

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS – EESC
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO – SEL

LUCAS FABIANO DE SOUZA

**Avaliação de Impactos da Geração Solar Fotovoltaica
na Qualidade da Energia Elétrica em Sistemas de
Distribuição e Mitigação com Controle Droop**

SÃO CARLOS

2019

LUCAS FABIANO DE SOUZA

**Avaliação de Impactos da Geração Solar Fotovoltaica
na Qualidade da Energia Elétrica em Sistemas de
Distribuição e Mitigação com Controle Droop**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia
Elétrica com Ênfase em Sistemas de
Energia e Automação, da Escola de Engenharia
de São Carlos da Universidade de São
Paulo, como parte dos requisitos para obtenção
do título de Engenheiro Eletricista.

Área de concentração: Qualidade de Energia

Orientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

SÃO CARLOS

2019

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

F719a DE SOUZA, LUCAS FABIANO
Avaliação de Impactos da Geração Solar Fotovoltaica
na Qualidade da Energia Elétrica em Sistemas de
Distribuição e Mitigação com Controle Droop / LUCAS
FABIANO DE SOUZA; orientador JOSÉ CARLOS DE MELO VIEIRA
JÚNIOR. São Carlos, 2019.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2019.

1. Qualidade de energia. 2. Geração distribuída. 3.
PV Droop. 4. QV Droop. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Lucas Fabiano de Souza

Título: “Avaliação de impactos da geração solar fotovoltaica na qualidade da energia elétrica em sistemas de distribuição e mitigação com controle Droop”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 03 / 06 / 2019,

com NOTA 9,0 (nove, zero), pela Comissão Julgadora:

Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - Orientador - SEL/EESC/USP

Prof. Dr. Benvindo Rodrigues Pereira Júnior - SEL/EESC/USP

Mestre Daniel Ferreira Lima - Doutorando - SEL/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

AGRADECIMENTOS

Agradeço à toda minha família e amigos. Gostaria de agradecer em especial aos meus pais, Sebastião e Rosa, que ao longo dessa jornada sempre me apoiaram, incentivaram e foram suporte nos momentos mais difíceis da minha vida, para que esse momento pudesse se realizar. A pessoa que me tornei hoje, é graças ao esforço e dedicação de vocês. Serei eternamente grato por isso.

Agradeço ao meu grande amigo Rafael, por me ajudar, incentivar, impulsionar e orientar a minha caminhada nos estudos, antes mesmo de iniciar a vida acadêmica.

Aos meus colegas de sala que viraram grandes amigos, Caio, Gabriel, Ivan e Renan, sempre lembrarei dos momentos que compartilhamos, sejam eles felizes e também os tristes. O convívio longe de casa foi difícil, mas se tornou menos árduo quando tive verdadeiros amigos ao meu lado. Obrigado meus amigos.

Agradeço ao professor, orientador e amigo José Carlos, pela oportunidade de realizar um trabalho desafiador. Muito obrigado pela paciência e orientação no desenvolvimento desse trabalho. Agradeço também ao Jáder, pela ajuda e orientação prestada nesse trabalho.

Aos funcionários da Escola de Engenharia de São Carlos, que de algum modo impactaram a minha formação como profissional. Em especial aos professores com os quais tive o prazer de ser aluno e agregaram valor à minha formação.

Gratidão a todos que de algum modo impactaram positivamente minha jornada até o dia de hoje.

RESUMO

DE SOUZA, L. F. **Avaliação de Impactos da Geração Solar Fotovoltaica na Qualidade da Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição e Mitigação com Controle Droop**. 2019, 93p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2019.

A busca pela melhoria das formas de geração de energia elétrica, fomentou a diversificação desse modelo, que décadas atrás era majoritariamente realizada através de usinas termoeletricas e hidroelétricas. Atualmente uma forma de geração que apresenta um crescimento, é a geração de energia elétrica através de geradores distribuídos. Esse tipo de geração possibilita que os geradores, de menor porte quando comparados aos geradores tradicionais, sejam alocados próximos aos centros consumidores. A proximidade com a carga consumidora apresenta diversos pontos positivos. Entretanto, demanda uma necessidade de estudo do perfil de tensão do sistema de distribuição, a fim de garantir a qualidade de energia elétrica fornecida aos clientes. Dessa forma, o proposto trabalho tem como objetivo estudar os impactos da geração distribuída fotovoltaica no sistema de distribuição. O foco principal é em relação a elevações de tensão no sistema, causados pela injeção de energia gerada através das placas solares. Sendo assim, será objeto de estudo analisar o comportamento de um sistema de distribuição em dois momentos. O primeiro se é a realizando o uso de apenas um gerador fotovoltaico. Em um segundo momento, será realizado o estudo com dois geradores distribuídos nas barras do sistema. Após realizar os estudos, será implementado um controle Droop para o sistema, com o objetivo de mitigar os fenômenos de elevação de tensão que impactam a qualidade de energia do sistema de distribuição.

Palavras-chaves: qualidade de energia, geração distribuída, geração fotovoltaica, controle droop, *OpenDSS*.

ABSTRACT

DE SOUZA, L. F. **Evaluation of Impacts of Photovoltaic Solar Generation on the Quality of Electric Power in Distribution and Mitigation Systems with Droop Control**. 2019, 93p. Term paper. São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, Brazil, 2019.

The search for the improvement of the forms of generation of electric energy, fomented the diversification of this model, that decades ago was mostly realized through thermoelectric and hydroelectric power plants. Currently one form of generation that presents a vertiginous growth, is the generation of electrical energy through distributed generators. This type of generation allows smaller generators, when compared to traditional generators, to be allocated close to the consumer centers. The proximity to the consumer load has several advantages. However, it demands a need to study the voltage profile of the distribution system in order to guarantee the quality of electric power supplied to customers. Thus, the proposed work aims to study the impacts of distributed photovoltaic generation on the distribution system. The main focus is voltage rises in the system, caused by the injection of energy generated through the solar panels. Therefore, it will be object of study to analyze the behavior of a distribution system in two moments. The first one is use of only one photovoltaic generator. In a second moment, the study will be with two generators distributed in the bars of the system. After conducting the studies, a Droop control will be implemented for the system, in order to mitigate the voltage rise phenomenon that impacts the power quality of the distribution system.

Keywords: power quality, distributed generation, photovoltaic generation, droop control, *OpenDSS*.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Crescimento da Geração Distribuída	22
Figura 2 - Impacto do efeito de nuvem na qualidade de tensão	30
Figura 3 - Relação do controlador Droop	33
Figura 4 - Sistema de distribuição sem Controle Droop	35
Figura 5 - Sistema de distribuição com Controle Droop	36
Figura 6 - Perfil de tensão do SD (Demirok; 2011)	37
Figura 7 - Sistema IEEE 34 Barras	40
Figura 8 - Diagrama de blocos do modelo do sistema fotovoltaico.....	46
Figura 9 - Curva de controle modo Volt-Watt	48
Figura 10 - Curva de controle modo Volt-Var	49
Figura 11 - Perfil Residencial	51
Figura 12 - Perfil de Tensão – Caso Base – 15 horas.....	53
Figura 13 - Perdas por hora - Caso Base.....	54
Figura 14 - Perfil de Tensão - Caso A - 15 horas	55
Figura 15 - Perdas por Hora - Caso A.....	56
Figura 16 - Perfil de Tensão - Caso A - Barra 848	56
Figura 17 - Perfil de Tensão - Caso A - Barra 808	57
Figura 18 - Perfil de Tensão - Caso B - 15 horas	58
Figura 19 - Perdas por Hora - Caso B.....	59
Figura 20 - Perfil de Tensão - Caso B - Barra 848	59
Figura 21 - Perfil de Tensão - Caso B - Barra 840	60
Figura 22 - Perfil de Tensão - Caso B - Barra 808	61
Figura 23 - Perfil de Tensão - Caso A Volt/Watt - 15 horas.....	64
Figura 24 - Perdas por hora - Caso A Volt/Watt	65
Figura 25 - Perfil de Tensão - Caso A Volt/Watt - Barra 848.....	66
Figura 26 - Perfil de Tensão - Caso A Volt/Watt - Barra 808.....	66
Figura 27 - Perfil de Tensão - Caso B Volt/Watt - 4 horas.....	67
Figura 28 - Perdas por hora - Caso B Volt/Watt.....	68
Figura 29 - Perfil de Tensão - Caso B Volt/Watt - Barra 848.....	69
Figura 30 - Perfil de Tensão - Caso B Volt/Watt - Barra 840.....	69
Figura 31 - Perfil de Tensão - Caso A Volt/Watt - Barra 808.....	70
Figura 32 - Perfil de Tensão - Caso A Volt/Var - 15 horas	72
Figura 33 - Perdas por hora - Caso A Volt/Var.....	73
Figura 34 - Perfil de Tensão - Caso A Volt/Var - Barra 848.....	74
Figura 35 - Perfil de Tensão - Caso A Volt/Var - Barra 808.....	74
Figura 36 - Perfil de Tensão - Caso B Volt/Var - 15 horas	75
Figura 37 - Perdas por hora - Caso B Volt/Var.....	76
Figura 38 - Perfil de Tensão - Caso B Volt/Var - Barra 848.....	77
Figura 39 - Perfil de Tensão - Caso B Volt/Var - Barra 840.....	77
Figura 40 - Perfil de Tensão - Caso A Volt/Var - Barra 808.....	78
Figura 41 - Potência GD - Sem método de controle.....	89
Figura 42 - Tensão GD - Sem método de controle.....	90
Figura 43 - Potência GD - Caso A Volt-Watt	90
Figura 44 - Tensão GD - Caso A Volt-Watt	91
Figura 45 - Potência GD - Caso A Volt-Var	91
Figura 46 - Tensão GD - Caso A Volt-Var	92

Figura 47 - Potência GD - Caso B sem método de controle.....	92
Figura 48 - Tensão GD - Caso B sem método de controle.....	93
Figura 49 - Potência GD - Caso B Volt-Watt	93
Figura 50 - Tensão GD - Caso B Volt-Watt	94
Figura 51 - Potência GD - Caso B Volt-Var	94
Figura 52 - Tensão GD - Caso B Volt-Var	95
Figura 53 - Fluxo de potência - Caso A Volt-Watt	96
Figura 54 - Fluxo de potência - Caso B Volt-Watt	97
Figura 55 - Fluxo de potência - Caso A Volt-Var	97
Figura 56 - Fluxo de potência - Caso B Volt-Var	98

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Unidades consumidoras com geração distribuída	23
Tabela 2 - Níveis de tensão em regime permanente aceitáveis para SD	28
Tabela 3 - Classificação dos fenômenos de variação de tensão	29
Tabela 4 - Parâmetros do elemento <i>Circuit</i> - <i>OpenDSS</i>	41
Tabela 5 - Parâmetros do elemento <i>LineCode</i> - <i>OpenDSS</i>	41
Tabela 6 - Parâmetros do elemento <i>Line</i> - <i>OpenDSS</i>	42
Tabela 7 - Parâmetros do elemento <i>Load</i> - <i>OpenDSS</i>	43
Tabela 8 - Parâmetros do elemento <i>Capacitor</i> - <i>OpenDSS</i>	43
Tabela 9 - Parâmetros do elemento <i>Transformer</i> - <i>OpenDSS</i>	44
Tabela 10 - Parâmetros do elemento <i>RegControl</i> - <i>OpenDSS</i>	44
Tabela 11 - Parâmetros do elemento <i>Generator</i> - <i>OpenDSS</i>	45
Tabela 12 - Parâmetros irradiação diária <i>LoadShap</i> do <i>PVSystem</i> - <i>OpenDSS</i>	46
Tabela 13 - Parâmetros irradiação diária <i>Tshape</i> do <i>PVSystem</i> - <i>OpenDSS</i>	47
Tabela 14 - Parâmetros irradiação diária <i>XYcurve</i> do <i>PVSystem</i> - <i>OpenDSS</i>	47
Tabela 15 - Parâmetros do elemento <i>PVSystem</i> - <i>OpenDSS</i>	47
Tabela 16 - Parâmetros do elemento <i>InvControl</i> - <i>OpenDSS</i>	49
Tabela 17 - Parâmetros do <i>XYCurve</i> para o elemento <i>InvControl</i> - <i>OpenDSS</i>	50
Tabela 18 - Número de chaveamentos dos reguladores por caso de estudo	61
Tabela 19 - Chaveamento dos Reguladores – Controle Volt/Watt	71
Tabela 20 - Chaveamento dos Reguladores – Controle Volt/Var	79
Tabela 21 - Comparação de Perdas	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SILGAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
FV	Fotovoltaica
IEA	International Energy Agency
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GEE	Geração de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
SD	Sistema de Distribuição
SE	Sistema Elétrico
SEP	Sistema Elétrico de Potência

Sumário

1. Introdução.....	21
1.1. Descrição do Problema	23
1.1. Objetivo do trabalho.....	24
1.2. Disposição do trabalho	24
2. Revisão Bibliográfica	27
2.1. Qualidade de Energia	27
2.2. Tensão em regime permanente.....	28
2.3. Variações de tensão – Elevação e Afundamento.....	28
2.4. Método de Controle Droop.....	32
2.4.1. Apresentação do Controle Dinâmico	32
2.4.2. Aplicações controle Q-V <i>Droop</i>	34
3. Metodologia	39
3.1. Sistema elétrico de distribuição	39
3.2. <i>OpenDSS</i> e Modelagem 34 barras	40
3.2.1. Subestação	41
3.2.2. LineCode	41
3.2.3. Alimentador	41
3.2.4. Carga	42
3.2.5. Capacitor	43
3.2.6. Transformador	43
3.2.7. Regulador de tensão	44
3.2.8. Gerador	45
3.2.9. Gerador Fotovoltaico	45
3.3. Metodologia	50
4. Análise do Sistema	53
4.1. Caso Base	53
4.2. Caso A.....	54
4.3. Caso B.....	58
4.1. Análise dos Taps dos Reguladores Automáticos de Tensão	61
5. Implementação do Controle	63
5.1. Método Volt-Watt.....	63
5.1.1. Caso A.....	63
5.1.2. Caso B.....	67
5.1.3. Análise dos Taps	70

5.2.	Método Volt-Var.....	71
5.2.1.	Caso A.....	71
5.2.3.	Análise dos taps – Volt/Var.....	78
5.3.	Fluxo reverso de potência na subestação.....	79
6.	Conclusão.....	81
6.1.	Trabalhos futuros.....	83
7.	Referências	85
8.	Apêndice.....	89
8.1.	Apêndice I – Tensão e potência dos geradores fotovoltaicos	89
	Caso A.....	89
	Caso B.....	92
8.2.	Apêndice II – Fluxo Reverso de Potência	96
	P-V <i>Droop</i> (Volt-Watt)	96
	• Caso A.....	96
	• Caso B.....	97
	Q-V <i>Droop</i> (Volt-Var)	97
	• Caso A.....	97
	• Caso B.....	98

1. Introdução

No decorrer das últimas décadas, os meios pelos quais ocorre a geração de energia elétrica estão sendo incrementados, e muito se deve ao avanço tecnológico que proporciona uma maior diversificação da estrutura geradora. Essa alteração não diz respeito a desativar os antigos modos de geração e sim na forma de como é realizada a geração de energia elétrica, seja ela por novos modelos de geração e até mesmo por uma diversificação do insumo energético utilizado para tal. Essa mudança na geração, está aumentando os modelos disponíveis para a realização da geração de energia elétrica das opções da geração centralizada (GC), o qual é amplamente utilizado e difundido, onde a geração de energia elétrica (GEE) era realizada em grandes usinas hidroelétricas, termoeletricas e nucleares que tem a localização distantes das unidades consumidoras (cargas) e demandam um grande investimento em infraestrutura, seja para a sua própria construção ou de sistemas de transmissão e distribuição, e até mesmo de impactos ambientais como o alagamento de grandes áreas para a construção de barragem, gases de efeito estufa e perigos com o descarte de resíduos da geração.

Uma questão a ser analisada quando o assunto GC é abordado, diz respeito em como esse tipo de geração se comporta a cada vez que a os centros consumidores aumentam a sua carga, ou seja, quando os centros de consumidores demandam uma maior potência de energia elétrica, sendo assim aumentando o consumo da mesma, como pode ser visto no trabalho de Crăciun et al. (2012). Na abordagem de GC, as unidades geradoras devem aumentar a sua produção, o que nem sempre é possível com as unidades já existentes, sendo que muitas das vezes as mesmas já operam com sua capacidade máxima ou próxima a ela e também devido a fatores sazonais, como por exemplo períodos de seca. Desse modo, o aumento da demanda por mais energia elétrica impacta diretamente os sistemas de transmissão e sistemas de distribuição que muitas vezes não estão aptos para um aumento de demanda, caso a GC fosse capaz de atender esse aumento de demanda. Portanto, a GC se mostra por esse fato mais suscetível ao não cumprimento do fornecimento de energia quando a demanda pela mesma aumenta, diminuindo a confiabilidade dos sistemas elétricos de potência.

Como forma de melhorar a confiabilidade do sistema e de novas formas de geração de energia, surge a geração de energia distribuída ou geração distribuída (GD), a qual tem por objetivo aproximar a geração de energia elétrica aos centros consumidores, segundo o trabalho de Bollen et al. (2010). Esse tipo de geração tem por característica aumentar a confiabilidade do sistema elétrico, diversificando a geração de forma a

garantir o fornecimento de energia nos sistemas de distribuição (SD) constante. Prosseguindo com o trabalho dos autores, tem-se que no âmbito da GD, os geradores à combustíveis fósseis, resíduos orgânicos e os geradores eólicos e fotovoltaicos. A GD está alcançando altos patamares nos últimos anos. Segundo Crăciun et al. (2012), esse aumento se deve principalmente pela geração eólica e fotovoltaica, uma vez que as mesmas são flexíveis no quesito da variação de carga. Desse modo, esse tipo de geração se adapta aos cenários de aumento e diminuição da demanda de energia elétrica dos centros de carga, pois são conectadas diretamente no sistema de distribuição de média e baixa tensão. O fato de diminuir a utilização de sistemas de transmissão, dispensando o transporte de energia elétrica por longos sistemas de transmissão, incide em diminuir uma perda de potencial de energia elétrica considerável. Essa facilidade na alocação dos geradores distribuídos está impactando ainda mais a forma do planejamento da construção de novos geradores. Esse impacto pode ser explicado pelo posicionamento que alguns países têm em relação a geração distribuída, uma vez que os governos desses países estão com políticas fiscais de incentivos para a inclusão de painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas, com o intuito de diversificação da matriz energética.

Os modos de geração de energia distribuída, sendo eles a geração fotovoltaica e eólicas apresentam um grande potencial de crescimento, como pode ser visualizado na Figura 1. Segundo a *International Energy Agency (IEA)*, essas fontes apresentam um potencial de crescimento de até 50% da geração de energia elétrica em um âmbito mundial

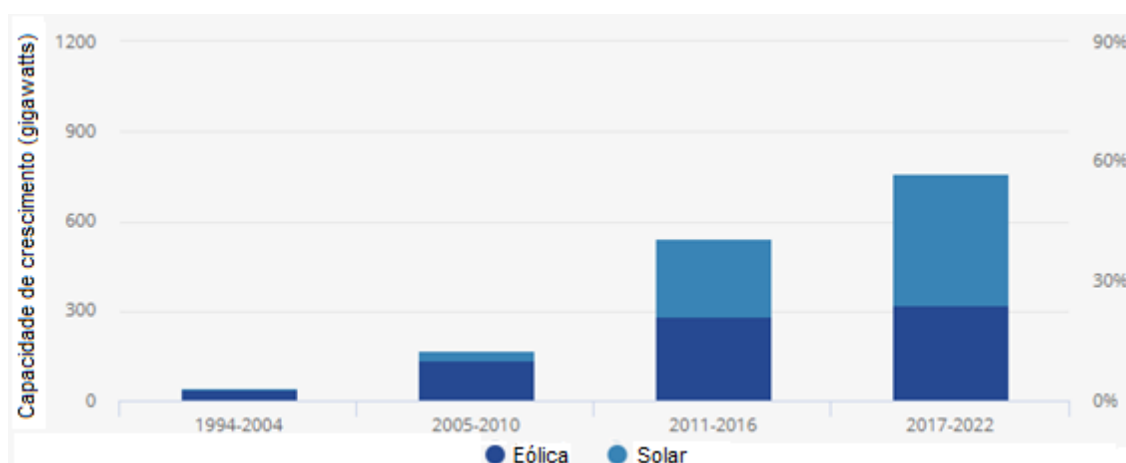


Figura 1 - Crescimento da Geração Distribuída

Fonte: (IEA, 2017)

Ao analisar o Brasil, tem-se que a energia fotovoltaica é responsável por alavancar aproximadamente 80% do total de potência instalada até o ano de 2017 em GD segundo a ANEEL. A Tabela 1 demonstra esse fato com o número de conexões existentes por geração distribuídas na qual em valores absolutos de quantidade, a maior contribuição é proveniente da geração fotovoltaica.

Tabela 1 - Unidades consumidoras com geração distribuída

Tipo	Quantidade	Quantidade de UCs que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)
CGH	44	6.744	43.075
EOL	54	97	10.305
UFV	24.865	29.584	225.581
UTE	87	229	24.604

(Fonte: ANEEL, 2017)

Uma atenção necessária para à GD se refere ao tema da qualidade de energia elétrica (QEE). Pois ao realizar a inserção de geradores no sistema de distribuição alguns efeitos indesejáveis podem surgir. Esses efeitos podem afetar tanto a unidade geradora (que também desempenha um papel de consumidor), como também para o sistema ao qual está acoplada. Os efeitos podem ser desde a afundamentos de tensão, exemplificando quando a carga do sistema aumenta abruptamente, como também a elevações de tensão, quando por exemplo, a carga é desconectada do sistema ou diminui seu consumo.

Outro ponto que merece destaque é a característica intermitente que a geração fotovoltaica apresenta. Uma vez que problemas sérios de qualidade podem ser gerados caso não ocorra um monitoramento adequado do sistema de geração. Deve-se atentar para os pontos do PRODIST sobre os limites de afundamento e elevação de tensão, para que não ocorram penalizações para as unidades geradoras de energia elétrica. Para atender o quesito de QEE, métodos de controle são propostos, sendo que cada um tem alguma característica particular embora ambos tenham o propósito do controle da potência ativa e reativa injetada no ponto de acoplamento comum.

1.1. Descrição do Problema

Quando se menciona o assunto de geração distribuída, e principalmente a geração fotovoltaica, muitos pontos positivos são levantados. Porém, ao descrever as vantagens da geração distribuída desprender-se-ia um tempo precioso e como esse não é o

objetivo desse trabalho serão citadas apenas as vantagens clássicas dessa forma de geração, como por exemplo o alívio dos sistemas de transmissão, maior proximidade da carga, diversificação das formas de geração.

Entretanto devido à sua alta expansão nos últimos anos e a projeção futura, é necessário que exista um controle da qualidade de energia do sistema de distribuição. Nesse quesito, entende-se que a abordagem mais indicada para esse trabalho seja o estudo do impacto de um sistema de geração fotovoltaica de baixa tensão (BT) em um SD. Como forma de analisar os efeitos que esse sistema gerador irá ocasionar no sistema, analisando a qualidade de energia do mesmo. Entende-se previamente que problemas como elevação de tensão (em pontos a serem investigados no estudo) aparecerão. Logo, irá ser investigado o uso de um método de controle para a mitigação do impacto dos geradores solares no sistema. O método de controle que será estudado é denominado *P-V Droop* ou *Q-V Droop*, o qual tem por objetivo analisar o perfil de tensão da barra na qual está inserido e controlar a potência injetada pelo conjunto gerador. Dessa forma, espera-se mitigar os problemas relacionados a afundamentos e elevação de tensão que podem ser caracterizados pela intermitência desse tipo de geração ou até mesmo pela entrada e saída de blocos de carga do sistema de distribuição.

1.1. Objetivo do trabalho

Esse trabalho tem por objetivo principal analisar um sistema de distribuição e o seu comportamento perante a injeção de energia elétrica, proveniente de um sistema de geração distribuída fotovoltaica. Além disso, pretende-se estudar a eficácia do método de controle citado na introdução, realizando uma comparação do comportamento do sistema perante os fenômenos de QEE sem o método de controle e com o controle implementado. Estudando dessa forma o método de controle *P-V Droop* e verificar a sua eficiência perante ao sistema elétrico em análise.

1.2. Disposição do trabalho

O trabalho contido nesse documento será dividido em 5 capítulos, nos quais serão apresentados todos os conceitos pertinentes para um estudo e compreensão adequados do tema. Os capítulos serão:

Capítulo 1 - Introdução: Contextualização atual sobre a geração de energia em um panorama geral, introduzindo o conceito de geração distribuída juntamente com a geração fotovoltaica. Definição dos objetivos do trabalho;

Capítulo 2 - Revisão Bibliográfica: Revisão sobre projetos/trabalhos que abordam os assuntos apresentados no Capítulo. Fazendo uso dos mesmos como guia para a referida abordagem do trabalho aqui apresentado;

Capítulo 3 - Modelagem do sistema a ser estudado juntamente com o método de controle proposto

Capítulo 4 - Análise do sistema em estudo e identificação dos possíveis problemas

Capítulo 5 - Análise dos resultados obtidos com a aplicação do método de controle.

Capítulo 6 - Conclusão sobre as atividades realizadas e a sua eficácia para o problema proposto, analisando as vantagens e desvantagens.

2. Revisão Bibliográfica

Este capítulo apresenta uma revisão conceitos fundamentais sobre os assuntos que serão abordados no trabalho. Em um primeiro momento, conceitos sobre a qualidade de energia elétrica e também sobre os padrões de agências reguladoras são apresentados. Após isso, uma revisão e apresentação sobre o método de controle utilizado como base para o estudo será exibido.

2.1. Qualidade de Energia

Para que uma unidade geradora de energia possa injetar sua energia gerada no sistema, sendo ela uma grande unidade de geração, como por exemplo uma hidroelétrica ou até mesmo de uma micro geração distribuída, ambas devem seguir padrões estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a qual é responsável por regulamentar padrões de qualidade de energia elétrica. No Modulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica), são apontados quais os padrões e limites de operação que as unidades geradoras devem apresentar para se conectarem no sistema de distribuição.

