



Universidade Federal de Uberlândia
Faculdade de Engenharia Elétrica
Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

**Proposta de Metodologia Híbrida para Determinação de
Capacidade de Hospedagem de Fontes de Geração Distribuída
com Fonte Solar em Redes de Distribuição**

EZEQUIEL JUNIO DE LIMA

Uberlândia
2021

Proposta de Metodologia Híbrida para Determinação de Capacidade de Hospedagem de Fontes de Geração Distribuída com Fonte Solar em Redes de Distribuição

Tese apresentada por Ezequiel Junio de Lima ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências, aprovada em 26.02.2021 pela banca examinadora.

Luiz Carlos Gomes de Freitas (Orientador, UFU)
Alex Reis (UNB)
Gustavo Brito de Lima (UFU)
Lucas Rafael do Nascimento (UFSC)
Paulo Henrique Oliveira Rezende (UFU)

Uberlândia
2021

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

L732 Lima, Ezequiel Junio de, 1985-
2021 Proposta de Metodologia Híbrida para Determinação de
Capacidade de Hospedagem de Fontes de Geração
Distribuída com Fonte Solar em Redes de Distribuição
[recurso eletrônico] / Ezequiel Junio de Lima. - 2021.

Orientador: Luiz Carlos Gomes de Freitas.
Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia,
Pós-graduação em Engenharia Elétrica.
Modo de acesso: Internet.
Disponível em: <http://doi.org/10.14393/ufu.te.2020.301>
Inclui bibliografia.

1. Engenharia elétrica. I. Freitas, Luiz Carlos Gomes
de, 1976-, (Orient.). II. Universidade Federal de
Uberlândia. Pós-graduação em Engenharia Elétrica. III.
Título.

CDU: 621.3

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:

Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA

Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Av. João Naves de Ávila, 2121, Bloco 3N - Bairro Santa Mônica, Uberlândia-MG, CEP 38400-902
Telefone: (34) 3239-4707 - www.posgrad.feelt.ufu.br - cope@ufu.br



ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica			
Defesa de:	Tese de Doutorado, 283, PPGEEL			
Data:	Vinte e seis de fevereiro de dois mil e vinte e um	Hora de início:	09:00	Hora de encerramento: 13:00
Matrícula do Discente:	11613EEL003			
Nome do Discente:	Ezequiel Junio de Lima			
Título do Trabalho:	Proposta de Metodologia Híbrida para Determinação de Capacidade de Hospedagem de Fontes de Geração Distribuída com Fonte Solar em Redes de Distribuição			
Área de concentração:	Sistemas de energia elétrica			
Linha de pesquisa:	Eletrônica de Potência			
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Título: Estudo e desenvolvimento de circuitos retificadores para aplicação em redes de distribuição de energia elétrica em corrente contínua em sistemas embarcados. Agência Financeira: CNPq. Início: 01/03/2020. Término: 28/02/2022. No. do Projeto na agência: Ed. CNPq 06/2019 Bolsa PQ - Processo: 303350/2019-9. Professor Coordenador: Luiz Carlos Gomes de Freitas			

Reuniu-se por meio de videoconferência, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta: Professores Doutores: Gustavo Brito de Lima - FEELT/UFU; Paulo Henrique Oliveira Rezende- FEELT/UFU; Alex Reis - UNB; Lucas Rafael do Nascimento - UFSC; Luiz Carlos Gomes de Freitas - FEELT/UFU, orientador(a) do(a) candidato(a).

Iniciando os trabalhos o(a) presidente da mesa, Dr. Luiz Carlos Gomes de Freitas, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato(a), agradeceu a presença do público, e concedeu ao Discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do Discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor(a) presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos(as) examinadores(as), que passaram a arguir o(a) candidato(a). Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o(a) candidato(a):

Aprovado(a).

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor.

O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Luiz Carlos Gomes de Freitas, Professor(a) do Magistério Superior**, em 26/02/2021, às 13:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gustavo Brito de Lima, Professor(a) do Magistério Superior**, em 26/02/2021, às 13:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Paulo Henrique Oliveira Rezende, Professor(a) do Magistério Superior**, em 26/02/2021, às 13:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Alex Reis, Usuário Externo**, em 26/02/2021, às 13:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Lucas Rafael do Nascimento, Usuário Externo**, em 26/02/2021, às 13:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **2562469** e o código CRC **223CA5AA**.

Dedico este trabalho à Carolina, pelo apoio, carinho e compreensão (além do espantoso costume de aparecer nas dedicatórias durante toda minha vida acadêmica).

Agradecimentos

Ao professor Luiz Carlos Gomes de Freitas pela orientação
deste trabalho.

Ao professor Sérgio Ferreira de Paula Silva pela disponibi-
lidade e conselhos.

Aos colegas do DME pela atenção, paciência e dedicação
essenciais para execução deste trabalho.

Ao IFSULDEMINAS e a ANEEL pelo financiamento
deste projeto.

À minha família, pelo incentivo e compreensão.

Resumo

O conceito de capacidade de hospedagem (CH) está se tornando mais difundido, já que é uma abordagem abrangente que permite entender os impactos da geração distribuída nas redes. Vários métodos de cálculo da CH foram desenvolvidos nos últimos anos e são classificados basicamente em determinísticos, estocásticos e séries temporais, cada qual com os seus respectivos prós e contras. Dentro desse contexto, neste trabalho é proposta uma metodologia híbrida que combina os métodos determinísticos e de séries temporais, no cálculo da CH de um alimentador real, situado em Poços de Caldas, MG, da concessionária DMED. O referido alimentador foi modelado e analisado levando-se em consideração variações de cargas e de potência injetada por fontes de geração distribuída nas diferentes barras que compõem o sistema. Por fim, os resultados alcançados demonstram a eficácia da metodologia proposta e coerência com os métodos tradicionais.

Palavras-Chave: Geração distribuída; capacidade de hospedagem; limite de sustentabilidade; penetração fotovoltaica; redes de distribuição; fluxo de carga.

Abstract

The concept of hosting capacity (HC) is becoming more widespread, as it is an approach of ample scope and brings with it an understanding into the impacts of distributed generation on grids. Various methods for calculating HC have been developed over recent years and are classified as deterministic, stochastic and time series, each with its respective pros and cons. Within this context, the author of the present thesis proposes a hybrid methodology that combines the deterministic and time series methods into the HC calculation of a real feeder, located in *Poços de Caldas*, MG, from the energy utility DMED. The feeder referred to herein was modelled and analyzed, while taking into consideration variations in loads and power injected by distributed generation (DG) sources on different buses that make up the system. Finally, the results obtained demonstrate the efficiency of the proposed method.

Keywords: Distributed generation; hosting capacity; sustainability limit; photovoltaic penetration; electrical distributions grids; load flow; power flow.

Lista de figuras

Figura 1-1. Crescimento da Geração Distribuída no Brasil com destaque da participação de cada fonte para o ano de 2019	18
Figura 2-1. Capacidade de hospedagem: compara-se um parâmetro com um limite pré-definido permitindo determinar o limite aceitável para o suprimento de energia.	21
Figura 2-2. Definição de FECC. A curva superior (azul) representa a demanda de um alimentador sem UFV; a curva intermediária (rosa) representa a nova curva de demanda com a UFV e a curva inferior (vermelha), representa uma curva de geração fotovoltaica.	22
Figura 2-3. Faixas de variação da tensão em relação à Tensão de Referência (TR): (a) Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127 V); (b) Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.	26
Figura 3-1. Diagrama unifilar do alimentador 19.	33
Figura 3-2. Traçado do alimentador 19 da SE Saturnino de Britto, município de Poços de Caldas/MG.	33
Figura 3-3. Interface principal do software SSEP.	34
Figura 3-4. Interface principal do OpenDSS.	34
Figura 3-5. Parâmetros da fonte de tensão.	35
Figura 3-6. Parâmetros do transformador.	35
Figura 3-7. Parâmetros do cabo de 50mm ² da rede compacta usada no alimentador 19	36
Figura 3-8. Parâmetros do cabo de 150mm ² da rede compacta usada no alimentador 19	36
Figura 3-9. Vista aérea do campus Poços de Caldas do IFSULDEMINAS, detalhe da miniUFV.	38
Figura 3-10. Modelo real de uma célula fotovoltaica.	39
Figura 3-11. Curva de produção média horária do ano de 2019. Em azul vê-se os máximos valores registrados no período e, em verde, os mínimos. Em cinza, observa-se o desvio padrão associado à média.	39
Figura 3-12. Média da demanda diária e desvio padrão associado do alimentador 19.	40
Figura 3-13. Agrupamento de cargas no modelo computacional.	41
Figura 3-14. Demanda registrada no alimentador 19 nos dias 16 e 26 de janeiro e dia 17 de julho de 2019	42
Figura 3-15. Comparação entre resoluções temporais para as séries temporais do sinal de tensão na Barra 3 do alimentador 19. [a] resolução de 1h, [b] resolução 0,5h e [c] resolução 0,25h.	43

Figura 3-16. Tensões na Barra 3 ao longo do dia 17.07.2019: Comparaçao entre valores medidos e simulados.....	44
Figura 3-17. Esquema ilustrativo da montagem da Metodologia Híbrida Proposta	45
Figura 3-18. Definição do cenário de interesse (ponto crítico) do sistema.....	46
Figura 3-19. Fluxograma simplificado de cálculo de Capacidade de Hospedagem	47
Figura 4-1. Caso Base: Tensões nas Barras 6, 5, 3 e 1. As curvas são dadas pelo método de séries temporais e os Pontos, pelo método híbrido proposto.	49
Figura 4-2. Caso Base: Demanda simulada do alimentador 19.....	49
Figura 4-3. Caso 01: UFV instalada na barra 6 (linha sólida do gráfico). As curvas são dadas pelo método de séries temporais e os Pontos, pelo método híbrido proposto.	50
Figura 4-4. Caso 01: Demanda simulada do alimentador 19. A linha tracejada representa a demanda do caso base e as barras mostram a diferença percentual entre o caso 1 e o caso base.....	51
Figura 4-5. Caso 02: UFV instalada na barra 5 (linha sólida do gráfico). As curvas são dadas pelo método de séries temporais e os Pontos, pelo método híbrido proposto.	52
Figura 4-6. Caso 02: Demanda simulada do alimentador 19. A linha tracejada representa a demanda do caso base e as barras mostram a diferença percentual entre o caso 2 e o caso base.....	52
Figura 4-7. Caso 03: UFV instalada na barra 3 (linha sólida do gráfico). As curvas são dadas pelo método de séries temporais e os Pontos, pelo método híbrido proposto.	53
Figura 4-8. Caso 03: Demanda simulada do alimentador 19. O tracejado mostra demanda do caso base e as barras a diferença percentual entre o caso 3 e o caso base.	53
Figura 4-9. Caso 04: UFV instalada na barra 1 (linha sólida do gráfico). As curvas são dadas pelo método de séries temporais e os Pontos, pelo método híbrido proposto.	54
Figura 4-10. Caso 04: Demanda simulada do alimentador 19. O tracejado mostra demanda do caso base e as barras a diferença percentual entre o caso 4 e o caso base.	55
Figura 0-1 – Exemplo da variação na geração fotovoltaica devido à passagem de nuvens de quatro painéis solares localizados na mesma rua.....	69
Figura 0-2 - Supra harmônicos de uma UFV de 2,5 kW em função da magnitude da corrente.	73
Figura 0-3 – Redução do fator de potência devido a inserção de geração fotovoltaica. (a) Instalação sem UFV e (b) com UFV.	75
 Gráfico 1 – Média da Demanda horária em janeiro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média.....	81
Gráfico 2 - Média da Demanda horária em fevereiro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média.....	82

Gráfico 3 - Média da Demanda horária em março de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média.....	83
Gráfico 4 - Média da Demanda horária em abril de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média.....	84
Gráfico 5 - Média da Demanda horária em maio de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média.....	85
Gráfico 6 - Média da Demanda horária em junho de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média.....	86
Gráfico 7 - Média da Demanda horária em julho de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média.....	87
Gráfico 8 - Média da Demanda horária em agosto de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média.....	88
Gráfico 9 - Média da Demanda horária em setembro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média	89
Gráfico 10 - Média da Demanda horária em outubro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média	90
Gráfico 11 - Média da Demanda em novembro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média.....	91
Gráfico 12 - Média da Demanda em dezembro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média	92
Gráfico 13 - Demanda média horária do ano de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média.....	93
Gráfico 14 – Média mensal da Demanda horária para o ano 2019.	94
Gráfico 15 – Produção média horária em janeiro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média	96
Gráfico 16 – Média da Produção horária em fevereiro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média	97
Gráfico 17– Média da Produção horária em março de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média	98
Gráfico 18 – Média da Produção horária em abril de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média	99
Gráfico 19 – Média da Produção horária em maio de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média	100
Gráfico 20 – Média da Produção horária em junho de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média	101

Gráfico 21 – Média da Produção horária em julho de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média	102
Gráfico 22 – Média da Produção horária em agosto de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média	103
Gráfico 23 – Média da Produção horária em setembro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média	104
Gráfico 24 – Média da Produção horária em outubro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média	105
Gráfico 25 – Média da Produção horária em novembro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média	106
Gráfico 26 – Média da Produção horária em dezembro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média	107
Gráfico 27 - Média da Produção horária em 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média.	108

Lista de tabelas

Tabela 1 - Comparação entre metodologias de cálculo de hospedagem	31
Tabela 2 - Dados nominais dos módulos fotovoltaicos	37
Tabela 3 - Dados nominais dos inversores	37
Tabela 4 - Percentual de contribuição das cargas no modelo	41
Tabela 5 - Síntese dos dados para validação do modelo computacional do método híbrido.	43
Tabela 6 - Comparação entre metodologias aplicadas: tensões nas barras às 12h	56
Tabela 7 - Resumo dos resultados obtidos	57
Tabela 8 - Comparação entre metodologias de cálculo de hospedagem.....	59
Quadro 1 - Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração.	70
Quadro 2 - Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental).....	72

Lista de abreviaturas, símbolos e siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CH	Capacidade de Hospedagem
DME	Departamento Municipal de Eletricidade
DTT	Distorção harmônica Total de Tensão
EPRI	Electric Power Research Institute
FECC	Fator Efetivo de Capacidade de Carga
FEELT	Faculdade de Engenharia Elétrica
FV	Fotovoltaico / Fotovoltaica
GD	Geração distribuída
GDFV	Geração distribuída fotovoltaica
IFSULDEMINAS	Instituto Federal do Sul de Minas Gerais
THD	Total Harmonic Distortion
UFU	Universidade Federal de Uberlândia
UFV	Usinas Fotovoltaicas

Sumário

Agradecimentos	vi
Resumo	vii
Abstract	viii
Lista de figuras	ix
Lista de tabelas	xiii
Lista de abreviaturas, símbolos e siglas	xiv
 Capítulo 1. Contextualização	 17
1.1 Introdução	17
1.2 Contexto do estudo	18
1.3 Contribuições	19
1.4 Estrutura deste trabalho	19
 Capítulo 2. Referencial bibliográfico	 20
2.1 Introdução	20
2.2 Conceitos iniciais	21
2.3 Impactos da geração fotovoltaica na rede de distribuição	24
2.3.1 Variações de tensão de longa duração	25
2.4 Metodologias para determinação da Capacidade de Hospedagem	26
2.4.1 Método determinístico	27
2.4.2 Método estocástico	27
2.4.3 Método de séries temporais	29
2.5 Considerações Finais	30
 Capítulo 3. Materiais e Métodos	 32
3.1 Introdução	32
3.2 Sistema de estudo	32
3.3 Modelo.....	33
3.3.1 Subestação	34
3.3.2 Transformadores.....	35
3.3.3 Linhas de distribuição.....	36

3.3.4	Miniusina fotovoltaica	37
3.3.5	Cargas lineares.....	40
3.4	Validação do modelo	42
3.5	Método Híbrido proposto para o cálculo de Capacidade de Hospedagem.....	44
Capítulo 4. Resultados & Discussões		48
4.1	Introdução	48
4.2	Casos	48
■	Caso Base	48
■	Caso 01.....	49
■	Caso 02.....	51
■	Caso 03.....	52
■	Caso 04.....	54
4.3	Discussões	55
Capítulo 5. Conclusões		58
5.1	Considerações Finais	58
5.2	Trabalhos futuros	60
Referências		61
Anexo I		69
I.	Variações de tensão de média duração.....	69
II.	Variações de tensão de curta duração.....	70
III.	Desequilíbrio de tensão	70
IV.	Distorção Harmônica	71
V.	Supra harmônicos.....	73
VI.	Ilhamento	74
VII.	Fator de potência.....	74
Apêndice A		76
Apêndice B		80
Apêndice C		95

Capítulo 1

Contextualização

1.1 Introdução

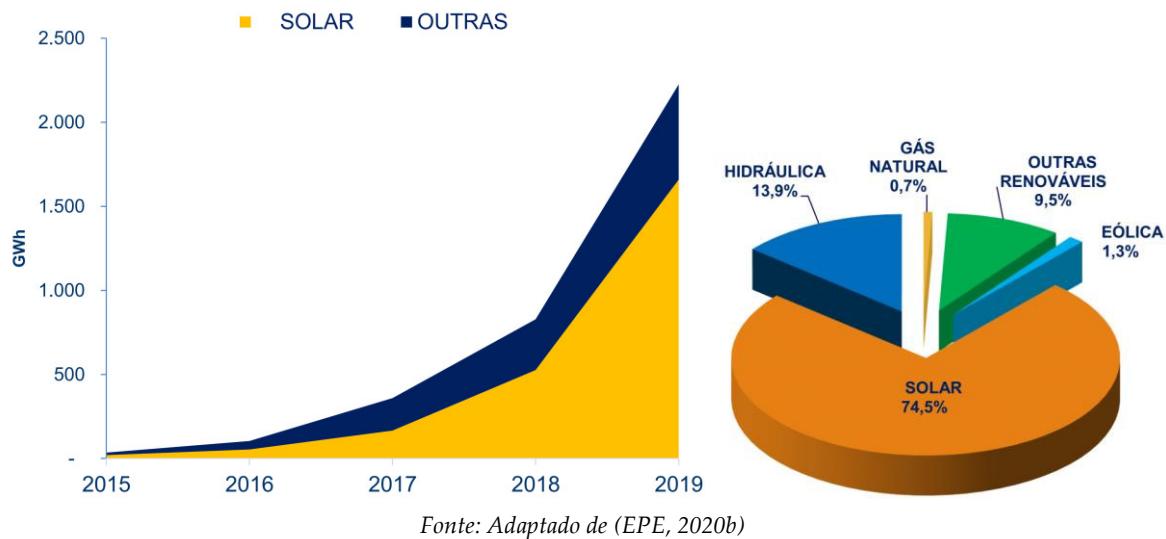
Nos últimos 10 anos, a tecnologia fotovoltaica tem mostrado potencial para tornar-se uma das fontes de eletricidade predominantes no mundo, com um crescimento robusto e contínuo mesmo em tempos de crise financeira e econômica. A Agência Internacional de Energia (IEA) estima que a energia solar se tornará uma das principais fontes de energia até 2050 e contribuirá com cerca de 11% da geração de energia mundial (MASSON; KAIZUKA., 2019).

O Brasil está seguindo a tendência mundial e apresenta-se como mercado promissor. Do ano de 2017 para 2018, houve um aumento da geração elétrica solar fotovoltaica de 316,1% do ano, representando um salto de 832 GWh para 3461 GWh e, de 2018 para 2019, o setor foi para 6655 GWh (EPE, 2019, 2020a). Com isso, no final de 2019, a participação do modal solar na matriz elétrica brasileira chegou a 1% do total (EPE, 2020a).

Contabilizando apenas a micro e minigeração distribuída, no ano de 2019, o Brasil atingiu uma potência instalada de 1,992 GW (EPE, 2020a) e, segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, até novembro de 2020, chegou a marca de 4,045 GW (ABSOLAR, 2020). O crescimento a cada ano que passa é notório e destaca-se novamente a fonte solar fotovoltaica, que ocupa 74,5% desse montante conforme pode-se ver na Figura 1-1.

Logo, tem-se, por um lado, o crescimento da fonte renovável fotovoltaica que traz benefícios ao consumidor e contribui para: segurança do fornecimento de energia elétrica; modicidade tarifária; diminuição do impacto ambiental do setor elétrico e redução da dependência da hidrogeração. Por outro, leva novas preocupações às concessionárias de energia quanto a disseminação de GD na sua rede e os impactos que o aumento da geração fotovoltaica pode trazer.

Figura 1-1. Crescimento da Geração Distribuída no Brasil com destaque da participação de cada fonte para o ano de 2019.



Assim, para além dos estudos das consequências trazidas pela conexão de geradores fotovoltaicos, o desafio vindourou será a avaliação da capacidade de hospedagem de geração fotovoltaica de uma rede de distribuição para manter a operação confiável e segura das redes de distribuição de energia. Chegar-se-á ao ponto onde não será possível a conexão de uma nova unidade de geração fotovoltaica sem uma intervenção na rede. Neste sentido, calcular e verificar a capacidade de hospedagem fotovoltaica torna-se muito importante para as redes elétricas, especialmente as redes de distribuição.

1.2 Contexto do estudo

Alinhada com o panorama descrito nos parágrafos precedentes e atenta ao mercado, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) lança, em outubro de 2016, a chamada nº 001/2016 de projeto prioritário de Eficiência Energética e estratégico de P&D com o tema “Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior” buscando selecionar projetos pilotos a fim de fomentar parcerias entre Concessionárias e Universidades Públicas. O objetivo do edital foi facilitar a inserção da geração fotovoltaica na matriz energética brasileira e no setor público, buscando avaliar a viabilidade econômica da geração própria de energia e seus impactos nos sistemas de distribuição os quais serviriam de referência para a formulação e a implementação de ações conjuntas e coordenadas entre vários órgãos e instituições públicas do país.

Neste cenário, atendendo a chamada 001/2016, o Instituto Federal do Sul de Minas Gerais - Campus Poços de Caldas e a DME Distribuição S.A. aprovaram o projeto de P&D e

PEE IFSolares que financia esta tese. Ambas instituições estão situadas no município de Poços de Caldas, no sul de Minas Gerais. A cidade possui população estimada de 166 mil habitantes, de acordo com o censo de 2019 realizado pelo IBGE, caracterizando-se como a 15^a maior cidade do estado e 178^a do país (IBGE, 2020).

A empresa DME Distribuição S.A. possui concessão para os serviços públicos de distribuição de energia elétrica exclusivos para o município, com capital 100% público, de titularidade do próprio município de Poços de Caldas. Sua base de clientes está estimada em 76 mil consumidores.

1.3 Contribuições

Dentro desse contexto, este trabalho traz uma metodologia para o cálculo de capacidade de hospedagem de geração distribuída fotovoltaica em redes de distribuição e aplica-a na rede da concessionária de energia DME Distribuição S.A. da Cidade de Poços de Caldas. De forma pontual, destacam-se as seguintes contribuições:

- i. Modelo da rede de distribuição do DME (alimentador 19) que alimenta o IFSULDEMINAS;
- ii. Fluxo de Potência no alimentador com a UFV do IFSULDEMINAS;
- iii. Caracterização do comportamento da rede modelada face aos limites de tensão em regime permanente do PRODIST;
- iv. Cálculo da capacidade de hospedagem da rede usando diferentes metodologias;
- v. Metodologia de cálculo da capacidade de hospedagem da rede de distribuição.

1.4 Estrutura deste trabalho

Neste primeiro capítulo buscou-se apresentar e contextualizar as motivações para este estudo. O capítulo 2 faz uma revisão de conceitos que envolvem a geração distribuída (GD) e apresenta, de forma sucinta, seus principais impactos e metodologias para calculá-los.

No capítulo 3 são apresentados o sistema a ser estudado, seu modelo computacional juntamente com os softwares empregados e a metodologia proposta neste trabalho. O capítulo 4 é dedicado aos resultados de ensaios, estudos de caso e demais cálculos propriamente dito. Finalmente, o capítulo 5 traz conclusões e considerações finais do estudo.

Capítulo 2

Referencial bibliográfico

2.1 Introdução

O número de usinas fotovoltaicas (UFVs) nas redes de distribuição cresce a cada ano conforme aponta o Balanço Energético Nacional dos últimos anos (EPE, 2017, 2018, 2019, 2020a).

Com a popularização de UFVs, Karimi *et al.* (2016) aponta que é típico realizar estudos para investigar possíveis impactos na qualidade do “produto¹ energia elétrica”, coordenação e operação da proteção das redes de distribuição. Exemplo recente, pode ser encontrado no trabalho de Reinaldo, Dupczak e Aranha Neto (2020) para a rede de baixa tensão da concessionária CELESC.

Os estudos nessa área de avaliação de problemas oriundos da conexão de geração distribuída na rede de distribuição utilizam os termos “Capacidade de hospedagem”, “Limite de sustentabilidade”, “Penetração fotovoltaica” e “Fator Efetivo de Capacidade de Carga” como grandezas capazes de indicar um limiar máximo para a instalação de geração distribuída (GD) na rede sem afetá-la e/ou sem transgredir um parâmetro regulatório.

Assim, como referencial teórico, neste capítulo são abordados os conceitos básicos que serão utilizados ao longo desta tese, ademais, poder-se-á encontrar os índices e limites que invariavelmente aparecem nos estudos de Capacidade de Hospedagem. Além disso, são apresentadas as metodologias mais usuais juntamente com seus prós e contras.

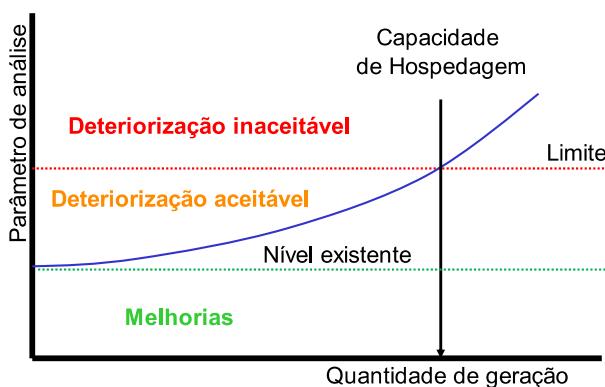
¹ Segundo o PRODIST (ANEEL, 2018), a qualidade do produto se refere à conformidade de tensão em regime permanente e as perturbações na forma de onda de tensão.

2.2 Conceitos iniciais

A “capacidade de hospedagem” e o “limite de sustentabilidade” podem ser considerados sinônimos e são definidos como a capacidade máxima de acomodação de uma **fonte geradora**² que pode ser conectada a uma determinada rede, ou alimentador, sem resultar em parâmetros inaceitáveis de confiabilidade, de qualidade de energia e/ou de segurança (CHATHURANGI *et al.*, 2018; JOINT WG C4.24/CIRED, 2018).

A Figura 2-1 ilustra a capacidade de hospedagem para um dado parâmetro (que a título de exemplo, poderia ser amplitude de tensão em regime permanente). Diz-se que a capacidade de hospedagem da rede foi atingida quando a quantidade de GD instalada provoca a extração do limite pré-definido para o parâmetro em questão.

Figura 2-1. Capacidade de hospedagem: compara-se um parâmetro com um limite pré-definido permitindo determinar o limite aceitável para o suprimento de energia.



Fonte: Adaptado de (JOINT WG C4.24/CIRED, 2018).

Já para o **nível de penetração fotovoltaica** (NP_{FV}) alguns trabalhos de pesquisa, tais como os de Anzalchi *et al.* (2017); Gabdullin *et al.* (2018); Karimi *et al.* (2016) e de Shayani (2010), definem esse fator como um percentual do valor nominal de determinado transformador, conforme indicado na equação 2.1,

$$NP_{FV}(\%) = \frac{n_{ti} \cdot n_{dist} \cdot S_{inv}}{S_{tr}} \cdot 100\% \quad 2.1$$

Onde o número total de inversores fotovoltaicos por distribuidor é “ n_{ti} ”, o número de distribuidores de baixa tensão conectados ao transformador de distribuição é definido como “ n_{dist} ”, a potência da unidade inversora fotovoltaica, em kVA, é definida por “ S_{inv} ” e a potência do transformador de distribuição, em kVA, é “ S_{tr} ”.

² Neste trabalho a fonte geradora será sempre uma usina de energia solar fotovoltaica

Outra definição do nível de penetração fotovoltaica (NP_{FV}) é dada por Kordkheili *et al.* (2014) como sendo a razão entre potência de pico da UFV (Pp_{UFV}) e a demanda máxima (D_{max}) de determinada subestação ou alimentador, conforme indica a equação 2.2.

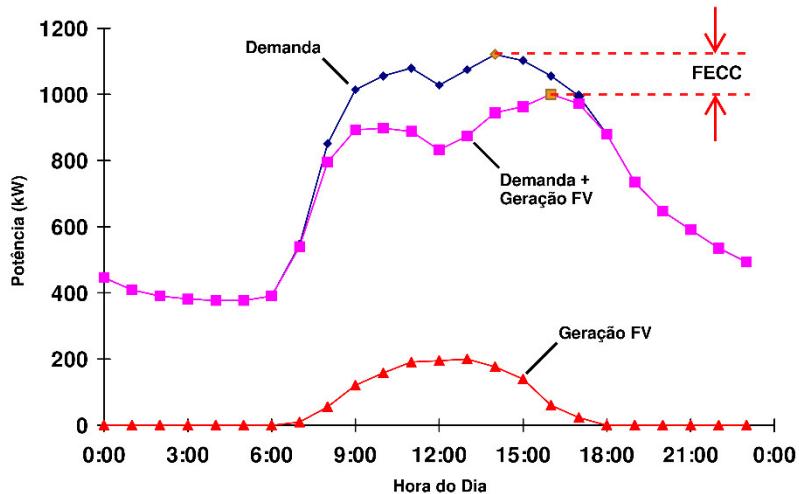
$$NP_{FV}(\%) = \frac{Pp_{UFV}}{D_{max}} \cdot 100\% \quad 2.2$$

Esta última, é deveras interessante para alimentadores de média tensão já que trabalha com demanda no lugar da potência nominal dos transformadores de distribuição.

Pode-se ainda definir um fator efetivo de capacidade de hospedagem (FECH), ou como definido por Jardim (2007), um fator efetivo de capacidade de carga (FECC) que permite mensurar o impacto relativo da entrada de uma nova unidade de geração no carregamento do sistema de distribuição ou, em outras palavras, seria a habilidade que uma UFV tem de contribuir efetivamente para a capacidade da rede elétrica. Jardim (2007) ainda destaca que o FECC representa a capacidade de “crédito” de uma planta fotovoltaica para um dado nível de penetração.

A Figura 2-2 ilustra o FECC e pode-se observar que a geração solar reduz a demanda do alimentador em questão, contribuindo com uma parcela da demanda total requerida.

Figura 2-2. Definição de FECC. A curva superior (azul) representa a demanda de um alimentador sem UFV; a curva intermediária (rosa) representa a nova curva de demanda com a UFV e a curva inferior (vermelha), representa uma curva de geração fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de (JARDIM, 2007)

O valor do FECC para um determinado dia e alimentador pode ser calculado conforme as equações 2.3 a 2.5 (JARDIM, 2007).

$$FECC = \frac{Pico_H - Pico_{NFV}}{NP_{FV} \cdot Pico_H} \cdot 100\% \quad 2.3$$

$$Pico_H = \max_{i=1,2,\dots,24} (Demanda_i) \quad 2.4$$

$$Pico_{NFV} = \max_{i=1,2,\dots,24} (Demanda_i - GFV_i) \quad 2.5$$

Onde $Pico_H$ é o valor do pico de demanda histórico [kW]; $Pico_{NFV}$ é o valor do novo pico de demanda para o dia do pico histórico [kW], considerando a existência da planta fotovoltaica, ou seja, é o maior valor de demanda originada da diferença entre a curva de demanda e a curva de geração fotovoltaica; $Demanda_i$ é o valor de demanda no instante i para o dia do pico de demanda histórico [kW]; GFV_i é o valor da geração fotovoltaica no instante i para o dia do pico de produção histórico [kW] e NP_{FV} é o nível de penetração da geração fotovoltaica [%], dado pelas equações 2.1 ou 2.2.

Segundo Mulenga, Bollen e Etherden (2020), a transição de uma rede de distribuição sem nenhuma UFV para uma rede com uma grande quantidade segue um processo de, basicamente, três etapas. A primeira, com baixa a média penetração fotovoltaica, o consumo local é superior à produção de energia fotovoltaica e efeitos adversos na rede de distribuição são mínimos. Na segunda, a produção local de energia começa a exceder o consumo e há períodos com injeção direta de energia na rede. Desta forma, começam a aparecer efeitos adversos significativos. Na última etapa, com alta penetração fotovoltaica, a produção fotovoltaica é maior que a demanda de consumo de energia local, levando a grandes quantidades de injeção de energia na rede de distribuição. A fim de ter-se uma noção de grandeza dos termos “baixa”, “média” e “alta” penetração fotovoltaica, é comum encontrar estudos onde os valores de penetração ultrapassam a casa dos 100% de penetração, como o estudo apresentado por Liu, Y. *et al.* (2020), cujo o limite de penetração está em 400%.

Logo, uma maior penetração fotovoltaica no nível de distribuição estressaria mais os dispositivos e componentes da rede podendo até causar mau funcionamento. Portanto, antes de qualquer estudo da capacidade de hospedagem e/ou de penetração fotovoltaica, é necessário saber quais parâmetros da rede deseja-se considerar e os respectivos limites para considerá-los aceitáveis ou não (MULENGA; BOLLEN; ETHERDEN, 2020).

No Brasil, quem define os limites aceitáveis é a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL através do PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no

Sistema Elétrico Nacional. Assim, ao se tratar de sistemas elétricos de distribuição, o PRODIST será a norma que disciplina o relacionamento entre os agentes setoriais que incluem todas as redes e linhas de distribuição de energia elétrica em tensão inferior a 230 kV, seja em baixa tensão (BT), média tensão (MT) ou alta tensão (AT) (ANEEL, 2010a).

2.3 Impactos da geração fotovoltaica na rede de distribuição

A geração distribuída (GD) irá impactar a rede de distribuição de forma positiva e/ou de forma negativa dependendo de diversos fatores da configuração da rede. Assim, para compreendê-lo, vamos comparar com o esquema clássico da geração centralizada.

Shayani (2010) explica que quando a energia provém apenas da geração centralizada o fluxo de potência é sempre unidirecional, isto é, da fonte em direção às cargas. Esse fluxo unidirecional de potência permite dimensionar com facilidade os transformadores de distribuição e a seção dos condutores dos alimentadores.

Quando uma UFV é instalada junto às cargas, é comum que ela atenda ao consumo da carga a qual está conectada e injete o excedente de energia na rede de distribuição, alimentando outras cargas ao redor. Neste caso, o fluxo de potência não é mais unidirecional, os dimensionamentos citados no parágrafo anterior já não são tão triviais. Além disso, outros impactos dessa integração fotovoltaica podem ser identificados, tais como variações e/ou desequilíbrios de tensão, distorções harmônicas de corrente e tensão, ilhamento da rede, dentre outros problemas de qualidade de energia como *flicker* e estresse nos transformadores de distribuição (DAUD; KADIR; GAN, 2015; KARIMI *et al.*, 2016; PALUDO, 2014; QUAN *et al.*, 2017; TZARTZEV; MACK GRADY; PATEL, 2012).

Neste contexto Urbanetz Jr (2010) avalia em seu trabalho possíveis impactos na qualidade da energia causados por UFVs no ponto de acoplamento comum (PAC). Os resultados mostraram uma pequena redução no conteúdo harmônico da tensão, levando a uma leve melhoria na qualidade da energia, embora tenha sido registrada uma elevação da magnitude de tensão.

Os trabalhos de Brito *et al.* (2018) e Marchesan (2016) chamam atenção para a tomada de certas precauções na rede com GD fotovoltaica, tais como a detecção de ilhamento e sincronização, para evitar perturbações na rede elétrica.

