

Ricardo Augusto Pereira Franco

**Modelos de Simulação e Controle Preditivo  
Generalizado de Sistemas Fotovoltaicos  
Conectados à Rede**

Goiânia, Goiás, Brasil

Novembro, 2019

---

**TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR  
VERSÕES ELETRÔNICAS DE TESES E DISSERTAÇÕES  
NA BIBLIOTECA DIGITAL DA UFG**

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio da Biblioteca Digital de Teses e Dissertações (BDTD/UFG), regulamentada pela Resolução CEPEC nº 832/2007, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei nº 9610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou *download*, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

1. Identificação do material bibliográfico:      Dissertação      Tese

2. Identificação da Tese ou Dissertação:


Nome completo do autor: Ricardo Augusto Pereira Franco

Título do trabalho: Modelos de Simulação e Controle Preditivo Generalizado de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

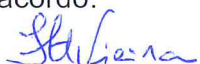
3. Informações de acesso ao documento:

Concorda com a liberação total do documento  SIM      NÃO<sup>1</sup>

Havendo concordância com a disponibilização eletrônica, torna-se imprescindível o envio do(s) arquivo(s) em formato digital PDF da tese ou dissertação.

  
Assinatura do(a) autor(a)<sup>2</sup>

Ciente e de acordo:

  
Assinatura do(a) orientador(a)<sup>2</sup>

Data: 13 / 01 / 2020

---

<sup>1</sup> Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. A extensão deste prazo suscita justificativa junto à coordenação do curso. Os dados do documento não serão disponibilizados durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro;
- Publicação da dissertação/tese em livro.

<sup>2</sup> A assinatura deve ser escaneada.

## TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR AS TESES E DISSERTAÇÕES ELETRÔNICAS NA BIBLIOTECA DIGITAL DA UFG

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio da Biblioteca Digital de Teses e Dissertações (BDTD/UFG), regulamentada pela Resolução CEPEC nº 832/2007, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei nº 9610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou *download*, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

**1. Identificação do material bibliográfico:**       Dissertação       Tese

### 2. Identificação da Tese ou Dissertação

Nome completo do autor: Ricardo Augusto Pereira Franco

Título do trabalho: Modelos de Simulação e Controle Preditivo Generalizado de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

### 3. Informações de acesso ao documento:

Concorda com a liberação total do documento  SIM       NÃO<sup>1</sup>

Havendo concordância com a disponibilização eletrônica, torna-se imprescindível o envio do(s) arquivo(s) em formato digital PDF da tese ou dissertação.



Data: 12 / 12 / 2022

Assinatura do (a) autor (a) <sup>2</sup>

<sup>1</sup> Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. A extensão deste prazo suscita justificativa junto à coordenação do curso. Os dados do documento não serão disponibilizados durante o período de embargo.

<sup>2</sup>A assinatura deve ser escaneada.

Ricardo Augusto Pereira Franco

# **Modelos de Simulação e Controle Preditivo Generalizado de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação como exigência para a obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica e de Computação.

Universidade Federal de Goiás – UFG

Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação – EMC

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação

Orientador: Dr. Flávio Henrique Teles Vieira

Goiânia, Goiás, Brasil

Novembro, 2019

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do  
Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Pereira Franco, Ricardo Augusto  
Modelos de Simulação e Controle Preditivo Generalizado de  
Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede [manuscrito] / Ricardo  
Augusto Pereira Franco. - 2019.  
cciv, 204 f.: il.

Orientador: Prof. Dr. Flávio Henrique Teles Vieira .  
Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Goiás, Escola de  
Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Programa de  
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Goiânia, 2019.  
Bibliografia. Apêndice.  
Inclui siglas, abreviaturas, gráfico, tabelas, algoritmos, lista de  
figuras, lista de tabelas.

1. Controle preditivo generalizado. 2. Estimacão de parâmetros. 3.  
Geração distribuída. 4. Sistemas fotovoltaicos. 5. Sistemas híbridos. I. ,  
Flávio Henrique Teles Vieira, orient. II. Título.

CDU 621.3



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS

ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

### ATA DE DEFESA DE TESE

Ata Nº 01/2019 da sessão de Defesa de Tese de **Ricardo Augusto Pereira Franco** que confere o título de Doutor em **Engenharia Elétrica e de Computação**, na área de concentração em **Engenharia Elétrica**.

Aos **vinte e oito dias do mês de novembro de dois mil e dezenove**, a partir das **14:00 horas**, na **sala 08 bloco "B"** da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação, realizou-se a sessão pública de Defesa de Tese intitulada "**Modelos de Simulação e Controle Preditivo Generalizado de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**". Os trabalhos foram instalados pelo Orientador, Professor Doutor **Flávio Henrique Teles Vieira (EMC/UFG)** com a participação dos demais membros da Banca Examinadora: Professora Doutora **Lina Paola Garcés Negrete (EMC/UFG)**, membro titular interno; Professor Doutor **Marcelo Stehling de Castro (EMC/UFG)**, membro titular externo, Professora Doutora **Telma Worle Lima Soares (INF/UFG)**, membro titular externo; Professor Doutor **Fernando Nunes Belchior (UFG/Campus Aparecida de Goiânia)**, membro titular externo. Durante a argüição, os membros da banca não fizeram sugestão de alteração do título do trabalho. A Banca Examinadora reuniu-se em sessão secreta a fim de concluir o julgamento da Tese tendo sido o candidato **aprovado** pelos seus membros. Proclamados os resultados pelo Professor Doutor **Flávio Henrique Teles Vieira**, Presidente da Banca Examinadora, foram encerrados os trabalhos e, para constar, lavrou-se a presente ata que é assinada pelos Membros da Banca Examinadora, aos **vinte e oito dias do mês de novembro de dois mil e dezenove**.

TÍTULO SUGERIDO PELA BANCA



Documento assinado eletronicamente por **Flavio Henrique Teles Vieira, Vice-Coordenador**, em 29/11/2019, às 16:00, 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 **Marcelo Stehling De Castro, Professor do Magistério Superior**, em 29/11/2019, às 16:37, 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 **Lina Paola Garcés Negrete, Professor do Magistério Superior**, em 29/11/2019, às 16:48, 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 **Telma Woerle De Lima Soares, Professora do Magistério Superior**, em 29/11/2019, às 22:10, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº](#)



Documento assinado eletronicamente por **Fernando Nunes Belchior, Professor do Magistério Superior**, em 30/11/2019, às 00:35, 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 **RICARDO AUGUSTO PEREIRA FRANCO, Discente**, em 19/12/2019, às 15:04, 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://sei.ufg.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **1023454** e o código CRC **6C4069F2**.

---

Referência: Processo nº 23070.043846/2019-24

SEI nº 1023454

# Agradecimentos

À Deus pela benção da vida e por me amparar nos momentos de dificuldades.

Aos meus pais pelo amor incondicional, pela proteção diária e pela sabedoria transmitida a mim.

Aos meus irmãos pelo amor, auxílio e pela palavra amiga.

À minha noiva e companheira por todo amor, amparo, conforto e dedicação durante todos esses anos.

À minha família por me incentivar a fazer o melhor sempre.

Ao meu orientador Prof. Dr. Flávio Henrique Teles Vieira, por todo auxílio, cumplicidade, ensinamento e esforço dedicados para forjar mais um novo pesquisador.

Aos meus colegas e amigos, em especial do grupo InComm, por todos os momentos de alegria, angústia, auxílio, diversão, dúvida, esperança e satisfação compartilhadas e vividas ao lado de vocês.

À CAPES pelo apoio financeiro.

# Resumo

A energia elétrica, após a Segunda Revolução Industrial, se tornou um bem essencial para a população mundial. Com os impactos causados no meio ambiente pelas fontes poluentes de energia, a conscientização da produção de energia limpa vem ganhando destaque em nível mundial. Dessa forma, as fontes de energia renovável e limpa ganham espaço em relação às fontes de energia tradicionais poluentes. Os sistemas fotovoltaicos podem colaborar com a redução do consumo de energia nas unidades consumidoras na qual foram implantados e podem contribuir com a redução da demanda de energia fornecida pela rede de distribuição de energia da concessionária. Assim, o objetivo desta Tese é prover métodos de modelagem, simulação e controle de sistemas fotovoltaicos visando auxiliar projetos de sistemas fotovoltaicos, analisar a qualidade da energia produzida, os impactos que esses sistemas causam na rede de distribuição e realizar o controle da geração de energia de sistemas fotovoltaicos. Propõe-se, então, realizar a estimação de parâmetros do modelo de único diodo por meio de métodos de otimização e analítico. A estimação dos parâmetros é realizada para aprimorar a modelagem de um módulo fotovoltaico e, conseqüentemente, seu desempenho a nível de geração de energia. Em seguida, simulações de sistemas fotovoltaicos conectados à rede são propostas com o intuito de analisar os impactos que a geração de energia fotovoltaica implica sobre as cargas atendidas e sobre a rede de distribuição. Por fim, propõe-se um método de controle dos fluxos de energia em um sistema consistindo de sistema fotovoltaico e armazenamento de energia, de forma a reduzir a energia consumida da rede de distribuição de energia da concessionária. Os fluxos de energia, neste sistema com armazenamento de energia (sistema híbrido), podem ser combinados para fornecer potência para uma carga ou injetar potência na rede de distribuição. Os resultados apresentados mostram os benefícios da estimação de parâmetros de um módulo fotovoltaico quanto à sua geração de potência; as vantagens das simulações de sistemas fotovoltaicos, tanto para o consumidor que instalou o sistema quanto em nível de projeto da rede de médio a longo prazo para a concessionária de energia; e a otimização obtida através do controle de sistemas híbridos de energia, reduzindo os custos do consumo de energia de uma carga e utilizando, de forma mais satisfatória, o sistema de armazenamento de energia.

**Palavras-chaves:** controle preditivo generalizado, estimação de parâmetros, geração distribuída, sistemas fotovoltaicos, sistemas híbridos.

# Abstract

After the Second Industrial Revolution, the electric energy became an essential item for the world population. Beyond the environmental impacts caused by polluting energy sources, the awareness of clean energy generation has been growing worldwide. In this way, renewable and clean energy sources gain prominence in relation to traditional dirty energy sources. Photovoltaic systems can help to reduce the energy consumption at the consumer units in which they are deployed and it can contribute to reducing the energy demand provided by the utility power grid. Thus, the objective of this work is to provide modeling, simulation and control methods for photovoltaic systems in order to assist the photovoltaic systems projects, to analyze the quality of the energy produced, the impacts that these systems cause on the distribution network and to perform the control of power generation of photovoltaic systems. It is proposed to develop optimization and analytical methods for the estimation of the parameters of the single diode model. The estimation of the parameters is performed to improve the modeling of a photovoltaic module and, consequently, its performance in the generation of energy. Then, simulations of grid-connected photovoltaic systems are proposed with the purpose of analyzing the impacts that the photovoltaic energy generation implies on the consumer loads and on the distribution network. Finally, it is proposed a method of energy flow control in a system consisting of photovoltaic system and energy storage system, in order to reduce the energy consumed from the utility grid. The energy flows in this electric system with energy storage system (hybrid system) can be combined to provide power for a load or inject power into the distribution network. The results presented show the benefits of the estimation of parameters of a photovoltaic module in terms of power generation. The results of the simulations show the impacts of photovoltaic systems for the consumer who installed the system and for the utility to design its energy distribution networks in medium and long-term. The results of the controller present the optimization achieved through the control of hybrid energy systems, reducing the costs of the energy consumption of a load and making the most efficient use of the energy storage system.

**Key-words:** generalized predictive control, parameters estimation, distributed generation, photovoltaic systems, hybrid systems.

# Lista de ilustrações

Figura 1 – Capacidade de geração de energia de fontes renováveis . . . . .	23
Figura 2 – Plano decenal de expansão de energia . . . . .	24
Figura 3 – Exemplo de um sistema fotovoltaico . . . . .	25
Figura 4 – Modelos de circuitos elétricos equivalentes de um módulo fotovoltaico . . . . .	30
Figura 5 – Curva $I-V$ de corrente e tensão de um módulo fotovoltaico . . . . .	33
Figura 6 – Curva $P-V$ de potência e tensão de um módulo fotovoltaico . . . . .	33
Figura 7 – Fluxograma do algoritmo Levenberg-Marquardt Modificado . . . . .	38
Figura 8 – Curva $I-V$ de corrente e tensão obtida pelo algoritmo LMM . . . . .	49
Figura 9 – Curva $I-V$ de corrente e tensão obtida pelo método analítico . . . . .	50
Figura 10 – Valor do erro quadrático medido entre as curvas características dos dois métodos propostos e do método proposto em (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014) . . . . .	51
Figura 11 – Exemplo de um sistema fotovoltaico conectado à rede . . . . .	54
Figura 12 – Fluxograma do Algoritmo Condutância Incremental . . . . .	58
Figura 13 – Elementos dos reguladores chaveados . . . . .	61
Figura 14 – Diagrama do circuito <i>boost</i> . . . . .	62
Figura 15 – Representação com chave . . . . .	62
Figura 16 – Circuitos Equivalentes com chave no estado 1 e no estado 2 . . . . .	62
Figura 17 – Topologia básica do inversor <i>full-bridge</i> . . . . .	64
Figura 18 – Exemplo de modulação PWM com sinal de referência senoidal . . . . .	67
Figura 19 – Inversor trifásico com três inversores monofásicos <i>full-bridge</i> . . . . .	68
Figura 20 – Funcionamento de um inversor trifásico PWM, com ciclos de trabalho dos sinais de referência $a$ e $b$ e com a senoide resultante ( $v_{ab}$ ) . . . . .	69
Figura 21 – Exemplo de um sistema fotovoltaico conectado à rede com armazenamento de energia . . . . .	70
Figura 22 – Representação do sistema fotovoltaico implementado para o Caso 1 . . . . .	72
Figura 23 – Valor da corrente gerada pelo sistema fotovoltaico para o Caso 1 . . . . .	73
Figura 24 – Valores das tensões na saída do sistema fotovoltaico e na saída do conversor CC para o Caso 1 . . . . .	74
Figura 25 – Valores da tensão RMS na carga CA para o Caso 1 . . . . .	74
Figura 26 – Valores da THD da tensão na carga CA para o Caso 1 . . . . .	75
Figura 27 – Valores da THD da corrente na carga CA para o Caso 1 . . . . .	75
Figura 28 – Valores da THD da corrente na rede para o Caso 1 . . . . .	76
Figura 29 – Valores das potências ativas fornecida pelo sistema fotovoltaico e recebida pela carga CA para o Caso 1 . . . . .	76
Figura 30 – Valores da potência ativa recebida pela rede para o Caso 1 . . . . .	77

Figura 31 – Valores das potências reativas na saída CA do inversor e injetada na carga CA para o Caso 1 . . . . .	78
Figura 32 – Valores da potência reativa recebida pela rede para o Caso 1 . . . . .	78
Figura 33 – Representação do sistema fotovoltaico implementado para o Caso 2 . . . . .	79
Figura 34 – Valores de irradiância utilizados no Caso 2 . . . . .	80
Figura 35 – Valores de temperatura utilizados no Caso 2 . . . . .	80
Figura 36 – Valor da corrente gerada pelo sistema fotovoltaico para o Caso 2 . . . . .	81
Figura 37 – Valores das tensões na saída do sistema fotovoltaico e do conversor CC para o Caso 2 . . . . .	81
Figura 38 – Valores da tensão RMS na carga CA para o Caso 2 . . . . .	82
Figura 39 – Valores da THD da tensão na carga CA para o Caso 2 . . . . .	83
Figura 40 – Valores da THD da corrente na carga CA para o Caso 2 . . . . .	83
Figura 41 – Valores da THD da corrente na rede para o Caso 2 . . . . .	84
Figura 42 – Valores das potências ativas fornecida pelo sistema fotovoltaico e injetada na carga CA para o Caso 2 . . . . .	84
Figura 43 – Valores da potência ativa injetada na rede para o Caso 2 . . . . .	85
Figura 44 – Valores das potências reativas na saída CA do inversor e injetada na carga CA para o Caso 2 . . . . .	86
Figura 45 – Valores da potência reativa recebida pela rede para o Caso 2 . . . . .	86
Figura 46 – Valores de irradiância inseridos na simulação para irradiância variável . . . . .	87
Figura 47 – Valores de irradiância inseridos na simulação para temperatura variável . . . . .	88
Figura 48 – Valor da corrente gerada pelo sistema fotovoltaico para o Caso 3 . . . . .	88
Figura 49 – Valores das tensões na saída do sistema fotovoltaico e do conversor CC para o Caso 3 . . . . .	89
Figura 50 – Valores da tensão RMS na carga CA para o Caso 3 . . . . .	90
Figura 51 – Valores da THD da tensão na carga CA para o Caso 3 . . . . .	90
Figura 52 – Valores da THD da corrente na carga CA para o Caso 3 . . . . .	91
Figura 53 – Valores da THD da corrente na rede para o Caso 3 . . . . .	91
Figura 54 – Valores das potências ativas fornecida pelo sistema fotovoltaico e injetada na carga CA para o Caso 3 . . . . .	92
Figura 55 – Valores da potência ativa injetada na rede para o Caso 3 . . . . .	93
Figura 56 – Valores das potências reativas na saída CA do inversor e injetada na carga CA para o Caso 3 . . . . .	93
Figura 57 – Valor de potência reativa injetada na rede para o Caso 3 . . . . .	94
Figura 58 – Exemplo de um sistema híbrido de geração de energia distribuída . . . . .	98
Figura 59 – Diagramas de blocos de um sistema que se baseia em equações de espaço de estados . . . . .	101
Figura 60 – Diagrama de blocos de um sistema de controle linear representado no espaço de estados . . . . .	103

Figura 61 – Fluxograma do método de controle ARMAX-GPC . . . . .	104
Figura 62 – Fluxograma do algoritmo implementado para o treinamento do modelo ARMAX do sistema elétrico escolhido . . . . .	107
Figura 63 – Representação de um sistema com o controlador GPC . . . . .	108
Figura 64 – Fontes de energia e alguns componentes de um sistema híbrido de ge- ração de energia com atuação do controlador ARMAX-GPC . . . . .	118
Figura 65 – Curva de consumo de energia anual do consumidor comercial durante o período de um ano, com amostragem a cada 1 hora . . . . .	121
Figura 66 – Valores de irradiância utilizados durante o ano de 2018 na EMC-UFG .	122
Figura 67 – Curva de consumo de energia do consumidor comercial para o mês de janeiro . . . . .	123
Figura 68 – Valores de irradiância para o mês de janeiro . . . . .	123
Figura 69 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fon- tes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de janeiro . . .	124
Figura 70 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fon- tes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de janeiro . . .	125
Figura 71 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de janeiro . . . . .	126
Figura 72 – Valores para o SOC da ESS para o mês de janeiro . . . . .	127
Figura 73 – Valores médios mensais para o SOC do ESS . . . . .	128
Figura 74 – Centro de aulas localizado na EMC-UFG . . . . .	132
Figura 75 – Curva de consumo de energia mensal do centro de aulas localizado na EMC-UFG . . . . .	132
Figura 76 – Sistema fotovoltaico localizado no topo do telhado do bloco B na EMC- UFG . . . . .	133
Figura 77 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fon- tes de energia do sistema elétrico para o Caso 2 . . . . .	135
Figura 78 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fon- tes de energia do sistema elétrico para o Caso 2 . . . . .	136
Figura 79 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 2 . . . . .	137
Figura 80 – Valores do SOC do ESS com os três controladores durante 31 dias . . .	138
Figura 81 – Implementação do sistema fotovoltaico . . . . .	151
Figura 82 – Circuito elétrico do SDM . . . . .	152
Figura 83 – Atribuição dos sinais de entrada à suas respectivas variáveis . . . . .	152
Figura 84 – Inicialização das variáveis com os valores fornecidos pelo <i>datasheet</i> . . .	153
Figura 85 – Equacionamento do parâmetro $I_m$ . . . . .	154
Figura 86 – Equacionamento do parâmetro $I_{irr}$ . . . . .	154
Figura 87 – Equacionamento do parâmetro $V_t$ . . . . .	155

Figura 88 – Equacionamento do parâmetro $I_0$ . . . . .	155
Figura 89 – Equacionamento do parâmetro $n$ . . . . .	156
Figura 90 – Equacionamento do parâmetro $R_s$ . . . . .	157
Figura 91 – Equacionamento do parâmetro $R_{sh}$ . . . . .	158
Figura 92 – Implementação da conexão do sistema elétrico da rede de distribuição com a residência que possui um sistema fotovoltaico . . . . .	160
Figura 93 – Implementação da conexão da residência com o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição de energia . . . . .	161
Figura 94 – Implementação do sistema fotovoltaico, conversor CC-CC e filtro LC conectados . . . . .	163
Figura 95 – Implementação do conversor CC-CC . . . . .	164
Figura 96 – Implementação do conversor algoritmo de MPPT condutância incremental . . . . .	165
Figura 97 – Valores de irradiância utilizados no sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG . . . . .	168
Figura 98 – Valores de temperatura utilizados no sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG . . . . .	168
Figura 99 – Valor da corrente gerada pelo sistema fotovoltaico para o sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG . . . . .	169
Figura 100 – Valores das tensões na saída do sistema fotovoltaico e do conversor CC para o sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG . . . . .	169
Figura 101 – Valores da tensão RMS na carga CA para o sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG . . . . .	170
Figura 102 – Valores da THD da tensão na carga CA para o sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG . . . . .	171
Figura 103 – Valores da THD da corrente na carga CA para o sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG . . . . .	171
Figura 104 – Valores da THD da corrente na rede para o sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG . . . . .	172
Figura 105 – Valores das potências ativas fornecida pelo sistema fotovoltaico e injetada na carga CA para o sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG . . . . .	172
Figura 106 – Valores da potência ativa injetada na rede para o sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG . . . . .	173
Figura 107 – Valores das potências reativas na saída CA do inversor e injetada na carga CA para o sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG . . . . .	174
Figura 108 – Valores da potência reativa recebida pela rede para o sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG . . . . .	174
Figura 109 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de fevereiro . . . . .	176

Figura 110 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de fevereiro . . . . .	177
Figura 111 – Valores para o SOC da ESS para o mês de fevereiro . . . . .	177
Figura 112 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de março . . . . .	178
Figura 113 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de março . . . . .	179
Figura 114 – Valores para o SOC da ESS para o mês de março . . . . .	179
Figura 115 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de abril . . . . .	180
Figura 116 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de abril . . . . .	181
Figura 117 – Valores para o SOC da ESS para o mês de abril . . . . .	181
Figura 118 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de Maio . . . . .	182
Figura 119 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de Maio . . . . .	183
Figura 120 – Valores para o SOC da ESS para o mês de Maio . . . . .	183
Figura 121 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de junho . . . . .	184
Figura 122 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de junho . . . . .	185
Figura 123 – Valores para o SOC da ESS para o mês de junho . . . . .	185
Figura 124 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de julho . . . . .	186
Figura 125 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de julho . . . . .	187
Figura 126 – Valores para o SOC da ESS para o mês de julho . . . . .	187
Figura 127 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de agosto . . . . .	188
Figura 128 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de agosto . . . . .	189
Figura 129 – Valores para o SOC da ESS para o mês de agosto . . . . .	189
Figura 130 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de setembro . . . . .	190
Figura 131 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de setembro . . . . .	191
Figura 132 – Valores para o SOC da ESS para o mês de setembro . . . . .	191

Figura 133 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de outubro . . .	192
Figura 134 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de outubro . . . . .	193
Figura 135 – Valores para o SOC da ESS para o mês de outubro . . . . .	193
Figura 136 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de novembro . . .	194
Figura 137 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de novembro . . . . .	195
Figura 138 – Valores para o SOC da ESS para o mês de novembro . . . . .	195
Figura 139 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de dezembro . . .	196
Figura 140 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de dezembro . . . . .	197
Figura 141 – Valores para o SOC da ESS para o mês de dezembro . . . . .	197
Figura 142 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para todo o período no Caso 2 . . . . .	199
Figura 143 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para todo o período no Caso 2 . . . . .	200
Figura 144 – Fluxograma do algoritmo de Hildreth . . . . .	203

# Lista de tabelas

Tabela 1 – Especificações elétricas do módulo fotovoltaico Kyocera KC200GT nas STC. . . . .	46
Tabela 2 – Valores estimados por métodos computacionais dos parâmetros para o SDM do módulo fotovoltaico Kyocera KC200GT em STC. . . . .	46
Tabela 3 – Valores calculados por métodos analíticos dos parâmetros para o SDM do módulo fotovoltaico Kyocera KC200GT nas STC. . . . .	47
Tabela 4 – Valores dos principais componentes e grandezas do sistema elétrico para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. . . . .	72
Tabela 5 – Parâmetros do sistema elétrico . . . . .	119
Tabela 6 – Parâmetros do controlador, sistema fotovoltaico e do ESS. . . . .	121
Tabela 7 – Custos da energia consumida pela carga para o ano de 2018. . . . .	127
Tabela 8 – Valores percentuais de redução dos custos da energia consumida pela carga para o ano de 2018. . . . .	129
Tabela 9 – Erro quadrático médio para os modelos ARX e ARMAX. . . . .	129
Tabela 10 – Valores da energia consumida pela carga fornecida pela rede de distribuição e da energia total fornecida para a carga para o Caso 1 . . . . .	130
Tabela 11 – Parâmetros do controlador, sistema fotovoltaico e do banco de baterias	134
Tabela 12 – Valores do $Custo_E$ , $En_r$ , $En_f$ , $T_p$ and $EQM_T$ para o Caso 2. . . . .	136
Tabela 13 – Valores dos parâmetros do SDM do painel fotovoltaico . . . . .	152
Tabela 14 – Valores dos parâmetros da fonte que representa a rede de distribuição.	159
Tabela 15 – Valores dos parâmetros da carga residencial. . . . .	159
Tabela 16 – Valores dos parâmetros do filtro LC. . . . .	160
Tabela 17 – Valores dos parâmetros do gerador de pulsos (bloco <i>Discrete PWM Generator</i> do <i>Simulink</i> ) inseridos no inversor. . . . .	162
Tabela 18 – Especificações elétricas do módulo fotovoltaico SUN EARTH modelo TPB 156x156-60-P (235 W) nas STC. . . . .	166
Tabela 19 – Valores dos parâmetros calculados pelo método analítico proposto nesta Tese para o SDM do módulo fotovoltaico SUN EARTH modelo TPB 156x156-60-P (235 W) nas STC. . . . .	167
Tabela 20 – Valores dos parâmetros do Centro de Aulas na EMC-UFG. . . . .	167

# Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARMAX	Modelo Autorregressivo de Médias Móveis com Entradas eXógenas ( <i>AutoRegressive Moving Average with eXogenous inputs model</i> )
ARX	Modelo Autorregressivo com entradas eXógenas ( <i>Autoregressive eXogenous model</i> )
BA	Bahia
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DDM	Modelo de Dois Diodos ( <i>Double-Diode Model</i> )
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DG	Geração Distribuída ( <i>Distributed Generation</i> )
DMPC	Modelo de Controle Preditivo Distribuído ( <i>Distributed Model Predictive Control</i> )
EMC	Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação
EQM	Erro Quadrático médio ( <i>Mean Square Error</i> )
ESS	Sistemas de Armazenamento de Energia ( <i>Energy Storage System</i> )
FB	<i>Full-Bridge</i>
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
GPC	Controle Preditivo Generalizado ( <i>Generalized Predictive Control</i> )
HS	Sistema Híbrido ( <i>Hybrid System</i> )
ISDM	Modelo Ideal de Único Diodo ( <i>Ideal Single-Diode Model</i> )
LM	Levenberg-Marquardt
LMM	Levenberg-Marquardt Modificado
MG	Minas Gerais

MIMO	Múltiplas Entradas e Múltiplas Saídas ( <i>Multiple-Input and Multiple-Output</i> )
MP	Máxima Potência
MPC	Modelo de Controle Preditivo ( <i>Model Predictive Control</i> )
MPP	Ponto de Máxima Potência ( <i>Maximum Power Point</i> )
MPPT	Seguimento do Ponto de Máxima Potência ( <i>Maximum Power Point Tracking</i> )
PI	Piauí
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PWM	Modulação por Largura de Pulsos ( <i>Pulse Width Modulation</i> )
P&D	Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento
RMSE	Raíz Quadrada do Erro Quadrático Médio ( <i>Root Mean Square Error</i> )
SDM	Modelo de Único Diodo ( <i>Single Diode Model</i> )
SFCR	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede
SOC	Nível de Carga ( <i>State-Of-Charge</i> )
SSDM	Modelo Simplificado de Único Diodo ( <i>Simplified Single-Diode Model</i> )
STC	Condições Padrão de Teste ( <i>Standard Test Conditions</i> )
THD	Distorção Harmônica Total ( <i>Total Harmonic Distortion</i> )
UFG	Universidade Federal de Goiás

# Trabalhos Publicados

## Trabalhos aprovados e publicados em Periódicos:

- FRANCO, R. A. P.; VIEIRA, F. H. T.. Analytical method for extraction of the single-diode model parameters for photovoltaic panels from datasheet data. *ELECTRONICS LETTERS (ONLINE)*, v. 54, p. 519-521, 2018.
- FRANCO, R. A. P.; VIEIRA, F. H. T.; DEUS JÚNIOR, G. A.; DE CASTRO, M. S.. Estimação de Parâmetros de Modelo de sistemas fotovoltaicos Utilizando Algoritmo de Levenberg-Marquardt Modificado *Trends in Applied and Computational Mathematics*, v. 19., p. 79-92, 2018.
- LOPES FILHO, G. ; FRANCO, R. A. P. ; VIEIRA, F. H. T.. Aplicação de Algoritmo Genético para Estimação de Parâmetros de Painéis Fotovoltaicos. *SISTEMAS DE INFORMAÇÃO (MACAÉ)*, v. 21, p. 51-58, 2018.

## Trabalhos e resumos publicados em Congressos:

- FRANCO, R. A. P.; CORRÊA, H. P.; VIEIRA, F. H. T. ; CASTRO, M. S.. Redução da Injeção de Harmônicos por sistemas fotovoltaicos na Rede de Energia Utilizando Algoritmo Fuzzy. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, 2018, Gramado. VII CBENS, 2018.
- LOPES FILHO, G.; FRANCO, R. A. P.; VIEIRA, F. H. T.. Estimação de parâmetros de Painéis Fotovoltaicos utilizando o Algoritmo Firefly com Atualização em função da Irradiância e Temperatura. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, 2018, Gramado. VII CBENS, 2018.
- FRANCO, R.A.P.; VIEIRA, F.H.T. ; LOPES FILHO, G. ; PIMENTEL, S. P. ; VALLE, A. C. M.. ANÁLISE ESTATÍSTICA E MODELAGEM AUTORREGRESSIVA PARA SÉRIE TEMPORAL DE IRRADIÂNCIA NA CIDADE DE GOIÂNIA - GOIÁS. *15 Congresso de Pesquisa, Ensino e Extensão - CONPEEX*, 2018, Goiânia.
- FRANCO, R. A. P.; CORREA, H. ; VIEIRA, F. H. T. ; DE DEUS JUNIOR, G. A. ; CASTRO, M. S. ; FERREIRA, M. V. G.. Aplicação de Controle Fuzzy para Redução de Harmônicos devido à sistemas fotovoltaicos Conectados à Rede. *XIII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente*, 2017, Porto Alegre. XIII SBAI, 2017.

- VIEIRA, F. H. T. ; LOPES FILHO, G. ; FRANCO, R. A. P.. Aplicação de Algoritmos Genéticos para Estimação de Parâmetros de Painéis Fotovoltaicos. *Escola Regional de Informática*, 2017, Goiânia. V ERIGO, 2017.
- FRANCO, R. A. P.; VIEIRA, F. H. T. ; CASTRO, M. S.. Estimação de Parâmetros para Modelagem de Painéis Fotovoltaicos Utilizando Algoritmo de Levenberg-Marquardt Modificado. *VI Congresso Brasileiro de Energia Solar*, 2016, Belo Horizonte. VI CBENS, 2016.
- CORREA, H. ; FRANCO, R. A. P. ; VIEIRA, F. H. T.. Implementação de um Modelo de Simulação de sistemas fotovoltaicos Não-Controlados Conectados à Rede de Distribuição de Energia Elétrica. *Escola Regional de Informática de Goiás*, 2016, Goiânia GO. IV ERIGO, 2016.
- FRANCO, R. A. P.; VIEIRA, F. H. T.; CASTRO, M. S.; CARDOSO, A. A.. Modelagem e Simulação de sistemas fotovoltaicos Utilizando Algoritmos de Otimização para Estimação de Parâmetros. *I Workshop em Matemática Industrial, Modelagem e Otimização*, 2015, Catalão. I WMiMO'15, 2015.
- FRANCO, R. A. P.; VIEIRA, F. H. T. ; CASTRO, M. S.. Metodologia de Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos Baseada em Maximização da Produtividade de Energia. *III Escola Regional de Informática de Goiás*, 2015, Goiânia. 3ª Edição ERIGO, 2015.

**Capítulo publicado em livro com corpo editorial:**

- FRANCO, R. A. P.; LOPES FILHO, G.; VIEIRA, F. H. T.. Firefly Algorithm Applied to the Estimation of the Parameters of a Photovoltaic Panel Model. *Advances in Nature-inspired Computing and Applications*. 1ed.: Springer, 2018.

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>22</b>
1.1	Introdução aos Sistemas Fotovoltaicos	24
1.2	Objetivos e Justificativas	26
1.3	Estrutura da Tese	27
<b>2</b>	<b>Estimação de Parâmetros de Módulos Fotovoltaicos</b>	<b>29</b>
2.1	Modelagem de Módulos Fotovoltaicos	29
2.2	Trabalhos Relacionados	34
2.3	Algoritmo de Levenberg-Marquardt Modificado de Estimação dos Parâmetros do SDM	36
2.4	Método Analítico de Estimação dos Parâmetros do SDM	40
2.5	Resultados Obtidos	45
2.6	Conclusões	51
<b>3</b>	<b>Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica</b>	<b>52</b>
3.1	Introdução aos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica	52
3.2	Trabalhos Relacionados	55
3.3	Algoritmos de Seguimento do Ponto de Máxima Potência	57
3.4	Atualização dos Parâmetros Estimados para o SDM	58
3.5	Conversores CC-CC <i>boost</i>	60
3.6	Conversores CC-CA	63
3.6.1	Inversor com controle de tensão - PWM	65
3.6.2	Inversor trifásico com PWM	68
3.7	Simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica	69
3.7.1	Caso 1 - Conversor <i>boost</i> , irradiância e temperatura constantes, carga CA e rede elétrica	72
3.7.2	Caso 2 - Conversor <i>boost</i> , irradiância e temperatura variáveis, carga CA e rede elétrica para um período de um dia	79
3.7.3	Caso 3 - Conversor <i>boost</i> , irradiância e temperatura variáveis, carga CA e rede elétrica para um período de dois dias	87
3.8	Conclusões	94
<b>4</b>	<b>Controle Preditivo Generalizado de Sistemas Híbridos Conectados à Rede</b>	<b>96</b>
4.1	Introdução	96
4.2	Trabalhos Relacionados	99
4.3	Controle Moderno e Espaço de Estados	100
4.4	Controlador ARMAX-GPC	103
4.4.1	Modelo Autorregressivo de Médias Móveis com Entradas Exógenas	105
4.4.2	Controle Preditivo Generalizado	107

4.4.3	Modelagem do Sistema Elétrico . . . . .	112
4.4.3.1	Sistema de Restrições do GPC . . . . .	114
4.4.3.2	Função Objetivo do GPC . . . . .	116
4.4.3.3	Considerações Finais . . . . .	117
4.5	Resultados Computacionais . . . . .	118
4.5.1	Caso 1 - consumidor comercial . . . . .	120
4.5.2	Caso 2 - Centro de Aulas EMC-UFG . . . . .	131
4.6	Conclusões . . . . .	138
<b>5</b>	<b>Conclusões Finais . . . . .</b>	<b>140</b>
	<b>Referências . . . . .</b>	<b>143</b>
	<b>Apêndices . . . . .</b>	<b>150</b>
	<b>APÊNDICE A Modelagem do Módulo Fotovoltaico . . . . .</b>	<b>151</b>
	<b>APÊNDICE B Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede . . . . .</b>	<b>159</b>
	<b>APÊNDICE C Simulação do Sistema Fotovoltaico implantado na EMC-UFG . . . . .</b>	<b>166</b>
	<b>APÊNDICE D Resultados do controlador ARMAX-GPC para o Caso 1 durante os meses de fevereiro a dezembro . . . . .</b>	<b>175</b>
	<b>APÊNDICE E Resultados da atuação do controlador ARMAX-GPC para o sistema elétrico do Caso 2 durante todo o mês de Maio de 2019 . . . . .</b>	<b>198</b>
	<b>APÊNDICE F Programação Quadrática e Algoritmo de Hildreth . . . . .</b>	<b>201</b>

# 1 Introdução

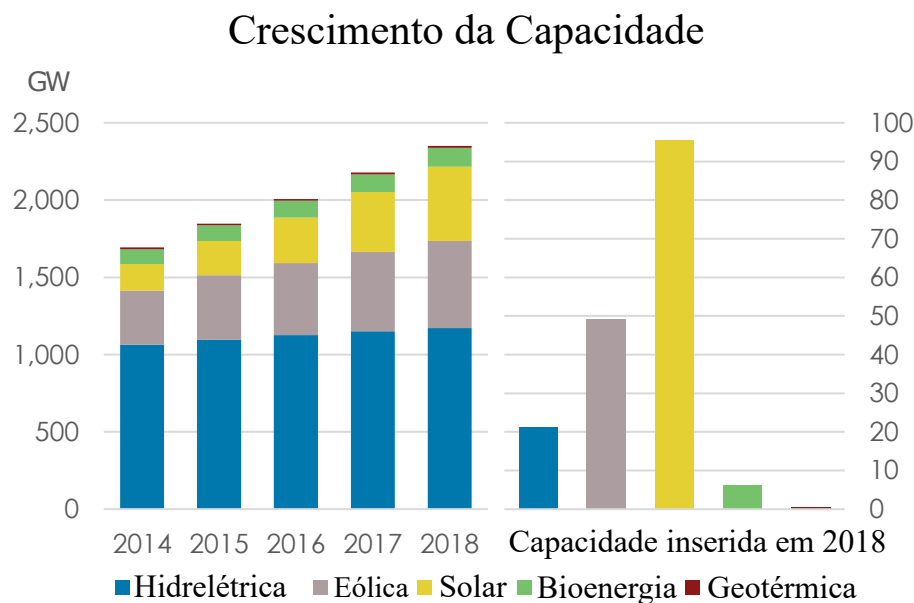
O desenvolvimento tecnológico resultante das Revoluções Industriais tornou a energia elétrica vital para a sociedade moderna. A criação de novos dispositivos eletrônicos e objetos que utilizam a energia elétrica, como *smartphones*, computadores pessoais, carros elétricos, dentre outros, influenciam diretamente no crescimento de demanda por energia elétrica. Assim, a geração de energia deve acompanhar o comportamento crescente da demanda exigida, para que seu fornecimento não seja interrompido em nenhum momento. Contudo, os efeitos da emissão de poluentes, devido à queima desenfreada dos combustíveis fósseis, contribuem para a elevação da temperatura global, gerando desequilíbrios no meio ambiente. Este fato aliado à conscientização da população mundial sobre os efeitos nocivos da geração de energia através de fontes poluentes, estimulam a utilização e o desenvolvimento de novas fontes de energia que emitam menos poluentes na atmosfera terrestre.

As fontes de energia tradicionais geram energia através da combustão de combustíveis fósseis, produzindo e lançando na atmosfera gases poluentes. As fontes de energia que não emitem, de maneira significativa, gases poluentes na atmosfera e que apresentam reduzidos impactos ambientais são chamadas de fontes de energia limpa (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Dentre as formas existentes de geração de energia limpa, se destaca a geração de energia por meio da energia solar fotovoltaica. A energia fotovoltaica é limpa, renovável e, na maioria dos casos, alternativa.

As fontes renováveis de energia são aquelas que se renovam, isto é, são fontes consideradas inesgotáveis para os padrões humanos de utilização. Pode-se citar as fontes de energia solar, eólica e hidrelétrica, visto que para todas essas fontes seus recursos (radiação solar, vento e vazão de água nos rios) podem ser considerados recursos infinitos. De forma contrária, os combustíveis fósseis possuem recursos finitos a serem explorados. As fontes alternativas são definidas como as fontes que possuem participação reduzida na matriz energética de determinada localidade. Considerando a matriz energética de um país composta em sua totalidade por usinas térmicas, as fontes fotovoltaicas ou hidrelétricas podem ser consideradas como fontes alternativas, isto é, são fontes que possuem pouca contribuição na geração de energia desse país (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Então, as fontes de energia renováveis podem ser fontes de energia alternativa.

A capacidade de geração de energia através de fontes renováveis vem crescendo durante os últimos anos, conforme é mostrado na Figura 1. Observa-se que nos anos de 2017 e 2018 a energia solar, que engloba a energia solar térmica e solar fotovoltaica, foi o tipo de energia que mais cresceu dentre as energias renováveis em nível mundial.

Figura 1 – Capacidade de geração de energia de fontes renováveis



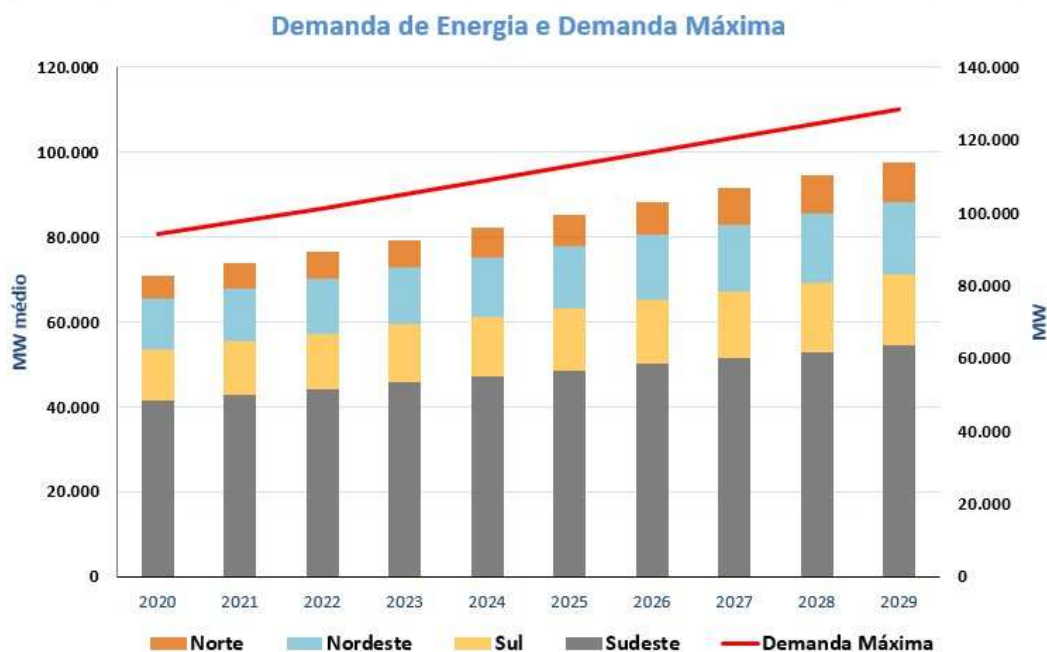
Fonte: Adaptado de (IRENA, 2019)

Projetos de sistemas fotovoltaicos podem ser realizados para prover energia elétrica como forma de geração de energia tradicional ou distribuída. Por geração tradicional define-se um modelo baseado na construção de grandes usinas em locais distantes do consumidor. Várias usinas fotovoltaicas já foram implantadas e estão em operação em vários países, incluindo o Brasil como, por exemplo, as usinas fotovoltaicas em Pirapora (MG), Nova Olinda (PI) e Ituverava (BA).

A geração distribuída é determinada pela geração de energia no local do consumo, isto é, da presença de geradores de energia instalados próximos à carga (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Na geração distribuída, é possível que a geração de energia elétrica seja excedente à consumida, possibilitando o fornecimento do excedente para a rede de distribuição. Assim, é possível a implantação de sistemas fotovoltaicos nos consumidores (locais de consumo de energia) para que eles atuem como geradores distribuídos. Contudo, a injeção de energia pela geração distribuída deve ser controlada e fiscalizada a fim de garantir a qualidade de energia exigida pelos órgãos reguladores (ANEEL, 2012).

O Brasil é um país que possui altos índices de incidência de radiação solar, chamada de irradiância nesta Tese, em todas as regiões (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Dessa forma, se torna interessante introduzir fontes fotovoltaicas na matriz energética brasileira. A geração distribuída, com a inserção da energia fotovoltaica na matriz energética, pode auxiliar o sistema elétrico a atender o consumo projetado para o Brasil nos próximos anos, conforme apresentado na Figura 2. Assim, a geração fotovoltaica é uma opção promissora para o país diversificar sua matriz energética, tornando-a menos dependente de sua maior fonte de energia (usinas hidrelétricas) ou de fontes poluentes (usinas térmicas).

Figura 2 – Plano decenal de expansão de energia



Fonte: (EPE, 2019)

Expostos alguns benefícios provenientes da implantação de sistemas fotovoltaicos, se faz necessário uma abordagem profunda acerca da modelagem e do comportamento de componentes fotovoltaicos. A seguir, destacam-se algumas características sobre sistemas fotovoltaicos.

## 1.1 Introdução aos Sistemas Fotovoltaicos

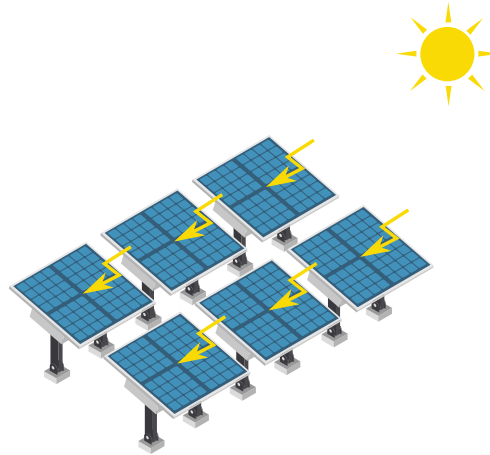
A geração fotovoltaica é uma das formas de geração de energia que converte a radiação solar em energia elétrica (ZILLES et al., 2012). A energia solar atinge a Terra como ondas eletromagnéticas, que compõem a radiação eletromagnética. As ondas eletromagnéticas transportam energia que podem ser transformadas em energia elétrica ou calor (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

O efeito fotovoltaico é um fenômeno físico cuja radiação eletromagnética do Sol é transformada em energia elétrica por meio do surgimento de uma diferença de potencial (ZILLES et al., 2012). Esse efeito acontece em uma célula (chamada de célula fotovoltaica) constituída por materiais semicondutores capazes de absorver energia das ondas eletromagnéticas e produzir pares de portadores de carga (elétrons e lacunas). Dessa forma, ocorre a transferência de parte da energia da radiação solar para os elétrons, gerando corrente elétrica.

Um módulo (ou painel) fotovoltaico é constituído por células fotovoltaicas associadas em série e/ou em paralelo. Sistemas fotovoltaicos são compostos por módulos

fotovoltaicos associados em série e/ou em paralelo, a depender do dimensionamento desse sistema. Um exemplo de um sistema fotovoltaico é apresentado na Figura 3.

Figura 3 – Exemplo de um sistema fotovoltaico



Fonte: o autor

Um módulo fotovoltaico gera valores de tensão em seus terminais dependendo da quantidade e da associação das células fotovoltaicas que o compõe. O comportamento da tensão de um módulo fotovoltaico é diferente do comportamento da tensão de fontes de energia tradicionais. No módulo fotovoltaico, não é fornecido um valor de tensão constante em seus terminais. O valor da tensão de saída de um módulo varia em relação ao valor da sua corrente e vice-versa (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Um módulo fotovoltaico exposto à radiação solar gera uma tensão máxima, chamada de tensão de circuito aberto. Ao adicionar uma carga em seus terminais sua tensão irá variar, devido a existência de queda de tensão e, conseqüentemente, de uma corrente que flui pela carga. Dessa forma, pode-se modificar o valor da carga para traçar uma curva da corrente pela tensão, chamada de curva  $I-V$  ou curva característica, de um módulo fotovoltaico. Por meio da curva  $I-V$ , que será abordada na Seção 2, pode-se traçar a curva da potência pela tensão, a curva  $P-V$ . Na curva  $P-V$ , nota-se a presença de um ponto em que é fornecida a máxima potência, chamado de Ponto de Máxima Potência (*Maximum Power Point* - MPP). Desse modo, pode-se inserir um componente fundamental para sistemas fotovoltaicos, que possui um algoritmo para poder obter o ponto que o módulo forneça sua máxima potência, cujo nome dado é algoritmo de Seguimento do Ponto de Máxima Potência (*Maximum Power Point Tracking* - MPPT).

Outro componente necessário para sistemas fotovoltaicos é o conversor de tensão. Os sistemas fotovoltaicos geram energia de forma contínua, isto é, a corrente gerada (corrente fotogerada) é contínua. Essa característica permite aos sistemas fotovoltaicos gerar energia para alimentar diretamente cargas que trabalhem com Corrente Contínua (CC). Antes da conexão de um sistema fotovoltaico com sua carga, é interessante inserir, além do algoritmo de MPPT, um conversor CC-CC. Os conversores CC-CC são utilizados para

prover a tensão da carga. Esses conversores podem ser elevador, abaixador ou abaixador-elevador de tensão. Os conversores geralmente utilizados são: conversor *boost* (elevador), conversor *buck* (abaixador) ou conversor *buck-boost* (abaixador-elevador).

Para a conexão do sistema fotovoltaico em uma carga que trabalhe em corrente alternada (CA), é necessário utilizar um conversor CC-CA, também chamado de inversor. Esse conversor irá modificar, através de chaveamentos, a corrente contínua em corrente alternada. Na prática, a conversão de corrente contínua para corrente alternada não é ideal. Assim, é necessário inserir um componente para realizar a filtragem das distorções geradas na corrente alternada.

Por fim, a carga CA e a rede elétrica podem ser conectadas, em paralelo, na saída do componente de filtragem. Dessa forma é possível que um sistema fotovoltaico forneça energia para a carga e, ao mesmo tempo, para a rede de distribuição.

Os componentes citados acima fazem parte de um modelo básico para o funcionamento do sistema fotovoltaico isolado ou conectado à rede. Sistemas mais complexos podem conter um sistema de armazenamento de energia, como por exemplo, um banco de baterias. Esse dispositivo de armazenamento pode ser utilizado para, por exemplo, armazenar a energia excedente da alimentação do sistema fotovoltaico a uma carga e, posteriormente, utilizar essa energia durante o período noturno.

## 1.2 Objetivos e Justificativas

A modelagem de painéis fotovoltaicos é essencial, visto que o desenvolvimento e a implantação de projetos de sistemas fotovoltaicos são complexos e possuem custos elevados. Dessa maneira, gera-se a necessidade do desenvolvimento de simulações precisas e confiáveis do sistema a ser instalado. Assim, é imprescindível a elaboração de modelos e métodos que simulem as características do sistema fotovoltaico mais próximas do sistema real.

O objetivo principal desta Tese é desenvolver uma metodologia de modelagem e de controle para sistemas fotovoltaicos. Esta metodologia aborda desde a modelagem de um módulo fotovoltaico, de simulações computacionais de sistemas fotovoltaicos conectados à rede até o controle do fluxo de energia gerada por sistemas fotovoltaicos ou sistemas híbridos. São apresentados alguns índices de qualidade de energia causados pela implantação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. O objetivo principal pode ser dividido em três objetivos específicos: 1º Desenvolver modelos de painéis fotovoltaicos utilizando métodos computacionais e analíticos; 2º Propor um modelo de simulação de sistemas fotovoltaicos alimentando uma carga CA e conectados à rede de distribuição de energia; 3º Propor um controlador para sistemas híbridos de energia (que possuem mais de uma fonte de energia) que alimentam uma carga CA e que estão conectados em paralelo com

a rede de distribuição. Portanto, através da aplicação dessas propostas, é possível obter resultados que auxiliem na tomada de decisão, tanto do ponto de vista do consumidor quanto da concessionária de energia.

Visando realizar a modelagem de módulos fotovoltaicos, propõe-se dois novos métodos de estimação de parâmetros para o Modelo de Único Diodo. Este modelo é bastante utilizado na literatura para representar o comportamento de um módulo fotovoltaico. Assim, os métodos propostos calculam os valores dos parâmetros utilizando um método analítico e estimam os valores através de um método de otimização computacional. Os resultados obtidos por meio dos métodos propostos são comparados com os resultados encontrados na literatura.

A simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica representa a geração de energia pelo sistema fotovoltaico alimentando uma carga CA, fornecendo, quando houver, o excedente de energia para a rede de distribuição. Nas simulações propostas para este sistema, também foram inseridas variações nas condições ambientais. Os resultados mostram alguns índices de qualidade de energia, visando analisar os impactos causados pela geração de energia do sistema fotovoltaico na alimentação da carga CA e na rede de distribuição.

Como o sistema fotovoltaico produz energia de forma intermitente, se torna interessante utilizar sistemas de armazenamento de energia em conjunto com os sistemas fotovoltaicos, constituindo, assim, um sistema híbrido de energia. Nos sistemas híbridos, pode-se utilizar um controlador para gerenciar a potência ativa gerada pelas fontes de energia, isto é, controlar os momentos em que o sistema fotovoltaico deve recarregar o sistema de armazenamento de energia e quando este deve ser descarregado, por exemplo. Portanto, propõe-se um método de controle baseado na modelagem autorregressiva de médias móveis com entradas exógenas associada à técnica de controle preditivo generalizado para gerenciar o fluxo de potência entre as fontes de um sistema elétrico (PAOLELLA, 2019), (WANG, 2009). Este controlador proposto atua para otimizar as potências geradas minimizando o custo total de energia fornecida para um consumidor. Os resultados obtidos comprovam a eficácia do controlador proposto atendendo sempre à demanda de energia do consumidor com o menor custo dentre os demais controladores comparados.

### 1.3 Estrutura da Tese

Esta Tese estrutura-se da seguinte forma:

O Capítulo 2 apresenta o tema da estimação de parâmetros de módulos fotovoltaicos. Analisa-se, primeiramente, alguns trabalhos relacionados sobre o assunto. Posteriormente, são propostos dois métodos de estimação de parâmetros e seus resultados são comparados com outras propostas encontradas na literatura.

No Capítulo 3 é discutido a simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Inicialmente apresenta-se alguns trabalhos propostos na literatura sobre o assunto. Em seguida, apresentam-se os componentes CA necessários para esta simulação. Por fim, os resultados das simulações propostas são apresentados para três casos considerados, analisando os valores mensurados em vários pontos do sistema elétrico, isto é, em pontos do sistema fotovoltaico, da carga e da rede de distribuição.

O Capítulo 4 discorre sobre o controle do fluxo de energia de sistemas híbridos. Apresenta-se, primeiramente, alguns trabalhos relacionados e os conceitos acerca do controle moderno e de espaços de estados, ambos utilizados na modelagem do controlador proposto. Em seguida, descreve-se o algoritmo proposto de controle seguido dos resultados computacionais obtidos. Este capítulo é finalizado com as conclusões acerca do controlador proposto.

As conclusões gerais desta Tese são apresentadas no Capítulo 5.

## 2 Estimação de Parâmetros de Módulos Fotovoltaicos

Este Capítulo aborda o tema de estimação dos valores dos parâmetros dos modelos de módulos fotovoltaicos. Primeiramente, são apresentados os modelos matemáticos dos circuitos elétricos, propostos na literatura, que representam os módulos fotovoltaicos. Em seguida, alguns trabalhos relacionados acerca deste tema são apresentados. Posteriormente, dois métodos para a obtenção dos valores dos parâmetros são propostos, sendo que o primeiro se baseia no algoritmo de Levenberg-Marquardt e o segundo propõe equações explícitas. Por fim, os resultados computacionais e as conclusões são apresentadas.

### 2.1 Modelagem de Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos são constituídos por células fotovoltaicas conectadas em série e/ou paralelo para produzir maior valor de tensão e corrente. As células fotovoltaicas, em sua maioria, são compostas de materiais semicondutores com propriedades específicas. Devido às características desses materiais semicondutores, é possível obter um modelo de circuito elétrico equivalente na qual seja possível representar o comportamento da relação tensão e corrente das células e dos módulos fotovoltaicos (VILLALVA; GAZOLI, 2012) e (ZILLES et al., 2012).

Nesta Tese, é considerada a modelagem do painel fotovoltaico, visto que sua diferença quanto a modelagem da célula fotovoltaica corresponde apenas à quantidade e à associação de células fotovoltaicas que compõem o módulo. A única diferença, portanto, entre essas duas modelagens é a inserção de uma variável que representa o número de células fotovoltaicas, em sua devida associação, que um módulo possui.

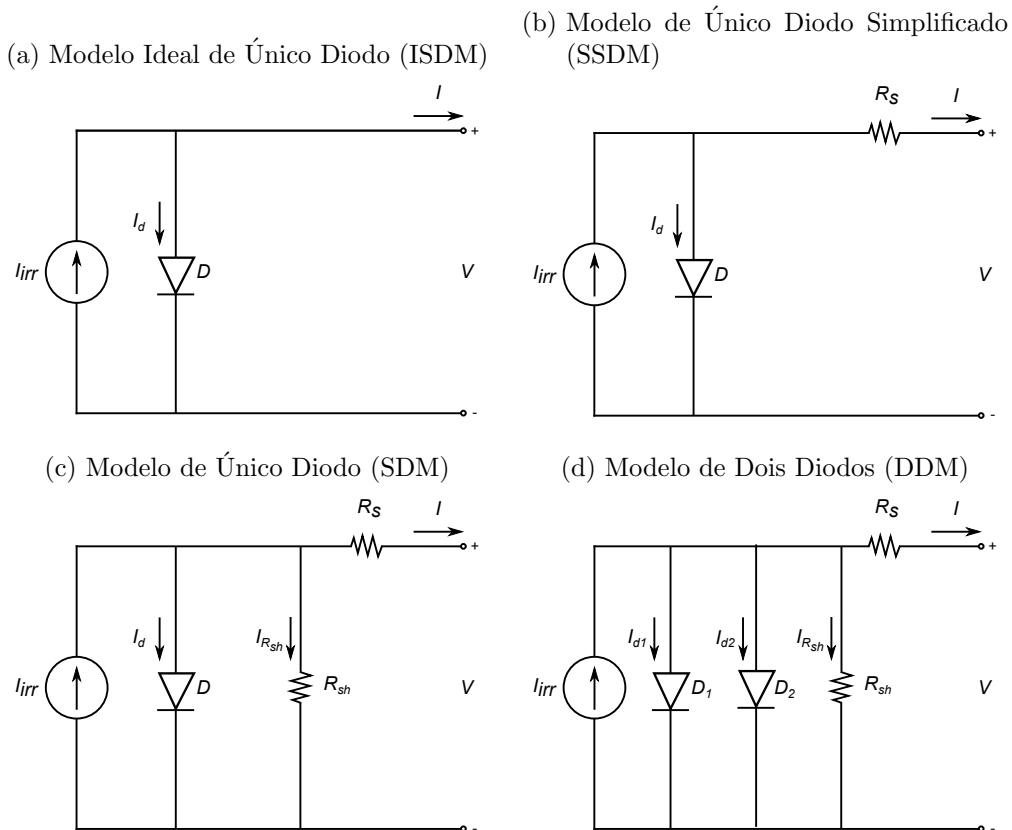
A modelagem matemática é realizada a partir do modelo de circuito elétrico equivalente do módulo fotovoltaico. Existem quatro modelos conceituados na literatura que representam um módulo fotovoltaico variando seu grau de complexidade (CARLOS; RAMOS-PAJA; SPAGNUOLO, 2017). O primeiro modelo é o circuito equivalente ideal, constituído apenas dos componentes elétricos básicos do módulo fotovoltaico. Nos demais modelos, são inseridos novos componentes elétricos aprimorando a representação do módulo mas aumentando, conseqüentemente, sua complexidade.

O primeiro modelo de um módulo fotovoltaico é composto por um circuito elétrico com uma fonte de corrente e um diodo em paralelo, esse modelo corresponde ao modelo ideal. Este modelo é chamado de Modelo Ideal de Único Diodo (*Ideal Single-Diode Model - ISDM*). No segundo modelo, chamado de Modelo Simplificado de Único Diodo (*Simplified*

*Single-Diode Model* - SSDM), é acrescentado uma resistência em série ao modelo ideal. O Modelo de Único Diodo (*Single-Diode Model* - SDM) é o terceiro modelo na qual é adicionada uma resistência em paralelo à fonte de corrente e ao diodo. O quarto modelo, cujo nome é Modelo de Dois Diodos (*Double-Diode Model* - DDM), possui dois diodos conectados em paralelo à fonte de corrente e à resistência em paralelo (CARLOS; RAMOS-PAJA; SPAGNUOLO, 2017). Esses modelos são apresentados na Figura 4 (COSTA, 2010).

O grau de complexidade do SDM é considerado elevado porque o circuito elétrico é definido por uma fonte de corrente variável, por um diodo e pelas resistências em série e em paralelo (ZILLES et al., 2012). A corrente fotogerada e a corrente de saturação reversa do diodo representam os fenômenos de condução do material semiconductor. A resistência em série corresponde às perdas ôhmicas do metal e dos contatos metálicos do módulo fotovoltaico e a resistência em paralelo (também chamada de *shunt*) representa as correntes de fuga (parasitas) que circulam na parte inferior e superior da célula, pela borda e do interior do material devido a irregularidades ou impurezas (COSTA, 2010), (ZILLES et al., 2012).

Figura 4 – Modelos de circuitos elétricos equivalentes de um módulo fotovoltaico



Fonte: o autor

O modelo do painel fotovoltaico influencia o comportamento do sistema fotovoltaico a ser simulado, visto que a equação que define o modelo é determinada em relação ao grau de complexidade escolhido (BLAS et al., 2002). O modelo do painel fotovoltaico

escolhido foi o Modelo de Único Diodo (SDM), apresentado na Figura 4c. O SDM possui boa representação das características do módulo fotovoltaico com boa acurácia e grau de complexidade elevado (ZILLES et al., 2012), (TIAN et al., 2012), (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014), (CÁRDENAS et al., 2017), (FRANCO; VIEIRA, 2018).

O modelo mais complexo (DDM) possui mais um diodo para representar a corrente do diodo de recombinação, isto é, ele representa a recombinação de portadores na zona de carga do semicondutor (COSTA, 2010). De acordo com a literatura, pode-se constatar que os resultados obtidos pelo quarto modelo (DDM) são similares aos resultados obtidos pelo terceiro modelo (SDM), apesar do aumento de complexidade (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014), (CÁRDENAS et al., 2017).

Considerando o modelo SDM, a corrente gerada pelo módulo fotovoltaico pode ser calculada utilizando a lei de Kirchhoff, conforme a Equação 2.1.

$$I = I_{irr} - I_d - I_{R_{sh}} \quad (2.1)$$

onde  $I$  corresponde à corrente gerada (A);  $I_{irr}$  corresponde à corrente fotovoltaica gerada pelo módulo (A);  $I_d$  corresponde à corrente que flui através do diodo (A);  $I_{R_{sh}}$  corresponde à corrente que flui através do resistor em paralelo (A).

Considerando um módulo fotovoltaico com apenas células conectadas em série, a corrente que flui através do diodo ( $I_d$ ), em função da tensão do módulo, pode ser expressa por:

$$I_d = I_0 \left[ e^{\left( \frac{V + IR_s}{N_s n V_t} \right)} - 1 \right] \quad (2.2)$$

onde  $I_0$  corresponde à corrente de saturação reversa do diodo de difusão (A);  $V$  corresponde à tensão gerada (V);  $R_s$  corresponde à resistência em série do módulo ( $\Omega$ );  $N_s$  corresponde ao número de células fotovoltaicas associadas em série;  $n$  corresponde ao fator de idealidade do diodo (adimensional);  $V_t$  corresponde à tensão térmica (V).

A tensão térmica ( $V_t$ ) varia em função da temperatura de operação do módulo e sua equação é dada por:

$$V_t = \frac{kT_c}{e} \quad (2.3)$$

onde  $k$  corresponde à constante de Boltzmann ( $1,381 \cdot 10^{-23}$  J/K);  $T_c$  corresponde à temperatura equivalente de operação do módulo fotovoltaico (K);  $e$  corresponde ao valor da carga do elétron ( $1,602 \cdot 10^{-19}$  C).

