

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

Fernando Henrique Golke Schmidt

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA NO FATOR DE POTÊNCIA EM SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO**

Santa Maria, RS  
2022

Fernando Henrique Golke Schmidt

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO  
FATOR DE POTÊNCIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação de Mestrado apresentado ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Mauricio Sperandio

Santa Maria, RS  
2022

Schmidt, Fernando Henrique Golke  
AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA NO FATOR DE POTÊNCIA EM SISTEMAS DE  
DISTRIBUIÇÃO / Fernando Henrique Golke Schmidt.- 2022.  
99 p.; 30 cm

Orientador: Mauricio Sperandio  
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, RS, 2022

1. Energia Solar Fotovoltaica 2. Geração Distribuída 3.  
Fator de Potência 4. Harmônicas I. Sperandio, Mauricio  
II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

Declaro, FERNANDO HENRIQUE GOLKE SCHMIDT, para os devidos fins e sob as penas da lei, que a pesquisa constante neste trabalho de conclusão de curso (Dissertação) foi por mim elaborada e que as informações necessárias objeto de consulta em literatura e outras fontes estão devidamente referenciadas. Declaro, ainda, que este trabalho ou parte dele não foi apresentado anteriormente para obtenção de qualquer outro grau acadêmico, estando ciente de que a inveracidade da presente declaração poderá resultar na anulação da titulação pela Universidade, entre outras consequências legais.

**FERNANDO HENRIQUE GOLKE SCHMIDT**

**AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO  
FATOR DE POTÊNCIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação de Mestrado apresentado ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

**Aprovado em 21 de fevereiro de 2022:**

---

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



---

**Criciële Castro Martins, Dra. (UFSM)**



---

**Lucas Feksa Ramos, Dr. (UNIR)**



Documento assinado digitalmente  
LUCAS FEKSA RAMOS  
Data: 17/05/2022 12:58:16-0300  
Verifique em <https://verificador.itl.br>

Santa Maria, RS  
2022

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente e acima de tudo, tenho a agradecer a minha família. Pelo incentivo, apoio e cuidado que sempre tiveram. Agradecer por serem a base da minha essência humana, meus exemplos e minha inspiração. Tudo que alcancei até hoje foi por mérito próprio, porém este mérito só foi possível a partir da base que eu possuo.

Agradeço à Laísa, minha namorada e companheira, que me apoia não apenas em minha jornada acadêmica, mas também em minha jornada pessoal. Todas as vezes que precisei apoio, mas por teimosia e capricho não solicitei, ela estava lá para me suportar e incentivar.

Ao meu professor e exemplo profissional, Mauricio Sperandio, pela oportunidade e compreensão. Pelos caminhos apontados e pelas dicas sempre muito preciosas, desde a época de graduação.

Agradeço ao Programa de P&D ANEEL, e a CEEE-D | Grupo Equatorial, pelo financiamento deste trabalho como parte da equipe FATEC\UFSM via contrato N° 5000003925.

À Lumenk Energia Solar, pelo apoio técnico e flexibilização de horários. Agradeço também aos meus colegas de empresa e amigos, Pedro Löbler e Carlos Antônio, pelas experiências trocadas e histórias vividas.

Por fim, agradeço à UFSM e a todos que por meio dela cruzaram meu caminho, por me proporcionarem uma formação acadêmica e profissional de excelência e uma experiência de vida inigualável.

## RESUMO

### **AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO FATOR DE POTÊNCIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

AUTOR: Fernando Henrique Golke Schmidt  
ORIENTADOR: Mauricio Sperandio

Com o crescente interesse dos consumidores de energia elétrica pelos benefícios trazidos pela Geração Distribuída (GD), surge a preocupação com o impacto que tal inserção trará às – por muito inalteradas – redes de distribuição. Após as mudanças trazidas ao setor pela Resolução Normativa (REN) 687/15 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que levaram ao rápido crescimento do setor no país, surgiu a necessidade de estudos de modo a mitigar os impactos técnicos e comerciais que tal modalidade de geração traz ao setor elétrico. Um dos pontos impactados pela inserção de geração junto à carga é o fator de potência (FP). Como o faturamento da GD se dá pela parcela de energia ativa entregue a rede, o agente gerador não é incentivado a controlar o FP de geração, que é mantido unitário no gerador, de modo a produzir apenas energia ativa. Contudo, estes consumidores muitas vezes demandam também energia reativa, esta que necessariamente precisa ser retirada da rede, pois, por conta da falta de incentivo, não é gerada pelas unidades de GD. Como a energia reativa não é faturada para clientes da baixa tensão – apenas para os de média tensão – surge um problema técnico-comercial, já que tal energia ainda ocasiona perdas e serviços à rede da concessionária. Além da geração apenas de energia ativa, outro ponto que é por vezes esquecido, mas que pode também impactar no FP da rede, é o nível de harmônicas inserido por um consumidor ou gerador. Assim, este trabalho tem a finalidade de analisar o impacto causado pela GD de fonte solar fotovoltaica no FP de uma rede de distribuição, a partir de simulações através do software OpenDSS, por meio de dois casos de estudo. O primeiro caso avalia as consequências da inserção de degraus de geração de energia ativa no FP da rede, a partir do sistema IEEE 37 barras. São simulados degraus de inserção de geração com acréscimos de 10% de potência em relação à carga instalada em cada nó da rede, sendo o FP analisado a cada passo de simulação. O segundo caso avalia o impacto da inserção de harmônicas por inversores fotovoltaicos, através da implementação de um circuito simples de carga trifásica de 225 kW e de um sistema fotovoltaico de 75 kW de potência nominal, com medições durante o horário de maior geração do sistema. A partir deste circuito são simulados três cenários distintos de inserção de harmônicas, com valores baixos, encontrados em inversores comerciais, até os valores limites previstos por normativas. A partir da análise do impacto da inserção de GD no FP nos dois casos de estudo, se conclui que a influência desta inserção não pode ser desconsiderada, sendo ambas as análises importantes.

**Palavras-chave:** Geração Distribuída. Fator de Potência. Geração Solar Fotovoltaica. Rede de Distribuição.

## ABSTRACT

### EVALUATION OF THE IMPACT OF THE INSERT OF PHOTOVOLTAIC GENERATION ON THE POWER FACTOR IN DISTRIBUTION SYSTEMS

AUTHOR: Fernando Henrique Golke Schmidt

ADVISOR: Mauricio Sperandio

With the growing interest of consumers of electric energy for the benefits brought by the Distributed Generation (DG), there is a concern about the impact that such insertion will bring to the distribution networks. After the changes brought to the sector by the Normative Resolution (REN) 687/15 of the National Electric Energy Agency (ANEEL), which led to the rapid growth of the sector in the country, there was a need for studies to mitigate the technical and commercial impacts that this type of generation brings to the electricity sector. One of the points impacted by the insertion of generation with the load is the power factor (PF). As DG's billing is focused on the active energy delivered to the network, the generating agent is not encouraged to control the generation PF, which is kept unitary in the generator, to produce only active energy. However, these consumers often also demand reactive energy, which necessarily needs to be provided by the grid, because, due to the lack of incentive, it is not generated by the DG units. As reactive energy is not billed to low voltage customers – only for the medium voltage, a technical and commercial problem arises, as this energy still causes losses and services to the concessionaire's network. Another point that can impact the PF of the grid, that is sometimes overlooked, is the level of harmonics entered by a consumer or generator. Thus, this work seeks to analyze the impact caused by the DG of a photovoltaic solar source on the PF of a distribution network with simulations through the OpenDSS software, through two case studies. The first case evaluates the consequences of the insertion of steps of active energy generation in the PF of the network, from the IEEE 37 bus system. Generation insertion steps are simulated with 10% power increments in relation to the installed load at each node, and the PF is analyzed at each simulation step. The second case evaluates the impact of harmonics insertion by photovoltaic inverters, through the implementation of a simple 225 kW three-phase load circuit and a 75 kW nominal power photovoltaic system, with measurements during the system's peak generation time. From this circuit, three different harmonics insertion scenarios are simulated, with low values found in commercial inverters, up to the limit values provided by regulations. From the analysis of the impact of the insertion of DG in the PF in the two case studies, it is concluded that the influence of this insertion cannot be disregarded, with the both analyzes being important.

**Keywords:** Distributed Generation. Power Factor. Solar Photovoltaic Generation. Distribution Network.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Composição da Matriz Elétrica Brasileira .....	15
Figura 2 – Gráfico das mais altas eficiências de conversão fotovoltaica em células de Silício Cristalino confirmadas em células de pesquisa entre 1976 e 2021 .....	22
Figura 3 – Gráfico das mais altas eficiências de conversão fotovoltaica confirmadas em células de pesquisa entre 1976 e 2021 – diversas tecnologias.....	23
Figura 4 – Funcionamento básico de um inversor CC-CA do tipo <i>on-grid</i> .....	24
Figura 5 – Comparação de valores de TUSDd versus TUSDg para clientes de Média Tensão enquadrados na tarifa horária verde - Valores sem impostos expressos em R\$/kW - vigência 2020/2021.....	32
Figura 6 – Infográfico da Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil .....	35
Figura 7 – Volume (MW) de sistemas fotovoltaicos de GD conectados à rede até junho de 2021 .....	36
Figura 8 – Evolução do valor nacional médio do Wp de UFV's até junho de 2021 .....	36
Figura 9 – Cone de possibilidades de expansão da GD no Brasil .....	38
Figura 10 – Projeção da capacidade instalada de GD no país pelo PDE2030.....	39
Figura 11 – Projeção de energia gerada pela GD no país pelo PDE2030 .....	39
Figura 12 – Geração de eletricidade e capacidade instalada por fonte até 2050 .....	40
Figura 13 – LCOE médio de UFV's comissionadas entre 2009 e 2019 .....	41
Figura 14 – Capacidade Instalada de Fonte Solar Fotovoltaica no Mundo.....	41
Figura 15 – Triângulo de Potências .....	43
Figura 16 – Curva do FP em função da potência ativa de saída do inversor.....	46
Figura 17 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6 kW .....	47
Figura 18 – Circuito IEEE 37 Barras.....	54
Figura 19 – Curva de carga padrão Residencial .....	56
Figura 20 – Curva de carga padrão Comercial .....	56
Figura 21 – Curva de Geração base.....	57
Figura 22 – Curva de Demanda da Carga do estudo de caso de impacto de harmônicas no FP da Rede .....	59
Figura 23 – Curva de geração solar fotovoltaica do estudo de caso de impacto de harmônicas no FP da Rede .....	60
Figura 24 – Curva de potência e FP do transformador da subestação no caso base.....	66

Figura 25 – Curva de potência e FP do transformador da subestação no caso de inserção de 10% de GD.....	66
Figura 26 – Curva de potência e FP do transformador da subestação no caso de inserção de 20% de GD.....	67
Figura 27 – Curva de potência e FP do transformador da subestação no caso de inserção de 30% de GD.....	68
Figura 28 – Curva de potência e FP do transformador da subestação no caso de inserção de 40% de GD.....	69
Figura 29 – Curva de potência e FP do transformador da subestação no caso de inserção de 50% de GD.....	69
Figura 30 – Curva de potência e FP do transformador da subestação no caso de inserção de 60% de GD.....	70
Figura 31 – Curva de potência e FP do transformador da subestação no caso de inserção de 70% de GD.....	71
Figura 32 – Curva de potência e FP do transformador da subestação no caso de inserção de 80% de GD.....	71
Figura 33 – Curva de FP na Fase 1 do transformador da subestação por <i>step</i> de inserção de GD no circuito IEEE 37 Barras .....	72
Figura 34 – Característica de Demanda na Fase 1 do Transformador Alimentador da Subestação em relação à inserção de GD nas cargas de 0% a 60%.....	73
Figura 35 – Magnitude absoluta de Harmônicas de Corrente no Caso IEEE 519.....	74
Figura 36 – Magnitude em ampéres de Harmônicas de Corrente no Caso IEEE 519.....	75
Figura 37 – Defasagem entre ondas de tensão e corrente na frequência fundamental no Caso IEEE 519.....	75
Figura 38 – Forma de onda da corrente total no caso IEEE 519 .....	76
Figura 39 – Magnitude absoluta de Harmônicas de Corrente no Caso ABB PVS-100-TL .....	77
Figura 40 – Magnitude de corrente (em ampéres) de Harmônicas de Corrente no Caso ABB PVS-100-TL .....	77
Figura 41 – Forma de onda da corrente da frequência fundamental no caso ABB PVS-100-TL .....	78
Figura 42 – Forma de onda da corrente total no caso ABB PVS-100-TL.....	78
Figura 43 – Magnitude absoluta de Harmônicas de Corrente no Caso do Inversor Inconforme com a IEEE 519:2014 .....	79

Figura 44 – Magnitude de corrente (em ampéres) de Harmônicas de Corrente do Inversor Inconforme com a IEEE 519:2014 .....	80
Figura 45 – Forma de onda da corrente da frequência fundamental no caso do Inversor fora dos limites normativos .....	80
Figura 46 – Forma de onda da corrente total no caso do Inversor fora dos limites normativos .....	81
Figura 47 – Comparativo de impacto na inserção de harmônicas entre os casos de estudo ....	82
Figura 48 – Comparativo de impacto no FP da rede entre os casos de estudo.....	82

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Faixa de FP no ponto de conexão de instalações de transmissão .....	18
Quadro 2 – Limites de Distorção Harmônica definidos pela IEEE 519.....	51
Quadro 3 – Limites de Distorção de Corrente em Sistemas com Tensão Nominal entre 120 V e 69 kV .....	51
Quadro 4 – Limites de Distorção Harmônica de Corrente - Comparação entre ABNT 16149, IEC 61727 e IEEE 1547 .....	52
Quadro 5 – Quadro de cargas do circuito IEEE 37 Barras .....	55
Quadro 6 – Quadro de geradores FV inseridos no circuito IEEE 37 Barras .....	58
Quadro 7 – Magnitude de harmônicas de carga padrão no software OpenDSS.....	61
Quadro 8 – Limites da IEEE 519-2014 para distorção harmônicas de corrente para sistemas com tensão nominal entre 120V e 69kV.....	62
Quadro 9 – Magnitude de Harmônicas de corrente do Inversor PVS 100-TL em 100% P/Pn.	62
Quadro 10 – Magnitude de Harmônicas com valores pessimistas .....	62
Quadro 11 – Caso base do circuito IEEE 37 barras.....	65

## LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
DOU	Diário Oficial da União
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FP	Fator de Potência
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCC	<i>Point of Common Coupling</i>
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PERS	Programa de Energia Renovável Social
PL	Projeto de Lei
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
REN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SFV	Sistema Fotovoltaico
SIN	Sistema Interligado Nacional
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
UFV	Usina Fotovoltaica
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	15
1.1	JUSTIFICATIVAS .....	16
1.2	OBJETIVOS .....	18
1.3	DIVISÃO DOS CAPÍTULOS .....	19
<b>2</b>	<b>GERAÇÃO DISTRIBUÍDA</b> .....	20
2.1	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	21
<b>2.1.1</b>	<b>Módulos fotovoltaicos</b> .....	22
<b>2.1.2</b>	<b>Inversores fotovoltaicos</b> .....	23
<b>2.1.3</b>	<b>Tipos de sistemas fotovoltaicos</b> .....	24
2.1.3.1	Sistema fotovoltaico on-grid sem armazenamento .....	25
2.2	SITUAÇÃO NORMATIVA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL .....	25
<b>2.2.1</b>	<b>REN 482/2012</b> .....	26
<b>2.2.2</b>	<b>Novas proposições – PL 5.829/2019</b> .....	27
2.2.2.1	Mudanças trazidas pela Lei 14.300.....	27
2.2.2.1.1	<i>Manutenção do direito adquirido</i> .....	28
2.2.2.1.2	<i>Potência instalada</i> .....	28
2.2.2.1.3	<i>Validade dos créditos</i> .....	29
2.2.2.1.4	<i>Venda de créditos de energia elétrica</i> .....	29
2.2.2.1.5	<i>Faturamento como B-optante</i> .....	29
2.2.2.1.6	<i>Transição e valoração dos benefícios da GD</i> .....	30
2.2.2.1.7	<i>Exigência de fiel cumprimento para UFV's acima de 500 kW</i> .....	30
2.2.2.1.8	<i>Tarifa mínima</i> .....	31
2.2.2.1.9	<i>Demanda contratada</i> .....	31
2.2.2.2	Implicações da Lei 14.300 .....	33
2.3	EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL E PERSPECTIVAS DE CRESCIMENTO.....	34
<b>2.3.1</b>	<b>1º Semestre de 2021</b> .....	35
<b>2.3.2</b>	<b>Perspectivas de crescimento da GD no Brasil nos próximos anos</b> .....	37
2.3.2.1	PDE2030. ....	37
<b>2.3.3</b>	<b>Projeção de crescimento global da GD</b> .....	40
<b>3</b>	<b>FATOR DE POTÊNCIA E REGULAÇÃO DO SETOR</b> .....	43

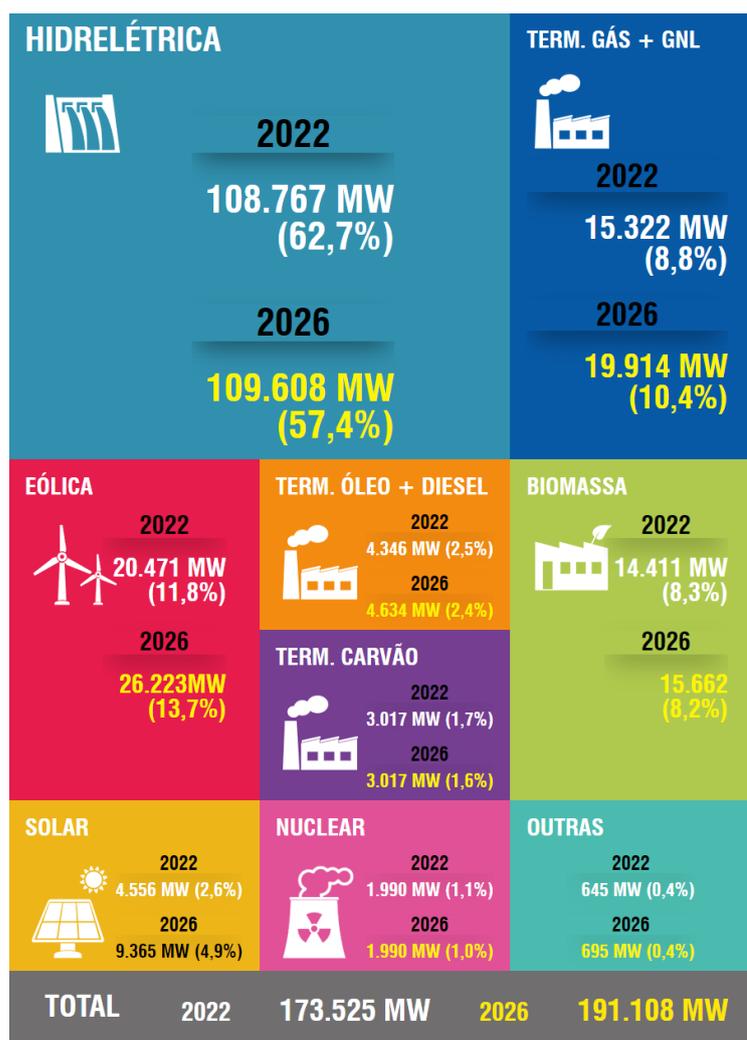
3.1	FATURAMENTO DE REATIVOS.....	44
3.2	NORMAS E REGULAMENTAÇÕES.....	45
<b>3.2.1</b>	<b>ABNT NBR 16149:2013.....</b>	<b>45</b>
3.3	IMPACTO DA GERAÇÃO NO FATOR DE POTÊNCIA DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	47
<b>3.3.1</b>	<b>Exemplo de multa por excesso de reativos em um cliente do grupo A.....</b>	<b>48</b>
3.3.1.1	Cenário pré GD solar fotovoltaica.....	48
3.3.1.2	Cenário pós GD solar fotovoltaica:.....	48
3.4	IMPACTO DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS NO FP DA REDE .....	49
<b>3.4.1</b>	<b>Harmônicas.....</b>	<b>50</b>
<b>3.4.2</b>	<b>CrITÉrios, normas e padrões para controle de harmônicas .....</b>	<b>50</b>
3.4.2.1	IEEE 519 – Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems .....	50
3.4.2.2	Normativas para Inversores Fotovoltaicos Conectados à Rede – Comparação entre ABNT 16149:2013, IEC 61727:2004 e IEEE 1547:2003 .....	51
3.5	MEIOS DE MITIGAR O IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO FATOR DE POTÊNCIA DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	52
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>53</b>
4.1	CASO 1 – IMPACTO DA INSERÇÃO DE GD NO FP DA REDE.....	54
4.2	CASO 2 - IMPACTO DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS NO FP DA REDE ..	58
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>64</b>
5.1	CASO 1 – INSERÇÃO DE GD.....	64
<b>5.1.1</b>	<b>Caso base – Sem inserção de GD.....</b>	<b>64</b>
<b>5.1.2</b>	<b>Inserção de 10% .....</b>	<b>66</b>
<b>5.1.3</b>	<b>Inserção de 20% .....</b>	<b>67</b>
<b>5.1.4</b>	<b>Inserção de 30% .....</b>	<b>68</b>
<b>5.1.5</b>	<b>Inserção de 40% .....</b>	<b>68</b>
<b>5.1.6</b>	<b>Inserção de 50% .....</b>	<b>69</b>
<b>5.1.7</b>	<b>Inserção de 60% .....</b>	<b>70</b>
<b>5.1.8</b>	<b>Inserção de 70% .....</b>	<b>70</b>
<b>5.1.9</b>	<b>Inserção de 80% .....</b>	<b>71</b>
<b>5.1.10</b>	<b>Relação entre FP e inserção de GD no circuito IEEE 37 Barras.....</b>	<b>72</b>
<b>5.1.11</b>	<b>Característica da curva do pato.....</b>	<b>72</b>
5.2	CASO 2 – HARMÔNICAS .....	74

<b>5.2.1</b>	<b>Caso IEEE 519</b> .....	<b>74</b>
<b>5.2.2</b>	<b>Caso ABB PVS-100-TL</b> .....	<b>76</b>
<b>5.2.3</b>	<b>Caso inversor fora dos limites da IEEE 519:2014</b> .....	<b>79</b>
<b>5.2.4</b>	<b>COMPARAÇÃO DOS CASOS SIMULADOS</b> .....	<b>81</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES</b> .....	<b>83</b>
<b>6.1</b>	<b>SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS</b> .....	<b>84</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>85</b>
	<b>APÊNDICE A – CÓDIGO IEEE 37 BARRAS</b> .....	<b>89</b>
	<b>APÊNDICE B – CÓDIGO PARA ANÁLISE DO IMPACTO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS NO FP DO ALIMENTADOR</b> .....	<b>98</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento socioeconômico de uma nação está intimamente relacionado à oferta abundante e confiável de energia elétrica. Para que a oferta e a estabilidade do sistema se mantenham com o crescimento natural do consumo, a variedade de fontes e de agentes do setor é importante. A matriz energética brasileira é composta atualmente por diversas fontes, conforme apresentado na Figura 1, com participação majoritária das usinas hidrelétricas – 62,7% dos 173.525 MW de capacidade instalada – seguida pelas usinas eólicas, com 11,8% da capacidade instalada e usinas térmicas de gás, com 8,8% de participação. O crescimento das fontes renováveis no Sistema Interligado Nacional (SIN) é esperado no cenário 2025, com os maiores saltos de participação vindos da fonte eólica – dos atuais 11,8% para 13,7% – e da fonte solar – de 2,6% para 4,9%, ou 9.365 MW em potência instalada (ONS, 2022).

Figura 1 – Composição da Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: ONS (2022).

Além da Geração Centralizada (GC) de energia, que compõe o SIN, e que tem crescimento mais previsível, se observa nos últimos anos o grande acréscimo de potência instalada de Geração Distribuída (GD) no sistema elétrico brasileiro, que não integra os dados do SIN, mas que tem participação importante na geração de energia elétrica no país. Estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), apresentados no Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030), projetam que em 2025 se tenha entre 10,1 e 18,7 GW de GD instalada no país, onde mais de 85% devem ser de fonte solar fotovoltaica (EPE, 2020). Isso mostra a importância que a GD terá no cenário macro de geração de energia elétrica no país ao fim da década, tendo uma potência instalada prevista de quase 10% em relação à potência de geração instalada prevista para o SIN em 2025.

A GD teve seu marco regulatório no Brasil no ano de 2012, com a Resolução Normativa 482 (REN 482) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A REN 482 estabeleceu os critérios gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição (ANEEL, 2012). Em 2015 a norma foi atualizada por meio da REN 687, a qual impulsionou o crescimento da GD no país. Após alguns anos de solidificação do setor de GD, a ANEEL lançou em outubro de 2019 uma consulta pública para o recebimento de contribuições à proposta de revisão da REN 482, visando o aperfeiçoamento do modelo do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) vigente desde 2015 (ANEEL, 2019). A revisão da normativa permaneceu sem grandes avanços durante o ano de 2020, por conta da pandemia de Covid-19, gerando diversas discussões e incertezas no setor. Após proposições feitas pela ANEEL e contestadas pelo setor, o SCEE foi atualizado a partir de um marco legal da GD dado através do Projeto de Lei (PL 5.829/2019), aprovado em agosto de 2021 na Câmara de Deputados (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2019), passando pelo Senado e novamente pela Câmara, sendo finalmente sancionado pelo Presidente da República no dia 06 de janeiro de 2022 e divulgado no Diário Oficial da União (DOU) no dia seguinte, através da Lei 14.300 (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, 2022).

## 1.1 JUSTIFICATIVAS

Com o crescente incentivo global pela migração para energias renováveis, e consequente aumento da geração distribuída no país, cresce também a necessidade de estudar os impactos elétricos e econômicos causados pela inserção desse tipo de geração na rede de distribuição.

Um dos impactos observados a partir do aumento da inserção de Usinas Fotovoltaicas (UFV's) na rede de distribuição é a diminuição do Fator de Potência (FP). Isso ocorre pois após

a inserção de geração interna, normalmente com FP de geração unitário, a demanda da Unidade Consumidora (UC) por energia ativa cai, resultando assim em uma menor retirada de potência ativa da rede. Ao passo que a demanda por energia ativa diminui, a demanda de energia reativa permanece inalterada, causando uma diminuição do FP de consumo da UC, visto que a proporcionalidade entre a energia ativa consumida pela UC diminui (PINTO; ZILLES; BET, 2012; LARASATI et al., 2020). Outro possível contribuinte para a queda do FP da UC geradora são as harmônicas, que podem tanto ser inseridas por cargas perturbadoras da rede ou pelo inversor do sistema fotovoltaico (SFV).

Além do impacto no FP de consumo da UC visto pela rede e de outros diversos impactos elétricos causados pela GD às redes de distribuição, que podem ser positivos ou negativos, existem outros fatores que são também provenientes da inserção desse tipo de geração na rede, os quais vêm ganhando importância à medida que a inserção aumenta. Um destes pontos, que será discutido neste trabalho, trata da forma de faturamento de energia reativa excedente atualmente empregado no Brasil, que é determinada pela REN 1.000 (ANEEL, 2021c), o qual penaliza a título de multa o baixo FP de unidades consumidoras que são atendidos em tensão primária – igual ou superior a 2,3 kV – chamados de consumidores do Grupo A, quando o FP for inferior a 0,92.

A equação definida pela REN 1.000 para o cálculo correspondente à energia elétrica reativa excedente interpreta a redução do FP causada pela UFV como um aumento do excedente de reativos, cobrando por isso, mesmo que o consumo de reativos da UC com UFV permaneça inalterado. Essa interpretação realizada pela equação causa um problema financeiro para as UCs do Grupo A, que passam a pagar mais por excedente de reativos após a entrada em operação da UFV, mesmo sem ter aumentado seu consumo de reativos. Para evitar a incidência de multas, faz-se necessário a compensação de reativos por parte do consumidor, a qual conta com um custo intrínseco.

O crescimento rápido da inserção de SFV's nas redes de distribuição também levanta outra preocupação – o impacto destes na qualidade de energia elétrica. Uma das características dos inversores fotovoltaicos utilizados nos SFV's conectados à rede é a utilização de eletrônica de potência para a conversão da corrente contínua gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente alternada, utilizada de maneira geral nos circuitos residenciais, comerciais e industriais. Essa conversão utiliza o chaveamento de transistores na ordem das dezenas de kHz, o que colateralmente causa a inserção de harmônicas de tensão e corrente junto ao sinal fundamental. Essas harmônicas causam o aquecimento de transformadores, perdas nas linhas

de distribuição e transmissão e, inclusive, na redução do FP das unidades geradores e consequentemente da própria rede de distribuição.

A nível das instalações de transmissão, é definido pelo Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede – PROREDE – do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), os níveis de FP a serem mantidos no ponto de conexão às instalações de transmissão pelo acessante – no caso a distribuidora. A faixa de FP a ser mantido depende da tensão nominal no ponto de conexão, e segue os níveis definidos pelo Quadro 1.

Quadro 1 – Faixa de FP no ponto de conexão de instalações de transmissão

Tensão Nominal do Ponto de Conexão	Faixa de Fator de Potência
$V_n \geq 345 \text{ kV}$	0,98 indutivo a 1,0
$69 \text{ kV} \leq V_n < 345 \text{ kV}$	0,95 indutivo a 1,0
$V_n < 69 \text{ kV}$	0,92 indutivo a 1,0 0,92 capacitivo a 1,0

Fonte: ONS (2020).

Essa necessidade de manutenção dos níveis do FP acima de 0,95 nos pontos de conexão com linhas de transmissão acima de 69 kV obrigam a concessionária a aumentar a interferência nas suas redes de distribuição, a fim de compensar os reativos por meio de diversas abordagens, como com a conexão de bancos de capacitores ou chaveamento por meio de contatores ou semicondutores. Isso mostra que o impacto causado pela inserção de UFV's no FP da rede de distribuição pode, quando feito de maneira discriminada e sem meios de compensação prévia, onerar as distribuidoras de energia

## 1.2 OBJETIVOS

O trabalho busca mensurar os impactos da inserção de GD solar fotovoltaica no FP das redes elétricas de distribuição, a partir de dois casos de estudo. O primeiro caso de estudo busca analisar o comportamento do FP de um alimentador a cada degrau de inserção de geração, antevendo os possíveis cenários causados pela inserção de UFV's em alimentadores reais. Desta forma, a provedora do serviço de distribuição e os agentes de planejamento do setor terão meios para traçar estratégias de modo a conter estes impactos no FP da rede.

O segundo caso simula cenários de inserção de GD em uma unidade consumidora para verificar o impacto causado pelos inversores fotovoltaicos na taxa de harmônicas da rede elétrica, calculando também as consequências disso no FP da rede elétrica. Através deste caso,

objetiva-se verificar o impacto de inversores comerciais atuais, comparando-os com o impacto caso a taxa de inserção de harmônicas desses inversores fosse igual, ou maior, que as taxas máximas de harmônicas previstas em normativas nacionais e internacionais que norteiam tecnicamente o setor. Assim, poderá se verificar se os padrões técnicos vigentes ainda são adequados às necessidades do setor elétrico e aos inversores comerciais atuais.

### 1.3 DIVISÃO DOS CAPÍTULOS

O trabalho é dividido em seis capítulos distintos.

O capítulo um busca situar o atual cenário da matriz elétrica brasileira e seu horizonte até 2025, e também apresenta o histórico de crescimento da GD no país e seus marcos regulatórios. Além disso, apresenta os motivos técnicos e regulatórios que incentivaram a realização do estudo, assim como seus objetivos e metodologia empregada.

O capítulo dois aborda as teorias e tecnologias envolvidas no processo de conversão de luz solar em energia elétrica. Também apresenta a atual situação normativa da GD no Brasil, que apresentou alterações importantes recentemente, e a expectativa de crescimento a nível nacional e internacional.

No capítulo três são discutidas as normas que regulam a conexão das usinas à rede elétrica e são apresentados os objetos de estudo do trabalho. O fator de potência é mais profundamente debatido, através da apresentação da maneira que é realizado o faturamento de reativos no país e exemplos de multas por excesso destes. É também discutida a regulamentação que limita a inserção de harmônicas nas redes de distribuição e os impactos trazidos por elas.

O capítulo quatro apresenta a metodologia do trabalho, discutindo os circuitos e métodos de simulação dos dois casos estudados.

No capítulo cinco são apresentados e debatidos os resultados obtidos a partir das simulações no OpenDSS em cada caso e cenário testado e os impactos destes no FP da rede de distribuição.

O capítulo seis conclui as observações realizadas durante o processo de simulação do impacto da inserção de harmônicas por SFV's na rede de distribuição, apresentando também sugestões para estudos futuros.

## 2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Geração Distribuída ressurgiu nos últimos anos como tecnologia foco dentro da transição energética globalmente em curso, porém, é de longo prazo conhecida. No final do século XIX e início do século XX, a GD provia quase a totalidade da energia consumida no planeta, o que veio a mudar nos anos seguintes, com o crescimento da inserção de grandes plantas de geração, chamada de geração centralizada. Em 1950 a participação da GD na potência instalada a nível global caiu para a marca dos 10%, funcionando principalmente como *backup*, índice que está recentemente sendo revertido. No ano de 2010, 36% da adição de capacidade instalada de geração a nível global foi por meio de GD (CASTRO; DANTAS, 2017). De acordo com a *International Energy Agency* (IEA), em 2019 a adição de geradores distribuídos de fonte solar fotovoltaica atingiu 45% da adição total de fonte solar fotovoltaica globalmente (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2019).

A definição da GD tem algumas variações, sendo conceituada normalmente como de pequeno porte (PEPERMANS *et al.*, 2005), próxima da carga, de fácil instalação e conexão, consideravelmente intermitente se comparada à GC e com custo reduzido de implantação (DULĂU; ABRUDEAN; BICĂ, 2015). Existem também diversos tipos de fontes que podem ser implementadas como GD, como as fontes solar fotovoltaica, eólica, hídrica – por meio de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), térmica – a partir do biogás, gás natural, resíduos sólidos urbanos, casca de arroz, bagaço de cana, resíduos florestais etc. (ANEEL, 2021d).