Já Freitas (2020), avalia o impacto na rede de distribuição quando as UFVs são dotadas de inversores com funções inteligentes (do tipo Volt-VAr, Volt-Watt e fator de potência

fixo) analisando, dentre outras métricas, a regulação de tensão e a energia reativa demandada pelos inversores.

Paludo (2014) por sua vez, avalia os impactos em redes com elevados níveis de penetração fotovoltaica e conclui que o perfil de tensão em regime permanente, nível de desequilíbrio de tensão, perdas técnicas, regulação da tensão e desconexão dos geradores fotovoltaicos são os fatores mais importantes a serem avaliados em estudos deste tipo.

Para além dos trabalhos supracitados, Ismael *et al.* (2019); Mulenga; Bollen; e Etherden (2020) e Zain Ul Abideen; Ellabban e Al-Fagih (2020) fazem em seus artigos uma revisão de mais de uma centena de trabalhos que cobrem a última década de estudos e, em mais de 88% destes, o parâmetro de variação de tensão de longa duração foi usado como índice para o cálculo da capacidade de hospedagem.

Karimi *et al.* (2016a) e Chathurangi *et al.* (2019) veem o aumento de tensão como o problema mais influente em um alimentador causado pela integração de UFVs. Ramljak e Bago (2020) avaliam especificamente em seu trabalho o aumento de tensão provocado no ponto de acoplamento da UFV com a rede e, Kharrazi, Sreeram e Mishra (2020) concluem que os problemas de regulação de tensão devido ao excesso de geração são mais prováveis de acontecer do que outros problemas de qualidade de energia e podem ocorrer mesmo em níveis de penetração mais baixos.

Diante do exposto, optou-se neste trabalho por calcular a capacidade de hospedagem da rede observando os limites de tensão em regime permanente. No Anexo I, foram compilados os demais impactos que a literatura trata a respeito da conexão de GD fotovoltaica em redes de distribuição que, no entanto, extrapolam o foco deste trabalho.

2.3.1 Variações de tensão de longa duração

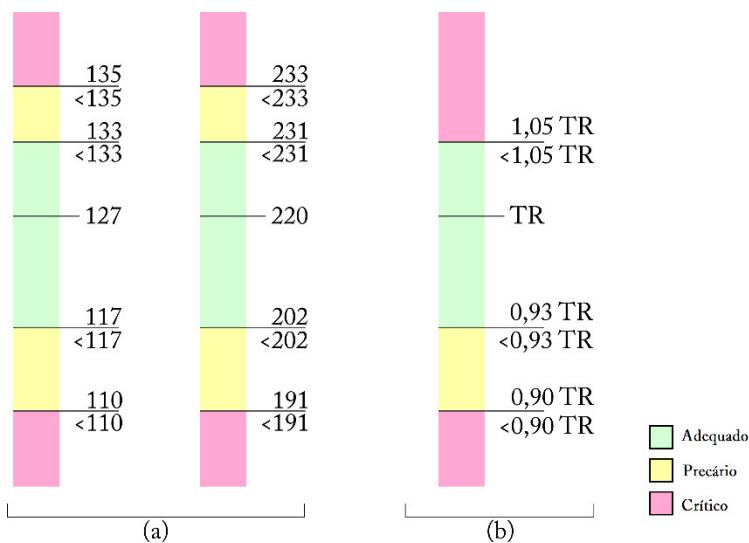
Os problemas de tensão de uma rede de distribuição com uma UFV conectada podem ser caracterizados como aumento e afundamentos de tensão (sobre e subtensões), desequilíbrios de tensão e oscilações na rede. No entanto, conforme mencionado nos parágrafos anteriores, a sobretensão é vista como o problema mais influente no alimentador.

Assim, pode-se definir **sobretensão** como um acréscimo no valor eficaz da tensão maior que o limite especificado pelo PRODIST. Sobretensões normalmente são resultados de desligamentos de grandes cargas, energização de bancos de capacitores ou ajuste errado nas derivações (*taps*) de transformadores. De forma semelhante, uma **subtensão** é um decréscimo no valor eficaz em geral, devido a fatores opostos àqueles que causam sobretensões. Poder-se-ia

definir ainda uma **interrupção sustentada** que é quando a tensão permanece com valor nulo por um período maior que 3 minutos. Essas interrupções, quando acontecem geralmente necessitam de intervenção humana para seu reparo (RESENDE, 2005).

O PRODIST, em seu módulo 8 (ANEEL, 2018), define os limites de tensão **Adequado**, **Precário** e **Crítico** em função do nível de tensão da rede. A Figura 2-3 ilustra essas faixas para alguns níveis de tensão. Pode-se observar na Figura 2-3b que a faixa de variação da tensão é mais rigorosa para tensões nominais superior a 1 kV e inferior a 69 kV. Nela, vê-se que qualquer valor acima de 1,05 pu já é considerado com crítico.

Figura 2-3. Faixas de variação da tensão em relação à Tensão de Referência (TR): (a) Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127 V); (b) Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.



Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2018).

2.4 Metodologias para determinação da Capacidade de Hospedagem

Uma vez definidos os termos Capacidade de Hospedagem (**CH**) e o nível de penetração fotovoltaica (NP_{FV}) na seção 2.2 e discutidos os principais impactos na rede devido a entrada de geração fotovoltaica na seção 2.3, abordar-se-á nesta seção, com base na literatura, formas de se obter a capacidade de hospedagem das redes de distribuição.

Segundo a EPRI (2018), o conceito de capacidade de hospedagem não é novo, mas sua aplicação está se tornando mais difundida, pois o mercado precisa de uma abordagem abrangente para entender os impactos da GD. Vários métodos de capacidade de hospedagem foram desenvolvidos nos últimos anos, resultando em um debate considerável sobre “qual”, “como” e “quando” tais métodos devem ser usados.

Uma extensa revisão literária sobre os métodos de cálculo da capacidade de hospedagem, com os respectivos prós e contras, pode ser encontrada nos trabalhos de Mullenga, Bollen e Etherden (2020) e de Zain Ul Abideen; Ellabban e Al-Fagih (2020). Nos trabalhos de Ismael *et al.* (2019), Chathurangi *et al.* (2019) e da EPRI (2018), são apresentadas técnicas recentes para o estudo de capacidade de hospedagem. Assim, essa seção abordará as principais táticas para o cálculo da CH.

2.4.1 Método determinístico

Segundo Mullenga, Bollen e Etherden (2020), os métodos determinísticos aplicam dados de entrada conhecidos e fixos a um modelo para analisar o impacto da energia solar fotovoltaica em uma rede de distribuição. É o método fundamental para a avaliação da capacidade de hospedagem da rede de distribuição. Assume-se que o tamanho, a localização e as características de todas as instalações fotovoltaicas sejam conhecidas para uma determinada capacidade instalada.

Assim, os métodos determinísticos utilizam a análise tradicional de fluxo de potência como uma ferramenta de análise. A rede de distribuição é modelada usando potência ativa (P), potência reativa (Q), impedâncias série de linha (Z) e modelos de carga com impedância, corrente ou potência constante. A aplicação deste método começa com a coleta de dados da rede seguida da sua modelagem (MONTICELLI; GARCIA, 2011). Um exemplo desta metodologia pode ser encontrada no trabalho de Chathurangi *et al.* (2019a).

Ainda segundo Mullenga, Bollen e Etherden (2020), a desvantagem desta metodologia reside na não aleatoriedade do modelo. Por exemplo, a geração fotovoltaica pode ser conectada à rede de distribuição na forma de uma única grande instalação ou em um grande número de pequenas instalações.

Para uma única instalação grande, o uso de métodos determinísticos pode ser suficiente, no entanto, para um grande número de pequenas instalações, há muitas incertezas a considerar. Podem ser o tamanho, a localização e/ou as propriedades de cada local (se espalhadas por uma grande área geográfica). Nesses casos, empregar apenas os métodos determinísticos seria insuficiente para determinar a capacidade de hospedagem da rede de distribuição (EPRI, 2018; ISMAEL *et al.*, 2019; MULENGA; BOLLEN; ETHERDEN, 2020).

2.4.2 Método estocástico

Conforme mencionado na seção anterior, a quantidade de energia produzida por uma fonte fotovoltaica é incerta e depende da irradiação que, por sua vez, é influenciada pelas

mudanças nas condições climáticas. Além dessas incertezas, a demanda dos consumidores, o tamanho das UFVs que serão adicionadas à rede, suas respectivas localizações geográficas e demais características técnicas e construtivas são muitas vezes desconhecidas (KHARRAZI; SREERAM; MISHRA, 2020; MULENGA; BOLLEN; ETHERDEN, 2020). Segundo Von Zuben (2003), essa imprevisibilidade, faz com que o tipo de modelo matemático usual, envolvendo equações determinísticas, seja inadequado e um novo tipo de estrutura matemática seja necessária para representar os fenômenos de interesse, denominados processos estocásticos.

Assim, a entrada de dados desse método de cálculo é feita definindo-se quais incertezas serão consideradas e quais funções estatísticas de densidade de probabilidade melhor as representa, sendo comum o emprego da distribuição uniforme, de Poisson, de Gauss, Binomial dentre outras. Consequentemente, as variáveis de saída também serão dadas por uma função de densidade de probabilidade. A avaliação e interpretação destes resultados não é trivial e, portanto, a determinação da capacidade de hospedagem torna-se uma tarefa mais complexa (GONTIJO, 2017; MULENGA; BOLLEN; ETHERDEN, 2020). Um exemplo desta metodologia pode ser encontrado no trabalho de Liu *et al.* (2020), onde a análise probabilística é usada para calcular a CH de um alimentador rural em Taiwan, usando como métricas as variações de tensão de longa duração e desequilíbrios.

Segundo Pareja (2009), uma das grandes vantagens da modelagem probabilística do fluxo de potência é que são simulados muitos cenários possíveis de carga do sistema, no caso determinístico só é simulado um cenário (por vez).

Para Kharrazi, Sreeram e Mishra (2020), é a técnica que melhor modela as incertezas e aleatoriedades da rede. Entretanto, requer um grande tempo e esforço computacional à medida que o modelo da rede, ou o número de incertezas consideradas, cresce. Mullenga, Bollen e Etherden (2020) afirmam que, se o objetivo do estudo é o dimensionamento da rede, haverá pouco valor agregado em considerar uma grande quantidade de cenários com condições modeladas, isto é, bastaria a análise do pior caso. Os métodos estocásticos, portanto, nem sempre são necessários.

A principal desvantagem dos métodos estocásticos, segundo Mullenga, Bollen e Etherden (2020) e Samet e Khorshidsavar (2018), é a perda da relação entre as variáveis do sistema ao longo do tempo (por exemplo a relação temporal entre o consumo de energia dos clientes e a produção de energia fotovoltaica). Além disso, os efeitos da variação na produção de energia fotovoltaica nos elementos de controle de tensão (comutadores automáticos sob

carga, bancos de capacitores etc.) na escala de minutos ou menos, normalmente não são incluídos nos métodos estocásticos.

2.4.3 Método de séries temporais

Morettin e Toloi (2018) definem uma série temporal como qualquer conjunto de observações ordenadas no tempo.

Logo, os métodos de séries temporais utilizam medições reais do sistema como entrada para os cálculos de capacidade de hospedagem. Desta maneira são empregadas curvas de cargas, curvas de produção de energia fotovoltaica, perfil de tensão do alimentador, dentre outras, para a simulação da rede em cada momento desejado. Esta coleta de informações sobre o comportamento elétrico das redes de distribuição ao longo dos anos (histórico) podem, então, serem usadas para prever a ocorrência de comportamentos semelhantes no futuro.

Por usar dados medidos em relação ao tempo, o método permite fazer correlações entre as variáveis, como por exemplo, o aumento de temperatura com o aumento do consumo de energia e aumento e/ou redução da produção de energia fotovoltaica. Permite também uma visão realista do comportamento da rede com GD, uma vez que produção de energia fotovoltaica e o consumo de energia por parte dos usuários são características naturalmente variáveis no tempo.

Sua implementação é complexa pois requer muitos dados de medições para a construção das séries temporais. A coleta destes dados não é algo trivial e requer que a concessionária tenha estruturada, ou uma equipe, ou instrumentos automatizados, para coleta e análise destas informações. Via de regra, as concessionárias de energia fazem Campanhas de Medição, onde equipes vão à campo para instalação e coleta de informações, ou ainda, através de parcerias com a academia via projetos de P&D, por exemplo. De forma alternativa, caso não se tenha uma série histórica dos dados, pode-se utilizar de processos estocásticos para fabricar os dados de séries temporais para um período de tempo mais longo, tais como os métodos Autorregressivos (AR - *autoregressive*), Autorregressivos de Médias Móveis (ARMA - *autoregressive moving average*) e Autorregressivos Integrados de Médias Móveis (ARIMA - *autoregressive integrated moving average*) (ISMAEL *et al.*, 2019; MULENGA; BOLLEN; ETHERDEN, 2020).

Deve-se atentar ainda para qual parâmetro se deseja fazer os estudos, pois isso influenciará diretamente na resolução temporal da coleta de dados. Uma taxa amostral falha afeta a precisão dos dados das medições e influenciará a determinação da capacidade de hospedagem (DO NASCIMENTO *et al.*, 2019; PFENNINGER, 2017). Por exemplo, para variações de

tensão de longa duração, uma resolução de 15 minutos pode ser suficiente, no entanto, variações de tensão de curta duração podem requerer uma resolução temporal de 1 minuto (ou menos). Dificultando, portanto, o armazenamento e processamento desses dados à medida que o tempo de coleta aumenta.

De certa forma, o método de séries temporais pode ser classificado como "determinísticos". A marcante diferença em relação aos métodos determinísticos tradicionais reside na adição do perfil temporal aos dados de entrada que podem vir de medições ou de um modelo estocástico. Segundo a EPRI (2018), os métodos de séries temporais são uma maneira adequada de considerar as aleatoriedades de maneira realista pois incluem correlações entre os diferentes parâmetros incertos, como consumo de energia e insolação³.

No entanto, ainda segundo Mullenga, Bollen e Etherden (2020), o uso de dados de séries temporais tem suas desvantagens. Há necessidade de medições de longo período para gerar os dados necessários e isso é um desafio para concessionárias e pesquisadores. Os dados necessários dos clientes podem ser confidenciais, privados e/ou indisponíveis para pesquisa pública. Isso pode ser contornado usando os modelos estocásticos (AR, ARMA ou ARIMA), entretanto, esses estudos sofreriam enormes encargos computacionais se fossem realizadas simulações para um ano inteiro com resolução de 1 segundo ou 1 minuto (EPRI, 2018). A recomendação, neste caso, seria extrair períodos de medidas que mais influenciam o limite de desempenho estudado e realizar a análise desse subconjunto da série temporal. Por fim, outra desvantagem é a suposição de que o futuro e o passado são os mesmos (pelo menos estatisticamente).

2.5 Considerações Finais

Diante do exposto, ao analisar cada metodologia apresentada, depreende-se que o método determinístico para o cálculo de CH, embora rápido e de fácil emprego, não leva em consideração incertezas tais como produção de energia fotovoltaica, a demanda dos consumidores, o tamanho da UFV etc.

³ Insolação é um termo comum que se aplica especificamente à irradiação da energia solar. A Irradiação [Wh/m^2] é a energia incidente por unidade de área em uma superfície, encontrada pela integração da irradiância durante um tempo especificado, geralmente um dia. Por sua vez, Irradiância [W/m^2] é a taxa na qual a energia radiante é incidente em uma superfície por unidade de área de superfície. (DUFFIE; BECKMAN, 2013)

Por sua vez, o método estocástico trata as incertezas, mas não considera as relações temporais das grandezas estudadas impedindo estudos de coordenações de proteção ou a correlação entre produção e demanda de energia.

Por outro lado, o método que emprega séries temporais, lida com as variações de produção de energia fotovoltaica e com as variações de demanda dos consumidores, embora requeira dados históricos de medições para construir as séries de tempo de forma que permita a análise de comportamento das cargas. Isso implica deslocamento de equipes para instalação de medidores na rede e, consequentemente, em custos operacionais.

Dado os prós e contras de cada método, a Tabela 1 traz os principais indicadores que podem determinar a escolha e aplicação de cada metodologia apresentada. Por fim, este trabalho propõe uma metodologia híbrida que combina os métodos determinísticos e de séries temporais, a fim de tirar o melhor proveito de ambos e será detalhado nos capítulos subsequentes.

Tabela 1 - Comparação entre metodologias de cálculo de hospedagem.

Característica	Método			
	Determinístico	Estocástico	Temporal	Híbrido Proposto
Obtenção dos parâmetros de entrada	Fácil	Complexo	Moderado	Moderado
Implementação do estudo	Fácil	Complexo	Complexo	Moderado
Comporta o tratamento de incertezas	Não	Sim	Sim	Sim
Cenário Simulado	Pior caso possível	Realista (milhões de simulações)	Realista (baseado em medições)	Realista (baseado em medições)
Guarda relação temporal entre grandezas	Sim	Não	Sim	Sim
Velocidade de processamento	Rápido	Moderado	Lento	Moderado
Tempo de simulação	Rápido	Lento	Lento	Moderado
Esforço computacional (processamento)	Baixo	Alto	Alto	Moderado
Escalabilidade da metodologia	Fácil	Complexo	Complexo	Moderado
Interpretação dos resultados	Fácil	Complexo	Fácil	Fácil

Capítulo 3

Materiais e Métodos

3.1 Introdução

No capítulo anterior, foram apresentados diversos conceitos relativos ao universo da geração distribuída de natureza fotovoltaica (GDFV). Este capítulo, por sua vez, apresentará o sistema alvo deste estudo e seus principais componentes serão caracterizados. Versará também sobre a metodologia híbrida empregada para a coleta de informações e medições, construção dos modelos computacionais e suas respectivas validações, além das estratégias de simulações que serão adotas nos capítulos seguintes.

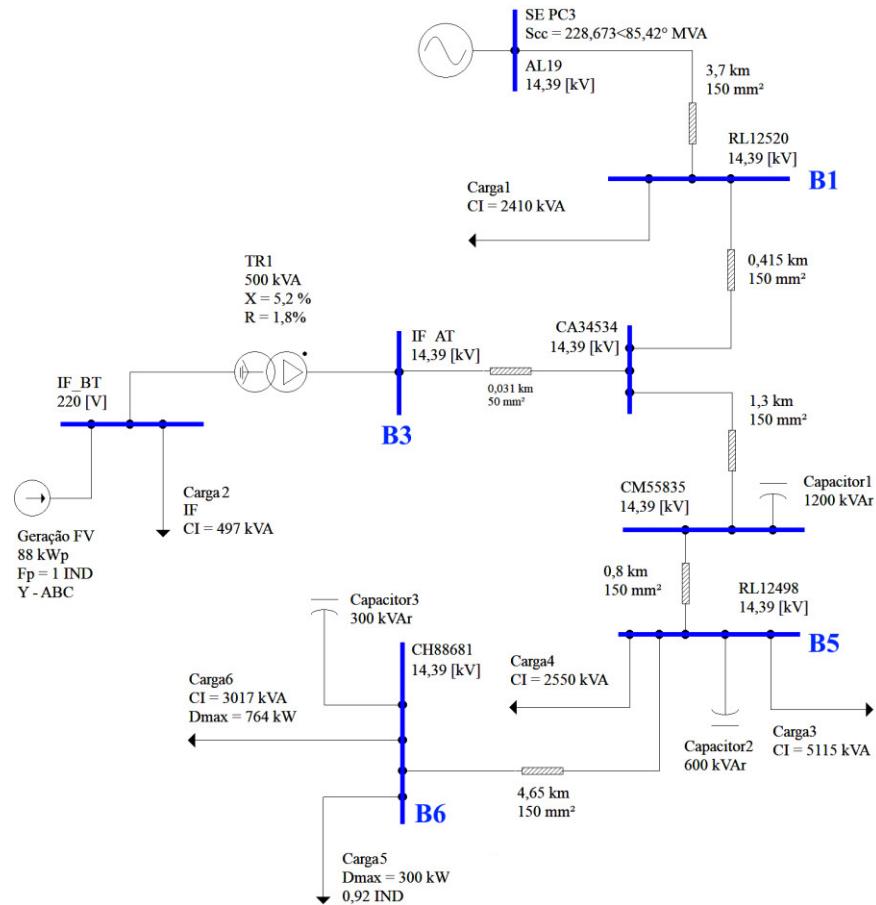
3.2 Sistema de estudo

O sistema alvo deste estudo é composto por um alimentador radial da rede de distribuição, uma miniusina fotovoltaica (miniUFV) e diversas cargas. Na Figura 3-1 é apresentado seu diagrama unifilar e, na Figura 3-2, uma fotografia de satélite.

O circuito alimentador 19 supre a Zona Sul do município de Poços de Caldas, MG, se estende por cerca de 22 km (ver Figura 3-2) atendendo 7084 instalações consumidoras (até a presente data), dentre as quais, está o Campus Poços do Instituto Federal (IFSULDEMINAS), onde está instalada a miniUFV. Ademais, opera com uma tensão nominal de 13,8 kV e parte de um transformador de 20 MVA da subestação Saturnino de Brito (SE_{PC3}).

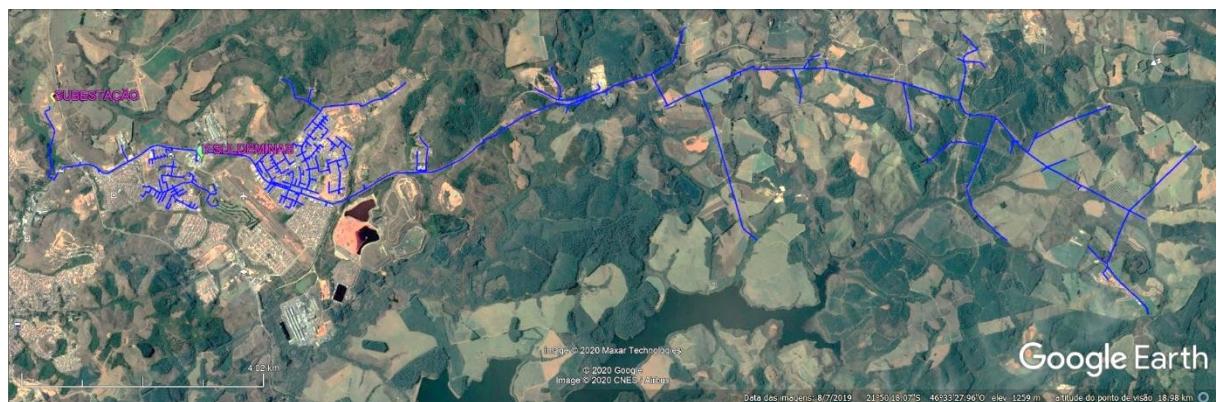
Para a modelagem computacional do alimentador, fez-se necessário o levantamento dos componentes do sistema elétrico junto a concessionária e isto inclui o levantamento do percurso e, consequentemente, dos comprimentos e características dos condutores que compõem a linha de média tensão além dos transformadores, religadores, banco de capacitores e cargas envolvidas.

Figura 3-1. Diagrama unifilar do alimentador 19.



Fonte: Autor (2020).

Figura 3-2. Traçado do alimentador 19 da SE Saturnino de Britto, município de Poços de Caldas/MG.



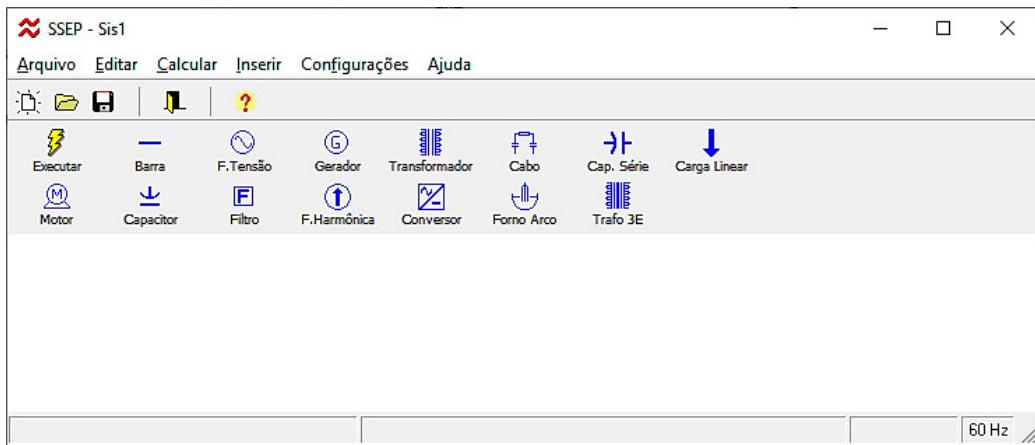
Fonte: adaptado de Google Earth Pro (GOOGLE LLC, 2019)

3.3 Modelo

O sistema foi modelado em dois softwares distintos, de forma a validar os resultados um do outro. Assim, um modelo será destinado a aplicação do método de curvas temporais e o outro, o método híbrido proposto por este trabalho.

O primeiro software utilizado foi o SSEP® em sua versão 4.0.0.25 (Figura 3-3). O programa usa técnicas do domínio da frequência para a solução dos fluxos de carga convencional e harmônico dos sistemas elétricos de potência (DE PAULA SILVA, 2016). Este software será o responsável pela metodologia híbrida proposta.

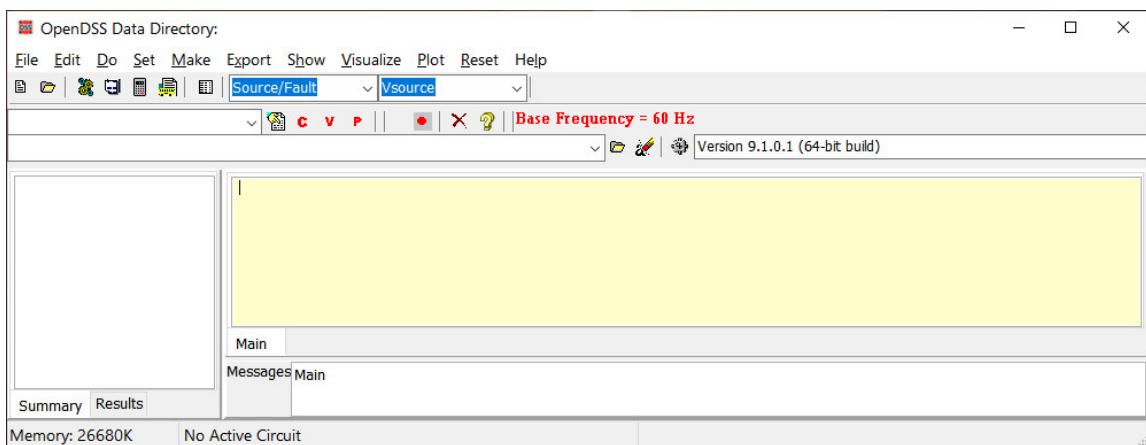
Figura 3-3. Interface principal do software SSEP.



Fonte: Autor (2020).

O segundo programa usado foi o OpenDSS™ (ver Figura 3-4), que é um software livre e destinado às simulações e análises em sistemas de distribuição de energia elétrica (DUGAN; MONTENEGRO; BALLANTI, 2020) e ficará responsável pela simulação das séries temporais.

Figura 3-4. Interface principal do OpenDSS.



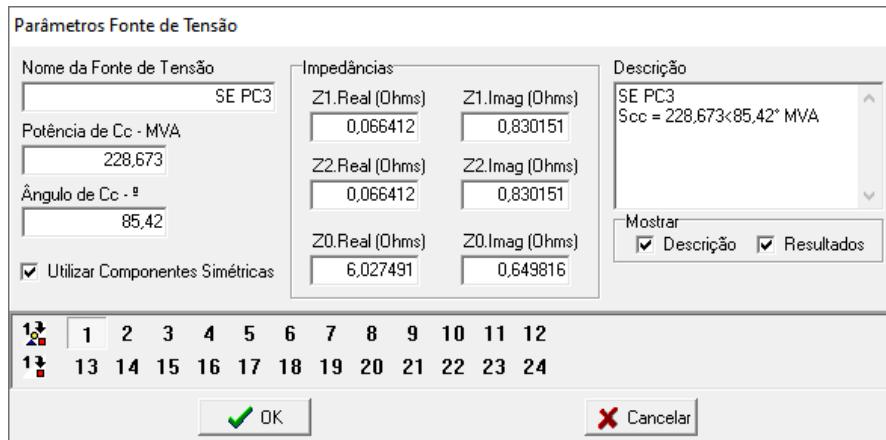
Fonte: Autor (2020).

3.3.1 Subestação

A subestação é representada através de uma fonte de tensão e de uma barra de referência. A fonte pode ser representada pelo nível de curto-circuito (potência de curto-círcuito

trifásica em MVA com respectivo ângulo de curto-circuito em graus) ou utilizando componentes simétricas com os valores das impedâncias informados em Ω . Na Figura 3-5, são apresentados os dados utilizados na parametrização de ambos os softwares. A tensão nominal é definida nas configurações da barra de referência.

Figura 3-5. Parâmetros da fonte de tensão.

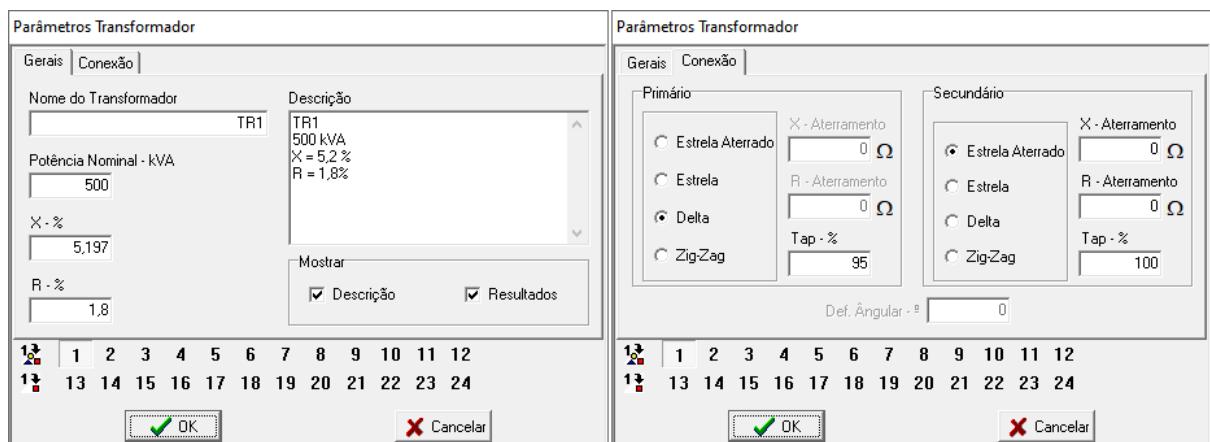


Fonte: Autor (2020).

3.3.2 Transformadores

O transformador é modelado por uma resistência em série com um indutor, e devem ser informados a resistência e reatância percentuais e potência nominal. Obviamente, a potência informada deve ser a potência de referência das impedâncias percentuais. A Figura 3-6 mostra os valores empregados para a configuração no SSEP e OpenDSS.

Figura 3-6. Parâmetros do transformador.



Fonte: Autor (2020)

É possível configurar as conexões primária e secundária do transformador nas ligações delta, estrela, estrela aterrada e zig-zag. No caso, utilizou-se delta – estrela aterrado.

3.3.3 Linhas de distribuição

Linhas de distribuição são modeladas através dos valores de resistência e reatância por unidade de comprimento [Ω/km] para cada fase ou através de componentes simétricos. Caso deseje-se usar o modelo π , os softwares permitem inserir os valores da potência reativa total para cada fase do cabo. Abaixo, na Figura 3-7 e Figura 3-8, pode-se ver os parâmetros usados para os cabos de $50mm^2$ e de $150mm^2$ empregados no alimentador.

Figura 3-7. Parâmetros do cabo de $50mm^2$ da rede compacta usada no alimentador 19

A.Real	A.Imag
0,01	0,1
B.Real	B.Imag
0,01	0,1
C.Real	C.Imag
0,01	0,1

Z1.Real	Z1.Imag
0,822	0,3154
Z2.Real	Z2.Imag
0,822	0,3154
Z0.Real	Z0.Imag
3,14826	2,3655

A	0
B	0
C	0

Utilizar Componentes Simétricas Considerar Efeito Skin

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12
13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24

OK Cancelar

Fonte: Autor (2020)

Figura 3-8. Parâmetros do cabo de $150mm^2$ da rede compacta usada no alimentador 19

A.Real	A.Imag
0,01	0,1
B.Real	B.Imag
0,01	0,1
C.Real	C.Imag
0,01	0,1

Z1.Real	Z1.Imag
0,2471	0,268
Z2.Real	Z2.Imag
0,2471	0,268
Z0.Real	Z0.Imag
0,8236	1,9447

A	0
B	0
C	0

Utilizar Componentes Simétricas Considerar Efeito Skin

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12
13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24

OK Cancelar

Fonte: Autor (2020)

3.3.4 Miniusina fotovoltaica

Para a realização deste projeto, foi instalada uma miniusina fotovoltaica em janeiro de 2017 no campus Poços de Caldas do IFSULDEMINAS e contava na época com 70 kWp de potência nominal distribuídos em cinco inversores de 15 kW. Possui 265 módulos de silício policristalino com 265 Wp cada. Em janeiro de 2019, foram adicionados mais 17,55 kWp empregando um conjunto de 65 módulos de silício policristalino com 270 Wp cada e mais um inversor de 15 kW. A Figura 3-9 mostra uma vista área do local de instalação e a Tabela 2 e Tabela 3 apresentam os dados dos módulos fotovoltaicos e inversores.

Tabela 2 - Dados nominais dos módulos fotovoltaicos

Fabricante	Jinko Solar		JA Solar			
Modelo	JKM265PP-60	STC	NOCT	STC	NOCT	
Potência máxima $P_{máx}$	265 Wp	197 Wp	270 Wp	196 Wp		
Tensão de potência máxima V_{MP}	31,4 V	28,6 V	31,23 V	28,57 V		
Corrente de potência máxima I_{MP}	8,44 A	6,92 A	8,65 A	6,86 A		
Tensão de circuito aberto V_{OC}	38,6 V	35,2 V	38,27 V	35,23 V		
Corrente de curto-círcuito I_{SC}	9,03 A	7,32 A	9,15 A	7,15 A		
Eficiência do módulo STC [%]	16,19%		16,51%			
Temperatura de operação	-40°C ~ +85°C					
Tensão máxima do sistema	1000 V _{DC} (IEC)					
Coeficiente de temperatura $P_{máx}$	-0,42% / °C		-0,41% / °C			
Coeficiente de temperatura V_{OC}	-0,31% / °C		-0,33% / °C			
Coeficiente de temperatura I_{SC}	0,06% / °C		0,058% / °C			
Temp. nominal de operação da célula (NOCT)	45 ± 2°C		45 ± 2°C			

Tabela 3 - Dados nominais dos inversores

Fabricante	Fronius
Modelo	Fronius Symo 15.0-3 208
Tensão nominal de operação CA (V_{nom})	220 V
Faixa de tensão de operação CA	194 ~ 242 V
Corrente máxima de saída CA com V_{nom}	39,4 A
Potência nominal de saída	15000 VA
Fator de potência de saída	0 ~ 1 ind. / cap.
Frequência nominal de operação	60 Hz
Faixa de tensão de operação CC	340 ~ 850 V
Tensão máxima do sistema	1000 V _{DC} (IEC)
Corrente máxima CC	45,7 A
Distorção Harmônica Total (DHT)	< 3.5%

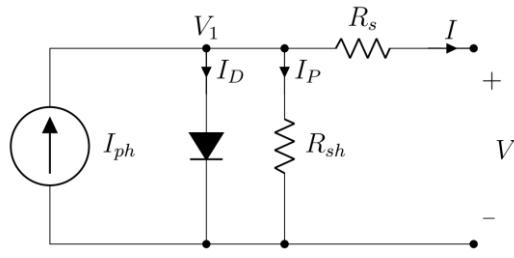
Figura 3-9. Vista aérea do campus Poços de Caldas do IFSULDEMINAS, detalhe da miniUFV.



Fonte: acervo do Autor (2020).

