

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ENGENHARIA DE ENERGIA

**QUALIDADE DE ENERGIA DE UM INVERSOR DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA:  
ESTUDO DE CASO UTILIZANDO MEDIÇÕES EM REGIME PERMANENTE**

por

**Bruno Grumann Domingues**

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, dezembro de 2019



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
ENGENHARIA DE ENERGIA

**QUALIDADE DE ENERGIA DE UM INVERSOR DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA:  
ESTUDO DE CASO UTILIZANDO MEDIÇÕES EM REGIME PERMANENTE**

por

**Bruno Grumann Domingues**

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS  
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE  
**BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.**  
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Profa. Dra. Letícia Jenisch Rodrigues  
Coordenadora do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Banca examinadora:

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne – DELAE / UFRGS  
Prof. Dr. Arno Krenzinger – LABSOL / UFRGS  
Profa. Dra. Letícia Jenisch Rodrigues – DEMEC / UFRGS

Porto Alegre, 11, dezembro de 2019.

## **ABERTURA**

## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus pelo dom da vida, de possibilitar nossa existência e desenvolvimento de nossas potencialidades. Em seguida agradecer aos meus pais e familiares pelo apoio fundamental ao longo de todos esses anos de curso de engenharia, seja nos momentos de alegria, seja nos momentos mais sombrios e de maior dificuldade. Agradecer também àqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para a concretização deste trabalho, como a empresa e o pessoal da All Lux Solar, na figura do diretor Paulo Grandi por possibilitar que o estudo fosse conduzido na instalação do cliente Adair Lohmann; agradecer ao técnico Ronaldo Fonseca pelo auxílio na instalação e retirada do analisador de energia; agradecer ao Adair pela paciência e disposição nos finais de semana em que fui até o local verificar as medições; agradecer ao pessoal do laboratório do DELAE, que gentilmente disponibilizaram o analisador e auxiliaram na condução dos testes realizados na UFRGS, nas figuras da Ruth Agostini e Taís Tavares; e por fim agradecer em especial aos professores Roberto Leborgne e Letícia Rodrigues pela paciência e atenção disponibilizadas nessa etapa de final de curso.

DOMINGUES, B. G.; **Qualidade de energia de um inversor de microgeração fotovoltaica: estudo de caso utilizando medições em regime permanente**. 2019. 35 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

## **RESUMO**

Este trabalho tem por objetivo analisar aspectos da qualidade da energia elétrica de um inversor presente no mercado brasileiro, no município de Porto Alegre/RS, de uma instalação de microgeração fotovoltaica, tendo por base o Módulo 8 do PRODIST para a condição de regime permanente e a ABNT NBR 16149. Para isso são realizadas medidas em campo, ao longo de 20 dias completos do mês de setembro, através do qualímetro MI 2292 da METREL. Esse analisador de energia está conectado ao inversor monofásico WEG SIW300H M050 da instalação, obtendo medições de tensão, corrente, potências ativa, reativa e aparente, assim como distorções harmônicas de tensão e corrente, em intervalos de integração de 10 minutos conforme o PRODIST. Depois de coletados e efetuado o tratamento adequado desses dados, pode-se calcular indicadores de interesse. As análises são feitas, basicamente, em 3 períodos: ao longo dos 20 dias, em uma semana de geração irregular denominada Semana Nublada e, por fim, em uma semana de geração regular denominada Semana Ensolarada. Observações em dias específicos de cada semana considerada também são particularizadas. Deseja-se, com isso, verificar se o inversor atende aos requisitos de qualidade do produto na interface com a rede, levando também em consideração demais dados de operação fornecidos pelo fabricante do inversor e seu próprio sistema de aquisição de dados e monitoramento remoto denominado NetEco. O inversor, no fim, atende aos requisitos avaliados e também está em conformidade com seu catálogo, havendo apenas transgressões relacionadas à sobretensão que cabe à concessionária efetuar a regulação e readequação aos limites.

**PALAVRAS-CHAVE:** Análise de inversor monofásico, Geração distribuída, Qualidade de energia elétrica, Sistema de microgeração solar fotovoltaica.

DOMINGUES, B. G.; **Power Quality of a Photovoltaic Microgeneration Inverter: a case study using Measurements in Steady State**. 2019. 35 sheets. Monograph (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

#### **ABSTRACT**

This paper aims to analyze aspects of the power quality of an inverter present in the Brazilian market, at the city of Porto Alegre/RS, from a photovoltaic microgeneration installation, based on PRODIST Module 8 for steady state condition and ABNT NBR 16149. For this purpose, measurements are carried out at the field over 20 complete days of September, through the Power Quality Analyzer METREL MI 2292. This power analyzer is connected to the single-phase inverter WEG SIW300H M050, obtaining measurements of voltage, current, active power, reactive power and apparent power, as well as harmonic voltage and current distortions, at 10-minute integration intervals according to PRODIST. Once these data have been obtained and properly processed, indicators of interest can be calculated. The analysis are made, basically, in 3 periods: over the 20 days, in an irregular generation week called Cloudy Week, and finally in a regular generation week called Sunny Week. Observations on specific days of each considered week are also individualized. This is to verify whether the inverter meets the product quality requirements at the network interface, also taking into account other operating data provided by the inverter manufacturer and its own data acquisition system and remote monitoring called NetEco. The inverter ultimately meets the evaluated requirements and conforms with its catalog too, since overvoltage-related violations depend on the utility to regulate and adjust it back to the limits.

**KEYWORDS:** Single phase inverter analysis, Distributed Generation, Power quality, Photovoltaic solar microgeneration system.

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	1
1.1	Objetivos .....	1
1.2	Justificativa.....	2
1.3	Revisão Bibliográfica .....	2
2	CONTEXTUALIZAÇÃO E CONCEITOS BÁSICOS .....	4
3	ESTUDO DE CASO E METODOLOGIA .....	7
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO .....	9
5	CONCLUSÃO .....	23
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	24
	ANEXO A – REGISTRO DO INVERSOR: OBJETO N° 003530/2018 INMETRO .....	26
	ANEXO B – CATÁLOGO DO INVERSOR – PÁGINA 1.....	27
	ANEXO C – CATÁLOGO DO INVERSOR – PÁGINA 2.....	28

## 1 INTRODUÇÃO

A geração distribuída (GD), regulamentada pela Resolução Normativa (REN) 482 de 2012 e revista pela 687 de 2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), cresce cada vez mais no Brasil. A fonte solar fotovoltaica está à frente desse crescimento em ocasião das quedas dos preços dos componentes dos sistemas, do aumento da capacidade de geração por área de módulo fotovoltaico, sua característica de ser um sistema modular e também em grande parte pelo apelo mundial a novas fontes de energia limpas e renováveis.

De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2019, referente ao ano de 2018, as instalações de micro e minigeradores atingiram 828,1 GWh em energia e 669,6 MW de potência instalada, em que a participação da fotovoltaica correspondeu a 63,52% em energia e 83,98% em potência. De acordo com a ANEEL, no ano de 2017 foram feitas 13.950 novas instalações de sistemas fotovoltaicos, enquanto que em 2018 foram 35.290 novas instalações ou 2,5 vezes mais em relação ao ano anterior. Para 2019 esse número já está em 85.044 novas instalações realizadas, o maior patamar até então registrado, uma vez que o corrente ano foi acompanhado de audiências públicas para revisão das normativas por parte da ANEEL, provocando um ambiente de incerteza no mercado e no futuro da GD, pois até o momento não houve ainda uma decisão final no que tange o sistema de compensação de energia. De acordo com a ANEEL, há 143.007 instalações de geração distribuída de fonte solar fotovoltaica no Brasil, somando uma potência instalada total de 1,65 GW. O estado de Minas Gerais lidera em número de instalações (32.002 pontos de geração, 22,38% do total de instalações), seguido de São Paulo com 23.169 (16,20%) e, em terceiro lugar, o estado do Rio Grande do Sul, com 18.606 instalações (13,01%). A liderança em potência instalada também pertence a Minas Gerais, com 326,52 MW (19,79%), a segunda posição é ocupada pelo Rio Grande do Sul com 221,83 MW (13,44%) e a terceira pertence ao estado de São Paulo com 191,6 MW (11,61%).

Em relação ao estado do Rio Grande do Sul, no ano de 2017 foram feitas 1.636 novas instalações de sistemas fotovoltaicos (11,73% do total de instalações de 2017), enquanto que em 2018 foram 4.991 novas instalações (14,14% do total de instalações de 2018). Para 2019 esse número já está em 11.140 novas instalações realizadas. A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D) é responsável por 11,57% do total de instalações do estado (9,54% em potência instalada), enquanto que a Rio Grande Energia (RGE) é responsável por 79,15% (81,19% em potência instalada). O restante das instalações está sob tutela de cooperativas de distribuição.

Uma vez apresentado o panorama brasileiro e a importância da solar fotovoltaica na geração distribuída, este estudo, por sua vez, abará apenas sistemas de microgeração, ou seja, de potência instalada menor ou igual a 75 kW, conforme definido na REN 687 da ANEEL. As subseções a seguir tratam dos objetivos e justificativa deste trabalho, seguindo-se com a revisão bibliográfica e demais seções de fundamentação teórica, estudo de caso e metodologia, análise e discussão dos resultados obtidos e, por fim, uma seção de conclusões do estudo.

### 1.1 Objetivos

Deseja-se realizar medições em regime permanente no ponto de conexão do sistema fotovoltaico com a rede, isto é, na parte de corrente alternada (CA) do inversor, e compará-las com os requisitos do PRODIST e da NBR 16149. Os dados fornecidos pelo fabricante e seu sistema remoto de monitoramento também são levados em consideração, a fim de se fazer uma verificação em campo do componente que faz a interface do sistema de corrente contínua (CC) com a rede da distribuidora. Os resultados levarão ao esclarecimento das seguintes questões: O equipamento realmente atende aos requisitos mínimos do agente regulador, no que tange a qualidade do produto? Os valores medidos estão de acordo com os fornecidos pelo fabricante? Há diferença entre os dados que o sistema de monitoramento do inversor fornece com os medidos pelo analisador de energia, excluindo-se as harmônicas? Tomando uma semana de geração regular e outra com diversas irregularidades, tais irregularidades impactam os resultados dos indicadores calculados? Para isso o qualímetro MI 2292 da METREL foi instalado na parte CA do inversor e realizou o monitoramento ao longo do mês de setembro.



## 1.2 Justificativa

De acordo com o cenário brasileiro de geração distribuída em expansão brevemente descrito anteriormente, pode-se inferir que equipamentos fabricados nas mais diversas partes do mundo estão adentrando no mercado, em especial os chineses, que correspondem a uma significativa fatia desse montante. São encontrados, desse modo, equipamentos das mais diversas qualidades e dos mais diversos preços praticados, uma vez que as concessionárias, por exemplo, já estão se precavendo e apenas aceitando inversores monofásicos que possuam registro no Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO). O inversor a ser analisado já possui tal certificado de conformidade desde julho de 2018. Este trabalho, desse modo, se insere como complemento da avaliação da qualidade do equipamento para o funcionamento adequado do sistema, em benefício tanto para o investidor do sistema de geração quanto para a concessionária. Este trabalho também visa fornecer um conjunto maior de informações aos consumidores, para que tenham um conhecimento mais profundo em relação à qualidade dos produtos adquiridos, orientando-os nas compras futuras em busca do melhor custo-benefício e não apenas do menor preço.

## 1.3 Revisão Bibliográfica

A qualidade de energia em sistemas fotovoltaicos é um tema relativamente recente. Fekete, Klaic e Majdandzic (2011) estudaram o primeiro sistema fotovoltaico da Croácia, composto de 9,59 kWp em módulos de 170 Wp e 175 Wp e 13,2 kVA em inversores de 3 kVA e e 4,2 kVA, não mencionando a marca de tais equipamentos. Presente em um residência da capital Zagreb, era composto de inversores monofásicos operando com fator de potência de 0,95 e, através de um analisador de energia classe A para 50 Hz, foram realizadas medições no ponto de conexão do sistema com a rede, contemplando 7 dias de inverno e outros 7 dias de verão. Foram obtidas as curvas de geração do sistema, bem como dados das distorções harmônicas de tensão e corrente. Quanto à Distorção harmônica Total de Tensão (DTT), foram observados valores inferiores aos 8% definidos pela norma europeia EN 50160; em relação à distorção de corrente, as harmônicas ímpares foram as mais relevantes, em especial as de ordem 3, 5, 7 e 9. Observou-se também que quanto menor a potência dos inversores, maior a Distorção Harmônica Total de corrente (DHT), chegando em 100% quando a potência era bastante baixa e na faixa dos 5% nas condições normais de operação, enquanto que a distorção total de tensão pouco foi afetada pelas condições de operação.

Já Seme et al. (2017) examinaram 3 sistemas fotovoltaicos na Eslovênia: 2 de 39,144 kWp em módulos de 233 Wp e 45 kVA em inversores trifásicos cada, e 1 de 48,93 kWp em módulos de 233 Wp e 49 kVA em inversores trifásicos, módulos BISOL BMU e inversores SMA. Localizados em Maribor, apenas consta que o analisador utilizado estava de acordo com as técnicas de medição da norma europeia IEC 61000-4-30, bem como cita os requisitos da EN 50160 de DTT inferior a 8% e da IEC 61727, que trata dos inversores e da interface com a rede, estabelecendo uma DTT menor ou igual a 2% e uma DHT menor ou igual a 5% quando os inversores operam na máxima potência, e também um FP ao menos de 0,9 quando os inversores estão em 50% da máxima potência. Foram realizadas medições de tensão, corrente, fator de potência e harmônicas no ponto de conexão do sistema com a rede, contemplando 7 dias em intervalos de 10 minutos de março de 2015, com o intuito de avaliar as condições quando os geradores operavam em até 50% da sua capacidade. Foram obtidas as curvas de geração do sistema, os perfis de tensão, corrente e fator de potência de acordo com a variação da potência, bem como dados das distorções harmônicas totais de tensão e corrente. Os resultados observados estavam todos dentro dos padrões normativos, bem como o comportamento observado das distorções de corrente e tensão conforme a variação da potência foi semelhante ao verificado por Fekete, Klaic e Majdandzic (2011).

Urbanetz, Braun e Rütter (2012) analisaram um sistema localizado em Florianópolis de 11,968kWp em módulos de 136 Wp de silício amorfo e 3 inversores monofásicos de 4 kVA da SMA. Há apenas uma menção ao sistema de aquisição de dados da SMA, as medições foram feitas somente em dias da semana, das 10 às 14 horas, através de um osciloscópio Tektronix TPS2012 acrescido de um *software* de qualidade de energia TPS2PWR1, sem demais informações em relação aos procedimentos das medições. São apresentados alguns perfis de tensão e os resultados da DTT e DHT, mas nenhuma norma é referenciada, apenas citando estarem dentro dos padrões da concessionária. Foi observado que a DTT aumentou quando os inversores cessaram de funcionar, bem como as harmônicas ímpares de ordem 3, 5, 7, 13 e 19 apresentaram um impacto maior na DHT.