A difusão da GD, principalmente as de fontes renováveis, como solar fotovoltaica (FV) e eólicas, tendem a ter grande impacto nas redes de distribuição, com a alteração dos perfis de tensão e outros parâmetros base da rede (ABUD *et al.*, 2017). A adição da GD em uma rede de distribuição torna o fluxo de potência bidirecional, onde a sobrecarga da rede e a violação dos níveis adequados de tensão podem se tornar mais comuns (SOUZA *et al.*, 2018). Apesar disso, existem inúmeros benefícios que a GD pode trazer aos sistemas de distribuição, como a redução do custo da energia elétrica – muito dependente da política energética aplicada, redução do consumo de combustíveis fósseis (CASTRO; DANTAS, 2017), além de, quando inserida em pontos convenientes da rede e em sistemas bem planejados, auxiliar no controle de tensão e frequência e estabilidade de tensão (CORTEZ DO PRADO *et al.*, 2016). Além dos benefícios elétricos e ao meio ambiente, existem ainda os benefícios sociais, com a abertura de postos de trabalho profissionalizados, promoção da indústria nacional (FGV, 2016) e investimento da sociedade no setor elétrico. De acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar

Fotovoltaica (ABSOLAR), apenas o setor de GD deve criar cerca de 118 mil vagas de emprego em 2021 (ABSOLAR, 2021b).

## 2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A principal fonte energética do nosso planeta é o Sol, que contribui com 94% de toda a energia utilizada na Terra. Anualmente, é recebida uma quantidade de energia solar suficiente para suprir milhares de vezes as necessidades energéticas globais, no entanto, uma mínima parte dessa energia é diretamente aproveitada para a produção de energia elétrica (MARCELO GRADELLA VILLALVA, 2012; STEFAN C. W. KRAUTER, 2006).

A energia proveniente do Sol pode ser utilizada para a produção de eletricidade através de um efeito há muito tempo conhecido, chamado efeito fotovoltaico. Este efeito consiste na conversão direta de luz solar em energia elétrica. As primeiras experiências com dispositivos que apresentavam o efeito fotovoltaico datam de 1839, quando Antoine Becquerel, um físico francês, verificou uma tensão elétrica resultante da ação da luz sobre um eletrodo metálico imerso em solução química. Posteriormente, diversos relatos de efeitos semelhantes foram relatados, até que, em 1905, Albert Einstein descreveu o efeito fotoelétrico (MARCELO GRADELLA VILLALVA, 2012).

A primeira célula solar de silício foi descoberta por acidente pelo engenheiro estadunidense Russel Ohl, em 1940, quando ele mediu uma tensão elétrica ao iluminar uma barra de silício que estava estudando. Ao analisar o efeito, descobriu uma pequena concentração de impurezas que davam ao silício uma característica negativa de carga – chamada de tipo n. Outras regiões da barra tinham características positivas – chamadas de tipo p. Posteriormente a Ohl, William Schokley trabalhou na teoria de junções p-n, desenvolvendo o primeiro transistor. Em 1954 os estudos da junção p-n resultou na primeira célula solar prática, e já em 1958 surgiu o primeiro uso comercial, em aplicações espaciais (STEFAN C. W. KRAUTER, 2006).

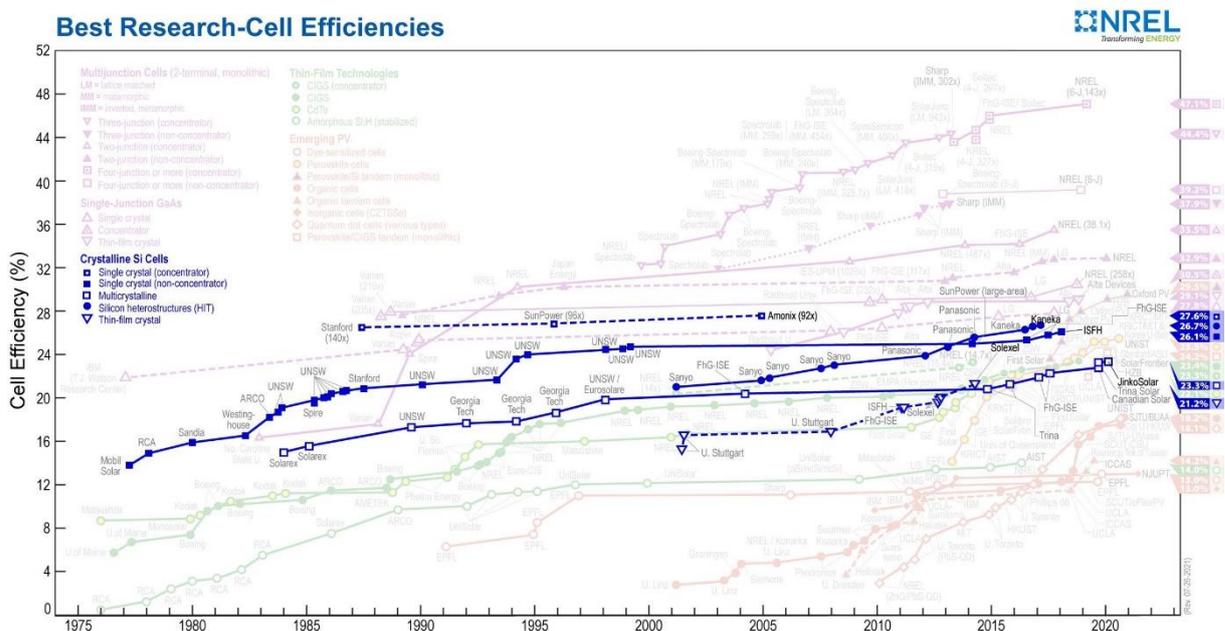
Com o grande desenvolvimento da tecnologia durante a corrida espacial e posterior continuidade das investigações da aplicabilidade do efeito fotovoltaico para produção de energia elétrica, a partir dos anos 90 as células fotovoltaicas passaram a ser utilizadas para a geração de energia elétrica em aplicações terrestres de forma comercial. Com isso, existem duas etapas principais na operação de SFV's convencionais, que são a conversão da luz solar em corrente contínua e a conversão de corrente contínua em corrente alterada. A primeira etapa – conversão da luz em corrente – é realizada pelos módulos fotovoltaicos. A segunda etapa –

conversão da corrente contínua em corrente alternada – é realizada pelos inversores fotovoltaicos.

### 2.1.1 Módulos fotovoltaicos

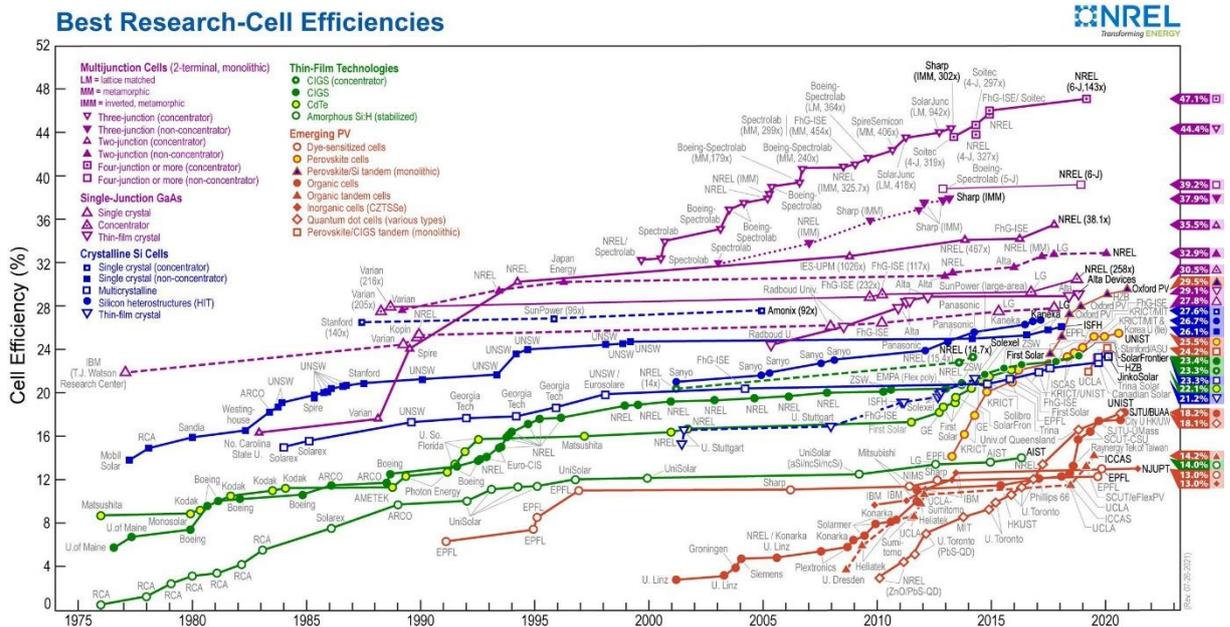
Atualmente, a tecnologia de módulos fotovoltaicos mais utilizada globalmente é a de células de silício (NREL, 2021c), que apresenta limitações intrínsecas de eficiência de conversão, tais como a energia de *band gap* e as propriedades de recombinação do portador de carga. As máximas eficiências de conversão atingidas com células de Silício Cristalino são apresentadas na Figura 2, e apresentam atualmente como barreira superior a eficiência de 27,6%. Além das células de silício, existem outras diversas tecnologias de conversão fotovoltaica, que apresentam eficiências distintas entre si. Um gráfico das mais altas taxas de conversão atingidas em laboratório entre os anos de 1976 e 2021 é apresentado na Figura 3, onde a tecnologia de células de Multijunção detém as mais altas eficiências atingidas até o momento, com a máxima sendo de 47,1%. Além das perdas intrínsecas do material, perdas externas, como temperatura, sujeira, sombreamentos intermitentes e a própria degradação do material acabam limitando ainda mais a taxa de conversão da energia recebida do sol, o que acaba diminuindo a eficiência global do sistema e dificultando a estimativa de geração e os estudos de planejamento elétrico.

Figura 2 – Gráfico das mais altas eficiências de conversão fotovoltaica em células de Silício Cristalino confirmadas em células de pesquisa entre 1976 e 2021



Fonte: NREL (2021a).

Figura 3 – Gráfico das mais altas eficiências de conversão fotovoltaica confirmadas em células de pesquisa entre 1976 e 2021 – diversas tecnologias



Fonte: NREL (2021b).

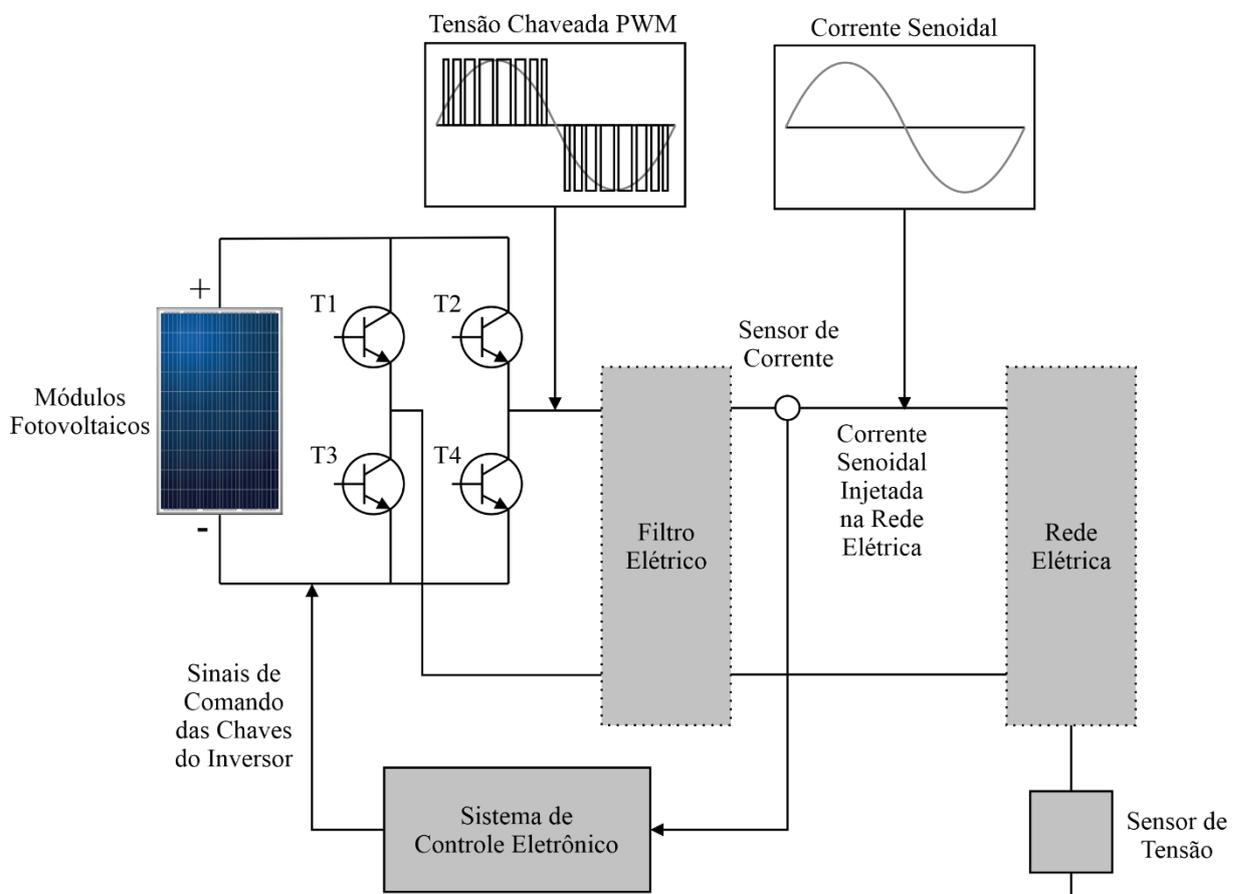
## 2.1.2 Inversores fotovoltaicos

Os inversores têm como função converter em corrente alternada a corrente contínua gerada pelos módulos fotovoltaicos. Nos SFV's *on-grid*, que são os de interesse neste trabalho e serão mais bem explicados no subcapítulo 2.1.3.1, o inversor funciona como fonte de corrente, não tendo capacidade de fornecer tensão. Isso ocorre pois o inversor funciona apenas na presença de uma rede elétrica, devendo-se desligar na ausência dela. Isso se deve à necessidade de garantir a segurança do operador da rede elétrica.

Os inversores de onda senoidal pura normalmente trabalham através do princípio de modulação de largura de pulso (*Pulse Width Modulation* – PWM), produzindo uma sequência de pequenas ondas quadradas de alta frequência. O padrão dos pulsos de PWM na saída do inversor possui um conteúdo senoidal fundamental na frequência da rede, que é de 60 Hz no Brasil, adicionado a um conteúdo harmônico de alta frequência (MARCELO GRADELLA VILLALVA, 2012). Para atenuação do conteúdo harmônico, é necessário a utilização de filtros de alta frequência na saída do inversor. Esse conteúdo harmônico nunca é totalmente filtrado, surgindo aí o problema da inserção de harmônicas por UFV's conectadas à rede, que pode trazer implicações à qualidade da energia elétrica, mais profundamente debatida na sequência deste trabalho.

O inversor fotovoltaico para aplicação *on-grid* possui ainda um sistema eletrônico de controle que o transforma em fonte de corrente, onde este sistema tem como função fazer com que a corrente nos terminais de saída seja o mais próximo de uma senoidal pura, e esteja sincronizada com a tensão da rede. A Figura 4 ilustra de maneira breve o funcionamento de um inversor CC-CA convencional. Vale ressaltar que existem diversas topologias de inversores, sendo essa escolha peça fundamental do projeto.

Figura 4 – Funcionamento básico de um inversor CC-CA do tipo *on-grid*



Fonte: Adaptação de VILLALVA (2012).

### 2.1.3 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Os SFV's podem funcionar de diversas maneiras distintas, dependendo da necessidade do adotante. O mais comum é o SFV *on-grid*, que necessita da rede elétrica para operar, o qual será considerado neste trabalho e por isso melhor definido. Existe ainda o SFV *off-grid*, que não depende da rede. Ele pode ter ou não um meio de armazenamento, e ainda contar com

fontes auxiliares, além da fotovoltaica. Por fim, existe o sistema fotovoltaico híbrido, que alia os benefícios do *on-grid* e do *off-grid*.

### 2.1.3.1 Sistema fotovoltaico on-grid sem armazenamento

SFV's conectados à rede elétrica, os chamados sistemas *on-grid*, caracterizam-se por necessitarem estar conectados à rede elétrica, tornando uma unidade que antes era apenas consumidora de energia elétrica agora também uma unidade geradora, os chamados “prosumidores”. Este esquema de ligação da Usina Fotovoltaica (UFV) faz com que o sistema de geração esteja constantemente em paralelo com a rede da distribuidora de energia (MAESTRI, 2018).

Neste tipo de SFV tem-se dois tipos possíveis de operação:

- Consumo da carga igual ou superior à geração da UFV: Toda potência gerada pela UFV é consumida pela carga e o complemento para suprir a carga vem da rede.
- Consumo da carga inferior à potência de geração da UFV ou nulo: Parte ou nada da potência gerada pela UFV é consumida pela carga e o restante é injetado na rede da concessionária, gerando créditos de energia em sistemas de compensação (*net-metering*), para que estes sejam utilizados em momentos de geração inferior ao consumo. O sistema *net-metering* é o atualmente aplicado no Brasil.

O grande viés deste tipo de conexão da UFV é que quando a rede elétrica fica desenergizada, a UFV também se desliga por conta da perda de sincronismo, deixando assim o prosumidor sem energia.

## 2.2 SITUAÇÃO NORMATIVA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

A REN 482/2012 regeu o setor de GD no país até o início de 2022, e foi de suma importância para o crescimento do mesmo. A norma foi instituída em 17 de abril de 2012, sendo posteriormente atualizada pelas resoluções normativas 517/2012, 687/2015 e 786/2017. Desde 2019 estava em discussão uma nova alteração na REN 482/2012, que deveria alterar de maneira mais profunda a forma de tarifação dos prosumidores – aqueles consumidores que também geram energia por meio de GD. Foram realizadas diversas audiências públicas pela ANEEL desde então, porém, por conta da pandemia de Covid-19, a atualização normativa permaneceu suspensa durante o ano de 2020, voltando a ser discutida em 2021. Também em 2019 foi

apresentado na Câmara dos Deputados o Projeto de Lei (PL) 5.829/2019, pelo Deputado Silas Câmara (REPUBLIC-AM), e tendo como relator o Deputado Lafayette de Andrade (REPUBLIC-MG), visando instituir o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistemas de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS) (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2021), tendo sido aprovado em plenário em Agosto de 2021, e tornado Lei em janeiro de 2022, após divulgação no DOU através da Lei 14.300. A Lei Nº 14.300 substituiu a REN 482, sendo a partir de tal data a regente da GD no país.

### **2.2.1 REN 482/2012**

A REN 482 de 2012 estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, definiu o sistema de compensação de energia elétrica, e determinou demais providências (ANEEL, 2012).

Inicialmente era autorizado a entrada ao sistema de compensação de geradores de até 100 kW de potência instalada denominados “microgeradores distribuídos”, e maiores de 100 kW até 1 MW como “minigeradores distribuídos”. O sistema de compensação definido pela norma se baseou em créditos de energia, conhecido como sistema de *net metering*. Neste sistema, cada kWh de energia injetado pelo prosumidor na rede de distribuição da concessionária dava o direito ao abatimento de outro kWh, em proporção de um para um conforme posto tarifário, no prazo de 36 meses, sendo após tal prazo expirado.

A normativa teve sua primeira alteração significativa em 2015, por meio da REN 687/2015. A atualização trouxe mudanças no enquadramento de micro e minigeração distribuída, sendo a microgeração reduzida dos 100 kW definidos pela REN 482/2012 para uma potência instalada igual ou inferior a 75 kW, e a minigeração ampliada para potências entre 75 kW e 3 MW para fontes hídricas e 5 MW para demais fontes renováveis, como fonte eólica e solar fotovoltaica. Além das mudanças na potência para enquadramento como GD, foram também criadas novas modalidades de compensação de energia elétrica. Foram incluídas pela REN 687/2015 as modalidades de autoconsumo remoto – modalidade em que a geradora envia créditos para outras unidades consumidoras de mesma titularidade – além das modalidades de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras – como condomínios – e de geração compartilhada, podendo ser por meio de consórcios de empresas ou cooperativas de pessoas físicas. Outra mudança importante trazida em 2015 foi o aumento do prazo para utilização dos créditos, expandido dos 36 para os 60 meses (ANEEL, 2015).

## 2.2.2 Novas proposições – PL 5.829/2019

Após diversas consultas públicas e discussões dentro da esfera da ANEEL, a atualização da normativa brasileira para GD seguiu para a esfera legislativa, tendo sido apresentado em 05 de novembro de 2019, na Câmara dos Deputados, o PL 5.829, o qual se propôs a criar o marco legal da GD no país. Em discussão desde o ano de apresentação, e após diversos substitutivos apresentados, o PL teve sua redação final aprovada no dia 24 de agosto de 2021, na Câmara dos Deputados. Após a aprovação no plenário, o PL seguiu para tramitação no Senado Federal, onde houveram sugestões de mudanças na proposta (GREENER, 2021a). Após tramitação no Senado, o texto foi novamente revisado e aprovado pela Câmara, e seguiu para sanção presidencial, sendo esta feita no dia 06 de janeiro de 2022, na forma da Lei Nº 14.300/2022.

Mudanças normativas apresentam impacto histórico importante na inserção de UFV's no Brasil, que teve crescimento notável após a REN 687 de 2015. Por conta disso, a Lei 14.300 pode trazer implicações técnicas importantes, dependendo da percepção do mercado em relação ao seu texto. Uma percepção de cenário positivo e de maior segurança aos geradores tende a incentivar setores que ainda não apresentam grande representatividade na GD, como o industrial (ANEEL, 2021a), aumentando o ritmo de novos geradores entrantes, conseqüentemente acelerando a percepção dos impactos nas redes de distribuição. Por outro lado, uma percepção de cenário negativo para o setor tende a frear a busca pela geração própria, alterando os níveis de impacto no sistema. Por conta disso, é importante o acompanhamento da sensibilidade dos consumidores finais e agentes do setor em relação às mudanças trazidas, a fim de melhor planejar a operação, expansão e melhorias do mesmo.

### 2.2.2.1 Mudanças trazidas pela Lei 14.300

O PL 5.829/2019 surgiu em meio a uma insegurança jurídica grande no setor de GD no Brasil, que contava em 2019 apenas com a REN 482 autorizando a instalação de geradores distribuídos no território nacional. A REN, por não ter força de lei, não era suficiente para garantir a segurança jurídica necessária para viabilizar grandes investimentos nesse tipo de geração, o que explica, em parte, uma menor participação do setor industrial na potência instalada em GD no país, que beira atualmente os 8% da potência total instalada (ANEEL, 2021a).

Assim, em 05 de novembro de 2019, foi apresentado o primeiro texto base do PL, na câmara dos deputados. Após diversas discussões e alterações no texto, em 18 de agosto de 2021 houve a aprovação do texto final. As principais alterações em relação à REN 482/2012 se

concentraram na potência instalada máxima permitida para GD, valor da compensação dos créditos, custo de disponibilidade, demanda contratada e contratação de serviços ancilares da GD. Ainda foi definida a regra do direito adquirido para geradores já instalados, pauta que foi muito discutida desde o início da revisão normativa proposta pela ANEEL. Essas alterações, por apresentarem impactos consideráveis na atratividade e segurança da GD no país, serão apresentados e discutidos em maiores detalhes a seguir.

#### *2.2.2.1.1 Manutenção do direito adquirido*

Para as UC's com micro ou minigeração já em operação, se mantém até 2045 as regras atuais. Também permanecem com as mesmas regras do SCEE atual os consumidores que protocolarem a Solicitação de Acesso (desde que de maneira correta), em até 12 meses após a sanção presidencial da Lei (tal sanção só ocorre após aprovação pelo Senado);

Para consumidores que protocolarem a Solicitação de Acesso dentro dos 12 meses posteriores à sanção da Lei, deve-se cumprir os seguintes prazos para o início de operação – sendo passível de perda do direito caso o prazo seja violado:

- Microgeradores: 120 dias;
- Minigeradores de fonte solar: 12 meses;
- Minigeradores demais fontes: 30 meses.

#### *2.2.2.1.2 Potência instalada*

Até então era permitido pela REN 482/2012 a potência máxima instalada de 5 MW para caracterização como GD, sendo geradores de até 75 kW instalados classificados como microgeração distribuída e maiores que 75 kW e menores que 5 MW classificados como minigeração distribuída. A Lei 14.300 altera para 3 MW a potência máxima instalada para geradores que utilizem fontes não despacháveis, como a fonte solar fotovoltaica sem armazenamento. Os geradores de fontes despacháveis – como hidrelétricas com capacidade de controle variável de geração, biomassa, biogás e UFV's com armazenamento em baterias de pelo menos 20% da capacidade de geração mensal – permanecem autorizados até 5 MW de potência instalada. As demais regras nesse quesito permanecem inalteradas. (ANEEL, 2012; CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2021; GREENER, 2021a)

### 2.2.2.1.3 *Validade dos créditos*

É prevista a manutenção da validade de 60 meses para os créditos dos participantes do SCEE. Caso não utilizados dentro destes 60 meses, serão revertidos para a modicidade tarifária – diminuição da fatura de energia de todos.

No caso de encerramento de contrato entre consumidor e distribuidora, os créditos armazenados serão mantidos em nome do titular, exceto caso haja outra unidade consumidora passível de recebimento (mesma área de concessão) que esteja também em seu nome. Neste caso os créditos poderão ser realocados para esta unidade. Caso não haja solicitação de alocação de créditos do consumidor-gerador para alguma determinada unidade de sua titularidade em até trinta dias após o encerramento do contrato, a realocação será automática para a sua unidade de maior consumo, sucessivamente, até a compensação integral dos créditos remanescentes.

### 2.2.2.1.4 *Venda de créditos de energia elétrica*

Foram trazidas algumas importantes alterações na interação gerador/concessionária, possibilitando transações e modelos de negócio não antes possíveis pela REN 482/2012.

- Fica prevista a possibilidade de compra de créditos não-compensados pelos geradores por parte das concessionárias, sem especificar, no entanto, os critérios. Tais critérios devem ser normatizados pela ANEEL.
- Além da compra de créditos de energia, o PL prevê a contratação de prestação de serviços ancilares, que deverá ocorrer por chamada pública.

### 2.2.2.1.5 *Faturamento como B-optante*

A REN 1.000/2021 permite que clientes do grupo A optem, quando dentro de algumas condições específicas, pelo faturamento como grupo B – caso em que não há pagamento da demanda contratada (ANEEL, 2021c).

No entanto, em junho de 2020, por meio de Nota Técnica a ANEEL se posicionou contrária ao enquadramento no grupo B para Minigeradores (ANEEL, 2020), definido na época pela REN 414/2010 (ANEEL, 2010). A Lei 14.300, no entanto, altera esse entendimento, para as seguintes proposições:

- Permite o faturamento de UC's do grupo A que contam com minigeração nos casos em que o total de transformadores da UC seja igual ou inferior à 1,5 vezes o limite permitido para ligação de consumidores do grupo B – que é igual a 112,5 kVA.

Assim, mesmo enquadrados como minigeradores, os geradores que estiverem dentro dos requisitos definidos pela REN 1.000/2021 para enquadramento como optantes de faturamento como grupo B, assim poderão o fazer, desde que respeitem também as regras da Lei 14.300.

#### *2.2.2.1.6 Transição e valoração dos benefícios da GD*

Fica prevista uma transição de sete a nove anos no pagamento das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição para aqueles que solicitarem acesso ao SCEE depois de 12 meses da sanção da lei.

O cronograma de transição segue as seguintes etapas:

- A partir de 2023 – 15%
- A partir de 2024 – 30%
- A partir de 2025 – 45%
- A partir de 2026 – 60%
- A partir de 2027 – 75%
- A partir de 2028 – 90%
- A partir de 2029 – Regras tarifárias estabelecidas pela ANEEL após período de transição.

Para usinas remotas não despacháveis com potência instalada superior a 500 kW ou para geração compartilhada em que um único titular detenha 25% ou mais de participação no recebimento de créditos, os percentuais cobrados serão de 100% da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) fio B adicionado a 40% da TUSD fio A, e ainda a adição de encargos de fiscalização, pesquisa e desenvolvimento. A TUSD fio B é a tarifa que remunera a distribuição de energia. Já a parcela TUSD fio A é a tarifa que remunera a transmissão de energia.

#### *2.2.2.1.7 Exigência de fiel cumprimento para UFV's acima de 500 kW*

Foi incluída pelo texto a exigência de garantia de fiel cumprimento para projetos com capacidade instalada acima de 500 kW. Ainda não está definido, no entanto, quais os tipos de garantias que serão aplicáveis, nem para quem tal garantia será depositada. Ficará a cargo da ANEEL regulamentar os meios e métodos a serem empregados.

Fica definido pela Lei 14.300 as seguintes exigências:

- Projetos com capacidade superior a 500 kW e inferior a 1000 kW – Garantia de 2,5% sobre o valor do projeto;
- Projetos com potência instalada igual ou superior a 1.000 kW – garantia de 5% sobre o valor do projeto;
- Projetos com potência instalada superior a 500 kW e que tiverem parecer de acesso válido na data de publicação da lei devem apresentar garantia de fiel cumprimento em até 90 dias – exceto se o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) seja celebrado dentro deste prazo.

Também deverá ser definido pela ANEEL os métodos para cálculo do valor do projeto.

#### 2.2.2.1.8 Tarifa mínima

Não houve alterações no consumo mínimo faturável, permanecendo de 30 kWh para clientes monofásicos, de 50 kWh para clientes bifásicos e 100 kWh para clientes trifásicos. Houve alteração no consumo mínimo faturável apenas para clientes com gerador de até 1,2 kW de potência instalada, que deverá ter redução de até 50% do consumo mínimo faturável em relação ao estabelecido pela ANEEL.

A principal alteração positiva para o setor da GD se deu com a eliminação da cobrança do custo de disponibilidade em duplicidade. Com a nova regra, o custo de disponibilidade será pago apenas se o consumo da rede (antes da compensação) for menor que o valor mínimo, ditado pela ANEEL.

Esta eliminação da cobrança em duplicidade que é prevista pela REN 482/2012 tende a limitar os impactos negativos causados pela não compensação da parcela fio B da TUSD nos geradores de menor porte, principalmente nos anos de incremento gradual desta cobrança.

#### 2.2.2.1.9 Demanda contratada

Geradores que recebem energia por meio da média tensão e são faturados como Grupo A enquadrados no modelo atual devem contratar no mínimo a potência instalada da UFV em demanda de consumo, sendo onerados conforme a equação 1.

$$\text{Demanda Contratada (kW)} \times \text{TUSDd} \left( \frac{\text{R\$}}{\text{kW}} \right) \quad (1)$$

Isso se torna um empecilho financeiro quando a UFV é remota – pois é necessário a contratação de TUSD Demanda (TUSDd) – mesmo que elas sejam apenas geradores, ou quando a demanda de consumo do local onde o UFV é menor que a potência instalada do mesmo – o que obriga o cliente a aumentar a contratação de demanda mesmo que sua carga não necessite.

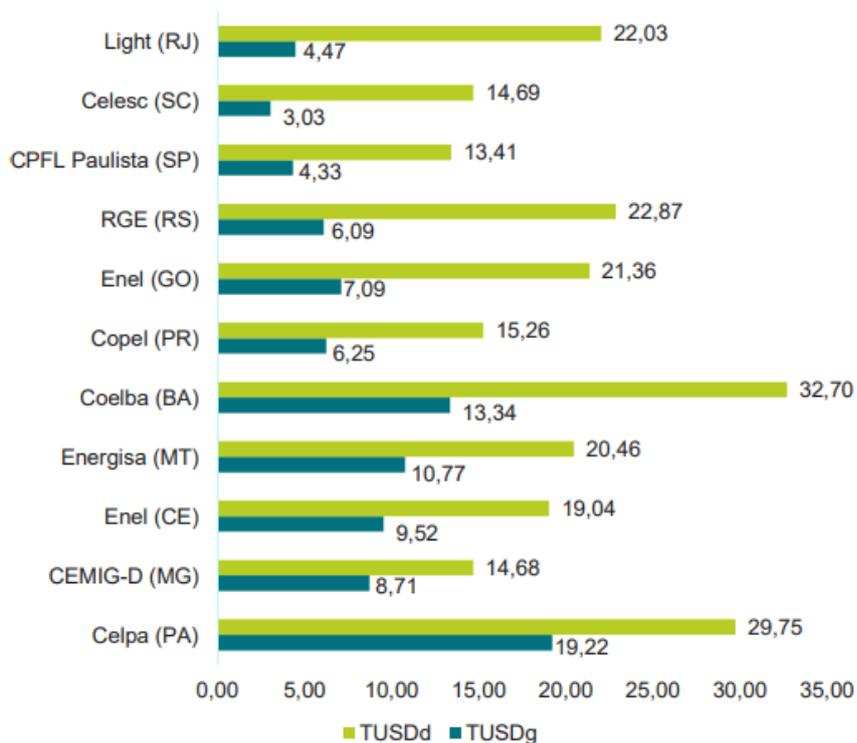
Com a Lei 14.300, para usinas geradoras enquadradas como minigeração nas categorias de geração remota, a tarifa de referência para faturamento da demanda contratada passa a considerar a TUSD Geração (TUSDg), e será dada conforme a equação 2.

$$\text{Demanda Contratada (kW)} \times \text{TUSDg} \left( \frac{\text{R\$}}{\text{kW}} \right) \quad (2)$$

Com isso, a atratividade de sistemas remotos aumenta, pois o valor da TUSDg é muito reduzido em comparação à TUSDd.

Na Figura 5 é apresentada uma comparação dos valores da TUSDd vs TUSDg em algumas concessionárias.

Figura 5 – Comparação de valores de TUSDd versus TUSDg para clientes de Média Tensão enquadrados na tarifa horária verde - Valores sem impostos expressos em R\$/kW - vigência 2020/2021



Fonte: GREENER (2021a).

Observam-se reduções no valor da TUSDd em relação à TUSDg em todas as concessionárias. As maiores reduções percentuais ocorrem na LIGHT (RJ), que passa de R\$ 22,03 para R\$ 4,47 (redução de quase 80%) e RGE (RS), que passa de R\$ 22,87 para R\$ 6,09 (redução de 74%).

### 2.2.2.2 Implicações da Lei 14.300

Desde o início da discussão de atualização da REN 482, em 2019, a frase “taxar o sol” (UOL, 2020) assombrou consumidores, integradores e outros agentes do setor de GD. Com isso, muito receio se criou aos possíveis adotantes da tecnologia, que agora se questionam se o tal do “Marco Legal da GD” – a Lei 14.300, irá prejudicar o retorno financeiro da GD.