A corrente que flui através da resistência em paralelo ou *shunt* ( $I_{R_{sh}}$ ), em função da tensão ( $V$ ) e da corrente ( $I$ ), pode ser escrita como:

$$I_{R_{sh}} = \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.4)$$

onde  $R_{sh}$  corresponde à resistência em paralelo do módulo ( $\Omega$ ).

Inserindo as parcelas das correntes  $I_d$  e  $I_{R_{sh}}$  na Equação 2.1, obtém-se a Equação 2.5, também chamada de equação característica do módulo fotovoltaico (VILLALVA; GAZOLI, 2012), (ZILLES et al., 2012).

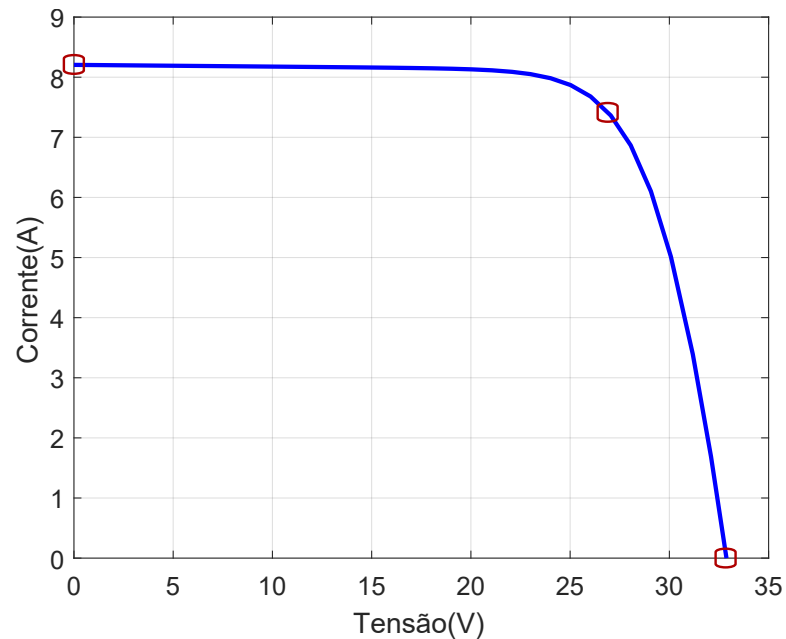
$$I = I_{irr} - I_0 \left[ e^{\left( \frac{V + IR_s}{N_s n V_t} \right)} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.5)$$

A geração da corrente elétrica  $I(V, I)$  em um módulo fotovoltaico, conforme mostrado na Equação 2.5, depende do valor de sua tensão ( $V$ ) e do valor de sua própria corrente ( $I$ ). Além disso, um módulo fotovoltaico não se comporta como uma fonte elétrica convencional, não apresentando uma tensão de saída constante em seus terminais (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Portanto, um conceito importante e necessário de ser abordado é o da curva  $I-V$ . A curva  $I-V$  é uma representação gráfica dos valores de geração da corrente de um módulo fotovoltaico, em função da tensão, para determinadas condições de temperatura e de irradiância (ZILLES et al., 2012).

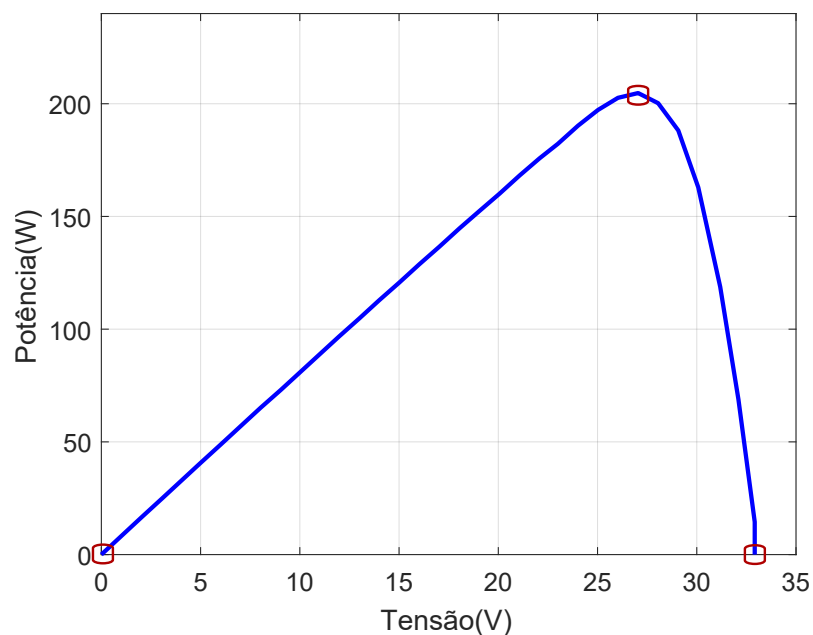
A Figura 5 apresenta um exemplo de curva  $I-V$  de um módulo fotovoltaico. Já a curva da potência, em função da tensão, deste exemplo é mostrada na Figura 6. Observando ambas figuras, pode-se notar que existem três pontos de destaque na curva  $I-V$ , que são: ponto de curto-circuito, ponto de máxima potência e ponto de tensão de circuito aberto (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Obtém-se o ponto de curto-circuito quando a tensão é equivalente a zero ( $I = I_{cc}, V = 0$ ), isto é, quando os terminais do módulo fotovoltaico estão curto-circuitados. A tensão de circuito aberto decorre da medição da tensão do módulo com seus terminais desconectados, ou seja, quando a corrente de saída do módulo for igual a zero ( $I = 0, V = V_{ca}$ ). O ponto de máxima potência ( $I = I_{mp}, V = V_{mp}$ ) ocorre quando a transferência de potência do módulo para a carga é máxima.

A folha de dados de módulos fotovoltaicos, também chamado de *datasheet*, geralmente contém a curva  $I-V$  e as especificações técnicas providas pelos fabricantes ou fornecedores de módulos fotovoltaicos. No *datasheet*, constam valores de tensões e correntes do módulo nas Condições Padrões de Teste (*Standard Test Conditions* - STC) e de alguns valores dos parâmetros da Equação 2.5, além de outras informações acerca do módulo. Essas informações podem ser utilizadas para obter os valores dos parâmetros na modelagem de módulos fotovoltaicos.

Figura 5 – Curva  $I-V$  de corrente e tensão de um módulo fotovoltaico

Fonte: o autor

Figura 6 – Curva  $P-V$  de potência e tensão de um módulo fotovoltaico

Fonte: o autor

A obtenção das curvas  $I-V$  e  $P-V$  são geradas por meio da resolução da Equação 2.5. Devido à característica transcendental da Equação 2.5 (COSTA, 2010), sua resolução pode ser feita por meio de métodos numéricos, como o método de Newton-Raphson (MADSEN, 2004), ou por meio da função *lambertw* (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014). Todavia, nota-se que a Equação 2.5 possui outras incógnitas além da corrente ( $I$ ) e tensão ( $V$ ) de saída dos módulos fotovoltaicos. Essas incógnitas influenciam direta e

indiretamente o valor da corrente gerada pelo módulo fotovoltaico.

A obtenção dos valores das incógnitas, também conhecidas como parâmetros, da Equação 2.5 constitui o problema da estimação dos valores dos parâmetros de módulos fotovoltaicos. Neste problema, os parâmetros da Equação 2.5 devem ser obtidos, calculados ou estimados antes da sua resolução. O *datasheet* do módulo fornece os valores de alguns parâmetros, enquanto os demais devem ser calculados ou estimados.

No problema da estimação de parâmetros, alguns valores dos parâmetros são desconhecidos. Os parâmetros a serem estimados dependem da escolha do modelo elétrico que representa o módulo fotovoltaico. Como o SDM foi o modelo escolhido, os parâmetros a serem estimados são: corrente fotogerada ( $I_{irr}$ ), corrente de saturação reversa do diodo ( $I_0$ ), fator de idealidade do diodo ( $n$ ), resistência *shunt* ou paralela ( $R_{sh}$ ) e resistência série ( $R_s$ ).

Conforme apresentado no Capítulo 1, são propostos, neste Capítulo, dois métodos de estimação de parâmetros de módulos fotovoltaicos, o primeiro propõe um método de otimização computacional e no segundo é proposto um método analítico. A seguir, apresentam-se alguns trabalhos relacionados ao problema da estimação de parâmetros e, em seguida, são descritos os métodos propostos.

## 2.2 Trabalhos Relacionados

A análise da produção de energia elétrica gerada por sistemas fotovoltaicos é uma tarefa extremamente complexa, porque depende tanto de fatores relacionados ao clima e ao ambiente quanto da qualidade da modelagem do painel fotovoltaico escolhido para representar um sistema fotovoltaico (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014). Além disso, a estimação dos parâmetros é um problema de otimização não-convexo, multivariável, multimodal e não linear, com vários ótimos locais (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014)(MAJDOUL et al., 2015) o que torna a estimação de parâmetros uma tarefa complexa.

Vários trabalhos foram realizados para estimar os valores desses parâmetros. Geralmente encontram-se trabalhos que utilizam métodos analíticos, métodos numéricos, técnicas de otimização computacional ou uma combinação entre elas. Alguns trabalhos que utilizam a abordagem analítica são: (ORTIZ-CONDE; SÁNCHEZ; MUCI, 2006), (TIAN et al., 2012), (LI, 2013), (CUBAS; PINDADO; VICTORIA, 2014) e (MOHAMED, 2015). Pode-se citar alguns trabalhos que utilizam a abordagem numérica (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009), (ESRAM, 2010) e (VIKA, ). A combinação de técnicas analíticas e numéricas para a estimação dos parâmetros pode ser encontrada em (MAJDOUL et al., 2015). Trabalhos que utilizam técnicas de otimização como, por exemplo, Enxame de Partículas (YE; WANG; XU, 2009), (WEI et al., 2011); Algoritmos Genéticos (JERVASE;

BOURDOUCEN; AL-LAWATI, 2001); *Simulated Annealing* (EL-NAGGAR et al., 2012); e Evolução Diferencial (COSTA, 2010), (JIANG; MASKELL; PATRA, 2013) e (GONG; CAI, 2013), também são utilizadas. Em (LAUDANI et al., 2013) e (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014) são propostos cálculos analíticos para diminuir o espaço de busca e a complexidade desse problema, combinados com técnicas de otimização para resolver o problema dos mínimos quadrados entre as curvas  $I-V$  amostradas do *datasheet* e experimentais, estimando, assim, os parâmetros do módulo.

Dentre os trabalhos acima citados, alguns deles consideram todos os cinco parâmetros do SDM ou fazem algumas considerações deste modelo e, assim, podem ser discutidos em detalhe.

Em (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009) é proposto um método numérico para a estimação dos parâmetros. O algoritmo desenvolvido é iterativo e por meio dele são geradas curvas  $I-V$  para vários valores do fator de idealidade do diodo ( $n$ ) dentro de um limite definido ( $1,0 \leq n \leq 1,5$ ) e um incremento estipulado (por exemplo,  $\text{incremento} = 0,01$ ). São armazenados em um vetor  $\mathbf{X}$  os valores dos parâmetros das curvas  $I-V$  geradas que possuem o menor erro médio, em relação da curva  $I-V$  amostrada do *datasheet*, para cada valor de  $n$ . Após a varredura de todo espaço de busca de  $n$ , são retornados os parâmetros que possuem o menor erro médio dentre todos os valores armazenados no vetor  $\mathbf{X}$ . Contudo, algoritmos iterativos necessitam de grande quantidade de processamento computacional, visto que a quantidade de iterações está relacionada diretamente com a faixa de valores e incrementos do parâmetro  $n$  utilizados para a busca. Além do mais, a complexidade computacional desse algoritmo é de  $O(m)$ , onde  $m$  é o tamanho da entrada do algoritmo.

O trabalho apresentado por (CUBAS; PINDADO; VICTORIA, 2014) propõe um método analítico para o cálculo dos parâmetros de módulos fotovoltaicos. Os autores consideram todos os cinco parâmetros do SDM para realizar o equacionamento das variáveis do modelo. Entretanto, o trabalho assume um valor para o fator de idealidade do diodo ( $n$ ) igual ao valor determinado por (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009), sem realizar uma análise sobre este valor com relação ao equacionamento proposto. Além disto, é necessário solucionar uma equação implícita para obter o valor da resistência em série ( $R_s$ ).

Os autores em (MAJDOUL et al., 2015) combinam métodos analíticos e numéricos para simplificar a estimação dos parâmetros dos módulos fotovoltaicos considerando todos os cinco parâmetros do SDM. É proposto um algoritmo iterativo que resolve uma equação não linear para obter o valor da resistência em série ( $R_s$ ) para calcular, em seguida, os demais parâmetros. Em seguida, recalcula-se o parâmetro  $R_s$  utilizando os parâmetros recém calculados, chamando-o de  $R_{s_{calc}}$ . O algoritmo é finalizado quando a diferença entre os dois valores da resistência em série for menor do que uma determinada tolerância ( $|R_s - R_{s_{calc}}| < \epsilon$ ). Contudo, esta proposta também exige um alto esforço computacional por

possuir um método iterativo e, semelhante ao trabalho (CUBAS; PINDADO; VICTORIA, 2014), considera o valor do fator de idealidade do diodo ( $n$ ) igual ao valor da proposta de (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009).

No trabalho (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014), o espaço de busca do problema da estimação de parâmetros é reduzido de cinco para dois parâmetros por meio da proposta de três equações analíticas. Mediante manipulações algébricas da Equação 2.5 nos pontos de circuito aberto, de curto-circuito, de máxima potência e da derivada da potência no ponto de máxima potência, os autores obtiveram equações de três parâmetros ( $I_{irr}$ ,  $I_0$  e  $R_{sh}$ ) em função dos outros dois parâmetros ( $R_s$  e  $n$ ). Com estas equações, é possível a utilização do algoritmo de otimização de Levenberg-Marquardt (LM), usado para solucionar problemas de mínimos quadrados não lineares, para estimar os valores dos parâmetros  $R_s$  e  $n$ . Neste caso, algoritmo de LM minimiza a Raiz Quadrada do Erro Quadrático Médio (*Root Mean Square Error* - RMSE) entre as curvas  $I$ - $V$  dos pontos amostrados do *datasheet* e dos pontos experimentais gerados, retornando os parâmetros que obtiveram o menor valor do RMSE. Todavia, esta proposta apresenta uma complexidade computacional de  $O(m^3)$ , onde  $m$  é o tamanho da entrada do algoritmo, e necessita da correta inicialização dos parâmetros ( $R_s$  e  $n$ ) para que ocorra a convergência para uma solução ótima.

Os autores em (LI, 2013) propõem uma abordagem analítica para a obtenção dos parâmetros do SDM. Neste trabalho, propõe-se utilizar a expansão da série de Taylor no termo  $e^{\left(\frac{IR_s}{N_s n V_t}\right)}$  da Equação 2.5 e, assim, obter equações para os demais parâmetros do modelo.

No trabalho (MOHAMED, 2015), realiza-se uma transformação do SDM para o circuito equivalente de Thévenin. Dessa forma, são propostas equações para calcular os parâmetros do equivalente de Thévenin e, posteriormente, obter o valor da corrente gerada pelo módulo fotovoltaico.

Um dos objetivos deste trabalho, portanto, é propor dois métodos de estimação de parâmetros do SDM. O primeiro método utiliza um algoritmo de otimização para minimizar o erro entre as curvas  $I$ - $V$  amostrada do *datasheet* e a curva obtida computacionalmente. O segundo método propõe novas equações explícitas para calcular o valor dos cinco parâmetros do SDM.

## 2.3 Algoritmo de Levenberg-Marquardt Modificado de Estimação dos Parâmetros do SDM

O algoritmo de Levenberg-Marquardt (LM) pode ser utilizado para solucionar problemas dos mínimos quadrados não linear. O problema dos mínimos quadrados é definido

da seguinte forma: Seja  $x \in \mathbb{R}^n$  e dada uma função  $f : \mathbb{R}^n \mapsto \mathbb{R}^m$  com  $m \geq n$ , o problema dos mínimos quadrados consiste em encontrar  $x^*$ , onde  $x^*$  é um mínimo local da função (MADSEN, 2004):

$$F(x) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m (f_i(x))^2 \quad (2.6)$$

O problema dos mínimos quadrados é um caso especial do seguinte problema: dada a função  $F : \mathbb{R}^n \mapsto \mathbb{R}$ , encontre o argumento de  $F$  que forneça o menor valor da função objetivo ou função custo. Este problema pode ser resolvido por métodos gerais de otimização, contudo o desenvolvimento de métodos especiais de resolução pode obter soluções mais eficientes (MADSEN, 2004).

O algoritmo de LM tem como objetivo ajustar um conjunto de dados de forma a minimizar o problema dos mínimos quadrados, isto é, minimizar a soma dos quadrados das distâncias entre os pontos ajustados e os pontos amostrados (MADSEN, 2004).

Uma vez que o algoritmo de LM minimiza o quadrado das distâncias entre duas curvas, o algoritmo de Levenberg-Marquardt Modificado (LMM) é proposto para minimizar o erro quadrático médio (EQM) entre os pontos amostrados e estimados da curva característica de módulos fotovoltaicos. A modificação do algoritmo de LM é feita por meio da inserção de pesos em determinados pontos da curva  $I-V$  gerada pela função objetivo (Equação 2.7). Esses pesos irão influenciar os parâmetros estimados de forma que a curva do modelo passe pelos pontos desejados de maior peso. Assim, propõe-se que a equação a ser minimizada pelo algoritmo de LMM seja dada por:

$$F(x) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m (w_i \cdot f_i(x))^2 \quad (2.7)$$

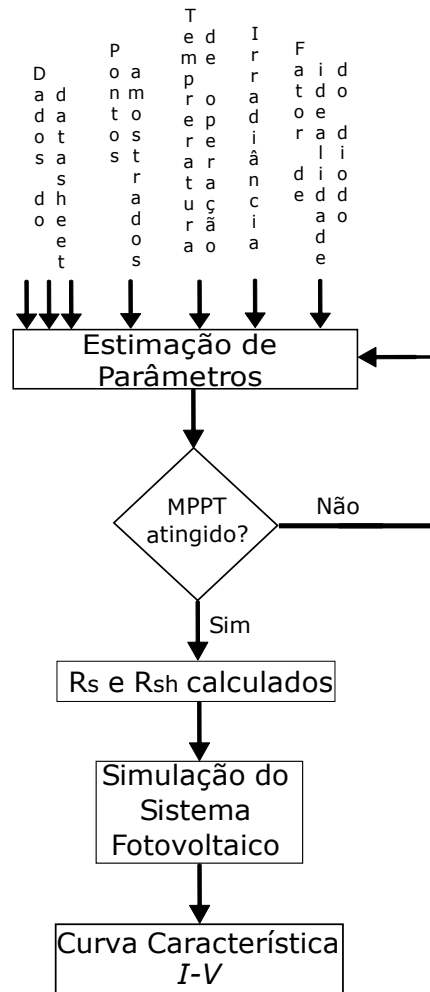
onde  $w_i$  corresponde ao valor do peso atribuído para o índice  $i$ .

Neste caso, a curva  $I-V$  obtida pelo algoritmo proposto é tal que minimiza o erro quadrático entre os pontos da curva do modelo e da curva real e ainda fazendo com que a curva obtida passe pelo ponto de máxima potência (*Maximum Power Point* - MPP).

O método de estimação dos parâmetros do SDM utilizando o algoritmo LMM pode ser representado conforme o fluxograma da Figura 7.

Primeiramente, é necessário o fornecimento dos seguintes dados do módulo fotovoltaico para o algoritmo LMM: corrente de curto circuito, tensão de circuito aberto, corrente e tensão no ponto de máxima potência, número de células em série do módulo fotovoltaico, curva  $I-V$  amostrada por meio do *datasheet* do módulo fotovoltaico e valor do fator de idealidade do diodo ( $n$ ). Em seguida, são estimados os valores para os parâmetros das duas resistências ( $R_s$  e  $R_{sh}$ ) utilizando a equação característica (Equação

Figura 7 – Fluxograma do algoritmo Levenberg-Marquardt Modificado



Fonte: o autor

2.5) e o algoritmo de LMM (Equação 2.7), para o cálculo da corrente ( $I$ ). A resolução da Equação 2.5 foi realizada pelo método de Newton-Raphson (COLI, 2009).

Os parâmetros a serem estimados do Modelo de Único Diodo (Figura 4c) pelo método LMM são:  $R_{sh}$  e  $R_s$ . Neste método (LMM) de estimação de parâmetros do SDM, foram utilizadas as equações apresentadas em (COSTA, 2010) para o cálculo da corrente de saturação reversa do diodo na temperatura de referência ( $I_{0r}$ ), da corrente de saturação reversa do diodo ( $I_0$ ) e da corrente fotovoltaica ( $I_{irr}$ ), conforme as equações apresentadas abaixo:

$$I_{0r} = \frac{I_{cc}}{\left[ \exp\left(\frac{V_{cc} \cdot q}{k \cdot N_s \cdot T_{ref} \cdot n}\right) - 1 \right]} \quad (2.8)$$

$$I_0 = I_{0r} \cdot \left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^3 \cdot \exp\left[\frac{q \cdot V_g}{n \cdot k} \cdot \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}}\right)\right] \quad (2.9)$$

$$I_{irr} = G \cdot [I_{cc} + \alpha \cdot (T - T_{ref})] \quad (2.10)$$

onde  $T_{ref}$  é a temperatura de referência (K);  $V_{ca}$  é a tensão de circuito aberto (V);  $V_g$  é a banda proibida (1,11 eV);  $I_{0r}$  é a corrente de saturação reversa do diodo na temperatura de referência (A);  $I_{cc}$  é a corrente de curto-circuito (A);  $G$  é o valor da irradiância do módulo ( $\text{W/m}^2$ );  $\alpha$  é o valor do coeficiente de temperatura para corrente de curto-circuito ( $\text{A}/^\circ\text{C}$ ).

No método de LMM, o fator de idealidade do diodo ( $n$ ), é um parâmetro cujo valor deve ser escolhido arbitrariamente ou estimado entre uma faixa de valores ( $1 \leq n \leq 1,5$ ) (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009). Para o módulo fotovoltaico selecionado para a análise, foi assumido o valor  $n = 1,3$ , conforme utilizado em outros trabalhos da literatura (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009), (CUBAS; PINDADO; VICTORIA, 2014). Adicionalmente, outros trabalhos sugerem que  $n = 1,3$  é o valor típico para módulos fotovoltaicos constituídos de células solares feitas de Silício (TIAN et al., 2012), (RAJAPAKSE; MUTHUMUNI, 2009). No entanto, o valor do parâmetro  $n$  pode ser estimado através de métodos de otimização ou calculado por meio de equações matemáticas. Assim, sabendo os valores a serem obtidos de corrente e tensão por meio da amostragem da curva característica presente no *datasheet* do módulo, utiliza-se o algoritmo de Levenberg-Marquardt Modificado para estimar o valor das duas resistências ( $R_s$  e  $R_{sh}$ ), resultando nos valores dos cinco parâmetros que minimize o erro entre a curva gerada e os pontos amostrados.

O algoritmo de LMM é apresentado por meio do Algoritmo 1.

---

**Algoritmo 1:** ESTIMAÇÃO DE PARÂMETROS DO MODELO SDM BASEADO NO ALGORITMO DE LEVENBERG-MARQUARDT MODIFICADO.

---

**Entrada:**  $I_{cc}, V_{ca}, I_{mp}, V_{mp}, q, k, V_g, T_c, T_{ref}, G_c, \alpha, N_s, n$ , pontos da curva  $I$ - $V$  amostrados

**Saída:**  $I_{irr}, I_0, R_s, R_{sh}$

1 **início**

2     Calcular  $I_{0r}$  utilizando a Equação 2.8

3     Calcular  $I_0$  utilizando a Equação 2.9

4     Calcular  $I_{irr}$  utilizando a Equação 2.10

5     Inicializar o valor da resistência série ( $R_{s0}$ ) e da resistência *shunt* ( $R_{sh0}$ )

6      $[R_s, R_{sh}] \leftarrow \text{LEVENBERG-MARQUARDT-MODIFICADO}(EQM, R_{s0}, R_{sh0})$

7     Gerar a curva  $I$ - $V$

8 **fim**

9 **retorna**  $R_s, R_{sh}$

---

É importante registrar que não há a necessidade de amostrar os pontos de corrente e tensão (curva  $I$ - $V$ ) somente pelo *datasheet* do módulo. O método proposto permite realizar a estimativa dos parâmetros por meio de pontos da curva característica que sejam obtidos, também, de forma experimental.

A estimação de parâmetros por meio do algoritmo de LMM possui complexidade computacional de  $O(m^3)$ , visto que o algoritmo de Levenberg-Marquardt possui complexidade de  $O(m^3)$ , onde  $m$  é o tamanho da entrada do algoritmo (FRANCO; VIEIRA, 2018), (FRANÇA et al., 2009). Dessa forma, o algoritmo de LMM proposto possui complexidade computacional polinomial. O método proposto se diferencia perante a outros métodos de estimação de parâmetros que utilizam o algoritmo LM, como em (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014), em relação aos parâmetros que são estimados (resistências série e paralelo) e pela inserção de pesos na função objetivo para que faça com que a curva  $I-V$  passe obrigatoriamente no ponto de máxima potência (MPP). Estas duas características possibilitam que o algoritmo de LMM obtenha valores de resistências fisicamente possíveis, ou seja, resistências com valores positivos, e que os parâmetros estimados possuam valores na qual a curva  $I-V$  passe no MPP.

## 2.4 Método Analítico de Estimación dos Parâmetros do SDM

Métodos computacionais podem demandar grande capacidade de processamento, possuir alta complexidade, dificuldade para convergir para a solução ótima ou até gerar resultados impossíveis de serem obtidos fisicamente, visto que eles tendem a obter uma solução ótima para o problema definido. No caso do problema da estimação de parâmetros, métodos computacionais podem obter valores para os parâmetros do SDM que sejam inviáveis, isto é, podem obter valores das resistências negativas, por exemplo. Portanto, é interessante desenvolver um método analítico para o cálculo dos parâmetros, visto que, devido apenas à manipulação das equações do SDM, este método não obterá valores inviáveis fisicamente para os componentes elétricos.

Os fabricantes de módulos fotovoltaicos disponibilizam os *datasheets* que possuem informações sobre as especificações técnicas dos módulos. Dentre as informações fornecidas, podem ser citados três pontos de operação, que são: o ponto de circuito aberto ( $I = 0, V = V_{ca}$ ), o ponto de curto circuito ( $I = I_{cc}, V = 0$ ) e o ponto de máxima potência ( $I = I_{mp}, V = V_{mp}$ ). A partir da Equação 2.5, pode-se substituir esses três pontos nela para obter três novas equações. Além desses três pontos, é possível obter uma nova equação através da derivada da potência, em função da tensão, no ponto de máxima potência  $\left(\frac{\partial P}{\partial V}\Big|_{V=V_{mp}} = 0\right)$  (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014).

As Equações 2.11-2.14 foram obtidas a partir da substituição dos pontos de circuito aberto, curto circuito, ponto de máxima potência e derivada da máxima potência, respectivamente, na equação característica (Equação 2.5) (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI,

2014).

$$0 = I_{irr} - I_0 \left( e^{\left( \frac{V_{ca}}{N_s n V_t} \right)} - 1 \right) - G_{sh} V_{ca} \quad (2.11)$$

$$I_{cc} = I_{irr} - I_0 \left( e^{\left( \frac{R_s I_{cc}}{N_s n V_t} \right)} - 1 \right) - G_{sh} (R_s I_{cc}) \quad (2.12)$$

$$I_{mp} = I_{irr} - I_0 \left[ e^{\left( \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{N_s n V_t} \right)} - 1 \right] - G_{sh} (V_{mp} + I_{mp} R_s) \quad (2.13)$$

$$\frac{I_{mp}}{V_{mp}} = \frac{\frac{I_0}{N_s n V_t} e^{\left( \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{N_s n V_t} \right)} + G_{sh}}{1 + \frac{I_0 R_s}{N_s n V_t} e^{\left( \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{N_s n V_t} \right)} + G_{sh} R_s} \quad (2.14)$$

onde  $G_{sh}$  corresponde ao valor da condutância *shunt* ou paralelo;  $I_{mp}$  corresponde ao valor da corrente do módulo fotovoltaico no ponto de máxima potência;  $V_{mp}$  corresponde ao valor da tensão do módulo fotovoltaico no ponto de máxima potência.

A variável  $G_{sh}$  é calculada como o inverso da resistência *shunt* ( $R_{sh}$ ), dessa forma, ao calcular o valor de  $G_{sh}$  obtém-se o valor de  $R_{sh}$ . O parâmetro  $G_{sh}$  é dado por

$$G_{sh} = \frac{1}{R_{sh}} \quad (2.15)$$

Portanto, por meio da manipulação das Equações 2.11-2.14, pode-se desenvolver novas equações para estimar os parâmetros do SDM com mais precisão do que os trabalhos da literatura.

A proposta de cálculo dos valores dos parâmetros, por meio de equações explícitas, é dividida em duas proposições (Proposição 1 e Proposição 2) e são apresentadas a seguir.

**Proposição 1.** *Seja o módulo fotovoltaico modelado por meio do modelo de Único Diodo, pode-se calcular, em função do fator de idealidade do diodo ( $n$ ) e da resistência em série ( $R_s$ ), os valores da condutância *shunt* ( $G_{sh}$ ), da corrente de saturação reversa do diodo ( $I_0$ ) e da corrente fotogerada ( $I_{irr}$ ), respectivamente, por meio das equações abaixo:*

$$G_{sh} = \frac{I_{mp}(N_s n V_t + I_{cc} R_s - I_{mp} R_s + V_{mp}) - I_{cc} V_{mp}}{V_{mp}(R_s(I_{cc} - I_{mp}) - V_{mp} + N_s n V_t) - I_{mp} R_s(R_s(I_{cc} - I_{mp}) - V_{mp} + N_s n V_t)} \quad (2.16)$$

$$I_0 = \frac{I_{cc} - I_{mp} + \left( \frac{I_{mp}(N_s n V_t + I_{cc} R_s - I_{mp} R_s + V_{mp}) - I_{cc} V_{mp}}{V_{mp}(R_s(I_{cc} - I_{mp}) - V_{mp} + N_s n V_t) - I_{mp} R_s(R_s(I_{cc} - I_{mp}) - V_{mp} + N_s n V_t)} \right) (R_s I_{cc} - V_{mp} - R_s I_{mp})}{e^{\left( \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{N_s n V_t} \right)}} \quad (2.17)$$

$$I_{irr} = I_{cc} - R_s I_{cc} \left( \frac{I_{mp}(N_s n V_t + I_{cc} R_s - I_{mp} R_s + V_{mp}) - I_{cc} V_{mp}}{V_{mp}(R_s(I_{cc} - I_{mp}) - V_{mp} + N_s n V_t) - I_{mp} R_s (R_s(I_{cc} - I_{mp}) - V_{mp} + N_s n V_t)} \right) \quad (2.18)$$

*Demonstração.* Manipulando-se as Equações 2.12, 2.13 e 2.14 para obter as equações explícitas para o cálculo dos parâmetros de painéis fotovoltaicos.

A partir da Equação 2.12, realiza-se a seguinte consideração:  $I_0 \left[ e^{\left( \frac{R_s I_{cc}}{N_s n V_t} \right)} - 1 \right] \approx 0$ ; visto que o resultado deste termo é próximo de  $10^{-8}$  (CUBAS; PINDADO; VICTORIA, 2014). Assim, a Equação 2.12 pode ser reescrita como:

$$I_{cc} = I_{irr} - \frac{R_s I_{cc}}{R_{sh}} \quad (2.19)$$

Isolando a variável  $I_{irr}$ , obtém-se:

$$I_{irr} = I_{cc} + \frac{R_s I_{cc}}{R_{sh}} \quad (2.20)$$

Ao substituir a Equação 2.20 na Equação 2.13, tem-se:

$$I_{mp} = \left( I_{cc} + \frac{R_s I_{cc}}{R_{sh}} \right) - I_0 \left[ e^{\left( \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{N_s n V_t} \right)} - 1 \right] - \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{R_{sh}} \quad (2.21)$$

Isolando a variável  $I_0$  na Equação 2.21, substituindo a Equação 2.15 e considerando que o termo com a exponencial é muito maior do que o valor 1  $\left( e^{\left( \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{N_s n V_t} \right)} \gg 1 \right)$  (CUBAS; PINDADO; VICTORIA, 2014), obtém-se a seguinte equação:

$$I_0 = \frac{I_{cc} - I_{mp} + G_{sh}(R_s I_{cc} - V_{mp} - R_s I_{mp})}{e^{\left( \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{N_s n V_t} \right)}} \quad (2.22)$$

Realizando as substituições das Equações 2.20 e 2.22 na Equação 2.14, tem-se:

$$\frac{I_{mp}}{V_{mp}} = \frac{\left[ \frac{I_{cc} - I_{mp} + G_{sh}(R_s I_{cc} - V_{mp} - R_s I_{mp})}{e^{\left( \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{N_s n V_t} \right)}} \right] \frac{e^{\left( \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{N_s n V_t} \right)}}{N_s n V_t} + G_{sh}}{1 + \left[ \frac{I_{cc} - I_{mp} + G_{sh}(R_s I_{cc} - V_{mp} - R_s I_{mp})}{e^{\left( \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{N_s n V_t} \right)}} \right] \frac{R_s e^{\left( \frac{V_{mp} + R_s I_{mp}}{N_s n V_t} \right)}}{N_s n V_t} + G_{sh} R_s} \quad (2.23)$$

Manipulando algebricamente a Equação 2.23 e isolando a variável  $G_{sh}$ , obtém-se a expressão algébrica proposta:

$$G_{sh} = \frac{I_{mp}(N_s n V_t + I_{cc} R_s - I_{mp} R_s + V_{mp}) - I_{cc} V_{mp}}{V_{mp}(R_s(I_{cc} - I_{mp}) - V_{mp} + N_s n V_t) - I_{mp} R_s(R_s(I_{cc} - I_{mp}) - V_{mp} + N_s n V_t)} \quad (2.24)$$

Dessa forma, substituindo o valor de  $G_{sh}$  (Equação 2.16) na Equação 2.22 e na Equação 2.20 têm-se as equações propostas para os parâmetros  $I_0$  e  $I_{cc}$ , respectivamente:

$$I_0 = \frac{I_{cc} - I_{mp} + \left( \frac{I_{mp}(N_s n V_t + I_{cc} R_s - I_{mp} R_s + V_{mp}) - I_{cc} V_{mp}}{V_{mp}(R_s(I_{cc} - I_{mp}) - V_{mp} + N_s n V_t) - I_{mp} R_s(R_s(I_{cc} - I_{mp}) - V_{mp} + N_s n V_t)} \right) (R_s I_{cc} - V_{mp} - R_s I_{mp})}{e^{\left( \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{N_s n V_t} \right)}} \quad (2.25)$$

$$I_{irr} = I_{cc} - R_s I_{cc} \left( \frac{I_{mp}(N_s n V_t + I_{cc} R_s - I_{mp} R_s + V_{mp}) - I_{cc} V_{mp}}{V_{mp}(R_s(I_{cc} - I_{mp}) - V_{mp} + N_s n V_t) - I_{mp} R_s(R_s(I_{cc} - I_{mp}) - V_{mp} + N_s n V_t)} \right) \quad (2.26)$$

Como se queria demonstrar. □

**Proposição 2.** *Seja o painel fotovoltaico modelado por meio do Modelo de Único Diodo e assumindo  $R_{sh} \approx \infty$ , pode-se calcular os valores da resistência em série ( $R_s$ ) e do fator de idealidade do diodo ( $n$ ) diretamente dos dados fornecidos pelo datasheet do módulo fotovoltaico por meio das seguintes equações, respectivamente:*

$$R_s = \frac{V_{ca} - V_{mp} + N_s n V_t \cdot \ln \left( 1 - \left( \frac{I_{mp}}{I_{cc}} \right) \right)}{I_{mp}} \quad (2.27)$$

$$n = \frac{2 \cdot V_{mp} - V_{ca}}{N_s V_t \cdot \ln \left( 1 - \frac{I_{mp}}{I_{cc}} \right)} \left[ 1 - \frac{I_{mp}}{(I_{cc} - I_{mp}) \cdot \left( \ln \left( 1 - \frac{I_{mp}}{I_{cc}} \right) + \frac{I_{mp}}{I_{cc} - I_{mp}} \right)} \right] \quad (2.28)$$

*Demonstração.* O termo exponencial presente na equação  $I$ - $V$ , aumenta a complexidade do problema de estimação de parâmetros de módulos fotovoltaicos. Portanto, para demonstrar as Equações 2.27 e 2.38, deve-se realizar algumas considerações geralmente feitas na literatura ( $R_{sh} \approx \infty$  e  $I_0 \left[ e^{\frac{R_s I_{cc}}{N_s n V_t}} - 1 \right] \approx 0$ ) (CUBAS; PINDADO; VICTORIA, 2014).

Considerando a Equação 2.5 no ponto de circuito aberto, a corrente fotovoltaica ( $I_{irr}$ ) é dada por:

$$I_{irr} = I_0 \left[ e^{\frac{V_{ca}}{N_s n V_t}} - 1 \right] \quad (2.29)$$

Aplicando, os valores dos pontos de curto circuito de máxima potência na equação característica (Equação 2.5), têm-se, respectivamente:

$$I_{cc} = I_0 \left[ e^{\frac{V_{ca}}{N_s n V_t}} - 1 \right] \quad (2.30)$$

$$I_{mp} = I_0 \left[ e^{\frac{V_{ca}}{N_s n V_t}} - e^{\frac{V_{mp} I_{mp} R_s}{N_s n V_t}} \right] \quad (2.31)$$

Pode-se, novamente, observar que o termo exponencial da Equação 2.29 é muito maior que 1, desconsiderando, assim, o termo  $-1$ , isto é,  $\left( e^{\left( \frac{V_{ca} + I_{ca} R_s}{N_s n V_t} \right)} \gg 1 \right)$  (CUBAS; PINDADO; VICTORIA, 2014). Substituindo, assim, a Equação 2.29 (com a consideração anterior) nas Equações 2.30 e 2.31 e isolando a variável  $I_0$ , obtém-se:

$$I_0 = \frac{I_{cc}}{\left[ e^{\frac{V_{ca}}{N_s n V_t}} \right]} \quad (2.32)$$

$$I_0 = \frac{I_{mp}}{\left[ e^{\frac{V_{ca}}{N_s n V_t}} - e^{\frac{V_{mp} I_{mp} R_s}{N_s n V_t}} \right]} \quad (2.33)$$

Ao igualar as Equações 2.32 e 2.33, tem-se a seguinte equação para cálculo do parâmetro  $I_{cc}$ :

$$\frac{I_{cc}}{\left[ e^{\left( \frac{V_{ca}}{N_s n V_t} \right)} \right]} = \frac{I_{mp}}{\left[ e^{\left( \frac{V_{ca}}{N_s n V_t} \right)} - e^{\left( \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{N_s n V_t} \right)} \right]} \quad (2.34)$$

Realizando algumas operações algébricas na Equação 2.34 e isolando a variável  $R_s$ , obtém-se equação proposta:

$$R_s = \frac{V_{ca} - V_{mp} + N_s n V_t \cdot \ln \left( 1 - \left( \frac{I_{mp}}{I_{cc}} \right) \right)}{I_{mp}} \quad (2.35)$$

Contudo, o parâmetro  $R_s$  também pode ser dado por (SHARMA et al., 1990):

$$R_s = \frac{V_{mp}}{I_{mp}} - \frac{2V_{mp} - V_{ca}}{(I_{cc} - I_{mp}) \left( \ln \left[ 1 - \frac{I_{mp}}{I_{cc}} \right] + \frac{I_{mp}}{I_{cc} - I_{mp}} \right)} \quad (2.36)$$

Dessa forma, igualando a Equação 2.27 com a Equação 2.36 para obtém-se a seguinte equação:

$$\frac{V_{ca} - V_{mp} + N_s n V_t \cdot \ln \left( 1 - \left( \frac{I_{mp}}{I_{cc}} \right) \right)}{I_{mp}} = \frac{V_{mp}}{I_{mp}} - \frac{2V_{mp} - V_{ca}}{(I_{cc} - I_{mp}) \left( \ln \left[ 1 - \frac{I_{mp}}{I_{cc}} \right] + \frac{I_{mp}}{I_{cc} - I_{mp}} \right)} \quad (2.37)$$

Realizando algumas manipulações algébricas e isolando o parâmetro  $n$ , tem-se a última equação proposta:

$$n = \frac{2 \cdot V_{mp} - V_{ca}}{N_s V_t \cdot \ln \left( 1 - \frac{I_{mp}}{I_{cc}} \right)} \left[ 1 - \frac{I_{mp}}{(I_{cc} - I_{mp}) \cdot \left( \ln \left( 1 - \frac{I_{mp}}{I_{cc}} \right) + \frac{I_{mp}}{I_{cc} - I_{mp}} \right)} \right] \quad (2.38)$$

Como se queria demonstrar.

□

Em resumo, o método analítico proposto para calcular os valores dos parâmetros do SDM consiste da resolução das equações na seguinte sequência: 1ª) Equação 2.38, 2ª) Equação 2.35, 3ª) Equação 2.24, 4ª) Equação 2.25 e 5ª) Equação 2.26.

A proposta analítica reduz a complexidade computacional do problema de estimação de parâmetros para  $O(1)$ , visto que não utiliza métodos computacionais para realizar a estimação. Além disso, o método analítico evita problemas de convergência como ocorre em algumas propostas (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014) e (CÁRDENAS et al., 2017). Constata-se, também, que devido à consideração  $R_{sh} \approx \infty$ , o valor calculado da resistência *shunt* tenderá a elevados valores.

## 2.5 Resultados Obtidos

Conforme definido na Seção 2.1, realizar a estimação de parâmetros consiste em calcular ou estimar os valores dos parâmetros indeterminados de um modelo elétrico que representa um módulo fotovoltaico, para este caso, o SDM. Dessa forma, esta seção apresenta os resultados obtidos para o problema em questão, visando minimizar o erro entre a curva amostrada e a curva gerada, utilizando os métodos propostos e comparando-os com os resultados de trabalhos publicados na literatura.

Os resultados apresentados foram obtidos nas condições padrões de teste (STC). Os métodos foram implementados e simulados no *software* MATLAB 2017a. As equações implementadas via *Simulink* são apresentadas no Apêndice A.

Conforme já citado, o módulo fotovoltaico escolhido foi KC200GT da empresa Kyocera (KYOCERA-CORPORATION, 2011), visto que este módulo já foi utilizado em outros estudos (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009), (CUBAS; PINDADO; VICTORIA, 2014), (LI, 2013) e (MOHAMED, 2015). A Tabela 1 apresenta algumas das especificações técnicas acerca desse módulo, contidas em seu *datasheet*.

Os valores ideais de tensão e corrente da curva característica do módulo KC200GT foram amostrados e obtidos experimentalmente em (MA, 2014). Para analisar a validade

Tabela 1 – Especificações elétricas do módulo fotovoltaico Kyocera KC200GT nas STC.

Característica	Valor
Máxima Potência	200,143 W
Tensão de Máxima Potência	26,3 V
Corrente de Máxima Potência	7,61 A
Tensão de Circuito Aberto	32,9 V
Corrente de Curto-Circuito	8,21 A
Número de Células por Módulo	54

dos métodos propostos e compará-los com demais trabalhos da literatura, utiliza-se o valor da Raíz Quadrada do Erro Quadrático Médio (*Root Mean Square Error* - RMSE). O valor do RMSE indica quais são os valores dos parâmetros estimados do SDM que gera uma curva  $I-V$  mais próxima da curva  $I-V$  ideal (amostrada). O valor do RMSE é calculado da seguinte forma:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{M} \cdot \sum_{m=1}^M (I_{A_m} - I_{G_m})^2} \quad (2.39)$$

onde  $I_{A_m}$  corresponde ao valor da corrente ideal no índice  $m$ ;  $I_{G_m}$  corresponde ao valor da corrente gerada no índice  $m$ ;  $M$  corresponde ao número de pontos amostrados.

A Tabela 2 mostra os valores dos parâmetros do SDM, o valor do RMSE e a média do tempo de execução ( $T_e$ ) para 100 execuções dos métodos computacionais, isto é, o algoritmo de LMM e dos trabalhos (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009), (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014), (MAJDOUL et al., 2015). O valor do RMSE é determinado através dos valores obtidos pelas curvas  $I-V$  (curva ideal e gerada).

Tabela 2 – Valores estimados por métodos computacionais dos parâmetros para o SDM do módulo fotovoltaico Kyocera KC200GT em STC.

Métodos	$n$	$R_s(\Omega)$	$R_{sh}(\Omega)$	$I_0$ (nA)	$I_{irr}$ (A)	RMSE	$T_e(s)$
(LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014)	1,2413	0,1438	94,3418	39,8810	8,2225	0,0936	0,4482
Algoritmo de LMM	1,3000	0,2131	350,0000	98,944	8,2050	0,1960	0,0308
(VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009)	1,3000	0,2210	415,4156	98,2500	8,2140	0,1989	0,0791
(MAJDOUL et al., 2015)	1,3000	0,2307	603,8332	98,656	8,2130	0,2157	0,0598

A Tabela 3 apresenta os valores dos parâmetros do SDM, o valor do RMSE e a

média do tempo de execução ( $T_e$ ) para 100 execuções dos métodos analíticos, ou seja, do método analítico proposto e dos trabalhos publicados na literatura (CUBAS; PINDADO; VICTORIA, 2014), (MOHAMED, 2015) e (LI, 2013).

Tabela 3 – Valores calculados por métodos analíticos dos parâmetros para o SDM do módulo fotovoltaico Kyocera KC200GT nas STC.

Métodos	$n$	$R_s(\Omega)$	$R_{sh}(\Omega)$	$I_0$ (nA)	$I_{irr}$ (A)	RMSE	$T_e(s)$
Método analítico	1,4103	0,1945	$3,8335 \cdot 10^6$	410,0141	8,2100	0,2007	$1,1494 \times 10^{-4}$
(CUBAS; PINDADO; VICTORIA, 2014)	1,3000	0,2307	598,1634	97,8280	8,2132	0,2055	0,1010
(MOHAMED, 2015)	-	-	-	-	-	0,2239	$9,8680 \times 10^{-5}$
(LI, 2013)	1,391	0,3355	160,1000	0,4255	8,2272	2,2803	$1,7210 \times 10^{-4}$

Nota-se, pelos resultados apresentados nas Tabelas 2 e 3, que o trabalho de (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014) obteve o menor valor de RMSE dentre todos os trabalhos analisados. O algoritmo de LMM obteve o segundo menor valor de erro, seguido pelo trabalho de (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009) e pelo método analítico proposto neste capítulo. No entanto, o valor do RMSE está diretamente relacionado com os valores amostrados da curva ideal, de forma que métodos de otimização irão variar os valores dos parâmetros estimados de acordo com os pontos fornecidos, enquanto que os métodos analíticos calculam os valores independente dos pontos amostrados.

Pode-se observar que, dentre os algoritmos da Tabela 2, o algoritmo de LMM obteve menor média do tempo de execução enquanto que o algoritmo proposto em (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014) possui a maior média de tempo de execução. Já a média do tempo de execução dos métodos analíticos são inferiores à média do tempo de execução dos métodos computacionais, visto que os métodos analíticos obtêm os valores dos parâmetros do SDM calculando seus respectivos valores nas equações propostas, sem utilizar nenhum algoritmo de otimização. A única exceção é o método proposto pelos autores em (CUBAS; PINDADO; VICTORIA, 2014), visto que o parâmetro  $R_s$  é calculado utilizando a função *solver* do *software* MATLAB e esta função demanda tempo de execução, elevando sua média do tempo de execução. O menor tempo de execução dentre todos os trabalhos foi obtido pelo método proposto em (MOHAMED, 2015), visto que se calcula valores para menos parâmetros (devido ao equivalente de Thévenin) do que os demais métodos. O método analítico proposto obteve o segundo menor valor de média do tempo de execução, contudo o método analítico proposto obtém menor valor de RMSE do que o método proposto em (MOHAMED, 2015).

Em relao aos métodos computacionais, pode-se observar que apesar do método proposto por (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014) obter o menor valor de RMSE (Tabela 2), este método possui complexidade computacional de  $O(m^3)$ , onde  $m$  é o tamanho da entrada do algoritmo e, conseqüentemente, maior tempo de execuo em relao aos demais métodos, além de ser necessária a correta inicializao dos parâmetros para que o método consiga convergir para uma soluço ótima (FRANCO; VIEIRA, 2018). Ademais, este método visa minimizar o erro da funo de estimao de parâmetros, sem impor restries para que esses valores sempre sejam fisicamente válidos como, por exemplo, restringir a atribuio de valores negativos para as resistências.

O algoritmo de LMM utiliza o mesmo algoritmo de otimizao (algoritmo Levenberg-Marquardt) do trabalho (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014), todavia, o algoritmo de LMM obteve um valor de RMSE maior. O diferencial entre essas duas propostas é que o algoritmo de LMM minimiza o erro em funo das duas resistências (resistência série e paralela) aplicando pesos que forcem a passagem da curva  $I-V$  pelo MPP. J em (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014), o método de otimizao é aplicado em funo dos parâmetros fator do diodo e resistência série. O algoritmo de LMM se destaca devido  imposio de pesos na equao da curva  $I-V$  para ela passar no MPP, obtendo valores dos parâmetros que gerem uma curva  $I-V$  que possua o menor erro possível no MPP. Assim, possibilita-se ao módulo fotovoltaico fornecer a tensão de máxima potência ideal.

Os algoritmos propostos em (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009) e (MAJDOUL et al., 2015) são métodos iterativos, ambos com complexidade computacional de tempo de execuo  $O(m)$ , na qual  $m$  é o tamanho da entrada do algoritmo. Esses dois algoritmos calculam os demais parâmetros do módulo fotovoltaico a partir de incrementos do parâmetro  $R_s$ , contudo, eles diferem em relao às equaes propostas utilizadas para calcular os demais parâmetros do SDM. As iteraes dos algoritmos são finalizadas após a convergência do erro do MPP em (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009) ou do parâmetro  $R_s$  em (MAJDOUL et al., 2015) para um determinado valor com certa tolerância. Caso esse valor de tolerância do erro não seja atingido, o algoritmo de estimao não será finalizado.

Considerando, agora, os métodos analíticos, observa-se que o método analítico proposto obteve o menor valor de RMSE dentre os trabalhos analíticos analisados, isto é, (CUBAS; PINDADO; VICTORIA, 2014), (LI, 2013) e (MOHAMED, 2015). Este método calcula os valores dos parâmetros independentemente dos pontos amostrados e ele é o único, dentre os trabalhos analisados, que propõe equaes para os cinco parâmetros do SDM.

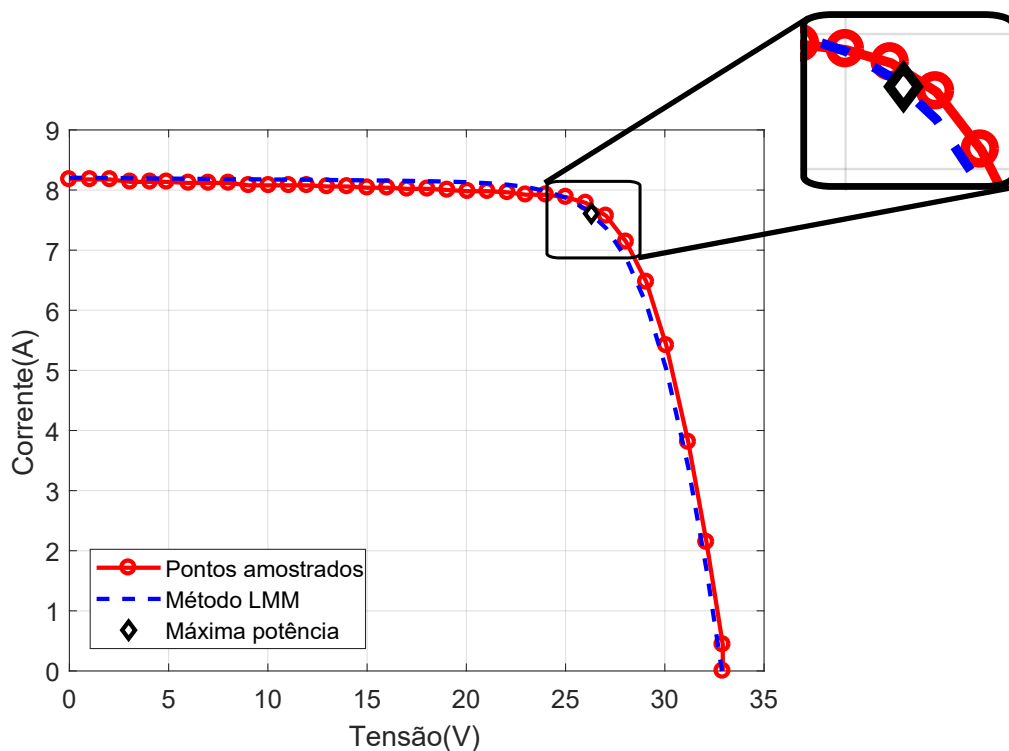
Os valores dos parâmetros do SDM obtidos pelos dois métodos propostos estão na faixa de valores obtidos pela maioria dos trabalhos encontrados na literatura. Destaca-se o valor pequeno da resistência *shunt* ( $R_{sh} = 94,3418 \Omega$ ) obtida em (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014) que prejudica o desempenho desse modelo, visto que com um valor

pequeno de  $R_{sh}$  no SDM, maior será a dissipação de potência nesse resistor. A modelagem computacional se torna mais próxima de um módulo fotovoltaico real quando a sua resistência *shunt* possui valor elevado, dessa forma, o alto valor obtido pelo método analítico proposto para a resistência *shunt* ( $R_{sh} = 3,8335 \cdot 10^6 \Omega$ ) pode ser considerado um valor adequado.

O método proposto por (MOHAMED, 2015) realiza uma transformação do SDM para o equivalente de Thévenin. Dessa forma, os parâmetros do SDM não são obtidos, visto que o circuito equivalente possui apenas a fonte de tensão e a resistência equivalente de Thévenin.

As Figuras 8, 9 mostram as curvas  $I-V$  amostradas do *datasheet* e gerada pelo 1º e 2º método proposto, respectivamente. Pode-se notar que as curvas  $I-V$  geradas pelos métodos propostos seguem o comportamento da curva  $I-V$  amostrada.

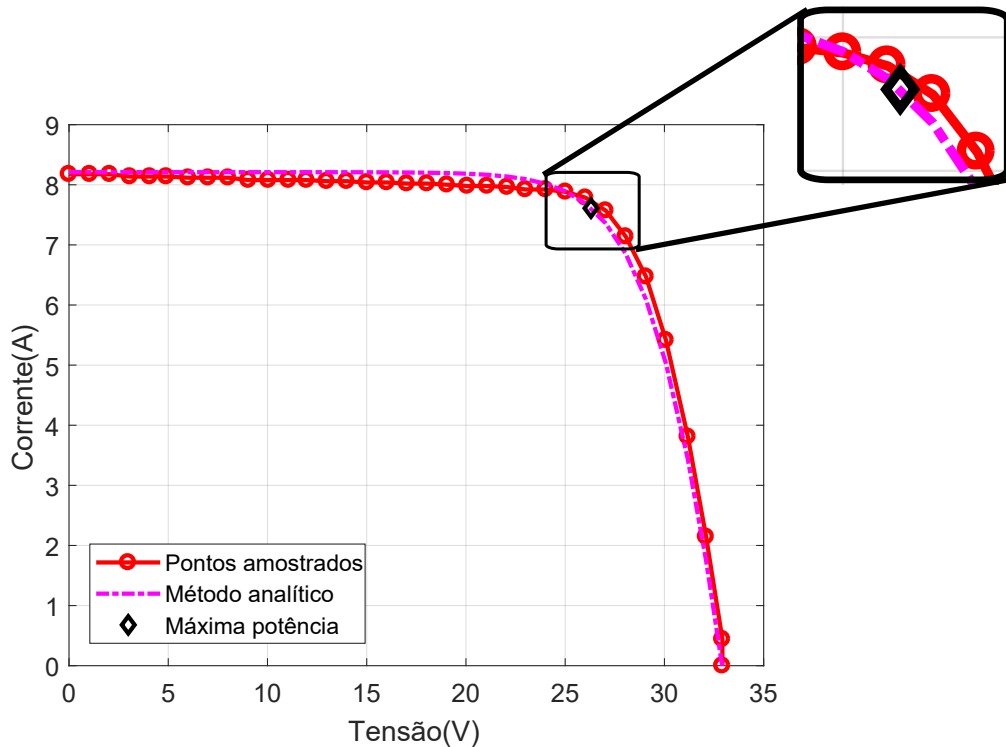
Figura 8 – Curva  $I-V$  de corrente e tensão obtida pelo algoritmo LMM



Fonte: o autor

Na Figura 8, observa-se que os valores dos parâmetros estimados pelo algoritmo LMM gera uma curva  $I-V$  em que os pontos antes do MPP estão mais próximos dos pontos da curva  $I-V$  amostrada. Os pontos entre as curvas  $I-V$  amostrada e gerada estão mais distantes após a queda de tensão que ocorre após o ponto de máxima potência.

Nota-se, visto na Figura 9, que os pontos da curva  $I-V$  gerada por meio do cálculo dos parâmetros utilizando o método analítico são próximos dos valores dos pontos da curva  $I-V$  amostrada. Contudo, a curva  $I-V$  gerada pelo método analítico possui seus

Figura 9 – Curva  $I-V$  de corrente e tensão obtida pelo método analítico

Fonte: o autor

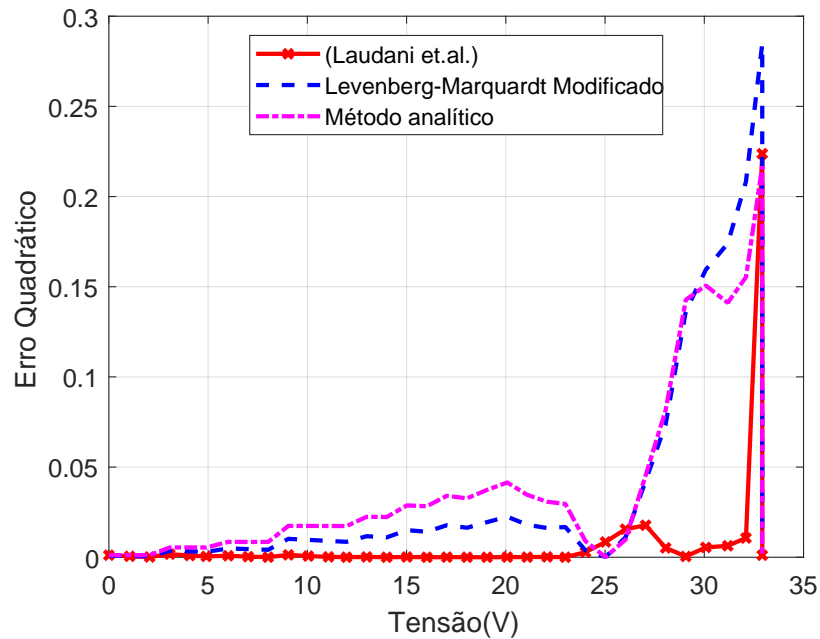
pontos mais próximos dos pontos da curva  $I-V$  amostrada após a queda de tensão no ponto de máxima potência.

Pode-se observar, também, que as curvas  $I-V$  de ambos os métodos propostos passam pelo ponto de máxima potência.

O valor do erro quadrático absoluto em relação à variação da tensão entre os dois modelos propostos e o trabalho da literatura com menor valor de erro (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014) são apresentados na Figura 10. O erro quadrático foi calculado através da diferença entre a curva amostrada do *datasheet* e a curva do método analisado.

Nota-se que o erro quadrático obtido pelo trabalho (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014) é nulo até sua aproximação do ponto de máxima potência. Este fato é justificado pela baixa resistência série obtida na estimação dos parâmetros ( $R_s = 0,1438 \Omega$ ), na qual existe uma relação entre a resistência série e a inclinação da curva  $I-V$  antes do MPP (ZILLES et al., 2012). Já na proximidade do MPP (tensão = 26,3 V), ambos os métodos propostos possuem valores do erro quadrático inferiores aos valores obtidos pelo trabalho (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014). Isso demonstra que os métodos propostos estimam os valores dos parâmetros de forma a minimizar o erro quadrático na proximidade do ponto de máxima potência, contribuindo com mais vantagem em comparação ao método proposto em (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014).

Figura 10 – Valor do erro quadrático medido entre as curvas características dos dois métodos propostos e do método proposto em (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014)



Fonte: o autor

## 2.6 Conclusões

A modelagem de um módulo fotovoltaico corresponde à representação deste módulo por meio de um circuito elétrico. O comportamento da modelagem deve seguir o comportamento do objeto físico. Dessa forma, os parâmetros contidos na modelagem do módulo auxiliam na reprodução do comportamento do objeto real.

Neste capítulo, propôs-se o desenvolvimento de dois métodos que estimassem os parâmetros do modelo de único diodo, visando minimizar o erro entre as curvas  $I-V$  amostrada e gerada. Os resultados apresentados mostram que os métodos propostos estimam os valores de forma precisa, exigindo baixo esforço computacional.

## 3 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica

Este capítulo discorre sobre sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Inicialmente, realiza-se uma breve introdução acerca deste tema para, em seguida, comentar sobre alguns trabalhos relacionados a este assunto. Posteriormente, apresenta-se definições sobre algoritmos de seguimento do ponto de máxima potência, sobre os conversores CC-CC e sobre conversores CC-CA. Com a definição dos componentes que integram o sistema elétrico, propõe-se modelos de simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, a ser executado via *software*, de forma a possibilitar que sejam realizadas análises em seus resultados acerca do impacto desse sistema na carga e na rede de distribuição de energia, utilizando alguns parâmetros como, por exemplo, a potência ativa fornecida, a distorção harmônica, dentre outros. O capítulo é finalizado com as conclusões acerca dos resultados obtidos.

### 3.1 Introdução aos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica

A célula fotovoltaica é o dispositivo que constitui a unidade básica de um módulo fotovoltaico, conforme visto na Seção 2.1. A modelagem do circuito elétrico que representa esses módulos permite a análise da quantidade de energia elétrica gerada pelos sistemas fotovoltaicos. Um sistema fotovoltaico pode ser definido como um conjunto (*array*) de módulos fotovoltaicos conectados em série e/ou em paralelo. Assim, com essa modelagem, é possível realizar, também, a modelagem de sistemas fotovoltaicos (ZILLES et al., 2012).

As associações de módulos fotovoltaicos geralmente são acompanhadas de diodos de passagem (diodos de *bypass*) na composição dos *arrays*. Os diodos de *bypass*, cuja presença é importante, auxiliam no funcionamento correto dos módulos fotovoltaicos, evitando que problemas na geração de energia de um módulo prejudique a geração de todo o sistema fotovoltaico. Caso um módulo receba menos luz do que os demais, todo o *array* teria sua corrente limitada pelo módulo com menos luz. Além disso, o diodo de *bypass* protege as células fotovoltaicas da tensão reversa que pode ocorrer em seus terminais, em períodos de transitório ou de reversão no fluxo de potência (VILLALVA, 2010).

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) operam em paralelo com a rede elétrica. O objetivo da instalação desses sistemas é produzir energia utilizando a radiação provida pelo Sol e, conseqüentemente, pode reduzir o consumo de energia da

rede de distribuição de energia. Os SFCR podem, também, gerar excedente de energia de forma a injetá-la na rede de distribuição, obtendo benefícios financeiros (créditos nas faturas) (ANEEL, 2012), (ANEEL, 2015). Esses sistemas são compostos, geralmente, pelo sistema fotovoltaico, pelo conversor CC-CC, pelo algoritmo MPPT e pelo conversor CC-CA. Os conversores CC-CA, projetados especificamente para este tipo de sistema, devem incorporar funcionalidades essenciais para a conexão segura com a rede.

O conversor CC-CC é utilizado em conjunto com algoritmos de MPPT devido a dois motivos: 1º) para que o sistema fotovoltaico forneça o nível de tensão adequado para o inversor; 2º) para que seja fornecida a máxima potência pelo sistema fotovoltaico. Os conversores CC-CC aumentam ou diminuem a tensão do *array* fotovoltaico para que seja fornecida a tensão dentro da faixa de operação do inversor (ZILLES et al., 2012). A maximização da potência fornecida pelo sistema fotovoltaico é feita por meio de algoritmos que rastreiam os valores de tensão e corrente do próprio sistema, fazendo com que o sistema fotovoltaico forneça sempre a máxima potência para a carga.