Beliski, Scarabelot e Rampinelli (2018) estudaram 2 sistemas residenciais localizados em Santa Catarina: um em Turvo de 1,25 kWp, módulos Yingli Solar de 250 Wp e inversor PHB Solar de 1,5 kVA, e outro em Meleiro de 4,16 kWp, módulos Canadian de 260 Wp e inversor ABB de 3,6 kVA. Há citações das normas brasileiras 16150 e 16149. Foi utilizado o analisador IMS PowerNet P-600, com período de integração de 5 minutos, num período de 7 dias no sistema de Turvo e 5 dias no de Meleiro, ambos no inverno. Foram obtidas as curvas de geração do sistema, os perfis de fator de potência em função da potência ativa, bem como dados das distorções harmônicas totais de tensão e corrente. O menor sistema chegou em 50% de carregamento, enquanto que o maior chegou em 70%; como a NBR 16149 estipula a DHT para a potência nominal, valores para 100% foram extrapolados a partir dos dados obtidos, chegando-se em resultados abaixo do estipulado pela norma. As harmônicas individuais de corrente mais relevantes foram as de ordem 2, 3, 4, 5 e 7. Os perfis de potência reativa também foram traçados; o inversor de menor potência apresentou caráter indutivo ao longo dos 7 dias, enquanto que o de maior potência apresentou caráter capacitivo durante o período de geração e indutivo à noite.

Macêdo e Zilles (2003) analisaram um sistema da USP de 6,3 kWp em módulos de 78,75 Wp e 4,4 kVA em 4 inversores monofásicos SMA. Foi utilizado um aparelho Fluke 41, sem detalhes do período de integração, obtendo-se potência ativa, tensão, corrente, frequência e componentes harmônicos, em cada inversor e no conjunto, apresentando as medições entre dia útil e não útil. São apresentados dados do fabricante dos inversores e os resultados obtidos foram comparados com essas informações. Os limites de tensão de 5% para mais ou menos foram referenciados pela NBR 5410, enquanto que as distorções harmônicas foram referenciadas pela norma norte-americana IEEE 519-1992, uma vez que as resoluções da ANEEL, normas brasileiras e o PRODIST surgiriam em anos posteriores. Também foi observado que a DTT pouco variou com a variação da potência ativa, enquanto que a DHT diminuiu com o aumento da potência. As medições, por fim, mostraram conformidade com os dados do fabricante.

Já Dantas e Apolonio (2018) analisaram um sistema de 45 kWp em módulos de 250 Wp e 45 kVA em 3 inversores trifásicos, localizado em Cuiabá, estado do Mato Grosso. Utilizando o PRODIST como base, sem mencionar alguma NBR, foi utilizado o equipamento RMS MARH-21 993T para aferição de tensão, fator de potência, frequência e harmônicos, colocado logo após o autotransformador elevador da tensão da rede para a dos inversores (127/220 V para 220/380 V). Monitoraram ao longo de uma semana do mês de maio, com intervalo de integração de 10 minutos, apresentando os perfis de tensão, fator de potência e frequência ao longo do período em questão. Apesar de não mostrarem os indicadores calculados conforme o PRODIST, foi dito que os resultados obtidos estavam dentro dos limites.

Dal Molin (2014) analisou o primeiro sistema fotovoltaico homologado no Paraná, situado na capital Curitiba e composto de 8,64 kWp em módulos Bosch de 240 Wp e 9 kVA em 3 inversores monofásicos. Apresentando inicialmente um histórico das resoluções da ANEEL, usa como referência o PRODIST e as normas 519 e 1547 do IEEE. Fazendo uso do analisador Fluke 434, foi feito um ensaio ao longo de 5 dias, com intervalo de integração de 10 minutos, a fim de se obter o perfil de tensão; em outro ensaio as harmônicas de corrente foram observadas apenas num determinado instante. Outro ensaio foi feito num dia nublado, observando-se a variação da potência dos inversores. Os indicadores do PRODIST não foram calculados, e os resultados obtidos foram depois utilizados numa simulação em *software* PSIM.

Da Silva (2015) estudou um sistema de 1,75 kWp em módulos Shinefar de 250 Wp e 1,5 kVA num inversor Growatt, localizado em Montenegro, estado do Rio Grande Do Sul. Foi utilizado o analisador PowerNET P600 G4 em 2 momentos: antes e depois da instalação do sistema fotovoltaico, primeiro numa semana de agosto e depois em outra semana de novembro, com período de integração de 10 minutos de acordo com o PRODIST. Foram calculados os indicadores de tensão, nos quais o sistema impactou negativamente, enquanto que os níveis de frequência apresentaram uma melhora após o sistema. Apenas as harmônicas de tensão foram analisadas, tanto individualmente quanto na totalidade, apresentando uma redução na DTT para 1,85% após o sistema. Nenhuma NBR foi citada, fazendo uso apenas do PRODIST; sendo assim, foi considerado o fator de potência de 0,92, observando-se uma queda neste valor após a instalação do sistema.

Este estudo, por sua vez, analisou um sistema com 20 módulos GCL policristalinos de 335 Wp, potência total de 6,7 kWp e inversor monofásico WEG de 5 kW, modelo SIW300H M050, localizado em

Porto Alegre, tendo por base as orientações do Módulo 8 do PRODIST, da NBR 16149 e do catálogo de informações do fabricante. A seção a seguir tratará com mais detalhes do PRODIST e dessa NBR.

## 2 CONTEXTUALIZAÇÃO E CONCEITOS BÁSICOS

Primeiramente o Módulo 8 do PRODIST e suas grandezas relevantes para este documento são apresentados, o mesmo acontecendo para a NBR 16149, sendo complementados com informações de outras normas pertinentes para este estudo.

A ANEEL possui uma série de documentos denominada Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, conhecidos pela sigla PRODIST. Por meio desses a agência reguladora padroniza questões relacionadas ao sistema de distribuição, que são utilizados tanto pelas concessionárias quanto, por exemplo, pelos interessados em acessar o sistema de distribuição para implantação de um sistema fotovoltaico. Esses devem seguir, por sua vez, as orientações do Módulo 3 do PRODIST. No total há 11 Módulos, mas o de interesse neste documento é o Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Sua primeira versão remonta à publicação da REN 345 em 2008. Quando a REN 482 foi concebida em 2012, estava em vigor a Revisão 4 desse Módulo. Quando as NBRs 16149 e 16150 passaram a valer, ainda vigorava a Revisão 4. A Revisão 6 já estava em vigor quando ocorreu a publicação da REN 687 em 2015. A REN 794 de 2017 aprovou a Revisão 10, vigente até hoje.

A seção do Módulo 8 referente aos fenômenos da qualidade do produto em regime permanente será mais relevante neste estudo, em especial os aspectos de variações de tensão e de frequência e distorções harmônicas de tensão. Tais fenômenos serão discutidos a seguir. Os equipamentos utilizados nas unidades consumidoras (UC) são dimensionados para operarem na tensão nominal, dentro de um determinado intervalo de tolerância. Com a variação da carga do sistema elétrico ao longo do tempo, a tensão nas unidades também varia, cabendo às concessionárias o papel de mantê-las dentro do tolerável, uma vez que equipamentos operando em tensões que se distanciam da nominal podem acarretar em rendimentos inferiores e perda de vida útil. Para a unidade consumidora em questão, as medições foram feitas numa rede 220/127 Volts (V). Logo, a tensão de referência é de 220V, apresentando os seguintes limites em pu e Volts:

Quadro 2.1 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Nominal (TN) em pu	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Volts
Adequada	$0,92TN \leq TL \leq 1,05TN$	$202 \leq TL \leq 231$
Precária	$0,87TN \leq TL < 0,92TN$ ou $1,05TN < TL \leq 1,06TN$	$191 \leq TL < 202$ ou $231 < TL \leq 233$
Crítica	$TL < 0,87TN$ ou $TL > 1,06TN$	$TL < 191$ ou $TL > 233$

Fonte: ANEEL, Módulo 8 do PRODIST, 2018, adaptado pelo Autor.

Deve-se monitorar a UC ao longo de um período mínimo de uma semana, obtendo-se 1008 leituras válidas por meio de intervalo de integração de 10 minutos. Com isso são calculados os indicadores, em valores percentuais, de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e de duração relativa da transgressão para tensão crítica (DRC), de acordo com as Equações 2.1 e 2.2 a seguir:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} * 100 \quad (2.1)$$

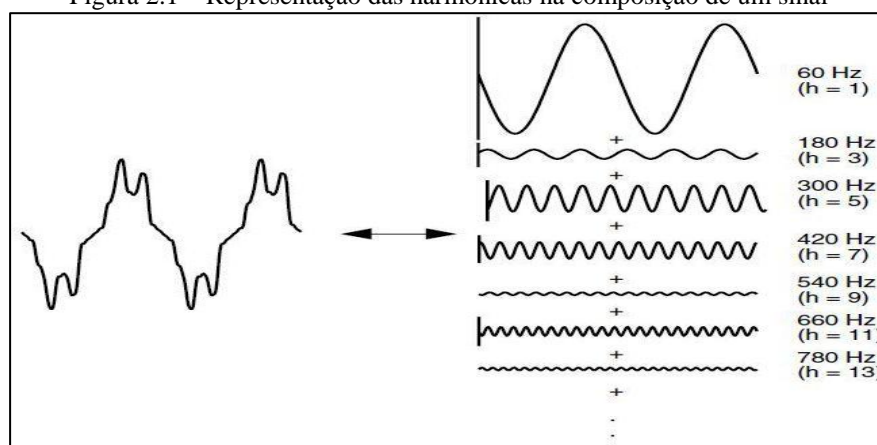
$$DRC = \frac{nlc}{1008} * 100 \quad (2.2)$$

na qual nlp é o número de leituras dentro da faixa precária e nlc é o número de leituras dentro da faixa crítica. Os limites são de 3% para o DRP e 0,5% para o DRC.

A frequência de rede padronizada no Brasil é 60 Hertz (Hz). Ao longo do dia, com a variação do carregamento no Sistema Interligado Nacional (SIN), ela tende a aumentar quando a carga é relativamente baixa e tende a diminuir quando ela se torna relativamente alta. O Módulo 8 determina os limites de 59,9 Hz e 60,1 Hz em condições normais de operação e regime permanente.

As distorções harmônicas são os desvios nas formas de onda de corrente e tensão em relação à onda fundamental, isto é, são as diferentes senoides de frequências múltiplas de 60 hertz que, sobrepostas, desviam a senoide fundamental da sua forma padrão. A Figura 2.1 ilustra a formação de um sinal de acordo com a soma das componentes harmônicas. Elas estão invariavelmente presentes nos sistemas elétricos, em maior ou menor grau. Este não é, por sua vez, um fenômeno novo em sistemas de potência; as fontes de tais distorções é que se modificaram com o passar do tempo, em grande parte devido às cargas não lineares ou componentes que fazem uso de eletrônica de potência, como o inversor. Desse modo, a presença de distorção harmônica de corrente e tensão nos sistemas elétricos de distribuição são indesejáveis para a sua operação, pois, dependendo da magnitude das harmônicas, elas podem provocar desde a queima de componentes, sobreaquecimento de transformadores, até funcionamento inadequado de equipamentos que fazem uso de eletrônica de potência, interferindo, por exemplo, no regime de operação de relés. Em alguns casos, a interação entre os harmônicos e as impedâncias do sistema podem causar amplificação de tais harmônicos ou ressonâncias, trazendo consigo severos danos aos dispositivos elétricos. As harmônicas mais comuns são as ímpares, enquanto que as harmônicas de ordem elevada (de 25 a 50) são geralmente negligenciadas nas análises das redes, uma vez que suas amplitudes diminuem com o aumento da frequência.

Figura 2.1 – Representação das harmônicas na composição de um sinal



Fonte: Dugan, McGranaghan e Beaty, 2003

O Módulo 8 trata apenas das distorções de tensão, determinando limites para as distorções totais. Os indicadores para essas distorções são a Distorção harmônica Total de Tensão (DTT), Distorção harmônica Total de Tensão para as componentes Pares não múltiplas de 3 ( $DTT_p$ ), Distorção harmônica Total de Tensão para as componentes Ímpares não múltiplas de 3 ( $DTT_I$ ), e Distorção harmônica Total de Tensão para as componentes múltiplas de 3 ( $DTT_3$ ), calculados respectivamente pelas Equações de 2.3 a 2.6 a seguir:

$$DTT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} V_h^2}}{V_1} * 100 \quad (2.3)$$

$$DTT_p = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_p} V_h^2}}{V_1} * 100 \quad (2.4)$$

$$DTT_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{h_I} V_h^2}}{V_1} * 100 \quad (2.5)$$

$$DTT_3 = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h_3} V_h^2}}{V_1} * 100 \quad (2.6)$$

onde  $V_h$  é a tensão harmônica de ordem  $h$ ,  $V_1$  é a tensão fundamental, o índice  $h$  do somatório é a ordem harmônica, o índice  $h_{\max}$  do somatório é a ordem harmônica máxima, o índice  $h_p$  é a máxima ordem harmônica par não múltipla de 3, o índice  $h_i$  é a máxima ordem harmônica ímpar não múltipla de 3 e o índice  $h_3$  do somatório é a máxima ordem harmônica ímpar múltipla de 3. Os limites para as distorções harmônicas totais de tensão constam no Quadro 2.2 abaixo, em que os indicadores são acrescidos de “95%” pois valem para os valores que foram superados em apenas 5% das 1008 leituras válidas que compõem o mínimo de 1 semana, denominado percentil 95.

Quadro 2.2 – Limites das distorções harmônicas totais para tensão nominal igual ou inferior a 1 kV

Indicador	Limite em % de $V_1$
DTT95%	10%
DTT <sub>p</sub> 95%	2,5%
DTT <sub>i</sub> 95%	7,5%
DTT <sub>3</sub> 95%	6,5%

Fonte: ANEEL, Módulo 8 do PRODIST, 2018, adaptado pelo Autor.

O Módulo 8 do PRODIST, por si só, não abarca todas as grandezas e limiares a serem considerados neste documento. Devem ainda ser discutidos outros 2 fenômenos da qualidade do produto em regime permanente: o fator de potência e a distorção harmônica de corrente. A Equação 2.7 abaixo mostra a definição do PRODIST para o Fator de Potência (FP):

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (2.7)$$

onde  $P$  é a potência ativa em kW registrada e  $Q$  é a potência reativa em kVAr.

O Módulo 8 determina que o FP deve estar entre 0,92, indutivo ou capacitivo, e 1. Já a distorção de corrente não é sequer contemplada pelos procedimentos. Deve-se considerar, por outro lado, que o PRODIST foi concebido para uma UC com fluxo de potência unidirecional, da geração para a carga. Quando essa UC é dotada de geração distribuída, no caso um sistema fotovoltaico, a análise desses parâmetros deve ser feita baseada na norma ABNT NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Sua primeira edição remonta a março de 2013, passando a valer a partir de março de 2014, isto é, antes da REN 687. Ela está centrada nas características da interface de conexão do sistema fotovoltaico com a rede elétrica, ou seja, está centrada nas características do equipamento que faz essa interface (o inversor). Junto a ela também está ligada uma outra norma, também de 2013, a ABNT NBR 16150: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade, que orienta os fabricantes dos inversores a respeito dos diversos ensaios a serem realizados para que haja o cumprimento da NBR 16149.