Como o cenário ainda é de incertezas, já que a Lei 14.300 ainda carece de decisões que serão tomadas pela ANEEL apenas em 2023, serão apontados os pontos que tendem a impactar positivamente o mercado de GD no país, aumentando a sua atratividade, e os pontos negativos, que tendem a diminuir a atratividade do negócio.

Pontos que tendem a aumentar a atratividade da GD no país:

- Eliminação da cobrança do custo mínimo em duplicidade, onde este trará grande benefício no tempo de retorno do investimento principalmente para geradores de pequeno porte, onde o custo de disponibilidade é significativo;
- Necessidade de contratação de TUSDg para usinas exclusivas de geração remotas, reduzindo muito o custo fixo nessa modalidade;
- Garantia jurídica do investimento;
- Inclusão da possibilidade de armazenamento e sistemas híbridos – criará modelos de negócio que poderão auxiliar o retorno financeiro do cliente.

Pontos que tendem a diminuir a atratividade da GD no país:

- Retirada da compensação de créditos da parcela do TUSD Fio B (gradualmente até 2029), o que reduz a parcela de tarifa compensável pela geração da UFV.

Com isso, ainda que haja carência de estudos mais aprofundados sobre o impacto da Lei 14.300 na inserção de novos geradores na rede elétrica, pode-se esperar a permanência de crescimento do número de adotantes, principalmente na modalidade de geração junto à carga. Ainda se espera que clientes de muito pequeno porte (sistemas até 5 kW) sejam incentivados a adotarem a GD, por conta da melhora de alguns cenários, como a não cobrança em duplicidade da tarifa mínima de energia. Também se espera o crescimento de sistemas de até 500 kW em clientes industriais, por conta da segurança jurídica trazida pelo Lei. Sistemas maiores que 500 kW tendem a sofrer redução na atratividade por conta da necessidade de garantia de fiel cumprimento e do não abatimento de componentes extras da tarifa.

### 2.3 EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL E PERSPECTIVAS DE CRESCIMENTO

Com um crescimento tímido da GD após a REN 482/2012, foi instituída em 2015 a REN 687, que aumentava os incentivos para o setor, tendo como principais mudanças os novos enquadramentos para micro e minigeração, as novas modalidades de compensação e o aumento do tempo para compensação de créditos de 36 para 60 meses (ANEEL, 2015). Essas mudanças, aliadas da expressiva queda de preços dos kits fotovoltaicos nos últimos anos (PORTAL SOLAR, 2020), trouxe um cenário muito mais favorável para o setor a partir da publicação da REN 687/2015.

O ano de 2015 fechou com uma inserção total de 9,7 MW de GD solar fotovoltaica na rede elétrica do país, considerado pouco em relação aos quatro anos de vigência da REN 482, o que corroborou para a atualização da norma. A partir da absorção da atualização da norma por parte do setor e da sociedade, o crescimento da inserção fotovoltaica por meio de GD na rede mostrou uma tendência exponencial, quintuplicando a potência instalada já em 2016, atingindo 49,3 MW. O crescimento a partir daí se mostrou sólido, tendo ultrapassado os 2 GW no final de 2019, os 3 GW em julho de 2020, os 4 GW em novembro de 2020. No ano de 2021 foram atingidas três marcas importantes, com 5 GW em março de 2021, 6 GW em junho e 7 GW sendo alcançados em outubro (ABSOLAR, 2021a), confirmando o ritmo de crescimento. O infográfico apresentado na Figura 6, que mostra a evolução da fonte solar fotovoltaico – tanto na GC quanto na GD – no Brasil, evidencia que apenas no ano de 2019 que a GD passou a ser mais relevante em potência instalada do que a GC, tendo desde este ano aumentado a diferença entre as duas modalidades. Hoje, a GD de fonte solar fotovoltaica apresenta quase o dobro de potência instalada em relação à GC.

Figura 6 – Infográfico da Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil



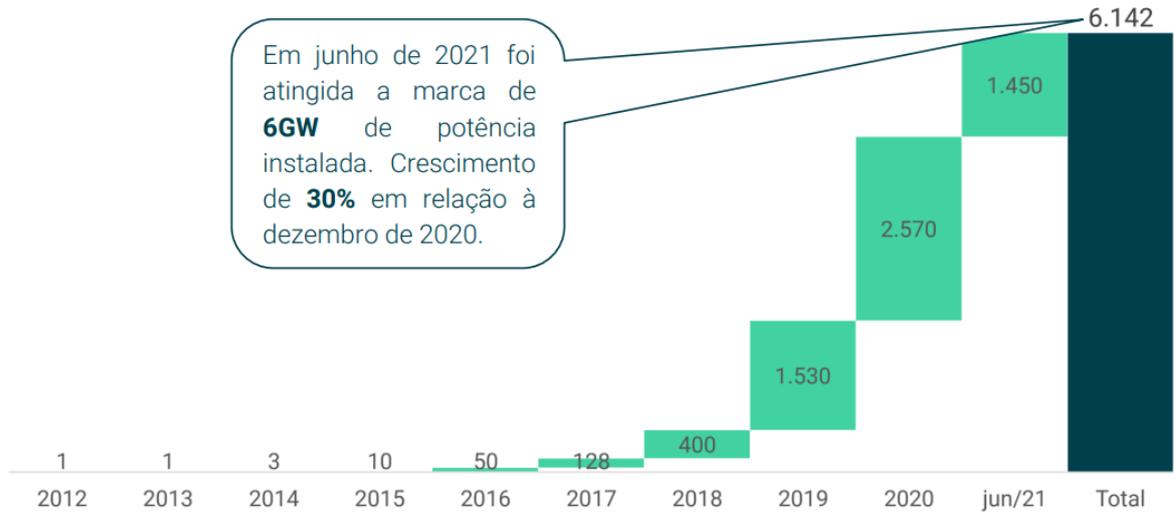
Fonte: ABSOLAR (2022).

### 2.3.1 1º Semestre de 2021

Após o fechamento do ano de 2020 com pouco mais de 4,5 GW de potência em SFV's instalados na modalidade de GD no país, com preços médios dos kits acima de patamares anteriores, muito por conta do impacto cambial, com o dólar tendo elevação superior a 30% (GREENER, 2020), o primeiro semestre de 2021 foi novamente de crescimento no setor. Em junho 2021 foi atingida a marca de 6 GW de potência instalada, representando um crescimento de 30% em relação ao final de 2020. O crescimento do volume de GD fotovoltaica instalada no país entre 2012 e junho de 2021 pode ser vista na Figura 7.

O volume de importação de módulos fotovoltaicos atingiu uma marca ainda mais impressionante, somando 4,88 GW no primeiro semestre, superando a marca registrada durante todo o ano de 2020. O número de instalações com sistema FV conectadas à rede atingiu a marca de 532,5 mil, representando uma inserção em cerca de 0,63% de todas as UC's do país.

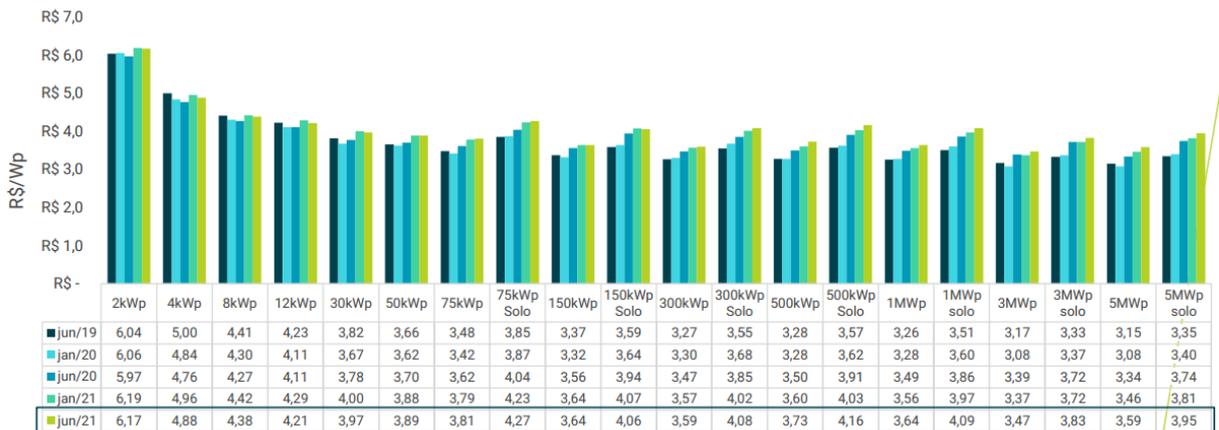
Figura 7 – Volume (MW) de sistemas fotovoltaicos de GD conectados à rede até junho de 2021



Fonte: GREENER (2021b).

Os preços de sistemas inferiores a 300 kW se mantiveram estáveis em um patamar elevado, semelhantes ao semestre passado. Para sistemas com potência superior a 300 kW se observou uma elevação considerável do valor por kWp. Os preços de sistemas entre 2 kWp e 5 MWp podem ser vistos na Figura 8.

Figura 8 – Evolução do valor nacional médio do Wp de UFV's até junho de 2021



Fonte: GREENER (2021b).

Apesar do aumento no valor final ao consumidor em grande parte das faixas de potência durante o segundo semestre de 2020, a maior parcela da variação cambial foi absorvida pelos distribuidores e integradores antes de chegar ao cliente final, sendo por conta disso que os maiores acréscimos, que ficaram para as grandes usinas, não passaram dos 10%. Após esse forte

impacto inicial causado pela pandemia, o preço médio dos kits se manteve estável no primeiro semestre de 2021, o que contribuiu para a aceleração do crescimento da GD no período.

### **2.3.2 Perspectivas de crescimento da GD no Brasil nos próximos anos**

A perspectiva de crescimento da GD no país depende diretamente de eventos incertos, como as mudanças normativas que estão em pauta desde 2019, impactos econômicos globais e nacionais, variação do preço da matéria prima, variação cambial, entre outros.

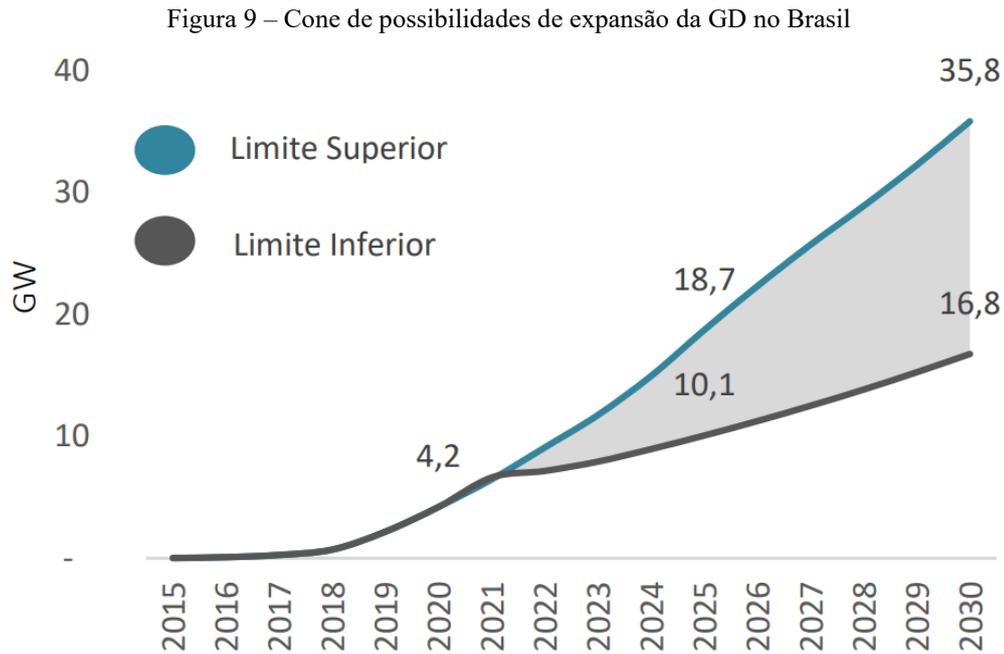
Alguns cenários envolvendo a expansão da oferta e da demanda de energia são estudados anualmente no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). No PDE 2030, que estuda o horizonte de expansão de energia até 2030, foram apresentados horizontes distintos de crescimento da GD no país até o final da década, considerando os cenários da revisão da REN 482 apresentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e discutidos na Audiência Pública nº 001/2019 – ANEEL.

#### **2.3.2.1 PDE2030**

Após a pandemia de Covid-19 ter inicialmente afetado o crescimento do setor no país e os avanços na discussão sobre a mudança regulatória, a EPE atualizou o seu plano decenal por meio do PDE2030. Esta atualização impactou positivamente a previsão de crescimento da GD no Brasil em relação ao apresentado no PDE2029, por conta da aceleração vista no setor, pela corrida para instalação de SFV's antes da alteração da REN 482 e também por uma possível escolha de um cenário de referência mais brando que o considerado no plano anterior.

Com tais incertezas na mesa, a EPE apresentou um cone de possibilidade de expansão da GD no cenário até 2030, apresentado na Figura 9. Este cone apresenta a expectativa de crescimento máximo e mínimo da GD no país até 2030.

Decorrente da grande incerteza encontrada relacionada ao crescimento da GD no país, devido à indefinição do sistema de compensação e da retomada da economia, a EPE elaborou o estudo considerando dois cenários de referência, contidos dentro do cone de possibilidades anteriormente apresentado.



Fonte: EPE (2020).

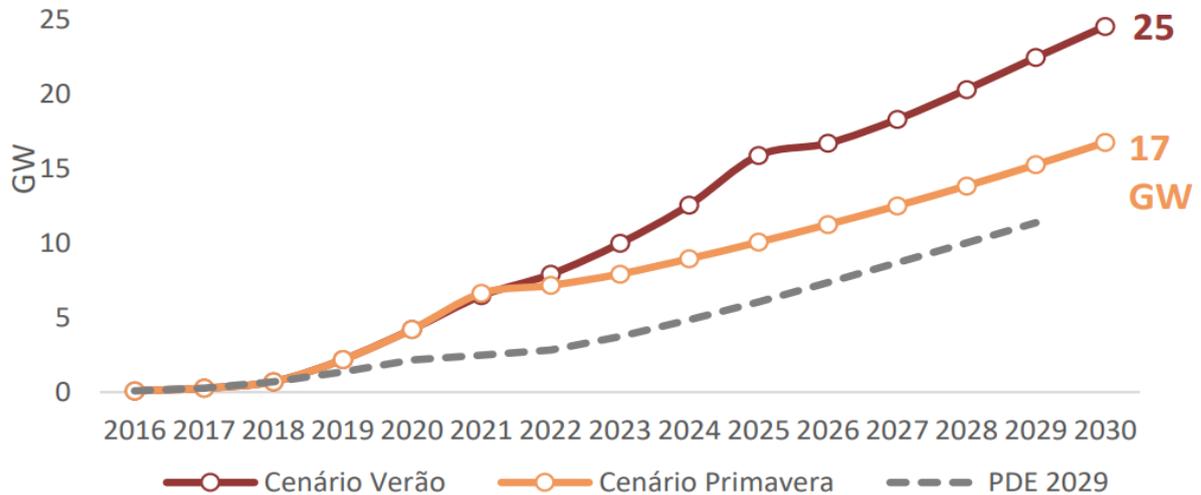
O primeiro cenário, chamando no plano de Cenário Verão, considera que o Brasil manteve uma política de grande incentivo à GD, com pequenas mudanças na regulamentação. O cenário considera a entrada em vigor das novas regras no ano de 2022, com a retirada da compensação da parcela de fio B, parcela que remunera a distribuição. Todas as demais componentes da tarifa permanecem intocadas, como o uso da transmissão, encargos, perdas e energia. É considerado ainda a aplicação da tarifa binômia, a qual deixaria de compensar as parcelas fio A – parcela que remunera a transmissão – e fio B para a GD, entrando em vigor apenas em 2026, causando também a não compensação da parcela da transmissão.

No segundo cenário, chamado de Primavera, apenas a parcela de energia da tarifa permanece sendo compensada a partir de 2022, quando também passaria a valer a cobrança da tarifa binômia. Ainda assim, o investimento continua consideravelmente atrativo, o que garante o crescimento moderado do setor ao longo da década (EPE, 2020).

Ambos os cenários estudados apresentaram resultados superiores ao horizonte 2029, que era na melhor das alternativas de 11,4 GW instalados em 2029 (EPE, 2019). O cenário Primavera – que estudou o crescimento mais brando – resultou em uma estimativa de capacidade instalada de 16,8 GW no ano de 2030 para a GD no Brasil, com uma projeção de energia gerada de 2,9 GW médio para o mesmo ano. O Cenário Verão, que considerou um resultado no caso de o país permanecer com a postura de incentivo alto à GD, resultou em uma estimativa de capacidade instalada de 24,5 GW e uma geração de 4,3 GW médio para o mesmo

ano. Os gráficos de crescimento de ambos os cenários para o horizonte 2030 são apresentados nas Figura 10 e Figura 11.

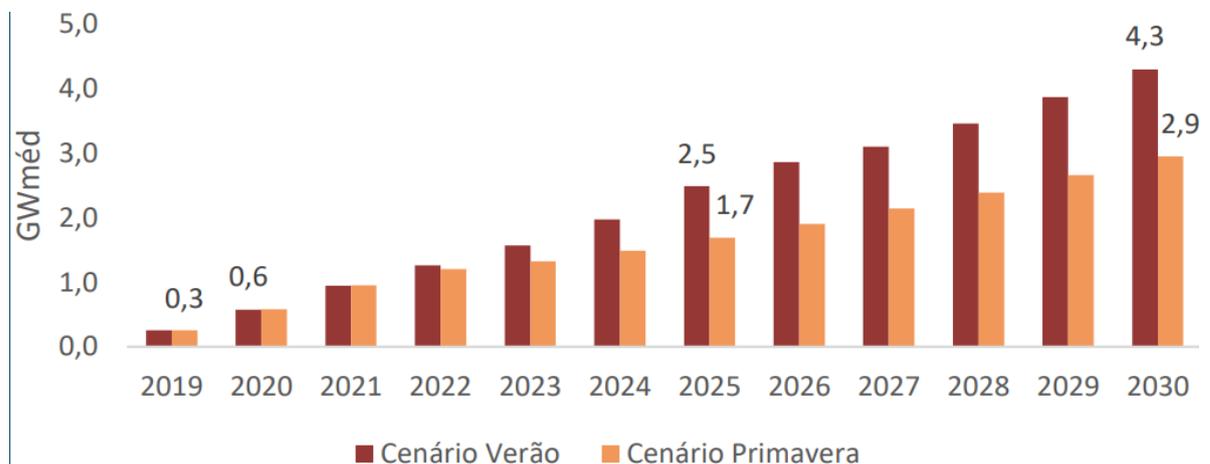
Figura 10 – Projeção da capacidade instalada de GD no país pelo PDE2030



Fonte: EPE (2020).

Evidencia-se pela Figura 10 o grande aumento na expectativa para crescimento do setor de GD no cenário 2030 em relação ao cenário 2029, com um descolamento mínimo de 5,6 GW em relação à pior projeção para 2030 (cenário primavera) em relação a 2029 e de 13,6 GW na melhor projeção (cenário verão). As estimativas apresentadas pela EPE no PDE 2030 consideram um aumento entre 250% e 350% na potência instalada em GD até o ano de 2030 em relação ao final de 2021, onde deve-se atingir a marca de 8 GW apenas de UFV's instaladas na GD. Nesse cenário, pode-se chegar a cerca de 3,5% das UC's do país com geração instalada ao final da década.

Figura 11 – Projeção de energia gerada pela GD no país pelo PDE2030



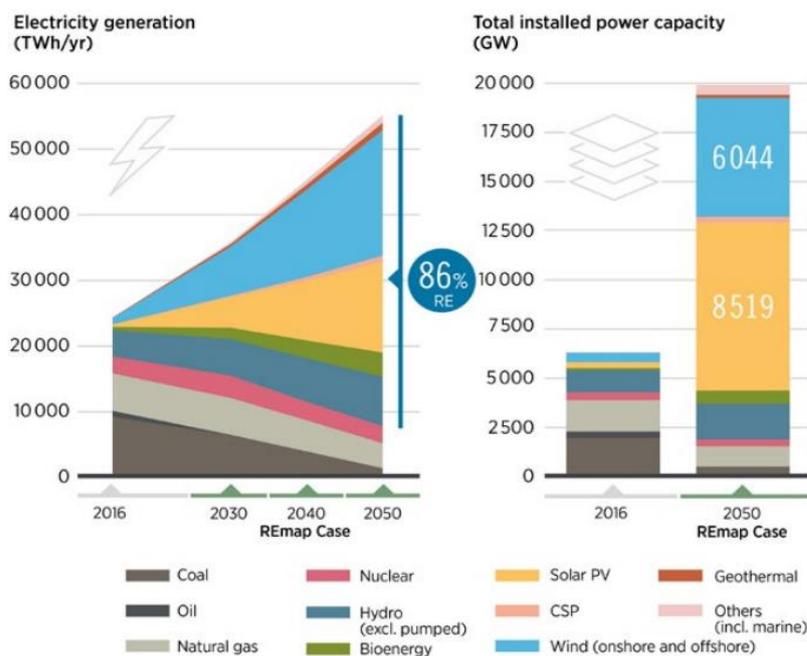
Fonte: EPE (2020).

### 2.3.3 Projeção de crescimento global da GD

Entre os anos de 2010 e 2018, o custo nivelado de energia ou eletricidade (LCOE – *Levelized Cost of Energy*) para fonte solar FV teve uma redução global de 77%. Além da queda do custo, a preocupação com a qualidade do ar vem crescendo com a percepção dos altos níveis de poluição nele atingidas em grandes centros urbanos. Estes fatores, juntamente com as metas de clima acordadas para 2050 em Paris, vêm impulsionando as fontes renováveis ao redor do globo, com destaque para a fonte solar FV (IRENA, 2019).

Com os incentivos e a grande pesquisa voltada para a efficientização da produção de energia renovável, se espera para 2050 que 86% da geração de eletricidade se dê por fontes renováveis, tendo a energia solar FV a maior capacidade instalada entre todas as formas de geração e atingindo 25% de participação na geração de eletricidade neste ano, conforme exposto na Figura 12 (IRENA, 2019).

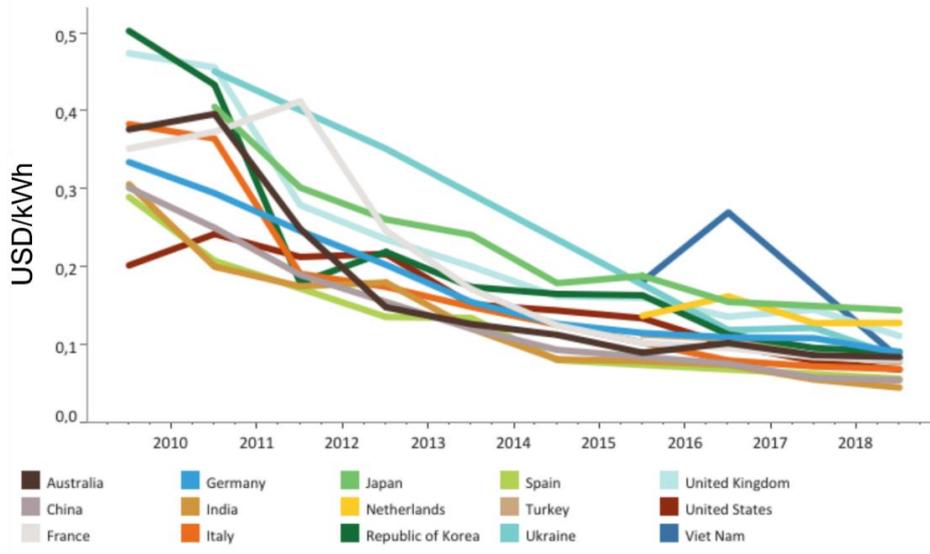
Figura 12 – Geração de eletricidade e capacidade instalada por fonte até 2050



Fonte: IRENA (2019).

Conforme mostra a Figura 13, o LCOE caiu, na Alemanha, de aproximadamente 0,34 US\$/kWh para menos de 0,1 US\$/kWh. Essa queda representa uma redução de mais de 70% em 10 anos. Vale ressaltar que a Alemanha já tinha em 2009 um mercado fotovoltaico consideravelmente desenvolvido, o que mostra que a redução foi global, muito por conta da redução do custo da tecnologia de materiais dos produtos utilizados na instalação de UFV's.

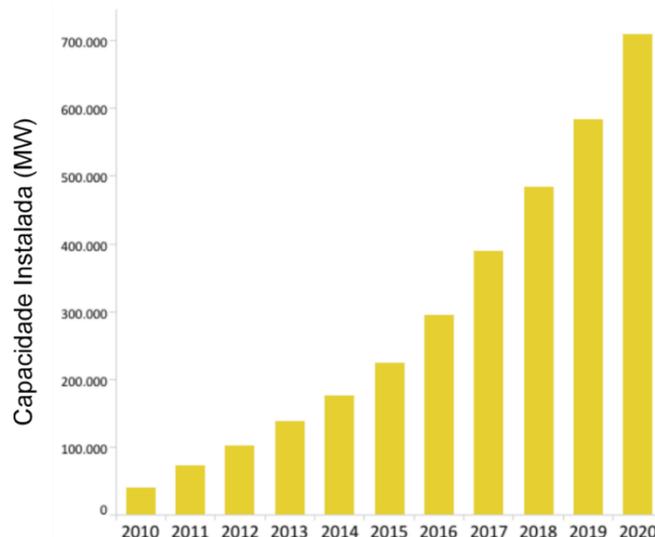
Figura 13 – LCOE médio de UFV's comissionadas entre 2009 e 2019



Fonte: IRENA (2021a).

A capacidade instalada de fonte solar fotovoltaico no globo saltou de menos de 50 GW para mais de 700 GW entre os anos de 2010 e 2020, conforme Figura 14.

Figura 14 – Capacidade Instalada de Fonte Solar Fotovoltaica no Mundo



Fonte: IRENA (2021b).

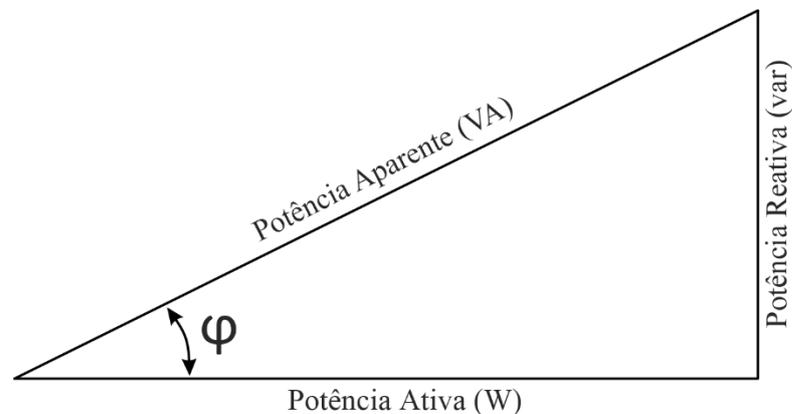
Esse crescimento acelerado de instalações de geração de energia elétrica a partir da fonte solar fotovoltaica, como umas das soluções para geração de grande escala, está diretamente relacionada à redução do LCOE, mas também se dá por outros diversos fatores. O avanço do conhecimento e expertise com a tecnologia, ganho de confiança dos agentes na fonte e busca por fontes mais limpas são apenas alguns deles. Essa busca por fontes limpas ganhou ainda

mais importância com a ascensão da eletrificação dos meios de transportes, que, no entanto, só faz sentido se sua implementação vier acompanhada de uma matriz elétrica mais limpa. Isso cria grandes discussões nos países que iniciaram essa eletrificação primeiro – Estados Unidos, Japão, Europa e China – que historicamente possuem matrizes com maior grau poluidor. Assim, a tendência de um crescimento acentuado e constante da matriz solar fotovoltaica deve se manter nos próximos anos.

### 3 FATOR DE POTÊNCIA E REGULAÇÃO DO SETOR

Fator de potência é definido pela relação entre a potência ativa e a potência aparente, e varia entre 0 e 1. Quando o FP é igual a zero, todo o fluxo de energia é reativo, sendo devolvido à fonte a cada ciclo. Quando o FP é igual a um, toda a energia fornecida pela fonte é consumida pela carga, gerando trabalho. A potência aparente por definição é igual ou superior à potência ativa, já que é o produto da tensão pela corrente do circuito (FRAGOAS, 2008). As potências ativa, reativa e aparente são relacionadas a partir do triângulo de potências apresentado na Figura 15.

Figura 15 – Triângulo de Potências



Fonte: Próprio Autor.

A potência ativa é a capacidade que um circuito apresenta em produzir trabalho dentro de um determinado período. Quando este circuito apresenta elementos reativos, como capacitores e indutores, o armazenamento de energia nesses elementos faz com que exista uma defasagem entre a tensão e a corrente circulante no circuito, devolvendo assim a energia armazenada à fonte sem gerar trabalho útil (VIEIRA, 1989), sendo chamado então de circuito reativo. Um circuito com baixo FP demanda uma maior corrente para realizar o mesmo trabalho que um circuito com maior FP, já que a energia é devolvida para a fonte sem produzir trabalho, sendo muitas vezes referido como um circuito menos eficiente. Apesar da energia reativa não realizar trabalho útil, ela é essencial para o funcionamento de equipamentos como motores e transformadores, pois é a responsável pela criação dos campos elétricos e magnéticos nas bobinas destes equipamentos (VIEIRA, 1989).

O FP é definido pelo Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2018) pela equação 3.

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2+Q^2}} \quad (3)$$

Onde:

- P é a potência ativa (W);
- S é a potência aparente (VA);
- Q é a potência reativa (var).

### 3.1 FATURAMENTO DE REATIVOS

O método de faturamento por reativos atualmente empregado no Brasil é descrito na REN 1.000 da ANEEL, na seção VIII “Do Fator de Potência e do Reativo Excedente” do Capítulo X “Do Faturamento”. De acordo com a REN 1.000, unidades consumidoras do Grupo A, incluindo as unidades que optaram pelo faturamento com aplicação da tarifa do Grupo B, devem ser faturadas referente aos montantes de energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes (ANEEL, 2021c). A equação para faturamento da energia elétrica reativa excedente é descrita pela equação 4.

$$E_{RE} = \sum_{T=1}^n \left[ EEAM_T \times \left( \frac{f_R}{f_T} - 1 \right) \right] \times VR_{ERE} \quad (4)$$

onde:

$E_{RE}$  = valor, em Reais (R\$), correspondente à energia elétrica reativa excedente à quantidade permitida pelo FP de referência, definido por  $f_R$ , no período de faturamento;

$EEAM_T$  = montante, em megawatt-hora (MWh), de energia elétrica ativa medida em cada intervalo “T” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento;

$f_R$  = fator de potência de referência igual a 0,92;

$f_T$  = fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo “T” de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento;

$VR_{ERE}$  = valor de referência, em Reais por megawatt-hora (R\$/MWh), equivalente à tarifa de energia "TE" da bandeira verde aplicável ao subgrupo B1.

## 3.2 NORMAS E REGULAMENTAÇÕES

Atualmente no Brasil existem algumas normas que regularizam os equipamentos utilizados em sistemas de GD de fonte solar fotovoltaica, assim como a conexão destes geradores às redes de distribuição.

Algumas das normas que regem as características técnicas dos equipamentos e das usinas geradoras fotovoltaicas são:

- ABNT NBR IEC 62116:2012 – Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica;
- ABNT NBR 16149:2013 – Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;
- ABNT NBR 16150:2013 – Sistemas Fotovoltaicos (FV) – 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;
- ABNT NBR 16690:2019 – Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto.

Destas, a que regula mais diretamente a questão de FP e reativos em SFV's é a ABNT NBR 16149:2013, que estabelece as recomendações específicas para a interface de conexão entre os SFV's e a rede de distribuição de energia elétrica, quando estas usinas operam em paralelo com o sistema de distribuição. Na norma são definidas as faixas de operação de FP dos inversores fotovoltaicos, com distinção nas definições com base na potência nominal dos aparelhos.

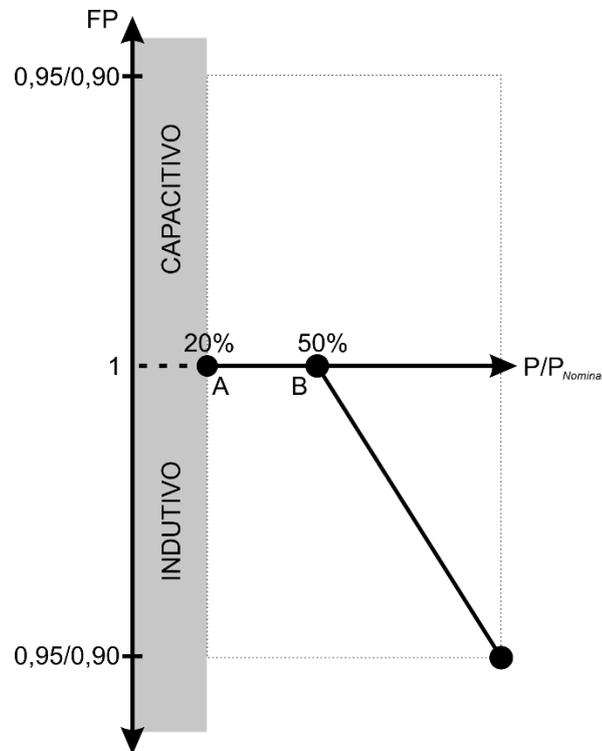
### 3.2.1 ABNT NBR 16149:2013

Dentre os diversos requisitos definidos pela ABNT NBR 16149:2013, tem-se alguns que falam especificamente sobre o FP em SFV's. É estabelecido que inversores com potência nominal inferior a 3 kW devem operar entre 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo, devendo ser ajustados com FP igual a 1 em fábrica (*off-the-shelf*).

Inversores com potência nominal maior que 3 kW e menor que 6 kW devem ser ajustados em fábrica em FP igual a 1, com tolerância de trabalho entre 0,98 indutivo ou

capacitivo. Além disso, devem ter o opcional de operarem de acordo com a curva da Figura 16, com FP ajustável entre 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo.