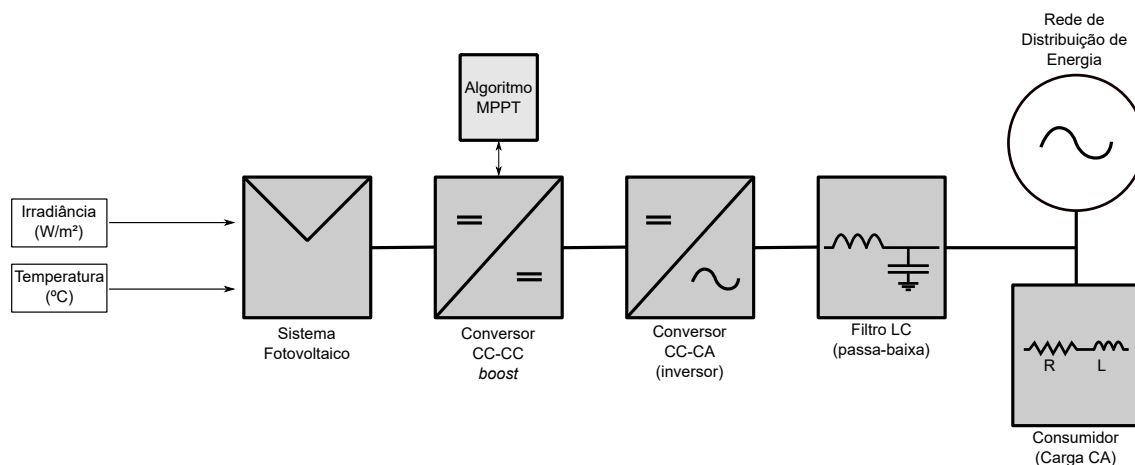
A variação das condições ambientais, no local em que foi implantado os sistemas fotovoltaicos, influencia diretamente o comportamento dos componentes semicondutores presentes nos módulos fotovoltaicos. Por este fato, compreende-se que os valores dos parâmetros do modelo utilizado (por exemplo o SDM) devem ser atualizados em função da variação de irradiância e de temperatura que atingem os módulos fotovoltaicos. Assim, equações e métodos de ajustes de parâmetros devem ser utilizados de modo que as condições da simulação de sistemas fotovoltaicos fiquem mais próximas das condições reais.

O conversor CC-CA, também chamado de inversor, converte a corrente contínua, gerada pelos módulos fotovoltaicos, em corrente alternada. Os inversores funcionam como fontes de corrente nos SFCR. O inversor deve atuar apenas quando estiver conectado à rede elétrica. Na ocorrência de falha ou de ausência no fornecimento de energia feito pela concessionária, o inversor deve ser desligado (COPEL, 2014), (CELG D, 2016). A desconexão do sistema fotovoltaico da rede é necessária para manter a segurança de equipamentos que estão ligados a mesma rede ou de pessoas que manuseiam a instalação elétrica, evitando, assim, o estabelecimento da configuração chamada de *ilhamento*.

Devido a ligação em paralelo dos SFCR, é essencial que as duas ondas de tensão, a gerada e a da rede, estejam em fase e que as características das ondas sejam similares para possibilitar o paralelismo de geradores. Para isto, utiliza-se a rede elétrica como referência de fase. Caso a referência seja perdida, o inversor também deve ser desligado automaticamente, para impedir a ocorrência do *ilhamento* (JUNIOR, 2012). A Figura 11 ilustra um sistema fotovoltaico conectado a uma carga CA e à rede elétrica.

O sistema elétrico de um país necessita ser regulamentado para seu pleno funcionamento. A regulamentação da geração, transmissão e distribuição da energia elétrica

Figura 11 – Exemplo de um sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte: o autor

no Brasil é realizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Atualmente, a Resolução 482 da ANEEL possibilita que sistemas de geração distribuída sejam implantados por consumidores residenciais e empresas com o objetivo de produzir eletricidade para o consumo próprio (ANEEL, 2012). A energia excedente de uma geração distribuída de energia pode ser exportada para a concessionária, gerando créditos que podem ser descontados da conta de energia elétrica (ANEEL, 2010). Os sistemas fotovoltaicos podem compor um sistema de geração distribuída. A ANEEL classifica os sistemas de geração distribuída, em função da potência instalada, em três categorias:

- Microgeração: potência instalada até 75 kW;
- Minigeração: potência instalada entre 75 kW e 5 MW;
- Usinas de eletricidade: potência acima de 5 MW.

Outro ponto a ser abordado é a respeito da quantidade de distorção harmônica total (*Total Harmonic Distortion* - THD) injetada na rede pelos sistemas fotovoltaicos. As distorções harmônicas estão associadas às deformações existentes nas formas de onda das tensões e correntes, quando comparadas à onda senoidal de frequência fundamental (60 Hz). Esta Tese segue as normas definidas no módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) (ANEEL, 2018) e nas normas definidas em IEEE Std 519 (IEEE, 2014) para avaliar a qualidade de energia. Assim, o valor da distorção harmônica total da tensão e da corrente injetada pelo inversor na rede de distribuição não pode ser superior a 5%.

A simulação de SFCR pode auxiliar o projeto de sistemas fotovoltaicos, tanto para o consumidor quanto para a concessionária. Para o consumidor, pode-se obter a quantidade de energia que o SFCR irá realmente gerar para auxiliá-lo, principalmente,

no dimensionamento do sistema fotovoltaico, isto é, determinar a quantidade de módulos fotovoltaicos a ser adquirido. Assim, o consumidor pode realizar uma análise sobre o retorno financeiro de seu investimento (*payback*) antes de adquirir o sistema fotovoltaico. Já a concessionária pode ser beneficiada ao obter informações sobre a quantidade de potência ativa e reativa gerada pelo sistema fotovoltaico e pelo nível de distorção harmônica injetada na rede. Além disso, pode-se analisar a influência dos SFCRs sobre os valores de índices de continuidade de energia (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC), e utilizá-los para o planejamento da rede a médio e longo prazo (ANEEL, 2018).

Assim, este capítulo se estrutura da seguinte forma: uma breve análise de alguns trabalhos relacionados sobre sistemas fotovoltaicos conectados à rede é apresentada; em seguida, descreve-se o funcionamento de um inversor; por fim, os modelos propostos de simulação e seus resultados são mostrados e, posteriormente, as conclusões são apresentadas.

## 3.2 Trabalhos Relacionados

A simulação de SFCR é uma tarefa complexa que possibilita a análise dos impactos positivos e negativos que podem vir a causar na rede elétrica. Dentre esses impactos, pode-se citar a variação do nível de perfil de tensão da rede e a qualidade de energia na carga e na rede. Vários trabalhos vêm sendo realizados para aprimorar os impactos positivos e para mitigar os impactos negativos dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição de energia.

Alguns trabalhos desenvolvem apenas modelos de simulação de sistemas fotovoltaicos, ou seja, de sistemas fotovoltaicos isolados. Os autores em (YILDIRAN; TACER, 2016) e em (VINOD; KUMAR; SINGH, 2018) desenvolvem um modelo de simulação de sistemas fotovoltaicos utilizando o SDM. Contudo, esses dois trabalhos não realizam a simulação do sistema fotovoltaico conectado à rede.

Um modelo de sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição monofásica é apresentado em (ROPP; GONZALEZ, 2009). Neste artigo, a integração entre componentes de um sistema elétrico (sistema fotovoltaico, algoritmo de seguimento de máxima potência, inversor e a rede) é simulada. Os resultados obtidos da simulação são consistentes quando comparados aos comportamentos esperados do sistema elétrico. Contudo, esse sistema proposto representa a rede como uma fonte de tensão CA e não considera aspectos importantes como: o comportamento do sistema elétrico com variações das condições ambientais, o sistema com a adição de uma unidade de armazenamento de energia e a distribuição trifásica de energia. No modelo de simulação de sistema fotovoltaico conectado proposto nesta Tese, são consideradas as variações de irradiância e de temperatura,

são analisados os índices de distorção harmônica e os impactos da geração fotovoltaica na rede de distribuição.

Em (RU; KLEISSL; MARTINEZ, 2013), os autores propõem um estudo sobre o dimensionamento de bancos de baterias utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Este trabalho visa minimizar o custo da compra de energia da rede elétrica, ao mesmo tempo que diminui as perdas do banco de baterias e o dimensiona de acordo com a demanda de energia da carga. Dessa forma, tanto o sistema fotovoltaico quanto o banco de baterias fornecem energia para a carga, minimizando a utilização de energia provida pela rede elétrica. Entretanto, os autores em (RU; KLEISSL; MARTINEZ, 2013) não analisam os índices de qualidade da energia provida pelo sistema fotovoltaico nem o processo de geração e perdas existentes do chaveamento dos conversores CC-CC e CC-CA. Nesta Tese, a qualidade de energia é analisada em termos de distorções harmônicas e considera-se as perdas existentes nos chaveamentos do conversor CC-CC e do inversor.

Um controle coordenado entre sistemas fotovoltaicos e banco de baterias é proposto em (KABIR et al., 2014) com o objetivo de solucionar problemas relacionados ao perfil de tensão em cargas conectadas à rede. Essa proposta é analisada tanto em ambientes rurais quanto em cenários urbanos. No entanto, diferente desta Tese, os autores não abordaram a modelagem de painéis fotovoltaicos, do algoritmo de MPPT, dos conversores e demais componentes, para simular o comportamento da geração de energia do sistema fotovoltaico mais próximo do real.

Em (KIM et al., 2009), é proposto um modelo de simulação de SFCR visando analisar transitórios eletromagnéticos. Esse artigo avalia e analisa a simulação do sistema observando a performance do controle de potência, resposta do sistema fotovoltaico em relação à falha na rede elétrica, anti-ilhamento e correntes harmônicas. Todavia, o modelo do painel fotovoltaico utilizado é o SSDM, ou seja, é o SDM desconsiderando a existência da resistência *shunt*. Nesta Tese, além de se considerar o SDM, realiza-se uma análise do SFCR com implementações dos conversores CC-CC, algoritmo de MPPT e inversor.

Os autores em (RASEL et al., 2015) projetam e simulam um sistema fotovoltaico conectado à rede. Esse sistema elétrico proposto contém um sistema fotovoltaico, um conversor CC-CC (com algoritmo MPPT Perturbação e Observação), um conversor CC-CA e a rede de distribuição. Todavia, os autores consideraram a rede apenas como uma fonte de tensão e não uma rede equivalente do sistema. Além disso, este artigo apenas apresenta o resultado da corrente fotovoltaica injetada na rede, sem analisar os índices de qualidade de energia resultantes da injeção de corrente na rede.

Feita uma análise das propostas encontradas na literatura, nota-se a importância que as SFCR possuem, tanto em relação à minigeração de energia quanto ao impacto causado no sistema de distribuição de energia. Dessa forma, neste capítulo é proposto modelos de simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, descrevendo seus componentes

básicos e apresentando os resultados do ponto de vista do sistema fotovoltaico, da carga CA e da rede de distribuição, em relação à geração e qualidade de energia produzida.

### 3.3 Algoritmos de Seguimento do Ponto de Máxima Potência

A potência fornecida pelo painel fotovoltaico depende das condições ambientais (irradiância e temperatura) e da carga nele conectada. Assim, a impossibilidade de escolher arbitrariamente as condições climáticas faz com que todo o controle de potência seja feito por meio da carga vista pelo painel. Isso é feito por meio de um conversor CC-CC. Para se controlar a potência fornecida do painel para a carga, ajusta-se o ciclo de trabalho (*duty cycle*) do conversor, conforme desejado. A busca do ciclo de trabalho do conversor CC-CC que fornece a maior potência que o painel pode prover, para uma dada irradiância e temperatura, geralmente é feito por meio de algoritmos de MPPT.

Os algoritmos de MPPT objetivam determinar o ponto de operação do painel fotovoltaico onde ocorre a maior geração de energia, para as variações instantâneas de irradiância e temperatura. Este controle é feito alterando a tensão  $V$  do painel, de modo que o ponto de operação caminhe pela curva  $P$ - $V$  até atingir a potência máxima para aquela condição ambiental.

Existem vários métodos de seguimento do ponto de máxima potência propostos na literatura. As principais características desejadas nestes algoritmos são: rápida resposta dinâmica, erro pequeno em regime permanente, robustez a distúrbios, alta eficiência em diferentes níveis de potência (VILLALVA; GAZOLI, 2012). O algoritmo Condutância Incremental foi escolhido devido à maior estabilidade quando alcançado o ponto de máxima potência e por possuir o comportamento mais estável em relação a outros algoritmos de MPPT (em relação à grandes variações de irradiância), quando comparado, por exemplo, com o algoritmo Perturbação e Observação (BRITO et al., 2011).

O Algoritmo Condutância Incremental baseia-se no cálculo da derivada da curva  $P$ - $V$  do painel fotovoltaico. Quando o valor da derivada é positivo, significa que o ponto de operação se encontra na subida da curva. Por outro lado, quando a derivada é negativa, o ponto de operação encontra-se na descida da curva. O ponto de máxima potência é alcançado quando a derivada é nula (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

O sistema tenta, portanto, encontrar o ponto na curva de potência onde  $\frac{dP}{dV} = 0$ . Desenvolvendo esta expressão, pode-se chegar na Equação 3.1.

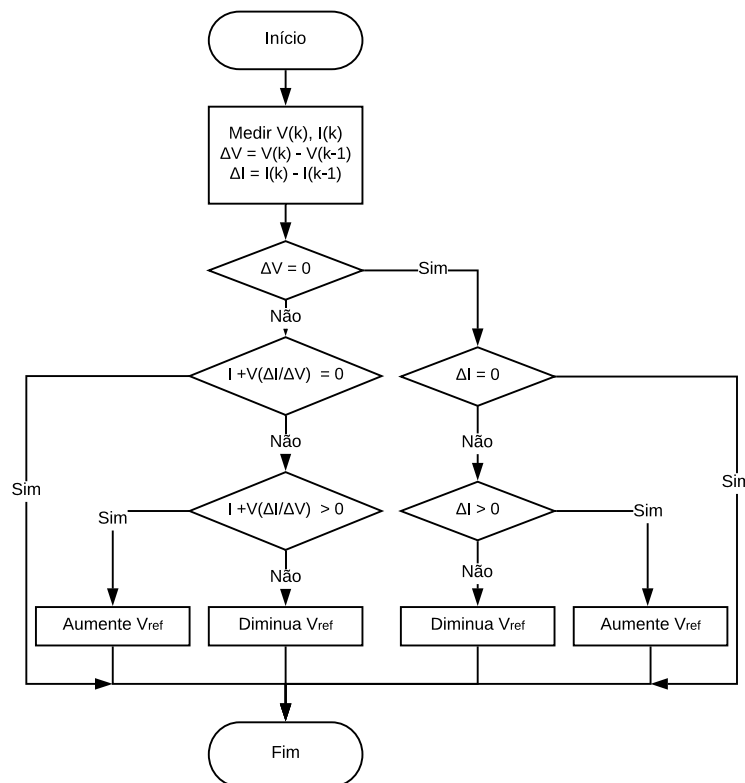
$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(V \cdot I)}{dV} = I + V \cdot \frac{dI}{dV} \approx I + V \cdot \frac{\Delta I}{\Delta V} = 0 \quad (3.1)$$

Portanto, é possível perceber que:

- Caso  $I + V \cdot \frac{\Delta I}{\Delta V} = 0$ , o ponto de operação encontra-se no ponto de máxima potência;
- Caso  $I + V \cdot \frac{\Delta I}{\Delta V} > 0$ , o ponto de operação está à esquerda do ponto de máxima potência;
- Caso  $I + V \cdot \frac{\Delta I}{\Delta V} < 0$ , o ponto de operação está à direita do ponto de máxima potência;

Baseado na análise anterior, toma-se a decisão de incrementar ou decrementar o valor da tensão do dispositivo fotovoltaico. A Figura 12 apresenta o fluxograma do algoritmo Condutância Incremental.

Figura 12 – Fluxograma do Algoritmo Condutância Incremental



Fonte: o autor

### 3.4 Atualização dos Parâmetros Estimados para o SDM

A maioria dos trabalhos realiza a estimação de parâmetros utilizando as Condições Padrões de Teste (*Standard Test Conditions* - STC) (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009) (CUBAS; PINDADO; VICTORIA, 2014) (LAUDANI; FULGINEI; SALVINI, 2014). Conforme visto, nas STC são definidas para ensaios de módulos fotovoltaicos com irradiância de  $1.000 \text{ W/m}^2$ , temperatura de  $298,15 \text{ K}$ , velocidade do vento igual à  $1,5 \text{ m/s}$  e a distribuição espectral padrão para a massa de ar de  $1,5$ . Contudo, os painéis fotovoltaicos não

operam segundo a condição ideal (STC). É necessário, portanto, desenvolver métodos que atualizem os parâmetros em função das variações climáticas para analisar a potência real gerada pelo painel fotovoltaico.

Alguns trabalhos realizam a estimação e o ajuste dos parâmetros de acordo com a irradiância e a temperatura de operação. Em (ATTIVISSIMO et al., 2012), é analisada a incerteza da estimação dos parâmetros resistência em série e da resistência em paralelo. O trabalho (MEZA; ORTEGA, 2013) propõe um método de estimação de parâmetros *on-line* de geradores fotovoltaico em função de sua temperatura. Os autores em (PICAULT et al., 2010) analisam os impactos que as organizações dos *arrays* de módulos fotovoltaicos terão na sua potência gerada em várias condições ambientais. Em (MARION, 2002) é apresentado um método para modelar a curva característica  $I-V$  de módulos fotovoltaicos em condições distintas à STC, comparando a diferença da energia acumulada no período de um ano. Os trabalhos mencionados analisam a influência no sistema fotovoltaico de condições ambientais de diversos modos, contudo, eles não realizam uma análise da influência da variação da irradiância e temperatura nos parâmetros estimados. Portanto, se faz necessário desenvolver métodos de estimação de parâmetros que permitam a atualização de seus valores de acordo com os reais níveis de irradiância e temperatura aplicados nos painéis.

Dessa forma, pode-se desenvolver um método de estimação de parâmetros que os atualize dinamicamente de acordo com as condições ambientais (variações de irradiância e de temperatura). Posteriormente, é possível analisar a diferença entre a potência gerada com os parâmetros estáticos e a potência gerada com os parâmetros atualizados.

Os parâmetros ( $n$ ,  $R_s$ ,  $R_{sh}$ ,  $I_0$  e  $I_{irr}$ ) do circuito elétrico que representam o módulo fotovoltaico, apresentado na Figura 4c, são atualizados em função da irradiância ( $G$ ) e da temperatura ( $T$ ). Em (PICAULT et al., 2010), é proposto um método para atualização dos parâmetros através das Equações 3.2-3.6:

$$I_{irr}(G, T) = I_{irr_{STC}} \frac{G}{G_{STC}} [1 + \alpha_i(T - T_{STC})] \quad (3.2)$$

$$I_0(G, T) = I_{0_{STC}} \frac{G}{G_{STC}} [1 + \alpha_i(T - T_{STC})] \quad (3.3)$$

$$n(G, T) = n_{STC} \left[ 1 + \alpha_v(T - T_{STC}) + \frac{n_{STC} V_t}{V_{ca_{STC}}} \cdot \ln \left( \frac{G}{G_{STC}} \right) \right] \quad (3.4)$$

$$R_s(G, T) = R_{s_{STC}} \left[ \frac{1 + \alpha_v(T - T_{STC}) + \frac{n_{STC} V_t}{V_{ca_{STC}}} \cdot \ln \left( \frac{G}{G_{STC}} \right)}{\frac{G}{G_{STC}} [1 + \alpha_i(T - T_{STC})]} \right] \quad (3.5)$$

$$R_{sh}(G, T) = R_{sh_{STC}} \left[ \frac{1 + \alpha_v(T - T_{STC}) + \frac{n_{STC} V_t}{V_{ca_{STC}}} \cdot \ln \left( \frac{G}{G_{STC}} \right)}{\frac{G}{G_{STC}} [1 + \alpha_i(T - T_{STC})]} \right] \quad (3.6)$$

onde  $\alpha_i$  é o coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito ( $\%/^{\circ}\text{C}$ ),  $\alpha_v$  é o coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto ( $\%/^{\circ}\text{C}$ ),  $T$  é a temperatura de operação da célula (K),  $T_{STC}$  é a temperatura da célula nas STC (K),  $G$  é a irradiância que incide sobre o painel ( $\text{W}/\text{m}^2$ ),  $G_{STC}$  é a irradiância nas STC ( $\text{W}/\text{m}^2$ ),  $I_{irr}(G, T)$  é a corrente fotovoltaica atualizada (A),  $I_{irr_{STC}}$  é a corrente fotogerada nas STC (A),  $I_0(G, T)$  é a corrente de saturação reversa do diodo de difusão atualizada (A),  $I_{0_{STC}}$  é a corrente de saturação reversa do diodo de difusão nas STC (A),  $n(G, T)$  é o fator de idealidade do diodo atualizado (adimensional),  $n_{STC}$  é o fator de idealidade do diodo nas STC (adimensional),  $R_s(G, T)$  é resistência em série atualizada ( $\Omega$ ),  $R_{s_{STC}}$  é a resistência em série nas STC ( $\Omega$ ),  $R_{sh}(G, T)$  é a resistência *shunt* atualizada ( $\Omega$ ) e  $R_{sh_{STC}}$  é a resistência *shunt* nas STC ( $\Omega$ ).

As Equações 3.7-3.10 mostram a dependência da corrente de curto-circuito, da corrente do ponto de máxima de potência, da tensão de circuito aberto, e da tensão do ponto de máxima potência com a temperatura e irradiância (PICAULT et al., 2010).

$$I_{cc}(G, T) = \frac{G}{1000} \cdot (I_{cc_{STC}} + \alpha_i \cdot (T - 25)) \quad (3.7)$$

$$V_{ca}(G, T) = V_{ca_{STC}} \cdot \left( 1 + \alpha_v \cdot (T - 25) + \frac{n_{stc} \cdot V_t}{V_{ca_{STC}}} \cdot \log \left( \frac{G}{1000} \right) \right) \quad (3.8)$$

$$I_{mp}(G, T) = \frac{G}{1000} \cdot (I_{mp_{STC}} + \alpha_i \cdot (T - 25)) \quad (3.9)$$

$$V_{mp}(G, T) = V_{mp_{STC}} \cdot \left( 1 + \alpha_v \cdot (T - 25) + \frac{n_{stc} \cdot V_t}{V_{mp_{STC}}} \cdot \log \left( \frac{G}{1000} \right) \right) \quad (3.10)$$

onde  $I_{cc}(G, T)$  é a corrente de curto-circuito atualizada (A),  $I_{cc_{STC}}$  é a corrente de curto-circuito nas STC (A),  $I_{mp}(G, T)$  é a corrente de máxima potência atualizada (A),  $I_{mp_{STC}}$  é a corrente de máxima potência nas STC (A),  $V_{ca}(G, T)$  é a tensão de circuito aberto atualizada (V),  $V_{ca_{STC}}$  é a tensão de circuito aberto nas STC (V),  $V_{mp}(G, T)$  é a tensão de máxima potência atualizada (V) e  $V_{mp_{STC}}$  é a tensão de máxima potência nas STC (V).

### 3.5 Conversores CC-CC *boost*

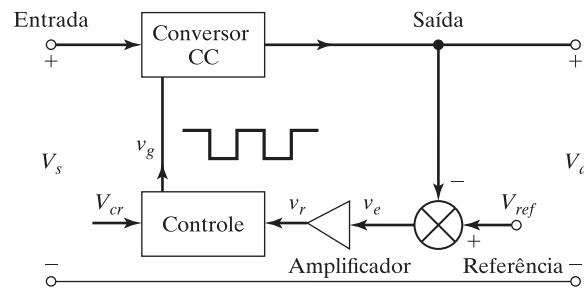
Em diversas aplicações, é necessário converter um nível de tensão CC em outro, a fim de se adequar à tensão de uma carga. Essa conversão ocorre por meio de um

conversor CC-CC, na qual ele adequa o nível de tensão proveniente de fontes de energia CC, como módulos fotovoltaicos, células a combustível ou baterias, às necessidades das cargas (RASHID, 2014).

Um conversor CC-CC converte diretamente CC em CC. Estes conversores podem ser considerados o equivalente CC de um transformador CA com uma relação de espiras continuamente variável. Assim como o transformador, ele pode ser usado para baixar ou elevar uma fonte de tensão CC. Esse tipo de conversor pode produzir uma tensão de saída fixa ou variável a partir de uma tensão CC fixa ou variável (RASHID, 2014).

Com o intuito de converter uma tensão CC não regulada, como é o caso da tensão de saída do painel fotovoltaico, em uma tensão de saída CC regulada, os conversores CC podem ser utilizados como reguladores chaveados. A tensão regulada na saída do conversor CC normalmente é obtida utilizando-se modulação por largura de pulsos (*Pulse Width Modulation* - PWM) com frequência fixa, e o dispositivo de chaveamento é em geral um transistor, podendo ser um TBJ, MOSFET ou IGBT. A Figura 13 mostra os elementos de um regulador chaveado. A tensão de controle  $v_e$  é obtida pela comparação da tensão de saída com o valor desejado,  $V_{ref}$ . Esta diferença pode ser usada como um controle para gerar o sinal PWM no conversor CC.

Figura 13 – Elementos dos reguladores chaveados



Fonte: Adaptado de (RASHID, 2014)

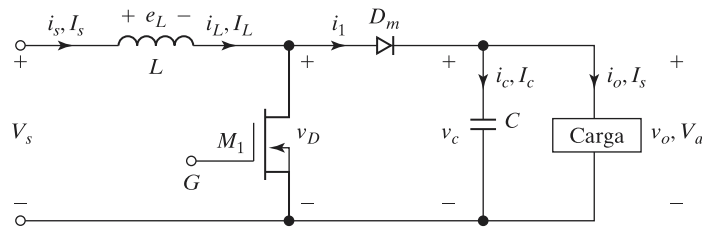
Nesta Tese, utiliza-se o regulador *boost*, visto que a tensão de máxima potência do sistema fotovoltaico considerado (descrito na Seção 3.7) é inferior à tensão da rede elétrica. Assim, os componentes deste circuito são dimensionados de tal forma que este conversor opere no modo contínuo.

O regulador *boost* é do tipo elevador de tensão, isto é, a tensão média de saída é maior que a de entrada. A Figura 14 apresenta o diagrama do regulador *boost*.

O transistor  $M_1$  também atua como uma chave controlada e o diodo  $D_m$  como uma chave não controlada. O circuito da Figura 14 pode ser representado como uma chave de dois terminais, conforme a Figura 15.

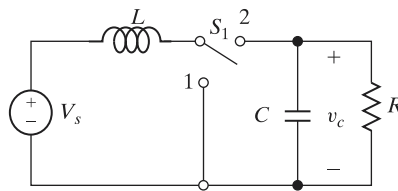
Pode-se dividir a operação do regulador *boost* em dois modos, quando a chave S1 está na posição 1, e quando está na posição 2. No modo 1, o transistor está conduzindo,

Figura 14 – Diagrama do circuito *boost*



Fonte: Adaptado de (RASHID, 2014)

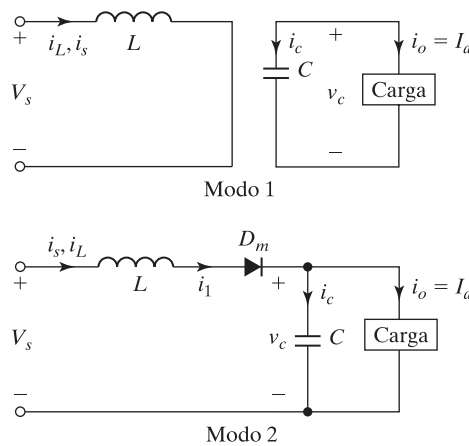
Figura 15 – Representação com chave



Fonte: Adaptado de (RASHID, 2014)

e a corrente de entrada flui por meio do transistor  $M_1$  e do indutor  $L$ . O diodo  $D_m$  é polarizado de modo reverso, isolando o estágio de saída da fonte. No modo 2, o transistor para de conduzir, e a corrente que fluía através do transistor passa, então, através de  $L$ ,  $C$ , pela carga e pelo diodo  $D_m$ . A energia armazenada no indutor  $L$  é transferida para a carga.

Figura 16 – Circuitos Equivalentes com chave no estado 1 e no estado 2



Fonte: Adaptado de (RASHID, 2014)

A relação entre a tensão de saída ( $V_s$ ) e a de entrada ( $V_a$ ) pode ser escrita conforme a Equação 3.11.

$$V_s = V_a \cdot \frac{1}{1 - D} \tag{3.11}$$

onde  $D$  é o ciclo de trabalho (*duty cycle*) do conversor CC-CC (RASHID, 2014).

### 3.6 Conversores CC-CA

Os conversores CC-CA alteram uma tensão de entrada CC e a transforma em uma tensão CA simétrica, com determinada amplitude e frequência. A forma de onda de saída que um conversor CC-CA ideal deve ser idêntica a uma forma de onda senoidal pura. Devido à sua funcionalidade, esses conversores também são chamados de inversores (RASHID, 2014)(MOHAN; UNDELAND; ROBBINS, 1995).

A tecnologia de alta potência dos inversores possibilita a conexão eficiente e flexível de diferentes tipos de dispositivos (armazenamento de energia, geração de energia renovável, dentre outros) com a rede elétrica. Os inversores são constituídos, principalmente, por tecnologia semicondutora e de processamento de sinais, possibilitando que, por meio do chaveamento de seus componentes internos, ele altere a corrente CC de entrada para uma corrente CA de saída (TEODORESCU; RODRIGUEZ, 2011).

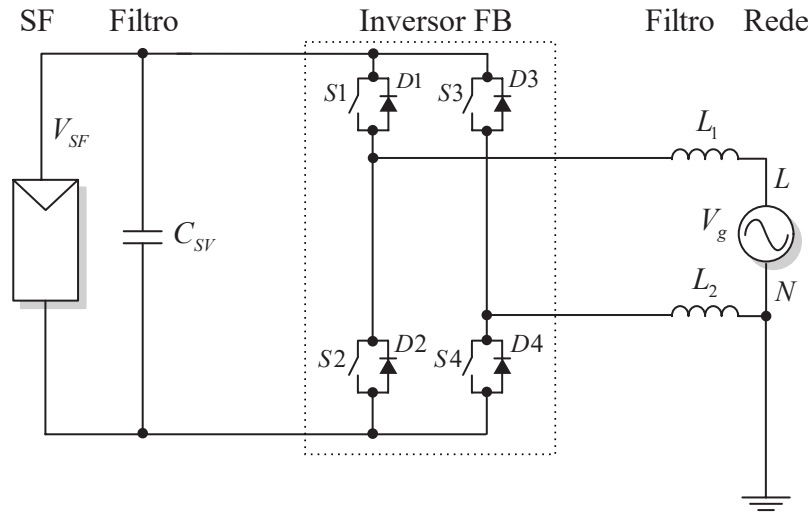
A forma de onda gerada pelo inversor, devido aos chaveamentos internos, não é senoidal pura na prática e contém harmônicas e *ripples* (ondulações). Essas harmônicas podem ser mitigadas por meio de técnicas de chaveamento, devido ao uso de dispositivos semicondutores de potência de alta frequência. Estes dispositivos são essenciais em aplicações de alta potência, pois nestes sistemas exige-se formas de onda senoidais com baixa distorção (RASHID, 2014).

Os inversores possuem um valor de ganho, que pode ser definido pela relação entre o valor da tensão de saída CA e o valor da tensão de entrada CC. Se o ganho do inversor for constante e com variação da tensão de entrada CC, a tensão de saída será variável. Contudo, caso o valor da tensão de entrada CC seja fixa e não controlável, é possível modificar o ganho do inversor para obter uma tensão de saída CA variável. O controle do ganho do inversor pode ser feito por meio da modulação por largura de pulso (*pulse-width-modulation* - PWM) (RASHID, 2014).

Um modelo de inversor, chamado de *full-bridge* (FB), tem sido uma importante referência para o desenvolvimento da tecnologia de conversores de eletrônica de potência, além de ser frequentemente utilizado em trabalhos na literatura sobre sistemas fotovoltaicos. A Figura 17 mostra um sistema fotovoltaico (SF) conectado à rede através de um inversor *full-bridge*.

Os transistores realizam o chaveamento de forma a prover a forma de modulação desejada. Na modulação bipolar, o sistema da Figura 17 funcionará com a ativação exclusiva dos transistores  $S1$  e  $S4$  ou  $S2$  e  $S3$ . Os dois transistores ( $S1 - S4$  ou  $S2 - S3$ ) deverão ser ligados sincronicamente por meio de um sinal de alta frequência. O resultado desta modulação é uma forma de onda na tensão de saída CA (TEODORESCU; RODRIGUEZ, 2011) (RASHID, 2014).

Nota-se que os *ripples* do chaveamento na corrente dependerão da frequência de

Figura 17 – Topologia básica do inversor *full-bridge*

Fonte: Adaptado de (TEODORESCU; RODRIGUEZ, 2011)

chaveamento, necessitando de filtros robustos na conexão com a rede. Além disso, poderá haver menor eficiência devido à troca de energia reativa entre os indutores  $L_1$  e  $L_2$  e a capacitância  $C_{SV}$  durante o chaveamento dos transistores e de altas perdas no filtro de saída (TEODORESCU; RODRIGUEZ, 2011).

Os inversores possuem alguns parâmetros para que sua qualidade seja analisada. Neste Tese, serão utilizados os seguintes parâmetros: a potência de entrada e de saída do inversor, a ondulação *root-mean-squared* da corrente de entrada, o fator de *ripple* da corrente de entrada e a distorção harmônica total (RASHID, 2014). Estes parâmetros são definidos a seguir.

Os valores da potência de entrada CC ( $P_{inv_e}$ ) e de saída CA do inversor podem ser determinados pelas Equações 3.12 e 3.13, respectivamente.

$$P_{inv_e} = I_e V_e \quad (3.12)$$

$$P_{inv_s} = I_s V_s \cos \theta_c = I_s^2 R_c \quad (3.13)$$

onde  $V_e$  corresponde à tensão média de entrada CC (V);  $I_e$  corresponde à corrente média de entrada CC (A);  $V_s$  corresponde à tensão RMS na carga (V);  $I_s$  corresponde à corrente RMS na carga (A);  $\theta_c$  corresponde ao ângulo da impedância da carga;  $R_c$  é a resistência da carga.

O *ripple* RMS ( $I_r$ ) e o fator de *ripple* ( $FR_e$ ), ambos da corrente de entrada, são

definidos, respectivamente, pelas seguintes equações:

$$I_r = \sqrt{I_i^2 - I_s^2} \quad (3.14)$$

$$FR_e = \frac{I_r}{I_e} \quad (3.15)$$

onde  $I_i$  corresponde ao valor RMS da corrente de alimentação CC (A).

A análise distorção harmônica total (*Total Harmonic Distortion* - THD), isto é, a medida da proximidade do formato entre uma forma de onda e sua componente fundamental, pode ser determinada a partir de (RASHID, 2014):

$$THD = \frac{1}{V_{o1}} \sqrt{\sum_{n=2,3,\dots}^{\infty} V_{on}^2} \quad (3.16)$$

onde  $V_{o1}$  corresponde ao valor da tensão RMS de saída da componente fundamental (V);  $V_{on}$  corresponde ao valor RMS da  $n$ -ésima componente harmônica (V).

O inversor é o dispositivo responsável pela conexão de geradores de potência CC com a rede elétrica. Já os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos são mais complexos, tanto em nível de *hardware* quanto à sua funcionalidade, se comparados a inversores de acionamento motorizado (TEODORESCU; RODRIGUEZ, 2011). Os componentes e aspectos responsáveis pelo aumento da complexidade do *hardware* são: o comutador CC, o relé de desconexão da rede, a necessidade de aumentar a tensão de entrada e o filtro de conexão à rede (TEODORESCU; RODRIGUEZ, 2011).

A escolha do inversor é determinada conforme o arranjo do sistema fotovoltaico e dos demais componentes existentes no sistema elétrico. Os modelos de inversores comerciais são complexos e de tipos variados (VILLALVA; GAZOLI, 2012) e novas topologias de inversores vem sendo desenvolvidas ao longo dos anos (VILLALVA, 2010), (TEODORESCU; RODRIGUEZ, 2011). Esta Tese não possui o escopo de analisar os inversores comerciais atuais, assim, será utilizado o inversor *full-bridge* com controle de modulação PWM, que é o método mais eficiente de controle do ganho e, conseqüentemente, da tensão de saída (RASHID, 2014). O inversor com modulação PWM é discutido na próxima seção.

### 3.6.1 Inversor com controle de tensão - PWM

O inversor cujo ganho é controlado por meio da modulação por largura de pulsos é chamado de inversor *pulse-width-modulation*. Por meio do controle de ganho pode-se regular a tensão de saída dos inversores, lidar com as variações da tensão de entrada CC e satisfazer os requisitos de controle de tensão e frequência (RASHID, 2014).

A forma de onda desejada para a tensão de saída de um inversor é uma forma de onda senoidal com magnitude e frequência controlável. Para isto, o inversor PWM controla a largura dos pulsos mediante um sinal de referência senoidal e de uma portadora. A forma de onda de referência utilizada é uma senoide com frequência ( $f_r$ ) e amplitude ( $A_r$ ) definidas. Para o sinal da portadora, utiliza-se uma forma de onda triangular, também com determinada frequência ( $f_p$ ) e amplitude ( $A_p$ ) (MOHAN; UNDELAND; ROBBINS, 1995) (RASHID, 2014).

A frequência de saída do inversor ( $f_s$ ) é determinada pela frequência do sinal referência ( $f_r$ ). A relação entre a frequência do sinal da portadora ( $f_p$ ) e do sinal de referência ( $f_s$ ) define o índice de modulação de frequência ( $m_f$ ), conforme Equação 3.17. Já a amplitude do sinal de referência ( $A_r$ ) controla o índice de modulação ( $m_a$ ) e, conseqüentemente, a tensão RMS de saída do inversor ( $A_s$ ). A Equação 3.18 mostra o índice de modulação ( $m_a$ ), calculado através da razão entre a amplitude do sinal de referência ( $A_r$ ) e do sinal da portadora ( $A_p$ ) (MOHAN; UNDELAND; ROBBINS, 1995), (RASHID, 2014).

$$m_f = \frac{f_p}{f_r} \quad (3.17)$$

$$m_a = \frac{A_r}{A_p} \quad (3.18)$$

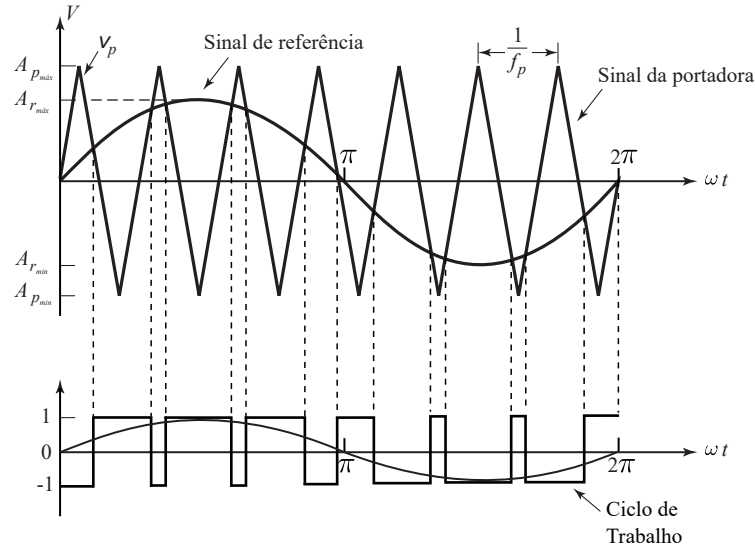
onde  $f_r$  corresponde à frequência do sinal de referência (Hz);  $f_p$  corresponde à frequência da sinal da portadora triangular (Hz);  $A_r$  corresponde à amplitude do sinal senoidal de referência (V);  $A_p$  corresponde à amplitude do sinal da portadora triangular (V).

A frequência da portadora determina a frequência de chaveamento dos pulsos do inversor. A duração de cada pulso é indicada pela intersecção (cruzamento) do sinal de referência com o sinal da portadora, conforme mostra a Figura 18. A amplitude dos pulsos pode variar, geralmente, entre 0 ou 1; 1 ou  $-1$ ;  $V_d$  ou  $-V_d$ ; ou  $V_d/2$  ou  $-V_d/2$ , onde  $V_d$  é o valor da tensão de entrada CC (MOHAN; UNDELAND; ROBBINS, 1995), (RASHID, 2014). Nesta Tese, considerar-se-á amplitude dos pulsos entre 1 e  $-1$  e, posteriormente, a tensão será restaurada ao seu valor correto.

A Figura 18 ilustra um exemplo da comparação do sinal de referência com o sinal da portadora em conjunto com a variação da amplitude do pulso em relação aos dois sinais (referência e portadora). Considerando este exemplo, a amplitude do pulso ( $v_c$ ) em um dado momento será determinada pelas amplitudes do sinal de referência e da portadora. Isto é, dado o valor da amplitude do sinal de referência ( $v_r$ ), na qual  $v_{r_{min}} \leq v_r \leq v_{r_{max}}$ ; e do sinal da portadora ( $v_p$ ), na qual  $v_{p_{min}} \leq v_p \leq v_{p_{max}}$ ; caso  $v_r > v_p$  então  $v_c = 1$ ; caso  $v_r \leq v_p$  então  $v_c = -1$  (MOHAN; UNDELAND; ROBBINS, 1995), (RASHID, 2014).

O inversor PWM gera componentes harmônicas, devido ao chaveamento de seus

Figura 18 – Exemplo de modulação PWM com sinal de referência senoidal



Fonte: Adaptado de (RASHID, 2014)

componentes, nas frequências múltiplas da frequência fundamental. Dessa forma, a portadora possui alta frequência de chaveamento, visto que sua função é deslocar as componentes harmônicas das frequências do sinal de referência para altas frequências. De outro modo, a frequência da portadora determina para quais frequências as harmônicas serão deslocadas. As harmônicas estarão nas bandas laterais dos múltiplos da frequência de chaveamento  $f_p$  devido ao sinal triangular da portadora. As frequências que indicam onde as harmônicas da tensão ocorrerão podem ser determinadas pela equação (MOHAN; UNDELAND; ROBBINS, 1995):

$$f_h = (jm_f \pm k)f_p \quad (3.19)$$

onde  $f_h$  corresponde à frequência harmônica deslocada de ordem  $h$  na  $k$ -ésima faixa lateral de  $j$  vezes o índice de modulação de frequência.

A frequência fundamental é obtida considerando  $h = 1$ . No inversor PWM, para valores pares de  $j$ , existirão apenas harmônicas para valores ímpares de  $k$ ; já para valores ímpares de  $j$ , existirão apenas as harmônicas cujos valores são pares de  $k$ .

O valor do índice de modulação de frequência ( $m_f$ ) deve ser um inteiro ímpar. Dessa forma, existirão duas simetrias: ímpar ( $f(-t) = -f(t)$ ) e de meia onda ( $f(t) = -f(t + \frac{1}{2}T_r)$ ), onde  $T_r$  é o período do sinal senoidal de referência; e reduzirá, também, todas as componentes harmônicas pares da forma de onda em questão (MOHAN; UNDELAND; ROBBINS, 1995).

O índice de modulação da amplitude pode ser elevado para acima de  $m_a > 1$  (sobremodulação) caso seja desejado elevar a amplitude da componente fundamental.

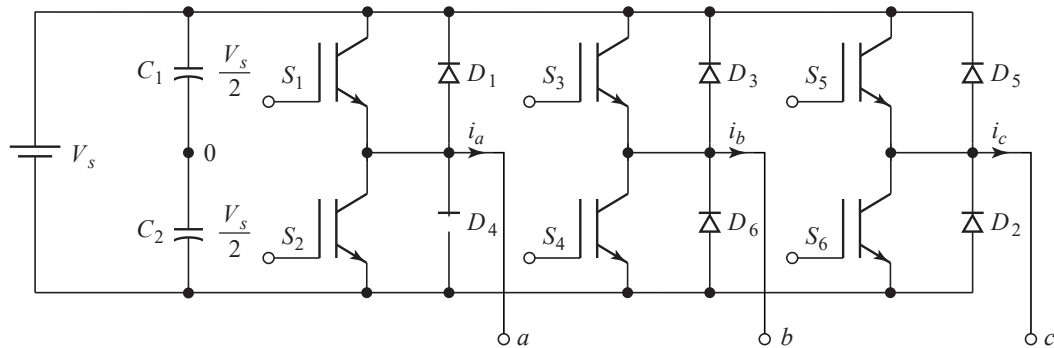
Contudo, a sobremodulação também eleva os valores nas componentes harmônicas das faixas laterais, cujo sinal de saída do inversor inclina-se a forma de onda quadrada. Para aplicações com requisito de baixa distorção, como é um dos requisitos deste trabalho, a sobremodulação não é indicada (RASHID, 2014), (MOHAN; UNDELAND; ROBBINS, 1995).

Nesta Tese, utiliza-se valores elevados para o índice de modulação de frequência  $m_f \gg 1$  e valores na seguinte faixa de valores para o índice de modulação de amplitude  $0 \leq m_a \leq 1$ .

### 3.6.2 Inversor trifásico com PWM

Sistemas elétricos que precisam de fornecimento ininterrupto de potência em CA ou de alta potência, geralmente, utilizam-se inversores trifásicos. Estes inversores podem ser feitos conectando três inversores monofásicos *full-bridge* em paralelo, cuja saída de cada inversor monofásico deve estar defasada de  $120^\circ$  em relação aos demais inversores. A Figura 19 apresenta um inversor trifásico *full-bridge* (MOHAN; UNDELAND; ROBBINS, 1995).

Figura 19 – Inversor trifásico com três inversores monofásicos *full-bridge*



Fonte: Adaptado de (RASHID, 2014)

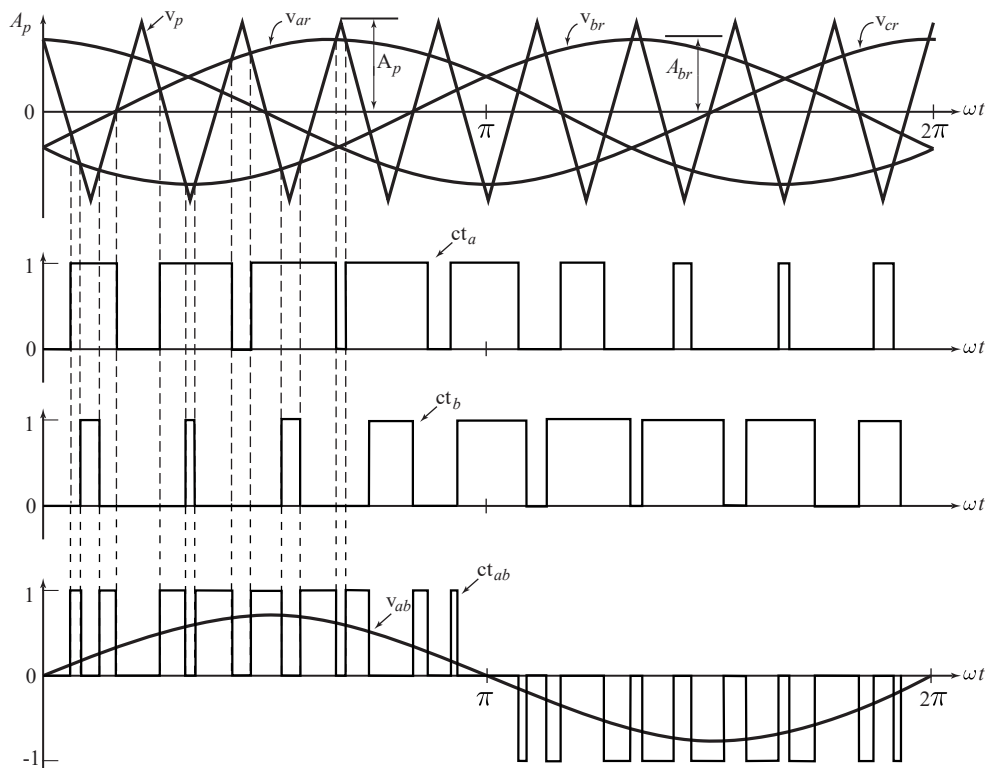
O controle do inversor trifásico é feito por meio do *pulse-width-modulation* senoidal. No inversor trifásico PWM (Figura 19), existem três senoides de referência e uma portadora triangular de alta frequência. O sinal da portadora, conforme visto no inversor monofásico PWM, é comparado com os sinais de referência de cada fase (*a*, *b* e *c*) para gerar os sinais de controle. As chaves ( $S_1$  e  $S_4$ ,  $S_3$  e  $S_6$ ,  $S_5$  e  $S_2$ ) são complementares, ou seja, quando a chave  $S_1$  conduz,  $S_4$  está aberta. Os sinais de referência ( $v_{ar}$ ,  $v_{br}$  e  $v_{cr}$ ) são comparados com o sinal da portadora ( $v_p$ ) e são ativados ou desativados seguindo o seguinte princípio:

- Se  $v_{ar} > v_p$  ative  $S_1$ ; ou se  $v_{ar} < v_p$  ative  $S_2$ ;
- Se  $v_{br} > v_p$  ative  $S_3$ ; ou se  $v_{br} < v_p$  ative  $S_4$ ;

- Se  $v_{cr} > v_p$  ative  $S5$ ; ou se  $v_{cr} < v_p$  ative  $S6$ .

A Figura 20 ilustra o funcionamento de um inversor trifásico PWM. Nesta figura, três senoides de referência são comparadas com um sinal da portadora. Os ciclos de trabalho das fases  $a$  e  $b$  ( $ct_a$  e  $ct_b$ ) são mostrados. A tensão de saída ( $V_{ab}$ ) normalizada (entre 1 e  $-1$ ) é obtida através da subtração entre os ciclos de trabalho das fases  $a$  e  $b$  ( $ct_{ab} = ct_a - ct_b$ ). Posteriormente, a amplitude da senoide obtida deverá ser desnormalizada.

Figura 20 – Funcionamento de um inversor trifásico PWM, com ciclos de trabalho dos sinais de referência  $a$  e  $b$  e com a senoide resultante ( $v_{ab}$ )



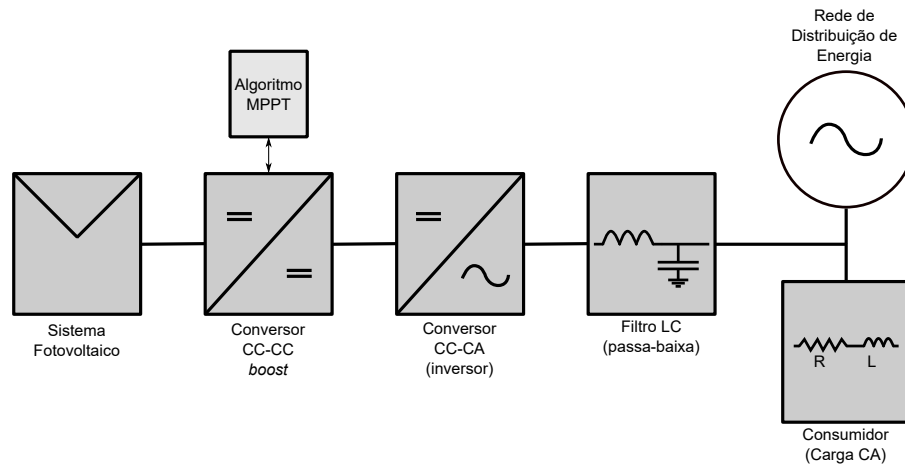
Fonte: Adaptado de (RASHID, 2014)

Conforme visto na Seção 3.6.1, a frequência da portadora  $m_f$  deve ser um múltiplo ímpar de três, dessa forma todas as três tensões de fase são idênticas e defasadas de  $120^\circ$  sem componentes harmônicas pares (RASHID, 2014).

### 3.7 Simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica

Esta seção apresenta uma análise acerca da simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Dessa forma, a representação do sistema elétrico é feita por meio da Figura 21.

Figura 21 – Exemplo de um sistema fotovoltaico conectado à rede com armazenamento de energia



Fonte: o autor

Este sistema é composto pelo seguintes componentes: sistema fotovoltaico, conversor CC-CC *boost*, algoritmo de MPPT, conversor CC-CA (componente *Universal Bridge* do MATLAB), filtro LC e carga CA conectada à rede elétrica. O algoritmo Condutância Incremental foi selecionado para realizar o MPPT dos casos apresentados a seguir, devido a sua estabilidade e melhor seguimento do MPP em relação a outros algoritmos de MPPT. Um filtro LC é utilizado para reduzir os harmônicos gerados pelo sistema fotovoltaico. O conversor CC-CA realiza a conversão da corrente contínua para a corrente alternada. A carga CA representa um consumidor com demanda constante de potência ativa e reativa indutiva, simulando um consumidor residencial. As condições ambientais, isto é, os valores de irradiância e temperatura são considerados constantes (nas STC) e são variados, com o objetivo de se analisar a geração de energia e o comportamento da injeção de potência na carga e na rede de distribuição. A priori, não foram inseridos um controlador de fase entre as fontes de energia, sendo recomendado sua inserção como trabalhos futuros.

Os casos simulados foram definidos de forma arbitrária com o objetivo de simular o comportamento de uma carga residencial com um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. Assim, é possível analisar os impactos causados pelos sistemas fotovoltaicos, em relação à distorção harmônica e injeção de potência, tanto do ponto de vista do consumidor (quem instala o sistema fotovoltaico) quanto do ponto de vista da concessionária de energia. O sistema elétrico simulado é composto pelos seguintes componentes: sistema fotovoltaico conectado a um conversor *boost* CC-CC, com a aplicação do algoritmo de MPPT (Condutância Incremental), um conversor CC-CA, filtro LC e carga CA conectada à rede elétrica. Os casos simulados estão divididos da seguinte maneira:

- Caso 1: sistema elétrico considerando irradiância e temperatura constantes em relação ao tempo nas condições padrões de teste (STC);

- Caso 2: sistema elétrico considerando irradiância e temperatura variáveis em relação ao tempo durante o período de um dia;
- Caso 3: sistema elétrico considerando irradiância e temperatura variáveis em relação ao tempo durante o período de dois dias.

A simulação do Caso 1 possui o objetivo de analisar o modelo de simulação proposto em relação às condições ambientais ideais, definidas pelas condições padrões de teste (STC). Já os Casos 2 e 3, visam analisar o modelo de simulação do sistema elétrico proposto aplicado às condições ambientais reais.

O sistema fotovoltaico, em todos os casos, é composto por dez módulos fotovoltaicos. Cinco módulos estão conectados em série e com dois conjuntos (*strings*) em paralelo. Essa configuração foi utilizada para atender à potência ativa demandada pela carga e para analisar o comportamento da rede ao injetar potência ativa na mesma. Alguns valores dos componentes do sistema elétrico foram definidos de forma arbitrária para realizar a simulação do sistema proposto. Contudo, o modelo de simulação proposto possibilita que outros valores de componentes elétricos sejam utilizados de forma a representar o sistema elétrico que se deseja simular.

No sistema elétrico, para a parte CA, adotou-se a configuração trifásica. A tensão fase-neutro considerada nesta rede elétrica é de 220 V. No caso em que os valores de irradiância e de temperatura são constantes foram utilizados os valores definidos nas STC.

As simulações foram realizadas no *software* MATLAB 2017a, via *Simulink* utilizando a *toolbox* *SimPowerSystems*. Os resultados apresentados na parte CA das simulações foram obtidas por meio da média (bloco *mean* do *Simulink*) dos valores de determinado componente (ex.: corrente da rede de distribuição, tensão RMS na carga CA, dentre outros), visto que esses componentes trabalham com corrente alternada e possuem configuração trifásica. Para a obtenção dos valores de corrente, tensão, potência ativa e potência reativa, foram utilizados medidores dessas grandezas do *Simulink*. A Tabela 4 contém as principais informações acerca dos componentes elétricos utilizados para as simulações do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. Os valores dos componentes do conversor CC-CC, do inversor e do sistema elétrico são apresentados no Apêndice B.

O tempo de simulação do sistema elétrico é de 1,5 s para os casos 1, 2 e de 2,5 s para o caso 3. O tempo de simulação representa um e dois dias de funcionamento do sistema. Esses valores de simulação foram utilizados devido à alta frequência de amostragem ( $10^{-5}$  s) necessária para o correto funcionamento do sistema elétrico no *software* MATLAB (via *Simulink*). Portanto, o período de um dia inicializa-se no instante 0,5 s (correspondente a 00h) e finaliza-se no instante 1,5 s (correspondente a 23h e 59 min). De forma semelhante, o período de dois dias inicializa-se no instante 0,5 s e finaliza-se no instante 2,5 s. Além

Tabela 4 – Valores dos principais componentes e grandezas do sistema elétrico para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

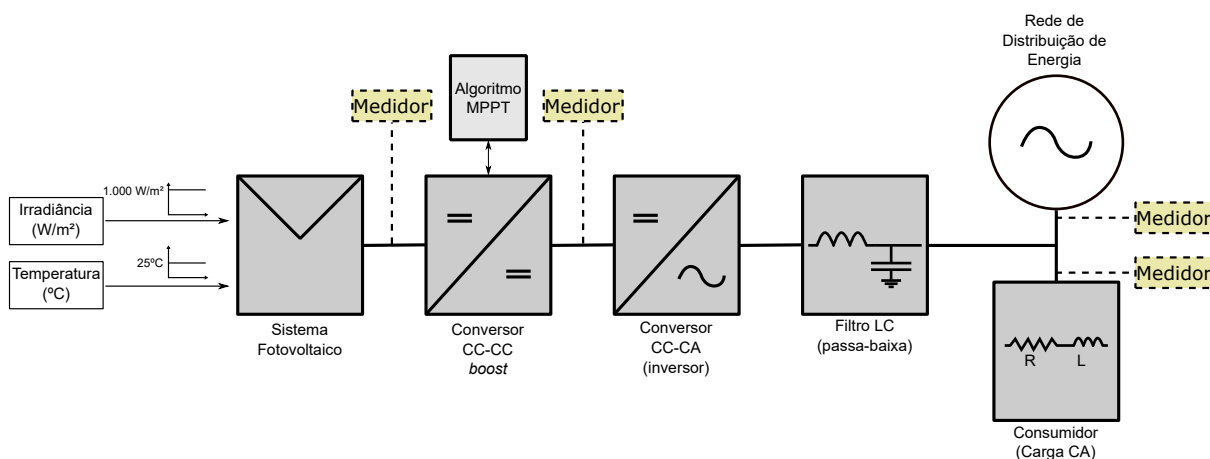
Componentes	Valores
Quantidade de Módulos Fotovoltaicos	10 (2 strings com 5 módulos em série)
Potência do sistema fotovoltaico (teórica)	2.000 W
Tensão (máxima potência)	131,50 V
Corrente (máxima potência)	15,22 A
Algoritmo de MPPT	Condutância Incremental
Fator de Potência	0,8
Tensão RMS (Carga CA)	220 V
Potência ativa (Carga CA)	1.000 W
Potência reativa (Carga CA)	200 VAR (indutiva)
Frequência da portadora (inversor)	20 kHz
Frequência da rede	60 Hz

disso, o tempo de simulação considerado permite observar o período de transitório do sistema (instante entre 0 s e 0,5 s) e seu correto funcionamento em regime permanente.

### 3.7.1 Caso 1 - Conversor boost, irradiância e temperatura constantes, carga CA e rede elétrica

O Caso 1 é constituído de um sistema fotovoltaico conectado a um conversor boost, um inversor, filtro LC e carga CA conectada à rede elétrica, conforme apresentado na Figura 22, nas STC.

Figura 22 – Representação do sistema fotovoltaico implementado para o Caso 1



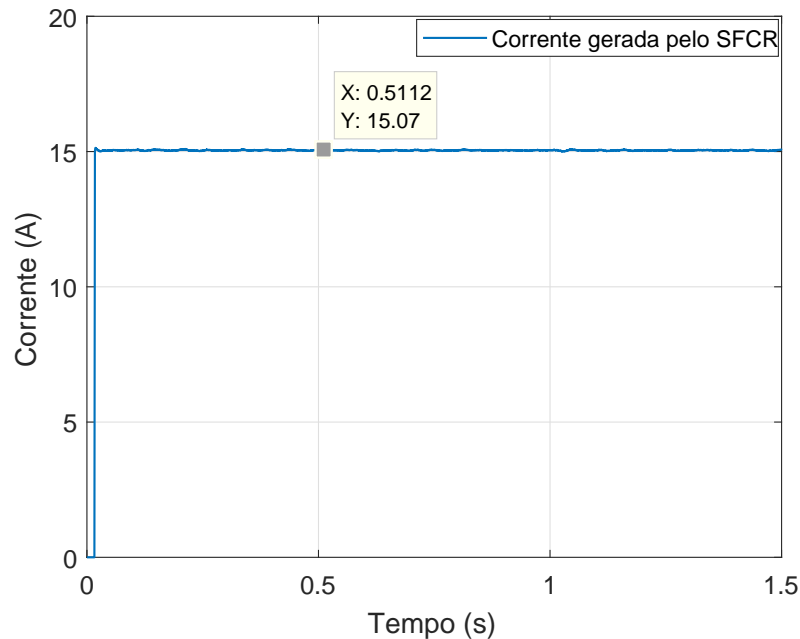
Fonte: o autor

Conforme informado, a simulação do SFCR contém um breve período de transitório e, em seguida, o sistema atinge o regime permanente. Considera-se o período de transitório igual a 0,5 s e, assim, os dados obtidos neste período não são considerados para o cálculo dos parâmetros da rede (ex.: potência ativa e distorção harmônica total).

Portanto, deve-se considerar os cálculos dos parâmetros da rede após o estabelecimento do regime permanente do sistema, isto é, os valores obtidos entre o intervalo 0,5 s e 1,5 s.

O valor da corrente gerada pelo sistema fotovoltaico é mostrado na Figura 23. Já a Figura 24 apresenta as tensões de saída do sistema fotovoltaico e do conversor *boost*.

Figura 23 – Valor da corrente gerada pelo sistema fotovoltaico para o Caso 1



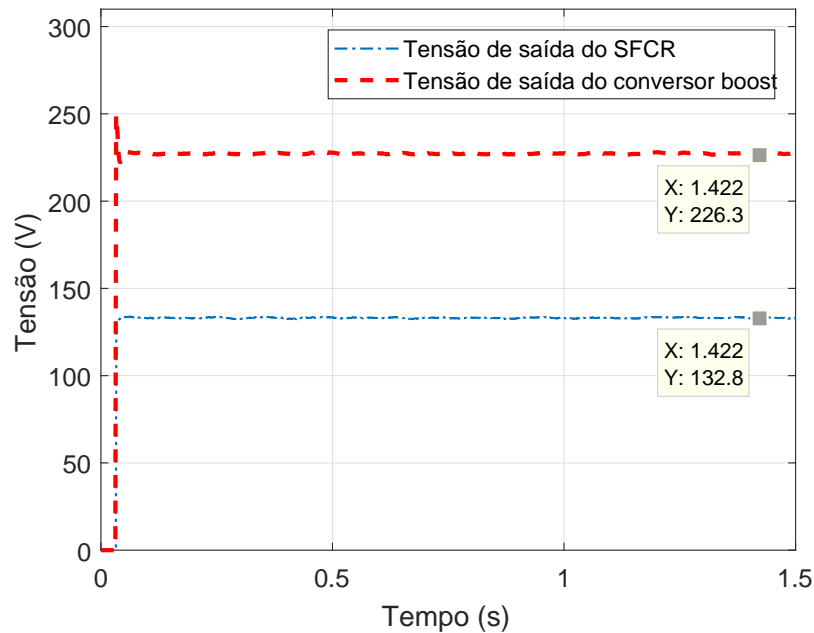
Fonte: o autor

Observa-se que o valor da corrente gerada pelo sistema fotovoltaico (15,07 A) foi menor do que a corrente teórica de máxima potência (15,22 A). O valor da corrente gerada é justificada analisando o valor da tensão de saída do sistema fotovoltaico. O valor da tensão de saída do sistema fotovoltaico foi de 132,80 V, valor superior ao valor de tensão de máxima potência (131,50 V). Assim, como a tensão é superior à tensão de máxima potência, o valor da corrente gerada pelo sistema deve ser inferior à corrente de máxima potência, de acordo com a curva *I-V* de um módulo fotovoltaico. Já para a tensão do barramento de entrada do inversor, o conversor *boost* elevou a tensão para, aproximadamente, 226,3 V, aproximadamente o valor da tensão da parte de CA entre fase-neutro (220 V).