Um modelo matemático comumente empregado para representar uma célula fotovoltaica pode ser vista na Figura 3-10 (DE SOUZA *et al.*, 2016). Nela, segundo Sauthier (2019), pode-se observar a resistência em paralelo R_{sh} que modela a corrente de fuga, representando um caminho alternativo para a corrente elétrica gerada pela célula, enquanto a resistência em série R_S representa as perdas internas devido ao fluxo de corrente e às conexões elétricas entre células. Ainda em relação a Figura 3-10, vê-se as correntes I_{ph} , que é a corrente gerada pela luz incidente (é diretamente proporcional à irradiância), I_D que é a corrente característica do diodo (dada pela equação de Shockley), I_P que é a corrente estabelecida através da modelagem das perdas elétricas por R_S e R_{sh} e finalmente a corrente I que representa a corrente gerada pela célula. A corrente de saída I pode ser facilmente estabelecida pela lei de Kirchhoff das correntes, conforme mostra a equação 3.1.

Figura 3-10. Modelo real de uma célula fotovoltaica.



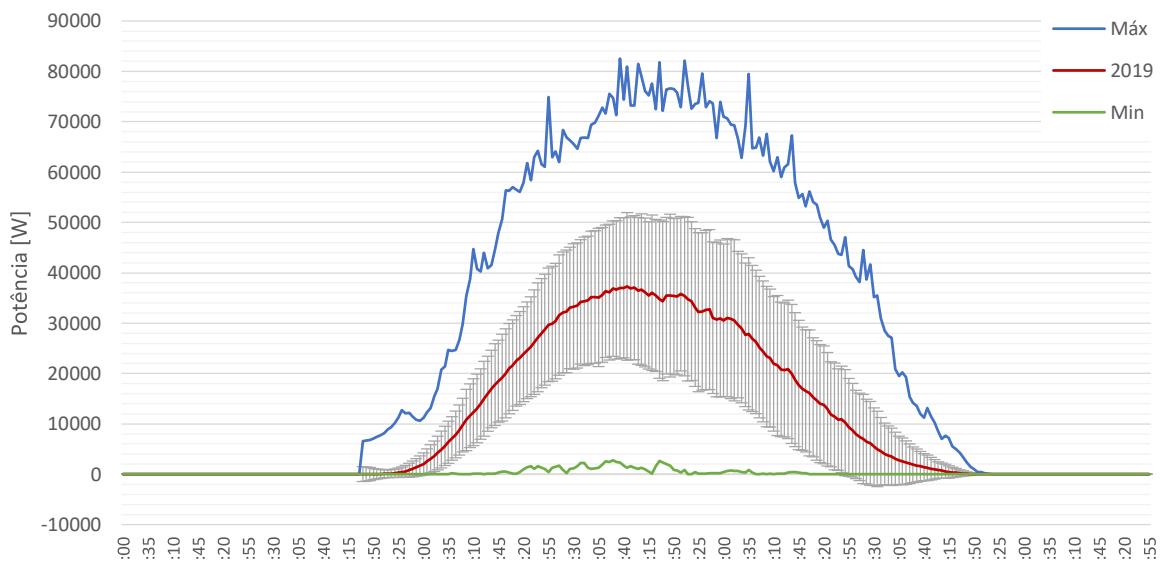
Fonte: (SAUTHIER, Luís Fernando, 2019)

$$I = I_{ph} - I_D - I_P \quad 3.1$$

Segundo Sauthier *et al.* (2018), um problema recorrente em aplicações fotovoltaicas é a previsão do comportamento elétrico de um gerador fotovoltaico, dadas as informações construtivas (que influenciam I_D e I_P), a localização geográfica e o clima local (que influenciam I_{ph}).

Para contornar esta dificuldade, tanto no SSEP quanto no OpenDSS, o gerador fotovoltaico será modelado como uma fonte harmônica de corrente. O valor da componente fundamental da fonte de corrente variará conforme o caso a ser simulado, seguindo a curva de produção apresentada na Figura 3-11.

Figura 3-11. Curva de produção média horária do ano de 2019. Em azul vê-se os máximos valores registrados no período e, em verde, os mínimos. Em cinza, observa-se o desvio padrão associado à média.



Fonte: Autor (2020)

3.3.5 Cargas lineares

Segundo Kagan, Oliveira e Robba (2010), dentre todos os componentes do sistema elétrico, talvez os que apresentem um maior desafio para modelagem e representação sejam as cargas. Estas, além da diversidade de elementos que as compõe, variam com o tempo e nem sempre de forma previsível (fato este que agrupa um fator adicional na dificuldade de modelagem). Ademais, ainda segundo os autores, a representação da carga em um sistema elétrico pode variar significativamente, dependendo da disponibilidade de informações e da finalidade a que se destina. Desta forma, podem ser utilizados diversos modelos para esta representação tais como: carga concentrada em determinados pontos da rede, carga uniformemente distribuída, carga representada pela demanda máxima e carga representada através de curvas típicas.

Adotou-se então duas formas distintas para a representação das cargas. No modelo onde será empregado a técnica de séries temporais, as cargas serão representadas pelas curvas típicas e para tal foram levantadas as curvas do alimentador 19 e do IFSULDEMINAS utilizando um registrador de demanda e energia. Os instrumentos foram instalados nas respectivas subestações e registraram os dados de tensões, correntes, energia e demanda durante o período de janeiro a dezembro do ano de 2019, com um intervalo de integração de 5 minutos.

Na Figura 3-12 é apresentada a curva do alimentador, onde pode-se analisar seu perfil nos meses citados. Observa-se que seu comportamento é típico de consumidores de caráter predominantemente residencial conforme ilustram os estudos de Jardini *et al.* (1999); Marques (2014) e Paula (2006). Vê-se ainda que o consumo começa a crescer após as 15 horas e chega ao pico por volta das 19 horas.

Figura 3-12. Média da demanda diária e desvio padrão associado do alimentador 19.



Fonte: Autor (2019)

No modelo empregado para a técnica híbrida, as cargas de baixa tensão serão representadas pela razão entre a demanda máxima das cargas e a demanda máxima no alimentador, conforme a equações 3.2 à 3.4.

$$D(t) = D_{ALM_{19}}(t) - D_{IF}(t) \quad 3.2$$

$$\alpha_1 \cdot D(t) + \alpha_2 \cdot D(t) + \cdots + \alpha_n \cdot D(t) = D(t) \quad 3.3$$

$$\alpha_i = \frac{\max(D_{Carga_i})}{\max[D(t)]} \Big|_{i=1,2,\dots,n} \quad 3.4$$

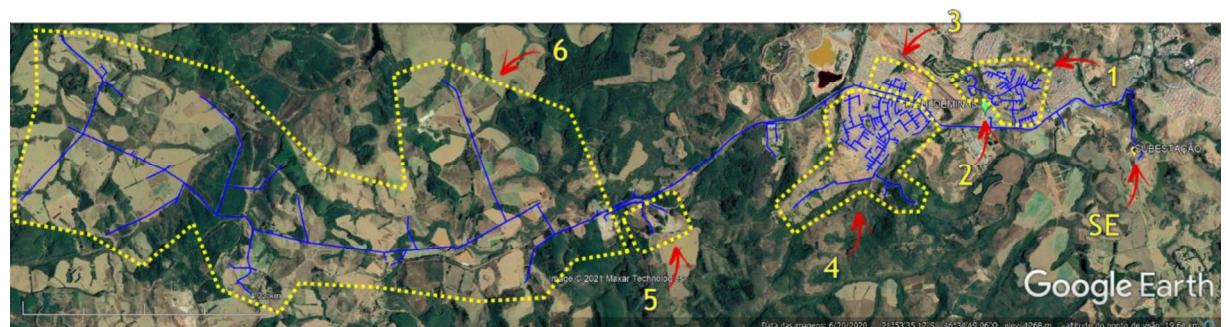
Onde $D_{ALM_{19}}$ é a demanda total medida no alimentador 19; D_{IF} é a demanda medida no IFSULDEMINAS; α_n é o coeficiente de contribuição da n -ésima carga e n é a quantidade de cargas no alimentador.

Em ambos modelos, as cargas são consideradas trifásicas equilibradas e foram agrupadas de acordo com os bairros atendidos conforme pode-se ver indicado na Figura 3-13. E os coeficientes calculados pela equação 3.4 para cada carga são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Percentual de contribuição das cargas no modelo

	Carga 1	Carga 3	Carga 4	Carga 5	Carga 6
α	10,31%	33,67%	26,93%	11,16%	17,93%

Figura 3-13. Agrupamento de cargas no modelo computacional.

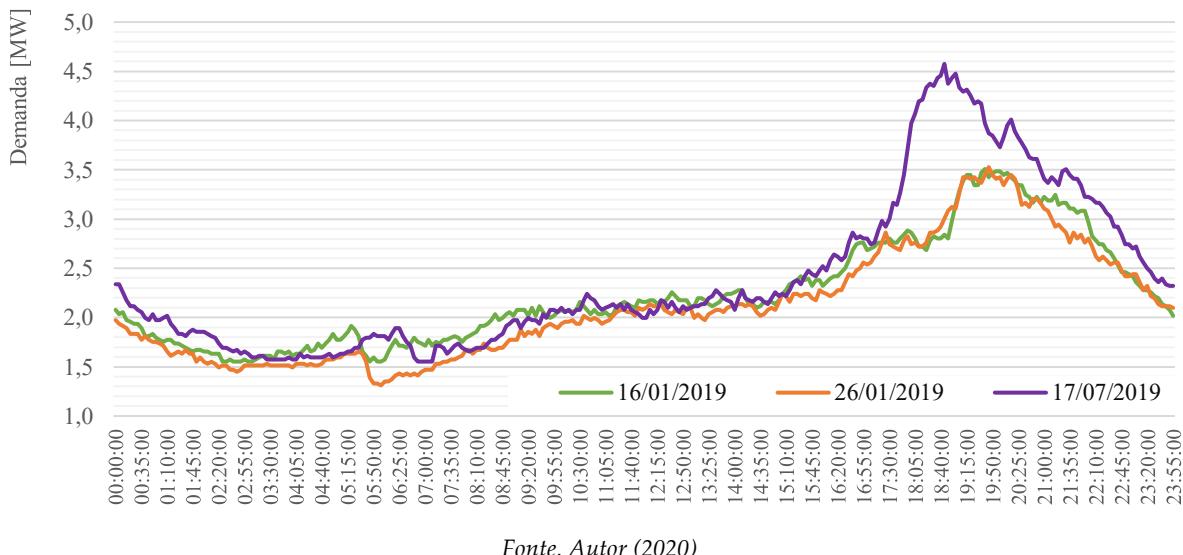


Fonte: Adaptado de (GOOGLE LLC, 2019)

3.4 Validação do modelo

Para avaliar os modelos, optou-se por realizar o confrontamento das simulações com as medições realizadas em campo. Desta maneira foram registrados simultaneamente demandas, geração de energia solar fotovoltaica e os níveis de tensões, tanto na saída da subestação Saturnino (SE_{PC3}) quanto na entrada da subestação do IFSULDEMINAS (SE_{IF}). Escolheu-se então uma quarta-feira (16.01.2019), um sábado (26.01.2019) e o dia 17.07.2019, uma quarta-feira com o maior registro de demanda no período avaliado. A título de exemplo, na Figura 3-14 estão apresentadas as curvas de demanda para os dias citados. No Apêndice A estão as demais curvas coletadas.

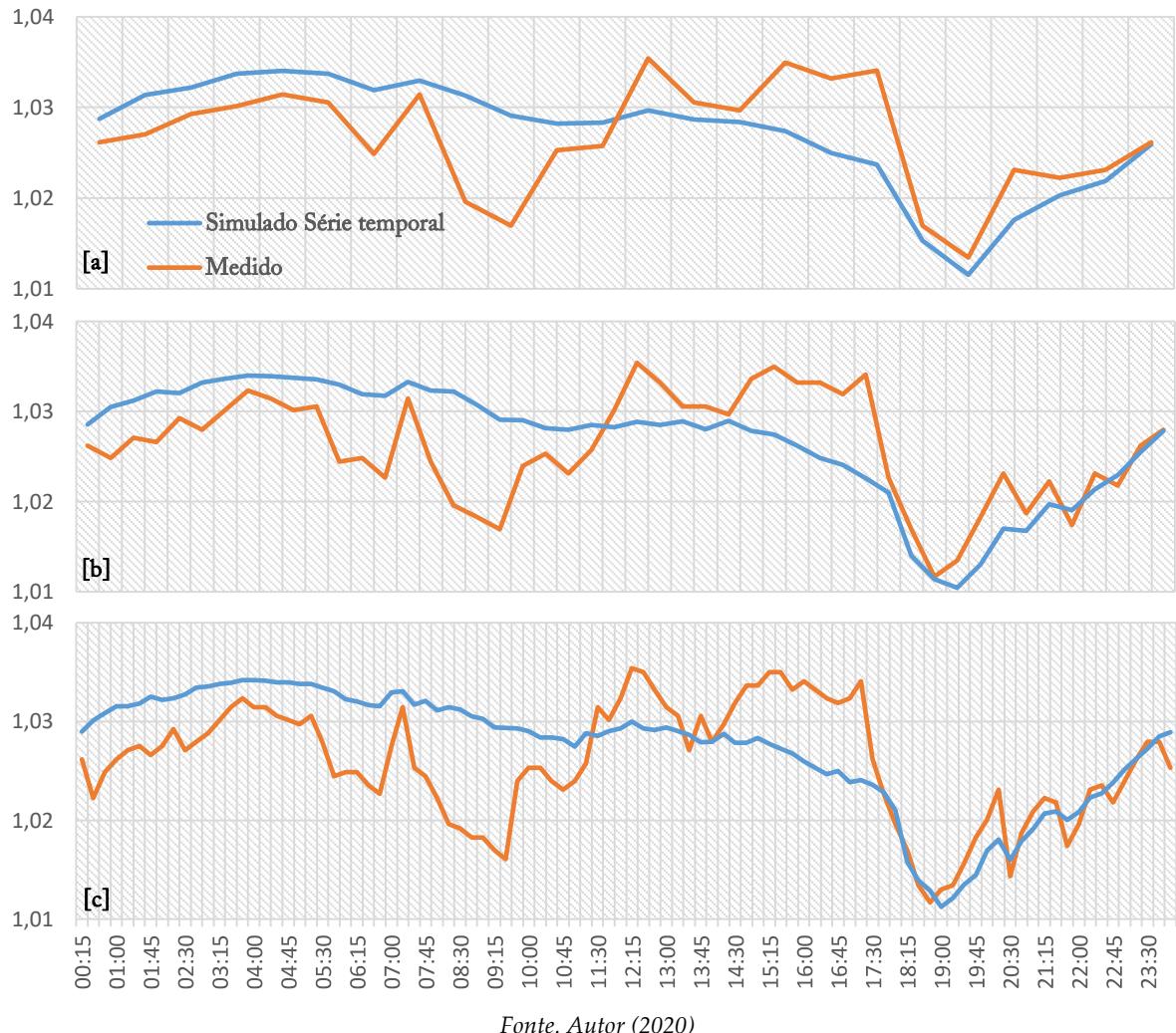
Figura 3-14. Demanda registrada no alimentador 19 nos dias 16 e 26 de janeiro e dia 17 de julho de 2019



Fonte. Autor (2020)

Conforme mencionado no capítulo 2, deve-se atentar para a resolução temporal da coleta de dados. Do Nascimento *et al.* (2019) esclarece que uma taxa amostral falha afeta a precisão dos dados das medições e, consequentemente, afetará a determinação da capacidade de hospedagem. Por esta razão, foram avaliadas resoluções temporais de 15, 30 e 60 minutos e a Figura 3-15 evidencia o efeito da resolução temporal nas curvas temporais. Embora a resolução de 15 minutos apresente de forma mais fidedigna as variações na rede, pode-se obter resultados satisfatórios com a resolução de uma hora com a vantagem de redução dos números de pontos simulados. Desta forma, optou-se pela resolução horária nos modelos empregados nas análises que seguem, contudo vale destacar que nada impede que seja usado resoluções de maiores (5 ou 10 ou 15 minutos) em trabalhos futuros.

Figura 3-15. Comparação entre resoluções temporais para as séries temporais do sinal de tensão na Barra 3 do alimentador 19.
 [a] resolução de 1h, [b] resolução 0,5h e [c] resolução 0,25h.



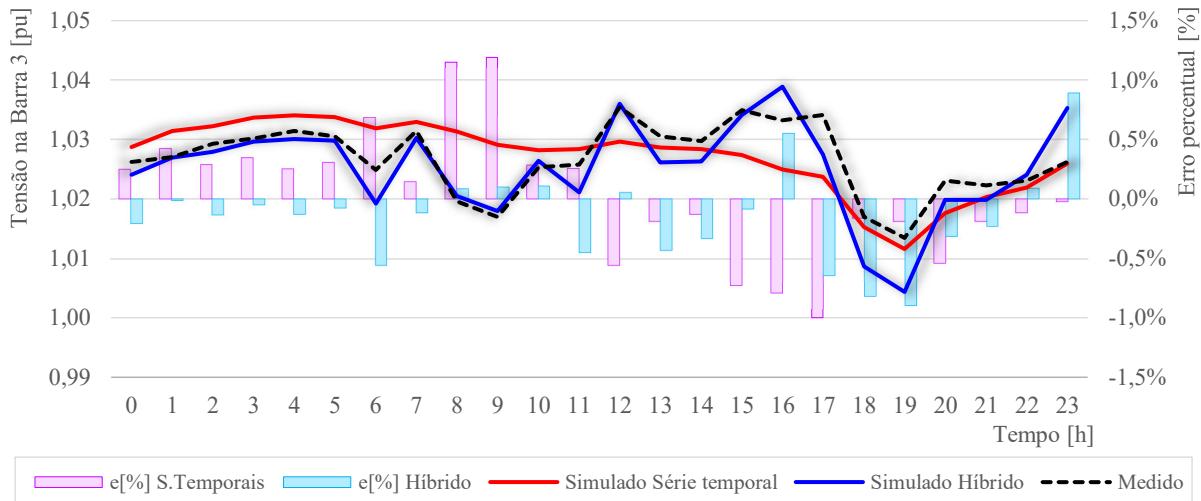
A Tabela 5, apresenta os dados obtidos com as medições e simulações, nos dias 16 e 26 de janeiro, apenas para o modelo que será empregado o método híbrido.

Tabela 5 - Síntese dos dados para validação do modelo computacional do método híbrido.

Pico produção FV			Medido						Simulado		
Caso	dia	hora	P_{FV} [kW]	D_{IF} [kW]	$D_{ALM_{19}}$ [kW]	V_{SE} [pu]	V_{IF} [pu]	V_{SE} [pu]	Erro [%]	V_{IF} [pu]	Erro [%]
01	16.01	12h45	54,43	0	2177,28	1,028	1,023	1,0280	0,0000	1,02298	0,0020
02	26.01	15h30	52,56	0	2217,60	1,046	1,027	1,0460	0,0000	1,02934	0,2240
Pico de demanda			Medido						Simulado		
Caso	dia	hora	P_{FV} [kW]	D_{IF} [kW]	$D_{ALM_{19}}$ [kW]	V_{SE} [pu]	V_{IF} [pu]	V_{SE} [pu]	Erro [%]	V_{IF} [pu]	Erro [%]
03	16.01	19h45	0	9,74	3507,84	1,037	1,017	1,037	0,0000	1,0210	0,3933
04	26.01	19h45	0	9,41	3528,00	1,046	1,031	1,046	0,0000	1,0300	0,0970

Por sua vez, a Figura 3-16, apresenta os resultados obtidos com as medições e simulações para as 24h do dia 17 de julho e compara a resposta de ambos os modelos. O erro percentual dos valores simulados em relação aos valores medidos é apresentado na forma de barras.

Figura 3-16. Tensões na Barra 3 ao longo do dia 17.07.2019: Comparação entre valores medidos e simulados.



Fonte: Autor (2020)

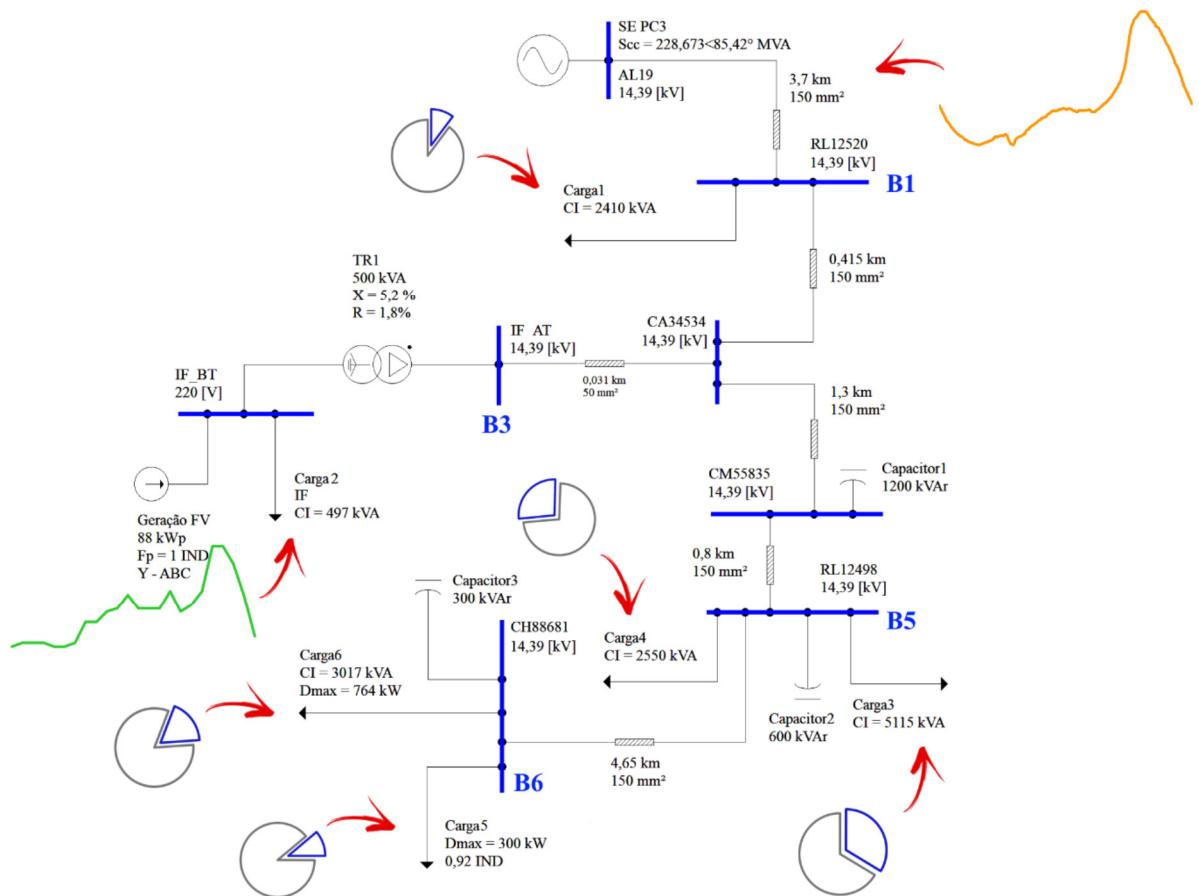
Dessa maneira, tanto da Tabela 5 quanto da Figura 3-16, depreende-se que a simulação segue o comportamento esperado, apresentando resultados próximos aos dos dados medidos em campo para os casos estudados. Verifica-se ainda que os erros percentuais entre os valores simulados e medidos apresentados na Tabela 5 foram inferiores a 0,5% e os erros apresentados Figura 3-16 estão, no geral, abaixo de 1,0% e, portanto, pode-se afirmar que a modelagem da rede é adequada para realização dos estudos almejados e reportados neste trabalho.

3.5 Método Híbrido proposto para o cálculo de Capacidade de Hospedagem

Para obter um método híbrido, optou-se por combinar os métodos determinísticos e de séries temporais apresentados na seção 2.4, a fim de tirar o melhor proveito de ambos. Para tal, na modelagem do alimentador foi utilizado séries temporais de demanda e tensão de forma a levar em consideração as variações temporais das cargas e da injeção de energia da UFV, tal qual seria feito no método de série temporal típico. A diferença, no entanto, reside na coleta destas curvas que podem ser obtidas diretamente na subestação de origem do alimentador, haja visto que é comum as concessionárias instalarem nos alimentadores de média tensão medidores/registradores de potência, tensão e corrente etc. A forma de coleta de dados, por si só, já

representa uma vantagem em relação ao método de série temporal devido a facilidade de obtenção. A Figura 3-17 mostra, de forma esquemática, as curvas de demanda coletadas do alimentador e da subestação do IFSULDEMINAS.

Figura 3-17. Esquema ilustrativo da montagem da Metodologia Híbrida Proposta



Fonte: Autor (2020)

As cargas de baixa tensão foram modeladas pela razão entre suas demandas máximas e a demanda máxima do alimentador. Isto é, as cargas são definidas de forma determinística e cada carga contribui proporcionalmente com a demanda no alimentador, conforme mostram as equações 3.3 e 3.4 e representadas na Figura 3-17, de forma esquemática, pelos gráficos de pizza.

Dessa forma o sistema pode ser simulado de acordo com o comportamento típico da rede, formando cenários mais realistas. A velocidade de processamento e tempo computacional será um valor intermediário entre ambos. Sua implementação é mais simples por executar apenas os casos de interesse para o estudo em questão.

Em suma, pode-se elencar as seguintes vantagens proporcionadas pelo método híbrido proposto neste trabalho:

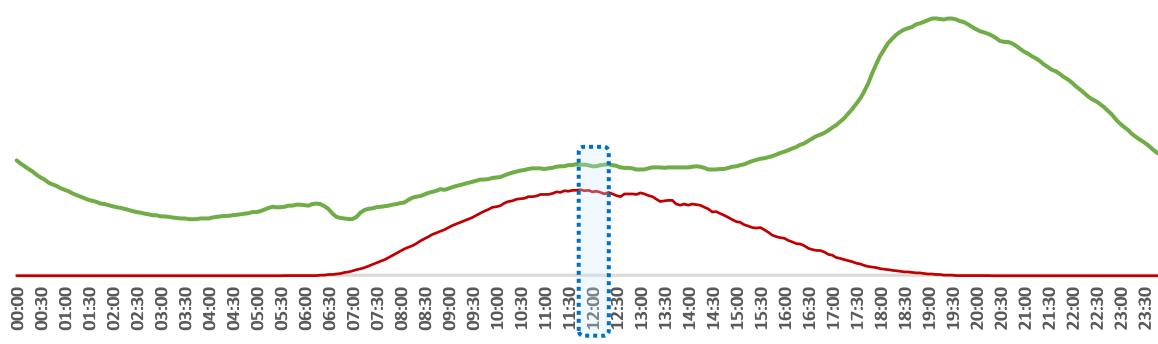
- Obtenção dos parâmetros de entrada facilitada;
- Agilidade na implementação do estudo;
- Maior velocidade no processamento;
- Resultados coerentes com o método temporal, conforme será mostrado no Capítulo 4.

Conforme definido em Ismael *et al.* (2019), a capacidade de hospedagem (CH) da rede para GD não é um cálculo fixo com um único resultado. Cada estudo pode adotar um parâmetro a ser analisado tais como, variações de tensão e/ou frequência (BRITO *et al.*, 2018), sobrecarga térmica (REINALDO; DUPCZAK; ARANHA NETO, 2020), qualidade de energia e problemas de proteção (BRANDÃO *et al.*, 2013). De forma específica para este trabalho, utilizar-se-ão os parâmetros definidos pelo módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2018)

Conforme discutido no Capítulo 2, o aumento de tensão é visto como o problema mais influente em um alimentador, conforme apontam os trabalhos de Karimi *et al.* (2016); Kharrazi, Sreeram e Mishra (2020) e de Liu, D. *et al.* (2020). Deste modo, neste trabalho, optou-se por calcular a capacidade de hospedagem da rede observando os limites de tensão em regime permanente.

Desta forma, para calcular a capacidade de hospedagem da rede baseado nos limites de tensão, o método híbrido se propõe a economizar tempo computacional ao simular o cenário mais crítico para a rede que, neste caso, ocorrerá sempre ao meio dia, com o pico de produção de energia fotovoltaica e baixo carregamento por parte das cargas. A identificação do cenário de interesse é possível ao comparar a Figura 3-11 com a Figura 3-12, sobrepondo-as, tal qual na Figura 3-18 e observando que o pico de produção de energia fotovoltaica (às 12h) não coincide com o pico de demanda do alimentador (19h).

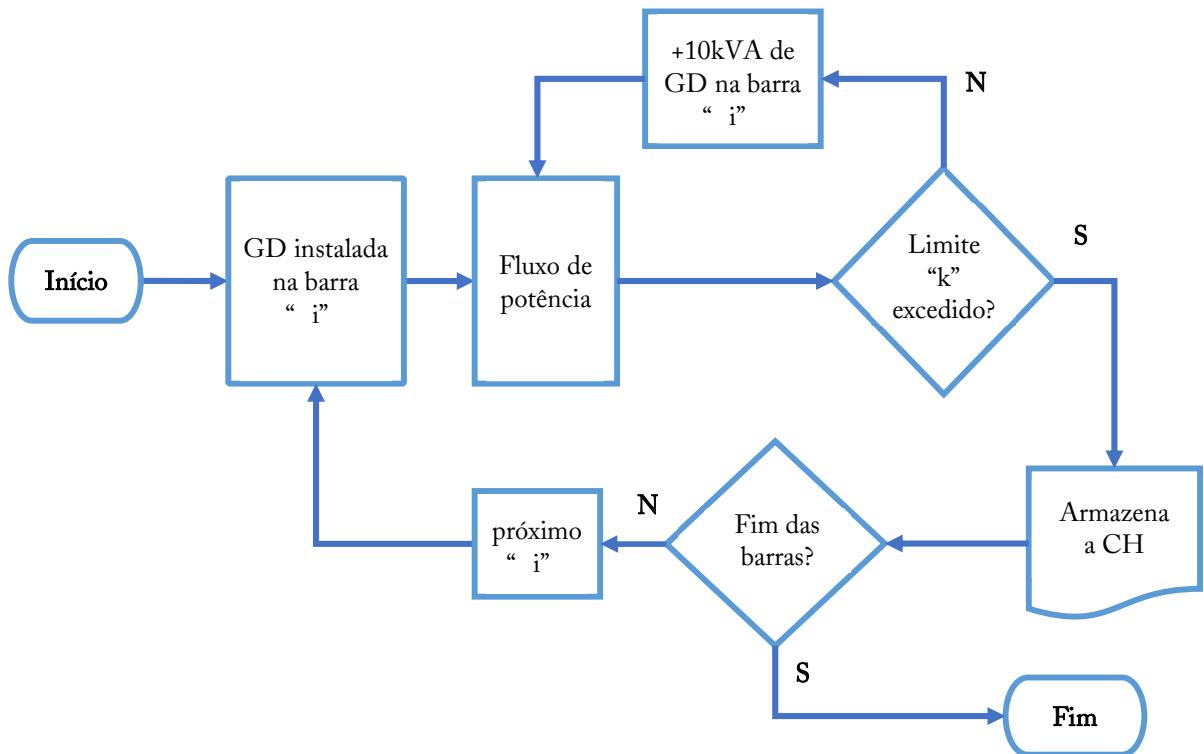
Figura 3-18. Definição do cenário de interesse (ponto crítico) do sistema.



Fonte: Autor (2020)

Portanto, ao determinar a hora e o parâmetro do PRODIST para análise, o processo de cálculo pode ser escrito na forma do fluxograma da Figura 3-19 onde: i denota as barras que terão GD instaladas (Barras B1, B3, B5 e B6, ver Figura 3-1) e k indica o parâmetro analisado do PRODIST (no caso, variações de tensão de longa duração).

Figura 3-19. Fluxograma simplificado de cálculo de Capacidade de Hospedagem



Fonte: Autor (2020)

Capítulo 4

Resultados & Discussões

4.1 Introdução

A análise computacional realizada primou pela implementação de cinco casos. O primeiro foi denominado de “caso base” onde o sistema não contará com nenhuma GD instalada. Nos casos seguintes, nas barras previamente selecionadas, foram adicionadas UFV's. Além disso, o modelo que usa o método híbrido foi configurado para às 12h, isto é, pico de produção fotovoltaica e baixa demanda no alimentador 19. Cada caso será confrontado com o modelo de séries temporais onde será simulado um período de 24h.

Na sequência são apresentados os principais resultados obtidos em cada caso analisado e por fim, determina-se a capacidade de hospedagem do alimentador para cada situação.

4.2 Casos

- Caso Base

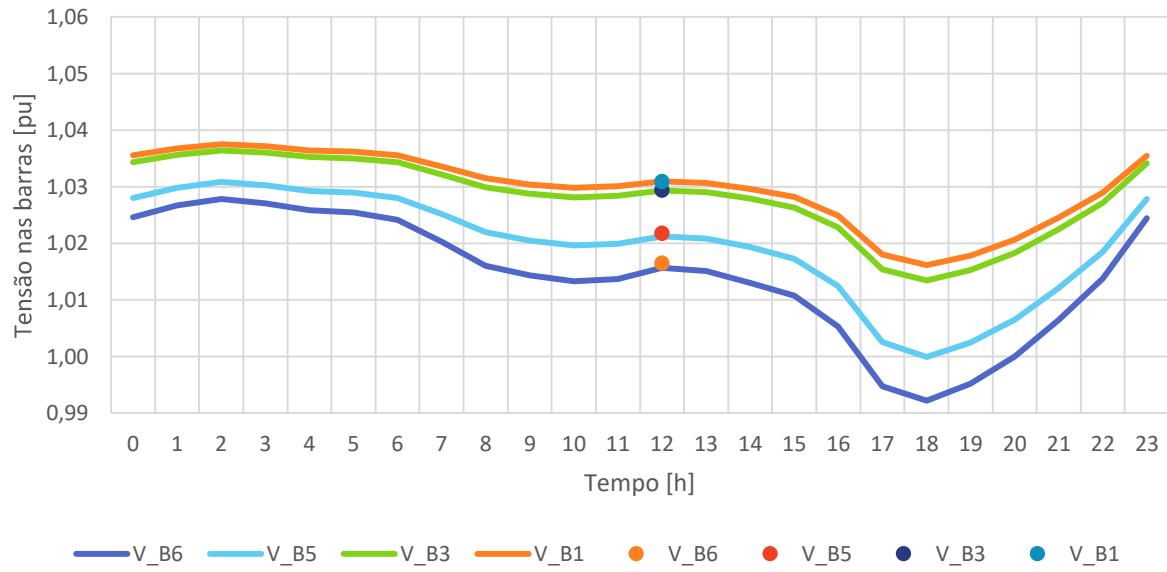
Tem-se aqui o sistema rodando sem nenhuma UFV instalada. A Figura 4-1 apresenta os valores simulados pela metodologia de série temporal (representado pelas linhas) e pela metodologia híbrida proposta (representado pelos pontos). Observa-se que os valores de ambos os métodos são coerentes entre si.

Os resultados mostram as tensões das barras e, ao meio-dia, estão todas entre 1,016 e 1,031 pu como pode-se constatar ainda na Figura 4-1. Como era de se esperar, a tensão na barra 6 (V_{B6}) é a menor já que é a barra mais distante da subestação.

Na Figura 4-2 é apresentada o perfil de demanda gerado pelo modelo e reproduz o comportamento das cargas apresentada na Figura 3-12. Ao se observar o período de 24h, vê-se o comportamento típico de um alimentador radial predominantemente residencial, onde o menor carregamento acontece durante a madrugada e reflete, na Figura 4-1, em tensões mais elevadas e, de forma similar, observa-se que o pico de demanda ocorre entre 17 e 19h refletindo na Figura 4-1 em tensões mais baixas.