Figura 16 – Curva do FP em função da potência ativa de saída do inversor

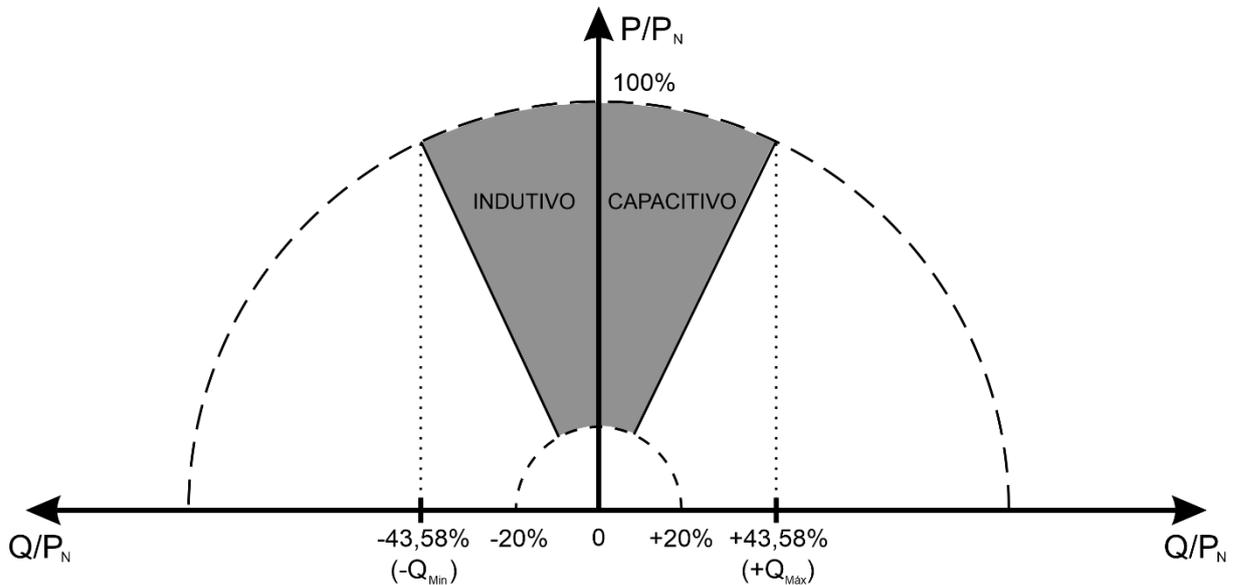


Fonte: Adaptação de ABNT NBR 16149 (2014).

Fica também determinado que a curva só deve ser habilitada quando a tensão ultrapassar a tensão de ativação, que pode ser ajustada entre 100% e 110% da tensão nominal da rede, com valor padrão de 104%. A desabilitação da curva deve ocorrer apenas quando a tensão da rede retroceder para um valor abaixo da tensão de desativação, que é ajustável entre 90% e 100% da tensão nominal da rede, com valor padrão de fábrica de 100%.

Em inversores fotovoltaicos com potência nominal superior a 6 kW são definidos dois cenários pela norma. O primeiro é a operação com FP igual a 1 e tolerância de trabalhar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo com opção de trabalhar de acordo com a curva da Figura 16, com o FP ajustável entre 0,90 indutivo e 0,90 capacitivo. O segundo cenário é o controle da potência reativa, conforme a curva da Figura 17.

Figura 17 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6 kW



Fonte: Adaptação de ABNT NBR 16149 (2014).

### 3.3 IMPACTO DA GERAÇÃO NO FATOR DE POTÊNCIA DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A maneira de faturamento de excedente de reativos atualmente utilizada no país, definida na REN 1.000 e apresentada no item 3.1, relaciona o valor a ser pago pelo consumidor em forma de multa diretamente com um FP de referência, definido como 0,92. Esse método de faturamento ocasiona com que UC's do grupo A que tenham o mesmo montante de potência reativa consumida da rede, porém com FP diferente, paguem valores de multa diferentes.

Essa consequência do método de faturamento prejudica diretamente os adotantes da GD fotovoltaica, já que a inserção da geração interna, por meio de SFV's, faz com que haja uma redução do FP da unidade consumidora, por conta da diminuição do consumo de energia ativa – gerada pelo SFV – e a permanência do mesmo consumo de reativos, já que o SFV gera com FP unitário. Assim, a relação entre potência ativa e aparente diminui.

Desta forma, vejamos um exemplo do FP de uma unidade consumidora antes e depois da instalação de uma GD solar fotovoltaica, comparando o que o cliente do grupo A – que paga multa por reativos – precisa pagar pelo consumo do mesmo montante de reativos.

### 3.3.1 Exemplo de multa por excesso de reativos em um cliente do grupo A

Para exemplificar o impacto da instalação de uma GD de fonte solar fotovoltaica em um cliente do grupo A, serão abordados abaixo dois exemplos, onde o primeiro irá mostrar o custo de reativos pago pelo cliente de média tensão antes da instalação da usina geradora e o custo – sem alteração no consumo de reativos – pós instalação da usina SFV.

#### 3.3.1.1 Cenário pré GD solar fotovoltaica

No cenário pré-instalação do sistema solar fotovoltaico, o cliente tem um consumo de energia ativa e reativa que resulta em um FP dentro do estabelecido pela REN 1.000, conforme mostrado abaixo.

- Consumo de Ativos da Rede: 86.718 kWh
- Consumo de Reativos da Rede: 29.665 kvar
- $FP = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2+Q^2}} = \frac{86718}{\sqrt{86718^2+29665^2}} = 0,946169$

Se

- $E_{RE} = \sum_{T=1}^n \left[ EEAM_T \times \left( \frac{f_R}{f_T} - 1 \right) \right] \times VR_{ERE}$

E

- $VR_{ERE} = \frac{R\$400,00}{MWh}$

Então:

- $E_{RE} = \left[ 86718 \times \left( \frac{0,92}{0,946169} - 1 \right) \right] \times \frac{400}{1000} = R\$ - 959,37$

Logo, como o resultado do montante de energia reativa excedente é negativo, não há cobrança de multa por excesso de reativos, já que o FP do cliente está dentro do estabelecido por normativa.

#### 3.3.1.2 Cenário pós GD solar fotovoltaica:

Após a instalação da GD solar fotovoltaica, o cliente não altera seu perfil de consumo interno. O que é visto pelo medidor de energia, no entanto, se altera, já que há um montante de energia ativa sendo gerado internamente. Por outro lado, não há reativos sendo gerados, o que ocasiona que o mesmo montante pré-instalação da GD seja consumido da rede.

Como consequência, conforme resultado mostrado abaixo, o FP do cliente visto pela rede diminui:

- Consumo de Ativos da Rede: 36.718 kWh
- Consumo de Reativos da Rede: 29.665 kvar
- $FP = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2+Q^2}} = \frac{36718}{\sqrt{36718^2+29665^2}} = 0,777856$

Se

- $E_{RE} = \sum_{T=1}^n \left[ EEAM_T \times \left( \frac{f_R}{f_T} - 1 \right) \right] \times VR_{ERE}$

E

- $VR_{ERE} = \frac{R\$400,00}{MWh}$

Então:

- $E_{RE} = \left[ 36718 \times \left( \frac{0,92}{0,777856} - 1 \right) \right] \times \frac{400}{1000} = R\$2.683,91$

Logo, consumindo o mesmo montante de reativos que antes, agora o consumidor paga uma multa por excesso de reativos que antes não pagava, simplesmente por ter gerado internamente um montante de ativos, sendo assim visto pela rede como um cliente menos eficiente, já que seu FP foi reduzido.

Isso exemplifica o prejuízo que clientes que são faturados por reativos sofrem com a atual norma de faturamento, após instalarem uma GD solar fotovoltaica e não alterarem seus bancos de correção de fator de potência, mesmo demandando a mesma quantidade de reativos que demandava anteriormente à instalação.

### 3.4 IMPACTO DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS NO FP DA REDE

Com o crescente aumento da inserção de UFV's na rede elétrica, os problemas de qualidade de energia tendem a se tornar cada vez mais presentes. Os impactos causados pela inserção de harmônicas por inversores ainda não são completamente mensurados, e com isso, estudos que buscam avaliar tais impactos ganham relevância (AYUB *et al.*, 2014).

Um dos pontos abordados nas simulações dos estudos de caso deste trabalho é justamente a análise do impacto causado pela inserção de harmônicas pelo inversor no FP da rede, comparando inserções padrão de inversores comerciais com a máxima inserção permitida pela IEEE 519:2014.

### 3.4.1 Harmônicas

Componentes harmônicas, ou simplesmente harmônicas, são sinais de frequência múltiplas inteiras da componente fundamental – seja da tensão ou corrente – que deformam o sinal original e deterioram a forma de onda, prejudicando a qualidade da energia elétrica (NUNES, 2017).

A inserção de harmônicas por parte dos inversores presentes nos SFV depende diretamente da topologia do inversor, tipo de filtros e estratégia de controle empregada. Além disso, a interação com as diversas cargas não lineares presentes nas redes de distribuição afeta a qualidade da energia entregue pelo inversor. Essa inserção de harmônicas por parte dos SFV pode provocar sobreaquecimento de transformadores, piora no FP da rede, acréscimo de perdas nas redes de distribuição, entre outros problemas (CHIDURALA; KUMAR SAHA; BANSAL, 2014).

### 3.4.2 Critérios, normas e padrões para controle de harmônicas

As recomendações internacionais sobre qualidade de energia e controle de harmônicas são descritas na IEEE 519 (IEEE, 2014) de forma geral, com recomendações claras dos limites de *THD* (*Total Harmonic Distortion*) de tensão (*THD<sub>v</sub>*) e de corrente (*THD<sub>i</sub>*) para sistemas com tensão nominal de 120 V até sistemas acima de 161 kV.

Além de normativas sobre o controle de harmônicas em sistemas de potência, que já há muito tempo são desenvolvidas e validadas, surgiram na última década uma pequena variedade de novos requisitos voltados à limitação de distorção harmônica causados por sistemas de geração de fonte solar. Alguns detalhes das normas e padrões serão apresentados a seguir.

#### 3.4.2.1 IEEE 519 – Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems

O padrão IEEE 519 (IEEE, 2014) define alguns limites de *THD<sub>v</sub>* e *THD<sub>i</sub>* no ponto de acoplamento comum (*Point of Common Coupling – PCC*) para níveis de tensão entre 0,12 kV e até maiores que 161 kV. Os limites de distorção harmônica individual de tensão e *THD<sub>v</sub>* são apresentados no Quadro 2.

Quadro 2 – Limites de Distorção Harmônica definidos pela IEEE 519

Tensão (V) da Barra no PCC	Harmônica Individual (%)	Distorção Harmônica Total – THD (%)
$V \leq 1 \text{ kV}$	5,0	8,0
$1 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$	3,0	5,0
$69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$	1,5	2,5
$161 \text{ kV} < V$	1,0	1,5

Fonte: (IEEE, 2014).

Os limites de distorção harmônica individual de corrente e  $THDi$  para sistemas com relação entre a corrente de curto-circuito e a corrente nominal no PCC menor que 20 para sistemas com tensão nominal entre 120 V e 69 kV, são apresentados no Quadro 3.

Quadro 3 – Limites de Distorção de Corrente em Sistemas com Tensão Nominal entre 120 V e 69 kV

Máxima Distorção Harmônica de Corrente em Porcentagem da Corrente Nominal ( $I_L$ )					
Ordem Harmônica Individual (Harmônicas Ímpares)					
$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	TDD
4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5

Fonte: (IEEE, 2014).

### 3.4.2.2 Normativas para Inversores Fotovoltaicos Conectados à Rede – Comparação entre ABNT 16149:2013, IEC 61727:2004 e IEEE 1547:2003

A normatização acerca da GD de fonte solar FV vem há tempos se consolidando, possibilitando assim uma difusão acelerada, mantendo padrões de segurança e confiabilidade (FIGUEIRA *et al.*, 2015). Essa normatização iniciou-se, naturalmente, por países pioneiros na GD, tendo o mercado europeu e norte-americano criado seus padrões ainda na primeira década do século.

Com o avanço da tecnologia para países emergentes, novas normativas foram sendo implementadas, estas muitas vezes baseadas nas normas europeias e americanas. No Quadro 4 é apresentado um comparativo entre os limites de distorção harmônica de corrente de ordens ímpares entre a normativa brasileira – ABNT 16149 – e as normativas equivalentes europeia e norte-americana – IEC 61727:2004 e IEEE 1547:2003.

Quadro 4 – Limites de Distorção Harmônica de Corrente - Comparação entre ABNT 16149, IEC 61727 e IEEE 1547

	ABNT 16149:2013	IEC 61727:2004	IEEE 1547:2003
Ordem Harmônica	Limites		
$h \leq 9$	< 4,0%	< 4,0%	$\leq 4,0\%$
$11 \leq h \leq 15$	< 2,0%	< 2,0%	$\leq 2,0\%$
$17 \leq h \leq 21$	< 1,5%	< 1,5%	$\leq 1,5\%$
$23 \leq h \leq 33$	< 0,6%	< 0,6%	$\leq 0,6\%$
$h \geq 35$	-	-	$\leq 0,3\%$

Fonte: FIGUEIRA et al. (2015).

### 3.5 MEIOS DE MITIGAR O IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO FATOR DE POTÊNCIA DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Existem algumas formas para se realizar a correção do FP de uma unidade consumidora, onde cada uma apresenta vantagens e desvantagens. As duas formas mais comumente utilizadas para a correção do FP em unidades consumidoras com UFV's são a instalação de bancos de capacitores e/ou a geração de reativos pelo próprio SFV, onde o inversor é responsável por essa função.

Normalmente a correção do FP é feita através da instalação de bancos de capacitores em paralelo com a carga, a fim de se prover a energia reativa consumida por ela através do banco, e não mais da rede. A correção do FP causado pelo excesso de reativos através de bancos de capacitores tem algumas vantagens, como, por exemplo, um custo reduzido quando comparado à outras soluções, a não necessidade de redução de geração de energia ativa pela UFV, a opção de instalação de bancos fixos, temporizados ou automáticos – que proporcionam uma correção de FP mais fina, com adição de mais estágios de capacitores, entre outras.

Outra opção é a correção do FP através do próprio inversor da UFV, que pode ser feita, por exemplo, pelo controle do conversor de fonte de tensão (*Voltage Source Converter – VSC*) do mesmo. Assim, o próprio aparelho conversor é utilizado para injetar energia ativa ou reativa, conforme configurado pelo usuário. Dessa maneira, o inversor controla o FP da energia gerada através do vetor de tensão e corrente (LARASATI *et al.*, 2020b). A vantagem desse método de correção é a não necessidade de instalação de outros componentes na unidade geradora, reduzindo os custos de instalação e manutenção. Por outro lado, para a geração de reativos pelo inversor, normalmente se faz necessária a redução de geração de energia ativa, já que a limitação dos inversores se dá pela energia aparente total injetada, e com isso se reduz o montante de energia compensada, prejudicando o retorno financeiro da UFV.

## 4 METODOLOGIA

Neste trabalho são implementados geradores fotovoltaicos em circuitos simulados no software OpenDSS, de modo a verificar suas implicações no FP da rede tanto por conta da inserção de geração de potência ativa junto às cargas, no caso 1 do estudo, quanto de harmônicas, no caso 2.

O software OpenDSS é um simulador de redes elétricas de distribuição e foi escolhido para ser utilizado neste trabalho por conta da capacidade de lidar com análise de harmônicas e fluxo de potência trifásico desequilibrado, amplamente utilizado nos casos de estudo. O software permite uma entrada ampla de variáveis de geração e consumo, com curvas de carga e geração, permitindo uma simulação rápida com saída de dados em arquivos de fácil tratamento. Além disso, ele já é utilizado pela ANEEL, sendo uma ferramenta conhecida no planejamento de rede brasileiro.

No caso 1 é feita a simulação dos parâmetros de rede do sistema IEEE 37 Barras. Este circuito tem como característica cargas desbalanceadas, sendo por isso escolhido para o estudo. Inicialmente é implementado um caso base, com a inserção de GD nula, de modo a definir os parâmetros do sistema de distribuição simulado. Para a simulação do impacto causado pelo aumento da inserção de GD na rede de distribuição, são simulados degraus de inserção com acréscimos de 10% de geração em relação à carga instalada em cada nó da rede, com a análise do impacto desses degraus no FP da rede sendo realizada a cada simulação. Mais detalhes do caso 1 são apresentados no subcapítulo 4.1

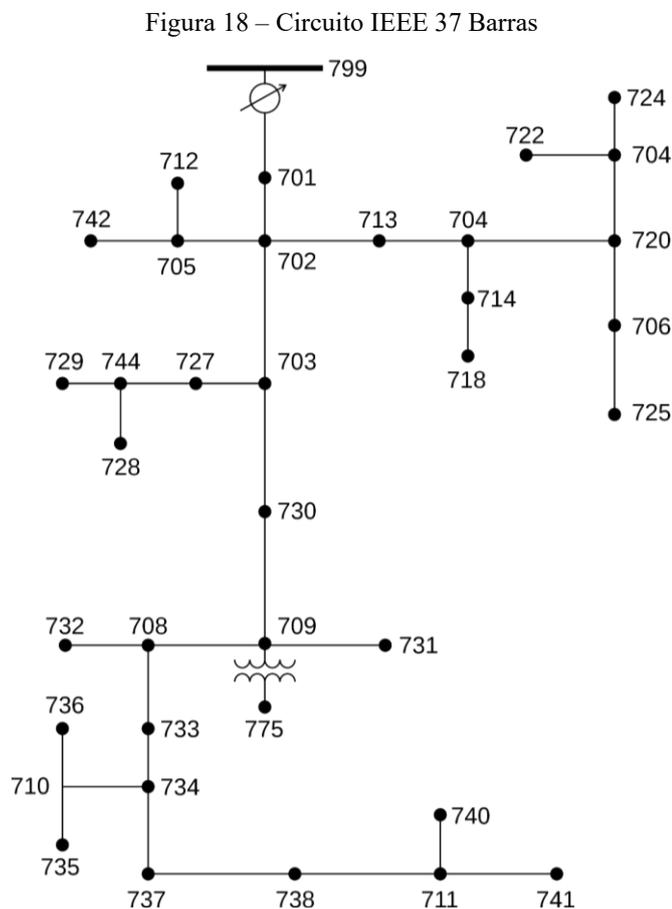
No caso 2, para a verificação do impacto de harmônicas inseridas pelos inversores fotovoltaicos no FP da rede de distribuição, foram simulados SFV's também via software OpenDSS, em três cenários distintos. Neste caso o circuito implementado foi mais simples, por conta da maior demanda computacional da simulação, e que não foi possível com o circuito IEEE 37 Barras. Três cenários foram considerados, de modo a se comparar o impacto causado por cada um deles. O primeiro cenário simulado considerou um inversor fotovoltaico com a inserção máxima de harmônicas permitida pelas normativas relacionadas. O segundo cenário considerou um inversor com a inserção de harmônicas de um modelo comercial convencional, de modo a comparar os impactos máximos – dentro dos limites normativos – com os impactos reais de aparelhos de mercado. O terceiro caso considerou valores de inserção de harmônicas pessimistas, de modo a verificar o comportamento de inversores com níveis de inserção de harmônicas que podem infringir os limites normativos. No subcapítulo 4.2 maiores informações sobre o circuito implementado e sobre os cenários de simulação serão apresentadas.

#### 4.1 CASO 1 – IMPACTO DA INSERÇÃO DE GD NO FP DA REDE

Para a simulação da inserção de degraus de geração foram criadas oito curvas de geração, através da função *loadshape*, representando as curvas de 0% a 80% de inserção. Para simular os geradores, foram inseridos através da função *new generator* geradores fotovoltaicos em cada barramento de carga do circuito, com potência nominal igual à da carga. Na simulação de cada degrau foi aplicada a curva de geração referente à inserção simulada. Objetivou-se a partir deste cenário verificar o impacto no FP da rede a partir inserção de geração de ativos junto à carga, como ocorre com a instalação de UFV's. A simulação foi realizada no modo *daily*, com passo de 1h, possibilitando a análise durante as 24h do dia.

Para a medição do FP da subestação alimentadora das barras de carga simuladas, foi inserido um elemento chamado *EnergyMeter* no transformador da subestação. Com isso foi possível verificar o FP horário no mesmo. Todos os resultados foram comparados ao caso base, que simula o circuito sem qualquer geração. Por fim, todos os relatórios são exportados em arquivo .csv, tratados, avaliados e apresentados a seguir no trabalho.

O circuito IEEE 37 Barras, que é utilizado no caso 1, é apresentado na Figura 18.



Fonte: Próprio Autor.

O circuito IEEE 37 Barras conta com 30 cargas, de características bifásicas e trifásicas, de conexão em delta com tensão de 4,8 kV. Neste trabalho, foi considerado que todas as cargas do circuito apresentam FP igual a 0,92 indutivo, para fins de verificação do impacto da inserção da GD em UC's com FP limítrofe ditado pelo PRODIST módulo 8 (ANEEL, 2021b). A relação de cargas do circuito é apresentada no Quadro 5.

Quadro 5 – Quadro de cargas do circuito IEEE 37 Barras

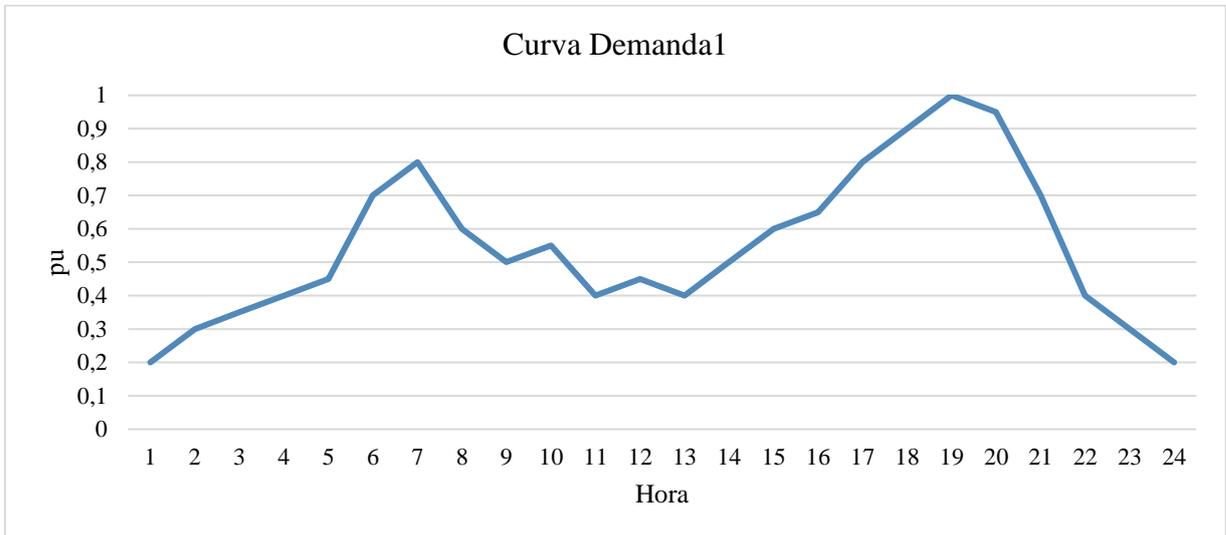
CARGA	BARRA	POTÊNCIA (kW)	CURVA DE DEMANDA
Load.S701a	701.1.2	140	Demanda1
Load.S701b	701.2.3	140	Demanda2
Load.S701c	701.3.1	350	Demanda1
Load.S712c	712.3.1	85	Demanda2
Load.S713c	713.3.1	85	Demanda1
Load.S714a	714.1.2	17	Demanda2
Load.S714b	714.2.3	21	Demanda1
Load.S718a	718.1.2	85	Demanda2
Load.S720c	720.3.1	85	Demanda1
Load.S722b	722.2.3	140	Demanda2
Load.S722c	722.3.1	21	Demanda1
Load.S724b	724.2.3	42	Demanda2
Load.S725b	725.2.3	42	Demanda1
Load.S727c	727.3.1	42	Demanda2
Load.S728	728	126	Demanda1
Load.S729a	729.1.2	42	Demanda2
Load.S730c	730.3.1	85	Demanda1
Load.S731b	731.2.3	85	Demanda2
Load.S732c	732.3.1	42	Demanda1
Load.S733a	733.1.2	85	Demanda2
Load.S734c	734.3.1	42	Demanda1
Load.S735c	735.3.1	85	Demanda2
Load.S736b	736.2.3	42	Demanda1
Load.S737a	737.1.2	140	Demanda2
Load.S738a	738.1.2	126	Demanda1
Load.S740c	740.3.1	85	Demanda2
Load.S741c	741.3.1	42	Demanda1
Load.S742a	742.1.2	8	Demanda2
Load.S742b	742.2.3	85	Demanda1
Load.S744a	744.1.2	42	Demanda2
<b>Total</b>		<b>2457</b>	

Fonte: Próprio Autor.

Foram implementadas duas curvas de carga distintas, onde quinze das cargas seguem a curva “Demanda1”, de característica residencial, e as outras quinze seguindo a curva “Demanda2”, com característica Comercial. A curva de característica de consumo residencial é

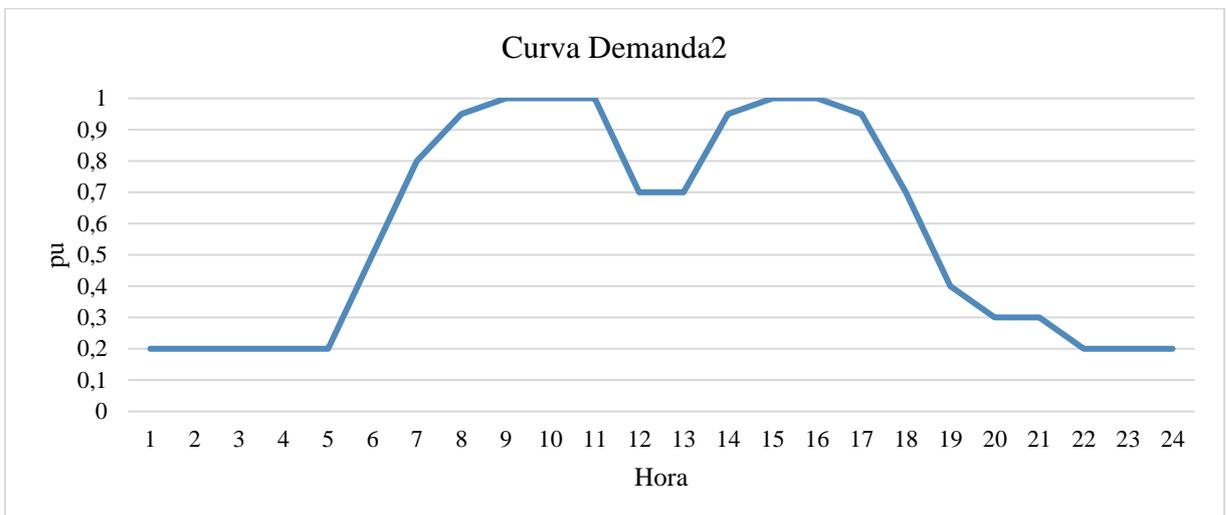
apresentada na Figura 19 e a curva de característica de consumo comercial é apresentada na Figura 20.

Figura 19 – Curva de carga padrão Residencial



Fonte: Próprio Autor.

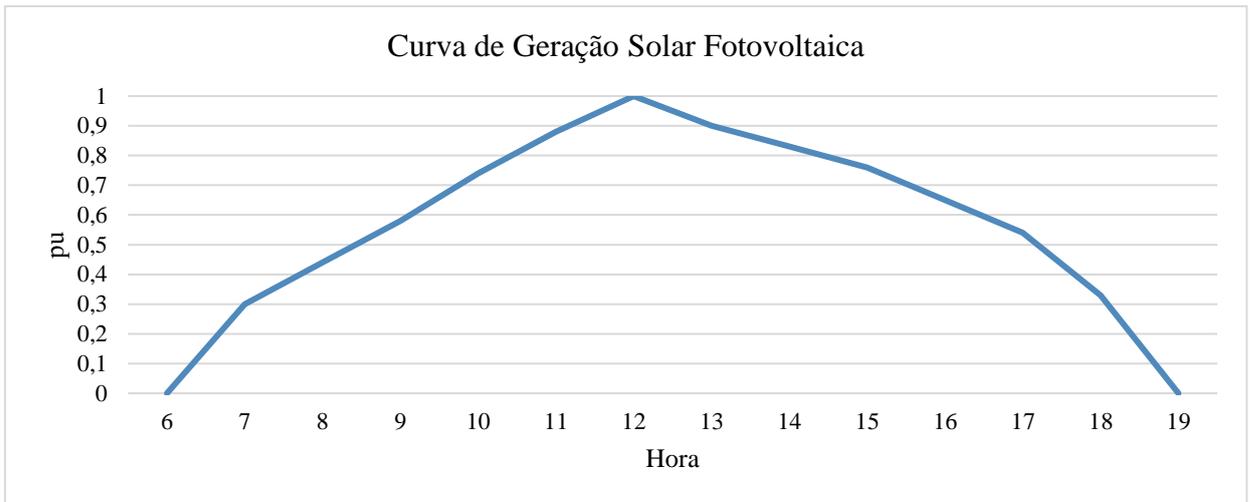
Figura 20 – Curva de carga padrão Comercial



Fonte: Próprio Autor.

De modo a simular a inserção da GD no circuito, foram incluídos modelos de geradores fotovoltaicos em cada barra com carga, sendo considerada a curva de geração mostrada na Figura 21, a partir da curva base de geração, que considera a irradiação solar média durante um dia típico de verão na cidade de Santa Maria/RS, de modo a variar os geradores de 0% a 80% do valor de pico da carga, simulando com isso os degraus de inserção de geração.

Figura 21 – Curva de Geração base



Fonte: Próprio Autor.

Os geradores inseridos no circuito são apresentados no Quadro 6, com a coluna potência referindo-se à potência máxima do gerador, que teve os degraus definidos pelas curvas de geração acima comentada. Todos os geradores apresentam tensão de 4,8 kV e operam com FP igual a 1. O código implementado no software OpenDSS para simulação do caso 1 pode ser visto no Apêndice A.

Quadro 6 – Quadro de geradores FV inseridos no circuito IEEE 37 Barras

GERADOR	BARRA	POTÊNCIA (kWp)
FV1	701.1.2	140
FV2	701.2.3	140
FV3	701.3.1	350
FV4	712.3.1	85
FV5	713.3.1	85
FV6	714.1.2	17
FV7	714.2.3	21
FV8	718.1.2	85
FV9	720.3.1	85
FV10	722.2.3	140
FV11	722.3.1	21
FV12	724.2.3	42
FV13	725.2.3	42
FV14	727.3.1	42
FV15	728	126
FV16	729.1.2	42
FV17	730.3.1	85
FV18	731.2.3	85
FV19	732.3.1	42
FV20	733.1.2	85
FV21	734.3.1	42
FV22	735.3.1	85
FV23	736.2.3	42
FV24	737.1.2	140
FV25	738.1.2	126
FV26	740.3.1	85
FV27	741.3.1	42
FV28	742.1.2	8
FV29	742.2.3	85
FV30	744.1.2	42

Fonte: Próprio Autor.

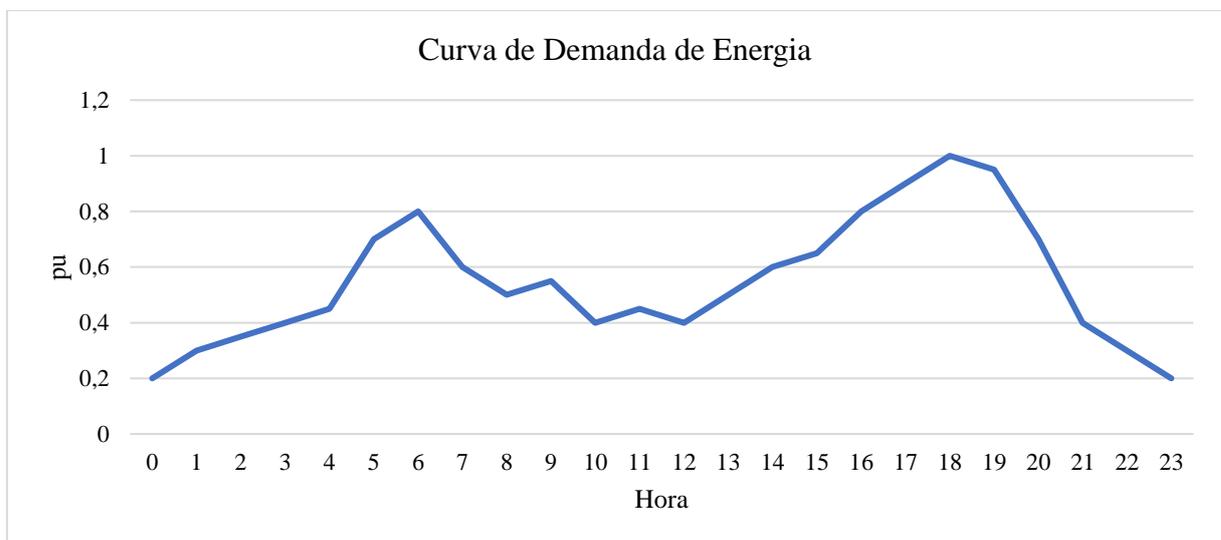
#### 4.2 CASO 2 - IMPACTO DAS DISTORÇÕES HARMÔNICAS NO FP DA REDE

Além do impacto causado no FP por conta da inserção de geração de ativos internamente em uma UC com GD, apresentado no caso 1, outro fator que pode causar a redução no FP é a inserção de distorções harmônicas, que ocorre em SFV's por conta dos inversores. Assim, o caso 2 analisou o impacto da inserção de harmônicas por inversores de SFV's na rede. Neste caso se implementou um circuito com carga trifásica de 225 kW e um SFV de 75 kW de potência nominal. Este circuito simples foi utilizado para se verificar o impacto pontual da inserção de

harmônicos de uma unidade consumidora com geração própria na rede, que deve se potencializar com o aumento de inserção de GD em um alimentador. A partir disso, foram inseridas as componentes harmônicas pelo inversor a partir de três cenários – sendo o primeiro a máxima inserção permitida por normativa, o segundo a inserção real de um modelo comercial de inversor e o terceiro um caso com valores pessimistas, ou seja, acima da maior parte dos inversores comerciais. Com isso, se avaliou o impacto de ambos os cenários de inserção de harmônicas no FP da rede no ponto de conexão.

O SFV implementado foi conectado a um barramento com uma carga trifásica de 225 kW de FP igual a 0,92 indutivo, com curva de demanda apresentada na Figura 22, conectado no lado de baixa tensão do transformador de distribuição. A análise dos resultados foi feita considerando a geração e consumo das 12h, por conta da maior inserção de GD neste período, sendo assim o pior caso de impacto ao FP a se observar. Demais horários não foram analisados neste trabalho por apresentarem geração reduzida, o que se reflete também na inserção de um menor nível de harmônicas.