A tensão RMS no barramento da carga CA é mostrada na Figura 25. Conforme esperado, a tensão RMS fase-neutro obteve valor simulado próximo do valor de 220 V.

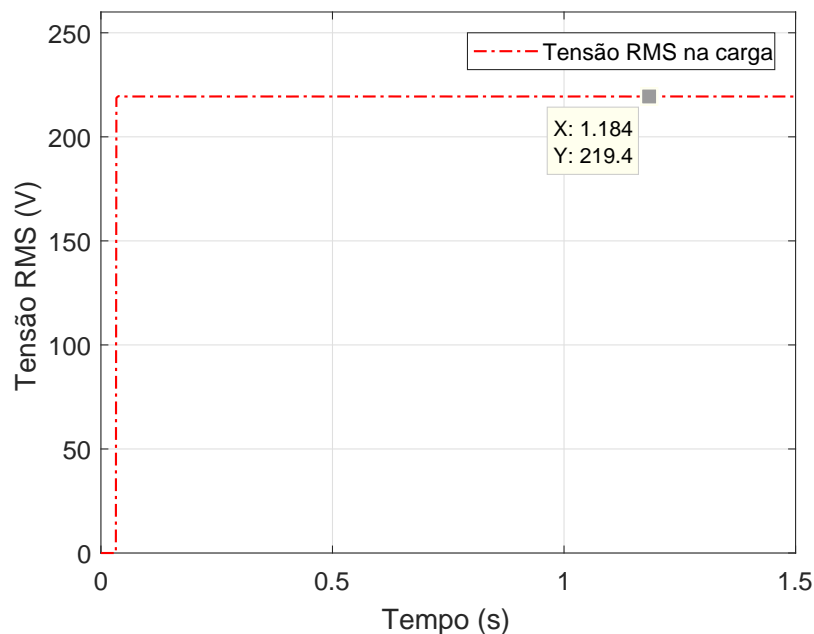
As Figuras 26 e 27 apresentam, respectivamente, os valores absolutos de distorção harmônica total (THD) da tensão e corrente na carga. Nota-se que o valor percentual da THD da tensão, em regime permanente, obteve valor de pico de 0,13%. Já o valor percentual da THD da corrente na carga CA é de, aproximadamente, 0,02%. Os valores obtidos para a THD em ambas análises são inferiores aos valores estabelecidos nas normas

Figura 24 – Valores das tensões na saída do sistema fotovoltaico e na saída do conversor CC para o Caso 1



Fonte: o autor

Figura 25 – Valores da tensão RMS na carga CA para o Caso 1

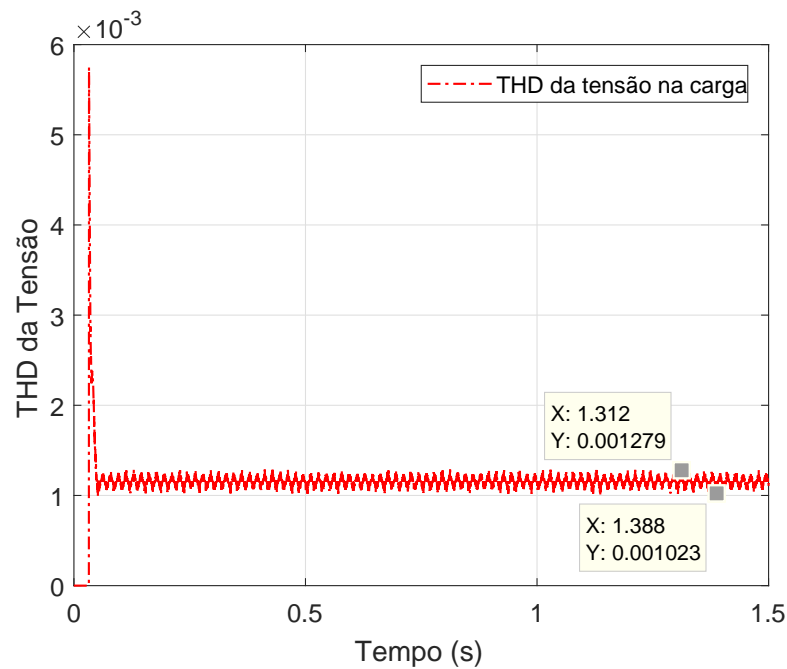


Fonte: o autor

do PRODIST, satisfazendo as normas para garantir a qualidade de energia da rede de distribuição (ANEEL, 2018).

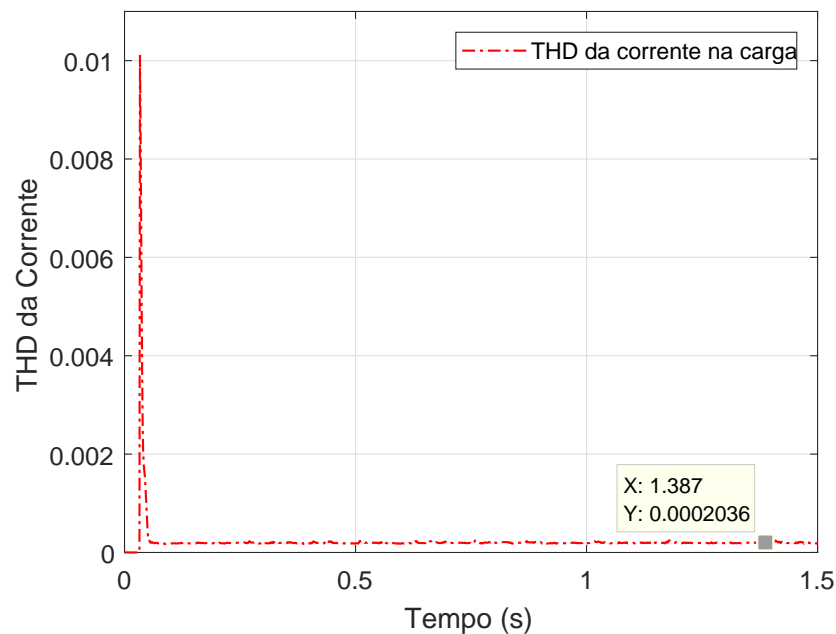
O valor da THD da corrente que é injetada na rede elétrica é mostrado na Figura 28. Após o momento de transitório, o valor da THD estabiliza no valor de 1%. De acordo

Figura 26 – Valores da THD da tensão na carga CA para o Caso 1



Fonte: o autor

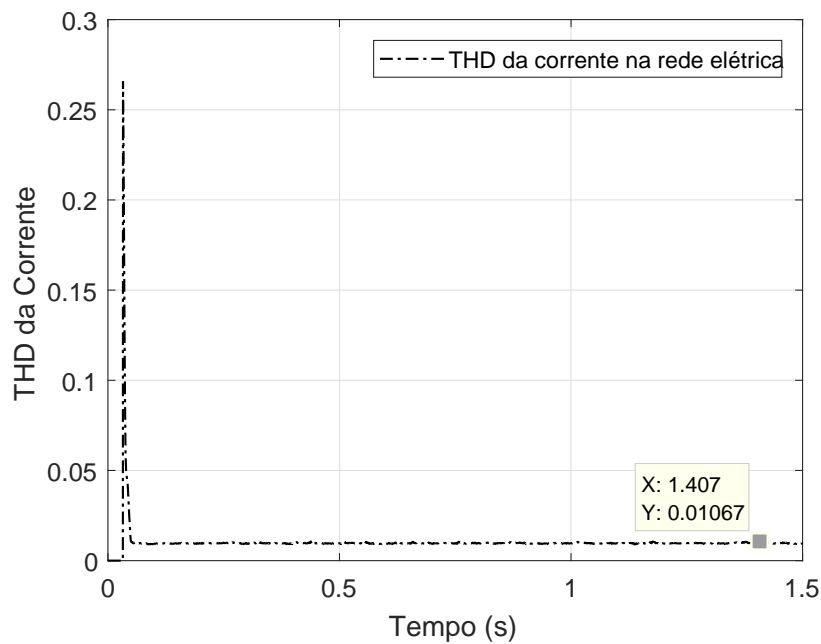
Figura 27 – Valores da THD da corrente na carga CA para o Caso 1



Fonte: o autor

com o PRODIST, o valor da THD da corrente na rede deve ser, no máximo, de 5%. O filtro LC implementado nesta simulação é robusto o suficiente para filtrar as componentes harmônicas que poderiam prejudicar a qualidade da energia na rede de distribuição. Portanto, o modelo de simulação proposto fornece o nível mínimo de qualidade de energia exigido pelas normas e poderia ser conectado à rede de distribuição.

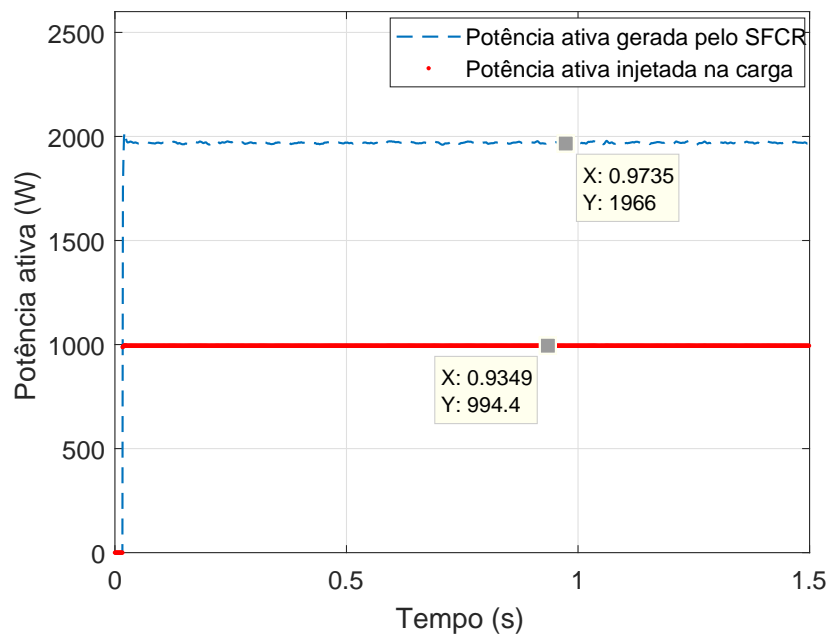
Figura 28 – Valores da THD da corrente na rede para o Caso 1



Fonte: o autor

O valor de potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico e de potência ativa injetada na carga CA são mostrados na Figura 29.

Figura 29 – Valores das potências ativas fornecida pelo sistema fotovoltaico e recebida pela carga CA para o Caso 1



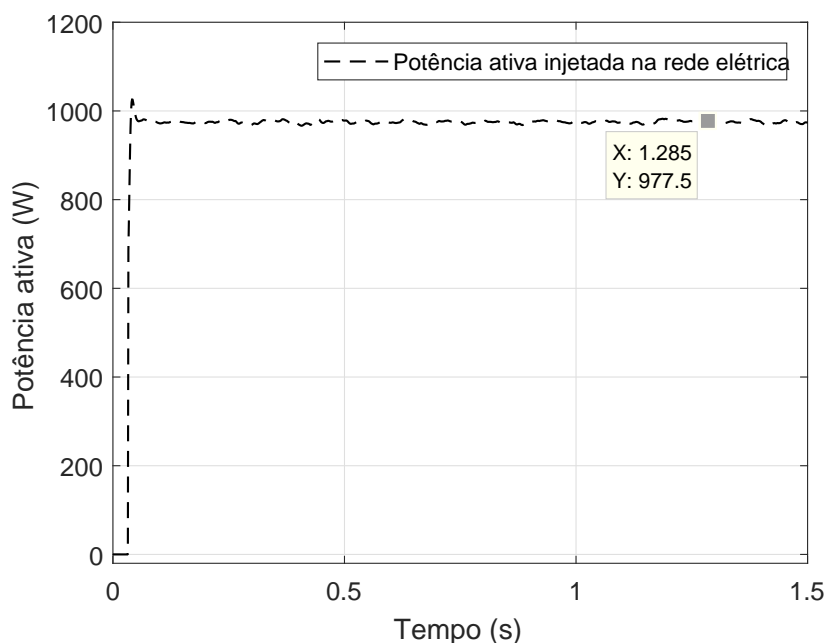
Fonte: o autor

O valor de potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico foi constante conforme esperado e com valor de, aproximadamente, 1,9 kW, valor este próximo do valor teórico

da máxima potência (2,0 kW) para a configuração desse sistema fotovoltaico. Nota-se, então, que o algoritmo de MPPT fornece boa resposta ao rastrear o ponto de máxima potência nas STC, visto que a redução de potência ativa gerada pode ser justificada pelas perdas ocorridas nos módulos fotovoltaicos (resistência série e paralelo), além daquelas perdas ocorridas devido ao chaveamento nos conversores CC e CA. Já a potência ativa consumida pela carga possui valor de 994 W, que é próximo do valor teórico atribuído (1 kW).

Como a carga CA demanda uma potência ativa de, aproximadamente, 1 kW, o excedente dessa potência é injetado na rede elétrica. A Figura 30 apresenta a potência ativa injetada na rede elétrica.

Figura 30 – Valores da potência ativa recebida pela rede para o Caso 1



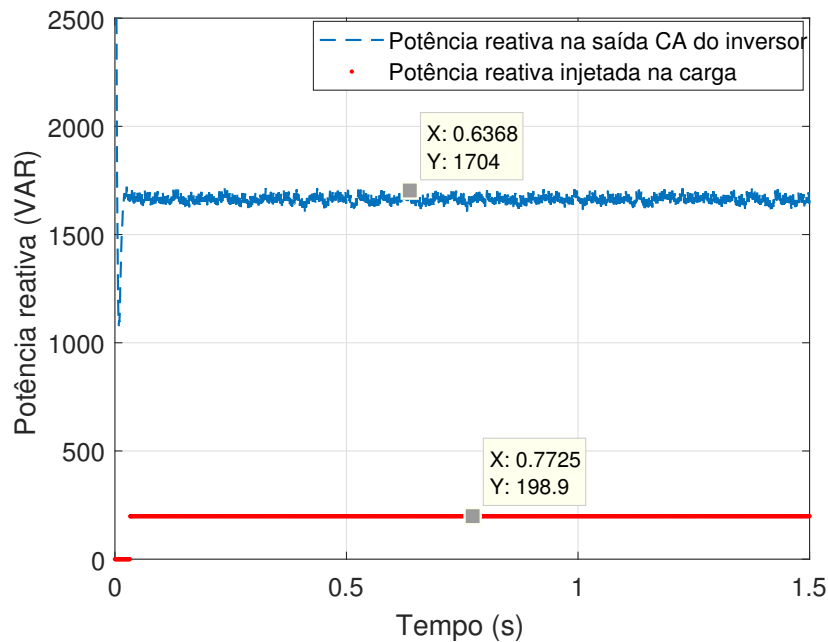
Fonte: o autor

Assim, a rede elétrica, ao invés de fornecer potência ativa, recebe potência ativa. Nota-se, analisando as Figuras 29 e 30, que o valor de potência ativa injetada na rede elétrica é, aproximadamente, o valor excedente de potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico em relação à potência ativa consumida pela carga CA.

Os valores de potência reativa na saída CA do inversor e de potência reativa injetada pela carga CA são mostradas na Figura 31. Pode-se observar que o sistema fotovoltaico, o conversor CC e o filtro LC fornecem, aproximadamente, 1,7 kVAR de potência reativa, enquanto que a carga CA consome apenas a potência reativa demandada, isto é, 200 VAR.

De acordo com a geração de reativos pelo sistema fotovoltaico, conversor *boost* e filtro LC, a potência reativa é injetada na rede elétrica, conforme é apresentado na Figura

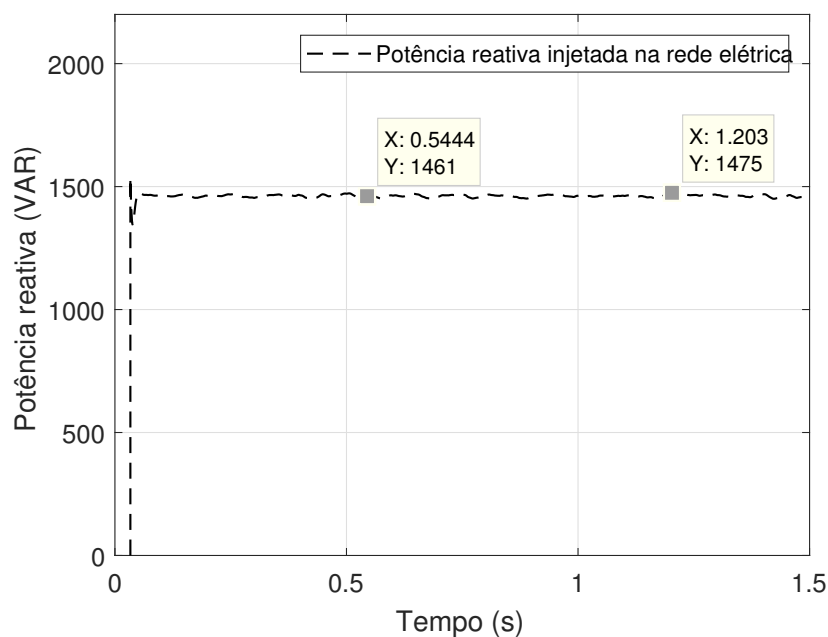
Figura 31 – Valores das potências reativas na saída CA do inversor e injetada na carga CA para o Caso 1



Fonte: o autor

32. Nota-se que a potência reativa injetada na rede elétrica relaciona-se com a diferença entre a potência reativa fornecida pelo sistema fotovoltaico e injetada na carga CA, e possui valor próximo a 1,5 kVAR.

Figura 32 – Valores da potência reativa recebida pela rede para o Caso 1



Fonte: o autor

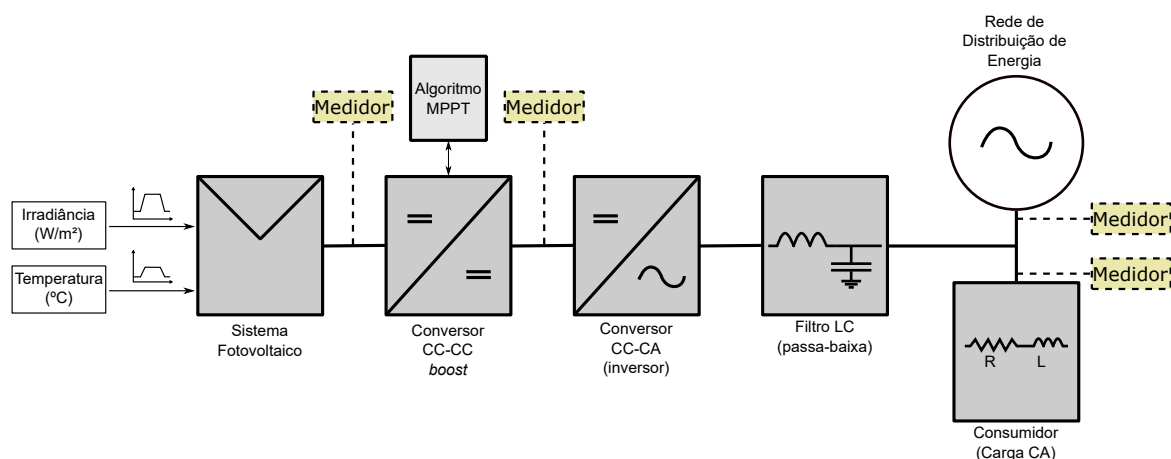
A seguir, o sistema elétrico é simulado com os mesmos componentes apresentados

neste caso adicionando-se variação de irradiância e temperatura para o período de 1 (um) dia.

### 3.7.2 Caso 2 - Conversor *boost*, irradiância e temperatura variáveis, carga CA e rede elétrica para um período de um dia

O sistema elétrico, neste caso, é constituído de um sistema fotovoltaico conectado a um conversor CC-CC *boost*, um conversor CC-CA, filtro LC e carga CA conectada à rede elétrica, conforme apresentado na Figura 33. Este caso pode representar um consumidor residencial que fez a instalação de um sistema fotovoltaico com variações das condições ambientais ocorridas no período de um dia.

Figura 33 – Representação do sistema fotovoltaico implementado para o Caso 2



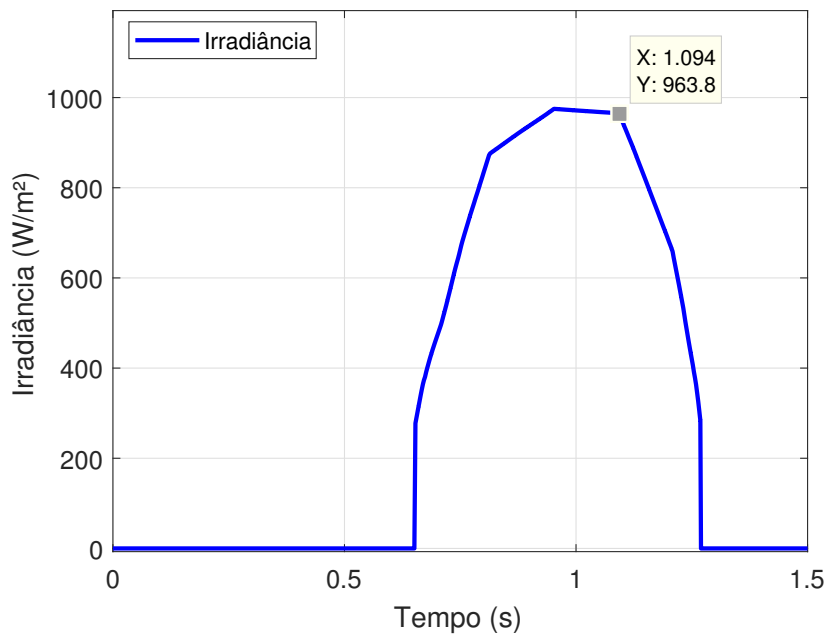
Fonte: o autor

Observa-se na simulação do SFCR para este caso que há um breve período de transitório e, depois, o sistema atinge o regime permanente. Considera-se o período de transitório igual a 0,5 s e, assim, os dados obtidos neste período não são considerados para o cálculo dos parâmetros da rede (ex.: potência ativa e TDH). Portanto, deve-se considerar os cálculos dos parâmetros da rede após o estabelecimento do regime permanente do sistema, isto é, os valores obtidos entre o intervalo 0,5 s e 1,5 s.

Os valores de irradiância e de temperatura variáveis foram obtidos de medições realizadas durante um dia na cidade de Goiânia, Goiás, e disponibilizadas em repositório público por meio do projeto de P&D com título: “Instalação de um Sistema de Geração Solar Fotovoltaica de 34 kWp em Telhado de um Prédio da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) da Universidade Federal de Goiás (UFG)”. Assim, as curvas de irradiância e de temperatura correspondem ao comportamento aproximado observado dos dados reais e as curvas são mostradas nas Figuras 34 e 35, respectivamente.

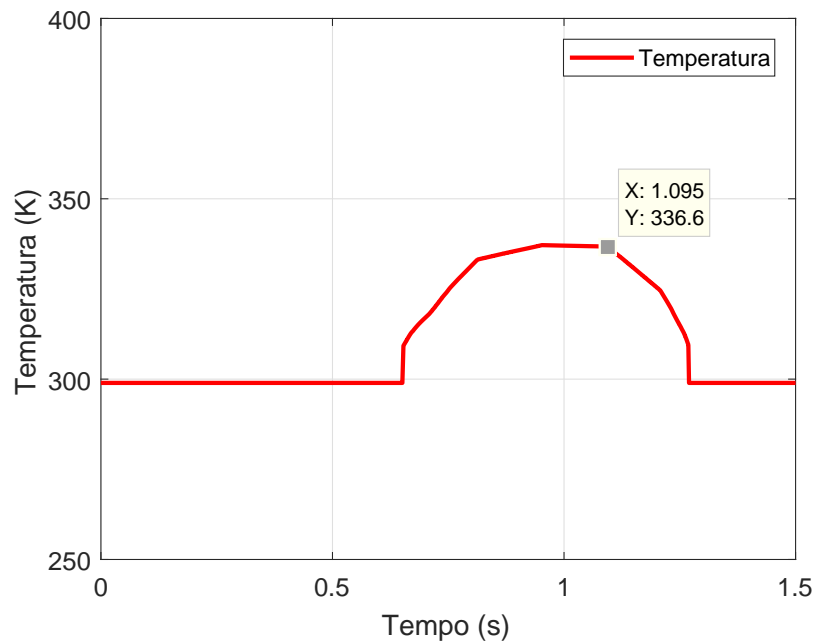
O valor da corrente gerada pelo sistema fotovoltaico e os valores das tensões de saída do sistema fotovoltaico, do conversor *boost* são apresentadas, respectivamente, nas

Figura 34 – Valores de irradiância utilizados no Caso 2



Fonte: o autor

Figura 35 – Valores de temperatura utilizados no Caso 2

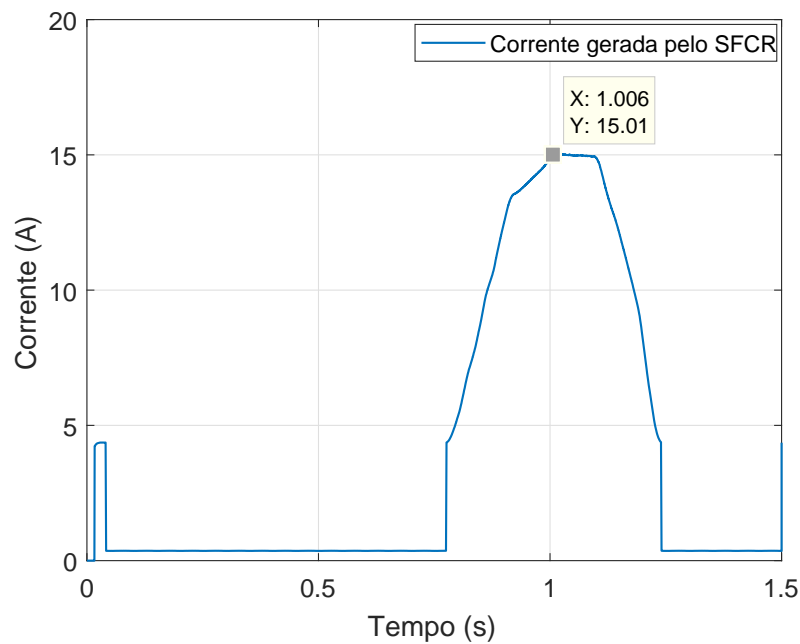


Fonte: o autor

Figuras 36 e 37.

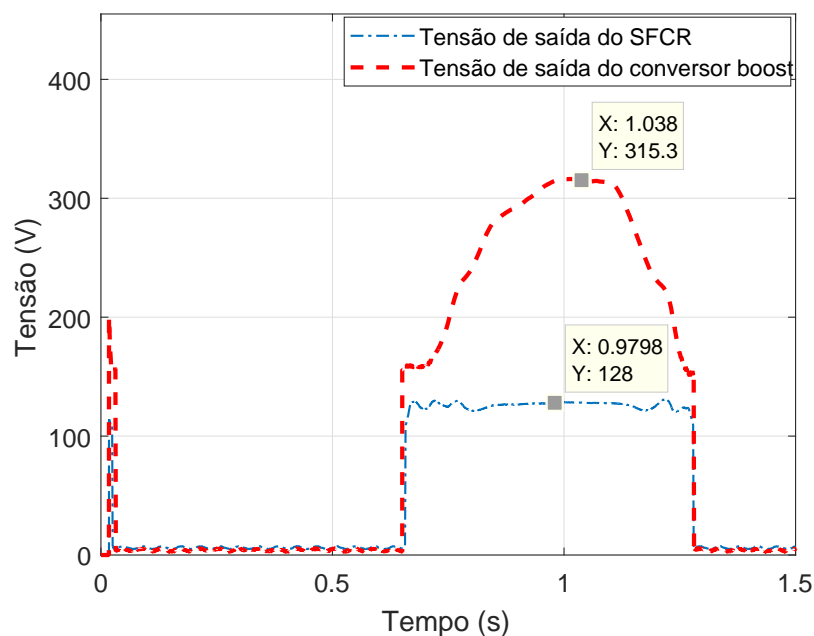
Nota-se que a corrente gerada pelo sistema fotovoltaico possui valor de pico (15,01 A) menor do que a corrente de máxima potência teórica (15,22 A). O valor de tensão de saída do sistema fotovoltaico (128 V) fica próxima do valor de tensão de máxima potência (131,50 V) devido à atuação do algoritmo de MPPT. Esses resultados são justificados

Figura 36 – Valor da corrente gerada pelo sistema fotovoltaico para o Caso 2



Fonte: o autor

Figura 37 – Valores das tensões na saída do sistema fotovoltaico e do conversor CC para o Caso 2



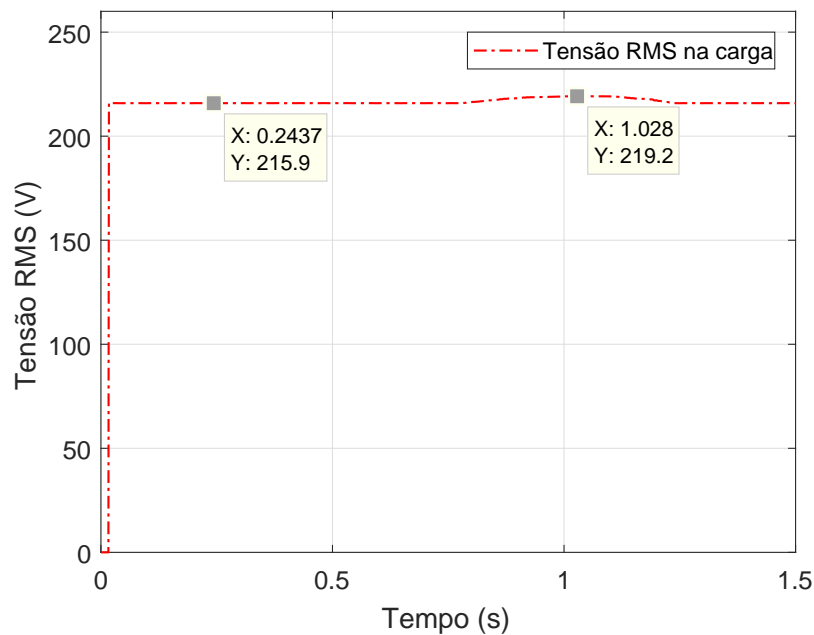
Fonte: o autor

devido ao valor de irradiância ser inferior a  $1.000 \text{ W/m}^2$  e as imperfeições dos módulos fotovoltaicos (resistência série e paralelo). Além disso, o algoritmo de MPPT atua em toda a simulação visando obter a máxima potência para todos os valores de irradiância. Já o valor de tensão de saída do conversor CC-CC *boost* (315,3 V) fica acima do valor de

tensão entre fase-neutro da parte CA (220 V).

A Figura 38 apresenta o valor RMS de tensão na carga. Observa-se que o valor da tensão teve um aumento de, aproximadamente, 3,3 V quando há geração e injeção de potência pelo sistema fotovoltaico. Contudo, mesmo com a variação no valor de tensão, a tensão RMS na carga ainda satisfaz os critérios de qualidade de energia.

Figura 38 – Valores da tensão RMS na carga CA para o Caso 2



Fonte: o autor

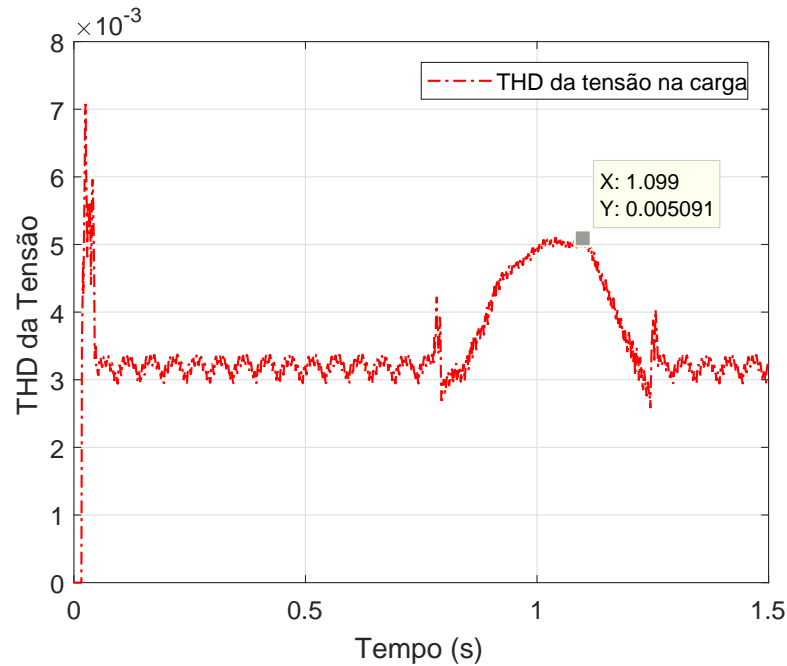
Os valores da THD de tensão e de corrente na carga CA são mostrados nas Figuras 39 e 40, respectivamente. Esses valores mostram que, após o transitório, as distorções harmônicas se encontram inferiores aos valores mínimos exigidos nas normas do PRODIST.

Assim, mesmo com a injeção de potência pelo sistema fotovoltaico na carga CA, a distorção harmônica está abaixo dos valores definidos pela norma regulatória e não influencia negativamente a qualidade de energia na carga.

Os valores de THD da corrente na rede de distribuição são apresentados pela Figura 41.

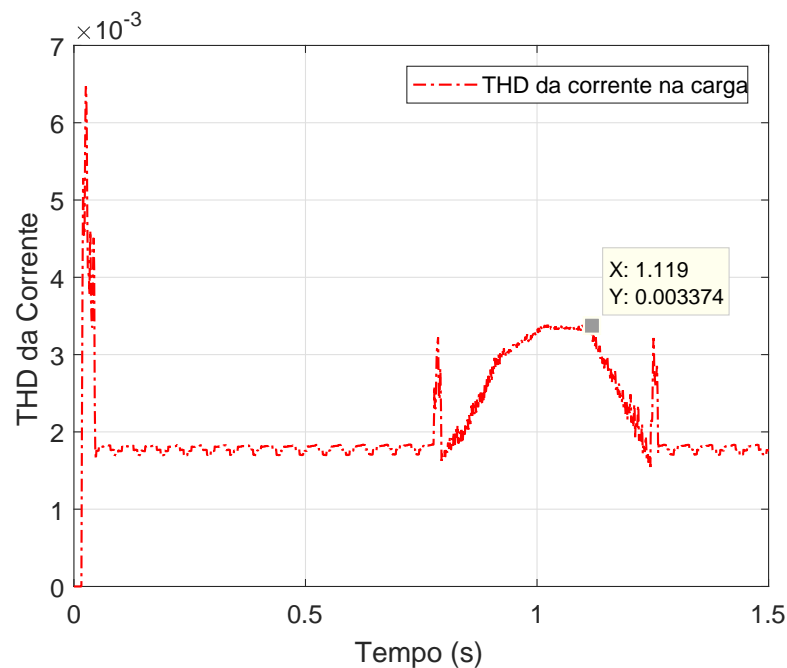
A corrente injetada na rede de distribuição pelo sistema fotovoltaico possui componentes harmônicas que não foram completamente filtradas pelo filtro LC. No entanto, observa-se na Figura 41 que o valor percentual de THD de corrente máximo foi, aproximadamente, de apenas 4,2%, inferior ao valor definido nas normas de distribuição de energia. Assim, apesar de existir distorção harmônica na corrente da rede de distribuição, esse valor está dentro do limite permitido.

Figura 39 – Valores da THD da tensão na carga CA para o Caso 2



Fonte: o autor

Figura 40 – Valores da THD da corrente na carga CA para o Caso 2

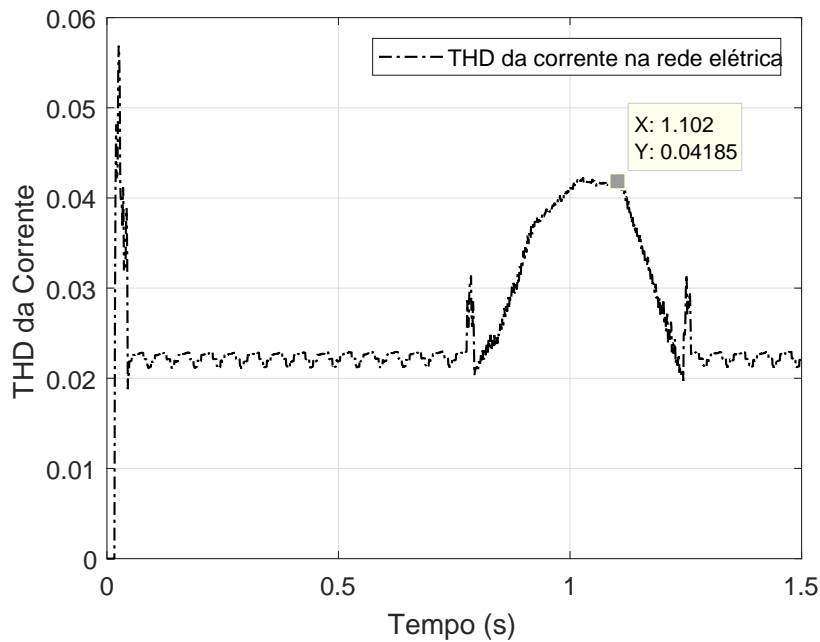


Fonte: o autor

Os valores de potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico e de potência ativa injetada na carga CA são apresentados, respectivamente, na Figura 42.

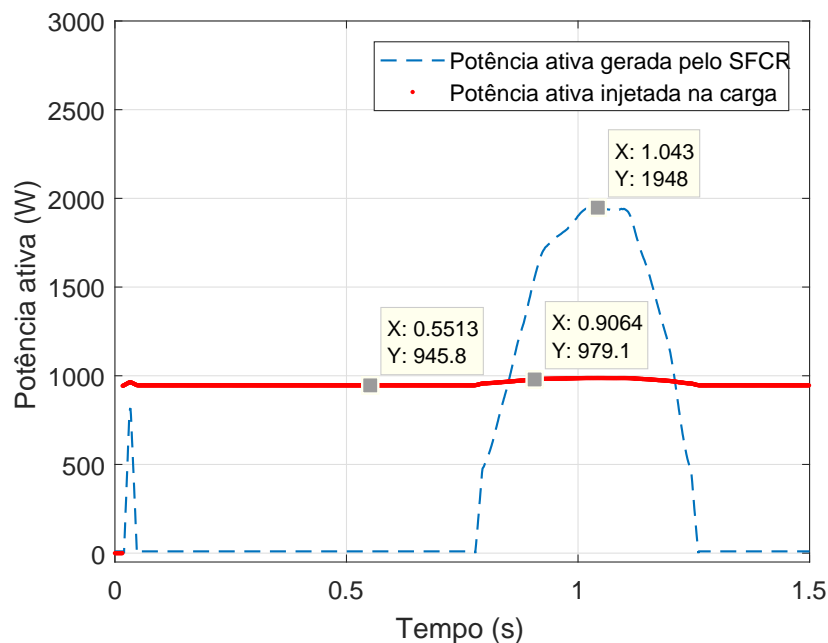
Pode-se observar que o valor máximo de potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico (1,9 kW) ficou próximo do valor de potência máxima no ponto de máxima potência (2,0 kW). Essa redução se dá, novamente, devido ao fato de os valores de irra-

Figura 41 – Valores da THD da corrente na rede para o Caso 2



Fonte: o autor

Figura 42 – Valores das potências ativas fornecida pelo sistema fotovoltaico e injetada na carga CA para o Caso 2



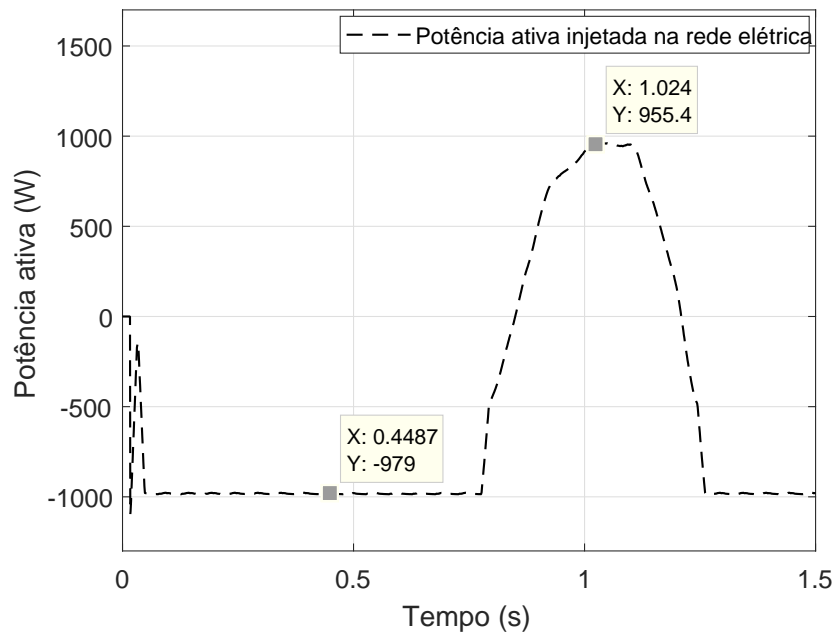
Fonte: o autor

diância serem inferiores a  $1.000 \text{ W/m}^2$  e pela modelagem dos módulos fotovoltaicos (com resistência série e paralelo). Contudo, nota-se que o algoritmo de MPPT atuou a todo momento visando fornecer a máxima potência pelo sistema fotovoltaico. Já a potência ativa recebida pela carga também é influenciada pela injeção de potência do sistema fo-

tovoltaico, obtendo valores próximos do valor teórico de potência ativa definido para a carga CA (1 kW).

A Figura 43 mostra o valor da potência ativa injetada na rede elétrica.

Figura 43 – Valores da potência ativa injetada na rede para o Caso 2



Fonte: o autor

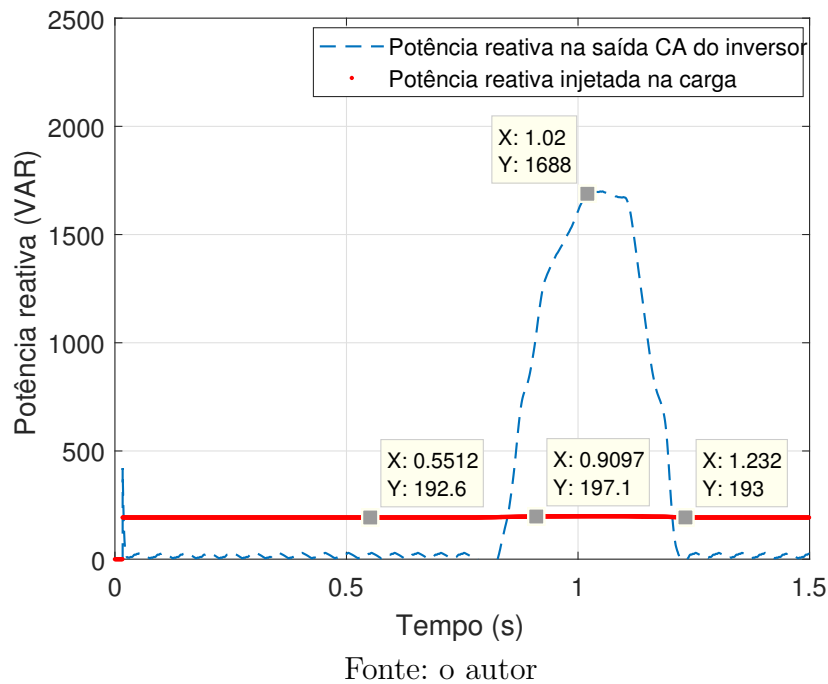
Observa-se que o valor de potência ativa inicialmente é negativo visto que a rede de distribuição está fornecendo potência ativa para a carga CA nos períodos do dia em que não há luz solar. Posteriormente, com o decorrer do dia, o sistema fotovoltaico gera potência ativa e a rede diminui seu fornecimento de potência para a carga. No momento em que a potência ativa na Figura 43 fica positiva, ocorre a inversão do fluxo de potência ativa, na qual o sistema fotovoltaico injeta potência ativa na rede de distribuição. A injeção de potência ativa pelo sistema fotovoltaico na rede obtém um valor máximo de, aproximadamente, 0,9 kW nos momentos de maior irradiância solar. Por fim, a potência ativa do sistema fotovoltaico decresce e a rede de distribuição volta a fornecer potência ativa para a carga CA.

Os valores de potência reativa na saída CA do inversor e injetada na carga CA são mostrados na Figura 44.

Pode-se notar que a potência reativa aumenta de acordo com o nível de irradiância que incide o sistema fotovoltaico, atingindo um valor máximo de 1,68 kVAR. Já o valor de potência reativa injetada na carga CA é próxima do valor teórico definido (200 VAR).

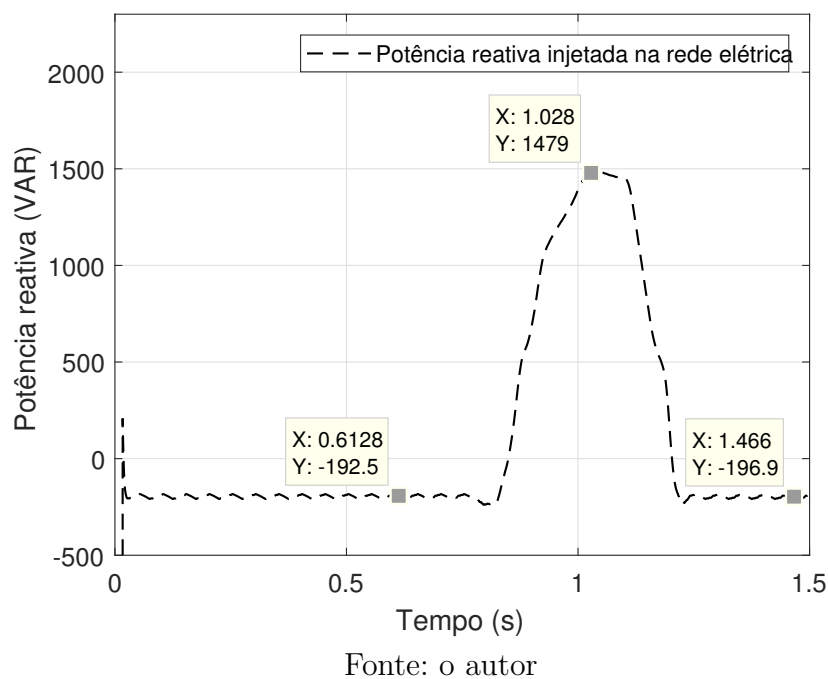
A potência reativa injetada na rede elétrica é apresentada na Figura 45. Observa-se que há injeção de potência reativa na rede em momentos em que há a incidência de irradiância do sistema fotovoltaico, chegando a um valor máximo de, aproximadamente,

Figura 44 – Valores das potências reativas na saída CA do inversor e injetada na carga CA para o Caso 2



1,48 kVAR. Nota-se, também, que o valor de potência reativa injetada na rede é a diferença entre o valor de potência reativa na saída CA do inversor e injetada na carga CA (conforme visto na Figura 44).

Figura 45 – Valores da potência reativa recebida pela rede para o Caso 2



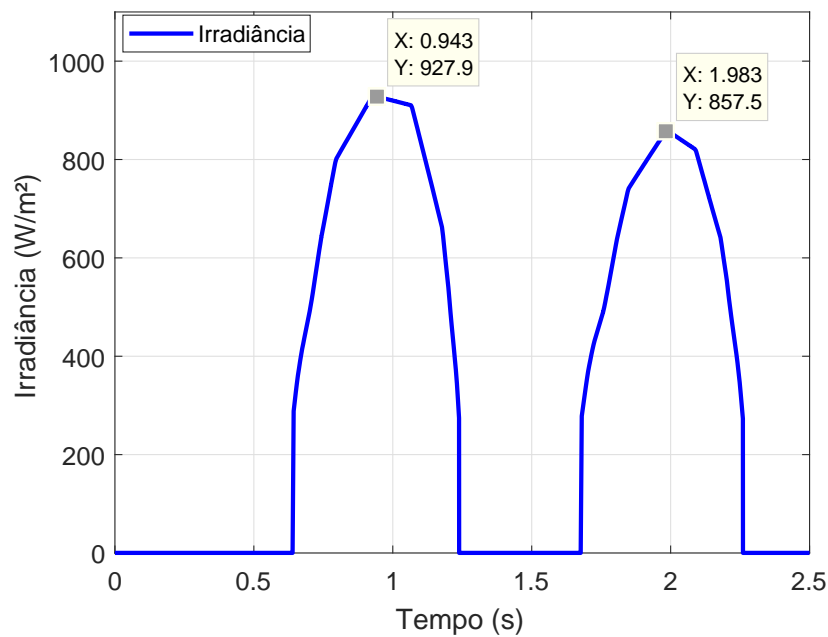
A seguir é apresentado o Caso 3. O Caso 3 possui os mesmos componentes do

Caso 2, contudo, a simulação é realizada para o período de dois dias com variações de irradiância e temperatura.

### 3.7.3 Caso 3 - Conversor *boost*, irradiância e temperatura variáveis, carga CA e rede elétrica para um período de dois dias

Este caso simula o sistema elétrico com os seguintes componentes: sistema fotovoltaico conectado a um conversor *boost*, a um inversor, filtro LC e carga CA conectada à rede elétrica, com variação de irradiância e temperatura durante o período de dois dias diferentes do dia utilizado no Caso 2. Este caso pode representar dois dias comuns de um consumidor residencial que realizou a instalação de um sistema fotovoltaico em sua residência em paralelo com a rede elétrica. Então, o objetivo do Caso 3 é analisar, para dois dias seguidos, o comportamento do sistema elétrico para dias com condições climáticas distintas. As Figuras 46 e 47 mostram os valores de irradiância e de temperatura utilizados neste caso. Os valores de irradiância e de temperatura foram obtidos de dados reais mensurados na cidade de Goiânia, Goiás.

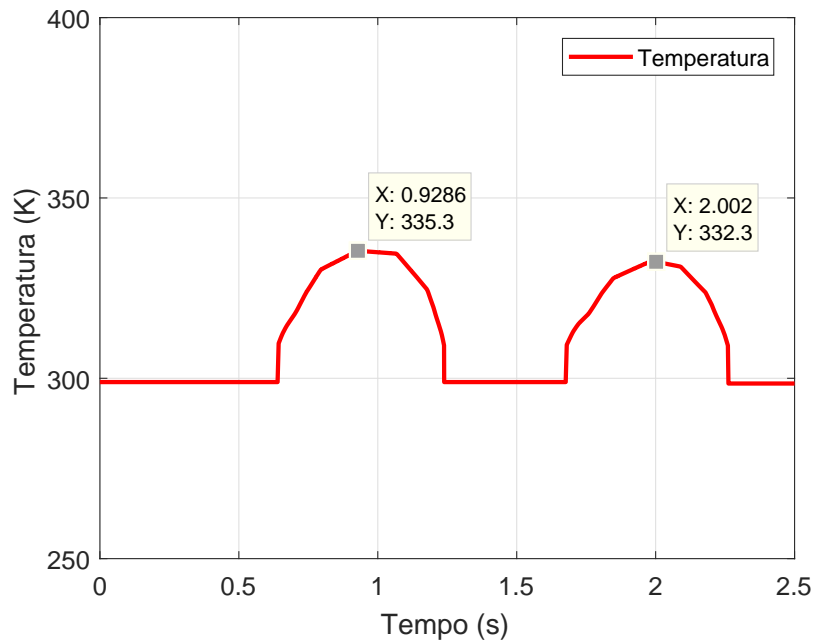
Figura 46 – Valores de irradiância inseridos na simulação para irradiância variável



Fonte: o autor

Novamente pode-se notar que a simulação do SFCR, para este caso, possui um breve período de transitório e, posteriormente, o sistema atinge o regime permanente. Considera-se o período de transitório igual a 0,5 s e, assim, os dados obtidos neste período não são considerados para o cálculo dos parâmetros da rede (ex.: potência ativa e TDH). Dessa forma, deve-se considerar os cálculos dos parâmetros da rede após o estabelecimento do regime permanente do sistema, isto é, os valores obtidos entre o intervalo 0,5 s e 2,5 s.

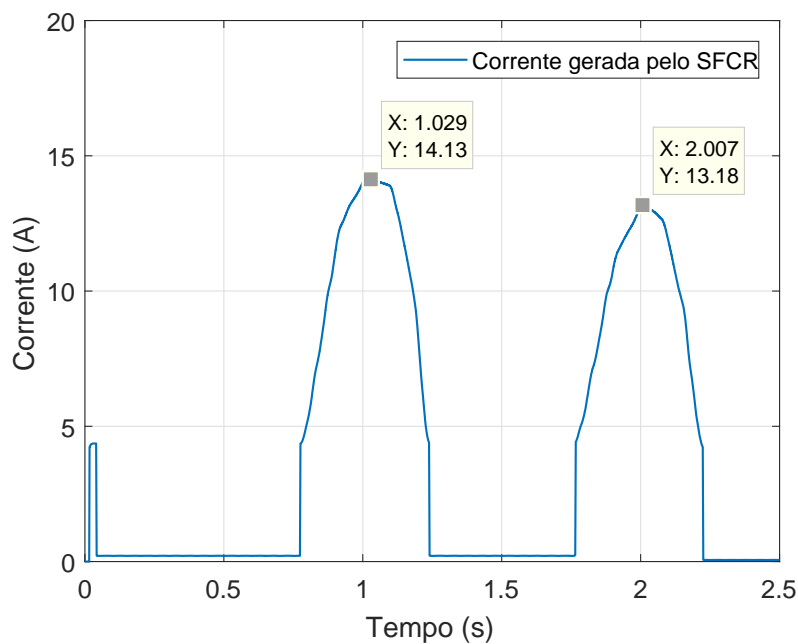
Figura 47 – Valores de irradiância inseridos na simulação para temperatura variável



Fonte: o autor

A Figura 48 apresenta o valor da corrente gerada pelo sistema fotovoltaico. Pode-se notar que o valor da corrente fotovoltaica gerada segue o comportamento do valor de irradiância, visto que o valor da corrente gerada pelo sistema fotovoltaico é diretamente proporcional ao valor de irradiância.

Figura 48 – Valor da corrente gerada pelo sistema fotovoltaico para o Caso 3

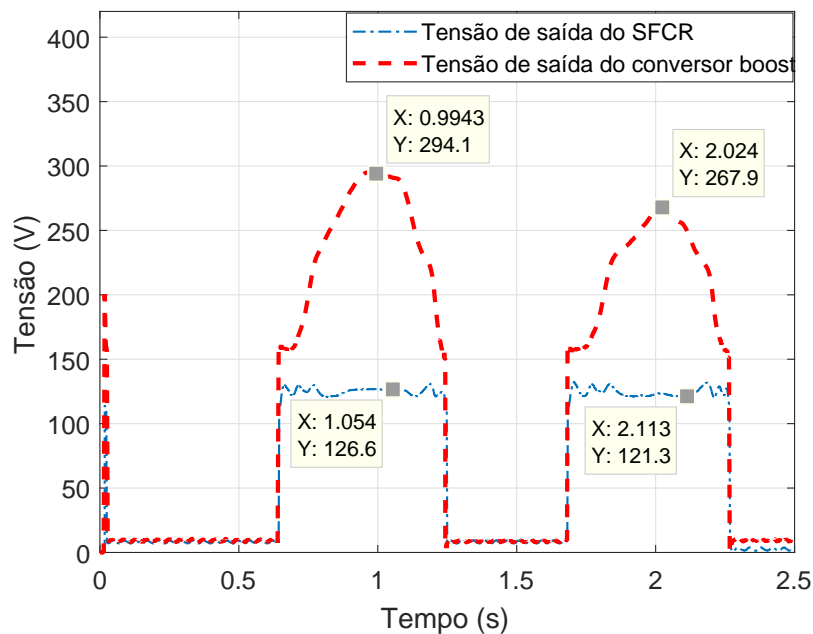


Fonte: o autor

Os valores das tensões de saída do sistema fotovoltaico e do conversor CC-CC *boost*

são mostradas na Figura 49.

Figura 49 – Valores das tensões na saída do sistema fotovoltaico e do conversor CC para o Caso 3



Fonte: o autor

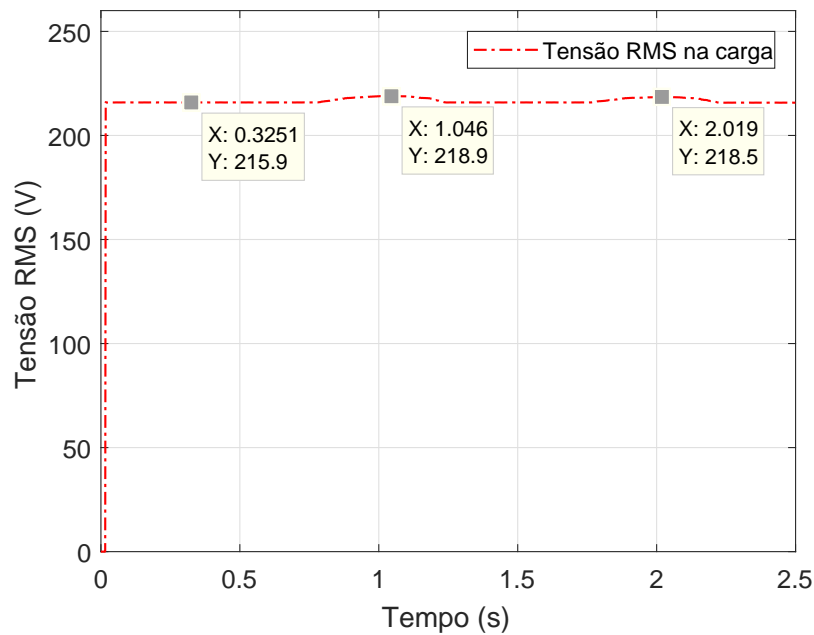
Observa-se que o algoritmo de MPPT atua para que o valor da tensão de saída do sistema fotovoltaico sempre esteja próximo do valor de tensão de máxima potência para a variação de irradiância. Além do mais, comportamento do valor da tensão de saída do conversor *boost* eleva o valor de tensão para ficar mais próximo do valor de tensão fase-neutro da parte CA da rede de distribuição.

O valor de tensão RMS na carga é mostrado na Figura 50. Neste caso, nota-se que o valor de tensão RMS varia conforme os momentos em que há geração de energia do sistema fotovoltaico. Todavia, essa variação está dentro dos limites das normas de distribuição de energia, mantendo o nível de tensão na carga CA dentro dos valores aceitáveis.

As Figuras 51 e 52 apresentam, respectivamente, os valores das distorções harmônicas de tensão e de corrente na carga CA. O valor da THD de tensão e de corrente na carga CA estão dentro dos limites.

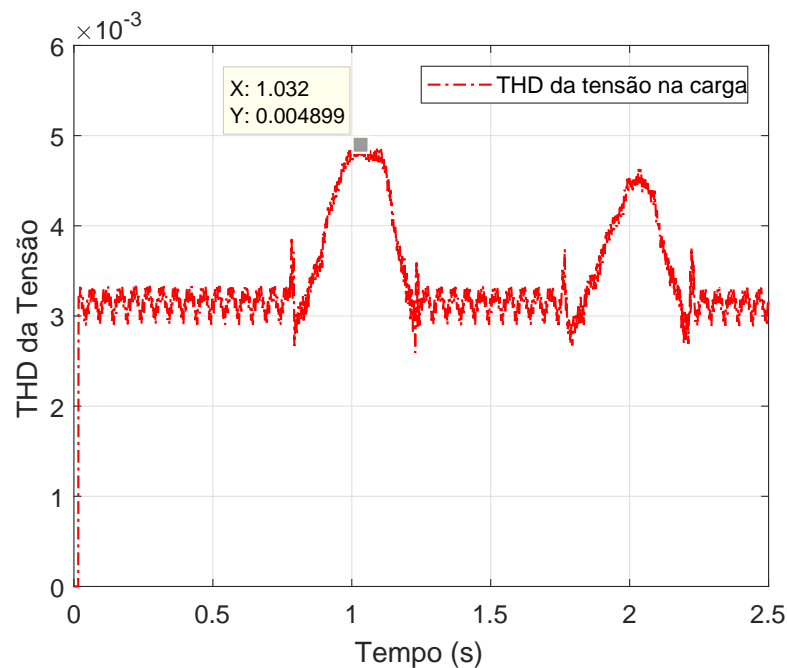
Pode-se notar que o comportamento da distorção harmônica para ambos os casos medidos na carga CA possuem um comportamento semelhante ao comportamento da corrente gerada pelo sistema fotovoltaico. Esta característica é justificada pela variação que ocorre na geração de corrente elétrica pelo sistema fotovoltaico, visto que a geração de corrente varia de acordo com a irradiância que incide nos módulos fotovoltaicos. Assim, o comportamento da distorção harmônica é maior, porém insignificante, quando há maior geração de corrente pelo sistema fotovoltaico.

Figura 50 – Valores da tensão RMS na carga CA para o Caso 3



Fonte: o autor

Figura 51 – Valores da THD da tensão na carga CA para o Caso 3

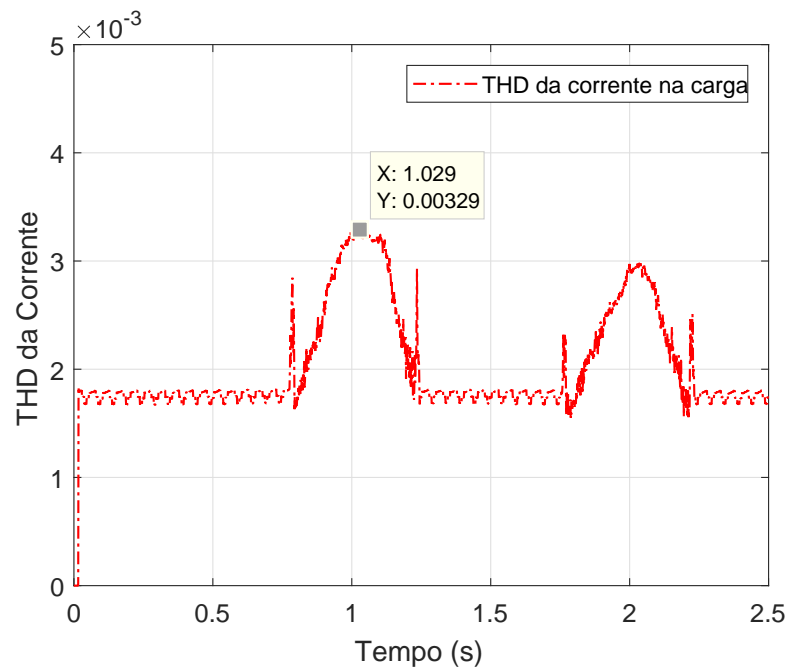


Fonte: o autor

A Figura 53 mostra os valores de THD da corrente que é injetada na rede elétrica.