A NBR 16149 utiliza o PRODIST como referência: os fenômenos já discutidos de variações de tensão e de frequência e distorções harmônicas de tensão são mencionados nessa norma apenas redirecionando às seções externas pertinentes do PRODIST (Módulo 8). Enquanto o PRODIST orienta que o analisador de energia deve ser colocado no ponto comum de conexão entre a UC e a rede, essa NBR também orienta de forma semelhante, só que entre a UC, a rede e o sistema FV, ou seja, na parte CA do inversor. Em relação ao FP do inversor, ele deve sair de fábrica com valor unitário; para sistemas FV com potência nominal [de inversor] maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW, que no caso deste estudo é de 5 kW, há uma faixa de tolerância em que o equipamento pode operar de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo.

Em relação às distorções harmônicas de corrente, o analisador de energia calcula a Distorção Harmônica Individual de corrente de ordem  $h$  ( $DHI_h$ ) e a Distorção Harmônica Total de corrente (DHT) através das Equações 2.8 e 2.9:

$$DHI_h = \frac{I_h}{I_1} * 100 \quad (2.8)$$

$$DHT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} I_h^2}}{I_1} * 100 \quad (2.9)$$

onde  $I_h$  é a corrente harmônica de ordem  $h$ ,  $I_1$  é a corrente fundamental e os índices do somatório já foram definidos anteriormente.

A NBR 16149, por sua vez, define a DHT em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor, ou seja, ela faz uso do indicador tratado na norma norte-americana IEEE 519 como Distorção Total de Demanda (DTD); conforme a norma brasileira, quando o inversor operar em sua potência nominal, o valor da DTD deve ser inferior a 5%, calculado pela Equação 2.10 abaixo:

$$DTD = DHT * \frac{I_1}{I_L} \quad (2.10)$$

onde  $I_L$  é o valor da corrente máxima de demanda, isto é, a corrente CA do inversor na potência nominal, neste caso 22,7 Ampères (A).

Por inspeção, a DTD é igual a DHT quando a corrente fundamental é igual a nominal. Esse indicador serve para retirar os picos de distorções quando a corrente é muito baixa e a DHT resulta num valor muito elevado, o que por si só não significa um problema em razão desse baixo módulo da corrente. Quanto às harmônicas individuais de corrente, o Quadro 2.3 a seguir apresenta os limites dados pela NBR.

Quadro 2.3 – Limites individuais de distorção harmônica de corrente

Harmônicas ímpares	Limite de distorção
3 <sup>a</sup> a 9 <sup>a</sup>	4,0%
11 <sup>a</sup> a 15 <sup>a</sup>	2,0%
17 <sup>a</sup> a 21 <sup>a</sup>	1,5%
23 <sup>a</sup> a 33 <sup>a</sup>	0,6%
Harmônicas pares	Limite de distorção
2 <sup>a</sup> a 8 <sup>a</sup>	1,0%
10 <sup>a</sup> a 32 <sup>a</sup>	0,5%

Fonte: ABNT, NBR 16149, 2013, adaptado pelo Autor.

### 3 ESTUDO DE CASO E METODOLOGIA

O microgerador fotovoltaico a ser analisado foi instalado em Porto Alegre pelo centro integrador WEG All Lux Solar no final de dezembro de 2018, e foi homologado na concessionária CEEE-D em janeiro de 2019. Para o inversor de modelo WEG SIW300H M050 em questão deseja-se realizar medições em regime permanente; o equipamento utilizado para esse fim foi o qualímetro MI 2292 da METREL, instalado na parte CA do inversor, coletando dados de frequência, tensão, corrente, potência e distorção harmônica, em intervalos de integração de 10 minutos, conforme as orientações do PRODIST e da NBR 16149.

Antes de levar o equipamento para o local, durante o mês de agosto foi realizada uma série de testes com o qualímetro no laboratório da universidade. Finalizados os testes, o equipamento foi instalado no dia 07 de setembro às 13 horas, monitorando até às 11 horas do dia 28 de setembro, totalizando 20 dias completos de medição (excluindo os dias de instalação e retirada). O critério de escolha das harmônicas armazenadas surgiu a partir das referências bibliográficas, dos testes em laboratório e dos valores acusados pelo medidor no momento da instalação, sendo assim as de ordem 2, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15 e 17, tanto para tensão quanto para corrente. As de ordens diferentes dessas ou o qualímetro acusava um valor nulo ou seu valor era desprezível frente às supracitadas. A Figura 3.1 apresenta um esquema dos componentes do sistema.

Figura 3.1 – Componentes do sistema FV e interface com a rede da CEEE-D



Fonte: Autor.

O MI 2292 era o único qualímetro disponível, que o laboratório gentilmente cedeu para a realização das medições. O PRODIST orienta que as leituras devem ser obtidas por meio de amostragem digital e que o instrumento de medição atenda a seguinte norma: ABNT NBR IEC 61000-4-30 - Compatibilidade eletromagnética - Parte 4-30: Técnicas de medição e ensaio – Métodos de medição de qualidade de energia. Essa norma menciona que, dependendo da finalidade da medição, todos ou um subconjunto dos fenômenos da qualidade de energia elétrica podem ser medidos, havendo uma distinção entre equipamentos de classe A e classe S. O qualímetro em questão se configura na classe S, relacionada à pesquisa, como é o caráter deste estudo, e a um subconjunto limitado de parâmetros. A incerteza associada à medida da frequência é de  $\pm 50$  mHz; a associada à tensão é de  $\pm 0,5\%$  da tensão lida; a associada à corrente deve ser igual ou inferior a  $\pm 1\%$ , enquanto que no manual consta  $\pm 0,5\%$  da corrente lida; não há menção em relação à incerteza da energia e das potências ativa, reativa e aparente, mas no manual consta  $\pm 1\%$  das grandezas lidas; em relação às distorções harmônicas de corrente a norma deixa a cargo do fabricante especificar, uma vez que no manual diz  $\pm 0,2\%$  da distorção lida. De acordo com a ANEEL em seu relatório de 2014 quanto aos procedimentos de medição dos parâmetros da qualidade do produto, quanto maior o número de ciclos do equipamento, maior é a resolução; no manual constam 8 ciclos para 50 Hz, enquanto que a norma exige 10 ciclos para essa frequência e 12 para 60 Hz. Não há, entretanto, referência no manual para 60 Hz. Ainda nesse documento da ANEEL, para a classe S a incerteza associada às distorções harmônicas de tensão deve ser de  $\pm 10\%$  da tensão medida, enquanto que no manual fala-se em  $\pm 0,2\%$  da distorção lida.

Paralelamente à coleta realizada pelo qualímetro, o inversor conta com um sistema de monitoramento remoto via rede Wi-Fi, denominado NetEco, que servirá de comparativo para os dados obtidos do qualímetro, no que tange frequência, potência ativa, fator de potência e energia, uma vez que tal monitoramento não é capaz de aferir distorções harmônicas. O NetEco é uma plataforma com armazenamento em nuvem que apresenta, em sua versão simplificada do aplicativo para o cliente, valores instantâneos de tensão, corrente e potência, mas que também armazena os parâmetros de interesse em sua versão completa, que pode ser acessada através de login e senha e um navegador com conexão à internet. O NetEco mostra os dados na plataforma de 15 em 15 minutos, sendo necessário sincronizar manualmente com o relógio do qualímetro e com o seu mesmo período de integração. Desse modo, apenas serão comparados os dados coincidentes durante o período em que o inversor opera, sendo os dados do qualímetro a referência.

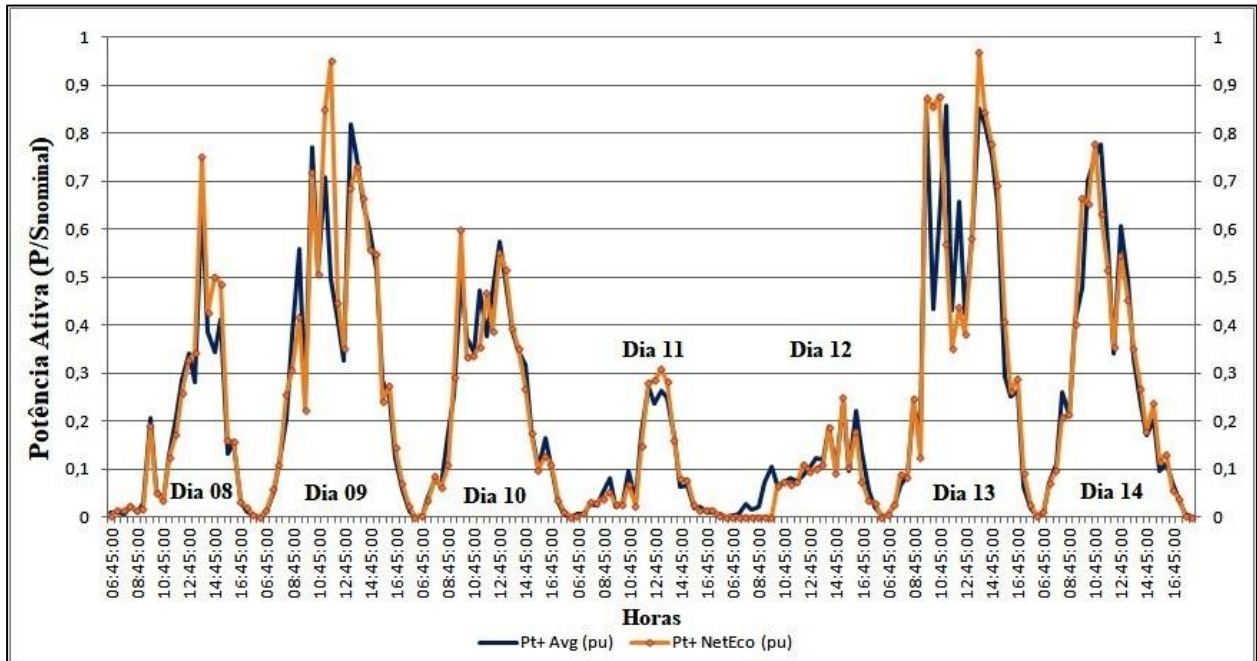
Em posse das medições, segue-se para o tratamento dos dados, cálculo dos indicadores e análise dos resultados, através do *software* Excel, uma vez que o analisador de energia exporta os dados num arquivo de texto. Os indicadores pertinentes foram calculados para os 20 dias de medições, bem como foram escolhidas duas semanas típicas, em que na primeira os dias foram bastante nublados e/ou chuvosos e a geração do inversor apresentou muitas variações, enquanto que na segunda os dias foram mais ensolarados e a geração foi mais regular. Uma informação relevante do catálogo do fabricante do inversor é a de que a DTD é igual ou inferior a 3%, sendo esse mais um parâmetro a ser levado em consideração nas análises da próxima seção.





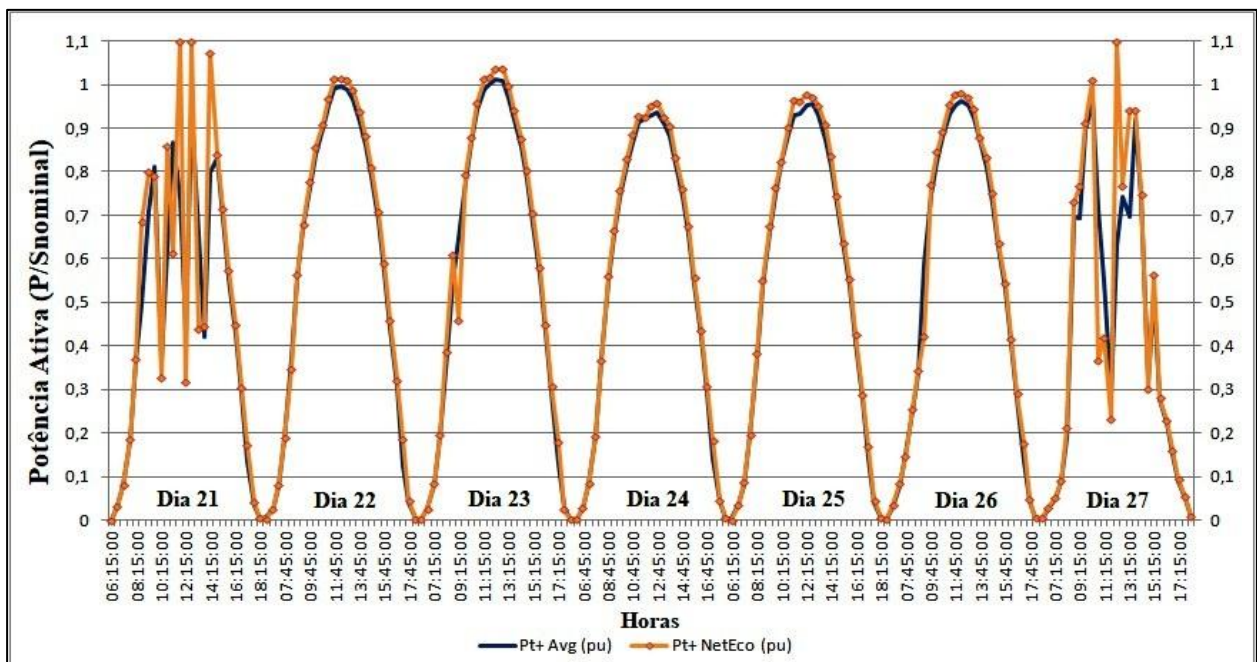
potência máxima de 5,5 kW; essa situação fica mais evidente em meses de verão, em que a geração é maior, e tal condição é frequentemente atingida, sendo essa uma característica comum de inversores monofásicos.

Figura 4.2 – Potência ativa em pu do inversor na Semana Nublada.



Fonte: Autor.

Figura 4.3 – Potência ativa em pu do inversor na Semana Ensolarada.



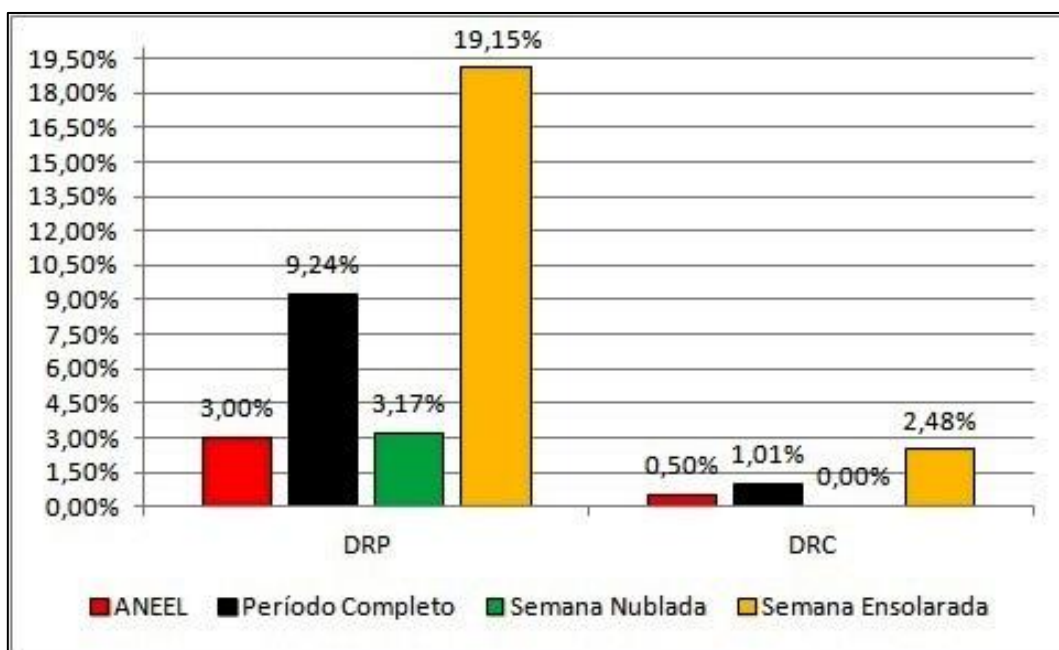
Fonte: Autor.