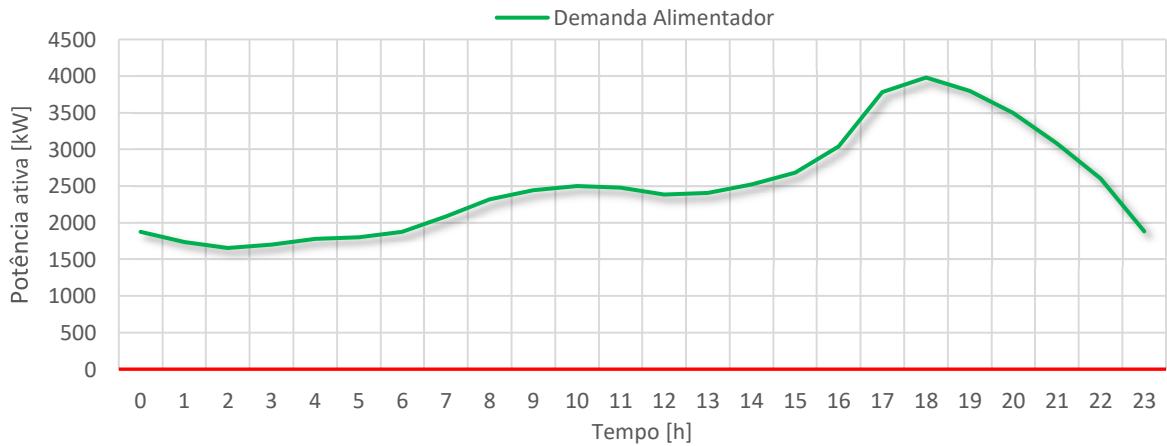
Aqui vale lembrar que os limites máximos e mínimos de tensão são, respectivamente, de 1,05 e 0,93 pu, conforme apresentado anteriormente na Figura 2-3.

Figura 4-1. Caso Base: Tensões nas Barras 6, 5, 3 e 1. As curvas são dadas pelo método de séries temporais e os Pontos, pelo método híbrido proposto.



Fonte: Autor (2020)

Figura 4-2. Caso Base: Demanda simulada do alimentador 19.



Fonte: Autor (2020)

■ Caso 01

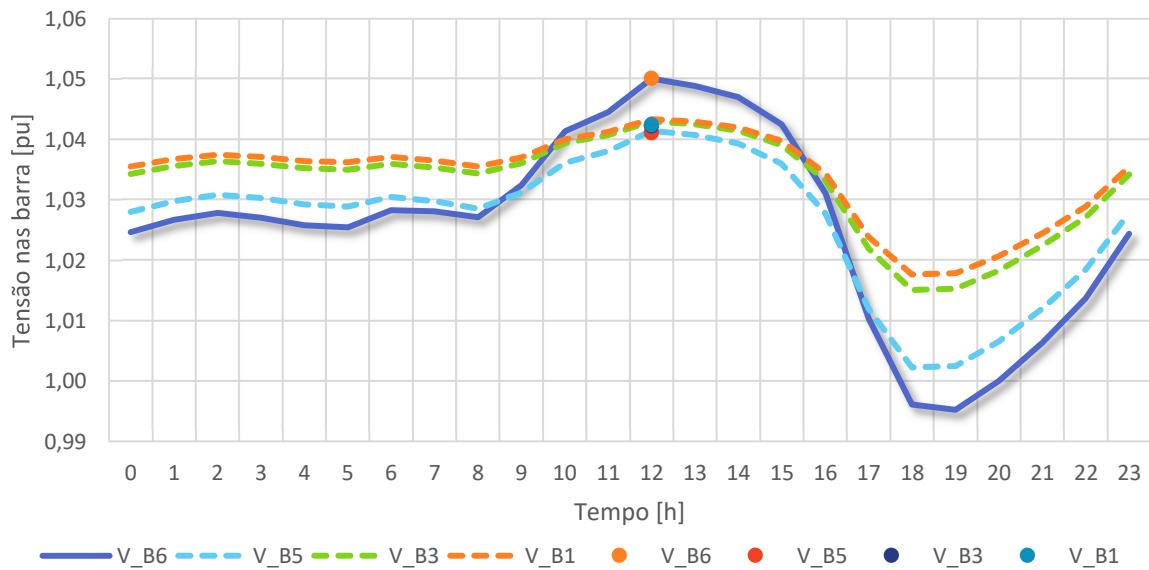
Neste cenário a UFV será instalada na barra 6. A região onde essa barra se encontra é uma área de expansão do município, possui grandes espaços para construções e pode servir a empreendimentos de miniusinas fotovoltaicas.

Seguindo os passos indicados na Figura 3-19, determinou-se que é possível instalar 2,3 MVA⁴ quando, então, extrapolou-se o limite de 1,05 pu estabelecido pelo PRODIST (ANEEL, 2018). Observa-se na Figura 4-3 que a violação ocorre às 12h no local de instalação da UFV, i.e., na barra 6, conforme previsto, e que as tensões nos demais barramentos ficam entorno de 1,04 pu.

Pode-se ainda observar ao comparar a Figura 4-1 com a Figura 4-3 que o comportamento do perfil de tensão é alterado com a inserção da UFV no final do alimentador, levando a um aumento de tensão, durante o dia. A Figura 4-4 mostra o impacto da entrada da UFV na demanda do alimentador onde pode-se perceber um alívio, representado pelo gráfico de barras da Figura 4-4, próximo de 100% às 13h. Em se tratando do final de uma rede radial, tanto a elevação de tensão, quanto a redução da demanda, podem ser benéficas se bem trabalhadas pela concessionária. Com o cessar da produção das UFVs a partir das 17h, aproximadamente, pode-se observar que o sistema volta a se comportar tal qual o caso anterior.

Em relação às metodologias de simulação, vê-se na Figura 4-3 que os valores de ambos os métodos se sobrepõem, conforme esperado.

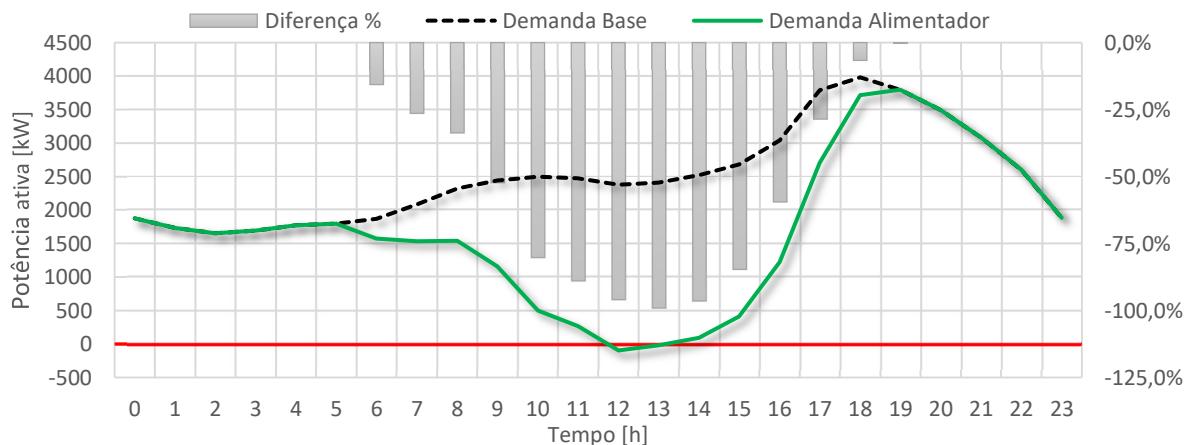
Figura 4-3. Caso 01: UFV instalada na barra 6 (linha sólida do gráfico). As curvas são dadas pelo método de séries temporais e os Pontos, pelo método híbrido proposto.



Fonte: Autor (2020)

⁴ Aqui é usado a notação em MVA para designar a potência máxima em corrente alternada da UFV. Nas simulações, foi utilizado fator de potência unitário, logo pode-se entender MVA igual a MW e, caso não se aplique nenhum sobredimensionamento aos inversores, pode-se ainda considerar MVA igual a MWp.

Figura 4-4. Caso 01: Demanda simulada do alimentador 19. A linha tracejada representa a demanda do caso base e as barras mostram a diferença percentual entre o caso 1 e o caso base.



Fonte: Autor (2020)

■ Caso 02

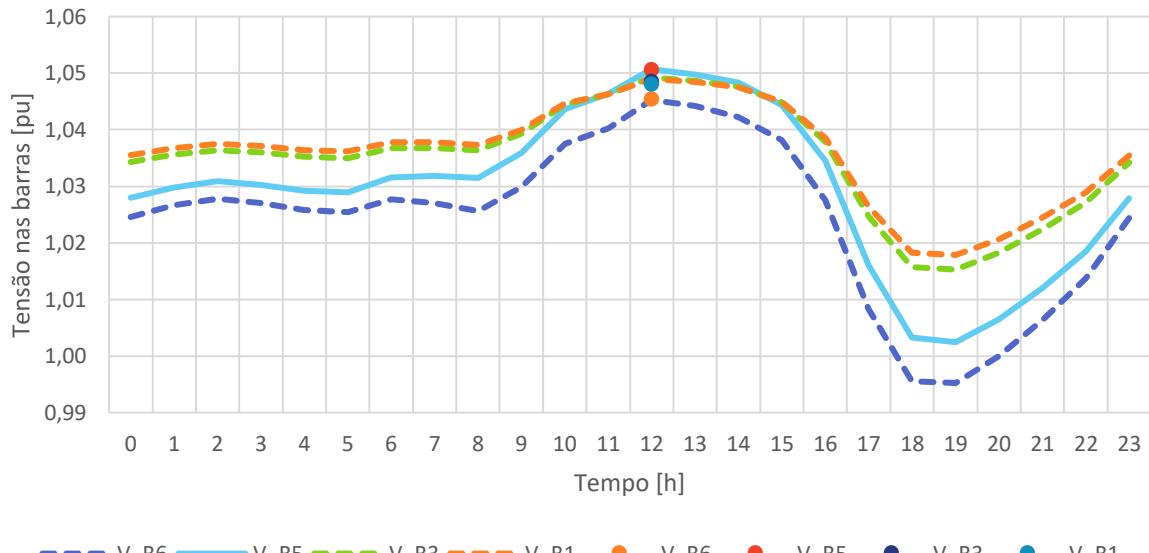
A UFV, nesse caso, foi instalada na barra 5. A barra está situada em região de interesse da concessionária por se tratar de um grande adensamento populacional de classe média, predominantemente residencial, mas, que conta com escola, mercado e outros pequenos pontos comerciais.

De forma similar ao caso anterior, o limite superior de tensão foi rompido também pela barra na qual a UFV estava instalada comportando 3,5 MVA. Na Figura 4-5 é possível observar novamente que as demais barras também foram impactadas. No entanto, neste caso percebe-se que todas ficaram com o nível de tensão próximo de 1,05 pu. Isso pode ser explicado pelo fato de a Barra 5 não só estar geograficamente próxima do centro do alimentador, mas também próxima do centro de carga, impactando-o de forma mais uniforme.

Destaca-se ainda que na Figura 4-5, uma vez mais, o método híbrido e o método de séries temporais retornaram resultados coerentes entre si.

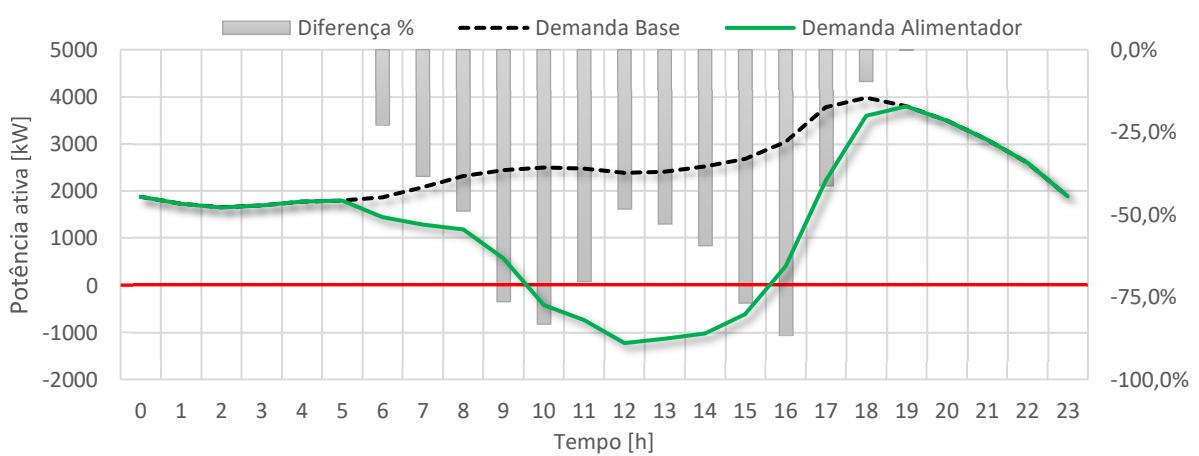
Na Figura 4-6 observa-se que o perfil de demanda apresenta valores negativos, indicando fluxo reverso de potência na subestação SE_{PC3} . Além disso, pode-se ver que o alimentador teve uma redução no seu carregamento (alívio de carga) maior que 75% às 9h, 10h, 15 e 16h.

Figura 4-5. Caso 02: UFV instalada na barra 5 (linha sólida do gráfico). As curvas são dadas pelo método de séries temporais e os Pontos, pelo método híbrido proposto.



Fonte: Autor (2020)

Figura 4-6. Caso 02: Demanda simulada do alimentador 19. A linha tracejada representa a demanda do caso base e as barras mostram a diferença percentual entre o caso 2 e o caso base.



Fonte: Autor (2020)

■ Caso 03

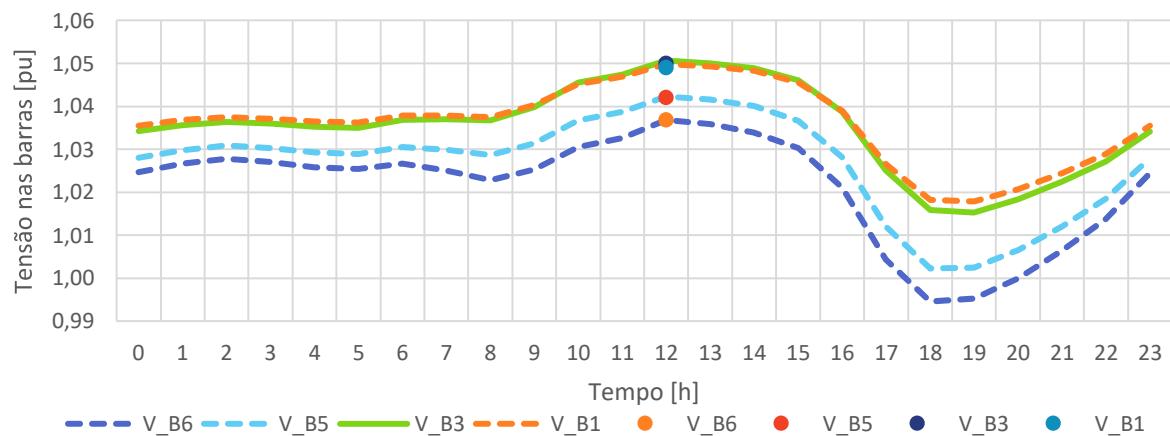
O caso em questão, apresenta a barra 3 que atende um consumidor de média tensão (IFSULDEMINAS) que já possui GD instalada. Dentro da legislação atual com a REN 482 (ANEEL, 2012), esse único consumidor poderia expandir sua UFV até 5,0 MVA. Contudo, observa-se na Figura 4-7 que o limite superior de tensão já é excedido quando instalado um total de 3,8 MVA nesta barra. Ainda na Figura 4-7, vê-se que as barras 5 e 6 não foram tão

afetadas quanto as barras 3 e 1, embora ainda apresentem elevação de tensão, quando comparados ao caso base. A explicação para esse fato pode ser encontrada ao analisar o diagrama unifilar da rede na Figura 3-1, onde percebe-se que as barras 3 e 1 estão relativamente próximas uma da outra.

Em termos de demanda, o comportamento do alimentador é semelhante ao caso anterior e pode-se ver no gráfico de barras da Figura 4-8 que, mesmo com fluxo reverso de potência entre 9h e 16h, há um alívio no alimentador que contribui para redução de perdas ôhmicas.

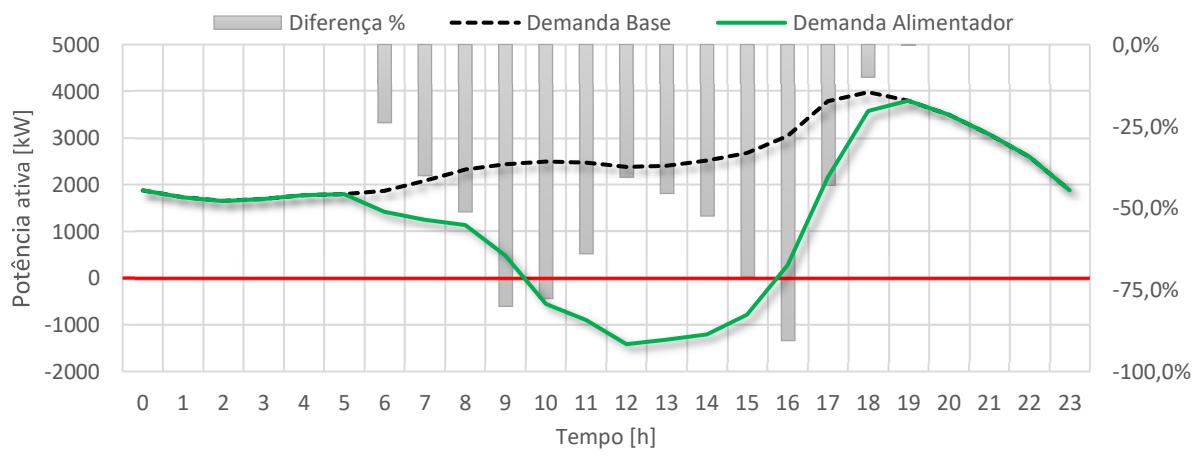
Em relação às metodologias de simulação, novamente os valores de ambos os métodos se sobrepõem, conforme esperado.

Figura 4-7. Caso 03: UFV instalada na barra 3 (linha sólida do gráfico). As curvas são dadas pelo método de séries temporais e os Pontos, pelo método híbrido proposto.



Fonte: Autor (2020)

Figura 4-8. Caso 03: Demanda simulada do alimentador 19. O tracejado mostra demanda do caso base e as barras a diferença percentual entre o caso 3 e o caso base.

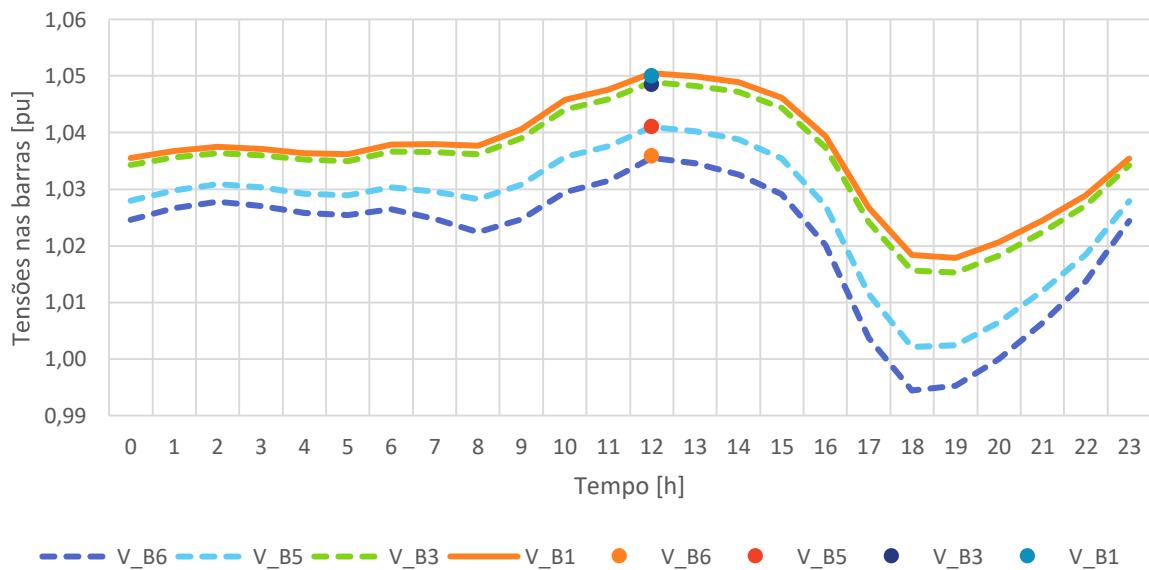


Fonte: Autor (2020)

- Caso 04

A Figura 4-9 traz os resultados deste cenário onde a UFV foi instalada na barra 1.

Figura 4-9. Caso 04: UFV instalada na barra 1 (linha sólida do gráfico). As curvas são dadas pelo método de séries temporais e os Pontos, pelo método híbrido proposto.



Fonte: Autor (2020)

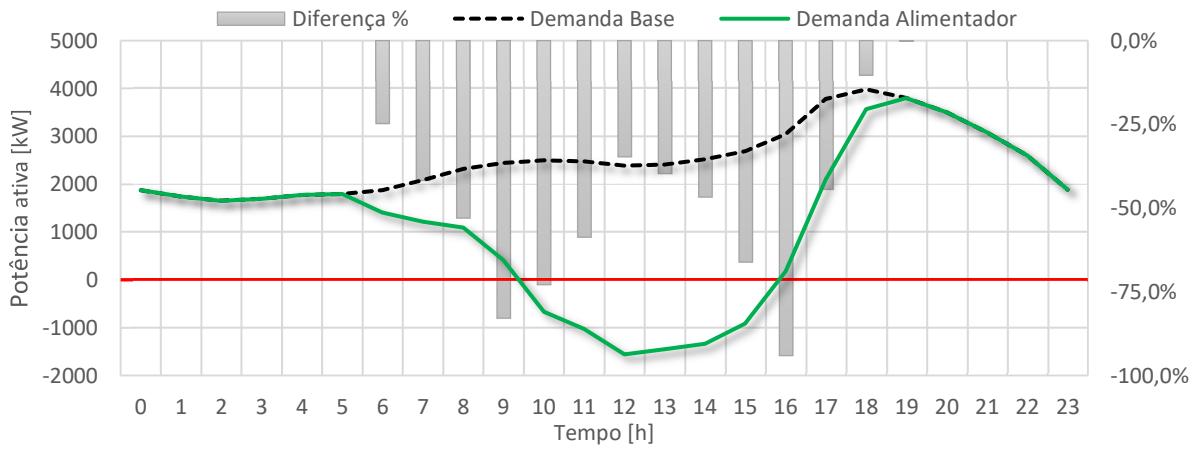
A barra 1 está situada em uma região de adensamento populacional de classe média, também predominantemente residencial, mas que conta com escola, mercado e outros pontos comerciais. Nesse aspecto, assemelha-se ao caso 2, no entanto, a diferença está no fato da barra 1 ser a mais próxima da subestação.

Assim, o sistema comportou 3,9 MVA de GD instalada nesse barramento. Tal qual o caso anterior, vê-se que as barras 5 e 6 não foram tão afetadas quanto as barras 1 e 3, como pode-se observar na Figura 4-9.

Novamente, destaca-se que os resultados de ambas metodologias estão em consonância.

Por fim, na curva de demanda apresentada na Figura 4-10 pode-se observar, tal qual os demais casos, que a curva de demanda retrata um fluxo reverso de potência e um alívio do alimentador, sendo este último mais expressivo às 9h e 16h.

Figura 4-10. Caso 04: Demanda simulada do alimentador 19. O tracejado mostra demanda do caso base e as barras a diferença percentual entre o caso 4 e o caso base.



Fonte: Autor (2020)

4.3 Discussões

Nos casos estudados, a maior capacidade de hospedagem foi alcançada na barra 1 com 3,9 MVA. Os gráficos mostraram que o método híbrido proposto chegou nos mesmos valores que o método de série temporal.

A Tabela 6 compara os resultados entre as metodologias lado a lado os valores obtidos às 12h para todas as barras. Nela é também apresentada a variação percentual em relação ao método híbrido. Destaca-se que a variação entre valores ficou abaixo de 0,1%. Isto é, percebe-se que a metodologia proposta chegou nos mesmos valores, com uma quantidade menor de casos simulados.

De posse dos resultados alcançados, pode-se ainda calcular o Índice de Penetração Fotovoltaica ($Pen_{FV} [\%]$), conforme mostra a equação 2.2. Assim, adotando a demanda máxima do alimentador igual a 4576,32 kW (conforme mostrado na Figura 3-14) e Pp_{UFV} igual a CH obtida em cada caso simulado, tem-se então índices de penetração de 51,4%, 76,5%, 81% e 85,7%, respectivamente. O que vai ao encontro do postulado por Kharrazi; Sreeram e Mishra (2020) mostrando que possíveis problemas de regulação de tensão devido ao excesso de geração podem ocorrer mesmo em níveis de penetração mais baixos.

Portanto, conclui-se que o estudo realizado revela que o alimentador em foco tem espaço para integração de geração distribuída, não obstante, deve-se atentar para a região de conexão pois, como observado, a distância em relação a subestação influenciará as demais barras. Dito de outra forma, é preferencial a conexão na barra 1, seguida pelas barras 3, 5 e por fim, a

6. No entanto, dada a distribuição espacial das residências, é provável que as instalações futuras de UFVs se concentrem nas barras 5 e 1.

Como efeito colateral benéfico, desde que respeitados os limites regulatórios, percebe-se a melhoria do nível de tensão no final do alimentador durante o período de funcionamento das UFVs. Nos gráficos de demanda apresentados em cada caso, vê-se ainda um alívio de carga no alimentador (indicados pelo gráfico de barras) que representa um ganho adicional ao sistema devido à redução de perdas técnicas. Uma métrica que pode ser aplicada para avaliar o benefício da UFV no sistema é o fator efetivo de capacidade de carga (*FECC [%]*) que permite mensurar o impacto relativo da entrada da UFV no alimentador, de acordo com as equações 2.3, 2.4 e 2.5. Logo, o *FECC* calculado para os casos de 1 a 4 são, respectivamente, 8,96%, 6,03%, 5,69% e 5,37%. O *FECC* reflete um ganho percentual mais baixo entre 5 e 9% dado as características já mencionadas deste alimentador, ou seja, “residencial” onde o pico de produção de energia fotovoltaica não coincide com o pico de demanda.

Percebe-se também que o Alimentador 19 possui amplo espaço para medidas que viabilizem uma maior integração de GD tais como reguladores automáticos de tensão. No entanto, técnicas de ampliação da CH fogem do escopo deste trabalho.

Tabela 6 - Comparação entre metodologias aplicadas: tensões nas barras às 12h

	Tensões nas barras	Método Séries Temporais [pu]	Método Híbrido Proposto [pu]	Δ%
Caso Base	V_{B6}	1,0156	1,0164	-0,075%
	V_{B5}	1,0212	1,0217	-0,050%
	V_{B3}	1,0293	1,0293	-0,004%
	V_{B1}	1,0309	1,0309	0,005%
Caso 01	V_{B6}	1,0501	1,0501	0,000%
	V_{B5}	1,0414	1,0411	0,030%
	V_{B3}	1,0430	1,0422	0,077%
	V_{B1}	1,0434	1,0424	0,087%
Caso 02	V_{B6}	1,0453	1,0455	-0,018%
	V_{B5}	1,0507	1,0506	0,004%
	V_{B3}	1,0492	1,0485	0,070%
	V_{B1}	1,0490	1,0481	0,085%

Continuação da Tabela 6

	Tensões nas barras	Método Séries Temporais [pu]	Método Híbrido Proposto [pu]	$\Delta\%$
Caso 03	V_{B6}	1,0368	1,0369	-0,006%
	V_{B5}	1,0423	1,0421	0,017%
	V_{B3}	1,0506	1,0500	0,060%
Caso 04	V_{B1}	1,0498	1,0490	0,077%
	V_{B6}	1,0355	1,0359	-0,033%
	V_{B5}	1,0410	1,0411	-0,010%
	V_{B3}	1,0489	1,0485	0,035%
	V_{B1}	1,0505	1,0500	0,045%

Por fim, a Tabela 7 resume todos os casos simulados e os resultados obtidos apresentando a potência máxima da UFV (P_{UFV}), a distância média da UFV em relação à subestação de origem (SE_{PC3}), o índice de penetração fotovoltaica (Pen_{FV}), o fator efetivo de capacidade de carga ($FECC$) e o alívio máximo alcançado no alimentador.

Tabela 7 - Resumo dos resultados obtidos

Caso	UFV	$dist [km]$	$P_{UFV}[MVA]$	$Pen_{FV}[\%]$	$FECC[\%]$	$Alívio_{Max} [\%]$
01	Barra 6	10,9	2,3	51,4	8,96	99,1
02	Barra 5	6,3	3,5	76,5	6,03	86,8
03	Barra 3	4,2	3,8	81,0	5,69	90,7
04	Barra 1	3,7	3,9	85,7	5,37	94

Capítulo 5

Conclusões

5.1 Considerações Finais

Conforme apontado no Capítulo 2, a metodologia por série temporal requer grande volume de dados de medições para análise de comportamento e classificação dos tipos de consumidores. Isto é feito nas concessionárias de energia sob a forma de “campanhas de medição”, onde as equipes vão à campo para instalação de medidores e coleta de informações. Na falta dessas curvas medidas in loco, pode-se ainda lançar mão de análises estatísticas para fabricação de dados temporais sintéticos.

Em suma, o método híbrido apresentado, utilizou uma série temporal com os dados de demanda do alimentador que é facilmente obtido em sua subestação de origem. As cargas de baixa tensão foram modeladas pela razão entre suas demandas máximas e a demanda máxima do alimentador, facilitando, portanto, a implementação inicial do modelo.

O Brasil, tendo dimensões continentais, possui realidades distintas para cada uma de suas regiões. Como exemplo das adversidades enfrentadas pelas concessionárias do sistema elétrico brasileiro, pode-se citar o incidente no estado do Amapá no início de novembro de 2020, onde a perda de um transformador (ONS, 2020) deixou o estado por 22 dias com problemas graves no fornecimento de energia. Logo, tendo em mente as dificuldades operacionais das concessionárias que veem o número de **pedidos de acesso** às suas redes crescerem exponencialmente ano após ano (ABSOLAR, 2020), simular apenas o ponto crítico do sistema agiliza as análises e, consequentemente, a emissão dos pareceres de acesso para liberação de novas UFVs.

Da revisão bibliográfica apresentada e dos próprios resultados obtidos, depreende-se que a integração de geração distribuída na rede de distribuição elétrica afeta o regime de operação do sistema. O impacto pode trazer benefícios desde que a concessionária avalie de forma contínua a integração das UFVs em sua área de atuação. Ainda no Capítulo 2, foi apre-

sentado as principais metodologias à disposição das Concessionárias para avaliação da capacidade de hospedagem de suas redes, cada qual com seus prós e contras novamente destacado na Tabela 8 abaixo.

Tabela 8 - Comparaçao entre metodologias de cálculo de hospedagem.

Característica	Método			
	Determinístico	Estocástico	Temporal	Híbrido Proposto
Obtenção dos parâmetros de entrada	Fácil	Complexo	Moderado	Moderado
Implementação do estudo	Fácil	Complexo	Complexo	Moderado
Comporta o tratamento de incertezas	Não	Sim	Sim	Sim
Cenário Simulado	Pior caso possível	Realista (milhões de simulações)	Realista (baseado em medições)	Realista (baseado em medições)
Guarda relação temporal entre grandezas	Sim	Não	Sim	Sim
Velocidade de processamento	Rápido	Moderado	Lento	Moderado
Tempo de simulação	Rápido	Lento	Lento	Moderado
Esforço computacional (processamento)	Baixo	Alto	Alto	Moderado
Escalabilidade da metodologia	Fácil	Complexo	Complexo	Moderado
Interpretação dos resultados	Fácil	Complexo	Fácil	Fácil

Não obstante, o método híbrido modela o alimentador utilizando séries temporais de demanda e tensão tal qual seria feito no método de série temporal típico. As cargas são definidas de forma determinística. Dessa forma o sistema pode ser simulado de acordo com o comportamento típico da rede, formando cenários mais realistas. A velocidade de processamento e tempo computacional será um valor intermediário entre ambos os métodos. Sua implementação é mais simples pelo processo de aquisição de dados das cargas e por executar apenas os casos de interesse para o estudo em questão.

Assim, as vantagens da metodologia proposta podem ser resumidas em:

- Obtenção dos parâmetros de entrada facilitada;
- Agilidade na implementação do estudo;
- Maior velocidade no processamento;

Por fim, diante das vantagens supracitadas e da eficácia apresentada pelo método, a metodologia híbrida proposta se mostra como uma ferramenta promissora e atraente para os estudos de capacidade de hospedagem por parte das concessionárias.

5.2 Trabalhos futuros

Visando dar continuidade ao trabalho aqui apresentado, algumas sugestões para trabalhos futuros são dadas:

- Adoção de modelos de rede harmônicos e desequilibrados, permitindo análises de outros aspectos técnicos tais como desequilíbrios de tensão e distorções harmônicas;
- Modelagem da rede de baixa tensão permitindo análise aprofundada de perdas técnicas;
- Estudos de otimização de rede, permitindo a alocação ótima de geração distribuída para maximizar a capacidade de hospedagem do sistema.

Referências

- ABSOLAR. **Infográfico da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil.** [S. I], 2020. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html>. Acesso em: 12 ago. 2020.
- ANEEL. Módulo 1 - Introdução. In: PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL - PRODIST. 10. ed. Brasilia: ANEEL, 2010a. p. 55. *E-book*.
- ANEEL. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. In: PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL - PRODIST. 10. ed. Brasilia: ANEEL, 2018. p. 88. *E-book*.
- ANEEL. Resolução Normativa nº 482 de 17 de Abril de 2012. Brasilia: ANEEL, 2012.
- ANEEL. Resolução Normativa nº 414 de 09 de setembro de 2010. Brasilia: ANEEL, 2010b. *E-book*.
- ANZALCHI, Arash *et al.* Power quality and voltage profile analyses of high penetration grid-tied photovoltaics: A case study. **2017 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, IAS 2017**, [s. I], v. 2017-Janua, p. 1–8, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/IAS.2017.8101854>
- ARRILLAGA, José; WATSON, Neville R. **Power System Harmonics**. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2003. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/0470871229>
- BRANDÃO, Danilo Iglesias *et al.* Automatic Management Methodology For Photovoltaic Distributed Generation Systems. **Eletrônica de Potência**, [s. I], v. 18, n. 4, p. 1257–1265, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.18618/REP.2013.4.12571265>
- BRITO, Moacyr *et al.* Anti-island Strategies Applied At Distributed Generation Systems. **Eletrônica de Potência**, [s. I], v. 23, n. 2, p. 226–234, 2018. Disponível em:

<https://doi.org/10.18618/REP.2018.2.2773>

CHATHURANGI, D. *et al.* Evaluation of Maximum Solar PV Penetration: Deterministic Approach for over Voltage Curtailments. **Proceedings of 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, ISGT-Europe 2019**, [s. l.], p. 1–5, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2019.8905777>

CHATHURANGI, D. *et al.* Potential power quality impacts on LV distribution networks with high penetration levels of solar PV. In: , 2018. **2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)**. [S. l.]: IEEE, 2018. p. 1–6. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ICHQP.2018.8378890>

DAUD, Sa'Adah; KADIR, Aida Fazliana Abdul; GAN, Chin Kim. The impacts of distributed Photovoltaic generation on power distribution networks losses. In: , 2015. **2015 IEEE Student Conference on Research and Development (SCoReD)**. [S. l.]: IEEE, 2015. p. 11–15. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/SCORED.2015.7449305>

DE PAULA SILVA, Sergio Ferreira. **SSEP: Simulador de Sistemas Elétricos de Potência**. 4.0.0.25ed. Uberlândia: Quality Engenharia & Sistemas, 2016.