Segundo Bollen et al. (2010), a GD tem por característica aumentar a confiabilidade e qualidade do sistema na qual está inserida, entretanto deve-se atentar para os aspectos de qualidade como por exemplo a tensão em regime permanente, afundamentos e elevações de tensão no SD. Ou seja, deve-se exercer um monitoramento dos parâmetros de QEE pois ao se injetar a energia gerada, tem-se que o fluxo de potência aumenta no sentido reverso, dessa forma, uma atenção maior com a geração fotovoltaica deve ser realizada, para manter o nível de tensão de fornecimento nos padrões da agência reguladora.

No que tange à QEE, têm-se alguns tópicos fundamentais para o desenvolvimento do projeto como um todo, os quais são abordados dentro do módulo mencionado. Dessa forma, eles serão apresentados a seguir para um melhor entendimento. Entre eles, alguns merecem destaque, como por exemplo as variações de tensão como afundamentos e elevações, que segundo Bollen et al. (2010), são eventos que não devem ser negligenciados para uma Qualidade adequada no fornecimento de energia elétrica pelas Smart-Grids, classificação na qual a GD fotovoltaica se inclui.

2.2. Tensão em regime permanente

De acordo com a ANEEL em seu módulo 8 do PRODIST, para pontos de conexões no SD de 1kV até 69kV o seguinte range deve ser respeitado, de forma a garantir a tensão em regime permanente e não afetando o sistema como um todo.

Tabela 2 : Níveis de tensão em regime permanente aceitáveis para SD

Tensão de atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$
Crítica	$TL \leq 0,90TR$ ou $TL \geq 1,05TR$

Fonte: (ANEEL, 2018)

Como pode ser visto na Tabela 2, existem classificações para a tensão de leitura, a chamada tensão de atendimento, que permite verificar qual a qualidade de tensão está sendo fornecida por um determinado SD. O módulo 8 do PRODIST, do qual foi retirada a tabela 2, é utilizado pelas concessionárias como parâmetro para medir a qualidade que elas apresentam no sistema de distribuição.

No âmbito da GD, deve-se atentar para a mesma tabela descrita anteriormente, como forma de medir o impacto que a geração está causando no sistema. Sendo assim, ao garantir que a tensão de regime permanece dentro da faixa regulamentada o sistema de GD estará apto a seguir sua operação normal. Dessa forma ao ser garantido o padrão de qualidade da tensão, espera-se que os demais eventos sejam facilmente contornados, logo com o uso da Tabela 2 pelas concessionárias, tem-se o monitoramento da tensão de fornecimento e a garantia da qualidade para a mesma.

2.3. Variações de tensão – Elevação e Afundamento

Para os fenômenos de afundamento e elevação de tensão, tem-se uma regulamentação perante a ANEEL para sistemas elétricos acoplados à SD o qual devem ser seguidos. Segundo a (ANEEL, 2018), uma variação de tensão pode ser classificada de acordo com a sua tensão eficaz remanescente após o evento, onde a classificação segue como na Tabela 3:

Tabela 3 - Classificação dos fenômenos de variação de tensão

Denominação	Duração	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Afundamento momentâneo de Tensão (AMT)	Superior ou igual a um ciclo e inferior 3 segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
Elevação momentânea de Tensão (EMT)		Superior a 1,1 p.u
Afundamento Temporário de Tensão (ATT)	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
Elevação Temporária de Tensão (ETT)		Superior a 1,1 p.u

Fonte: (ANEEL, 2018)

Desse modo, com o uso da tabela 3 é possível classificar os fenômenos de afundamento e elevação de tensão quando os mesmos ocorrerem. Portanto, existe nesse momento a classificação adequada para os eventos que ocorram quando a GD está acoplada ao sistema de distribuição. Ainda nesse tópico, tem-se a importância do monitoramento devido a efeitos os quais o sistema fotovoltaico está sujeito, como por exemplo o efeito de sombreamento dos painéis fotovoltaicos e a saída de cargas do sistema.

Ao se analisar o efeito de nuvem, tem-se que um afundamento de tensão é verificado quando esse fenômeno ocorre. O efeito nuvem é baseado em um sombreamento dos painéis fotovoltaicos durante a sua geração, na qual a mesma perde sua eficiência atual, podendo ocasionar um afundamento de tensão, pois a potência injetada no sistema diminui abruptamente. Segundo Gallo e Luiso (2012) o completo sombreamento de um único painel solar tem o impacto de levar a geração de energia ao patamar mínimo, acarretando uma redução para 70% da potência de saída em relação a geração normal.

Em relação às variações de tensão, podem-se observar facilmente dois cenários, como em (Trindade, 2017) explica em seu trabalho, que durante um dia de geração sem os efeitos de nuvem, as variações de tensão são lentas e tendem a apresentar um aumento da geração e conseqüentemente uma elevação da tensão, pois sem a

presença de nuvens a intermitência não afeta a geração fotovoltaica. No mesmo trabalho, tem-se que em contrapartida, apresentam dias com a presença de nuvens, nos quais é possível observar mudanças rápidas no perfil de geração em decorrência direta das nuvens sobre as placas de geração. A causa principal dessa variação é devido aos geradores fotovoltaicos não apresentarem inércia, sendo dessa forma suscetíveis as variações da sua potência de saída devido à irradiação solar. Portanto, surge a necessidade de um monitoramento desse efeito, pois o mesmo gera um problema em relação a QEE, pois os equipamentos que compõem a geração distribuída fotovoltaica podem apresentar uma redução da sua vida útil, como por exemplo os reguladores de tensão.

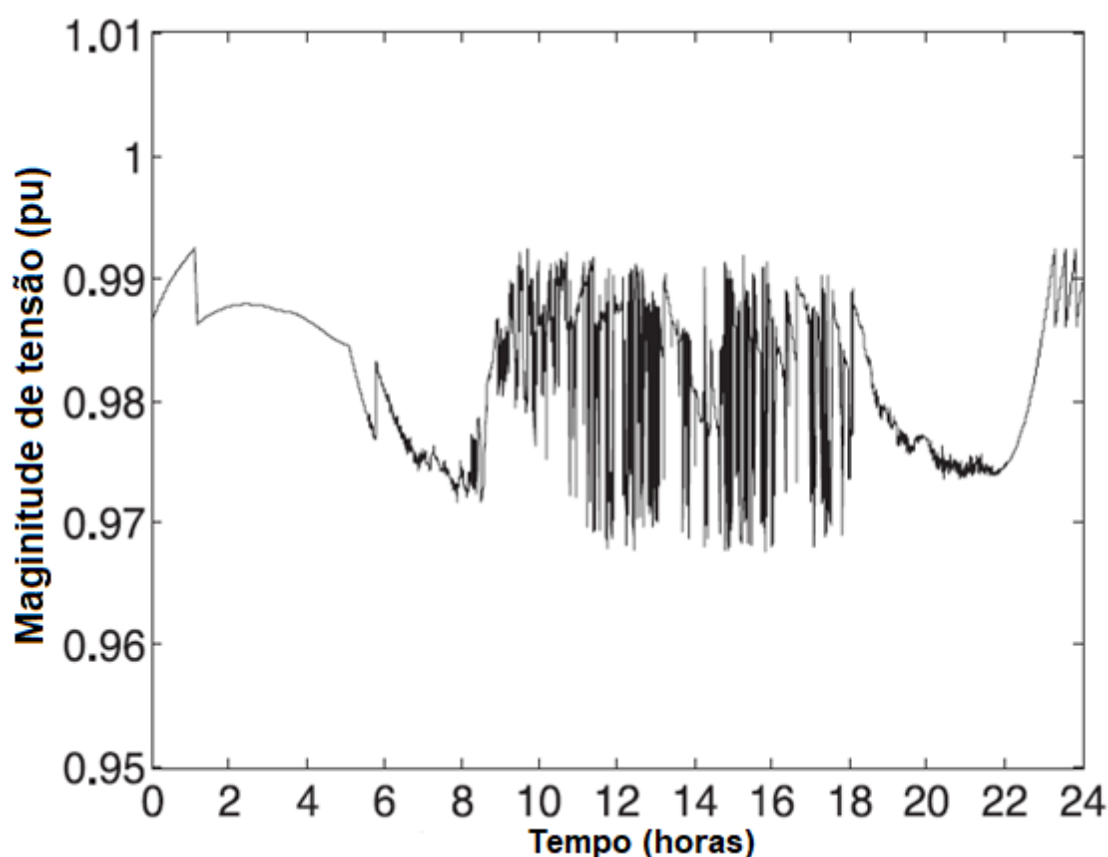


Figura 2 - Impacto do efeito de nuvem na qualidade de tensão

Fonte: (Trindade, 2017)

Como pode-se analisar na Figura 2, tem-se o perfil de tensão ao longo de um dia em intervalos de tempo regulares. Pode-se analisar que o impacto da injeção da energia gerada através da geração fotovoltaica (FV) é perceptível, pois o perfil apresenta uma elevação, embora sutil. Porém, na Figura 2 é apresentada os efeitos de transitórios que o sombreamento dos painéis fotovoltaicos ocasiona. Logo, é evidente o quanto importante é a aplicação de algum método de controle, como forma de mitigar

esses transitórios gerados pelo efeito de sombreamento, para que a GD impacte o nível da tensão do sistema em menor número de transitórios.

Um aspecto importante no que tange QEE no sistema de potência que contém a GD fotovoltaica é o nível de penetração da potência gerada pelos painéis fotovoltaicos no SD, e também o comportamento do sistema como um todo, principalmente do perfil da carga do mesmo. Segundo (MITRA *et al.*, 2012), uma curva de carga para um sistema de distribuição residencial, pode ser descrito como uma carga baixa durante o dia e maior no final do mesmo devido as características relativas aos horários comerciais, enquanto que em finais de semana essa carga tende a se elevar mais.

Caso o SD esteja com uma carga relativamente baixa, e se faça uso da geração FV, e ela se mantenha alta, ou seja, um dia com alta incidência solar, logo o nível de tensão no sistema será perturbado e como consequência tem-se uma elevação de tensão no mesmo, pois a geração está maior do que a demanda. A análise segue o mesmo caminho, caso o sistema opere sem a geração fotovoltaica no mesmo tem-se um nível de tensão com menor variação, porém ao se injetar a geração FV de 1,2 MW no sistema de distribuição, ocorre um fenômeno de elevação de tensão o que impacta a qualidade de energia para a distribuição. Conforme, (MITRA *et al.*, 2012), o perfil de tensão do sistema se apresenta melhor mesmo com uma elevação de tensão, pois diminui-se a quantidade de corrente de carga que é retirada da subestação para o fornecimento de energia.

Outro cenário abordado pelo autor, é no caso em que a geração FV é menor do que a carga do sistema, entretanto devido à proximidade da mesma perante ao consumidor, o perfil de tensão se mostra mais favorável, tendo em vista que a potência da geração supre em parte a demanda, diminuindo a corrente de carga necessária em vários alimentadores, fato que irá melhorar a regulação de tensão do sistema. Em um primeiro momento apresenta-se o perfil de tensão no sistema sem a geração FV e depois com a mesma. De acordo com (MITRA *et al.*, 2012), a geração fotovoltaica apresenta uma melhora no perfil do sistema, auxiliando não só no fornecimento de energia elétrica e no aumento da qualidade de energia do sistema, como também na manutenção do nível de tensão ao longo de todo o SD em um patamar razoável.

Após a apresentação de uma breve revisão sobre os impactos na QEE e também sobre os principais fenômenos que são causados pela GD fotovoltaica, será apresentado a seguir o método de controle que servirá como base para o desenvolver do restante do trabalho. Desse modo, o modelo de controle para a geração fotovoltaica, também conhecido como P-V Droop ou Q-V Droop (Controle por Inclinação) será

apresentado desde seu método dinâmico até uma abordagem estática aplicada a SD com o intuito de verificar a sua eficácia.

2.4. Método de Controle Droop

2.4.1. Apresentação do Controle Dinâmico

Como forma de controlar os impactos e até mesmo a forma como a geração fotovoltaica atua no sistema de distribuição, tem-se a apresentação do controle Droop. Esse controle tem como principal objetivo mitigar os impactos de afundamentos e elevações de tensão em sistemas de distribuição e também de transmissão. O método apresenta dois modos de controle, um chamado P-V Droop e um segundo como Q-V Droop. A diferença primordial entre ambos se refere ao fato da potência que é controlada.

- P-V Droop: controla-se a potência ativa do sistema em estudo
- Q-V Droop: controla-se a potência reativa do sistema em estudo

O segundo método, se apresenta mais viável no estudo da geração distribuída fotovoltaica. Dessa forma uma maior atenção será demandada para ele na apresentação como na desenvolver do trabalho proposto nesse documento.

Segundo (Moawwad *et al.*, 2013), o controle Q-V Droop é indicado para sistemas que apresentam uma alta relação X/R. Entretanto o trabalho do autor foi realizado utilizando como base de estudo um sistema de transmissão, dessa forma como em sistemas de distribuição tem-se a relação X/R próxima ao valor unitário o método de controle será investigado para a verificação de sua eficácia. Antes de prosseguir com a explicação será apresentada a uma breve definição dos elementos que compõem a análise de (Moawwad *et al.*, 2013), onde:

ϕ – Diferença de fase entre a tensão do inversor de frequência e a tensão do equivalente do sistema de distribuição;

E_{PV} – Tensão no inversor de frequência do sistema fotovoltaico;

P – Potência ativa;

Q – Potência reativa;

Explorando o trabalho de (Moawwad *et al.*, 2013), o autor nos revela a seguinte relação de controle:

Efeito da mudança de ϕ em P e Q:

- P muda significativamente com a diferença de ângulos de ϕ ;
- Q permanece constante mesmo com as mudanças e diferentes ângulos ϕ ;

Efeito da mudança de E_{PV} em P e Q:

- P permanece praticamente constante e dificilmente é alterada;
- Q muda significativamente com o aumento de E_{PV} ;

Segundo o (Vasquez *et al.* 2009), onde os autores apresentam o controle Droop no plano dinâmico. Foi possível observar e analisar a construção da estrutura do controle desde a sua concepção de loop de controle internos e externo, e até uma aplicação em um SD com geração fotovoltaica, buscando estudar a resposta do método no sistema. O intuito do controle é sempre utilizar o inversor de frequência presente da geração distribuída para realizar o monitoramento da potência ativa e reativa do sistema, bem como os fenômenos QEE.

Porém, um assunto relevante no trabalho dos autores, e que será utilizado no desenvolvimento desse trabalho, é a modelagem da curva de inclinação do método de controle, que pode ser vista a seguir.

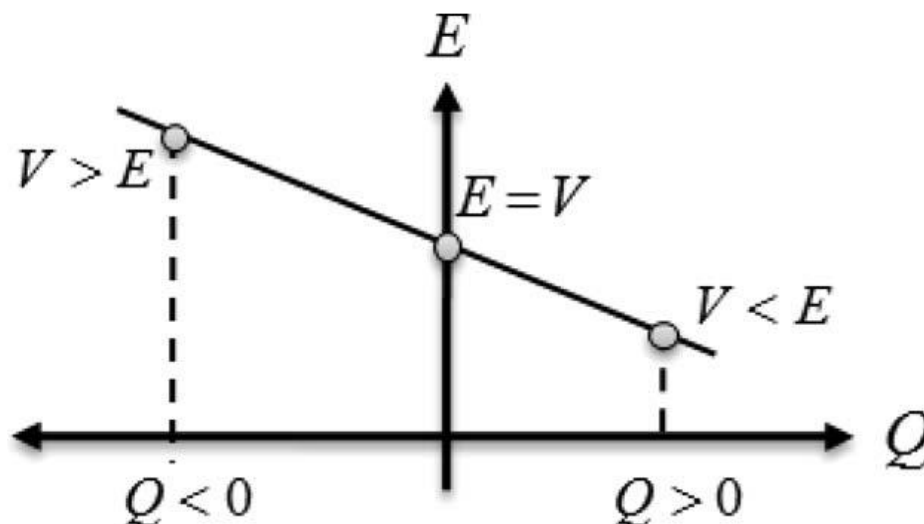


Figura 3 - Relação do controlador Droop

Fonte: (VASQUEZ, J, C; *et al*, 2009)

Na Figura 5 do trabalho de (VASQUEZ, J, C; *et al*, 2009), é possível visualizar a característica do controle em diferentes aspectos em relação a injeção de potência reativa em diferentes cenários de tensão do sistema de distribuição (representado pela

letra V na Figura 3) e também da tensão no inversor de frequência da geração fotovoltaica (representado pela letra E na Figura 3). Conforme conclusão dos autores do trabalho, o controle *Droop* modelado a partir da curva apresentada acima - cujo modelo matemático não será exposto nesse momento, pois tem-se posteriormente um capítulo dedicado para a apresentação do método – tem-se que o método *Droop* apresentou-se eficaz quando aplicado para corrigir afundamentos de tensão no sistema de distribuição. Como os autores concluíram, quando o sistema de distribuição apresentava afundamentos, o inversor (controlado) era responsável por fornecer potência ativa para a carga do SD e ainda injetar potência reativa para corrigir o afundamento de tensão para estabilizar a potência na carga.

Entretanto a abordagem dos trabalhos mencionados se refere muito mais ao controle dinâmico do método e a sua construção do que uma aplicação em um sistema de distribuição em simulação estática, simulando as condições de carga e estudando problemas relacionados a QEE quando se injeta a potência gerada pelos painéis solares. Dessa forma, surgiu a necessidade de apresentar trabalhos que abordem essa visão de aplicação do método de controle *Droop* em SD para estudar a eficiência e o comportamento do sistema com o mesmo.

2.4.2. Aplicações controle Q-V *Droop*

Prosseguindo a análise, segundo o trabalho de (Seuss *et al.*, 2015), tem-se agora o fenômeno de elevação de tensão, para tal é utilizado como estudo um sistema distribuição com a geração fotovoltaica inserida no mesmo, como pode ser visto na Figura 4. O sistema de distribuição da Figura 4, apresenta o seguinte perfil: 12,47 kV e 1,71 MVA de potência. Nessa configuração, sem o auxílio de um controle de tensão para mitigar os impactos da injeção da energia gerada no sistema de distribuição, tem-se pontos críticos com elevação de tensão, os quais são representados por triângulos. É possível ainda observar na Figura 4 as linhas sobrecarregadas devido as características de carga do sistema, os pontos de elevação de tensão são representados pelo símbolo de um triângulo e a cor do mesmo representa a potência do gerador fotovoltaico em MW. Desse modo, verifica-se que a potência da geração fotovoltaica a ser inserida no sistema se apresenta relativamente baixa e com muitos pontos em que a QEE é violada.

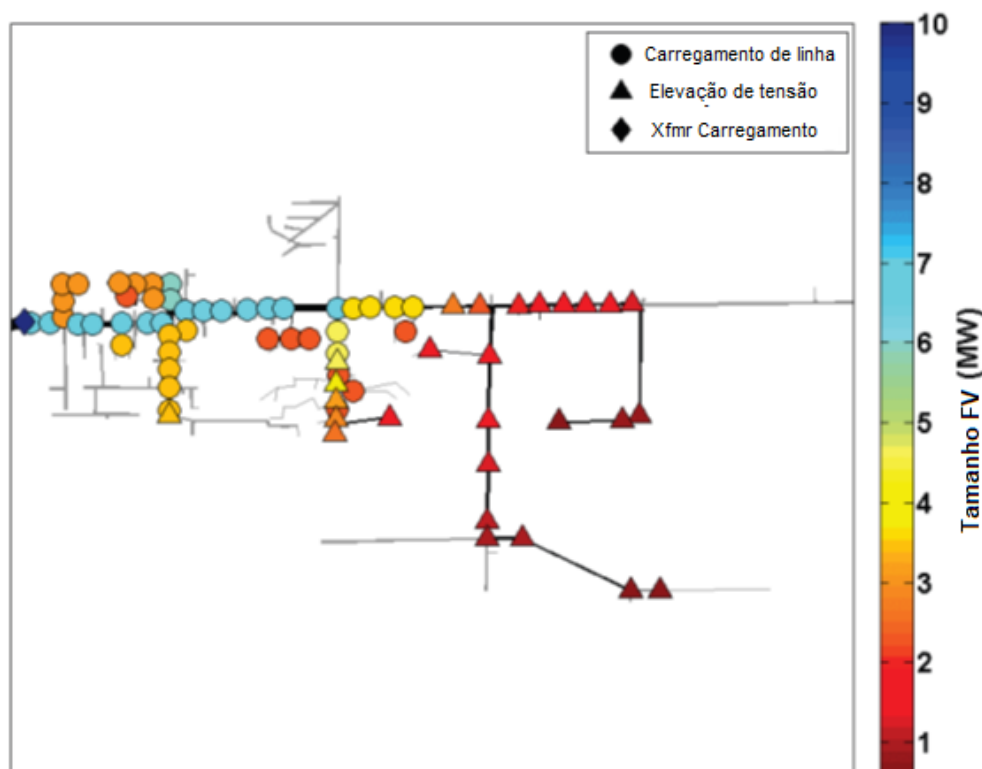


Figura 4 - Sistema de distribuição sem Controle *Droop*

Fonte: Seuss *et al.*, 2015

Porém, ao se adicionar um sistema de controle o perfil da Figura 4 se altera, melhorando os casos de elevação de tensão nas barras e também para as barras sobrecarregas. O Controle Q-V *Droop* torna possível aumentar o nível de potência injetado no SD. Porém deve-se atentar para os casos em que a temperatura começa a se tornar crítica, pois nesse caso embora a elevação de tensão não seja o primeiro problema tem-se a atenção para a temperatura crítica nas barras. Entretanto, a temperatura não será um tema abordado nesse trabalho, a imagem representa apenas a melhora no sistema com o método de controle implementado

Segundo o trabalho de (Seuss, J et al., 2015), o controle aplicado na Figura 5 deve se restringir aos pontos de acoplamento comum (PAC) cuja restrição seja a tensão e não outra causa, como a temperatura. Por fim, para justificar o fato de que nem todos os pontos de elevação de tensão foram corrigidos, os autores nos remetem o fato de que a relação X/R do sistema utilizado é baixa, e também que o inversor de potência utilizado no sistema não possui capacidade suficiente para injetar a potência reativa

necessária no sistema para mitigar ainda mais esse fenômeno de QEE, caso o inversor fosse capaz e suprir a demanda, as elevações de tensão do sistema seriam corrigidas.

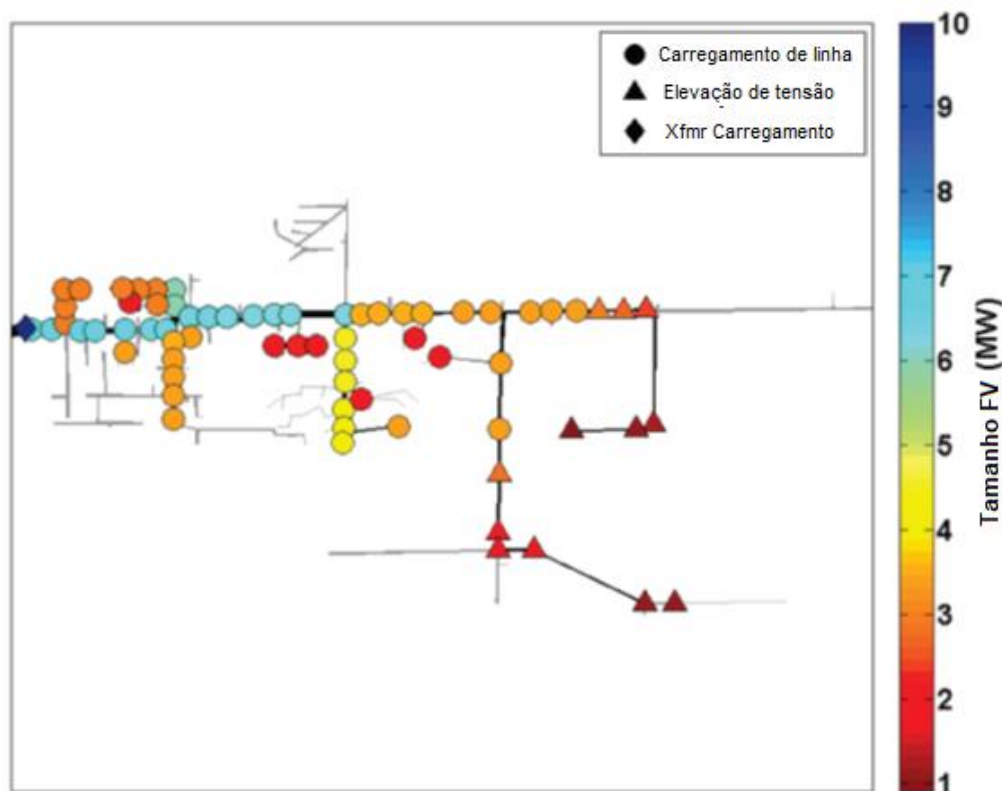


Figura 5 - Sistema de distribuição com Controle *Droop*

Fonte: Seuss *et al.*, 2015

Outro trabalho que demonstra o método *Droop* aplicado a SD é o de (E. Demirok; et al; 2011). Nesse trabalho os autores se atentam tanto aos fenômenos já descritos anteriormente de QEE, mas também para o fator de potência (FP) do sistema ao injetar a potência proveniente da GD. Um fato interessante é a atenção dos autores para o aumento do número de conexões de geração fotovoltaica no sistema e como o método *Droop* auxilia na manutenção do equilíbrio do sistema.

Segundo (E. Demirok; et al; 2011), no sistema em estudo são simulados pontos de geração juntamente com a carga. Dessa forma, tem-se uma atenção especial com a carga que está sendo demandada do SD, pois com diferentes perfis de carga o sistema tende a apresentar comportamentos diferentes, conforme apresentado anteriormente. Logo, o controle Q-V *Droop* apresenta uma característica semelhante ao anterior, melhorando o perfil da regulação de tensão do sistema de modo a diminuir a demanda por corrente de carga da geração principal. Esse fato é evidenciado na Figura 6, onde mostra-se o nível de fator de potência necessário para a regulação de tensão, e também o antes e depois da aplicação do método de controle do sistema em questão.

