

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Criciéle Castro Martins

**Avaliação da Dinâmica de Nuvens e do Impacto em Redes de Distribuição
com Grande Participação de Geração Fotovoltaica**

**Santa Maria, RS
2017**

Criciéle Castro Martins

**Avaliação da Dinâmica de Nuvens e do Impacto em Redes de Distribuição
com Grande Participação de Geração Fotovoltaica**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau em **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Mauricio Sperandio

Co-Orientador: Prof. Dr. Daniel Welfer

**Santa Maria, RS
2017**

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Martins, Criciéle Castro

Avaliação da Dinâmica de Nuvens e do Impacto em Redes de Distribuição com Grande Participação de Geração Fotovoltaica / Criciéle Castro Martins.- 2017.

122 p.; 30 cm

Orientador: Mauricio Sperandio

Coorientador: Daniel Welfer

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2017

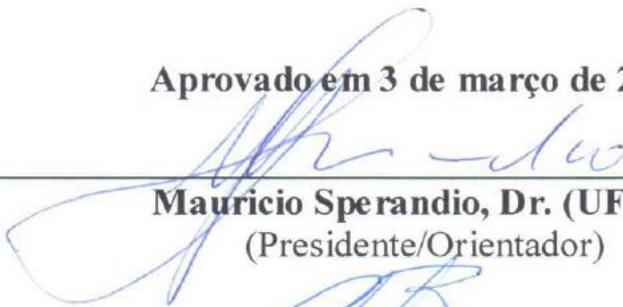
1. Quasi-Static Time-Series 2. OpenDSS 3. Geradores fotovoltaicos 4. Imagens do satélite GOES13 I. Sperandio, Mauricio II. Welfer, Daniel III. Título.

Criciéle Castro Martins

**Avaliação da Dinâmica de Nuvens e do Impacto em Redes de Distribuição
com Grande Participação de Geração Fotovoltaica**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção de grau em **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 3 de março de 2017.



Mauricio Sperandio, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)



Rafael Concatto Beltrame, Dr. (UFSM)



Paulo Ricardo da Silva Pereira, Dr. (UNISINOS)

**Santa Maria, RS
2017**

AGRADECIMENTOS

À Deus, pela vida e à todas as pessoas que me ajudaram, e das quais o apoio e incentivo me deram ânimo e coragem para continuar a caminhada.

Agradeço a meu pai (Leopoldino), minha mãe (Vera Lucia) e minha irmã (Ana Luiza), pelo apoio, não medindo esforços para que eu chegasse e concluísse mais esta etapa.

Ao professor Dr. Mauricio Sperandio, pelo apoio, atenção, disponibilidade, amizade e orientação.

Ao professor Dr. Daniel Welfer, pela co-orientação e ajuda sincera no desvendar do processamento de imagens necessária para realização deste trabalho.

Aos amigos do Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência – CEESP, em especial à Carolina, Marco Antônio e Railson dos quais jamais me esquecerei, pela amizade e incentivo. Não esquecendo dos demais colegas, Suelen, Leonardo, Camilla e Priscila.

Ao Felipe pela contribuição aos estudos no *software* OpenDSS e ao Lucas, pela ajuda na formação do banco de dados, o que permitiu a conclusão desse trabalho.

Ao meu companheiro, Mario e minha amiga Susy, que acompanharam meus esforços e compartilharam comigo muitos momentos de alegria, me dando conforto sempre.

Aos meus amigos, colegas de apartamento e agregados, Bruno, Fabiele, Sabrina e Thaisa, que me proporcionaram diversos momentos de descontração e aprendizado no que se refere ao convívio e respeito a diferentes opiniões.

Por fim, à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Capes pela concessão da bolsa de Mestrado.

RESUMO

AVALIAÇÃO DA DINÂMICA DE NUVENS E DO IMPACTO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GRANDE PARTICIPAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

AUTORA: Criciële Castro Martins
ORIENTADOR: Mauricio Sperandio
CO-ORIENTADOR: Daniel Welfer

A busca pela diversificação da matriz energética, diminuição na utilização de combustíveis fósseis para geração de energia elétrica, além da maior preocupação com os impactos ambientais, fazem com que se aposte cada vez mais na instalação de geradores distribuídos. Contudo, para que estes possam vir a beneficiar sistemas de distribuição de energia elétrica, seus impactos técnicos devem ser cuidadosamente estudados. Considerando geradores fotovoltaicos, a presença de nuvens influencia diretamente a irradiância solar que chega à superfície terrestre, variando de uma forma significativa ao longo do tempo a energia gerada. O movimento contínuo das nuvens sobre redes elétricas que contam com esse tipo de geração produz variações de difícil previsibilidade sobre o fluxo de potência gerado e flutuações de tensão na rede elétrica, acarretando em possíveis impactos na qualidade de energia fornecida aos consumidores. Assim, esta dissertação de mestrado propõe classificar dados reais de irradiância solar conforme o processamento de imagens de satélite que contam com informações referente a classificação de diferentes tipos de nuvens, com objetivo de investigar como a dinâmica de nuvens afeta a produção de energia através de geradores fotovoltaicos, e conseqüentemente redes de distribuição de energia elétrica que contam com a participação dos mesmos. Em um primeiro instante, através de técnicas de processamento de imagem dá-se a classificação dos diferentes tipos de nuvens, de modo que as imagens são obtidas através do site do CPTEC (Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos) com dados do satélite GOES-13 em períodos de 30 minutos. Em comparação aos resultados de processamento de imagem são utilizados dados medidos de um sistema fotovoltaico, instalado no telhado do Bloco E do Colégio Politécnico de Santa Maria, para avaliar a influência do sombreamento, e assim classificação dos dados medidos em: dia ensolarado, parcialmente encoberto e encoberto. Logo, para a avaliação do impacto em uma rede de distribuição elétrica que conta com sistemas fotovoltaicos em diferentes situações de geração, considera-se o sistema IEEE 34 barras, a partir de análises conhecidas como *Quasi-Static Time-Series Analysis*, realizadas pelo *software Open Distribution System Simulator* (OpenDSS). Também, são considerados diferentes perfis de carga, como por exemplo, cargas que não variam no tempo, e cargas que variam com características de dia de semana e fim de semana. Os resultados de cada caso testado são apresentados e é realizado uma análise de informações tanto do ponto de vista energético, observando-se a capacidade real e local de geração, além da qualidade de energia fornecida pelo sistema, no que se refere aos níveis de tensão e operação de equipamentos reguladores de tensão.

Palavras-Chave: Geradores fotovoltaicos; imagens de satélite; nuvens; OpenDSS.

ABSTRACT

EVALUATION OF CLOUD DYNAMICS AND IMPACT ON DISTRIBUTION NETWORKS WITH GREAT PARTICIPATION PHOTOVOLTAICS GENERATION

AUTHOR: Criciële Castro Martins

ADVISOR: Mauricio Sperandio

CO-ADVISOR: Daniel Welfer

The search for a more diverse energy matrix, to decrease the fossil fuel consumption combined with the enhance concern of environmental impacts results in an increasing interest on the installation of distributed generators. Nevertheless, its technical impacts must be studied carefully to benefit electric energy distribution systems. Considering photovoltaic generators, the presence of clouds influences directly in the solar irradiance on Earth's surface, what varies, in a significant way, the generation of energy throughout time. The continuous clouds movement above electrical grids that contain this kind of generation produces difficulty in the forecast variations of the generated power flow and voltage fluctuations on electrical grid impacting the consumer's energy quality. Thus, this master dissertation proposes to rank real solar irradiance data according to satellite image processing, which counts on information referring to the different sort of clouds. The purpose is to investigate how the dynamic of clouds affects the energy production from photovoltaic generator and, consequently, the impact on the electrical grids that counts with it. At first, different types of clouds are ranked through image processing techniques, so that images were obtained in CPTEC. Weather Forecasting and Climate Studies Center website using satellite GOES-13 data with 30 minutes periods. In comparison to image processing results, it is used measured data from a photovoltaic system installed on the roof of Block E from Santa Maria's Polytechnic School to rate the shading influence, thus, the classification of measured data on: sunny, partially clouded and fully clouded days. Therefore, for the evaluation of impact of a photovoltaic systems on different generation situations over an electric distribution grid, it was used the IEEE 34-bus feeder, through known analysis such as QuasiStatic Time-Series Analysis performed by the software Open Distribution System Simulator (OpenDSS). Different load profiles are also considered, such as constant and varying loads on weekdays and weekends. The results in each tested case are presented and is performed an analysis of information from the energetic point of view, observing the real and local generation capacity, and the quality of the energy provided by the system, in which is referred the voltage levels and operation of voltage regulators equipment.

Keywords: Photovoltaic generators; satellite images; clouds; OpenDSS.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Evolução global das instalações fotovoltaicas de 2000 a 2014.	16
Figura 2. Cobertura de nuvens na <i>Desert Sunlight Solar Farm</i>	18
Figura 3. Movimento da Terra em torno do Sol e as estações do ano.	24
Figura 4. Geometria solar	26
Figura 5. Classificação de nuvens	28
Figura 6. Exemplo de nuvens <i>cirrus</i>	29
Figura 7. Exemplo de nuvens <i>cirrocumulus</i>	30
Figura 8. Exemplo de nuvens <i>cirrostratus</i>	30
Figura 9. Exemplo de nuvens <i>altocumulus</i>	31
Figura 10. Exemplo de nuvens <i>altostratus</i>	31
Figura 11. Exemplo de nuvens <i>stratus</i>	32
Figura 12. Exemplo de nuvens <i>stratocumulus</i>	32
Figura 13. Exemplo de nuvens <i>nimbostratus</i>	33
Figura 14. Exemplo de nuvens <i>cumulus</i>	33
Figura 15. Exemplo de nuvens <i>cumulonimbus</i>	34
Figura 16. Regiões de sombreamento.	38
Figura 17. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.	41
Figura 18. Curva I x V.	43
Figura 19. Curva P x V – dispositivo fotovoltaico de silício (156x156 mm) sob condições padrões de ensaio.	44
Figura 20. Influência da variação da irradiância solar (25°C).	45
Figura 21. Influência da variação da temperatura de operação (AM1,5 e 1000 W/m ²).	46
Figura 22. Curva com o valor máximo de potência em função da temperatura.	46
Figura 23. Curva de eficiência energética do inversor.	48
Figura 24. Gerador fotovoltaico conectado à rede de distribuição.	48
Figura 25. Sistema de energia (a) Cenário convencional (b) Cenário com sistema fotovoltaico.	51
Figura 26. Metodologia proposta.	53
Figura 27. Imagem classificada do satélite GOES-13 para 12/12/2016 – 18:00 (UTC).	54
Figura 28. Imagem classificada e detalhe do retalho em 12/12/2016 – 18:00 (UTC) para Santa Maria.	55
Figura 29. Máscara de nuvens do tipo cúmulos em 12/12/2016 – 18:00 (UTC).	57
Figura 30. Demonstração do funcionamento do equipamento regulador de tensão.	60
Figura 31. Modelo de um sistema fotovoltaico no OpenDss.	62
Figura 32. Sistema IEEE 34 barras.	63
Figura 33. Potência ativa do prédio 13.	66
Figura 34. Potência reativa do prédio 13.	66
Figura 35. Dias escolhidos para simulações elétricas – céu claro (19/jan), parcialmente encoberto (11/jan) e encoberto (5/jan).	70
Figura 36. Geração de cada sistema fotovoltaico considerado.	72
Figura 37. Potência no transformador da SE (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.	74
Figura 38. Perdas no sistema (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.	77
Figura 39. Tensão e trocas de tap no transformador regulador de tensão 1 - <i>delay</i> de 5 minutos, caso parcialmente encoberto (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.	79

Figura 40. Tensão e trocas de tap no transformador regulador de tensão 2 - <i>delay</i> de 5 minutos, caso parcialmente encoberto (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.....	80
Figura 41. Trocas de tap do transformador regulador de tensão 1 (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.	81
Figura 42. Trocas de tap do transformador regulador de tensão 2 (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.	82
Figura 43. Potência no transformador da SE (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.....	83
Figura 44. Perdas no sistema (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.....	85
Figura 45. Tensão e trocas de tap no transformador regulador de tensão 1 - caso ensolarado (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.	86
Figura 46. Tensão e trocas de tap no transformador regulador de tensão 2 - caso ensolarado (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.	87
Figura 47. Trocas de tap do transformador regulador de tensão 1 (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.	88
Figura 48. Trocas de tap do transformador regulador de tensão 2 (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.	89
Figura 49. Potência no transformador da SE (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.....	91
Figura 50. Perdas no sistema (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.....	92
Figura 51. Tensão e trocas de tap do transformador regulador de tensão 1 – <i>delay</i> de 15 minutos, caso parcialmente encoberto (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.....	93
Figura 52. Tensão e trocas de tap do transformador regulador de tensão 2 – <i>delay</i> de 15 minutos, caso parcialmente encoberto (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.....	94
Figura 53. Trocas de tap do transformador regulador de tensão 1 (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.	95
Figura 54. Trocas de tap do transformador regulador de tensão 2 (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.	96
Figura 55. Potência ativa do prédio 16.	109
Figura 56. Potência reativa do prédio 16.	110
Figura 57. Potência ativa do prédio 19.	110
Figura 58. Potência reativa do prédio 19.	111
Figura 59. Potência ativa do prédio 21.	111
Figura 60. Potência reativa do prédio 21.	112
Figura 61. Potência ativa do prédio 40.	112
Figura 62. Potência reativa do prédio 40.	113
Figura 63. Potência ativa do prédio 44.	113
Figura 64. Potência reativa do prédio 44.	114
Figura 65. Potência ativa do prédio NUPEDDEE.	114
Figura 66. Potência reativa do prédio NUPEDDEE.	115
Figura 67. Potência ativa do prédio RU.	115
Figura 68. Potência reativa do prédio RU.....	116
Figura 69. Imagem referência para encontrar o município de Santa Maria.....	117

LISTA DE TABELA

Tabela 1. Classificação das nuvens de acordo com a localização.	29
Tabela 2. Perda de potência de uma célula sombreada (810 W/m ² , temperatura 40°C).	35
Tabela 3. Nível de cobertura de nuvem e seus efeitos.	39
Tabela 4. Principais características que influenciam a geração de sistemas fotovoltaicos.	40
Tabela 5. Normas e requisitos nacionais e internacionais.	49
Tabela 6. Intervalos utilizados para detecção do tipo de nuvem.	56
Tabela 7. Características do inversor.	57
Tabela 8. Características dos módulos fotovoltaicos.	57
Tabela 9. Potência ativa e reativa de cargas concentradas - IEEE 34 Barras.	63
Tabela 10. Potência ativa e reativa de cargas distribuídas - IEEE 34 Barras.	64
Tabela 11. Cargas utilizadas.	65
Tabela 12. Resultado de processamento para o dia 19 de janeiro de 2016.	68
Tabela 13. Resultado de processamento para o dia 5 de janeiro de 2016.	69
Tabela 14. Resultado de processamento para o dia 11 de janeiro de 2016.	70
Tabela 15. Possibilidades para o estudo de caso.	71
Tabela 16. Locais de inserção de geradores distribuídos – 50% da capacidade de carga.	73
Tabela 17. Potência na SE para os diferentes perfis de carga.	75
Tabela 18. Perdas no sistema para os diferentes perfis de carga.	77
Tabela 19. Potência no transformador da SE para os diferentes perfis de carga.	84
Tabela 20. Perdas no sistema para os diferentes perfis de carga.	84
Tabela 21. Locais de inserção de geradores distribuídos – 25% da capacidade da carga.	90
Tabela 22. Potência no transformador da SE para os diferentes perfis de carga.	90
Tabela 23. Perdas no sistema para os diferentes perfis de carga.	92

LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
Ac	<i>Alto cumulus</i>
AM	Massa de Ar
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APAC	Ásia do Pacífico
As	<i>Altostratus</i>
CA	Corrente Alternada
Cb	<i>Cumulonimbus</i>
Cc	<i>Cirrocumulus</i>
CC	Corrente contínua
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
Ci	<i>Cirrus</i>
CPTEC	Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos
Cs	<i>Cirrostratus</i>
Cu	<i>Cumulus</i>
DHI	Irradiância horizontal difusa
DNI	Irradiância normal direta
ENSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i>
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
EUA	Estados Unidos da América
GD	Geração Distribuída
GHI	Irradiância horizontal global
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais;
La	Latitude
Lo	Longitude
LTC	<i>Load Tap Change</i>
MEA	Oriente Médio
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
Ni	<i>Nimbostratus</i>
NOAA	<i>National Oceanic and Atmospheric Administration</i>
NUPEDDEE	Núcleo de Pesquisa e Desenvolvimento em Engenharia Elétrica
OpenDSS	<i>Open Distribution System</i>
P	Potência Ativa
PMP	Ponto de Máxima Potência
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFRA	Pró-Reitoria
PSMC	Pseudo Sequencial de Monte Carlo
PV	<i>Photovoltaics</i>
Q	Potência reativa
QSTS	<i>Quase-Static Time-Series Analysis</i>
RBR	<i>Red-Blue-Ratio</i>
RN	Resolução Normativa

RoW	Restante do mundo
RU	Restaurante Universitário
Sc	<i>Stratocumulus</i>
SE	Subestação
St	<i>Stratus</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TP	Transformador de Potencial
UFMG	Universidade Federal de Minas Gerais
UFSM	Universidade Federal de Santa Maria
UnB	Universidade de Brasília
UTC	<i>Universal Time Coordinated</i>
VPP	<i>Virtual Power Plan</i>
WMO	<i>World Meteorological Organization</i>

SUMÁRIO

RESUMO.....	6
Lista de Figuras	8
Lista de tabelas	10
Lista de abreviaturas.....	11
Sumário	13
1 INTRODUÇÃO	15
1.1 MOTIVAÇÃO	17
1.2 OBJETIVOS.....	20
1.3 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS	21
2 RECURSO SOLAR E EFEITO DAS NUVENS SOBRE A RADIAÇÃO.....	23
2.1 RADIAÇÃO SOLAR	23
2.2 DINÂMICA DE NUVENS, SUAS CLASSIFICAÇÕES E INFLUÊNCIA NA RADIAÇÃO SOLAR.....	27
2.2.1 Formação de nuvens.....	27
2.2.2 Classificação de nuvens	29
2.3 MODELOS DE ANÁLISE DA DINÂMICA DE NUVENS NA LITERATURA	34
2.2.3 Variação da radiação solar por classe de nuvem	39
3 ASPECTOS GERAIS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	41
3.1 PAINEL FOTOVOLTAICO	41
3.1.1 Características elétricas de células fotovoltaicas	42
3.1.2 Parâmetros externos que afetam as características elétricas	44
3.2 CONVERTOR ELETRÔNICO.....	47
3.3 CONEXÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E IMPACTOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO	48
3.3.1 Fluxo de potência	50
3.3.2 Regulação da tensão	51
3.3.3 Perdas Técnicas.....	52
4 MODELAGEM E METODOLOGIA	53
4.1 PROCESSAMENTO DE IMAGENS	54
4.2 BASE DE DADOS DE IRRADIÂNCIA SOLAR	57
4.3 SIMULAÇÕES ELÉTRICAS.....	58
4.3.1 OpenDSS	59
4.3.2 Sistema teste IEEE 34 barras	62
4.3.2 Curvas de Carga	64
5 TESTES E RESULTADOS ENCONTRADOS	67

5.1 CLASSIFICAÇÃO DOS DADOS DE IRRADIÂNCIA SOLAR	67
5.2 ESTUDO DE CASO	71
5.3 RESULTADOS E DISCUÇÕES	73
5.3.1 Cenário 1.....	73
5.3.2 Cenário 2.....	82
5.3.3 Cenário 3.....	89
5.3.4 Considerações gerais	96
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS	99
6.1 SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS	101
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	103
APÊNDICE A – Curvas de carga	109
APÊNDICE B – Script para Processamento de Imagem	117
APÊNDICE C – Scripts para Simulações Elétricas	121

1 INTRODUÇÃO

A demanda por energia elétrica se torna cada vez maior, principalmente em países em desenvolvimento como o Brasil, conseqüentemente tem-se a necessidade que as fontes de energia estejam disponíveis em níveis suficientes para garantir o suprimento da demanda. Além disso, os avanços tecnológicos na área de geração de energia elétrica, a necessidade de aproveitamento de diferentes fontes primárias de energia como forma de diversificação da matriz energética e a maior conscientização sobre a conservação ambiental, têm provocado o aumento considerável no interesse por geração distribuída (GD).

O termo Geração Distribuída possui a característica de geração descentralizada, independentes da carga, e que pode ser inserida o mais próximo possível ao consumidor final, não exigindo extensas linhas de transmissão como no sistema de energia convencional. Paludo (2014 apud *International Energy Agency*, 2011), traz algumas vantagens no emprego de GD, tais como a elevação da eficiência energética, redução dos custos devido à expansão de alimentadores, redução das perdas na transmissão e na distribuição da energia elétrica, além da sua flexibilidade de implantação em função de seu pequeno porte. Como desvantagem pode-se citar que com a instalação de GD, os sistemas de distribuição podem perder sua característica de fluxo de potência unidirecional, além disso, variações imprevisíveis sobre os fluxos de potência gerados podem ser acompanhadas de um aumento na magnitude de tensão, podendo ocasionar danos às instalações dos consumidores finais (PADILHA, 2010).

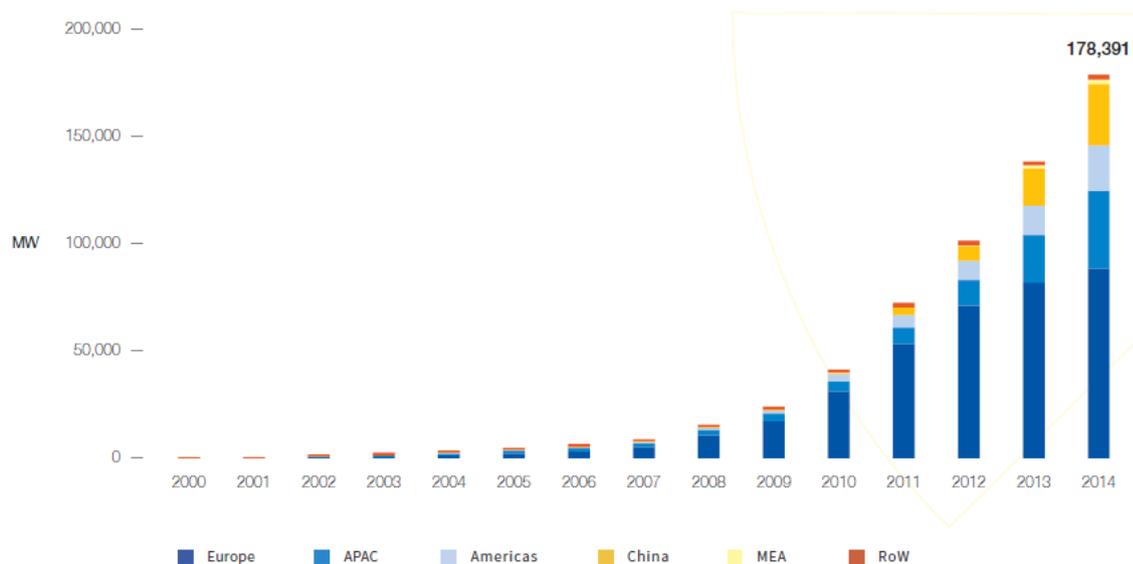
Masters (2002) ressalta que existem diversas questões técnicas que devem ser consideradas ao conectar sistemas de geração ao sistema de distribuição de energia elétrica, como por exemplo: nível de falha do sistema; estabilidade; capacidade de fluxo de potência reverso de comutadores de derivação; compensação de queda de linha; qualidade de energia (como *flicker* e harmônicos); e os equipamentos de proteção.

Uma forma de geração que vem ganhando destaque atualmente é a geração fotovoltaica, também conhecida pela sigla PV, de *Photovoltaic*. Segundo a EPIA (*European*

Photovoltaic Industry Association) o mercado de energia solar atingiu cerca de 40 GWp (Gigawatt pico) em 2014, ressaltando que a China instalou 10,6 GWp de PV em 2014, incluindo 2 GW de geração distribuída, já o Japão possui, cerca de 9,7 GWp de sistemas fotovoltaicos instalados. O mesmo também cita o mercado dos Estados Unidos, que continuou seu crescimento com 6,5 GWp instalado em 2014, sendo que a Califórnia contribuiu com mais de 50% de todas as instalações dos EUA. O Reino Unido e a Alemanha contaram com a instalação de 2,4 GWp e 1,9 GWp no ano de 2014, respectivamente (EPIA, 2015).

Na Figura 1, pode ser visto o crescimento de energia solar por região no mundo, sendo que na legenda onde se lê APAC significa Ásia do Pacífico, MEA significa Oriente Médio e África, e RoW significa o restante do mundo.

Figura 1. Evolução global das instalações fotovoltaicas de 2000 a 2014.



Fonte: EPIA (2015, p. 12).

No Brasil, o primeiro leilão de energia solar ocorreu em novembro de 2013 e conta com a Resolução Normativa n°482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (ANEEL, 2012), que estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, sendo aprimorada pela Resolução Normativa n°687 (ANEEL, 2015b). Esta última permite que o consumidor instale pequenos geradores (tais como painéis solares fotovoltaicos e microturbinas eólicas, entre outros) em sua unidade consumidora e troque energia com a distribuidora local com objetivo de reduzir o valor da sua fatura de energia elétrica. Segundo a ANEEL, desde a publicação da Resolução em 2012 até outubro de 2015, foram instaladas 1.285 centrais geradoras, sendo 1.233 (96%)

com a fonte solar fotovoltaica, 31 eólicas, 13 híbridas (solar/eólica), 6 movidas a biogás, 1 a biomassa e 1 hidráulica (ANEEL, 2015a).

Com isso, fica evidente a participação crescente de geradores distribuídos, contudo estes impõem uma maior supervisão da rede elétrica, já que pode não ocorrer o equilíbrio entre oferta e demanda de energia. Masters (2002) recomenda que os operadores de rede devem considerar cenários operacionais de pior caso, assegurando que a rede e seus consumidores não serão prejudicados. O mesmo cita três cenários: nenhuma geração e demanda máxima; geração máxima e demanda máxima; e geração máxima e demanda mínima. Assim, a instalação de tais geradores exige uma análise criteriosa a fim de identificar eventuais impactos negativos aos sistemas de energia elétrica, de modo que sua capacidade de geração pode variar de centenas de kW a dezenas de MW (PADILHA, 2010).

1.1 MOTIVAÇÃO

Como se sabe, a energia fotovoltaica depende da radiação solar, logo, é considerada como uma fonte intermitente de energia. O recurso solar em um determinado local tem como principais causas o movimento aparente do sol, a latitude local e a presença e movimento de nuvens, sendo que o último, possui comportamento aleatório e é o grande responsável pela variabilidade da geração fotovoltaica.

Diversos questionamentos surgem quanto à disponibilidade da fonte fotovoltaica e quanto sua variação ao longo do tempo. Já existem no mundo plantas fotovoltaicas com milhares de módulos, ocupando dezenas de quilômetros quadrados, de modo que, dificilmente a área se mantém totalmente sem cobertura de nuvens. Na Figura 2 pode-se observar a *Desert Sunlight Solar Farm* que fica localizada no norte do Deserto Central da Califórnia, sendo que essa usina tem uma capacidade de 550 MWp (AUSTERENERGY, 2016). Na mesma, observam-se filas inteiras de módulos cobertos por nuvens e outras não, o que acarreta em oscilações de potência e tensão no sistema.

Figura 2. Cobertura de nuvens na *Desert Sunlight Solar Farm*.



Fonte: Auster Energy (2016).

Outro fato que pode vir a interferir diretamente na geração a partir de sistemas fotovoltaicos é o eclipse solar. A ENSO-E – *European Network of Transmission System Operators for Electricity* – realizou estudos para avaliar o impacto sobre o sistema de energia quando houvesse tal fenômeno, dado que a capacidade fotovoltaica europeia atualmente é de aproximadamente 89 GWp. O estudo mostrou quedas de potência de 400 MW/min e aumentos de até 700 MW/min, apresentando recomendações aos operadores de redes quanto ao desenvolvimento de previsões diárias de geração PV, aumento de reservas de controle, verificação das capacidades disponíveis de potência para ajudar a atender à gestão de frequência, entre outras (LOEHR, 2016).

Loehr (2016) também traz que o eclipse ocorrido em 15 de março de 2015 acarretou em uma diminuição de geração em 20 GW dentro de uma hora, e aumentou a geração 40 GW após o efeito máximo. Esses resultados mostram em parte o ocorrido no sistema da Alemanha, diferentemente dos operadores de sistemas da Itália, que reduziram antecipadamente a produção de muitas instalações solares para evitar a queda repentina.

Na literatura, existem diversos estudos no que se refere à conexão de geradores fotovoltaicos, sendo que abordam principalmente tópicos relacionados a variação do perfil de tensão e fluxo de energia. Paludo (2014) apresenta uma análise da influência de elevado nível de penetração de sistemas fotovoltaicos inseridos na distribuição elétrica, utilizando o *software* OpenDSS, o sistema IEEE 13 barras e um sistema de distribuição brasileiro para teste. Por meio dos resultados, o estudo concluiu que os principais impactos negativos são: elevação no nível de desbalanço de tensão; sobretensões em regime permanente; elevadas quedas de ten-

são devido à desconexão dos geradores fotovoltaicos do sistema; e alteração dos padrões de atuação do regulador de tensão.

Ari e Baghzouz (2011) cita que com a alta penetração de sistemas fotovoltaicos a rede de distribuição pode levar a barreiras técnicas, dado que variações de potência induzidas por nuvens podem resultar em flutuações de tensão indesejada podendo levar a operações excessivas de equipamentos LTC (*Load Tap Changer*) (ARI; BAGHZOUZ, 2011). Mourad e Mohamed (2016) trazem análises a partir do sistema IEEE 33 barras, conectando sistemas PV no nó 6, 18 e 33, assim discute variações de tensão resultantes da flutuação na geração fotovoltaica, com o objetivo de determinar o quanto tais flutuações podem ser prejudiciais ao sistema. O mesmo testa seis cenários, diferenciando-se pela quantidade de penetração PV no sistema. Mostra que a inserção de geradores fotovoltaicos pode trazer tanto vantagem quanto desvantagens aos sistemas de distribuição, este fato depende do local e quantidade de inserção dos mesmos (MOURAD; MOHAMED, 2016).

Padilha (2010) faz uma análise comparativa de diferentes estratégias de operação de dispositivos reguladores de tensão em sistemas de distribuição com a presença de geradores distribuídos. Já Hadjsaid (1999) e Baran (2011) investigam a operação e a proteção de sistemas de distribuição com alta penetração de sistemas fotovoltaicos.

Quanto a estudos referentes a perdas elétricas, pode-se citar Salman (1996), que observa que o nível de perdas elétricas pode diminuir ou aumentar dependendo de onde é alocado o gerador, da quantidade de potência gerada e da topologia da rede elétrica. Em (BAWAN, 2012) é investigado o impacto da GD sobre as perdas e o perfil de tensão em sistemas de distribuição, e com base na localização e tamanho de geração inserida mostrou-se que as perdas diminuíram de 240,15 kW para 99,39 kW, através do programa ETAP 6.0 e o sistema de distribuição de Manokwari. Liu et al. (2012) abordam questões referentes ao impacto de geradores distribuídos com fonte de energia intermitente instalados em sistemas de distribuição elétrica. Os autores discutem tais impactos a partir de testes na rede elétrica de Guangdong na China; ressaltam que a instalação de grande quantidade de GD afeta o despacho do sistema, logo classifica as gerações como controláveis (biomassa, microturbinas e tecnologias tradicionais) e não controláveis (eólica, hidroelétrica, fotovoltaica e cogeração), sendo que estas exigem previsões que podem ser muito complicadas devido suas relações com o clima.

Nesse contexto, esta dissertação se propõe a apresentar a importância do estudo dos possíveis impactos na rede de distribuição de energia após a conexão de uma grande quantidade de geradores fotovoltaicos em um alimentador de distribuição. Conta primeiramente

com o desenvolvimento de uma metodologia que envolve o processamento de imagens de satélite, procurando mostrar o impacto que diferentes tipos de nuvens podem provocar na irradiância solar e conseqüentemente à geração fotovoltaica. As imagens são obtidas através do site do CPTEC (Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos) com dados do satélite GOES-13, e apresentam 24 bits por *pixel* e resolução espacial de 578×590 *pixels*. Com a avaliação de tais imagens foi possível classificar o tipo de nuvem que é encontrada num determinado retalho de *pixels* na região de interesse.

Contando com dados de irradiância solar (W/m^2), em um período de 24 horas em intervalos de 5 minutos, de um arranjo de 14 módulos fotovoltaicos e um inversor Fronius Galvo 3.1-1, instalado no telhado do Bloco E do Colégio Politécnico da Universidade Federal de Santa Maria, foi possível comparar o comportamento de determinadas medições com o tipo de nuvem resultante do processamento de imagem. Logo, optou-se por classificar as medições como dias ensolarados, parcialmente encobertos e encobertos.

Tais medições foram utilizadas para a avaliação do impacto da dinâmica de nuvens em uma rede de distribuição elétrica que conta com geradores fotovoltaicos distribuídos em diferentes proporções. Uma vez que sistemas de distribuição de energia podem apresentar grandes variações no decorrer do tempo, o estudo explora análises conhecidas como *Quasi-Static Time-Series Analysis*, utilizando-se *software Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*. Para isso, adotou-se o sistema IEEE 34 barras e são consideradas diferentes características de carga, como por exemplo, cargas que não variam no tempo, e cargas que variam com características de dia de semana e fim de semana.

Os resultados de cada caso testado são apresentados e é realizada uma análise de informações tanto do ponto de vista energético, quanto da qualidade de energia do sistema. Ainda, sabendo que variações no fluxo de potência em sistemas de distribuição podem afetar o perfil de tensão do mesmo, os resultados mantêm o foco na regulação de tensão, avaliando diferentes atrasos entre as comutações de tap de transformadores reguladores de tensão.

1.2 OBJETIVOS

Considerando o contexto descrito, os principais objetivos deste trabalho são:

- Investigar como os tipos de nuvens afetam a irradiância solar;
- Conseqüentemente, como a variação da geração de painéis fotovoltaicos pode impactar na rede de distribuição elétrica;

- Avaliar diferentes níveis de proporção de geradores fotovoltaicos em relação à carga, analisando os seguintes aspectos: fluxo de potência, perfil de tensão, variação do tap de equipamentos reguladores de tensão com diferentes ajustes de *delay* e perdas no sistema.

1.3 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

O presente trabalho será organizado em seis capítulos, sendo que o presente capítulo é referente à introdução, o segundo conta com conceitos referentes à análise da radiação solar, assim como o efeito das nuvens e os seus impactos na variação da irradiância. No terceiro capítulo encontram-se aspectos gerais relacionados a geradores fotovoltaicos e fenômenos que afetam em sua capacidade de geração; normas e regulamentação existentes, além dos possíveis impactos da conexão destes sistemas na rede de distribuição de energia elétrica. O quarto capítulo relata a metodologia e o desenvolvimento do trabalho propriamente dito. O quinto capítulo apresenta os resultados e as discussões sobre os mesmos. As conclusões são apresentadas no sexto capítulo juntamente com as sugestões para trabalhos futuros. Em complemento são apresentadas as referências bibliográficas utilizadas nesta pesquisa, seguida dos apêndices, sendo que no apêndice A tem-se o comportamento das cargas utilizadas nas simulações elétricas; o apêndice B traz o *script* utilizado para o processamento das imagens do satélite GOES-13; e por fim, o apêndice C traz parte dos *scripts* desenvolvidos para simulações elétricas.

2 RECURSO SOLAR E EFEITO DAS NUVENS SOBRE A RADIAÇÃO

Neste item serão apresentados os conceitos necessários para análise da radiação solar, assim como o efeito das nuvens e seus impactos na variação da irradiância, a fim de facilitar a compreensão do comportamento de plantas fotovoltaicas diante dessa dinâmica.

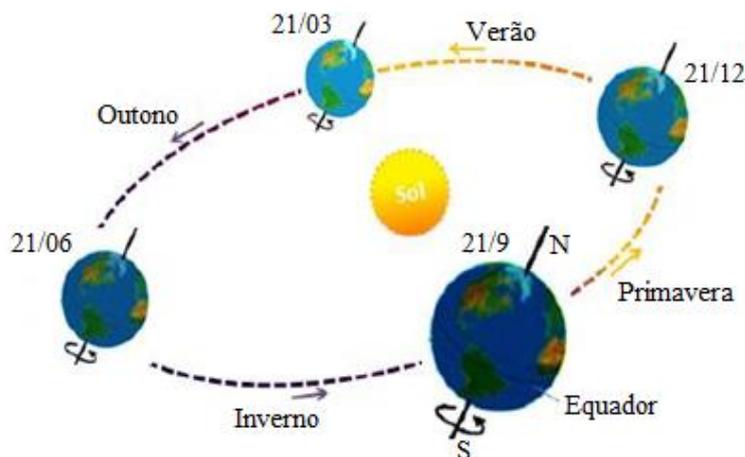
2.1 RADIAÇÃO SOLAR

Define-se como radiação solar, a radiação eletromagnética emitida pelo Sol, sendo toda a energia incidente sobre a superfície terrestre (BASTOS, 2015). A variabilidade da mesma pode ser causada pela intervenção de nuvens, além de aerossóis e vapor de água, podendo ser prejudiciais às usinas solares.

Quando a radiação solar entra no sistema climático da Terra, uma parte é absorvida pela superfície do planeta e outra parte é refletida de volta para o espaço, sendo que os principais componentes do sistema terrestre importantes para o balanço da radiação, são: superfície, atmosfera e nuvens (CPTEC/INPE, 2016).