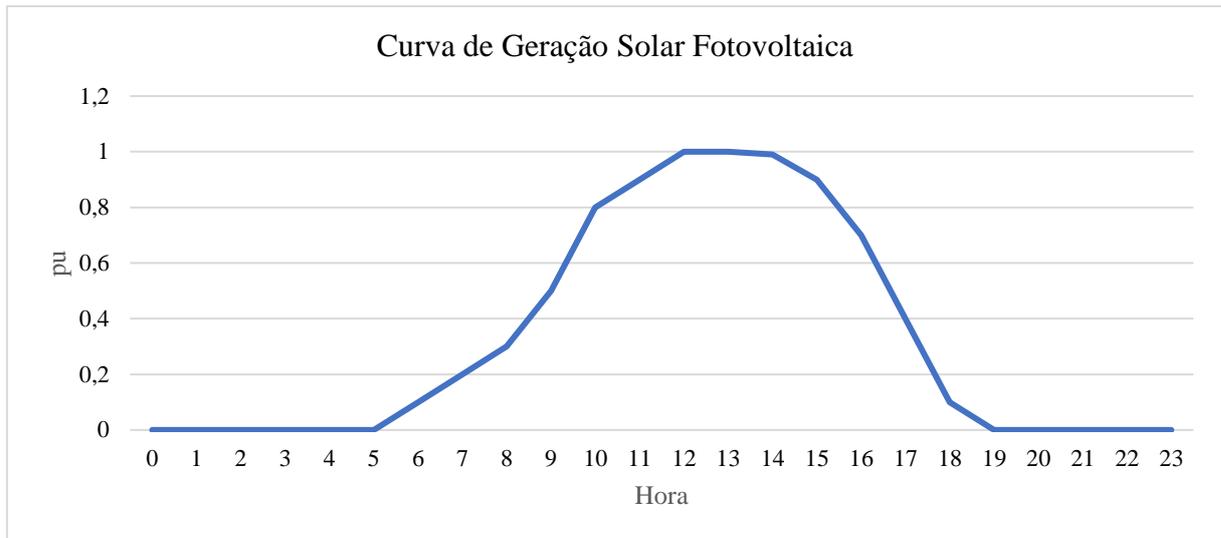
Figura 22 – Curva de Demanda da Carga do estudo de caso de impacto de harmônicas no FP da Rede



Fonte: Próprio Autor.

O transformador de distribuição que alimenta a carga apresenta potência nominal de 225 kVA, conexão Delta/Estrela e tensão 13,8/0,38 kV. O SFV inserido tem como potência nominal 75 kW, com um inversor trifásico. A curva de geração do sistema é apresentada na Figura 23.

Figura 23 – Curva de geração solar fotovoltaica do estudo de caso de impacto de harmônicas no FP da Rede



Fonte: Próprio Autor.

De forma a mensurar o impacto no FP ocasionado estritamente pela distorção harmônica de inversores fotovoltaicos, o SFV foi modelado simulando a inserção de harmônicas de corrente na rede através da função *spectrum*. Para isso, o SFV foi inserido a partir da função *PVSystem*.

Para a definição de um elemento *PVsystem* no OpenDSS são necessárias algumas propriedades setadas pelo usuário, como (EPRI, 2011):

- *Pmpp* – Máxima potência do arranjo fotovoltaico, em kW, para 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiância e dentro da temperatura definida pelo usuário;
- *P – T Curve* – Curva que relaciona a potência do arranjo com a temperatura. Para 25°C a curva é definida como 1. Para temperaturas menores que 25°C tem valor superior a 1, ou seja, o arranjo gera mais para a mesma irradiância. Para temperaturas superiores a 25°C o valor é inferior a 1, ou seja, o arranjo gera menos com a mesma irradiância;
- *kVA* – Potência nominal do inversor;
- *kV* – Tensão nominal, em kV (em sistemas trifásicos a tensão especificada deve ser entre linhas);
- *Phases* – Número de fases do elemento *PVSystem*;
- *bus1* – Barra do circuito na qual o sistema está conectado;
- *conn* – Tipo de conexão do sistema;
- *EffCurve* – Curva de eficiência do inversor;
- *irradiance* – Valor base de irradiância (melhor valor em kW/m<sup>2</sup>);

- *daily* – Curva diária de irradiância;
- *spectrum* – Componentes harmônicas do sinal injetado (até a ordem desejada).

Os valores de cada uma das propriedades utilizadas nas simulações estão apresentados no código presente no Apêndice B. A curva de eficiência utilizada considera valores padrões de inversores atuais. A curva diária de irradiância considera valores de um dia limpo de verão, de modo a simular um caso de ótima geração, e conseqüentemente de maior impacto na inserção de harmônicas. Os valores de *spectrum* são alterados conforme o cenário estudado, e são definidos nos Quadros Quadro 8, Quadro 9 e Quadro 10.

O OpenDSS apresenta por padrão uma magnitude de harmônicas inserida à carga, apresentada no Quadro 7, no qual neste caso de estudo foi substituída por um *spectrum* que conta apenas com a frequência base – 60 Hz. Assim, foi possível observar o impacto exclusivo das harmônicas inseridas pelo SFV, já que a carga não influencia nas harmônicas inseridas.

Quadro 7 – Magnitude de harmônicas de carga padrão no software OpenDSS

HARMÔNICA	MAGNITUDE (%)	ÂNGULO (°)
1	100	0
3	1,5	180
5	20	180
7	14	180
9	1	180
11	9	180
13	7	180

Fonte: Próprio Autor.

O primeiro cenário simulado considerou os limites para distorções harmônicas de corrente dispostos na IEEE 519-2014, para sistemas de 0,12 a 69 kV, apresentados no subcapítulo 3.4.2.1 – no Quadro 8 ainda é mostrado, por ordem de harmônica, a magnitude e ângulo da harmônica implementadas neste cenário. O segundo cenário considerou testes de certificação realizados pela empresa *TÜVRheinland* no inversor ABB PVS-100-TL, da fabricante ABB, considerando a situação de potência máxima de saída do inversor. A magnitude de harmônicas do inversor é apresentada no Quadro 9. O ângulo das harmônicas do inversor ABB PVS-100-TL não foi informado no teste de certificação, sendo considerado igual ao ângulo das harmônicas implementadas no teste que considera os limites da IEEE 519:2014, para fins de comparação. O terceiro cenário considera magnitudes de inserção de harmônicas

pessimistas, mostradas no Quadro 10, com valores acima da média dos inversores comerciais, para efeitos de comparação do impacto causado por inversores desconformes.

Quadro 8 – Limites da IEEE 519-2014 para distorção harmônicas de corrente para sistemas com tensão nominal entre 120 V e 69 kV

HARMÔNICA	MAGNITUDE (%)	ÂNGULO (°)
1	100	0
3	4	180
5	4	180
7	4	180
9	4	180
11	4	180
13	2	180
15	2	180

Fonte: (IEEE, 2014).

Quadro 9 – Magnitude de Harmônicas de corrente do Inversor PVS 100-TL em 100% P/Pn.

HARMÔNICA	MAGNITUDE (%)	ÂNGULO (°)
1	100	0
3	0,08	180
5	0,449	180
7	0,437	180
9	0,138	180
11	1	180
13	0,3	180
15	0,04	180

Fonte: TÜVRheinland.

Quadro 10 – Magnitude de Harmônicas com valores pessimistas

HARMÔNICA	MAGNITUDE (%)	ÂNGULO (°)
1	100	0
3	4,599	180
5	3,5235	180
7	1,9886	180
9	0,4034	180
11	0,2826	180
13	0,2391	180
15	0,3138	180

Fonte: Próprio Autor.

Após a simulação dos cenários, são gerados, através do comando *Export monitors* vinculado ao transformador, arquivos .csv com as componentes de corrente de cada frequência do sinal, entre a 1ª e a 15ª ordem harmônica, em forma polar, com a amplitude e o ângulo de

cada componente. Como o objetivo neste caso de estudo é analisar e comparar o sinal de onda final injetada pela UC na rede de distribuição com o sinal da frequência fundamental – ou seja, sem se considerar as harmônicas – é realizada a conversão de todas as componentes harmônicas da corrente para sua forma retangular, via software *Excel*, de modo a se somar as mesmas. Após a conversão, todas as componentes da corrente são somadas, compondo o sinal e resultando na corrente total injetada em cada cenário simulado. A partir disso, pode-se comparar em cada cenário o sinal da frequência base da corrente injetada com o sinal composto da corrente, que considera a influência das componentes harmônicas. Os resultados de *THDi* e de impacto no FP da rede elétrica causado em todos os cenários simulados são apresentados no subcapítulo 5.2 .

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão discutidos os resultados obtidos nos dois casos analisados no trabalho. O primeiro caso discutido será o de impacto de diversos níveis de inserção de GD no FP, que foi apresentado no subcapítulo 4.1 .

O segundo caso discutido será o de impacto da inserção de GD no nível de harmônicas do alimentador, e o conseqüente impacto no FP do mesmo. Serão discutidos os impactos de três cenários, conforme já apresentado no subcapítulo 4.2 .

### 5.1 CASO 1 – INSERÇÃO DE GD

#### 5.1.1 Caso base – Sem inserção de GD

De forma a se ter um caso padrão, sem qualquer inserção FV, foi simulado o caso base. Desse modo tem-se o FP do circuito por carga, por fase e total sem a influência dos SFV's, que será mensurada a partir desse caso. Apesar de todas as cargas terem sido definidas com FP igual a 0,92 indutivo, pode-se observar resultados com FP inferior a isso em determinados momentos do dia. Isso é explicado pela característica de harmônicas padrão que é definida pelo software OpenDSS para as cargas. O software considera por *default* valores de harmônicas que são apresentados no Quadro 7, de modo que tais harmônicas influenciam o FP total da carga e, conseqüentemente, do sistema.

As análises serão feitas considerando os valores de FP obtidos na Fase 1, para efeitos de comparação, porém os dados das Fases 2 e 3 seguem um comportamento semelhante. Os valores das outras fases poderão ser vistos nos resultados apresentados.

No Quadro 11 são apresentados os resultados de potência aparente das fases 1, 2 e 3 do transformador do alimentador durante as 24 horas do dia, assim como os FP de cada fase no decorrer do dia. A escala de cores auxilia na visualização dos horários de menor FP durante o dia. Escalas de cor verde representam um FP mais próximo do unitário, e escalas de amarelo e vermelho FP mais baixos.

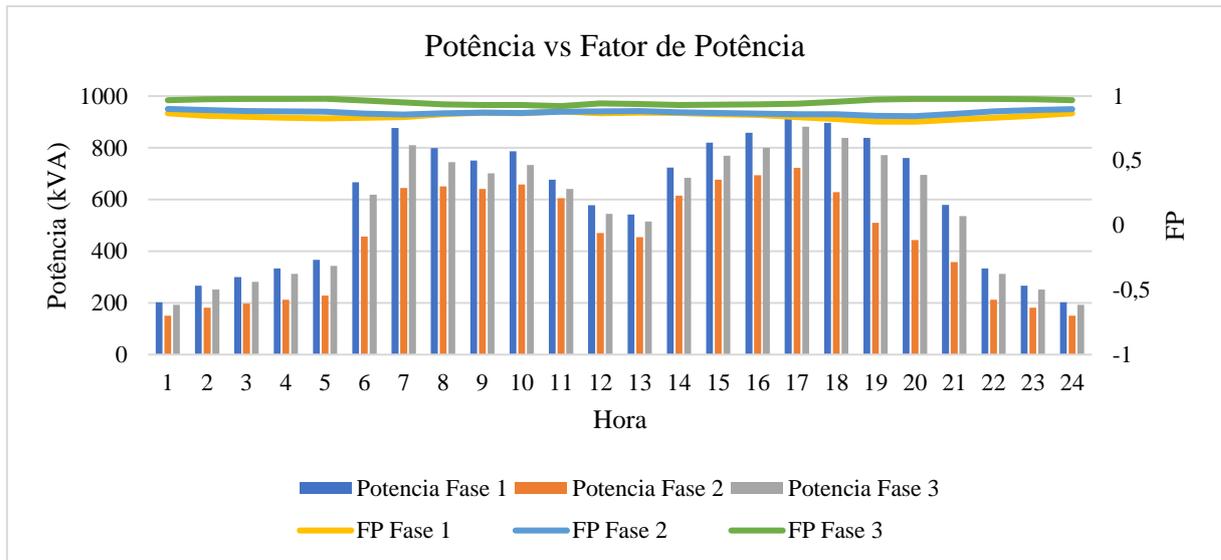
Quadro 11 – Caso base do circuito IEEE 37 barras

Hora	S1 (kVA)	Ang1	S2 (kVA)	Ang2	S3 (kVA)	Ang3	Potência Trafo (kVA)	Potência Fase 1	Potência Fase 2	Potência Fase 3	FP Fase 1	FP Fase 2	FP Fase 3
1	202,02	30,02	150,37	25,73	192,51	14,74	544,90	202,02	150,37	192,51	0,866	0,901	0,967
2	266,90	32,15	181,34	26,96	252,00	12,93	700,25	266,90	181,34	252,00	0,847	0,891	0,975
3	300,35	32,83	197,04	27,72	281,45	12,25	778,83	300,35	197,04	281,45	0,840	0,885	0,977
4	333,13	33,53	212,75	28,08	312,01	11,87	857,88	333,13	212,75	312,01	0,834	0,882	0,979
5	366,08	34,15	228,53	28,40	342,81	11,58	937,42	366,08	228,53	342,81	0,828	0,880	0,980
6	666,58	33,71	456,57	30,13	618,01	15,13	1.741,16	666,58	456,57	618,01	0,832	0,865	0,965
7	876,18	33,19	644,68	31,05	809,52	17,94	2.330,38	876,18	644,68	809,52	0,837	0,857	0,951
8	798,69	30,74	650,20	29,89	744,75	20,41	2.193,64	798,69	650,20	744,75	0,860	0,867	0,937
9	750,64	29,36	640,28	29,43	701,28	21,56	2.092,19	750,64	640,28	701,28	0,872	0,871	0,930
10	786,07	30,00	658,15	29,70	733,80	21,18	2.178,01	786,07	658,15	733,80	0,866	0,869	0,932
11	676,75	28,18	604,64	28,43	641,29	22,71	1.922,68	676,75	604,64	641,29	0,881	0,879	0,922
12	577,45	29,89	470,69	28,24	544,88	19,38	1.593,02	577,45	470,69	544,88	0,867	0,881	0,943
13	541,92	29,25	453,74	27,70	515,06	20,02	1.510,72	541,92	453,74	515,06	0,873	0,885	0,940
14	723,83	29,72	614,56	28,88	684,20	21,39	2.022,58	723,83	614,56	684,20	0,868	0,876	0,931
15	819,55	30,74	676,13	29,72	769,32	20,98	2.264,99	819,55	676,13	769,32	0,860	0,868	0,934
16	857,92	31,19	694,41	30,23	799,92	20,56	2.352,25	857,92	694,41	799,92	0,855	0,864	0,936
17	940,84	33,02	722,79	30,62	881,81	19,61	2.545,45	940,84	722,79	881,81	0,838	0,861	0,942
18	896,82	34,74	627,88	30,80	838,99	16,99	2.363,68	896,82	627,88	838,99	0,822	0,859	0,956
19	838,33	36,62	510,07	32,00	772,28	13,26	2.120,68	838,33	510,07	772,28	0,803	0,848	0,973
20	760,01	36,71	442,87	32,35	694,62	11,80	1.897,51	760,01	442,87	694,62	0,802	0,845	0,979
21	579,64	35,15	357,81	30,32	536,28	12,30	1.473,73	579,64	357,81	536,28	0,818	0,863	0,977
22	332,99	33,53	212,67	28,05	311,98	11,86	857,64	332,99	212,67	311,98	0,834	0,883	0,979
23	266,80	32,14	181,28	26,93	251,96	12,92	700,04	266,80	181,28	251,96	0,847	0,892	0,975
24	202,63	29,86	150,38	26,03	191,82	14,58	544,83	202,63	150,38	191,82	0,867	0,899	0,968

Fonte: Próprio Autor.

Na Figura 24 são plotados o carregamento e o FP por fase do circuito. Se observa uma característica mista entre carga residencial e comercial, devido ao crescimento de consumo durante o início do horário comercial, posterior decréscimo ao meio-dia e, por fim, a demanda máxima do circuito ao final do dia, momento em que a carga residencial se torna predominante. A característica de FP neste caso base mostra uma tendência de piora no horário de ponta, entre as 15 e 19h.

Figura 24 – Curva de potência e FP do transformador da subestação no caso base

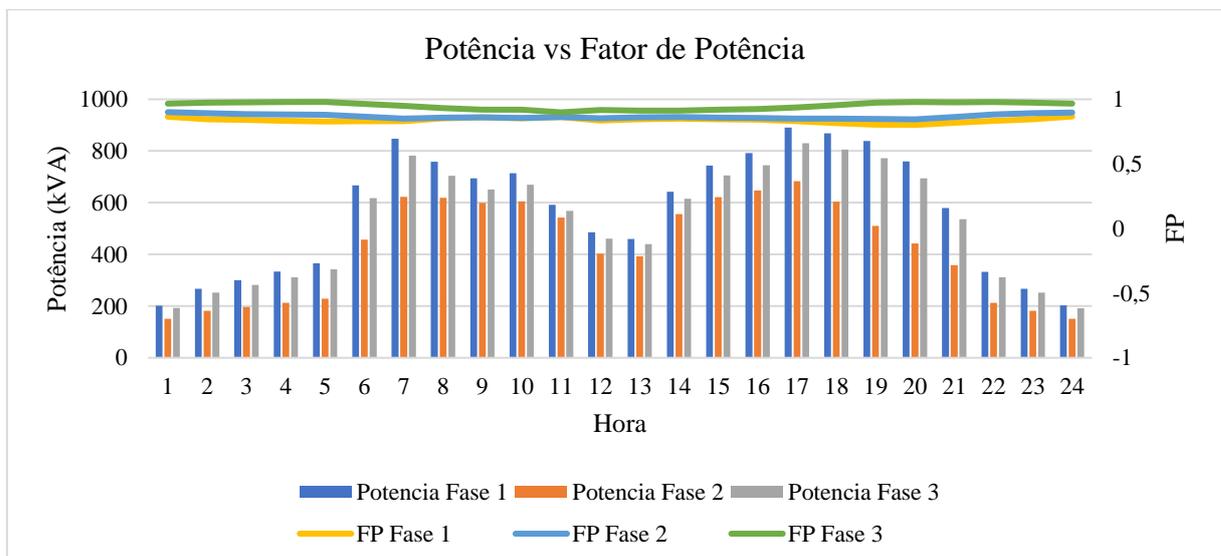


Fonte: Próprio Autor.

### 5.1.2 Inserção de 10%

O primeiro *step* de inserção de GD foi de 10%, tendo potência máxima de geração registrada às 12h, com um total de 245,7 kWp. Com um maior atendimento das cargas pela potência gerada internamente no alimentador, a potência vista pelo transformador é reduzida nos horários próximos ao pico de geração. Isso faz com que o FP visto pelo transformador também seja reduzido, porém ainda sem impactos significativos se comparado ao FP do horário de pico, que se dá entre às 16h e 18h. A curva de potência no transformador da subestação e de seu FP é apresentada na Figura 25.

Figura 25 – Curva de potência e FP do transformador da subestação no caso de inserção de 10% de GD



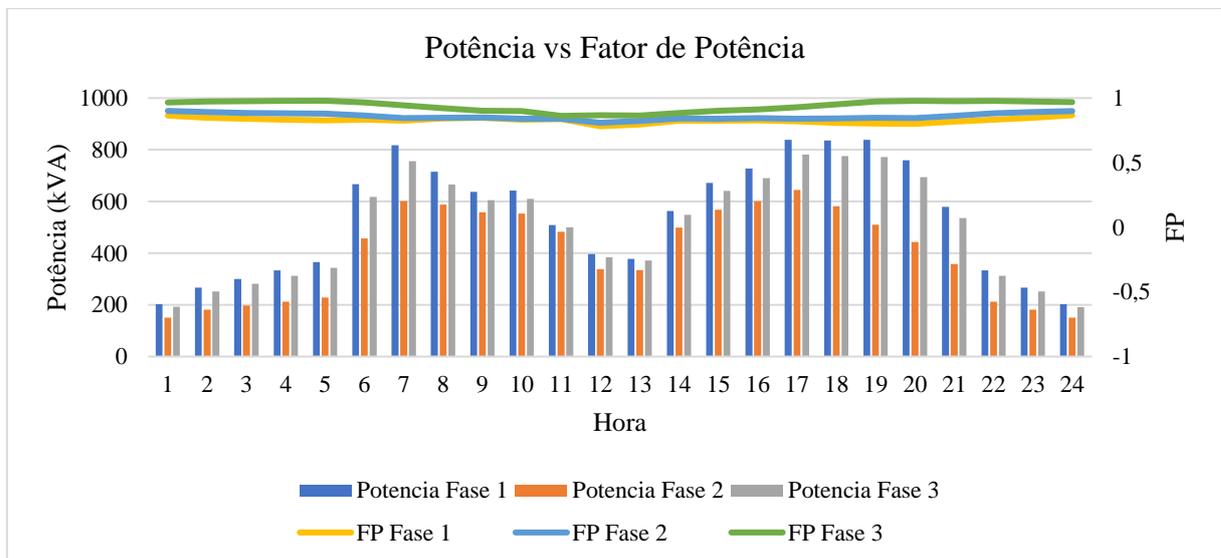
Fonte: Próprio Autor.

O FP mínimo registrado foi de 0,8016 na Fase 1 às 20h, ou seja, fora do horário de maior geração. Apesar de se ter uma redução do FP no horário de maior geração, ainda não é possível se notar claramente o impacto, mostrando que uma inserção de 10% de GD, que já é considerável, ainda não é capaz de alterar significativamente o comportamento do FP no alimentador.

### 5.1.3 Inserção de 20%

No cenário de 20% de inserção de GD começa a se tornar visível o impacto no FP do transformador da subestação, assim como a acentuação do perfil de curva inversa de consumo no mesmo. O menor FP observado no transformador passa a se dar na Fase 1, com 0,7818 às 12h, mostrando que a partir desse *step* de inserção de geração o FP do alimentador passa a ser mais fortemente impactado pela GD. A curva de potência e FP do transformador pode ser vista na Figura 26, onde se observa a iniciação de um vale no FP próximo ao pico de geração no alimentador.

Figura 26 – Curva de potência e FP do transformador da subestação no caso de inserção de 20% de GD



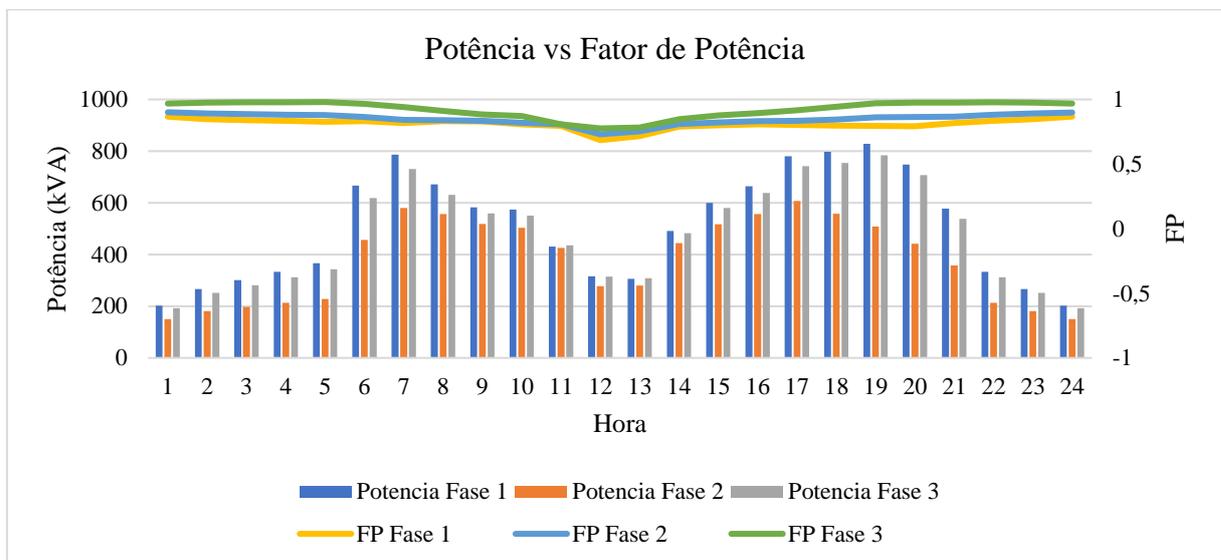
Fonte: Próprio Autor.

Outro ponto importante visualizado a partir desse *step* de inserção é a maior diferença de carga da rede durante o horário de ponta, que se deslocou das 17h para as 19h, e o meio do dia, por conta da maior geração deste período. Isso torna a rede mais ineficiente no ponto de vista do fator de capacidade, já que ela é muito demandada em horários pontuais do dia e permanece ociosa nos demais horários.

### 5.1.4 Inserção de 30%

A partir do *step* de inserção de 30% de GD, apresentado na Figura 27, fica evidente o impacto da GD no FP total do alimentador. Os menores valores de FP que antes eram verificados durante o horário de pico de consumo são por muito ultrapassados agora no horário de pico de geração. Às 12h fica registrado um FP de 0,6849 na Fase 1, ocasionado pela geração interna de ativos.

Figura 27 – Curva de potência e FP do transformador da subestação no caso de inserção de 30% de GD



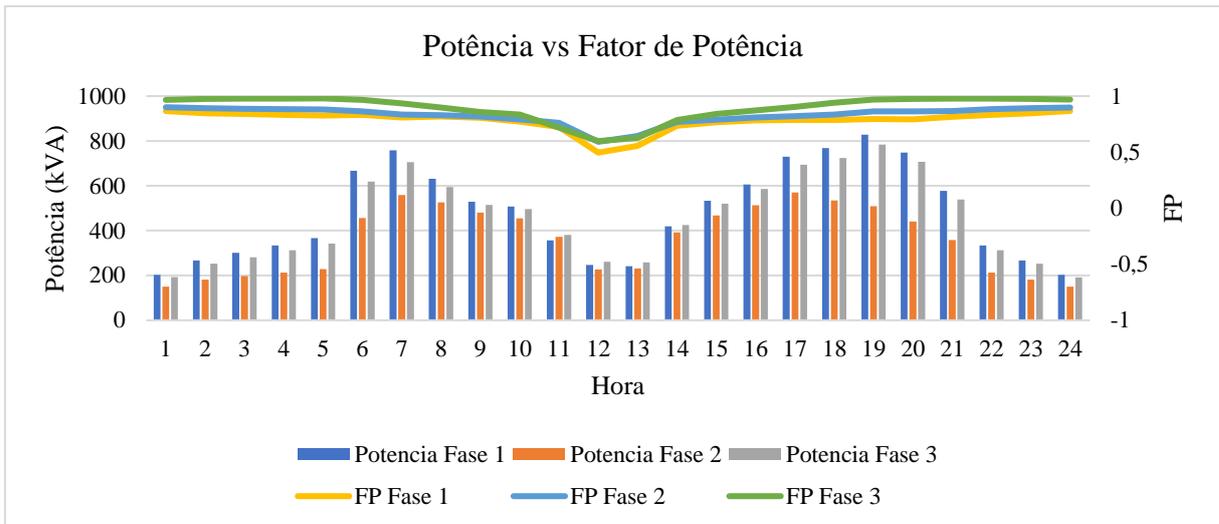
Fonte: Próprio Autor.

A redução do FP registrado às 12h na fase 1 entre o caso base e este *step* de inserção atinge os 21% - no caso base o FP era de 0,867 e agora 0,6849.

### 5.1.5 Inserção de 40%

Com o *step* de inserção de GD na casa dos 40% o impacto no FP em torno do período de maior geração fica visível no gráfico apresentado na Figura 28. O FP atinge 0,4958 às 12h na Fase 1, uma redução de 38% em relação ao caso base. A partir desse nível de inserção o impacto no FP por outras causas passa a ser desprezível quando comparado o impacto causado pela GD no horário de pico de geração. A partir desse nível de inserção de GD também passa a ficar claro no gráfico que apresenta o FP no decorrer do dia o afundamento no horário de maior geração.

Figura 28 – Curva de potência e FP do transformador da subestação no caso de inserção de 40% de GD



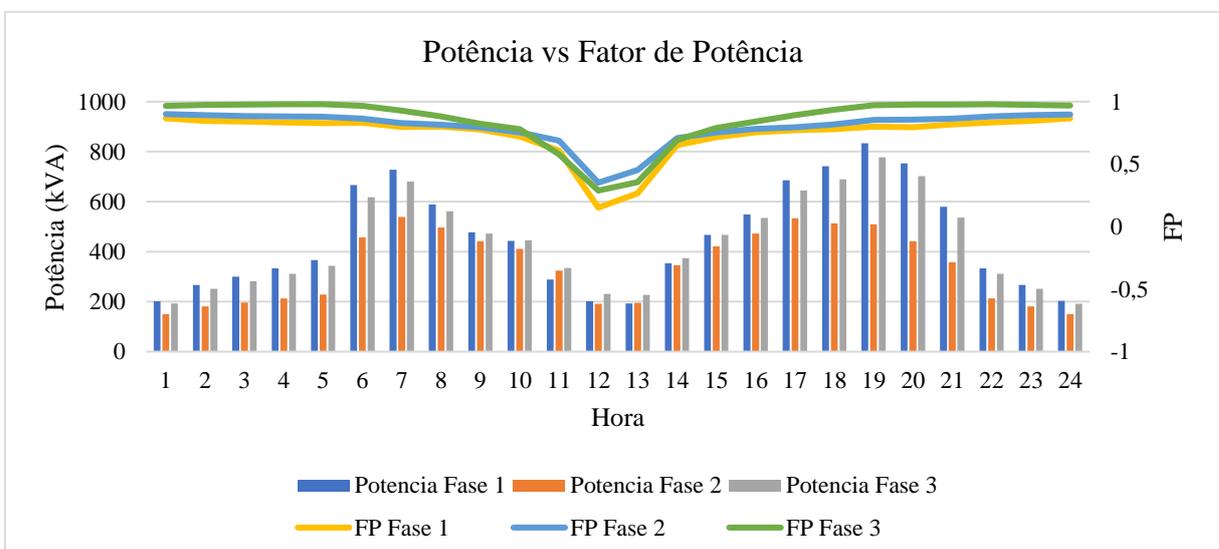
Fonte: Próprio Autor.

A potência da fase 1 do transformador do alimentador atinge 247,21 kVA às 12h neste caso, contra uma potência de 577,45 kVA do caso base. Isso representa uma redução de 57,2% no carregamento dessa fase, acentuando a disparidade de carregamento da rede entre o horário de ponta, que permanece próximo das 19h, para o horário de maior geração.

### 5.1.6 Inserção de 50%

Na Figura 29, que apresenta o cenário de inserção de 50% de GD no alimentador, o FP atinge 0,1523 na Fase 1, e observa-se uma quase inversão no fluxo de potência no alimentador. Neste caso o FP da Fase 1 apresente uma redução de 81% em relação ao caso base do estudo.

Figura 29 – Curva de potência e FP do transformador da subestação no caso de inserção de 50% de GD

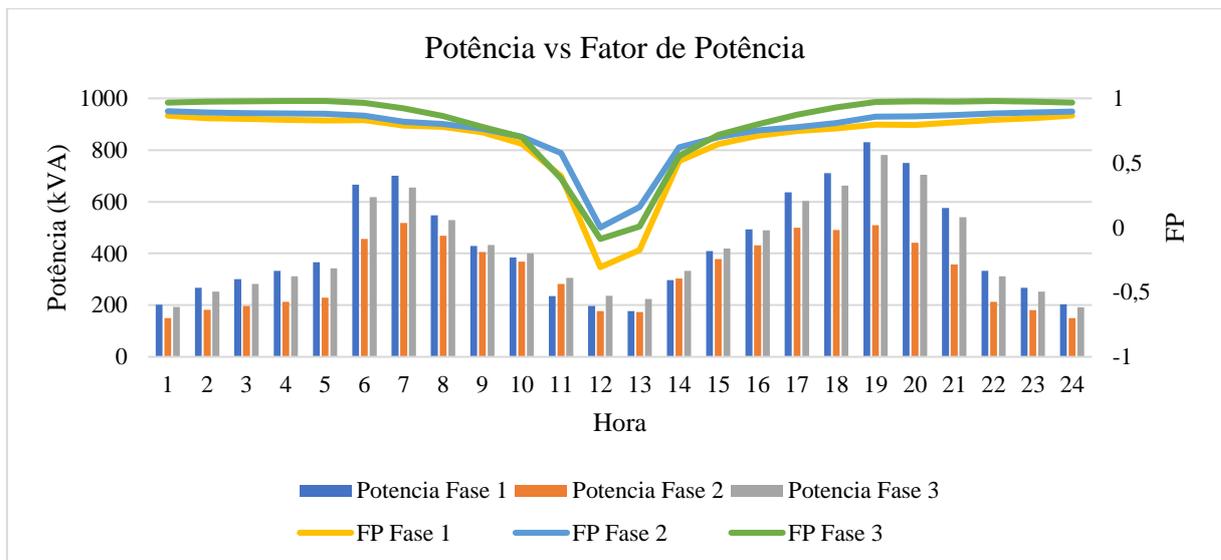


Fonte: Próprio Autor.

### 5.1.7 Inserção de 60%

No nível de inserção de 60% já fica claro a inversão do fluxo de potência no alimentador, onde a subestação passa a injetar potência na rede de transmissão, e não mais consumir. Isso é observado a partir do FP da Fase 1, que atinge  $-0,3063$ . A Figura 30 apresenta graficamente a reversão do fluxo de potência do transformador a partir da inversão de sinal do FP, que passa a ser negativo, e do aumento de potência do transformador, com fluxo no sentido da transmissão.