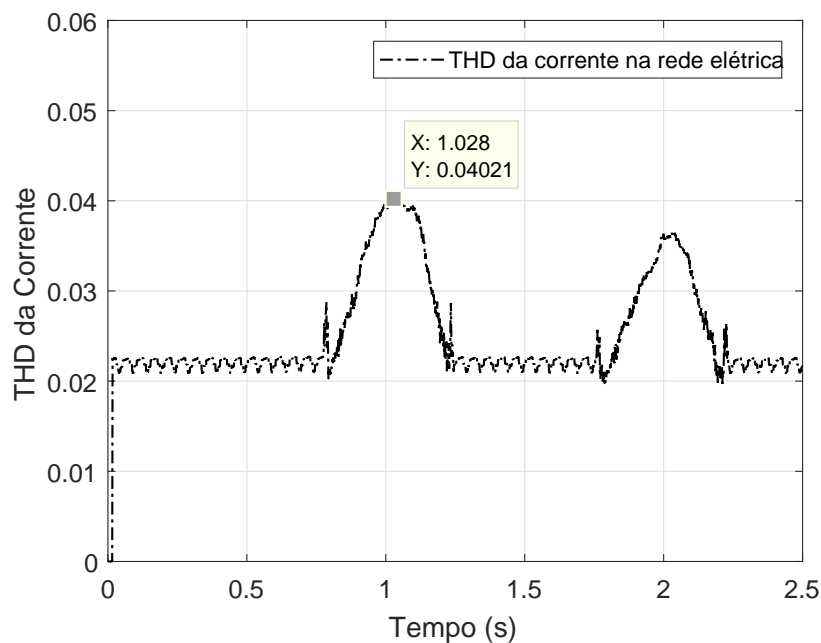
Analisando a figura acima, pode-se observar que o valor percentual de THD máximo ficou próximo de 4,0%. Há também uma relação entre a quantidade de corrente injetada na rede elétrica em relação à quantidade de distorção harmônica gerada, isto é, quanto maior a injeção de corrente na rede, maior será o valor de THD na corrente na rede

Figura 52 – Valores da THD da corrente na carga CA para o Caso 3



Fonte: o autor

Figura 53 – Valores da THD da corrente na rede para o Caso 3

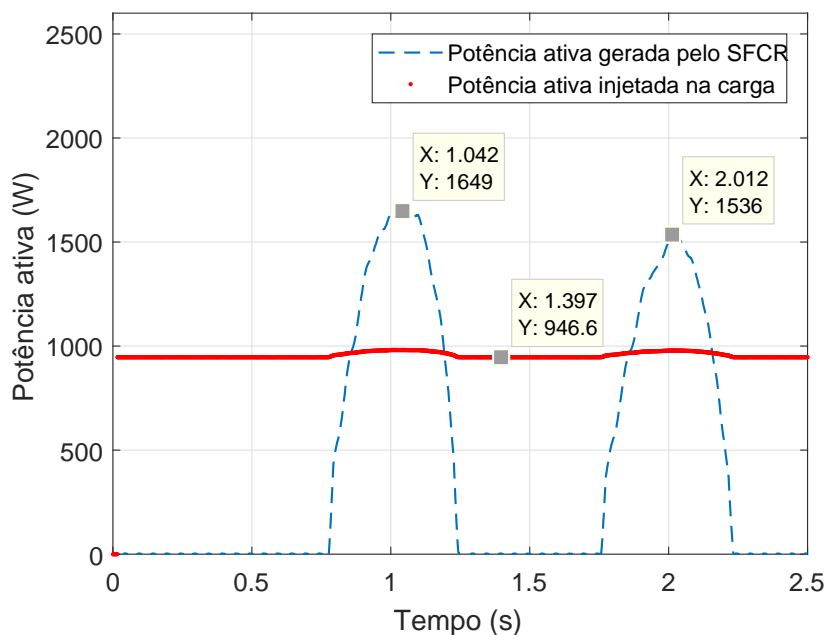


Fonte: o autor

de distribuição. Portanto, o filtro LC deve ser dimensionado de acordo com a capacidade de injeção de corrente do sistema fotovoltaico na rede de distribuição, para que a distorção harmônica não ultrapasse os níveis definidos pelas normas regulatórias.

Os valores de potência ativa gerados pelo sistema fotovoltaico e recebida pela carga CA são apresentadas na Figura 54.

Figura 54 – Valores das potências ativas fornecida pelo sistema fotovoltaico e injetada na carga CA para o Caso 3



Fonte: o autor

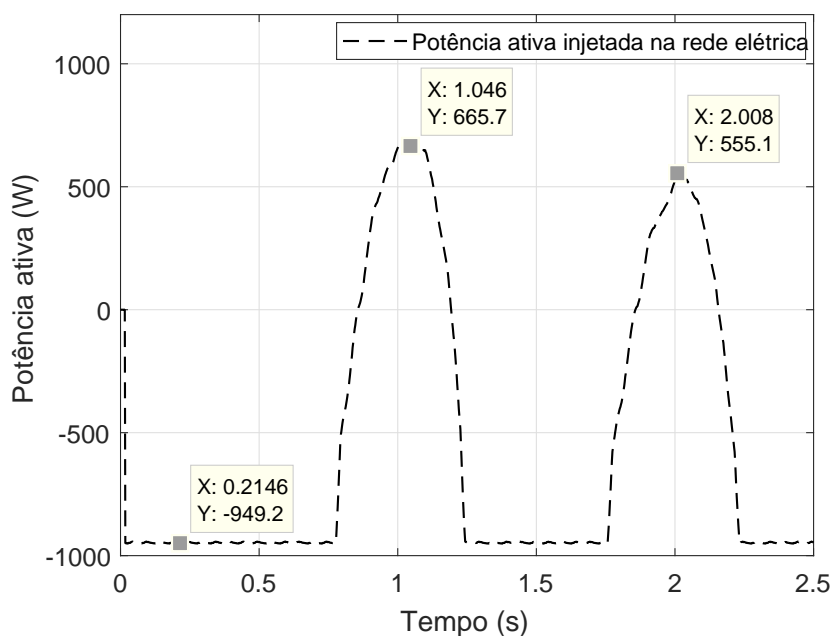
Nota-se a alta variação da geração de potência ativa em períodos de grande variação de irradiância. Nos momentos em que há maior irradiância, a potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico atende à demanda da carga CA e o excedente pode ser fornecido para a rede de distribuição da concessionária. Observa-se, também, que a potência ativa máxima fornecida não corresponde ao valor máximo teórico do sistema fotovoltaico (2 kW) devido ao valor de irradiância ser inferior ao valor das condições STC ( $1.000 \text{ W/m}^2$ ) e pela modelagem do sistema fotovoltaico, com suas resistências série e paralelo. Contudo, o algoritmo de MPPT atua para que o sistema fotovoltaico sempre opere em seu ponto de máxima potência mesmo com a variação de irradiância e temperatura.

A Figura 55 mostra a potência ativa injetada na rede elétrica. Pode-se observar que nos momentos do dia em que não há irradiância solar, a rede elétrica fornece potência ativa para a carga CA. Quando a potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico é superior à potência ativa demandada pela carga, essa energia excedente é injetada na rede de distribuição, de acordo com a Figura 54 já apresentada. De forma semelhante, nos momentos em que há maior injeção de potência ativa do sistema fotovoltaico na rede elétrica, é o momento em que há maior distorção harmônica na corrente da rede.

Os valores de potência reativa na saída CA do inversor e injetada na carga CA são apresentados na Figura 56.

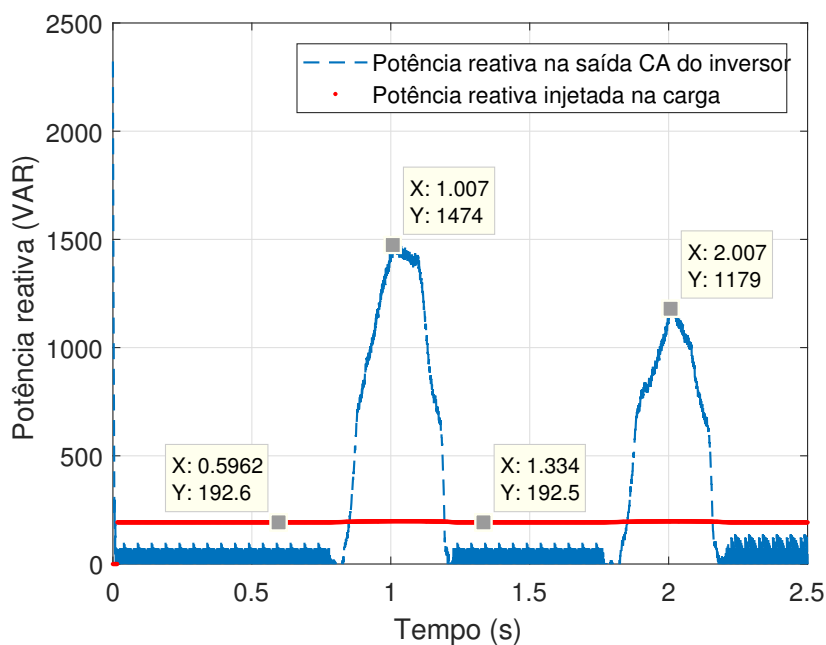
Nota-se que a quantidade de potência reativa fornecida pelo sistema fotovoltaico elevou nos momentos de incidência de irradiância e de geração de energia, obtendo um

Figura 55 – Valores da potência ativa injetada na rede para o Caso 3



Fonte: o autor

Figura 56 – Valores das potências reativas na saída CA do inversor e injetada na carga CA para o Caso 3

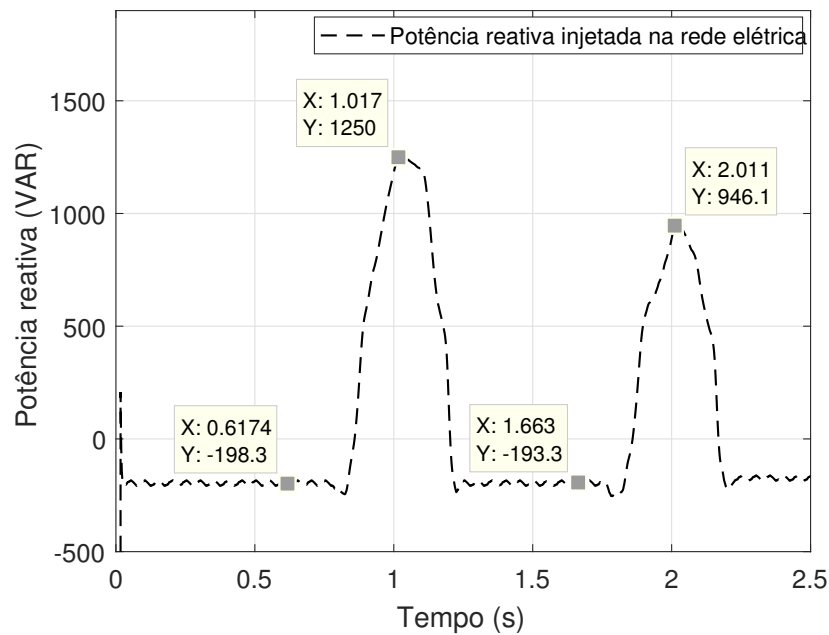


Fonte: o autor

valor de 1,47 kVAR. Já a potência reativa injetada na rede possui valor próximo do valor atribuído para a carga CA (200 VAR).

A Figura 57 mostra o valor de potência reativa injetada na rede de elétrica durante o período em análise.

Figura 57 – Valor de potência reativa injetada na rede para o Caso 3



Fonte: o autor

Pode-se observar que o comportamento da potência reativa injetada na rede é semelhante ao comportamento da potência reativa na saída CA do inversor, com valores subtraídos dos valores de potência reativa injetados na carga CA.

### 3.8 Conclusões

Este capítulo aborda o tema de simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Para isto, foi preciso discorrer sobre algoritmos de MPPT, variações nas condições ambientais, conversor CC-CC e inversor, para, posteriormente, descrever a configuração da rede. As simulações dos sistemas elétricos visam representar situações reais cujas condições ambientais variam e que os sistemas fotovoltaicos estejam conectados à rede elétrica.

Os resultados obtidos demonstram a importância do projeto de um sistema fotovoltaico conectado à rede, visto que a qualidade de energia (THD e nível de tensão) da rede pode ser degradada em função da corrente injetada pelo sistema fotovoltaico. Utilizar um algoritmo de MPPT é imprescindível em um sistema fotovoltaico, visto que ele é o responsável por atuar de forma que o sistema fotovoltaico sempre opere no ponto de máxima potência. O conversor CC-CC também se faz necessário, porque possibilita a atuação do algoritmo de MPPT e ajusta a tensão para a faixa de valores em que o inversor opera. O projeto de filtro LC deve ser realizado em conjunto com o dimensionamento do sistema fotovoltaico, visando filtrar de forma adequada as componentes harmônicas que podem degradar a qualidade da energia na rede de distribuição.

Os resultados apresentados auxiliam o projeto de sistema fotovoltaicos conectados à rede, visto que a simulação do sistema elétrico permite a análise dos componentes elétricos definidos para o sistema. Assim, é possível decidir se o projeto do sistema fotovoltaico está adequado às normas definidas pela agência de regulação de energia. Além disso, possibilita-se a análise da quantidade de potência real gerada pelo sistema fotovoltaico.

Apresenta-se no Apêndice C os resultados obtidos da simulação de um sistema elétrico real, utilizando o modelo proposto neste capítulo, implantado na Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação na Universidade Federal de Goiás, caso que é considerado no Capítulo 4. Este sistema elétrico real possui um sistema fotovoltaico e uma carga CA, ambos conectados na rede de distribuição de energia. Utiliza-se, também, dados das condições ambientais e de valores da carga CA reais. Os resultados são analisados de acordo com a potência gerada pelo sistema fotovoltaico e em relação à qualidade de energia fornecida para a carga e para a rede de distribuição.

## 4 Controle Preditivo Generalizado de Sistemas Híbridos Conectados à Rede

Este capítulo apresenta uma proposta de controle do fluxo de energia para sistemas híbridos conectados à rede de distribuição de energia. Primeiramente, é realizada uma introdução sobre o tema com a definição de conceitos acerca de espaço de estados, que é utilizado na modelagem do sistema. Em seguida, o sistema elétrico é modelado, sendo que pode-se utilizar a estimação de parâmetros do SDM proposta no Capítulo 2 e o modelo de simulação proposto no Capítulo 3 caso não seja possível amostrar os valores de potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico. Posteriormente, apresenta-se o controle proposto. O controle é desenvolvido baseado na modelagem Autorregressiva de Médias Móveis com Entradas eXógenas (*AutoRegressive Moving Average with eXogenous inputs* - ARMAX) e no Controle Preditivo Generalizado (*Generalized Predictive Control* - GPC). Os resultados são obtidos e discutidos através da simulação de dois estudos de casos com a aplicação do controle proposto. Por fim, este capítulo é concluído abordando os resultados obtidos.

### 4.1 Introdução

O crescimento da produção de energia elétrica é uma demanda da sociedade moderna. De forma semelhante, a preocupação com os impactos ambientais causados pelas fontes de energia convencionais, que utilizam combustíveis fósseis, incentiva a busca por novas fontes de energia. As fontes renováveis são consideradas fontes de energia menos poluentes do que as baseadas em combustíveis fósseis, sustentáveis e com recursos renováveis. Assim, as tecnologias de fontes renováveis estão em constante desenvolvimento e são vistas como umas das mais importantes soluções para o futuro (ABU-RUB; MALI-NOWSKI; AL-HADDAD, 2014), (BLAABJERG; IONEL, 2015), (EHRlich; GELLER, 2018).

As fontes renováveis de energia vêm sendo introduzidas na matriz energética de vários países, como USA, China, Alemanha, Brasil, dentre outros, e, dessa forma, se tornam componentes importantes na geração de potência para o sistema elétrico (SULTANA et al., 2017). Essas fontes geralmente são inseridas diretamente nos consumidores finais e podem ser consideradas pequenos geradores que fornecem energia para a própria rede de distribuição, caracterizando um tipo de geração distribuída (*Distributed Generation* - DG) (FRERIS; INFELD, 2008), (MASTERS, 2013). Dentre as tecnologias de energia renováveis, as fontes fotovoltaicas são consideradas uma das mais promissoras porque elas utilizam a radiação solar para gerar energia e podem ser instaladas nos telhados dos

consumidores, sejam eles residenciais, comerciais ou industriais (BLAABJERG; IONEL, 2015). A redução nos custos de fabricação dos módulos fotovoltaicos é um dos motivos para a difusão de sistemas fotovoltaicos instalados em telhados de construções (*roof-top*) (YANG; BLAABJERG, 2015).

Nos últimos anos, a geração de energia fotovoltaica tem se expandido, aumentando sua capacidade de produção de energia em escala global (FRERIS; INFELD, 2008), (YANG; BLAABJERG, 2015). Com a inserção dessas fontes na matriz energética como fontes de DG, modifica-se a topologia da rede de distribuição centralizada (tradicional) para uma forma de geração de energia descentralizada.

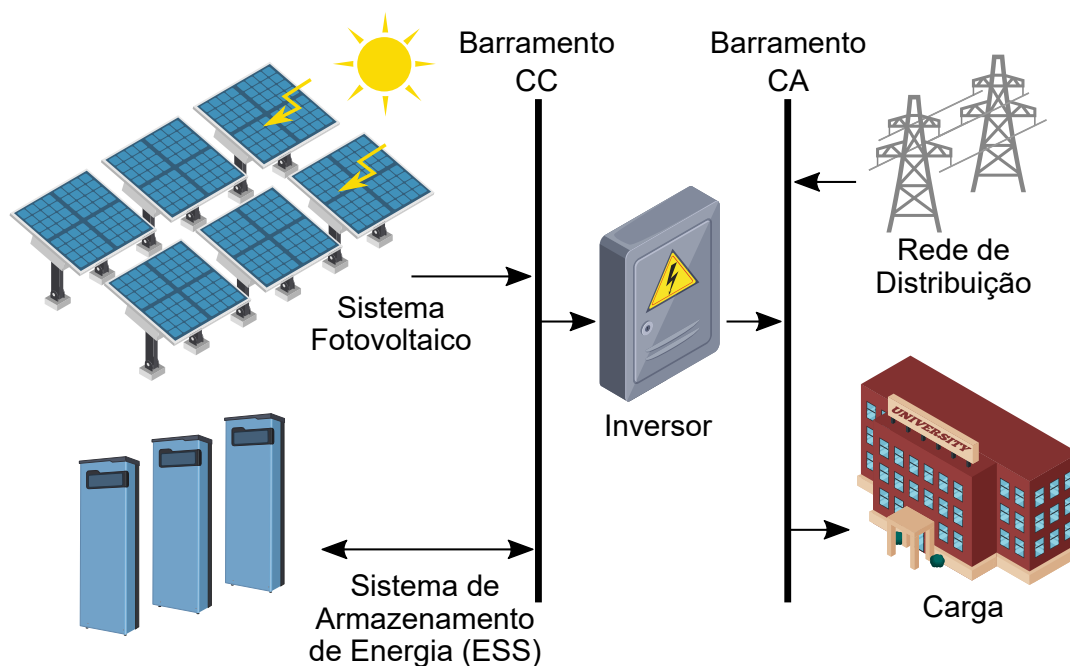
Conforme já observado nessa Tese, a quantidade de energia produzida por um sistema fotovoltaico está relacionada diretamente com os níveis de irradiância que incidem em um módulo fotovoltaico (PETRONE; RAMOS-PAJA; SPAGNUOLO, 2017), (CÁRDENAS et al., 2017), (MASTERS, 2013). A geração de energia do sistema fotovoltaico é intermitente, pois ela está contida no intervalo em que há irradiância. Dessa forma, se torna interessante utilizar Sistemas de Armazenamento de Energia (*Energy Storage System* - ESS), como por exemplo banco de baterias, em conjunto com sistemas fotovoltaicos, para que seja possível acumular energia quando houver excedente para utilizá-la posteriormente de forma eficiente (ABU-RUB; MALINOWSKI; AL-HADDAD, 2014).

A integração entre diferentes fontes de energia (por exemplo, sistema fotovoltaico, eólica e ESS) constituem um sistema híbrido (*Hybrid System* - HS) (BLAABJERG; IONEL, 2015). A inserção de um ESS em um HS pode contribuir na estabilidade da rede de distribuição advindas das variações abruptas de injeção de potência das fontes renováveis na rede causadas pela característica intermitente das condições ambientais. Os ESS também podem prover serviços auxiliares para a rede como estabilidade da tensão da rede, regulação de frequência e suporte de energia reativa (MASTERS, 2013), (ABU-RUB; MALINOWSKI; AL-HADDAD, 2014), (ABDELTAWAB; MOHAMED, 2015). A Figura 58 apresenta a configuração de um exemplo de sistema híbrido.

No sistema apresentado pela Figura 58, a carga CA demanda uma certa quantidade de potência que deverá ser atendida pelo sistema elétrico. O sistema fotovoltaico fornece potência para a carga enquanto há irradiância. O ESS atua para contribuir com o fornecimento de potência enquanto há energia suficiente para isto. Neste sistema, considera-se que apenas o sistema fotovoltaico pode recarregar o ESS. Como a potência fornecida pelo sistema fotovoltaico e pelo ESS é em corrente contínua, é necessário inserir um inversor para atender à demanda de potência da carga. Caso a potência fornecida pelo sistema fotovoltaico e ESS não seja suficiente para atender à potência demandada pela carga, a rede de distribuição fornece, então, potência para a carga.

Um novo modelo de gerenciamento de energia de sistemas híbridos é proposto neste capítulo com base na modelagem autorregressiva de médias móveis com entradas

Figura 58 – Exemplo de um sistema híbrido de geração de energia distribuída



Fonte: o autor

exógenas (*AutoRegressive Moving Average with eXogenous inputs* - ARMAX) associada com o Controle Preditivo Generalizado (*Generalized Predictive Control* - GPC). O modelo de gerenciamento de energia proposto, chamado ARMAX-GPC, é empregado pelo controle de potência ativa (chamada neste capítulo simplesmente de potência) gerada pelas fontes de energia do sistema elétrico. Os parâmetros de entrada do modelo ARMAX-GPC são os valores de potência das fontes de energia do sistema elétrico. A modelagem dos valores de potência é realizada pelo modelo ARMAX. Mais especificamente, o modelo ARMAX recebe como entrada as potências geradas pelas fontes de energia e define-se os parâmetros de saída deste modelo (custo, potência demandada, dentre outros itens), assim, o modelo ARMAX realiza o mapeamento entre a entrada e a saída obtendo os coeficientes do modelo para, posteriormente, gerar valores dos parâmetros de saída a partir de novos valores de potência de entrada. O gerenciamento de energia é realizado pelo GPC, que utiliza os valores dos dados fornecidos pelo modelo ARMAX. Em seguida, o GPC atua nos valores de potência de entrada de forma que seu sinal de saída (potência fornecida para a carga) siga o comportamento de um sinal de referência definido e atenda à demanda da carga. As principais contribuições desta proposta são as seguintes: 1<sup>a</sup>) a inserção das potências de entrada e dos parâmetros de saída em um novo modelo ARMAX-GPC permite que o mapeamento de entrada e saída seja alcançado sem a definição de equações de estado para todas as fontes de energia do sistema elétrico; e 2<sup>a</sup>) a generalização do modelo ARMAX-GPC para uma abordagem Múltiplas Entradas e Múltiplas Saídas (*Multiple-Input and Multiple-Output* - MIMO) para aplicação em sistemas de energia, permitindo definir vários parâmetros de saída desejados para o controlador como, por exemplo, minimizar o custo

de energia demandada pelo consumidor ou manter um certo nível de carga do ESS (*State-Of-Charge* - SOC).

A próxima seção apresenta uma breve análise acerca dos trabalhos já realizados relacionados ao tema de controle de energia em sistemas híbridos conectados à rede de distribuição de energia.

## 4.2 Trabalhos Relacionados

Devido ao crescimento inevitável da inserção de fontes renováveis na matriz energética de vários países, o controle de sistemas de armazenamento de energia vem sendo tópico de vários estudos recentes. Algumas propostas de controles visam otimizar o padrão de carregamento do ESS (WANG; LIU, 2015), coordenar ESS distribuídos em *microgrids* CC (LU et al., 2014), controlar a demanda e o custo de energia em prédios comerciais (MA; QIN; SALSBURY, 2014) e gerenciar um sistema híbrido por meio de uma estratégia de despacho combinado (AZIZ et al., 2019).

Diferentes controles preditivos também vêm sendo propostos para gerenciar o fluxo de energia de sistemas híbridos. Em (TRIFKOVIC et al., 2014), um sistema elétrico híbrido isolado (*stand-alone*) é desenvolvido com o uso do Modelo de Controle Preditivo (*Model Predictive Control* - MPC). Um controlador, baseado no MPC, é desenvolvido em (ABDELTAWAB; MOHAMED, 2015) para gerenciar um sistema híbrido com fonte eólica e banco de baterias.

Em (QI; LIU; CHRISTOFIDES, 2013), um Modelo de Controle Preditivo Distribuído (*Distributed Model Predictive Control* - DMPC) é proposto para realizar a otimização distribuída do gerenciamento e operação de fontes de energia eólica e fotovoltaica. Um método de otimização e de controle em um sistema elétrico (sistema fotovoltaico, ESS e rede de distribuição), utilizando uma abordagem baseada em MPC, é proposto em (WANG; KAMATH; WILLARD, 2014) com o objetivo de adaptar dinamicamente e automaticamente às mudanças providas pelo sistema fotovoltaico, respondendo simultaneamente às solicitações externas do operador do sistema elétrico e aos sinais do preço de custo da energia. Em (MBUNGU et al., 2017), é proposto um sistema de controle utilizando MPC que visa maximizar o uso da energia gerada de fontes renováveis para atender à demanda de uma carga industrial.

Os autores em (MA; QIN; SALSBURY, 2014), propõem um método de otimização da demanda e do custo de energia através de um controlador baseado no modelo Autor-regressivo com entradas eXógenas (*Autoregressive eXogenous* - ARX) associado ao MPC. Neste artigo, considera-se uma política de variação do preço da energia em relação ao horário de consumo, transformando esse problema de otimização em um problema de programação linear. Contudo, os autores utilizam apenas a rede de distribuição como fonte

de energia, desconsiderando o uso de fontes renováveis. De forma distinta, a proposta do controlador ARMAX-GPC, apresentada neste capítulo, considera como fonte de energia a rede de distribuição e fontes renováveis, realizando o controle das potências geradas por essas fontes visando minimizar o custo de energia consumida pela carga.

Dessa forma, apresenta-se neste capítulo uma proposta que utiliza o modelo ARMAX para mapear as potências ativas de entrada e saída do sistema elétrico antes de inseri-las no controlador GPC. Observa-se que, uma vez que a energia é gerada pelas fontes de energia no sistema elétrico, o modelo ARMAX pode ser usado para descrever o sistema elétrico e as equações para modelagem física dos componentes do sistema não são mais necessárias. Observa-se que, ao contrário dos métodos propostos em (MA; QIN; SALSBURY, 2014), (AZIZ et al., 2019) e (MBUNGU et al., 2017), implementa-se o modelo ARMAX para ser flexível o suficiente para permitir o mapeamento de múltiplas entradas e saídas múltiplas (MIMO), fazendo com que o sistema de gerenciamento proposto seja generalizado e adequado para controlar diferentes fontes de energia em sistemas híbridos. Assim, a abordagem proposta pode ser aplicada não apenas em sistemas isolados (*stand-alone systems*), mas também em sistemas híbridos conectados à rede (*grid-connected systems*).

A seguir, são apresentados conceitos básicos a respeito de controle moderno e de espaço de estados, ambos utilizados no desenvolvimento do controle ARMAX-GPC proposto.

### 4.3 Controle Moderno e Espaço de Estados

Um sistema de distribuição de energia pode conter muitas variáveis de entrada e de saída se inter-relacionando de forma complexa, se tornando assim um sistema complexo. Este sistema ainda pode conter várias fontes (por exemplo, fontes fotovoltaicas, eólicas, dentre outras) e sua produção de energia pode variar em função do tempo. Dessa forma, se faz necessário reduzir a complexidade do equacionamento durante a fase de análise do sistema. Assim, uma das abordagens apropriadas para analisar esses sistemas complexos é utilizando o conceito de espaço de estados (OGATA, 2010).

A teoria de controle convencional (ou clássica) fundamenta-se na função de transferência, isto é, uma função que relaciona a entrada e a saída. A principal desvantagem da abordagem convencional é a sua aplicabilidade restrita aos sistemas lineares e invariantes no tempo, apesar de possuir a vantagem de fornecer rapidamente informações sobre a estabilidade e a resposta transitória (NISE, 2012).

Já a teoria de controle moderno baseia-se em descrever um sistema de equações em função de  $n$  equações diferenciais de primeira ordem que podem ser representadas por uma equação diferencial vetorial ou matricial de primeira ordem (OGATA, 2010).

Assim, a representação matemática do sistema de equações é simplificada por meio da notação vetorial ou matricial. Uma das vantagens do controle moderno é que o aumento no número de entradas, número de saídas e número das variáveis de estado não aumenta, na mesma proporção, a complexidade das equações de estado (OGATA, 2010). A abordagem moderna, também, pode ser utilizada para a mesma classe de sistemas modelados pela teoria de controle clássico (NISE, 2012).

A teoria de controle moderno se baseia em controle variante no tempo, isto é, um sistema em que um ou mais parâmetros podem variar em função do tempo ( $t$ ). Estes sistemas são projetados e analisados no domínio matemático que incorpora a descrição e a resposta de um sistema em termos do tempo, utilizando, dessa forma, o conceito de estado (DORF; BISHOP, 2013).

O estado de um sistema é definido por um conjunto de variáveis de estado ( $x(t)$ ), de variáveis de entrada ( $u(t)$ ) (conhecidos seus valores para  $t = t_0$ , onde  $t_0$  é o instante inicial da análise do sistema) e pelas funções de entrada que fornecerão os estados futuros ( $x(t + 1)$ ) e as saídas futuras ( $y(t)$ ) do sistema para  $t > t_0$  (DORF; BISHOP, 2013), (OGATA, 2010). As variáveis de estado são compostas pelo menor conjunto de variáveis ( $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ ) que determinam a resposta futura de um sistema dado o estado presente, as equações que descrevem o sistema e os estímulos de entrada (DORF; BISHOP, 2013), (NISE, 2012), (OGATA, 2010). Considerando que  $n$  variáveis de estado descrevem completamente o comportamento do sistema, então essas  $n$  variáveis poderão ser consideradas os  $n$  componentes de um determinado vetor ( $\mathbf{x}$ ), chamado de vetor de estados.

A Figura 59 mostra um sistema com as variáveis de entradas ( $u_1, u_2, \dots, u_n$ ) e as variáveis de saída ( $y_1, y_2, \dots, y_m$ ). Neste caso, as variáveis de estado definem o sistema que, conhecidos os valores iniciais das entradas e das variáveis de estado, é possível determinar os valores futuros das variáveis de estado e das saídas do sistema (DORF; BISHOP, 2013).

Figura 59 – Diagramas de blocos de um sistema que se baseia em equações de espaço de estados



Fonte: Adaptado de (DORF; BISHOP, 2013)

O espaço de estados é composto pelo espaço  $n$ -dimensional, cujos eixos coordenados são formados pelas variáveis de estado ( $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ ). O estado de um sistema pode ser descrito por meio de um sistema de equações diferenciais de primeira ordem, isto é, definido em função das variáveis de estado ( $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ ) (DORF; BISHOP, 2013).

Estas equações diferenciais de primeira ordem podem ser determinadas como:

$$\begin{aligned} \dot{x}_1(t) &= a_{11}(t)x_1(t) + \dots + a_{1q}(t)x_q(t) + b_{11}(t)u_1(t) + \dots + b_{1n}(t)u_n(t), \\ \dot{x}_2(t) &= a_{21}(t)x_1(t) + \dots + a_{2q}(t)x_q(t) + b_{21}(t)u_1(t) + \dots + b_{2n}(t)u_n(t), \\ &\vdots \\ \dot{x}_q(t) &= a_{q1}(t)x_1(t) + \dots + a_{qq}(t)x_q(t) + b_{n1}(t)u_1(t) + \dots + b_{nn}(t)u_n(t), \end{aligned} \quad (4.1)$$

onde  $\dot{x} = dx/dt$ ,  $a_{qq}$  é o respectivo coeficiente da  $q$ -ésima variável de estado,  $x_q$  é a  $q$ -ésima variável de estado,  $b_{nn}$  é o coeficiente da  $n$ -ésima entrada,  $u_n$  é a  $n$ -ésima entrada,  $q$  é a quantidade de estados e  $n$  é a quantidade de entradas.

A Equação 4.1 pode ser rescrita utilizando a representação vetorial-matricial, conforme apresentado abaixo:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} x_1(t) \\ x_2(t) \\ \vdots \\ x_n(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11}(t) & \cdots & a_{1q}(t) \\ a_{21}(t) & \cdots & a_{2q}(t) \\ \vdots & & \vdots \\ a_{q1}(t) & \cdots & a_{qq}(t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1(t) \\ x_2(t) \\ \vdots \\ x_q(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} b_{11}(t) & \cdots & b_{1n}(t) \\ \vdots & \cdots & \vdots \\ b_{n1}(t) & \cdots & b_{nn}(t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_1(t) \\ \vdots \\ u_n(t) \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Assim, é possível representar a Equação 4.2 por meio da notação matricial de equação de estados:

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{A}(t)\mathbf{x}(t) + \mathbf{B}(t)\mathbf{u}(t) \quad (4.3)$$

onde  $\mathbf{A}(t)$  é denominada matriz de estado ou matriz do sistema,  $\mathbf{x}(t)$  é o vetor de estados,  $\mathbf{B}(t)$  é chamada de matriz de entrada ou matriz de controle e  $\mathbf{u}(t)$  é o vetor de entrada.

O vetor de estado  $\mathbf{x}(t)$  é composto pelas variáveis de estado  $(x_1(t), x_2(t), \dots, x_q(t))$  e o vetor de entrada  $\mathbf{u}(t)$  é representado pelas variáveis de entrada  $(u_1(t), u_2(t), \dots, u_n(t))$ , conforme definido pelas Equações 4.4 e 4.5, respectivamente.

$$\mathbf{x}(t) = \begin{bmatrix} x_1(t) \\ x_2(t) \\ \vdots \\ x_q(t) \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

$$\mathbf{u}(t) = \begin{bmatrix} u_1(t) \\ u_2(t) \\ \vdots \\ u_n(t) \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

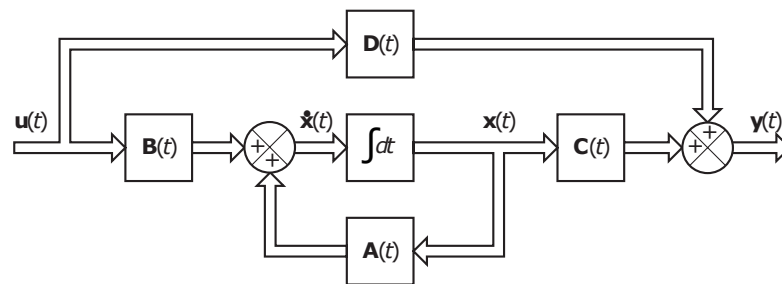
A saída do sistema pode ser definida pela Equação 4.6. Esta equação caracteriza as variáveis de saída de um sistema como combinações lineares das variáveis de estado e das variáveis de entradas (DORF; BISHOP, 2013).

$$\mathbf{y}(t) = \mathbf{C}(t)\mathbf{x}(t) + \mathbf{D}(t)\mathbf{u}(t) \quad (4.6)$$

onde  $\mathbf{C}(t)$  é chamada de matriz de saída e  $\mathbf{D}(t)$  é referida como matriz de transmissão direta.

A Figura 60 apresenta um diagrama de blocos de um sistema baseado em equação de estado.

Figura 60 – Diagrama de blocos de um sistema de controle linear representado no espaço de estados



Fonte: Adaptado de (DORF; BISHOP, 2013)

Dessa forma, o GPC utiliza as equações de estado para realizar o controle de sistemas e pode ser utilizado para controlar sistemas híbridos de energia conectados à rede de distribuição. Na próxima seção, introduz-se conceitos sobre ARMAX e GPC e apresenta-se a modelagem do método de controle proposto.

## 4.4 Controlador ARMAX-GPC

O controle preditivo vem sendo utilizado por várias aplicações na área de eletrônica de potência, incluindo no controle de vários tipos de conversores. O controle preditivo possui algumas vantagens em relação ao controle linear que podem ser citadas: definição da função objetivo no projeto do controlador, não exige utilização de modulação, pode ser implementado diretamente de forma digital, a frequência de chaveamento pode ser variável e as restrições são incluídas facilmente e diretamente no controlador (SULTANA et al., 2017).

O GPC é uma das classes de controles preditivos que utilizam o espaço de estados para modelar diretamente os sinais de entrada e de saída de um sistema, de forma semelhante ao MPC. A principal diferença entre esses dois controles é que o GPC utiliza os sinais anteriores (atrasados) das entradas e saídas nas variáveis de estado de forma a

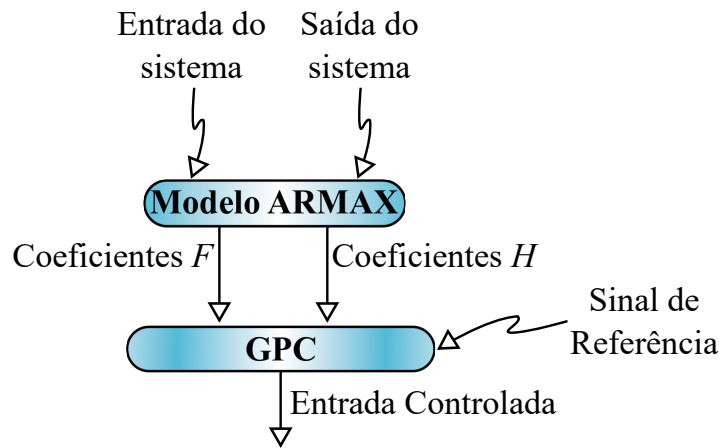
não necessitar de um observador, que é geralmente utilizado na modelagem com MPC para garantir que os erros se mantenham pequenos entre as variáveis de estado estimadas e as reais. Ambos os controladores possuem complexidade computacional de tempo de execução  $O(N^3(n+m)^3)$ , visto que eles podem ser implementados de forma a otimizar a mesma função objetivo  $J$  (Equação 4.7) utilizando a programação quadrática, onde  $N$  é a quantidade de amostras futuras que serão controladas (chamada de horizonte de controle  $N_c$  na Seção 4.4.2),  $n$  é a dimensão da matriz  $\mathbf{P}_{n \times n}$  e  $m$  é a dimensão da matriz  $\mathbf{Q}_{m \times m}$  (RICHTER; JONES; MORARI, 2012). Contudo, a retirada do observador do controlador faz com que a complexidade de implementação do sistema de controle seja reduzida (WANG, 2009). A função objetivo  $J$  é dada por:

$$J = \frac{1}{2} \mathbf{x}^T \mathbf{P} \mathbf{x} + \mathbf{x}^T \mathbf{Q} \quad (4.7)$$

onde  $\mathbf{P}$ ,  $\mathbf{Q}$  são matrizes compatíveis com o problema de programação quadrática, que serão definidas na Seção 4.4.3.2, e  $\mathbf{x}$  é o vetor de entradas  $\mathbf{u}$  (WANG, 2009).

O modelo ARMAX-GPC proposto é constituído por duas etapas: 1<sup>a</sup>) a modelagem de um sistema elétrico utilizando o modelo ARMAX; 2<sup>a</sup>) o gerenciamento do fluxo de potência do sistema elétrico utilizando GPC com restrições. A Figura 61 apresenta as etapas do modelo proposto.

Figura 61 – Fluxograma do método de controle ARMAX-GPC



Fonte: o autor

O controle efetuado pelo método ARMAX-GPC é realizado apenas com os valores atuais e de instantes anteriores no tempo das entradas e saídas do sistema. Esta abordagem reduz a complexidade de modelagem do sistema de controle, visto que não será mais necessário a determinação das equações de estado para todos os componentes do sistema que se deseja realizar o controle.

Conforme apresentado na Figura 61, os valores dos dados das entradas e das saídas (atuais e anteriores) do sistema são inseridos no modelo ARMAX. A saída desse modelo

fornece os coeficientes ( $F$  e  $H$ ) que mapeiam os dados de entrada nos dados de saída do sistema. Esses coeficientes são utilizados, posteriormente, na modelagem das equações de estado no GPC, calculando o ganho do controle preditivo e realizando o controle dos sinais de entrada. A saída do controlador ARMAX-GPC (entrada controlada) é constituída pelos valores dos sinais de entrada controlados, ou seja, os sinais de entrada do sistema otimizados.

A seguir, apresenta-se o modelo ARMAX e o controlador GPC proposto para o gerenciamento de fluxo de energia de sistemas elétricos.

#### 4.4.1 Modelo Autorregressivo de Médias Móveis com Entradas Exógenas

Existem diversos modelos que podem representar um sistema de maneiras diferentes, dependendo da perspectiva a ser considerada. Alguns dos modelos utilizados, para descrever sistemas lineares são os modelos autoregressivos, como o modelo autoregressivo com entradas exógenas (*ARX - Autoregressive with Exogenous Input*) e o modelo autoregressivo com média móvel e entradas exógenas (*ARMAX - Autoregressive Moving Average with Exogenous Input*), modelos de variáveis de estado e funções de transferência (PAOLELLA, 2019), (BROCKWELL PETER; DAVIS, 1991), (LIU et al., 2017), (YIN; LIU; GAO, 2018).

O modelo ARMA é a associação entre o modelo autorregressivo (*Autoregressive model - AR*) e o modelo de médias móveis (*Moving Average model - MA*). Quando inseridos os sinais de entradas exógenas no modelo ARMA, forma-se o modelo ARMAX. Esse modelo é flexível e pode produzir uma variedade de estruturas de autocorrelação (PAOLELLA, 2019).

O modelo ARMAX utiliza as saídas do sistema nos instantes anteriores, adiciona a soma dos valores das entradas anteriores e de entradas exógenas (PAOLELLA, 2019), (BROCKWELL PETER; DAVIS, 1991). Esse modelo pode ser representado pela seguinte equação:

$$F(Z)y(k) = H(Z)u(k - n) + J(Z)e(k) \quad (4.8)$$

onde  $F(z)$  são os coeficientes que multiplicam a saída do sistema,  $y(k)$  é a saída do sistema,  $H(z)$  são os coeficientes que multiplicam a entrada do sistema,  $u(k)$  é a entrada do sistema,  $n$  é o atraso do sistema,  $J(z)$  são os coeficientes que multiplicam o distúrbio no sistema,  $e(k)$  é o distúrbio do sistema,  $k$  é o instante de tempo com  $k \geq 1$ , e  $n$  é a quantidade de sinais anteriores definidos.

Os polinômios  $F(z)$ ,  $H(z)$  e  $J(z)$ , representam os coeficientes autorregressivos, os coeficientes das médias móveis e os coeficientes do distúrbio do sistema, respectivamente,

podendo ser definidos pelas seguintes equações (LIU et al., 2017), (YIN; LIU; GAO, 2018), (BROCKWELL PETER; DAVIS, 1991):

$$F(z) = 1 + a_1 z^{-1} + \dots + a_{N_a} z^{-1} \quad (4.9)$$

$$H(z) = 1 + b_1 z^{-1} + \dots + b_{N_b} z^{-1} \quad (4.10)$$

$$J(z) = 1 + c_1 z^{-1} + \dots + c_{N_d} z^{-1} \quad (4.11)$$

onde  $z^{-1}$  representa o operador de deslocamento, ou seja,  $z^{-1}u(k) \rightarrow u(k-1)$ .

Em termos matriciais, um sistema com múltiplas entradas e múltiplas saídas (sistema MIMO) pode ser representado pela equação (LIU et al., 2017), (YIN; LIU; GAO, 2018), (BROCKWELL PETER; DAVIS, 1991), (PAOLELLA, 2019):

$$\begin{aligned} \mathbf{Y}(k+1) + \mathbf{F}_1 \mathbf{Y}(k-1) + \dots + \mathbf{F}_n \mathbf{Y}(k-n+1) = \mathbf{H}_1 \mathbf{U}(k) + \\ + \dots + \mathbf{H}_n \mathbf{U}(k-n+1) + \mathbf{J}_1 \mathbf{E}(k) + \dots + \mathbf{J}_n \mathbf{E}(k-n+1) \end{aligned} \quad (4.12)$$

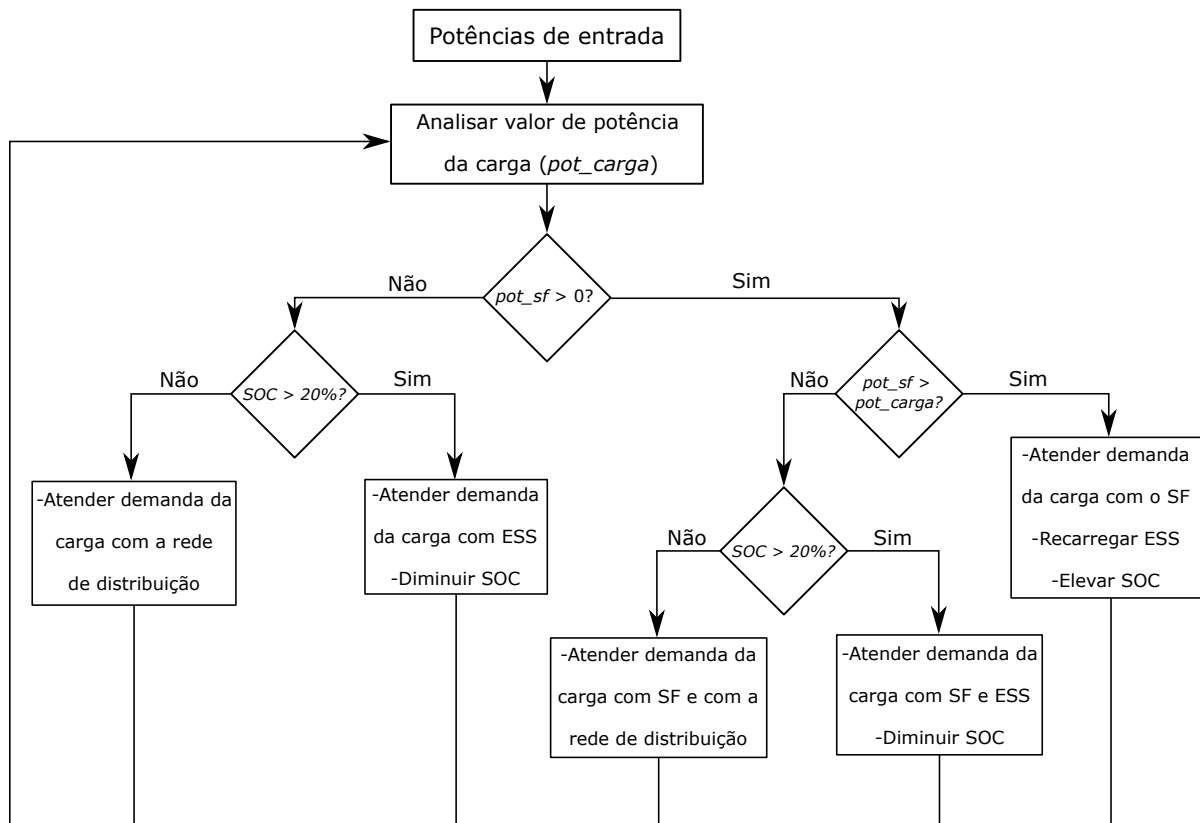
onde  $\mathbf{Y}(k+1), \dots, \mathbf{Y}(k-n+1)$  são os vetores de saídas no instante  $k$ ;  $\mathbf{U}(k), \dots, \mathbf{U}(k-n+1)$  são os vetores de entradas no instante  $k$ ;  $\mathbf{E}(k), \dots, \mathbf{E}(k-n+1)$  são os vetores de distúrbio do sistema no instante  $k$ ;  $\mathbf{F}_1, \dots, \mathbf{F}_n$  são os coeficientes multiplicadores dos respectivos vetores de saídas anteriores;  $\mathbf{H}_1, \dots, \mathbf{H}_n$  são os coeficientes multiplicadores dos respectivos vetores de entradas anteriores; e  $\mathbf{J}_1, \dots, \mathbf{J}_n$  são os coeficientes multiplicadores dos respectivos vetores de distúrbios anteriores.

O ARMAX pode ser utilizado para modelar o fluxo de energia de um sistema elétrico. O vetor de entrada ( $\mathbf{U}(k)$ ) pode ser representado pelos valores de potência gerada, no instante  $k$ , pelas fontes de energia desse sistema. Os valores que representam a saída do sistema elétrico podem ser definidos pelo vetor de saída ( $\mathbf{Y}(k)$ ) e podem representar os parâmetros do sistema elétrico como, por exemplo, o custo de energia consumida por uma carga, o SOC do ESS e os limites de potência para a descarga e a recarga do ESS. O treinamento do modelo ARMAX pode ser realizado para obter os coeficientes  $\mathbf{F}$ ,  $\mathbf{H}$  e  $\mathbf{J}$ , que representam o sistema elétrico. Assim, o modelo ARMAX utiliza os valores dos coeficientes obtidos, após a etapa de treinamento, juntamente com os valores das novas entradas do sistema para calcular suas respectivas saídas.

O treinamento do modelo ARMAX desenvolvido nesta Tese é realizado no sistema elétrico apresentado pela Figura 58. Este sistema foi implementado através de uma árvore de decisão, de forma que o vetor de entradas contém os valores das potências ativas geradas pelas fontes de energia presentes no sistema e o vetor de saídas possui os valores

das variáveis que se deseja otimizar utilizando, posteriormente, o controlador GPC. Os casos analisados nesta Tese otimizam as seguintes variáveis (variáveis de saída do modelo ARMAX): custo total de energia consumida pela carga, *state-of-charge* (SOC) do ESS e limites máximos e mínimos de potência de descarga e recarga do ESS. Os vetores de entrada e de saída serão descritos com mais detalhes na Seção 4.4.3. O algoritmo de treinamento do modelo ARMAX é mostrado na Figura 62.

Figura 62 – Fluxograma do algoritmo implementado para o treinamento do modelo ARMAX do sistema elétrico escolhido



Fonte: o autor

Dessa forma, é possível utilizar os valores dos coeficientes do ARMAX para modelar um determinado sistema elétrico. O modelo ARX, também considerado nesta Tese, realiza o seu treinamento de forma idêntica ao treinamento realizado pelo modelo ARMAX, desconsiderando a parte de média móvel como é característica desse modelo.

A seguir, apresentam-se os conceitos do controle preditivo generalizado.

#### 4.4.2 Controle Preditivo Generalizado

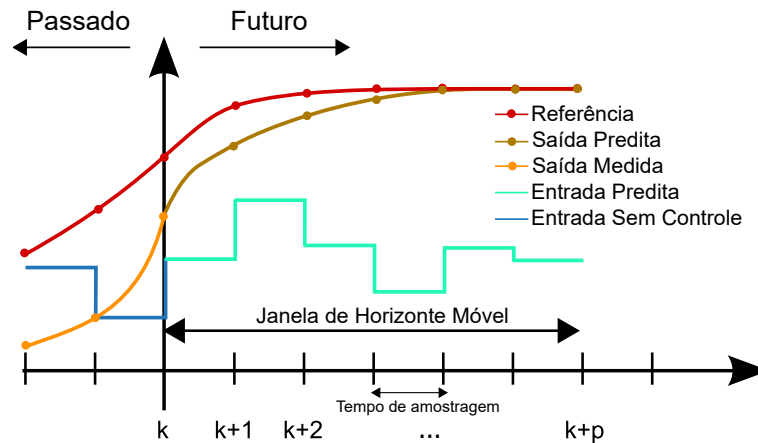
O GPC é uma técnica de controle que utiliza equações de estado para prever o comportamento de um sistema e realizar o controle baseado nesta predição. O GPC altera o valor da variável de entrada futura ( $\mathbf{U}$ ) com o objetivo de otimizar o comportamento da variável de saída futura ( $\mathbf{Y}$ ), de forma que a saída futura se comporte de forma semelhante

a uma referência desejada ( $\mathbf{R}$ ). A otimização do comportamento do sistema é realizada dentro de uma janela de tempo limitada, na qual devem ser fornecidas as informações acerca do sistema somente no instante inicial dessa janela de tempo (WANG, 2009), (KOUVARITAKIS; CANNON, 2016).

O tamanho da janela de tempo limitada (chamada também de janela de horizonte móvel) é definido de acordo com a quantidade de amostras de tempo considerada. Essa janela é atualizada a cada nova amostra de tempo. Pode-se definir o conceito de janela de tempo limitada da seguinte forma: uma janela de tempo limitada para um tempo  $t_i$  é dada por  $t_i$  até  $t_i + t_p$ , onde  $t_p$  é o tamanho da janela. O tempo  $t_p$ , que possui valor constante, é também chamado de horizonte de predição e determina quantos instantes de tempo futuro deseja-se prever (WANG, 2009), (KOUVARITAKIS; CANNON, 2016).

A Figura 63 mostra um sistema baseado em controle preditivo, com uma região sem controle e outra com controle. O GPC começa a atuar a partir do instante  $k$  e realiza a predição dos sinais de entrada e de saída de  $k$  até o instante  $k + p$  (janela de horizonte móvel). O horizonte de predição possui  $p$  amostras. A partir do momento em que o controle atua por meio do GPC, a saída predita tende a se comportar conforme definido pelo sinal de referência.

Figura 63 – Representação de um sistema com o controlador GPC



Fonte: o autor

O GPC realiza o controle através da modelagem do sistema em equações de estado, que podem ser definidas por:

$$\mathbf{X}(k + 1) = \mathbf{A}\mathbf{X}(k) + \mathbf{B}\mathbf{U}(k) \quad (4.13)$$

$$\mathbf{Y}(k) = \mathbf{C}\mathbf{X}(k) + \mathbf{D}\mathbf{U}(k) \quad (4.14)$$

onde  $\mathbf{A}$  é a matriz do sistema do espaço de estados,  $\mathbf{X}(k)$  é o vetor de estados do sistema,  $\mathbf{X}(k+1)$  é o vetor de estados futuros do sistema,  $\mathbf{B}$  é a matriz de entrada do espaço de estados,  $\mathbf{U}(k)$  é o vetor de entrada do sistema,  $\mathbf{Y}(k)$  é o vetor de saída do sistema,  $\mathbf{C}$  é a matriz de saída do espaço de estados,  $\mathbf{D}$  é a matriz de transmissão direta,  $k$  é o instante de tempo e  $k > 0$ .

A otimização dos futuros sinais de controle do GPC é definida pela janela de horizonte móvel, contudo é necessário fornecer a primeira amostra da entrada ( $\mathbf{U}(k+n|k=1)$ ) para realizar o controle do sistema, onde  $n$  é a quantidade de amostras futuras preditas. Assim, a entrada atual ( $\mathbf{U}(k)$ ) não influencia a saída ( $\mathbf{Y}(k)$ ) no mesmo instante de tempo (WANG, 2009). Esta etapa é chamada de horizonte de controle recuado (*receding horizon control*). Assim, pode-se considerar  $\mathbf{D} = 0$  e a Equação 4.14 se torna (WANG, 2009), (KOUVARITAKIS; CANNON, 2016):

$$\mathbf{Y}(k) = \mathbf{C}\mathbf{X}(k) \quad (4.15)$$

O horizonte de predição  $N_p$  do GPC define quantas amostras futuras serão preditas para determinar os sinais do sistema. Já o horizonte de controle  $N_c$  define quantas entradas futuras serão preditas em um determinado instante de tempo. Assumindo que um sistema se encontre no instante  $k_i$ , com  $k_i > 0$ , pode-se definir o controle das variáveis de entrada e de estado através das Equações 4.16 e 4.17, respectivamente (WANG, 2009).

$$\mathbf{U}(k_i), \mathbf{U}(k_i + 1), \mathbf{U}(k_i + 2), \dots, \mathbf{U}(k_i + N_c - 1), \quad (4.16)$$

$$\mathbf{X}(k_i + 1|k_i), \mathbf{X}(k_i + 2|k_i), \mathbf{X}(k_i + 3|k_i), \dots, \mathbf{X}(k_i + N_p|k_i) \quad (4.17)$$

onde a variável  $N_c$  define o horizonte de controle que determina quantas predições serão realizadas para as variáveis de entrada; a variável  $N_p$  define o horizonte de predição que estabelece quantas variáveis de estado futuras serão preditas, ambos no instante  $k_i$ ,  $\mathbf{U}(k_i + m)$  é a variável de entrada predita no instante  $k_i + m$  e  $\mathbf{X}(k_i + m|k_i)$  é a variável de estado predita no instante  $k_i + m$  dado o estado  $\mathbf{X}(k_i)$ . O horizonte de controle ( $N_c$ ) deve ser definido com um valor inferior ou igual ao valor do horizonte de predição ( $N_p$ ) para o funcionamento correto do controle preditivo (KOUVARITAKIS; CANNON, 2016).

As variáveis de estado futuras ( $\mathbf{X}(k_i + m|k_i)$ ) podem ser calculadas utilizando a Equação 4.13, expandindo-a de acordo com o valor do horizonte de predição e dado  $\mathbf{X}(k_i)$ .

Assim, as variáveis de estado futuras podem ser calculadas conforme mostrado abaixo:

$$\begin{aligned}
\mathbf{X}(k_i + 1|k_i) &= \mathbf{A}\mathbf{X}(k_i) + \mathbf{B}\mathbf{U}(k_i) \\
\mathbf{X}(k_i + 2|k_i) &= \mathbf{A}\mathbf{X}(k_i + 1|k_i) + \mathbf{B}\mathbf{U}(k_i + 1) \\
\mathbf{X}(k_i + 2|k_i) &= \mathbf{A}(\mathbf{A}\mathbf{X}(k_i) + \mathbf{B}\mathbf{U}(k_i)) + \mathbf{B}\mathbf{U}(k_i + 1) \\
\mathbf{X}(k_i + 2|k_i) &= \mathbf{A}^2\mathbf{X}(k_i) + \mathbf{A}\mathbf{B}\mathbf{U}(k_i) + \mathbf{B}\mathbf{U}(k_i + 1) \\
&\vdots \\
\mathbf{X}(k_i + N_p|k_i) &= \mathbf{A}^{N_p}\mathbf{X}(k_i) + \mathbf{A}^{N_p-1}\mathbf{B}\mathbf{U}(k_i) + \dots + \mathbf{A}^{N_p-N_c}\mathbf{B}\mathbf{U}(k_i + N_c - 1)
\end{aligned} \tag{4.18}$$

De forma semelhante, pode-se calcular as variáveis de saída preditas ( $\mathbf{Y}_i + 1|k_i$ ) por meio da Equação 4.15, utilizando a Equação 4.18 e considerando dado  $\mathbf{X}(k_i)$ . As variáveis de saída preditas são, portanto, determinadas da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
\mathbf{Y}(k_i + 1|k_i) &= \mathbf{C}\mathbf{X}(k_i) \\
\mathbf{Y}(k_i + 1|k_i) &= \mathbf{C}\mathbf{A}\mathbf{X}(k_i) + \mathbf{C}\mathbf{B}\mathbf{U}(k_i) \\
\mathbf{Y}(k_i + 2|k_i) &= \mathbf{C}\mathbf{A}^2\mathbf{X}(k_i) + \mathbf{C}\mathbf{A}\mathbf{B}\mathbf{U}(k_i) + \mathbf{C}\mathbf{B}\mathbf{U}(k_i + 1) \\
&\vdots \\
\mathbf{Y}(k_i + N_p|k_i) &= \mathbf{A}^{N_p}\mathbf{C}\mathbf{X}(k_i) + \mathbf{A}^{N_p-1}\mathbf{C}\mathbf{B}\mathbf{U}(k_i) + \dots + \mathbf{A}^{N_p-N_c}\mathbf{C}\mathbf{B}\mathbf{U}(k_i + N_c - 1)
\end{aligned} \tag{4.19}$$

As variáveis preditas nas Equações 4.18 e 4.19 estão formuladas em termos da variável dada  $\mathbf{X}(k_i)$  e pelas variáveis de entrada futuras  $\mathbf{U}(k_i + l)$ , onde  $l = 0, 1, \dots, N_c - 1$  (KOUVARITAKIS; CANNON, 2016). Dessa forma, é possível reescrevê-las em notação matricial, obtendo a seguinte equação (WANG, 2009):

$$\mathbf{Y} = \mathbf{\Theta}\mathbf{X} + \mathbf{\Phi}\mathbf{U} \tag{4.20}$$

onde:

$$\mathbf{U} = [\mathbf{U}(k_i) \quad \mathbf{U}(k_i + 1) \quad \dots \quad \mathbf{U}(k_i + N_c - 1)]^T \tag{4.21}$$

$$\mathbf{Y} = [\mathbf{Y}(k_i + 1|k_i) \quad \mathbf{Y}(k_i + 2|k_i) \quad \dots \quad \mathbf{Y}(k_i + N_p|k_i)]^T \tag{4.22}$$

$$\mathbf{\Theta} = \begin{bmatrix} \mathbf{C}\mathbf{A} \\ \mathbf{C}\mathbf{A}^2 \\ \vdots \\ \mathbf{C}\mathbf{A}^{N_p} \end{bmatrix} \tag{4.23}$$

$$\Phi = \begin{bmatrix} \mathbf{CB} & 0 & \dots & 0 \\ \mathbf{CAB} & \mathbf{CB} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ \mathbf{CA}^{N_p-1}\mathbf{B} & \mathbf{CA}^{N_p-2} & \dots & \mathbf{CA}^{N_p-N_c} \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

O modelo proposto é desenvolvido para sistemas MIMO com o objetivo de permitir que várias fontes de energia de entrada sejam controladas seguindo um ou mais sinais de referência. Assim, as dimensões das matrizes  $\mathbf{A}$ ,  $\mathbf{B}$  e  $\mathbf{C}$  são definidas em função do número total de amostras utilizadas no modelo ARMAX e da dimensão dos coeficientes de entrada ( $\mathbf{F}_i$ ) e de saída ( $\mathbf{H}_i$ ). As matrizes  $\mathbf{A}$  e  $\mathbf{B}$  podem ser reescritas com a notação  $\mathbf{A} = [\mathbf{A}_1 \ \mathbf{A}_2]$  e  $\mathbf{B} = [\mathbf{B}_1 \ \mathbf{B}_2]^T$ . Portanto, considerando  $n$  sinais anteriores utilizados no modelo ARMAX, dimensões iguais para os vetores  $\mathbf{F}_i$  e  $\mathbf{H}_i$  (ambos com  $n_d$  linhas e  $n_d$  colunas), as matrizes  $\mathbf{A}$ ,  $\mathbf{B}$  e  $\mathbf{C}$  podem ser obtidas pelas expressões (WANG, 2009):

$$\mathbf{A}_1 = \begin{bmatrix} -\mathbf{F}_1 & -\mathbf{F}_2 & \dots & -\mathbf{F}_{n-1} & -\mathbf{F}_n \\ \mathbf{I} & \mathbf{O} & \dots & \mathbf{O} & \mathbf{O} \\ \mathbf{O} & \mathbf{I} & \dots & \mathbf{O} & \mathbf{O} \\ \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots \\ \mathbf{O} & \mathbf{O} & \dots & \mathbf{I} & \mathbf{O} \\ \mathbf{O} & \mathbf{O} & \dots & \mathbf{O} & \mathbf{O} \\ \mathbf{O} & \mathbf{O} & \dots & \mathbf{O} & \mathbf{O} \\ \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots \\ \mathbf{O} & \mathbf{O} & \dots & \mathbf{O} & \mathbf{O} \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

$$\mathbf{A}_2 = \begin{bmatrix} \mathbf{H}_2 & \mathbf{H}_3 & \dots & \mathbf{H}_{n-1} & \mathbf{H}_n \\ \mathbf{O} & \mathbf{O} & \dots & \mathbf{O} & \mathbf{O} \\ \mathbf{O} & \mathbf{O} & \dots & \mathbf{O} & \mathbf{O} \\ \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots \\ \mathbf{O} & \mathbf{O} & \dots & \mathbf{O} & \mathbf{O} \\ \mathbf{O} & \mathbf{O} & \dots & \mathbf{O} & \mathbf{O} \\ \mathbf{I} & \mathbf{O} & \dots & \mathbf{O} & \mathbf{O} \\ \mathbf{O} & \mathbf{I} & \dots & \mathbf{O} & \mathbf{O} \\ \ddots & \ddots & \ddots & \ddots & \ddots \\ \mathbf{O} & \mathbf{O} & \dots & \mathbf{I} & \mathbf{O} \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

$$\mathbf{B}_1 = [\mathbf{H}_1 \ \mathbf{O} \ \dots \ \mathbf{O}] \quad (4.27)$$

$$\mathbf{B}_2 = [\mathbf{I} \ \dots \ \mathbf{O}] \quad (4.28)$$

$$\mathbf{C} = [\mathbf{I} \quad \mathbf{O} \quad \dots \quad \mathbf{O}]^T \quad (4.29)$$

onde  $\mathbf{A}_1$  e  $\mathbf{A}_2$  possuem dimensões iguais a  $(2n \cdot n_d \times n \cdot n_d)$  e  $(2n \cdot n_d \times (n - 1) \cdot n_d)$ , respectivamente;  $\mathbf{B}_1$  possui dimensão  $(n \cdot n_d \times n_d)$ ;  $\mathbf{B}_2$  possui dimensão  $(n \cdot n_d \times n_d)$ ;  $\mathbf{I}$  é a matriz identidade e  $\mathbf{O}$  é a matriz de zeros, ambas as matrizes com dimensões  $n_d \times n_d$ .

A modelagem do sistema, as restrições e a função objetivo do controlador GPC juntamente com algumas considerações finais são apresentadas nas próximas seções.

#### 4.4.3 Modelagem do Sistema Elétrico

O controlador ARMAX-GPC proposto realiza, nos casos analisados, o gerenciamento do fluxo de energia de um sistema elétrico com os seguintes componentes: rede de distribuição de energia elétrica, um sistema fotovoltaico, sistema de armazenamento de energia (banco de baterias) e uma carga (sistema apresentado na Figura 58).