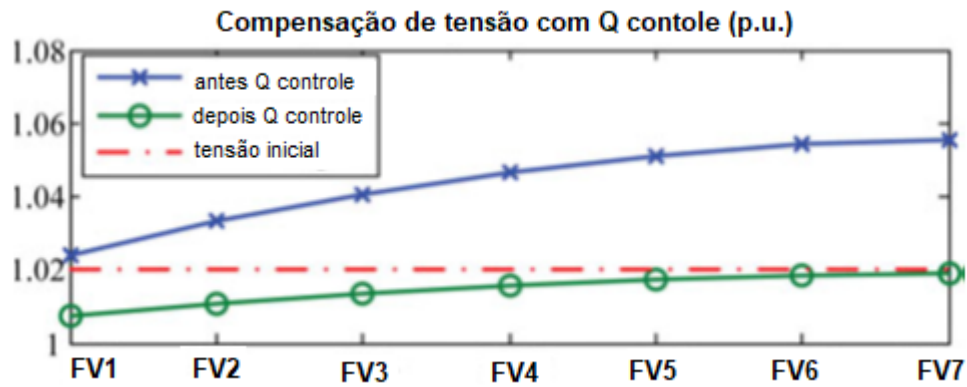


Figura 6 - Perfil de tensão do SD com o aumento do número de células fotovoltaicas

Fonte: E. Demirok; et al; 2011

Outro ponto que merece atenção, é o fato da distância da geração em relação a subestação e como o método de controle se mostra eficaz para diminuir o fenômeno da elevação de tensão dos geradores mais distantes, melhorando desse modo o perfil de tensão do sistema.

3. Metodologia

O presente capítulo é dedicado para a apresentação do sistema elétrico utilizado neste trabalho, bem como suas características particulares, como por exemplo, carregamento, geradores e transformadores. Será apresentado o *software* escolhido para as simulações, juntamente com o descritivo de seus principais atributos elétricos. Por fim, será apresentada a metodologia em estudo implementada para o controle da injeção de energia elétrica no sistema por parte da geração distribuída.

3.1. Sistema elétrico de distribuição

O sistema de distribuição escolhido para o trabalho e que será analisado no decorrer do mesmo, é o sistema de 34 barras com tensão nominal de 24,9 kV, apresentado pelo IEEE-PES *Power & Energy Society* (2000-2010). Suas principais características são: sistema longo, com leve carregamento, dois reguladores automático de tensão que regulam as tensões de cada fase separadamente, um transformador de média/baixa tensão, banco de capacitores além de cargas distribuídas e concentradas. O sistema ainda apresenta uma pequena parte, que é representada pelas barras 888 e 890 com tensão de 4,16 kV, a qual o transformador à montante da barra 888 é responsável por realizar esse rebaixamento de tensão para as barras em questão.

As características específicas, como por exemplo, classificação da linha e das cargas (concentradas e distribuídas), configuração de reguladores, características dos transformadores e dos bancos de capacitores não serão detalhadas nesse trabalho, pois as mesmas são facilmente encontradas no banco de dados do IEEE-PES *Power & Energy Society* (2000-2010). Na Figura 7 é possível visualizar o diagrama unifilar do sistema.

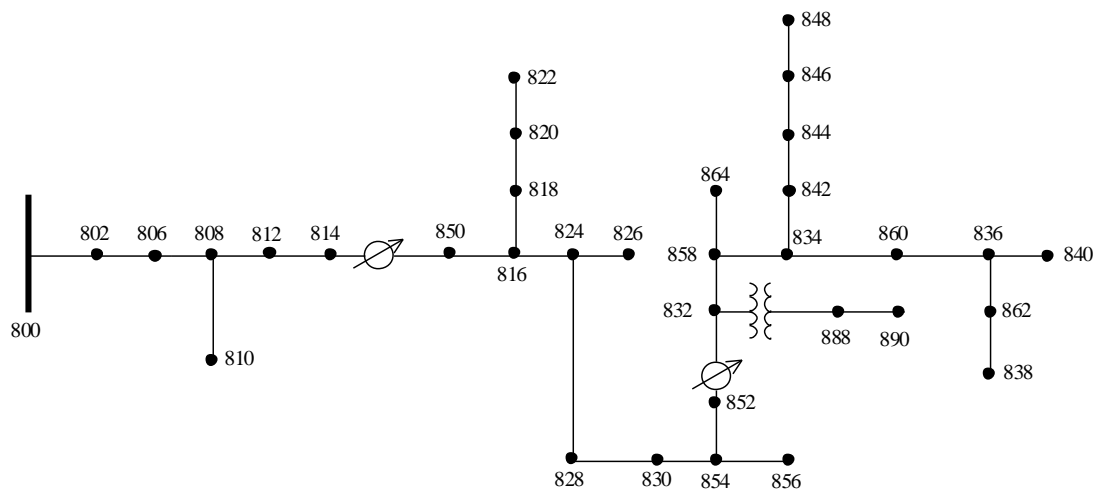


Figura 7 - Sistema IEEE 34 Barras

Fonte: (IEEE-PES Power & Energy Society 2000-2010)

3.2. *OpenDSS* e Modelagem 34 barras

O *software* que será utilizado para as simulações é o *OpenDSS* (*Open Distribution Sytem Simulator*), desenvolvido em 1997 pela *Electrotek Concepts, Inc.* por Thomas Mc Dermott e Roger Dugan. O programa apresenta uma característica importante, sua linguagem é orientada a objeto, facilitando o seu uso e também por ser uma ferramenta de código aberto (*OpenSource*). Ele pode ser utilizado para simular diversas características de sistemas de distribuição, transmissão e subestações. O *software* ainda conta com uma biblioteca voltada para a geração fotovoltaica, podendo simular esse modo de geração distribuída e impactos de QEE mesma no sistema em estudo.

Ainda sobre o *OpenDSS*, o mesmo permite uma descrição das características dos elementos que compõem o sistema com um alto nível de detalhes, baseados nas suas características elétricas e físicas. Logo pretende-se detalhar a seguir, os principais elementos que serão utilizados nessa modelagem, para cada um serão descritos seus principais parâmetros a serem definidos e também à especificação da conexão dos mesmos.

3.2.1. Subestação

A subestação é representada pelo equivalente de *Thévenin* no *OpenDSS*, visto anterior à subestação ou da subestação vista por um alimentador, que é representado pelo comando *Circuit*. Tem por característica ser o primeiro elemento da modelagem a ser declarado. Os parâmetros mais relevantes a serem descritos são apresentados na Tabela 4:

Tabela 4 - Parâmetros do elemento *Circuit* - *OpenDSS*

Parâmetro	Descrição
bus1	Nome da barra em que será conectado o terminal principal
pu	Valor em p.u. que de operação da fonte
angle	Ângulo de fase em graus da fase A
basekv	Tensão base em kV
phases	Número de fases
MVAsc3	Potência trifásica aparente de curto-circuito, m MVA

3.2.2. LineCode

Refere-se às características de uma ou mais linhas de transmissão do sistema. O comando *LineCode* é muito utilizado para definir os parâmetros de linhas repetidas de uma só vez. Os parâmetros relevantes desse grupo são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 - Parâmetros do elemento *LineCode* - *OpenDSS*

Parâmetro	Descrição
nphases	Número de fases do arranjo
basefreq	Frequência de base das impedâncias
units	Unidade de comprimento
rmatrix	Matriz de resistência da linha por unidade de distância
xmatrix	Matriz de reatância da linha por unidade de distância

3.2.3. Alimentador

O comando *Line* é utilizado quando é necessário simular uma linha do sistema de distribuição, através de suas características físicas e elétricas, as quais são descritas no comando *Line* ou utilizando *LineCode*, explicado anteriormente. A modelagem da

linha se baseia no modelo π com capacitância shunt. Os principais parâmetros desse comando são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Parâmetros do elemento *Line* - *OpenDSS*

Parâmetro	Descrição
bus1	Nome da barra em que será conectado o primeiro terminal
bus2	Nome da barra em que será conectado o segundo terminal
units	Unidade de medida do comprimento da linha
length	Comprimento da linha
LineCode	Características da linha escolhida

3.2.4. Carga

Para descrever as cargas utilizadas na simulação via *software* é necessário escolher qual o modelo da mesma, além de definir a sua potência ativa (kW) ou potência reativa (kvar) e o fator de potência. Entre os modelos de carga definidos no sistema, podem ser utilizados os seguintes:

1. P e Q constantes (padrão do *OpenDSS*)
2. Z constante
3. P constante e Q quadrático
4. P nominalmente linear e Q quadrático
5. Corrente Constante
6. P constante e Q em valor nominal
7. P constante e Q quadrático fixo
8. ZIPV

Nessa classificação deve-se informar também os parâmetros apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 - Parâmetros do elemento *Load* - *OpenDSS*

Parâmetro	Descrição
model	Número de 1 a 8 que define o tipo de carga
phases	Número de fases
bus1	Nome do barramento que a carga está conectada
kV	Tensão nominal em kV
kW	Potência ativa nominal em kW
kvar	Potência reativa nominal em kW
conn	Tipo de conexão da carga (Delta ou estrela)
daily/yearly	Curva de carga (LoadShape) utilizada para simulações diárias/anuais

3.2.5. Capacitor

No *software* os capacitores são tratados como elementos *Power Delivered* de dois terminais, que tem por função transportar energia de um ponto para outro. É necessário realizar a definição das conexões dos terminais, pois caso não seja feita, o padrão do programa é definir a segunda conexão como aterrado. Os parâmetros a serem definidos para o elemento *Capacitor* são apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 - Parâmetros do elemento *Capacitor* - *OpenDSS*

Parâmetro	Descrição
bus1	Nome da primeira barra na qual o capacitor está conectado
bus2	Número de fases do capacitor
kV	Tensão nominal de linha em kV
kVAR	Potência nominal reativa em kVAR
conn	Tipo de conexão

3.2.6. Transformador

Os transformadores representados no *OpenDSS*, seu elemento é *Transformer*. Por padrão a conexão do *OpenDSS* é estrela-delta. Deve-se atentar para a descrição da impedância do enrolamento, ou deve ser inserido apenas metade do valor total em cada lado do transformador (alta/baixa) de modo que a impedância represente fielmente a

descrição do valor real. Os principais parâmetros a serem descritos são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 - Parâmetros do elemento *Transformer* - *OpenDSS*

Parâmetro	Descrição
phases	Número de 1 a 8 que define o tipo de carga
windings	Número de fases
buses	Arranjo dos barramentos onde os enrolamentos estão conectados
kVs	Arranjos das tensões nominais em kV de cada lado do transformador
kvas	Arranjos das tensões nominais em kVA de cada lado do transformador
conns	Arranjo dos tipos de conexões dos enrolamentos
xhl	% de reatância entre os enrolamentos
%Rs	Arranjo das resistências em p.u. na base dos transformadores
%loadloss	% de perda em plena carga
%noloadloss	% de perda em vazio
%imag	% da corrente de magnetização

3.2.7. Regulador de tensão

O regulador de tensão no *OpenDSS* deve ser utilizado juntamente com um transformador, para que possa realizar o controle de tensão através dos *taps* do transformador. Logo, com a declaração do transformador, deve-se declarar o regulador de tensão como *RegControl*, com os parâmetros destacados na Tabela 10. Cabe destacar ao leitor, que os reguladores de tensão do sistema operam de forma unidirecional, não foram considerados reguladores bidirecionais para a modelagem e análise dos resultados.

Tabela 10 - Parâmetros do elemento *RegControl* - *OpenDSS*

Parâmetro	Descrição
transformer	Nome do transformador que o regulador é conectado
winding	Número de enrolamentos do transformador a ser monitorado
vreg	Configuração em volts do regulador de tensão para o enrolamento
band	Largura da banda em volts para a banda controlada
delay	Tempo em segundos que o tap demora para ser chaveado
ptratio	Relação de tensão no TP
CTprim	Relação de tensão no TC

R	Resistência do compensador de linha do regulador
X	Reatância do compensador de linha do regulador

3.2.8. Gerador

Para a modelagem gerador como um elemento de conversão de energia é necessário definir a sua potência nominal, fator de potência e tensão. Como descrito anteriormente para a carga, o *OpenDSS* conta com os seguintes modelos de geradores:

1. Potência ativa e potência reativa constantes segundo uma curva apropriada
2. Impedância constante
3. Modelo de gerador com barra PV
4. Potência ativa constante seguindo o despacho e potência reativa fixa
5. Modelo descrito pelo usuário

Os parâmetros necessários para de definição do elemento Generator são apresentados na Tabela 11:

Tabela 11 – Parâmetros do elemento *Generator* - *OpenDSS*

Parâmetro	Descrição
kV	Tensão de linha nominal em kV
bus1	Nome da barra a qual o terminal do elemento está conectado
kW	Potência nominal do gerador em kW
PF	Fator de potência
model	Selecionar o modelo de gerador
phases	Número de fases do gerador
maxkvar	Valor máximo de potência reativa (Mvar) para o modelo 3
minkvar	Vaor mínimo de potência reativa (Mvar) para o modelo 3

3.2.9. Gerador Fotovoltaico

O *software OpenDSS* apresenta comandos específicos relacionados a geradores fotovoltaicos. É um modelo que compõe a biblioteca do *software* que se resume a comandos necessários para a inserção desses geradores no sistema de distribuição e a definição dos parâmetros dos mesmos. Esse modelo é composto pelo dispositivo de geração fotovoltaica e o inversor, o qual é responsável por realizar o controle de potência ativa e reativa injetadas no SD de forma mais simples. O sistema fotovoltaico

apresentado é um modelo de conversão de energia no *software*, ou seja, um elemento *Power Conversion*, que são responsáveis pela conversão de energia elétrica em outra forma de energia. Um diagrama esquemático é apresentado na Figura 8, onde é possível verificar algumas das variáveis e parâmetros que são necessários para o correto funcionamento do comando *PVSystem*.

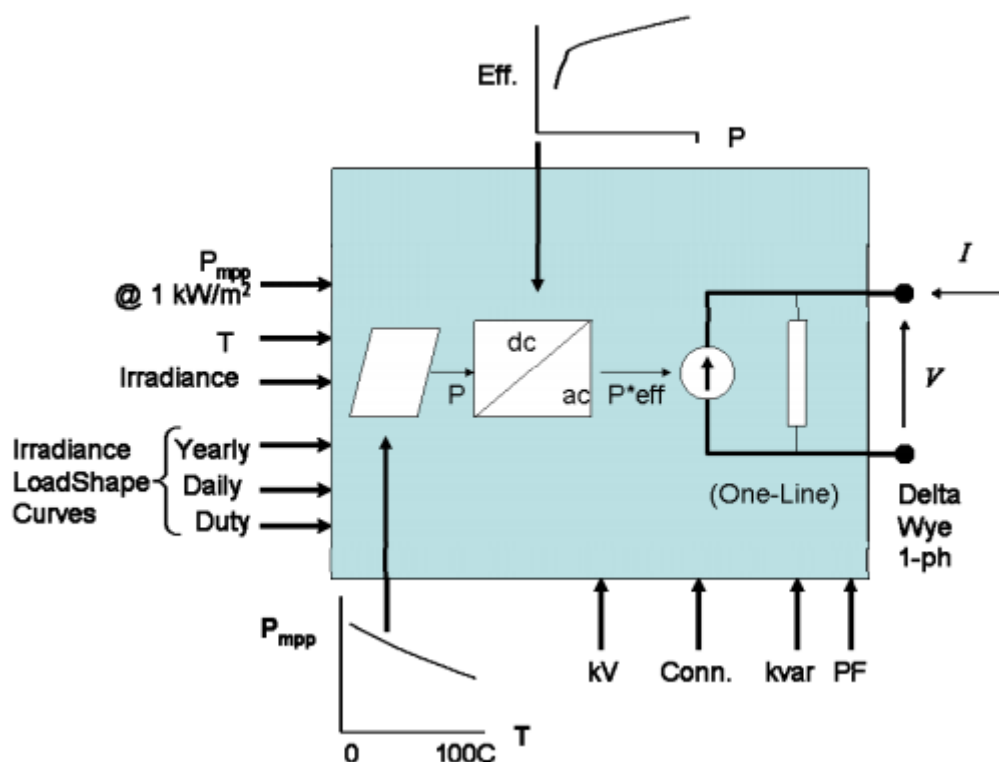


Figura 8 - Diagrama de blocos do modelo do sistema fotovoltaico

Fonte: (EPRI, 2011a)

Para prosseguir a apresentação do modelo de painéis fotovoltaicos, se faz necessária a definição de quatro curvas, que são essenciais para o entendimento do elemento, desse modo os parâmetros para a configuração do *PVSystem* como a curva de irradiação diária, curva de temperatura e curva P vs T , serão apresentados nas Tabelas 12, 13 e 14 respectivamente.

- Curva de Irradiação diária

Tabela 12 - Parâmetros irradiação diária *LoadShap* do *PVSystem* - *OpenDSS*

Parâmetro	Descrição
npts	Número máximo de pontos da iteração
interval	Medida de tempo para o intervalo fixo (diário, mensal, anual)
mult	Arranjo de valores em p.u.

- Curva de temperatura

Tabela 13 - Parâmetros irradiação diária *Tshape* do PVSystem - *OpenDSS*

Parâmetro	Descrição
npts	Número máximo de pontos da iteração
interval	Medida de tempo para o intervalo fixo (diário, mensal, anual)
mult	Arranjo de valores de temperatura

- Curva P vs T do módulo fotovoltaico e curva η vs P do inversor

Tabela 14 - Parâmetros irradiação diária *XYcurve* do PVSystem - *OpenDSS*

Parâmetro	Descrição
npts	Número máximo de pontos da iteração
xarray	Arranjo de valores do eixo x
yarray	Arranjo de valores do eixo y

Após a definição dos parâmetros necessários para a configuração das curvas, é preciso definir o objeto *PVSystem*. Para isso os parâmetros para a definição do mesmo são apresentados na Figura 15.

Tabela 15 - Parâmetros do elemento *PVSystem* - *OpenDSS*

Parâmetro	Descrição
bus1	Nome da barra a qual o terminal do PVSystem está conectado
phases	Número de fases do PVSystem
kVA	Potência nominal do inversor em kVA
kV	Potência nominal do gerador
Irradiance	Irradiação base em kW/m ²
Pmpp	Potência máxima nominal do conjunto de módulos
Temperature	Temperatura base em °C
Pf	Fator de potência do PVSystem
EffCruve	Curva η vs P do inversor
P-TCurve	Curva P vs T do módulo fotovoltaico
Daily	Curva de irradiação diária

3.2.10. Inversor de frequência

O elemento inversor, cujo comando é *InvControl*, é utilizado em conjunto com o sistema solar declarado *PVSystem* no *OpenDSS* e apresenta características para controle de tensão e potência. Existem diversos modelos para executar o controle, porém, esse trabalho será concentrado apenas em dois modos, o modo Volt-Watt e Volt-Var. Para o modo Volt-Watt a curva da Figura 9 será utilizada como os limites de controle. O eixo x representa a tensão da barra na qual o gerador + inversor estão conectados, enquanto que o eixo y representa a potência injetada no sistema.

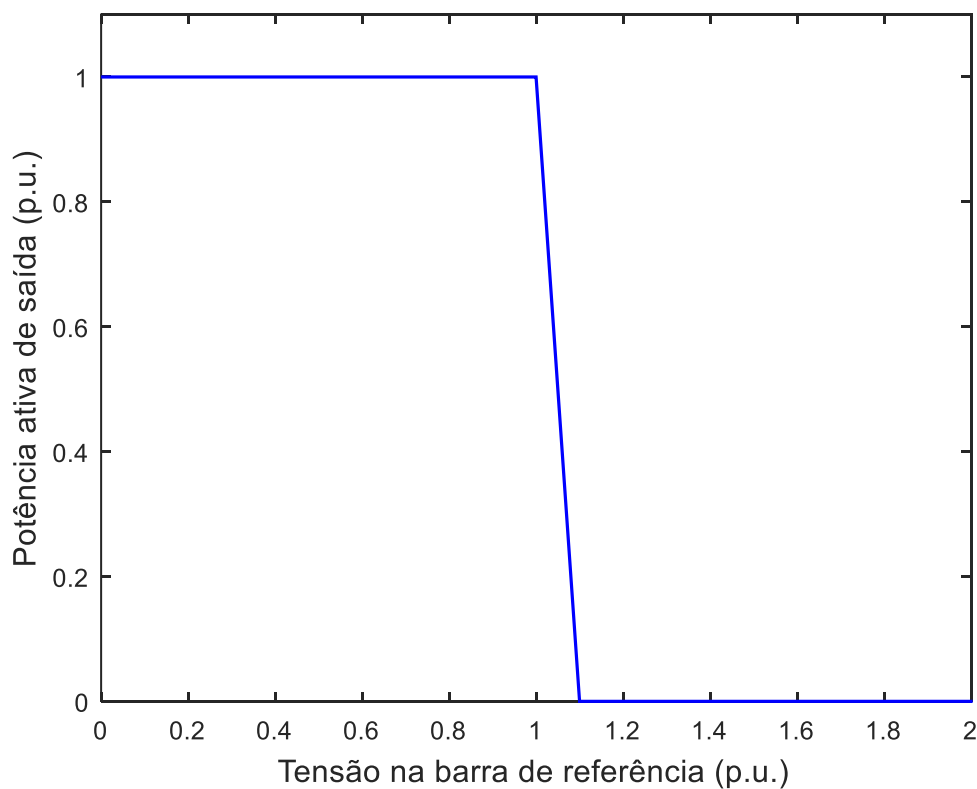


Figura 9 - Curva de controle modo Volt-Watt

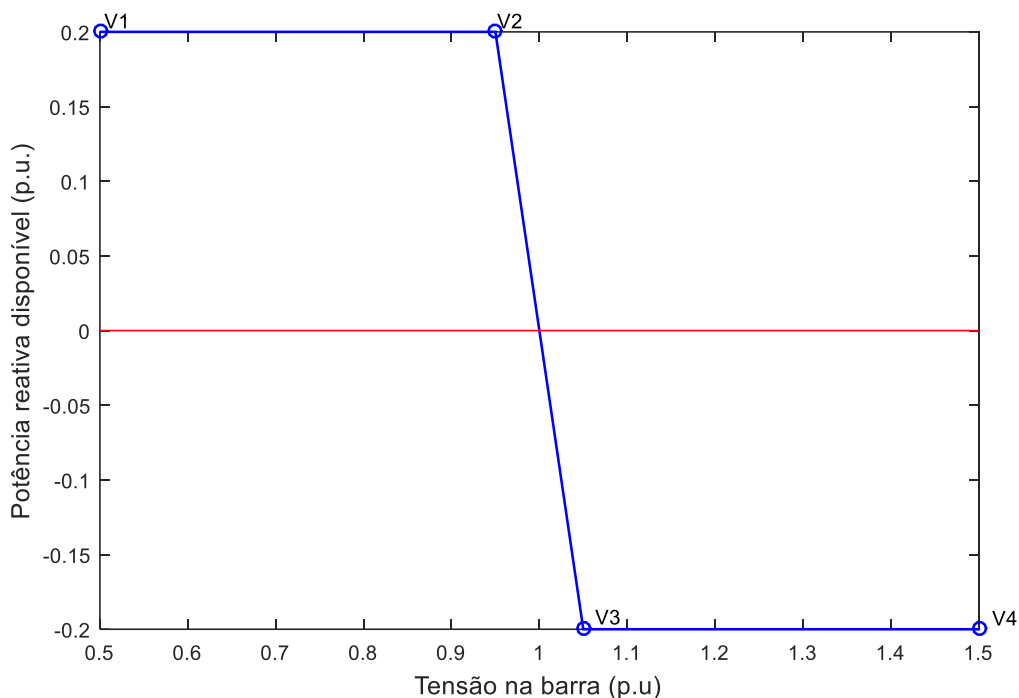


Figura 10 - Curva de controle modo Volt-Var

Em relação ao método Volt-Var, tem-se na Figura 10 ilustração semelhante ao que foi realizado para o método Volt-Watt. Entretanto, o controle nesse momento consiste em analisar em qual patamar de potência a barra na qual o gerador está acoplado se encontra, e então injetar potência reativa ou absorver potência reativa. Para tensões anteriores ao ponto V1 e entre o ponto V2, o inversor irá fornecer 20% da potência reativa, para tensões entre V2 e V3 o inversor irá fornecer potência reativa seguindo a inclinação da reta formada por esses pontos. Por fim, para tensões entre o ponto V3 e após o ponto V4, o inversor irá absorver 20% da potência reativa. As Figuras 9 e 10 são os limites do controle utilizado nesse trabalho.

As definições dos demais parâmetros do objeto *Inverter* são apresentadas na Tabela 16:

Tabela 16 – Parâmetros do elemento *InvControl* - *OpenDSS*

Parâmetro	Descrição
mode	Modo de operação do controle
voltage_curve	Referência ao modo de parametrização dos valores para p.u
vvc_cruve1	Recebe o nome da curva do parâmetro <i>XYCurve</i>
hysteresis_offset	Offset da cruva de histerese do inversor, atuação na banda morta
XYCurve	Pontos X e Y para o controle

Para o parâmetro *XYCurve* do elemento *Inverter*, vale ressaltar que é nessa listagem que se executa a definição dos números de pontos que a curva de controle apresentará. Por função principal, define-se a potência reativa de saída em função da tensão nominal do elemento *PVSystem*. A equação que define a quantidade de potência reativa injetada ou absorvida é definida por:

$$kvar_{disponível} = \sqrt{(kva_{medido}^2 - kW_{atual}^2)} \quad (1)$$

Por fim, para a definição correta do *Inverter*, os parâmetros são apresentados na Tabela 17.

Tabela 17 - Parâmetros do *XYCurve* para o elemento *InvControl* - *OpenDSS*

Parâmetro	Descrição
name	Nome da curva XY
npts	Número de pontos X e Y que compõem a curva
XArray	Vetor de pontos do eixo X
YArray	Vetor de pontos do eixo Y

Vale ressaltar, que as curvas representadas pelas Figuras 9 e 10 são as mesmas utilizadas pelo script em *MATLAB* para controlar a tensão/potência no *OpenDSS*. Desse modo, espera-se estudar o desempenho dessas curvas ao otimizar o nível de tensão do sistema, mitigando as variações de tensão no mesmo.

3.3. Metodologia

Após as definições dos parâmetros dos objetos utilizados para a modelagem do sistema, serão descritos nessa etapa quais foram as considerações acerca das cargas e dos geradores instalados no sistema, como as simulações foram realizadas

Em um primeiro momento, buscou-se alocar as cargas do sistema como cargas residenciais, ou seja, foi realizado um carregamento de um perfil de carga para as cargas presentes no sistema. O perfil escolhido foi o residencial, pois espera-se estudar os fenômenos de distúrbios da qualidade de energia em um sistema com essas características. Desse modo, o perfil mencionado é apresentado na Figura 11.