Figura 30 – Curva de potência e FP do transformador da subestação no caso de inserção de 60% de GD

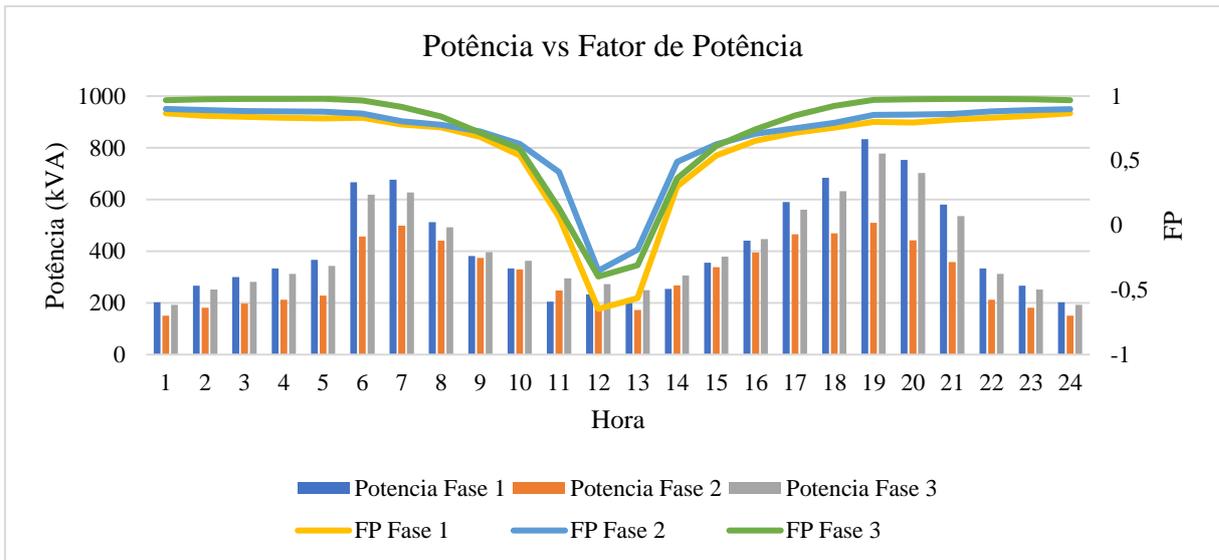


A potência na fase 1 atinge um mínimo de 197,23 kVA neste *step* de inserção, quase 66% a menos que no caso sem inserção de GD, e 633,31 kVA a menos que às 19h, quando o transformador registra uma potência de 830,54 kVA na fase 1. Nota-se também uma rápida mudança no comportamento do FP da fase 1, que passa dos  $-0,3063$  às 12h para  $0,5148$  às 14h, horário em que o fluxo de potência desta fase já volta ao convencional, no sentido da rede de transmissão para a carga.

### 5.1.8 Inserção de 70%

Com 70% de inserção o fluxo é inverso nas três fases, ou seja, em todas as fases há injeção de potência na rede de transmissão em torno do meio-dia, conforme apresentado na Figura 31. A potência injetada na fase 1 às 12h é de 232,71 kVA e o FP atinge  $-0,6466$ .

Figura 31 – Curva de potência e FP do transformador da subestação no caso de inserção de 70% de GD

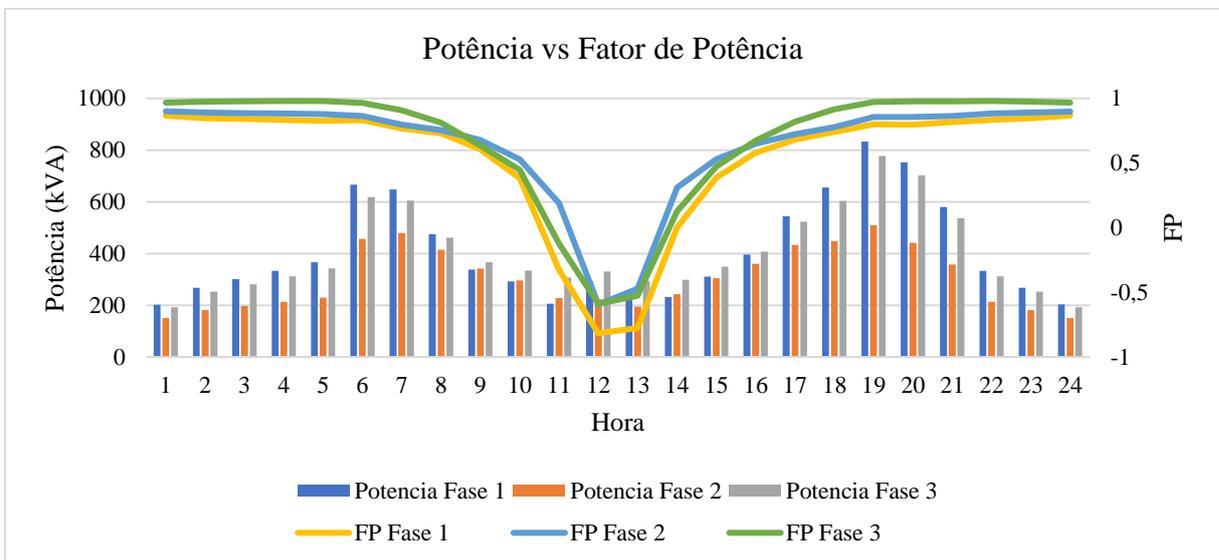


Fonte: Próprio Autor.

### 5.1.9 Inserção de 80%

No último *step* de inserção de 80% GD analisado na Figura 32, o cenário se repete, com o FP da fase 1 atingindo o menor valor, -0,8169.

Figura 32 – Curva de potência e FP do transformador da subestação no caso de inserção de 80% de GD



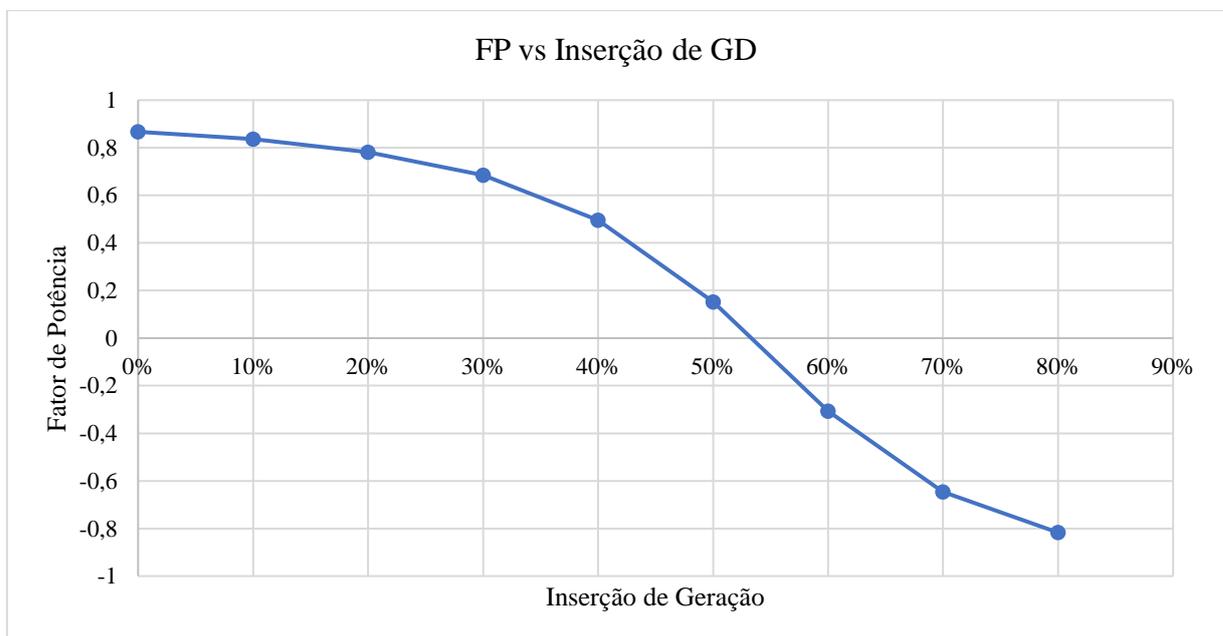
Fonte: Próprio Autor.

Neste caso a potência do transformador chega a níveis do caso de 40% de inserção de GD, porém agora com o sentido do fluxo inverso. O FP atinge valores semelhantes ao caso base, porém com sinal inverso. Este é o último *step* de inserção apresentado pois casos com maiores inserções tiveram simulação divergente, e não apresentariam resultados diferentes.

### 5.1.10 Relação entre FP e inserção de GD no circuito IEEE 37 Barras

É analisado na Figura 33 a evolução do FP da fase 1 do transformador do alimentador conforme o aumento de inserção de GD no mesmo, ficando clara a partir dessa comparação a relação entre inserção de GD e a redução do FP no alimentador. A partir de 54% de inserção, o fluxo de potência se inverte, ou seja, o alimentador passa a injetar potência na rede de transmissão, e não mais consumir. Por conta disso, o sinal do FP se inverte.

Figura 33 – Curva de FP na Fase 1 do transformador da subestação por *step* de inserção de GD no circuito IEEE 37 Barras



Fonte: Próprio Autor.

Essa figura traz uma curva de evolução do FP vs inserção de geração que deixa clara a queda acentuada do FP a partir dos 30% de inserção de GD. Antes desse *step*, o impacto se mostra reduzido. Sendo assim, demais meios para mitigar a redução do FP poderiam ser adotados, de forma a não se necessitar uma diminuição na adoção de GD no país, o que contribuiria para uma matriz elétrica mais limpa e com investimento pulverizado.

### 5.1.11 Característica da curva do pato

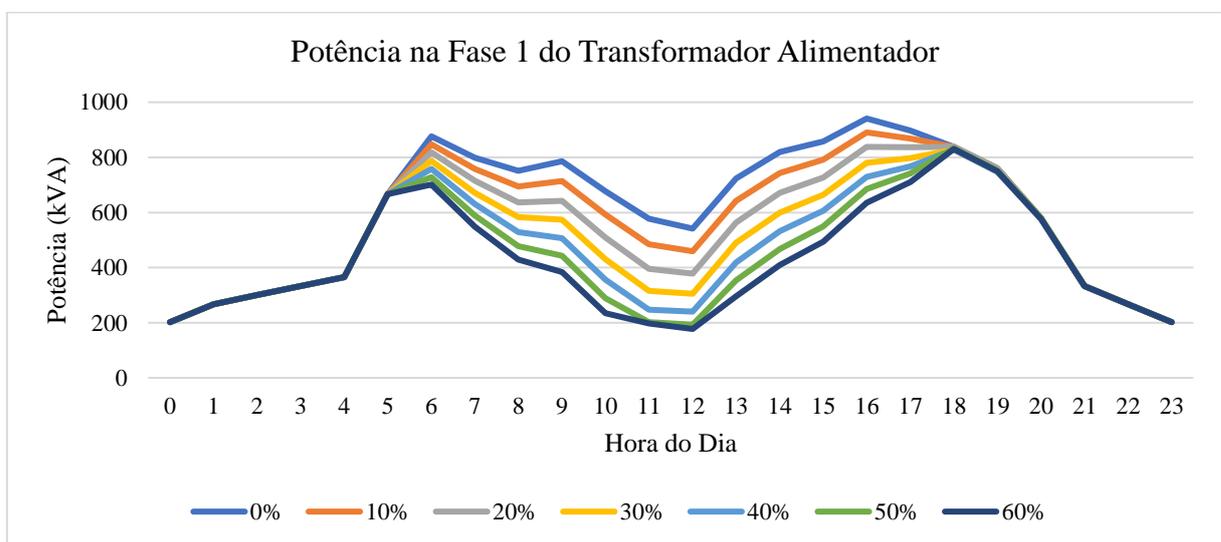
Em 2013, o Operador Independente do Sistema Elétrico da Califórnia (*California Independent System Operator – CAISO*) representou em forma de gráfico as curvas de oferta e demanda durante 24 horas de um dia de primavera no sistema. O gráfico representava a diferença entre a demanda de eletricidade e a oferta de energia de fonte solar fotovoltaica

durante o dia, comparando diferentes níveis de penetração de sistemas de geração fotovoltaica. O gráfico resultante se assemelhava muito ao perfil de um pato, onde a partir disso se cunhou o termo hoje largamente conhecido, a “curva do pato” (TORABI; GOMES; MORGADO-DIAS, 2018).

A curva do pato apresenta alguns desafios ao sistema elétrico, que surgem a partir do risco de supergeração causado pela alta inserção de geradores fotovoltaicos nos alimentadores, principalmente em períodos de demanda diurna reduzida. Além disso, a necessidade de níveis de geração mínimos em geradores hidráulicos e térmicos, que não podem ser desligados, por exemplo, por conta da indispensabilidade de se manter um nível de segurança de abastecimento do sistema, reduz consideravelmente a possibilidade de inserção de geração renovável nos alimentadores (DENHOLM *et al.*, 2015).

Durante as simulações realizadas, a curva do pato se mostrou clara em níveis elevados de inserção de geração fotovoltaica no sistema IEEE 37 Barras, apresentada na Figura 34, principalmente em inserções acima dos 50%, onde o fluxo de potência no transformador se inverte, e o sistema passa a injetar potência no sistema de transmissão.

Figura 34 – Característica de Demanda na Fase 1 do Transformador Alimentador da Subestação em relação à inserção de GD nas cargas de 0% a 60%



Fonte: Próprio Autor.

A curva que relaciona a potência no transformador do alimentador, obtida com os cenários de estudo do caso 1 deste trabalho, também mostra o aumento de ociosidade da rede elétrica de distribuição nos horários de ponta de geração, com uma redução drástica de potência nesse alimentador entre as 9h e as 15h. Essa redução possui efeitos positivos, como por exemplo

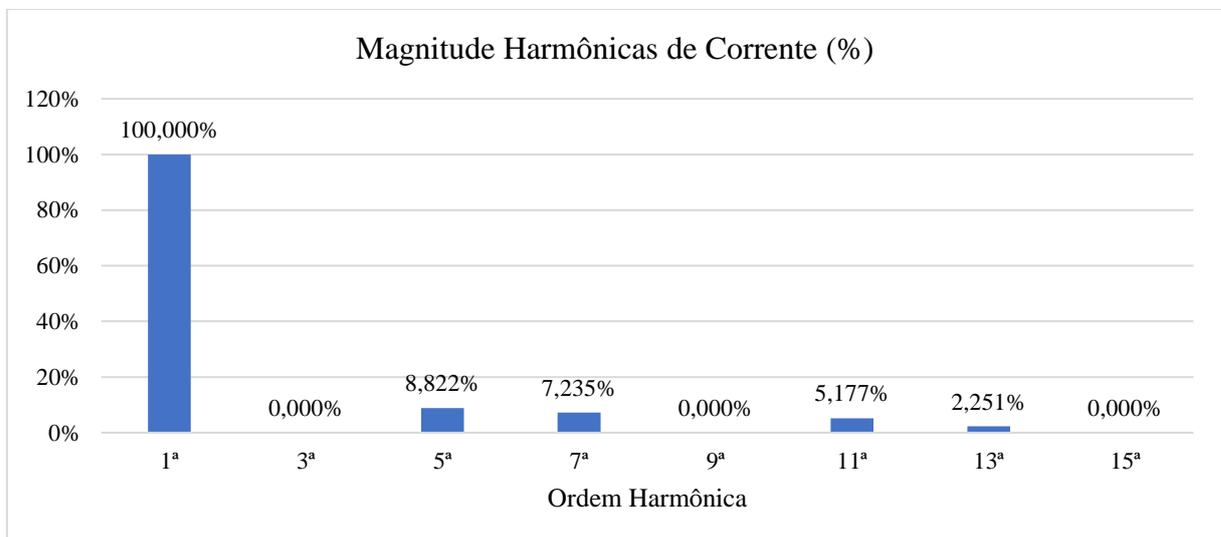
a diminuição das perdas ôhmicas durante o período de maior geração, porém não reduz a necessidade de investimento nas redes, já que elas precisam permanecer preparadas para lidar com a demanda do horário de ponta, que neste alimentador está localizado fora do período de geração solar fotovoltaica. Este cenário levanta a necessidade de se regular e incentivar a implantação de meios de armazenamento de energia nos sistemas de distribuição, de modo a otimizar a disponibilidade e demanda de energia no decorrer do dia.

## 5.2 CASO 2 – HARMÔNICAS

### 5.2.1 Caso IEEE 519

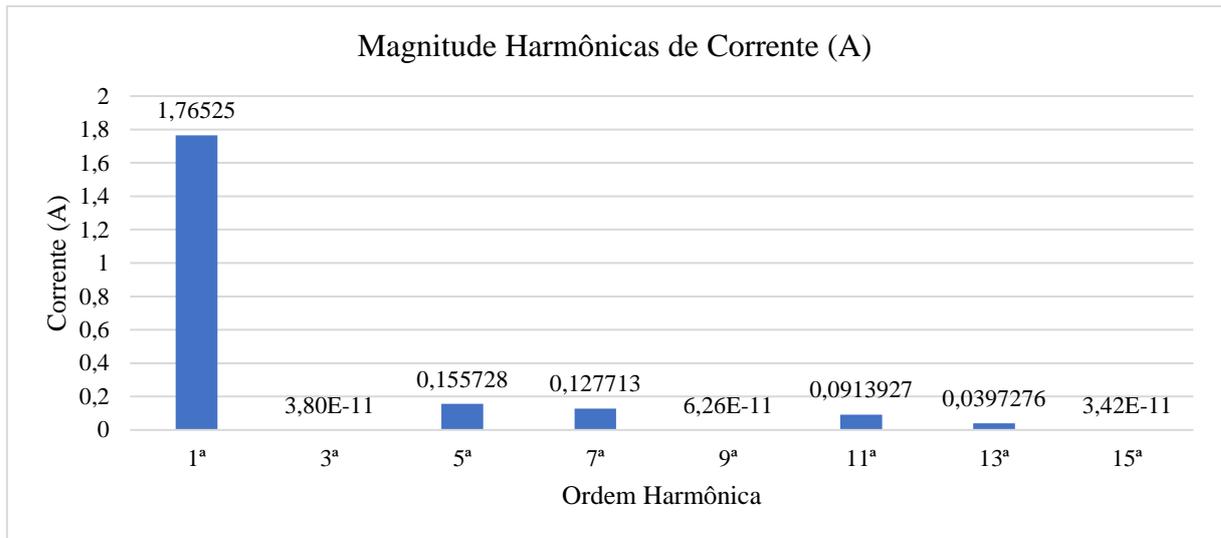
Nesta simulação foi considerado um inversor de potência nominal de 75 kW com a inserção de harmônicas de corrente máxima permitida pela norma IEEE 519-2014, com o *spectrum* do inversor inserido no OpenDSS já apresentado no Quadro 8. A *THDi* total foi de 12,73%, tendo como harmônicas dominantes a de 5ª e 7ª ordem. As ordens harmônicas de interesse neste estudo são apresentadas na Figura 35 e Figura 36.

Figura 35 – Magnitude absoluta de Harmônicas de Corrente no Caso IEEE 519



Fonte: Próprio Autor.

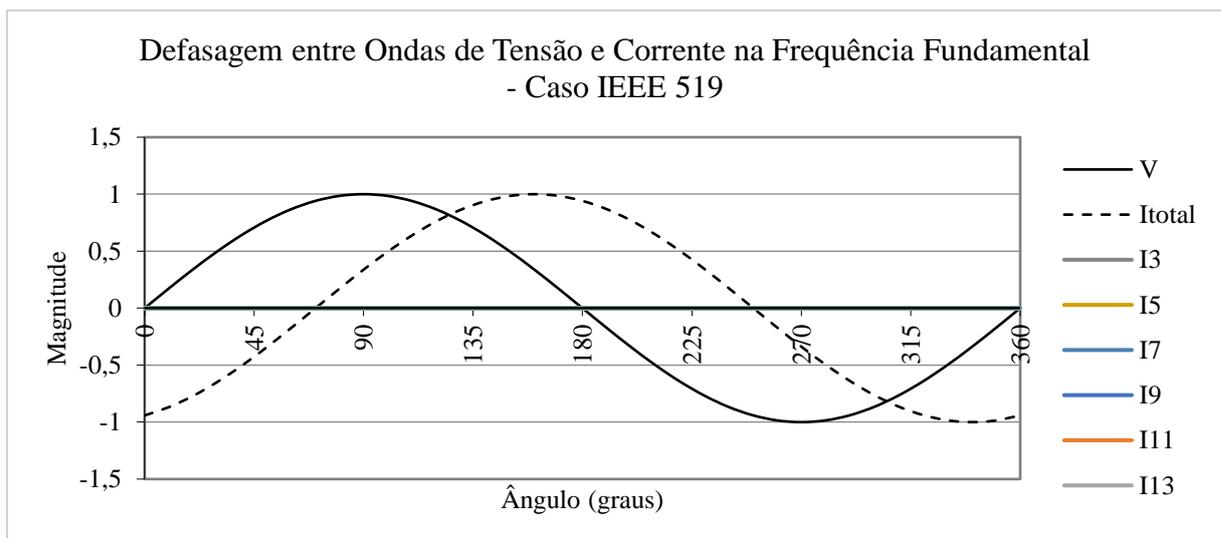
Figura 36 – Magnitude em ampères de Harmônicas de Corrente no Caso IEEE 519



Fonte: Próprio Autor.

A forma de onda da corrente na frequência fundamental, mostrada na Figura 37, ficou defasada em  $70,26^\circ$  em relação à tensão, tendo como FP 0,3377. Isso se dá por conta de a análise ser feita durante às 12h, onde há o pico de geração e consumo intermediário (Fator de Geração de 100% e Fator de Consumo de 40%). Sendo assim, a rede provê muito mais reativo do que ativo à carga.

Figura 37 – Defasagem entre ondas de tensão e corrente na frequência fundamental no Caso IEEE 519

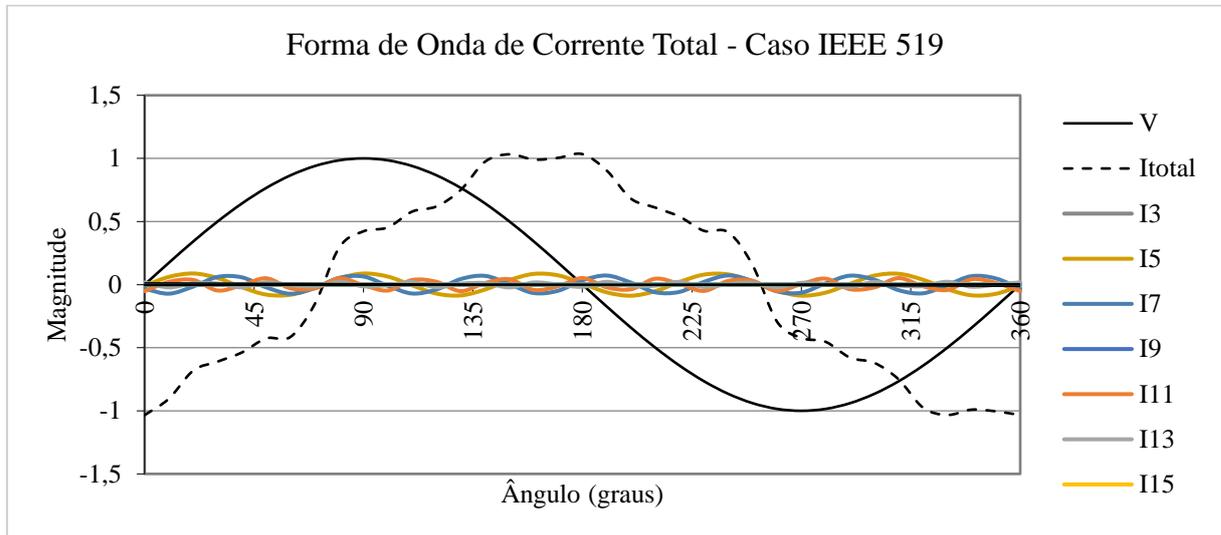


Fonte: Próprio Autor.

Quando realizada a composição do sinal da corrente, somando-se todas as harmônicas inseridas pelo inversor para se obter a componente total da corrente, a defasagem entre a

corrente e a tensão aumentou para  $73,19^\circ$ , tendo assim o FP reduzido para 0,289. A forma de onda da corrente total é apresentada na Figura 38.

Figura 38 – Forma de onda da corrente total no caso IEEE 519



Fonte: Próprio Autor.

Na forma de onda apresentada na Figura 38 fica evidente o impacto causado pelas harmônicas no FP em consumidores com SFV. No caso IEEE 519 implementado, houve uma redução do FP de 0,3377 para 0,2890 – ou de aproximadamente 15%.

### 5.2.2 Caso ABB PVS-100-TL

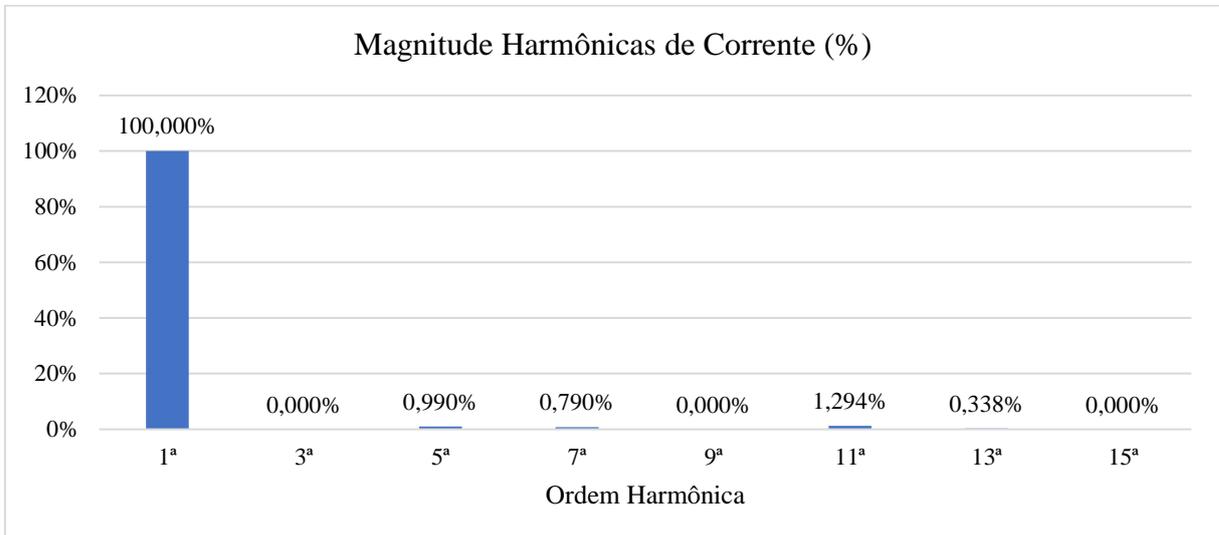
Nesta simulação foram considerados os dados reais de inserção de harmônicas de corrente para um inversor ABB PVS-100-TL. O *spectrum* do inversor inserido no OpenDSS foi apresentado no Quadro 9. Apesar da magnitude de harmônicas implementadas neste caso considerar os dados de um inversor de 100 kW, o inversor implementado permaneceu o mesmo inversor do caso um, com 75 kW de potência nominal, para fins de comparação.

Pode-se observar que o nível de harmônicas de corrente inserido por inversores fotovoltaicos atuais é substancialmente menor do que o limite imposto pela normativa IEEE 519, o que naturalmente se reflete nos impactos causados na rede elétrica.

O *THDi* total do caso de estudo com os dados de harmônicas do inversor ABB PVS-100-TL foi de 1,84% – inferior aos 5% de *THDi* total definido pela IEEE 519:2014 – e teve assim como no caso anterior as harmônicas de ordem 5 e 7 as mais influentes. Todas as

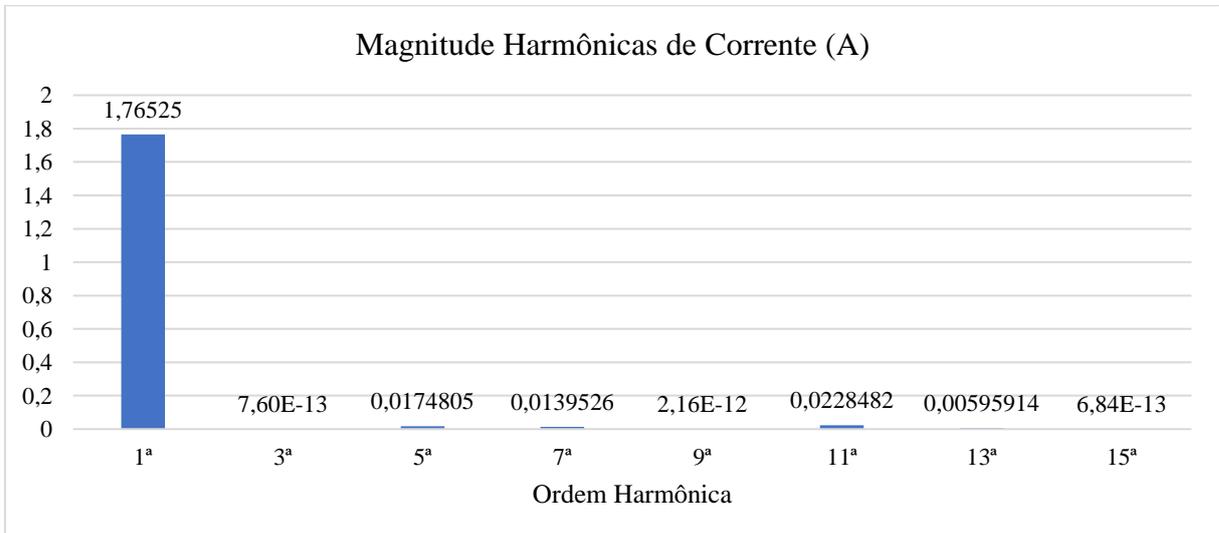
harmônicas ímpares de corrente simuladas até a ordem 15 são apresentadas na Figura 39 e Figura 40.

Figura 39 – Magnitude absoluta de Harmônicas de Corrente no Caso ABB PVS-100-TL



Fonte: Próprio Autor.

Figura 40 – Magnitude de corrente (em ampéres) de Harmônicas de Corrente no Caso ABB PVS-100-TL

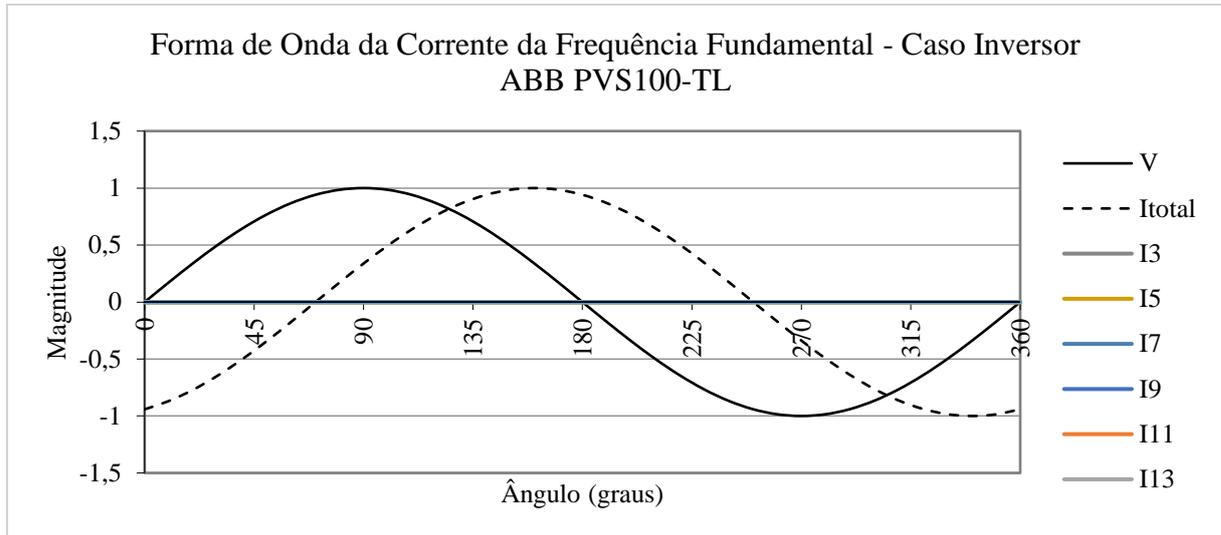


Fonte: Próprio Autor.

A forma de onda da corrente na frequência fundamental, mostrada na Figura 41, ficou igualmente defasada em  $70,26^\circ$  em relação à tensão, tendo como FP 0,3377, o mesmo do caso um. Isso ocorre pois os elementos simulados entre os dois casos foram iguais, tanto em geração quanto consumo. A única alteração realizada foi a de inserção de harmônicas pelo inversor, o que implica diretamente na *THDi* e na forma de onda total de corrente, que por sua vez teve

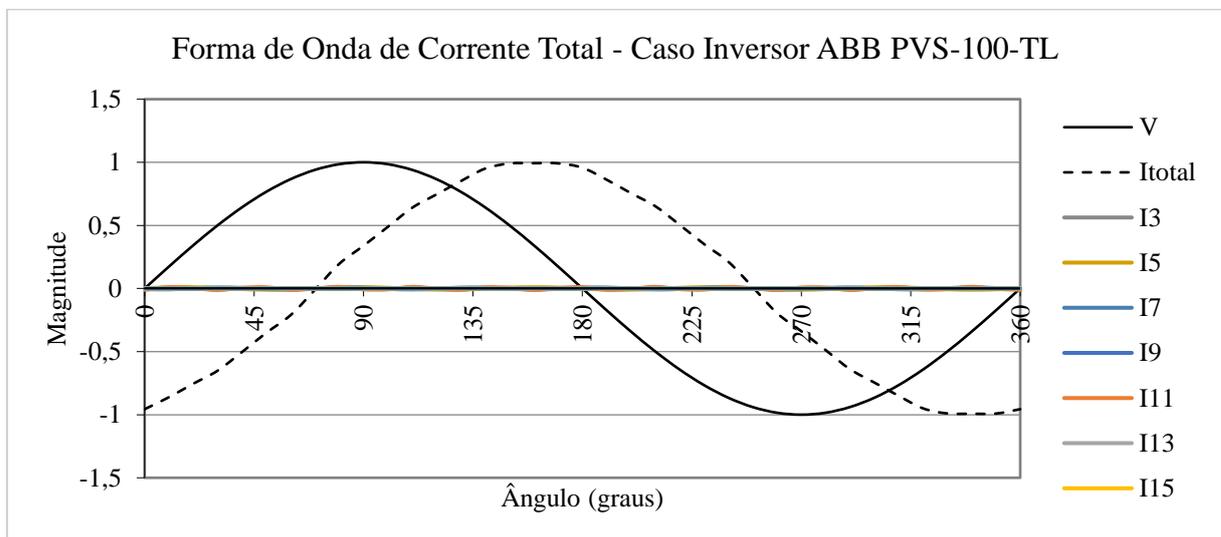
uma defasagem aumentada para  $70,47^\circ$ , e FP reduzido para 0,3341 após a composição do sinal de corrente com as harmônicas inseridas pelo inversor ABB PVS-100-TL. Ambas as ondas são mostradas na Figura 41 e na Figura 42.