Nesse sistema, a carga demanda uma determinada quantidade de energia que deve ser atendida pelo sistema fotovoltaico, pelo sistema de armazenamento de energia (ESS) e pela rede de distribuição de energia. A prioridade para atender a demanda da carga é através do fornecimento de energia, primeiramente, pelo sistema fotovoltaico ou pelo ESS, visto que considera-se neste sistema, de forma semelhante aos autores em (MBUNGU et al., 2017), que ambas as energias possuem um custo inferior ao custo da energia provida pela rede de distribuição. Além disso, apenas o sistema fotovoltaico pode fornecer energia para recarregar o sistema de armazenamento de energia.

O modelo ARMAX-GPC necessita dos valores dos vetores de entrada, de saída e de espaço de estados. Como o vetor de espaço de estados é composto pelas entradas e saídas atuais e atrasadas do sistema, deve-se, inicialmente, definir os vetores de entrada e de saída. Assim, o vetor de entrada do sistema elétrico pode ser expresso por:

$$\mathbf{U}(k) = [P_1(k) \quad P_2(k) \quad P_3(k) \quad P_4(k)]^T \quad (4.30)$$

onde  $P_1(k)$ ,  $P_2(k)$ ,  $P_3(k)$  e  $P_4(k)$  (W) são os valores das potências fornecidas pela rede de distribuição, do sistema fotovoltaico, de descarregamento e recarregamento do ESS, respectivamente.

Note que a potência de descarregamento do ESS ( $P_3$ ) é definida como uma variável distinta da variável que define a potência de recarregamento do ESS ( $P_4$ ). Essas potências são exclusivas visto que não se considera a opção de recarga e descarga do ESS no mesmo instante. Para evitar esta situação, deve-se inserir uma restrição para satisfazer esta condição. As restrições são apresentadas, posteriormente, na Seção 4.4.3.1.

O vetor de saída deve ser composto pelos principais sinais de saída desejados para otimizar o sistema. Considera-se que a potência demandada pela carga sempre será atendida pelo sistema elétrico, dessa forma a potência consumida pela carga deve fazer parte do vetor de saída. Outra consideração importante é que deseja-se que a carga sempre consuma a potência das fontes renováveis (fotovoltaica e ESS) ao invés de consumir a potência da rede de distribuição, devido ao seu alto custo. Então, deve-se incluir no vetor de saída o custo total da potência consumida pela carga. Além disso, se faz necessário incluir o *state-of-charge* (SOC) do ESS visando controlar o nível de energia que o ESS possui. Por fim, insere-se, ao vetor de saída, uma variável que controla a capacidade de descarregamento e recarregamento da potência do ESS, de forma a atender a capacidade de fornecimento ou de recarregamento de potência do ESS.

Com a definição de todas as características das saídas do sistema, pode-se determinar o vetor de saída como:

$$\mathbf{Y}(k) = [C_t(k) \quad SOC(k) \quad P_{d/c}(k)]^T \quad (4.31)$$

onde  $C_t(k)$  é o custo total da potência fornecida para a carga (R\$);  $SOC(k)$  é o valor do *state-of-charge* do ESS (%); e  $P_{d/c}(k)$  é o valor de descarga e de recarga da potência do ESS (W). O cálculo do custo total de potência ( $C_t(k)$ ) é dado por:

$$C_t(k) = P_1(k) \cdot C_{rede} + P_2(k) \cdot C_{SF} + P_3(k) \cdot C_{ESS} \quad (4.32)$$

onde  $P_1(k)$ ,  $P_2(k)$  e  $P_3(k)$  são os valores das potências fornecidas pela rede de distribuição, pelo sistema fotovoltaico e pelo descarregamento do ESS, respectivamente;  $C_{rede}$  é o custo da potência fornecida pela rede de distribuição (R\$);  $C_{SF}$  é o custo da potência fornecida pelo sistema fotovoltaico (R\$); e  $C_{ESS}$  é o custo da potência fornecida pelo ESS (R\$).

Após definidos os vetores de entrada e de saída, determina-se o vetor de variáveis de estado. A quantidade de atrasos pode ser escolhida arbitrariamente, de forma que a quantidade de atrasos forneça uma representação adequada do modelo. Neste sistema, utiliza-se  $n = 3$ , visto que esta quantidade de atrasos já possui boa representatividade do problema em questão. Assim, o vetor de variáveis estado pode ser definido da seguinte forma:

$$\mathbf{X}(k) = [\mathbf{Y}(k) \quad \mathbf{Y}(k-1) \quad \mathbf{Y}(k-2) \quad \mathbf{Y}(k-3) \quad \mathbf{U}(k) \quad \mathbf{U}(k-1) \quad \mathbf{U}(k-2) \quad \mathbf{U}(k-3)]^T \quad (4.33)$$

O sinal de referência do sistema deve conter as mesmas variáveis do sinal de saída, dado pela Equação (4.31). Portanto, o vetor de referência é expressado conforme apresen-

tado abaixo:

$$\mathbf{R}(k) = [C_{ref}(k) \quad SOC_{ref}(k) \quad P_{d/c_{ref}}(k)]^T \quad (4.34)$$

onde o valor de  $C_{ref}(k)$  é o valor do custo de referência do sistema (R\$), que, neste caso, é dado por  $C_{ref}(k) = P_{dem} \cdot C_{min}$ , ou seja, o custo de referência é calculado através do menor valor de custo possível ( $C_{min}$ ) que o sistema pode obter no instante  $k$ ;  $P_{dem}$  é o valor da potência demandada pela carga (W);  $SOC_{ref}(k)$  é o valor do nível de SOC desejado para o ESS (%); e  $P_{d/c_{ref}}(k)$  é o valor desejado para a potência de descarga ou recarga do ESS (W).

#### 4.4.3.1 Sistema de Restrições do GPC

O GPC possibilita que sejam inseridas restrições de valores mínimos e máximos para os valores de entrada, de saída e de variáveis de estado, respectivamente, na seguinte forma:

$$\mathbf{U}_{min} \leq \mathbf{U} \leq \mathbf{U}_{max} \quad (4.35)$$

$$\mathbf{Y}_{min} \leq \mathbf{Y} \leq \mathbf{Y}_{max} \quad (4.36)$$

$$\mathbf{X}_{min} \leq \mathbf{X} \leq \mathbf{X}_{max} \quad (4.37)$$

onde  $\mathbf{U}_{min}$ ,  $\mathbf{U}_{max}$ ,  $\mathbf{Y}_{min}$ ,  $\mathbf{Y}_{max}$ ,  $\mathbf{X}_{min}$  e  $\mathbf{X}_{max}$  são os valores mínimos e máximos, respectivamente, para o vetor de entrada, de saída e de variável de estado.

As restrições do sistema devem ser reescritas em formato matricial, de acordo com a equação abaixo.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{M}_1 \\ \mathbf{M}_2 \\ \vdots \\ \mathbf{M}_m \end{bmatrix} \mathbf{U}(k) \leq \begin{bmatrix} \mathbf{\Gamma}_1 \\ \mathbf{\Gamma}_2 \\ \vdots \\ \mathbf{\Gamma}_m \end{bmatrix} \quad (4.38)$$

onde  $\mathbf{M}_1, \mathbf{M}_2, \dots, \mathbf{M}_m$  são os coeficientes das restrições que multiplicam o vetor de entrada  $\mathbf{U}(k)$ ;  $\mathbf{\Gamma}_1, \mathbf{\Gamma}_2, \dots, \mathbf{\Gamma}_m$  são os valores máximos e mínimos para cada restrição; e  $m$  é a quantidade de restrições.

A Equação 4.38 pode ser reescrita no seguinte formato simplificado:

$$\mathbf{M}\mathbf{U}(k) \leq \mathbf{\Gamma} \quad (4.39)$$

onde  $\mathbf{M}$  é a matriz de restrições dos coeficientes de  $\mathbf{U}(k)$  e  $\mathbf{\Gamma}$  é o vetor que contém os valores das restrições. A matriz  $\mathbf{M}$  possui o número de linhas igual ao número de restrições e o número de colunas igual à dimensão do vetor  $\mathbf{U}(k)$ . Já o vetor  $\mathbf{\Gamma}$  contém os valores máximos e mínimos das restrições e possui o número de linhas igual ao número de restrições e apenas uma coluna.

Para o sistema elétrico em estudo, as restrições são definidas para as entradas e as saídas do sistema, visto que essas restrições também são impostas, conseqüentemente, no vetor de espaço de estados. As restrições atribuídas aos valores de entrada foram: 1ª) valores máximos e mínimos para cada valor de entrada; 2ª) a soma das potências de todas as fontes de energia deve ser igual ao valor da potência demandada pela carga; 3ª) somente o sistema fotovoltaico pode recarregar o ESS, caso haja excedente de potência após atender a demanda total da carga; 4ª) não se consome potência da rede ou descarrega o ESS enquanto o ESS estiver recarregando. Uma restrição é inserida no vetor de saída: 1ª) definir o limite máximo e mínimo do nível de operação do SOC do ESS. Portanto, as restrições ( $\mathbf{M}$  e  $\mathbf{\Gamma}$ ) do modelo proposto são definidas da seguinte forma:

$$\mathbf{M}_1 = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 \\ 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.40)$$

$$\mathbf{\Gamma}_1 = \begin{bmatrix} P_{rede_{min}} \\ P_{SF_{min}}(k) \\ P_{desc_{min}} \\ P_{rec_{min}} \\ P_{rede_{max}} \\ P_{SF_{max}}(k) \\ P_{desc_{max}} \\ P_{rec_{max}} \end{bmatrix} \quad (4.41)$$

$$\mathbf{M}_2 = \begin{bmatrix} -1 & -1 & -1 & -1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.42)$$

$$\mathbf{\Gamma}_2 [-P_{dem}(k) \ P_{dem}(k)]^T \quad (4.43)$$

$$\mathbf{M}_3 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.44)$$

$$\mathbf{\Gamma}_3 = [P_{rec}(k) \ 0]^T \quad (4.45)$$

$$\mathbf{M}_4 = \begin{bmatrix} -1 & 0 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.46)$$

$$\mathbf{\Gamma}_4 = [0 \ 0]^T \quad (4.47)$$

$$\mathbf{M}_5 = \begin{bmatrix} -\Phi(LiSOC, Evcol) \\ \Phi(LiSOC, Evcol) \end{bmatrix} \quad (4.48)$$

$$\mathbf{\Gamma}_5 = \begin{bmatrix} -SOC_{min} + \Theta(LiSOC, Evcol) \cdot \mathbf{Y}(LiSOC, La_{col}) \\ SOC_{max} - \Theta(LiSOC, Evcol) \cdot \mathbf{Y}(LiSOC, La_{col}) \end{bmatrix} \quad (4.49)$$

onde  $P_{redemin}$  e  $P_{redmax}$  são os valores mínimo e máximo de potência a ser fornecida pela rede, respectivamente;  $P_{SFmin}(k)$  é o valor mínimo de potência a ser fornecida pelo sistema fotovoltaico e  $P_{SFmax}(k)$  é o valor máximo de potência fornecida pelo sistema fotovoltaico;  $P_{descmin}$ ,  $P_{descmax}$ ,  $P_{recmin}$  e  $P_{recmax}$  são, respectivamente, os valores de potência mínimo e máximo de descarga do ESS e os valores mínimo e máximo de recarga do ESS;  $SOC_{min}$  e  $SOC_{max}$  são os valores mínimo e máximo de carga do ESS;  $LiSOC$  é a linha do vetor de saída ( $\mathbf{Y}$ ) que contém o valor do SOC;  $Evcol$  define todas as colunas da matriz especificada ( $\Theta$ ); e  $La_{col}$  corresponde a única coluna de determinada matriz ( $\mathbf{Y}$ ).

#### 4.4.3.2 Função Objetivo do GPC

O GPC possibilita o gerenciamento do fluxo de energia de forma a otimizar os valores das potências de entrada em função de um sinal de referência. Assim, pode-se ajustar a função objetivo do GPC de forma a controlar o sistema atendendo às restrições, transformando-o em um problema de otimização quadrática.

As restrições, inseridas através da Equação (4.39), podem ser de igualdade e/ou de desigualdade (inferioridade), tornando a otimização da função objetivo um problema Primal-Dual. Para satisfazer as restrições de igualdade, pode-se aplicar os multiplicadores de Lagrange ( $\mathbf{\Lambda} = \mathbf{\Lambda}_1, \mathbf{\Lambda}_2, \dots, \mathbf{\Lambda}_n$ ) na Equação (4.50) e obter os valores da entrada minimizando a função objetivo abaixo (WANG, 2009).

$$\mathbf{J} = \mathbf{U}^T (\Phi^T \Phi + \hat{\mathbf{R}}) \mathbf{U} - 2\mathbf{U}^T \Phi^T (\mathbf{R}_s - \Theta \mathbf{X}) + \mathbf{\Lambda}^T (\mathbf{M}\mathbf{U} - \mathbf{\Gamma}) \quad (4.50)$$

onde  $\mathbf{R}_s$  é o vetor das repostas desejadas (referência) para as futuras  $N_p$  amostras, definido da seguinte forma:  $\mathbf{R}_s = \mathbf{ones}^T \cdot \mathbf{R}(k_i)$ , na qual  $\mathbf{ones}$  é o vetor coluna de tamanho  $N_c$  com elementos cujos valores são iguais a 1 e  $\mathbf{R}(k_i)$  é o vetor contendo os valores desejados no instante  $k_i$ ;  $\hat{\mathbf{R}} = r_w[\mathbf{I}_{N_c \times N_c}]$ , onde  $r_w$  é um valor maior que zero ( $r_w \geq 0$ );  $r_w$  é chamado de parâmetro de ajuste, que quanto mais próximo de zero, menor será a influência das entradas ( $\mathbf{U}$ ) no valor da função  $\mathbf{J}$ ;  $\mathbf{I}_{N_c \times N_c}$  é a matriz identidade com dimensão  $N_c$ ; e  $\mathbf{\Lambda}$  é chamado de operador de Lagrange.

Contudo, as desigualdades nas restrições introduzem complexidade ao sistema. Para solucioná-las, aplicam-se as condições de Kuhn-Tucker na Equação (4.50) que definem as restrições em ativas e inativas. As restrições ativas são aquelas que são satisfeitas se  $\mathbf{M}_i \mathbf{U} = \mathbf{\Gamma}_i$ , já as restrições inativas são aquelas que são satisfeitas se  $\mathbf{M}_i \mathbf{U} < \mathbf{\Gamma}_i$ , ambas definidas para a  $i$ -ésima restrição.

Para solucionar o sistema com restrições, esta Tese utiliza o algoritmo de Hildreth para otimizar a Equação (4.50). Nesse algoritmo, o vetor  $\mathbf{\Lambda}$  é avaliado um componente por vez, na qual cada componente corresponde a uma função quadrática. Dessa forma é possível ajustar o valor de  $\mathbf{\Lambda}$  visando otimizar a função objetivo. Portanto, o objetivo do algoritmo de Hildreth é minimizar a função objetivo tanto para restrições ativas quanto para as inativas (WANG, 2009).

#### 4.4.3.3 Considerações Finais

O GPC proposto possibilita o controle de sistemas que possuam ou não restrições. Caso o sistema não possua restrições, otimiza-se a Equação (4.50) excluindo o último termo ( $\mathbf{\Lambda}^T(\mathbf{MX} - \mathbf{\Gamma})$ ). Caso o sistema possua restrições, otimiza-se a Equação (4.50) inserindo os valores para os vetores  $\mathbf{M}$  e  $\mathbf{\Gamma}$ . Em ambas as situações, o GPC controla os valores de entrada ( $\mathbf{U}$ ) que fazem com que as saídas ( $\mathbf{Y}$ ) sigam o comportamento de determinada referência ( $\mathbf{R}$ ) sujeitas ou não às restrições.

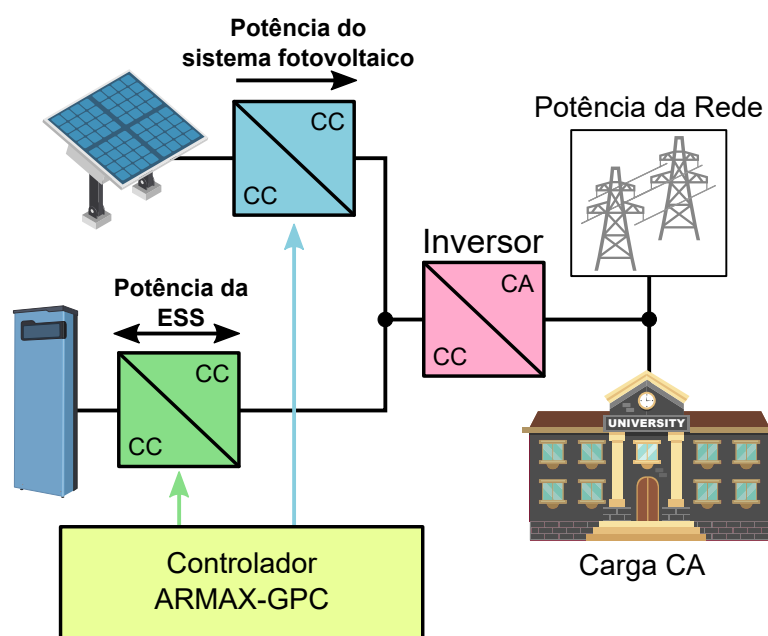
Segundo os critérios de estabilidade de Lyapunov, pode-se garantir a estabilidade de sistemas de modelo de predição linear ao se considerar uma restrição de igualdade no estado terminal, ou seja,  $\mathbf{X}(k + N_p|k) = 0$ . Assim, caso o sistema seja factível atendendo todas as restrições ( $\mathbf{MX} \leq \mathbf{\Gamma}$ ), tem-se garantido que o GPC no instante atual ( $k = 1$ ) é estável (WANG, 2009).

Em resumo, com a definição do espaço de estados, por meio das Equações (4.30), (4.31) e (4.33), otimizando a Equação (4.50) e aplicando as restrições definidas nas Equações (4.40)-(4.49), realiza-se o gerenciamento de energias do sistema elétrico para que sua saída siga a referência de controle desejada (Eq. (4.32)).

## 4.5 Resultados Computacionais

Essa seção apresenta os resultados computacionais da aplicação do método de controle proposto ARMAX-GPC em dois estudos de casos. Ambos os casos possuem um sistema elétrico com os componentes apresentados na Figura 64, isto é, uma rede de distribuição de energia elétrica, um sistema fotovoltaico, um sistema de armazenamento de energia (banco de baterias), uma carga CA e conversores CC-CC e CC-CA. Os estudos de casos são projetados em um ambiente de redes inteligentes (*smart grid*) que possibilitem as medições e o controle da potência gerada pelos componentes da rede.

Figura 64 – Fontes de energia e alguns componentes de um sistema híbrido de geração de energia com atuação do controlador ARMAX-GPC



Fonte: o autor

O gerenciamento de potência entre os componentes e a carga é realizado pelo controlador ARMAX-GPC. Os resultados obtidos pelo modelo proposto são comparados com os resultados obtidos das implementações de outros dois modelos de controle propostos na literatura (AZIZ et al., 2019) e (MBUNGU et al., 2017), na qual o primeiro realiza a otimização através de árvore de decisão utilizando estruturas condicionais (estrutura *se, então*) e o segundo controle é desenvolvido baseado no MPC. Ambos os modelos descritos em (AZIZ et al., 2019) e (MBUNGU et al., 2017) foram implementados pelo autor desta Tese. Além desses dois controles, compara-se o ARMAX-GPC também com a implementação do controlador GPC utilizando a modelagem ARX (controlador ARX-GPC).

A complexidade computacional em tempo de execução do controle proposto em (AZIZ et al., 2019) é  $O(m)$ , onde  $m$  é o tamanho da entrada do controlador. Já a complexidade computacional em tempo de execução para o controle proposto em (MBUNGU et al., 2017) e para os controladores ARX-GPC e ARMAX-GPC é  $O(N^3(n+m)^3)$ , onde,

neste caso,  $N$  é o valor do horizonte de controle  $N_c$ ,  $n$  é a dimensão da matriz  $\mathbf{P}_{n \times n}$  e  $m$  é a dimensão da matriz  $\mathbf{Q}_{m \times m}$  da função objetivo  $J$ , dada pela Equação 4.7 (RICHTER; JONES; MORARI, 2012). A complexidade computacional para esses três controladores ((MBUNGU et al., 2017), ARX-GPC e ARMAX-GPC) são idênticas, uma vez que todos eles otimizam a mesma função objetivo  $J$  (WANG, 2009). No entanto, apesar da complexidade computacional do controlador ARMAX-GPC ser maior do que a complexidade do controle proposto em (AZIZ et al., 2019), sua função de complexidade é polinomialmente limitada e, assim, compreende os problemas solúveis computacionalmente em tempo de execução (CORMEN, 2009).

O primeiro estudo de caso realiza a simulação computacional de um sistema elétrico cujo consumo de potência da carga segue o comportamento da demanda de um consumidor comercial (supermercado). Os dados desse consumidor foram obtidos através de um repositório público (PIEDAD; KUO, 2018).

O segundo estudo de caso aplica o controle em dados obtidos de um sistema fotovoltaico e do consumo de potência ativa amostrados na Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) da Universidade Federal de Goiás (UFG). Os dados obtidos do sistema implantado na EMC foram fornecidos pelos seguintes projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D): “Instalação de um Sistema de Geração Solar Fotovoltaica de 34kWp em Telhado de um Prédio da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) da Universidade Federal de Goiás (UFG)” e “Eficiência Energética e Minigeração na Universidade Federal de Goiás - UFG”.

Alguns parâmetros do sistema elétrico foram definidos para ambos os estudos de casos. Esses valores são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Parâmetros do sistema elétrico

Parâmetros	Valores
$C_{rede}$	R\$ 1,4793
$C_{SF}$	R\$ 0,7228
$C_{ESS}$	R\$ 0,7228
$P_{rede_{min}}$	0 kW
$P_{rede_{max}}$	200 kW
$P_{desc_{min}}$	0 kW
$P_{desc_{max}}$	500 kW
$P_{rec_{min}}$	-500 kW
$P_{rec_{max}}$	0 kW

Os valores dos custos de energia fornecida pela concessionária ( $C_{rede}$ ), do sistema fotovoltaico ( $C_{SF}$ ) e do sistema de armazenamento de energia ( $C_{ESS}$ ) foram obtidos de acordo com os valores disponibilizados em (MBUNGU et al., 2017) e convertidos em reais

(R\$). Contudo, o modelo ARMAX-GPC possibilita que sejam usados outros valores de custos ou metodologias de cálculos de custos de energia sem prejudicar a proposta.

Os valores de níveis máximos e mínimos de potência fornecida e recebida pela rede de distribuição e pelo sistema de armazenamento de energia foram definidos, respectivamente, de forma arbitrária e segundo suas informações técnicas informadas em seus *datasheets*.

#### 4.5.1 Caso 1 - consumidor comercial

No Caso 1, o sistema elétrico representado pelos componentes mostrados na Figura 64 deve fornecer demanda de energia suficiente para atender a uma carga CA de um consumidor do tipo comercial durante o período de um ano, com valores de potência amostrados a cada 1 hora. Os resultados para o Caso 1 foram obtidos por meio de simulações computacionais realizadas no *software* MATLAB.

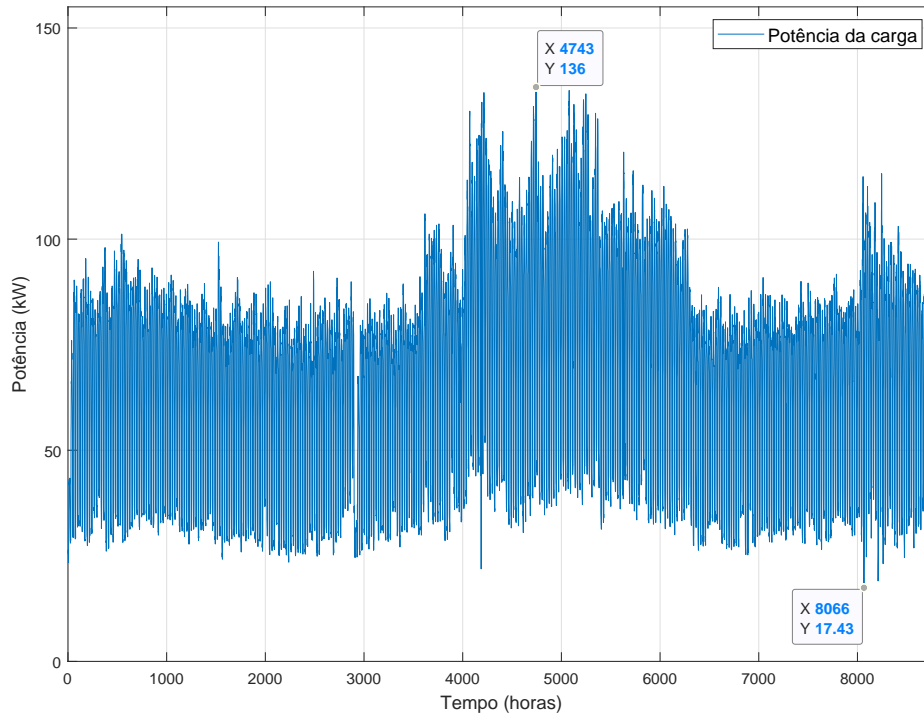
Como o consumo de energia desse consumidor comercial é elevado, com pico de aproximadamente 1,36 MWh, realizou-se uma diminuição de energia dividindo todos os valores por um fator de 10. Essa redução foi realizada apenas para diminuir a quantidade de energia demandada pela carga, mantendo o comportamento da curva de energia, e, conseqüentemente, reduzindo a quantidade de painéis fotovoltaicos necessários para prover energia suficiente para atender a demanda desse consumidor. A curva de consumo de energia anual da carga é amostrada a cada hora e é apresentada na Figura 65.

O sistema fotovoltaico é constituído por 600 painéis fotovoltaicos (com associação em série e paralelo). O painel fotovoltaico utilizado neste sistema é o modelo Kyocera KC200GT (KYOCERA-CORPORATION, 2011). Já o sistema de armazenamento de energia é constituído por 1 *storage Habor Flex smart battery*, com 4 módulos da bateria Panasonic DCB-105 conectados em série (PIKA-ENERGY, 2018). Os principais dados do sistema fotovoltaico e do ESS foram extraídos de seus *datasheets* e são apresentados na Tabela 6.

O valor do horizonte de predição ( $N_p = 24$ ) foi escolhido para que o modelo ARMAX-GPC otimize o valor atual realizando a predição para as próximas 24 horas futuras. O valor do horizonte de controle ( $N_c = 1$ ) determina que o modelo proposto controle as entradas apenas no instante atual. O parâmetro de ajuste ( $r_w$ ) possui valor igual a 0,1, pois este valor possibilitou um melhor ajuste entre os sinais de saída e de referência do sistema de controle.

O tempo de amostragem ( $k = 1$  hora) foi definido conforme a taxa de amostragem da curva de potência do consumidor e para possibilitar uma análise do modelo de controle proposto no período de um ano. Contudo, pode-se utilizar valores de amostragens inferiores (em minutos ou segundos). A energia total demandada pela carga é de 588,04

Figura 65 – Curva de consumo de energia anual do consumidor comercial durante o período de um ano, com amostragem a cada 1 hora



Fonte: o autor

Tabela 6 – Parâmetros do controlador, sistema fotovoltaico e do ESS.

Parâmetros	Valores
$N_p$	24
$N_c$	1
$r_w$	0,1
Tempo de amostragem ( $k$ )	1 hora
Potência Máxima Instalada	120 kWp
$E_{nom}$	13,52 kWh
$E_{demanda}$	588,04 MWh
$SOC_{inicial}$	90%
$SOC_{min}$	20%
$SOC_{max}$	100%

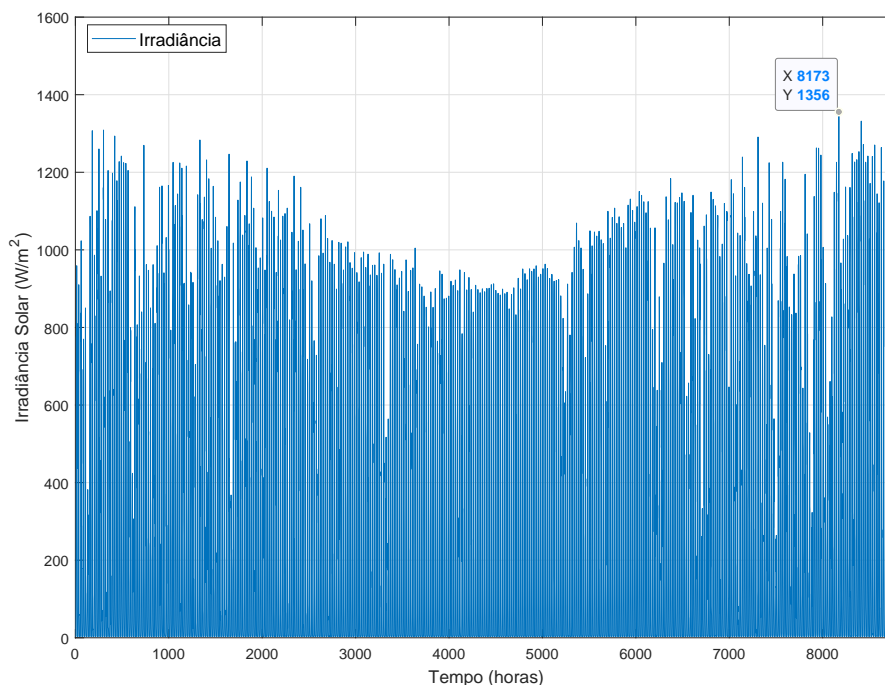
MWh durante o período analisado.

Defini-se arbitrariamente que o ESS possui um valor de 90% de carga inicial de SOC. Os valores máximo e mínimo de descarga e recarga do ESS também foram definidos segundo as suas informações técnicas com uma margem de segurança de descarga definida arbitrariamente ( $SOC_{min} = 20\%$ ).

Os dados reais de irradiância e temperatura foram mensurados na Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) da Universidade Federal de Goiás

(UFG) durante o ano de 2018 em Goiânia-GO, no Brasil. Esses dados são utilizados para gerar a potência do sistema fotovoltaico corrigida pelas condições ambientais a qual o sistema está submetido, conforme metodologia apresentada na Seção 3.4. Os valores de irradiância utilizados neste caso foram amostrados a cada 1 minuto e os mesmos foram agregados da seguinte forma: somou-se os valores das medições obtidas a cada minuto até completar uma hora, isto é, somou-se as 60 medições de determinada hora e, em seguida, dividiu-se pelo número total de valores. Ou seja, calculou-se a média dos valores de medições (em min) para cada hora. Os valores de irradiância médios para cada hora são apresentados na Figura 66.

Figura 66 – Valores de irradiância utilizados durante o ano de 2018 na EMC-UFG

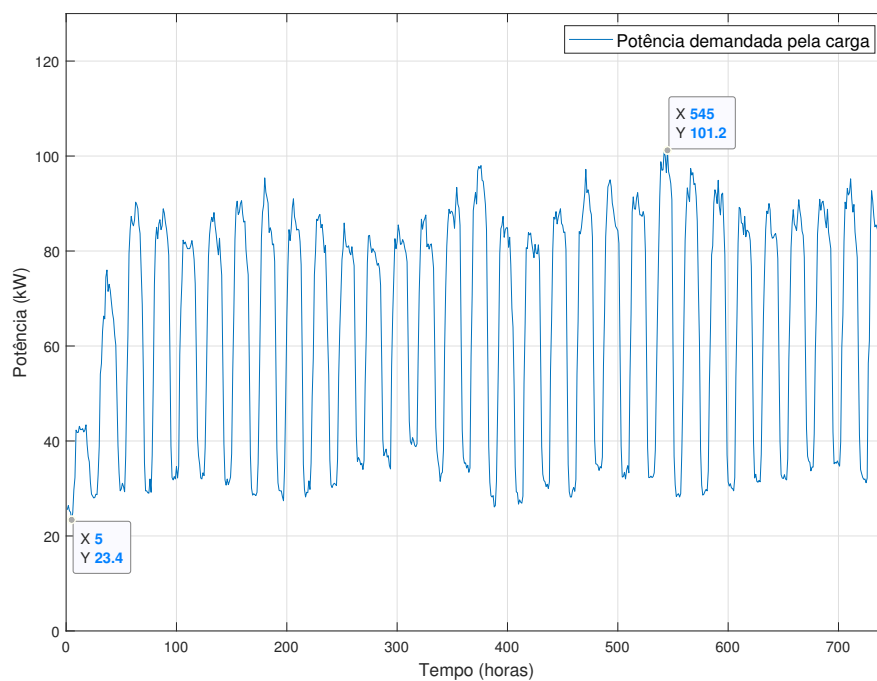


Fonte: o autor

Contudo, para melhor visualização dos dados, são apresentados os resultados apenas para o mês de janeiro de 2018. Os resultados para os demais meses do ano (fevereiro-dezembro) podem ser encontrados no Apêndice D. Portanto, as Figuras 67 e 68 apresentam, respectivamente, a curva de consumo de energia anual do consumidor comercial e os valores de irradiância, ambos os valores para o mês de janeiro de 2018.

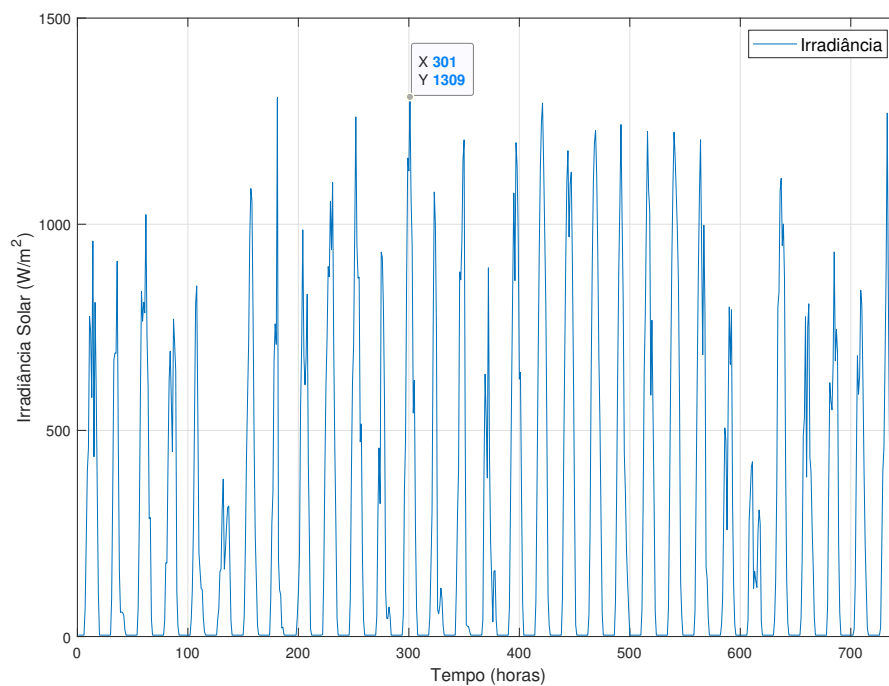
A Figura 69 apresenta os valores das potências das fontes de energia controladas pelo modelo ARMAX-GPC para atender a demanda de potência da carga no mês de janeiro (Figura 65). Já a Figura 70 mostra os valores das potências das fontes de energia controladas pelo modelo ARMAX-GPC para uma semana, para melhor visualização. Nota-se que os valores de potência gerada pelo sistema fotovoltaico são periódicos e que

Figura 67 – Curva de consumo de energia do consumidor comercial para o mês de janeiro



Fonte: o autor

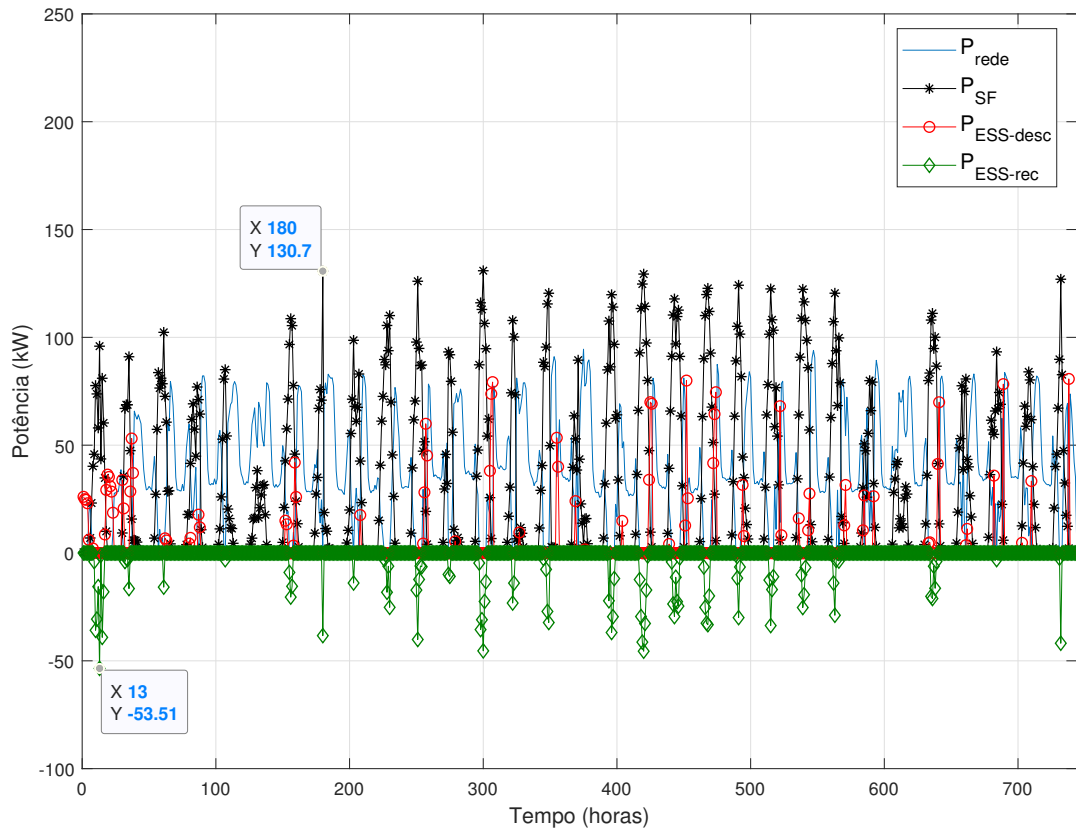
Figura 68 – Valores de irradiância para o mês de janeiro



Fonte: o autor

a recarga do ESS só ocorre quando há potência gerada pela fonte fotovoltaica acima da demanda de potência da carga.

Figura 69 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de janeiro



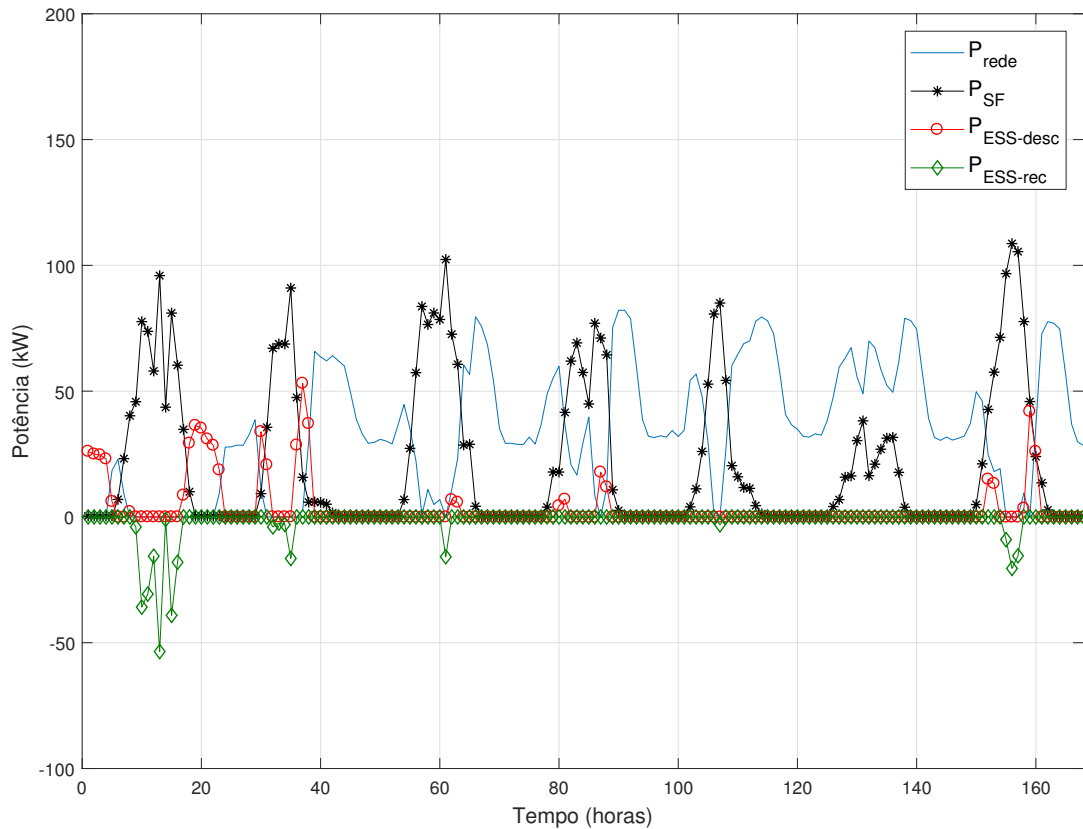
Fonte: o autor

Na Figura 69,  $P_{rede}$  é o valor de potência fornecida pela rede para a carga,  $P_{SF}$  é o valor da potência gerada pelo sistema fotovoltaico,  $P_{ESS-desc}$  é o valor da potência de descarregamento do ESS e  $P_{ESS-rec}$  é o valor da potência de recarregamento do ESS. Considera-se como potência positiva o fornecimento de potência (descarregamento) do ESS e, conseqüentemente, quando há recarga do ESS, o valor de  $P_{ESS-rec}$  é apresentado como potência com valor negativo.

A Figura 71 apresenta os valores da demanda de potência da carga comercial e da soma das potências fornecidas por cada fonte do sistema elétrico. Com a atuação do controlador ARMAX-GPC nas potências geradas pelas fontes de energia visando minimizar o custo total de energia, observa-se que a potência demandada é sempre atendida pelo sistema elétrico.

Os valores do nível do SOC do ESS são apresentados na Figura 72. Nota-se, analisando também a Figura 69, que o nível do SOC é variável, isto é, ele diminui quando há

Figura 70 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de janeiro



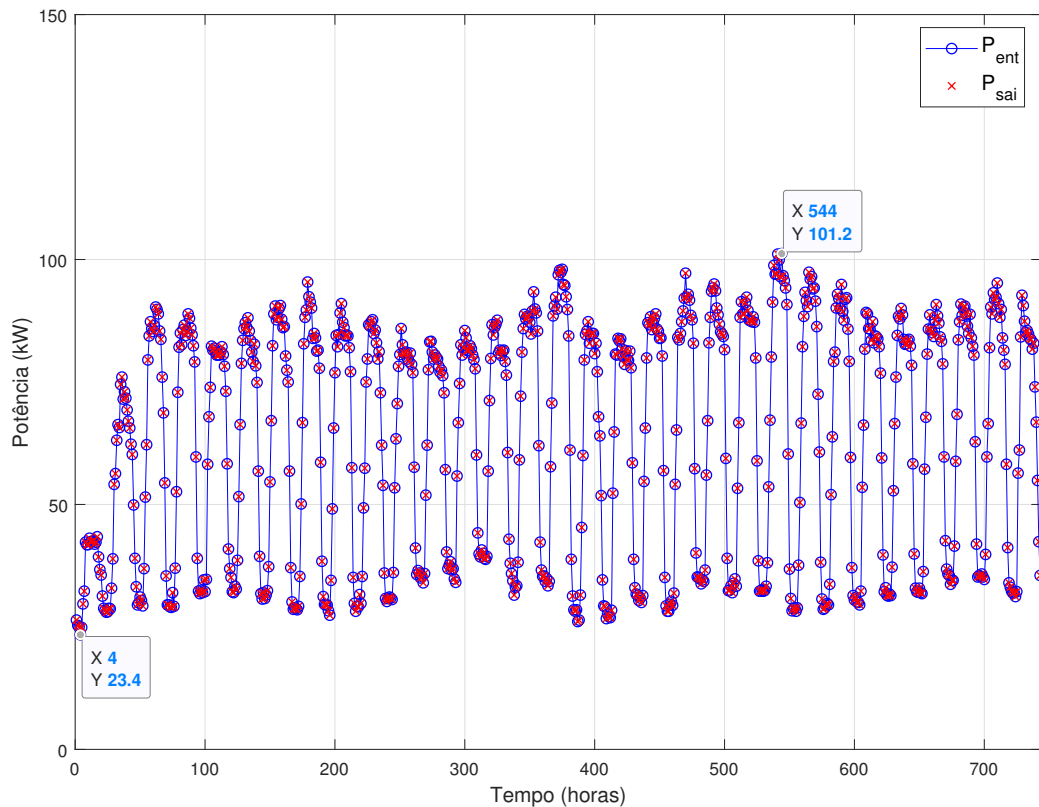
Fonte: o autor

o descarregamento do ESS e aumenta quando há recarregamento do ESS. A diminuição do SOC ocorre devido ao fornecimento de potência para a carga e, quando há excedente de potência gerada pela fonte fotovoltaica o nível de SOC aumenta.

Os valores médios mensais para o SOC do ESS são mostrados na Figura 73. Esses valores mostram como os sistemas de controle analisados gerenciam o nível de SOC do ESS, para todos os meses, a partir do valor inicial do SOC igual a 90%.

Nota-se que os valores médios do nível de SOC do ESS ficam próximos do valor mínimo de SOC definido, com exceção do primeiro mês para os controladores ARX-GPC e ARMAX-GPC. Como esses dois modelos realizam o controle baseado nas entradas anteriores e no horizonte de predição, ambos controladores consideram mais interessante não descarregar todo o ESS rapidamente durante o primeiro mês, mantendo-o em um valor médio entre 55% e 60%, diferente dos dois outros modelos comparados. A partir do segundo mês, observa-se que os modelos (MBUNGU et al., 2017), ARX-GPC e ARMAX-GPC descarregam mais o SOC do ESS do que o modelo (AZIZ et al., 2019), devido ao sinal de referência forçar o nível do SOC do sistema a ficar no limite mínimo. Dessa

Figura 71 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de janeiro



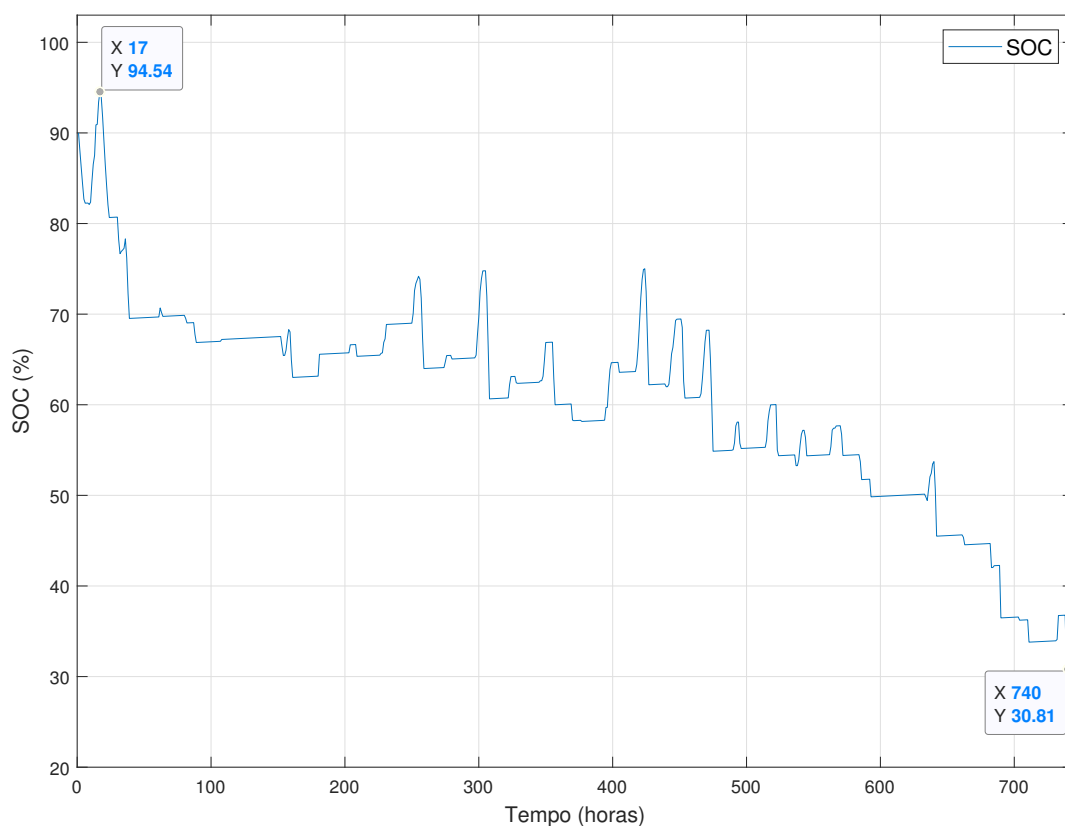
Fonte: o autor

forma, os modelos (MBUNGU et al., 2017), ARX-GPC e ARMAX-GPC possuem melhor gerenciamento da energia do ESS do que o modelo (AZIZ et al., 2019).

A Tabela 7 mostra os valores dos custos mensais das energias consumidas pela carga durante o período de um ano. Nesta tabela, insere-se o parâmetro Referência, que é definido como o valor do custo mensal na qual apenas a rede de distribuição fornece energia para atender a demanda da carga. Já a Tabela 8 apresenta os valores percentuais dos custos em relação à Referência.

Nota-se, pela Tabela 7, que o ARMAX-GPC foi o controlador que forneceu menor custo mensal e total de energia dentre os trabalhos comparados. Além da redução da complexidade na modelagem do sistema elétrico, o controlador proposto reduz, em um ano, 18,54% de custo em relação ao custo de referência, enquanto que os controles propostos em (AZIZ et al., 2019), (MBUNGU et al., 2017) e ARX-GPC reduzem o custo em 12,88%, 17,77% e 18,48%, respectivamente. Isto significa que o modelo proposto modela e controla as energias de entrada de forma a consumir a menor quantidade de energia da rede durante esse período, em comparação aos modelos analisados. Dessa forma, o controlador proposto gerencia o sistema de energias de forma que a carga consuma de forma mais ade-

Figura 72 – Valores para o SOC da ESS para o mês de janeiro

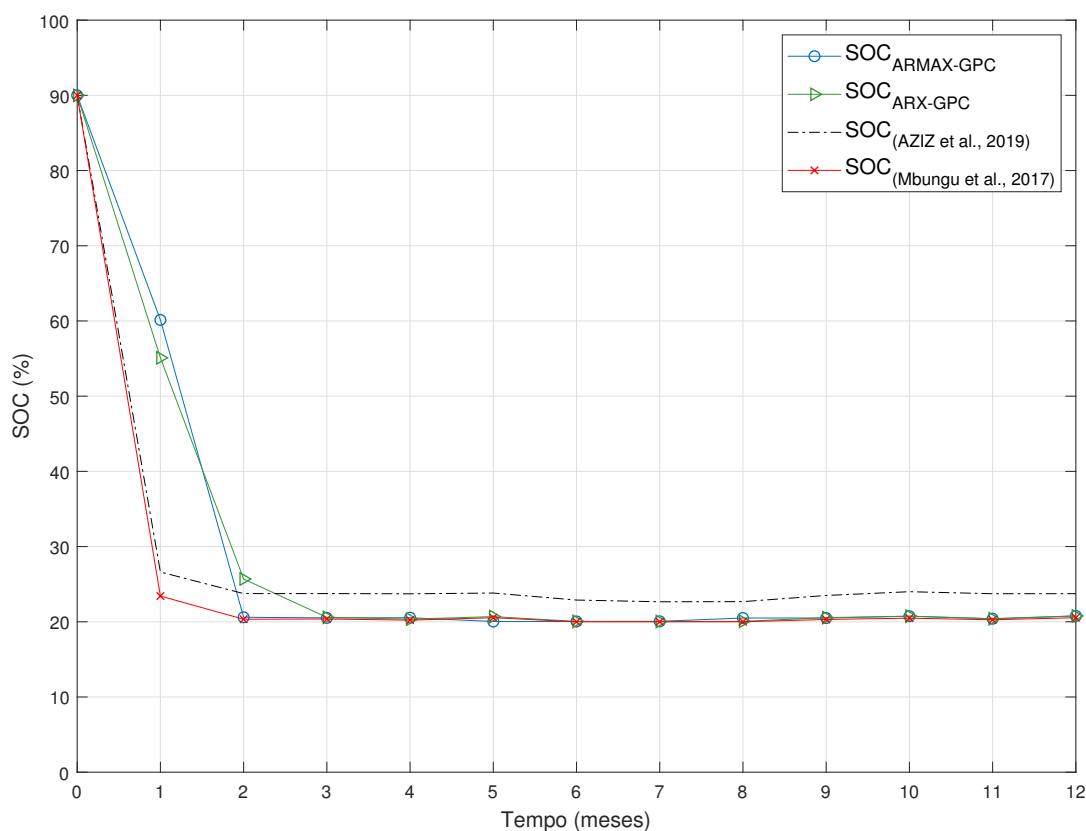


Fonte: o autor

Tabela 7 – Custos da energia consumida pela carga para o ano de 2018.

Mês	Referência	(AZIZ et al., 2019)	(MBUNGU et al., 2017)	ARX-GPC	ARMAX-GPC
Jan	R\$ 17.043,66	R\$ 14.314,29	R\$ 13.541,19	R\$ 13.514,45	R\$ 13.483,26
Fev	R\$ 15.402,67	R\$ 13.222,66	R\$ 12.486,71	R\$ 12.381,50	R\$ 12.381,47
Mar	R\$ 16.211,24	R\$ 13.806,26	R\$ 13.008,32	R\$ 12.946,04	R\$ 12.929,76
Abr	R\$ 15.597,79	R\$ 13.644,80	R\$ 12.825,21	R\$ 12.789,55	R\$ 12.771,42
Mai	R\$ 16.017,92	R\$ 13.812,04	R\$ 13.012,58	R\$ 12.946,18	R\$ 12.943,70
Jun	R\$ 19.942,15	R\$ 17.863,82	R\$ 16.828,70	R\$ 16.842,93	R\$ 16.824,64
Jul	R\$ 21.766,65	R\$ 19.293,62	R\$ 18.198,92	R\$ 18.198,92	R\$ 18.198,92
Ago	R\$ 21.720,20	R\$ 19.199,69	R\$ 18.138,73	R\$ 18.133,03	R\$ 18.133,03
Set	R\$ 18.073,50	R\$ 16.349,95	R\$ 14.510,35	R\$ 14.468,83	R\$ 14.456,23
Out	R\$ 16.427,31	R\$ 14.076,28	R\$ 13.294,91	R\$ 13.210,49	R\$ 13.208,60
Nov	R\$ 16.277,94	R\$ 14.309,33	R\$ 13.455,54	R\$ 13.418,80	R\$ 13.403,27
Dez	R\$ 18.024,01	R\$ 15.234,29	R\$ 14.461,97	R\$ 14.387,19	R\$ 14.366,24
Total	R\$ 212.505,04	R\$ 185.127,03	R\$ 174.736,13	R\$ 173.237,91	R\$ 173.100,54

Figura 73 – Valores médios mensais para o SOC do ESS



Fonte: o autor

quada as energias geradas pelo sistema híbrido (sistema fotovoltaico e ESS). Conforme o controle ARX-GPC possui modelagem semelhante ao ARMAX-GPC, seus resultados foram similares, contudo, mesmo com essa semelhança, o controle ARMAX-GPC obteve um custo total inferior ao ARX-GPC.

Pode-se observar, também, que os valores dos custos utilizando o controlador proposto em (MBUNGU et al., 2017), o ARX-GPC e o ARMAX-GPC são praticamente idênticos para os meses de julho e agosto. Isto pode ser justificado pelo fato de a potência demandada pela carga ser elevada (Figura 65). Assim, consome-se toda a carga do ESS e há poucos momentos de recarga do ESS e, assim, ao longo dos dias, consome-se as potências do sistema fotovoltaico e da rede durante esses meses.

Analisando as Figuras 72 e 73 e a Tabela 7, nota-se que o modelo ARMAX-GPC, mesmo com valor médio de SOC igual a 60% para o mês de janeiro, obtém valor de custo menor do que os demais modelos. Este fato é justificado pelo controlador proposto realizar uma descarga de energia do ESS de forma mais brusca nos últimos dias do mês, obtendo, assim, um valor médio de SOC maior do que os modelos (AZIZ et al., 2019), (MBUNGU et al., 2017) e ARX-GPC. Portanto, é possível obter um valor médio mensal de nível de

Tabela 8 – Valores percentuais de redução dos custos da energia consumida pela carga para o ano de 2018.

Mês	Referência	(AZIZ et al., 2019)	(MBUNGU et al., 2017)	ARX-GPC	ARMAX-GPC
Jan	–	-16,01%	-20,55%	-20,71%	-20,89%
Fev	–	-14,15%	-18,93%	-19,61%	-19,61%
Mar	–	-14,83%	-19,76%	-20,14%	-20,24%
Abr	–	-12,52%	-17,77%	-18,00%	-18,12%
Mai	–	-13,77%	-18,76%	-19,18%	-19,19%
Jun	–	-10,42%	-15,61%	-15,54%	-15,63%
Jul	–	-11,36%	-16,39%	-16,39%	-16,39%
Ago	–	-11,60%	-16,49%	-16,51%	-16,51%
Set	–	-9,54%	-19,71%	-19,94%	-20,01%
Out	–	-14,31%	-19,07%	-19,58%	-19,59%
Nov	–	-12,09%	-17,34%	-17,56%	-17,66%
Dez	–	-15,48%	-19,76%	-20,18%	-20,29%
Total	–	-12,88%	-17,77%	-18,48%	-18,54%

SOC elevado com um custo inferior aos demais controladores analisados.

Os valores do erro médio quadrático, apresentados na Tabela 9, são usados para avaliar o mapeamento de entrada e saída de acordo com as ordens dos modelos ARX e ARMAX para o Caso 1. As entradas dos modelos são as potências de entrada e as saídas são o custo da potência consumida pela carga, o SOC e potência de descarga e recarga do ESS, conforme apresentado na Seção 4.4.3. Implementa-se um algoritmo baseado em árvore de decisão (AZIZ et al., 2019) para realizar o treinamento dos modelos ARX e ARMAX utilizando os dados de potência das fontes de energia utilizadas no sistema elétrico. O modelo ARX é treinado com os mesmos dados usados para treinar o modelo ARMAX.

Tabela 9 – Erro quadrático médio para os modelos ARX e ARMAX.

Modelo	1ª ordem	2ª ordem	3ª ordem	4ª ordem
ARX	3,30	$1,74 \cdot 10^{-24}$	$1,21 \cdot 10^{-22}$	$1,06 \cdot 10^{-24}$
ARMAX	3,79	$7,97 \cdot 10^{-25}$	$6,46 \cdot 10^{-25}$	$4,02 \cdot 10^{-25}$

Observa-se que apenas na 1ª ordem o erro do modelo ARX é menor que o erro do modelo ARMAX. Para as demais ordens, o modelo ARMAX obteve valores de erro menores do que o modelo ARX. Portanto, a ordem do modelo ARMAX usada neste caso ( $n = 3$ ) é suficiente para fornecer modelagem de dados adequada, uma vez que o erro quadrado médio é de  $6,46 \cdot 10^{-25}$ . Devido ao pequeno valor de erro quadrático médio do modelo ARX para a 3ª ordem ( $1,21 \cdot 10^{-22}$ ) e para possibilitar a comparação com o modelo

ARMAX considerando a mesma ordem para ambos os modelos, utiliza-se ordem  $n = 3$  para o modelo ARX. Conforme o sistema elétrico mapeado pelos modelos ARX e ARMAX possuem os mesmos componentes elétricos para ambos os casos (Caso 1 e 2) analisados nesta seção (Seção 4.5), a Tabela 9 permanece válida para o Caso 2.

A Tabela 10 apresenta os valores de energia da rede de distribuição consumida pela carga ( $En_r$ ), da energia fornecida para a carga por todas as fontes ( $En_f$ ), o tempo de processamento da execução do controlador ( $T_p$ ) e o erro quadrático médio (EQM) dado pela Equação 4.51.

$$EQM_T = \left( \frac{\sum_{k=1}^N (E_{ent_k} - E_{sai_k})^2}{N} \right) \quad (4.51)$$

onde  $E_{ent}$  e  $E_{sai}$  são as energias das fontes de entrada e a energia fornecida para a carga, respectivamente, ambos no instante  $k$  e com  $N$  amostras.

Tabela 10 – Valores da energia consumida pela carga fornecida pela rede de distribuição e da energia total fornecida para a carga para o Caso 1

Notação	(AZIZ et al., 2019)	(MBUNGU et al., 2017)	ARX-GPC	ARMAX-GPC
$En_r$	373,71 MWh	365,23 MWh	364,98 MWh	364,76 MWh
$En_f$	588,04 MWh	588,04 MWh	588,04 MWh	588,04 MWh
$T_p$	2,21 ms	97,21 ms	64,28 ms	30,66 ms
$EQM_T$	5,4946	0,8740	$5,1644 \cdot 10^{-17}$	$2,8372 \cdot 10^{-17}$

Nota-se que o controlador ARMAX-GPC foi quem menos consumiu energia da rede em relação aos outros modelos comparados. O menor consumo de energia da rede é evidenciado quando se analisa o custo total obtido pelos quatro controladores implementados (Tabela 7), visto que o custo da energia da rede é maior do que o custo das fontes alternativas. Já a energia fornecida pelo sistema elétrico foi idêntica à energia demandada pela carga. Assim, observa-se que os quatro modelos de controle gerenciaram as energias do sistema elétrico de forma a sempre satisfazer a condição de que a demanda da carga deve ser atendida.

Pode-se observar que o tempo de processamento do controlador ARMAX-GPC foi o segundo menor valor obtido dentre os controladores analisados. O controlador proposto em (AZIZ et al., 2019) obteve o menor tempo de processamento e, de forma contrária, resultou no maior valor de EQM dentre todos os trabalhos comparados. Analisando os demais valores de erro quadrático médio, o controlador ARMAX-GPC foi aquele que alcançou o menor EQM, dentre os controles analisados. Como o valor de tempo de processamento do controlador ARMAX-GPC foi alcançado em milissegundos, não haveria dificuldades técnicas do desenvolvimento de um protótipo que implementasse o controlador proposto

para atuar em aplicações em tempo real. Portanto, o ARMAX-GPC fornece o controle do sistema elétrico em um tempo aceitável e provê a quantidade de energia adequada para a carga durante todo o período de simulação analisado.

Portanto, pelos resultados apresentados nesta seção, pode-se concluir que o controlador ARMAX-GPC obteve os melhores resultados em relação aos demais controles comparados. O comportamento autorregressivo do modelo proposto possibilita um melhor gerenciamento das energias geradas pelas fontes do sistema elétrico, visto que a carga consome menos energia da rede de distribuição, possui melhor descarregamento e recarregamento de energia do ESS e obteve menor valor de custo total de energia consumida pela carga.

A seguir, apresenta-se os resultados obtidos para o Caso 2, com dados amostrados do sistema fotovoltaico instalado na EMC-UFG e do consumo de potência de seu centro de aulas.

#### 4.5.2 Caso 2 - Centro de Aulas EMC-UFG

Os resultados apresentados no Caso 2 foram obtidos através da coleta de dados realizada no centro de aulas e no bloco B da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da Universidade Federal de Goiás. A topologia do sistema elétrico é composta por um sistema fotovoltaico, um sistema de armazenamento de energia (banco de baterias) e de uma carga (Figura 64). O sistema fotovoltaico está implantado no telhado do bloco B da EMC-UFG e foi desenvolvido e implantado pelo projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D): “Instalação de um Sistema de Geração Solar Fotovoltaica de 34 kWp em Telhado de um Prédio da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) da Universidade Federal de Goiás (UFG)”. Os dados de potência ativa consumida pela carga (centro de aulas) da EMC-UFG foram coletados pelo projeto de P&D: “Eficiência Energética e Minigeração na Universidade Federal de Goiás - UFG”.