A justificativa para a escolha do perfil de consumo residencial se deve ao pico de consumo das cargas apresentarem um horário diferente do pico da geração do sistema

fotovoltaico, de modo que possa ser possível estudar os impactos da injeção de potência a partir da geração distribuída fotovoltaica.

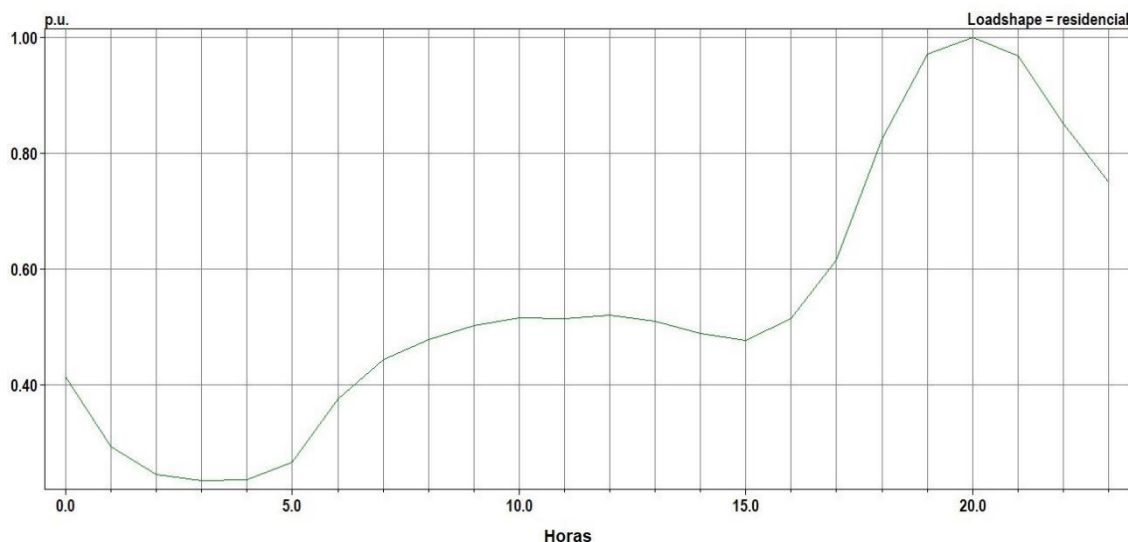


Figura 11 - Perfil Residencial

Fonte: (J.A. Jardini, et al, 2010)

A partir do carregamento do perfil descrito anteriormente via algoritmo construído no *MATLAB*, foi executada a alocação dos geradores fotovoltaicos em barras específicas do sistema. Para executar a alocação dos geradores, foram considerados a proximidade das barras escolhidas com os reguladores de tensão e também para que as barras escolhidas fossem barras de cargas, simulando desse modo o comportamento de um gerador instalado em um bairro residencial. Assim, para obter uma simulação com maior robustez, serão apresentados três casos para análise, nos quais pretende-se explorar os distúrbios e a aplicação do método *Droop* para a correção dos mesmos. Logo, os casos explorados são:

- Caso Base: Será realizada a simulação diária monitorando as tensões em todas as barras do sistema, dessa forma, serão quantificando os níveis de tensão de acordo com o módulo 8 do PRODIST, a fim de analisar o comportamento do sistema sem a presença dos geradores distribuídos fotovoltaicos.

- Caso A: Inserção de um gerador distribuído de 2 MW de potência na Barra 848 do sistema e a realização dos procedimentos descritos no caso base.

- Caso B: Inserção de dois geradores distribuídos de 1 MW de potência cada, nas Barras 840 e 848 do sistema e a realização dos procedimentos descritos no caso base.

A escolha da potência de 2MW para os casos de estudo é justificada pelo tipo de análise que é proposta nesse trabalho. Espera-se estressar o sistema de distribuição com um perfil de carga residencial, colocando o patamar de geração acima do patamar de consumo das cargas. Desse modo pretende-se analisar como o SD se comportará e qual a atuação do controle *P-V Droop* e *Q-V Droop* no mesmo.

Para os três casos descritos, serão monitoradas as perdas ao longo das horas de simulação, a fim de quantificar a influência dos geradores no valor absoluto das perdas do sistema. Os critérios de comparação para uma primeira análise, serão a comparação dos Casos A e B com o Caso Base e também a comparação entre Caso A e Caso B, para analisar se existem diferenças entre a utilização de um gerador com potência maior e na utilização de dois geradores menores. Para essa análise, será utilizado o monitoramento do *taps* dos reguladores de tensão, visando avaliar como os reguladores operam para cada nível de potência do gerador distribuído presente na rede.

Para as análises que seguem foi realizada uma rotina em *MATLAB* a qual controla o *software OpenDSS* para armazenar os valores de tensão das barras ao longo de cada hora do dia em vetores para as três fases do sistema em estudo. Desse modo, pode-se classificar com maior facilidade as tensões nas barras. Uma outra facilidade encontrada através do *script* proposto é a análise das perdas durante as horas do dia para o sistema, pois a mesma também é armazenada em um vetor de perdas.

4. Análise do Sistema

O objetivo deste capítulo é apresentar uma primeira análise do sistema IEEE – 34 Barras para os casos caracterizados anteriormente. Desse modo, essa análise servirá como referência para a comparação com o método de controle proposto neste trabalho.

4.1. Caso Base

Como mencionado anteriormente, para o caso base o sistema será simulado apenas com a curva de carga residencial da Figura 11, carregada nas cargas do sistema em estudo. Portanto, ao realizar a simulação diária para o sistema, obteve-se o seguinte gráfico da Figura 12.

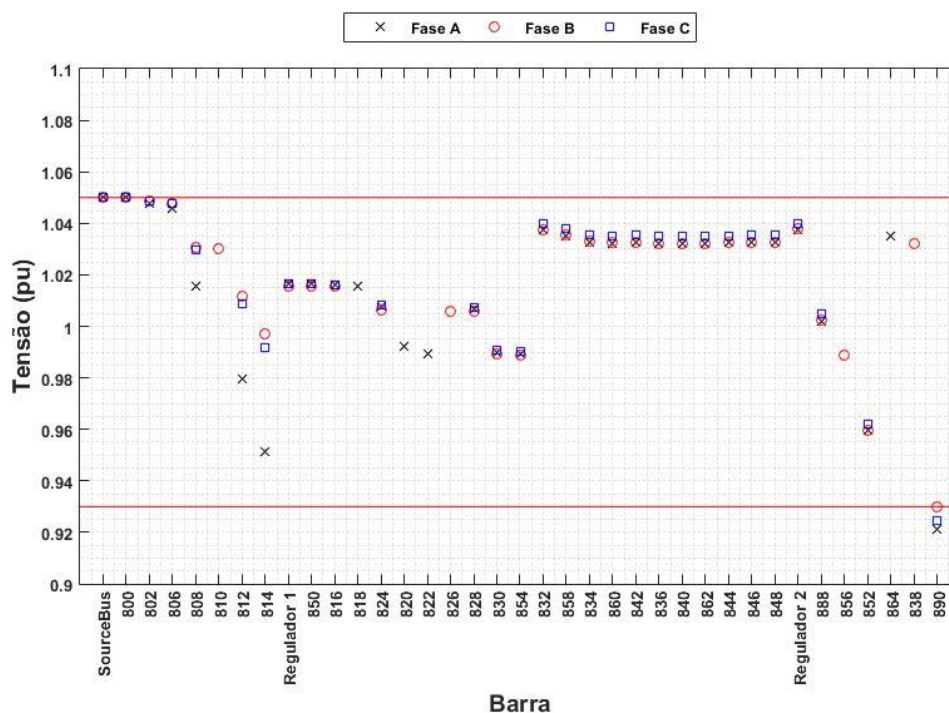


Figura 12 - Perfil de Tensão - Caso Base - 15 horas

Pelo perfil de tensão acima, é possível analisar que não existem violações de tensão nas barras do SD. Logo, para o sistema sem a presença de geradores distribuídos não é verificada nenhuma situação que viole os limites de tensão estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST. Observa-se que o perfil de tensão do sistema acompanha a curva de carga que foi incorporada ao sistema de distribuição.

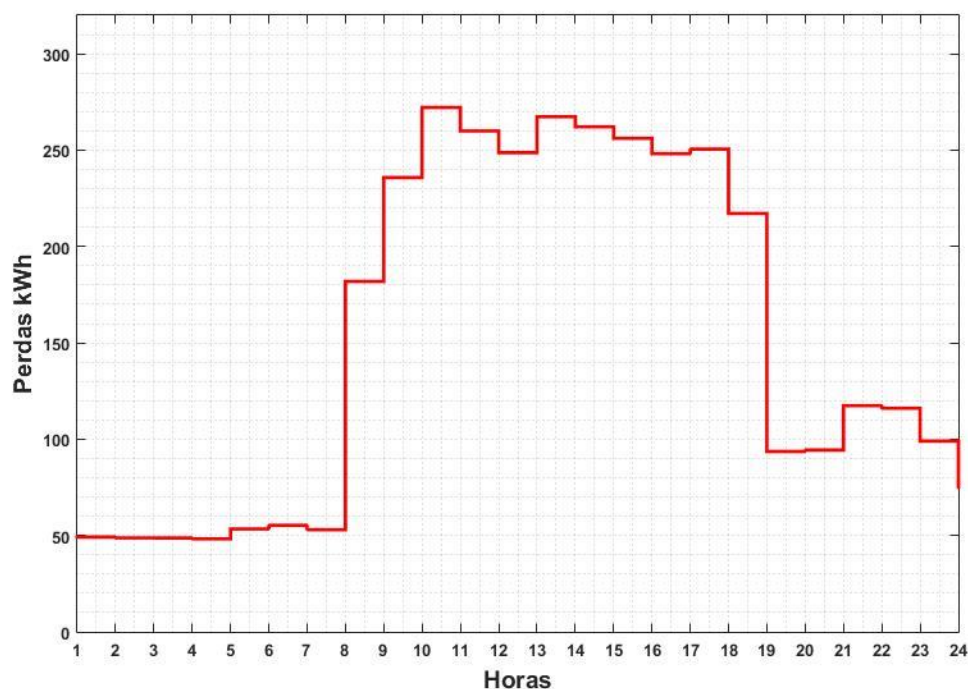


Figura 13 - Perdas por hora - Caso Base

Ao analisar as perdas do sistema, representadas pela Figura 13, observa-se que as mesmas estão concentradas no período entre as 8 e 19 horas.

4.2. Caso A

Ao se analisar o caso A, com o gerador fotovoltaico de 2 MW de potência inserido na Barra 848, tem-se o perfil apresentado na Figura 14. Logo, ao analisar o perfil de tensão da Figura 14, observa-se a violação do limite superior de tensão estabelecido pelo PRODIST, e o mesmo ocorre em uma barra de carga, a barra 808. Essa elevação de tensão pode ocasionar problemas para os equipamentos conectados à essa carga residencial, fato prejudicial a QEE do sistema e também para a vida útil dos equipamentos.

Devido ao gerador fotovoltaico na Barra 848, ocorre um fluxo de potência reverso através dos reguladores de tensão do sistema. Esse fluxo reverso tem início às 13h e término às 16h para o Regulador 1, resultando em um fluxo reverso total de 1559 kW para o período. Analisando o Regulador 2, o período onde se identificou o fluxo reverso de potência tem início às 12h e término às 16h, o que apresenta um total de 6035 kW de fluxo de potência reverso para este regulador. Esse fluxo justifica a elevação de tensão nas barras do SD.

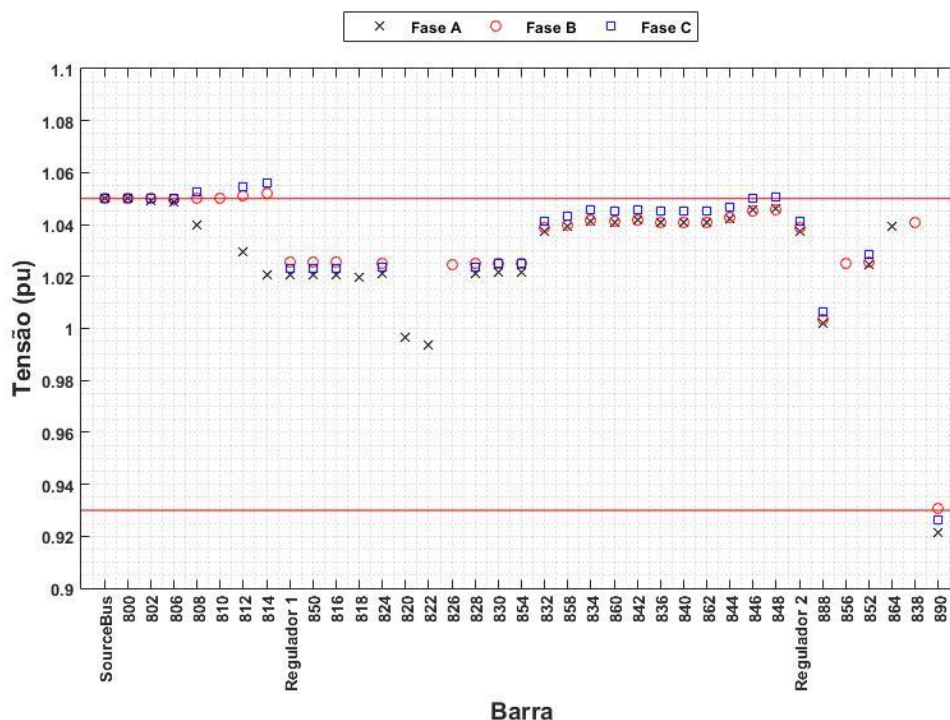


Figura 14 - Perfil de Tensão - Caso A - 15 horas

Porém, ao se analisar as perdas do sistema ao longo da simulação diária, observa-se que a mesma encontra-se em um patamar reduzido em relação ao Caso Base, o que demonstra que a inserção da GD no sistema reduziu as perdas ao longo do dia, deslocando o período de pico de perdas para o horário das 8 horas da manhã, período no qual a geração fotovoltaica não está em seu máximo, e para as últimas horas do dia, onde o consumo da carga residencial é mais baixo. A Figura 15 apresenta o perfil de perdas descrito anteriormente.

Uma análise realizada nesse caso é o comportamento do perfil de tensão na Barra 848, como intuito de analisar como a tensão na barra é afetada com a injeção de potência devido ao GD solar presente na mesma. Ao realizar essa análise com o uso do gráfico da Figura 16, observa-se que a Barra 848 também apresenta uma pequena violação de tensão às 15 horas, o que sugere que para maiores potência de geradores distribuídos, um método de controle para mitigar esse distúrbio de tensão no sistema é interessante.

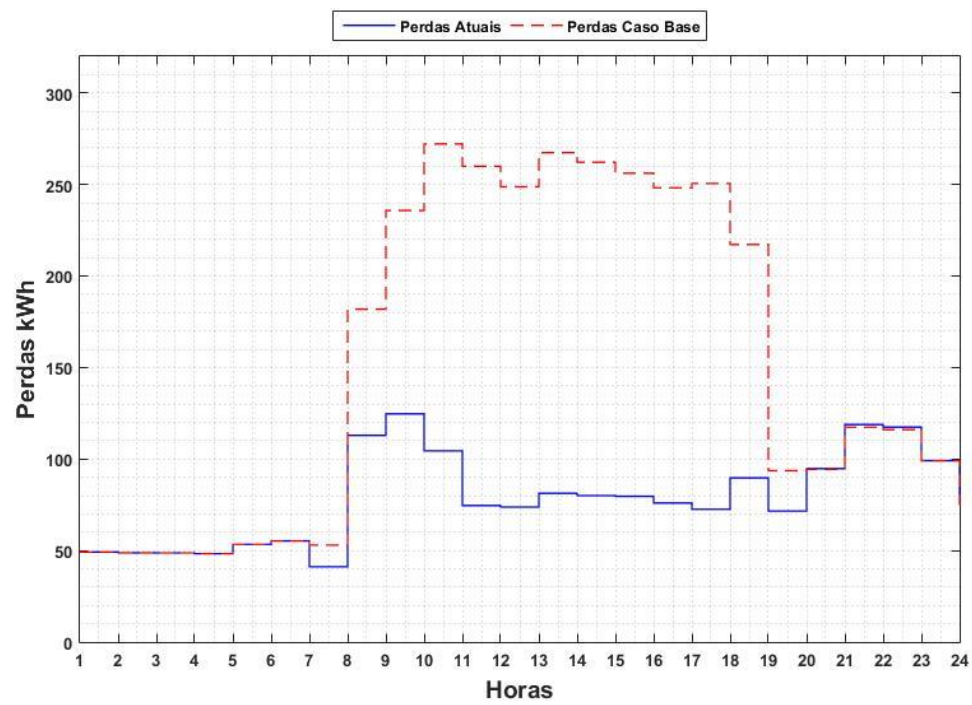


Figura 15 - Perdas por Hora - Caso A

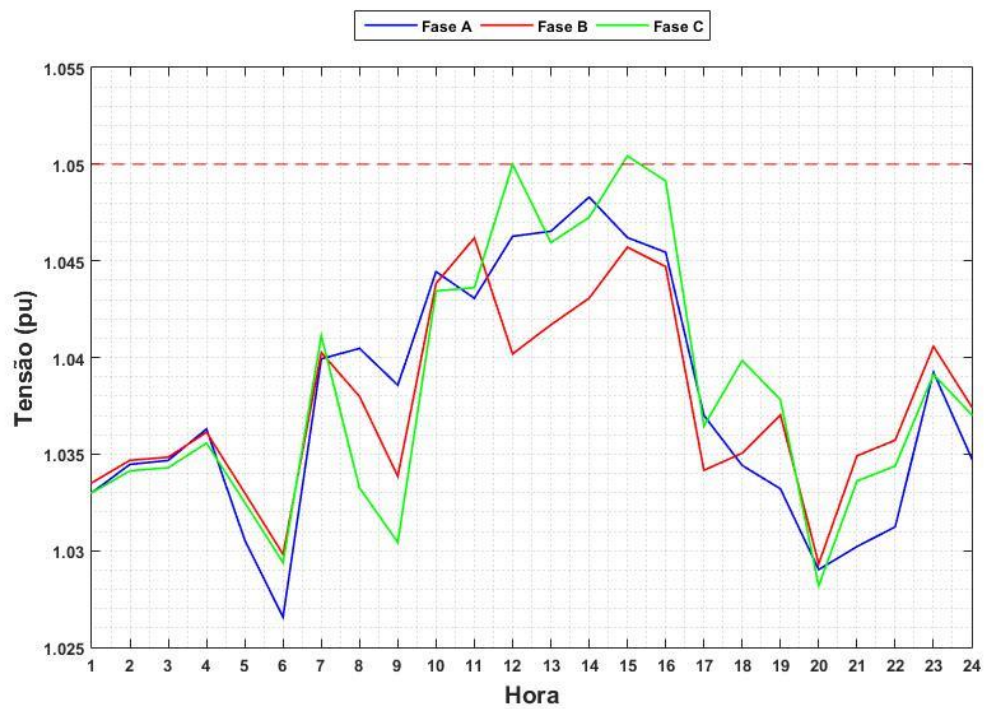


Figura 16 - Perfil de Tensão - Caso A - Barra 848

Um outro aspecto analisado é o perfil de tensão na barra com maior violação, ou seja, a barra 808, a qual apresenta uma carga conectada a mesma e seu gráfico ao longo do dia é apresentado na Figura 17. Dessa análise é possível concluir que a Barra 808 se apresenta em grande parte do tempo acima do nível máximo de tensão regulamentado. Essa exposição a níveis de tensão com distúrbios impacta diretamente a QEE fornecida pelo sistema para as cargas, levantando a possibilidade de penalidades para a concessionária que não adequar os níveis de tensão.

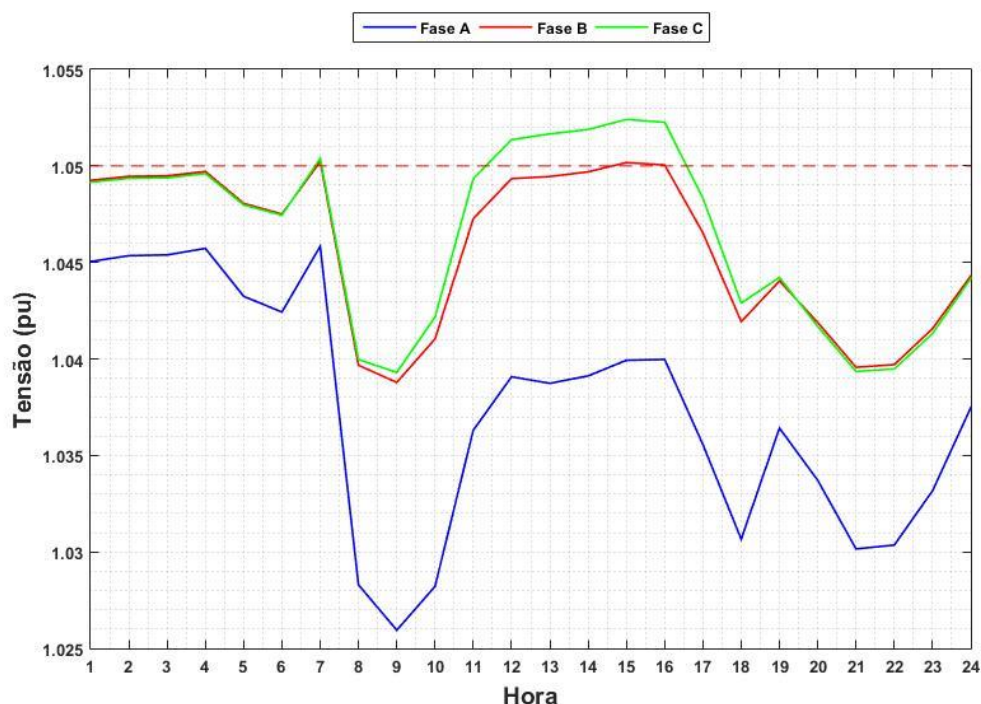


Figura 17 - Perfil de Tensão - Caso A - Barra 808

Para o término das análises do caso A, vale ressaltar o comportamento das tensões nas barras do sistema no horário em que geração solar está em seu maior ponto, ou seja, o horário de maior injeção de potência no sistema. Outro fator que ressalta a importância da análise desse gráfico é o fato de que a carga do sistema no horário de maior geração, ou seja, no horário das 15 horas, não é o mais elevado, o que contribui diretamente para maiores distúrbios de QEE. Esclarecidos os fatos anteriores, pode-se concluir pela análise do gráfico da Figura 14, que o sistema apresenta elevação de tensão nas barras do início do SD e também próximo a barra 840, a qual apresenta o gerador solar de 2 MW. Dessa forma no capítulo 5, serão apresentados os resultados obtidos com a inclusão do método de controle, para que esses distúrbios mencionados sejam mitigados de modo a obter um perfil de tensão melhor.

4.3. Caso B

Ao analisar o perfil de tensão para o caso B, através do *Software MATLAB*, foi constatado que o horário com a maior violação de tensão é igual para os casos A e B. Dessa forma, observa-se que mesmo dividindo a potência do gerador fotovoltaico em dois geradores com potência menor, o horário de maior violação se mantém o mesmo como mostra a Figura 18. Observa-se ainda, que a barra com maior violação continua sendo a Barra 808, logo os problemas relacionados à violação dos limites de tensão se mantêm para esse caso, como para o Caso A.

No que tange o assunto das perdas do sistema, através da Figura 19 observa-se uma melhora significativa em relação ao Caso Base e um perfil de perda semelhante ao Caso A. Esse fato da igualdade do distúrbio de tensão e também das perdas é decorrente do sistema estar exposto ao mesmo nível de potência injetada.

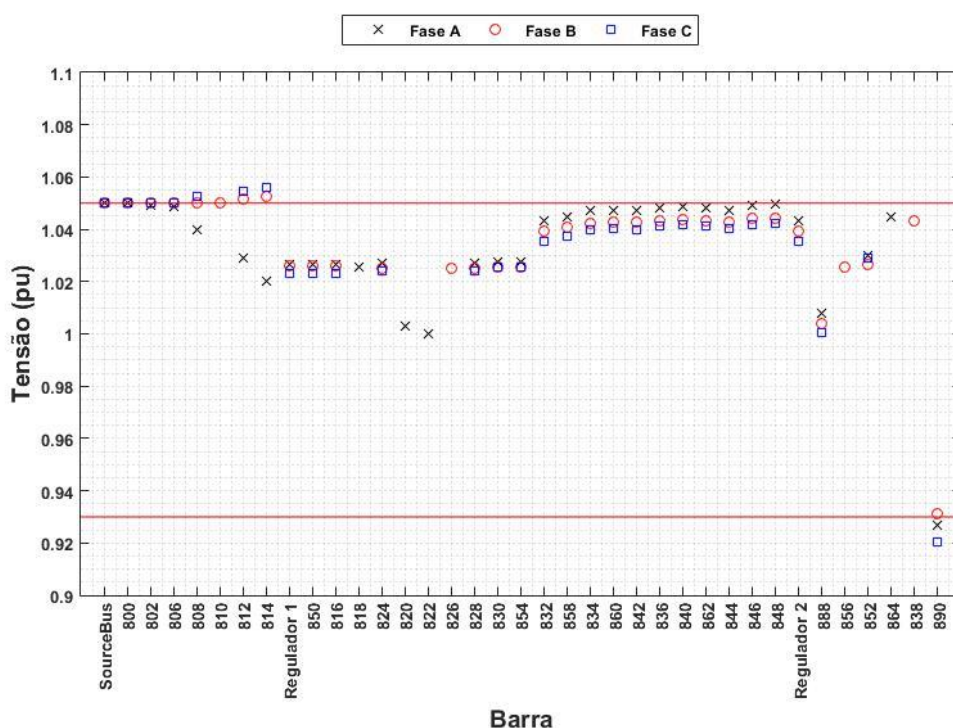


Figura 18 - Perfil de Tensão - Caso B - 15 horas

Novamente é necessário quantificar o fluxo de potência reverso nos Reguladores 1 e 2, uma vez que esse fluxo é responsável pelas elevações de tensão nas barras em que ocorrem as violações de tensão. Os horários em que esse fluxo foi identificado são os mesmos para o Caso A, resultando apenas em diferença no número absoluto do fluxo reverso. Desse modo, para o Regulador 1 obtém-se 1575 kW, e para o Regulador

2 o valor é de 7373 kW, onde ambos os valores são maiores do que aqueles encontrados para o Caso A.