Figura 41 – Forma de onda da corrente da frequência fundamental no caso ABB PVS-100-TL



Fonte: Próprio Autor.

Figura 42 – Forma de onda da corrente total no caso ABB PVS-100-TL



Fonte: Próprio Autor.

Neste caso a alteração do FP foi de 0,3377 para 0,3341, ou de 1,1%, ficando muito abaixo dos 15% de redução visto no caso em que se considerou o limite de  $THDi$  apresentado pela IEEE 519:2014 (IEEE, 2014). Por conta deste resultado, a forma de onda total da corrente fica muito próxima de uma senoide perfeita, conforme visto na Figura 42, e as componentes

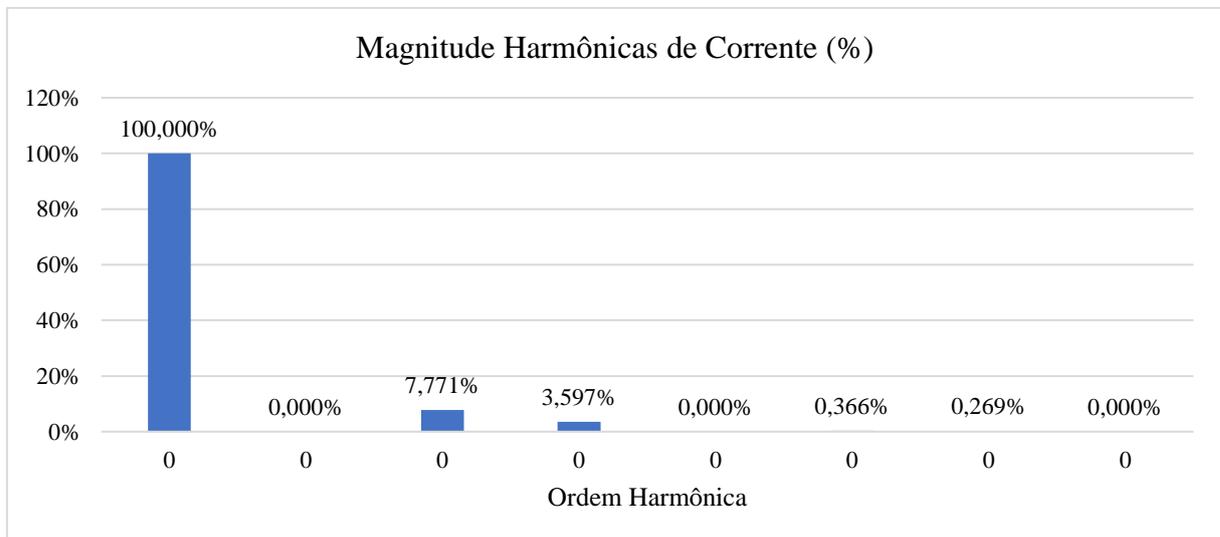
harmônicas quase não são percebidas. Isso demonstra que o impacto com a inserção de harmônicas por inversores comerciais atualmente é muito reduzido, e respeita os limites previstos pelas normativas nacionais e internacionais.

### 5.2.3 Caso inversor fora dos limites da IEEE 519:2014

Para fins de comparação e verificação do impacto de um inversor que não cumpre os valores limites impostos pela IEEE 519:2014, nesta simulação foi considerado a inserção de harmônicas de um inversor hipotético com valores de harmônicas pontuais e *THDi* total acima do permitido pela norma IEEE 519:2014. O *spectrum* do inversor inserido no OpenDSS foi apresentado no Quadro 10.

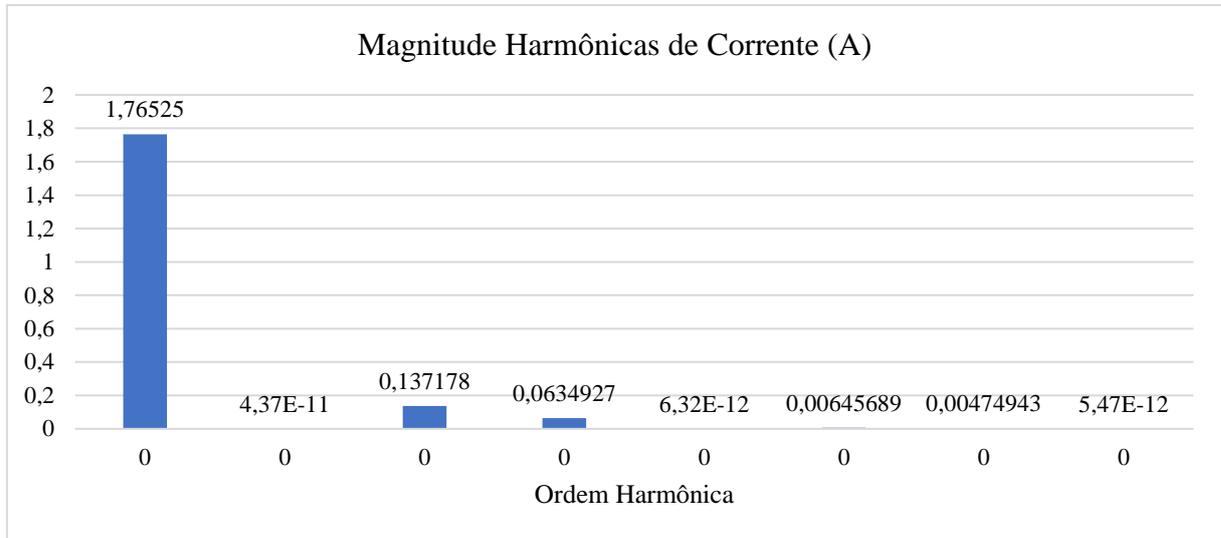
A *THDi* total foi de 8,5751%, tendo também como harmônicas dominantes a de 5ª e 7ª ordem. As ordens harmônicas de interesse neste estudo são apresentadas na Figura 43 e Figura 44.

Figura 43 – Magnitude absoluta de Harmônicas de Corrente no Caso do Inversor Inconforme com a IEEE 519:2014



Fonte: Próprio Autor.

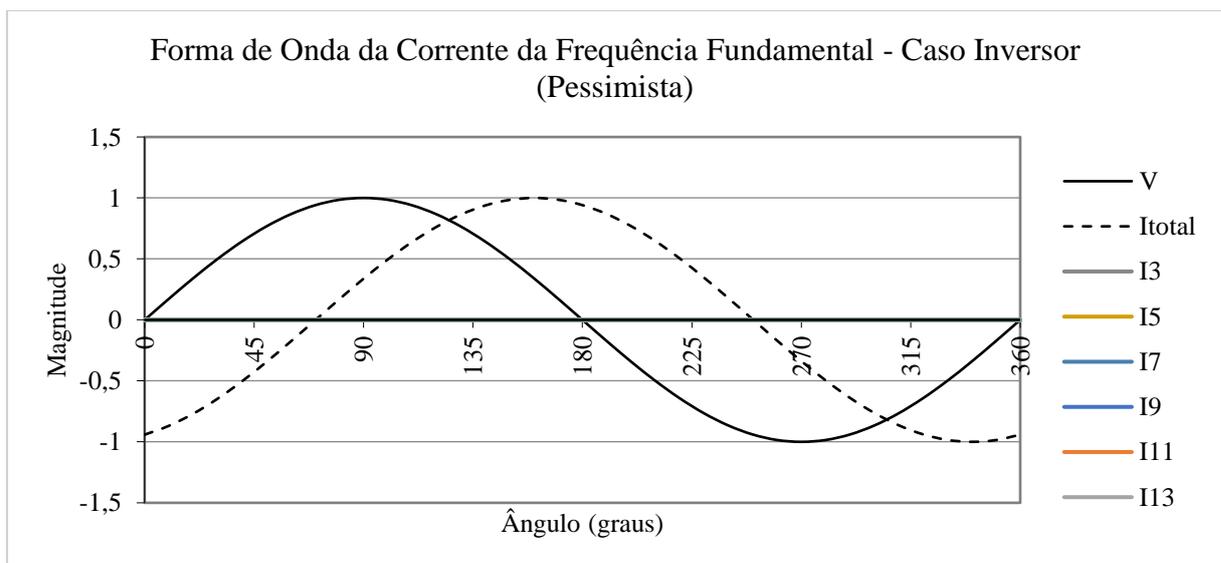
Figura 44 – Magnitude de corrente (em ampères) de Harmônicas de Corrente do Inversor Inconforme com a IEEE 519:2014



Fonte: Próprio Autor.

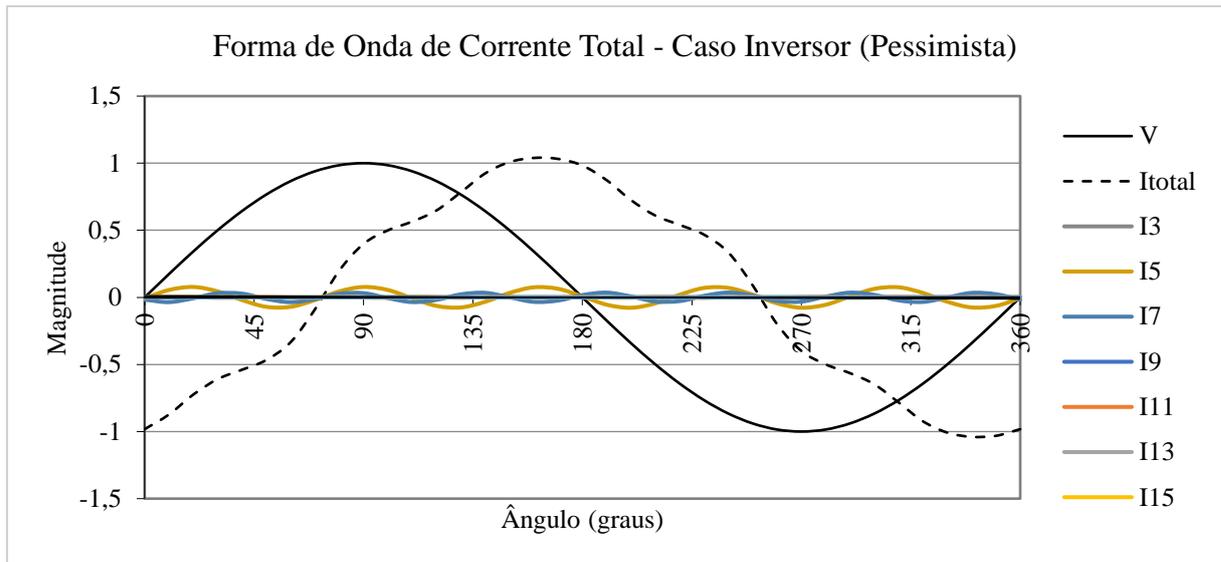
A forma de onda da corrente na frequência fundamental, apresentou mesma defasagem e FP dos dois casos anteriores. A inserção de harmônicas pelo inversor, no entanto, aumentou, reduzindo o FP para 0,2919 após a composição do sinal de corrente com as harmônicas inseridas pelo inversor hipotético testado neste caso. Ambas as ondas são mostradas na Figura 45 e Figura 46.

Figura 45 – Forma de onda da corrente da frequência fundamental no caso do Inversor fora dos limites normativos



Fonte: Próprio Autor.

Figura 46 – Forma de onda da corrente total no caso do Inversor fora dos limites normativos



Fonte: Próprio Autor.

A redução no FP neste caso foi bem superior ao caso anterior. Com a inserção de harmônicas simulada neste caso, o FP passou de 0,3377 para 0,2919, tendo uma redução de 13,6%, inferior ao caso IEEE 519:2014, que foi de 15%, porém muito superior aos 1,1% do caso do inversor ABB PVS-100-TL.

## 5.2.4 COMPARAÇÃO DOS CASOS SIMULADOS

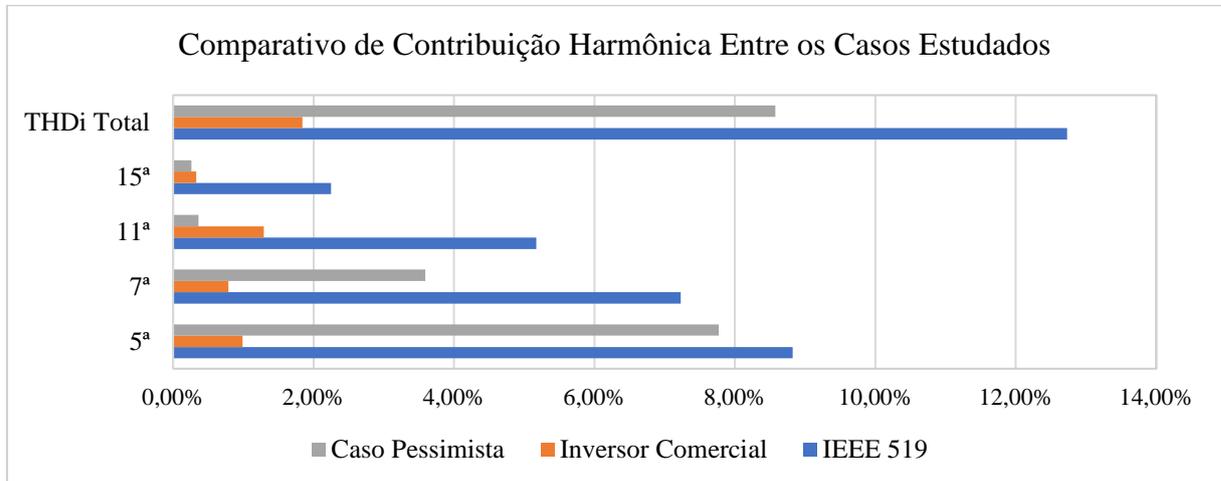
De modo a comparar diretamente os três casos de estudo do impacto no fator de potência por conta da inserção de harmônicas, são apresentados na Figura 47 e Figura 48 os valores referentes a cada estudo de caso.

Na Figura 47 é comparado o impacto na inserção de harmônicas de ordem 5, 7, 11 e 15 entre os casos do estudo. As ordens 3 e 9 não apresentam contribuição por conta da forma de ligação da UFV com a rede, que se dá por delta-estrela.

Percebe-se que o caso mais crítico de inserção de harmônicas, e conseqüentemente de  $THDi$  total, acontece no caso IEEE 519. Isso se dá por conta da inserção baixa de harmônicas de ordens 5, 7, 11 e 15 dos inversores comerciais, até mesmo no caso do inversor inconforme com a norma, já que a inconformidade acontece apenas na harmônica de ordem 3, conforme Quadro 10, que não se reflete para o lado delta do transformador. Nas demais ordens o inversor pessimista fica abaixo dos limites dispostos pela normativa IEEE 519, o que contribui para um resultado de  $THDi$  total melhor que o caso limite da normativa. O caso do Inversor Comercial

fica muito abaixo dos limites impostos na normativa, o que corrobora o alto nível de filtragem harmônica presente na grande parte dos inversores atuais.

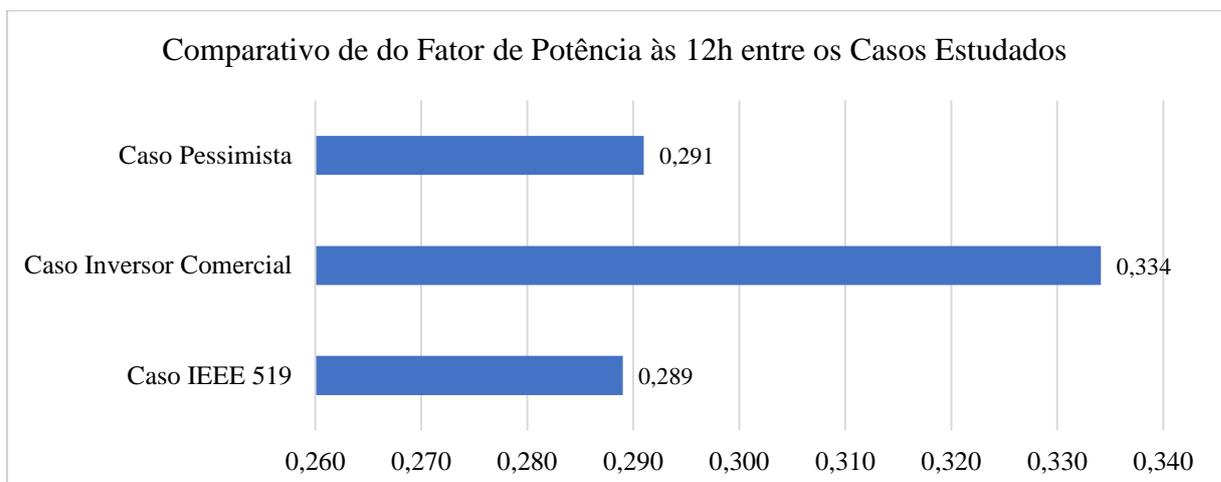
Figura 47 – Comparativo de impacto na inserção de harmônicas entre os casos de estudo



Fonte: Próprio Autor.

Na Figura 48 é realizada a comparação do impacto de cada cenário no FP da rede. Percebe-se que, assim como no comparativo entre os casos no impacto na inserção de harmônicas, o pior caso é o IEEE 519, com FP de 0,289 durante o horário do estudo. O caso pessimista tem impacto muito similar, com FP de 0,29. O caso do inversor comercial apresenta impacto muito reduzido se comparado aos outros dois casos, com FP de 0,334, próximo do caso base – sem inserção de harmônicas – que é de 0,337.

Figura 48 – Comparativo de impacto no FP da rede entre os casos de estudo



Fonte: Próprio Autor.

## 6 CONCLUSÕES

Neste estudo foram avaliados dois fatores de importante influência no FP das redes de distribuição que contam com inserção de SFV. O primeiro caso avaliou o impacto da geração de potência ativa juntamente à carga, sem a compensação de reativos. Neste caso de estudo, com inserção de GD a partir de 20%, verificou-se o deslocamento de horário de FP mais reduzido da rede para o entorno das 12h, o que demonstra o impacto da GD neste fator. Com inserções superiores, a redução do FP nos horários de maior geração solar fotovoltaica se mostra extremo, o que seria impraticável em redes convencionais, que não contam com uma compensação de reativos inclusa.

O segundo caso abordado neste trabalho avaliou o impacto da inserção de harmônicas na rede pelos inversores dos SFV's. Dentro deste caso, três cenários distintos foram simulados. No cenário que considera os valores máximos de inserção de harmônicas definidos pelas normativas internacionais, o impacto no FP foi considerável, chegando a reduzi-lo em cerca de 15% no horário de maior geração. No entanto, quando considerado os níveis de inserção de harmônicas de inversores comerciais, que fica muito abaixo do nível máximo permitido, o impacto se mostrou reduzido, ficando na ordem de 1% de diminuição do FP. O terceiro caso de estudo, que considera valores precários de inserção, encontrados em inversores inconformes com as normativas, também apresenta resultados superiores ao caso limite, apesar de bem degradado quando comparado aos inversores com menor inserção de harmônicas encontrados no mercado.

Os resultados do obtidos no segundo caso do estudo nos permite duas observações distintas. A primeira conclusão é que o impacto causado por harmônicas na redução do FP da rede não é preocupante em sistemas recentes, que utilizam inversores com baixa inserção de harmônicas, mas deve sim ser levado em consideração em casos em que o FP já se encontra próximos dos limites mínimos aceitos, pois a não consideração deste impacto pode ocasionar em um FP real abaixo do mínimo requerido pela rede. A segunda conclusão mostra a defasagem dos limites de harmônicas de corrente impostos pelas normativas. Caso a inserção de harmônicas pelos inversores atualmente comercializados fosse próxima da limitante regida pelas normativas internacionais, o impacto causado por esse fator seria considerável.

Por fim, o impacto causado pelo acréscimo de inserção de GD nas redes de distribuição se mostra preocupante já em níveis que podem ser atingidos em breve, o que acende um alerta para a necessidade de uma maior regulamentação dos requisitos de operação destes sistemas, e para a adequação das normativas relacionadas ao setor, de modo a incentivar a compensação de

reativos pelos próprios autoprodutores, ao propor a remuneração ou benefício de agentes que prestam serviços ancilares à rede. Além disso, outros problemas ocasionados pela inserção de GD, que não foram discutidos neste trabalho, podem gerar distúrbios às redes elétricas. A inserção de geração junto à carga é capaz de prejudicar o correto funcionamento da proteção de sobrecorrente, que atua em caso de sobrecarga da rede, gerando riscos a ela. Ainda, a alta inserção em determinadas áreas do alimentador, pode causar problemas de flutuação de tensão e outras perturbações, por conta da intermitência de geração causada pela movimentação das nuvens. Com isso, estudos mais aprofundados sobre o efeito da inserção de GD em alimentadores devem ser realizados, de forma a mensurar e antever sua implicação.

## 6.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões para trabalhos futuros na área de abordagem desta dissertação, seguem listadas:

- Proposição de métodos para remuneração de serviços ancilares prestados por adotantes da GD – como controle de tensão e fator de potência por geração de reativos;
- Aprofundamento do estudo do impacto das distorções harmônicas no FP da rede de distribuição em casos mais amplos e alimentadores reais;
- Implementação de redes com transformadores variados, tanto em tensão quanto em tipo de conexão do primário e secundário, para avaliação das harmônicas em conexões que não extinguem as harmônicas múltiplas de 3;
- Medição real em UC's com SFV instalado, de modo a validar as simulações realizadas, tanto do cenário um quanto do cenário dois;
- Estudar o impacto de baterias no efeito da curva do pato e conseqüentemente no impacto no FP do alimentador;
- Verificação do impacto da inserção massiva de GD na proteção de sobrecorrente de alimentadores.

## REFERÊNCIAS

- ABNT. *ABNT NBR 16149*. . [S.l: s.n.] , 2014
- ABSOLAR. *ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica*. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 11 dez. 2021a.
- ABSOLAR. *Energia solar distribuída pode gerar 118 mil vagas de trabalho em 2021*. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/energia-solar-distribuida-pode-gerar-118-mil-vagas-de-trabalho-em-2021/>>. Acesso em: 4 dez. 2021b.
- ABSOLAR. *Infográfico ABSOLAR*. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 3 abr. 2022.
- ABUD, T. P. *et al*. Voltage control analysis of photovoltaic inverters using a real Brazilian distribution network. *2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, PEDG 2017*, 2017.
- ANEEL. *GD - ANEEL*. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Classe.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Classe.asp)>. Acesso em: 23 out. 2021a.
- ANEEL. *Nota Técnica nº 0029/2020-SRD/ANEEL*. . [S.l: s.n.], 2020.
- ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional*, v. 8, p. 88, 2018. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo\\_8-Revisão\\_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo_8-Revisão_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9)>.
- ANEEL. PRODIST - Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. p. 88, 2021b.
- ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021*. . [S.l: s.n.], 7 dez. 2021c. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/>>.
- ANEEL. Resolução Normativa nº 414. p. 162, 2010.
- ANEEL. *Resolução Normativa nº 482*. . [S.l: s.n.] , 2012
- ANEEL. Resolução Normativa nº 687. *Aneel*, p. 24, 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>.
- ANEEL. *Revisão das regras de geração distribuída entra em consulta pública - Sala de Imprensa - ANEEL*. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset\\_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/revisao-das-regras-de-geracao-distribuida-entra-em-consulta-publica/656877](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/revisao-das-regras-de-geracao-distribuida-entra-em-consulta-publica/656877)>. Acesso em: 17 abr. 2021.
- ANEEL. *UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA POR TIPO DE FONTE*. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Fonte.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp)>. Acesso em: 1 maio 2021d.

AYUB, Munirah *et al.* The Impact of Grid-Connected PV Systems on Harmonic Distortion. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6873872&tag=1>>. Acessado em: 25 jul. 2018. p. 669–674, 2014.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. *PL 5829/2019*. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2228151>>. Acesso em: 17 abr. 2021.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. Projeto de Lei 5829/2019. p. 1–29, 2021. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2228151>>.

CASTRO, Nivalde De; DANTAS, Guilherme. *Distributed Generation: International experiences and comparative analyses*. [S.l.: s.n.], 2017.

CHIDURALA, Annapoorna; KUMAR SAHA, Tapan; BANSAL, Ramesh C. *Harmonic Emissions in Grid Connected PV Systems: A Case Study on a Large Scale Rooftop PV Site*. . [S.l.: s.n.], 2014.

CORTEZ DO PRADO, Carolina *et al.* Analysis of distributed generation impact on the voltage stability margin. *Proceedings - 2016 51st International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2016*, v. 2017- Janua, p. 1–6, 2016.

DENHOLM, Paul *et al.* Overgeneration from Solar Energy in California: A Field Guide to the Duck Chart (NREL/TP-6A20-65023). *Technical Report*, n. November, p. 46, 2015. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65453.pdf>>.

DULĂU, Lucian Ioan; ABRUDEAN, Mihail; BICĂ, Dorin. SCADA Simulation of a Distributed Generation System with Storage Technologies. *Procedia Technology*, v. 19, n. 2, p. 665–672, 2015.

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. p. 393, 2019.

EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2030*. . [S.l.: s.n.], 2020.

EPRI. *OpenDSS PVSystem Element Model*. . [S.l.: s.n.], 2011.

FGV. Distributed Energy Resources. *Distributed Energy Resources*, n. 7, p. 116, 2016.

FIGUEIRA, Henrique Horst *et al.* Brazilian grid-connected photovoltaic inverters standards: A comparison with IEC and IEEE. *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, v. 2015-Septe, n. January 2018, p. 1104–1109, 2015.

FRAGOAS, Alexandre Graciolli. Estudo De Caso Do Uso De Bancos De Capacitores Em Uma Rede De Distribuição Primária – Indicativos Da Sua Viabilidade Econômica. p. 63, 2008. Disponível em: <[https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwja9fHc\\_MTNAhVFGZAKHaEOCq8QFggeMAA&url=http://www.tcc.sc.usp.br/tce/disponiveis/18/180500/tce-26032010-145421/publico/Fragoas\\_Alexandre\\_Graciolli.pdf&usq=AFQjCNESjONtESKEzo5bmnZE](https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwja9fHc_MTNAhVFGZAKHaEOCq8QFggeMAA&url=http://www.tcc.sc.usp.br/tce/disponiveis/18/180500/tce-26032010-145421/publico/Fragoas_Alexandre_Graciolli.pdf&usq=AFQjCNESjONtESKEzo5bmnZE)>.

GREENER. *Análise do Marco Legal da Geração Distribuída Aprovado na Câmara dos Deputados*. . [S.l: s.n.], 2021a.

GREENER. *Estudo Estratégico Geração Distribuída - 1º Semestre de 2021*. . [S.l: s.n.], 2021b.

GREENER. *Estudo Estratégico Geração Distribuída Mercado Fotovoltaico - 1º Semestre de 2020*. p. 105, 2020.

IEEE. IEEE Std 519-2014. *IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992)*, v. 2014, p. 1–29, 2014. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=6826457>>.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Distributed Solar PV – Renewables 2019 – Analysis - IEA*. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/renewables-2019/distributed-solar-pv>>. Acesso em: 28 jan. 2022.

IRENA. *FUTURE OF SOLAR PHOTOVOLTAIC: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects A Global Energy Transformation paper About IRENA*. [S.l: s.n.], 2019. Disponível em: <[www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications)>. Acesso em: 25 jul. 2020.

IRENA. *Solar Costs*. Disponível em: <<https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Solar-Costs>>. Acesso em: 3 jan. 2022a.

IRENA. *Solar energy*. Disponível em: <<https://www.irena.org/solar>>. Acesso em: 3 jan. 2022b.

LARASATI, Pangestuningtyas Diah *et al.* Analysis of the Effect of Installing Capacitor Bank in the Photovoltaic on - Grid 122 kWp for Power Factor Correction. *7th International Conference on Information Technology, Computer, and Electrical Engineering, ICITACEE 2020 - Proceedings*, p. 207–212, 2020a.

LARASATI, Pangestuningtyas Diah *et al.* Analysis of the Effect of Installing Capacitor Bank in the Photovoltaic on - Grid 122 kWp for Power Factor Correction. 24 set. 2020b, [S.l.]: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 24 set. 2020. p. 207–212.

MAESTRI, Hugo Guilherme. Dimensionamento de um sistema fotovoltaico autônomo para alimentação de um dispositivo de monitoramento de parâmetros elétricos em linhas de transmissão. p. 101, 2018.

VILLALVA, Marcelo Gradella. *Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações*. [S.l: s.n.], 2012.

NREL. *Best Research-Cell Efficiencies - Crystalline Si Cells*. . [S.l.]: NREL. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/cell-pv-eff-crysi-rev210726.pdf>>. , 2021a

NREL. *Best Research-Cell Efficiencies - Overall*. . [S.l.]: NREL. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>>. , 2021b

NREL. *Solar Photovoltaic Technology Basics* | NREL. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/research/re-photovoltaics.html>>. Acesso em: 7 ago. 2021c.

NUNES, Evandro. *Análise de Impactos na Rede de Distribuição de Energia Elétrica Decorrentes da Inserção de Sistemas de Geração Fotovoltaicos*. . Natal: [s.n.], 2017.

ONS. *O Sistema em Números*. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 2 abr. 2022.

ONS. Submódulos 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. p. 32, 2020.

PEPERMANS, Guido *et al.* Distributed generation: Definition, benefits and issues. *Energy Policy*, v. 33, n. 6, p. 787–798, 2005.

PINTO, Aimé; ZILLES, Roberto; BET, Ildo. Excedente de reativos em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. *IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES*, v. III, p. 1–7, 2012. Disponível em: <[http://www.acquaviva.com.br/cd\\_cbens/trabalhos/t245.pdf](http://www.acquaviva.com.br/cd_cbens/trabalhos/t245.pdf)>.

PORTAL SOLAR. *Preço dos painéis solares cai 90% em nove anos - Portal Solar*. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/preco-dos-paineis-solares-cai-90-em-nove-anos.html>>. Acesso em: 28 jan. 2022.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. *LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022*. . [S.l: s.n.], 2022.

SOUZA, Paulo Andrade *et al.* Analysis of active and reactive power injection in distributed systems with photovoltaic generation. *SBSE 2018 - 7th Brazilian Electrical Systems Symposium*, p. 1–6, 2018.

KRAUTER, Stefan Christof Werner. *Solar Electric Power Generation*. 1. ed. [S.l: s.n.], 2006.

TORABI, Roham; GOMES, Alvaro; MORGADO-DIAS, F. The Duck Curve Characteristic and Storage Requirements for Greening the Island of Porto Santo. *Energy and Sustainability in Small Developing Economies, ES2DE 2018 - Proceedings*, v. 1, p. 13–20, 2018.

UOL. *Taxa do Sol: proposta de imposto para energia solar deixou o brasileiro preocupado até para respirar*. Disponível em: <<https://www.uol.com.br/tilt/noticias/redacao/2020/01/06/a-proposta-de-taxar-o-sol-deixou-o-brasileiro-preocupado-ate-para-respirar.htm>>. Acesso em: 28 jan. 2022.

VIEIRA, A. C. G. *Correção do Fator de Potência*. 2ª ed. Rio de Janeiro: Manuais CNI, 1989.