Além das condições atmosféricas (nebulosidade, umidade relativa do ar, etc.), a disponibilidade de radiação solar depende da latitude local e da posição no tempo (hora do dia e dia do ano). Isso se deve à inclinação do eixo imaginário em torno do qual a Terra gira diariamente (movimento de rotação) e a trajetória elíptica que a Terra descreve ao redor do Sol (translação ou revolução), como ilustrado na Figura 3 (ANEEL, 2008) (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 3. Movimento da Terra em torno do Sol e as estações do ano.



Fonte: Pinho e Galdino (2014), p. 69.

O eixo de rotação da Terra, em relação ao plano normal à elipse, apresenta uma inclinação de aproximadamente $23,45^\circ$. Esta inclinação, juntamente com o seu movimento de translação, dá origem às estações do ano. Tal ângulo, denominado Declinação Solar (δ), é positivo ao Norte e negativo ao Sul do Equador. Nos dias 21 de setembro e 21 de março os raios solares se alinham com o plano do Equador ($\delta=0$).

Algumas definições que são importantes para a melhor compreensão do recurso solar são (PINHO; GALDINO, 2014) (SOARES, 2014) (BASTOS, 2015):

- Radiação solar: é a energia emitida ao espaço pelo Sol por meio da radiação eletromagnética (luz);
- Massa de ar: comprimento relativo que a radiação solar direta percorre até atingir a superfície terrestre. Denomina-se AM1 quando a massa de ar é igual a 1, ou seja, o Sol encontra-se no zênite.
- Albedo: é a fração da radiação solar que é refletida, varia para diferentes tipos de superfícies;
- Cobertura de nuvens: quantidade de nuvens presente no céu em um determinado instante de tempo;
- Irradiância solar: é a medida da densidade de potência da luz solar, medida em W/m^2 . Depois de passar pela atmosfera com um comprimento de caminho de AM1, a irradiância é reduzida para aproximadamente $1000 W/m^2$, e seu conteúdo espectral é modificado devido à absorção atmosférica. Este nível de irradi-

ância é considerado como valor padrão para a especificação da potência nominal de uma célula ou de um módulo fotovoltaico;

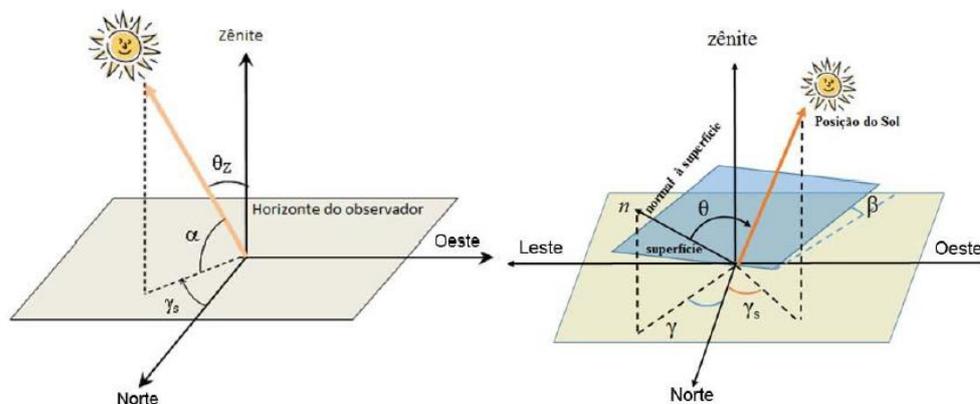
- Irradiação solar: é a medida da densidade de energia da luz solar e é medida em kWh/m²;
- Irradiância horizontal difusa (DHI): é a quantidade de radiação solar recebida por unidade de área por uma superfície (não sujeito a qualquer sombreamento) que não vem diretamente do Sol, e refletida das moléculas e partículas espalhadas na atmosfera, vindo de todas as direções;
- Irradiância normal direta (DNI): é a quantidade de radiação solar recebida por unidade de área por uma superfície que é sempre mantida perpendicular (ou normal) aos raios que vêm diretamente do Sol em sua posição instantânea no céu;
- Irradiância horizontal global (GHI): é a quantidade total de radiação solar recebidas por uma superfície horizontal, mostrado na Equação (1), onde esta é corrigida pelo cosseno do ângulo de zênite. Este valor é de particular interesse para instalações fotovoltaicas e inclui tanto irradiância normal direta (DNI) e irradiância horizontal difusa (DHI);

$$GHI = DHI + DNI \cdot \cos \phi_z \quad (1)$$

- Constante Solar (G_{CS}): é a irradiância média do Sol na camada limite superior da atmosfera terrestre (AM0). O Atlas Internacional de Nuvens da WMO (Organização Meteorológica Mundial) padroniza o valor da constante solar em 1376 W/m²;
- Condições padronizadas de testes (STC): do inglês *Standard Test Conditions*, são padrões para estudos em sistemas fotovoltaicos, onde considera-se a irradiância de 1000 W/m², radiação de massa de ar (AM) igual a 1,5 e temperatura da célula de 25°C.

A quantidade total de radiação solar recebida não depende somente da duração do dia, mas também da altura do Sol. Logo, as relações geométricas entre os raios solares podem ser descritas através de vários ângulos, os quais podem ser vistos na Figura 4.

Figura 4. Geometria solar



Fonte: Pinho e Galdino (2014), p. 73.

Tais ângulos são importantes para se relacionar a radiação solar e as posições e localizações dos módulos solares. Algumas referências como (MASTERS, G. M., 2004), (SOARES, 2014), (PINHO; GALDINO, 2014) e (SILVA, 2015) descrevem detalhadamente todos os ângulos e equações relacionados, contudo aqui será feita apenas a sua descrição principal, com o intuito de exemplificar o referencial teórico.

- Ângulo zenital (θ_z): formado entre os raios do Sol e a vertical local (Zenite);
- Altura ou elevação solar (α): ângulo entre os raios do Sol e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal (horizonte do observador);
- Ângulo azimutal do Sol (γ_s): também conhecido como azimute solar, este é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul (horizonte do observador);
- Ângulo azimutal da superfície (γ): ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul;
- Inclinação da superfície de captação (β): ângulo entre o plano da superfície em questão e o plano horizontal [0° 90°];
- Ângulo de incidência (θ): ângulo formado entre os raios solares e a normal da superfície de captação;
- Latitude (La): localização relativa sobre o globo terrestre, representando a distância em relação ao Equador em graus, variando de sul a norte ($-90^\circ \leq La \leq 90^\circ$);
- Longitude (Lo): localização relativa sobre o globo terrestre, em relação ao meridiano de Greenwich, variando de leste a oeste ($-180^\circ \leq Lo \leq 180^\circ$).

A radiação solar antes de atingir a superfície da terra é afetada por interações com a atmosfera, devido aos efeitos de absorção e espalhamento. Estas modificações são dependentes da espessura da camada atmosférica, ou como já citado anteriormente, pela Massa de Ar, logo, depende do ângulo zenital do Sol, da distância Sol-Terra e das condições atmosféricas e meteorológicas.

Quando a radiação entra na superfície da Terra, ela é refletida, dispersa e absorvida em diferentes proporções, sendo que a radiação solar incidente é distribuída em diferentes proporções (ECHER, MARIZA PEREIRA DE SOUZA, 2005) (CPTEC/INPE, 2016).

- Dispersão e reflexão: 30% da radiação perde-se para o planeta por estes processos que constituem o albedo;
 - 6% é espalhada para o espaço pela própria atmosfera;
 - 20% é refletida pelas nuvens;
 - 4% é refletida pela superfície da Terra.
- Absorção atmosférica: 19% é absorvida pela atmosfera;
 - 3% da radiação solar restante é absorvida pelas nuvens;
 - 16% é absorvido pelo vapor de água, as poeiras e outros componentes.
- Absorção da superfície: 51% da radiação solar restante é absorvida pela superfície do globo;
 - 25% penetra diretamente na superfície da Terra sem nenhuma interferência da atmosfera;
 - 26% radiação difundida para a superfície.

2.2 DINÂMICA DE NUVENS, SUAS CLASSIFICAÇÕES E INFLUÊNCIA NA IRRADIÂNCIA

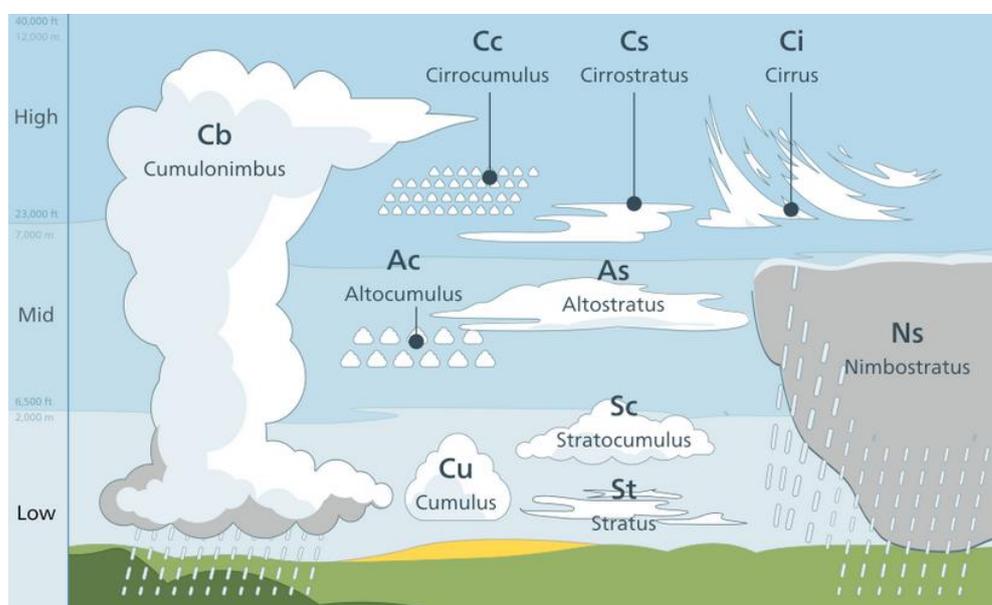
2.2.1 Formação de nuvens

As nuvens são volumes com alta concentração de gotículas de água e/ou cristais de gelo em suspensão na atmosfera, sendo formadas pelo resfriamento do ar até a condensação do vapor de água. São elementos atmosféricos de alta importância para a estabilidade climática na Terra e de alta complexidade. Dentre os componentes que compõem a atmosfera, a cobertura de nuvens (podendo chegar a 50% da área total da Terra) é o principal agente nos processos de absorção e espalhamento da luz solar que incide sobre a Terra, seguido pelos gases e pelos aerossóis (ECHER, M. P. DE SOUZA; MARTINS; PEREIRA, 2006).

Segundo o WMO (1975), o aspecto de uma nuvem depende essencialmente da natureza, dimensões, número e distribuição no espaço das partículas que a constituem. Depende também da intensidade e da cor da luz que a nuvem recebe, bem como das posições relativas do observador e da fonte de luz (sol e a lua) em relação à nuvem (INMET, 2016).

A classificação das nuvens é essencialmente baseada em dez grupos principais, chamados de gênero, que podem ser vistos na Figura 5 – *Cirrus*, *Cirrocumulus*, *Cirrostratus*, *Altostratus*, *Altostratus*, *Nimbostratus*, *Stratocumulus*, *Stratus*, *Cumulus* e *Cumulonimbus*. A maioria desses gêneros são subdivididos em espécies, de forma que tal subdivisão baseia-se na forma ou na estrutura interna da nuvem.

Figura 5. Classificação de nuvens



Fonte: Valentin de Bruyn (2012).

No que se refere à variedade, as nuvens podem apresentar características que estão relacionadas com os diferentes arranjos dos elementos macroscópicos e de seu maior ou menor grau de transparência. Uma determinada variedade pode ser comum a vários gêneros, além de uma nuvem poder apresentar características pertencentes a mais de uma variedade e se este for o caso, todos os nomes de variedades são inclusas na nomenclatura da nuvem (WMO, 1975).

Basicamente, as nuvens altas são sempre antecedidas do prefixo “cirro”, porque apresentam sempre um aspecto tênue e fibroso. As nuvens médias apresentam o prefixo “alto”. A designação *stratus*, ou estratos, entra nas nuvens de maior extensão horizontal, enquanto a designação *cumulus*, ou cúmulos, entra nas de maior desenvolvimento vertical, e por fim, as nuvens capazes de produzir precipitação identificam-se com o termo “nimbo”.

As nuvens podem ser líquidas (constituídas por gotículas de água), sólidas (constituídas por cristais de gelo) e mistas (constituídas por gotículas de água e cristais de gelo) (INMET, 2016). De acordo com o Atlas Internacional de Nuvens da WMO (*World Meteorological Organization*) a parte da atmosfera em que as nuvens se encontram divide-se por três estágios, estes são mostrados na Tabela 1.

Tabela 1. Classificação das nuvens de acordo com a localização.

	Estágio	Regiões polares	Regiões temperadas	Regiões tropicais
Alta	Sólida	3 – 8 km	5 – 13 km	6 – 18 km
Média	Líquida e mista	2 – 4 km	2 – 7 km	2 – 8 km
Baixa	Líquida	Até 2 km	Até 2 km	Até 2 km

Fonte: WMO (1975), p.15.

2.2.2 Classificação de nuvens

As imagens e definições dos tipos de nuvens a seguir foram obtidas principalmente através do INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), de Soares (2014) e do WMO (*World Meteorological Organization*), este a partir do Atlas Internacional de Nuvens (1975).

2.2.2.1 Nuvens altas

A) *Cirrus* (Ci)

Segundo Soares (2014), este tipo de nuvem possui altitudes de 8 a 12 km. São caracterizadas por seu aspecto delicado, sedoso ou fibroso, cor branca brilhante, sendo constituída por cristais de gelo. Esta nuvem possui aspecto de fios de cabelo, onde geralmente são as nuvens mais altas que se forma do céu. É observada em tempo estável com aproximação de áreas de instabilidade, normalmente antes da chegada de uma frente fria. São nuvens que provocam um sombreamento esparso e indefinido devido a altitude, dispersão e transparência.

Figura 6. Exemplo de nuvens *cirrus*.



B) *Cirrocumulus* (Cc)

Possuem altitudes de 6 a 10 km. Camada fina de nuvens brancas, delgadas, compostas de elementos muito pequenos em forma de grânulos e rugas. São constituídas basicamente por cristais de gelo e pode existir gotículas de água. Este tipo de nuvem é transparente a ponto de revelar a posição do Sol ou Lua através dela. As ondulações são geralmente associadas a escamas de peixe. Indicam base de corrente de jato e turbulência.

Figura 7. Exemplo de nuvens *cirrocumulus*.



C) *Cirrostratus* (Cs)

Possuem altitude de 6 a 8 km. Têm forma de véu transparente, fino e esbranquiçado, cobrindo total ou parcialmente o céu, causando a diminuição da visibilidade do Sol ou a Lua. São constituídas principalmente por cristais de gelo, e como a luz atravessa os cristais de gelo, dá-se refração, dando origem ao fenômeno de halo. Sua formação pode ser causada pela elevação lenta a níveis bastante elevados de camadas de ar de grande extensão horizontal e pela fusão de cirros ou de elementos do *cirrocumulus*. De maneira geral ocorrem em tempo estável, surgindo antes de ocorrer temporais, servindo de indicador de chuvas, indicando que isto pode ocorrer num prazo de 12 à 24 horas.

Figura 8. Exemplo de nuvens *cirrostratus*.



2.2.2.2 Nuvens médias

A) *Alto cumulus* (Ac)

Tem altitudes de 2 a 6 km. São caracterizadas pela variação de cor branca a cinza, formadas por elementos com aspecto de glóbulos separados ou ondas, sendo que quase nunca ultrapassam 1 km de espessura. Aspecto parcialmente fibroso, geralmente com sombras próprias. Estão afastadas umas das outras, permitindo assim, ver o céu claro entre elas. Ocorrem em várias camadas distintas paralelas e espaçadas e raramente produzem chuvas que alcancam o solo.

Figura 9. Exemplo de nuvens *altocumulus*.



B) *Altostratus* (As)

Possui altitude de 2 a 6 km. É caracterizada por apresentar camadas acinzentadas ou azuladas de aspecto estriado, fibroso ou uniforme, formando uma mancha esbranquiçada no sol. Este tipo de nuvem é composta de gotículas super-resfriadas e cristais de gelo. Diferentemente da *Cirrostratus*, não formam o fenômeno de Halo, encobrem o sol, se diferenciando por serem mais grossas e mais baixas. Ocorrem em frentes de tempestades com chuva ou neve contínua. Segundo Soares (2014) é comum a grande extensão horizontal (centenas de quilômetros) e dimensão vertical considerável.

Figura 10. Exemplo de nuvens *altostratus*.



2.2.2.3 *Nuvens baixas*

A) *Stratus* (St)

São nuvens com altitude de 0 a 2 km. É uma camada baixa, uniforme e cinza de nuvens que habitualmente cobre todo o céu e lembra um nevoeiro que não chega tocar o chão. São constituídas por gotículas de água e quando espessas podem produzir chuvisco. O contorno do Sol e da Lua são visíveis através dessa camada, porém é mais comum estarem completamente encobertos. Não devem ser confundidas com as *Nimbostratus*, visto que estas originam precipitação fraca e moderada, nem com *altostratus*, visto que não deixam passar a luz direta do Sol.

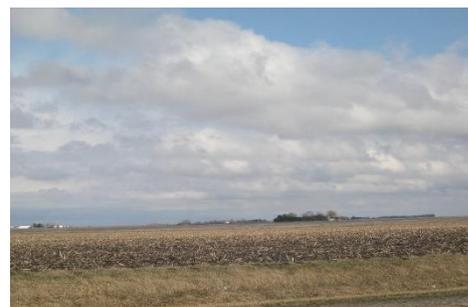
Figura 11. Exemplo de nuvens *stratus*.



B) *Stratocumulus* (Sc)

Possuem altitude de 500 m a 2 km. Nuvens cinzas ou esbranquiçadas, de aspecto não fibroso em formas globulares, que formam uma camada. Podem estar próximas ou esparsas no céu, mantendo o mesmo nublado e por muitas vezes com chuva fraca e contínua. Esse tipo de nuvem também pode ser espessa o suficiente para ocultar o Sol ou pode permitir a identificação do Sol. São as nuvens mais frequentes na atmosfera. Diferem dos *altocumulus* porque a sua base é muito mais baixa e são maiores em dimensão.

Figura 12. Exemplo de nuvens *stratocumulus*.



C) *Nimbostratus* (Ns)

Nuvens de base difusa e baixas, escuras ou acinzentadas, e muito espessas. Estão associadas aos períodos de chuva contínua (de intensidade fraca de moderada). Normalmente nunca se vê o Sol através desse tipo de nuvem. Constituídas de gotículas de água, gotas de chuva, cristais ou flocos de gelo ou de uma mistura de todas.

Figura 13. Exemplo de nuvens *nimbostratus*.



2.2.2.4 Nuvens com desenvolvimento vertical

A) *Cumulus* (Cu)

Nuvens densas, com contornos bem definidos, onduladas e bases frequentemente planas, com extensão vertical pequena ou moderada. Podem ocorrer isoladamente ou dispostas próximas umas das outras. Esse tipo de nuvem bem desenvolvida pode produzir pancadas de chuva.

Figura 14. Exemplo de nuvens *cumulus*.



B) *Cumulonimbus* (Cb)

Nuvens que possuem uma altitude de 500 m a 2 km. São caracterizadas por serem densas, esbranquiçadas, espalhadas no topo de modo a formar uma “bigorna”. São associadas com chuvas forte, raios, granizos e tornados.

Figura 15. Exemplo de nuvens *cumulonimbus*.



2.3 MODELOS DE ANÁLISE DA DINÂMICA DE NUVENS NA LITERATURA

A modelagem de nuvens ainda é considerada um tema complexo, dada a natureza estocástica de difícil previsibilidade. Ainda, quanto ao fato da dinâmica de nuvens afetar na geração fotovoltaica, a maioria das referências considera o painel totalmente sombreado ou totalmente sem qualquer interferência de nuvens, dada a dificuldade de classificação quanto o céu parcialmente encoberto.

Apesar da complexidade, a consideração da cobertura de nuvens em análises de redes elétricas não é novidade, Garrett e Jeter (1989) desenvolveram um modelo, escrito em Fortran, para simular as nuvens deslocando-se ao longo de um sistema de distribuição em uma base em tempo real. É usado um esquema simplificado com um único alimentador, com uma penetração relativamente grande de sistemas fotovoltaicos, e o modelo de nuvens, a partir de dados observados e gravados, gera um padrão de nuvens de até uma hora. Contudo, para a simulação da rede é considerado que os painéis estão completamente sombreados ou completamente expostos ao Sol.

Caluianu et al. (2009) apresentam um estudo a partir de 36 células fotovoltaicas, sendo sombreado de 25% a 100% de sua superfície, onde traz a Tabela 2 como resultado sobre o efeito de perda de potência, mostrando como o efeito do sombreadamento pode ser prejudicial ao conjunto de células. Pode-se observar a partir da Tabela 2, que quando se tem células ou o painel inteiro sombreado (seja parcial ou totalmente), acaba por comprometer a geração de energia elétrica de toda uma string.

Tabela 2. Perda de potência de uma célula sombreada (810 W/m², temperatura 40°C).

Porcentagem de sombras por célula (%)	Potência em condições de Máx Potência (W)	Porcentagem de Perda de Potência (%)
0	55,39	0
25	53,6	3,23
50	41,03	25,93
75	24,18	56,35
100	24,06	56,56

Fonte: Caluianu et al (2009), p. 5.

Em (LOPES, 2010; SANTOS, 2010) são apresentadas metodologias similares de previsão de produção a muito curto prazo de uma central fotovoltaica. Os modelos propostos utilizam redes neurais para emular a evolução temporal da radiação solar na superfície terrestre. As informações de presença de nuvens na atmosfera foram extraídas de imagens do céu a partir do equipamento TSI (*Total Sky Imager*), comercializado pela *Yankee Environmental Systems* e é usado com a finalidade de recolher dados sobre o índice de cobertura de nuvens. Santos (2010) propôs cruzar um modelo de simulação da radiação solar em dias de céu claro com as imagens captadas a partir do solo. Tal metodologia em dias de céu limpo mostrou resultados satisfatórios, enquanto para dias nublados existiu uma maior dificuldade em prever a variabilidade da radiação solar.

O trabalho de Stefferud; Schoene e Kleissl (2012) traz a detecção de nuvens a partir de uma câmera, de forma que as imagens são tratadas de modo a detectar as nuvens com o método *Red-Blue-Ratio* (RBR). Com base em imagens de dias claros, a RBR esperada é determinada e armazenada em uma biblioteca. Em dias nublados, a RBR é comparada à biblioteca de céu claro, se a biblioteca RBR excede o céu limpo por mais de 0,18, o *pixel* é classificado como nublado. Para as simulações é assumido que dias nublados trazem 60% de redução na irradiância. O mesmo mostra resultados satisfatórios no que se refere à irradiância. Este traz uma revisão de como as condições climáticas podem afetar sistemas de distribuição, contudo considera somente céu claro ou encoberto, não especificando diretamente a rede de distribuição onde foi implementado o método.

Celli et al. (2013) desenvolveram uma ferramenta de avaliação de confiabilidade da rede de distribuição baseado numa simulação Pseudo Sequencial de Monte Carlo (PSMC), onde foi integrada um modelo de distribuição de nuvens, a fim de reproduzir as flutuações da geração fotovoltaica causado pelo movimento das nuvens ou simular as condições meteorológicas que podem desgastar o desempenho das redes de comunicação. Este toma como referência Garrett e Jeter (1989), sendo que, no caso de um dia parcialmente encoberto, uma dis-

tribuição aleatória de nuvens é gerada, para a área que abrange a rede de distribuição em estudo. Especificamente, uma grade com 25 localizações possíveis de nuvens é definida, uma porcentagem de cobertura de nuvem é escolhida aleatoriamente e, com base nele, até 25 nuvens são dimensionadas e alocadas aleatoriamente na rede.

Assim, a variabilidade da irradiância solar foi simulada pela sobreposição do modelo de distribuição de nuvens, para uma série temporal de radiação solar global em condições atmosféricas claras, levando em conta as variações sazonais e diárias. Contudo, por questões de simplicidade, para definir a geração do sistema fotovoltaico foi assumida uma dependência linear da irradiância solar global.

O trabalho de Soares (2014) apresenta um dos estudos mais completos no que diz respeito à dinâmica de nuvens, considerando o impacto do sombreamento local e estático sobre uma única célula de um módulo até arranjos, identificando a relação de transientes de irradiância e temperatura na passagem de nuvens, mostrando como serão os perfis de potência e tensão gerados, ressaltando que as rápidas variações trazem preocupações. A metodologia aplicada baseia-se em um modelo de céu claro (SOARES, 2014, p. 73), permitindo que se obtenha a radiação solar direta em qualquer lugar do mundo. A abordagem para consideração do sombreamento foi usar séries temporais reais medidas por uma câmera em paralelo com um piranômetro (nas dependências da UFMG), e deles extrair os instantes com maiores taxas de variação de irradiância, concluindo que assim, o modelo incorpora as modulações em amplitude devido às nuvens. Concluiu-se que o impacto energético das nuvens durante um ano (2012) comparado ao esperado pelo modelo de céu claro foi de 49% de perda de irradiância global. Apesar disso, o modelo não especifica o tipo de nuvem que acarretou a perda no sistema e também, não considera o sistema fotovoltaico conectado na rede elétrica.

Togawa (2014) apresenta uma adaptação do método de previsão de irradiância solar feito por Marquez e Coimbra (2013), onde para capturar imagens do céu foi utilizada a câmera de segurança Vivotek FE8171V em substituição ao equipamento TSI-440. As previsões feitas foram realizadas na Faculdade de Tecnologia da UnB. Dados os programas fornecidos pelo grupo de pesquisa *Coimbra Energy Group*, as análises, modificações e resultados foram obtidos a partir do *software* Matlab. O programa de previsão de irradiância solar, utiliza imagens retiradas a cada 1 minuto, sendo que as mesmas possuem uma resolução de 1536x1536 *pixels*, com três camadas de cores, vermelho, verde e azul com 8 bits (256 cores) por *pixel*, para detectar nuvens e o sentido em que elas se movimentam. A partir desses dados é realizada uma previsão de quando o sol será encoberto pela nuvem e a queda de irradiância direta

normal resultante. O maior problema encontrado na utilização da câmera FE8171V é quando o sol não está encoberto pelas nuvens, ocorrendo vários pontos de reflexo na imagem. Esses pontos mostraram-se muito claros e acabam sendo classificados como nuvens prejudicando a previsão.

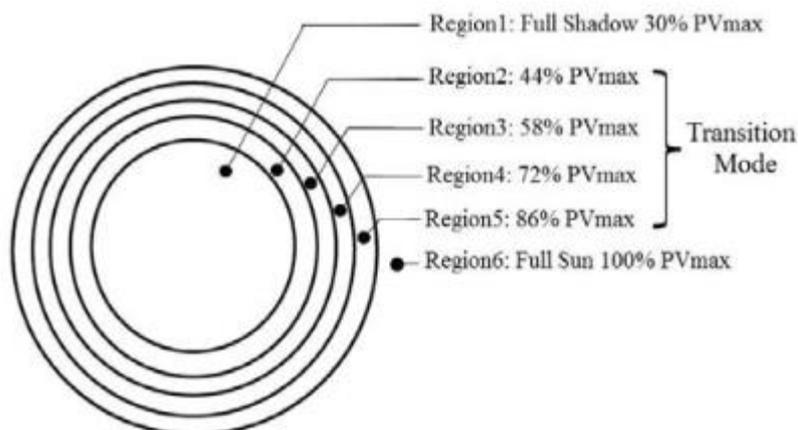
A variabilidade de potência causada pela passagem de nuvens em um conjunto de sistemas solares fotovoltaicos distribuídos a partir de dados de irradiância solar global, coletados em cinco localidades de Alagoas durante os anos de 2008 a 2009, é estudada em (RAMALHO, 2015). Foram analisados intervalos de tempos diferentes, onde na escala de um minuto concluiu-se que existe uma maior probabilidade de ocorrência de grandes variações de potência, e à medida que o tempo aumenta a variabilidade fica reduzida. Os fatores de correlação foram considerados fracos devido às grandes distâncias entre as localidades avaliadas.

O estudo mais recente de Ebad e Grady (2016) ressalta o desafio da variabilidade e incerteza ao recurso solar durante dias parcialmente encobertos. O mesmo apresenta um modelo de sombra de nuvem, baseado em (GRADY; LIBBY, 2012), para simular a variabilidade da energia em sistemas PV centralizados e distribuídos em vários locais em um alimentador. Como entrada para o modelo de nuvens são utilizados dados referentes à velocidade e direção do vento, localização e tamanho do sistema PV e potência de saída do sistema PV em céu claro para a hora do estudo. Para demonstrar o modelo de sombra, é examinada a potência de saída de quatro plantas solares (totalizando 1,7 MWp) instaladas no alimentador de distribuição EPRI localizado no nordeste dos Estados Unidos.

De forma resumida, o modelo de nuvens adotado por Ebad e Grady (2016) consiste na sombra descrita por dois círculos concêntricos de raios diferentes, sendo o raio do círculo interno 50 metros menor do que o exterior. Quando a matriz fotovoltaica não é sombreada, a mesma assume máxima potência do céu claro (PVM_{max}). Quando a mesma está dentro do círculo interno a potência do painel é assumida como sendo 30% de PVM_{max}. Por fim, quando localizada entre os dois círculos, é utilizada uma variação linear entre 100 e 30% de PVM_{max}. Para grandes usinas solares, a energia total gerada pela planta solar durante o movimento da nuvem é estimada pela equação (2), onde A_i é o coeficiente de sobreposição e é definido como a relação entre a área sobreposta entre a planta PV para cada uma das seis regiões previamente definidas pela Figura 16, onde já terá sido atribuído um nível de potência P_i . De modo que é zero se a planta PV e a região i não se cruzarem.

$$\text{Potência Total da Planta} = \sum_{i=1}^6 A_i P_i \quad (2)$$

Figura 16. Regiões de sombreamento.



Fonte: Ebad e Grady (2016, p. 2).

Logo, para simular condições parcialmente nebulosas, é gerado um padrão de nuvens de comprimento e largura, com base na velocidade e direção do vento e tamanho da área na qual estão espalhados os sistemas PV. Uma vez que a área padrão da nuvem é especificada, a cobertura de nuvem determina quantas sobras de nuvens se sobrepõem. Um gerador de números aleatórios fornecerá coordenadas aleatórias X e Y dentro do padrão de nuvens representando centros de sombra. Finalmente, o padrão de nuvem é movido através da área de serviço em passos de tempo de 1 segundo disponibilizando dados de potência fotovoltaica para quaisquer instalações dentro da área de serviço para o intervalo de simulação (EBAD; GRADY, 2016).

Dadas as referências citadas, pode-se concluir que as questões quanto ao sombreamento de painéis fotovoltaicos, tipos de nuvens e influência que os mesmos trazem aos sistemas de energia, ainda não foram totalmente solucionadas. No presente trabalho, para as análises das imagens do satélite GOES-13, tem-se como base os estudos realizados por Inácio (2015). O mesmo apresenta uma metodologia para criação de séries sintéticas de irradiância a partir de dados de estações terrestres de medição de irradiância correlacionadas com as diferentes classes de nuvens provenientes das imagens disponibilizadas pelo CPTEC/INPE (INÁCIO, 2015).

No que se referem às características de sombreamento que cada tipo de nuvem pode causar, foi tomado como principal referência as pesquisas feitas por Soares (2014), sendo que investiga através da demonstração experimental e modelos computacionais, como a dinâmica

de nuvens afeta a irradiância solar sobre plantas fotovoltaicas, motivado a partir de um projeto da CEMIG.

2.2.3 Variação da radiação solar por classe de nuvem

Dado os diferentes tipos de nuvens, as mesmas podem afetar a radiação solar e por consequência a geração a partir de sistemas fotovoltaicos. A interferência causada pelas nuvens gera oscilações na potência gerada, e até mesmo intermitência, o que acarreta em variações na tensão fornecida à rede elétrica. Segundo Mills e Wisser (2010), o tempo de passagem de nuvens sobre um sistema fotovoltaico é influenciado por diversos elementos, como a altura, o tamanho e a velocidade da nuvem, podendo produzir quedas de energia na ordem de 60% em poucos segundos.

A extensão de uma nuvem e o nível de opacidade são os fatores que mais influenciam na oscilação de geração. Por exemplo, nuvens *cumulus* e *stratus*, apresentam contornos bem definidos, bastante opacos e são espaçadas no céu claro, tais características acarretam em grandes quedas e intermitência na geração.

Soares (2014), traz um resumo da correlação entre o nível de cobertura de nuvens e seus efeitos na flutuação de potência e tensão, conforme Tabela 3. Este também traz a relação das principais características que influenciam a geração de sistemas fotovoltaicos, como mostra a Tabela 4. Quanto a estudos relacionados a velocidades e dimensões de nuvens, pode-se citar (FUJITA; FEARL; SHENK, 1975), onde umas de suas conclusões é que não se pode relacionar velocidade da nuvem com a velocidade do vento.

Tabela 3. Nível de cobertura de nuvem e seus efeitos.

Condições atmosféricas	Irradiância	Flutuações de potência/tensão
Nublado	Baixa	Baixa
Parcialmente nublado	Alta/Baixa	Alta
Céu claro	Alta	Baixa

Fonte: Soares (2014), p. 71.

De acordo com a Tabela 4, a altitude, as sombras e extensão referem-se à capacidade que cada tipo de nuvem pode ter de criar sombreamentos sobre áreas mais específicas de arranjos fotovoltaicos. A extensão, também se refere à variabilidade destes sombreamentos. Nuvens extensas não produzem intermitências de frequência elevada na irradiância indepen-

dentemente de sua opacidade, contudo podem produzir grande variações de amplitude e taxas de variação de potência significativas. Também pode-se concluir com a Tabela 4 que as nuvens *altocumulus*, *stratocumulus* e *cumulus* são as que produzem um maior impacto na variação da geração, podendo produzir intermitência de elevada frequência. A partir disso, podem-se citar estudos como (JEWELL; RAMAKUMAR, 1987) e (SCHMIDT et al., 2012) que consideram apenas nuvens do tipo *cumulus* no impacto de sistemas fotovoltaicos.

Tabela 4. Principais características que influenciam a geração de sistemas fotovoltaicos.

Nuvens	Sombras	Altitude	Opacidade	Extensão	Intermitência
Cirros	Indefinida*	Alta	Baixa	Pequena	Baixa
Cirrocumulus	Indefinida*	Alta	Baixa	Variável	Baixa
Cirrostratus	Indefinida*	Alta	Baixa	Grande	Baixa
Altostratus	Indefinida*	Média	Baixa	Grande	Média
Altocumulus	Definida	Média	Alta	Média/Grande	Alta
Stratus	Indefinida*	Baixa	Baixa	Média/Grande	Baixa
Stratocumulus	Indefinida*	Baixa	Média	Média/Grande	Média/Alta
Nimbostratus	Indefinida*	Baixa	Alta	Grande	Baixa
Cumulus	Definida	Baixa	Alta	Média/Grande	Alta
Cumulonimbus	Definida	Baixa	Alta	Grande	Baixa

*Indefinida significa que embora a nuvem impacte na irradiância, a mesma não produz uma sombra com contornos visíveis.

Fonte: Soares (2014), p. 72.

Nesta dissertação, são consideradas nuvens do tipo *cirros*, *estratos*, *cumulos* e multicamadas (camadas diversas de nuvens) disponíveis através de imagens classificadas do satélite GOES-13, sendo disponibilizadas pelo *website* do Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos.

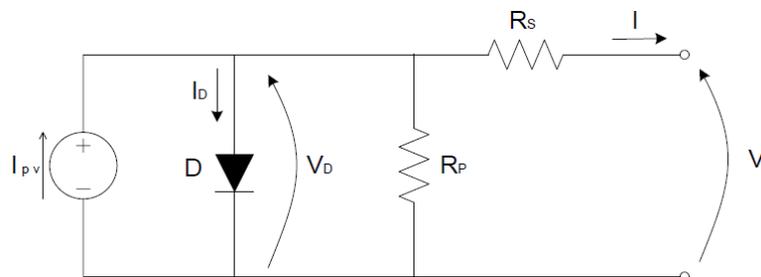
3 ASPECTOS GERAIS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Neste capítulo serão abordados aspectos gerais relacionados a geradores fotovoltaicos e fenômenos que afetam em sua capacidade de geração; normas e regulamentação existentes para conexão destes geradores; além dos possíveis impactos da conexão destes sistemas na rede de distribuição de energia elétrica.

3.1 PAINEL FOTOVOLTAICO

A célula fotovoltaica é o principal elemento de um sistema fotovoltaico, sendo um dispositivo semicondutor que converte a onda eletromagnética do sol em eletricidade (BASTOS, 2015). Um painel, nada mais é do que a associação em série e/ou paralelo destas células. A Figura 17, mostra o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica, sendo que o diodo representa a junção PN do material que é fabricada a célula (semicondutor), normalmente o silício.

Figura 17. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Paludo (2014), p. 38

Onde: I_{pv} – corrente gerada pela incidência da radiação; I_D – corrente do diodo, pode variar em função do material utilizado para construção da célula; I – corrente nos terminais de

saída; V e V_D – tensão de saída e tensão no diodo, respectivamente; R_p e R_s – resistência shunt e série, respectivamente.

A resistência série representa as perdas originadas a partir da queda de tensão no interior da célula, como perdas de efeito Joule e a resistência interna do próprio material que é feita a célula. Já a resistência *shunt* corresponde às perdas referentes às correntes de fuga.