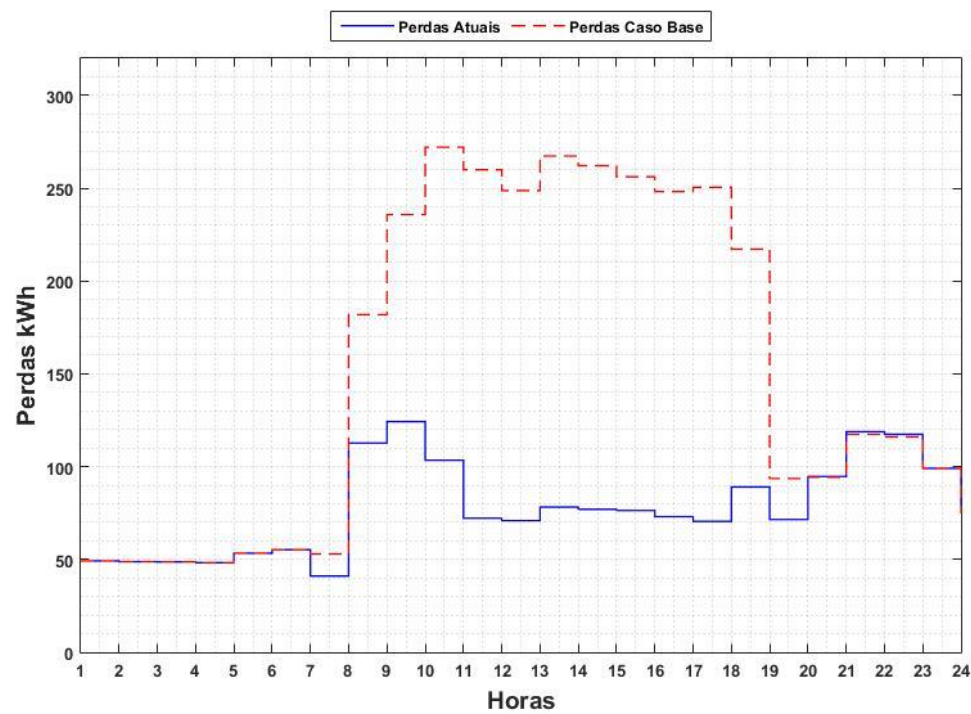


Figura 19 - Perdas por Hora - Caso B

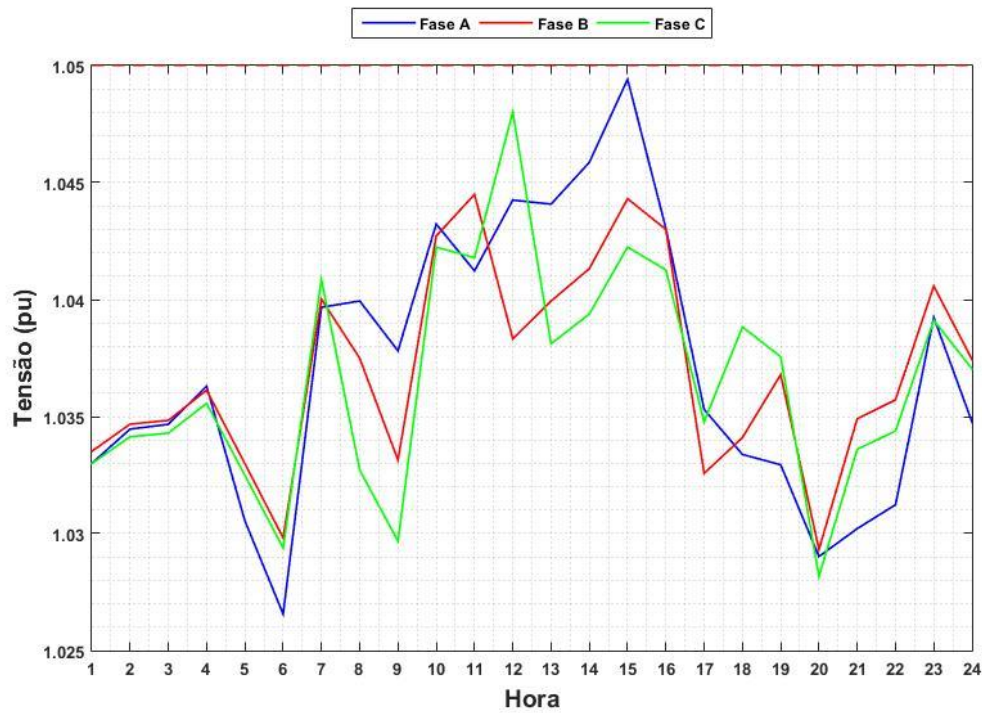


Figura 20 - Perfil de Tensão - Caso B - Barra 848

Uma diferença entre os Casos A e B é em relação ao nível de tensão nas barras em que os geradores fotovoltaicos estão inseridos. No Caso B, as barras 840 e 848 não apresentam elevação de tensão em nenhum instante conforme as Figuras 20 e 21. Porém, o pico de tensão se mantém às 15 horas, pois essa é uma característica da planta fotovoltaica. Dessa forma, a distribuição da potência em mais geradores contribui para que o nível de tensão nas barras de geração, as quais também são barras com cargas conectadas a elas, esteja dentro dos limites de operação regulamentados.

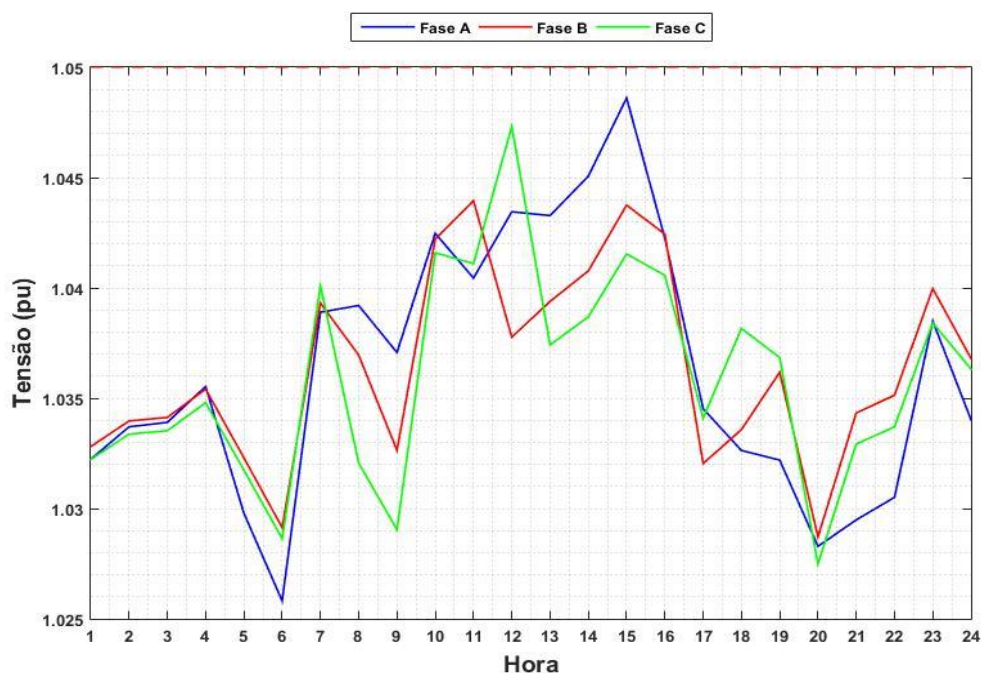


Figura 21 - Perfil de Tensão - Caso B - Barra 840

Porém, ao se analisar o perfil de tensão da Barra 808 através da Figura 22, se observa-se que o seu perfil se mantém elevado, do mesmo modo que ocorre no Caso A, ou seja, por uma maior parte do período de simulação ocorre o distúrbio de elevação de tensão na referida barra.

Idêntico ao realizado no Caso A, é apresentado no gráfico da Figura 18 o perfil de tensão ao longo do SD no horário crítico (15 horas). Os mesmos problemas são verificados no gráfico, entretanto próximo as barras de geração, os níveis de tensão não ultrapassassem o limite de 1,05 pu, o qual é determinado pelo PRODIST. Porém, as barras próximas e também as quais apresentam a GD inserida podem violar o limite superior de tensão caso alguma carga do sistema se desligue. Sendo assim, esse é um ponto de atenção para o caso em que o controle *P-V Droop* for implementado.

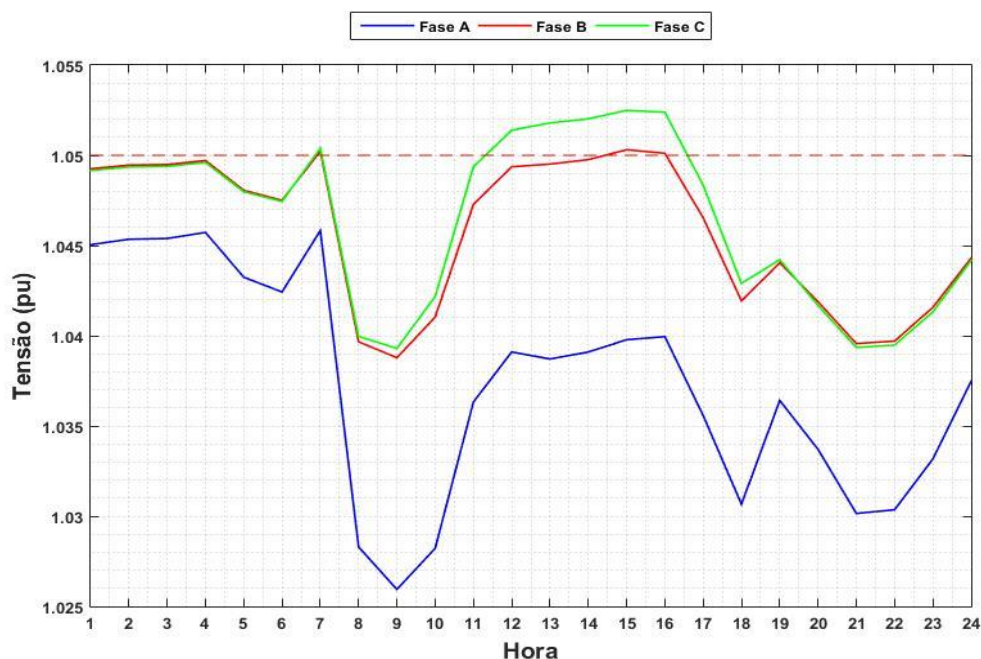


Figura 22 - Perfil de Tensão - Caso B - Barra 808

4.1. Análise dos Taps dos Reguladores Automáticos de Tensão

Para finalizar a análise inicial, considerou-se o número de chaveamento dos reguladores de tensão presentes no sistema em estudo. Desse modo, foi possível mensurar o número de chaveamentos ao longo do dia para cada fase dos reguladores de tensão e em cada caso.

Tabela 18 - Número de chaveamentos dos reguladores por caso de estudo

	Caso Base	Caso A	Caso B
Regulador 1 – Fase A	5	9	9
Regulador 1 – Fase B	5	7	7
Regulador 1 – Fase C	5	8	8
<i>Total</i>	15	24	24
Regulador 2 – Fase A	9	11	11
Regulador 2 – Fase B	7	11	11
Regulador 2 – Fase C	5	8	8
<i>Total</i>	21	30	30

A partir da análise da Tabela 18, observa-se um maior número de chaveamento dos reguladores de tensão para o caso em que existe a presença dos geradores fotovoltaicos no sistema de distribuição. Devido ao fato da potência total dos geradores

dos Casos A e B serem iguais, o número de chaveamento dos reguladores se mantém o mesmo, pois o fluxo de potência no sistema é igual para ambos.

Com as análises dos três casos propostos, propõe-se a necessidade de implementar e estudar um método que seja capaz de mitigar os problemas QEE que a geração distribuída fotovoltaica ocasiona no sistema, como por exemplo as elevações de tensão demonstradas anteriormente. Desse modo, pretende-se no próximo capítulo demonstrar como o método de controle *P-V Droop* pode modificar o perfil de tensão do sistema e a qualidade de energia do mesmo.

5. Implementação do Controle

Nesse capítulo serão apresentados os resultados obtidos com a aplicação do método de controle PV *Droop*. Porém, para uma melhor análise dos resultados serão apresentados os casos como no capítulo anterior, onde tem-se o caso base apenas como referência para a validação dos resultados, logo serão apresentados os gráficos de controle para os Caso A, Caso B e por fim uma análise da variação de chaveamento dos taps dos reguladores de tensão do sistema, afim de analisar se houve uma melhora no comportamento dos mesmos.

Conforme mencionado na revisão bibliográfica, o método de controle proposto nesse trabalho será executado a partir do inversor de frequência presente no componente de geração solar distribuída, o qual foi inserido através do *OpenDSS*. Os métodos aqui propostos são dois, um consiste no controle PV *Droop* Volt-Watt, o qual irá controlar a potência de geração do sistema fotovoltaico a partir no nível de tensão que é medido na saída do mesmo. Por fim, tem-se o controle PV *Droop* Volt-Var, o qual irá proporcionar um controle de potência reativa que é injetada no sistema de distribuição, dependendo do nível de tensão na barra ao qual o gerador distribuído está alocado.

5.1. Método Volt-Watt

Para iniciar a apresentação dos resultados do método de controle utilizando a lógica volt-watt, vale lembrar que o Caso A é referente a um gerador fotovoltaico de 2 MW de potência e que o Caso B é quando existem dois geradores fotovoltaicos de 1 MW de potência nas barras 840 e 848 respectivamente.

5.1.1. Caso A

Após realizar a programação do método de controle Volt-Watt através do *software* MATLAB, foi possível observar que o mesmo atua na barra na qual a GD foi inserida. Sua atuação é através do inversor de frequência do gerador fotovoltaico distribuído do *OpenDSS*, cuja potência é de 2 MW.

Ao iniciar a análise do perfil de tensão na Figura 23, o método apresenta uma melhora no perfil de tensão do sistema como um todo, pois em nenhum momento a tensão ultrapassou os níveis de tensão limitados pela curva vermelha no gráfico da Figura 23. Esta análise é para o horário de maior geração, ou seja, no horário crítico

para o sistema em estudo. Isso fica evidente ao se comparar os valores do gráfico Figura 14 com o gráfico da Figura 19. Logo, conclui-se que o nível de tensão nas barras de carga não sofrera elevação e ou afundamentos, fato que corrobora para uma qualidade de energia adequada para o funcionamento dos equipamentos presentes nas cargas no SD.

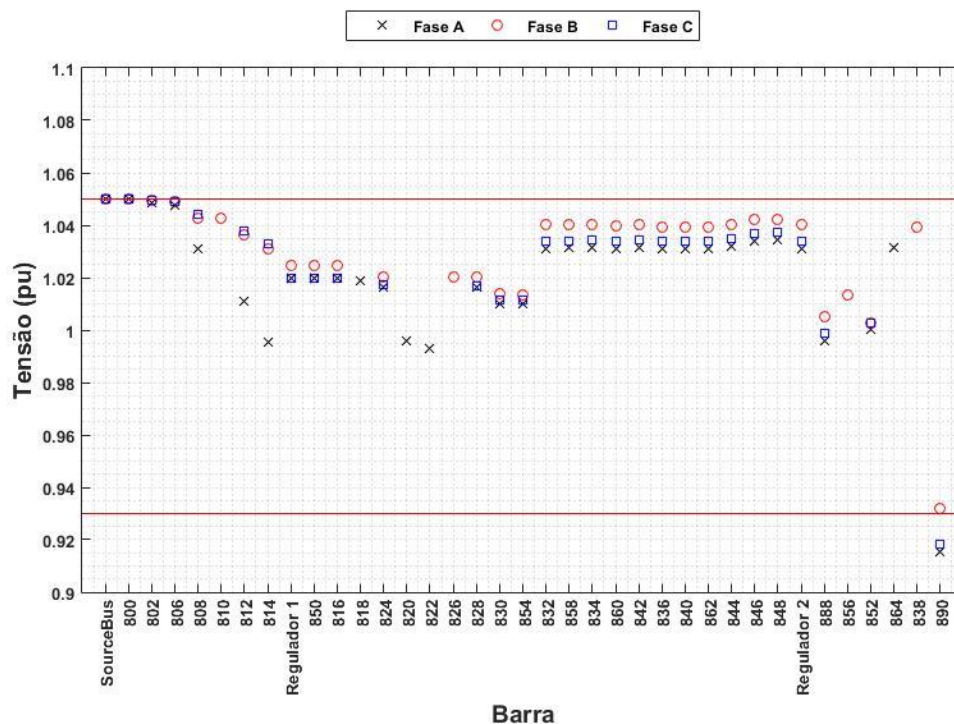


Figura 23 - Perfil de Tensão - Caso A Volt/Watt - 15 horas

Analisando o comportamento das perdas, observa-se na Figura 24 que elas são menores do que o caso Base, e apresentam um perfil semelhante ao caso A. Essa semelhança é esperada, uma vez que as potências dos geradores inseridos no sistema não foram modificadas de forma a variar a potência injetada no SD. Porém, as perdas para o caso atual se mantêm maiores do que no caso A sem controle. Esse pequeno aumento das perdas, se deve a uma otimização da potência injetada nas ao longo das horas no sistema. E também a uma diminuição nas horas críticas do dia, a fim de que os limites de tensão não sejam violados.

Um ponto de destaque para o controle Volt-Watt é que ao se analisar o fluxo de potência nos reguladores de tensão 1 e 2 do SD, observou-se que em nenhum momento do dia ocorreu a inversão do fluxo de potência. Desse modo, o método Volt-Var foi capaz de regular o nível de tensão das barras do sistema e também de não permitir que o

circulasse fluxo de potência reverso pelos reguladores, o qual é responsável pelas elevações de tensão nas barras do SD.

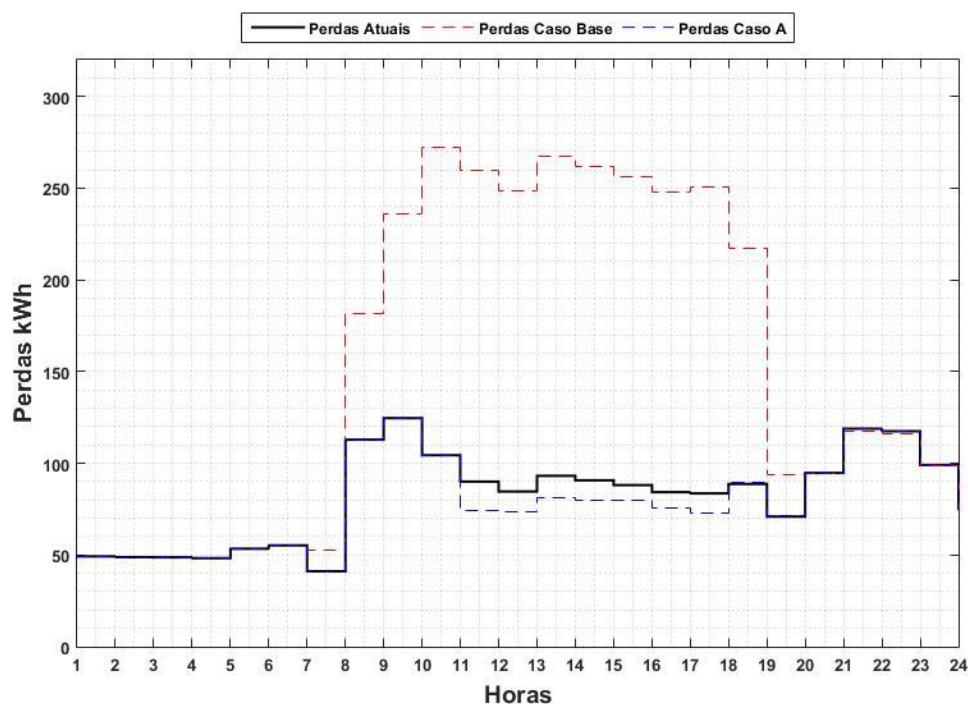


Figura 24 - Perdas por hora - Caso A Volt/Watt

Estudando o perfil de tensão da barra de geração, ou seja, a barra 848 através da Figura 25, observa-se que a variação presente no mesmo, onde comparando com a Figura 15, pode-se observar o funcionamento do controle, principalmente a partir do horário em que se inicia a geração FV, ou seja, a partir das 8 horas. Observa-se que ocorrem variações ao longo das horas, porém a tensão nunca fica abaixo de 1,02 pu ou acima de 1,04 pu, sendo assim as variações se devem ao fato que a potência injetada no sistema sofre variações e desse modo varia o nível de tensão na barra. Outro fator que determina essa variação é a curva de carga que foi inserida anteriormente em todas as cargas do sistema.

Nesse momento, com o intuito de manter uma coerência de análises e para fins comparativos, a barra com a maior violação de tensão é a mesma para o Caso A (barra 808). Logo, por meio da Figura 26, observa-se que ocorrem variações ao longo do dia e que o controle inicia seu funcionamento as 8 horas. Neste horário é possível ver um pico de tensão de 1,0506 pu, onde ocorre uma elevação de tensão, e após isso o nível de tensão é rebaixado e se mantém no mesmo patamar durante o horário de geração FV.

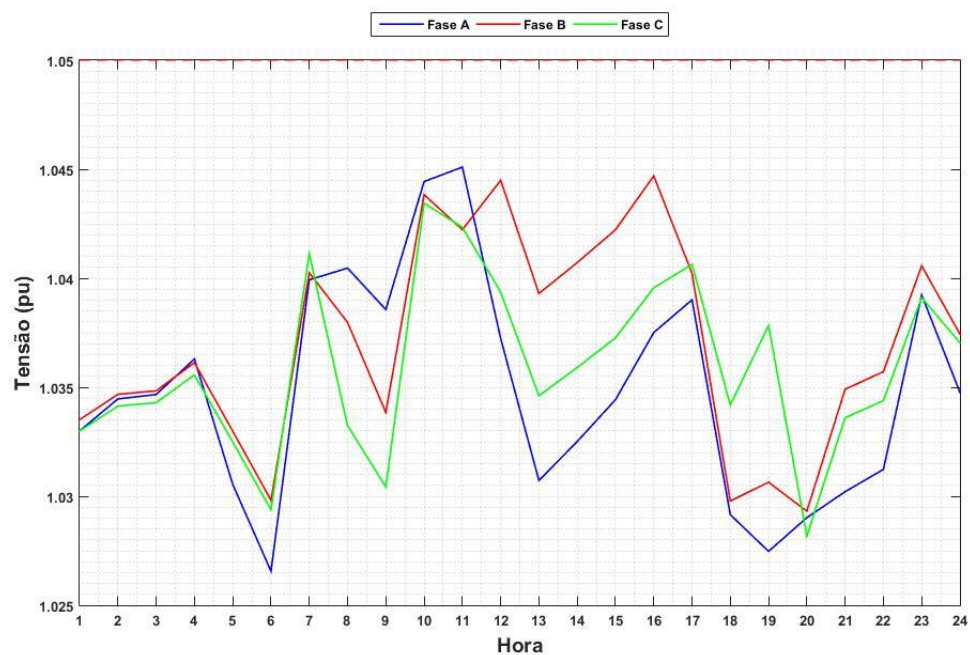


Figura 25 - Perfil de Tensão - Caso A Volt/Watt - Barra 848

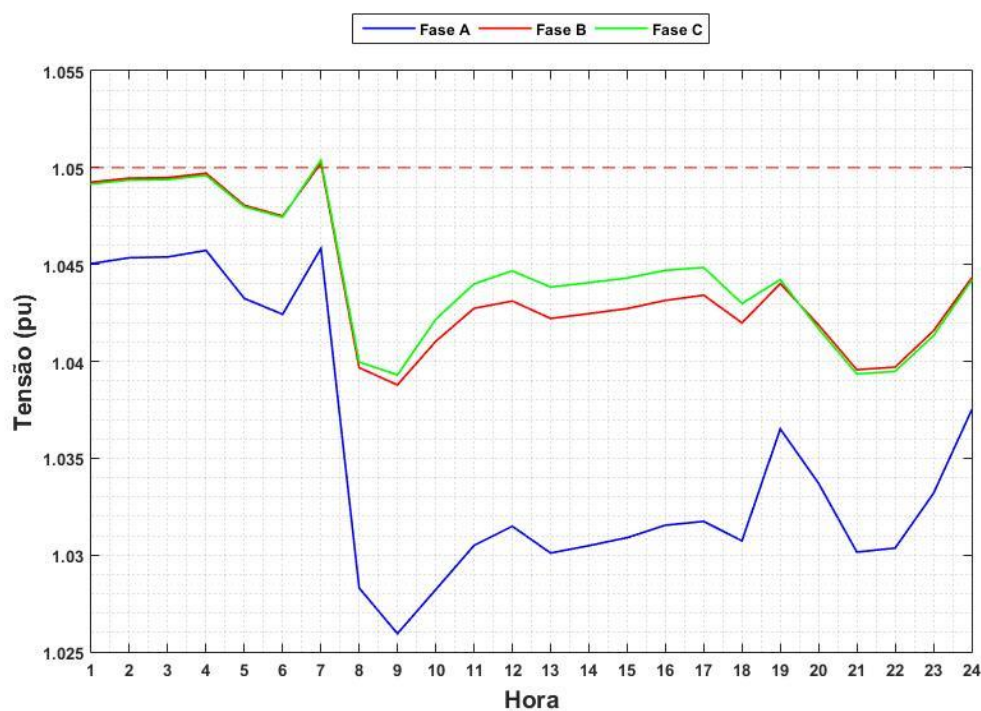


Figura 26 - Perfil de Tensão - Caso A Volt/Watt - Barra 808

Para finalizar a análise do caso A, foi possível concluir que no horário de maior geração não ocorreu elevação de tensão em nenhuma barra do sistema. Sendo assim,

o método Volt-Watt de controle difere do Caso A quando o nível de tensão violava o limite de 1,05 pu pode ser verificado na Figura 14.

5.1.2. Caso B

Ao iniciar a análise para o caso B, espera-se que os resultados sigam o padrão apresentado na seção anterior para o caso A. Dessa forma, seguindo a sequência mantida nas demais análises tem-se primeiramente um perfil de tensão de todo o sistema no horário mais crítico, às 15 horas.