Os primeiros indicadores calculados foram para a tensão em regime permanente: DRP e DRC para o período completo e para as semanas típicas, pelas Equações 2.1 e 2.2, corrigindo-se o denominador para os indicadores do período completo. Os resultados estão apresentados na Figura 4.4. Pelo fato da

impedância do circuito do sistema fotovoltaico em paralelo com a UC ser bastante pequena, em razão do curto comprimento dos cabos de alimentação CA, a tensão lida na saída do inversor é aproximadamente a mesma que alimenta a unidade consumidora, validando assim as análises baseadas no PRODIST. Nas colunas em vermelho estão os limites estabelecidos pela ANEEL; em preto estão os valores calculados para todo o período dos 20 dias; em verde estão os valores para a Semana Nublada e em amarelo estão os valores da Semana Ensolarada. Observa-se que para o período completo o limite da DRP foi ultrapassado em mais de 3 vezes, enquanto que para o DRC foi um pouco mais que o dobro. Já para a Semana Nublada a DRP ultrapassou em 0,17% o limite, enquanto que a DRC foi nula. Para a Semana Ensolarada a DRP ultrapassou em mais de 6 vezes o limite da ANEEL, enquanto que a DRC chegou em quase 5 vezes mais.

Desse modo, os indicadores apresentaram diferenças significativas conforme o período considerado, sendo mais grave numa semana em que a geração do sistema é relativamente maior. Essas transgressões podem ser compreendidas pelo fato de que, como há um transformador a 60 metros da unidade consumidora e outro a 90 metros, é feita a suposição de que essa distância pode ser considerada pequena e a UC estaria, desse modo, localizada numa região de tensões naturalmente mais elevadas. Assim sendo, cabe à concessionária efetuar a regulação da tensão para dentro dos limites do PRODIST, uma vez que o inversor deve operar com fator de potência mais próximo da unidade sem efetuar a regulação da tensão.

Figura 4.4 – Indicadores de tensão em regime permanente DRC e DRP.

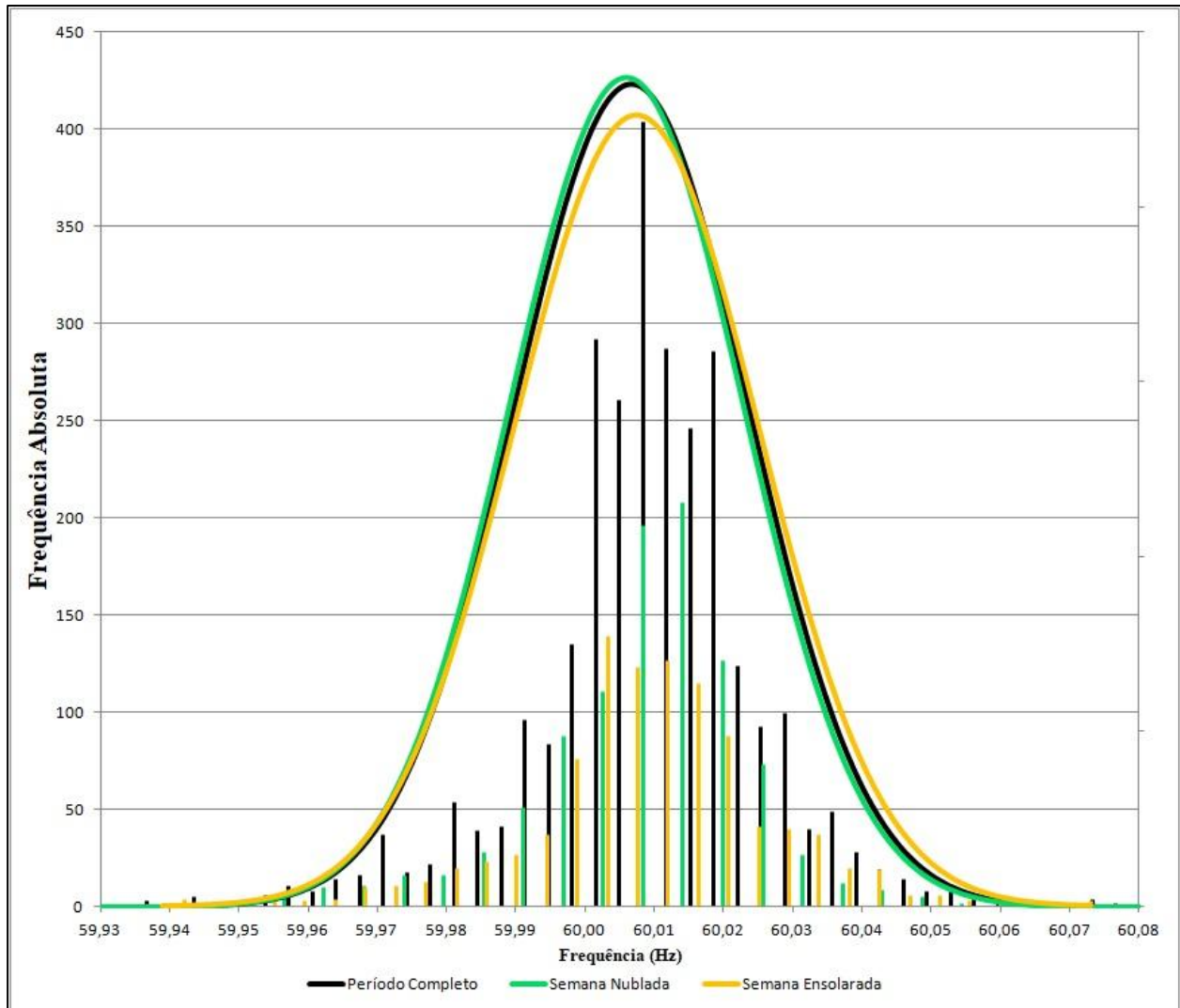


Fonte: Autor.

A próxima grandeza a ser discutida é a frequência da rede. Como o erro relativo entre os dados do qualímetro e do NetEco foram inferiores a 0,03%, optou-se por utilizar os dados do analisador para a composição da Figura 4.5, além de que o NetEco apenas fornece a frequência enquanto o inversor opera. Para o período completo, a menor frequência obtida foi de 59,93 Hz e a maior foi de 60,08 Hz. Para a Semana Nublada esses valores foram de 59,93 Hz e 60,07 Hz, e para a Semana Ensolarada foram iguais a 59,94 Hz e 60,07 Hz. As cores utilizadas para cada período foram semelhantes às utilizadas na Figura 4.4 acima. Uma vez obtidas as frequências absolutas de cada período, traçou-se para cada um deles sua respectiva curva de distribuição normal. Tais curvas têm formas muito semelhantes: para o período todo, a média ficou em 60,0067 Hz, observando-se que o ponto de inflexão ficou localizado entre as outras duas curvas; já para a Semana Nublada a média ficou em 60,0060 Hz, uma vez que o ponto de inflexão ficou deslocado mais à esquerda, no sentido do limite inferior; e para a Ensolarada a média foi de 60,0075 Hz, com o ponto de inflexão deslocado mais à direita, em sentido do limite superior. Analisando qualitativamente, a variabilidade do período todo e da Semana Nublada foram muito parecidas, enquanto

que a da Ensolarada, por sua vez, foi um pouco maior e, em razão disso, o pico ficou um pouco mais baixo que as demais. Pode-se observar que a frequência da rede encontra-se distribuída predominantemente entre 59,95 Hz e 60,06 Hz, ou seja, dentro do limite estabelecido no PRODIST. Além disso, o período escolhido para o monitoramento da frequência tem pouca influência sobre os resultados, uma vez que a diferença entre as médias dos períodos localizou-se na terceira casa decimal.

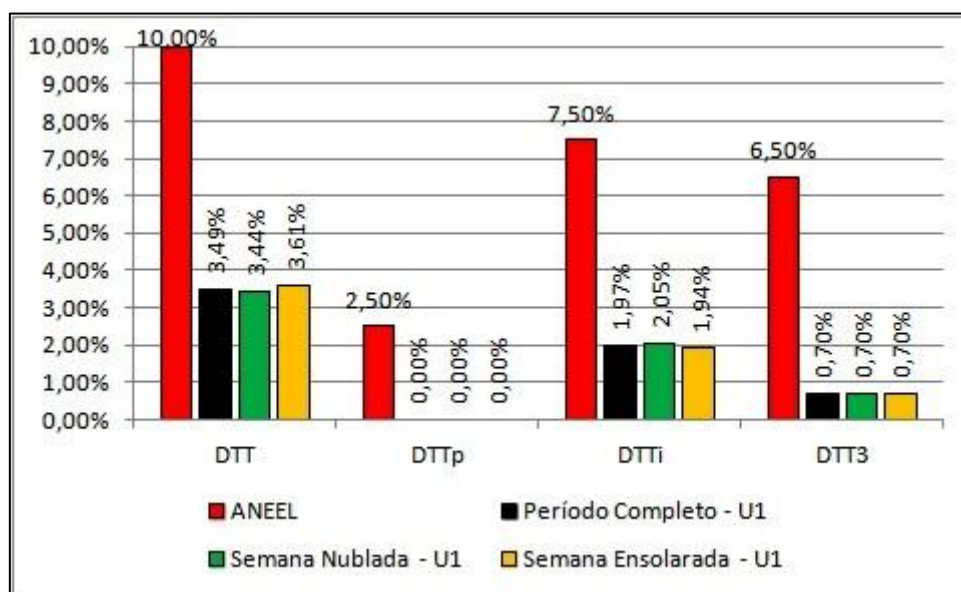
Figura 4.5 – Distribuição da frequência da rede para cada período considerado.



Fonte: Autor.

As distorções de tensão também foram calculadas, pelas Equações 2.3 a 2.6 considerando o percentil 95, e os resultados obtidos estão apresentados nas Figuras 4.6 e 4.7. Como o inversor opera em 220V nominais entre os terminais e a rede têm tensões de fase de 127V e de linha de 220V, a UC é dotada de instalação bifásica e duas fases alimentam o inversor, a fim de se obter a tensão adequada. Como as distorções de tensão são calculadas pelo analisador por fase, cada figura corresponde a uma fase. A Figura 4.6 apresenta os valores para a tensão denominada U1. Fazendo uso da mesma sequência de cores da Figura 4.4, o valor de DTT apresentou pouca variação entre os períodos, chegando ao máximo de 3,61% na Semana Ensolarada. Já a  $DTT_p$  foi nula nos 3 períodos. O limite de 7,5% de  $DTT_1$  está distante de ser atingido, chegando ao máximo de 2,05% na Semana Nublada, o mesmo valendo para a  $DTT_3$ , que foi igual a 0,7% para os 3 períodos considerados.

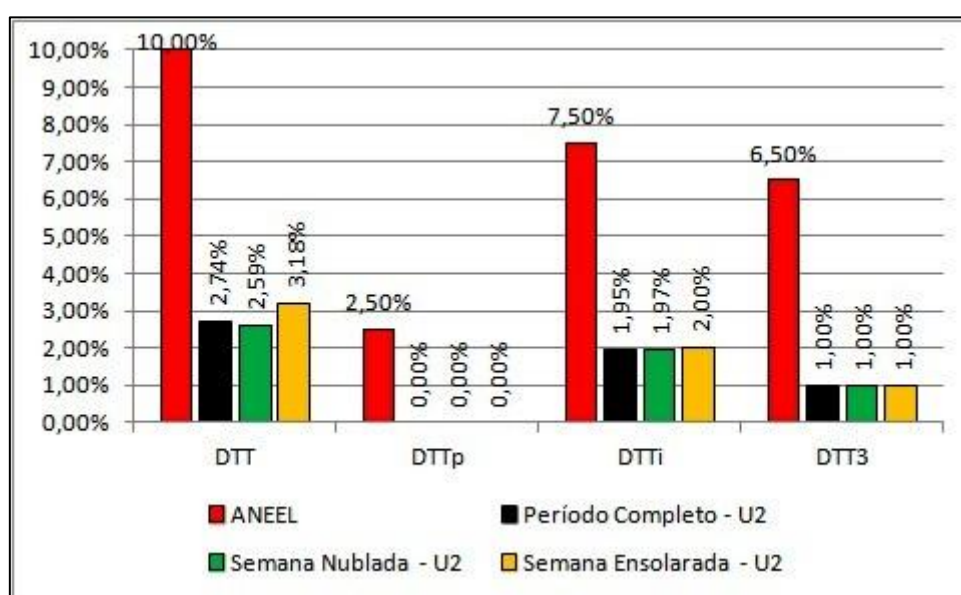
Figura 4.6 – Distorções de tensão para a tensão U1.



Fonte: Autor.

As distorções da outra tensão denominada U2 estão apresentadas na Figura 4.7. Enquanto que a diferença entre os valores máximos e mínimos de DTT para U1 foi de 0,17%, U2 apresentou uma diferença maior de 0,59%; apesar disso, os resultados estão abaixo do estabelecido no PRODIST. A  $DTT_p$  também foi nula nos 3 períodos. Os valores de  $DTT_I$  apresentaram pouca variação entre os períodos, chegando ao máximo de 2% na Semana Ensolarada. O limite de 6,5% de  $DTT_3$  também está distante de ser atingido, uma vez que os resultados obtidos foram iguais a 1% para os 3 períodos considerados. Observa-se que períodos diferentes considerados para análise têm pouca influência sobre os resultados dos indicadores. As diferenças nas distorções entre as fases podem ser explicadas pelo modo no qual as cargas estão distribuídas, que, apesar de ser desconhecido, pode-se inferir que a tensão U1 apresenta uma DTT maior por possuir conectados a ela uma quantidade maior de elementos não lineares.