Sabendo que a corrente I_D é determinado pela Equação (3), aplicando a primeira Lei de Kirchoff no circuito da Figura 17, tem-se a Equação (4). A corrente I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo, podendo variar em função do material utilizado na construção da célula e da temperatura em que a mesma se encontra. E a tensão V_T é a tensão térmica do dispositivo.

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{V+IR_s}{nV_T}} - 1 \right) \quad (3)$$

$$I = I_{pv} - I_0 \left(e^{\frac{V+IR_s}{nV_T}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (4)$$

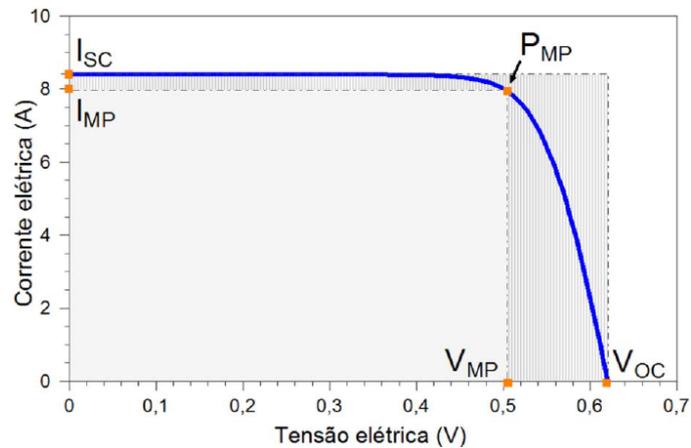
O parâmetro n é a constante de idealidade do diodo, sendo que este valor, varia geralmente, de 1,0 a 1,5 (PALUDO, 2014). A magnitude de n influencia na característica da curva corrente versus tensão ($I \times V$) da célula ou painel fotovoltaico.

Quando as células fotovoltaicas são utilizadas comercialmente são associadas em série e/ou paralelo para a construção de painéis, ou módulos fotovoltaicos. A associação de painéis, ou simplesmente de células, formam os arranjos fotovoltaicos. De modo que, na conexão em paralelo as correntes elétricas são somadas e a tensão permanece inalterada. Já na conexão em série as tensões são somadas e a corrente elétrica não é afetada.

3.1.1 Características elétricas de células fotovoltaicas

Para demonstrar o comportamento de dispositivos fotovoltaicos são apresentadas duas curvas. A primeira é a curva característica $I \times V$, que mostra o comportamento da corrente de saída do equipamento em função da tensão de saída do mesmo, podendo ser vista na Figura 18.

Figura 18. Curva I x V.



Fonte: Pinho e Galdino (2014), p. 118.

Na Figura 18, pode ser visto a corrente elétrica em função da diferença de potencial aplicada em células de silício (156x156 mm), sob condições padrões de ensaio (STC), de modo que os parâmetros elétricos destacados são: I_{SC} , corrente elétrica de curto-circuito; V_{OC} , tensão de circuito aberto; P_{MP} , é a máxima potência ou de pico; e por fim, I_{MP} e V_{MP} são, respectivamente, a corrente e a tensão no ponto de máxima potência. O ponto de máxima potência corresponde, então, ao produto da tensão de máxima potência (V_{MP}) e a corrente de máxima potência (I_{MP}).

Dada a curva I x V, é possível determinar os parâmetros elétricos que caracterizam as células fotovoltaicas: corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto, fator de forma e eficiência. Pinho e Galdino (2014) trazem as descrições a seguir:

- Tensão de circuito aberto (V_{OC}): representa a tensão entre os terminais de uma célula fotovoltaica quando não há corrente circulando e é a máxima tensão que uma célula pode produzir. Esta tensão depende da corrente de saturação (I_0), da corrente fotogerada (I_L) e da temperatura;

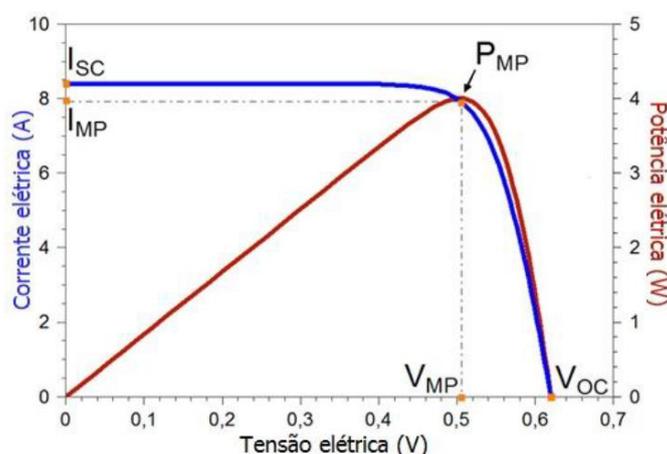
- Corrente de curto-circuito (I_{SC}): é a máxima corrente que se pode obter e é medida na célula fotovoltaica quando a tensão em seus terminais é zero. Esta depende na área da célula, da irradiância solar e de sua distribuição espectral;

- Fator de forma (FF): representa a razão entre a máxima potência da célula e o produto da corrente de curto-circuito com a tensão de circuito aberto. Quando menores forem as perdas resistivas, mais próxima de uma forma retangular será a curva I x V. Depende das resistências série e paralelo;

• Eficiência (η): parâmetro que define o quão satisfatório é o processo de conversão de energia solar em energia elétrica. Sendo a relação entre a potência elétrica produzida pela célula e a potência da energia solar incidente.

Já a curva característica $P \times V$, mostrada na Figura 19, traz a variação da potência de saída em função da tensão de saída do dispositivo. Um ponto que se destaca é o de máxima potência P_{MP} e a tensão que se refere a este ponto, conhecida como tensão de máxima potência V_{MP} .

Figura 19. Curva $P \times V$ – dispositivo fotovoltaico de silício (156x156 mm) sob condições padrões de ensaio.



Fonte: Pinho e Galdino (2014), p. 120.

Os parâmetros P_{MP} , V_{OC} , V_{MP} , I_{MP} e I_{SC} são importantes para caracterização de um painel fotovoltaico, de modo que estes, normalmente, são fornecidos pelos fabricantes, sob uma dada condição de radiação, temperatura de operação e massa de ar. Também são fornecidos os coeficientes K_V e K_I , que representam respectivamente, a relação entre temperatura de operação e tensão; e relação entre temperatura e corrente.

3.1.2 Parâmetros externos que afetam as características elétricas

Como visto, o desempenho das células fotovoltaicas depende da irradiância incidente e sua distribuição espectral, bem como pela temperatura de operação do painel. A irradiância solar incidente afeta a curva $I \times V$, de modo que a corrente aumenta linearmente como o aumento da irradiância, em consequência a tensão de circuito aberto (V_{OC}) aumenta de forma logarítmica devido à equação da célula expressar a corrente como função exponencial da tensão, como pôde ser visto na Equação (3).

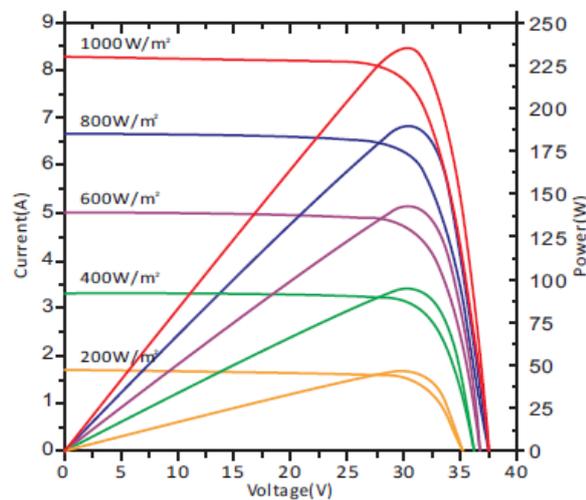
No que se refere à temperatura de operação dos dispositivos fotovoltaicos, as variações de irradiância solar incidente e a temperatura ambiente são fatores que influenciam na mesma. De forma simplificada, pode-se adotar a Equação (5) para se determinar a temperatura de operação de um módulo fotovoltaico em determinadas condições ambientais (PINHO; GALDINO, 2014).

$$T_{\text{mod}} = T_{\text{amb}} + K_t \cdot G \quad (5)$$

Onde: $T_{\text{mod}}(^{\circ}\text{C})$ é temperatura do módulo; $T_{\text{amb}}(^{\circ}\text{C})$ é temperatura ambiente; $G (\text{W}/\text{m}^2)$ representa irradiância incidente sobre o módulo; e $K_t(^{\circ}\text{C}/\text{Wm}^2)$ é coeficiente térmico para o módulo, podendo ser adotado o valor padrão de 0,03, se não fornecido.

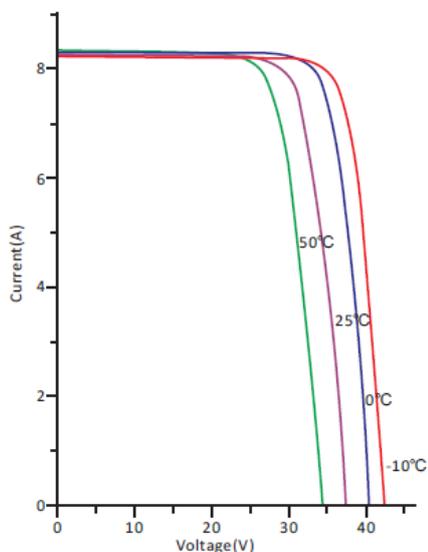
As próximas ilustrações demonstram a influência da temperatura de operação e do nível de irradiância solar, utilizando os dados de referência ao painel fotovoltaico Risen SYP250P (RISEN ENERGY CO., 2016), sendo este utilizado nos estudos do presente trabalho. A Figura 20 e Figura 21, representam a influência da irradiância (adotando temperatura fixa de 25°C) e o impacto da mudança de temperatura (adotando irradiância fixa de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$), respectivamente.

Figura 20. Influência da variação da irradiância solar (25°C).



Fonte: Risen Energy CO. (2016), p. 2.

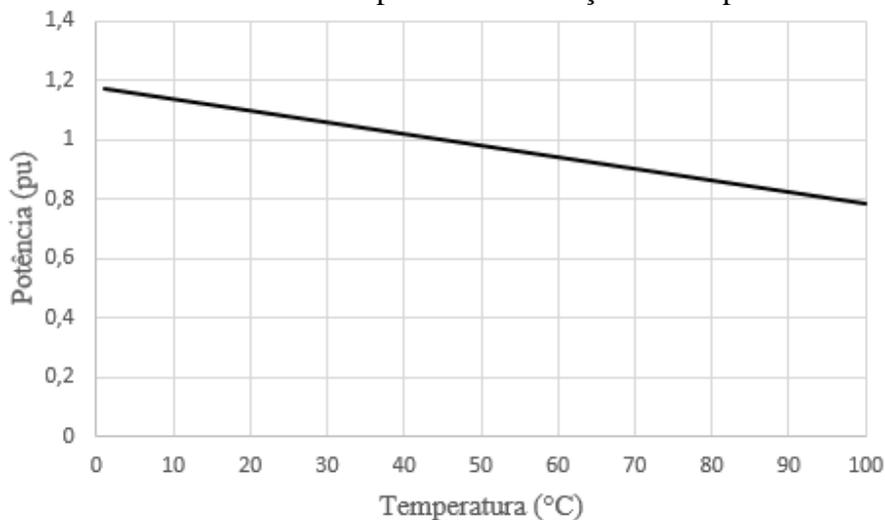
Figura 21. Influência da variação da temperatura de operação (AM1,5 e 1000 W/m²).



Fonte: Risen Energy CO (2016), p. 2.

Com o aumento da irradiância e/ou da temperatura ambiente, a temperatura de operação da célula se eleva, acarretando na redução de sua eficiência. Isso pode ser explicado pois a tensão da célula diminui significativamente com o aumento da temperatura, enquanto que sua corrente sofre uma pequena elevação, quase desprezível (PINHO; GALDINO, 2014). A Figura 22, mostra a curva de eficiência do painel fotovoltaico Risen SYP250P, de modo que este apresenta uma temperatura nominal de operação de 45 ± 2 °C e seu coeficiente de temperatura para máxima potência é de $-0,39$ %/°C. Essa curva será utilizada posteriormente na definição do modelo do sistema fotovoltaico no *software* OpenDSS, ferramenta de simulação utilizada neste trabalho.

Figura 22. Curva com o valor máximo de potência em função da temperatura.



Fonte: adaptado de Risen Energy CO. (2016).

Como descrito no Capítulo 2, as nuvens influenciam diretamente na radiação solar incidente. Quando uma ou mais células recebem menos radiação solar que as outras associadas em série, a corrente desta célula sombreada vai limitar a corrente de todo conjunto série.

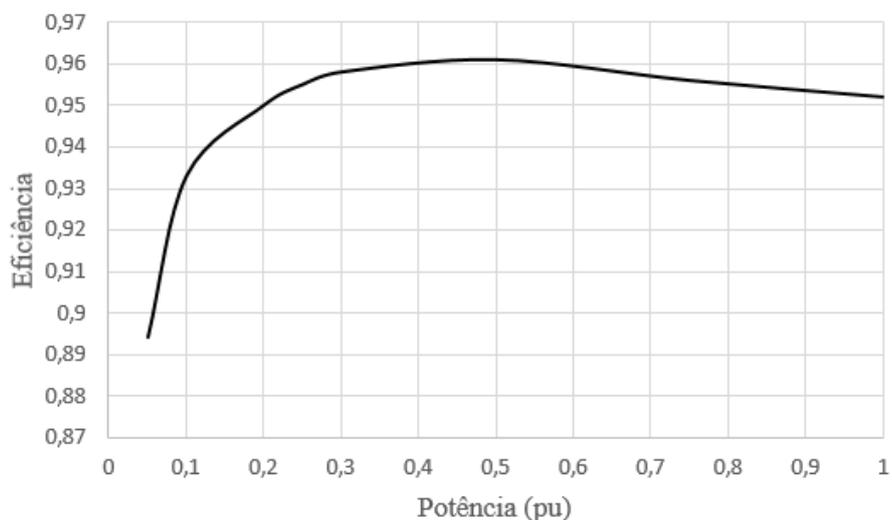
Além da perda de potência no gerador fotovoltaico, existe o risco de danos ao módulo parcialmente sombreado, uma vez que a potência elétrica gerada não está sendo entregue ao consumo é dissipada no módulo afetado, as vezes sobre apenas uma de suas células. Reiter et al. (2013) apresentam uma análise comparativa entre diferentes matrizes de módulos fotovoltaicos em paralelo (duas sequências de seis módulos conectados em série – matriz 6x2) e em série (quatro *strings* com três módulos conectados em série – matriz 3x4) sob condição de sombreamento parcial. O mesmo conclui que módulos conectados em série podem reduzir significativamente a eficiência quando alguns estão sombreados, por outro lado, a eficiência pode ser aumentada usando vários sistemas em paralelo e poucos em série, mesmo quando é necessário um conversor CC-CC adicional para aumentar a tensão de terminal inferior de matrizes PV paralelas.

3.2 CONVERSOR ELETRÔNICO

O conversor eletrônico é o equipamento empregado para converter a corrente contínua (CC), proveniente do arranjo de painéis fotovoltaicos, para corrente alternada (CA), permitindo a conexão à rede elétrica de distribuição. Os conversores eletrônicos usualmente apresentam um ou dois estágios de processamento de energia. Quando o nível de tensão do arranjo de painéis é insuficiente para permitir a injeção de energia na rede elétrica (ou seja, possui amplitude inferior ao pico da tensão da rede), um estágio CC-CC (isolado ou não-isolado) é empregado para elevar o nível de tensão e rastrear o ponto de máxima potência (PMP) do arranjo. Na sequência, um estágio inversor CC-CA é responsável por regular o barramento CC e injetar a energia na rede elétrica. Caso o arranjo fotovoltaico forneça um nível de tensão suficiente, apenas o estágio inversor CC-CA pode ser empregado, acumulando as funções de rastrear o PMP e injetar a energia na rede elétrica.

Neste documento, o inversor considerado é o Fronius, modelo Galvo 3.1-1 (FRONIUS, 2016) . Tal inversor é definido pela curva de eficiência mostrada na Figura 23, esta curva também será utilizada na definição do modelo de sistema fotovoltaico no *software* OpenDSS.

Figura 23. Curva de eficiência energética do inversor.



Fonte: adaptado de Fronius (2016).

3.3 CONEXÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E IMPACTOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Geradores fotovoltaicos podem ser aplicados tanto em uma pequena residência quanto em uma grande usina solar. Pequenos geradores que necessitam de inversores para conectar-se à rede de baixa tensão devem basear-se na estrutura demonstrada na Figura 24, de modo que o medidor mostrado representa um medidor bidirecional, possibilitando o registro tanto da energia gerada quanto consumida.

Figura 24. Gerador fotovoltaico conectado à rede de distribuição.



Fonte: Esco-GD (2017).

Assim como as características técnicas de redes elétricas variam entre os países, os requisitos de operação para a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede também variam. No Brasil, foi instaurada a Resolução Normativa nº 482/2012 pela ANEEL (ANEEL, 2012), sofrendo algumas modificações pela Resolução Normativa nº 687/2015 (ANEEL, 2015b), essas permitiram o acesso da microgeração distribuída (potência instalada até 100 kW) e minigeração distribuída (potência instala de 100 kW até 1 MW) aos sistemas de distribuição de energia elétrica, além de introduzir e estabelecer o sistema de compensação de energia. Também impõe a inclusão de uma seção no Módulo 3 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) referente às recomendações para o acesso, conexão e utilização da micro e minigeração distribuída no sistema de distribuição (ANEEL, 2016).

Na Tabela 5, são descritas as principais normas e requisitos técnicos nacionais e internacionais recomendados para a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica, ressaltando que tais requisitos podem variar de uma empresa para outra.

Tabela 5. Normas e requisitos nacionais e internacionais.

	Código	Título
Nacionais	ABNT – NBR 11704:2008	Sistemas Fotovoltaicos - Classificação
	Inmetro – Portaria 004:2011	Requisitos de avaliação da conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica (módulo, controlador de carga, inversor e bateria)
	ABNT – NBR 16149:2013	Sistemas fotovoltaicos: características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.
	ABNT – NBR 16150:2013	Sistemas fotovoltaicos: características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – procedimento de ensaio de conformidade.
	ABNT – NBR 16274:2014	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.
	ANEEL – PRO-DIST:2012	Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição.
	ABNT – NBR IEC 61116:2012	Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

Internacionais	IEC 61724:1998	<i>Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis</i>
	IEEE 1547	<i>Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems.</i>
	IEEE 929-2000	<i>Recommended practice for utility interface of photovoltaic (PV) systems.</i>
	IEC 61727:2004	<i>Characteristics of the utility interface.</i>
	VDE-AR-N - 4105	<i>Technical requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks.</i>

Fonte: Adaptado de (BASTOS, 2015).

Apesar das normas e requisitos técnicos abordarem diversas recomendações, o presente trabalho foca em aspectos relacionados à qualidade de energia. Os mesmos são discutidos a seguir com o intuito de tais conceitos serem utilizados posteriormente.

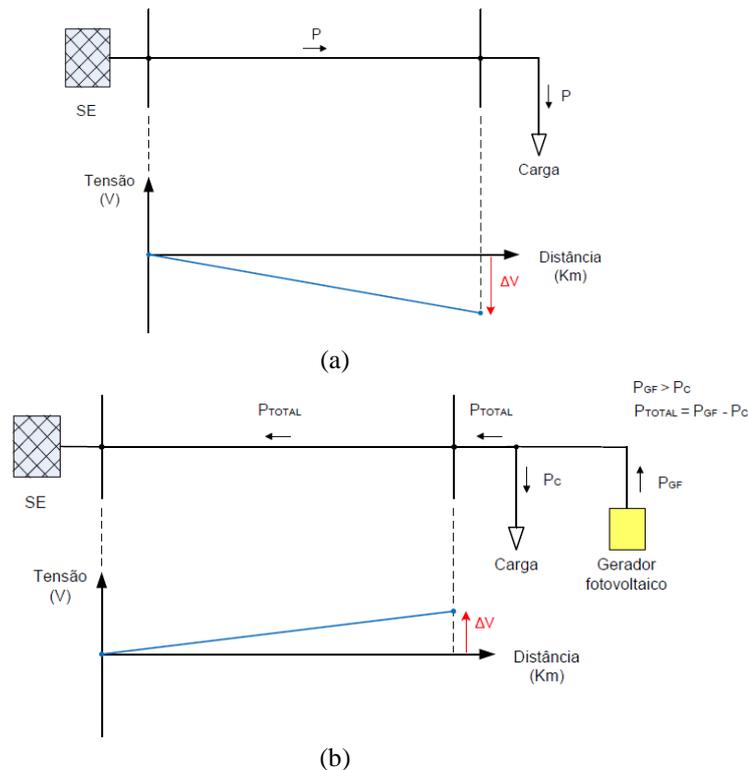
3.3.1 Fluxo de potência

A principal função da instalação de geradores fotovoltaicos próximos às cargas é auxiliar na redução da demanda de potência da subestação. Logo, os diferentes perfis de cargas existentes em adição à variabilidade de geração fotovoltaica influenciam na curva de potência demandada da subestação.

Como já citado anteriormente, existe uma alta variabilidade quando a fonte é o Sol, de modo que podem existir períodos do dia em que a potência fornecida pelo dispositivo fotovoltaico pode ser superior ao consumo da carga. Esse fato pode acarretar em um fluxo de potência reverso de energia no ponto de conexão do gerador com a rede elétrica.

O cenário convencional de um sistema de distribuição possui fluxo de potência ativa e reativa unidirecional na linha, ou seja, da subestação para a carga, como pode ser visto na Figura 25 (a). Já com a instalação de geradores fotovoltaicos, a inversão de fluxo de potência pode ocorrer quando a geração for maior que o consumo (Figura 25 (b)). A inversão no sentido do fluxo de potência pode acarretar no aumento do perfil de tensão, além de influenciar na coordenação e operação do sistema de proteção e na regulação de tensão. Pode-se citar o trabalho de Quevedo et al. (2017), onde estes desenvolvem um comutador eletrônico de taps aplicado a um transformador de distribuição, sendo que o mesmo pode lidar com fluxo reverso de energia.

Figura 25. Sistema de energia (a) Cenário convencional (b) Cenário com sistema fotovoltaico.



Fonte: Paludo (2014, p. 59 e 60)

3.3.2 Regulação da tensão

Dependendo da quantidade de geradores fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição, a variabilidade da irradiância solar pode provocar complicações relacionadas às variações de tensão (MOURAD; MOHAMED, 2016). Além disso, variações de tensão podem ocasionar a atuação frequente dos dispositivos reguladores de tensão, e também prejudicar a qualidade de energia fornecida ao consumidor final.

A atuação de dispositivos reguladores de tensão se dá com o objetivo de suavizar o aumento dos valores da tensão. Em sistemas de distribuição de energia elétrica a regulação é normalmente realizada com emprego de comutadores automáticos dos taps nos transformadores localizados na subestação da concessionária, transformadores reguladores de tensão inseridos nos alimentadores e instalação de banco de capacitores para provimento de potência reativa (PADILHA, 2010). De acordo com o fornecedor Toshiba, equipamentos reguladores de tensão trazem pelo menos três consequências benéficas, sendo estas, satisfação do consumidor; redução das perdas na distribuição; e aumento do faturamento das concessionárias de energia elétrica (TOSHIBA, 2016).

Faz-se necessário o monitoramento das tensões para que os limites permitidos não sejam ultrapassados, prejudicando o sistema. No Brasil, são considerados os limites pré-

estabelecidos pelo PRODIST, de modo que, para rede primária, os valores podem variar entre 0,93 e 1,05 pu.

3.3.3 Perdas Técnicas

As perdas em um sistema de distribuição de energia elétrica variam de acordo com o carregamento no mesmo, ou seja, quando maior for o carregamento nos alimentadores, maiores são as perdas. De forma simplificada, quando se tem uma maior carga tem-se um maior fluxo de potência, e como as perdas aumentam com o quadrado da corrente de carga, uma elevação do carregamento resultará em um aumento quadrático das perdas.

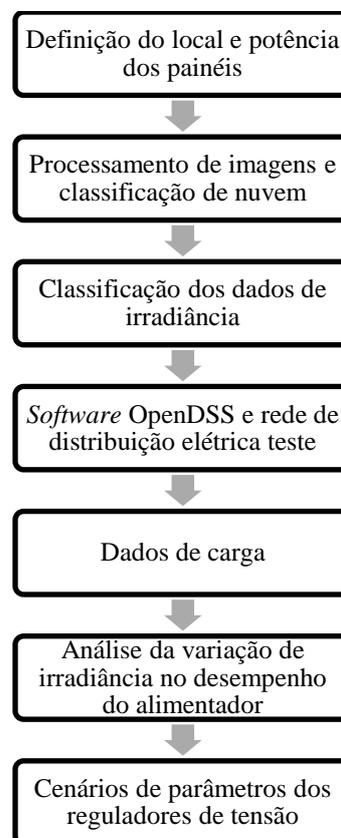
Com a introdução de geradores fotovoltaicos próximo às cargas, as perdas podem ser reduzidas, esse fato se dá devido ao auxílio dos geradores no suprimento da demanda de potência ativa, de modo que a corrente que flui pelo alimentador, provinda da subestação, diminui, acarretando na redução das perdas totais do sistema.

Contudo, dependendo da quantidade de potência instalada, a influência sob as perdas pode apresentar um caráter negativo. A grande quantidade de geradores, como já citado anteriormente, pode resultar no fluxo reverso, o que leva a elevação das perdas técnicas, dado que pode ocorrer um maior fluxo de potência ativa na rede.

4 MODELAGEM E METODOLOGIA

Neste capítulo é feita a apresentação com detalhe da metodologia proposta, que tem por objetivo investigar como a dinâmica de nuvens afeta a radiação solar e conseqüentemente a rede de distribuição elétrica que conta com geradores fotovoltaicos. Tal metodologia se detém a análise para o município de Santa Maria, Rio Grande do Sul, e usa o sistema IEEE 34 barras como rede base para os estudos. Para uma melhor compreensão, a Figura 26 apresenta o fluxograma dos passos adotados.

Figura 26. Metodologia proposta.



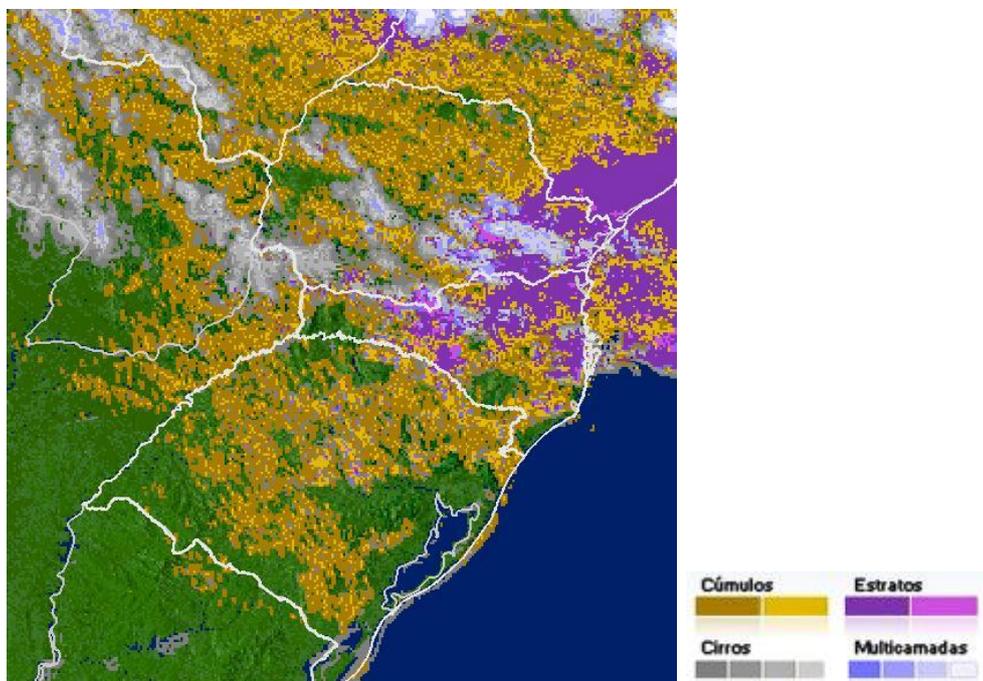
Fonte: autoria própria.

4.1 PROCESSAMENTO DE IMAGENS

Para identificar e classificar os tipos de nuvens foi utilizado processamento de imagens de satélite com o *software* MATLAB®. Essas imagens são disponibilizadas publicamente através do website do CPTEC (Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos) com dados do satélite GOES-13 (CPTEC, 2016). Um exemplo pode ser visto na Figura 27. O GOES 13, cobre a América do Sul, é operado pela NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*) e pela NASA (*National Aeronautics and Space Administration*), como parte do programa GOES (*Geostationary Operational Environmental Satellite*).

As imagens apresentam 24 bits por *pixel* e resolução espacial de 578x590 *pixels*. Representam a classificação de nuvens com informações acumuladas de 30 em 30 minutos e apresentadas em horário UTC (*Universal Time Coordinated*). Ainda na página do CPTEC, pode ser encontrada uma legenda que identifica os tipos de nuvens que podem ser classificadas, sendo essas cúmulos, estratos, cirros e multicamadas, podendo ser vista também na Figura 27. O algoritmo de classificação implementado operacionalmente pelo CPTEC/INPE é baseado no trabalho descrito em (BOTTINO; CEBALLOS, 2000).

Figura 27. Imagem classificada do satélite GOES-13 para 12/12/2016 – 18:00 (UTC).



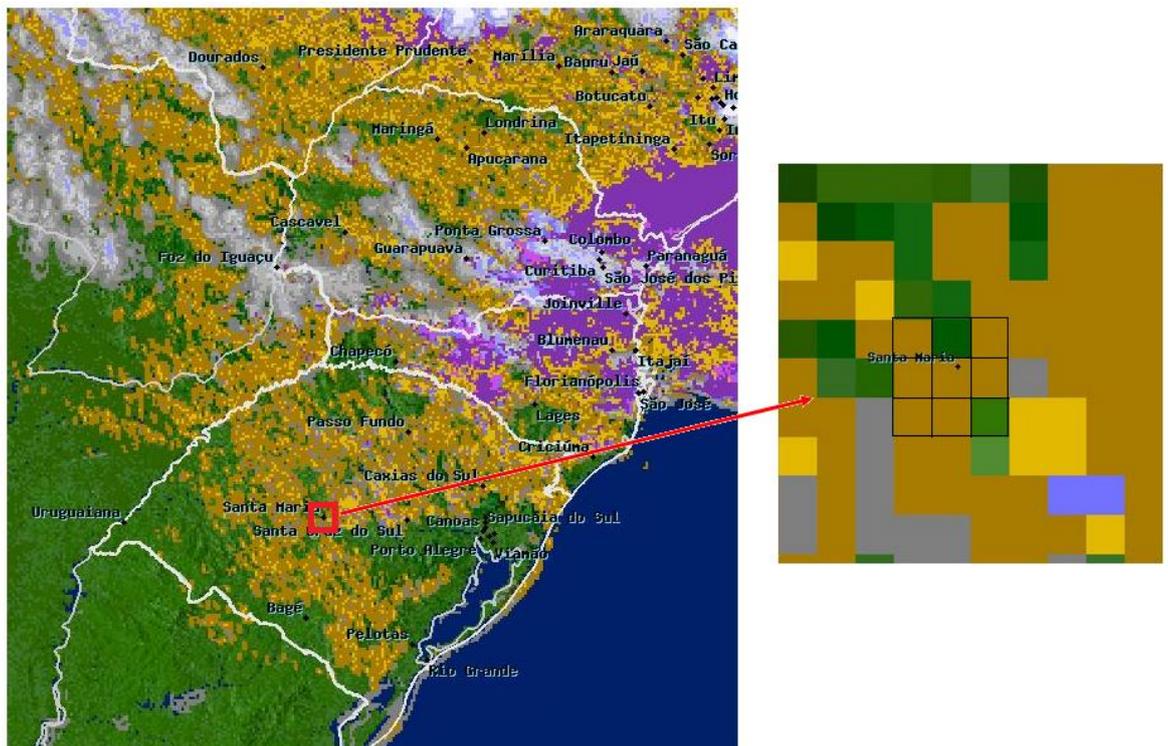
Fonte: CPTEC (2016).

Para o presente estudo é feita uma análise semelhante à realizada por Inácio (2015), onde este apresenta uma metodologia para geração de séries sintéticas de radiação solar a par-

tir de séries temporais de classificação automática de nuvens. Basicamente, a avaliação das imagens consiste em realizar uma análise com base em um retalho no entorno do *pixel* de interesse, sendo que Inácio (2015), utilizou retalhos de 12 km x 12 km.

Sabendo que o estado do Rio Grande do Sul apresenta uma área total de aproximadamente 281.748 km², tem-se que cada *pixel* corresponde a uma área de 4,5 km². Utilizando-se imagens classificadas com intervalo de tempo de 30 minutos, optou-se pelo uso de um retalho, de um formato quadrado de tamanho 3 x 3 *pixels* (~ 13,5 km x 13,5 km) em vez de considerar somente o ponto disponibilizado pelo *website* como o município de Santa Maria, como pode ser visto na Figura 28. O *pixel* central, onde se encontra o ponto disponibilizado, corresponde ao ponto 406 x 251.

Figura 28. Imagem classificada e detalhe do retalho em 12/12/2016 – 18:00 (UTC) para Santa Maria.



Fonte: adaptado de CPTEC (2016).

Diferente de Inácio (2015), que das 13 classes de nuvens agrupou em 7 grupos, aqui optou-se por separar em apenas 5 grupos para uma simplificação de processamento e análise, onde tais grupos são: céu claro, cúmulos, estratos, cirros e multicamadas. Logo, a avaliação do retalho de *pixels* consiste de um contador, onde o mesmo retorna a classe de nuvem mais

frequente. O *script* desenvolvido para o processamento das imagens pode ser visualizado no APÊNDICE B – *Script* para Processamento de Imagem.

Para classificar os grupos, foram utilizados os intervalos de valores que compõem cada componente de cor do modelo RGB (*Red-Green-Blue*) (GONZALEZ; WOODS, 2000), de modo que são utilizados números inteiros entre 0 e 255 para especificar a quantidade de vermelho, verde e azul. O número zero indica ausência de intensidade (mais escuro) e o número 255 indica intensidade máxima (mais claro), quando combinado os 256 possíveis valores de cada cor, o número total de cores fica em aproximadamente 16,7 milhões ($256 \times 256 \times 256$).

No presente trabalho os intervalos de valores RGB utilizados para identificar os diferentes tipos de nuvens foram obtidos empiricamente, ou seja, pela observação dos valores RGB de cada *pixel* pertencente a um conjunto de imagens de baixa resolução disponibilizadas pelo CPTEC. Com isso, tem-se que o intervalo compreendido entre [0, 99] para a componente de cor vermelho e [0,119] para o componente azul, indica que se trata de céu limpo. Na Tabela 6 podem ser encontrados os intervalos de valores RGB para os demais tipos de nuvens. Na mesma, pode-se observar que, nuvens do tipo cirros são detectadas quando o *pixel* apresentar valores entre 111 a 219 para os componentes vermelho, verde e azul do modelo RGB.

Tabela 6. Intervalos utilizados para detecção do tipo de nuvem.

Nuvem	<i>Red</i> ($0 \leq R \leq 255$)	<i>Green</i> ($0 \leq G \leq 255$)	<i>Blue</i> ($0 \leq B \leq 255$)
Céu limpo	0 a 99	não utilizado*	0 a 119
Cúmulos	151 a 255	não utilizado*	0 a 69
Estratos	101 a 255	0 a 149	51 a 255
Cirros	111 a 219	111 a 219	111 a 219
Multicamadas	101 a 255	não utilizado*	221 a 255

*valores que não se distinguem dos demais.

Fonte: autoria própria.

Aplicando a metodologia descrita na Figura 27, tem-se que dos 9 *pixels* em análise, 8 retornaram com classificação do tipo cúmulos, a classificação pode ser observada na máscara binária apresentada na Figura 29. Neste exemplo, pode-se perceber que a metodologia aplicada pode vir a não retornar o tipo de nuvem em algum *pixel*, isso se explica pela falta de precisão na detecção dos intervalos das cores. Assim como, o contador pode retornar uma avaliação maior que 9, uma vez que uma nuvem pode invadir o intervalo de cores de outra. Contudo, mesmo com tal falta de precisão, o método se apresenta satisfatório, dado que sempre é possível observar o tipo mais frequente no retalho escolhido.

Figura 29. Máscara de nuvens do tipo cúmulos em 12/12/2016 – 18:00 (UTC).



Fonte: autoria própria.

4.2 BASE DE DADOS DE IRRADIÂNCIA SOLAR

Com o intuito de validar a metodologia de classificação de nuvens para o município de Santa Maria, tem-se os dados de irradiância solar (W/m^2) adquiridos a partir do sistema instalado no Colégio Politécnico da Universidade Federal de Santa Maria, localizados no telhado do Bloco E. O sistema é composto de um inversor Fronius Galvo 3.1-1 (Tabela 7) conectado a um arranjo de 14 módulos fotovoltaicos (Tabela 8).

Tabela 7. Características do inversor.

Marca	Fronius
Modelo	Galvo 3.1-1
Potência nominal de saída	3100 W
Tipo	Topologia com transformador de alta frequência
Quantidade	1

Fonte: adaptado de Fronius (2016).

Tabela 8. Características dos módulos fotovoltaicos.

Marca	Risen
Modelo	SYP 250P
Potência unitária (STC)	250 W
Tipo	Silício poli cristalino
Quantidade	14
Potência total	3500 W_p

Fonte: adaptado de Risen Energy CO. (2016).