Através da Figura 27 foi possível observar que o perfil de tensão ao longo do SD na hora de maior geração do sistema, as 15 horas, apresentando um perfil de tensão semelhante ao gráfico da Figura 23. Sendo assim, verificou que o método de controle foi capaz de manter a tensão a níveis constantes no SD como um todo, não apresentando pontos com elevação de tensão no horário mais crítico do sistema, onde a geração é máxima e a carga não é a maior do sistema. Idêntico ao Caso A Controle Volt-Watt (5.1.1), não foi verificado fluxo de potência reverso através dos reguladores de tensão do SD, demonstrando a eficácia do controle Volt-Watt no controle de potência da GD e na mitigação do fluxo reverso pelos reguladores.

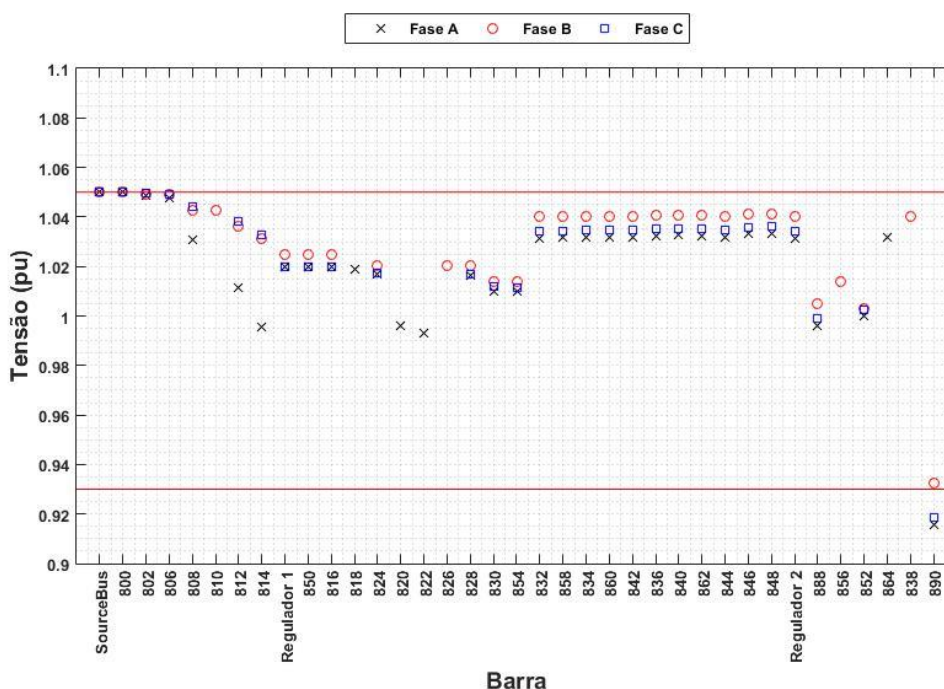


Figura 27 - Perfil de Tensão - Caso B Volt/Watt - 4 horas

Ao analisar-se as perdas através do gráfico da Figura 28, é possível observar que o nível de perdas aumentou em relação ao caso B, o que se deve ao controle de tensão através do método P-V *Droop*, o qual limita a injeção de potência em horários com maior possibilidade de geração, com o intuito de mitigar as elevações de tensão presentes no Caso B (sem controle).

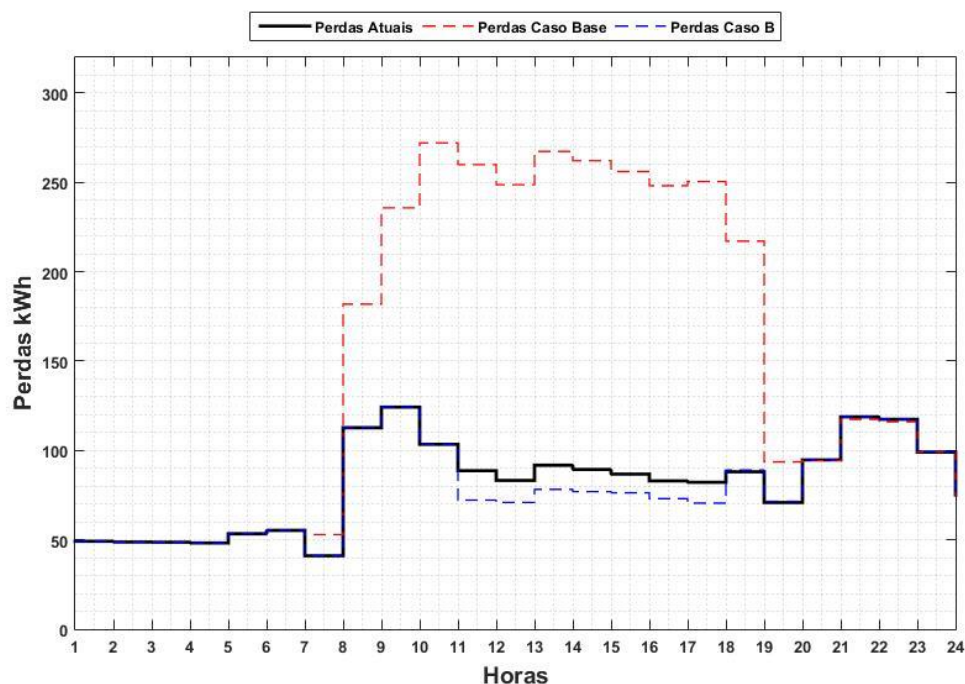


Figura 28 - Perdas por hora - Caso B Volt/Watt

Nesse momento, pretende-se estudar o perfil de tensão nas barras 848 e 840 onde foram inseridos os geradores fotovoltaicos de 1 MW de potência cada. Desse modo, ao comparar os gráficos das Figuras 29 e 30 com os gráficos das Figuras 20 e 21, observa-se que o ponto mais extremo desses últimos, o qual quase atinge 1,05 pu não se faz mais presentes no atual controle, e os níveis de tensão estão em um patamar mais previsível e com menores variações. Ambos os gráficos das Figuras 29 e 30 apresentam o mesmo comportamento, pois o gerador utilizado nas duas barras, ou seja, na barra 848 e 840 são iguais.

Ao analisar a barra com maior violação, quando comparado com o caso B sem o controle visto na Figura 22, é constatado uma melhora no perfil de tensão da barra 808. Análogo a explicação da seção 5.1.1, o controle rebaixa a tensão no horário de geração. Porém, em um ponto a tensão da barra ainda é maior do que 1,05 pu. Desse modo o controle foi capaz de corrigir a maior parte dos casos de elevação de tensão do sistema, exceto desse ponto.

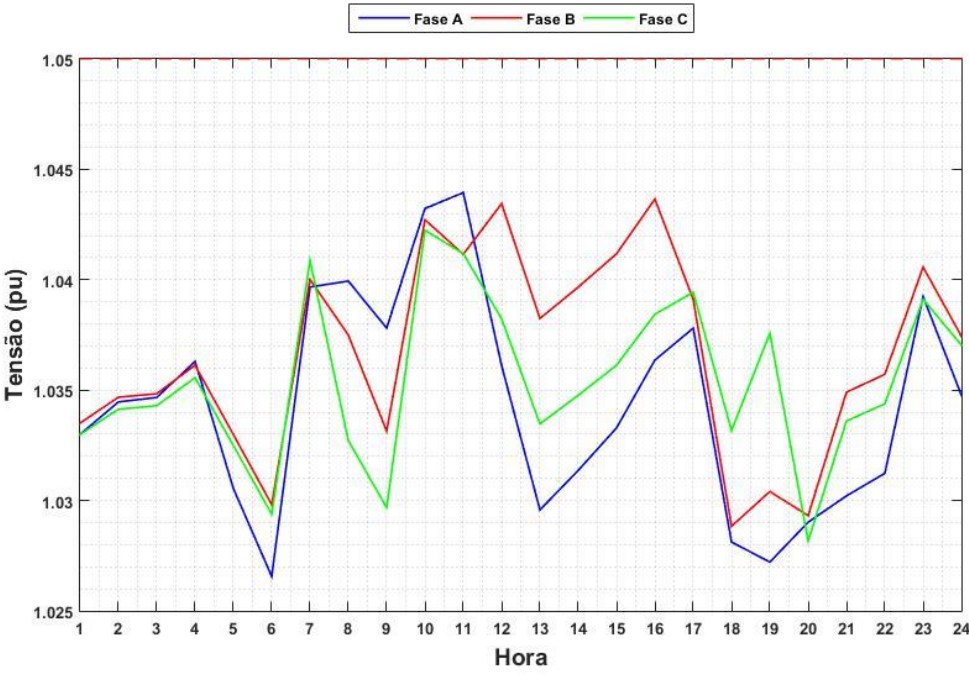


Figura 29 - Perfil de Tensão - Caso B Volt/Watt - Barra 848

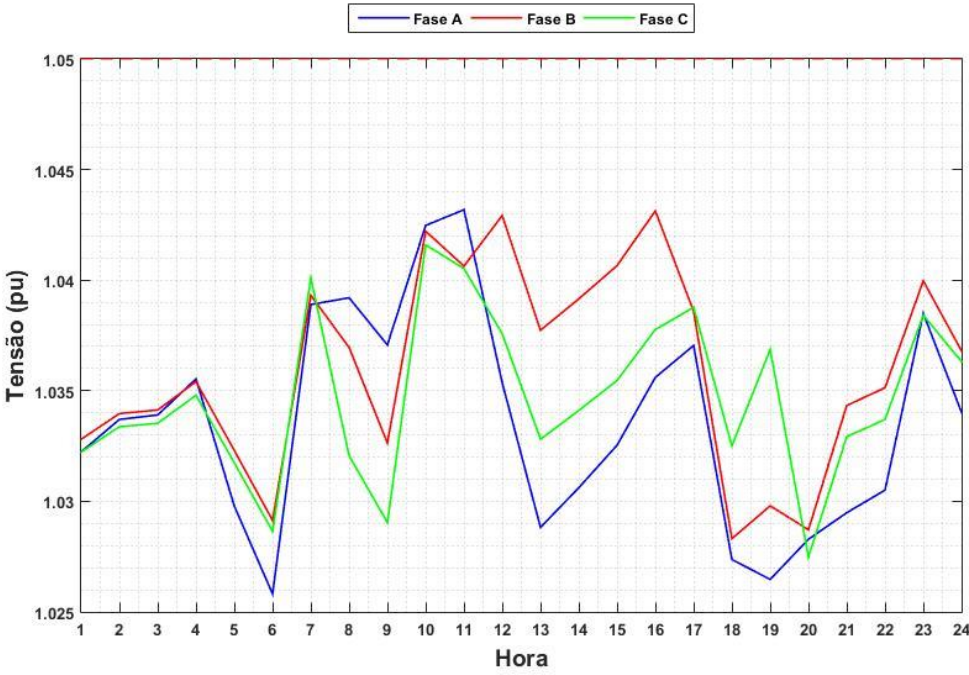


Figura 30 - Perfil de Tensão - Caso B Volt/Watt - Barra 840

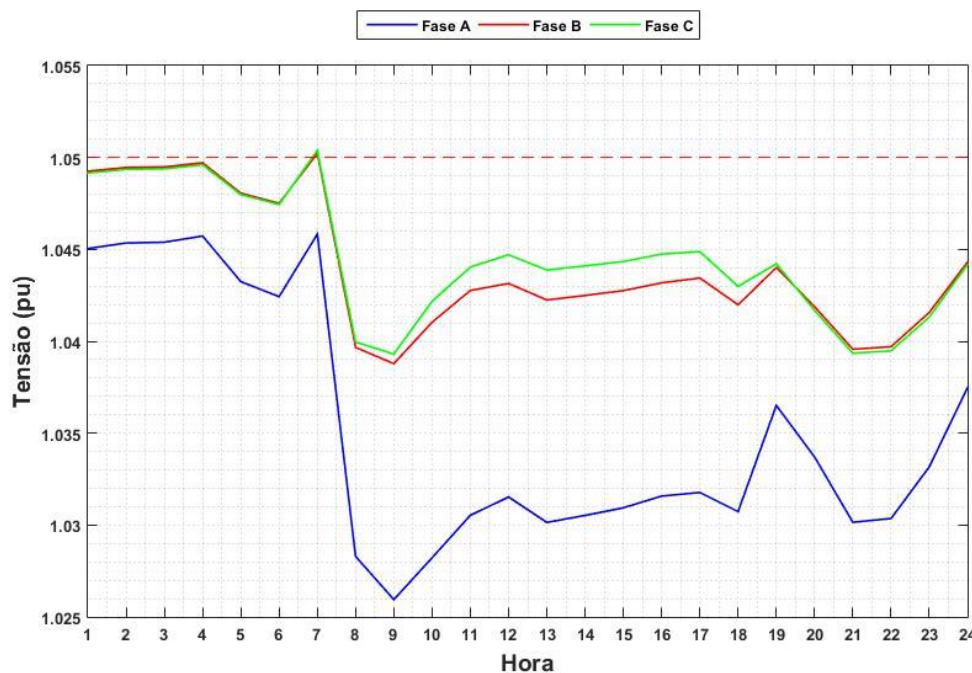


Figura 31 - Perfil de Tensão - Caso A Volt/Watt - Barra 808

5.1.3. Análise dos Taps

De modo análogo ao que foi realizado na apresentação dos Casos A e B no Capítulo 4, serão analisados os chaveamentos dos reguladores de tensão presentes no SD. O intuito dessa análise é a comparação com o caso em que não existe controle algum no sistema, de modo a verificar a influência do mesmo no alívio de chaveamento dos reguladores, diminuindo desse modo as comutações do Taps aumentando a vida útil dos mesmos.

Analisando a Tabela 18 e observando o regulador 1, conclui-se que ocorreu uma redução de 11 chaveamentos para o caso A e B, o que corresponde a uma diminuição de 46% de chaveamentos e para o regulador 2 a diminuição foi menos significativa, de apenas 6 chaveamentos que corresponde a uma redução de 20%.

Sendo assim, através da implementação do controle Volt-Watt, que utiliza apenas de uma comparação de nível de tensão vs potência, esse controle foi capaz de diminuir os valores em p.u nas principais barras do sistema, ou seja, as barras que apresentam carga e os geradores. Logo, a melhora no nível de tensão do sistema, reflete diretamente a diminuição do número de vezes que os taps dos reguladores são ajustados, a fim de manter a tensão em patamares onde a QEE não é afetada. Porém,

vale ressaltar que as perdas no sistema apresentaram um sutil aumento em relação aos casos bases em relação ao controle Volt-Watt.

Dessa forma, o próximo tópico irá apresentar os resultados de um controle Volt/Var, o qual pretende-se explorar o comportamento do sistema elétrico em relação aos limites de tensão, chaveamento dos reguladores e as perdas do sistema.

Tabela 19 – Chaveamento dos Reguladores - Controle Volt/Watt

	Caso A	Caso A V/W	Caso B	Caso B V/W
Regulador 1 – Fase A	9	6	9	6
Regulador 1 – Fase B	7	4	7	4
Regulador 1 – Fase C	8	3	8	3
Total	24	13	24	13
Regulador 2 – Fase A	11	11	11	11
Regulador 2 – Fase B	11	10	11	10
Regulador 2 – Fase C	8	3	8	3
Total	30	24	30	24

5.2. Método Volt-Var

Conforme mencionado no tópico anterior, será apresentado a partir de agora a aplicação do método de controle Volt-Var. Vale ressaltar, que ambos os métodos utilizam-se do controle de potência, seja ela ativa (como o caso do primeiro controle) ou reativa (como é o caso desse capítulo) a partir da tensão no ponto em que o gerador solar está instalado, ou seja, no ponto onde ocorre o fluxo de potência da unidade geradora para o sistema de distribuição.

Desse modo, o que é esperado do método de controle Volt-Var (*Q-V Droop*) apresente uma característica de controle com maior sensibilidade na regulação de potência injetada do sistema. Espera-se analisar essa maior sensibilidade através dos gráficos do perfil de tensão da barra de geração e da barra com maior violação para o Caso A e B (sem controle).

5.2.1. Caso A

Antes de iniciar a análise desse caso, uma breve revisão sobre o mesmo será apresentada, onde um gerador de 2 MW de potência é inserido na barra 848 do SD. Sendo assim pretende-se realizar as análises anteriores a fim de validar os resultados desse método alternativo de controle.

Verificando o perfil de tensão do sistema através do gráfico da Figura 32, tem-se que não ocorrem violações de tensão em barras com cargas, porém o comportamento da barra 890, a qual apresenta um comportamento diferente das demais desde o caso base é mantida, embora a fase B da barra esteja dentro do limite, as demais fases ainda estão fora do limite inferior. Porém, a análise da barra 890 não é o intuito desse trabalho, pois as suas características de carga diferem das demais do sistema e uma ação de controle e de balanceamento de carga da mesma deve ser feita para mitigar esse efeito.

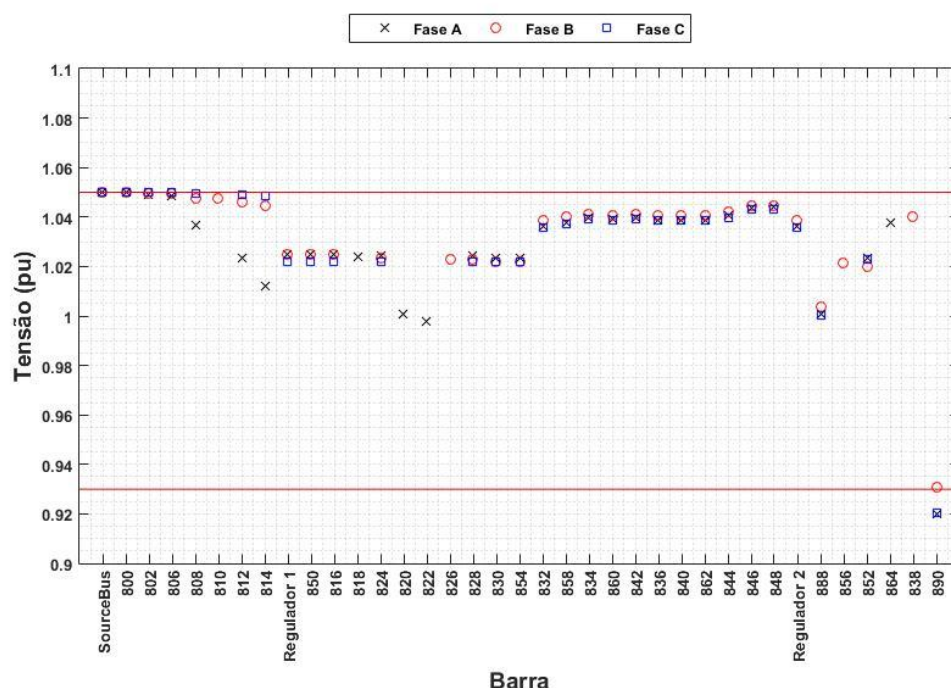


Figura 32 - Perfil de Tensão - Caso A Volt/Var - 15 horas

Diferente do método Volt-Watt, a implementação do método Volt-Var ainda permite que existe fluxo de potência reverso nos reguladores de tensão do sistema. Para o regulador 1 o fluxo de potência inverso apresentou uma diminuição quando comparado com o Caso A sem controle, o valor é de 323 kW em um período de 5 horas. O mesmo acontece para o Regulador 2, o valor do fluxo de potência inverso no mesmo período é de 5182 kW.

Um ponto positivo dessa metodologia de controle é em relação às perdas diárias. Ao se iniciar a análise referente às perdas totais e ao analisar o gráfico da Figura 33, pode-se verificar que as mesmas se mantêm em um patamar menor do que as perdas com o primeiro método de controle (Volt-Watt). Porém, em relação ao caso de estudo sem controle, as perdas do método Volt-Var são maiores. Logo, é possível observar uma particularidade e uma primeira vantagem do controle Volt-Var, sendo que o perfil

de tensão ao longo do SD não extrapola o limite superior e inferior e apresenta ainda uma quantidade de perda menor do que os casos estudados anteriormente. No que se refere ao assunto das perdas, o aumento das mesmas em relação ao caso base, é devido ao controle implementados. Pois, quando existe um controle atuando no inversor de frequência, o mesmo irá limitar a injeção de potência no SD, o que pode aumentar as perdas do sistema.

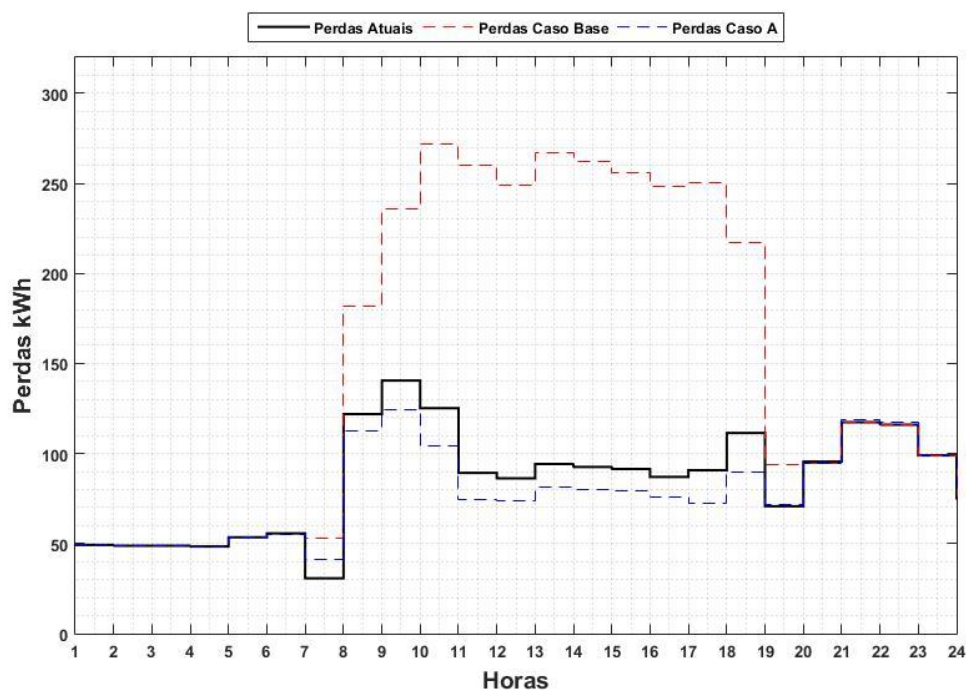


Figura 33 - Perdas por hora - Caso A Volt/Var

Iniciando a análise referente ao perfil de tensão na barra de geração, observa-se que os resultados são satisfatórios. Ainda é possível verificar que em momento algum ocorre violação dos limites de tensão estabelecidos pelo PRODIST, ao realizar a injeção de potência através do gerador fotovoltaico. Entretanto, um perfil semelhante ao controle Volt/Watt do caso A é visualizado no gráfico da Figura 34. O fato pode ser explicado através do mesmo princípio básico, onde controlasse a potência injetada no SD através da tensão no PAC.

Uma barra que merece atenção especial na análise do controle Volt-Var é a barra 808, que foi analisada nas etapas anteriores e nesse momento não será diferente. Conforme a Figura 35, verifica-se que diferentemente do Caso A para o controle Volt-Watt o perfil de tensão não apresenta o formato de um afundamento ao longo das horas de geração, porém, ao se iniciar a geração fotovoltaica há um rebaixamento da tensão, entretanto o mesmo não se mantém ao longo do dia. Ressalta-se que não ocorre

violação do limite de tensão acima de 1,05 p.u. Desse modo, o perfil de tensão na barra 808 requer uma atenção maior e uma análise cuidadosa da característica de carga inserida na mesma.

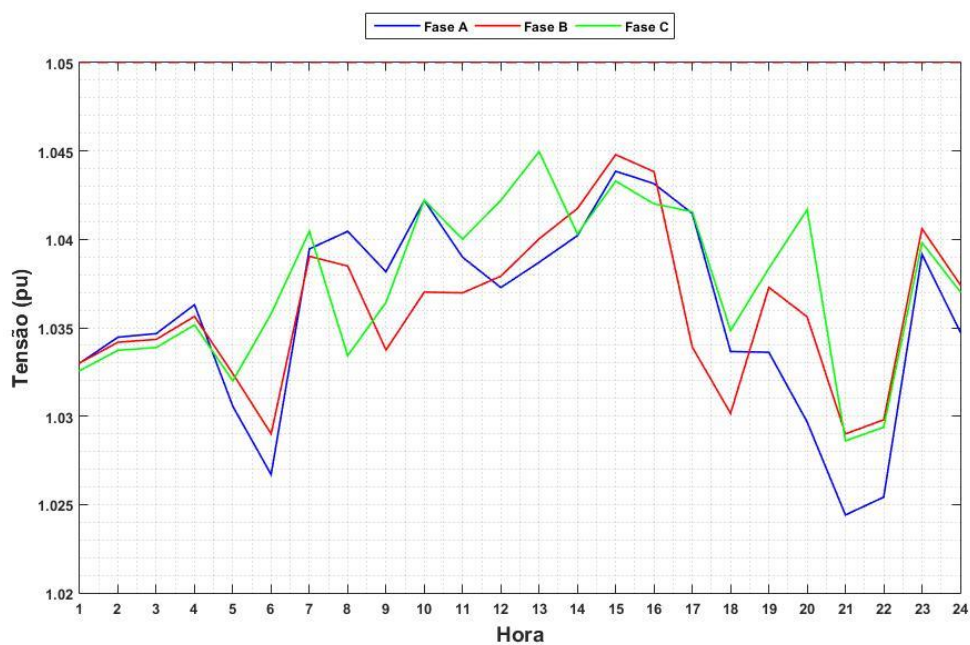


Figura 34 - Perfil de Tensão - Caso A Volt/Var - Barra 848

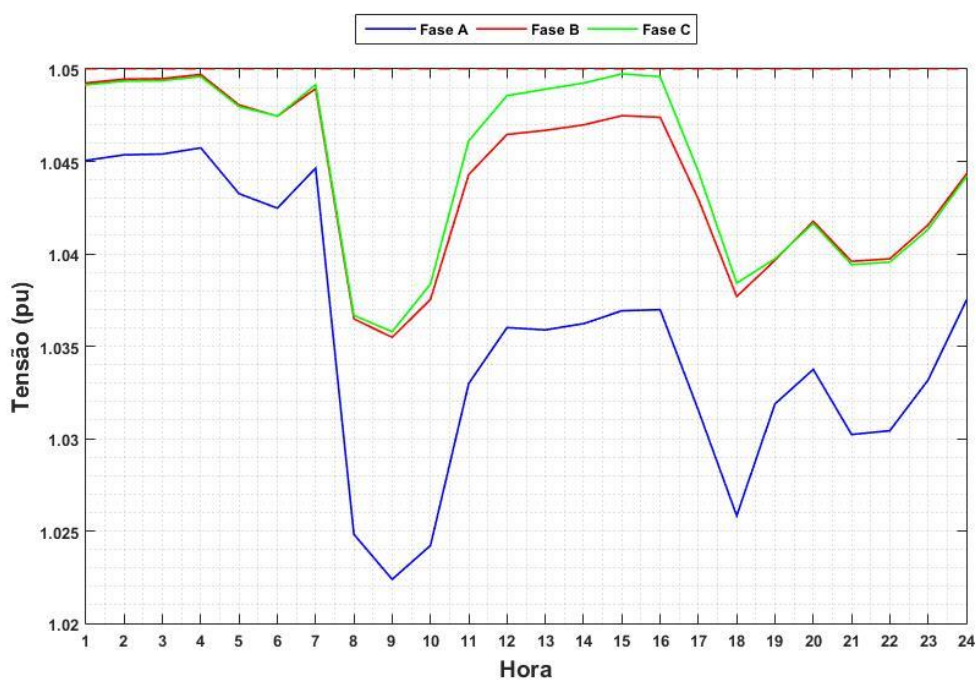


Figura 35 - Perfil de Tensão - Caso A Volt/Var - Barra 808

5.2.2. Caso B

Para finalizar as análises dos métodos de controle nos dois casos de estudo e chegar a uma conclusão prévia dos métodos apresentados, será apresentado nesse capítulo o comportamento do sistema perante ao controle Volt-Var executado em dois inversores de frequência nos respectivos GD. Esse passo é idêntico ao Caso B Volt-Watt, porém, tem-se o sentimento de que os resultados irão diferir seguindo um padrão semelhante ao Caso A Volt-Var.