## APÊNDICE A – CÓDIGO IEEE 37 BARRAS

Clear

New object=circuit.ieee37

~ basekv=230 pu=1.00 MVAsc3=200000 MVAsc1=210000

! Substation Transformer

New Transformer.SubXF Phases=3 Windings=2 Xhl=8

~ wdg=1 bus=sourcebus conn=Delta kv=230 kva=2500 %r=1

~ wdg=2 bus=799 conn=Delta kv=4.8 kva=2500 %r=1

! Load Transformer

New Transformer.XFM1 Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81

~ wdg=1 bus=709 conn=Delta kv=4.80 kva=500 %r=0.045

~ wdg=2 bus=775 conn=Delta kv=0.48 kva=500 %r=0.045

! import line codes with phase impedance matrices

Redirect IEEELineCodes.dss

! Lines

New Line.L1 Phases=3 Bus1=701.1.2.3 Bus2=702.1.2.3 LineCode=722 Length=0.96  
 New Line.L2 Phases=3 Bus1=702.1.2.3 Bus2=705.1.2.3 LineCode=724 Length=0.4  
 New Line.L3 Phases=3 Bus1=702.1.2.3 Bus2=713.1.2.3 LineCode=723 Length=0.36  
 New Line.L4 Phases=3 Bus1=702.1.2.3 Bus2=703.1.2.3 LineCode=722 Length=1.32  
 New Line.L5 Phases=3 Bus1=703.1.2.3 Bus2=727.1.2.3 LineCode=724 Length=0.24  
 New Line.L6 Phases=3 Bus1=703.1.2.3 Bus2=730.1.2.3 LineCode=723 Length=0.6  
 New Line.L7 Phases=3 Bus1=704.1.2.3 Bus2=714.1.2.3 LineCode=724 Length=0.08  
 New Line.L8 Phases=3 Bus1=704.1.2.3 Bus2=720.1.2.3 LineCode=723 Length=0.8  
 New Line.L9 Phases=3 Bus1=705.1.2.3 Bus2=742.1.2.3 LineCode=724 Length=0.32  
 New Line.L10 Phases=3 Bus1=705.1.2.3 Bus2=712.1.2.3 LineCode=724 Length=0.24  
 New Line.L11 Phases=3 Bus1=706.1.2.3 Bus2=725.1.2.3 LineCode=724 Length=0.28  
 New Line.L12 Phases=3 Bus1=707.1.2.3 Bus2=724.1.2.3 LineCode=724 Length=0.76  
 New Line.L13 Phases=3 Bus1=707.1.2.3 Bus2=722.1.2.3 LineCode=724 Length=0.12  
 New Line.L14 Phases=3 Bus1=708.1.2.3 Bus2=733.1.2.3 LineCode=723 Length=0.32  
 New Line.L15 Phases=3 Bus1=708.1.2.3 Bus2=732.1.2.3 LineCode=724 Length=0.32  
 New Line.L16 Phases=3 Bus1=709.1.2.3 Bus2=731.1.2.3 LineCode=723 Length=0.6  
 New Line.L17 Phases=3 Bus1=709.1.2.3 Bus2=708.1.2.3 LineCode=723 Length=0.32  
 New Line.L18 Phases=3 Bus1=710.1.2.3 Bus2=735.1.2.3 LineCode=724 Length=0.2  
 New Line.L19 Phases=3 Bus1=710.1.2.3 Bus2=736.1.2.3 LineCode=724 Length=1.28  
 New Line.L20 Phases=3 Bus1=711.1.2.3 Bus2=741.1.2.3 LineCode=723 Length=0.4  
 New Line.L21 Phases=3 Bus1=711.1.2.3 Bus2=740.1.2.3 LineCode=724 Length=0.2  
 New Line.L22 Phases=3 Bus1=713.1.2.3 Bus2=704.1.2.3 LineCode=723 Length=0.52  
 New Line.L23 Phases=3 Bus1=714.1.2.3 Bus2=718.1.2.3 LineCode=724 Length=0.52  
 New Line.L24 Phases=3 Bus1=720.1.2.3 Bus2=707.1.2.3 LineCode=724 Length=0.92  
 New Line.L25 Phases=3 Bus1=720.1.2.3 Bus2=706.1.2.3 LineCode=723 Length=0.6  
 New Line.L26 Phases=3 Bus1=727.1.2.3 Bus2=744.1.2.3 LineCode=723 Length=0.28  
 New Line.L27 Phases=3 Bus1=730.1.2.3 Bus2=709.1.2.3 LineCode=723 Length=0.2  
 New Line.L28 Phases=3 Bus1=733.1.2.3 Bus2=734.1.2.3 LineCode=723 Length=0.56  
 New Line.L29 Phases=3 Bus1=734.1.2.3 Bus2=737.1.2.3 LineCode=723 Length=0.64  
 New Line.L30 Phases=3 Bus1=734.1.2.3 Bus2=710.1.2.3 LineCode=724 Length=0.52  
 New Line.L31 Phases=3 Bus1=737.1.2.3 Bus2=738.1.2.3 LineCode=723 Length=0.4  
 New Line.L32 Phases=3 Bus1=738.1.2.3 Bus2=711.1.2.3 LineCode=723 Length=0.4  
 New Line.L33 Phases=3 Bus1=744.1.2.3 Bus2=728.1.2.3 LineCode=724 Length=0.2  
 New Line.L34 Phases=3 Bus1=744.1.2.3 Bus2=729.1.2.3 LineCode=724 Length=0.28  
 New Line.L35 Phases=3 Bus1=799r.1.2.3 Bus2=701.1.2.3 LineCode=721 Length=1.85

! Regulator - open delta with C leading, A lagging, base LDC setting is 1.5 + j3

new transformer.reg1a phases=1 windings=2 buses=(799.1.2 799r.1.2) conns='delta delta' kvs="4.8 4.8" kvas="2000 2000" XHL=1

new regcontrol.creg1a transformer=reg1a winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=40 ctprim=350 R=-0.201 X=3.348

new transformer.reg1c like=reg1a buses=(799.3.2 799r.3.2)

new regcontrol.creg1c like=reg1a transformer=reg1c R=2.799 X=1.848

New Line.Jumper Phases=1 Bus1=799.2 Bus2=799r.2 r0=1e-3 r1=1e-3 x0=0 x1=0 c0=0 c1=0

! Loadshapes

New loadshape.demanda1 npts=24 interval=1

~ mult=(0.2 0.3 0.35 0.4 0.45 0.7 0.8 0.6 0.5 0.55 0.4 0.45 0.4 0.5 0.6 0.65 0.8 0.9 1 0.95 0.7 0.4 0.3 0.2)

New loadshape.demanda2 npts=24 interval=1

~ mult=(0.2 0.2 0.2 0.2 0.2 0.5 0.8 0.95 1 1 1 0.7 0.7 0.95 1 1 0.95 0.7 0.4 0.3 0.3 0.2 0.2 0.2)

New loadshape.solar1\_100 npts=24 interval=1

~ mult=(0 0 0 0 0 0.3 0.44 0.58 0.74 0.88 1 0.9 0.83 0.76 0.65 0.54 0.33 0 0 0 0 0)

New loadshape.solar1\_90 npts=24 interval=1  
 ~ mult=(0 0 0 0 0 0.27 0.396 0.522 0.666 0.792 0.9 0.81 0.747 0.684 0.585 0.486 0.297 0 0 0 0 0)

New loadshape.solar1\_80 npts=24 interval=1  
 ~ mult=(0 0 0 0 0 0.24 0.352 0.464 0.592 0.704 0.8 0.72 0.664 0.608 0.52 0.432 0.264 0 0 0 0 0)

New loadshape.solar1\_70 npts=24 interval=1  
 ~ mult=(0 0 0 0 0 0.21 0.308 0.406 0.518 0.616 0.7 0.63 0.581 0.532 0.455 0.378 0.231 0 0 0 0 0)

New loadshape.solar1\_60 npts=24 interval=1  
 ~ mult=(0 0 0 0 0 0.18 0.264 0.348 0.444 0.528 0.6 0.54 0.498 0.456 0.39 0.324 0.198 0 0 0 0 0)

New loadshape.solar1\_50 npts=24 interval=1  
 ~ mult=(0 0 0 0 0 0.15 0.22 0.29 0.37 0.44 0.5 0.45 0.415 0.38 0.325 0.27 0.165 0 0 0 0 0)

New loadshape.solar1\_40 npts=24 interval=1  
 ~ mult=(0 0 0 0 0 0.12 0.176 0.232 0.296 0.352 0.4 0.36 0.332 0.304 0.26 0.216 0.132 0 0 0 0 0)

New loadshape.solar1\_30 npts=24 interval=1  
 ~ mult=(0 0 0 0 0 0.09 0.132 0.174 0.222 0.264 0.3 0.27 0.249 0.228 0.195 0.162 0.099 0 0 0 0 0)

New loadshape.solar1\_20 npts=24 interval=1  
 ~ mult=(0 0 0 0 0 0.06 0.088 0.116 0.148 0.176 0.2 0.18 0.166 0.152 0.13 0.108 0.066 0 0 0 0 0)

New loadshape.solar1\_10 npts=24 interval=1  
 ~ mult=(0 0 0 0 0 0.03 0.044 0.058 0.074 0.088 0.1 0.09 0.083 0.076 0.065 0.054 0.033 0 0 0 0 0)

! spot loads

New Load.S701a Bus1=701.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 140.0 PF= 0.92 daily=demanda1 status=variable  
 New Load.S701b Bus1=701.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 140.0 PF= 0.92 daily=demanda2 status=variable  
 New Load.S701c Bus1=701.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 350.0 PF= 0.92 daily=demanda1 status=variable  
 New Load.S712c Bus1=712.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 85.0 PF= 0.92 daily=demanda2 status=variable  
 New Load.S713c Bus1=713.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 85.0 PF= 0.92 daily=demanda1 status=variable  
 New Load.S714a Bus1=714.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 17.0 PF= 0.92 daily=demanda2 status=variable  
 New Load.S714b Bus1=714.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 21.0 PF= 0.92 daily=demanda1 status=variable  
 New Load.S718a Bus1=718.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 85.0 PF= 0.92 daily=demanda2 status=variable  
 New Load.S720c Bus1=720.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 85.0 PF= 0.92 daily=demanda1 status=variable  
 New Load.S722b Bus1=722.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 140.0 PF= 0.92 daily=demanda2 status=variable  
 New Load.S722c Bus1=722.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 21.0 PF= 0.92 daily=demanda1 status=variable  
 New Load.S724b Bus1=724.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 42.0 PF= 0.92 daily=demanda2 status=variable  
 New Load.S725b Bus1=725.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 42.0 PF= 0.92 daily=demanda1 status=variable  
 New Load.S727c Bus1=727.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 42.0 PF= 0.92 daily=demanda2 status=variable  
 New Load.S728 Bus1=728 Phases=3 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 126.0 PF= 0.92 daily=demanda1 status=variable  
 New Load.S729a Bus1=729.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 42.0 PF= 0.92 daily=demanda2 status=variable  
 New Load.S730c Bus1=730.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 85.0 PF= 0.92 daily=demanda1 status=variable  
 New Load.S731b Bus1=731.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 85.0 PF= 0.92 daily=demanda2 status=variable  
 New Load.S732c Bus1=732.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 42.0 PF= 0.92 daily=demanda1 status=variable  
 New Load.S733a Bus1=733.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 85.0 PF= 0.92 daily=demanda2 status=variable  
 New Load.S734c Bus1=734.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 42.0 PF= 0.92 daily=demanda1 status=variable  
 New Load.S735c Bus1=735.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 85.0 PF= 0.92 daily=demanda2 status=variable  
 New Load.S736b Bus1=736.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 42.0 PF= 0.92 daily=demanda1 status=variable  
 New Load.S737a Bus1=737.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 140.0 PF= 0.92 daily=demanda2 status=variable  
 New Load.S738a Bus1=738.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 126.0 PF= 0.92 daily=demanda1 status=variable  
 New Load.S740c Bus1=740.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 85.0 PF= 0.92 daily=demanda2 status=variable  
 New Load.S741c Bus1=741.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 42.0 PF= 0.92 daily=demanda1 status=variable  
 New Load.S742a Bus1=742.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 8.0 PF= 0.92 daily=demanda2 status=variable  
 New Load.S742b Bus1=742.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 85.0 PF= 0.92 daily=demanda1 status=variable  
 New Load.S744a Bus1=744.1.2 Phases=1 Conn=Delta Model=1 kV= 4.800 kW= 42.0 PF= 0.92 daily=demanda2 status=variable

! Geradores80% da carga  
 ! New generator.FV1 bus1=701.1.2 phases=1 kV=4.8 kW=140 pf=1 model=1 daily=solar1\_80 status=variable  
 ! New generator.FV2 bus1=701.2.3 phases=1 kV=4.8 kW=140 pf=1 model=1 daily=solar1\_80 status=variable  
 ! New generator.FV3 bus1=701.3.1 phases=1 kV=4.8 kW=350 pf=1 model=1 daily=solar1\_80 status=variable  
 ! New generator.FV4 bus1=712.3.1 phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1 model=1 daily=solar1\_80 status=variable  
 ! New generator.FV5 bus1=713.3.1 phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1 model=1 daily=solar1\_80 status=variable  
 ! New generator.FV6 bus1=714.1.2 phases=1 kV=4.8 kW=17 pf=1 model=1 daily=solar1\_80 status=variable  
 ! New generator.FV7 bus1=714.2.3 phases=1 kV=4.8 kW=21 pf=1 model=1 daily=solar1\_80 status=variable

!	New generator.FV8 status=variable	bus1=718.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_80
!	New generator.FV9 status=variable	bus1=720.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_80
!	New generator.FV10 status=variable	bus1=722.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=140	pf=1	model=1	daily=solar1_80
!	New generator.FV11 status=variable	bus1=722.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=21	pf=1	model=1	daily=solar1_80
!	New generator.FV12 status=variable	bus1=724.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_80
!	New generator.FV13 status=variable	bus1=725.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_80
!	New generator.FV14 status=variable	bus1=727.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_80
!	New generator.FV15 status=variable	bus1=728	phases=3	kV=4.8	kW=126	pf=1	model=1	daily=solar1_80 sta-
!	New generator.FV16 status=variable	bus1=729.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_80
!	New generator.FV17 status=variable	bus1=730.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_80
!	New generator.FV18 status=variable	bus1=731.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_80
!	New generator.FV19 status=variable	bus1=732.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_80
!	New generator.FV20 status=variable	bus1=733.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_80
!	New generator.FV21 status=variable	bus1=734.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_80
!	New generator.FV22 status=variable	bus1=735.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_80
!	New generator.FV23 status=variable	bus1=736.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_80
!	New generator.FV24 status=variable	bus1=737.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=140	pf=1	model=1	daily=solar1_80
!	New generator.FV25 status=variable	bus1=738.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=126	pf=1	model=1	daily=solar1_80
!	New generator.FV26 status=variable	bus1=740.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_80
!	New generator.FV27 status=variable	bus1=741.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_80
!	New generator.FV28 status=variable	bus1=742.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=8	pf=1	model=1	daily=solar1_80
!	New generator.FV29 status=variable	bus1=742.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_80
!	New generator.FV30 status=variable	bus1=744.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_80
!	Geradores70% da carga							
!	New generator.FV1 status=variable	bus1=701.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=140	pf=1	model=1	daily=solar1_70
!	New generator.FV2 status=variable	bus1=701.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=140	pf=1	model=1	daily=solar1_70
!	New generator.FV3 status=variable	bus1=701.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=350	pf=1	model=1	daily=solar1_70
!	New generator.FV4 status=variable	bus1=712.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_70
!	New generator.FV5 status=variable	bus1=713.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_70
!	New generator.FV6 status=variable	bus1=714.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=17	pf=1	model=1	daily=solar1_70
!	New generator.FV7 status=variable	bus1=714.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=21	pf=1	model=1	daily=solar1_70
!	New generator.FV8 status=variable	bus1=718.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_70
!	New generator.FV9 status=variable	bus1=720.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_70
!	New generator.FV10 status=variable	bus1=722.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=140	pf=1	model=1	daily=solar1_70
!	New generator.FV11 status=variable	bus1=722.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=21	pf=1	model=1	daily=solar1_70
!	New generator.FV12 status=variable	bus1=724.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_70
!	New generator.FV13 status=variable	bus1=725.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_70
!	New generator.FV14 status=variable	bus1=727.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_70

```

!      New      generator.FV15      bus1=728 phases=3 kV=4.8 kW=126 pf=1 model=1 daily=solar1_70 sta-
tus=variable
!      New      generator.FV16      bus1=729.1.2      phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1 model=1 daily=solar1_70
status=variable
!      New      generator.FV17      bus1=730.3.1      phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1 model=1 daily=solar1_70
status=variable
!      New      generator.FV18      bus1=731.2.3      phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1 model=1 daily=solar1_70
status=variable
!      New      generator.FV19      bus1=732.3.1      phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1 model=1 daily=solar1_70
status=variable
!      New      generator.FV20      bus1=733.1.2      phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1 model=1 daily=solar1_70
status=variable
!      New      generator.FV21      bus1=734.3.1      phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1 model=1 daily=solar1_70
status=variable
!      New      generator.FV22      bus1=735.3.1      phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1 model=1 daily=solar1_70
status=variable
!      New      generator.FV23      bus1=736.2.3      phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1 model=1 daily=solar1_70
status=variable
!      New      generator.FV24      bus1=737.1.2      phases=1 kV=4.8 kW=140 pf=1 model=1 daily=solar1_70
status=variable
!      New      generator.FV25      bus1=738.1.2      phases=1 kV=4.8 kW=126 pf=1 model=1 daily=solar1_70
status=variable
!      New      generator.FV26      bus1=740.3.1      phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1 model=1 daily=solar1_70
status=variable
!      New      generator.FV27      bus1=741.3.1      phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1 model=1 daily=solar1_70
status=variable
!      New      generator.FV28      bus1=742.1.2      phases=1 kV=4.8 kW=8 pf=1 model=1 daily=solar1_70
status=variable
!      New      generator.FV29      bus1=742.2.3      phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1 model=1 daily=solar1_70
status=variable
!      New      generator.FV30      bus1=744.1.2      phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1 model=1 daily=solar1_70
status=variable

!      Geradores60% da carga
!      New      generator.FV1      bus1=701.1.2      phases=1 kV=4.8 kW=140 pf=1 model=1 daily=solar1_60
status=variable
!      New      generator.FV2      bus1=701.2.3      phases=1 kV=4.8 kW=140 pf=1 model=1 daily=solar1_60
status=variable
!      New      generator.FV3      bus1=701.3.1      phases=1 kV=4.8 kW=350 pf=1 model=1 daily=solar1_60
status=variable
!      New      generator.FV4      bus1=712.3.1      phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1 model=1 daily=solar1_60
status=variable
!      New      generator.FV5      bus1=713.3.1      phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1 model=1 daily=solar1_60
status=variable
!      New      generator.FV6      bus1=714.1.2      phases=1 kV=4.8 kW=17 pf=1 model=1 daily=solar1_60
status=variable
!      New      generator.FV7      bus1=714.2.3      phases=1 kV=4.8 kW=21 pf=1 model=1 daily=solar1_60
status=variable
!      New      generator.FV8      bus1=718.1.2      phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1 model=1 daily=solar1_60
status=variable
!      New      generator.FV9      bus1=720.3.1      phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1 model=1 daily=solar1_60
status=variable
!      New      generator.FV10     bus1=722.2.3      phases=1 kV=4.8 kW=140 pf=1 model=1 daily=solar1_60
status=variable
!      New      generator.FV11     bus1=722.3.1      phases=1 kV=4.8 kW=21 pf=1 model=1 daily=solar1_60
status=variable
!      New      generator.FV12     bus1=724.2.3      phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1 model=1 daily=solar1_60
status=variable
!      New      generator.FV13     bus1=725.2.3      phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1 model=1 daily=solar1_60
status=variable
!      New      generator.FV14     bus1=727.3.1      phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1 model=1 daily=solar1_60
status=variable
!      New      generator.FV15     bus1=728 phases=3 kV=4.8 kW=126 pf=1 model=1 daily=solar1_60 sta-
tus=variable
!      New      generator.FV16     bus1=729.1.2      phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1 model=1 daily=solar1_60
status=variable
!      New      generator.FV17     bus1=730.3.1      phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1 model=1 daily=solar1_60
status=variable
!      New      generator.FV18     bus1=731.2.3      phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1 model=1 daily=solar1_60
status=variable
!      New      generator.FV19     bus1=732.3.1      phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1 model=1 daily=solar1_60
status=variable
!      New      generator.FV20     bus1=733.1.2      phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1 model=1 daily=solar1_60
status=variable
!      New      generator.FV21     bus1=734.3.1      phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1 model=1 daily=solar1_60
status=variable

```

!	New generator.FV22 status=variable	bus1=735.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_60
!	New generator.FV23 status=variable	bus1=736.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_60
!	New generator.FV24 status=variable	bus1=737.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=140	pf=1	model=1	daily=solar1_60
!	New generator.FV25 status=variable	bus1=738.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=126	pf=1	model=1	daily=solar1_60
!	New generator.FV26 status=variable	bus1=740.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_60
!	New generator.FV27 status=variable	bus1=741.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_60
!	New generator.FV28 status=variable	bus1=742.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=8	pf=1	model=1	daily=solar1_60
!	New generator.FV29 status=variable	bus1=742.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_60
!	New generator.FV30 status=variable	bus1=744.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_60
!	Geradores50% da New generator.FV1 status=variable	carga bus1=701.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=140	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV2 status=variable	bus1=701.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=140	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV3 status=variable	bus1=701.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=350	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV4 status=variable	bus1=712.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV5 status=variable	bus1=713.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV6 status=variable	bus1=714.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=17	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV7 status=variable	bus1=714.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=21	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV8 status=variable	bus1=718.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV9 status=variable	bus1=720.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV10 status=variable	bus1=722.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=140	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV11 status=variable	bus1=722.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=21	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV12 status=variable	bus1=724.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV13 status=variable	bus1=725.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV14 status=variable	bus1=727.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV15 status=variable	bus1=728	phases=3	kV=4.8	kW=126	pf=1	model=1	daily=solar1_50 sta-
	New generator.FV16 status=variable	bus1=729.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV17 status=variable	bus1=730.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV18 status=variable	bus1=731.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV19 status=variable	bus1=732.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV20 status=variable	bus1=733.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV21 status=variable	bus1=734.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV22 status=variable	bus1=735.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV23 status=variable	bus1=736.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV24 status=variable	bus1=737.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=140	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV25 status=variable	bus1=738.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=126	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV26 status=variable	bus1=740.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV27 status=variable	bus1=741.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV28 status=variable	bus1=742.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=8	pf=1	model=1	daily=solar1_50

	New generator.FV29 status=variable	bus1=742.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_50
	New generator.FV30 status=variable	bus1=744.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_50
!	Geradores40% da carga							
!	New generator.FV1 status=variable	bus1=701.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=140	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV2 status=variable	bus1=701.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=140	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV3 status=variable	bus1=701.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=350	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV4 status=variable	bus1=712.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV5 status=variable	bus1=713.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV6 status=variable	bus1=714.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=17	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV7 status=variable	bus1=714.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=21	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV8 status=variable	bus1=718.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV9 status=variable	bus1=720.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV10 status=variable	bus1=722.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=140	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV11 status=variable	bus1=722.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=21	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV12 status=variable	bus1=724.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV13 status=variable	bus1=725.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV14 status=variable	bus1=727.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV15 status=variable	bus1=728	phases=3	kV=4.8	kW=126	pf=1	model=1	daily=solar1_40 sta-
!	New generator.FV16 status=variable	bus1=729.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV17 status=variable	bus1=730.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV18 status=variable	bus1=731.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV19 status=variable	bus1=732.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV20 status=variable	bus1=733.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV21 status=variable	bus1=734.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV22 status=variable	bus1=735.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV23 status=variable	bus1=736.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV24 status=variable	bus1=737.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=140	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV25 status=variable	bus1=738.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=126	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV26 status=variable	bus1=740.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV27 status=variable	bus1=741.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV28 status=variable	bus1=742.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=8	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV29 status=variable	bus1=742.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	New generator.FV30 status=variable	bus1=744.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_40
!	Geradores30% da carga							
!	New generator.FV1 status=variable	bus1=701.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=140	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV2 status=variable	bus1=701.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=140	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV3 status=variable	bus1=701.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=350	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV4 status=variable	bus1=712.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_30

!	New generator.FV5 status=variable	bus1=713.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV6 status=variable	bus1=714.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=17	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV7 status=variable	bus1=714.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=21	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV8 status=variable	bus1=718.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV9 status=variable	bus1=720.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV10 status=variable	bus1=722.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=140	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV11 status=variable	bus1=722.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=21	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV12 status=variable	bus1=724.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV13 status=variable	bus1=725.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV14 status=variable	bus1=727.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV15 status=variable	bus1=728	phases=3	kV=4.8	kW=126	pf=1	model=1	daily=solar1_30 sta-
!	New generator.FV16 status=variable	bus1=729.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV17 status=variable	bus1=730.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV18 status=variable	bus1=731.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV19 status=variable	bus1=732.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV20 status=variable	bus1=733.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV21 status=variable	bus1=734.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV22 status=variable	bus1=735.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV23 status=variable	bus1=736.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV24 status=variable	bus1=737.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=140	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV25 status=variable	bus1=738.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=126	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV26 status=variable	bus1=740.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV27 status=variable	bus1=741.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV28 status=variable	bus1=742.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=8	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV29 status=variable	bus1=742.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	New generator.FV30 status=variable	bus1=744.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=42	pf=1	model=1	daily=solar1_30
!	Geradores20% da New generator.FV1 status=variable	carga bus1=701.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=140	pf=1	model=1	daily=solar1_20
!	New generator.FV2 status=variable	bus1=701.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=140	pf=1	model=1	daily=solar1_20
!	New generator.FV3 status=variable	bus1=701.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=350	pf=1	model=1	daily=solar1_20
!	New generator.FV4 status=variable	bus1=712.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_20
!	New generator.FV5 status=variable	bus1=713.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_20
!	New generator.FV6 status=variable	bus1=714.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=17	pf=1	model=1	daily=solar1_20
!	New generator.FV7 status=variable	bus1=714.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=21	pf=1	model=1	daily=solar1_20
!	New generator.FV8 status=variable	bus1=718.1.2	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_20
!	New generator.FV9 status=variable	bus1=720.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=85	pf=1	model=1	daily=solar1_20
!	New generator.FV10 status=variable	bus1=722.2.3	phases=1	kV=4.8	kW=140	pf=1	model=1	daily=solar1_20
!	New generator.FV11 status=variable	bus1=722.3.1	phases=1	kV=4.8	kW=21	pf=1	model=1	daily=solar1_20

```

!      New      generator.FV12  bus1=724.2.3    phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1   model=1  daily=solar1_20
!      status=variable
!      New      generator.FV13  bus1=725.2.3    phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1   model=1  daily=solar1_20
!      status=variable
!      New      generator.FV14  bus1=727.3.1    phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1   model=1  daily=solar1_20
!      status=variable
!      New      generator.FV15  bus1=728 phases=3 kV=4.8 kW=126 pf=1   model=1  daily=solar1_20 sta-
tus=variable
!      New      generator.FV16  bus1=729.1.2    phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1   model=1  daily=solar1_20
!      status=variable
!      New      generator.FV17  bus1=730.3.1    phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1   model=1  daily=solar1_20
!      status=variable
!      New      generator.FV18  bus1=731.2.3    phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1   model=1  daily=solar1_20
!      status=variable
!      New      generator.FV19  bus1=732.3.1    phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1   model=1  daily=solar1_20
!      status=variable
!      New      generator.FV20  bus1=733.1.2    phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1   model=1  daily=solar1_20
!      status=variable
!      New      generator.FV21  bus1=734.3.1    phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1   model=1  daily=solar1_20
!      status=variable
!      New      generator.FV22  bus1=735.3.1    phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1   model=1  daily=solar1_20
!      status=variable
!      New      generator.FV23  bus1=736.2.3    phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1   model=1  daily=solar1_20
!      status=variable
!      New      generator.FV24  bus1=737.1.2    phases=1 kV=4.8 kW=140 pf=1   model=1  daily=solar1_20
!      status=variable
!      New      generator.FV25  bus1=738.1.2    phases=1 kV=4.8 kW=126 pf=1   model=1  daily=solar1_20
!      status=variable
!      New      generator.FV26  bus1=740.3.1    phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1   model=1  daily=solar1_20
!      status=variable
!      New      generator.FV27  bus1=741.3.1    phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1   model=1  daily=solar1_20
!      status=variable
!      New      generator.FV28  bus1=742.1.2    phases=1 kV=4.8 kW=8 pf=1   model=1  daily=solar1_20
!      status=variable
!      New      generator.FV29  bus1=742.2.3    phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1   model=1  daily=solar1_20
!      status=variable
!      New      generator.FV30  bus1=744.1.2    phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1   model=1  daily=solar1_20
!      status=variable

!      Geradores10% da carga
!      New      generator.FV1  bus1=701.1.2    phases=1 kV=4.8 kW=140 pf=1   model=1  daily=solar1_10
!      status=variable
!      New      generator.FV2  bus1=701.2.3    phases=1 kV=4.8 kW=140 pf=1   model=1  daily=solar1_10
!      status=variable
!      New      generator.FV3  bus1=701.3.1    phases=1 kV=4.8 kW=350 pf=1   model=1  daily=solar1_10
!      status=variable
!      New      generator.FV4  bus1=712.3.1    phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1   model=1  daily=solar1_10
!      status=variable
!      New      generator.FV5  bus1=713.3.1    phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1   model=1  daily=solar1_10
!      status=variable
!      New      generator.FV6  bus1=714.1.2    phases=1 kV=4.8 kW=17 pf=1   model=1  daily=solar1_10
!      status=variable
!      New      generator.FV7  bus1=714.2.3    phases=1 kV=4.8 kW=21 pf=1   model=1  daily=solar1_10
!      status=variable
!      New      generator.FV8  bus1=718.1.2    phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1   model=1  daily=solar1_10
!      status=variable
!      New      generator.FV9  bus1=720.3.1    phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1   model=1  daily=solar1_10
!      status=variable
!      New      generator.FV10 bus1=722.2.3    phases=1 kV=4.8 kW=140 pf=1   model=1  daily=solar1_10
!      status=variable
!      New      generator.FV11 bus1=722.3.1    phases=1 kV=4.8 kW=21 pf=1   model=1  daily=solar1_10
!      status=variable
!      New      generator.FV12 bus1=724.2.3    phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1   model=1  daily=solar1_10
!      status=variable
!      New      generator.FV13 bus1=725.2.3    phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1   model=1  daily=solar1_10
!      status=variable
!      New      generator.FV14 bus1=727.3.1    phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1   model=1  daily=solar1_10
!      status=variable
!      New      generator.FV15 bus1=728 phases=3 kV=4.8 kW=126 pf=1   model=1  daily=solar1_10 sta-
tus=variable
!      New      generator.FV16 bus1=729.1.2    phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1   model=1  daily=solar1_10
!      status=variable
!      New      generator.FV17 bus1=730.3.1    phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1   model=1  daily=solar1_10
!      status=variable
!      New      generator.FV18 bus1=731.2.3    phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1   model=1  daily=solar1_10
!      status=variable

```

```

!      New      generator.FV19      bus1=732.3.1      phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1      model=1      daily=solar1_10
      status=variable
!      New      generator.FV20      bus1=733.1.2      phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1      model=1      daily=solar1_10
      status=variable
!      New      generator.FV21      bus1=734.3.1      phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1      model=1      daily=solar1_10
      status=variable
!      New      generator.FV22      bus1=735.3.1      phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1      model=1      daily=solar1_10
      status=variable
!      New      generator.FV23      bus1=736.2.3      phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1      model=1      daily=solar1_10
      status=variable
!      New      generator.FV24      bus1=737.1.2      phases=1 kV=4.8 kW=140 pf=1      model=1      daily=solar1_10
      status=variable
!      New      generator.FV25      bus1=738.1.2      phases=1 kV=4.8 kW=126 pf=1      model=1      daily=solar1_10
      status=variable
!      New      generator.FV26      bus1=740.3.1      phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1      model=1      daily=solar1_10
      status=variable
!      New      generator.FV27      bus1=741.3.1      phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1      model=1      daily=solar1_10
      status=variable
!      New      generator.FV28      bus1=742.1.2      phases=1 kV=4.8 kW=8 pf=1      model=1      daily=solar1_10
      status=variable
!      New      generator.FV29      bus1=742.2.3      phases=1 kV=4.8 kW=85 pf=1      model=1      daily=solar1_10
      status=variable
!      New      generator.FV30      bus1=744.1.2      phases=1 kV=4.8 kW=42 pf=1      model=1      daily=solar1_10
      status=variable

```

```

Set VoltageBases = "230,4.8,0.48"
CalcVoltageBases
BusCoords IEEE37_BusXY.csv

```

```

Set Demand=true
Set mode=daily
Set mode=snapshot

```

```

set mode = daily
set stepsize = 1h
set number = 24

```

```

New EnergyMeter.IEEE37bus element=Transformer.SubXF Terminal=1 PhaseVoltageReport=Yes

```

```

New monitor.SubXF element=transformer.SubXF terminal=1 mode=1

```

```

! solve mode=direct
set maxiterations=100
solve

```

```

Export meters
Export monitors SubXF
! show voltages LL Nodes
! show currents residual=y elements
! show powers kva elements
! show taps

```

## APÊNDICE B – CÓDIGO PARA ANÁLISE DO IMPACTO DE DISTORÇÕES HARMÔNICAS NO FP DO ALIMENTADOR

Clear

New circuit.Tutorial1

~ basekv=13.8 pu=1.0 phases=3 bus1=Referencia frequency=60  
~ Angle=0  
~ MVAsc3=2000 MVASC1=2100

!REDIRECT TO SPECTRUM CODES-----

redirect Default\_Spectrum.DSS

New Spectrum.defaultload

~ NumHarm=7  
~ harmonic=(1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15, )  
~ %mag=(100, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, )  
~ angle=(0, 180, 180, 180, 180, 180, 180, 180, )

New Transformer.TR1 Buses=[Referencia,Baixa]

~ conns=[Delta Wye] kvs=[13.8 0.38]  
~ kVAs=[225 225] XHL=5

New Linecode.Cabo1 R1=0.1 X1=0.15 R0=0.22 X0=0.60 C1=4.4 C0=2.6 Normamps=100 Units=km

New Linecode.Cabo2 R1=0.01 X1=0.015 R0=0.022 X0=0.060 C1=1.4 C0=0.6 Normamps=200 Units=km

New Line.Linha1 Bus1=Baixa Bus2=Carga Linecode=Cabo2 Length=10

!Loadshapes

New loadshape.demanda1 npts=24 interval=1

~ mult=(0.2 0.3 0.35 0.4 0.45 0.7 0.8 0.6 0.5 0.55 0.4 0.45 0.4 0.5 0.6 0.65 0.8 0.9 1 0.95 0.7 0.4 0.3 0.2)

New Load.Carga Bus1=Carga kV=0.38 phases=3 kW=225 PF=0.92 conn=wye model=1 daily=demanda1 spectrum=defaultload

// P-T curve is per unit of rated Pmpp vs temperature

// This one is for a Pmpp stated at 25 deg

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

// efficiency curve is per unit eff vs per unit power

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

// per unit irradiance curve (per unit if "irradiance" property)

New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .10 0 0 0 0]

// 24-hr temp shape curve

New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]

// pv definition

!New PVSystem.PV phases=3 bus1=trafo\_pv kV=0.48 kVA=2000 irrads=.98 Pmpp=1800 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

!New PVSystem.PV phases=3 bus1=Carga kV=0.38 kVA=10 irrads=.98 Pmpp=500 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV phases=3 bus1=Carga kV=0.38 kVA=75 irrads=.98 Pmpp=500 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp spectrum=Spectrum\_IEEE\_519

//New generator.Fotovoltaico bus1=Carga phases=3 kV=0.38 kW=10 pf=1 conn=wye model=1

//New generator.Fotovoltaico bus1=Carga phases=3 kV=0.38 kW=10 pf=1 conn=wye model=1 spectrum=Spectrum\_1

New EnergyMeter.Rede element=Transformer.TR1 Terminal=1 PhaseVoltageReport=Yes

//New monitor.Linha1\_power element=line.linha1 terminal=1 mode=1 ppolar=no

//New monitor.Linha2\_power element=line.linha1 terminal=1 mode=1 ppolar=no

//New monitor.linha1\_voltage element=line.linha1 terminal=1 mode=0

New monitor.TrafoPQ element=transformer.TR1 terminal=1 mode=0

//New monitor.Carga element=load.Carga terminal=1 mode=0

//New monitor.Fotovoltaico element=Generator.Fotovoltaico Terminal=1 mode=1

Set Demand=true

```
!Set mode=daily
!set stepsize = 1h
!set number = 24
!Set ControlMode=static
Set VoltageBases = [13.8 0.38]
CalcVoltageBases

Solve

Set mode=snapshot
solve ! init solution
Set mode=Daily ! Use Daily loadshape for next solution
Set hour=12 number=1 ! Perform one solution at hour 12
Solve ! solves in Daily mode
! now solve for the harmonics at this load
Set mode=harmonics
Solve
Solve mode=snapshot ! go back to default snapshot mode
Solve mode=daily hour=12 number=1
Solve mode=harmonics

//Set mode=harmonicT

//Solve

Export meters
//Plot profile phases=all
Export monitors TrafoPQ
//Export monitors Carga
//Export monitors Fotovoltaico
```