DE SOUZA, Arthur Costa *et al.* Avaliação de desempenho de modelos computacionais representativos de painéis fotovoltaicos. **Ciência & Engenharia**, [s. l.], v. 25, n. 1, p. 145–154, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.14393/19834071.2016.34409>

DO NASCIMENTO, Lucas Rafael *et al.* Extreme solar overirradiance events: Occurrence and impacts on utility-scale photovoltaic power plants in Brazil. **Solar Energy**, [s. l.], v. 186, n. January, p. 370–381, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.05.008>

DUFFIE, John A.; BECKMAN, William A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 4. ed. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2013. ISSN 0002-9505. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/9781118671603>

DUGAN, Roger C.; MONTENEGRO, Davis; BALLANTI, Andrea. **Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. Palo Alto: EPRI, 2020.

EPE. **Balanço Energético Nacional 2017: Ano base 2016**. Rio de Janeiro: Empresa de

Pesquisa Energética, 2017. *E-book*.

EPE. **Balanço Energético Nacional 2018: Ano base 2017.** Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2018. *E-book*.

EPE. **Balanço Energético Nacional 2019 - Relatório Síntese Ano Base 2018.** Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2019.

EPE. **Balanço Energético Nacional 2020: Ano base 2019.** Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2020a. *E-book*.

EPE. **Relatório Síntese: BEN 2020 - ano base 2019.** Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2020b. *E-book*.

EPRI. **Impact Factors, Methods, and Considerations for Calculating and Applying Hosting CapacityIntegration of Distributed Energy Resources.** Palo Alto: [s. n.], 2018.

FREITAS, Paulo Ricardo Radatz de. **Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica.** 191 f. 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.11606/D.3.2019.tde-20032020-074934>

GABDULLIN, Yesbol *et al.* Solar Photovoltaics Penetration Impact on a Low Voltage Network A Case Study for the Island of Gozo, Malta. In: , 2018. **2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM).** [S. l.]: IEEE, 2018. p. 1–5. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2018.8585974>

GONTIJO, Rafael Marçal Patrocínio. **Alocação de Geradores Distribuídos Orientada por Fluxo de Potência Probabilístico.** 112 f. 2017. - UFOP, João Monlevade, 2017. Disponível em: <http://www.monografias.ufop.br/handle/35400000/860>

GOOGLE LLC. **Google Earth Pro.** [S. l.: s. n.], 2019. Disponível em: <https://www.google.com.br/intl/pt-BR/earth/>

HAQUE, M. Mejbaul; WOLFS, Peter. A review of high PV penetrations in LV distribution networks: Present status, impacts and mitigation measures. **Renewable and Sustainable Energy Reviews,** [s. l.], v. 62, p. 1195–1208, 2016. Disponível em:

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.025>

IBGE. **Censo Experimental Poços de Caldas.** [S. I.], 2020. Disponível em: <https://censo2020.ibge.gov.br/experimental.html>. Acesso em: 1 mar. 2020.

ISMAEL, Sherif M. *et al.* State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. **Renewable Energy**, [s. I.], v. 130, p. 1002–1020, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.008>

JARDIM, Carolina da Silva. **A inserção da geração solar fotovoltaica em alimentadores urbanos enfocando a redução do pico de demanda diurno.** 148 f. 2007. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - UFSC, Florianópolis, 2007.

JARDINI, J.A. *et al.* Curvas de Carga Típicas e Agregação dos Consumidores Residenciais, Comerciais e Industriais de Baixa Tensão. In: , 1999, Rio de Janeiro. **4to Encontro Luso-Afro-Brasileiro de Planjamento e Exploração de Redes de Energia - ELAB.** Rio de Janeiro: ELAB, 1999. p. 391–397.

JOINT WG C4.24/CIRED. **Power Quality and EMC Issues with Future Electricity Networks.** [S. I.: s. n.], 2018.

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos Cesar Barioni de; ROBBA, Ernesto João. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica.** 2. ed. São Paulo: Edgard Blücher, 2010.

KARIMI, M. *et al.* Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network - A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. I.], v. 53, p. 594–605, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.042>

KHARRAZI, A.; SREERAM, V.; MISHRA, Y. Assessment techniques of the impact of grid-tied rooftop photovoltaic generation on the power quality of low voltage distribution network - A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. I.], v. 120, n. November 2019, p. 109643, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109643>

KORDKHEILI, Reza Ahmadi *et al.* Determining maximum photovoltaic penetration in a distribution grid considering grid operation limits. In: , 2014. **2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition.** [S. I.]: IEEE, 2014. p. 1–5. Disponível em:

<https://doi.org/10.1109/PESGM.2014.6939292>

LIU, Dichen *et al.* Probabilistic assessment of hybridwind-pv hosting capacity in distribution systems. **Sustainability (Switzerland)**, [s. l.], v. 12, n. 6, p. 1935–1947, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/su12062183>

LIU, Yu-Jen *et al.* Assessment of PV Hosting Capacity in a Small Distribution System by an Improved Stochastic Analysis Method. **Energies**, [s. l.], v. 13, n. 22, p. 5942, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en13225942>

MARCHESAN, Gustavo. **Detecção de ilhamento em sistemas de distribuição com geração síncrona distribuída**. 129 f. 2016. - Universidade Federal de Santa Maria, [s. l.], 2016. Disponível em: <https://repositorio.ufsm.br/handle/1/3696>

MARQUES, Marthielo Dos Santos. **Metodologia para Modelagem de Curvas Típicas de Demanda Elétrica Utilizando Redes Neurais Artificiais Considerando Variáveis Climáticas**. 121 f. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA, Alegrete, 2014. Disponível em: <http://dspace.unipampa.edu.br:8080/jspui/handle/riu/252>

MASSON, G.; KAIZUKA., I. **Trends in photovoltaic applications 2019**. 2019. ed. Paris: IEA, 2019. *E-book*.

MONTICELLI, Alcir; GARCIA, Ariovaldo. **Introdução a Sistemas de Energia Elétrica**. 2a. ed. Campinas: UNICAMP, 2011.

MORETTIN, Pedro A.; TOLOI, Clélia M. C. **Análise de séries temporais**. 3. ed. São Paulo: Blucher, 2018.

MUKWEKWE, Leonard; VENUGOPAL, Chitra; DAVIDSON, Innocent E. A review of the impacts and mitigation strategies of high PV penetration in low voltage networks. In: , 2017, Accra. **2017 IEEE PES PowerAfrica**. Accra: IEEE, 2017. p. 274–279. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/PowerAfrica.2017.7991236>

MULENGA, Enock; BOLLEN, Math H.J.; ETHERDEN, Nicholas. A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids.

International Journal of Electrical Power & Energy Systems, [s. l.], v. 115, n. February 2019, p. 105445, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105445>

ONS. Relatório de Análise de Perturbação ONS DGL-REL-0016/2020. Rio de Janeiro: [s. n.], 2020.

PALUDO, Juliana Aramizu. Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente. 186 f. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.11606/D.18.2014.tde-23042014-153815>

PAREJA, Luis Alfonso Gallego. Fluxo de potência em redes de distribuição de energia elétrica considerando incertezas. 161 f. 2009. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - UNESP, Ilha Solteira, 2009.

PAULA, Guilherme Marques de Faria. Curvas típicas de carga para o planejamento operacional do sistema de distribuição. 166 f. 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006. Disponível em: <https://doi.org/10.11606/D.3.2006.tde-26052006-171214>

PFENNINGER, Stefan. Dealing with multiple decades of hourly wind and PV time series in energy models: A comparison of methods to reduce time resolution and the planning implications of inter-annual variability. **Applied Energy**, [s. l.], v. 197, p. 1–13, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.051>

PINTO NETO, Aimé Fleury de Carvalho. Avaliação do impacto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de baixa tensão. 109 f. 2017. Tese (Doutorado em Energia) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.11606/T.86.2017.tde-09112016-201805>

PINTO, Aimé; ZILLES, Roberto. Reactive power excess charging in grid-connected PV systems in Brazil. **Renewable Energy**, [s. l.], v. 62, p. 47–52, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.06.045>

QUAN, Hui *et al.* Impact analysis for high-penetration distributed photovoltaic generation

integrated into grid based on DIgSILENT. In: , 2017. **2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)**. [S. l.]: IEEE, 2017. p. 1–6. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/EI2.2017.8245606>

RAMLJAK, Ivan; BAGO, Drago. Impact of PV Plant on Voltage Variations in Point of Common Coupling. In: , 2020, Vienna. **Proceedings of the 31st DAAAM International Symposium**. Vienna: DAAAM International, 2020. p. 0842–0850. Disponível em: <https://doi.org/10.2507/31st.daaam.proceedings.118>

REINALDO, Pierry M.; DUPCZAK, Bruno Scortegagna; ARANHA NETO, Edison A. C. Impact Assessment of Photovoltaic Distributed Generation on Celesc Low-Voltage Network. **Eletrônica de Potência**, [s. l.], v. 25, n. 3, p. 1–10, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.18618/REP.2020.3.0013>

RESENDE, José Wilson. **Introdução à qualidade da energia**. Uberlândia: UFU, 2005.

SAMET, Haidar; KHORSHIDSAVAR, Morteza. Analytic time series load flow. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 82, n. July 2017, p. 3886–3899, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.084>

SAUTHIER, Luís F *et al.* Modelagem Matemática de Módulos Fotovoltaicos Aplicados a Ambientes de Simulação de Geração Distribuída. In: , 2018, Santa Maria. **11th SEMINAR ON POWER ELECTRONICS AND CONTROL**. Santa Maria: UFSM, 2018. p. 6. Disponível em: <https://www.ufsm.br/cursos/pos-graduacao/santa-maria/ppgee/papers/>

SAUTHIER, Luís Fernando. **Modelagem Matemática de Módulos Fotovoltaicos Aplicados a Ambientes de Simulação de Geração Distribuída**. 106 f. 2019. Dissertação (Mestrado em Modelagem Matemática) - Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, Ijuí, 2019. Disponível em:
<http://bibliodigital.unijui.edu.br:8080/xmlui/handle/123456789/5771>

SHARMA, Abhishek; SUNITHA, R. Unintentional islanding detection in microgrid. In: , 2017. **2017 International Conference on Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing (ICECDS)**. [S. l.]: IEEE, 2017. p. 2519–2523. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ICECDS.2017.8389907>

- SHAYANI, Rafael Amaral. **Método para determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída.** 186 f. 2010. - UNB, [s. l.], 2010. Disponível em:
http://www.repositorio.unb.br/bitstream/10482/7117/1/2010_RafaelAmaralShayani.pdf
- TZARTZEV, Rossen; MACK GRADY, W.; PATEL, Jay. Impact of high-penetration PV on distribution feeders. In: , 2012. **2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe).** [S. l.]: IEEE, 2012. p. 1–6. Disponível em:
<https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2012.6465713>
- URBANETZ JUNIOR, Jair. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Redes de Distribuição Urbanas: Sua Influência na Qualidade da Energia Elétrica e Análise dos Parâmetros que Possam Afetar a Conectividade.** 189 f. 2010. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) - UFSC, Florianópolis, 2010. Disponível em:
<http://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/94284>
- VON ZUBEN, Fernando José. **Fundamentos para Processos Estocásticos.** Campinas: [s. n.], 2003.
- ZAIN UL ABIDEEN, Mohammad; ELLABBAN, Omar; AL-FAGIH, Luluwah. A Review of the Tools and Methods for Distribution Networks' Hosting Capacity Calculation. **Energies**, [s. l.], v. 13, n. 11, p. 2758, 2020. Disponível em:
<https://doi.org/10.3390/en13112758>

Anexo I

Demais impactos causados por GD-FV em redes de distribuição

No Capítulo 2 foi discutido impactos que a GD fotovoltaica pode causar nas redes de distribuição e deu-se maior enfoque nas variações de tensão de longa duração. Assim, nas seções subsequentes, são apresentados outros possíveis impactos causados pela integração de UFVs na rede das distribuidoras de energia.

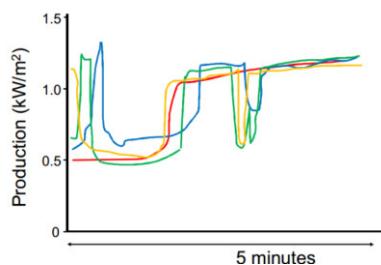
I. Variações de tensão de média duração

Uma nova categoria de distúrbio, ainda sem um índice para quantificar sua gravidade, é ilustrado na Figura 0-1, e é causado notadamente por rápidas variações na geração fotovoltaica devido à passagem de nuvens (JOINT WG C4.24/CIRED, 2018).

Ao usar métodos padrão para quantificar a qualidade da energia, esse tipo de distúrbio não será facilmente percebido pois, é muito rápido para impactar o valor eficaz no tempo de integração de 10 minutos e é muito lento para afetar o parâmetro “Severidade de Flutuação de Tensão de Curta Duração - Pst” (flicker), ambos estipulados pelo PRODIST (ANEEL, 2018).

Neste caso, novos índices são necessários para quantificar como as variações na magnitude da tensão nessa escala de tempo são impactados pela produção de eletricidade fotovoltaica.

Figura 0-1 – Exemplo da variação na geração fotovoltaica devido à passagem de nuvens de quatro painéis solares localizados na mesma rua.



Fonte: (JOINT WG C4.24/CIRED, 2018).

II. Variações de tensão de curta duração

Ainda segundo o módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2018), variações de tensão de curta duração (VTCD) são desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a três minutos e são classificadas de acordo com a Quadro 1, tipicamente causadas por faltas, energização ou desenergização de cargas. A norma traz ainda parâmetros para analisar os impactos e severidade dos eventos.

Quadro 1 - Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração.

	Denominação	Duração da Variação (Δt_e)	Amplitude da tensão* (V_e)
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão (IMT)	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 TR
	Afundamento Momentâneo de Tensão (AMT)	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 TR e inferior a 0,9 TR
	Elevação Momentânea de Tensão (EMT)	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 TR
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão (ITT)	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 TR
	Afundamento Temporário de Tensão (ATT)	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 TR e inferior a 0,9 TR
	Elevação Temporária de Tensão (ETT)	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 TR

* Valor eficaz em relação à tensão de referência (TR).

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2018).

III. Desequilíbrio de tensão

O desequilíbrio de tensão é considerado um problema de qualidade de energia que causa grande preocupação. Embora as tensões sejam bastante equilibradas nos níveis de geração e transmissão, as tensões no nível de utilização podem ser desequilibradas devido às impedâncias desiguais do sistema e à distribuição desigual de cargas monofásicas (HAQUE; WOLFS, 2016).

Segundo o PRODIST, desequilíbrio é o fenômeno caracterizado por qualquer diferença verificada nas **amplitudes** e/ou na **defasagem** elétrica entre as tensões de fase de um determinado sistema trifásico. O desequilíbrio é expresso em percentual da tensão de sequência negativa (V_-) em relação a tensão de sequência positiva (V_+) (ANEEL, 2010a, 2018) conforme mostra a equação I.1.

$$FD(\%) = \frac{V_-}{V_+} \cdot 100\% \quad I.1$$

Alternativamente, pode-se utilizar a equação I.2, que conduz a resultados em consonância com a equação I.1, anterior (ANEEL, 2018).

$$FD(\%) = 100 \cdot \sqrt{\left(\frac{1 - \sqrt{(3 - 6\beta)}}{1 + \sqrt{(3 - 6\beta)}} \right)} \quad I.2$$

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2}$$

O limite estabelecido para o desequilíbrio no PRODIST (ANEEL, 2018) é de 3% para tensões nominais inferiores a 1kV e de 2% para tensões nominais superior a 1kV e inferior a 230kV.

IV. Distorção Harmônica

As distorções harmônicas são fenômenos associados a deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental (ANEEL, 2018). A distorção harmônica é proveniente principalmente da operação de dispositivos e cargas não lineares na rede elétrica, tal qual o inversor utilizado nas UFVs.

Segundo Pinto Neto (2017), a distorção harmônica é o principal fator degradante da qualidade do sinal de tensão da rede, pois deforma a onda de tensão, prejudicando as cargas, medições, a eficiência do sistema e, dependendo da frequência dos harmônicos, os sinais de dados que são transmitidos próximos ou no próprio condutor com harmônicos.

Com a crescente penetração de sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição, a distorção harmônica da forma de onda de corrente e tensão estão se tornando uma questão importante. Estas distorções harmônicas, de forma sucinta, contribuem para o aumento de perdas no sistema de distribuição por aquecimento, impactam o funcionamento de motores e podem prejudicar as operações de equipamentos eletrônicos (ARRILLAGA; WATSON, 2003).

O PRODIST estabelece limites apenas para as distorções da forma de onda de tensão (ver Quadro 2), no entanto, devido a resposta não-linear inerente aos inversores fotovoltaicos, as distorções harmônicas de corrente podem causar as distorções de tensão que podem influenciar a Distorção harmônica Total de Tensão (DTT) do sistema.

Quadro 2 - Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental).

Indicador	Tensão Nominal (V_n)		
	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} \leq V_n \leq 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n \leq 230 \text{ kV}$
$DTT95\%$	10,0%	8,0%	5,0%
$DTT_P95\%$	2,5%	2,0%	1,0%
$DTT_I95\%$	7,5%	6,0%	4,0%
$DTT_395\%$	6,5%	5,0%	3,0%

Fonte: (ANEEL, 2018).

As grandezas DTT , DTT_P , DTT_I e DTT_3 são, respectivamente, Distorção harmônica total de tensão, Distorção harmônica Total de Tensão para as componentes pares não múltiplas de 3, Distorção harmônica Total de Tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3 e Distorção harmônica Total de Tensão para as componentes múltiplas de 3. O índice 95% indica o intervalo de confiança para as medidas realizadas de tensão. Assim, cada uma destas grandezas podem ser calculadas através das expressões seguintes (ANEEL, 2018):

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hmax} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad \text{I.3}$$

Onde h é igual a todas as ordens harmônicas de 2 até $hmax$. Por sua vez, $hmax$ é a ordem harmônica máxima conforme a classe do equipamento utilizado para medição (classe A ou S).

$$DTT_P\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hP} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad \text{I.4}$$

Na equação anterior, h é igual a todas as ordens harmônicas pares, não múltiplas de 3, i.e., $h = 2, 4, 8, 10, 14, 16, 20, 22, 26, 28, 32, 34, 38, \dots, hP$. E hP é a máxima ordem harmônica par, não múltipla de 3.

$$DTT_I\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{hI} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad \text{I.5}$$

De forma semelhante, na equação anterior, h é igual a todas as ordens harmônicas ímpares, não múltiplas de 3, i.e., $h = 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, 29, 31, 35, 37, \dots, hI$. E hI é a máxima ordem harmônica ímpar, não múltipla de 3.

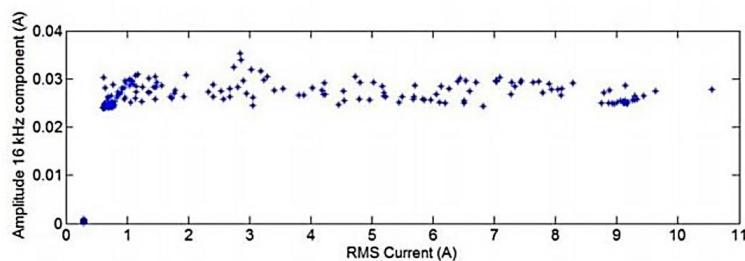
$$DTT_{\text{3}} \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h3} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad \text{I.6}$$

No caso da equação precedente, h representa todas as ordens harmônicas **múltiplas de 3**, ou seja, $h = 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, 30, 33, 36, 39, \dots, h3$. Aqui $h3$ é a máxima ordem harmônica múltipla de 3.

V. Supra harmônicos

De acordo com o CIGRÉ (JOINT WG C4.24/CIRED, 2018), o termo supra harmônico foi recentemente introduzido para se referir à distorção de tensão ou corrente na faixa de frequência de 2 a 150 kHz. Tais frequências se originam dos conversores ativos com eletrônica de potência, presentes em muitos dos equipamentos fotovoltaicos conectados à rede. Ainda segundo o CIGRÉ (JOINT WG C4.24/CIRED, 2018), existem indícios de que uma redução nas emissões de "harmônicos normais" (harmônicos ímpares de ordem inferior) provoca o aumento das emissões de supra harmônicos. O efeito aconteceria porque os conversores ativos são comumente projetados para reduzir o nível de emissões harmônicas em frequências mais baixas. O exemplo mostrado na Figura 0-2 apresenta os remanescentes da frequência de comutação de um inversor fotovoltaico.

Figura 0-2 - Supra harmônicos de uma UFV de 2,5 kW em função da magnitude da corrente.



Fonte: (JOINT WG C4.24/CIRED, 2018)

Observa-se na figura que um sinal de 16 kHz é injetado pelo inversor, independentemente da potência gerada. Quando o sistema fotovoltaico é desligado (valor da corrente eficaz próximo de zero), o sinal de 16 kHz desaparece.

Este tipo de distorção ainda não possui índices de referência na legislação brasileira.

VI. Ilhamento

Ilhamento é definido como um estado de operação em que a central geradora supre uma porção eletricamente isolada do sistema de distribuição da concessionária portanto, é o mesmo que uma operação ilhada (ANEEL, 2010a). O ilhamento pode ser originado por um erro humano ou por uma ação deliberada de emergência, resultado da atuação para proteção ou controle e é considerado principalmente como um recurso final para salvar o sistema antes de seu colapso total (MARCHESAN, 2016). O ilhamento é, portanto, um modo de operação da rede de distribuição e, *a priori*, não representa um problema na qualidade de energia.

Os inversores das UFVs conectadas a rede são dotados de proteções para que a condição de ilhamento não-intencional não ocorra. Conforme Sharma e Sunitha (2017) e Shayani (2010), caso a proteção dos inversores falhem, o ilhamento passa a representar um risco de morte para os funcionários da concessionária distribuidora, pois eles podem não estar cientes de uma fonte conectada ao sistema de distribuição enquanto a rede não está fornecendo energia. Além disso, durante o ilhamento, todos os parâmetro de qualidade de energia (como a tensão e a frequência, por exemplo) ficam fora do controle da concessionária aumentando a possibilidade de danos aos equipamentos das unidades consumidoras dentro da ilha caso os limites sejam extrapolados (KARIMI *et al.*, 2016; SHAYANI, 2010). Por fim, segundo Marchesan (2016), o ilhamento não intencional também pode causar problemas na proteção do sistema de distribuição, tais como, perda de coordenação entre dispositivos de proteção, perda de sensibilidade e religamento fora de sincronismo interferindo no restabelecimento da energia pela concessionária.

VII. Fator de potência

O fator de potência é calculado como a razão entre a potência ativa e a potência aparente de um sistema e é essencialmente uma medida da diferença de fase entre a tensão e a corrente em um sistema de energia alternado. Sendo, portanto, dado conforme a equação I.7:

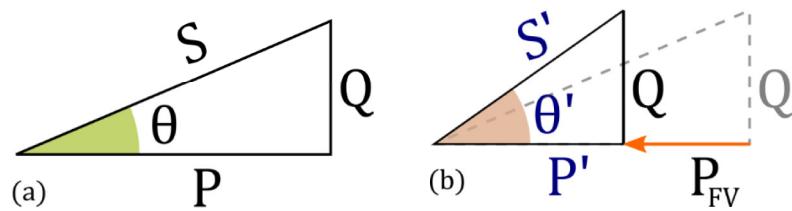
$$FP = \frac{P}{S} = \cos \theta \quad \text{I.7}$$

A REN 414/2010 da ANEEL (2010b), estabelece um fator de potência de referência igual a 0,92 assim, nos consumidores do grupo A com UFV instaladas, surge um inconveniente devido a forma como o fator de potência é medido pela concessionária.

Observe a Figura 0-3 que ilustra a situação. Em uma instalação sem uma UFV o consumidor recebe da rede, em um dado instante, os valores de potência ativa (P) e reativa (Q) conforme mostra a Figura 0-3a. Ao instalar uma UFV, o consumidor passa a produzir parte de sua potência ativa (representado por P_{FV}) e a potência ativa entregue à unidade consumidora pela concessionária é reduzida para (P') (situação da Figura 0-3b). Isto ocorre porque a maioria dos inversores fotovoltaicos conectados à rede são configurados apenas para injetar energia com fator de potência unitário, ou seja, eles produzem apenas energia ativa.

Como consequência, há uma redução do fator de potência da unidade consumidora, pois a rede da concessionária passa a fornecer menos energia ativa (representada por P') mas a mesma quantidade de energia reativa (Q) (CHATHURANGI *et al.*, 2018; MUKWEKWE; VENUGOPAL; DAVIDSON, 2017). Nesta situação, a unidade consumidora pode ultrapassar o limite estabelecido e ser taxada por tal.

Figura 0-3 – Redução do fator de potência devido a inserção de geração fotovoltaica. (a) Instalação sem UFV e (b) com UFV.



Fonte: Autor (2020).

Em seu artigo Pinto e Zilles (2014), esclarece que o objetivo de uma UFV é reduzir as despesas de energia e que a cobrança pelo excesso de energia reativa pode ser um entrave para a promoção dessa tecnologia, pois, apesar da redução no consumo de energia ativa, haverá também uma redução no fator de potência da unidade consumidora e isso gerará uma cobrança pelo excesso de energia reativa, mesmo que a demanda por energia reativa tenha permanecido a mesma. Isso reduz a atratividade dos sistemas fotovoltaicos.

Apêndice A

Registros Validação de Dados do Modelo

Nesta seção, são apresentados os registros de tensão, demanda, produção de energia fotovoltaica e outras variáveis ambientais que foram utilizados para a validação dos modelos empregados no trabalho.

Nos gráficos da Fig. A.1, Fig. A.2 e Fig. A.3 estão os registros de tensão da subestação Saturnino (SE_{PC3}) e da SE_{IF} . Vale destacar o comportamento mais estável da tensão na SE_{PC3} devido aos reguladores automáticos instalados, deixando a curva com um aspecto “quadrado”.

As curvas apresentadas na Fig. A.4, Fig. A.5 e Fig. A.6 mostram os registros dos medidores instalados na saída da usina fotovoltaica, indicando a geração de energia total da planta e dos medidores da subestação do IF indicando o fluxo bidirecional da energia, indicados nas curvas como injeção a energia excedente entregue à concessionária e como demanda a energia solicitada pelo IF à concessionária.

Por último, os gráficos da Fig. A.7 e da Fig. A.8 mostram parâmetros ambientais registrados pela estação solarimétrica do IFSULDEMINAS.

Dos gráficos apresentados, pode ser destacado a presença de chuva nos três dias em questão, e isso pode ser observado na curva de umidade relativa da Fig. A.8. Como esperado, as curvas de geração de energia fotovoltaica (Fig. A.4 à Fig. A.6) replicam o formato das curvas de irradiância (Fig. A.7).

Fig. A.1. Perfil de tensão do dia 16.01.2019 da SE Saturnino e na SE IF. Valores em p.u. na base de 7,97kV

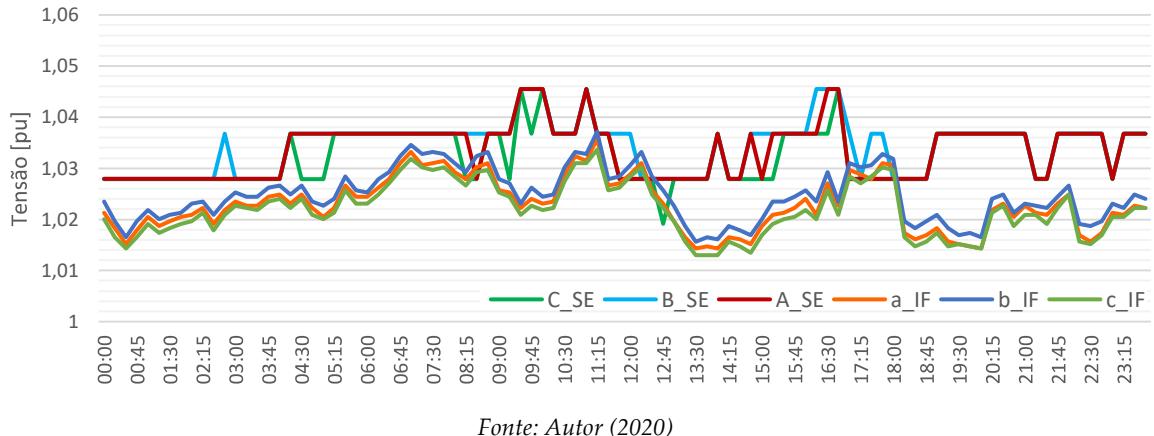


Fig. A.2. Perfil de tensão do dia 26.01.2019 da SE Saturnino e na SE IF. Valores em p.u. na base de 7,97kV.

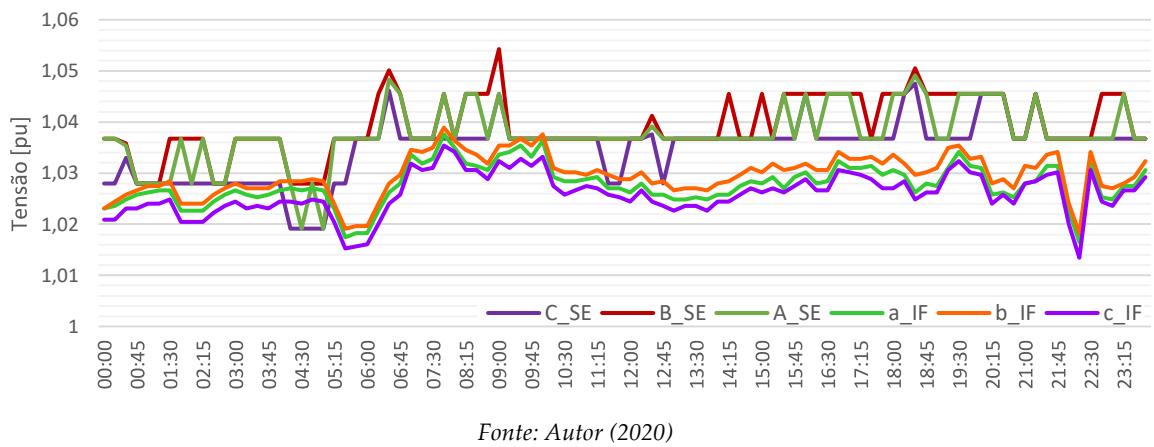


Fig. A.3. Perfil de tensão do dia 17.07.2019 da SE Saturnino e na SE IF. Valores em p.u. na base de 7,97kV

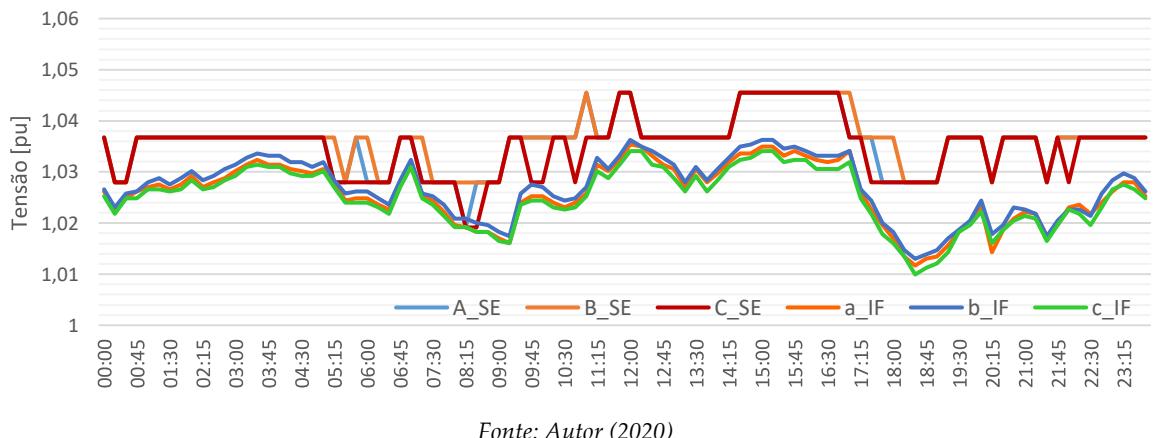
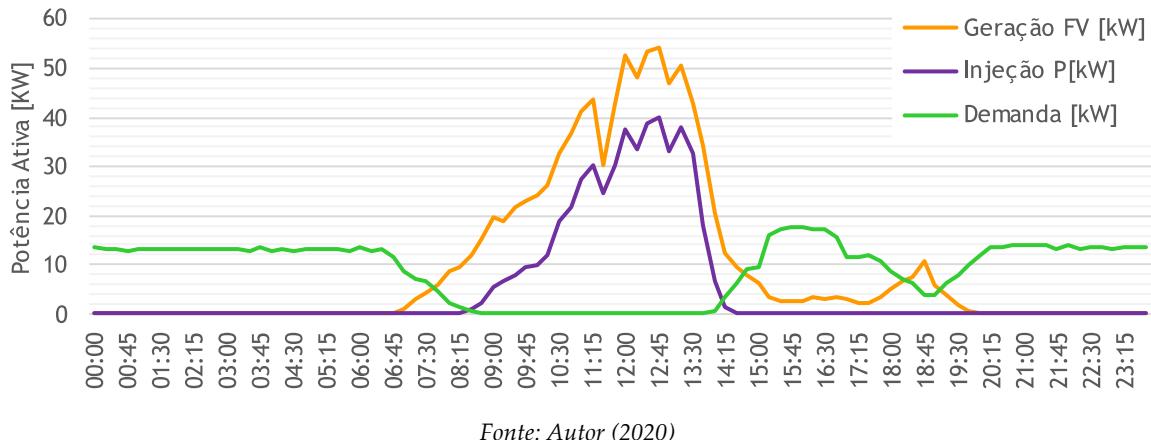
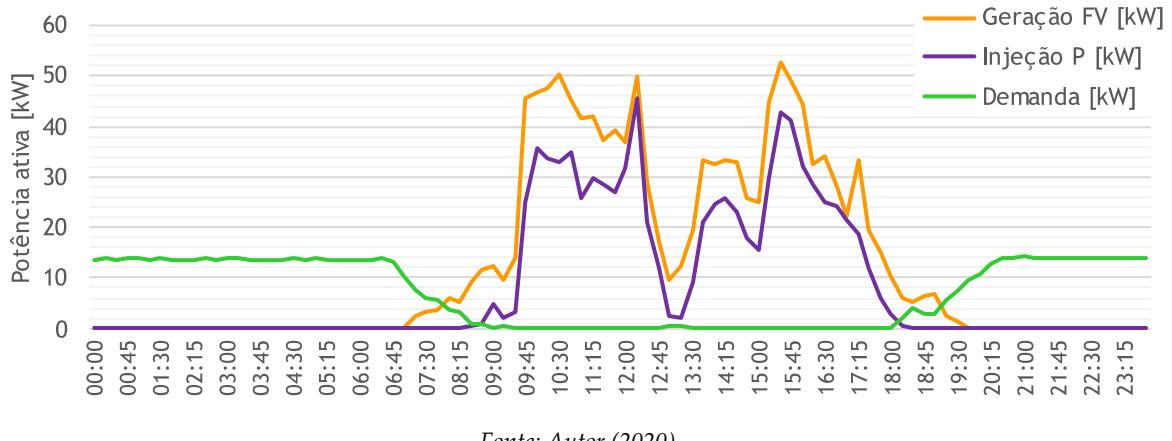


Fig. A.4. Potências registradas na SE do IF no dia 16.01.2019



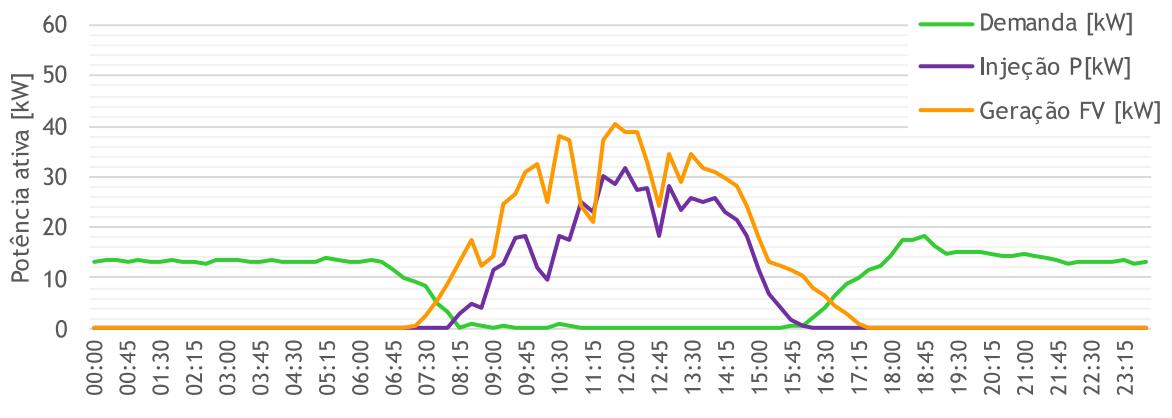
Fonte: Autor (2020)

Fig. A.5. Potências registradas na SE do IF no dia 26.01.2019



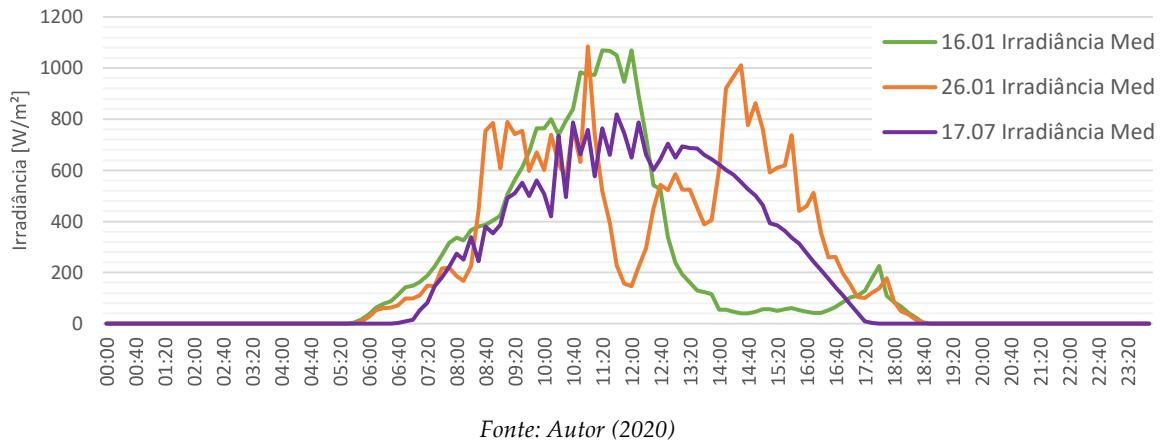
Fonte: Autor (2020)

Fig. A.6. Potências registradas na SE do IF no dia 17.07.2019



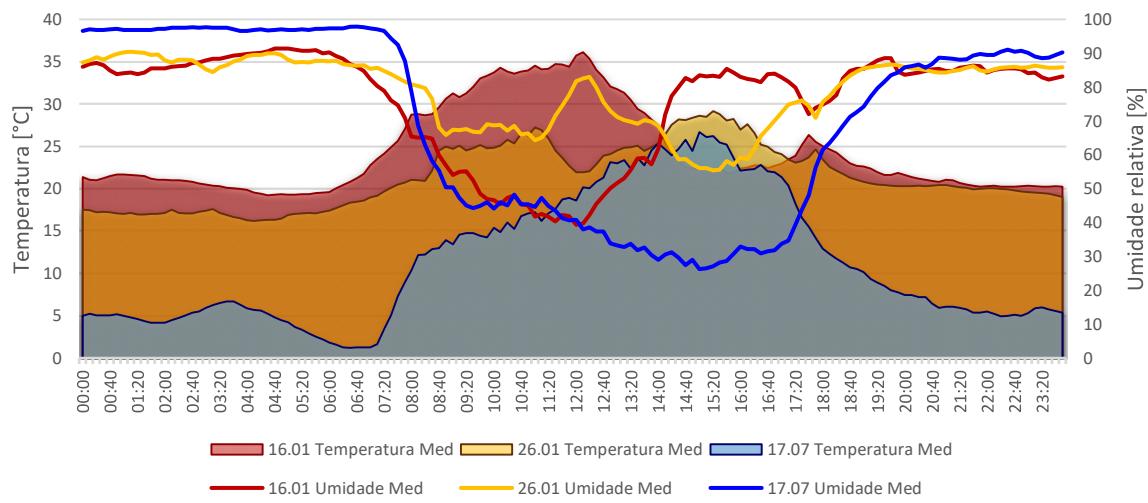
Fonte: Autor (2020)

Fig. A.7. Irradiância dos dias 16 e 26 de janeiro e dia 17 de julho na estação solarimétrica no Campus Poços



Fonte: Autor (2020)

Fig. A.8. Registros da temperatura ambiente e umidade relativa dos dias 16 e 26 de janeiro e dia 17 de julho captado pela estação solarimétrica no Campus Poços



Fonte: Autor (2020)

Apêndice B

Medições efetuadas no alimentador 19

Gráfico 1 – Média da Demanda horária em janeiro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média.