Como esperado, devido à tendência do controle Volt-Var, o nível de tensão em nenhuma barra do sistema ultrapassa o limite superior de tensão. Desse modo, observa-se mais uma vez, através da Figura 36, a eficiência desse método de controle que foi capaz de mitigar completamente o problema de QEE, as elevações de tensão no sistema. Observa-se, fazendo uso da Figura 36, que o sistema apresenta um comportamento ótimo, no horário das 15h, onde ocorre um pico de geração através dos painéis – desconsiderando efeitos de sombreamento - e considerando que a carga não é alta nesse horário devido a característica residencial em sua totalidade.

Ao verificar o fluxo de potência nos reguladores do SD para esse caso verificou-se que ocorre um fluxo de potência inverso de 1262 kW para o Regulador 1 e de 6645 kW para o Regulador 2.

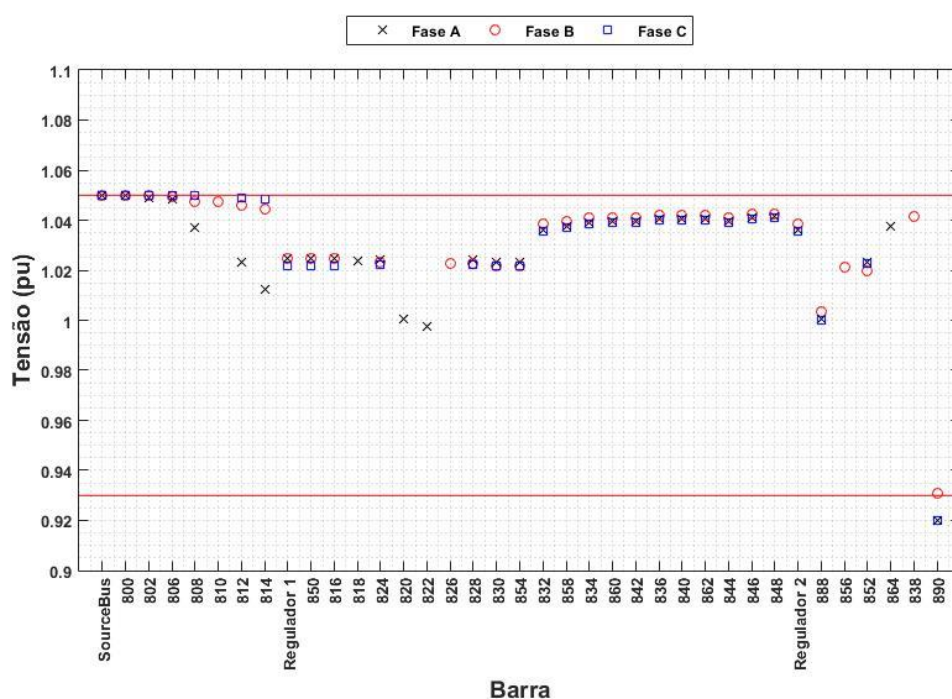


Figura 36 - Perfil de Tensão - Caso B Volt/Var - 15 horas

Desse modo, ao analisar a tensão nas barras de geração, ou seja, na barra 840 (Figura 38) e 848 (Figura 39) respectivamente, como pode ser visto nos dois gráficos a seguir, observa-se a tendência de que o controle mantenha a tensão nas barras de geração abaixo do limite superior de tensão previsto pelo PRODIST em seu módulo 8. Um fato que chama a atenção nos dois gráficos a baixo é a manutenção do limite de tensão idêntico para os dois geradores. Observa-se ainda que nos instantes em que a geração irá iniciar a injeção de potência no sistema, o controle joga a tensão para baixo, realizando dessa forma um balanço de tensão por potência reativa de modo a manter o sistema em um nível aceitável de tensão. Esse comportamento repete-se nos instantes em que há uma maior geração. ou seja, nos horários em que a tensão na barra 848 e 840 apresentam “quedas”.

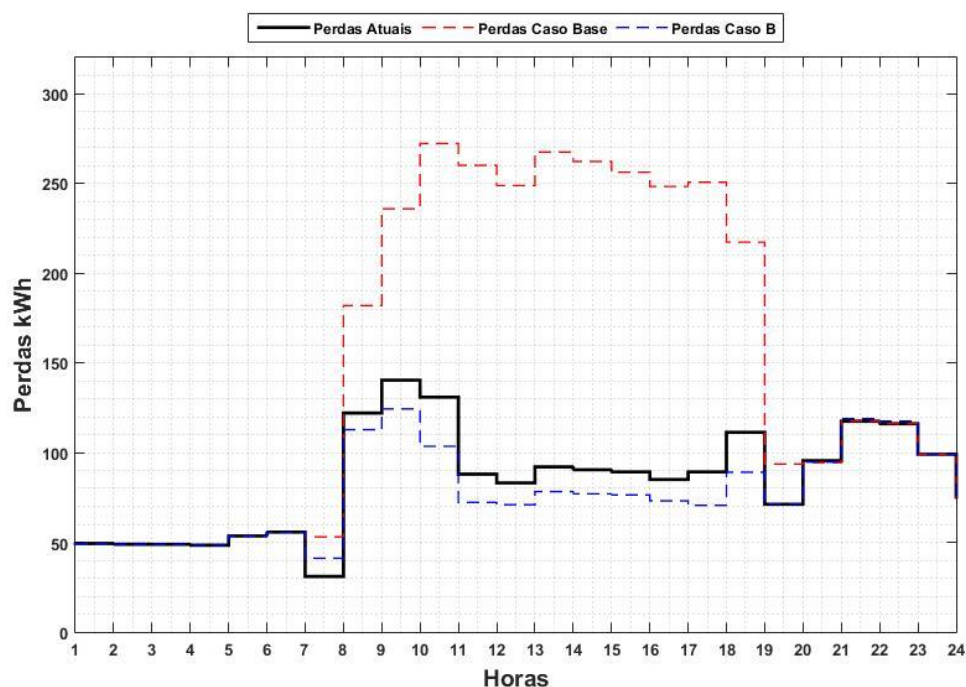


Figura 37 - Perdas por hora - Caso B Volt/Var

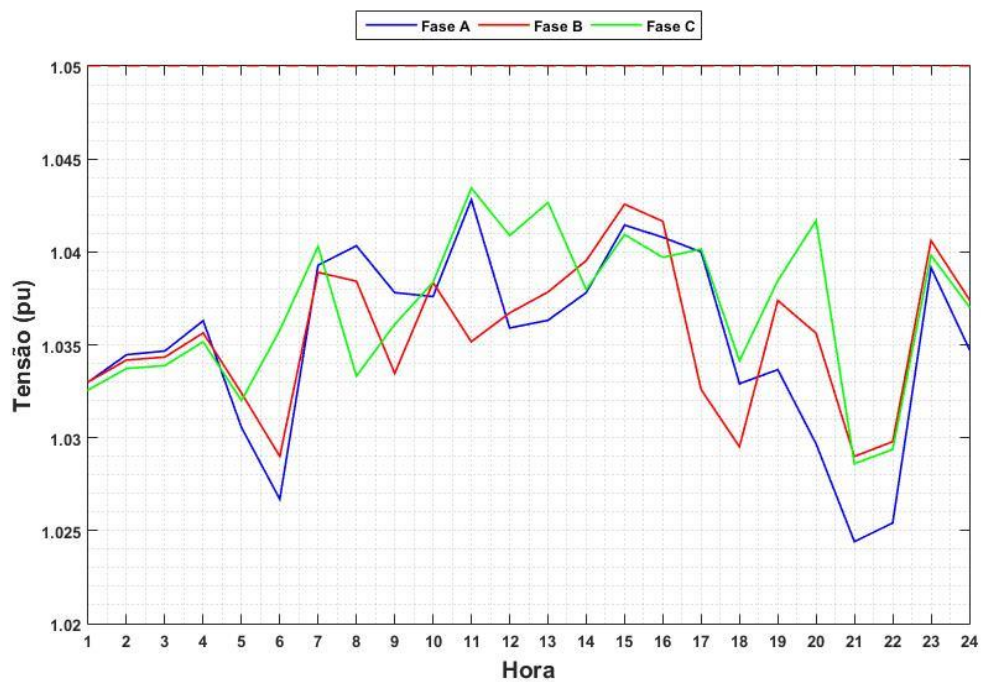


Figura 38 - Perfil de Tensão - Caso B Volt/Var - Barra 848

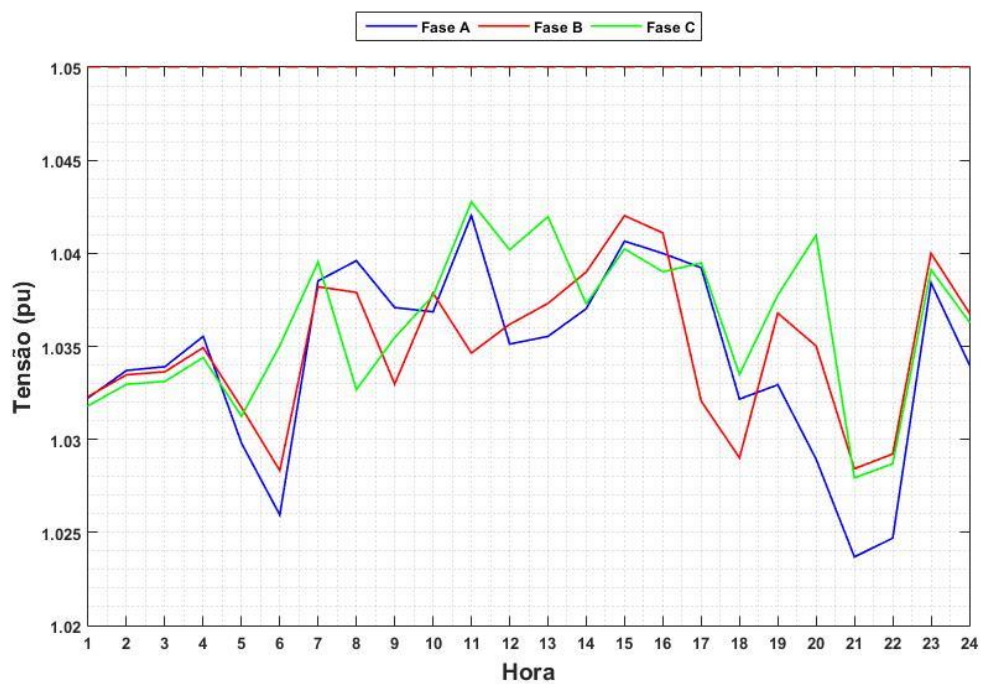


Figura 39— Perfil de Tensão - Caso B Volt/Var - Barra 840

Vale uma vez mais, lembrar o leitor que o perfil de tensão se mostra o mesmo para as duas barras 848 e 840 pelo sistema de geração considerado, utilizar-se apenas de uma curva de geração e também de características semelhantes, diferindo apenas

os locais de instalação. O intuito desse capítulo é explorar o funcionamento do controle para a aplicação em geradores distribuídos ao longo do sistema e a forma como o controle exerce sua função de maneira independente ou não. Desse modo, foi possível verificar a atuação de ambos e a melhora no SD que ambos impactaram.

Na barra 808, a qual apresentou característica crítica anteriormente, demonstra através da Figura 40, um comportamento onde não ocorre o distúrbio de elevação de tensão, semelhante ao Caso A – Volt-Var. Desse modo, a barra 808 comporta-se igualmente para o caso em que há dois GD ou apenas 1 GD mantendo a mesma potência para os dois casos, 2 MW no total.

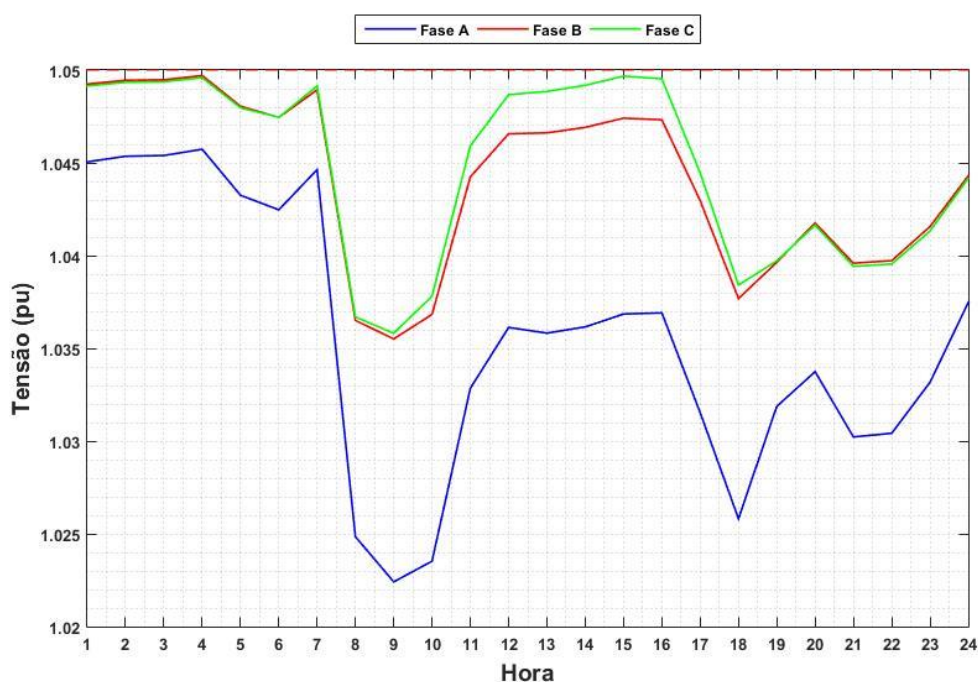


Figura 40 - Perfil de Tensão - Caso A Volt/Var - Barra 808

5.2.3. Análise dos taps – Volt/Var

Ao se realizar a análise do chaveamento nos dois reguladores de tensão do SD para o método de controle Volt/Var pode-se verificar que o número de chaveamentos também diminuiu nos reguladores para os dois casos. Entretanto, essas diminuições são menores quando comparadas às mesmas realizadas com o controle Volt/Watt.

Tabela 20 - Chaveamento dos Reguladores - Controle Volt/Var

	Caso A	Caso A V/V	Caso B	Caso B V/V
Regulador 1 – Fase A	9	8	9	8
Regulador 1 – Fase B	7	7	7	6
Regulador 1 – Fase C	8	7	8	6
<i>Total</i>	24	23	24	20
Regulador 2 – Fase A	11	11	11	10
Regulador 2 – Fase B	11	11	11	11
Regulador 2 – Fase C	8	7	8	6
<i>Total</i>	30	29	30	27

Ao se analisar apenas os chaveamentos dos reguladores do sistema, pode-se concluir que o método de controle P-V *Droop* (Volt-Watt) se mostra mais eficaz. Entretanto, a análise final para a escolha do método não deve ser pautada apenas no número de chaveamentos dos reguladores de tensão, e sim no comportamento geral do sistema.

5.3. Fluxo reverso de potência na subestação

Um ponto importante para a análise é referente ao fluxo reverso de potência para a subestação. Entretanto, em todas as simulações esse monitoramento foi realizado e em nenhum momento ficou validado que ocorreu o fluxo reverso de potência para a subestação. A ocorrência do fluxo de potência reverso para a subestação poderia ponderar ainda mais na escolha de um método de controle perante outro método. Os gráficos referentes ao fluxo reverso de potência são apresentados no Apêndice II.

6. Conclusão

Para realizar a conclusão desse trabalho, serão retomados os passos realizados para as análises para assim obter uma maior exatidão a respeito do tema e para que seja possível realizar um direcionamento para trabalhos futuros, em assuntos que esse trabalho não foi capaz de abranger.

Iniciando essa análise pelo caso base, ou seja, no momento em que não existiam os geradores fotovoltaicos no sistema, observa-se um alto valor para as perdas no sistema, um fato que é mitigado com a instalação de geradores distribuídos ao longo do sistema. Porém, o SD não apresentava violações de tensão para nenhuma barra – vale ressaltar que a barra 890 apresenta características peculiares devido à carga presente na mesma. Por fim, ao analisar o chaveamento dos reguladores de tensão chega-se à conclusão de que a instalação de GD no sistema eleva consideravelmente o número de chaveamento em ambos os reguladores. Estudando esse aumento, observa-se que é um comportamento natural dos reguladores para que sua região de atuação não apresente nenhum valor de sobretensão ou de afundamentos de tensão.

No momento em que os geradores fotovoltaicos foram inseridos no sistema a análise sofreu uma divisão em dois casos para observar como o sistema se comportaria perante à um gerador com maior potência e com dois geradores, os casos foram:

- Caso A: um gerador fotovoltaico de 2 MW de potência inserido na barra 848
- Caso B: dois geradores fotovoltaicos de 1 MW de potência cada, inseridos nas barras 848 e 840

Para seguir um fluxo lógico para análise final dos casos A e B, os mesmos serão analisados de início ao fim, ou seja, do momento em que se inseriu os geradores no sistema, passando pela implementação do método Volt-Watt de controle e por fim pelo método Volt-Var.

Iniciando essa análise final para o Caso A, quando o gerador de 2 MW foi inserido no SD, ocorreu uma elevação de tensão considerável nas barras do sistema, principalmente em barras de carga, a exemplo disso observa-se a barra 808 a qual foi apresentada em todos os estudos de caso durante o trabalho. A tendência para o sistema foi de elevação nas barras antes do primeiro regulador de tensão. Entretanto ao analisar os casos com controle, observou que tanto o controle Volt-Watt e Volt-Var, através da metodologia PV *Droop*, foram capazes de corrigir a elevação de tensão nas barras e a manter o sistema sem problemas de QEE.

Além disso, foi verificada violação de tensão na barra de geração em um horário em que os geradores fotovoltaicos apresentam plenas condições de injetar máxima potência no sistema – desconsiderando os efeitos de sombreamento e de perdas pontuais que possam acontecer no sistema, uma vez que a simulação atual não abrange esses casos. Sendo assim, com uma violação de tensão a GD estaria perturbando o sistema, impactando não somente a carga conectada na barra 840 como também as cargas vizinhas. Uma vez que não se tem informação sobre as características das cargas conectadas as barras, deve-se sempre operar o sistema dentro de limites estabelecidos pelo PRODSIT, garantindo um fornecimento de energia com QEE para os clientes. Porém, mais uma vez os métodos de controle se mostraram eficazes para mitigar essa elevação e para que não existam mais elevações de tensão na barra em que o GD está instalado.

Dois pontos de divergência merecem destaque, o primeiro foi no que tange o tratamento das perdas do sistema, ambos obtiveram desempenho significativo no controle de tensão. Em primeiro lugar, quando comparados com o caso sem controle (apenas com os geradores fotovoltaicos), as perdas são piores, como pode ser visualizado na Tabela 21.

Tabela 21 - Comparação de Perdas

Método	Caso A (kWh)	Caso B (kWh)
Sem Controle	1890	1869
Controle Volt/Watt	1966	1954
Controle Volt/Var	1992	1979

Porém o método Q-V *Droop* (Volt-Var), obteve um perfil de perdas melhor para o sistema em relação ao P-V *Droop* (Volt-Watt), controlando não somente a tensão do sistema, como também diminuindo as perdas e melhorando a eficiência do SD de modo geral.

O segundo ponto em que divergiram se trata do número de chaveamento dos Taps dos reguladores. O método P-V *Droop* (Volt-Watt), apresentou uma redução considerável no número de chaveamentos. Enquanto isso, o método Q-V *Droop* (Volt-Var), apresentou o número de chaveamentos menor do que o caso base, mas maior que o P-V *Droop*. Ainda assim ambos os métodos de controle foram eficazes e mostraram uma melhora no perfil de tensão da barra com pior magnitude de tensão no caso A sem controle (Barra 808), e também no horário crítico do sistema, como foi mencionado exaustivamente ao longo das análises de cada gráfico do capítulo 5.

Por fim, no que tange a análise do fluxo de potência reverso pelos dois reguladores de tensão presentes no SD é possível pontuar diferenças significantes entre os métodos de controle. Primeiro, ao analisar apenas o fluxo de potência para o método Volt-Var observou-se que a redução do fluxo de potência reverso foi maior no Caso A, resultando em 28% de redução e de apenas 12% de redução para o Caso B. Entretanto, ao realizar uma comparação entre os fluxos reversos para ambos os casos de controle, conclui-se que a performance do método Volt-Watt é muito superior ao Volt-Var nesse quesito. Pois o método Volt-Watt eliminou completamente a presença do fluxo de potência reverso no SD.

6.1. Trabalhos futuros

No que tange à melhora do estudo de métodos de controle por inclinação P-V ou Q-V *Droop*, propõe-se:

- Utilizar um método de otimização para a curva de controle de ambos os métodos de controle, de forma a suavizar o controle proposto.
- Implementar mais geradores de diferentes curvas de incidência solar, eficiência e potência, a fim de simular a diversidade encontrada em situações reais
- Utilizar o efeito de sombreamento nos painéis fotovoltaicos, a fim de estudar a eficácia do controle a variações abruptas de tensão.

7. Referências

A. Moawwad, V. Khadkikar and J. L. Kirtley. A New P-Q-V Droop Control Method for an Interline Photovoltaic (I-PV) Power System. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 28, no. 2, pp. 658-668, April 2013.

ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em: 26/02/2018.

ANEEL. **Geração Distribuída por Fonte**. 2017. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acesso em: 26/02/2018.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 - Qualidade da energia elétrica**. 2018. 42p.

B. I. Crăciun, T. Kerekes, D. Séra and R. Teodorescu. Overview of recent Grid Codes for PV power integration. In: **13th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)**, Brasov, 2012, pp. 959-965.

Bollen, MHJ; Zhong, J; Zavoda, F; Meyer, J; McEachern, A; Lopez, FC. Power Quality Aspects of Smart Grid. In: **The International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'10)**, Granada, Spain, 23-25 March 2010.

D. Gallo, C. Landi and M. Luiso. AC and DC Power Quality of Photovoltaic Systems. In: **IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference Proceedings**, Graz, 2012, pp. 576-581.

DUGAN, R.C. *Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*. **Electric Power Research Institute**, Revision 7.6, Março 2016.

E. Demirok, P. C. González, K. H. B. Frederiksen, D. Sera, P. Rodriguez and R. Teodorescu. Local Reactive Power Control Methods for Overvoltage Prevention of Distributed Solar Inverters in Low-Voltage Grids. **IEEE Journal of Photovoltaics**, vol. 1, no. 2, pp. 174-182, Oct. 2011.

EPRI. **Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. Program Sourceforge.Net. Disponível em: <<http://sourceforge.net/projects/electricdss/files/>>. Acesso em: Abril 2018.

EPRI. **OpenDSS PVSys System Element Model**. 2011. Disponível em: <<http://svn.code.sf.net/p/electricdss/code/trunk/Distrib/Doc/>>. Acesso em: 26/05/2018.

FREITAS, P. R. R. **Modelos Avançados de Análise de Redes Elétricas Inteligentes Utilizando o Software OpenDSS**. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade de São Paulo. São Paulo: POLI - USP, 2015. Acesso em: 08/04/2018

F. C. L. Trindade, T. S. D. Ferreira, M. G. Lopes and W. Freitas. Mitigation of Fast Voltage Variations During Cloud Transients in Distribution Systems with PV Solar Farms. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 32, no. 2, pp. 921-932, April 2017

IEA. **Renewables, 2017**. Disponível em: <<https://www.iea.org/renewables/>>. Acesso em: 26/02/2018.

IEEE. **IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group**: 34-bus feeder. 2010. Disponível em: <<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Acesso em: 07/04/2018.

J. A. Jardini, C. M. V. Tahan, M. R. Gouveia, S. U. Ahn, F. M. Figueiredo. Daily Load Profiles for Residential, Commercial and Industrial Low Voltage Consumers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 15, n. 1, pp. 375-380, Jan. 2000.

J. C. Vasquez, R. A. Mastromauro, J. M. Guerrero and M. Liserre. Voltage Support Provided by a Droop-Controlled Multifunctional Inverter. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, vol. 56, no. 11, pp. 4510-4519, Nov. 2009.

J. Seuss, M. J. Reno, R. J. Broderick and S. Grijalva. Improving distribution network PV hosting capacity via smart inverter reactive power support. In: *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Denver, CO, 2015, pp. 1-5.

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. 2014. Dissertação (Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014. Acesso em: 28/04/2018.

P. Mitra, G. T. Heydt and V. Vittal. "The impact of distributed photovoltaic generation on residential distribution systems". In: **North American Power Symposium (NAPS)**, Champaign, IL, 2012, pp. 1-6.