O registro de dados é feito num período de 5 em 5 minutos, gerando assim 288 aquisições a cada dia completo de medição. Além da irradiância, tem-se o registro da potência gerada (W) e da temperatura em que os módulos se encontram (°C).

4.3 SIMULAÇÕES ELÉTRICAS

Algumas ferramentas de análise de fluxo de potência em sistemas de distribuição não são viáveis ou práticas para avaliar a variação provocada por geradores fotovoltaicos, dado que, geralmente são limitadas a um único instante, como a consideração de carga mínima ou carga máxima, ou outras condições escolhidas para avaliar o comportamento dos sistemas de potência. Como exemplo de análises estáticas convencionais, pode-se citar o Programa de Análise de Redes – ANAREDE, que considera somente sistemas elétricos equilibrados e, assim, o fluxo de potência é efetuado apenas para uma das fases (BRAUN-GRABOLLE, 2010). Contudo, sistemas de distribuição são em sua maioria trifásicos desequilibrados, além de apresentar grande variabilidade em sua demanda ao longo do tempo.

Como já citado anteriormente, os sistemas fotovoltaicos tendem a sofrer grandes variações de potência em curtos intervalos de tempo, devido principalmente ao sombreamento dos painéis provocado pela dinâmica das nuvens. Devido a essas variações apresentadas tanto pelas cargas quanto pela geração, torna-se necessário a utilização de ferramentas que proporcionem modelagens e resultados ao longo do tempo.

Assim, com o intuito de avaliar a iteração entre a variação diária de geração e de carga de forma sequencial, observando o efeito na operação do sistema são utilizadas as análises *Quasi-Static Time-Series* – QSTS. Segundo Mather, (2012), o termo *Quasi-Static* se refere ao fato de que a resolução do fluxo de potência estático em regime permanente está sendo efetuado em um sistema não-estático, que sofre variações ao longo do tempo. Já o termo *Time-Series* está relacionado à dependência temporal da próxima solução do fluxo de potência em regime permanente, que é determinada pela solução obtida na iteração anterior.

Existem alguns estudos bastante completos no que se refere à análises QSTS a partir do OpenDSS (BRODERICK et al., 2013) (LAVE; RENO; BRODERICK, 2015) (BASTOS, 2015). De modo que Bastos (2015) faz uma comparação entre análises estáticas (rede trifásica radial com cargas equilibradas) e QSTS (rede trifásica radial com cargas desequilibradas).

Basicamente, as análises QSTS são resoluções sequenciais de fluxo de potência que possibilitam determinar variações temporais em sistemas elétricos, de modo que consideram na resolução do problema dados históricos ou estimados de variação de carga e geração, além da modelagem das características operacionais de determinados componentes. Para que isso

ocorra, uma solução do fluxo de potência convergido é utilizada como valor inicial para a próxima solução, em um intervalo definido de acordo com os dados disponíveis – no caso do presente trabalho de 5 em 5 minutos.

4.3.1 OpenDSS

Para realização das análises QSTS deste trabalho é usado o *software* OpenDSS, desenvolvido pela EPRI, *Electric Power Research Institute*, como um *software* livre (Open Source) que pode, portanto, ser utilizado e/ou modificado por qualquer usuário sem nenhum ônus ou obrigação com o desenvolvedor (EPRI, 2013). Ele foi criado em 1997 e, atualmente, proporciona ao usuário a modelagem e análise completa das variáveis de um sistema de distribuição de energia elétrica.

Estando, atualmente, na sua sétima revisão, o programa se destaca de *softwares* similares por proporcionar ao usuário um vasto leque de funcionalidades. Dentre as principais encontram-se:

- Planejamento e análise de sistemas de distribuição;
- Análise de faltas no sistema de distribuição;
- Análise de circuitos polifásicos;
- Análise de sistemas de distribuição com geração distribuída;
- Simulações de variação anual e diária de cargas e geradores;
- Análise de configurações incomuns de transformadores;
- Análise de harmônicos e inter-harmônicos;
- Estudo de tensão entre neutro e terra;
- Desenvolvimento de testes IEEE e EPRI, entre outras funcionalidades.

O simulador pode ser utilizado em complemento com outros *softwares* como, por exemplo, com o MATLAB® ou VBA Excel, ou pode ser utilizado de forma autônoma. De forma autônoma, ele oferece uma interface básica para desenvolvimento do sistema de distribuição, através de *scripts*, e de recursos básicos para visualização de resultados.

4.3.1.1 Modelo de reguladores de tensão no OpenDSS

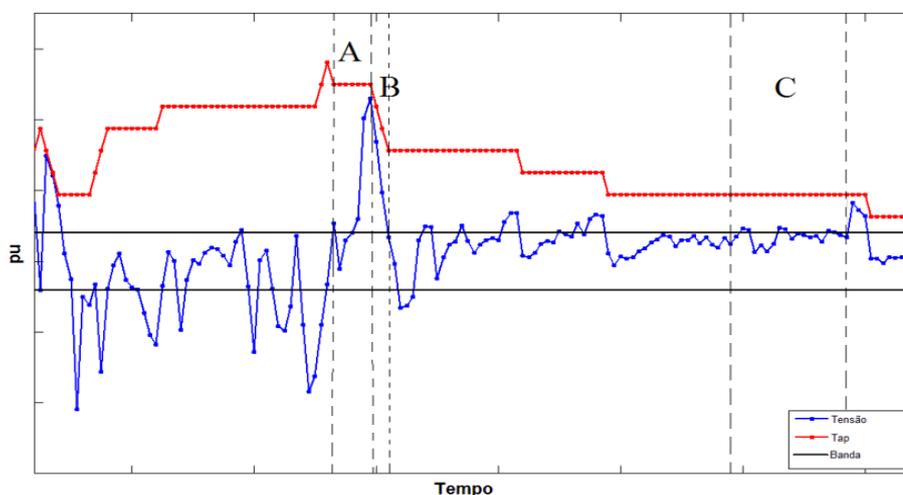
O regulador de tensão padrão ou controle LTC (*Load Tap Changer*) é emulado no OpenDSS pelo objeto “*RegControl*”, que se encontra associado a um dos enrolamentos de um transformador e tem por finalidade monitorar a tensão neste enrolamento e ajustar o tap para

que se atinja uma tensão de referência. Normalmente o número total de comutações, entre o valor mínimo e o máximo, é 32 (± 16), de modo que a posição neutra não é contada.

Basicamente, os principais parâmetros utilizados para especificação do regulador de tensão são: o transformador a qual o equipamento de regulações encontra-se conectado; o número do enrolamento que o regulador está monitorando; a tensão que o regulador se propõe a ajustar (V_{reg}), em volts; e a relação do transformador de potencial (TP), de modo que se o transformador estiver ligado em estrela, deve-se informar a tensão de fase, e caso em conexão delta, utiliza-se a tensão de linha. Ainda, podem ser ajustados a banda, *delay* e *tapdelay*.

A banda, também conhecida como insensibilidade, determina a faixa de operação, a partir da tensão de referência, dentro da qual o regulador considera que não há necessidade de comutação, estabelecendo assim a variação máxima da tensão na carga. Assim, a comutação será realizada somente quando a tensão sair fora da banda. O *delay*, pode ser encontrado em algumas referências como temporização ou tempo morto (PADILHA, 2010), é o atraso de tempo em segundos de quando a tensão sai fora da banda para quando a troca do tap começa, evitando que o regulador atue para variações de tensão de curta duração (VTCD). Já o *tapdelay*, também em segundos, representa o atraso entre comutações sucessivas de tap. Na Figura 30, pode-se observar um exemplo de atuação do equipamento regulador de tensão, onde no intervalo A tem-se o instante em que a tensão sai fora da banda e o tempo de *delay* transcorre até a comutação; o intervalo B mostra a atuação do *tapdelay*, ou seja, sucessivas comutações até que a tensão entre na banda, e por fim, o intervalo C representa o instante em que, mesmo a tensão saindo da banda não houve comutações.

Figura 30. Demonstração do funcionamento do equipamento regulador de tensão.



Fonte: autoria própria

Outra função de controle possível de ser implementado neste equipamento é a compensação de queda de tensão na linha (*Line Drop Compensation*), de modo que o compensador é um equipamento que simula a impedância da linha a partir do regulador até o ponto onde se deseja controlar a tensão. Contudo, para este trabalho, esse parâmetro não será abordado.

4.3.1.2 Modelo do sistema fotovoltaico no OpenDSS

No OpenDSS, o modelo de um sistema fotovoltaico é composto por um arranjo fotovoltaico e por um inversor para a conexão à rede elétrica (OPENDSS, 2011). De modo que, a potência de saída do arranjo, P (kW), é dada em função da irradiância solar, da temperatura e da máxima potência fornecida pelo painel nas condições padrões, $P_{mpp@1kW/m^2}$ (kW). Outros dados requeridos no modelo são: a tensão da linha no lado CA do inversor (kV); a potência aparente nominal do inversor (kVA); e o fator de potência (PF), de modo que a definição de um fator de potência diferente do unitário faz com que o inversor absorva ou forneça potência reativa nos instantes em que há geração fotovoltaica.

O fator de potência máximo é definido a partir da curva mostrada anteriormente na Figura 22, e corresponde à máxima potência fornecida pelo arranjo fotovoltaico, em pu, para uma dada temperatura de operação da célula. Então, a potência de saída do arranjo fotovoltaico é obtida pela equação (6).

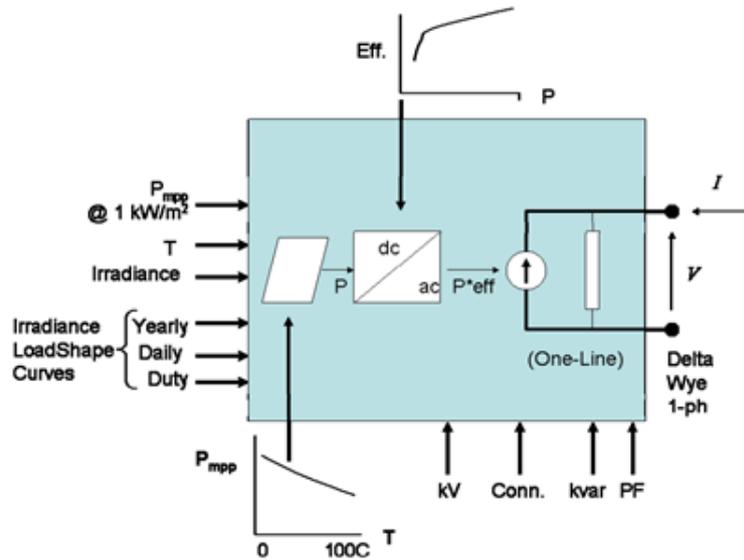
$$P = I \cdot P_{mpp@1kW/m^2} \cdot P_{mpp} \quad (6)$$

Já a potência de saída do inversor ($P_{inversor}$), e também do sistema fotovoltaico, é dada pela multiplicação da potência de saída do arranjo (obtida pela equação (6)), pelo rendimento do inversor, em pu, mostrado na equação (7), de modo que o valor de rendimento é obtido através da curva demonstrada pela Figura 23.

$$P_{inversor} = P \cdot P_{eff} \quad (7)$$

A Figura 31 (OPENDSS, 2011), mostra o modelo utilizado para simular um sistema fotovoltaico.

Figura 31. Modelo de um sistema fotovoltaico no OpenDss.



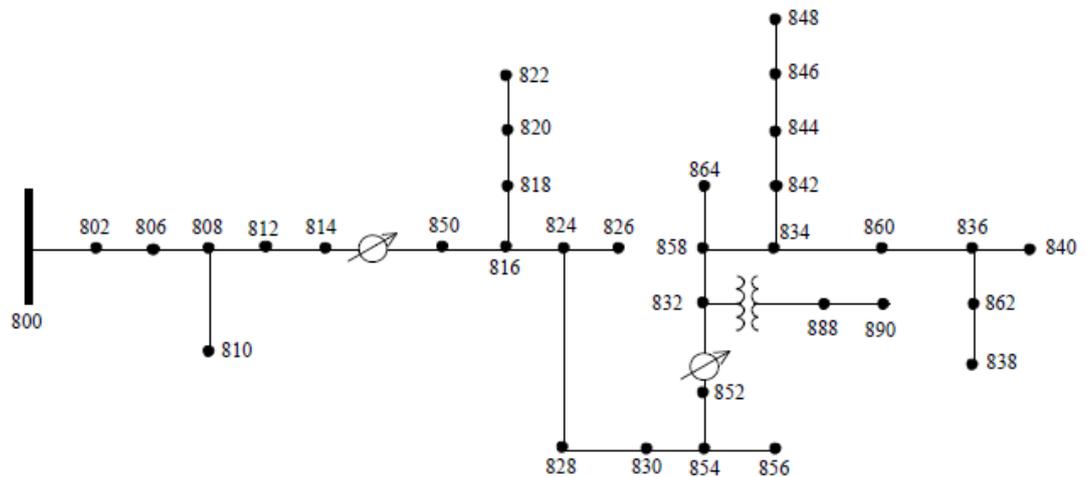
Fonte: OpenDSS (2011, p. 1).

4.3.2 Sistema teste IEEE 34 barras

O sistema IEEE 34 barras faz parte de um conjunto de sistemas teste criados pelo Subcomitê de Análises de Sistemas de Distribuição da IEEE (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos). Esse sistema é um sistema real, localizado no Arizona, EUA, com frequência 60 Hz, podendo ser visto na Figura 32, caracterizado basicamente pelos seguintes itens (IEEE, 1991):

- Sistema longo e com carregamento leve;
- Dois reguladores de tensão em série;
- Um transformador abaixador para tensão de 4,16 kV;
- Carregamento desbalanceado;
- Capacitores shunt em paralelo com as barras 844 e 848.

Figura 32. Sistema IEEE 34 barras.



Fonte: IEEE (1991).

O alimentador tem uma tensão base de 24,9 kV com potência total de 2500 kVA, já o transformador localizado entre as barras 832 e 888 apresenta uma potência de 500 kVA. As injeções de potência, ativa e reativa, concentradas e distribuídas são apresentadas na Tabela 9 e Tabela 10, os tipos de cargas incluem corrente constante (I), impedância constante (Z) e potência constante (PQ). Ainda são diferenciadas por duas possíveis conexões, sendo a conexão estrela (Y) ou delta (D).

Tabela 9. Potência ativa e reativa de cargas concentradas - IEEE 34 Barras.

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

Fonte: IEEE (1991).

Tabela 10. Potência ativa e reativa de cargas distribuídas - IEEE 34 Barras.

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

Fonte: IEEE (1991).

4.3.2 Curvas de Carga

O mapeamento da curva de carga é fundamental para o planejamento de um sistema de distribuição de energia, pois a partir deste é possível conhecer o perfil de demanda diária de energia das unidades consumidoras. A carga por sua vez é variável dependendo do comportamento do consumidor, ficando assim, sensível a diversos fatores: climáticos, econômicos, eventos televisivos, que podem interferir nos hábitos de consumo de energia.

O levantamento das curvas de carga é feito empregando-se registradores de demanda, sendo que, para o presente trabalho deu-se a partir da instalação de analisadores portáteis – PowerNET P-600 G4 (IMS, 2016) – nas dependências da Universidade Federal de Santa Maria, onde os mesmos são instalados pela Pró-Reitoria de Infraestrutura (PROINFRA) da universidade. Além de outras funcionalidades existentes, o analisador PowerNET P-600 G4 registra em memória de massa o comportamento de cargas num intervalo de 15 segundos.

Como o banco de dados de irradiância solar se dá em períodos de 5 minutos, optou-se pela utilização de comportamento de carga em um mesmo período, ou seja, 288 pontos em 24 horas. Logo, com medições a cada 15 segundos, tem-se 20 medições feitas a cada 5 minutos.

Das 20 medições, assumiu-se como valor do ponto 1 a maior medida dentre as 20, e assim consecutivamente.

Sabendo que a curva diária de carga não é a mesma para todos os dias da semana, buscou-se diferenciar a curva de carga de um dia útil (considerando idênticas de segunda à sexta) e de um dia de fim de semana ou feriado. Na Tabela 11 podem-se encontrar o número dos prédios onde foram feitas as medições, suas respectivas datas e dias considerados.

Tabela 11. Cargas utilizadas.

Prédio	Dia de Semana		Fim de Semana	
13	Quinta-feira	19/05/2016	Domingo	22/5/2016
16	Quinta-feira	5/5/2016	Domingo	8/5/2016
19	Quinta-feira	14/4/2016	Domingo	17/4/2016
21	Segunda-feira	25/4/2016	Domingo	24/4/2016
40	Segunda-feira	13/6/2016	Domingo	12/6/2016
44	Segunda-feira	25/4/2016	Domingo	24/4/2016
NUPEDEE*	Quinta-feira	19/5/2016	Domingo	22/5/2016
RU**	Segunda-feira	4/7/2016	Domingo	3/7/2016

*Núcleo de Pesquisa e Desenvolvimento em Engenharia Elétrica

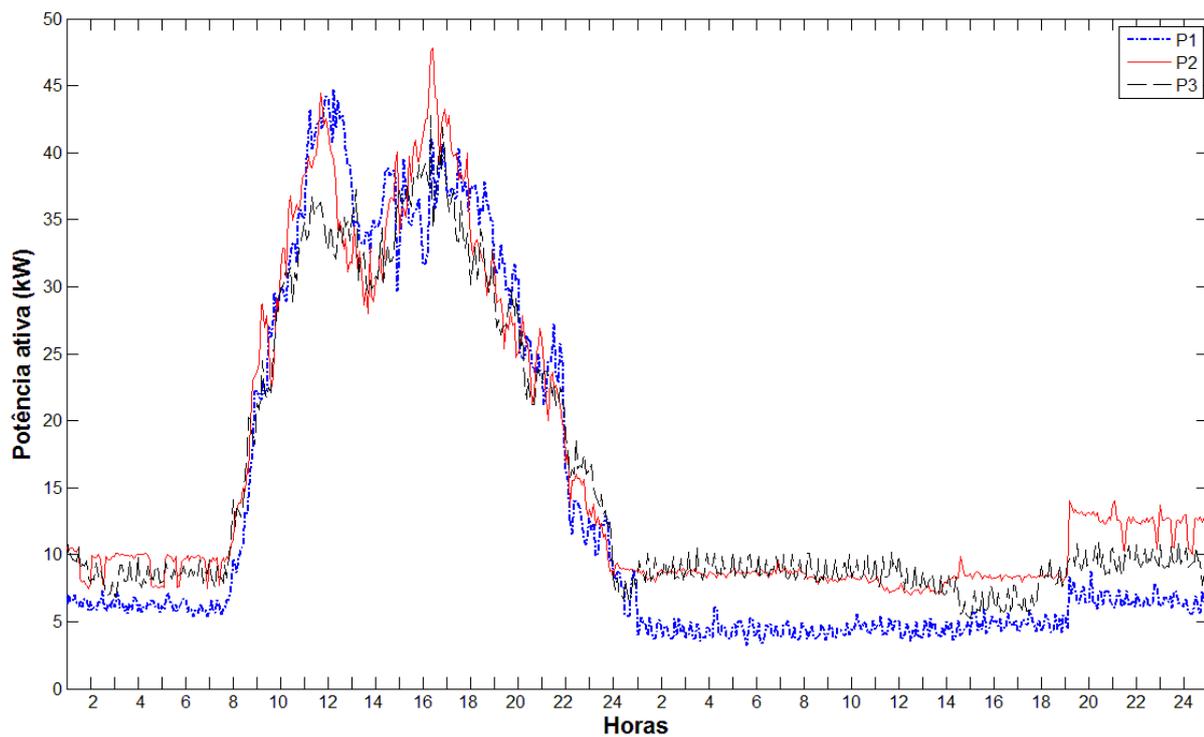
**Restaurante Universitário

Fonte: autoria própria.

Dado que o sistema em questão é trifásico (4 fios – 3 fases e um neutro), as medidas são feitas em cada uma das fases, assim a potência ativa (kW) de uma determinada carga é igual à soma da potência ativa em cada uma das fases, da mesma forma para a potência reativa (kVAr). A Figura 33 mostra a potência ativa do prédio 13 e a Figura 34 mostra a potência reativa, de modo que as primeiras 24 horas representam a característica para dia de semana e as demais para fim de semana.

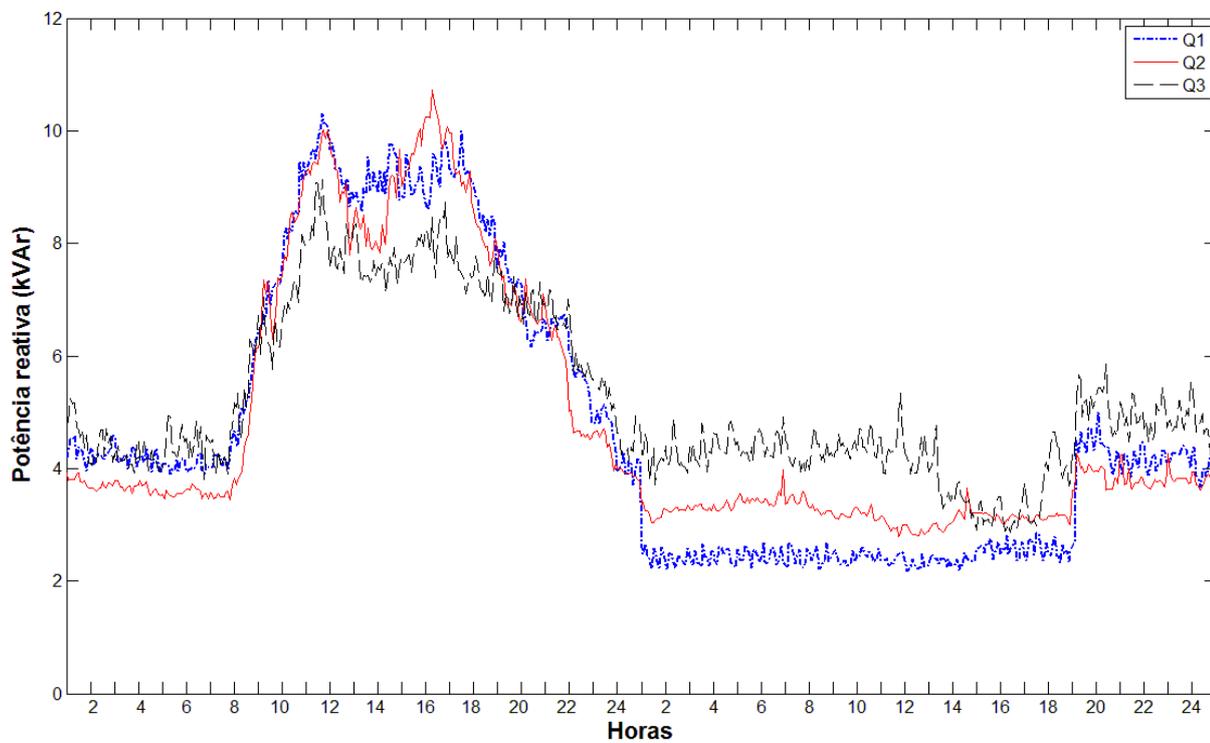
Na legenda da Figura 33 e Figura 34, tem-se que P1 é a potência ativa na fase 1 e Q1 é a potência reativa na fase 1. Da mesma forma, tem-se os dados para as demais fases. O comportamento de carga para os demais prédios pode ser encontrado no APÊNDICE A – Curvas de carga.

Figura 33. Potência ativa do prédio 13.



Fonte: autoria própria.

Figura 34. Potência reativa do prédio 13.



Fonte: autoria própria.

5 TESTES E RESULTADOS ENCONTRADOS

Este capítulo apresenta todas as análises feitas com base na metodologia apresentada na seção anterior. Primeiramente, tem-se a avaliação das imagens e dados de irradiância solar, classificando-as como ensolarado, parcialmente encoberto e encoberto, a partir da determinação da influência do tipo de nuvem. Em seguida, são feitas as análises na rede elétrica com a inserção de geradores fotovoltaicos com as respectivas curvas classificadas, verificando a influência das mesmas.

5.1 CLASSIFICAÇÃO DOS DADOS DE IRRADIÂNCIA SOLAR

Lembrando que o resultado do processamento das imagens, a partir do retalho escolhido, pode retornar 5 diferentes resultados (céu claro, cúmulos, estratos, cirros e multicamadas) e que as imagens são disponibilizadas num intervalo de 30 minutos. Para o mês de janeiro, dada a duração do dia, tem-se 23 imagens possíveis de análise. Então, inicialmente buscou-se um determinado dia onde o retorno de todas as imagens fosse de céu claro, com o intuito de determinar uma curva ideal de irradiância solar, a fim de servir de base de comparação para os demais dias. Assim, obteve-se o dia 19 de janeiro de 2016, como pode ser observado na Tabela 12, os dias 14 e 15 de janeiro também apresentaram todos os retornos em céu claro.

Na Tabela 12 pode-se observar na primeira e segunda coluna, as imagens possíveis de análise e seu respectivo horário UTC. A terceira coluna mostra a hora local (Brasília), de modo que, sabendo que no mês de janeiro está em vigor o horário de verão, tem-se UTC -2 horas. A quarta coluna mostra o respectivo dado medido de irradiância solar a partir dos módulos instalados no Colégio Politécnico, e a quinta, o resultado do processamento das imagens.

Seguindo com a verificação para os demais dias do mês de janeiro, pode-se concluir que quando o retorno é multicamadas, se tem irradiâncias medidas muito baixas, logo, dias

com maior retorno de multicamadas foram considerados como céu encoberto. A Tabela 13 mostra os resultados de processamento para o dia 5 de janeiro, de modo que se pode observar que a coluna cinco representa a diferença entre a irradiância medida no dia 5 de janeiro e o dia 19 de janeiro, dado que o último foi considerado como curva ideal. Na mesma nota-se que quando há multicamadas, a diferença pode chegar a aproximadamente -900 W/m^2 .

Tabela 12. Resultado de processamento para o dia 19 de janeiro de 2016.

19/janeiro				
Imagem	Hora UTC	Hora Local	W/m ²	Resultado
1	10:00	08:00	60	céu claro
2	10:30	08:30	156	céu claro
3	11:00	09:00	277	céu claro
4	11:30	09:30	405	céu claro
5	12:00	10:00	526	céu claro
6	12:30	10:30	645	céu claro
7	13:00	11:00	749	céu claro
8	13:30	11:30	838	céu claro
9	14:00	12:00	914	céu claro
10	14:30	12:30	976	céu claro
11	15:00	13:00	1020	céu claro
12	16:00	14:00	1046	céu claro
13	16:30	14:30	1033	céu claro
14	17:00	15:00	1006	céu claro
15	17:30	15:30	954	céu claro
16	18:00	16:00	890	céu claro
17	18:30	16:30	787	céu claro
18	19:00	17:00	705	céu claro
19	19:30	17:30	593	céu claro
20	20:00	18:00	470	céu claro
21	20:30	18:30	339	céu claro
22	21:00	19:00	206	céu claro
23	21:30	19:30	90	céu claro

Fonte: autoria própria

Dada a dificuldade em quantificar o quanto nuvens cirros, estratos e cúmulos influenciam individualmente na irradiância solar, optou-se por agrupar esses resultados como céu parcialmente encoberto. Na Tabela 14, tem-se os resultados de processamento para o dia 11 de janeiro.

Pode-se observar pela coluna cinco da Tabela 14, que as diferenças apresentam resultados variados, podendo ser de aproximadamente -20 W/m^2 até -350 W/m^2 para esse dia. Os demais dias do mês de janeiro, o mês de junho e setembro também foram analisados, permanecendo a dificuldade em quantificar a influência exata de nuvens cirros, estratos e cúmulos

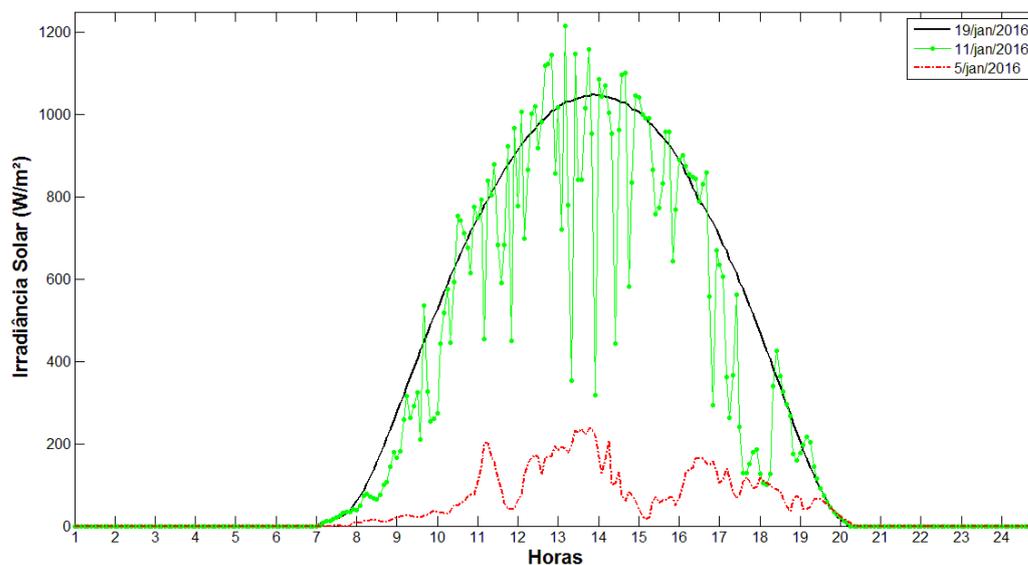
na irradiância solar. Como citado anteriormente, quando as mesmas retornam é considerado que o céu está parcialmente encoberto. Seguindo, a Figura 35 traz a irradiância solar dos dias escolhidos para simulações elétricas.

Tabela 13. Resultado de processamento para o dia 5 de janeiro de 2016.

05/jan					
Imagem	Hora UTC	Hora Local	W/m ²	Diferença (W/m ²)	Resultado
1	10:00	08:00	8	-52	multicamadas
2	10:30	08:30	15	-141	multicamadas
3	11:00	09:00	22	-255	multicamadas
4	11:30	09:30	21	-384	multicamadas
5	12:00	10:00	34	-492	multicamadas
6	12:30	10:30	49	-596	multicamadas
7	13:00	11:00	109	-640	multicamadas
8	13:30	11:30	117	-721	multicamadas
9	14:00	12:00	63	-851	multicamadas
10	14:30	12:30	169	-807	multicamadas
11	15:00	13:00	184	-836	multicamadas
12	16:00	14:00	168	-878	multicamadas
13	16:30	14:30	131	-902	multicamadas
14	17:00	15:00	41	-965	multicamadas
15	17:30	15:30	56	-898	multicamadas
16	18:00	16:00	70	-820	multicamadas
17	18:30	16:30	164	-623	multicamadas
18	19:00	17:00	104	-601	multicamadas
19	19:30	17:30	77	-516	multicamadas
20	20:00	18:00	117	-353	multicamadas
21	20:30	18:30	84	-255	multicamadas
22	21:00	19:00	68	-138	multicamadas
23	21:30	19:30	64	-26	multicamadas

Fonte: autoria própria

Figura 35. Dias escolhidos para simulações elétricas – céu claro (19/jan), parcialmente encoberto (11/jan) e encoberto (5/jan).



Fonte: autoria própria.

Tabela 14. Resultado de processamento para o dia 11 de janeiro de 2016.

11/jan						
Imagem	Hora UTC	Hora Local	W/m ²	Diferença	Resultado	
1	10:00	08:00	38	-22	estratos	
2	10:30	08:30	64	-92	estratos	
3	11:00	09:00	167	-110	estratos	
4	11:30	09:30	324	-81	estratos	
5	12:00	10:00	275	-251	cúmulos	
6	12:30	10:30	754	109	céu claro	
7	13:00	11:00	749	0	céu claro	
8	13:30	11:30	684	-154	cúmulos	
9	14:00	12:00	779	-135	cúmulos	
10	14:30	12:30	918	-58	cúmulos	
11	15:00	13:00	1018	-2	cúmulos	
12	16:00	14:00	1087	41	céu claro	
13	16:30	14:30	962	-71	cúmulos	
14	17:00	15:00	1041	35	cúmulos	
15	17:30	15:30	773	-181	cúmulos	
16	18:00	16:00	891	1	cúmulos	
17	18:30	16:30	790	3	cúmulos	
18	19:00	17:00	634	-71	cúmulos	
19	19:30	17:30	241	-352	cúmulos	
20	20:00	18:00	126	-344	cúmulos	
21	20:30	18:30	364	25	céu claro	
22	21:00	19:00	178	-28	cúmulos	
23	21:30	19:30	91	1	_*	

*Imagem não disponível.

Fonte: autoria própria

5.2 ESTUDO DE CASO

Como já citado anteriormente, as simulações elétricas são realizadas a partir do *software* OpenDSS, utilizando a rede IEEE 34 barras para o estudo. O estudo de caso é dividido em diferentes possibilidades de análises, onde estas podem ser vistas na Tabela 15. Na mesma pode-se observar que o estudo de caso é dividido em cenário, condição de geração e perfil de carga, sendo que a combinação dos mesmos pode resultar, por exemplo:

- Cenário 1, IEEE 34 barras, carga constante, todas as condições de geração;
- Cenário 1, IEEE 34 barras, carga variável (dia de semana), todas as condições de geração;
- Cenário 1, IEEE 34 barras, carga variável (fim de semana), todas as condições de geração.

Tabela 15. Possibilidades para o estudo de caso.

Cenário	Condição de Geração	Perfil de Carga
<p>Cenário 1</p> <p>Geração PV: 50% da capacidade da carga Regulador 1: <i>delay</i> de 300, 600 e 900 s Regulador 2: <i>delay</i> de 300, 600 e 900 s</p>	<p>Caso Base</p> <p>Sem inserção de geração PV</p>	<p>Carga Constante</p>
<p>Cenário 2</p> <p>Geração PV: 50% da capacidade da carga Regulador 1: <i>delay</i> de 300 s Regulador 2: <i>delay</i> de 900 s</p>	<p>Ensolarado</p> <p>Com inserção de PV em um dia ensolarado</p>	<p>Carga Variável</p> <p>Dia de semana</p>
<p>Cenário 3</p> <p>Geração PV: 25% da capacidade da carga Regulador 1: <i>delay</i> de 300, 600 e 900 s Regulador 2: <i>delay</i> de 300, 600 e 900 s</p>	<p>Parcialmente encoberto</p> <p>Com inserção de PV em um dia parcialmente encoberto</p> <p>Encoberto</p> <p>Com a inserção de PV em um dia encoberto</p>	<p>Carga variável</p> <p>Fim de semana</p>

Fonte: autoria própria

Ainda, pode ser observado na Tabela 15, que os cenários também se diferem pelos diferentes ajustes de *delay* dos transformadores reguladores de tensão, podendo ser idênticos (Cenário 1 e 3) ou diferentes (Cenário 2). As linhas de código no *software* OpenDSS que representam os reguladores de tensão são:

```
new transformer.reg1a phases=1 windings=2 buses=(814.1 814r.1) conns='wye wye' kvs="14.376 14.376"
~ kvas="20000 20000" XHL=1
new regcontrol.creg1a transformer=reg1a winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=120 delay=600
```

```
new transformer.reg2a phases=1 windings=2 buses=(852.1 852r.1) conns='wye wye' kvs="14.376 14.376"
~ kvas="20000 20000" XHL=1
new regcontrol.creg2a transformer=reg2a winding=2 vreg=124 band=2 ptratio=120 delay=600
```

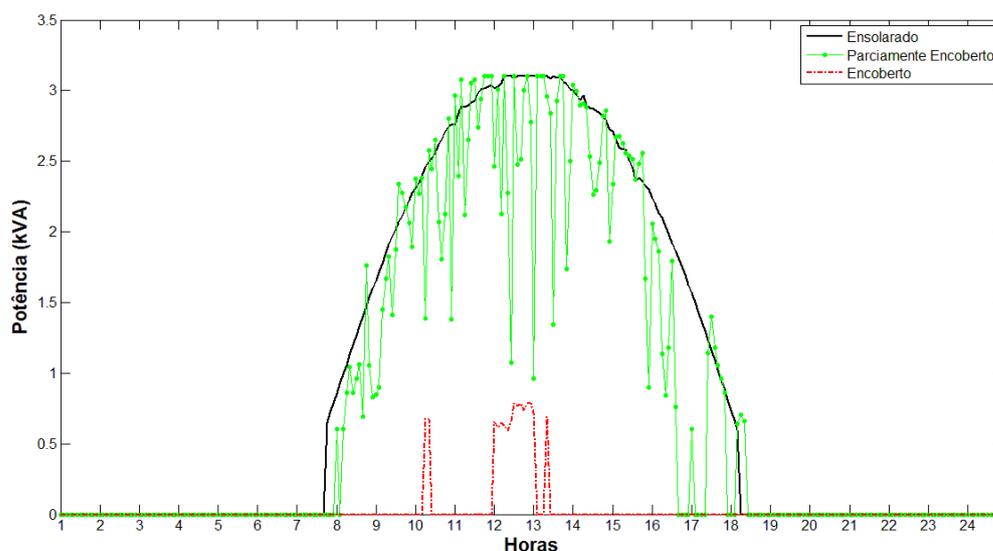
Pode-se observar pelas linhas de código que o regulador 1 encontra-se na barra 814, possui uma tensão de regulação de 122 V, com uma banda de 2 V (121 – 123 V), relação de transformação de 120 e tempo de atraso de 600 segundos. Já o regulador 2 está localizado na barra 852, tensão de regulação de 124 V, banda de 2 V (123 – 125 V), relação de transformação de 120 e tempo de atraso igual ao do regulador 1, 600 segundos.