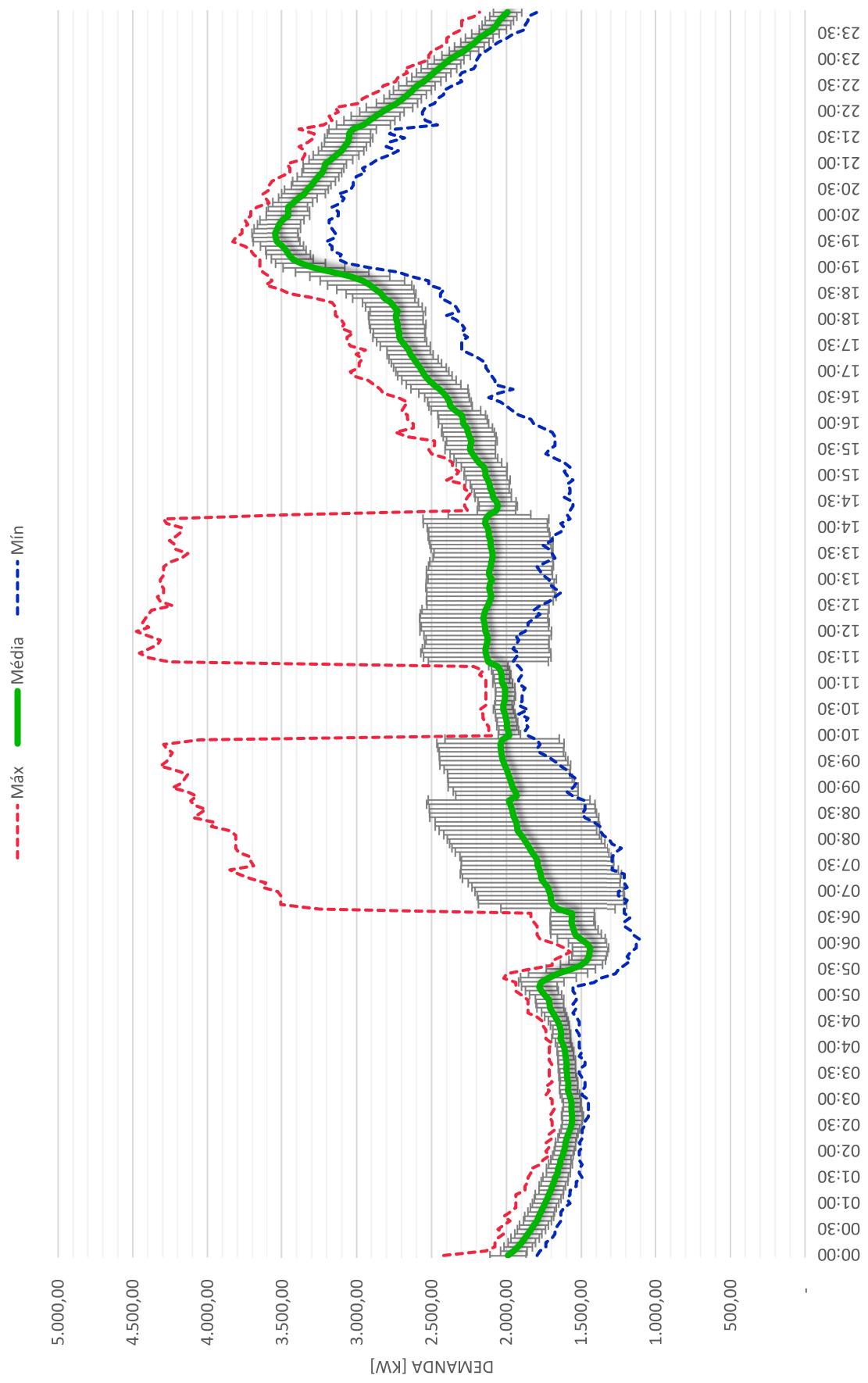


Gráfico 2 - Média da Demanda horária em fevereiro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média.

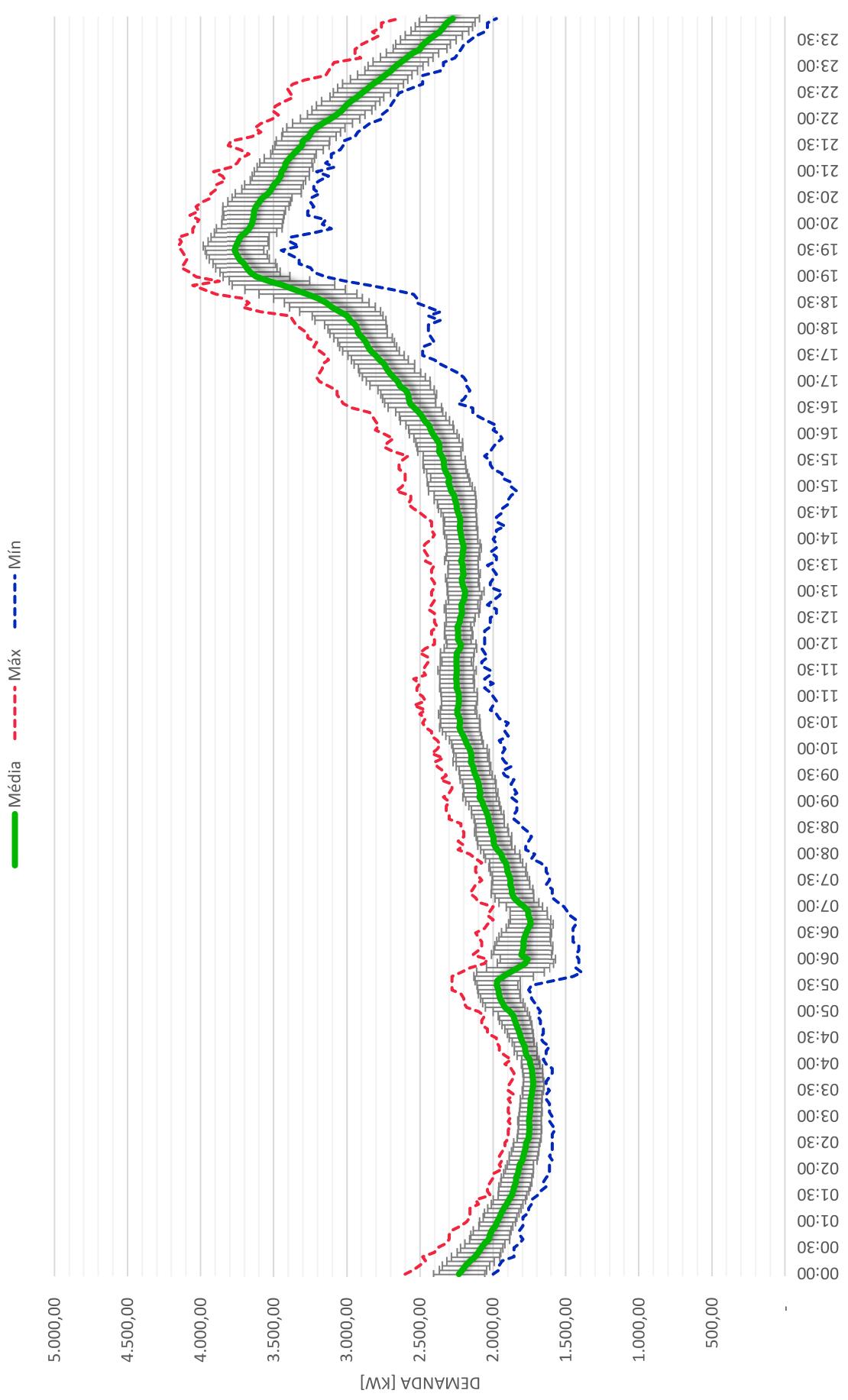


Gráfico 3 - Média da Demanda horária em março de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média.

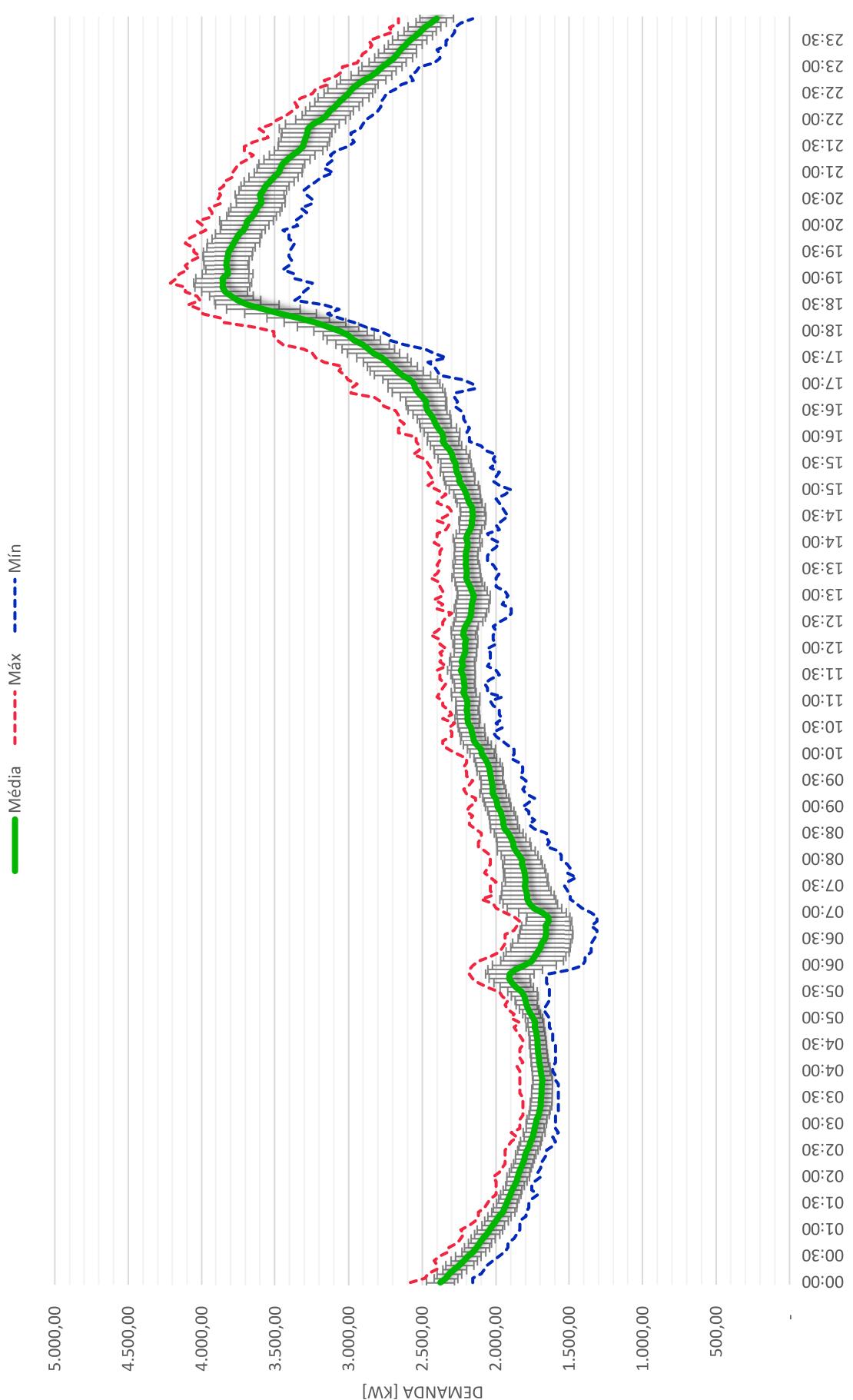


Gráfico 4 - Média da Demanda horária em abril de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média.

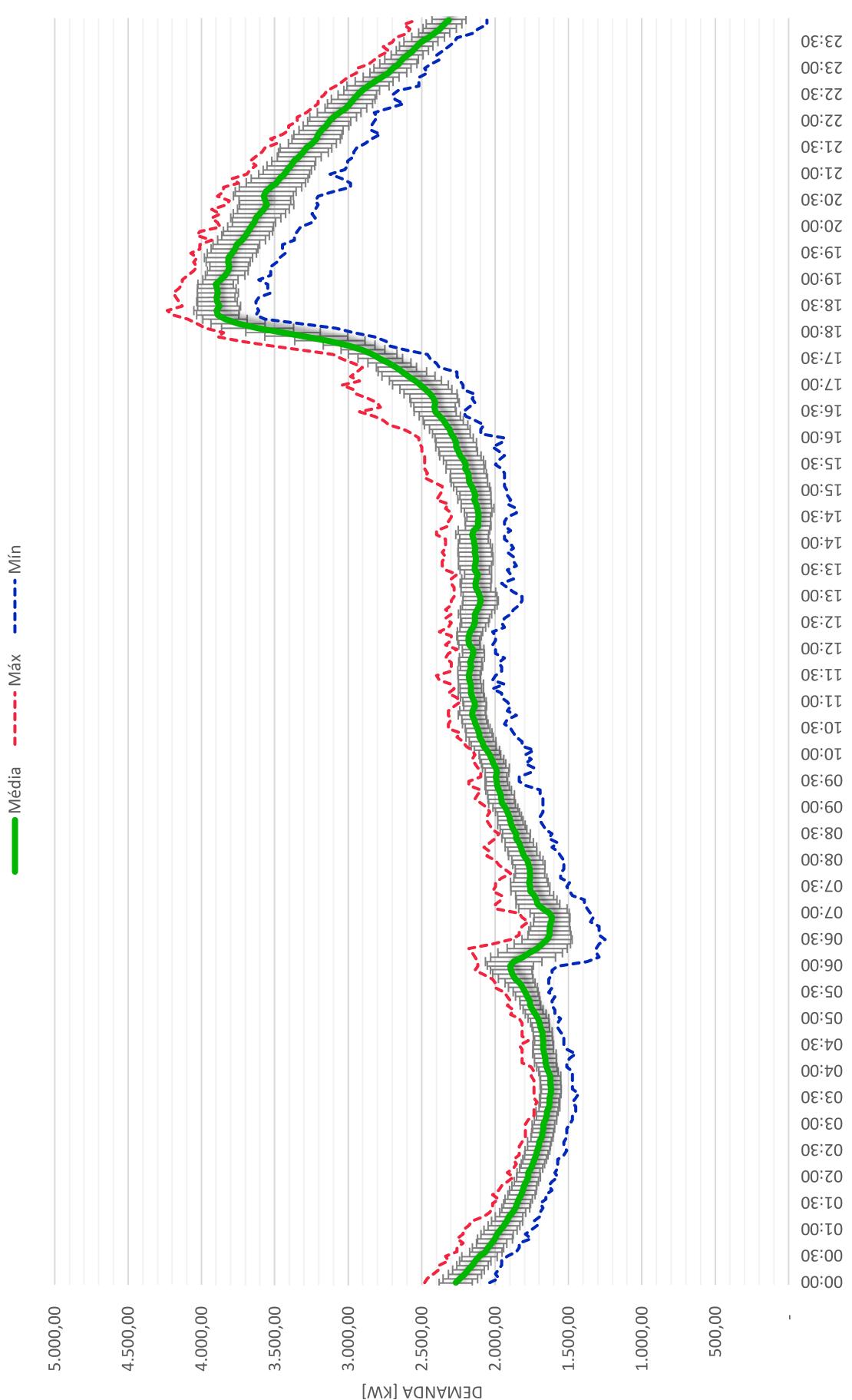


Gráfico 5 - Média da Demanda horária em maio de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média.

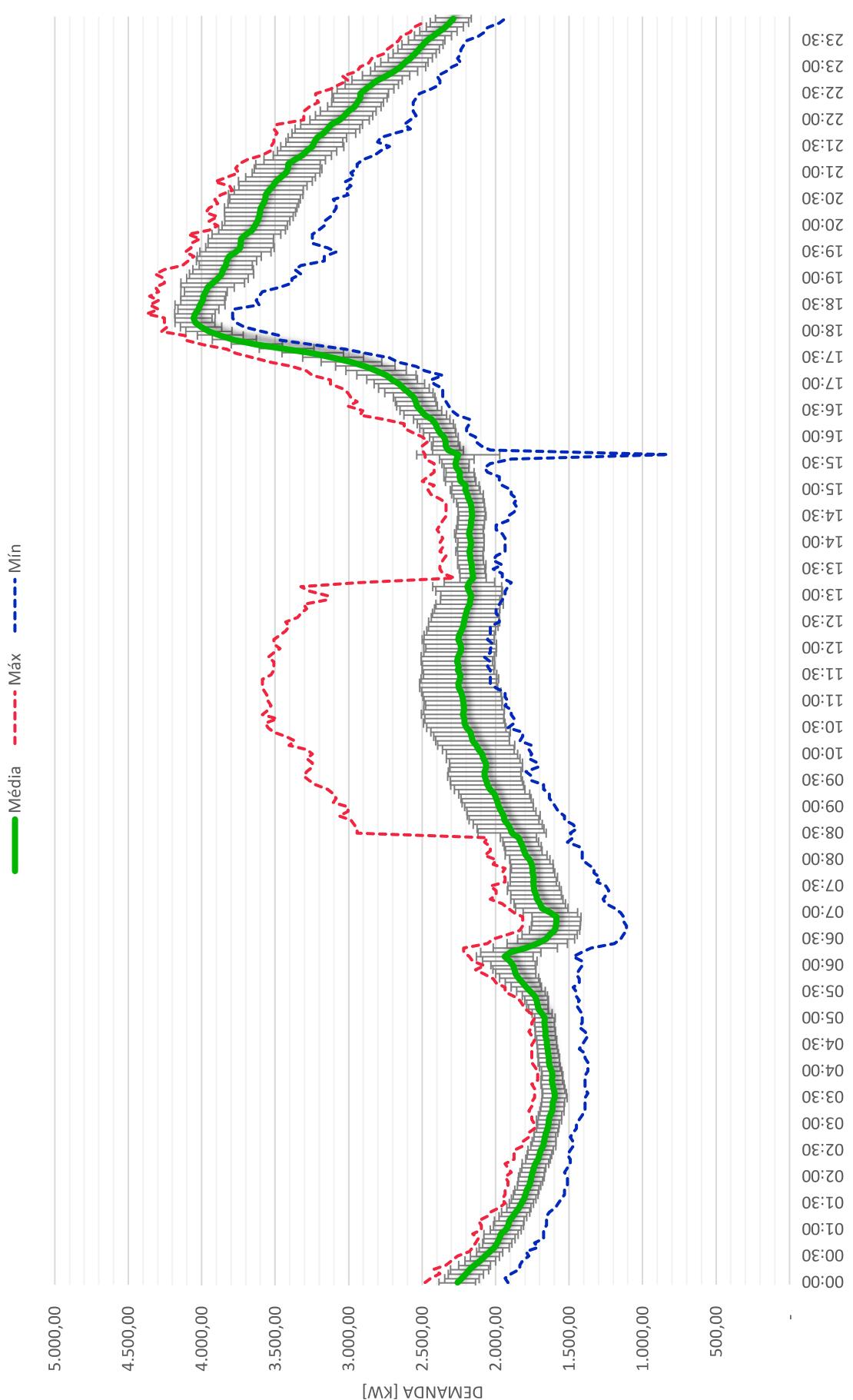


Gráfico 6 - Média da Demanda horária em junho de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média.

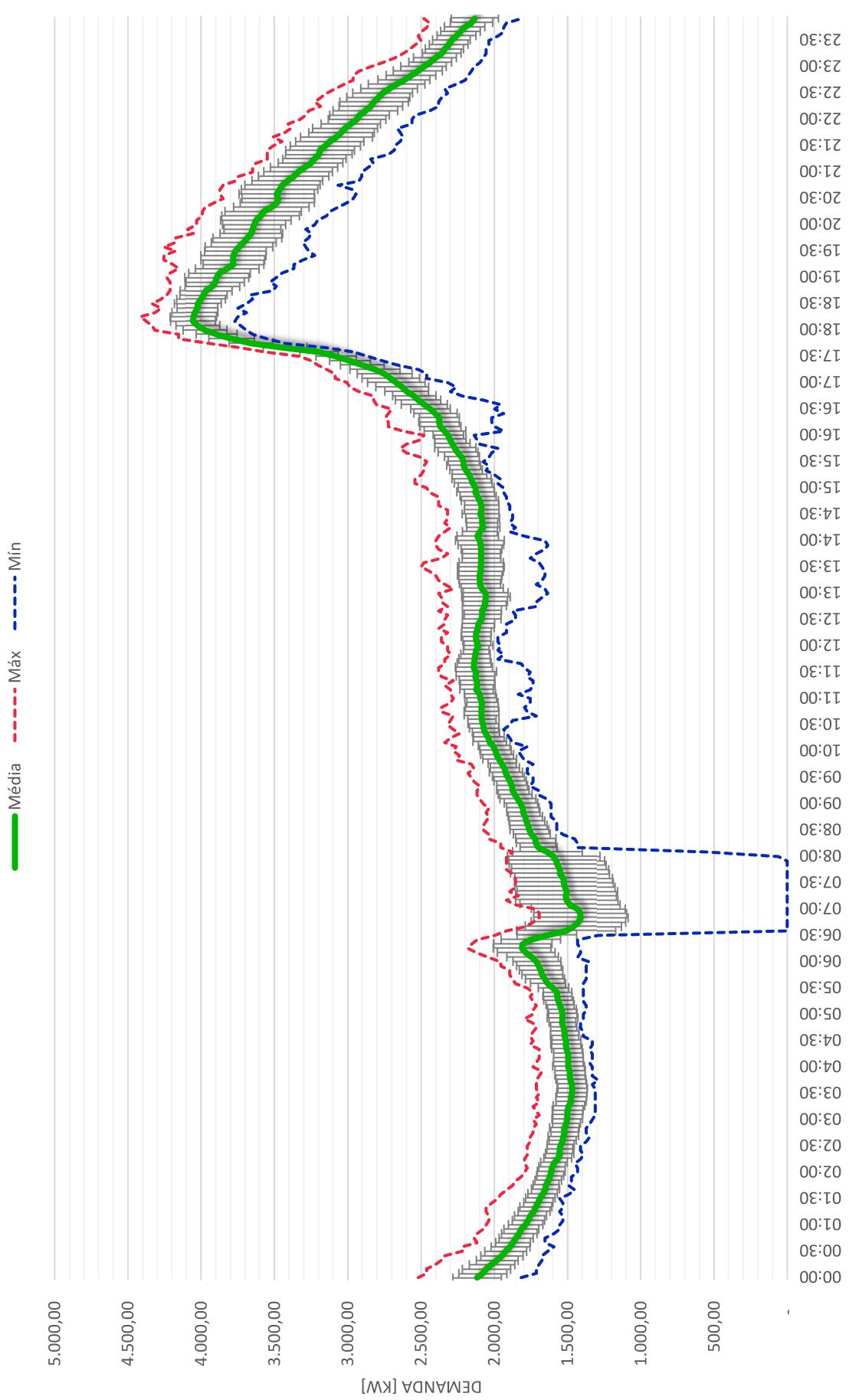


Gráfico 7 - Média da Demanda horária em julho de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média

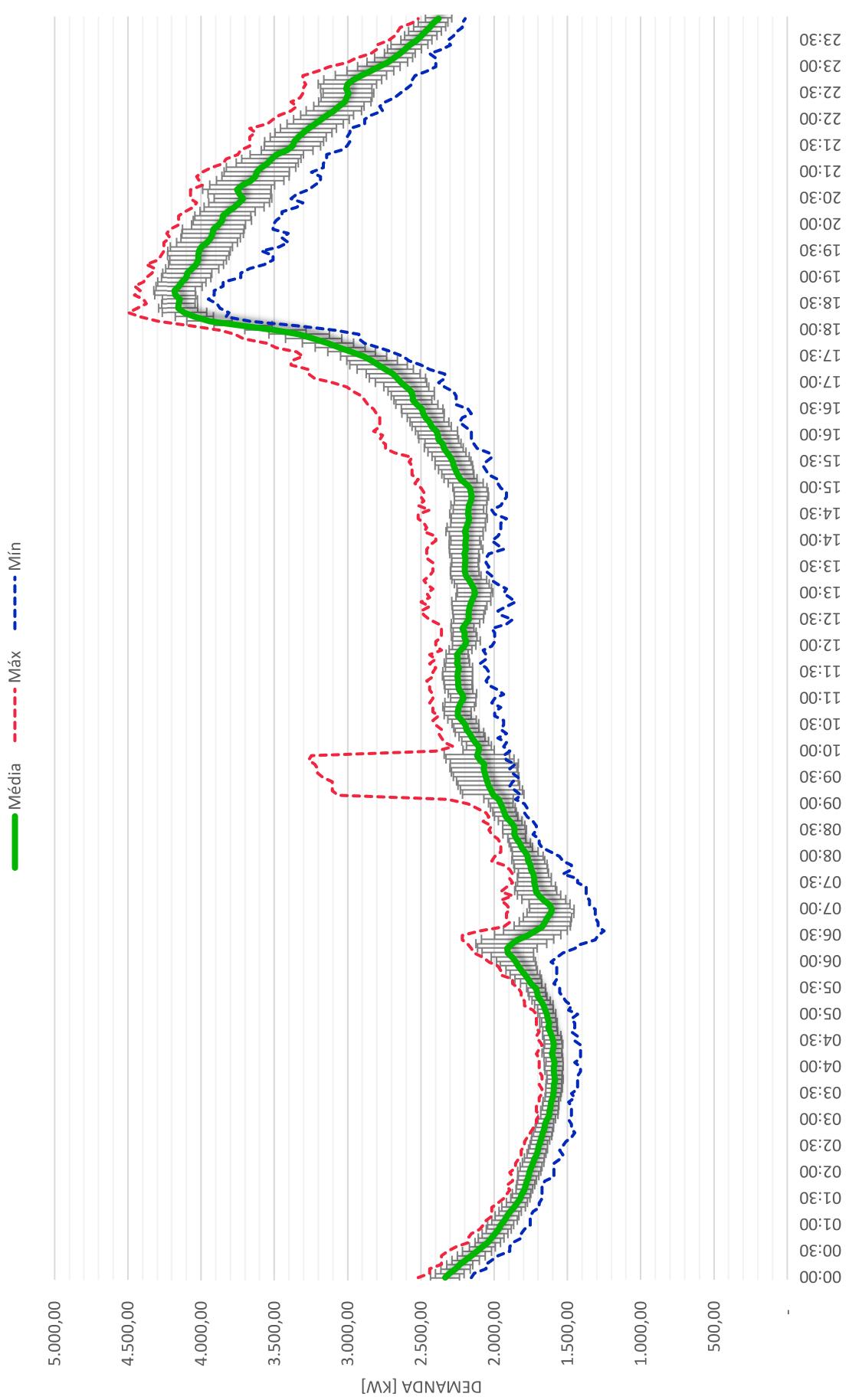


Gráfico 8 - Média da Demanda horária em agosto de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média

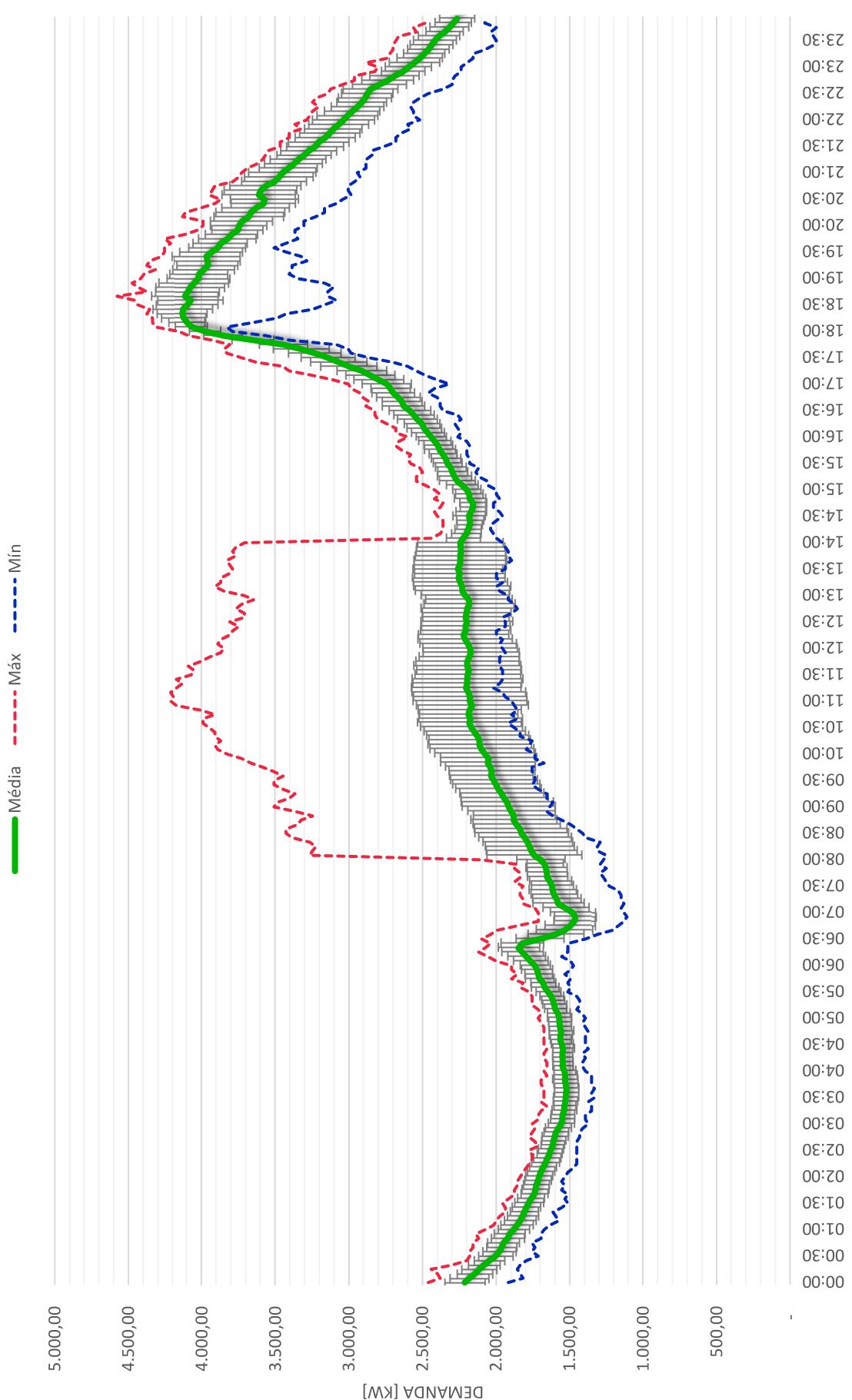


Gráfico 9 - Média da Demanda horária em setembro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média