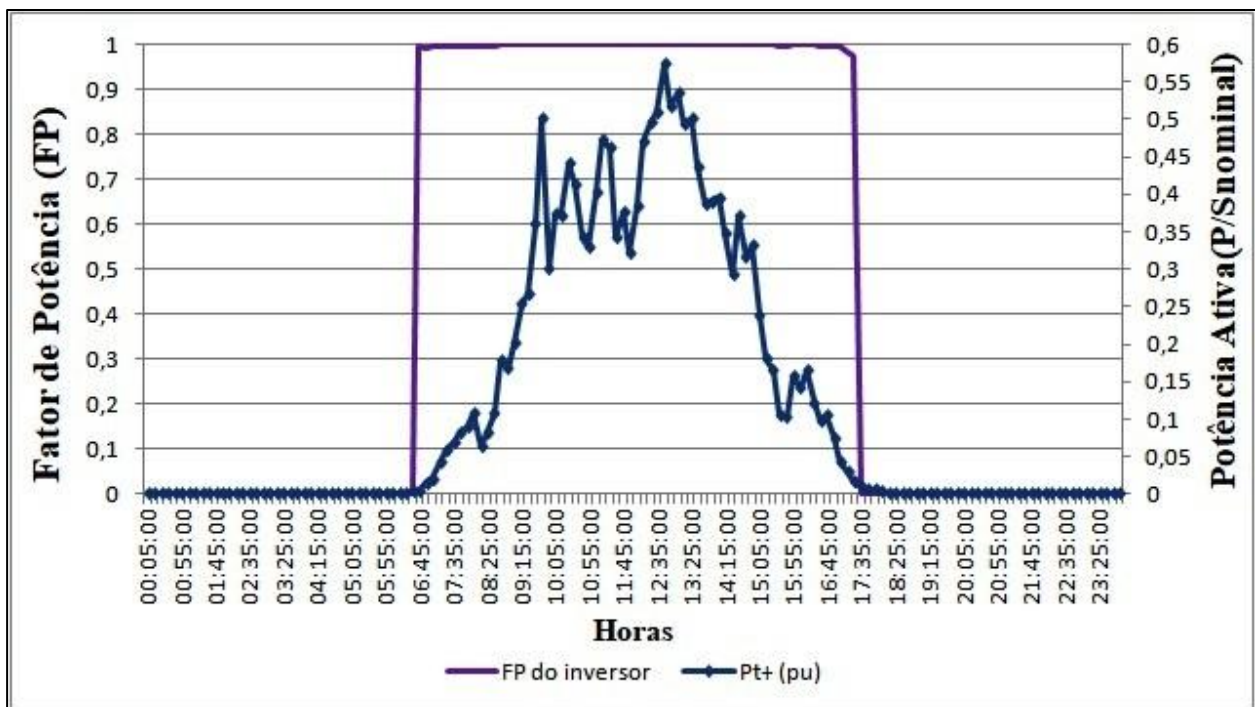
Figura 4.7 – Distorções de tensão para a tensão U2.



Fonte: Autor.

Uma vez discutidas as questões que tangem diretamente ao PRODIST, deseja-se agora selecionar um dia de cada semana típica considerada, a fim de assinalar outras análises e abordar questões específicas da NBR 16149. Da Semana Nublada foi escolhido o dia 10, e da Ensolarada o dia 22. Como apenas em 2 dos 20 dias monitorados a potência nominal do inversor foi atingida, a saber os dias 22 e 23, deve-se considerar apenas esse período para análises das distorções harmônicas de corrente, comparando-se posteriormente à informação do fabricante. Os valores de fator de potência registrados ao longo do dia 10 estão apresentados na Figura 4.8. Como o erro relativo entre os valores do analisador e do NetEco foram inferiores a 0,3%, optou-se por utilizar os dados do qualímetro na composição da figura. No eixo vertical à esquerda está o FP e a curva roxa corresponde aos valores integralizados nos intervalos de 10 minutos. No eixo vertical à direita está a potência ativa em pu do inversor ao longo do dia, enquanto que a curva azul corresponde aos respectivos valores. Observa-se que o inversor mantém o fator de potência unitário ao longo de seu período de operação, independentemente da variação da potência ativa, atendendo assim aos limites da NBR para sua faixa de potência.

Figura 4.8 – Fator de potência e potência ativa em pu do inversor – Dia 10.

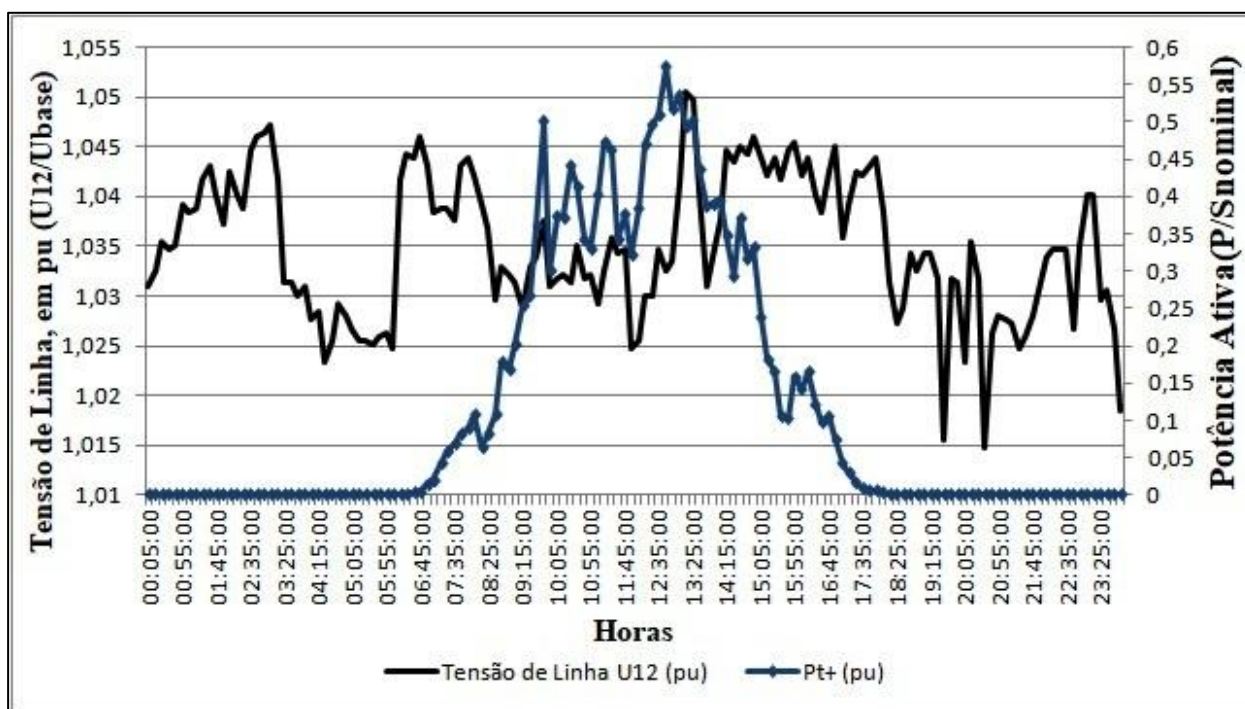


Fonte: Autor.

O comportamento da tensão, em pu com  $U_{base}$  de 220V, nos terminais do inversor ao longo do dia 10 está apresentado na Figura 4.9. No eixo vertical à esquerda está a tensão de linha e a curva preta corresponde aos valores integralizados pelo analisador. No eixo vertical à direita está a potência ativa em pu do inversor. Observa-se pelo perfil que durante a madrugada a tensão oscila entre 1,025 e 1,045; quando o inversor começa a operar no início da manhã, a tensão já está por volta de 1,04; quando a potência começa a subir a partir das 08:25 até às 09:45, a tensão oscila entre 1,03 e 1,04. A potência continua oscilando entre 0,3 e 0,45 e a tensão entre 1,03 e 1,35, até que em 11:15 há uma redução em ambas; a partir de 12:00, a potência cresce até o pico, um pouco acima de 0,55, até 12:45, enquanto que a tensão vai de 1,025 a 1,035. A potência em seguida reduz para 0,5, enquanto que a tensão atinge o pico de 1,05 em 13:25. Após esse instante, a tensão e a potência reduzem, respectivamente, para 1,03 e 0,4, em 14:00. De 14:00 até 16:45 a potência vai diminuindo, enquanto que a tensão oscila entre 1,04 e 1,045. De 16:45 até 18:00 a tensão varia entre 1,035 e 1,045, enquanto que a potência segue reduzindo, para valores abaixo de 0,05. A partir desse instante o inversor apresenta potência nula e a tensão cai para um pouco acima de 1,025, oscilando entre 1,015 e 1,04 até 23:55. Apesar do pico de tensão atingido no dia estar dentro da faixa precária, observa-se que ele não coincidiu com a máxima potência atingida pelo inversor

no dia (um pouco acima de 0,55), mas sim quando ele estava operando na metade de sua capacidade nominal. Além disso, o aumento da potência no início da manhã não foi acompanhado de um aumento de tensão; esses aumentos foram simultâneos a partir de 12:00, mas após o pico de potência, enquanto ela seguiu diminuindo, a tensão manteve-se oscilando dentro de uma faixa de 1,03 e 1,045, sem acompanhar tal redução de potência. Apenas após a saída de operação do inversor que a tensão apresentou uma queda mais acentuada.

Figura 4.9 – Perfil de tensão e potência ativa em pu do inversor – Dia 10.

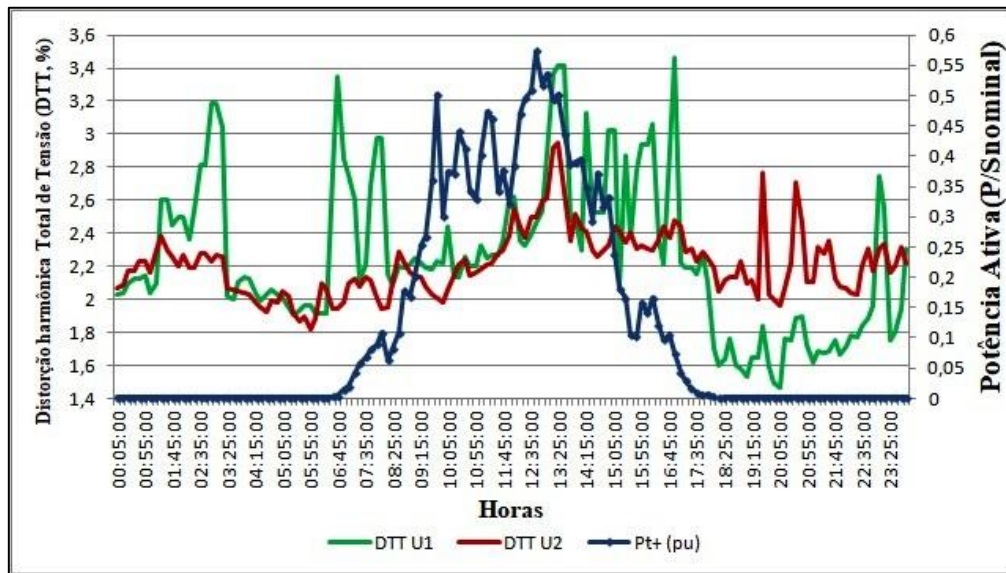


Fonte: Autor.

O comportamento da DTT no dia 10 está apresentado na Figura 4.10. No eixo vertical à esquerda estão os valores de DTT, e as curvas verde e vermelha correspondem, respectivamente, às distorções totais das fases 1 e 2. No eixo vertical à direita está a potência ativa em pu do inversor. Observa-se pelo perfil que durante a madrugada a DTT da tensão 1 oscila mais que a 2, variando entre 1,9% e 3,2%, enquanto que a da 2 se mantém entre 1,8% e 2,4%. Quando o inversor começa a operar no início da manhã, a DTT da 2 pouco varia, enquanto que a da 1 quase atinge 3,4% e continua a oscilar entre 2,1% e 3%. Quando a potência começa a subir a partir das 08:25 até às 09:45, as distorções são pouco afetadas. A potência segue oscilando entre 0,3 e 0,45, até que a partir de 11:00 ambas as distorções apresentam uma elevação; a partir de 12:00 a potência cresce até o pico, um pouco acima de 0,55, até 12:45, enquanto que as distorções sofrem uma queda para depois começarem a crescer mais acentuadamente. A potência após o pico em seguida reduz para 0,5, enquanto que a DTT da tensão 2 atinge o pico de 2,9% em 13:25, e a DTT da 1 atinge 3,4%. Após esse instante, as distorções e a potência reduzem, respectivamente, para 2,5% e 0,4, em 14:00. De 14:00 até 16:45 a potência segue diminuindo, enquanto que a DTT da tensão 1 oscila entre 2,2% e 3,1% e a DTT da tensão 2 oscila entre 2,3% e 2,5%. De 16:45 até 18:00 a DTT da tensão 2 continua variando conforme o intervalo anterior, a DTT da 1 sobe até 3,4% e depois cai para 1,9%, enquanto que a potência segue reduzindo, para valores abaixo de 0,05. A partir desse instante o inversor apresenta potência nula, e a DTT da tensão 1 cai para um pouco acima de 1,6%, oscilando entre 1,5% e 1,9% até 23:00, quando sobe até quase 2,8% e logo cai bruscamente para 1,8%, terminando o dia em 2,3%, enquanto que a DTT da 2 cai para um pouco acima de 2,1%, oscilando entre 2% e 2,8%, terminando o dia um pouco inferior a DTT da outra fase. A máxima potência do inversor no dia coincidiu com ambas as DTT no valor de 2,5%. Além disso, o aumento da potência no início da manhã não foi acompanhado de um aumento nas distorções; esses aumentos foram praticamente simultâneos a partir de

12:00, mas após o pico de potência, enquanto ela continuou diminuindo, a DTT da tensão 1 oscilou dentro de uma faixa mais ampla que a DTT da 2, a segunda apresentando, assim, uma maior regularidade relativamente a outra tensão, não significando que a diminuição da potência ativa trouxe consigo uma diminuição nas distorções, mas sim que elas já estavam presentes na rede. Após a saída de operação do inversor, a DTT da fase 2 ficou num patamar superior à da fase 1. Em suma, nenhum valor de DTT ultrapassou o limite estabelecido no PRODIST.

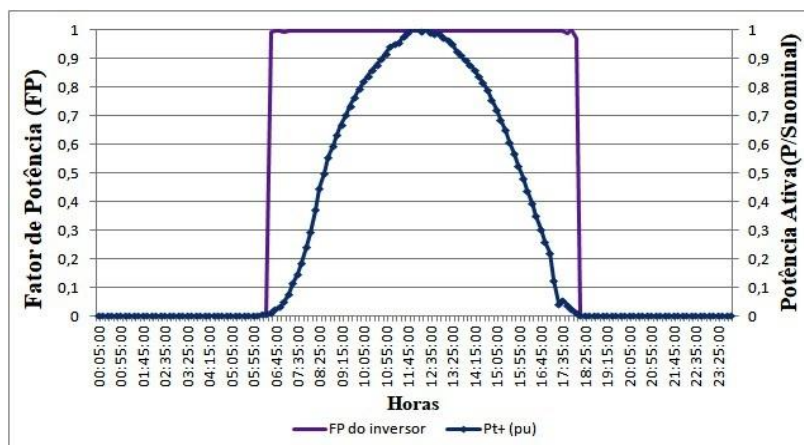
Figura 4.10 – Perfis de DTT para tensões 1 e 2 e potência ativa em pu do inversor – Dia 10.



Fonte: Autor.