Os diferentes ajustes de *delay* se dão com o objetivo de demonstrar que conforme a irradiância e sombreamento de determinado dia, pode ser vantajoso um tempo de ajuste maior, ou até mesmo interromper as comutações, evitando comutações excessivas e desgaste do equipamento regulador de tensão. Inclusive, vale a pena ressaltar que todos os parâmetros considerados se dão num intervalo de 5 minutos, dado a banco de dados disponível.

No sistema IEEE 34 barras os dois transformadores reguladores são compostos por um banco trifásico, utilizados apenas para regulação da tensão elétrica. Uma vantagem na adoção de reguladores monofásicos é que, em caso de falha de uma unidade, esta poderá ser retirada de operação para inspeção e manutenção, sem interrupção do funcionamento do banco, que passa a operar com apenas duas unidades regulando as 3 fases.

No que se refere aos geradores fotovoltaicos, como explicado no item 4.3.1.2 Modelo do sistema fotovoltaico no OpenDSS, tem-se representada na Figura 36, a geração considerada, de acordo com os dias escolhidos anteriormente (5, 11 e 19 de janeiro de 2016). Tal imagem se dá através das linhas de código do sistema fotovoltaico (ver APÊNDICE C).

Figura 36. Geração de cada sistema fotovoltaico considerado.



Fonte: autoria própria

5.3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Serão descritos os cenários testados, de forma que os resultados podem ser vistos graficamente. Em complemento, alguns resultados serão mostrados na forma de tabelas no decorrer das discussões.

5.3.1 Cenário 1

O cenário 1, conta com a inserção de módulos solares com 50% da capacidade total da carga no sistema IEEE 34 barras. Sabendo que a carga total representa aproximadamente 1728 kW, a capacidade de geradores distribuídos na rede será de 864 kW.

Considerando que o comportamento da geração instalada será idêntico ao do Colégio Politécnico, tais módulos são distribuídos em diferentes barras do sistema, podendo ser monofásicos ou trifásicos. A Tabela 16, traz os locais nos quais foram considerados a geração, a quantidade de sistemas instalados e o consumo de potência ativa e reativa das barras. Em relação à quantidade, lembrando que cada sistema possui uma potência total de 3,5 kWp, logo uma quantia de 30 sistemas, por exemplo, representa 105 kWp de geração.

Tabela 16. Locais de inserção de geradores distribuídos – 50% da capacidade de carga.

	Barra	Quantidade	Geração (kWp)	Carga Ativa (kW)	Carga Reativa (kW)
Barra 3 ϕ	840	30	105	432	329
	890	30	105	450	225
	860	30	105	83	59,5
	848	30	105	71,5	53,5
	844	30	105	432	329
Barra 1 ϕ	820.1	8	28	84,5	43,5
	826.2	8	28	20	10
	830.1	8	28	6	21,5
	854.1	9	31,5	0	0
	856.2	9	31,5	2	1
	858.1	9	31,5	6,5	3,5
	864.1	9	31,5	1	0,5
	816.2	9	31,5	2,5	1
	838.2	9	31,5	14	7
	846.2	9	31,5	24	11,5
	806.1	9	31,5	0	0

Fonte: autoria própria

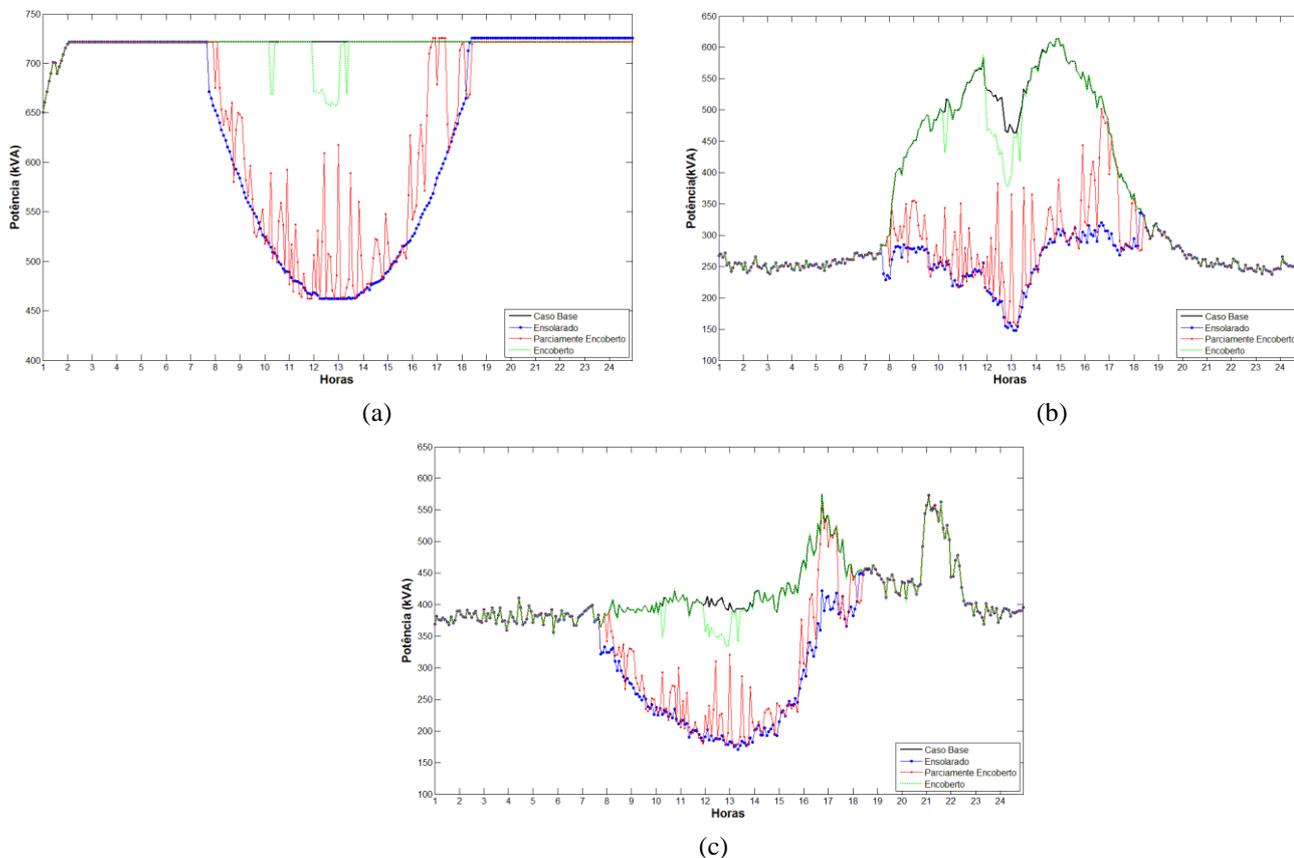
É importante ressaltar que para a alocação dos geradores não foi levado em consideração os critérios da Resolução Normativa nº 687, onde esta traz:

§1º A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada [...].

§2º Caso o consumidor deseje instalar central geradora com potência superior ao limite estabelecido no §1º, deve solicitar o aumento da potência disponibilizada, nos termos do art. 27 da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, sendo dispensado o aumento da carga instalada (ANEEL, 2015b, p. 1).

Os primeiros resultados que podem ser mostrados são quanto ao fluxo de potência no sistema IEEE 34 barras. Na Figura 37, tem-se representada a potência no transformador da subestação (SE) em uma das suas fases, sendo este trifásico e não utilizado para regulação de tensão. De acordo com os diferentes ajustes de *delay* nos transformadores reguladores de tensão, o fluxo de potência na SE não sofre alterações de maneira significativa, de modo que na Figura 37 tem-se um *delay* de 5 minutos. Os valores de média, mínima e máxima potência medidos no transformador da SE, para os diferentes cenários testados e *delay* de 5 minutos, estão representados na Tabela 17.

Figura 37. Potência no transformador da SE (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.



Fonte: autoria própria

Conforme pode ser visto na Figura 37 (a), tem-se o comportamento da potência no transformador da subestação com perfil de carga fixo, onde também pode ser observado que o mesmo varia na primeira hora. Este fato pode ser explicado, dado que o sistema IEEE 34 barras conta com cargas de diferentes modelos, sendo: potência constante, esta não varia com a tensão; corrente constante, apresenta variações de potência proporcionalmente aos desvios de tensão; e impedância constante, produz uma variação na potência do sistema proporcional ao quadrado da tensão.

Tabela 17. Potência na SE para os diferentes perfis de carga.

Perfil de carga constante			
Caso	Média (kVA)	Mínima (kVA)	Máxima (kVA)
Caso Base	720,50	650,87	721,89
Ensolarado	637,51	462,27	725,93
Parcialmente encoberto	650,97	462,27	725,67
Encoberto	717,36	650,87	721,94
Perfil de carga dia de semana			
Caso	Média (kVA)	Mínima (kVA)	Máxima (kVA)
Caso Base	363,68	237,91	614,10
Ensolarado	258,93	147,67	336,02
Parcialmente encoberto	276,76	156,96	501,69
Encoberto	359,39	237,91	613,79
Perfil de carga fim de semana			
Caso	Média (kVA)	Mínima (kVA)	Máxima (kVA)
Caso Base	416,26	357,92	586,69
Ensolarado	344,09	169,41	586,39
Parcialmente encoberto	356,90	174,55	586,39
Encoberto	413,36	332,91	586,69

Fonte: autoria própria

No sistema IEEE 34 barras, a maior parte da potência provém da barra infinita e é transmitida pela subestação de entrada, sendo assim, com a carga não variando no tempo, observa-se pela Figura 37 (a), que o caso base apresenta uma potência média de aproximadamente 720 kVA. Já os casos que contam com geradores distribuídos, o fluxo de potência comporta-se de maneira complementar à geração, ou seja, quando se tem outro tipo de fonte geradora no sistema, a potência requerida da barra infinita diminui conforme o comportamento da geração. Como o caso em questão possui carga fixa pode-se observar claramente os momentos onde se tem geração e o caso em um dia ensolarado possui a menor potência média exigida, sendo de aproximadamente 637 kVA (cerca de 11,5% a menos).

Ainda na Figura 37 (b), tem-se o comportamento da potência no transformador da SE com perfil de carga variando no tempo de acordo com característica de dia de semana.

Agora, o comportamento do fluxo é influenciado tanto pela geração quanto pelo comportamento da carga, onde tem-se uma potência média para o caso base de aproximadamente 363 kVA. Como esperado, em dias ensolarados tem-se uma menor potência exigida da SE (média de aproximadamente 259 kVA, 28,6% menor em relação ao caso base), já em dias encobertos a potência diminui somente cerca de 1% em relação ao caso base.

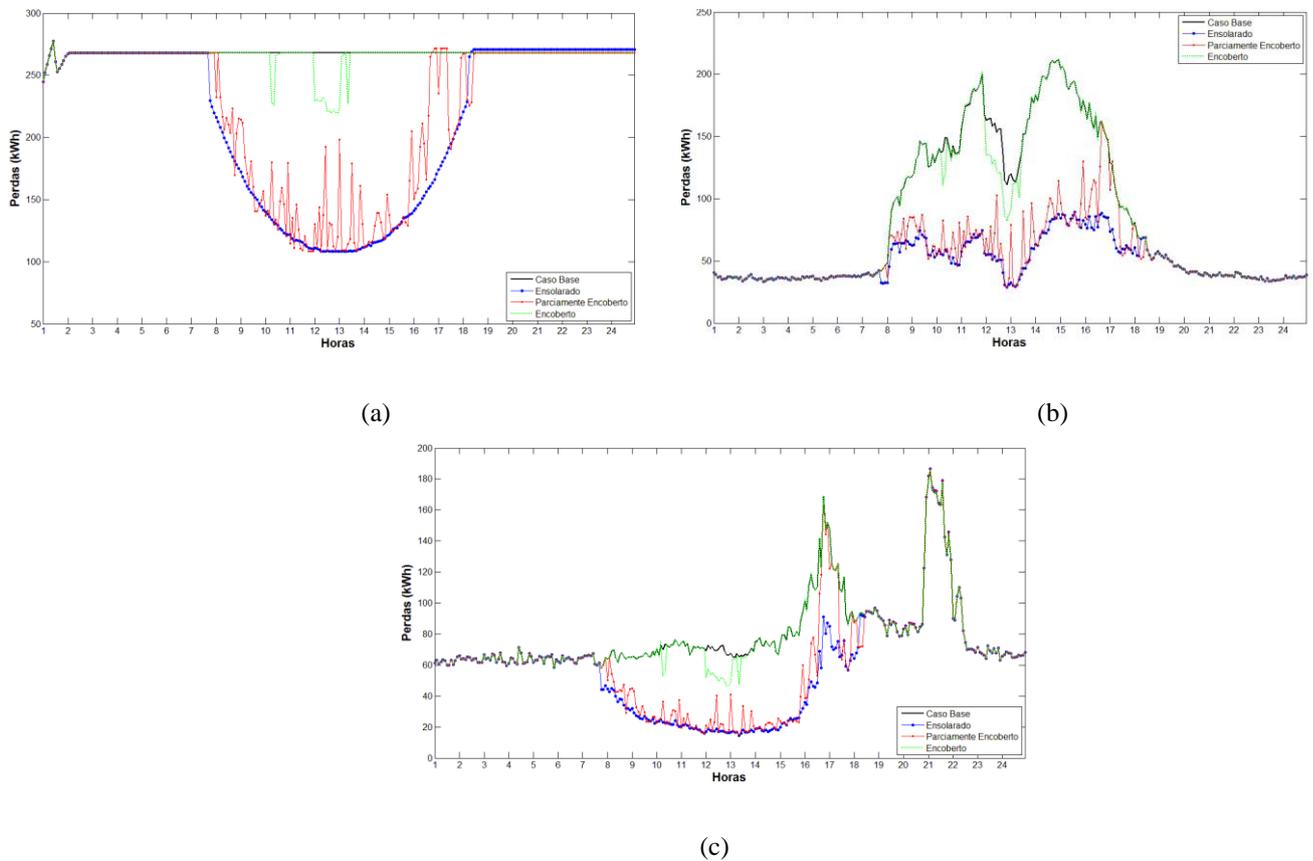
Já na Figura 37 (c), está representada a potência no transformador da SE com perfil de carga para o fim de semana. Lembrando que as características inseridas de carga são de prédios da UFSM, os mesmos apresentam um maior consumo de segunda a sexta-feira, mais ou menos das 7 às 19 horas. Já para sábado, domingo e feriados, os mesmos apresentam menor consumo, podendo-se observar que para o caso base, tem-se uma potência média exigida da subestação de mais ou menos 416 kVA. Como já visto, quando se tem maior geração fotovoltaica, o sistema apresenta uma potência média menor exigida da SE em relação ao caso base, cerca de 17,5% a menos.

No que se referem as perdas no sistema, estas estão demonstradas em kWh na Figura 38, de modo que o medidor foi inserido no barramento infinito. Da mesma forma que no fluxo de potência no sistema, os diferentes ajustes de *delay* não interferem de maneira significativa nas perdas. Na Tabela 18, pode ser visto os valores de média, máxima e mínima perda medida, quando os reguladores de tensão estão ajustados com *delay* de 5 minutos.

As perdas em um sistema podem ocorrer por uma série de motivos, sendo o principal o aquecimento dos condutores em decorrência do fluxo de corrente elétrica. A geração distribuída caracteriza-se por localizar-se próxima aos consumidores, logo, tende a reduzir as perdas já que a energia não percorre grandes caminhos para atender a demanda requerida. Na Figura 38 (a), podem-se observar as perdas no sistema quando se tem perfil de carga não variando no tempo. Estas são inversamente proporcionais à participação da GD, sendo que em um dia encoberto as perdas sofreram pouca redução, enquanto em um dia ensolarado a perda média foi de aproximadamente 214 kWh, cerca de 20% a menos que o caso base.

Quando o perfil de carga varia no tempo com característica de dia de semana (Figura 38 (b)), também pode-se observar que em dias com maior geração as perdas sofreram uma maior redução, cerca de 42% em relação ao caso base. Tal redução de perdas no sistema pode ser explicada dado o comportamento de demanda utilizado, ou seja, a demanda mostrou-se complementar aos dados de geração fotovoltaica. Já em um dia encoberto, as perdas reduziram apenas 2% em relação ao caso base.

Figura 38. Perdas no sistema (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.



Fonte: autoria própria

Tabela 18. Perdas no sistema para os diferentes perfis de carga.

Perfil de carga constante			
Caso	Média (kWh)	Mínima (kWh)	Máxima (kWh)
Caso Base	267,60	244,97	277,38
Ensolarado	214,51	108,39	277,38
Parcialmente encoberto	222,85	108,39	277,38
Encoberto	265,36	219,76	277,38
Perfil de carga dia de semana			
Caso	Média (kWh)	Mínima (kWh)	Máxima (kWh)
Caso Base	85,39	33,42	211,56
Ensolarado	49,44	28,95	89,33
Parcialmente encoberto	54,62	28,94	160,10
Encoberto	83,68	33,42	211,56
Perfil de carga fim de semana			
Caso	Média (kWh)	Mínima (kWh)	Máxima (kWh)
Caso Base	79,34	58,30	191,20
Ensolarado	58,34	14,35	191,35
Parcialmente encoberto	62,17	14,99	191,35
Encoberto	78,33	46,62	191,20

Fonte: autoria própria

Em comparação a Figura 38 (a) e (b), a Figura 38 (c) apresenta a menor perda para o sistema, sendo uma perda média para o caso base de aproximadamente 79 kWh. Nota-se também que para um dia ensolarado e parcialmente encoberto a perda mínima para o sistema é cerca de 14 kWh. Sabendo que o caso base apresenta uma perda mínima de aproximadamente 58 kWh, os casos ensolarados e parcialmente encoberto apresentam uma redução de mais ou menos 75%.

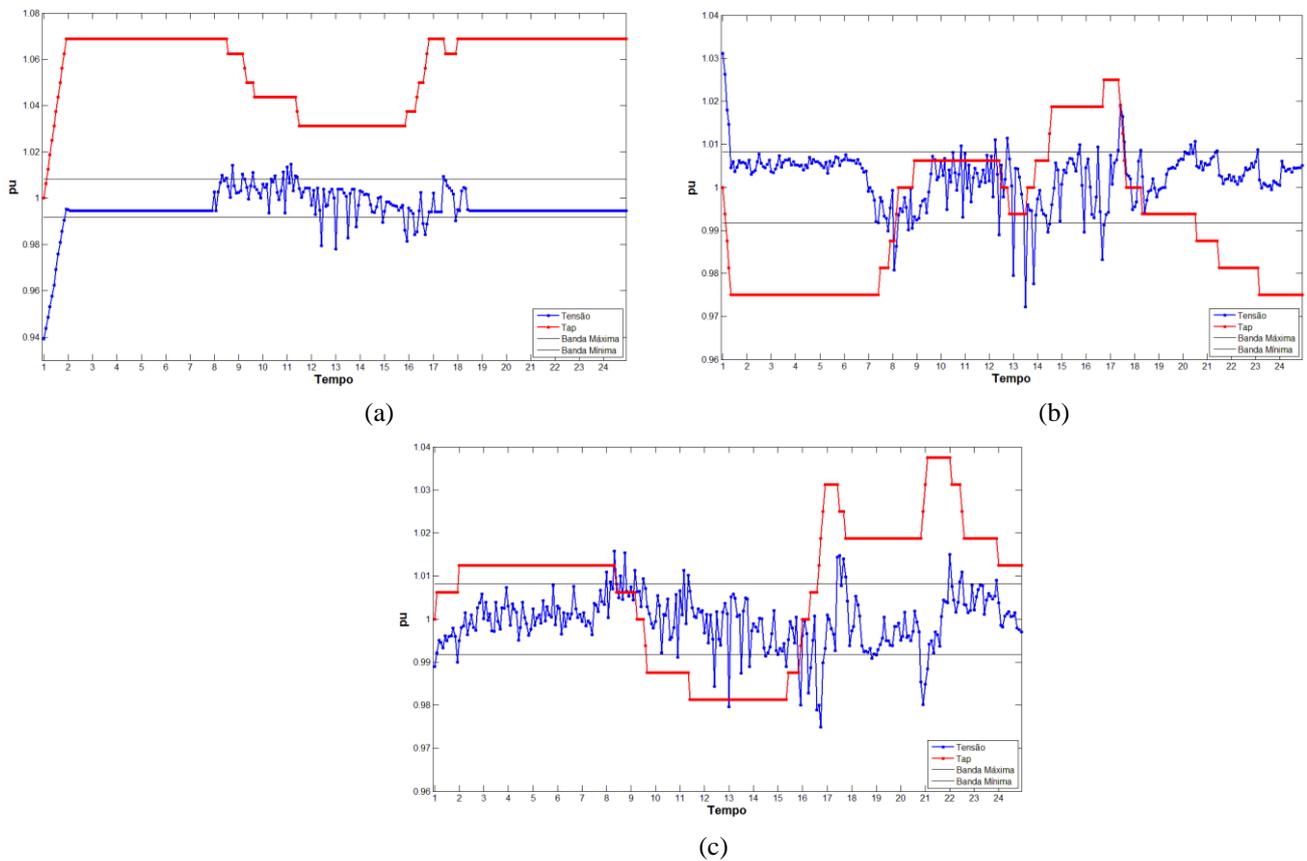
Os níveis de tensão e número de trocas de taps dos transformadores reguladores de tensão também foram monitorados, de modo que foram inseridos medidores na primeira fase do enrolamento dois dos equipamentos. A tensão vista pelo enrolamento dois se dá através do módulo e ângulo da tensão medida, sendo a tensão fase-neutro em volts e ângulo em graus, convertendo-os para forma retangular e dividindo-os pela relação de transformação do regulador ($ptratio=120$). Na Figura 39 tem-se a tensão e trocas de tap do transformador regulador de tensão 1 (barra 814), no caso com geradores em um dia parcialmente encoberto e atraso de comutação ajustado em 5 minutos. Sabendo que o regulador 1 está ajustado para uma tensão de regulação de 122 V (1 pu) e uma banda de 2 V, tem-se que sua insensibilidade varia de 1,00819 a 0,99180 pu.

Ao observar a Figura 39 (a) pode-se perceber que ocorrem comutações a fim de ajustar a tensão para o nível adequado. Como o tap inicial dos equipamentos reguladores de tensão encontra-se inicialmente em 1 pu e a tensão do alimentador está ajustada para 1,05 pu, isso explica as constantes trocas na primeira hora. Também não foi especificado para as simulações o parâmetro de *tapdelay*, ou seja, se depois de transcorrido o tempo ajustado de *delay* e a tensão ainda se encontra fora dos seus limites, o regulador atua novamente com intervalos de *tapdelay*, sendo que o padrão do *software* OpenDSS é de 2 segundos.

Ainda na Figura 39 (a), pode-se observar que quando a geração entra no sistema, o mesmo sofre momentos de sub e sobre-tensão, o que acarreta em comutações de tap com o intuito de manter a tensão nos seus limites adequados. Quando a tensão excede o limite máximo, a troca de tap diminui, já quando a tensão diminui além da banda mínima, o ajuste de tap aumenta.

Na Figura 39 (b) e (c) tem-se representado, o comportamento da tensão ao longo do tempo e as comutações de tap para dias com perfil de carga de dia de semana e fim de semana, respectivamente. Fica evidente nas imagens que os níveis de tensão são influenciados pelas variações no fluxo de potência no sistema, dado que agora além da geração, o sistema conta com o comportamento da carga.

Figura 39. Tensão e trocas de tap no transformador regulador de tensão 1 - *delay* de 5 minutos, caso parcialmente encoberto (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.

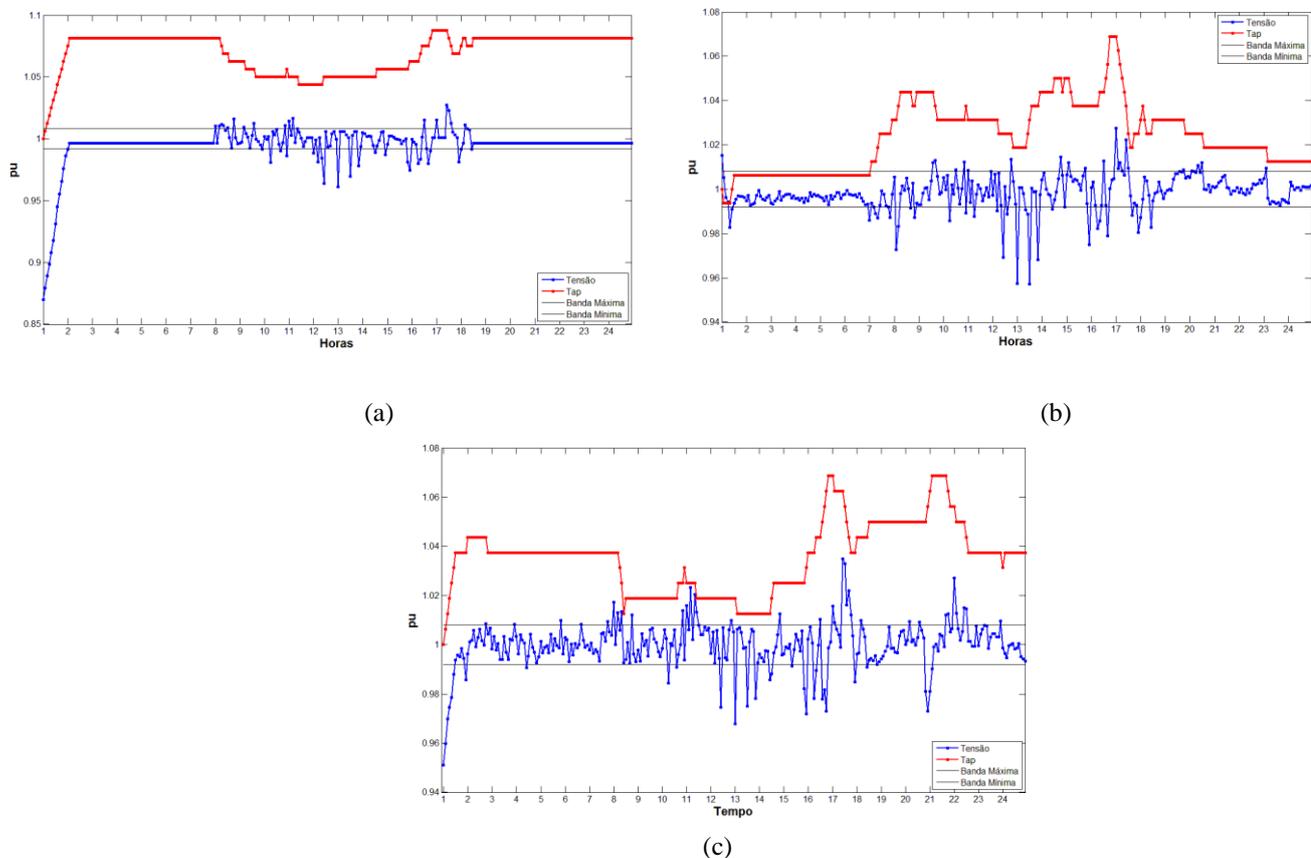


Fonte: autoria própria

Na Figura 40, está representada a tensão e as trocas de tap do transformador regulador de tensão 2 (barra 852), com *delay* ajustado em 5 minutos com a geração em um dia parcialmente encoberto. O regulador de tensão 2 está ajustado com uma tensão de regulação de 124 V e banda de 2 V, logo sua insensibilidade varia de 1,00806 a 0,99193 pu.

Pode-se observar na Figura 40 (a), a variação de tensão ao longo do tempo quando considerado perfil de carga constante, sendo esta influenciada pela geração. Já na Figura 40 (b) e (c), dada a geração e o consumo, o comutador atua mais vezes para manter a tensão adequada no sistema.

Figura 40. Tensão e trocas de tap no transformador regulador de tensão 2 - *delay* de 5 minutos, caso parcialmente encoberto (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.



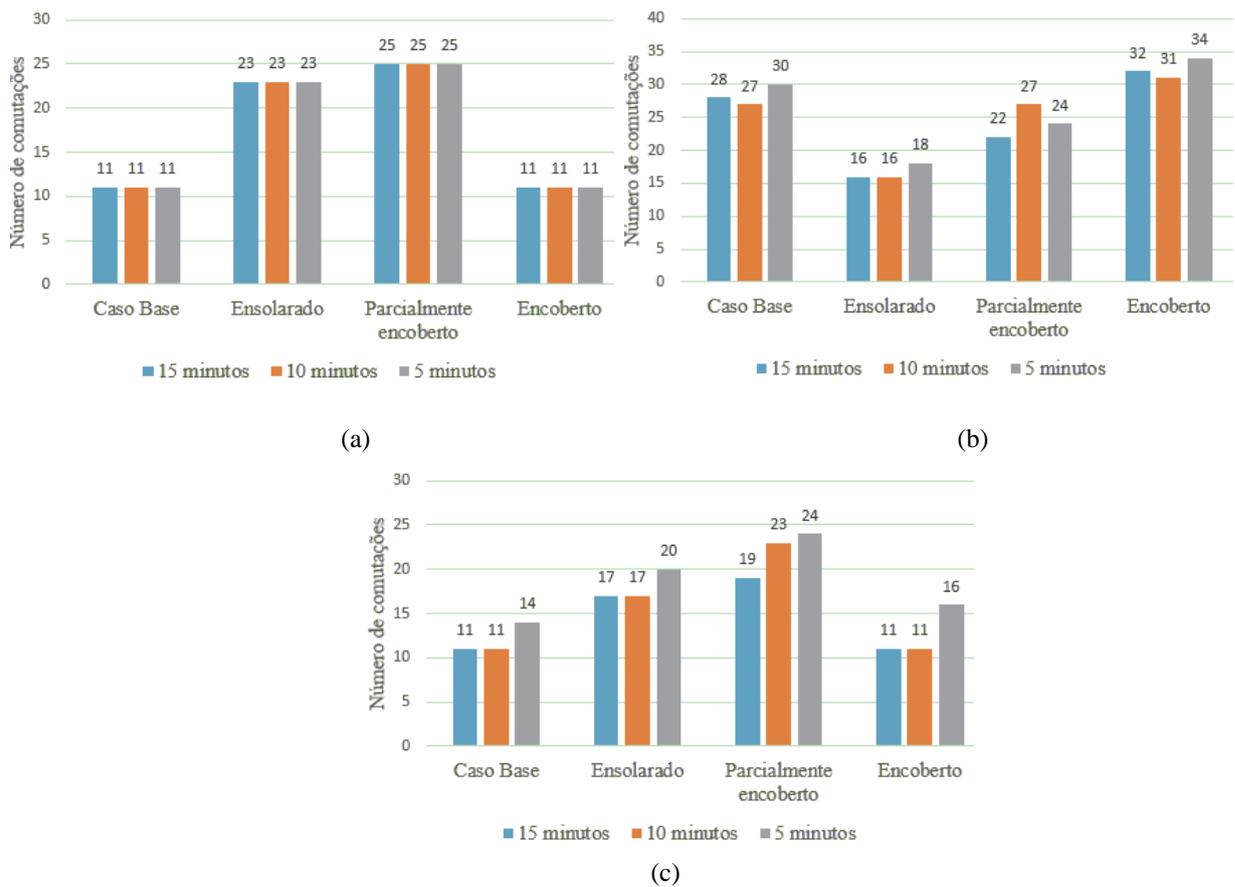
Fonte: autoria própria

O uso de dispositivos de regulação de tensão pode prover um melhor perfil de tensão, menor chance de queima de algum equipamento ligado ao sistema elétrico, elevação do fator de potência e, conseqüentemente, a redução de perdas. A operação prolongada desses equipamentos em uma tensão fora de limites aceitáveis pode afetar o seu correto funcionamento, reduzindo a sua vida útil ou até mesmo causando interrupções não programadas.

Em complemento, a Figura 41 traz o número de comutações de tap para o transformador regulador de tensão 1 em todos os casos testados. Pode-se observar que para o regulador de tensão 1 com perfil de carga fixo (Figura 41 (a)), independente do tempo de ajuste para as comutações, o número de trocas permaneceu o mesmo em relação as condições de geração. Esse comportamento pode ser explicado dado que o regulador de tensão 1 está localizado mais próximo a subestação, e antes da barra que o mesmo está conectado existem somente cargas nas barras 802, 806, 808 e 810, dado que as cargas não variam com o tempo, o mesmo não sofre alterações significativas.

Ainda na Figura 41 (a), tem-se que quando carga fixa em um sistema de distribuição, a entrada de geração acarreta em número maior de comutações de tap. Logo, a melhoria do perfil de tensão e qualidade de energia fornecida ao consumidor quando se faz uso de geradores distribuídos, só é válida quando se tem conhecimento do sistema de distribuição e suas cargas, além de uma adequada localização e um dimensionamento das instalações de geradores.

Figura 41. Trocas de tap do transformador regulador de tensão 1 (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.



Fonte: autoria própria

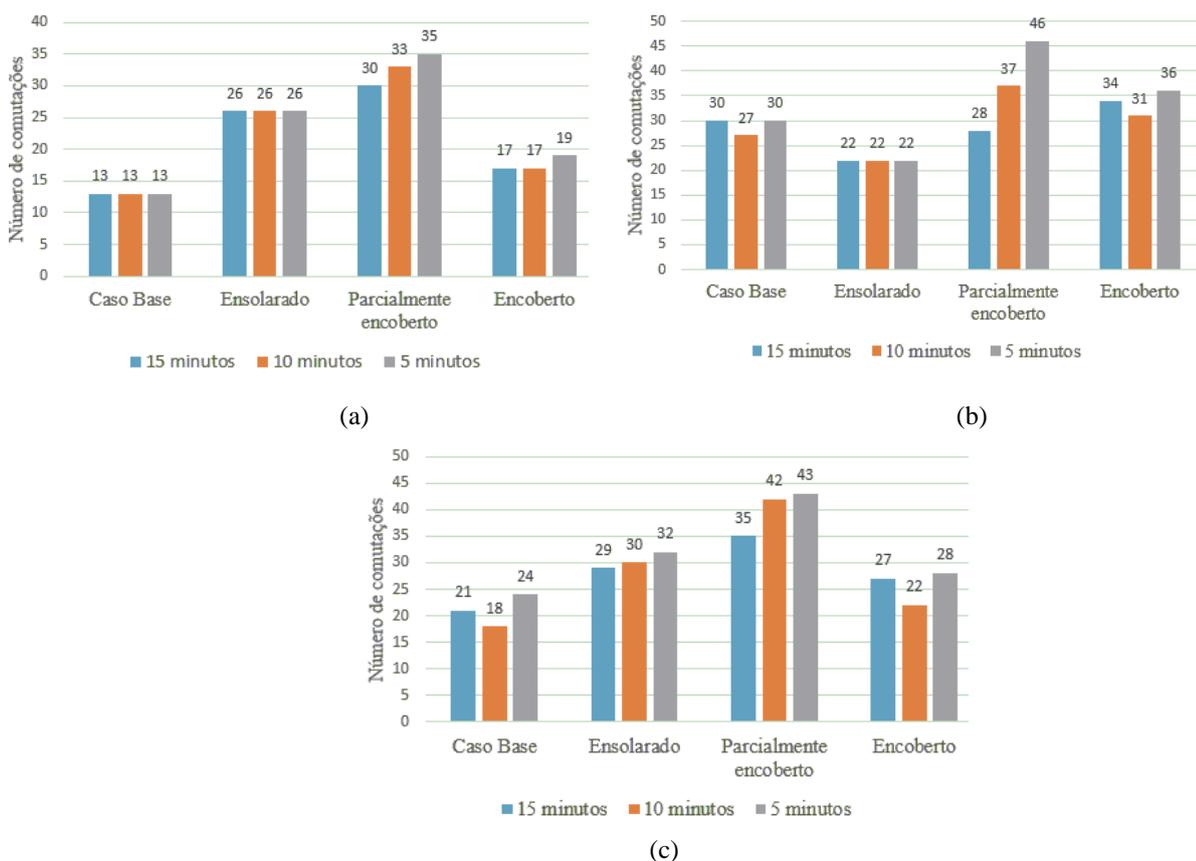
Já a Figura 41 (b), traz as comutações quando o sistema conta com perfil de carga variando no tempo com característica de dia de semana. Na mesma verifica-se um maior número de comutações para o caso base em relação ao caso base com carga fixa, dada a maior variação no perfil de tensão. Pode-se notar também, no caso em um dia ensolarado e até mesmo em um dia parcialmente encoberto, que as trocas do regulador 1, diminuíram em relação ao caso base, tornando-se vantajoso a inserção de geradores distribuídos.

Agora, com características de carga de fim de semana Figura 41 (c), verifica-se um menor número de comutações para o caso base em relação ao caso base com carga de dia de

semana, dado que se tem uma menor variação de fluxo de potência no sistema. Pode-se observar que geradores fotovoltaicos podem vir tanto a beneficiar o sistema diminuindo o número de comutações, quando a carga tem um perfil mais diurno, quanto prejudicar, caso a geração não seja complementar ao consumo.

A Figura 42 traz o número de trocas de tap do transformador regulador de tensão 2 para os diferentes casos testados. Com carga constante no sistema (Figura 42 (a)) nota-se que a entrada de geração acarreta em um número maior de trocas em relação ao caso base. Diferentemente do caso com carga variando no tempo em dia de semana (Figura 42 (b)), que quando se tem geração em um dia ensolarado o número de trocas diminui. Contudo, em um dia parcialmente encoberto e ajuste de *delay* em 5 minutos, o comutador alterou sua posição 16 vezes mais que o caso base. Já com ajuste de *delay* de 15 minutos, diminuiu 2 comutações.

Figura 42. Trocas de tap do transformador regulador de tensão 2 (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.