A carga utilizada é a demanda de energia de um centro de aulas localizado na EMC-UFG. Esse centro de aulas, apresentado na Figura 74 possui aulas semanais de segunda a sábado nos três períodos (matutino, vespertino e noturno). A curva de consumo de energia mensal do centro de aulas é mostrada na Figura 75. As medições da carga foram realizadas com taxa de amostragem de 10 minutos entre os dias 06/05/2019 até o dia 16/05/2019. Para compreender um período de 1 mês (o mês de maio) e totalizar 31 dias de medições, os dados foram replicados com adição de variação de +5 kW e -5 kW, visto que o consumo de energia do centro de aulas está relacionado com as aulas semanais e mantém um padrão de consumo durante o período letivo.

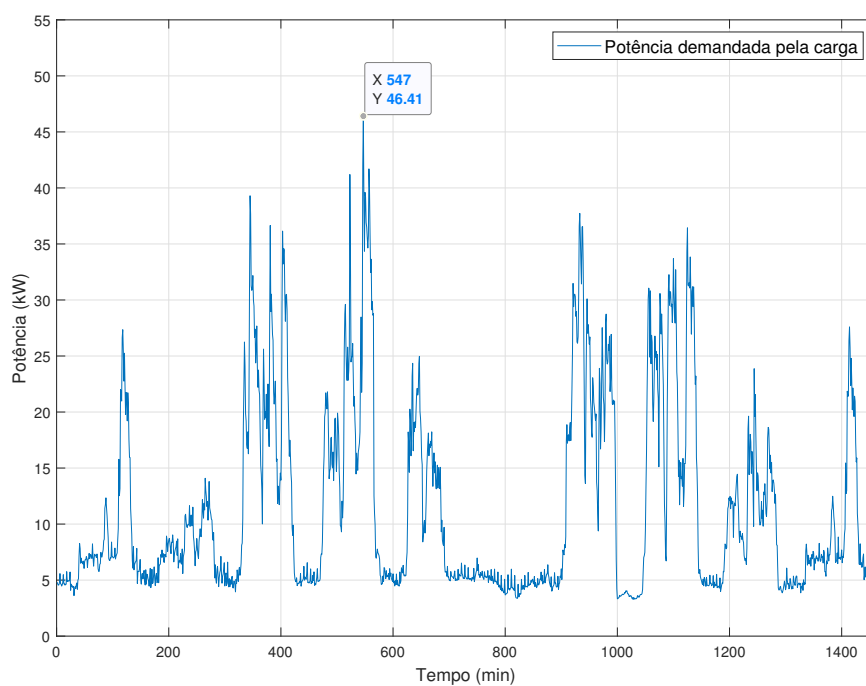
Considera-se, neste caso, que o sistema fotovoltaico alimenta a demanda de energia do centro de aulas da EMC-UFG. Introduce-se um sistema de armazenamento de energia

Figura 74 – Centro de aulas localizado na EMC-UFG



Fonte: o autor

Figura 75 – Curva de consumo de energia mensal do centro de aulas localizado na EMC-UFG



Fonte: o autor

(banco de baterias) para alimentar a carga durante os períodos em que a geração fotovoltaica for insuficiente. Caso a potência fornecida do sistema fotovoltaico e ESS não seja suficiente para atender à demanda de potência da carga, consome-se potência da rede de distribuição de energia. De forma similar ao Caso 1, somente o sistema fotovoltaico pode recarregar o ESS.

O sistema fotovoltaico (Figura 76) de 34 kWp está conectado na rede elétrica e é composto por 145 painéis fotovoltaicos (235 W, 60 células com material poli c-Si). Os painéis fotovoltaicos são da empresa SUN EARTH modelo TPB 156x156-60-P (235 Wp) (SUN-EARTH, 2014) e eles estão conectados (em associações série e paralelo) com 8 inversores de potência monofásicos da marca ELTEK (modelos Theia 2.9 HE-t e 4.4 HE-t) (PIMENTEL et al., 2017).

Figura 76 – Sistema fotovoltaico localizado no topo do telhado do bloco B na EMC-UFG



Fonte: o autor

O ESS é composto por 1 *storage Habor Flex smart battery*, composto por 4 módulos da bateria Panasonic DCB-105 conectados em série (PIKA-ENERGY, 2018). A Tabela 11 apresenta os valores dos principais componentes e parâmetros do sistema elétrico.

Neste caso, o horizonte de previsão analisa duas horas a frente (120 minutos), visto que o tempo de amostragem do sistema é de 10 minutos. Foram utilizados valores inferiores para o tempo de amostragem neste sistema e o controlador também demonstrou desem-

Tabela 11 – Parâmetros do controlador, sistema fotovoltaico e do banco de baterias

Parâmetros	Valores
$N_p$	12
$N_c$	1
$r_w$	0,1
Tempo de amostragem ( $k$ )	10 min
Potência Máxima Instalada	34 kWp
$E_{nom}$	13,52 kWh
$E_{demanda}$	53,25 MWh
$SOC_{inicial}$	90%
$SOC_{min}$	20%
$SOC_{max}$	100%

penho satisfatório. Assim, considera-se a taxa de amostragem igual a 10 minutos devido à melhor visualização dos resultados obtidos. O controlador proposto atua no gerenciamento das potências das fontes de energia no instante atual ( $N_c = 1$ ). O parâmetro de ajuste considerado foi  $r_w = 0,1$ , visto que obteve melhor desempenho da função objetivo do modelo ARMAX-GPC.

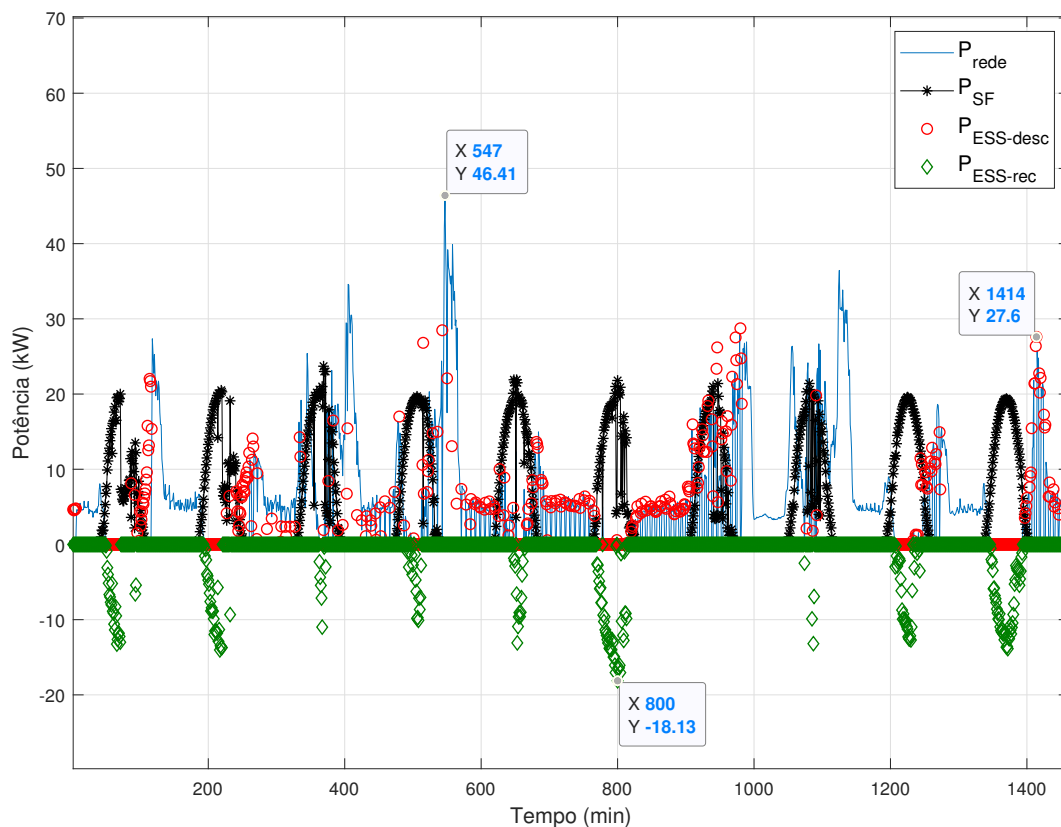
A energia total demandada pela carga é de 53,25 MWh durante os 31 dias. Define-se que a carga inicial do SOC do ESS é de 90%. Os valores de limites mínimo e máximo do nível de SOC do ESS considerados no controlador foram de 20% e 100%, respectivamente.

Os modelos ARX e ARMAX realizam o treinamento com os dados obtidos do sistema elétrico medidos individualmente nos dias 05/05/2019 e 06/05/2019, utilizando, de forma semelhante ao Caso 1, o algoritmo desenvolvido baseado em árvore de decisão. Assim, obtém-se os coeficientes do modelo ARX e ARMAX que descrevem a série de dados de potência ativa das fontes de energia do sistema elétrico. Em seguida, introduz-se os dados no GPC que realiza o controle das potências (geradas pelas fontes de energia) em relação ao sinal de referência de forma a atender à potência demandada pela carga.

Os valores das potências das fontes controladas pelo modelo ARMAX-GPC nos dez primeiros dias são apresentados na Figura 77. Já a Figura 78 mostra os valores das potências das fontes controladas para o período de apenas três dias para melhor visualização dos resultados, na qual observa-se os resultados do controle para diferentes dias da semana, isto é, para os seguintes dias: sábado, domingo e segunda-feira. Apenas estes dois períodos são apresentados devido a melhor visualização dos dados, porém o controlador proposto atua durante todo o período de um mês. As figuras com todos os dados do período simulado são apresentadas no Apêndice E.

Nota-se que, nesses dias, o controlador proposto divide o consumo de potência da carga entre as três fontes de geração de energia. Evidencia-se maior uso de energia do ESS no 6º dia, onde há uma maior descarga de energia do ESS. Pode-se observar, também, que

Figura 77 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 2



Fonte: o autor

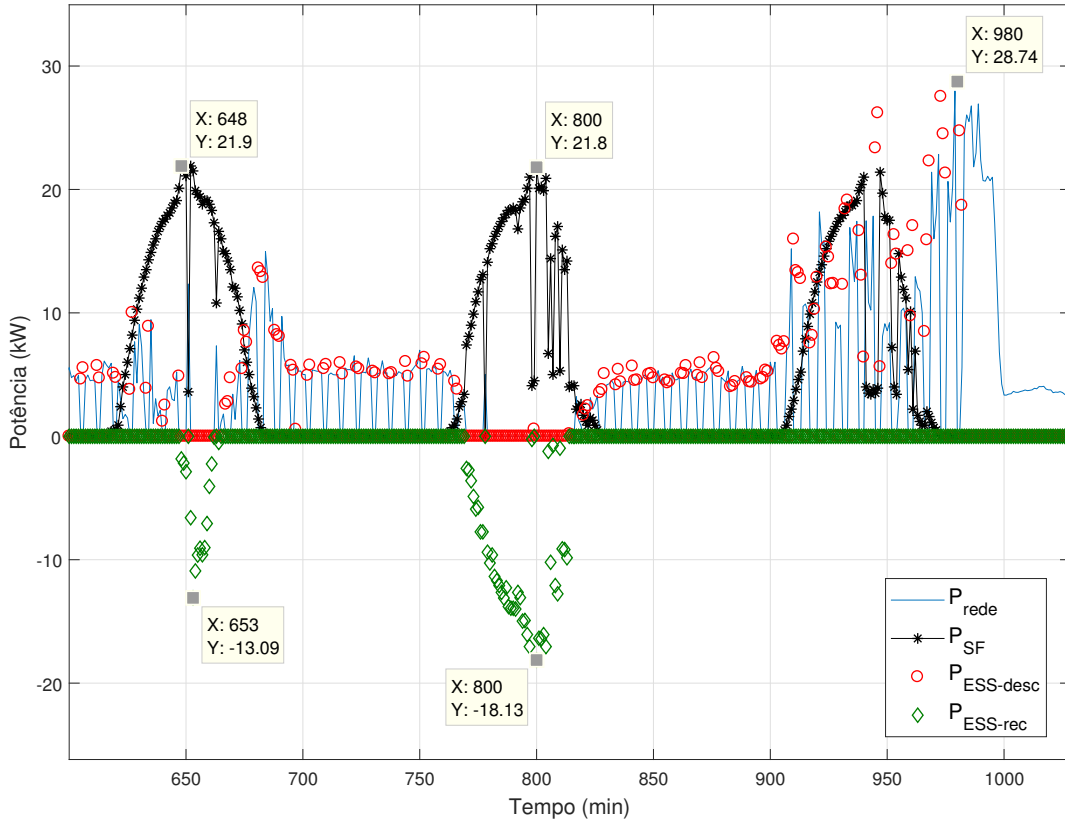
nos momentos em que a potência gerada pelo sistema fotovoltaico é superior ao consumo da carga, há o recarregamento do ESS.

A Figura 79 mostra os valores das potências de todas as fontes de energia fornecidas para o consumidor e da potência demandada pela carga durante os dez primeiros dias. Observa-se que, em todos os instantes, a potência demandada pela carga foi atendida pelo sistema elétrico.

O comportamento do SOC do ESS para todo período analisado com os três modelos de controles é apresentado na Figura 80. Nota-se que, de acordo com a Figura 77, os controladores ARMAX-GPC e ARX-GPC não descarregam a energia do ESS nos primeiros dias, como é realizado com os controles propostos em (AZIZ et al., 2019) e (MBUNGU et al., 2017).

Os controles ARMAX-GPC, ARX-GPC e (MBUNGU et al., 2017) descarregam o ESS até o limite inferior ( $SOC_{min} = 20\%$ ), enquanto que o controle proposto em (AZIZ et al., 2019) mantém o SOC do ESS com o valor de, aproximadamente, 23%. Pode-se observar também que o comportamento de recarga de energia do ESS é semelhante a todos

Figura 78 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 2



Fonte: o autor

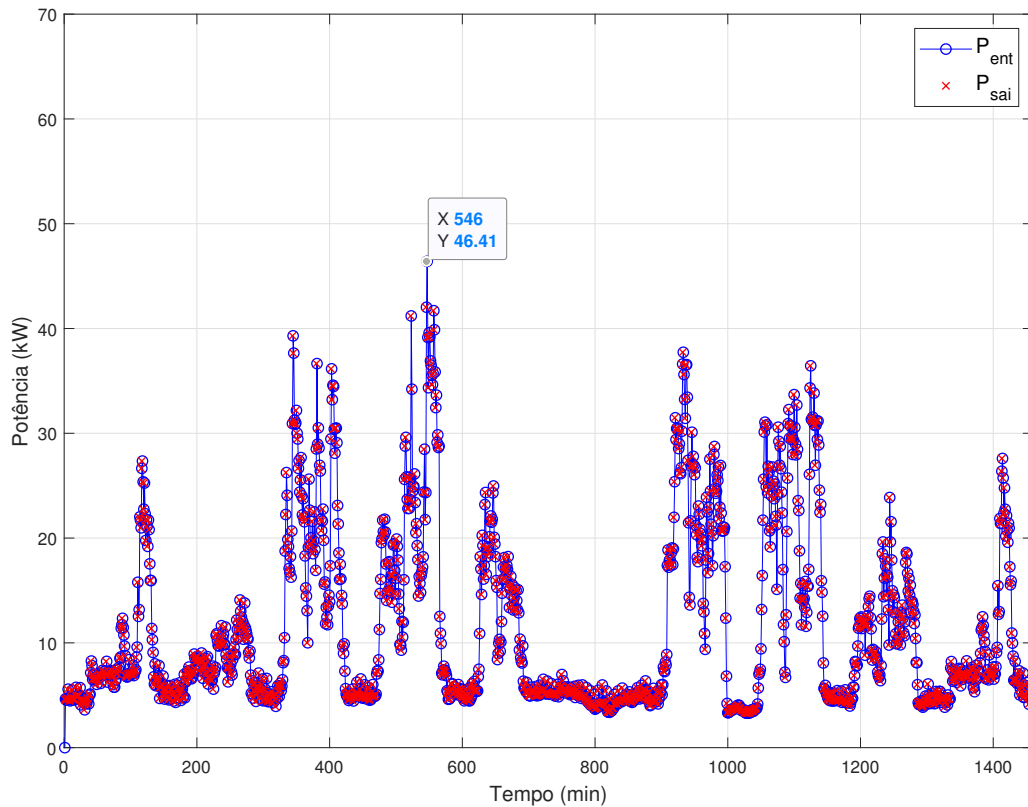
os controladores, visto que apenas a potência gerada pelo sistema fotovoltaico superior à potência demandada pela carga contribui para recarregar o ESS.

A Tabela 12 apresenta os valores do custo da energia consumida pela carga ( $Custo_E$ ) para todo o período analisado; da energia fornecida pela rede de distribuição ( $En_r$ ), a energia fornecida para a carga por todas as fontes ( $En_f$ ); o tempo de processamento da execução do controlador ( $T_p$ ); e o erro quadrático médio (EQM) dado pela Equação 4.51.

Tabela 12 – Valores do  $Custo_E$ ,  $En_r$ ,  $En_f$ ,  $T_p$  and  $EQM_T$  para o Caso 2.

Modelo	$Custo_E$	$En_r$	$En_f$	$T_p$	$EQM_T$
Referência	R\$ 19.242,69	53,250 MWh	53,25 MWh	–	–
(AZIZ et al., 2019)	R\$ 17.033,45	33,498 MWh	53,25 MWh	3,5 $\mu s$	$14,45 \cdot 10^{-3}$
(MBUNGU et al., 2017)	R\$ 16.425,75	33,122 MWh	53,25 MWh	3,0 ms	$5,19 \cdot 10^{-3}$
ARX-GPC	R\$ 16.346,78	33,110 MWh	53,25 MWh	4,0 ms	$2,07 \cdot 10^{-3}$
ARMAX-GPC	R\$ 16.172,37	33,097 MWh	53,25 MWh	4,0 ms	$0,32 \cdot 10^{-3}$

Figura 79 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 2

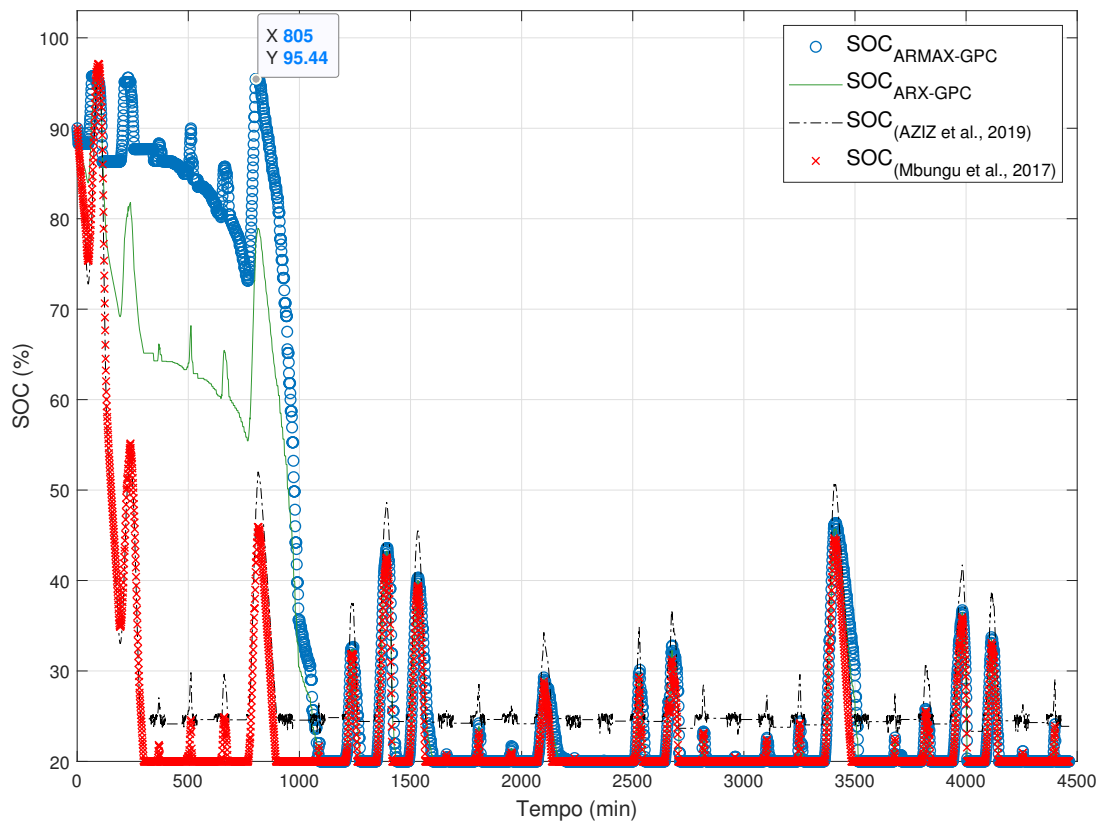


Fonte: o autor

Pode-se notar que o controlador ARMAX-GPC obteve o menor valor de custo dentre todos os controladores comparados. Este resultado demonstra que o controlador proposto conseguiu gerenciar de forma mais adequada as potências das fontes de energia, de forma a reduzir o consumo de energia da fonte mais cara (rede de distribuição) ao utilizar as fontes mais baratas (ESS e sistema fotovoltaico). Observa-se também que, em comparação ao valor de referência, o controlador ARMAX-GPC obteve maior valor percentual de redução do custo (15,96% e R\$ 3.070,32), enquanto que os controles ([AZIZ et al., 2019](#)), ([MBUNGU et al., 2017](#)) e ARX-GPC obtiveram reduções percentuais iguais a 11,48% (R\$ 2.209,24), 14,64% (R\$ 2.816,94) e 15,05% (R\$ 2.895,91), respectivamente.

O controlador proposto consumiu menor quantidade de energia da rede quando comparado aos valores obtidos pelos outros três controles. A energia fornecida para a carga foi a mesma, visto que a demanda de energia é sempre atendida pelo sistema elétrico. Apesar do tempo de processamento do modelo ARMAX-GPC ter sido maior ou igual ao tempo de execução dos demais controladores, este valor não afeta a operação do modelo visto que o tempo obtido é bastante inferior ao tempo de amostragem (10 minutos). Por fim, o controle ARMAX-GPC obteve menor EQM dentre todos os modelos comparados.

Figura 80 – Valores do SOC do ESS com os três controladores durante 31 dias



Fonte: o autor

Portanto, observa-se que o modelo ARMAX-GPC proposto controlou e otimizou as potências geradas pelas fontes de energia de forma a atender a demanda da carga obtendo menor consumo de energia da rede, menor EQM e menor custo total de energia.

## 4.6 Conclusões

Neste capítulo, um novo modelo de controle de potência entre fontes de energia de um sistema elétrico é proposto. O controle ARMAX-GPC utiliza a modelagem ARMAX para extrair as características desejadas dos dados de entrada do sistema para, então, inseri-las no controlador GPC para otimizar o fluxo de potência do sistema elétrico e minimizar o custo do consumo de energia da carga.

Os resultados computacionais foram mais adequados quando utilizado o controlador ARMAX-GPC, em relação aos demais trabalhos analisados, quando comparados o custo de energia consumida pela carga e a quantidade de energia consumida da rede de distribuição pela carga. O controle proposto também permite que outras fontes de energia (ex.: eólica, biomassa, dentre outras) sejam modeladas e inseridas no sistema elétrico

utilizando apenas seus dados de potência ativa.

De fato, o modelo ARMAX-GPC apresenta um novo método de otimização de sistemas elétricos com sistemas híbridos conectados à rede. Como visto, o método proposto pode ser aplicado em sistemas reais, gerenciando os componentes do sistema de energia, a fim de sempre atender à demanda da carga, reduzir o suprimento de energia pela rede de distribuição e minimizar o valor do custo da energia consumida pela carga.

## 5 Conclusões Finais

Esta Tese aborda o tema de sistemas fotovoltaicos, discorrendo sobre etapas essenciais para resultar na simulação e no controle desses sistemas. O objetivo principal visa realizar a análise de impactos relacionados à injeção de potências ativas e reativas e de distorções harmônicas causadas por sistemas fotovoltaicos conectados na rede de distribuição de energia e propor um método de controle de sistemas híbridos de energia. Para atingir esse objetivo, primeiramente foi necessário propor modelagens de painéis fotovoltaicos, estimando seus parâmetros de forma a mapear o comportamento do módulo virtual de forma similar ao comportamento do módulo fotovoltaico real. Em seguida, modelou-se o sistema elétrico, juntamente com o sistema fotovoltaico, para possibilitar a análise das distorções harmônicas resultantes da injeção de potência na rede de distribuição. Por fim, desenvolveu-se um controlador baseado na modelagem autorregressiva com médias móveis e entradas exógenas associada a uma técnica de controle preditivo para realizar o controle do fluxo de energia entre fontes de energia distintas de um sistema elétrico. Assim, esta Tese possui propostas relacionadas à modelagem e simulação de sistemas fotovoltaicos e ao controle do fluxo de energia de sistema híbridos, na qual todas as propostas foram desenvolvidas para sistemas elétricos conectados à rede de distribuição de energia.

A estimação de parâmetros de modelos de painéis fotovoltaicos é proposta em função da equação característica de painéis fotovoltaicos. Valores mais precisos para esses parâmetros garantem que o comportamento da curva  $I-V$  seja semelhante ao comportamento da curva  $I-V$  ideal e que a curva  $I-V$  gerada passe no ponto de máxima potência. Contudo, devido a mudanças nas condições ambientais, os valores desses parâmetros devem ser atualizados. Dessa forma, os métodos propostos auxiliam na correta representação e funcionamento dos módulos fotovoltaicos para executar, posteriormente, a etapa seguinte, isto é, a simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

Nesta Tese são propostos dois métodos para realizar a estimação de parâmetros de módulos fotovoltaicos. O primeiro método utiliza algoritmos de otimização de forma a estimar os parâmetros do modelo de único diodo. Já o segundo método propõe equações explícitas de forma que reduza a complexidade computacional do tempo de execução para  $O(1)$ , isto é, não há custo computacional para calcular os parâmetros do modelo de único diodo ao se utilizar as equações propostas. Realizada a modelagem do painel fotovoltaico que, conseqüentemente, permite modelar sistemas fotovoltaicos, pode-se realizar a simulação desses sistemas conectados à rede.

Um sistema elétrico que contenha um sistema fotovoltaico possui componentes conversores de tensão, algoritmos para gerar a máxima potência e filtros para reduzir a

distorção harmônica da energia gerada. Portanto, se faz necessário a descrição e compreensão desses componentes para que a rede se mantenha estável durante as simulações. Além disso, é necessário atribuir valores para os componentes do sistema fotovoltaico, assim como os valores para os componentes da rede. Os resultados das simulações de sistemas fotovoltaicos permitem analisar o comportamento de todos os componentes que integram a rede, de modo que seja possível a análise de corrente, de tensão, de potências e de distorções harmônicas para auxiliar projetos de implantação de sistemas fotovoltaicos. Essas análises podem, também, auxiliar a concessionária de energia a analisar o perfil de tensão da rede, de realizar estudos relacionados ao fator de penetração de sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição e de projetos de manutenção da rede de médio a longo prazo.

Assim, propôs-se um modelo de simulação de sistema elétrico que contém os seguintes componentes: um sistema fotovoltaico, conversor CC-CC que possui um algoritmo de seguimento de máxima potência, um conversor CC-CA, um filtro LC, um consumidor com carga CA e uma rede de distribuição equivalente. Três estudos de casos foram realizados nesse sistema elétrico, no qual analisou-se o sistema para as condições padrões de teste e com dados reais de condições ambientais para o período de um e de dois dias. O modelo de simulação proposto possibilitou a análise de vários índices do sistema elétrico (como, por exemplo, corrente, tensão e potência ativa e reativa) em conjunto com as distorções inseridas pela injeção de potência do sistema fotovoltaico na carga e na rede de distribuição. Portanto, este modelo proposto pode ser utilizado na etapa de projeto de sistemas fotovoltaicos reais.

Como várias fontes de energia estão sendo inseridas na matriz energética, a geração distribuída está se difundindo por toda a matriz energética de vários países. Assim, a associação de fontes de energia intermitentes com sistemas de armazenamento de energia também estão se tornando mais comuns.

Assim, propôs-se nesta Tese, um controlador baseado no modelo ARMAX e no GPC que realiza o controle do fluxo de energia entre fontes de energia de um sistema híbrido de energia. No sistema elétrico implementado, há um sistema fotovoltaico, um sistema de armazenamento de energia, uma carga e a rede de distribuição de energia. O controlador proposto, portanto, gerencia e otimiza as potências geradas pelas fontes de energia, de forma a consumir menos energia da rede de distribuição e, conseqüentemente, minimizar o custo de energia consumida por um determinado consumidor. Além disso, o controlador ARMAX-GPC possui tempo de processamento aceitável para aplicações reais e obteve o menor erro quadrático médio, em relação aos controladores comparados, ao relacionar os valores da potência total fornecida pelas fontes de energia com os valores da potência consumida pela carga.

Como trabalhos futuros, pode-se indicar os seguintes tópicos:

- 
- Propor modelos de simulação de sistemas fotovoltaicos isolados conectados a cargas em corrente alternada, representando consumidores em área rural;
  - Desenvolver uma metodologia para a análise do fator de penetração de sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição;
  - Propor um controle de fluxo de energia que possibilite a inserção de tarifas de energia com custos variáveis em relação ao seu horário de consumo.

## Referências

- ABDELTAWAB, H. H.; MOHAMED, Y. A. I. Market-oriented energy management of a hybrid wind-battery energy storage system via model predictive control with constraint optimizer. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 62, n. 11, p. 6658–6670, Novembro 2015. Citado 2 vezes nas páginas 97 e 99.
- ABU-RUB, H.; MALINOWSKI, M.; AL-HADDAD, K. *Power Electronics for Renewable Energy Systems, Transportation and Industrial Applications*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 96 e 97.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *RESOLUÇÃO NORMATIVA: Número 414*. Distrito Federal, 2010. 156 p. Citado na página 54.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *RESOLUÇÃO NORMATIVA: Número 482*. Distrito Federal, 2012. 12 p. Citado 3 vezes nas páginas 23, 53 e 54.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *RESOLUÇÃO NORMATIVA: Número 687*. Distrito Federal, 2015. 25 p. Citado na página 53.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 8 - qualidade da energia elétrica*. Distrito Federal, 2018. 88 p. Citado 4 vezes nas páginas 54, 55, 74 e 170.
- ATTIVISSIMO, F. et al. Uncertainty analysis in photovoltaic cell parameter estimation. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, v. 61, n. 5, p. 1334–1342, Maio 2012. Citado na página 59.
- AZIZ, A. S. et al. Energy management and optimization of a pv/diesel/battery hybrid energy system using a combined dispatch strategy. *Sustainability*, v. 11, n. 3, 2019. Citado 13 vezes nas páginas 99, 100, 118, 119, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 135, 136 e 137.
- BLAABJERG, F.; IONEL, D. M. Renewable energy devices and systems – state-of-the-art technology, research and development, challenges and future trends. *Electric Power Components and Systems*, Taylor & Francis, v. 43, n. 12, p. 1319–1328, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 96 e 97.
- BLAS, M. de et al. Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices. *Renewable Energy*, v. 25, n. 3, p. 371–380, Março 2002. Citado na página 30.
- BRITO, M. A. G. de et al. Comparative analysis of mppt techniques for pv applications. In: *2011 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 99–104. Citado na página 57.
- BROCKWELL PETER, J.; DAVIS, R. A. *Time Series: Theory and Methods*. [S.l.]: Springer, 1991. Citado 2 vezes nas páginas 105 e 106.
- CÁRDENAS, A. A. et al. Experimental parameter extraction in the single-diode photovoltaic model via a reduced-space search. *IEEE Transactions on Industrial*

*Electronics*, v. 64, n. 2, p. 1468–1476, Fevereiro 2017. Citado 3 vezes nas páginas 31, 45 e 97.

CARLOS, G. P.; RAMOS-PAJA, A.; SPAGNUOLO, G. *Photovoltaic Sources Modeling*. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2017. v. 1. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.

CELG DISTRIBUIÇÃO S.A. *Resolução Normativa: Requisitos para conexão de microgeradores e minigeradores ao sistema de distribuição da celg d - ntc-71 revisão 2*. Goiânia, 2016. 51 p. Citado na página 53.

COLI, C. H. A. e E. *Cálculo Numérico - Fundamentos e Aplicações*. São Paulo: Departamento de Matemática Aplicada - IME - USP, 2009. Citado na página 38.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Curitiba, 2014. 530 p. Citado na página 53.

CORMEN, T. H. *Introduction to Algorithms*. [S.l.]: Elsevier, 2009. Citado na página 119.

COSTA, W. T. *Modelagem, estimação de parâmetros e método MPPT para módulos fotovoltaicos*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, outubro 2010. Citado 5 vezes nas páginas 30, 31, 33, 35 e 38.

CUBAS, J.; PINDADO, S.; VICTORIA, M. On the analytical approach for modeling photovoltaic systems behavior. *Journal of Power Sources*, v. 247, p. 467 – 474, 2014. Citado 11 vezes nas páginas 34, 35, 36, 39, 42, 43, 44, 45, 47, 48 e 58.

DORF, R. C.; BISHOP, R. H. *Sistemas de Controle Modernos*. Rio de Janeiro: LTC, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 101 e 103.

EHRlich, R.; GELLER, H. D. *Renewable Energy: A First Course*. Boca Raton: CRC Press, 2018. Citado na página 96.

EL-NAGGAR, K. et al. Simulated annealing algorithm for photovoltaic parameters identification. *Solar Energy*, v. 86, n. 1, p. 266 – 274, 2012. Citado na página 35.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*. Distrito Federal, 2019. 382 p. Citado na página 24.

ESRAM, T. *Modeling and control of an alternating-current photovoltaic module*. Tese (Doutorado) — Universidade de Illinois, Illinois, Estados Unidos da América, 2010. Citado na página 34.

FRANÇA, J. A. et al. Uma implementação do algoritmo levenberg-marquardt dividido para aplicações em visão computacional. *Semina: Ciências Exatas e Tecnológicas*, v. 30, n. 1, p. 51–61, junho 2009. Citado na página 40.

FRANCO, R. A. P.; VIEIRA, F. H. T. Analytical method for extraction of the single-diode model parameters for photovoltaic panels from datasheet data. *Electronics Letters*, v. 54, n. 8, p. 519–521, Abril 2018. Citado 3 vezes nas páginas 31, 40 e 48.

FRERIS, L.; INFIELD, D. *Renewable Energy in Power Systems*. Chichester: John Wiley & Sons, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 96 e 97.

GONG, W.; CAI, Z. Parameter extraction of solar cell models using repaired adaptive differential evolution. *Solar Energy*, v. 94, n. Supplement C, p. 209 – 220, 2013. Citado na página 35.

IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY. *IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*: IEEE Std 219. Nova Iorque, 2014. 29 p. Citado 2 vezes nas páginas 54 e 170.

IRENA, I. R. E. A. *Renewable capacity highlights*. 2019. [Online]. Disponível em: <[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Mar/RE\\_capacity\\_highlights\\_2019.pdf?la=en&hash=BA9D38354390B001DC0CC9BE03EEE559C280013F](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Mar/RE_capacity_highlights_2019.pdf?la=en&hash=BA9D38354390B001DC0CC9BE03EEE559C280013F)>. Acesso em 28 de novembro de 2019. Citado na página 23.

JERVASE, J. A.; BOURDOUCEN, H.; AL-LAWATI, A. Solar cell parameter extraction using genetic algorithms. *Measurement Science and Technology*, v. 12, n. 11, p. 1922, 2001. Citado na página 35.

JIANG, L. L.; MASKELL, D. L.; PATRA, J. C. Parameter estimation of solar cells and modules using an improved adaptive differential evolution algorithm. *Applied Energy*, v. 112, n. Supplement C, p. 185 – 193, 2013. Citado na página 35.

JUNIOR, J. U. *Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Santa Catarina, Brasil, 2012. Citado na página 53.

KABIR, M. N. et al. Coordinated control of grid-connected photovoltaic reactive power and battery energy storage systems to improve the voltage profile of a residential distribution feeder. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 10, n. 2, p. 967–977, Maio 2014. Citado na página 56.

KIM, S.-K. et al. Modeling and simulation of a grid-connected pv generation system for electromagnetic transient analysis. *Solar Energy*, v. 83, n. 5, p. 664 – 678, 2009. Citado na página 56.

KOUVARITAKIS, B.; CANNON, M. *Model Predictive Control: Classical, Robust and Stochastic*. Londres: Springer, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 108, 109 e 110.

KYOCERA-CORPORATION. *High Efficiency Multicrystal Photovoltaic Module*. 2011. KC200GT datasheet. [Online]. Disponível em: <<https://www.datasheets.com/datasheet/KC200GT-Kyocera-62747508>>. Acesso em 28 de novembro de 2019. Citado 2 vezes nas páginas 45 e 120.

LAUDANI, A.; FULGINEI, F. R.; SALVINI, A. High performing extraction procedure for the one-diode model of a photovoltaic panel from experimental i–v curves by using reduced forms. *Solar Energy*, v. 103, p. 316 – 326, 2014. Citado 15 vezes nas páginas 9, 31, 33, 34, 35, 36, 40, 41, 45, 46, 47, 48, 50, 51 e 58.

LAUDANI, A. et al. Reduced-form of the photovoltaic five-parameter model for efficient computation of parameters. *Solar Energy*, v. 97, n. Supplement C, p. 122 – 127, 2013. Citado na página 35.

- LI, S. xian Lun; Cun-jiao Du; Ting-ting Guo; Shuo Wang; Jing-shu Sang; Jia-pei. A new explicit i–v model of a solar cell based on taylor’s series expansion. *Solar Energy*, v. 94, n. 2, p. 221–232, 2013. Citado 5 vezes nas páginas 34, 36, 45, 47 e 48.
- LIU, H. et al. Armax-based transfer function model identification using wide-area measurement for adaptive and coordinated damping control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 8, n. 3, p. 1105–1115, Maio 2017. Citado 2 vezes nas páginas 105 e 106.
- LU, X. et al. State-of-charge balance using adaptive droop control for distributed energy storage systems in dc microgrid applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 61, n. 6, p. 2804–2815, Junho 2014. Citado na página 99.
- MA, J. *Optimization Approaches for Parameter Estimation and Maximum Power Point Tracking (MPPT) of Photovoltaic Systems*. Tese (Doutorado) — Universidade de Liverpool, Liverpool, Reino Unido, 2014. Citado na página 45.
- MA, J.; QIN, S. J.; SALSBURY, T. Application of economic mpc to the energy and demand minimization of a commercial building. *Journal of Process Control*, v. 24, n. 8, p. 1282 – 1291, 2014. Economic nonlinear model predictive control. Citado 2 vezes nas páginas 99 e 100.
- MADSEN, H. N. e. O. T. K. *Methods for non-linear least squares problems*. Kongens Lyngby: Informatics and Mathematical Modelling - Technical University of Denmark, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 37.
- MAJDOUL, R. et al. Combined analytical and numerical approach to determine the four parameters of the photovoltaic cells models. In: *2015 International Conference on Electrical and Information Technologies (ICEIT)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 263–268. Citado 4 vezes nas páginas 34, 35, 46 e 48.
- MARION, B. A method for modeling the current-xvoltage curve of a pv module for outdoor conditions. *Progress in Photovoltaics*, v. 10, n. 3, p. 205–214, 2002. Citado na página 59.
- MASTERS, G. M. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 96 e 97.
- MBUNGU, N. T. et al. Optimisation of grid connected hybrid photovoltaic–wind–battery system using model predictive control design. *IET Renewable Power Generation*, v. 11, n. 14, p. 1760–1768, Dez 2017. Citado 14 vezes nas páginas 99, 100, 112, 118, 119, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 135, 136 e 137.
- MEZA, C.; ORTEGA, R. On-line estimation of the temperature dependent parameters of photovoltaic generators. *IFAC Proceedings Volumes*, v. 46, n. 11, p. 653 – 658, 2013. 11th IFAC Workshop on Adaptation and Learning in Control and Signal Processing. Citado na página 59.
- MOHAMED, M. A. E. H. Efficient approximation of photovoltaic model using dependent thevenin equivalent circuit based on exponential sums function. p. 1–6, Junho 2015. Citado 6 vezes nas páginas 34, 36, 45, 47, 48 e 49.
- MOHAN, N.; UNDELAND, T. M.; ROBBINS, W. P. *Power Electronics: converters, applications, and design*. Nova Iorque, Estados Unidos da América: John Wiley & Sons, Inc, 1995. v. 2. Citado 4 vezes nas páginas 63, 66, 67 e 68.

- NISE, N. S. *Engenharia de Sistemas de Controle*. Rio de Janeiro: LTC, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 100 e 101.
- OGATA, K. *Engenharia de Controle Moderno*. São Paulo: Pearson Universidades, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 100 e 101.
- ORTIZ-CONDE, A.; SÁNCHEZ, F. J. G.; MUCI, J. New method to extract the model parameters of solar cells from the explicit analytic solutions of their illuminated i–v characteristics. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 90, n. 3, p. 352 – 361, 2006. Citado na página 34.
- PAOLELLA, M. S. *Linear Models and Time-Series Analysis: Regression, ANOVA, ARMA and GARCH*. Chichester: Wiley, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 27, 105 e 106.
- PETRONE, G.; RAMOS-PAJA, C. A.; SPAGNUOLO, G. *Photovoltaic Sources Modeling*. Chichester: John Wiley & Sons, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 97 e 167.
- PICAULT, D. et al. Forecasting photovoltaic array power production subject to mismatch losses. *Solar Energy*, v. 84, n. 7, p. 1301 – 1309, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 59 e 60.
- PIEDAD, E.; KUO, C. *A 12-month Data of Hourly Energy Consumption Levels from a Commercial-type Consumer*. 2018. [Online]. Disponível em: <<https://data.mendeley.com/datasets/n85kwcgt7t/1>>. Acesso em 28 de novembro de 2019. Citado na página 119.
- PIKA-ENERGY. *Harbor Flex Smart Battery Storage System*. 2018. Harbor Flex datasheet. [Online]. Disponível em: <<https://www.pika-energy.com/harbor-battery/>>. Acesso em 28 de novembro de 2019. Citado 2 vezes nas páginas 120 e 133.
- PIMENTEL, S. et al. Operational analysis of a 34 kwp grid-connected pv system considering local weather measurements in central brazil. In: *ISES Solar World Congress 2017*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–9. Citado na página 133.
- PINHEIRO, T. C. F. *Controle MPC Multivariável com Restrições usando Funções de Laguerre*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Pará, Belém, Pará, Brasil, outubro 2018. Citado 3 vezes nas páginas 201, 202 e 203.
- QI, W.; LIU, J.; CHRISTOFIDES, P. D. Distributed supervisory predictive control of distributed wind and solar energy systems. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, v. 21, n. 2, p. 504–512, Março 2013. Citado na página 99.
- RAJAPAKSE, A. D.; MUTHUMUNI, D. Simulation tools for photovoltaic system grid integration studies. In: *2009 IEEE Electrical Power Energy Conference (EPEC)*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–5. Citado na página 39.
- RASEL, S. I. et al. Design simulation of grid connected photovoltaic system using simulink. In: *2015 International Conference on Advances in Electrical Engineering (ICAEE)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 238–242. Citado na página 56.
- RASHID, M. H. *Eletrônica de potência: circuitos, dispositivos e aplicações*. São Paulo: Pearson, 2014. v. 4. Citado 9 vezes nas páginas 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68 e 69.

- RICHTER, S.; JONES, C. N.; MORARI, M. Computational complexity certification for real-time mpc with input constraints based on the fast gradient method. *IEEE Transactions on Automatic Control*, v. 57, n. 6, p. 1391–1403, Junho 2012. Citado 2 vezes nas páginas 104 e 119.
- ROPP, M. E.; GONZALEZ, S. Development of a matlab/simulink model of a single-phase grid-connected photovoltaic system. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 24, n. 1, p. 195–202, Março 2009. Citado na página 55.
- RU, Y.; KLEISSL, J.; MARTINEZ, S. Storage size determination for grid-connected photovoltaic systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 4, n. 1, p. 68–81, Jan 2013. Citado na página 56.
- SHARMA, S. K. et al. Overcoming the problems in determination of solar cell series resistance and diode factor. *Journal of Physics D: Applied Physics*, v. 23, n. 9, p. 1256, 1990. Citado na página 44.
- SULTANA, W. R. et al. A review on state of art development of model predictive control for renewable energy applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 76, p. 391 – 406, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 96 e 103.
- SUN-EARTH. *Pv-Module 235/240/245 Wp Polycrystalline TPB 156x156-60-P*. 2014. TPB 156x156-60-P datasheet. [Online]. Disponível em: <[http://www.sigsolar.de/files/sun\\_earth\\_db\\_en\\_web\\_235\\_240\\_245\\_2012.pdf](http://www.sigsolar.de/files/sun_earth_db_en_web_235_240_245_2012.pdf)>. Acesso em 28 de novembro de 2019. Citado 2 vezes nas páginas 133 e 166.
- TEODORESCU, M. L. R.; RODRIGUEZ, P. *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. Chichester: Wiley-IEEE Press, 2011. v. 1. Citado 3 vezes nas páginas 63, 64 e 65.
- TIAN, H. et al. A cell-to-module-to-array detailed model for photovoltaic panels. *Solar Energy*, v. 86, n. 9, p. 2695 – 2706, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 31, 34 e 39.
- TRIFKOVIC, M. et al. Modeling and control of a renewable hybrid energy system with hydrogen storage. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, v. 22, n. 1, p. 169–179, Jan 2014. Citado na página 99.
- VIKA, H. B. *Modelling of Photovoltaic Modules with Battery Energy Storage in Simulink/Matlab: With in-situ measurement comparisons*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Norueguesa de Ciências e Tecnologia, Illinois, Noruega. Citado na página 34.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. *Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações*. São Paulo: Érica, 2012. v. 1. Citado 8 vezes nas páginas 22, 23, 24, 25, 29, 32, 57 e 65.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. *IEEE Transactions on power electronics*, IEEE, v. 24, n. 5, p. 1198–1208, 2009. Citado 9 vezes nas páginas 34, 35, 36, 39, 45, 46, 47, 48 e 58.
- VILLALVA, M. G. e. o. *Conversor eletrônico de potência trifásico para sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica*. Tese (Doutorado) — Universidade de Campinas, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 52 e 65.

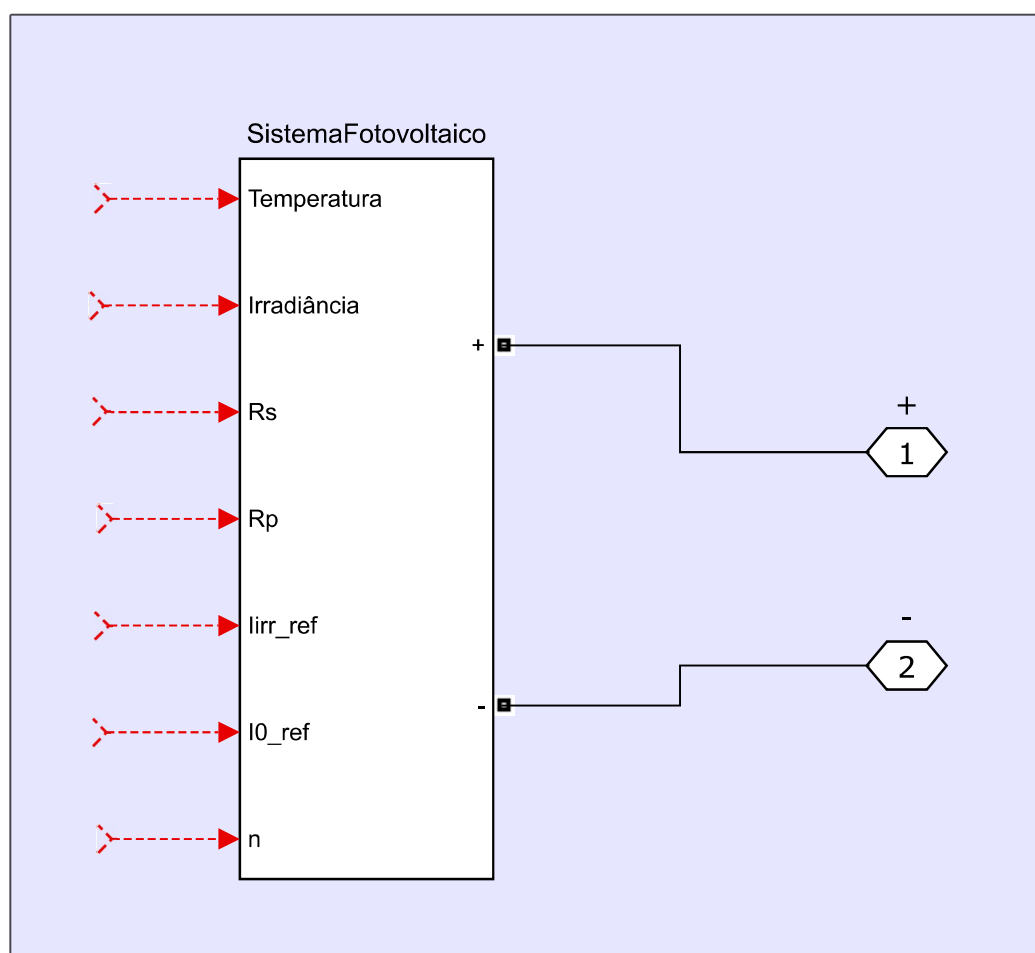
- VINOD; KUMAR, R.; SINGH, S. Solar photovoltaic modeling and simulation: As a renewable energy solution. *Energy Reports*, v. 4, p. 701 – 712, 2018. Citado na página 55.
- WANG, L. *Model predictive control system design and implementation using MATLAB®*. Melbourne: Springer Science & Business Media, 2009. Citado 12 vezes nas páginas 27, 104, 108, 109, 110, 111, 116, 117, 119, 201, 202 e 203.
- WANG, S.; LIU, Y. A pso-based fuzzy-controlled searching for the optimal charge pattern of li-ion batteries. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 62, n. 5, p. 2983–2993, Maio 2015. Citado na página 99.
- WANG, T.; KAMATH, H.; WILLARD, S. Control and optimization of grid-tied photovoltaic storage systems using model predictive control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 2, p. 1010–1017, Março 2014. Citado na página 99.
- WEI, H. et al. Extracting solar cell model parameters based on chaos particle swarm algorithm. In: *2011 International Conference on Electric Information and Control Engineering*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 398–402. Citado na página 34.
- YANG, Y.; BLAABJERG, F. Overview of single-phase grid-connected photovoltaic systems. *Electric Power Components and Systems*, Taylor & Francis, v. 43, n. 12, p. 1352–1363, 2015. Citado na página 97.
- YE, M.; WANG, X.; XU, Y. Parameter extraction of solar cells using particle swarm optimization. *Journal of Applied Physics*, v. 105, n. 9, p. 094502, 2009. Citado na página 34.
- YILDIRAN, N.; TACER, E. Identification of photovoltaic cell single diode discrete model parameters based on datasheet values. *Solar Energy*, v. 127, p. 175 – 183, 2016. Citado na página 55.
- YIN, L.; LIU, S.; GAO, H. Regularised estimation for armax process with measurements subject to outliers. *IET Control Theory & Applications*, v. 12, n. 7, p. 865–874, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 105 e 106.
- ZILLES, R. et al. *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica*. São Paulo: Oficina de Textos, 2012. v. 1. Citado 8 vezes nas páginas 24, 29, 30, 31, 32, 50, 52 e 53.

# Apêndices

# APÊNDICE A – Modelagem do Módulo Fotovoltaico

Neste apêndice é apresentada a modelagem do painel fotovoltaico desenvolvida para as simulações descritas nesta Tese. Essa modelagem foi implementada via MATLAB - *Simulink*, de acordo com as propostas desenvolvidas nesta Tese. O módulo fotovoltaico é apresentado abaixo:

Figura 81 – Implementação do sistema fotovoltaico



Fonte: o autor

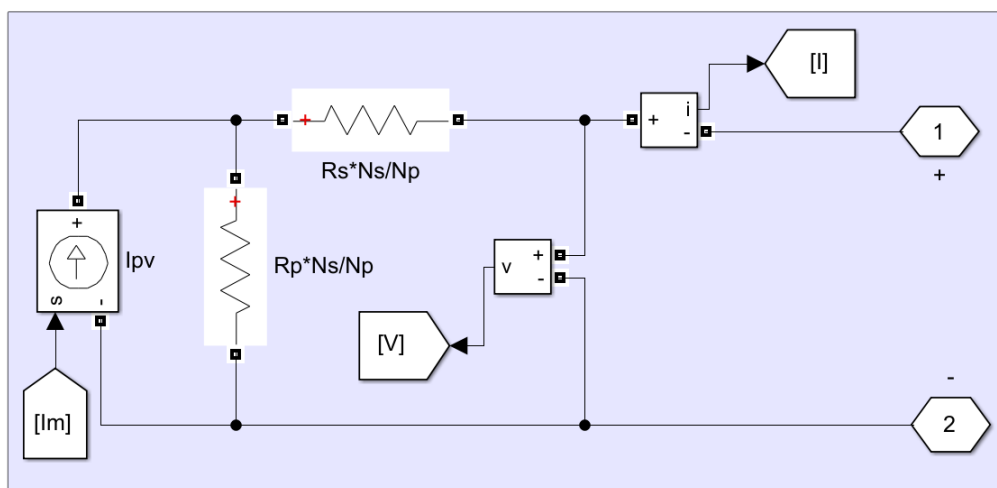
A Tabela 13 mostra os valores para os parâmetros de entrada na Figura 81, considerando o módulo fotovoltaico Kyocera KC200GT, onde  $R_s$ ,  $R_{sh}$ ,  $n$ ,  $I_{0_{ref}}$  e  $I_{irr_{ref}}$  correspondem à resistência série, resistência paralelo, fator de idealidade do diodo, corrente de saturação reversa do diodo de referência e corrente fotogerada de referência, respectivamente.

Tabela 13 – Valores dos parâmetros do SDM do painel fotovoltaico

Parâmetros	Valores
$R_s$	0,2131 $\Omega$
$R_{sh}$	350,00 $\Omega$
$n$	1,30
$I_0$	98,940 nA
$I_{irr}$	8,2050 A

A Figura 82 apresenta o circuito elétrico do módulo/sistema fotovoltaico, onde  $I_m$  corresponde à corrente gerada pela fonte de corrente  $I_{pv}$ .

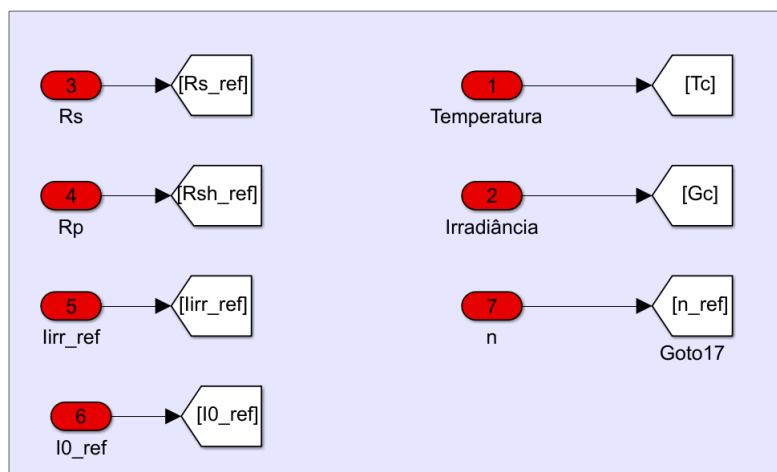
Figura 82 – Circuito elétrico do SDM



Fonte: o autor

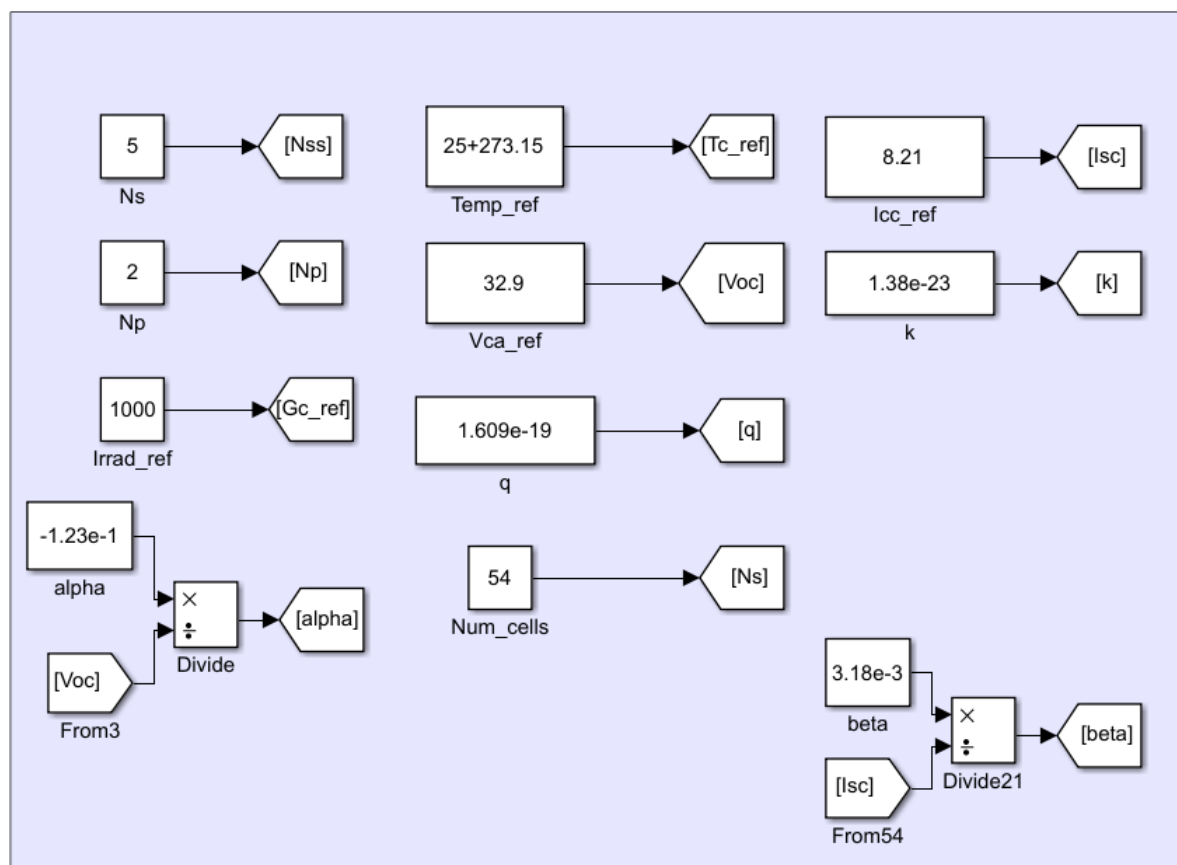
A inserção dos valores de entrada para os parâmetros do SDM são apresentados nas Figuras 83 e 84.

Figura 83 – Atribuição dos sinais de entrada à suas respectivas variáveis



Fonte: o autor

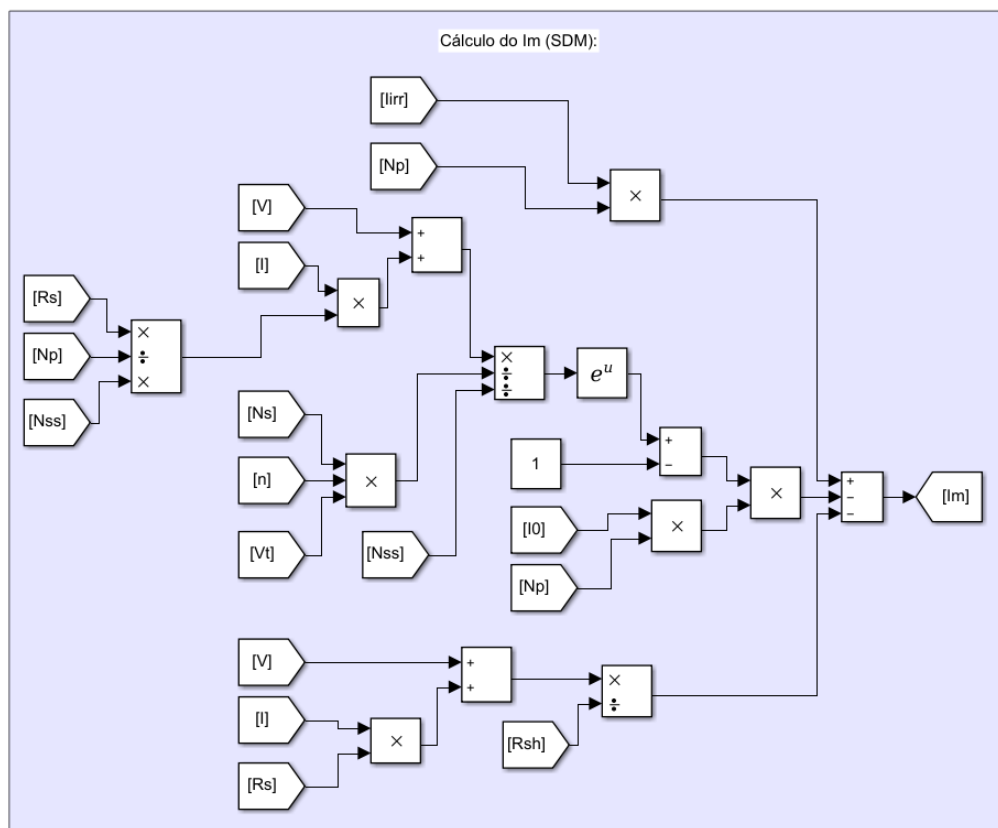
Figura 84 – Inicialização das variáveis com os valores fornecidos pelo *datasheet*



Fonte: o autor

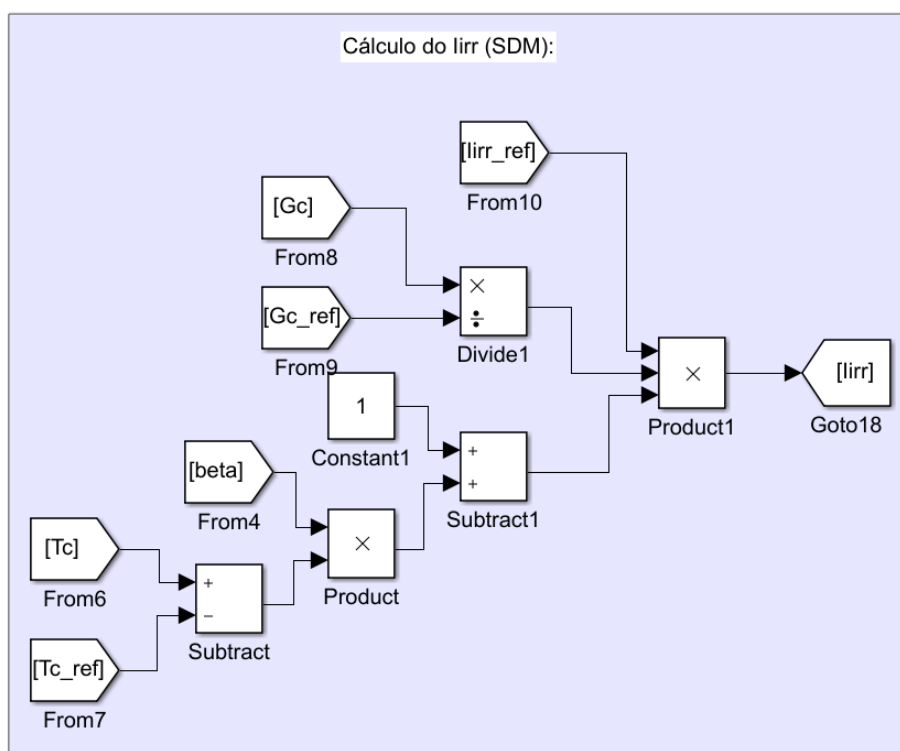
As equações que representam o comportamento do SDM nas STC considerando a atualização dos parâmetros do módulo fotovoltaico são mostrados nas Figuras 85-91.

