.4 Geração distribuída

pvsystem.dss

Esse arquivo (.dss) apresenta a caracterização do modelo do sistema fotovoltaico:

Curva de potência em função da temperatura:

```
New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]
```

Curva de eficiência:

```
New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]
```

Curva de irradiação:

```
New Loadshape.Irrad_Nublado npts=86400 sinterval=1 mult=(File=Irrad_Nublado.csv)
  ~Action=normalize
New Loadshape.Irrad npts=86400 sinterval=1 mult=(File=Irrad_Sol.csv)
  ~Action=normalize
```

Curva de temperatura:

```
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]
```

Definição do Sistema fotovoltaico:

```
New PVSystem.PV1 phases=3 bus1=Trafo_PV1 kV=0.48 KVA=650
  ~irrad=.98 ~Pmpp=550 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1
  ~%cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=Irrad_sol TDaily=MyTemp
```

Definição do transformador para conexão do sistema fotovoltaico na rede teste:

```
New Transformer.PV1 phases=3 windings=2 xhl=5.75
~ wdg=1 bus=Trafo_PV1 conn=wye kV=0.48 kVA=750 %r=0.5
~ wdg=2 bus=890 conn=wye kV=4.16 kVA=750 %r=0.5
```

A.1.5 Configuração dos comandos para as soluções

tensao_base.dss

Esse arquivo (.dss) apresenta os comandos utilizados para se definir as tensões de base, as coordenadas das barras e o medidor de energia na entrada do alimentador.

```
Set Voltagebases=[69, 24.9, 4.16, 0.48]
CalcVoltageBases
BusCoords IEEE34_BusXY.csv
New Energymeter.M1 Line.L1 terminal=1
```

solve_daily.dss

Esse arquivo (.dss) apresenta os comandos utilizados para se definir o modo de solução diária, uma vez que a solução instantânea é configurada como padrão.

```
solve maxcontrol=100
set controlmode=static
set mode=daily stepsize=1.0h number=24
set normvminpu=0.95
set normvmaxpu=1.05
solve
```

A.1.6 Monitores

Esse arquivo (.dss) apresenta os comandos utilizados para se definir os monitores instalados nas linhas da rede teste.

Monitor Barras:

```
New monitor.Barra_846 element=Line.L22b terminal=2 mode=0
New monitor.Barra_848 element=Line.L23b terminal=2 mode=0
New monitor.Barra_860 element=Line.L30a terminal=1 mode=0
New monitor.Barra_836 element=Line.L20 terminal=1 mode=0
New monitor.Barra_862 element=Line.L31a terminal=1 mode=0
New monitor.Barra_838 element=Line.L31b terminal=2 mode=0
New monitor.Barra_840 element=Line.L19b terminal=2 mode=0
```

Monitor Reguladores:

New	monitor.RegSub	element=Transformer.SubXF	terminal=2	mode=2	ppolar=no
New	monitor.Reg1A	element=Transformer.Reg1_FaseA	terminal=2	mode=2	ppolar=no
New	monitor.Reg1B	element=Transformer.Reg1_FaseB	terminal=2	mode=2	ppolar=no
New	monitor.Reg1C	element=Transformer.Reg1_FaseC	terminal=2	mode=2	ppolar=no
New	monitor.Reg2A	element=Transformer.Reg2_FaseA	terminal=2	mode=2	ppolar=no
New	monitor.Reg2B	element=Transformer.Reg2_FaseB	terminal=2	mode=2	ppolar=no
New	monitor.Reg2C	element=Transformer.Reg2_FaseC	terminal=2	mode=2	ppolar=no

Monitor Subestação:

New	monitor.subestacaop	element=Transformer.SubXF	terminal=1	mode=1	ppolar=no
New	monitor.subestacaov	element=Transformer.SubXF	terminal=1	mode=0	ppolar=no

Monitor Sistema fotovoltaico:

New	monitor.solar1_power	element=transformer.pv1	terminal=1	mode=1	ppolar=no
New	monitor.solar1	element=PVSystem.pv1	terminal=1	mode=3	ppolar=no