Fonte: autoria própria

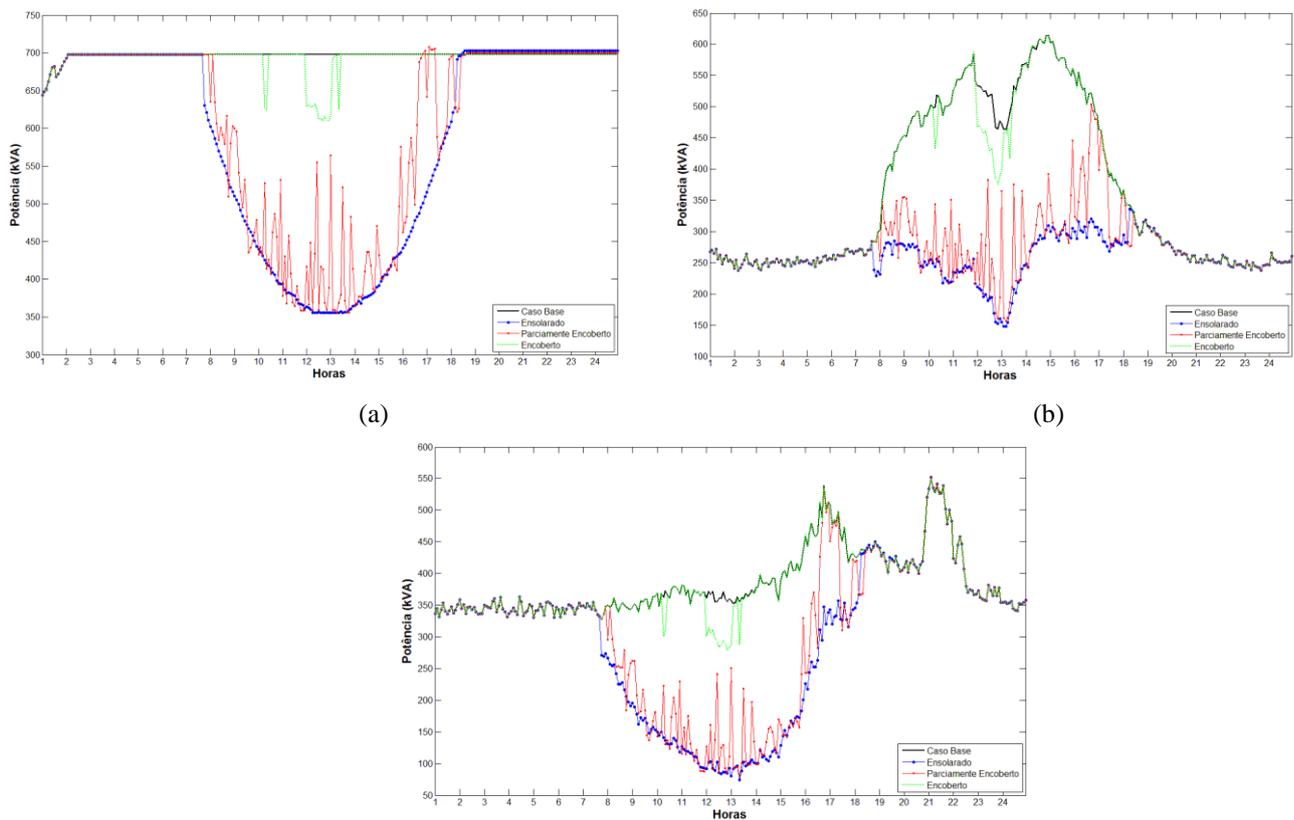
Em relação as comutações com carga variando no tempo no fim de semana (Figura 42 (c)), o número de comutações do caso base diminuiu em relação ao caso base com carga de

dia de semana. Da mesma forma que para o regulador de tensão 1, as operações aumentam dada a característica da carga reduzida para finais de semana e do comportamento da geração.

5.3.2 Cenário 2

O cenário 2, conta com 50% da capacidade da carga em geração e ajustes de tempo para comutação de tap diferentes. O ajuste de atraso de tempo para comutação de tap do regulador 1 é de 15 minutos e para o regulador 2, 5 minutos. Na Figura 43 está representado o fluxo de potência no transformador da SE para os diferentes perfis de carga, sendo medido em uma de suas fases. Os valores de média, mínima e máxima potência do transformador da SE estão representados na Tabela 19. Pode-se observar que dada a mesma capacidade de geração do cenário anterior (Cenário 1), a potência medida no transformador da SE apresenta resultados similares.

Figura 43. Potência no transformador da SE (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.



Fonte: autoria própria

Tabela 19. Potência no transformador da SE para os diferentes perfis de carga.

Perfil de carga constante			
Caso	Média (kVA)	Mínima (kVA)	Máxima (kVA)
Caso Base	720,32	650,87	721,88
Ensolarado	637,93	462,27	728,10
Parcialmente encoberto	651,69	462,26	729,79
Encoberto	717,19	650,87	722,16
Perfil de carga dia de semana			
Caso	Média (kVA)	Mínima (kVA)	Máxima (kVA)
Caso Base	363,87	237,717	614,10
Ensolarado	258,77	147,667	336,02
Parcialmente encoberto	277,06	156,961	503,93
Encoberto	359,55	237,717	613,79
Perfil de carga fim de semana			
Caso	Média (kVA)	Mínima (kVA)	Máxima (kVA)
Caso Base	415,95	357,70	576,03
Ensolarado	344,15	169,59	577,78
Parcialmente encoberto	356,59	174,96	577,78
Encoberto	413,05	334,17	576,23

Fonte: autoria própria

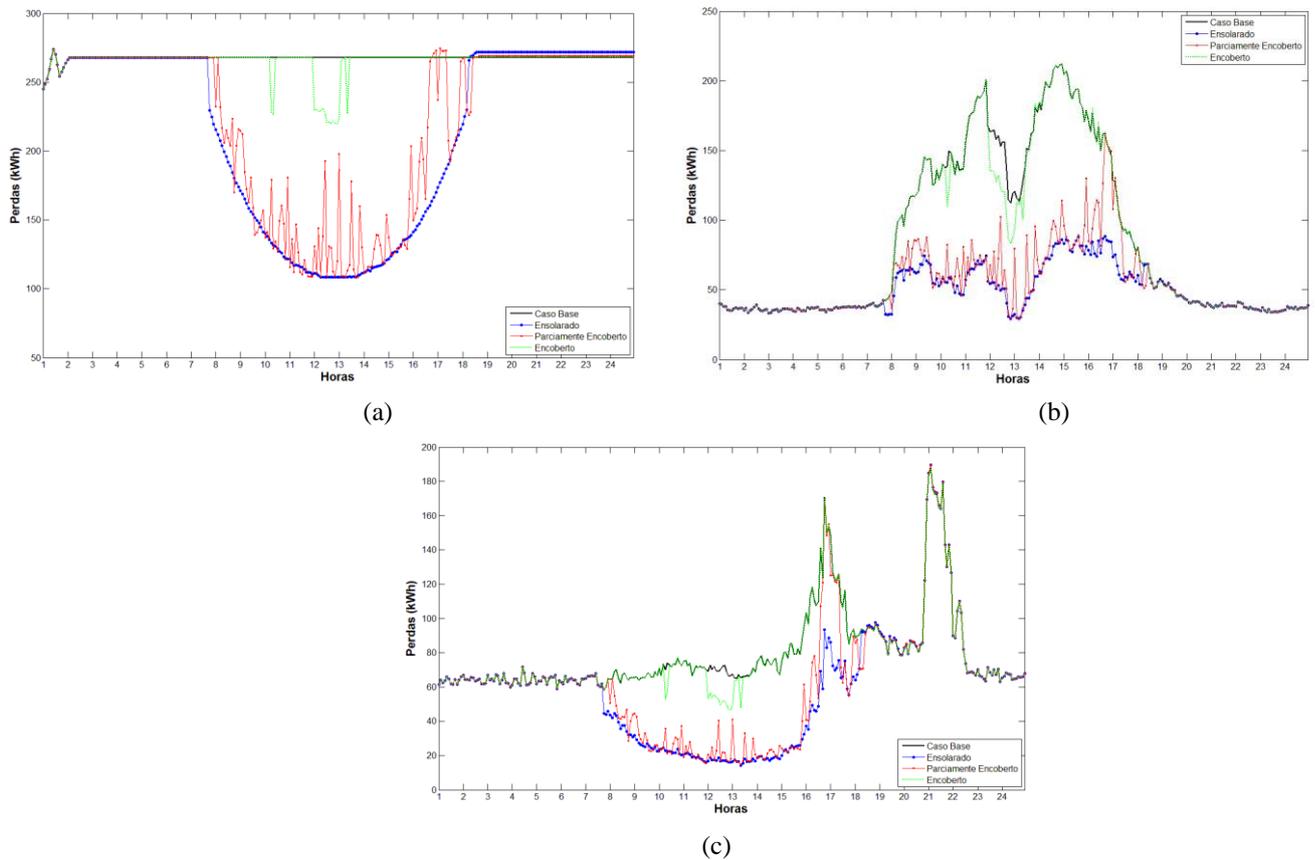
Tabela 20. Perdas no sistema para os diferentes perfis de carga.

Perfil de carga constante			
Caso	Média (kWh)	Mínima (kWh)	Máxima (kWh)
Caso Base	267,56	244,97	273,78
Ensolarado	214,74	108,39	273,78
Parcialmente encoberto	223,15	108,38	274,49
Encoberto	265,31	219,76	273,78
Perfil de carga de dia de semana			
Caso	Média (kWh)	Mínima (kWh)	Máxima (kWh)
Caso Base	85,51	33,42	212,22
Ensolarado	49,41	29,49	88,32
Parcialmente encoberto	54,71	29,54	160,71
Encoberto	83,79	33,42	212,22
Perfil de carga fim de semana			
Caso	Média (kWh)	Mínima (kWh)	Máxima (kWh)
Caso Base	79,29	58,35	187,71
Ensolarado	58,34	14,34	189,65
Parcialmente encoberto	62,06	14,90	189,65
Encoberto	78,28	46,65	187,71

Fonte: autoria própria

As perdas também são apresentadas, podendo ser vistas na Figura 44 e Tabela 20. Pode-se observar que em dias com menor geração, as perdas sofreram pouca redução, ao contrário de dias que apresentam maior geração, onde reduz a potência demandada da SE e consequentemente reduz as perdas. Também pode ser comparado com o Cenário 1, dado que apresenta a mesma capacidade de geração e os diferentes ajustes de tap para os transformadores reguladores de tensão não influenciam de maneira significativa.

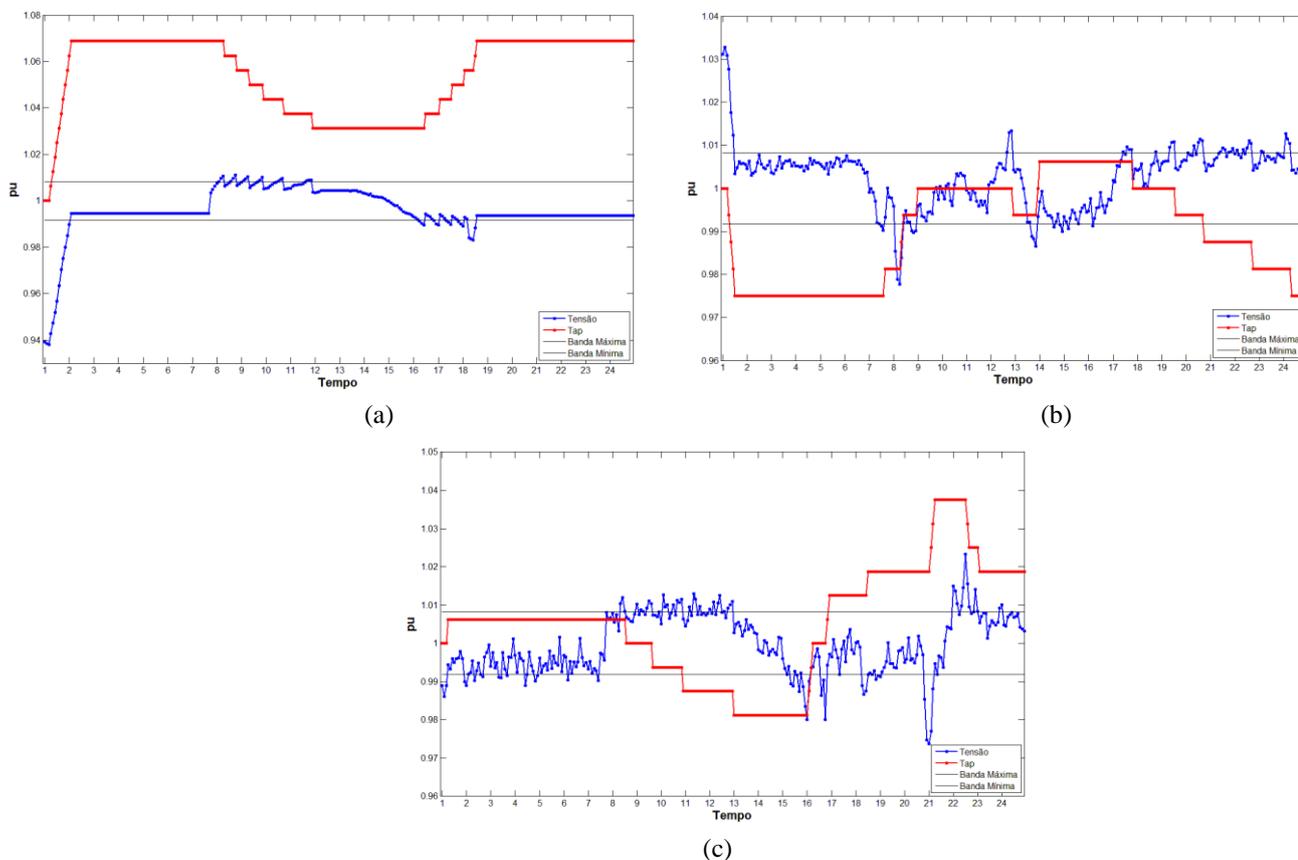
Figura 44. Perdas no sistema (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.



Fonte: autoria própria

Quanto aos níveis de tensão do sistema, tem-se os medidores inseridos na primeira fase dos dispositivos reguladores de tensão. Pode-se observar na Figura 45 e a Figura 46 o comportamento tensão e as operações do comutador de tap do transformador regulador de tensão 1 e 2, respectivamente, para as diferentes características de carga, no caso com geradores distribuídos em um dia ensolarado.

Figura 45. Tensão e trocas de tap no transformador regulador de tensão 1 - caso ensolarado (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.

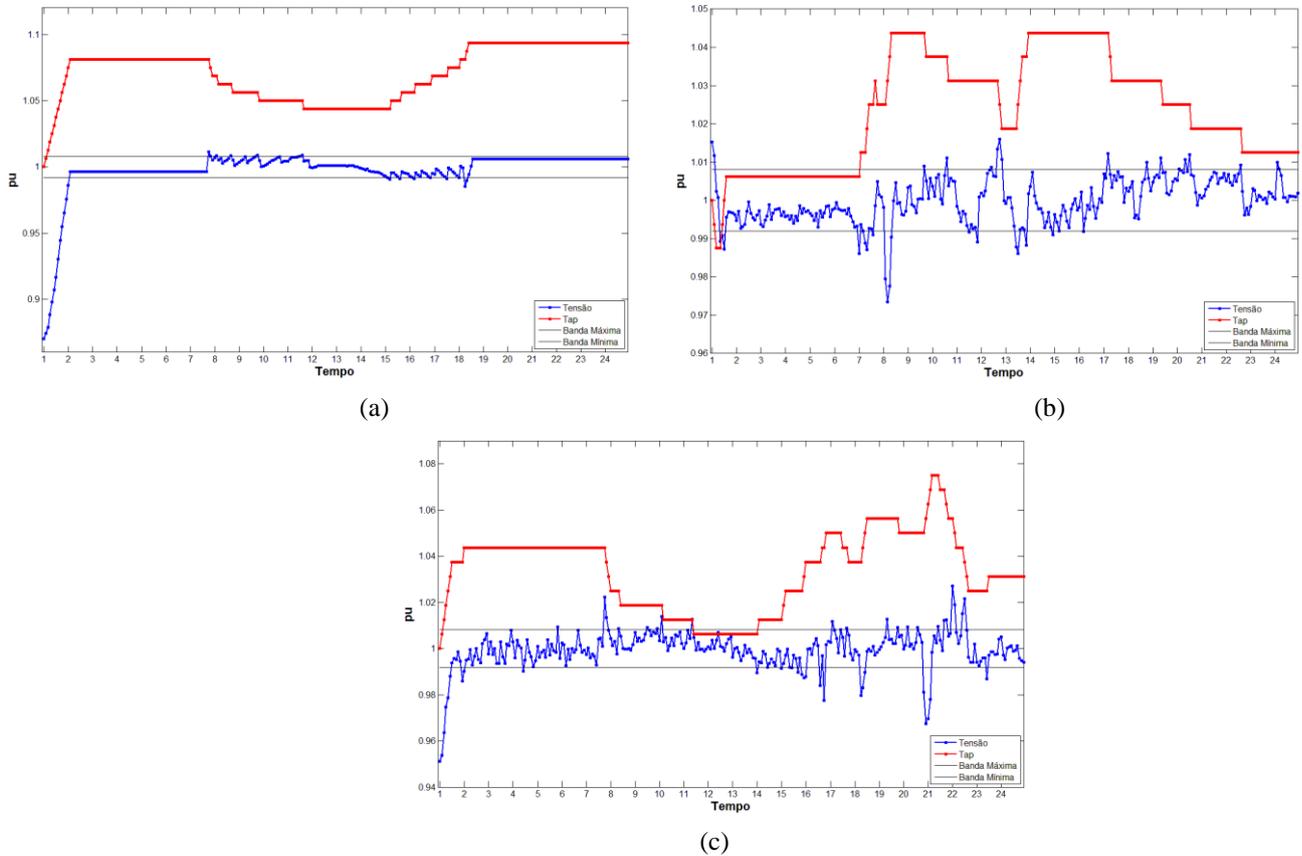


Fonte: autoria própria

Dado que o *delay* ajustado no transformador regulador de tensão 1 é de 15 minutos e do transformador regulador de tensão 2 é de 5 minutos, já é possível observar a partir da Figura 45 que o regulador de tensão 1 apresenta um número menor de comutações. Com carga constante no decorrer do tempo (Figura 45 (a) e Figura 46 (a)), a variação da tensão é induzida exclusivamente pela geração inserida no sistema. Já com características de carga variando no tempo, Figura 45 (b) (c) e Figura 46 (b) (c)), a tensão e as comutações são influenciadas tanto pelo consumo quanto pela geração.

Em complemento aos resultados mostrados, a Figura 47 mostra o número de comutações de tap para o transformador regulador de tensão 1 nos diferentes casos testados. Nota-se que quando se tem carga constante (Figura 47 (a)), o número de comutações aumenta em relação ao caso base (sem geração fotovoltaica). Com comportamento de carga variando de acordo com o consumo de dia de semana (Figura 47 (b)), quando se tem geração tanto em dia ensolarado quanto dia parcialmente encoberto, o número de trocas diminui, já em um dia encoberto o comutador atuou 4 vezes mais em relação ao caso base.

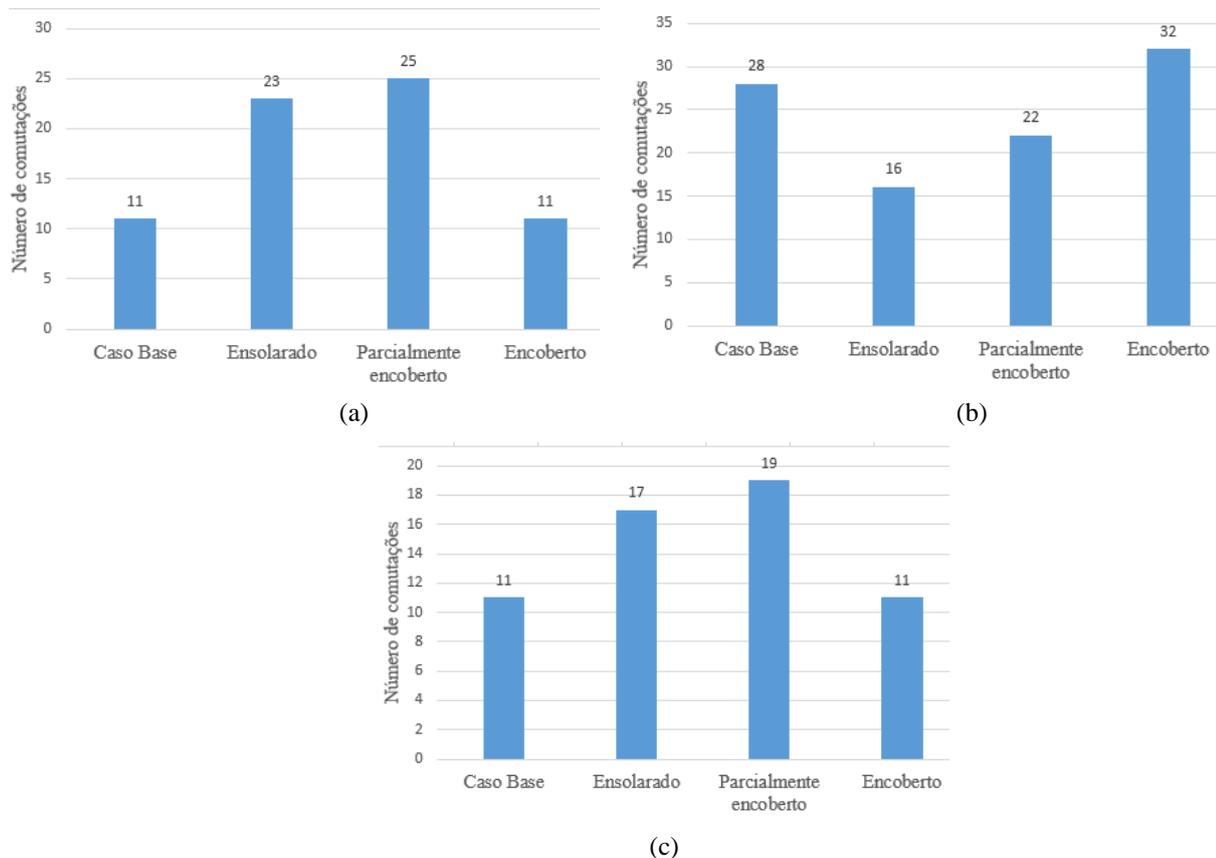
Figura 46. Tensão e trocas de tap no transformador regulador de tensão 2 - caso ensolarado (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.



Fonte: autoria própria

Na Figura 47 (c), está representado o número de comutações do transformador regulador de tensão 1 no fim de semana. Assim como quando se tem carga fixa, o número de comutações aumenta dada a entrada de geração. Esse fato pode ser explicado dado que o consumo no sábado, domingo e feriados ficam reduzidos, dado que os prédios das UFSM possuem funcionamento de segunda a sexta-feira, mais ou menos das 7 às 19 horas.

Figura 47. Trocas de tap do transformador regulador de tensão 1 (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.

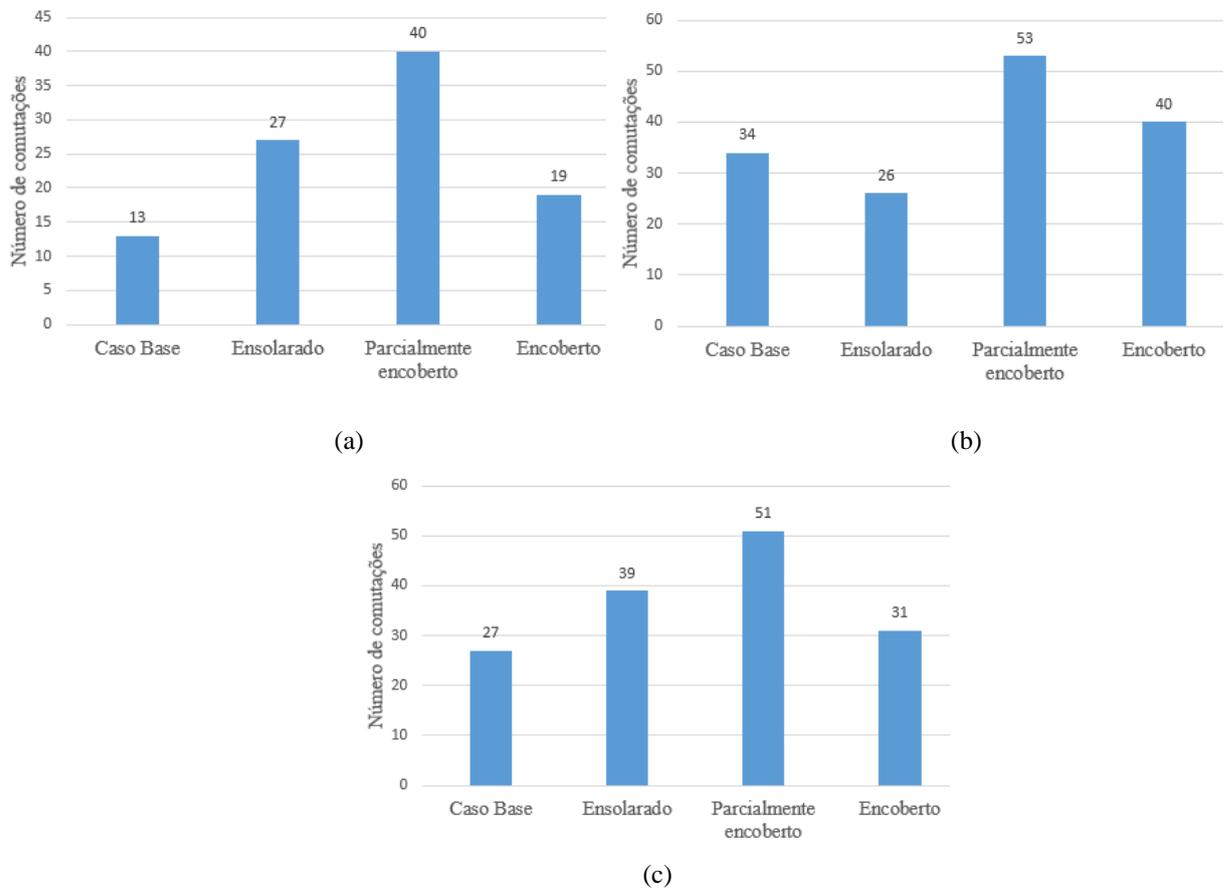


Fonte: autoria própria

O número de comutações de tap para o transformador regulador de tensão 2 está representado na Figura 48. Este apresenta comportamento similar ao regulador de tensão 1, de modo que quando se tem perfil de carga fixo (Figura 48 (a)), a entrada de geração aumenta o número de trocas. O mesmo acontece quando se tem consumo de fim de semana (Figura 48 (c)), dado o comportamento da carga, as operações de tap aumentam com a entrada da geração.

Na Figura 48 (b), pode-se observar a redução no número de trocas em um dia ensolarado, dada a complementariedade entre o perfil de geração e comportamento de carga em dia de semana. Já em um dia parcialmente encoberto, o comutador atuou 19 vezes a mais em relação ao caso base, dada a grande variabilidade da geração.

Figura 48. Trocas de tap do transformador regulador de tensão 2 (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.



Fonte: autoria própria

O maior número de comutações do transformador regulador de tensão 2 pode ser explicado pelo fato do mesmo apresentar um ajuste de *delay* menor, além disso, no sistema IEEE 34 barras os reguladores então em série, logo sofrem influência um do outro.

5.3.3 Cenário 3

Diferentemente do cenário 1 e 2, o cenário 3, conta com a inserção de geradores distribuídos com 25% da capacidade total da carga do sistema IEEE 34 Barras, logo a geração apresenta uma capacidade de aproximadamente 432kW. A Tabela 21, traz os locais nos quais foram considerados a geração, a quantidade de sistemas instalados (considerando sistemas idênticos ao instalado no telhado do bloco E do Colégio Politécnico) e o consumo de potência ativa e reativa nas barras. Novamente, destaca-se que para a alocação dos geradores não foi levado em consideração os critérios da Resolução Normativa nº 687.

Para este cenário é considerado que o tempo de atraso dos dois reguladores de tensão são idênticos, podendo ser 5, 10 ou 15 minutos. Seguindo com os resultados encontrados, a

Figura 49 traz a potência no transformador da subestação (SE) do sistema em umas das suas fases, sendo este trifásico e não utilizado para regulação de tensão. Podem-se observar o comportamento para os diferentes casos com o ajuste de *delay* dos transformadores reguladores de tensão de 15 minutos (Tabela 22), dado que o fluxo não é influenciado pelos diferentes *delay*.

Tabela 21. Locais de inserção de geradores distribuídos – 25% da capacidade da carga.

	Barra	Quantidade	Geração (kW)	Carga Ativa (kW)	Carga Reativa (kW)
Barra 3 ϕ	840	15	52,5	432	329
	890	15	52,5	450	225
	860	15	52,5	83	59,5
	848	15	52,5	71,5	53,5
	844	15	52,5	432	329
Barra 1 ϕ	820.1	5	17,5	84,5	43,5
	826.2	5	17,5	20	10
	830.1	5	17,5	6	21,5
	854.1	5	17,5	0	0
	856.2	5	17,5	2	1
	858.1	4	14	6,5	3,5
	864.1	4	14	1	0,5
	816.2	4	14	2,5	1
	838.2	4	14	14	7
	846.2	4	14	24	11,5
	806.1	4	14	0	0

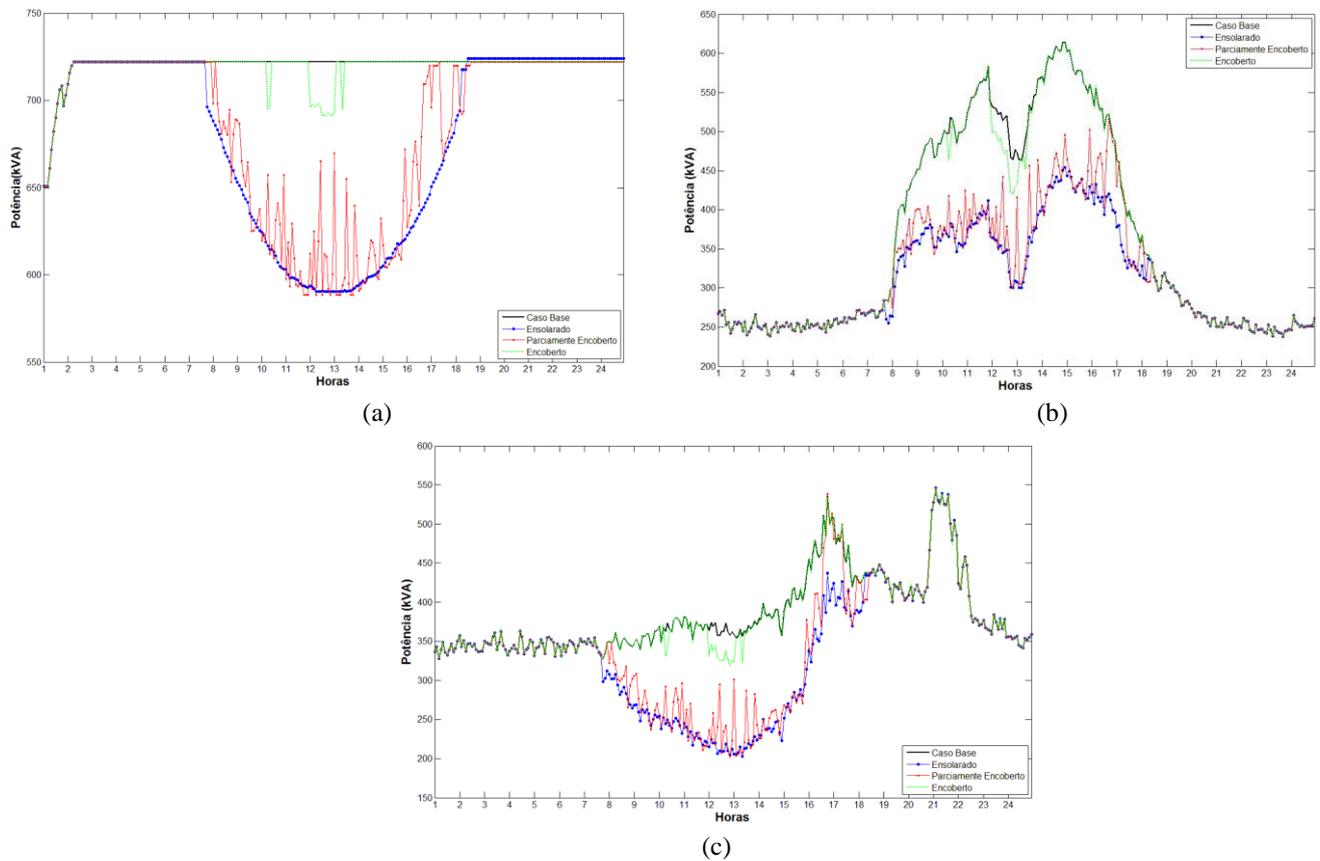
Fonte: autoria própria

Tabela 22. Potência no transformador da SE para os diferentes perfis de carga.

Perfil de carga constante			
Caso	Média (kVA)	Mínima (kVA)	Máxima (kVA)
Caso Base	720,13	650,873	721,94
Ensolarado	678,09	590,371	723,836
Parcialmente encoberto	684,55	588,427	721,94
Encoberto	718,59	650,873	721,94
Perfil de carga dia de semana			
Caso	Média (kVA)	Mínima (kVA)	Máxima (kVA)
Caso Base	363,68	237,909	614,104
Ensolarado	309,01	237,909	454,073
Parcialmente encoberto	318,25	237,909	515,736
Encoberto	361,50	237,909	613,794
Perfil de carga fim de semana			
Caso	Média (kVA)	Mínima (kVA)	Máxima (kVA)
Caso Base	384,85	327,868	544,248
Ensolarado	335,49	203,112	546,654
Parcialmente encoberto	344,06	202,891	546,064
Encoberto	382,95	319,922	544,248

Fonte: autoria própria

Figura 49. Potência no transformador da SE (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.



Fonte: autoria própria

A partir da Figura 49 (a), dado o perfil de carga fixo e a menor capacidade de geração inserida no sistema, tem-se que para o dia ensolarado considerado, a potência média da SE reduz cerca de 5,8% em relação ao caso base. Já para o perfil de carga de dia de semana e fim de semana (Figura 49 (a) e (b)), quando se tem máxima geração, a potência exigida da SE reduz aproximadamente 14,8% e 12,7%, respectivamente.

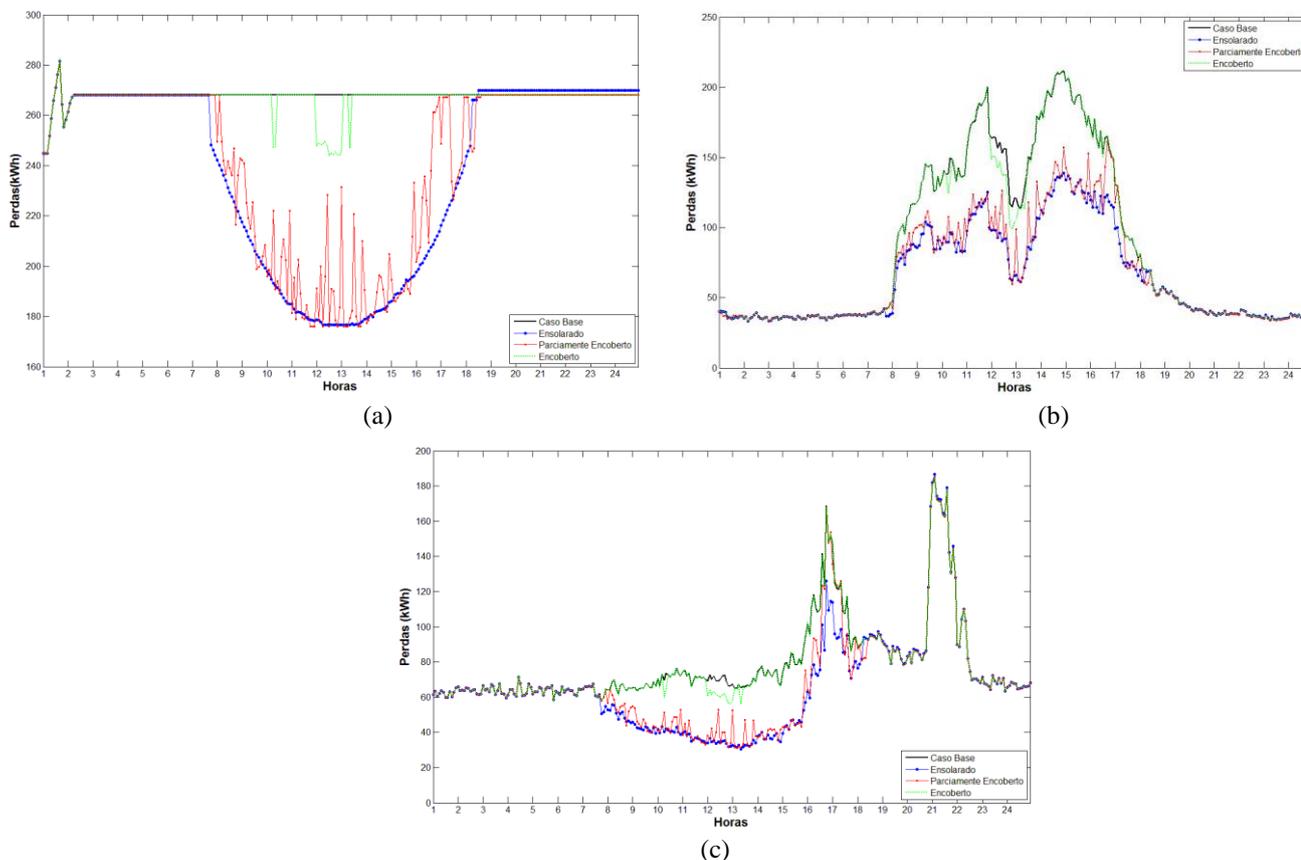
Na Figura 50 estão representadas as perdas no sistema para os casos testados, de modo que o medidor foi inserido no barramento infinito. Pode-se observar que em dias com menor geração, por exemplo um dia encoberto, as perdas sofreram pouca redução, ao contrário de dias que contam com maior geração. Os diferentes ajustes de atraso para comutação de tap dos transformadores reguladores de tensão causam poucas alterações no que refere ao fluxo de potência e perdas no sistema, de modo que valores de média, mínima e máxima podem ser observados na Tabela 23, onde os reguladores estão ajustados com *delay* de 15 minutos.