Findadas as análises do dia selecionado da Semana Nublada, segue-se com as análises do dia 22, dia típico selecionado da Semana Ensolarada. Os valores do FP são mostrados na Figura 4.11. Como o erro relativo entre os valores do analisador e do NetEco foram inferiores a 0,3%, optou-se por utilizar os dados do qualímetro na composição da figura. No eixo vertical à esquerda está o fator de potência e a curva roxa corresponde aos valores integralizados pelo qualímetro. No eixo vertical à direita está a potência ativa em pu do inversor ao longo do dia, enquanto que a curva azul corresponde aos respectivos valores. Observa-se que, semelhante ao observado nos valores de FP do dia 10, o inversor mantém o fator de potência unitário ao longo de seu período de operação, independentemente da variação da potência ativa, atendendo assim aos limites da NBR.

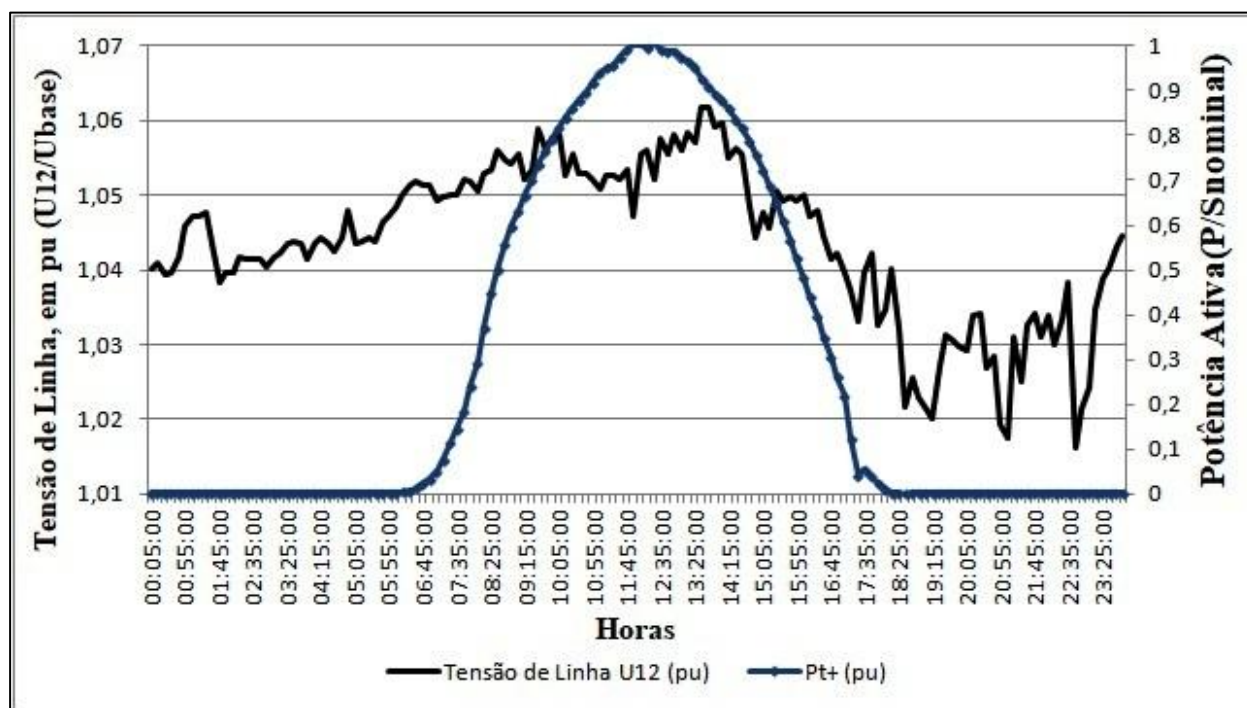
Figura 4.11 – Fator de potência e potência ativa em pu do inversor – Dia 22.



Fonte: Autor.

O comportamento da tensão, em pu, ao longo do dia 22 está apresentado na Figura 4.12. No eixo vertical à esquerda está a tensão de linha e a curva preta corresponde aos valores integralizados nos intervalos de 10 minutos. No eixo vertical à direita está a potência ativa em pu do inversor. Observa-se pelo perfil que durante a madrugada a tensão oscila entre 1,04 e 1,05, isto é, próximo ao limite superior de tensão precária. Quando o inversor começa a operar no início da manhã, a tensão se mantém acima de 1,05; à medida que a potência começa a subir, a tensão oscila entre 1,05 e 1,06, já acima do limite superior de tensão precária. Em torno de 12:00 a potência atinge a nominal, enquanto que a tensão sofre uma pequena queda para abaixo de 1,05, mas logo em seguida sobe novamente e oscila acima de 1,05. Após atingir a nominal, a potência começa a diminuir, e a tensão atinge o pico um pouco acima de 1,06 em 14:00, quando a potência está em 0,9. A tensão permanece acima de 1,05 até 14:45, quando a potência atinge 0,8. A potência segue diminuindo, enquanto que a tensão permanece próxima de 1,05 até 16:45, quando ambas começam a diminuir. A partir das 18:00 o inversor apresenta potência nula e logo em seguida a tensão cai para próximo de 1,02, oscilando entre 1,015 e 1,04 até 23:00, atingindo novamente 1,04 antes do término do dia. Apesar do pico de tensão atingido no dia estar dentro da faixa crítica, observa-se que ele não coincidiu com a potência nominal do inversor, mas sim quando ele estava operando em 90% de sua capacidade nominal. O aumento da potência no início da manhã, por sua vez, foi acompanhado de um aumento na tensão, acima de 1,05. Entretanto, deve-se notar que a tensão já estava próxima do limite superior momentos antes do inversor começar a operar. Logo após o pico de potência ser atingido, enquanto ela continuou diminuindo, a tensão manteve-se oscilando acima do limite de 1,05, sem acompanhar essa redução de potência do equipamento. Apenas quando a potência do inversor estava em torno de 0,75 que a tensão apresentou uma queda mais acentuada.

Figura 4.12 – Perfil de tensão e potência ativa em pu do inversor – Dia 22.



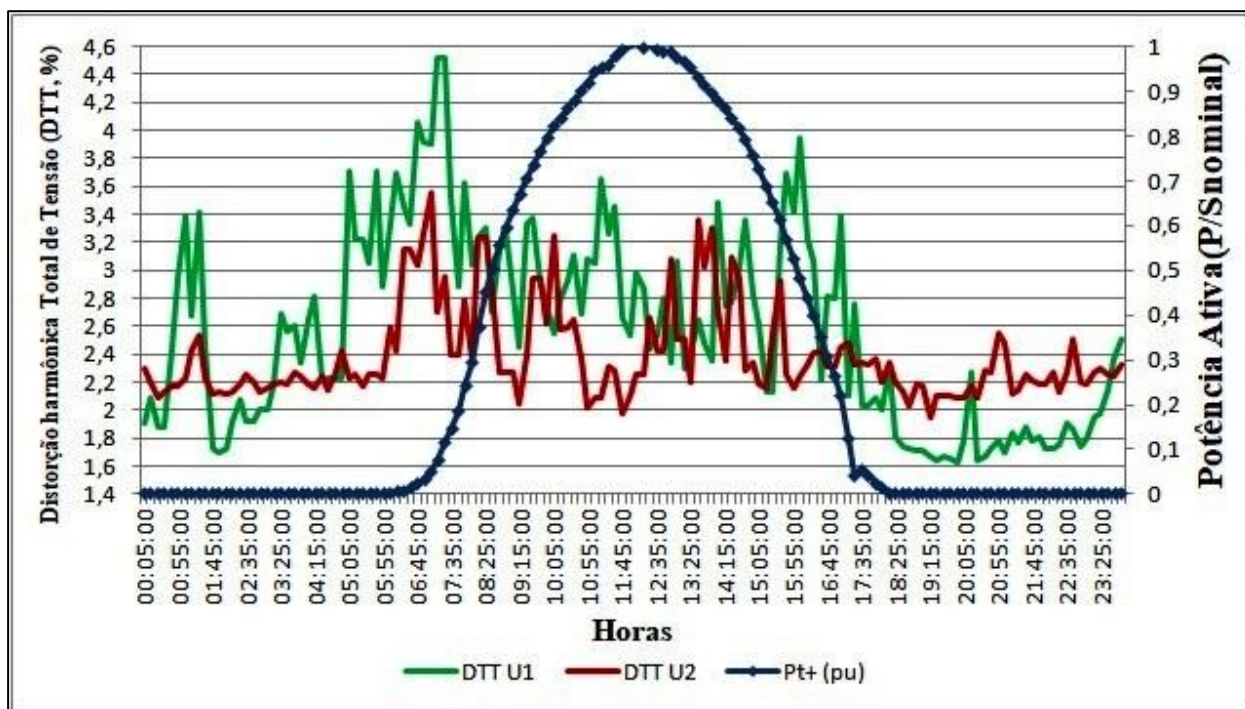
Fonte: Autor.

O comportamento da DTT no dia 22 está apresentado na Figura 4.13. No eixo vertical à esquerda estão os valores de DTT, e as curvas verde e vermelha correspondem, respectivamente, às distorções totais das fases 1 e 2. No eixo vertical à direita está a potência ativa em pu do inversor. Observa-se pelo perfil que durante a madrugada a DTT da tensão 1 oscila mais que a 2, variando entre 1,7% e 3,7%, enquanto que a da 2 se mantém entre 2,1% e 2,5%. Quando o inversor começa a operar no início da manhã, ambas distorções sobem acentuadamente: enquanto que a DTT da 1 oscilava entre 2,9% e 3,7%,



ela atinge 4,5%, valor máximo para essa fase no dia. Já a DTT da fase 2, que estava um pouco acima de 2,2%, com a entrada do inversor chega quase em 3,6%, pico de DTT para a fase 2 no dia. Enquanto a potência vai crescendo, as distorções continuam a oscilar, mas em patamares inferiores de DTT: quando a potência atinge 0,65, a DTT da fase 1 está em 2,4% e a da fase 2 em 2%. Quando o inversor atinge a potência nominal, a DTT de 1 está abaixo de 3%, enquanto que a da 2 está abaixo de 2,2%. Até 15:30 a potência segue diminuindo, enquanto que as distorções oscilam dentro de valores próximos uns dos outros, entre 2,2% e 3,5%. A partir de 15:30 a DTT da 1 dá um salto maior do que a da 2, chegando quase em 3,8%, mas em seguida ambas seguem oscilando e diminuindo, acompanhando a redução da potência do inversor. Em 18:00 o inversor apresenta potência nula, e logo em seguida a DTT da tensão 1 cai para um pouco acima de 1,6%, oscilando entre 1,6% e 2% até 23:00, quando sobe até 2,5%, enquanto que a DTT da 2 cai para 2%, oscilando entre 2,2% e 2,6%, terminando o dia com um valor inferior à DTT da outra fase. É importante salientar que o pico de potência do inversor não coincidiu com o pico de distorção das fases, que por sua vez ocorreram no início do dia, quando o inversor estava entrando em operação. Além disso, o aumento da potência no início da manhã foi acompanhado de uma redução nas distorções, em especial na DTT da fase 1. De forma semelhante ao observado no dia 10, nenhum valor de DTT ultrapassou o limite estabelecido no PRODIST.

Figura 4.13 – Perfis de DTT para tensões 1 e 2 e potência ativa em pu do inversor – Dia 22.



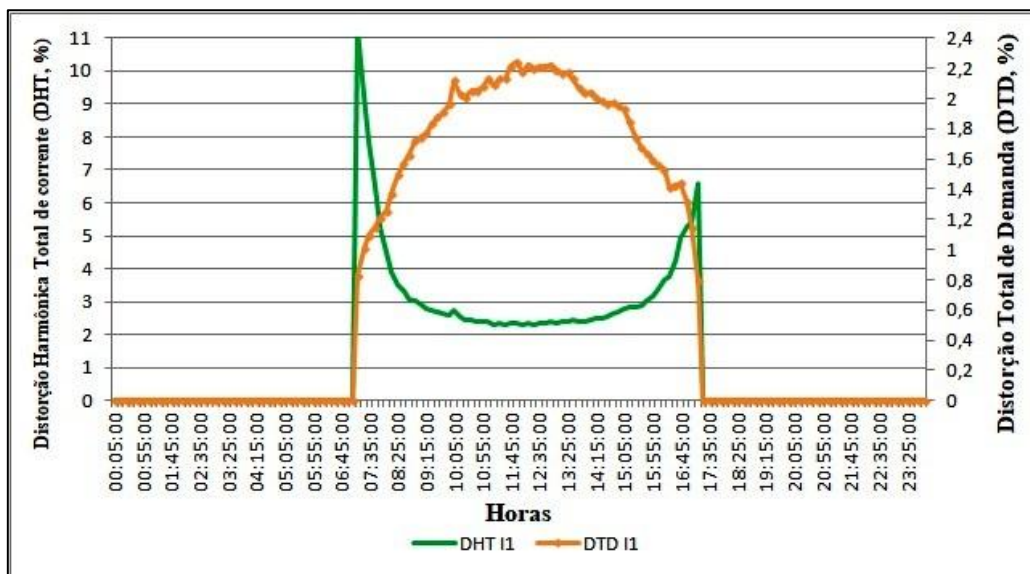
Fonte: Autor.

Conforme mencionado anteriormente, as questões relacionadas às distorções de corrente devem ser avaliadas nos momentos em que o inversor atinge a potência nominal. Desse modo, no dia 22 ela foi atingida, seguindo-se com as análises. O qualímetro calcula a DHT para as fases 1 e 2; com esses dados, através da Equação 2.10, foram calculados os valores de DTD. O comportamento de DHT e DTD no dia 22 estão apresentados nas Figuras 4.14 e 4.15 a seguir. No eixo vertical à esquerda estão os valores de DHT, e as curvas verde e vermelha correspondem, respectivamente em cada figura, às distorções totais das fases 1 e 2. No eixo vertical à direita está a DTD calculada, e a curva laranja corresponde aos resultados obtidos. Observa-se pelos perfis que a DHT da fase 1 é muito semelhante à da fase 2. No início da manhã, quando o inversor entra em operação, o valor da DHT está acima de 10%, o que poderia induzir ao erro de que essa distorção seria relevante, o mesmo acontecendo, mas em patamares inferiores de DHT, quando o inversor começa a desligar no final da tarde. Observando a Equação 9 pode-se compreender o porquê disso: como o denominador é a corrente fundamental, naqueles momentos

supracitados do dia ela é baixíssima, abaixo de 1 A, e o numerador acaba sendo dividido por um denominador menor, resultando em valores elevados de DHT. Utilizando, por outro lado, a Equação 10 para avaliar a distorção de corrente, observa-se que na realidade a contribuição na distorção é muito baixa, inferior a 1% nesses momentos do dia. Eis assim um dos motivos de se utilizar a DTD ao invés da DHT para esse tipo de análise.