8. Apêndice

8.1. Apêndice I – Tensão e potência dos geradores fotovoltaicos

Neste apêndice, serão apresentadas as curvas que determinam a potência e tensão dos geradores nos casos de estudo. Com o intuito de comparar as curvas, serão apresentadas as curvas de potência e tensão por casos de estudos, bem como a curva sem nenhum método de controle, a fim de analisar qual o impacto causado pelos métodos de controle no traçado das curvas citadas anteriormente.

Caso A

Inicia-se apresentando as curvas para o Caso de estudo A sem controle, onde pode-se analisar o início e término da injeção de potência geração solar (Figura 41) e também o horário de pico de tensão da placa solar (Figura 42).

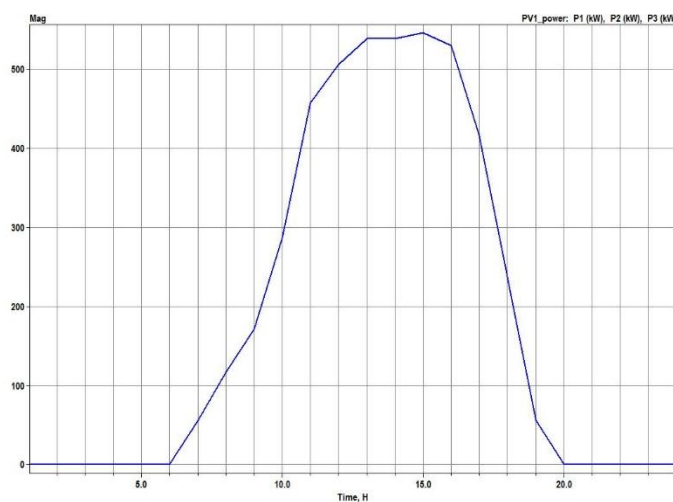


Figura 41 - Potência GD - Sem método de controle

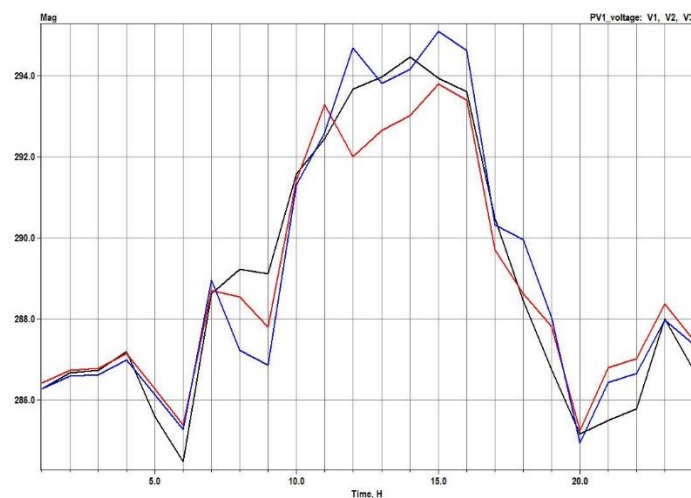


Figura 42 - Tensão GD - Sem método de controle

Porém, ao analisar a potência utilizando o método Volt-Watt (P-V Droop), observa-se pela Figura 49, que a mesma apresenta um corte em seu gráfico, característica que mantém os níveis de tensão do sistema abaixo do limite estabelecido pelo PRODIST. A tensão apresenta uma queda considerável no horário de maior incidência solar, ou seja, das 12h às 15h. Este é outro fato que sustenta a correção de tensão para o sistema.

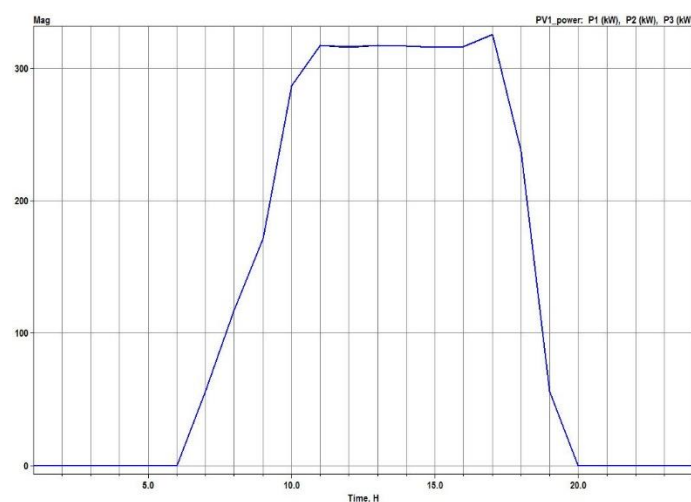


Figura 43 – Potência GD - Caso A Volt-Watt

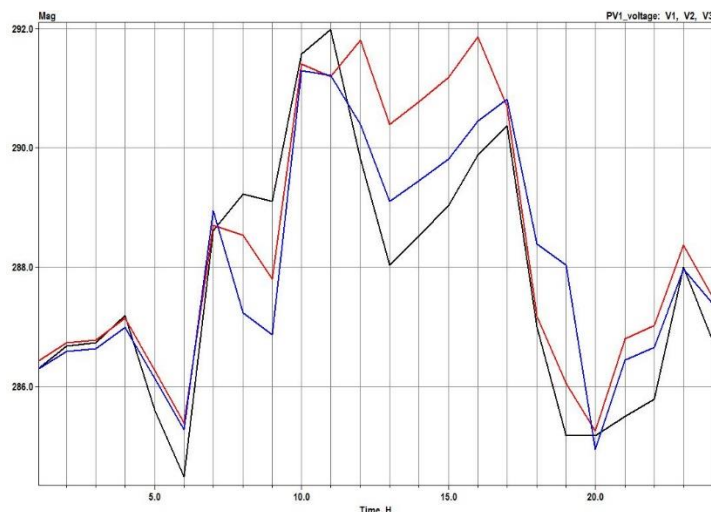


Figura 44 - Tensão GD - Caso A Volt-Watt

Por fim, ao analisar as Figuras 45 e 46, observa-se uma melhor continuidade das curvas de potência e tensão. Essa continuidade pode ser explicada pelo simples fato de o método Volt-Var não cortar a potência injetada no sistema, e sim analisar o mesmo e injetar ou absorver potência reativa. Dessa forma, à curva de potência, representada pela Figura 45, apresenta um perfil semelhante à curva da Figura 41. A diferença está presente na curva de tensão, onde a mesma se adequa ao perfil de limites do sistema, conforme a Figura 46.

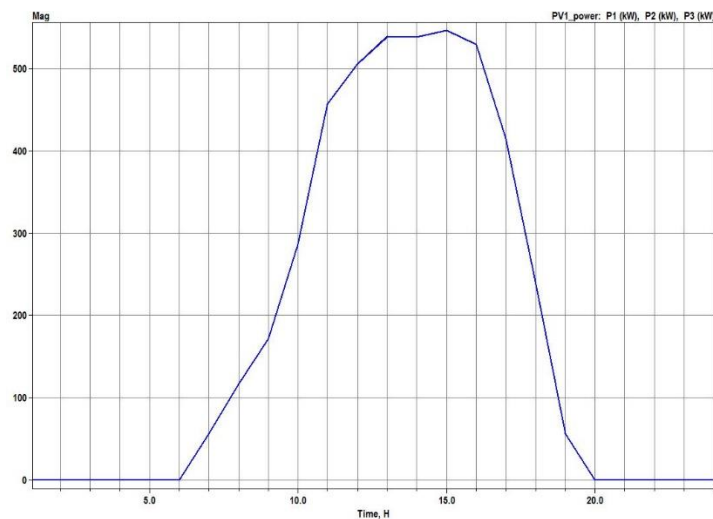


Figura 45— Potência GD - Caso A Volt-Var

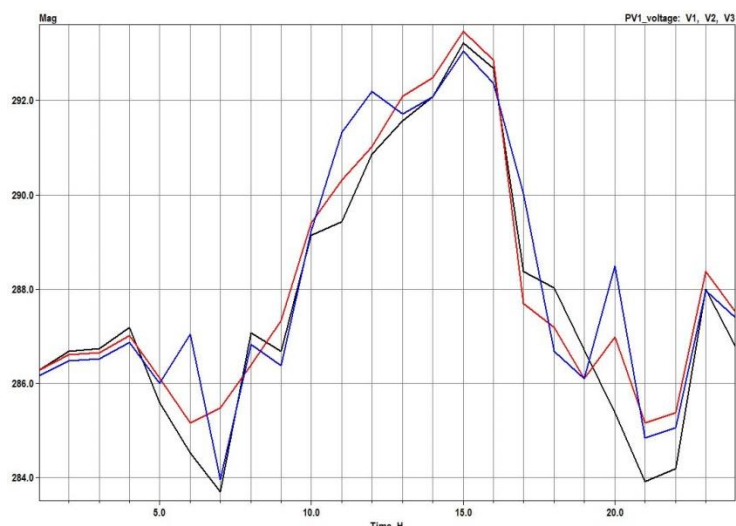


Figura 46 - Tensão GD - Caso A Volt-Var

Caso B

A análise para o Caso B, segue a mesma linha de raciocínio para o Caso A. A diferença se deve somente ao fato que existem dois geradores fotovoltaicos. Entretanto, como suas curvas são iguais, será apresentada somente a curva do gerador 1 (PV_1). As explicações referentes às curvas para o Caso sem controle, Caso B Volt-Watt e Caso B Volt-Var são idênticas às aquelas realizadas no Caso A. Sendo assim, as curvas são apresentadas a seguir somente para complementar o apêndice.

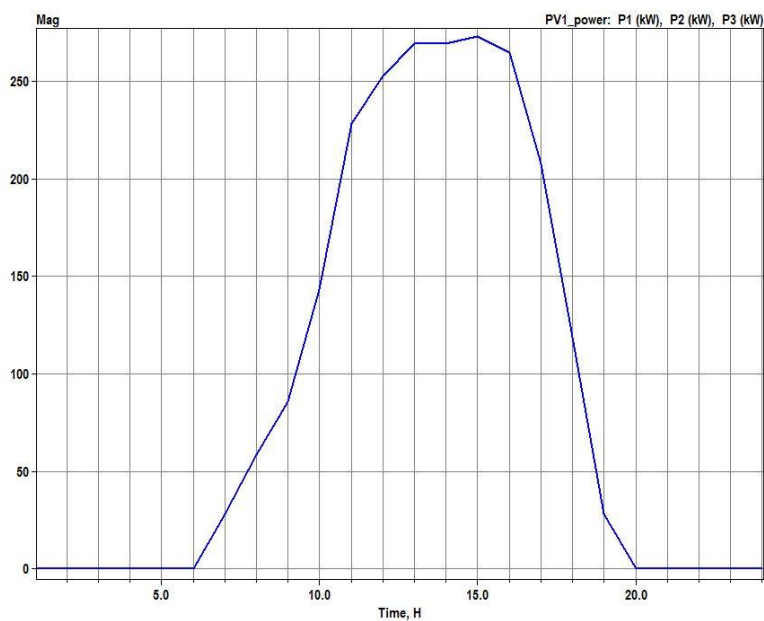


Figura 47 - Potência GD - Caso B sem método de controle

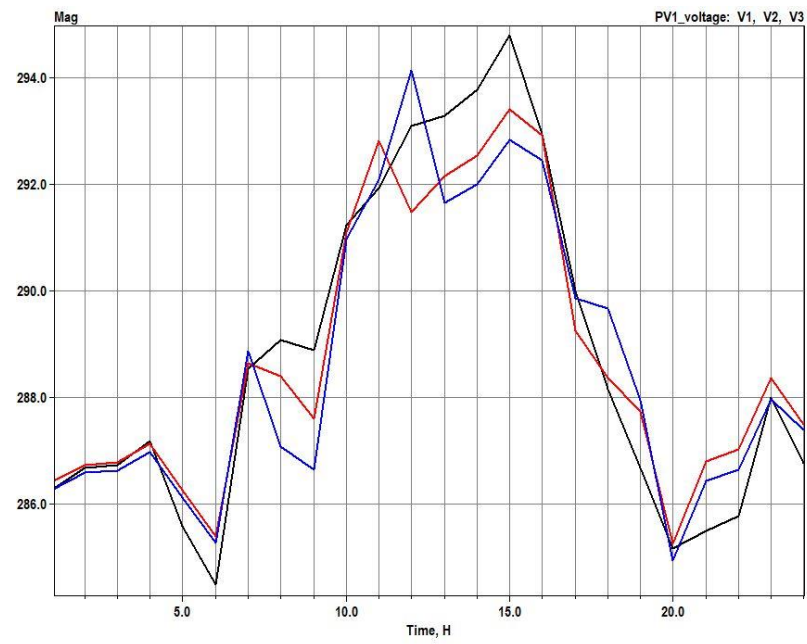


Figura 48 - Tensão GD - Caso B sem método de controle

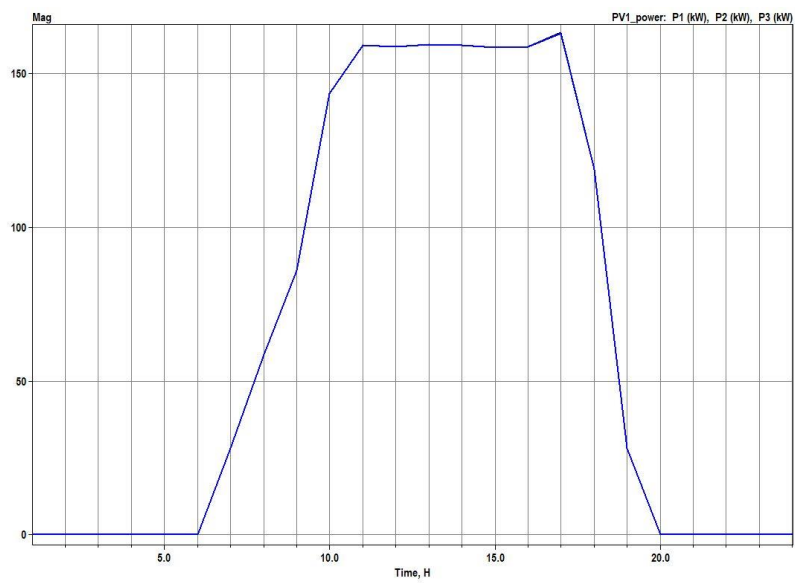


Figura 49 - Potência GD - Caso B Volt-Watt

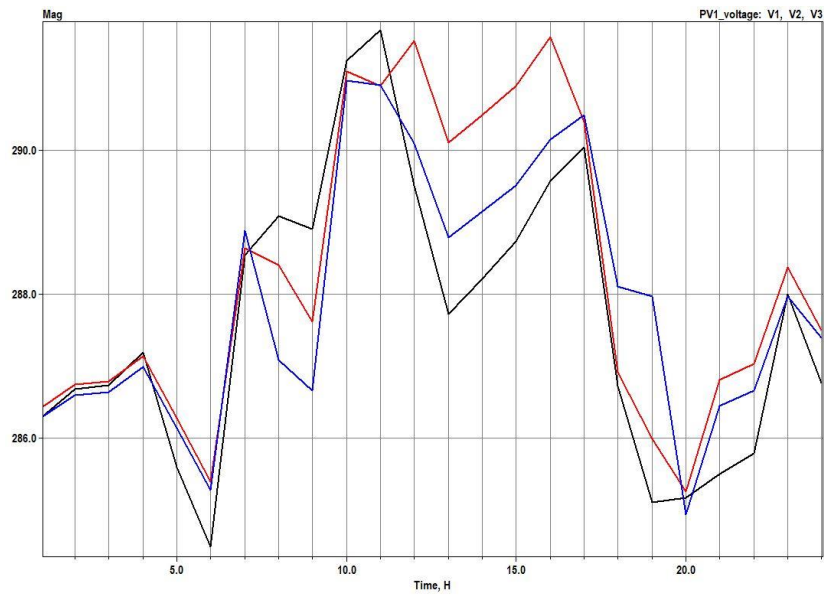


Figura 50 - Tensão GD - Caso B Volt-Watt

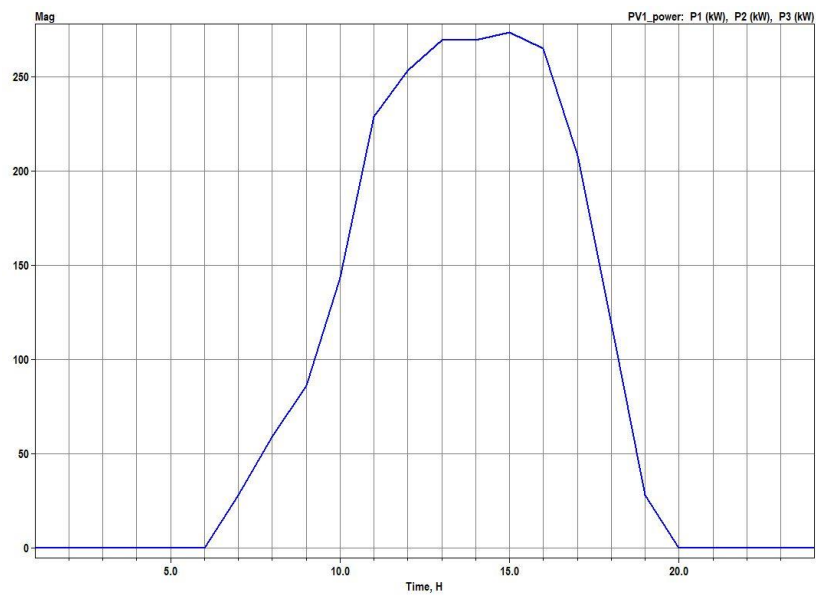


Figura 51 - Potência GD - Caso B Volt-Var

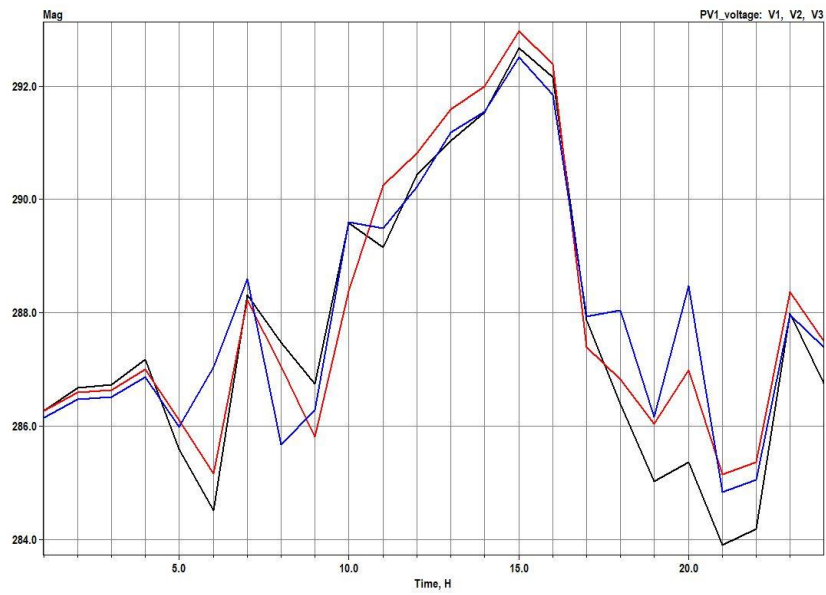


Figura 52 - Tensão GD - Caso B Volt-Var

8.2. Apêndice II – Fluxo Reverso de Potência

O apêndice II tem por função apresentar os gráficos que compõem a análise do fluxo de potência durante o trabalho. Como não ocorreu fluxo reverso em nenhuma das análises, esses gráficos não foram apresentados durante as análises.

A apresentação dos gráficos seguirá a ordem do trabalho, em um primeiro momento os gráficos do Controle P-V *Droop* (Volt-Watt) e por fim os gráficos Q-V *Droop* (Volt-Var). Vale ressaltar que a referência do fluxo de potência foi o transformador da subestação do SD.

P-V *Droop* (Volt-Watt)

- Caso A

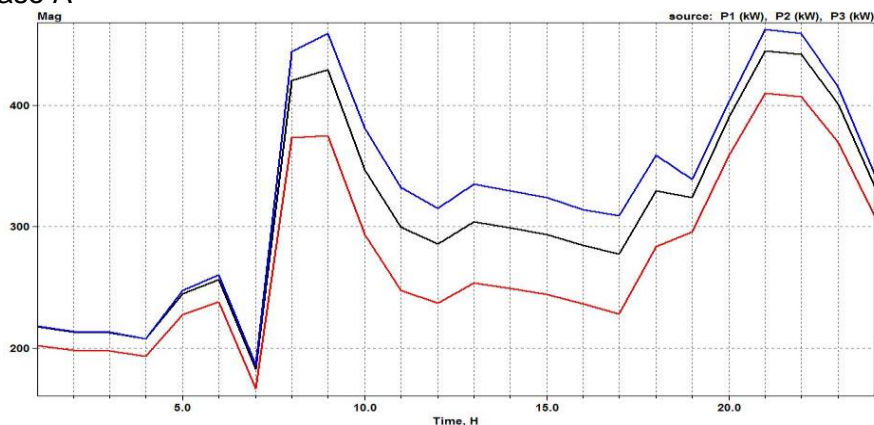


Figura 53 - Fluxo de potência - Caso A Volt-Watt

- Caso B

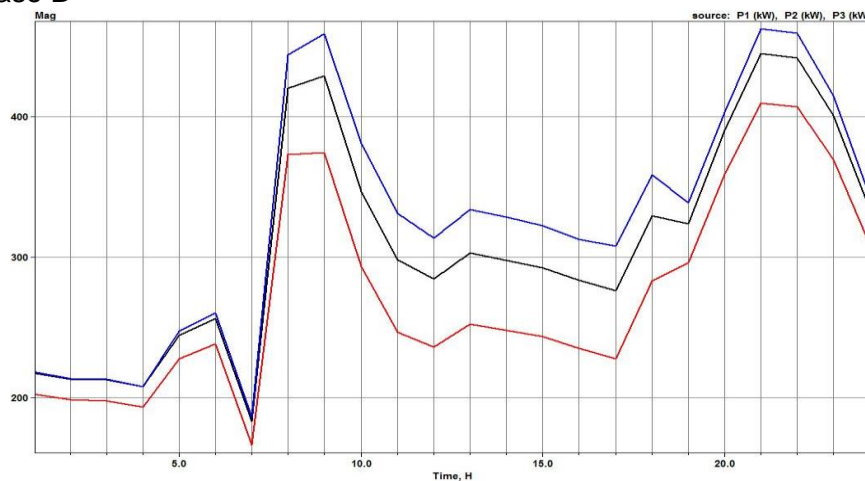


Figura 54 - Fluxo de potência - Caso B Volt-Watt

Desse modo, fica evidente que para o método Volt-Watt não foi detectado nenhum fluxo reverso de potência. Vale ressaltar que ambos os gráficos apresentam o mesmo fluxo devido à potência total do parque solar gerador ser a mesma. Caso essa potência total apresentasse diferença, tanto em sua potência, como em alguma curva que definisse as características básicas, o fluxo seria diferente.

Q-V Droop (Volt-Var)

- Caso A

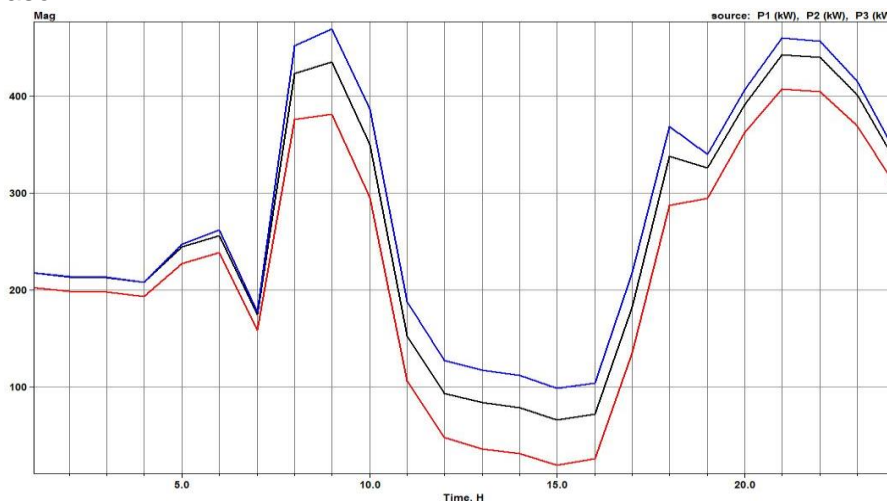


Figura 55 - Fluxo de potência - Caso A Volt-Var

- Caso B

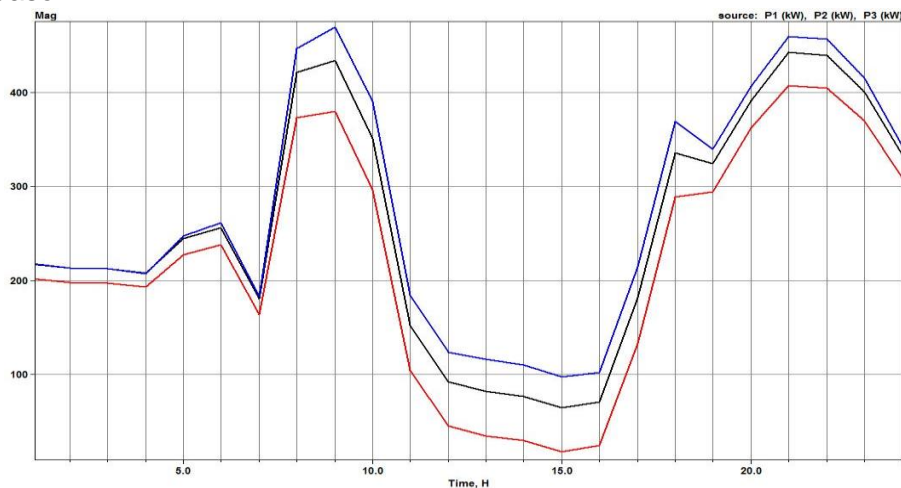


Figura 56 - Fluxo de potência - Caso B Volt-Var

A mesma explicação pela igualdade das curvas vale para o método Volt-Var, o qual o fluxo é apresentado nas Figuras 43 e 44. Entretanto, para uma potência maior de geração, ao se utilizar o método Volt-Var, o mesmo implicaria em um fluxo reverso de potência, pois para um total de 2 MW de potência injetada é perceptível através da Figura 43 e 44 que o fluxo tende a se reverter no horário das 16 horas, porém não existe potência suficiente para ocasionar esse reversão, no atual cenário de estudo.