Tabela 23. Perdas no sistema para os diferentes perfis de carga.

Perfil de carga constante			
Caso	Média (kWh)	Mínima (kWh)	Máxima (kWh)
Caso Base	267,80	244,97	281,65
Ensolarado	238,15	176,72	281,65
Parcialmente encoberto	242,69	175,98	281,65
Encoberto	266,60	244,11	281,65
Perfil de carga dia de semana			
Caso	Média (kWh)	Mínima (kWh)	Máxima (kWh)
Caso Base	85,57	33,42	211,76
Ensolarado	64,38	33,42	138,86
Parcialmente encoberto	67,52	33,42	161,32
Encoberto	84,70	33,42	212,21
Perfil de carga fim de semana			
Caso	Média (kWh)	Mínima (kWh)	Máxima (kWh)
Caso Base	79,07	58,06	184,72
Ensolarado	66,21	30,62	186,64
Parcialmente encoberto	68,54	31,13	185,38
Encoberto	78,55	56,12	184,72

Fonte: autoria própria

Figura 50. Perdas no sistema (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.

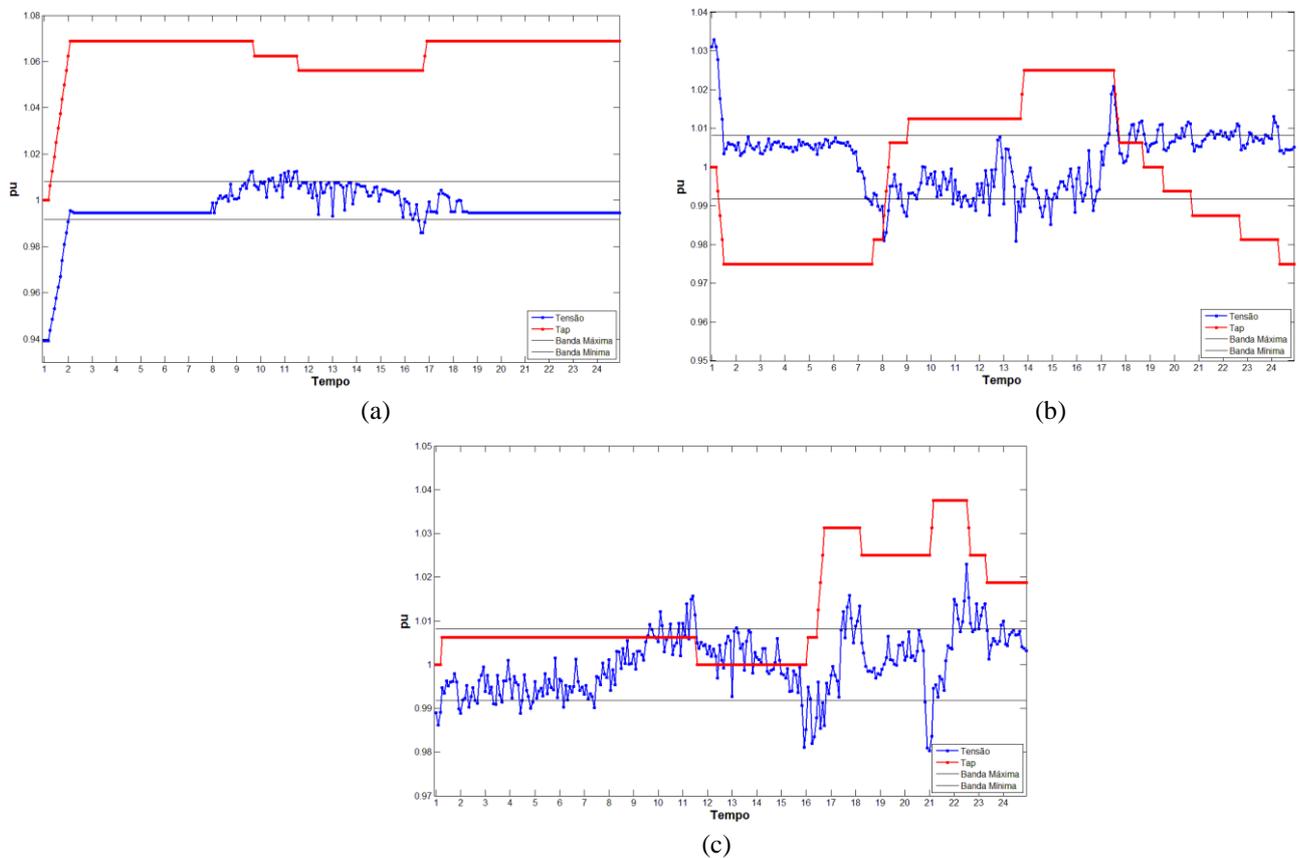


Fonte: autoria própria

A partir dos resultados apresentados Tabela 23, tem-se que com perfil de carga fixo, a perda média para o caso base é de aproximadamente 287 kWh. Já para o perfil de carga de dia de semana e fim de semana, as perdas médias são de 85 kWh e 79 kWh, respectivamente.

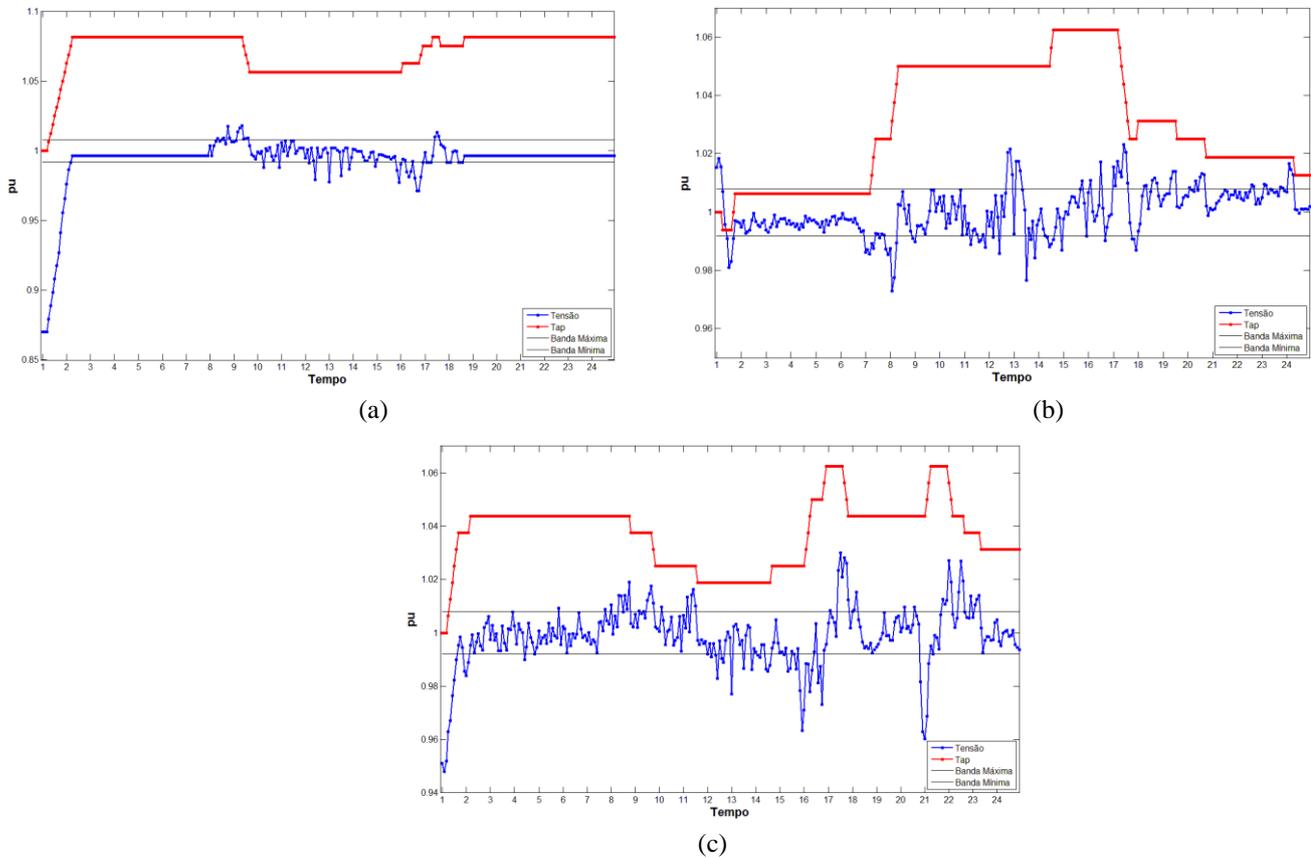
Os níveis de tensão e comutações de tap do transformador regulador de tensão 1 e 2, estão demonstrados na Figura 51 e Figura 52, respectivamente, com ajuste de *delay* de 15 minutos para o caso com geração em dia parcialmente encoberto. Os mesmos são medidos na primeira fase do enrolamento 2 dos equipamentos.

Figura 51. Tensão e trocas de tap do transformador regulador de tensão 1 – *delay* de 15 minutos, caso parcialmente encoberto (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.



Fonte: autoria própria

Figura 52. Tensão e trocas de tap do transformador regulador de tensão 2 – *delay* de 15 minutos, caso parcialmente encoberto (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.



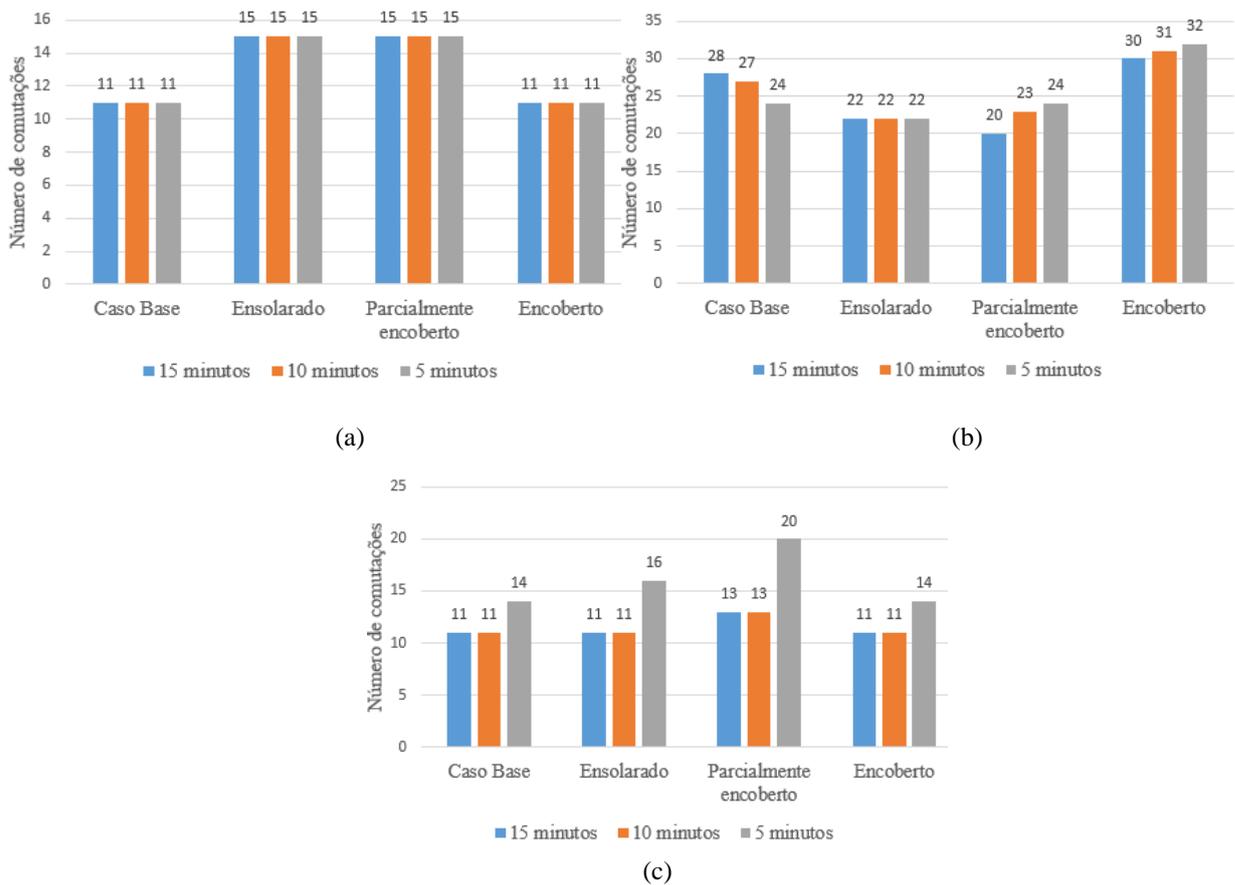
Fonte: autoria própria

Em complemento, a Figura 53 traz o número de comutações de tap para o transformador regulador de tensão 1, em todos os casos testados. Nesta imagem fica evidente que quando se tem um menor tempo de *delay* maiores vão ser as trocas. Da mesma forma, quanto maior o tempo ajustado para o *delay* o comutador atuará menos.

Quando se tem perfil de carga constante ao longo do tempo (Figura 53 (a)), tem-se um aumento no número de comutações em relação ao caso base influenciados pela entrada de geração no sistema. Diferentemente de quando se tem perfil de carga variando no tempo com característica de dia de semana (Figura 53 (b)), quando há geração em um dia ensolarado ou parcialmente encoberto o número de operações do comutador diminui, com exceção do ajuste *delay* de 5 minutos em um dia parcialmente encoberto que o número de comutações foi idêntico, 24 operações. Tais resultados deixam evidente que o fluxo de energia no sistema influencia diretamente nos níveis de tensão e operações de equipamentos reguladores de tensão.

Na Figura 53 (c), tem-se as comutações em todos os casos testados quando se tem perfil de carga para fim de semana. Dado o menor consumo, pode-se observar que mesmo com a entrada de geração em um dia ensolarado, o regulador de tensão 1 não sofre aumento no número de comutações em relação ao caso base, com ajuste de *delay* de 10 e 15 minutos. Esse fato pode ser explicado dado que agora a geração representa 25% da capacidade total da carga, diferentemente dos casos anteriores que representavam 50% da capacidade da carga. Já em um dia parcialmente encoberto, com ajuste de *delay* de 5 minutos, observa-se um aumento no número de trocas em relação ao caso base, conhecido que a geração possui uma maior variabilidade.

Figura 53. Trocas de tap do transformador regulador de tensão 1 (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.

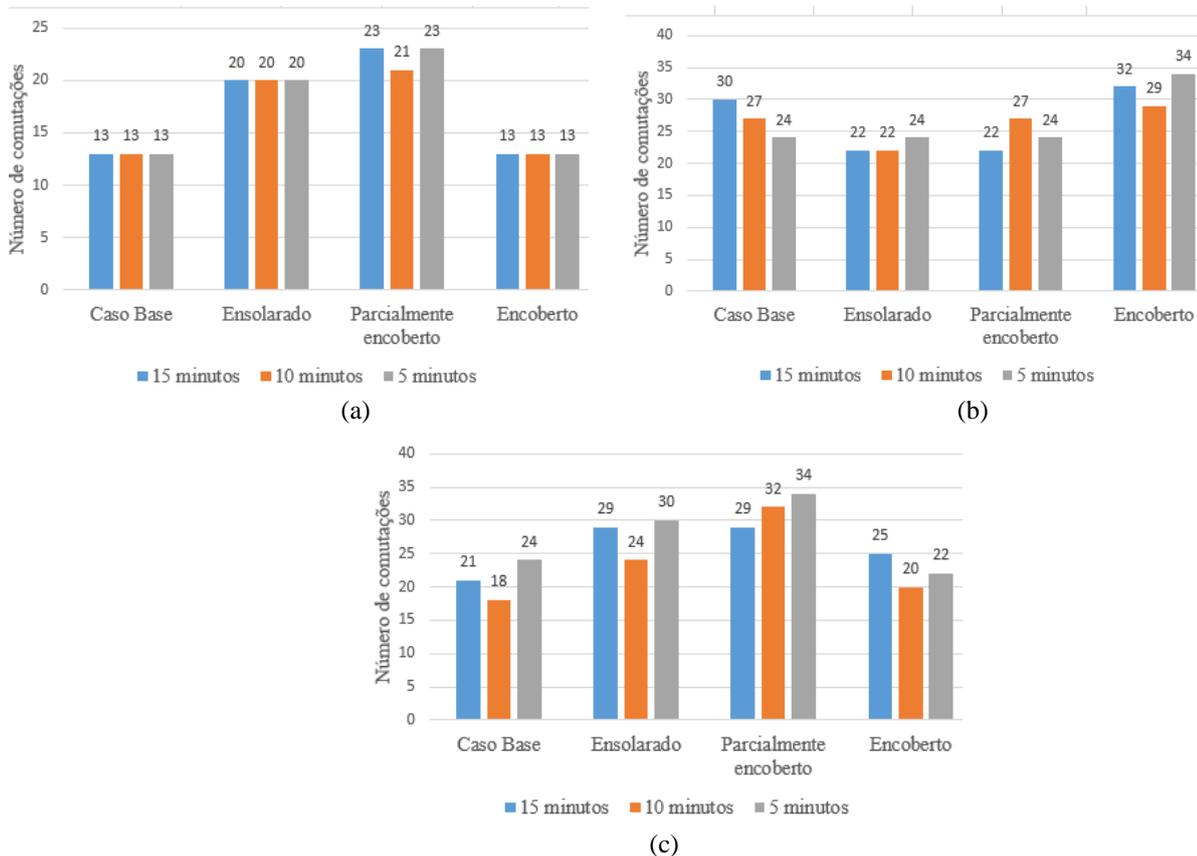


Fonte: autoria própria

Ainda referente ao número de comutações, tem-se a Figura 54, onde nesta está representada informações referentes ao transformador regulador de tensão 2 para os diferentes casos testados. Da mesma forma que os anteriores, quando se tem carga constante (Figura 54

(a) o número de comutações aumenta com a entrada de geração em relação ao caso base (sem inserção de geradores).

Figura 54. Trocas de tap do transformador regulador de tensão 2 (a) Carga constante (b) Dia de semana (c) Fim de semana.



Fonte: autoria própria

Com carga com característica de dia de semana (Figura 54 (b)), com a entrada da geração as comutações diminuem em relação ao caso base ou permanecem idênticas. Já para o caso com perfil de carga de fim de semana (Figura 54 (c)), dada a localização mais central no sistema do transformador regulador de tensão 2, o mesmo sofre um maior número de trocas quando se tem entrada de geração em relação ao caso base.

5.3.4 Considerações gerais sobre o capítulo

As análises, em um primeiro instante, se deram através do processamento de imagens do satélite GOES-13, onde estas foram realizadas com o objetivo de validar dados reais de irradiância de um sistema fotovoltaico instalado no telhado do boco E do Colégio Politécnico da Universidade Federal de Santa Maria. Com isso, os perfis de geração se diferem por: gera-

ção em um dia ensolarado; geração em um dia parcialmente encoberto; e geração em um dia encoberto.

Por conseguinte, foi avaliado neste capítulo a inserção de geradores fotovoltaicos no sistema de distribuição IEEE 34 barras em diferentes proporções, de modo que também foi considerado diferentes perfis de carga. De forma geral pode-se concluir que:

- Não houve fluxo reverso de potência nos locais monitorados, o que pode ser explicado pelo fato das curvas de demanda utilizadas (comercial) mostrarem-se complementares aos dados de geração, ou seja, o pico de geração coincide com o período de maior consumo das cargas (fim da manhã e início da tarde);
- As perdas no sistema serão menores em dias de menor demanda média, como finais de semana, independente do perfil da geração fotovoltaica. Mas, com a introdução da geração fotovoltaica, as perdas serão ainda menores, uma vez que os níveis de corrente circulando do transformador da SE em direção às cargas será minimizado pela geração local;
- A comutação de taps apresenta pequeno impacto na potência drenada do transformador da SE (possivelmente em virtude do pequeno *step* de tensão do comutador). Este resultado independe do tempo de *delay* (ao menos para os valores avaliados). O mesmo pode ser dito para as perdas no sistema;
- O perfil de carga constante e sem geração solar fotovoltaica leva a um menor número de comutações de tap, uma vez que não há variação de demanda, sendo apenas a atuação do regulador para sair da posição neutra;
- O perfil de carga constante e com geração solar fotovoltaica, pode levar a um maior número de comutações de tap em virtude do perfil da geração;
- O perfil de carga variável independente do dia da semana e sem geração solar fotovoltaica, leva a um maior número de comutações de tap, uma vez que há variação de demanda, que leva à maior variação do nível de tensão, aumentando a atuação do regulador. Devido à menor variação da demanda nos finais de semana, o número de comutações será menor neste período;
- O perfil de carga variável independente do dia da semana e com geração solar fotovoltaica, pode levar tanto a um menor quanto a um maior número de comutações de tap. O resultado dependerá do quanto o perfil da demanda se aproxima do perfil de geração;
- O banco de dados disponível foi em períodos de 5 minutos, justificando os ajustes de *delay* se darem múltiplos desse período (5, 10 e 15 minutos). Vale a pena ressaltar que dado um banco de dados em menor período de tempo os resultados seriam mais significativos.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A expansão de investimentos em novas tecnologias depende diretamente do real conhecimento de sua ciência, nesse sentido, focando na geração fotovoltaica necessita-se de estudos fidedignos de como a energia solar pode ter sua disponibilidade afetada. Algumas metodologias de estimação de irradiância solar nem sempre são compatíveis com certas realidades, podendo contar com diversas incertezas. Estudos encontrados na literatura utilizam, por exemplo, a instalação de piranômetros para medir a disponibilidade do recurso solar em um determinado local, contudo, tais medidas são úteis para pequenas distâncias, ao passo que a distância aumenta entre instalações fotovoltaicas, erros na estimativa de irradiância podem vir a aumentar, principalmente pelo deslocamento e cobertura de nuvens.

O presente trabalho destacou estudos referentes aos diferentes tipos de nuvens, e a influência que estas podem causar na irradiância solar e conseqüentemente em sistemas de distribuição que contam com geradores fotovoltaicos. A partir de medições feitas pelo dispositivo Fronius Galvo 3.1-1 num período de 5 minutos, de um sistema fotovoltaico, pôde-se obter dados de irradiância solar e temperatura em que o mesmo se encontrava. O desenvolvimento de uma metodologia de identificação de nuvens através de imagens do satélite GOES-13 para o local em estudo, tornou possível correlacionar as medições feitas pelo dispositivo inversor com os tipos de nuvens naquele momento.

Baseado em estudos realizados, optou-se por classificar os resultados de processamento de imagens em cinco diferentes tipos: céu claro, nuvem tipo cirros, nuvem tipo estratos, nuvem tipo cúmulos e por fim, camadas diversas de nuvens (multicamadas). Visto a dificuldade em quantificar com precisão o quanto cada tipo de nuvem influencia na irradiância solar, preferiu-se classificar em dia de céu claro, sem nuvens; dia parcialmente encoberto, quando os resultados mostravam nuvens do tipo cirros, estratos ou cúmulos; e dia encoberto quando a maior parte dos resultados retornavam multicamadas.

Destaca-se que a paridade feita dos dados reais medidos com imagens disponíveis de satélite demonstraram resultados satisfatórios. Sabendo o quanto os diferentes tipos de nuvens podem interferir na geração fotovoltaica, tal metodologia destaca a possibilidade de uma previsão do comportamento das nuvens ao longo do tempo a partir das imagens, com o objetivo de aperfeiçoar a ciência envolvida em relação às influências dessa geração na rede elétrica. Logo, uma previsão do comportamento da cobertura de nuvens auxiliará na operação da rede, como por exemplo, a possibilidade do operador de rede decidir a possível redução antecipada da produção de geração solar e/ou ajustar a operação de equipamentos, evitando quedas repentinas de energia e impactos na rede elétrica.

Quanto as simulações elétricas, o sistema teste utilizado foi o IEEE 34 barras e a metodologia de análise foi a QSTS, a partir do *software* OpenDSS. Sabendo que a geração e o perfil de consumo de energia elétrica podem apresentar grande variabilidade ao longo do tempo, redes de distribuição necessitam de ferramentas capazes de fazer análises temporais, como no presente estudo em períodos de 5 minutos. Logo, justifica-se o uso de análises QSTS, de modo que estas permitem tanto realizar o fluxo de potência tradicional em um instante de tempo, como também soluções consecutivas de fluxo em intervalos de tempo. Como foi apresentado, as análises QSTS permitiram uma grande entrada de dados, possibilitando levar em conta variações de carga ao longo do tempo, bem como a interação do comportamento de carga com a variação da geração fotovoltaica considerada.

Em relação ao perfil de tensão, comprovou-se que o mesmo é influenciado pelo fluxo de potência no sistema. Liu et al. (2012) destacam que para geradores distribuídos de fontes de energia renovável, e no caso da geração não estar alinhada com o padrão de carga, faz-se necessário mais reservas de energia para mitigar as flutuações causadas pelas gerações renováveis. Também cita que o armazenamento de energia é uma maneira alternativa para minimizar tal problema.

Além disso, para todos os casos testados, dias parcialmente encobertos causam uma maior instabilidade no sistema, como era esperado, acarretando um maior número de trocas de tap, logo causam maior desgaste do comutador. Simulações com diferentes atrasos de comutação (*delay*) se deram com o objetivo de demonstrar a possibilidade de ajuste do comutador automático conforme a variabilidade da geração, podendo evitar comutações excessivas, aumentando a vida útil do equipamento.

Masters (2002), propõe diferentes técnicas para restabelecer os níveis de tensão quando se tem inserção de geradores distribuídos, maximizando a quantidade de potência injetada

pelos geradores, pode-se citar: redução da tensão no lado primário do transformador da SE; permitir que o gerador importe potência reativa (operação com fator de potência indutivo); instalação de autotransformadores ou reguladores de tensão ao longo da linha; incremento da bitola do condutor; restrição da geração quando o sistema opera com mínimo carregamento (redução da potência ativa transmitida).

Por fim, ficou evidente que quando se deseja analisar em detalhes a influência da geração distribuída em redes de distribuição é importante conhecer o sistema em detalhe, avaliando o comportamento do consumo e tipo de geração considerada. As análises QSTS facilitaram uma melhor avaliação do comportamento da rede teste considerada, assim como, este tipo de metodologia permite garantir a qualidade de energia elétrica fornecida ao consumidor e a confiabilidade na operação do sistema elétrico.

6.1 SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS

As pesquisas referentes à conexão de geradores fotovoltaicos em sistemas de distribuição de energia elétrica é um assunto vasto, com diversas linhas de estudo possíveis. Assim, no presente trabalho foram selecionados alguns tópicos relacionados ao desempenho de sistemas de distribuição de energia para verificar as consequências trazidas devido à conexão de geradores fotovoltaicos em um dia ensolarado, parcialmente encoberto ou encoberto.

Os resultados obtidos mostraram-se interessantes e direcionam estudos para outras pesquisas desta área. Algumas sugestões para trabalhos futuros são:

- Proposição de um modelo de previsão de comportamento de nuvens a partir de imagens de satélite, auxiliando a previsão de geração fotovoltaica com o intuito de influenciar na operação e melhoria de confiabilidade e segurança de sistemas de distribuição;
- Realizar uma metodologia de controle hierárquico de sistemas de distribuição conforme previsão do comportamento de nuvens, otimizando possíveis atuações frequentes e/ou desgaste de equipamentos reguladores de tensão;
- Análise dos parâmetros de temporização e insensibilidade dos reguladores de tensão, conforme a previsão do comportamento de nuvens;

- Avaliar a partir de análises QSTS o melhor local de inserção de geradores, empregando dados de irradiância solar e curvas de carga que possuam intervalos de tempo reduzidos, para avaliar as influências trazidas pela cobertura de nuvens;
- Inserção de armazenadores de energia, para que a energia elétrica excedente produzida possa ser utilizada em outros momentos, como por exemplo, durante o período da noite e/ou períodos de maior consumo de energia elétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL, A. N. D. E. E.-. Atlas de Energia Elétrica do Brasil. 2008. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf> >. Acesso em: 2/3/2016.

_____. **Resolução Normativa nº482, de 17 de abril de 2012:** 12 p. 2012.

_____. ANEEL amplia possibilidades para micro e minigeração distribuída. 2015a. Disponível em: < http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8955&id_area=90 >. Acesso em: 16/01/2017.

_____. **Resolução Normativa nº687, de 24 de novembro de 2015:** 25 p. 2015b.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST. Revisão 6. Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição:** 91 p. 2016.

ARI, G. K.; BAGHZOUZ, Y. **Impact of High PV Penetration on Voltage Regulation in Electrical Distribution Systems.** Clean Electrical Power (ICCEP), 2011 International Conference on: IEEE 2011.

AUSTERENERGY. As maiores usinas solares do mundo. 2016. Disponível em: < <https://www.austerenergy.com.br/as-maiores-usinas-solares-do-mundo/> >. Acesso em: 16/1/2017.

BARAN, M. E. **Impact of high penetration residential PV systems on distribution systems.** 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting 2011.

BASTOS, C. B. S. **Estudo dos Impactos de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica Utilizando Análise QSTS.** 2015. 176 (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade do Estado de Santa Catarina, Joinville/SC.

BAWAN, E. K. **Distributed Generation Impact on Power System Case study : Losses and Voltage Profile.** 22nd Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC): IEEE 2012.

BOTTINO, M. J.; CEBALLOS, J. C. **Classificacao de cenas em imagens GOES multiespectrais mediante um metodo de agrupamento dinamico** XI Congresso Brasileiro de Meteorologia: 3915-3923 p. 2000.

BRAUN-GRABOLLE, P. **A Integração de Sistemas Solares Fotovoltaicos em Larga Escala no Sistema Elétrico de Distribuição Urbana.** 2010. 260 Tese (Doutorado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina Florianópolis/SC.

BRODERICK, R. J. et al. Time Series Power Flow Analysis for Distribution Connected PV Generation. **Sandia National Laboratories, 2013.**

BRUYN, V. **Cloud classification.** 2012.

CALUIANU, I. et al. **Photovoltaic energy generation under partially shading conditions.** 8th International Symposium on Advanced Electromechanical Motion Systems & Electric Drives Joint Symposium: Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE) 2009.

CELLI, G. et al. Reliability assessment in smart distribution networks. **Electric Power Systems Research, 27/07/2013 2013.**

CPTEC. Divisão de Satélites e Sistemas Ambientais - DSA. p. Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos, 2016. Disponível em: < <http://sigma.cptec.inpe.br/nuvens/#> >. Acesso em: 18 agosto 2016.

CPTEC/INPE. Balanço de Radiação. p. Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos, 2016. Disponível em: < http://videoseducacionais.cptec.inpe.br/swf/natureza_radiacao/1_3/01_03_00_ba_x.swf >. Acesso em: 3/5/2016.

EBAD, M.; GRADY, W. M. **A cloud shadow model for analysis of solar photovoltaic power variability in high-penetration PV distribution networks.** Power and Energy Society General Meeting (PESGM): IEEE 2016.

ECHER, M. P. D. S. **Desenvolvimento de um Sistema de Mapeamento Automático da Fração de Cobertura de Nuvens.** 2005. 189 Tese (Doutorado). Programa de Pós-Graduação em Geofísica Espacial, Ministério da Ciência e Tecnologia - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

ECHER, M. P. D. S.; MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B. **A impotência de cobertura de nuvens e de sua variabilidade: Metodologias para aquisição de dados.** Revista Brasileira de Ensino de Física. 28: 341-352 p. 2006.

EPIA. **Global Market Outlook for Solar Power 2015 -2019.** ASSOCIATION, E. P. I. 2015.

EPRI, E. P. R. I.-. The Open Distribution System Simulator: Reference Guide - OpenDss 2013. Disponível em: < <http://svn.code.sf.net/p/electricdss/code/trunk/Distrib/Doc/> >.

ESCO-GD. **Tecnologia em energia.** 2017. Disponível em: <<http://esco-gd.com.br/>>. Acesso em: 7 fev. 2017.

FRONIUS. **Fronius Galvo 3.1-1** 2016.

FUJITA, T. T.; FEARL, E. W.; SHENK, W. E. Satellite-Tracked Cumulus Velocities. **Journal of Applied Meteorology**, v. 14, p. 7, April, 1975 1975.

GARRETT, D. L.; JETER, S. M. **A photovoltaic voltage regulation impact investigation technique. I. Model development.** IEEE Transactions on Energy Conversion. 4 1989.

GRADY, W. M.; LIBBY, L. **A cloud shadow model and tracker suitable for studying the impact of high-penetration PV on power systems.** IEEE Energytech: IEEE 2012.

GONZALEZ, Rafael C.; WOODS, Richard E.. **Processamento de Imagens Digitais.** Edgard Blücher Ltda, 2000.

HADJSAID, N. **Dispersed generation impact on distribution networks.** IEEE Comput. Appl. Power. 12: 22 - 28 p. 1999.

IEEE, D. P. W. G. R. Radial distribution test feeders. 17/01/2017 1991. Disponível em: < <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/> >.

IMS. PowerNET P-600 G4 - Analisador Portátil de Grandezas Elétricas. 2016. Disponível em: < <http://www.ims.ind.br/produto-detalhe/powernet-p-600-g4> >. Acesso em: 20/12/2016.

INÁCIO, C. O. **Geração de Séries Sintéticas de Irradiância e Caracterização do recurso Solar Brasileiro para Geração Fotovoltaica.** 2015. 142 Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro

INMET. Atlas de Nuvens. p. Instituto Nacional de Meteorologia, 2016. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/html/informacoes/sobre_meteorologia/atlas_nuvens/atlas_nuvens.html>. Acesso em: 3/5/2016.

JEWELL, W.; RAMAKUMAR, R. **The Effects of Moving Clouds on Electric Utilities with Dispersed Photovoltaic Generation.** IEEE Transactions on Energy Conversion. EC-2 1987.

LAVE, M.; RENO, M. J.; BRODERICK, R. J. **Characterizing local high-frequency solar variability and its impact to distribution studies.** Solar Energy. 118: 327 - 337 p. 2015.

LIU, J. et al. **Impacts of distributed renewable energy generations on smart grid operation and dispatch.** IEEE Power and Energy Society General Meeting: IEEE 2012.

LOEHR, G. C. **A Fine Day for an Eclipse: It's Never Too Early to Start Planning for One.** IEEE Power & Energy Society. IEEE Power and Energy Magazine: IEEE. 14: 72 - 77 p. 2016.

LOPES, J. H. O. **Previsão de produção fotovoltaica a muito curto prazo usando análise e modelação de dinâmica de sombras.** 2010. 106 Dissertação (mestrado). Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

MARQUEZ, R.; COIMBRA, C. F. M. **Intra-hour DNI forecasting based on cloud tracking image analysis.** Solar Energy 2013.

MASTERS, C. L. Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines. **Power Engineering Journal**, v. 16, n. 1, p. 5-12, 2002.

MASTERS, G. M. **Renewable and Efficient Electric Power Systems.** 2004.

MATHER, B. A. **Quasi-static time-series test feeder for PV integration analysis on distribution systems** 2012.

MILLS, A.; WISER, R. **Implications of Wide-Area Geographic Diversity for Short-Term Variability of Solar Power.** 2010. Environmental Energy Technologies Division, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory

MOURAD, N.; MOHAMED, B. **Impact of increased distributed photovoltaic generation on radial distribution networks.** International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT): IEEE 2016.

OPENDSS. **OpenDSS PVSystem Element Model**: Electric Power Research Institute: Open Distribution System Simulator p. 2011.

PADILHA, L. N. **Análise Comparativa de Estratégias para Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geradores Distribuídos**. 2010. 143 Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo

PALUDO, J. A. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente**. 2014. 188 Dissertação (Mestrado). Departamento de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade de São Paulo, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <
http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf >.
 Acesso em: 3/maio/2016.

QUEVEDO, Josemar de Oliveira et al. Analysis and Design of an Electronic On-Load Tap Changer Distribution Transformer for Automatic Voltage Regulation. **Ieee Transactions On Industrial Electronics**, [s.l.], v. 64, n. 1, p.883-894, jan. 2017. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). <http://dx.doi.org/10.1109/tie.2016.2592463>.

RAMALHO, R. D. **Estudo da variação da potência de um conjunto de sistemas solares distribuídos causada por passagem de nuvens**. 2015. 133 Dissertação (Mestrado). Departamento de Energia Nuclear, Universidade Federal de Pernambuco, Pernambuco.

REITER, R. D. D. O. et al. **Comparative analysis of series and parallel photovoltaic arrays under partial shading conditions**. Industry Applications (INDUSCON), 2012 10th IEEE/IAS International Conference on: IEEE 2013.

RISEN ENERGY CO., L. Risen Solar Technology. p. SYP240S ~ SYP260P - Polycrystalline Module 60x6", 2016. Disponível em: <
http://www.allecoenergy.com/downloads/14145131312014_Solar_Panel_240~260W.pdf >.

SALMAN, S. K. **The impact of embedded generation on voltage regulation and losses of distribution networks**. IEE Colloquium on the Impact of Embedded Generation on Distribution Networks: IET 1996.