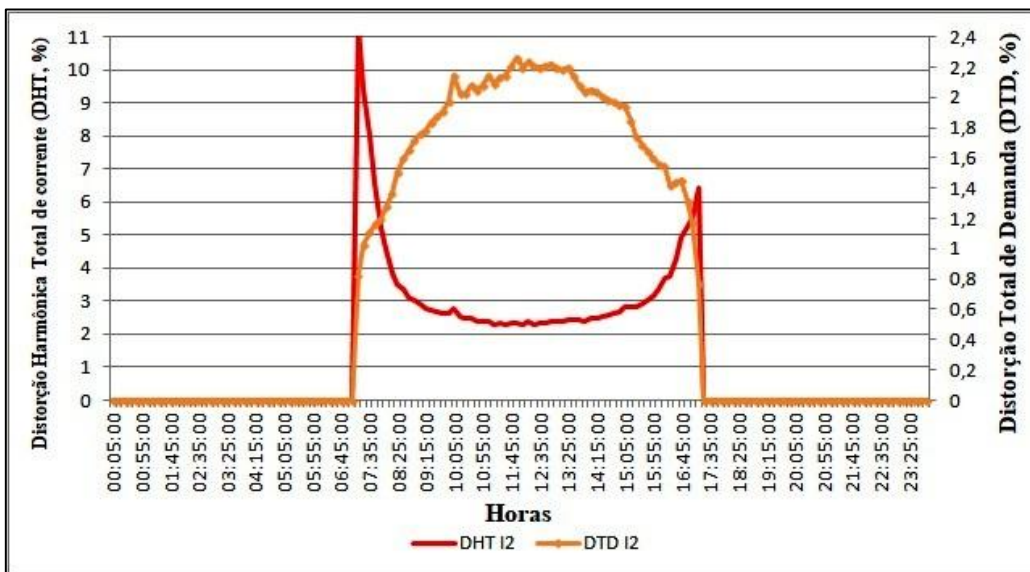
Conforme a NBR 16149, a DTD do inversor deve ser inferior a 5%. Já o catálogo do fabricante garante uma DTD igual ou menor a 3%. Analisando as Figuras 4.14 e 4.15 se pode inferir que os valores de DTD das fases são inferiores tanto ao limite da NBR quanto à informação do fabricante, atendendo, desse modo, a ambos os requisitos. Quando a potência nominal é atingida, a DTD está em torno de 2,2%, sendo inferior a este valor quando a potência é inferior. Mais detalhes podem ser vistos na Figura 4.16, que relaciona os perfis de DTD, no eixo vertical à esquerda, com a potência ativa em pu ao longo do dia 22, no eixo vertical à direita.

Figura 4.14 – Perfis de DHT e DTD para corrente da fase 1 – Dia 22.



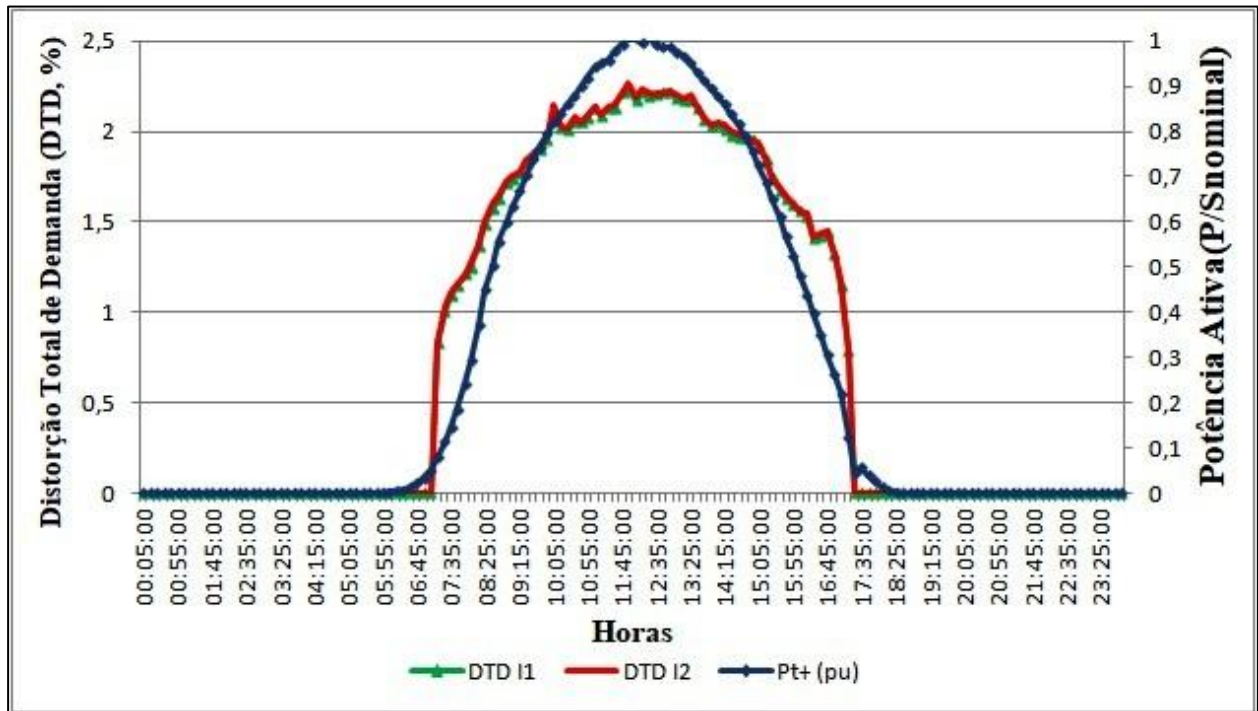
Fonte: Autor.

Figura 4.15 – Perfis de DHT e DTD para corrente da fase 2 – Dia 22.



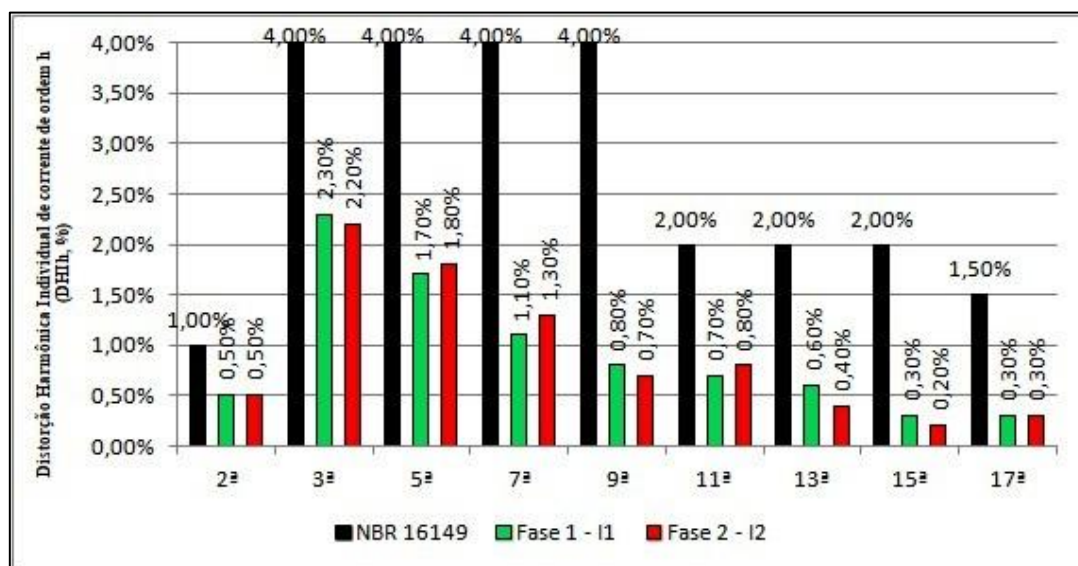
Fonte: Autor.

Figura 4.16 – Perfis de DTD para correntes das fases 1 e 2 e potência ativa em pu do inversor – Dia 22.



Fonte: Autor.

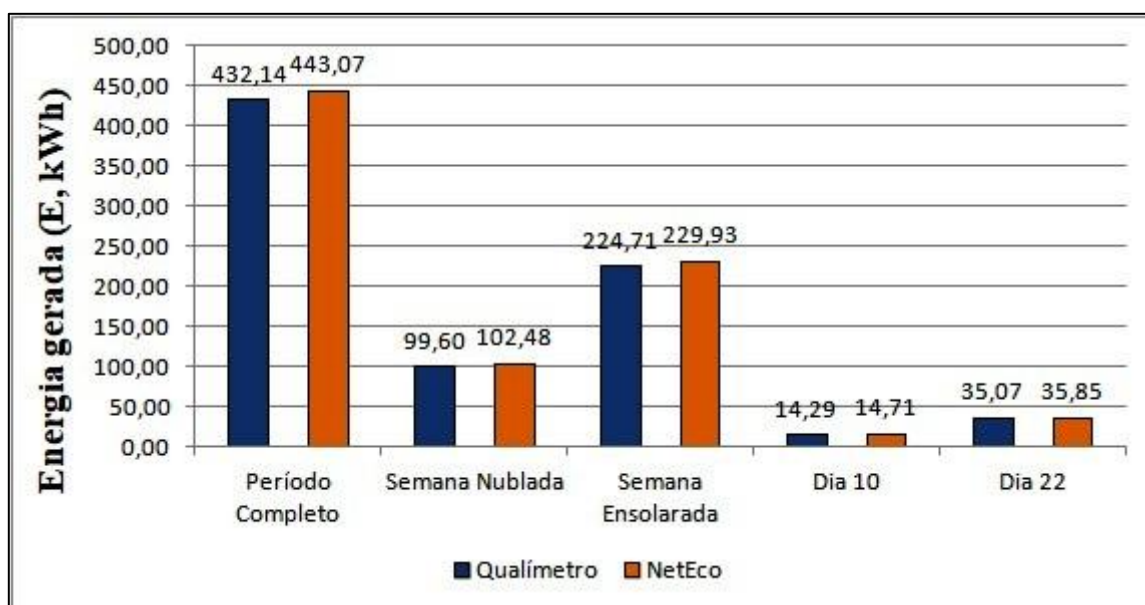
As distorções individuais de corrente, calculadas pela Equação 2.8, também são fornecidas pelo qualímetro. Entretanto, ao invés de ser o valor médio integralizado no intervalo de 10 minutos, o equipamento fornece o valor máximo de distorção de corrente lido durante o período em que a janela de amostragem permanece aberta. Desse modo, a Figura 4.17 apresenta esses valores, durante o período em que o inversor opera na potência nominal. No eixo vertical estão os respectivos valores de  $DHI_h$  para as harmônicas de ordem 2, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15 e 17, enquanto que as barras em preto correspondem aos limites da NBR 16149 e as em verde e vermelho, respectivamente, às correntes das fases 1 e 2. Observa-se que das harmônicas monitoradas pelo analisador nenhuma ultrapassa os limites estabelecidos pela norma brasileira.

Figura 4.17 –  $DHI_h$  das fases 1 e 2 quando inversor opera na potência nominal – Dia 22.

Fonte: Autor.

Terminadas as análises baseadas em normas e demais regulamentos, as próximas figuras apresentarão dados de energia e de potência reativa. A Figura 4.18 apresenta o montante de energia gerado pelo sistema fotovoltaico em diversos períodos selecionados. O eixo vertical à esquerda apresenta a quantidade de energia gerada em quilowatts-hora (kWh), enquanto que as barras em azul correspondem aos dados de energia fornecidos pelo qualímetro e as em laranja às obtidas pelo sistema de monitoramento NetEco. Observa-se que para o período dos 20 dias de medições foram gerados 432 kWh, de acordo com o qualímetro, e 443 kWh pelo NetEco, onde o erro relativo é de 2,5%. Já para a Semana Nublada esses valores foram próximos de 100 kWh, enquanto que na Ensolarada esses valores estavam na faixa de 230 kWh. No dia 10 obteve-se 14 kWh, enquanto que no dia 22 esse valor foi quase 2,5 vezes maior. O erro relativo entre as medições de energia do qualímetro e do NetEco foram inferiores a 3%, uma vez que o qualímetro, conforme o manual, tem uma incerteza de 1% na medição desse parâmetro, enquanto que a do NetEco é desconhecida. A recomendação do suporte do NetEco é de que, do valor de energia gerada lido na plataforma, deve-se considerar um desconto de 1% a 2% em ocasião das perdas do sistema, sendo essa energia lida, então, a energia bruta do sistema fotovoltaico. Do ponto de vista do cliente, levando em conta a comparação com os dados do qualímetro, os valores apresentados pelo NetEco são, desse modo, razoáveis para uma estimativa da geração do sistema.

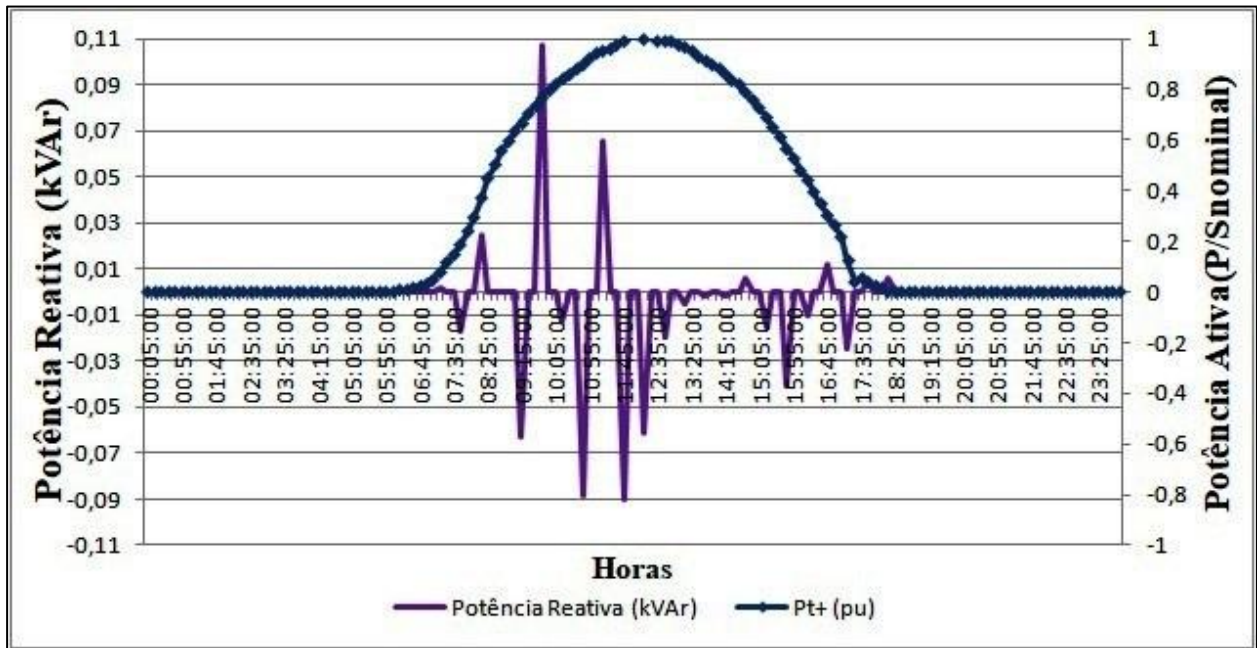
Figura 4.18 – Energia gerada pelo micro gerador fotovoltaico em períodos selecionados.



Fonte: Autor.