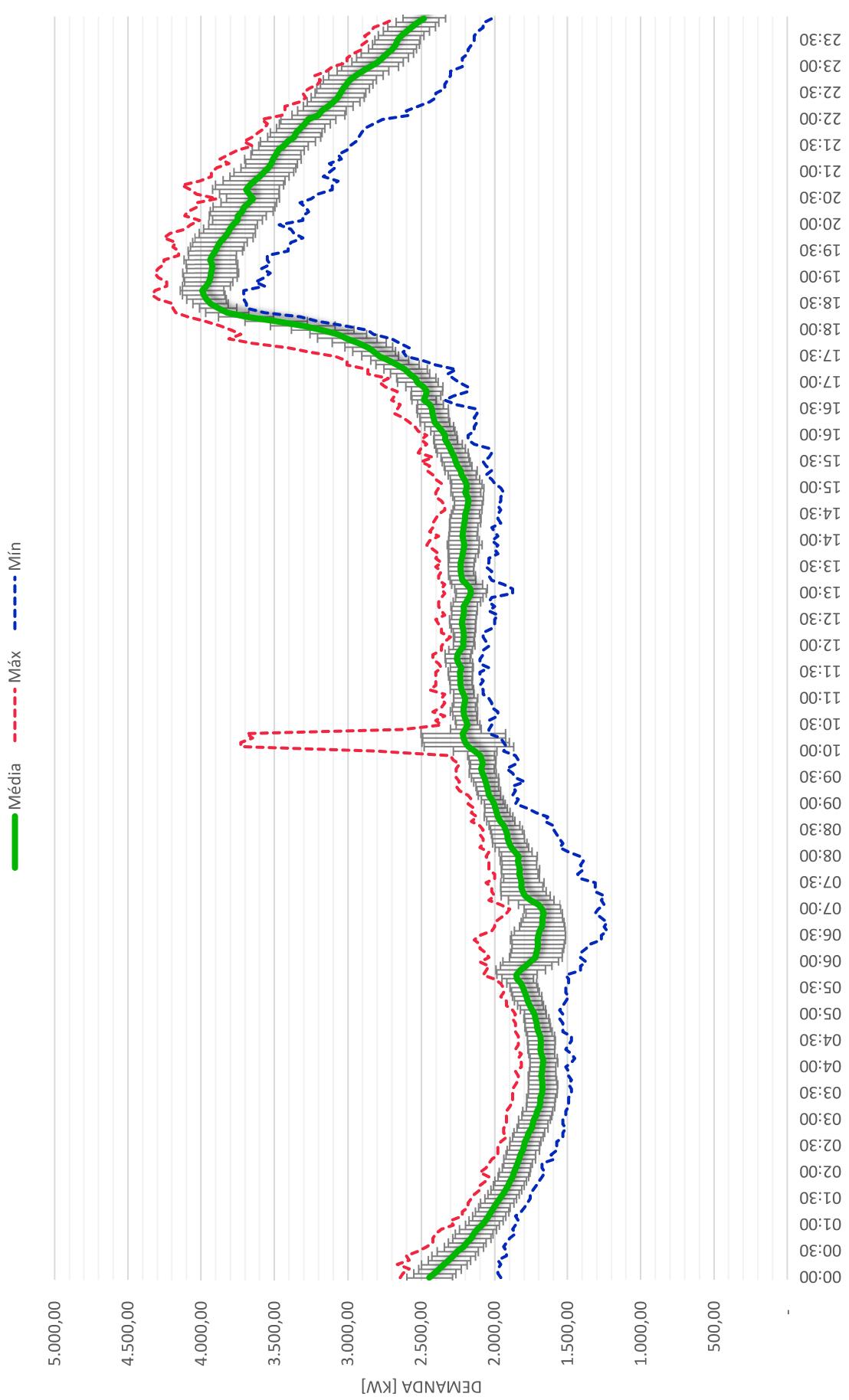


Gráfico 10 - Média da Demanda horária em outubro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média

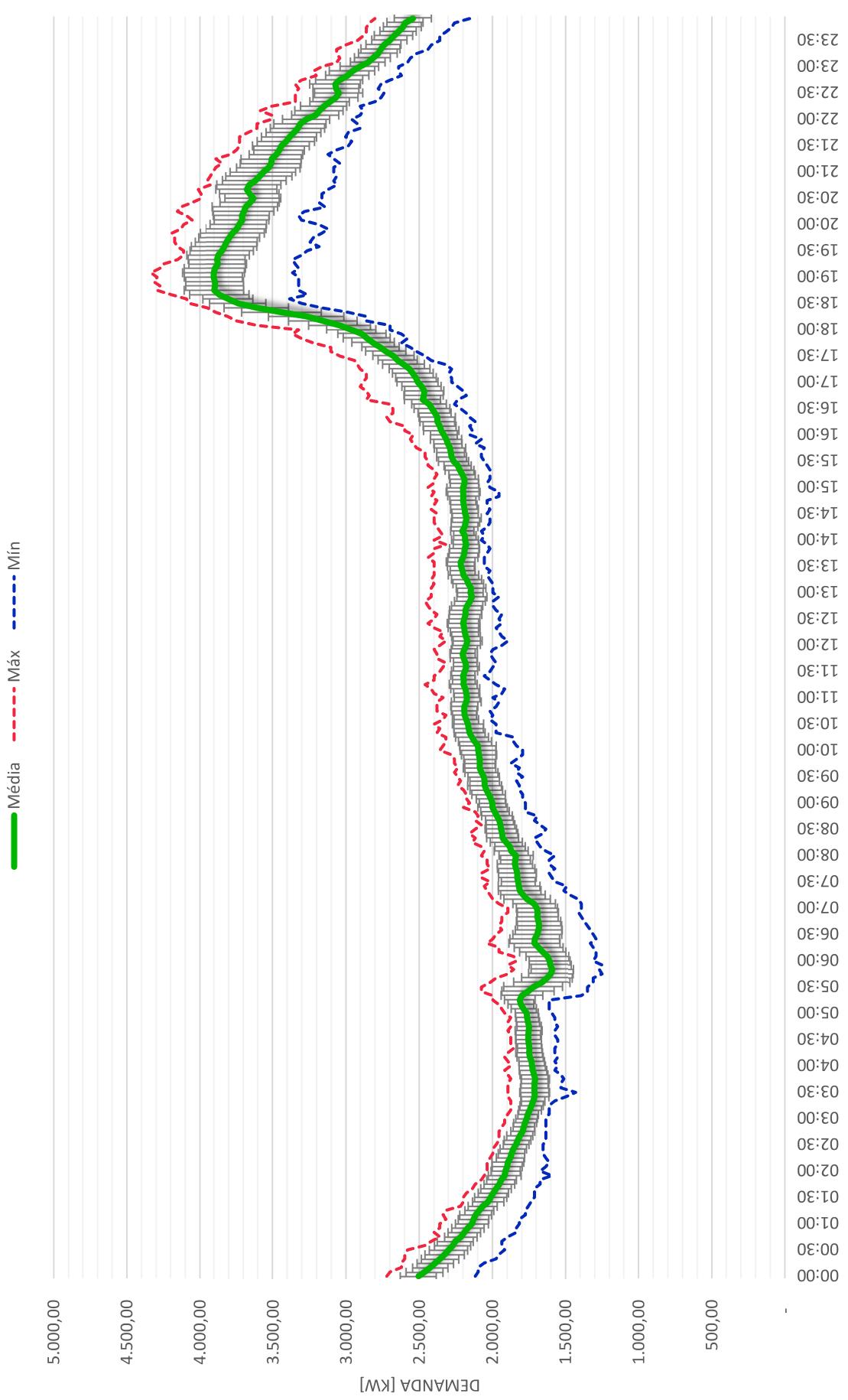


Gráfico 11 - Média da Demanda em novembro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média

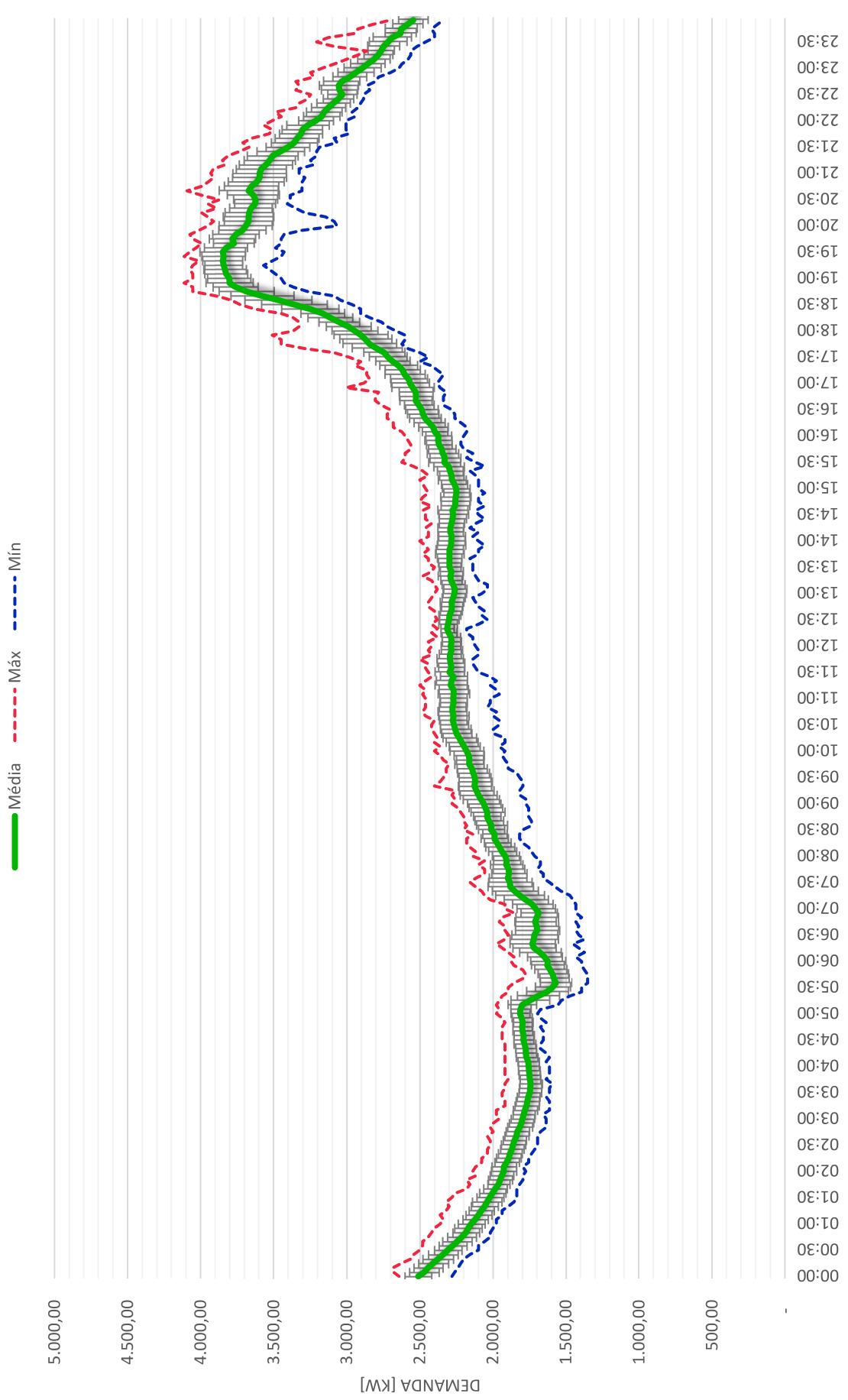


Gráfico 12 - Média da Demanda em dezembro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média

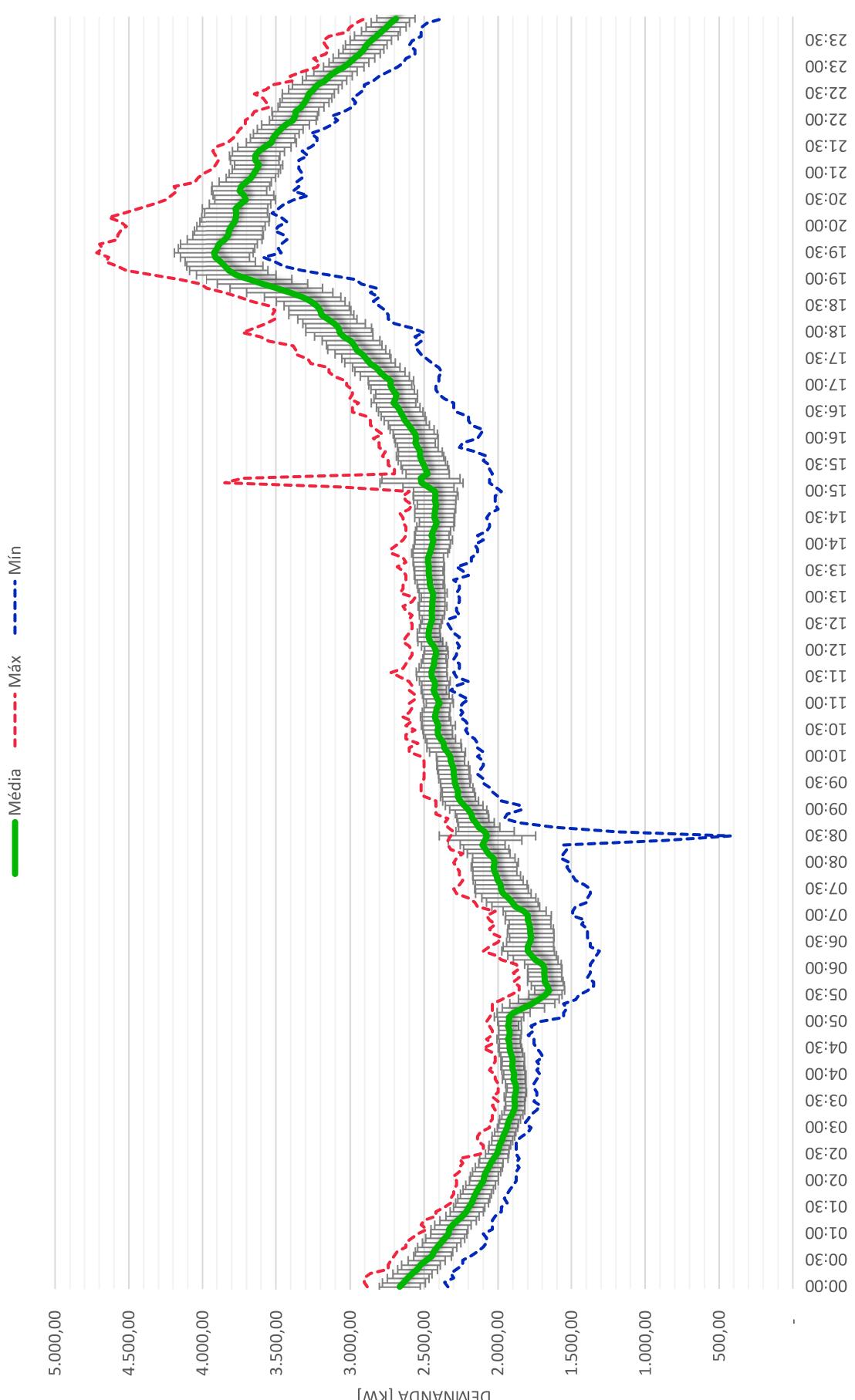
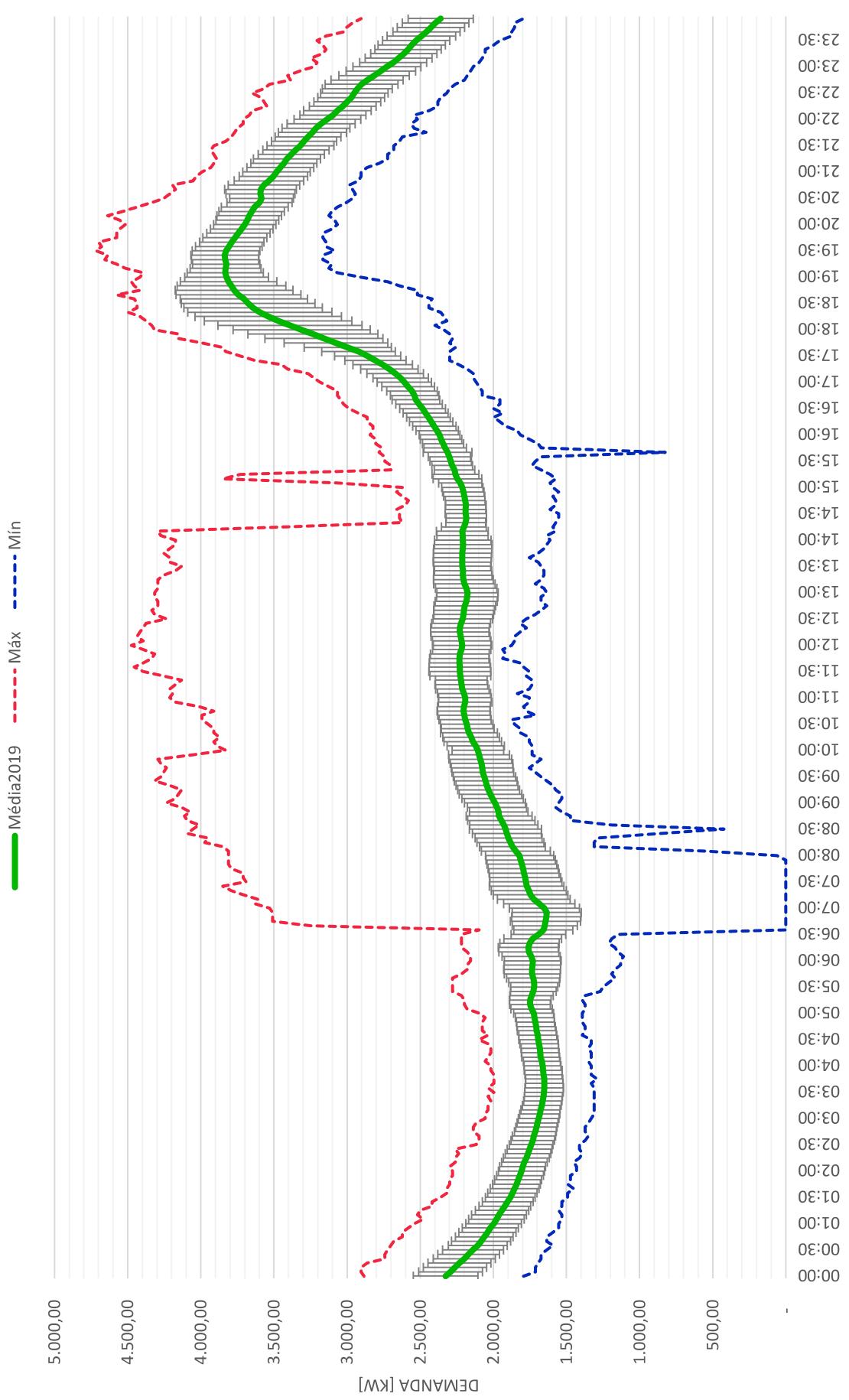


Gráfico 13 - Demanda média horária do ano de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média



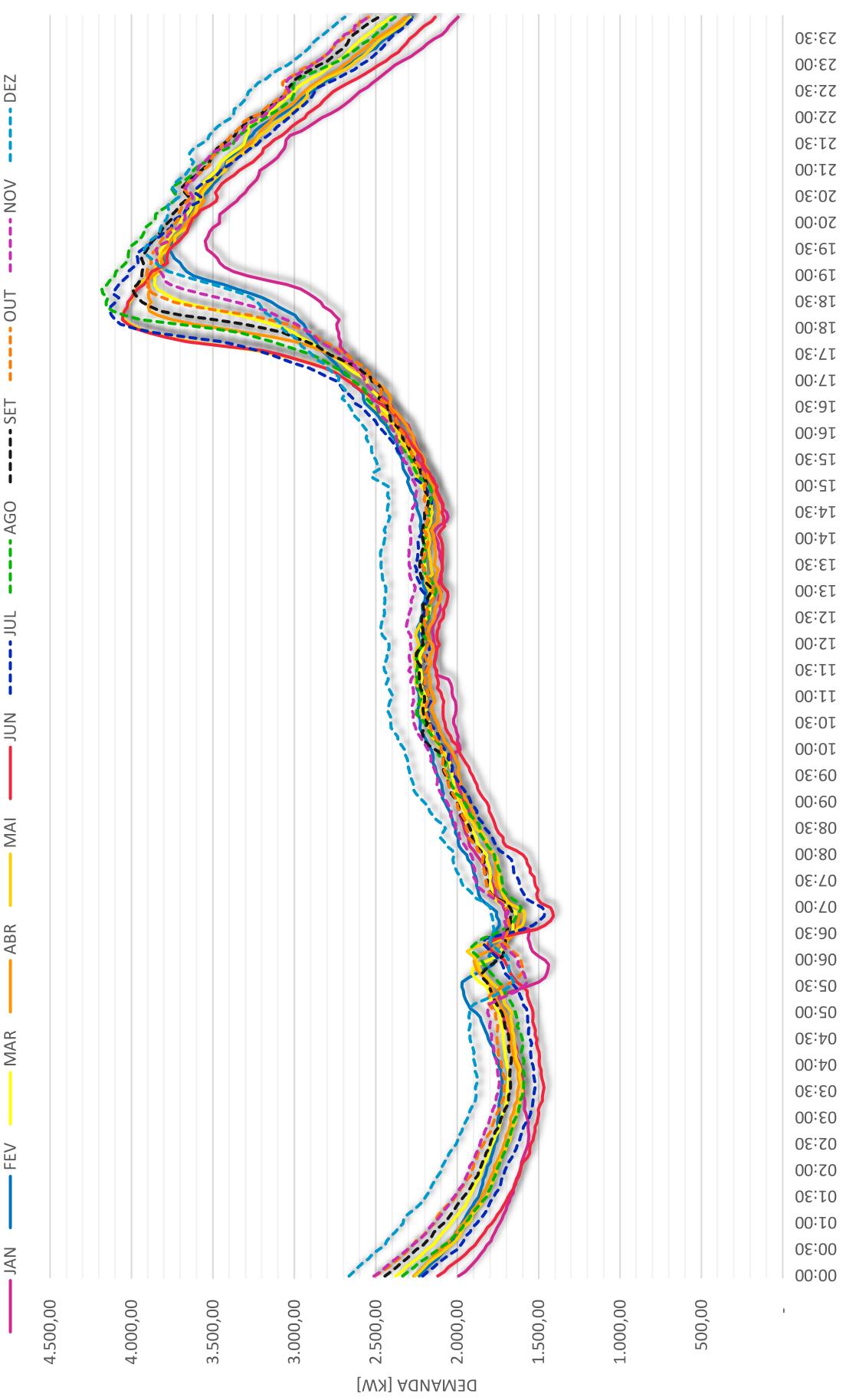


Gráfico 14 – Média mensal da Demanda horária para o ano 2019.

Apêndice C

Medições efetuadas na miniusina FV

Gráfico 15 – Produção média horária em janeiro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média

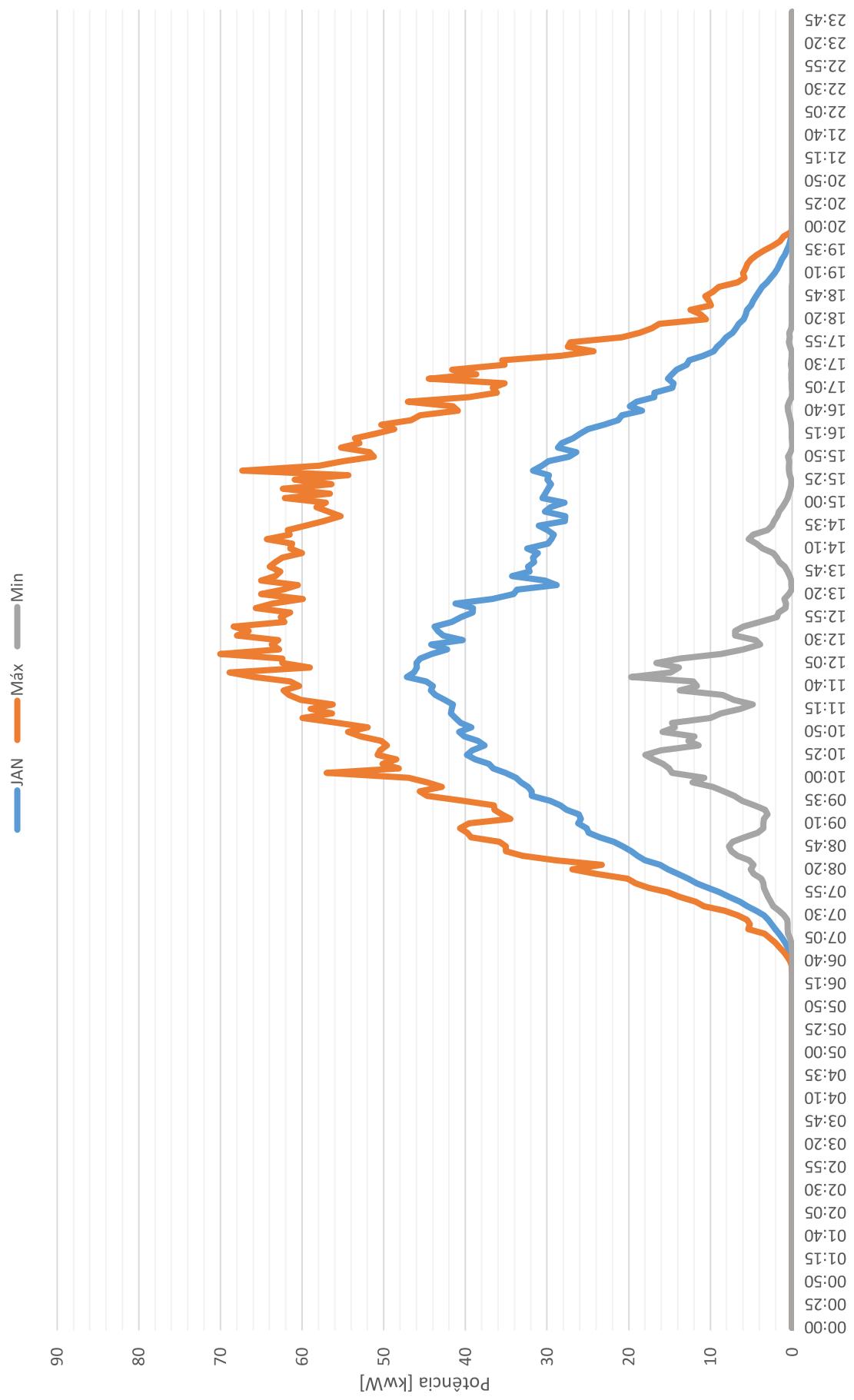


Gráfico 16 – Média da Produção horária em fevereiro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média

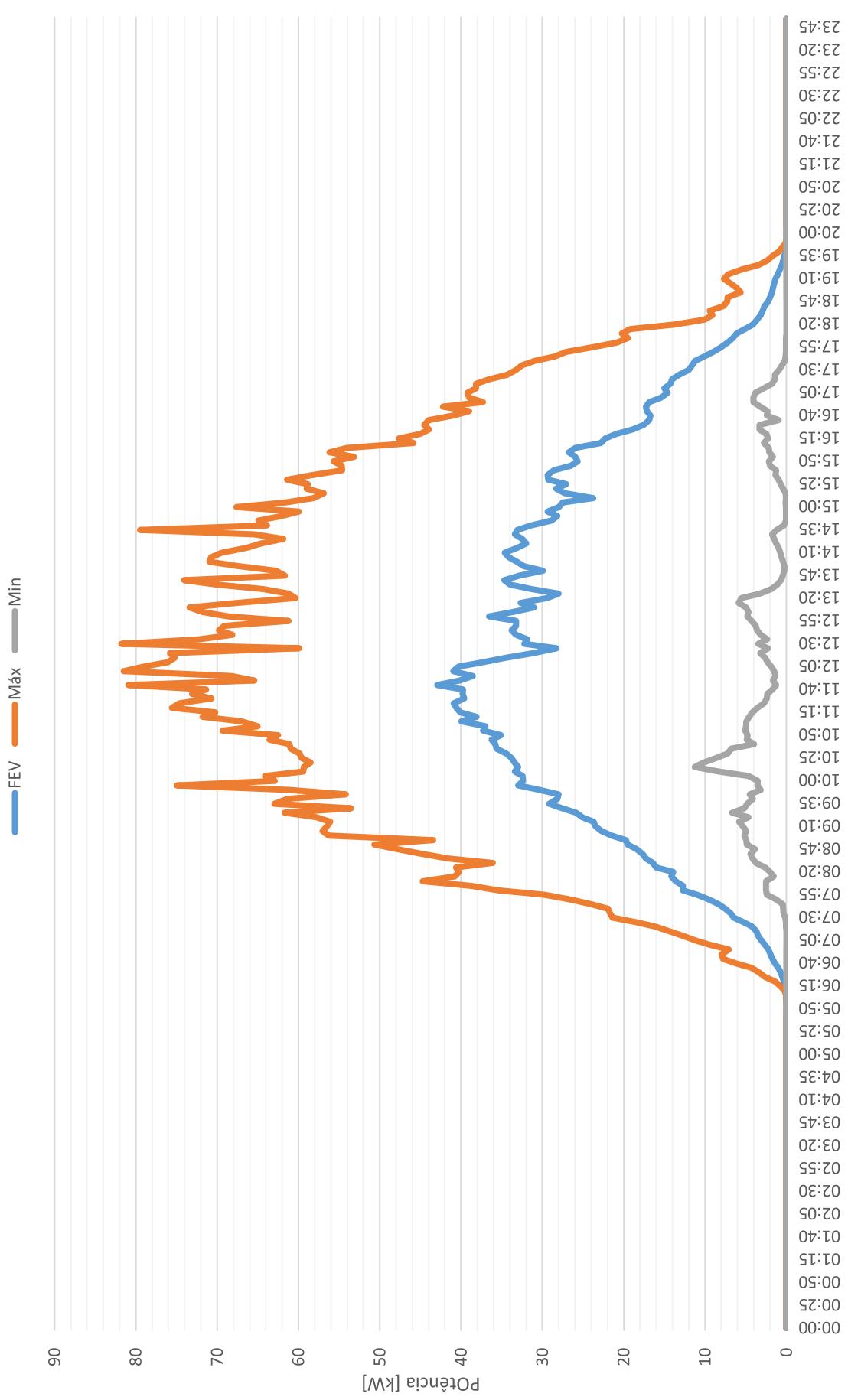


Gráfico 17 - Média da Produção horária em março de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média

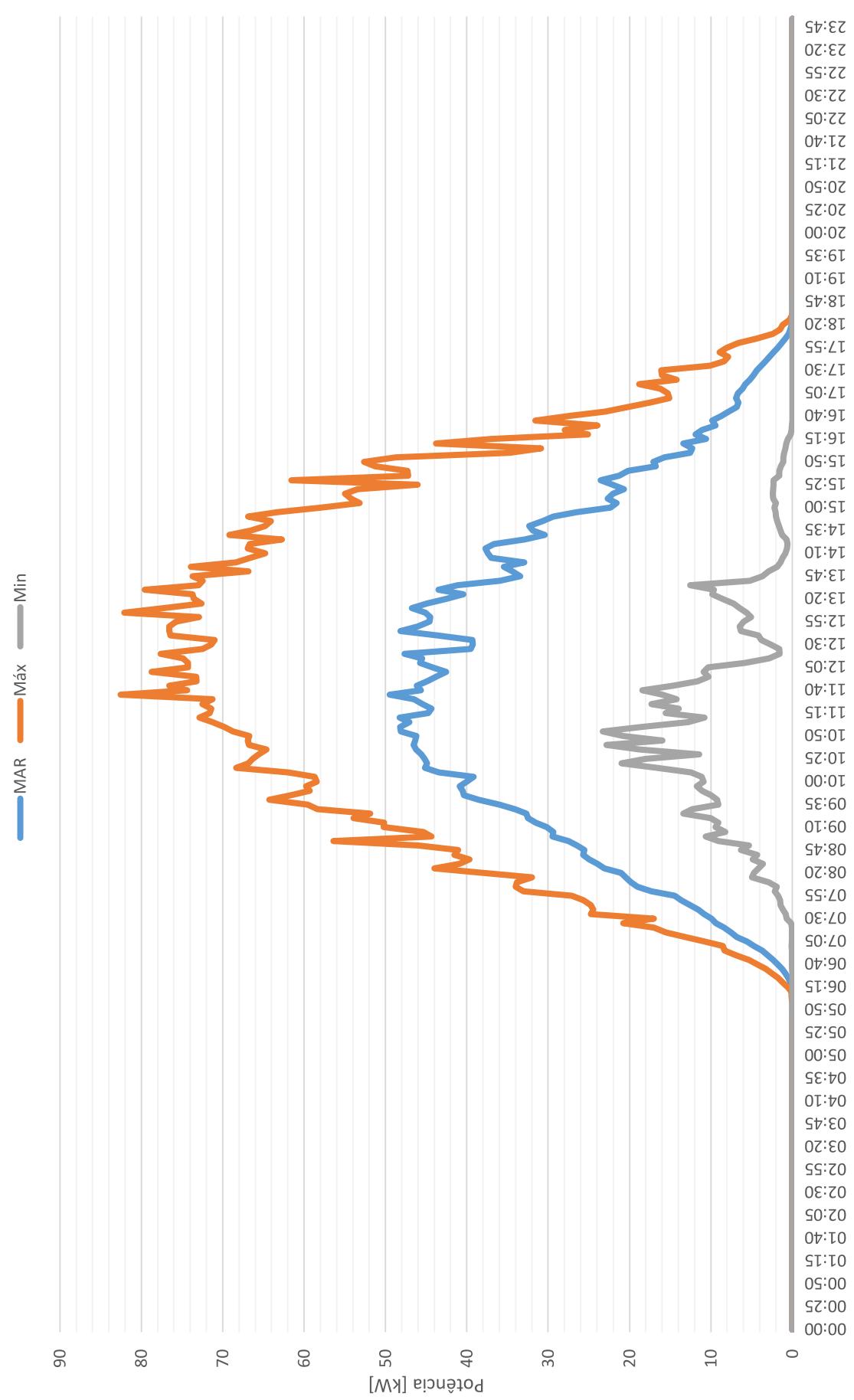


Gráfico 18 – Média da Produção horária em abril de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média

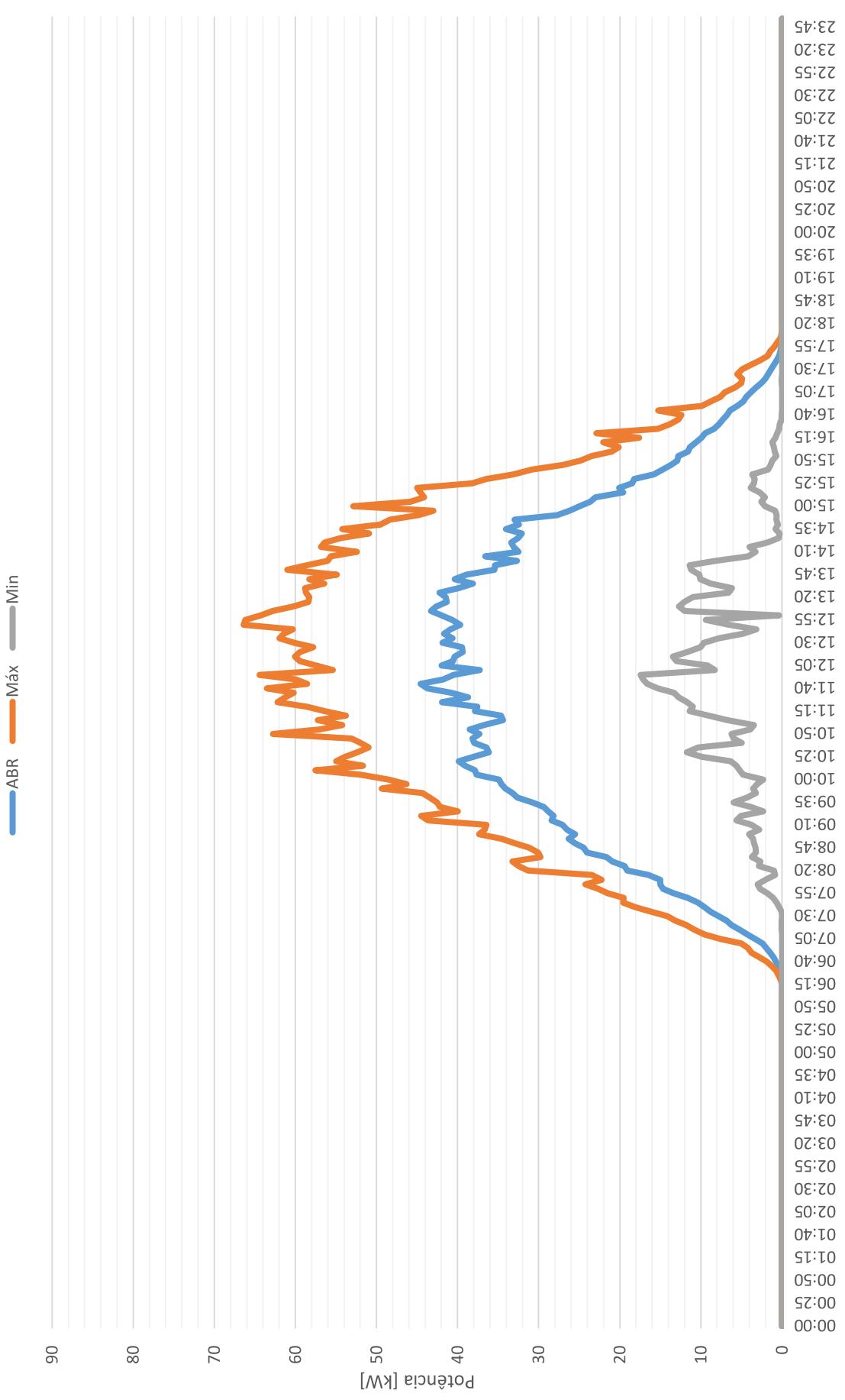


Gráfico 19 – Média da Produção horária em maio de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registados no período e a média