SANTOS, B. A. D. O. **Previsão de produção de centrais solares a muito curto prazo**. 2010. 94 dissertação (mestrado). Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

SCHMIDT, M. et al. **Method of generating sets of PV plant power time series for grid simulation purposes.** 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe): 1-7 p. 2012.

SILVA, J. M. L. V. D. **Maximização do aproveitamento energético de painéis fotovoltaicos usando reastreadores mecânicos.** 2015. 103 Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria/RS.

SOARES, D. D. S. F. **Impactos da Dinâmica Atmosférica na Flutuação de Potência em Usinas Fotovoltaicas.** 2014. 190 Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.

STEFFERUD, K.; SCHOENE, J.; KLEISSL, J. **Solar forecasting and variability analyses using sky camera cloud detection & motion vectors.** 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting 2012.

TOGAWA, A. B. **Previsão de irradiância solar por rastreamento de nuvens utilizando imagens.** 2014. 71 TCC (Graduação). Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade de Brasília, Brasília.

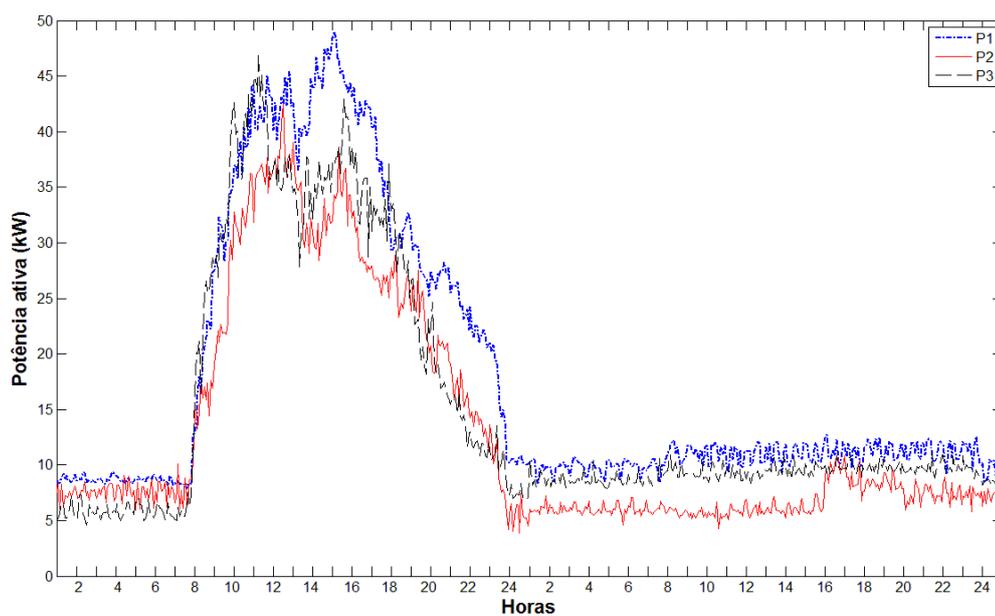
TOSHIBA. Manual de Instruções para Reguladores de Tensão Monofásico. 2016. Disponível em: < <https://www.toshiba-bhz.com.br/tic-bhz/downloads/EP-40021%20rev%203%20REGULADOR.pdf> >. Acesso em: 27/12/2016.

WMO. **Manual on the Observation of Clouds and Other Meteors.** Internation Claud Atlas. ORGANIZATION, W. M. Switzerland: 180 p. 1975.

APÊNDICE A – CURVAS DE CARGA

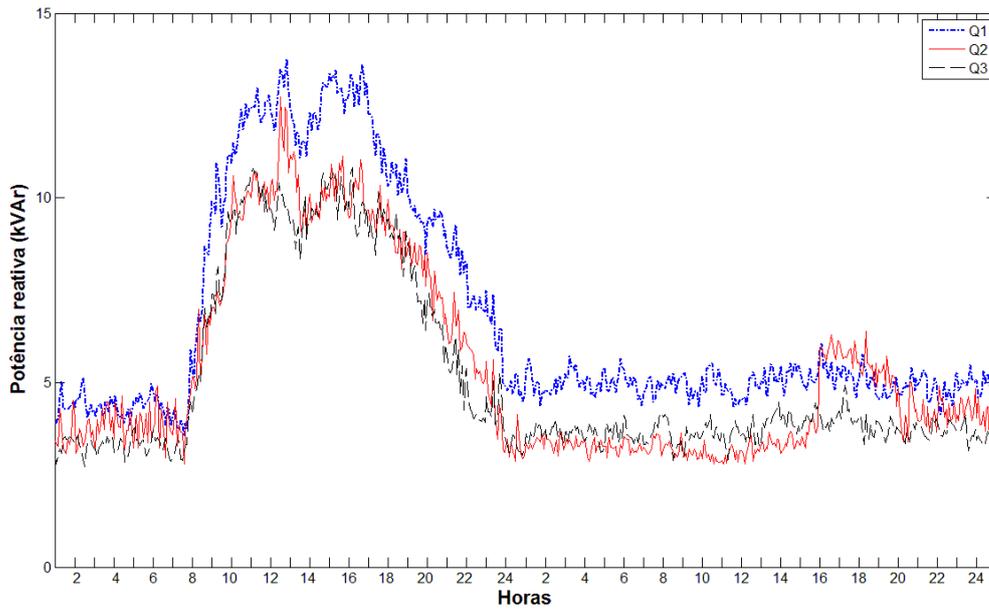
O apêndice conta com os comportamentos de carga dos prédios da Universidade Federal de Santa Maria, estes utilizados no presente trabalho, sendo inseridos no sistema IEEE 34 barras.

Figura 55. Potência ativa do prédio 16.



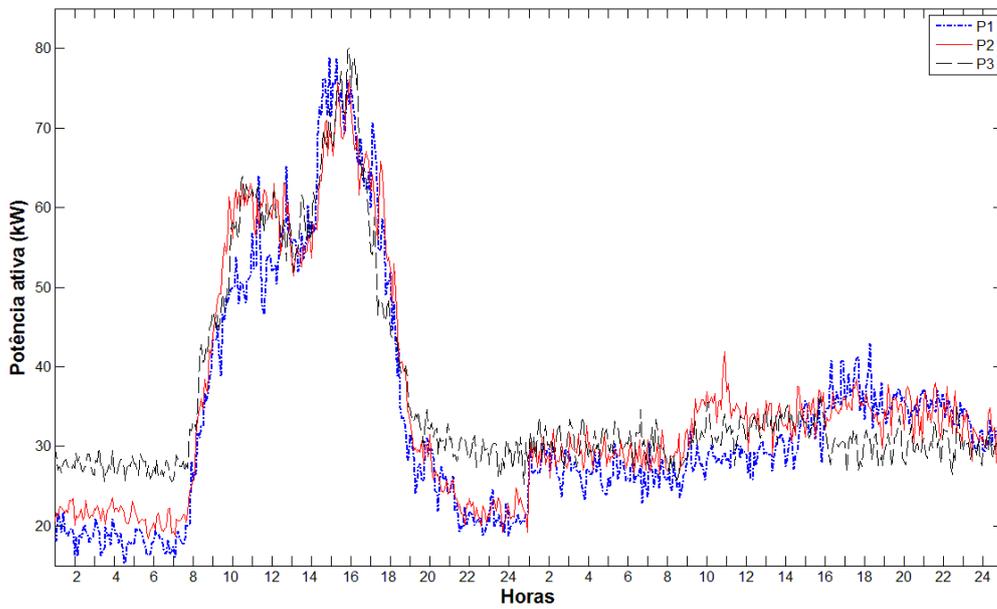
Fonte: autoria própria.

Figura 56. Potência reativa do prédio 16.



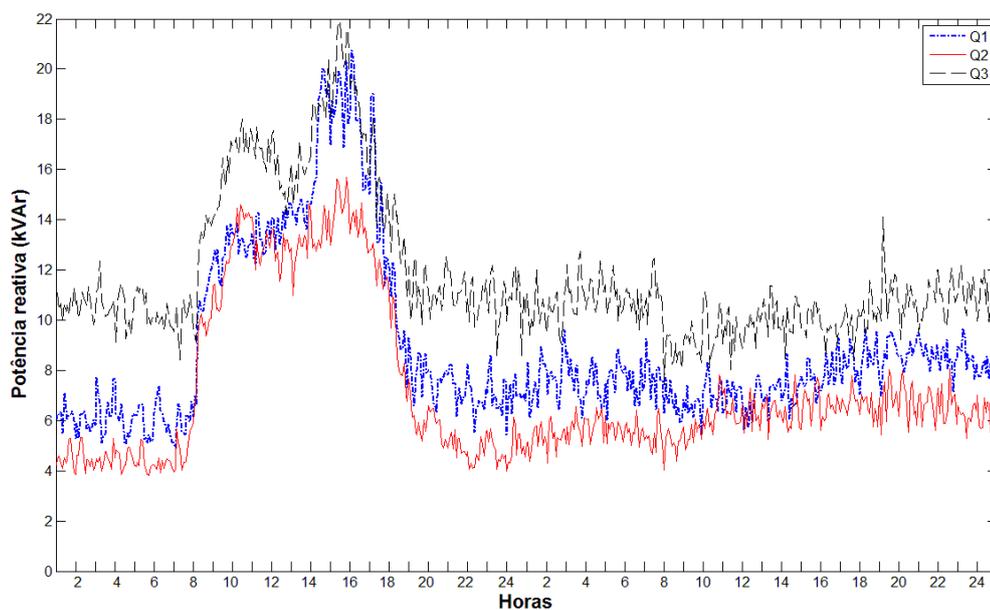
Fonte: autoria própria.

Figura 57. Potência ativa do prédio 19.



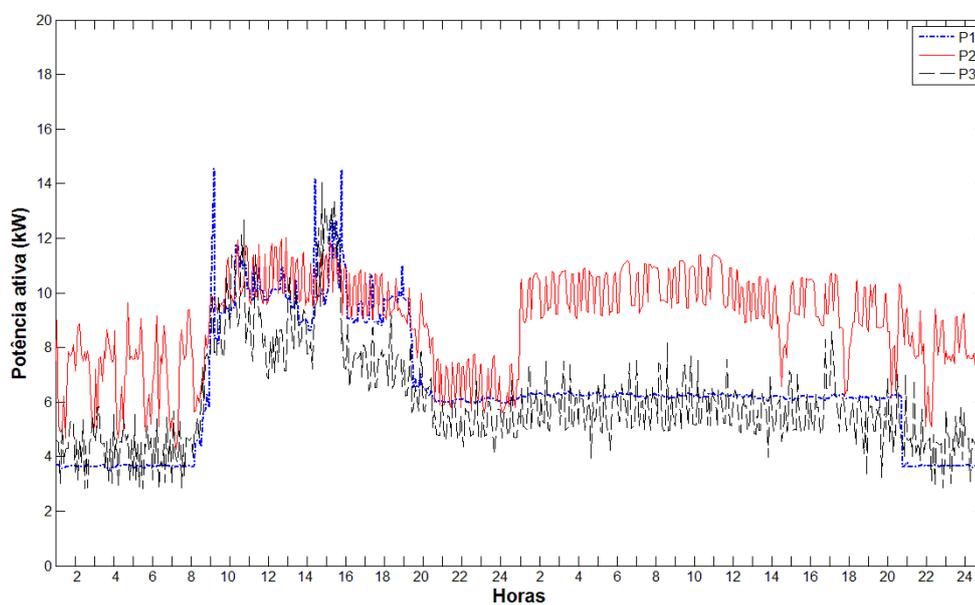
Fonte: autoria própria.

Figura 58. Potência reativa do prédio 19.



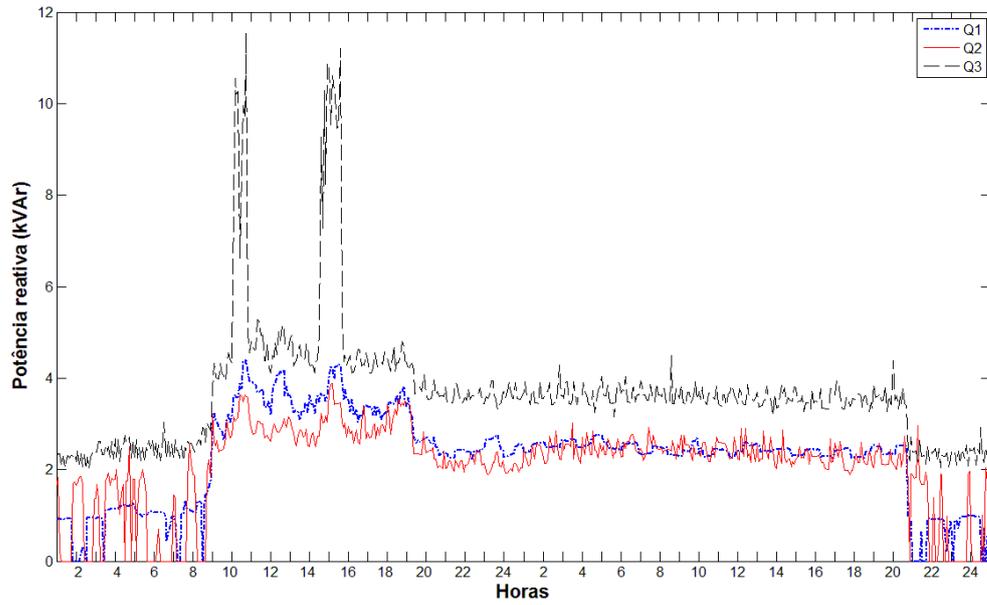
Fonte: autoria própria.

Figura 59. Potência ativa do prédio 21.



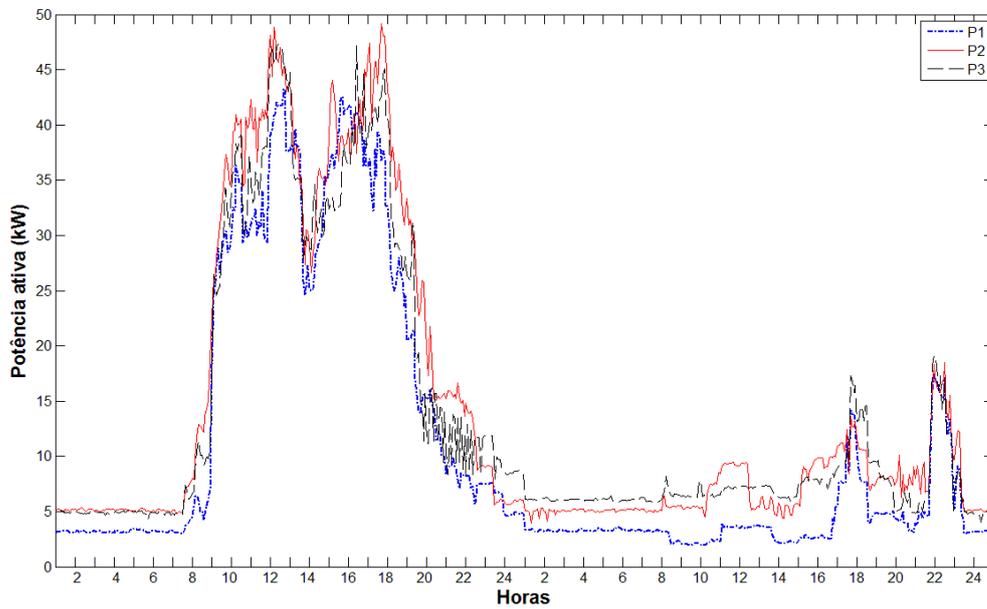
Fonte: autoria própria.

Figura 60. Potência reativa do prédio 21.



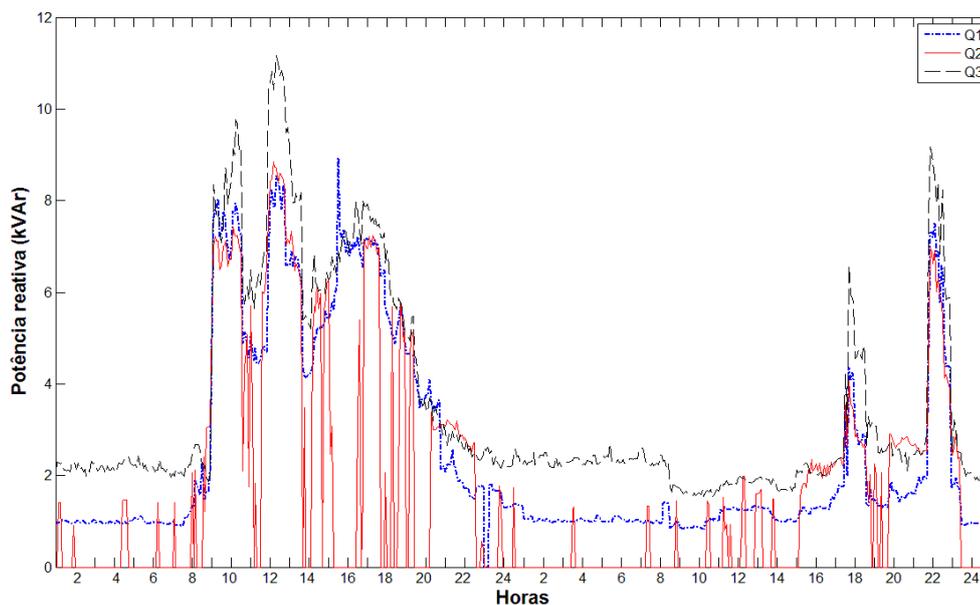
Fonte: autoria própria.

Figura 61. Potência ativa do prédio 40.



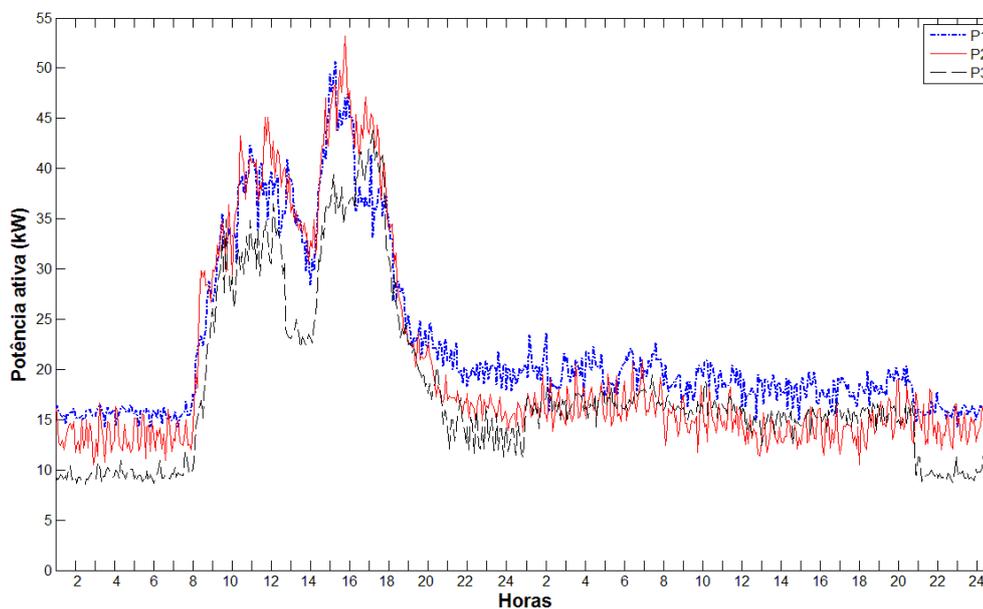
Fonte: autoria própria.

Figura 62. Potência reativa do prédio 40.



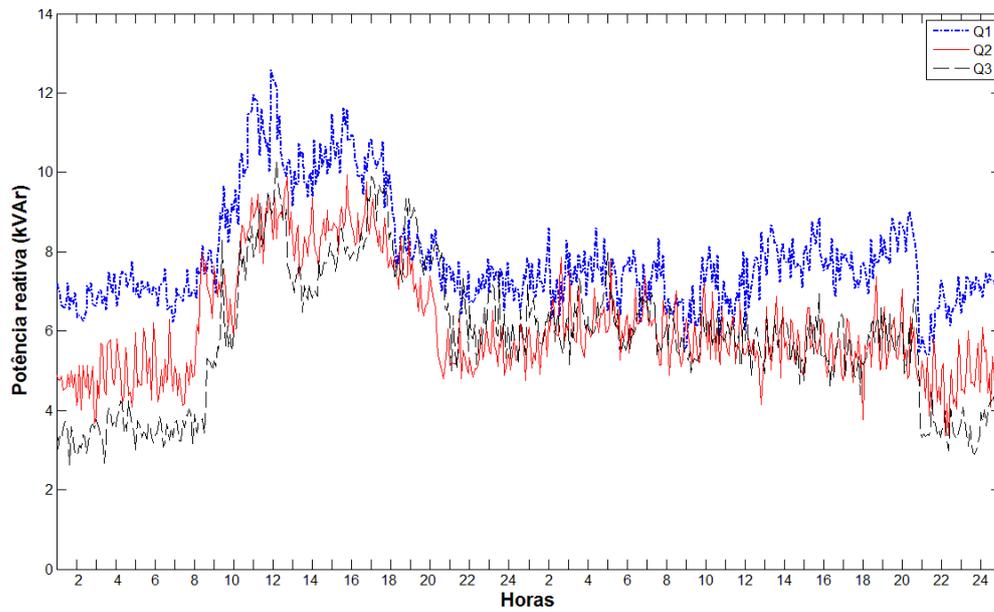
Fonte: autoria própria.

Figura 63. Potência ativa do prédio 44.



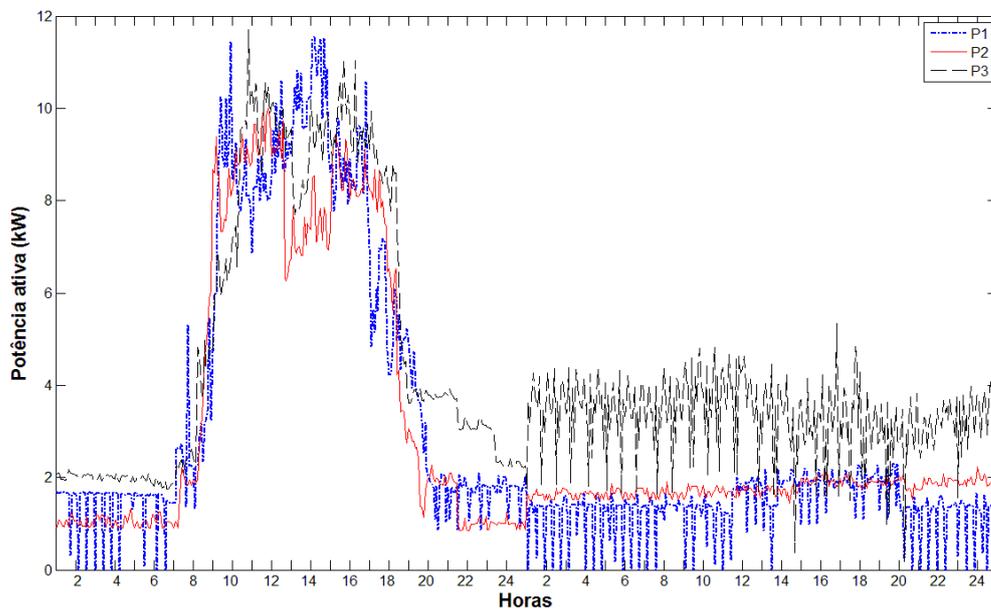
Fonte: autoria própria.

Figura 64. Potência reativa do prédio 44.



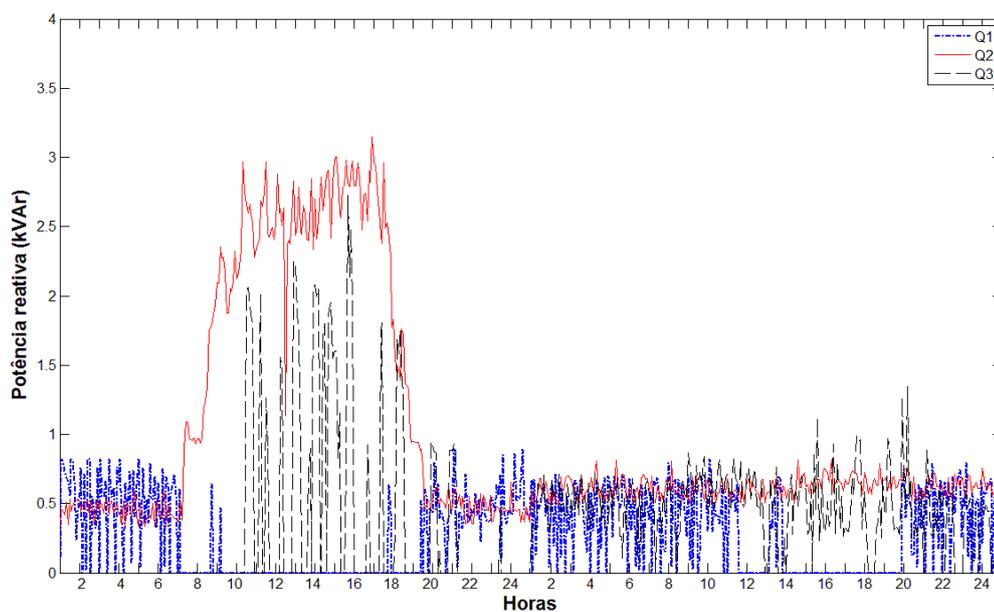
Fonte: autoria própria.

Figura 65. Potência ativa do prédio NUPEDDEE.



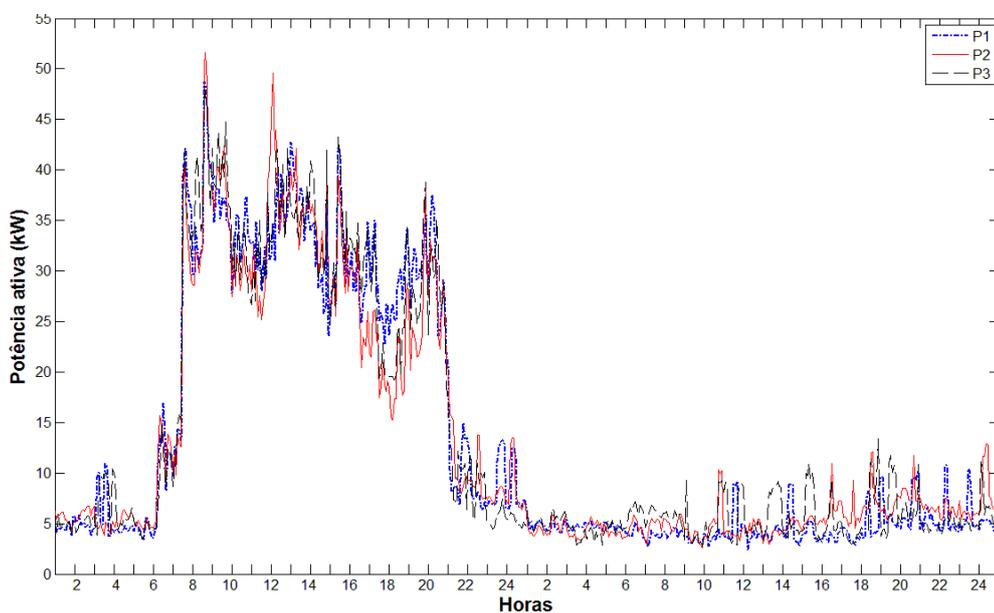
Fonte: autoria própria.

Figura 66. Potência reativa do prédio NUPEDEE.



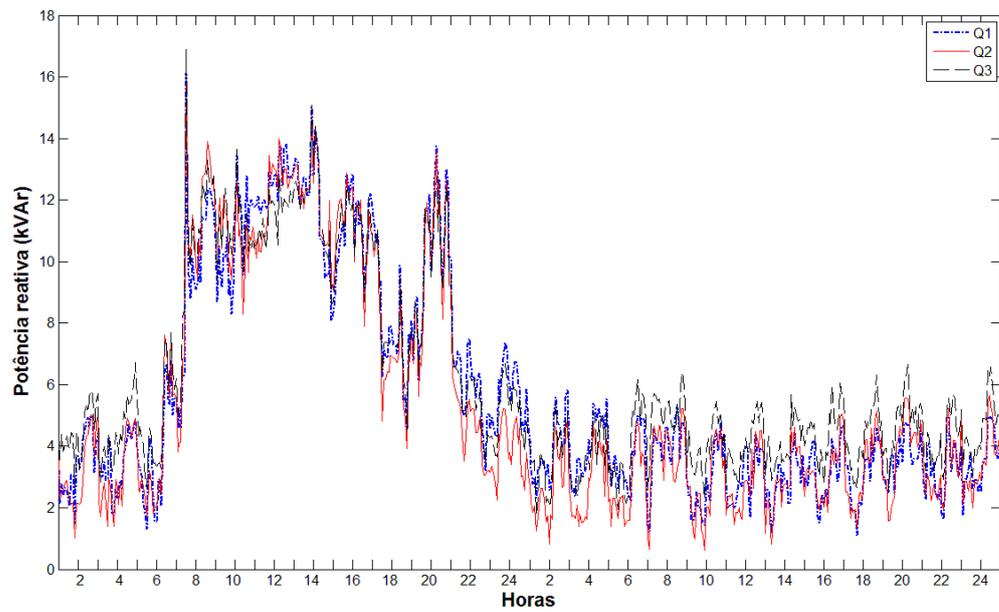
Fonte: autoria própria.

Figura 67. Potência ativa do prédio RU.



Fonte: autoria própria.

Figura 68. Potência reativa do prédio RU.

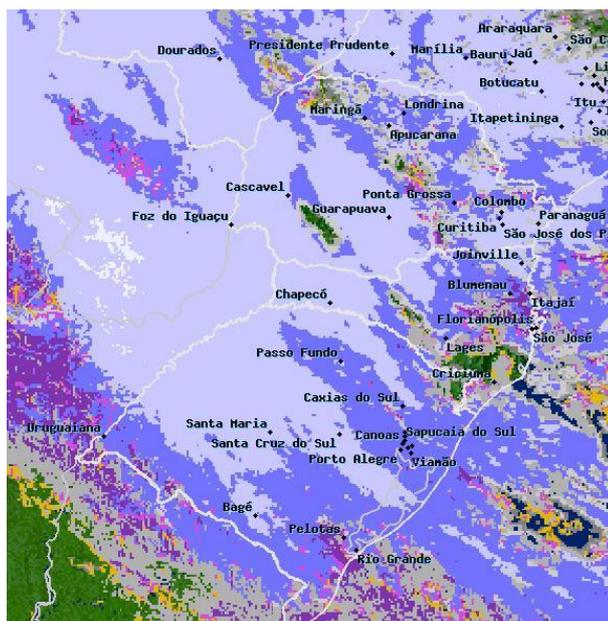


Fonte: autoria própria.

APÊNDICE B – SCRIPT PARA PROCESSAMENTO DE IMAGEM

O apêndice B conta com o script desenvolvido em MATLAB® para o processamento de imagens do satélite GOES-13, com o intuito de detecção do tipo de nuvem em determinado local. Nesta dissertação utiliza-se a Figura 69, como referência para localização do município de Santa Maria.

Figura 69. Imagem referência para encontrar o município de Santa Maria.



Fonte: CPTEC (2016).

O script pode ser observado a seguir:

```
for ctrl=1:1

    pathColorida = 'C:\';

    str = int2str(ctrl);
    pathColorida = [pathColorida,str, '.jpg']
    imgColorida = imread(pathColorida);

    pathCidade = 'C:\cidades.jpg';
```

```

imgCidade = imread(pathCidade);

 %[590, 578, 3]

 [tamA, tamB, p] = size(imgColorida)
 gpsPointSM=zeros(tamA,tamB);
 gpsPointSM(406,251)=1;

 [tamA, tamB, p] = size(imgColorida);
 limpo=zeros(tamA,tamB);
 estratos=zeros(tamA,tamB);
 cumulos=zeros(tamA,tamB);
 multicamadas=zeros(tamA,tamB);
 cirros= zeros(tamA,tamB);

 for i=1:tamA
     for j=1:tamB

 if((imgColorida(i,j,3)<120 )&&(imgColorida(i,j,1)<100))
         limpo(i,j)=1;
     end

 if((imgColorida(i,j,3)<70 ) && (imgColorida(i,j,1)>150))
         cumulos(i,j)=1;
     end

 if((imgColorida(i,j,3)>50)&&(imgColorida(i,j,1)>100)&&(imgColorida(i,j,2)<1
50 )
         estratos(i,j)=1;
     end
 if((imgColorida(i,j,1)>110 ) && (imgColorida(i,j,1)<220))
     if((imgColorida(i,j,2)>110 ) && (imgColorida(i,j,2)<220))
         if((imgColorida(i,j,3)>110 ) && (imgColorida(i,j,3)<220))
             cirros(i,j)=1;
         end
     end
 end
         if ((imgColorida(i,j,3)>220 ) && (imgColorida(i,j,1)>100) )
             multicamadas(i,j)=1;
         end
     end
 end

 %figure;imshow(limpo,[0 1]);title(' limpo');trueSize;
 %figure;imshow(cumulos,[0 1]);title('cumulos');trueSize;
 %figure;imshow(estratos,[0 1]);title('estratos');trueSize;
 %figure;imshow(cirros,[0 1]);title(' cirros');trueSize;
 %figure;imshow(multicamadas,[0 1]);title('multicamadas');trueSize;

 % verificando a regioao 3x3 (9 vizinhos)
 contLimpo=0;
 contCumulos=0;
 contEstratos=0;
 contCirros=0;
 contMulticamadas=0;

```

```

%pixel central
if(limpo(406,251)==1) %significa verde/limpo
    szStr=strcat('claro - pixel central (406,251)');
    disp(szStr)
    contLimpo=contLimpo+1;
end
if(cumulos(406,251)==1)
    szStr=strcat('cumulos - pixel central (406,251)');
    disp(szStr)
    contCumulos=contCumulos+1;
end
if(estratos(406,251)==1)
    szStr=strcat('estratos - pixel central (406,251)');
    disp(szStr)
    contEstratos=contEstratos+1;
end
if(cirros(406,251)==1)
    szStr=strcat('cirros - pixel central (406,251)');
    disp(szStr)
    contCirros=contCirros+1;
end
if(multicamadas(406,251)==1)
    szStr=strcat('multicamadas - pixel central (406,251)');
    disp(szStr)
    contMulticamadas=contMulticamadas+1;
end

%o mesmo é realizado para os outros pixels de interesse

szStr=strcat('numero pixels ceu limpo:',int2str(contLimpo));disp(szStr);
szStr=strcat('numero pixels Cumulos:',int2str(contCumulos));disp(szStr);
szStr=strcat('numero pixels Estratos:',int2str(contEstratos));disp(szStr);
szStr=strcat('numero pixels Cirros:',int2str(contCirros));disp(szStr);
szStr=strcat('numero pixels Multicamadas:', int2str (contMulticamadas));disp(szStr);

```


APÊNDICE C – SCRIPTS PARA SIMULAÇÕES ELÉTRICAS

No *script* desenvolvido no OpenDSS para sistema fotovoltaico podem ser encontrados dados como: a barra em que a geração está inserida, a potência do inversor, a máxima potência do sistema fotovoltaico, a curva de eficiência do inversor (Figura 23), a curva de máxima potência pela temperatura do sistema (Figura 22), a irradiância (Figura 35), temperatura medida, entre outros parâmetros. As linhas de código podem ser vistas a seguir:

```
! Curva de máxima potência por temperatura do painel – coeficiente de -0,39%/°C – máx. 250W à 45°
New XYCurve.TemPot npts=100 csvfile=TP.txt
```

```
! Curva de eficiência (pu) por potência (pu) do inversor
New XYCurve.Eff npts=8 xarray=[.05 0.1 .2 0.25 0.3 0.5 0.75 1.0]
~ yarray=[0.894 0.933 0.950 0.955 0.958 0.961 0.956 0.952]
```

```
! Curva de irradiância
New Loadshape.irradiancia npts=288 mininterval=5 csvfile=Encoberto.txt
```

```
! Curva de temperature do painel
New Tshape.T npts=288 mininterval=5 csvfile=TemperaturaEncoberto.txt
```

```
! Definição do painel
New PVSystem.PV1 phases=3 Bus1=860 kV= 24.900 kVA=3.1 irrad=1
~ Pmpp=3.5 temperature=25 PF=1 effcurve=Eff P-TCurve=TemPot
~ daily=irradiancia TDaily=T
```

Já para inserção das cargas no *software* OpenDSS, primeiro faz-se a declaração da característica da mesma (*loadshape*). Logo em seguida, declara-se: a barra na qual a carga está inserida; o número de fases; a conexão; o modelo de carga, de modo que no OpenDSS existem oito diferentes modelos; potência ativa e reativa; além da *loadshape* que a mesma irá seguir. Algumas linhas de código para declarar cargas podem ser vistas a seguir:

```
! Loadshape Prédio 13

New loadshape.13_fase1 npts=288 mininterval=5 mult=(file=13P1DS.txt) Qmult=(file=13Q1DS.txt)
~ Action=Normalize
New loadshape.13_fase2 npts=288 mininterval=5 mult=(file=13P2DS.txt) Qmult=(file=13Q2DS.txt)
~ Action=Normalize
New loadshape.13_fase3 npts=288 mininterval=5 mult=(file=13P3DS.txt) Qmult=(file=13Q3DS.txt)
~ Action=Normalize
```

! Cargas

```
New Load.S830a Bus1=830.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW=10.0 kVAR= 5.0
~ status=Variable daily=13_fase1
New Load.S830b Bus1=830.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW=10.0 kVAR= 5.0
~ status=Variable daily=13_fase2
New Load.S830c Bus1=830.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV= 24.900 kW=25.0 kVAR=10.0
~status=Variable daily=13_fase3
```