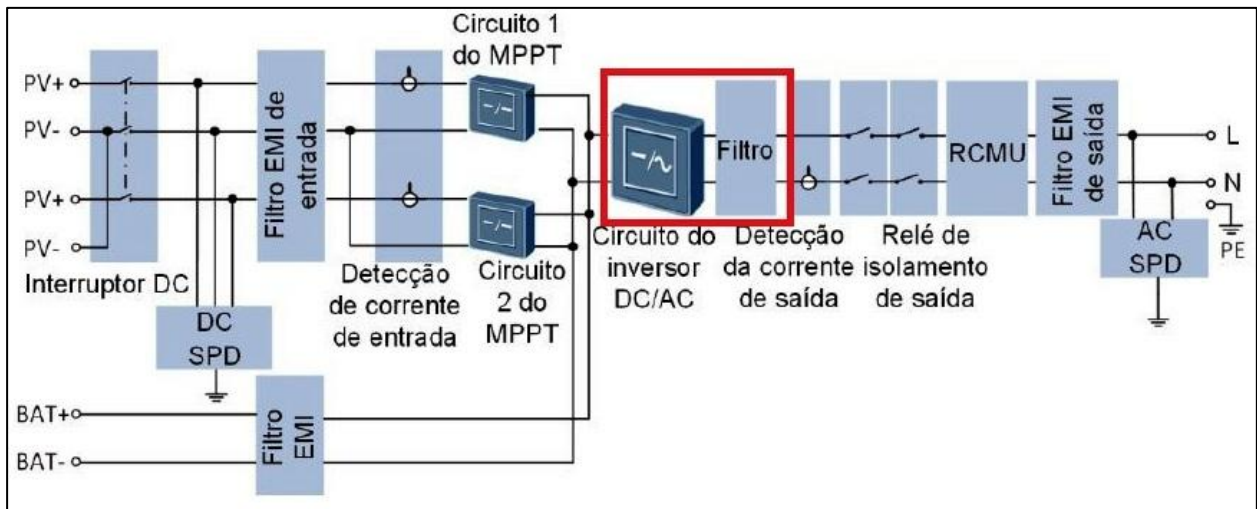
A Figura 4.19 apresenta a variação da potência reativa do inversor ao longo do dia 22. No eixo à esquerda estão os valores da potência reativa ora injetada, ora consumida pelo equipamento, de acordo com os valores da curva em roxo, enquanto que à direita estão os valores da potência ativa em pu. Como o equipamento deve operar com FP unitário ou bem próximo disso, os reativos não devem servir para regulação de tensão, mas apenas para manter o FP próximo da unidade. O equipamento, por sua vez, possui embutido um conjunto de capacitores e indutores que faz esse controle de reativos automaticamente, conforme detalhe do manual mostrado na Figura 4.20. Observa-se que na primeira metade desse dia, até antes do ponto de inflexão da potência, em alguns momentos o equipamento consome potência reativa, ora injeta reativos na rede, enquanto que após o pico de potência, até o momento de desligamento, esse sistema de controle tem um ciclo de operação de menor intensidade.

Figura 4.19 – Perfis de potência reativa e potência ativa em pu do inversor – Dia 22



Fonte: Autor.

Figura 4.20 – Detalhe do manual do inversor referente ao sistema de controle de reativos.



Fonte: Autor.

## 5 CONCLUSÃO

Em relação ao estudo conduzido e descrito anteriormente, primeiramente o analisador de energia foi instalado e o monitoramento feito ao longo de 20 dias completos do mês de setembro de 2019. Em posse dos dados e após ter sido feito o tratamento adequado, seguiram-se com os cálculos dos indicadores e demais análises nos períodos especificados, dentro dos limites estabelecidos por este trabalho.

Os indicadores que mais sofreram impacto entre os diferentes períodos considerados foram o DRP (Duração Relativa da transgressão para tensão Precária) e o DRC (Duração Relativa da transgressão para tensão Crítica), relacionados à tensão em regime permanente. Pelo fato do inversor operar com o FP próximo da unidade, ele não pode efetuar a regulação da tensão, cabendo então à concessionária realizá-la e trazer a tensão de volta para os limites dos Procedimentos de Distribuição. Os demais resultados relacionados à frequência da rede, fator de potência do inversor e distorções de tensão e corrente pouco ou praticamente nada variaram entre o período completo e as Semanas Nublada e Ensolarada. Excetuando-se os indicadores DRP e DRC, o inversor atendeu aos demais indicadores do Módulo 8 do PRODIST e da ABNT NBR 16149. O sistema de monitoramento NetEco, por sua vez, mostrou-se adequado nas estimativas de potência ativa, energia gerada, fator de potência e demais parâmetros do inversor, apresentando maiores diferenças em relação aos dados do qualímetro nos dias de geração irregular.

O inversor, por fim, também atendeu ao requisito do fabricante de uma DTD (Distorção Total de Demanda) inferior a 3%, assim como também está abaixo dos 5% estabelecido pela NBR 16149. Pode-se concluir, assim, que o equipamento em questão está em conformidade, corroborando com seu registro do INMETRO e reafirmando, assim, o compromisso do fabricante com a qualidade do equipamento. Isso também garante, seja pelo lado do cliente, seja pelo da concessionária, que ali naquela unidade consumidora há um equipamento que atende à legislação vigente, contribuindo assim para um desenvolvimento adequado da geração distribuída de fonte solar fotovoltaica no Brasil.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Relatório Técnico 3/8 – Definição dos procedimentos de medição – Distorções Harmônicas, Desequilíbrios de Tensão, Flutuações de Tensão e Variações de Tensão de Curta Duração**. São Paulo: UFU, 2014. Relatório Técnico realizado na Universidade Federal de Uberlândia (UFU).

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. PRODIST. Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica. Revisão 10, Jan 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Acesso em: novembro 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: novembro 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: dezembro 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR16149: Sistemas Fotovoltaicos (SF) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro, Mar 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR16150: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade. Rio de Janeiro, Abr 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR IEC 61000-4-30 - Compatibilidade eletromagnética Parte 4-30: Técnicas de medição e ensaio – Métodos de medição de qualidade de energia. Rio de Janeiro, Mar 2011.

BELISKI, L. M.; SCARABELOT, L. T.; RAMPINELLI, G. A. Análise da qualidade de energia elétrica de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída em unidades prosumidoras residenciais. Em: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018, Gramado, RS. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/download/61/61/>>. Acesso em: novembro 2019.

DA SILVA, J. B. **Impacto da geração solar fotovoltaica conectada à rede de distribuição na qualidade de energia elétrica: estudo de caso**. 2015. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2015.

DAL MOLIN, G. D. **Análise da qualidade da energia elétrica de um sistema fotovoltaico conectado à rede**. 2014. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2014.

DANTAS, O. de L.; APOLONIO, R. Qualidade de Energia Elétrica de um Sistema Fotovoltaico de 45 kWp conectado à Rede. **E&S – Engineering and Science**, v. 4, n. 7, p. 49-62, 2018.

DUGAN, R.C.; MCGRANAGHAN, M. F.; BEATY, H. W. **Electrical Power Systems Quality**. 2 ed. Editora McGraw-Hill, 2004.

FEKETE, K.; KLAIC, Z.; MAJDANDZIC, L. Expansion of the residential photovoltaic systems and its harmonic impact on the distribution grid. **Renewable Energy**, n. 43, p. 140-148, 2013.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Std. 519:Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. New York, 2014. 17p.

MACÊDO, W. N.; ZILLES, R. Qualidade de energia da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos conectados a rede na USP: Avaliação dos parâmetros de suprimento. Em: 5<sup>o</sup> Congresso Latino Americano de Geração e Transmissão de Eletricidade (CLAGTEE), 2003, São Paulo, SP. Disponível em: < <http://seeds.usp.br/pir/arquivos/congressos/CLAGTEE2003/Papers/RNCSEP%20B-119.pdf>>. Acesso em: novembro 2019.

REGISTRO DE OBJETO n° 003530/2018-INMETRO. Disponível em: <<http://registro.inmetro.gov.br/consulta/detalhe.aspx?pag=1&NumeroRegistro=003530/2018>>. Acesso em: novembro 2019.

RELATÓRIO SÍNTESE DO BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL DE 2019 – ANO BASE 2018 [da] Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-470/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%20BEN%202019%20Ano%20Base%202018.pdf>>. Acesso em: novembro 2019.

SEME, S. *et al.* Power quality experimental analysis of grid-connected photovoltaic systems in urban distribution networks. **Energy**, n. 193, p. 1261-1266, 2017.

URBANETZ, J.; BRAUN, P.; RÜTHER, R. Power quality analysis of grid-connected solar photovoltaic generators in Brazil. **Energy Conversion and Management**, n. 64, p. 8-14, 2012.



## ANEXO A – REGISTRO DO INVERSOR: OBJETO N° 003530/2018 INMETRO

Registro 003530/2018 Data Concessão 30/05/2018 Validade 09/07/2022	
Razão Social WEG Equipamentos Elétricos S/A - 07.175.725/0010-50	Número de certificado Não aplicável
Endereço Av. Prefeito Waldemar Grubba, 3000 Cep:89256900   Vila Lalau - Jaraguá do Sul - SC	Telefone (47) 3276.7828
E-mail agomes@weg.net	
Objeto/Produto	
<b>Programa de Avaliação da Conformidade:</b> Sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica (módulo, controlador de carga, inversor e bateria)	
<b>Portaria:</b> 4 de 04/01/2011	
<b>Nome de Família:</b> Monofásico / 5000W	

Data	Alteração	Marca	Modelo	Descrição	Código de barras
13/11/2018	Excluído	WEG	SIW300H M050	Monofásico 5000W	
13/11/2018	Incluído	WEG	SIW300H M050 (SUN2000L-5KTL)	Monofásico 5000W	

## ANEXO B – CATÁLOGO DO INVERSOR – PÁGINA 1



### Inversor String SIW300H - M050

#### Inteligente

- Topologia do inversor de alta eficiência, eficiência máxima de 98,6%, eficiência europeia de 98,0%

#### Eficiente

- Fácil instalação por apenas uma pessoa com peso de 10,6 kg
- Conector CA otimizado para rápida ligação
- Configuração rápida do inversor via APP

#### Seguro

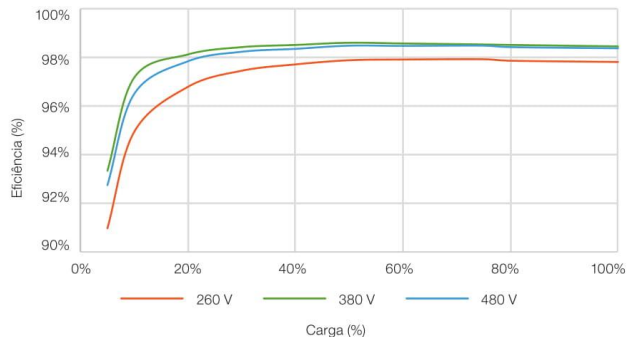
- Interface integrada de armazenamento de energia Plug & Play
- Dotado de seccionamento CC

#### Confiável

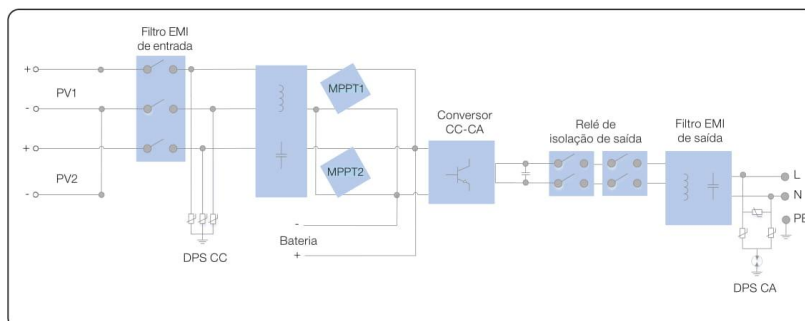
- Instalável ao tempo (IP65) com convecção natural (mais eficiente)
- Proteção contra surtos integrada para CC e para CA



#### Curva de Eficiência



#### Diagrama do Circuito



SIW300H - M050

## ANEXO C – CATÁLOGO DO INVERSOR – PÁGINA 2

www.weg.net 

## Inversor String SIW300H - M050

Especificações técnicas	SIW300H - M050	
<b>Eficiência</b>		
Eficiência máxima	98,6%	
Eficiência europeia	98%	
<b>Entrada</b>		
Tensão de entrada máxima	600 V	
Faixa de tensão de operação <sup>1</sup>	90 V ~ 600 V	
Tensão de partida	120 V	
Faixa de tensão MPPT em máxima potência	260 V ~ 480 V	
Tensão de entrada nominal	380 V	
Corrente de entrada máxima por MPPT	11 A	
Corrente de curto-circuito máxima	15 A	
Número de MPPTs	2	
Número máximo de entradas por MPPT	1	
<b>Saída</b>		
Conexão à rede	Monofásica	
Potência nominal de saída	5.000 W <sup>2</sup>	
Potência aparente máxima	5.500 VA <sup>4</sup>	
Tensão de saída nominal	220 V / 230 V / 240 V	
Frequência de rede CA nominal	50 Hz / 60 Hz	
Corrente de saída máxima	25 A <sup>5</sup>	
Fator de potência ajustável	0,8 adiantado ... 0,8 atrasado	
Distorção harmônica total máxima	≤3%	
<b>Proteção</b>		
Proteção anti-ilhamento	Sim	
Proteção contra polaridade CC invertida	Sim	
Monitoramento da isolação	Sim	
Proteção contra raios CC	Sim	
Proteção contra raios CA	Sim	
Monitoramento de correntes residuais	Sim	
Proteção contra sobrecorrente CA	Sim	
Proteção contra curto-circuito CA	Sim	
Proteção contra sobretensão CA	Sim	
Proteção contra sobretemperatura	Sim	
<b>Dados gerais</b>		
Faixa de temperatura de operação	-30 a +60 °C (redução acima de 45 °C à Potência nominal de saída)	
Umidade relativa de operação	0% RH ~ 100% RH	
Altitude de operação	0 - 4.000 m (redução acima de 4.000 m)	
Resfriamento	Convecção natural	
Display	Indicadores LED	
Comunicação	RS485, WLAN	
Peso (incluindo suporte de montagem)	10,6 kg	
Dimensão (incluindo suporte de montagem)	375 × 375 × 161,5 mm	
Grau de proteção	IP65	
Modo de operação	com bateria	On-Grid <sup>6)</sup>
	sem bateria	Grid-zero <sup>6)</sup>
<b>Compatibilidade da bateria</b>		
Bateria	LG Chem RESU 7H_R / 10H_R	
Faixa de tensão	350 ~ 450 V cc	
Corrente máxima	10 A	
Comunicação	RS485	
<b>Conformidade com normas</b>		
Segurança	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2	
Normas de conexão à rede	G83/2, G59/3, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, UTE C 15-712-1, AS 4777	

Notas: 1) Somente aplicável a string FV. A tensão de entrada máxima e o limite superior da tensão de operação serão reduzidos a 495 V quando o inversor conecta-se a uma bateria e opera com ela.

2) AS4777:4.990 W.

3) VDE-AR-N 4105:4600 VA / AS4777:4990 VA.

4) AS4777:4990 VA.

5) AS4777:21.7 A.

6) Não opera Off-Grid.