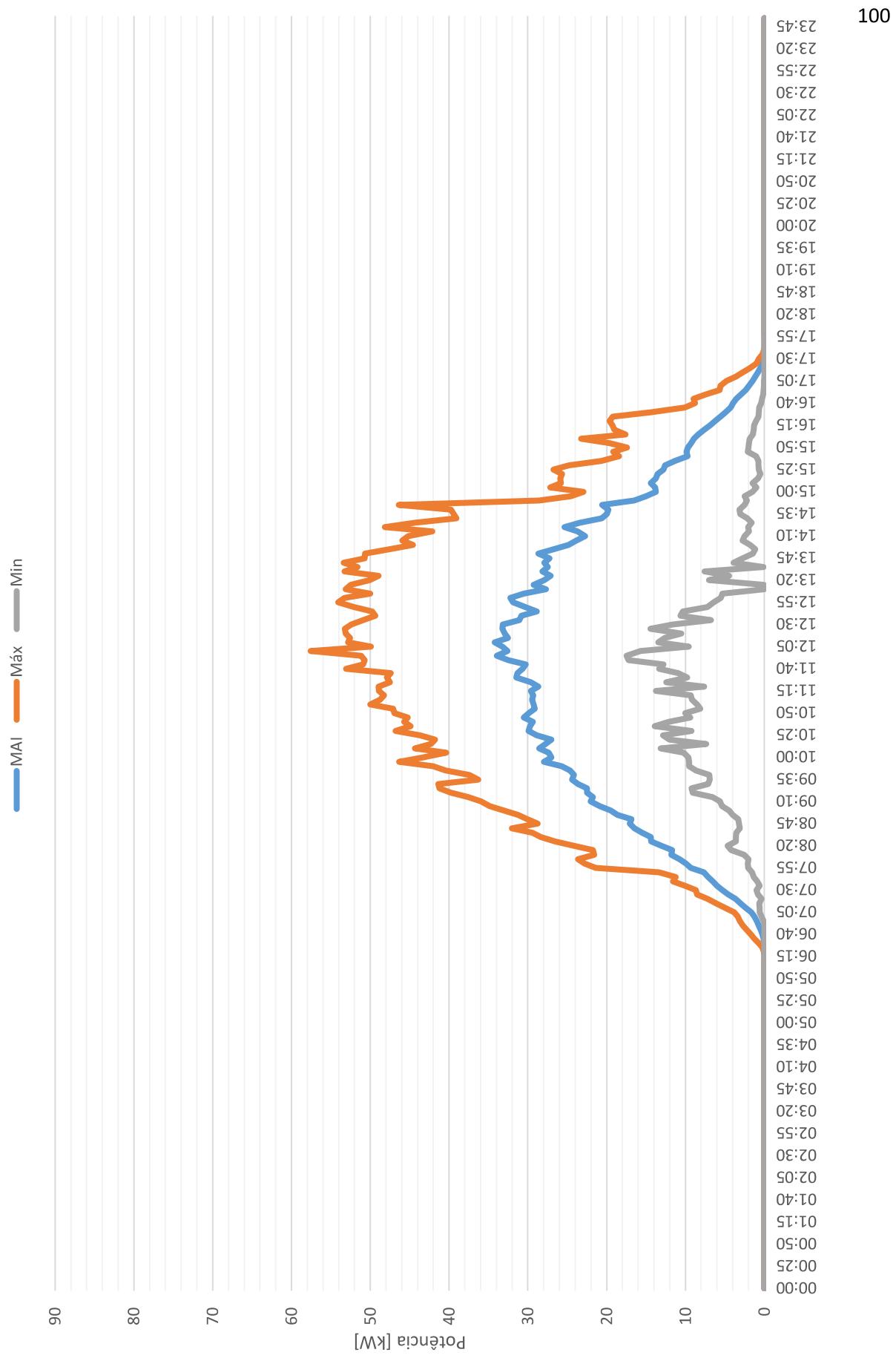


Gráfico 20 – Média da Produção horária em junho de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média

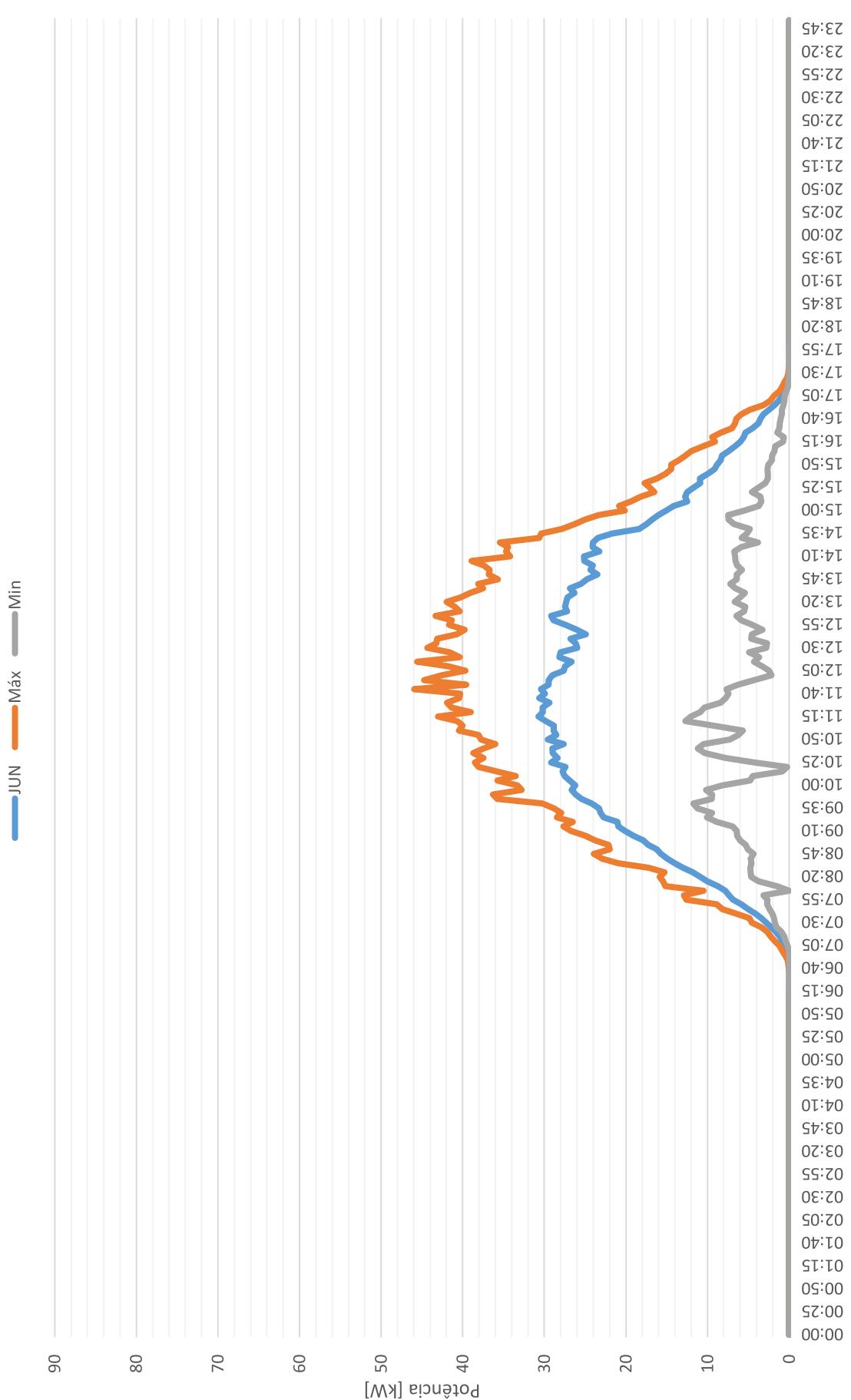


Gráfico 21 – Média da Produção horária em julho de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média

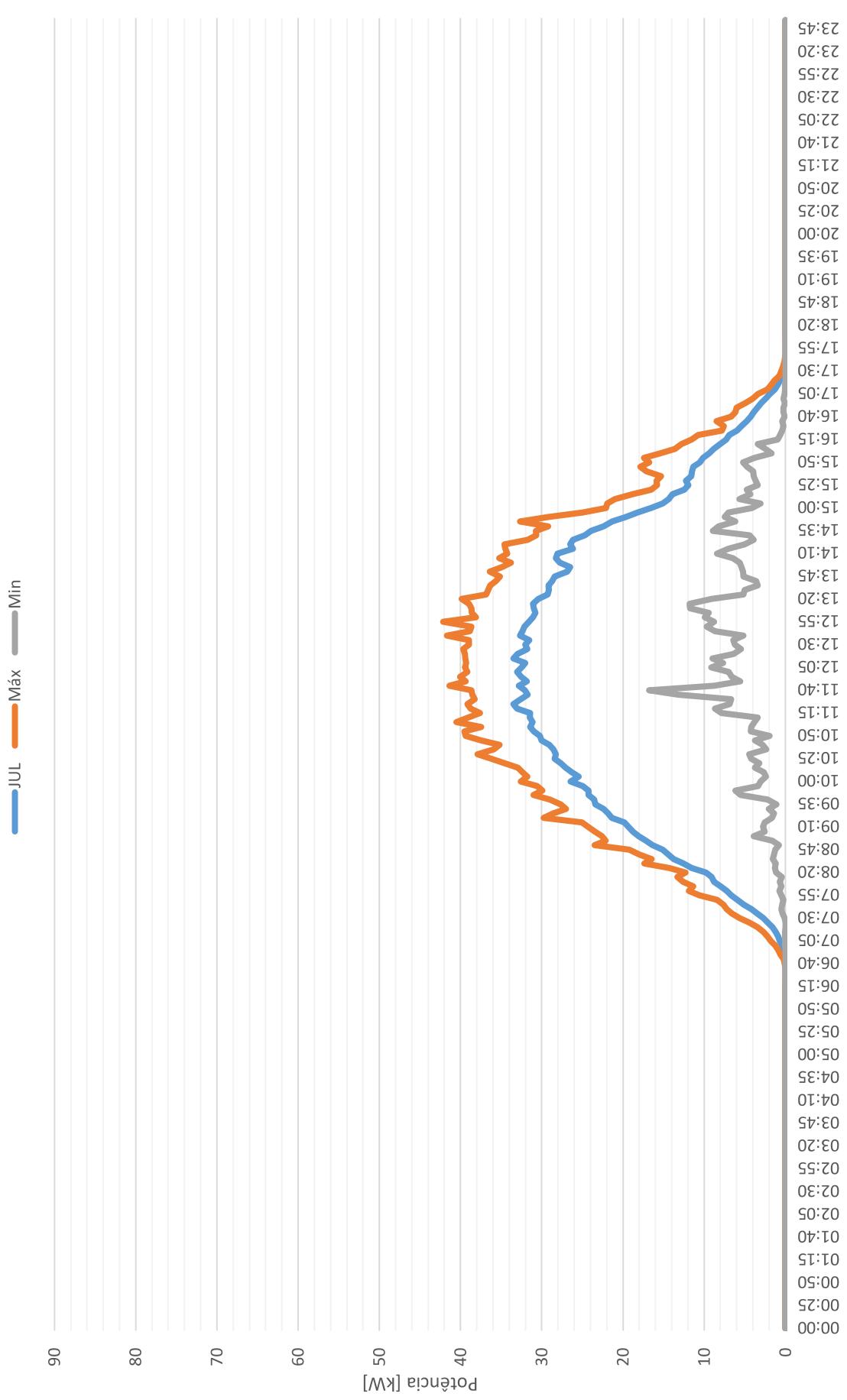


Gráfico 22 – Média da Produção horária em agosto de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média

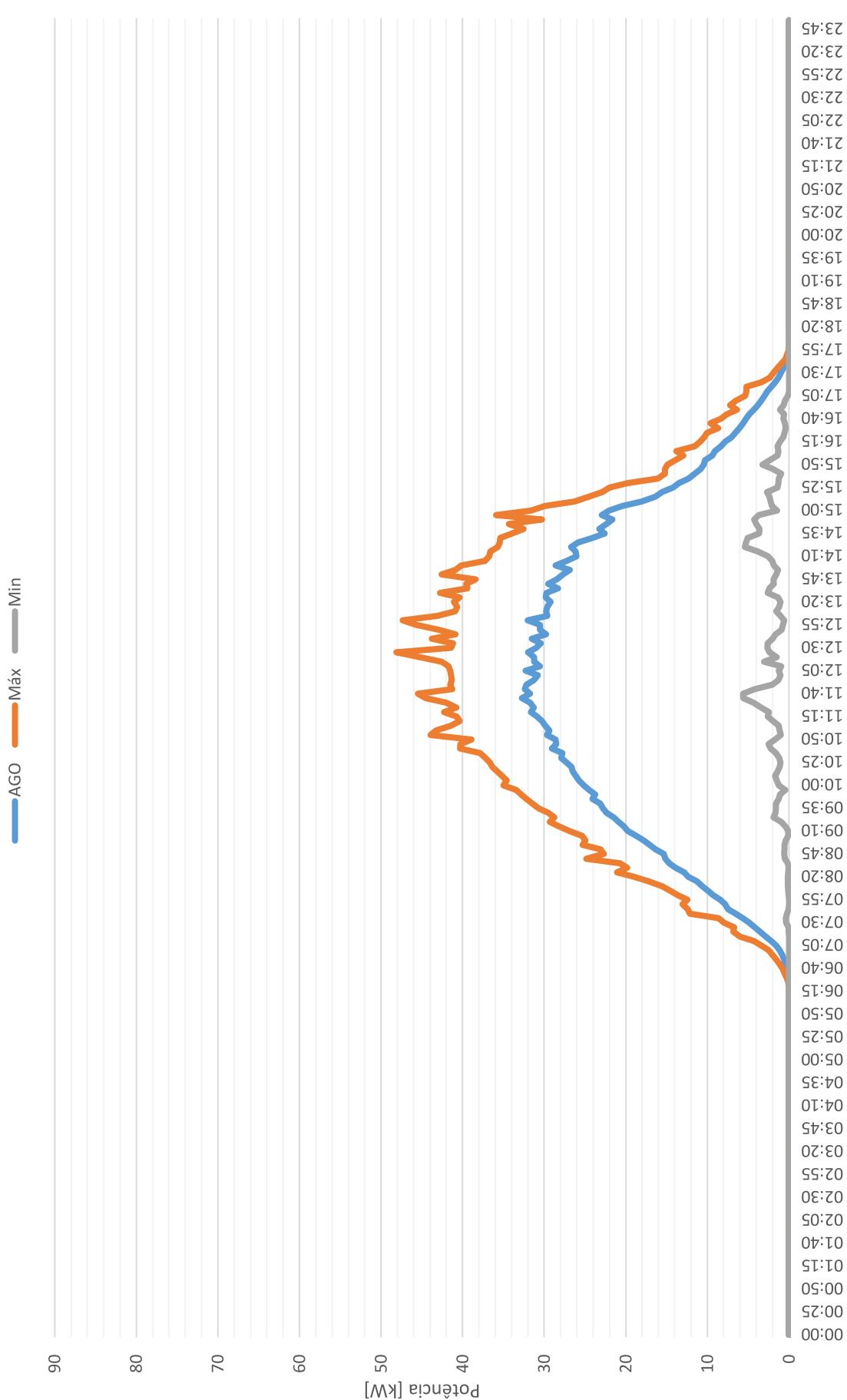


Gráfico 23 – Média da Produção horária em setembro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média

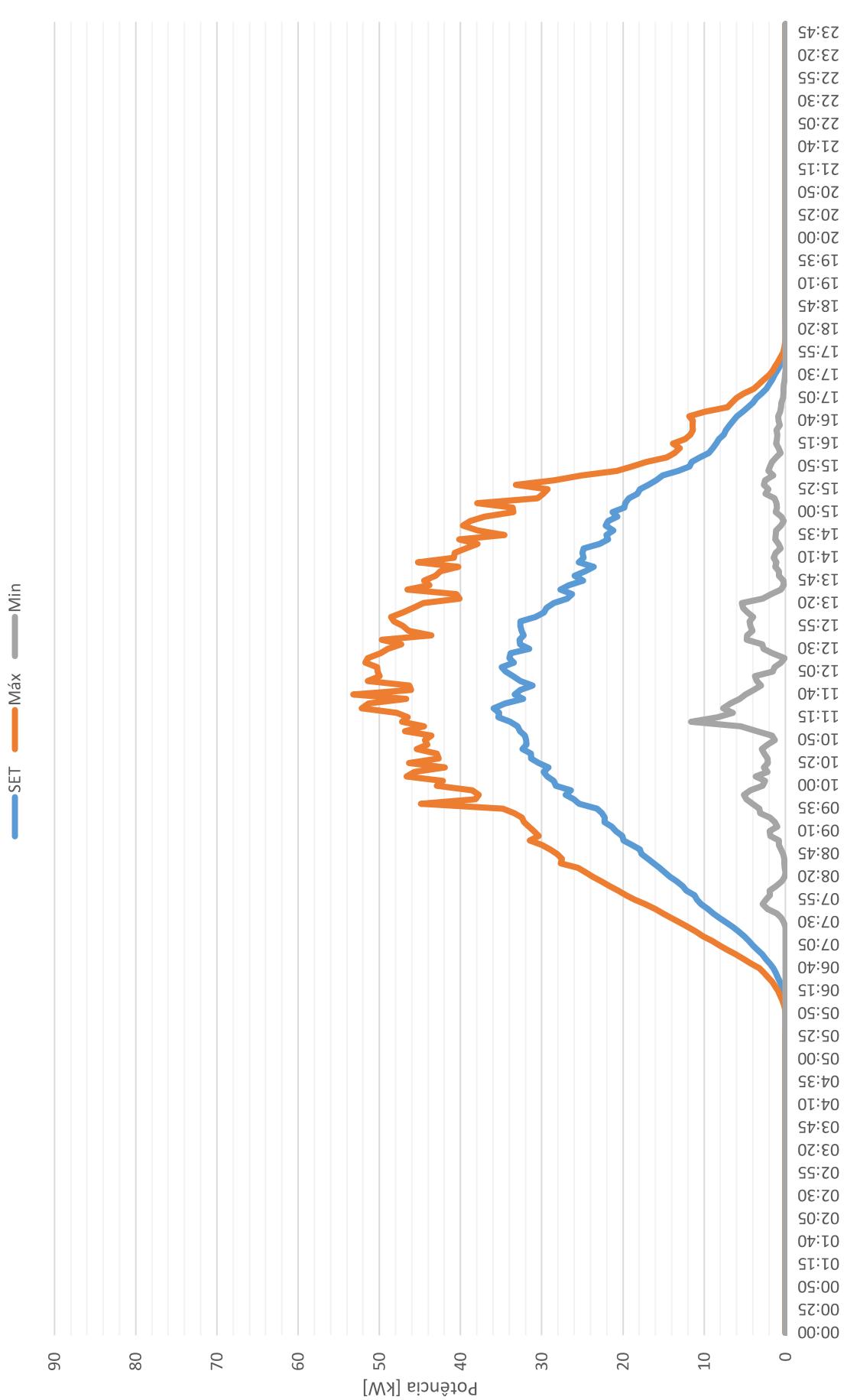


Gráfico 24 – Média da Produção horária em outubro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média

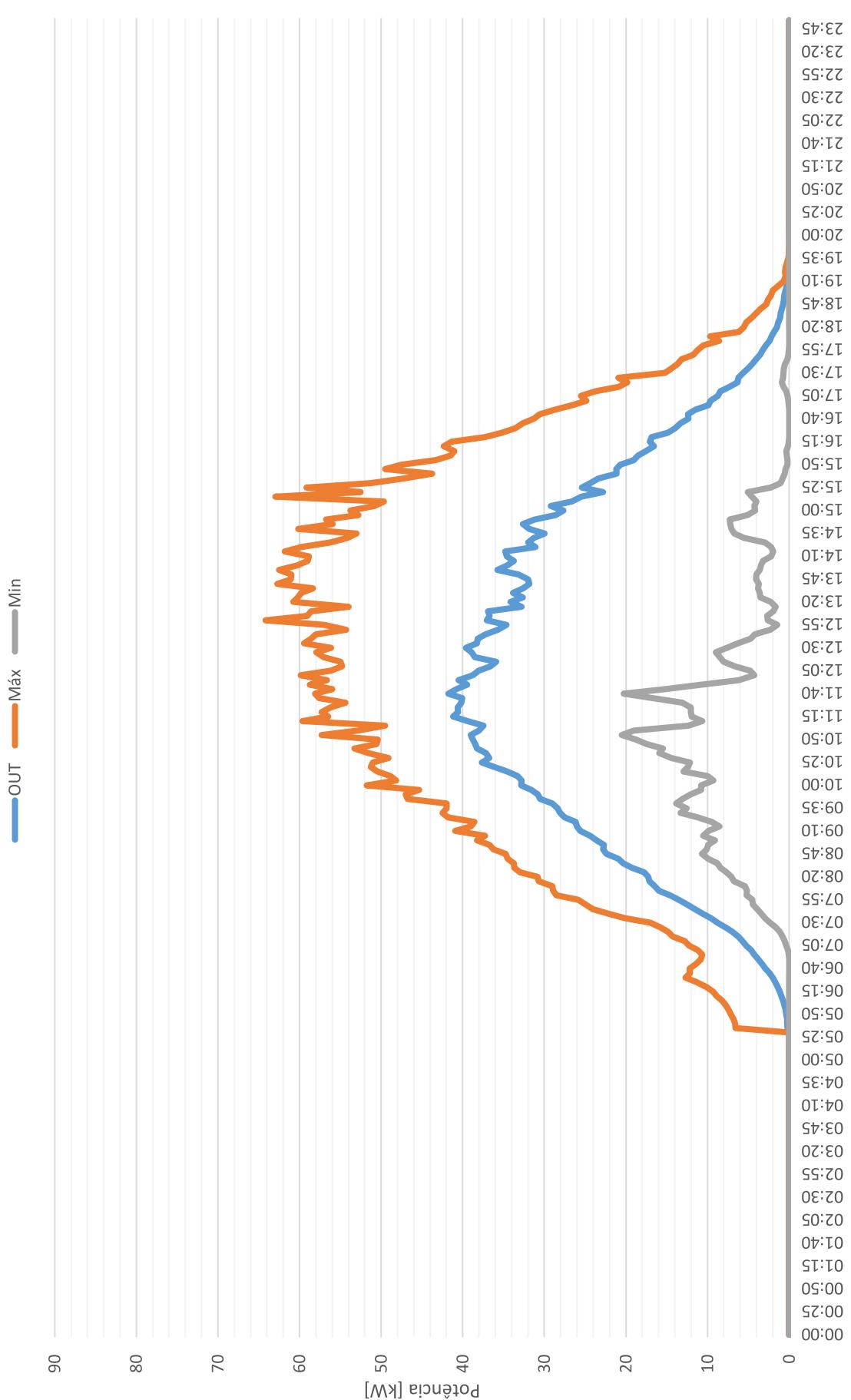


Gráfico 25 – Média da Produção horária em novembro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média

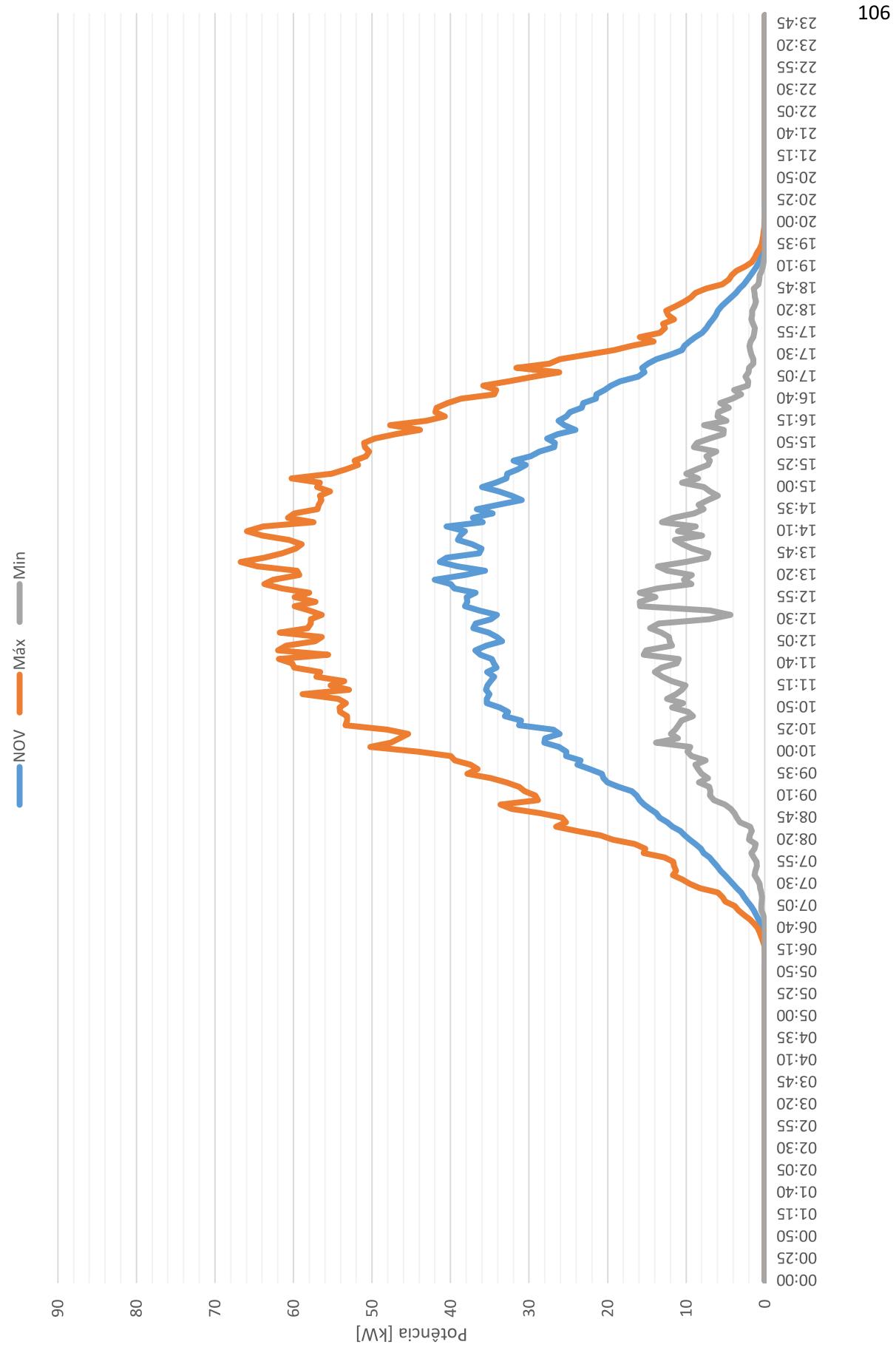
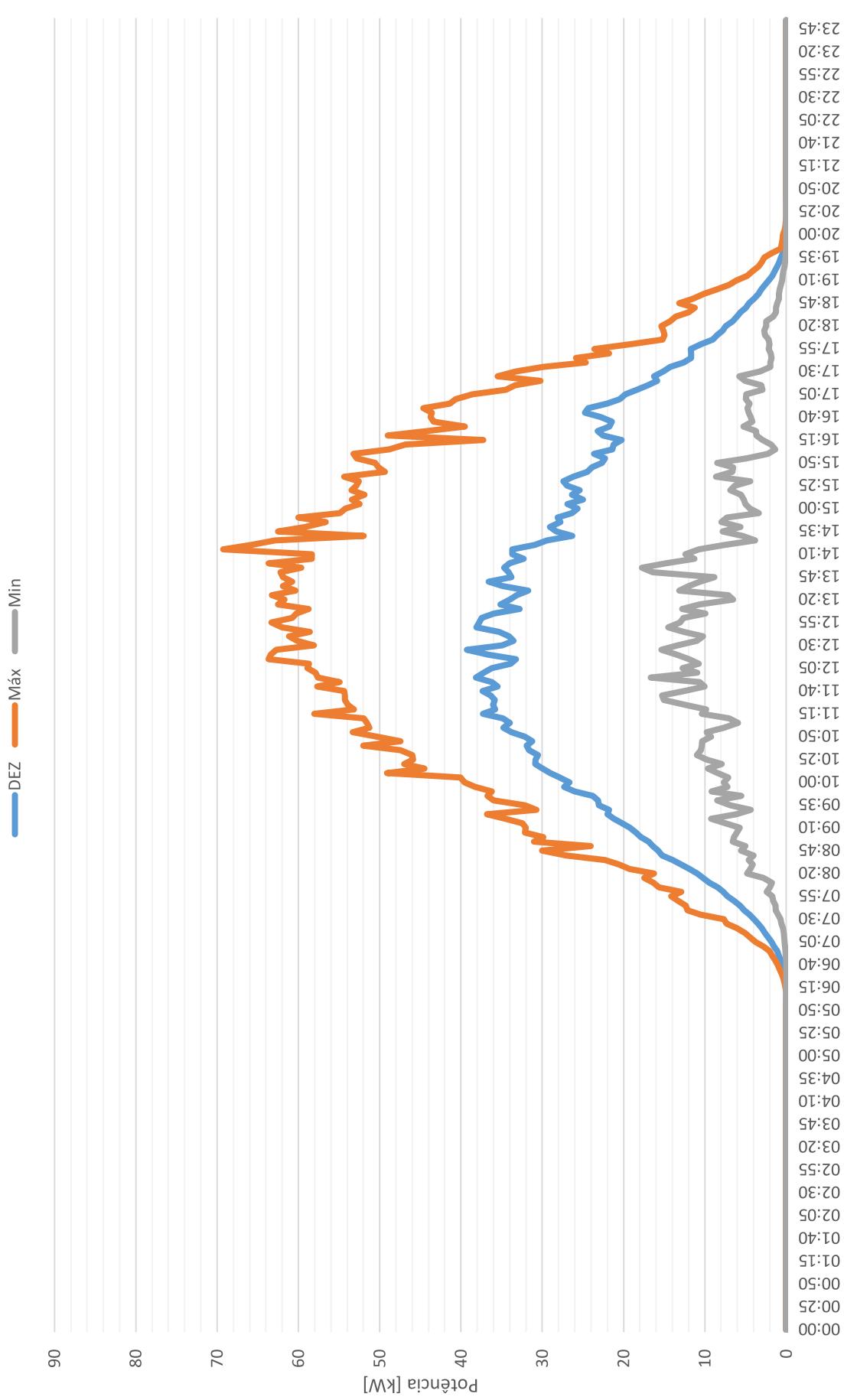


Gráfico 26 – Média da Produção horária em dezembro de 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e a média



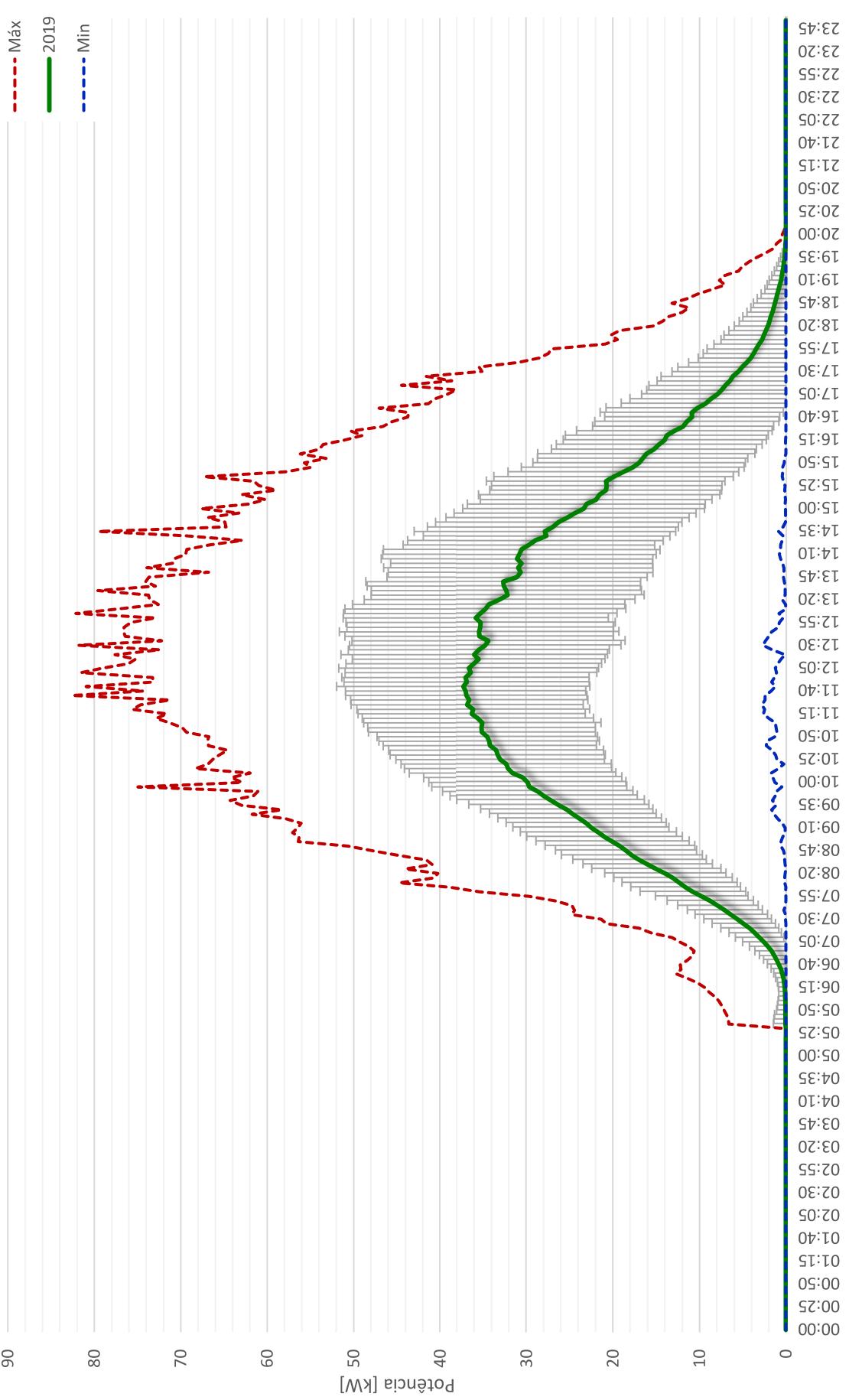


Gráfico 27 - Média da Produção horária em 2019. Pode-se ver os máximos e mínimos valores registrados no período e, em cinza, o desvio padrão associado à média.