Figura 85 – Equacionamento do parâmetro  $I_m$



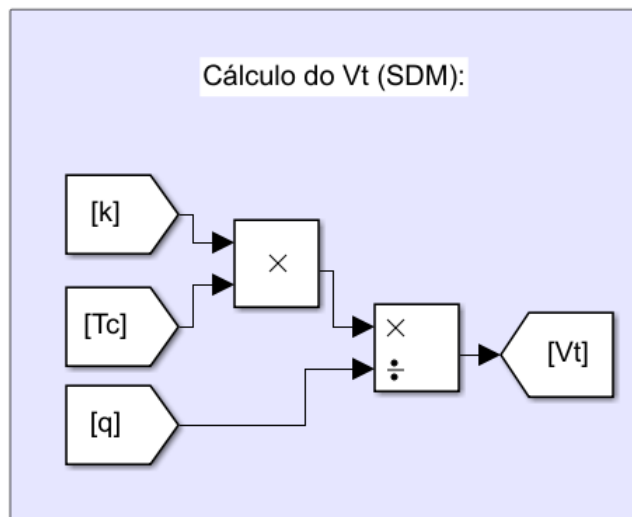
Fonte: o autor

Figura 86 – Equacionamento do parâmetro  $I_{irr}$



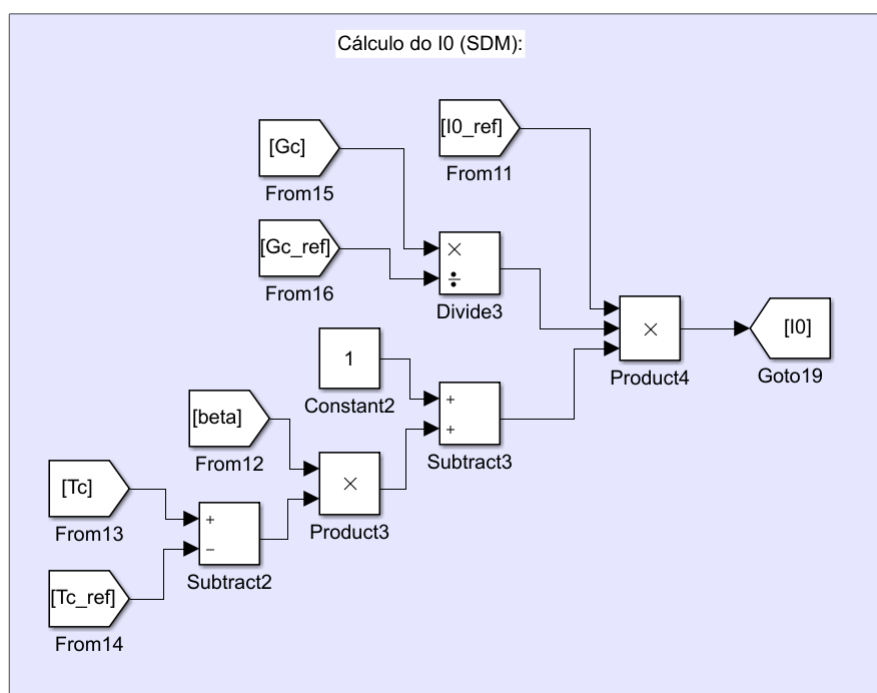
Fonte: o autor

Figura 87 – Equacionamento do parâmetro  $V_t$



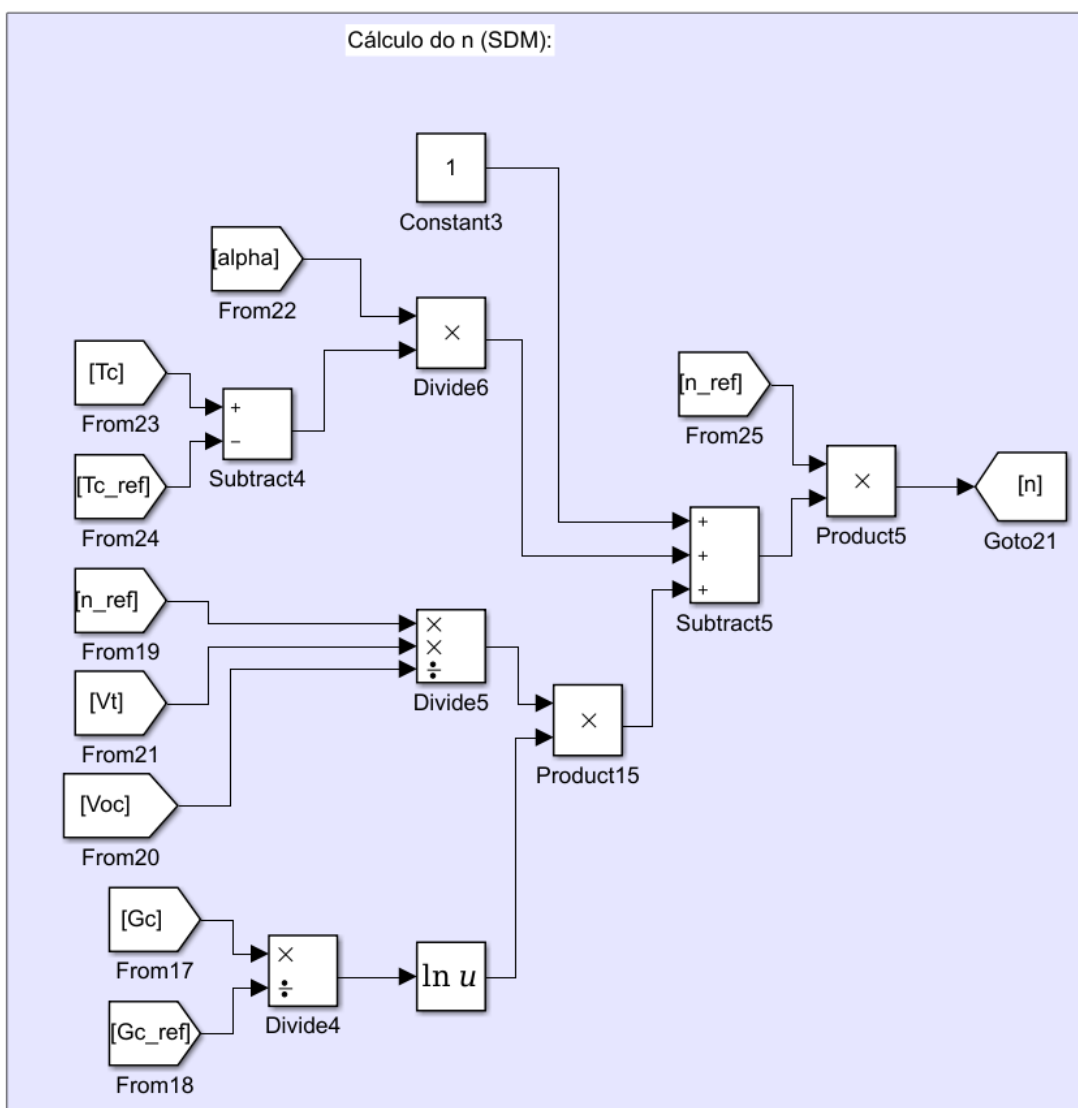
Fonte: o autor

Figura 88 – Equacionamento do parâmetro  $I_0$



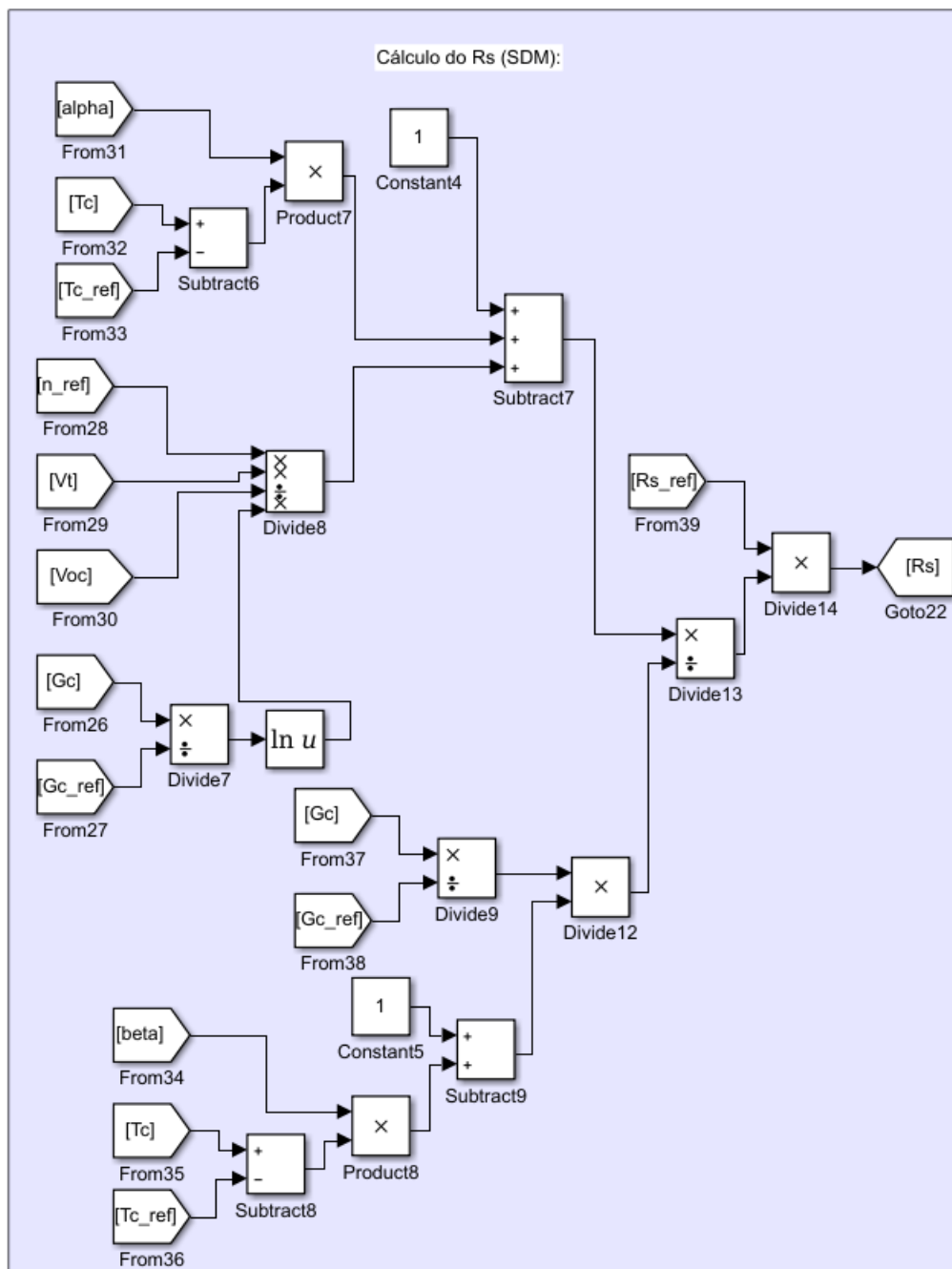
Fonte: o autor

Figura 89 – Equacionamento do parâmetro  $n$



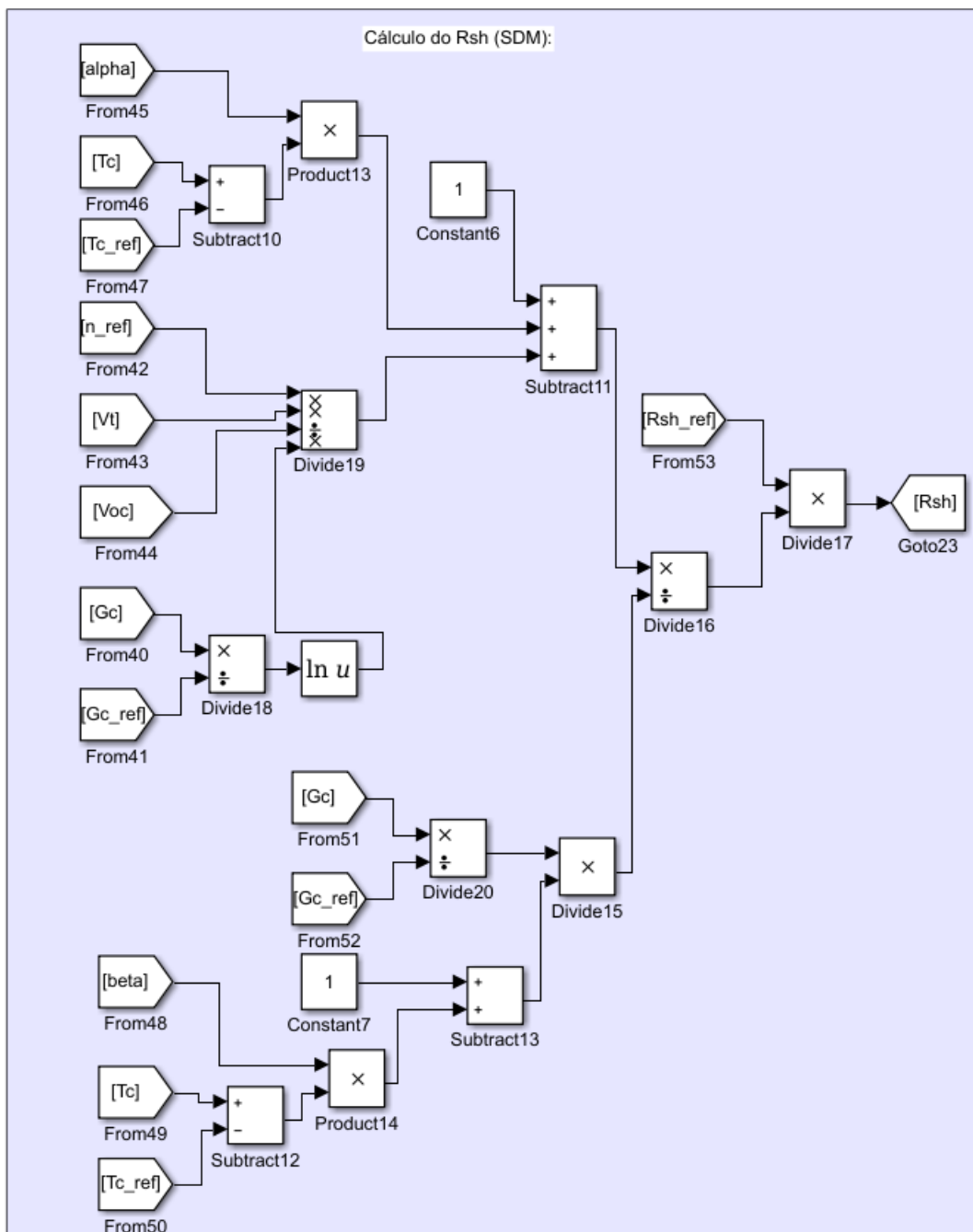
Fonte: o autor

Figura 90 – Equacionamento do parâmetro  $R_s$



Fonte: o autor

Figura 91 – Equacionamento do parâmetro  $R_{sh}$



Fonte: o autor

# APÊNDICE B – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

O modelo do sistema fotovoltaico conectado à rede, implementado via MATLAB - *Simulink*, é apresentado nesta seção.

Os valores dos parâmetros utilizados para representar a rede de distribuição são apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 – Valores dos parâmetros da fonte que representa a rede de distribuição.

Parâmetros	Valores
Configuração	$Y_g$
Tensão fase-neutro (RMS)	$127 * \sqrt{3} \text{ V}$
Ângulo de fase (fase A)	$58,5^\circ$
Frequência	60 Hz
Resistência da Fonte	$0,5 * \cos(88) \Omega$
Indutância da Fonte	$0,5 * \cos(88) \Omega / (2 * \pi * 60)$
Tensão base (RMS fase-neutro)	220 V

O sistema elétrico, com seus componentes e medidores, é apresentado na Figura 92.

A conexão entre a carga residencial com o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição é mostrado na Figura 93.

Os valores utilizados para representar a carga residencial são apresentados na Tabela 15.

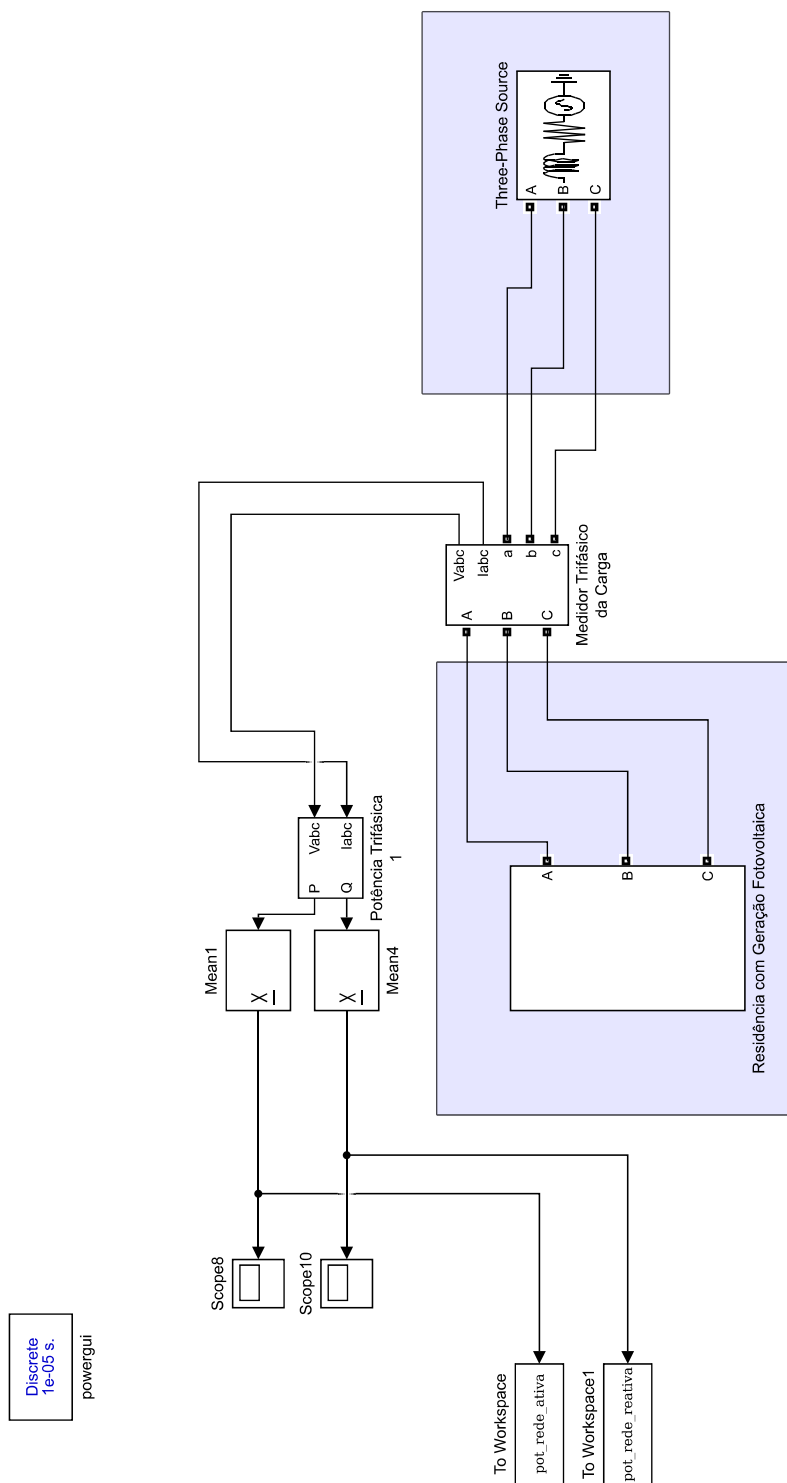
Tabela 15 – Valores dos parâmetros da carga residencial.

Parâmetros	Valores
Tensão nominal fase-neutro (RMS)	220 V
Frequência	60 Hz
Potência ativa	1.000 W
Potência reativa indutiva	200 VAR
Potência reativa capacitiva	0 VAR

Os valores do filtro LC utilizado para filtrar as componentes harmônicas produzidas pela geração de energia do sistema fotovoltaico estão descritos na Tabela 16.

A Figura 94 apresenta o sistema fotovoltaico conectado ao conversor CC-CC, ao inversor e fornecendo os sinais de saída para a carga e a rede de distribuição.

Figura 92 – Implementação da conexão do sistema elétrico da rede de distribuição com a residência que possui um sistema fotovoltaico

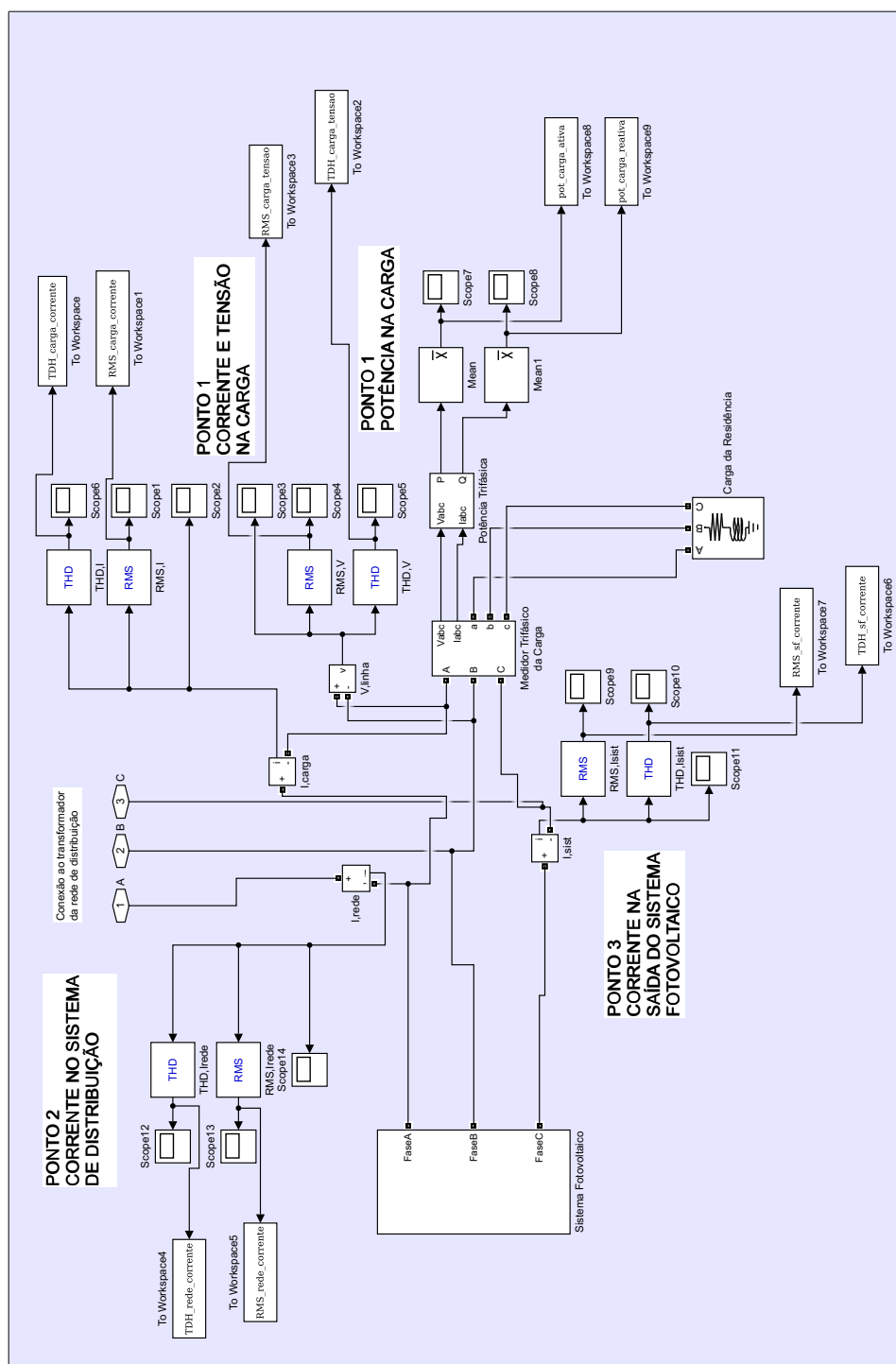


Fonte: o autor

Tabela 16 – Valores dos parâmetros do filtro LC.

Indutância (L, filtro)	10 mH
Capacitância (C, filtro)	70,360 $\mu$ F

Figura 93 – Implementação da conexão da residência com o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição de energia



Fonte: o autor

A implementação do conversor CC-CC é apresentada na Figura 95.

O algoritmo de seguimento do ponto de máxima potência condutância incremental é mostrado na Figura 96.

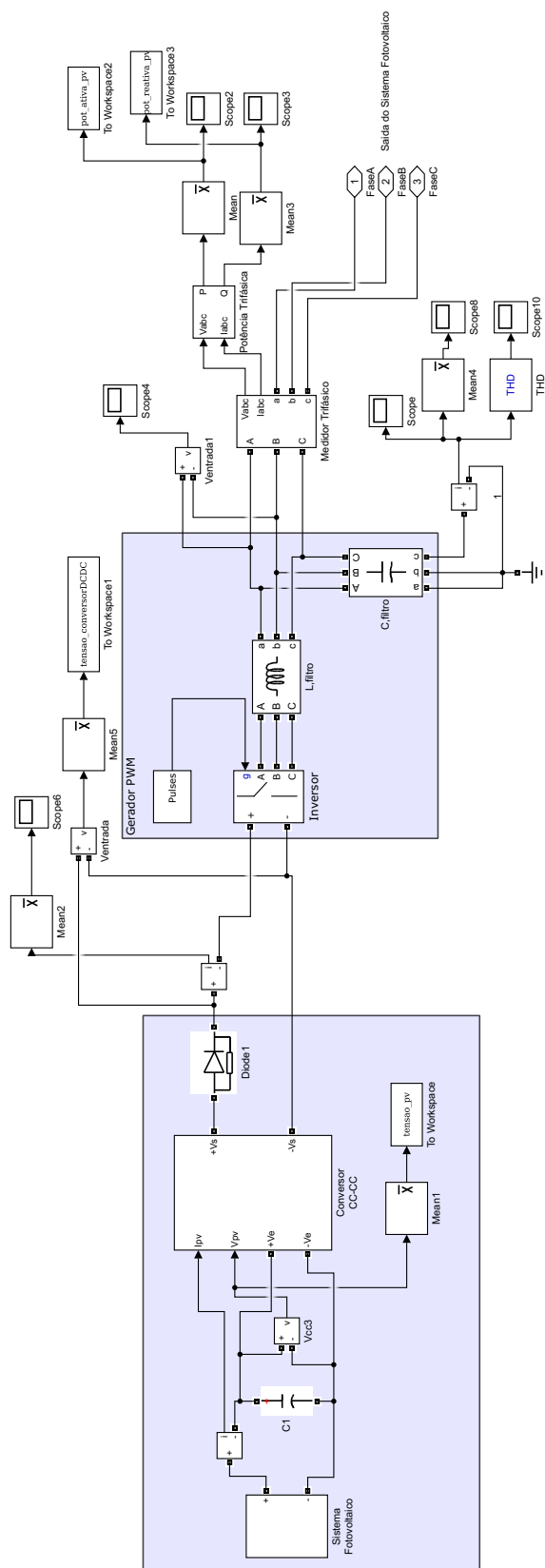
Os valores dos parâmetros do gerador de pulsos, utilizados no inversor, são mos-

trados na Tabela 17.

Tabela 17 – Valores dos parâmetros do gerador de pulsos (bloco *Discrete PWM Generator* do *Simulink*) inseridos no inversor.

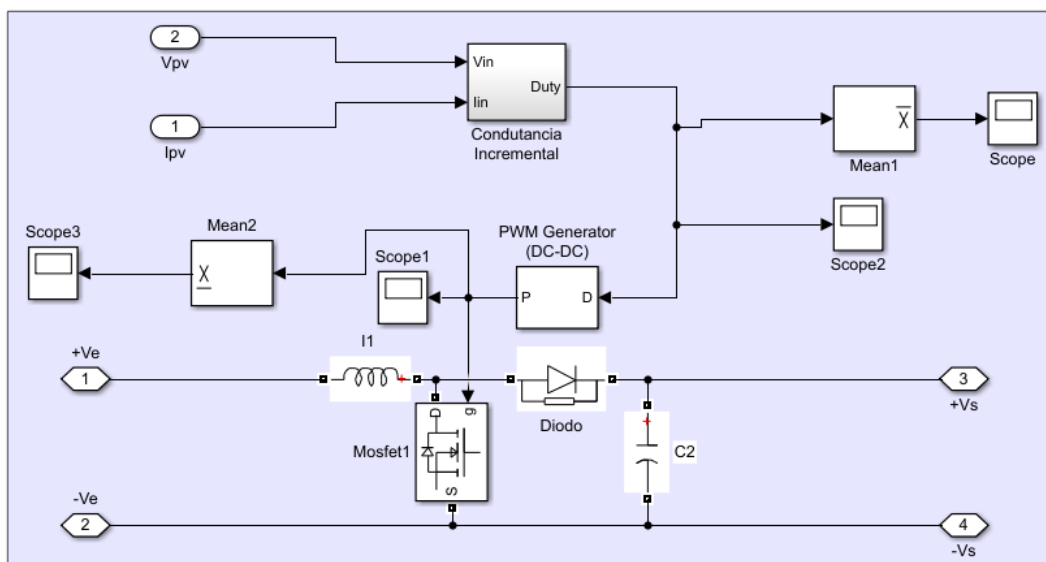
Frequência da portadora	20 kHz
Tempo de amostragem	10 $\mu$ s
Índice de modulação	1
Frequência da tensão de saída	60 Hz
Fase da tensão de saída	85°

Figura 94 – Implementação do sistema fotovoltaico, conversor CC-CC e filtro LC conectados



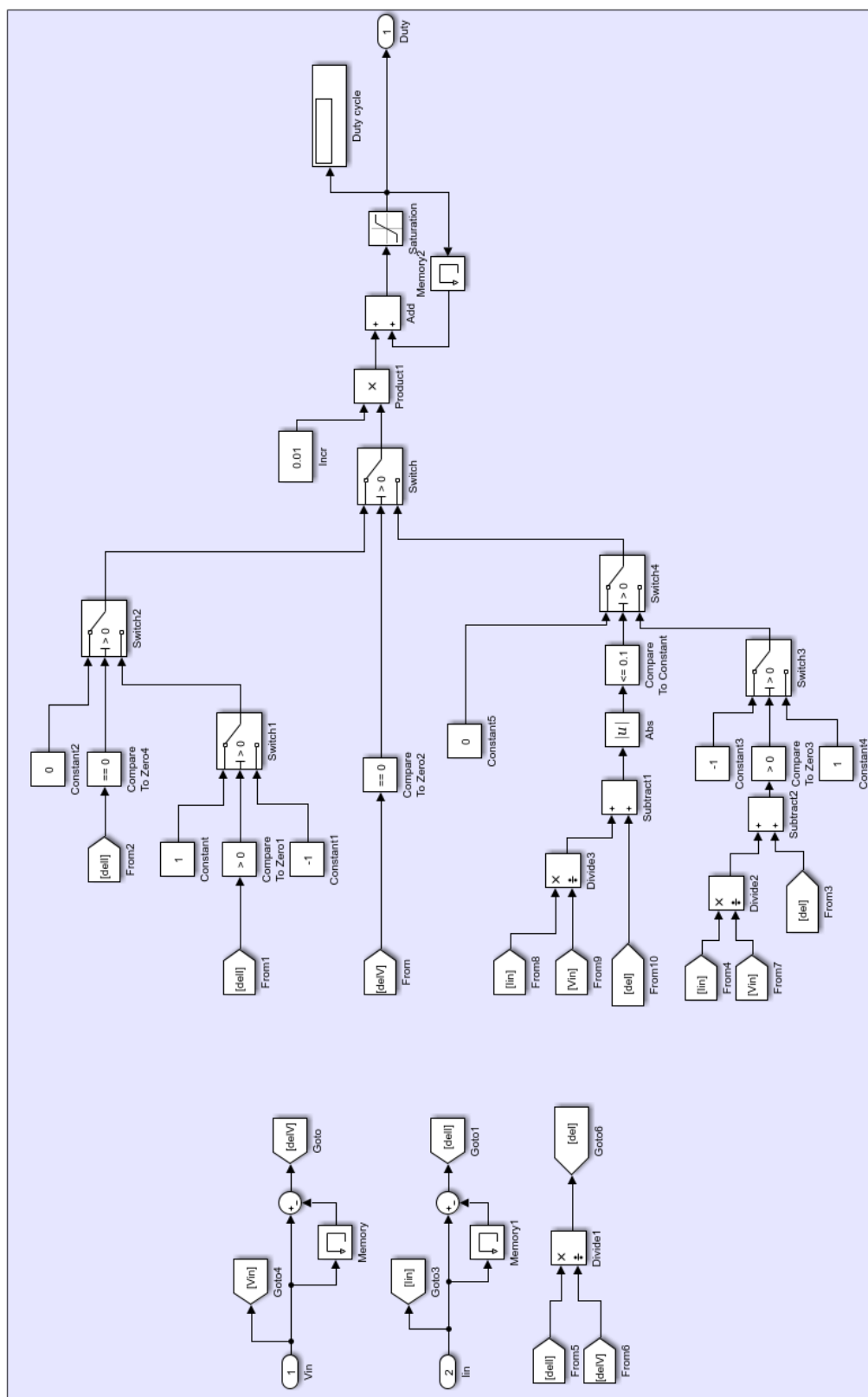
Fonte: o autor

Figura 95 – Implementação do conversor CC-CC



Fonte: o autor

Figura 96 – Implementação do conversor algoritmo de MPPT condutância incremental



Fonte: o autor

## APÊNDICE C – Simulação do Sistema Fotovoltaico implantado na EMC-UFG

Este apêndice visa apresentar os resultados da simulação realizada considerando parte do sistema elétrico desenvolvido no Capítulo 4. O sistema simulado consiste em um sistema fotovoltaico, uma carga CA e a rede de distribuição de energia.

O sistema elétrico implementado (via *Simulink*) utiliza os valores dos parâmetros da rede apresentados no Apêndice B. Este sistema simula o comportamento do consumo de energia de um Centro de Aulas (carga CA) localizado na Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação na Universidade Federal de Goiás (EMC-UFG). Considera-se o consumo médio de potência desse Centro de Aulas, durante o período de um dia. Além disso, este sistema considera a geração de energia do sistema fotovoltaico implantado no telhado do bloco B, também localizado na EMC-UFG.

Para realizar a simulação de um sistema fotovoltaico, há a necessidade de, primeiramente, estimar os parâmetros dos módulos fotovoltaicos. Nesta simulação, realiza-se a estimação de parâmetros através das equações explícitas propostas nesta Tese. Conforme apresentado no Capítulo 2, os valores dos parâmetros do módulo fotovoltaico são obtidos por meio dos valores contidos em seu *datasheet*. Os valores do *datasheet* utilizados para calcular os parâmetros do módulo fotovoltaico são mostrados na Tabela 18 (SUN-EARTH, 2014).

Tabela 18 – Especificações elétricas do módulo fotovoltaico SUN EARTH modelo TPB 156x156-60-P (235 W) nas STC.

Característica	Valor
Máxima Potência	235 W
Tensão de Máxima Potência	29,2 V
Corrente de Máxima Potência	8,05 A
Tensão de Circuito Aberto	36,7 V
Corrente de Curto-Circuito	8,47 A
Número de Células por Módulo	60

Dessa forma, pode-se calcular os valores dos parâmetros do SDM desse módulo fotovoltaico. Os valores obtidos são apresentados na Tabela 19.

Após a definição dos parâmetros do módulo fotovoltaico, realiza-se a simulação do sistema elétrico conforme modelo proposto no Capítulo 3.

O sistema instalado possui potência de pico de 34 kWp, conforme apresentado no Capítulo 4, e é composto por 145 módulos fotovoltaicos da empresa SUN EARTH modelo

Tabela 19 – Valores dos parâmetros calculados pelo método analítico proposto nesta Tese para o SDM do módulo fotovoltaico SUN EARTH modelo TPB 156x156-60-P (235 W) nas STC.

Parâmetros	Valores
$R_s$	0,4307 $\Omega$
$R_{sh}$	$1,8014 \cdot 10^6 \Omega$
$n$	0,8708
$I_0$	$1,1371 \cdot 10^{-10}$
$I_{irr}$	8,74 A

TPB 156x156-60-P (235 W) divididos em 8 inversores. Nesta simulação, a cada inversor está associado a 3 *strings* com 6 módulos em série, resultando 18 módulos fotovoltaicos associados em conjunto para cada inversor. Um dos inversores necessita conter, em sua configuração, um módulo fotovoltaico a mais para poder resultar nos 145 módulos definidos no projeto “Instalação de um Sistema de Geração Solar Fotovoltaica de 34 kWp em Telhado de um Prédio da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) da Universidade Federal de Goiás (UFG)”. Para o valor da carga CA, foi definido um valor médio de um dia de utilização do Centro de Aulas, também localizado na EMC-UFG. Utiliza-se um valor de fator de potência igual a 0,8. Os valores utilizados para representar a carga CA são apresentados na Tabela 20.

Tabela 20 – Valores dos parâmetros do Centro de Aulas na EMC-UFG.

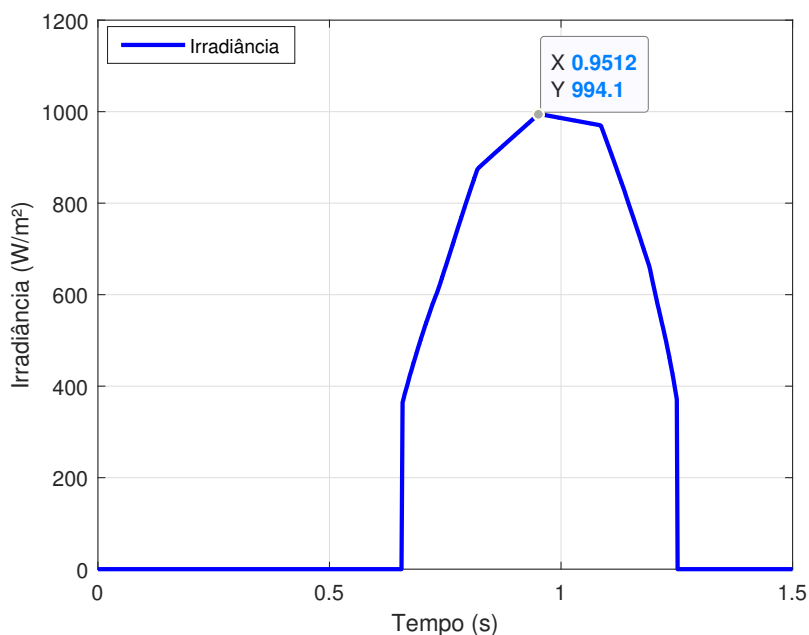
Parâmetros	Valores
Tensão nominal fase-neutro (RMS)	220 V
Frequência	60 Hz
Potência ativa	20-25 kW (variável)
Potência reativa indutiva	200 VAR
Potência reativa capacitiva	0 VAR

Os valores de irradiância foram amostrados no período de um dia na cidade de Goiânia, Goiás e são apresentados na Figura 97. Os valores de temperatura foram obtidos conforme proposto em (PETRONE; RAMOS-PAJA; SPAGNUOLO, 2017) e são apresentados na Figura 98.

A simulação do SFCR contém um breve período de transitório e, em seguida, o sistema atinge o regime permanente. Considera-se o período de transitório igual a 0,5 s e, assim, os dados obtidos neste período não são considerados para o cálculo dos parâmetros da rede (ex.: potência ativa e distorção harmônica total). Portanto, deve-se considerar os cálculos dos parâmetros da rede após o estabelecimento do regime permanente do sistema, isto é, os valores obtidos entre o intervalo 0,5 s e 1,5 s.

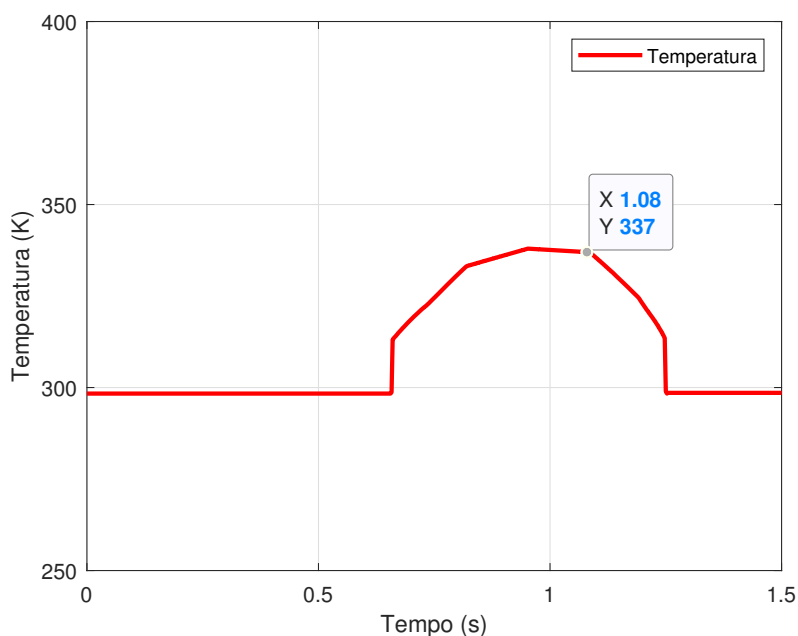
O valor da corrente gerada pelo sistema fotovoltaico, por cada inversor, é apresentado na Figura 99. Já na Figura 100, mostram-se os valores de tensão de saída do sistema

Figura 97 – Valores de irradiância utilizados no sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG



Fonte: o autor

Figura 98 – Valores de temperatura utilizados no sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG

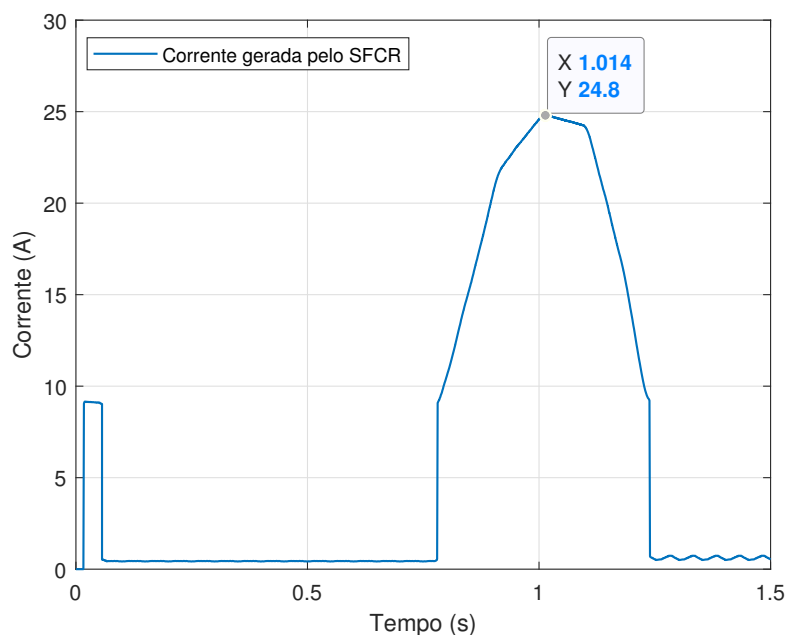


Fonte: o autor

fotovoltaico e após o conversor *boost*.

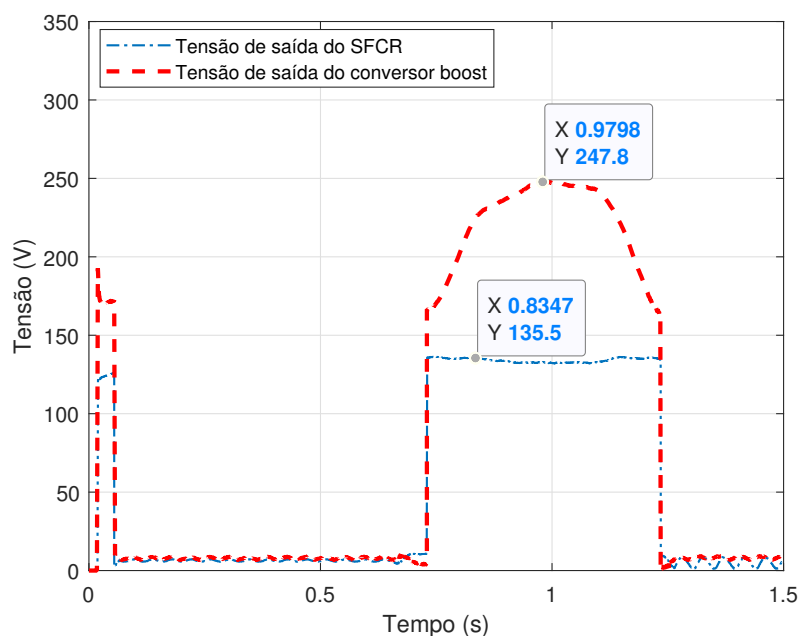
Pode-se observar que os valores de corrente gerada pelo SFCR variam, na qual o algoritmo de MPPT atua para que os valores fiquem próximos dos valores de corrente

Figura 99 – Valor da corrente gerada pelo sistema fotovoltaico para o sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG



Fonte: o autor

Figura 100 – Valores das tensões na saída do sistema fotovoltaico e do conversor CC para o sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG



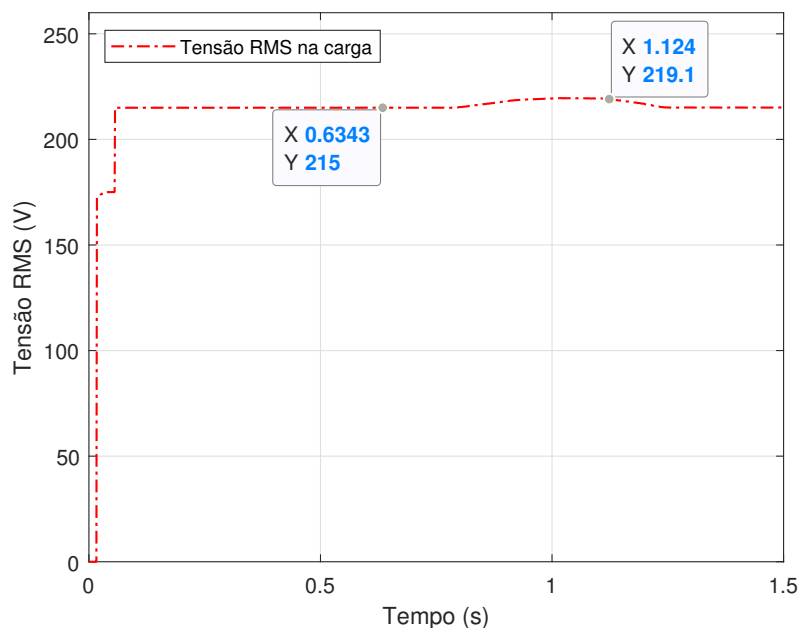
Fonte: o autor

no ponto de máxima potência para cada valor de irradiância. O maior valor de corrente gerada (24,8 A), para o valor de irradiância igual a 994,1 W/m<sup>2</sup>, está próximo do valor de corrente no ponto de máxima potência nas condições STC (igual a 28 A). Contudo,

nota-se que o algoritmo de MPPT teve dificuldades para manter o sistema fotovoltaico trabalhando próximo do valor de tensão de máxima potência (175,2 W).

A tensão RMS na carga é apresentada na Figura 101. Observa-se que os valores RMS de tensão ficam próximos da tensão da carga (220 V).

Figura 101 – Valores da tensão RMS na carga CA para o sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG



Fonte: o autor

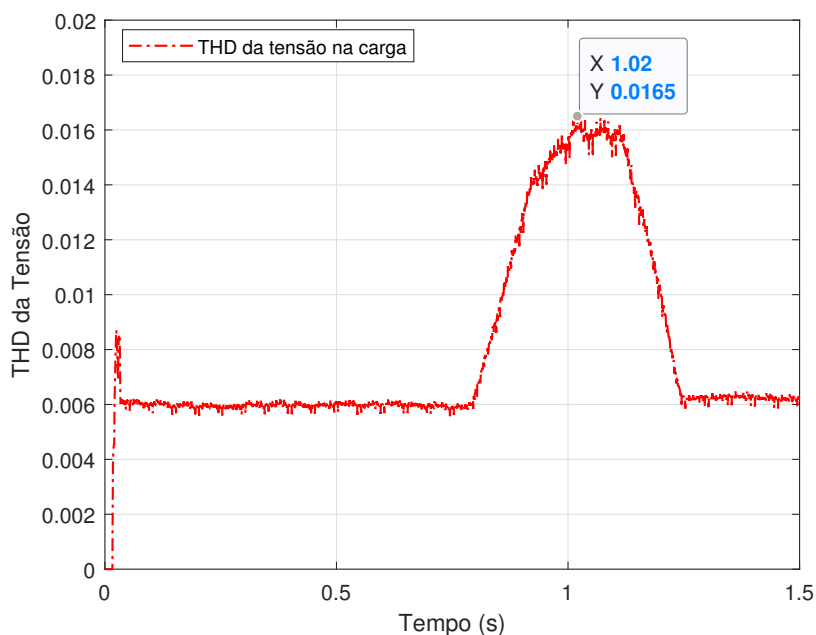
Os valores de THD da tensão e da corrente na carga CA são apresentados nas Figuras 102 e 103, respectivamente.

Nota-se que os valores obtidos tanto para a distorção harmônica de tensão quanto para a de corrente estão dentro dos índices de qualidade de energia definidos pela norma regulatória (ANEEL, 2018). Assim, a THD não impacta negativamente a qualidade de energia em relação à corrente e tensão fornecida pelo sistema fotovoltaico para a carga CA.

Os valores de THD da corrente na rede de distribuição de energia são apresentados na Figura 104. Observa-se, de forma semelhante às Figuras 102 e 103, que os valores de distorção harmônica causada pelo sistema fotovoltaico na corrente injetada na rede (com valor de, aproximadamente, de 3%) não ultrapassa o valor estabelecido na norma regulatória (IEEE, 2014). Portanto, a qualidade de energia da rede de distribuição se mantém dentro das normas regulatórias mesmo após o sistema fotovoltaico injetar potência ativa na rede.

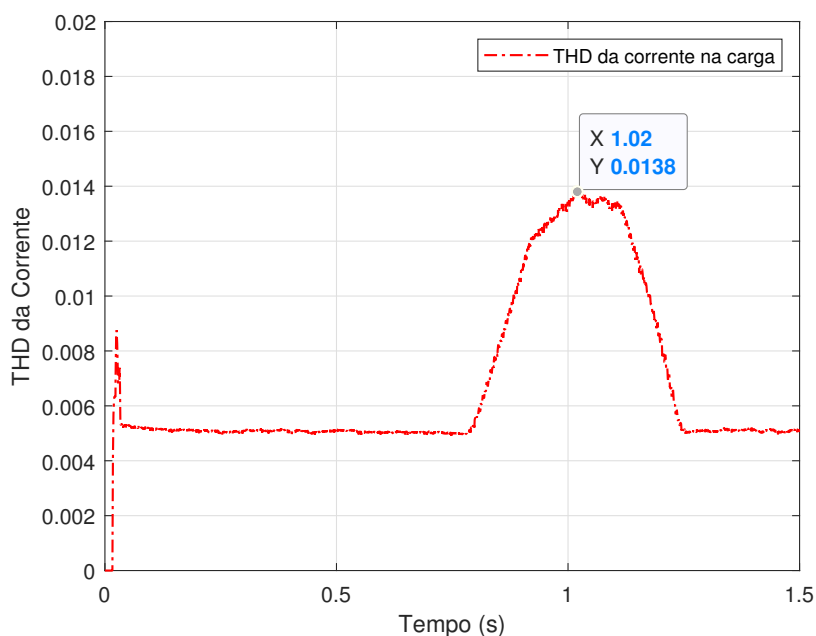
A potência ativa fornecida pelo sistema fotovoltaico e injetada na carga CA é apresentada na Figura 105. Já os valores da potência ativa injetada na rede são mostrados

Figura 102 – Valores da THD da tensão na carga CA para o sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG



Fonte: o autor

Figura 103 – Valores da THD da corrente na carga CA para o sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG

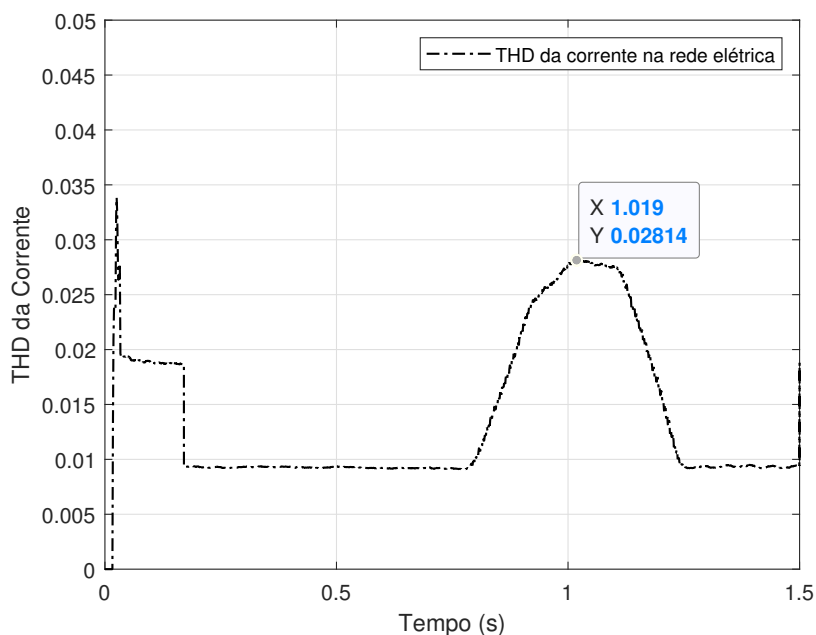


Fonte: o autor

na Figura 106.

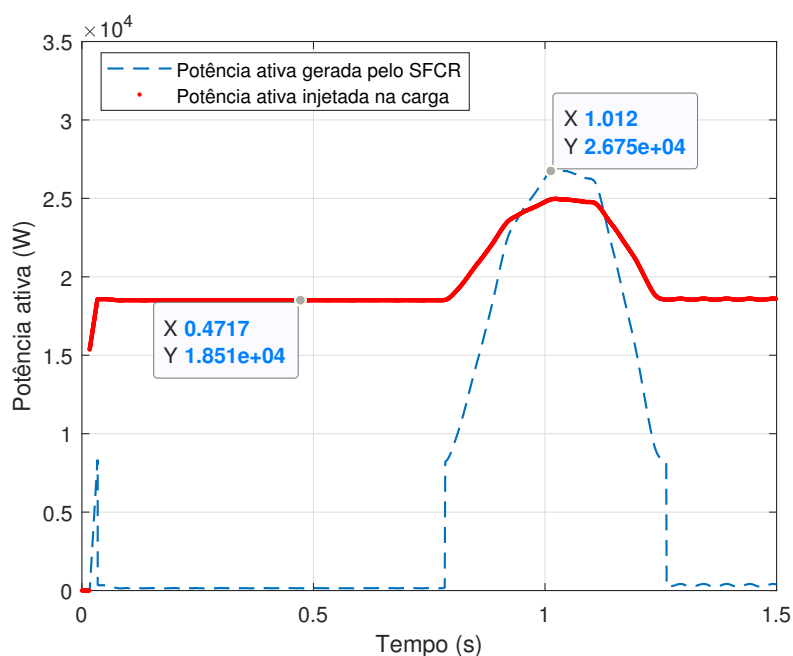
Pode-se observar que a rede de distribuição forneceu potência ativa para a carga durante os períodos em que a potência gerada pelo sistema fotovoltaico foi inferior à

Figura 104 – Valores da THD da corrente na rede para o sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG



Fonte: o autor

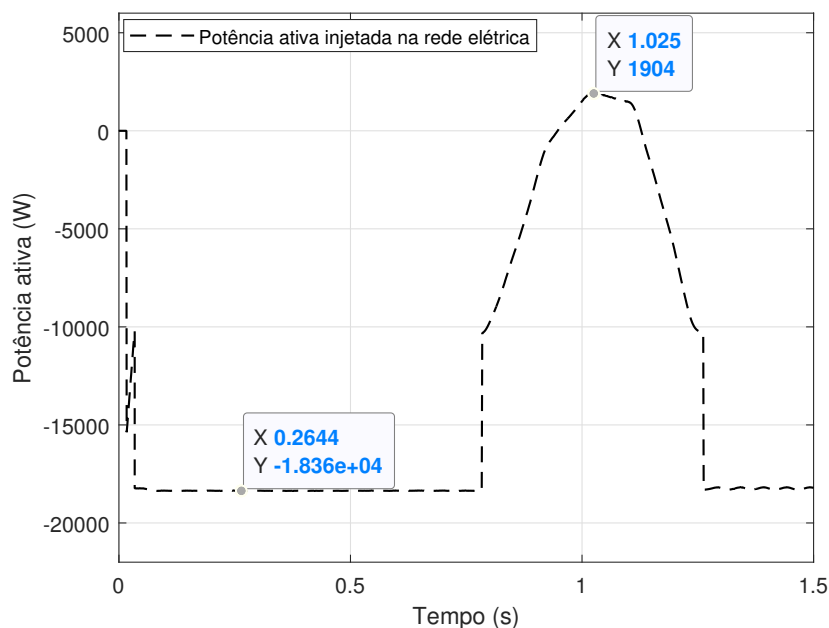
Figura 105 – Valores das potências ativas fornecida pelo sistema fotovoltaico e injetada na carga CA para o sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG



Fonte: o autor

potência demandada pela carga. Em determinado momento, o sistema fotovoltaico gerou mais potência do que a potência demandada pela carga e, conseqüentemente, injetou a potência excedente na rede de distribuição. Quando ocorre a injeção de potência pelo

Figura 106 – Valores da potência ativa injetada na rede para o sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG



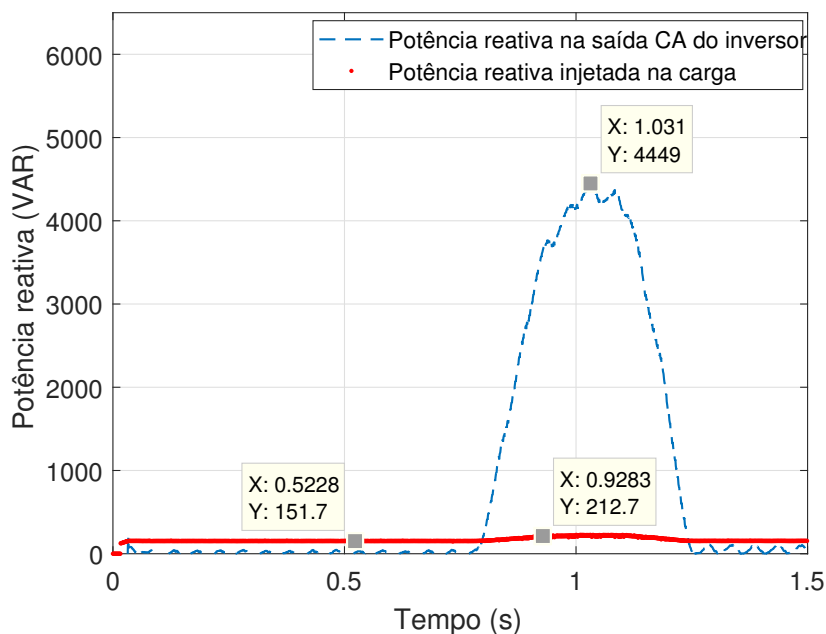
Fonte: o autor

sistema fotovoltaico na rede, nota-se que o fluxo de energia da Figura 106 inverte e se torna positivo, isto é, quando a potência na Figura 106 é positiva, o sistema fotovoltaico está injetando potência na rede, quando é negativa, a rede fornece potência para a carga.

Os valores de potência reativa na saída CA do inversor e injetada na carga CA são apresentados na Figura 107. Já a potência ativa recebida pela rede é mostrada na Figura 108.

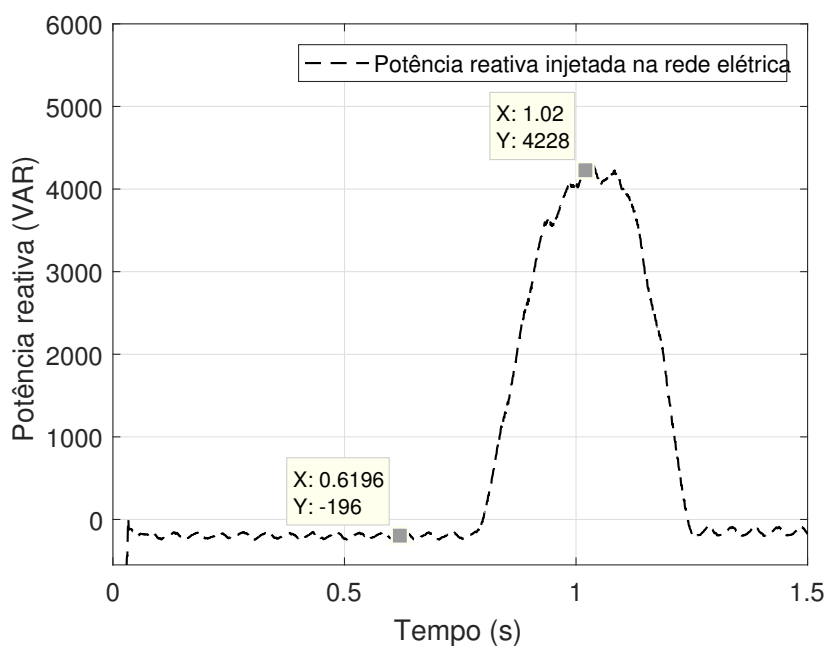
Observa-se que a carga CA demanda, aproximadamente, 200 VAR indutivo conforme definido no sistema, que é fornecida pela rede ou pelo sistema fotovoltaico. Quando há geração de energia fotovoltaica, o sistema fotovoltaico fornece reativo para a carga e injeta potência reativa na rede, atingindo valor máximo de 4,2 kVAR. Todavia, quando não há geração de potência pelo sistema fotovoltaico, a rede de distribuição fornece reativo para a carga.

Figura 107 – Valores das potências reativas na saída CA do inversor e injetada na carga CA para o sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG



Fonte: o autor

Figura 108 – Valores da potência reativa recebida pela rede para o sistema fotovoltaico implantado na EMC-UFG



Fonte: o autor

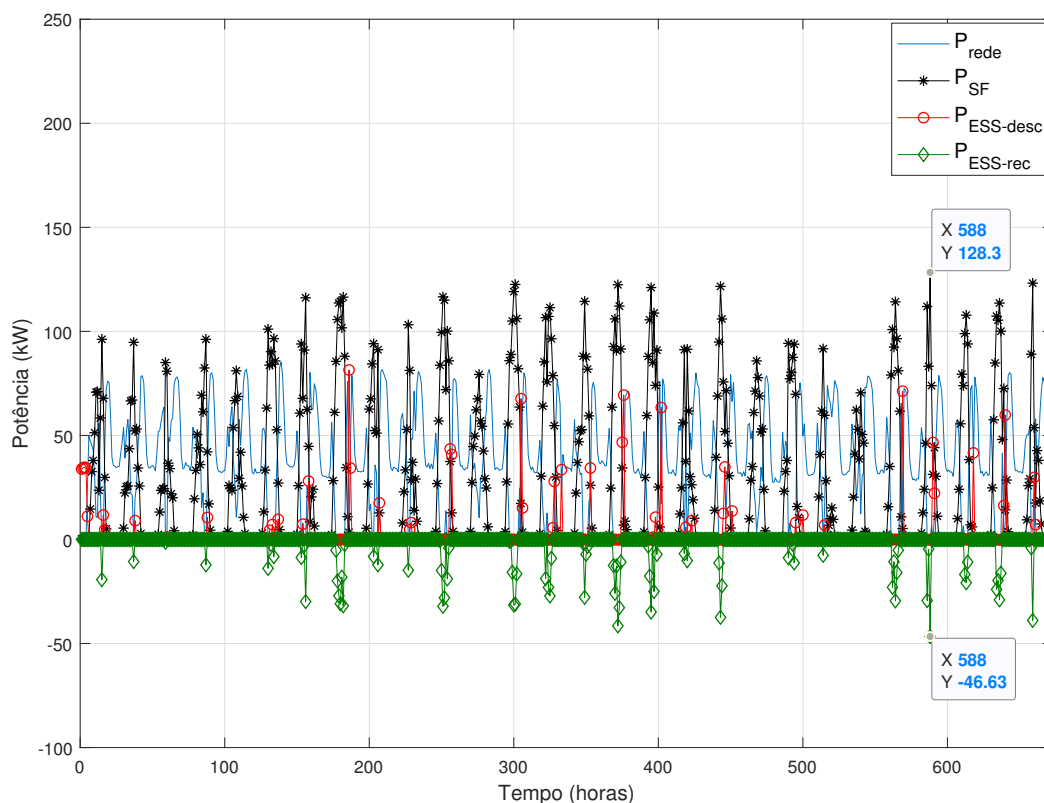
## APÊNDICE D – Resultados do controlador ARMAX-GPC para o Caso 1 durante os meses de fevereiro a dezembro

Neste apêndice, apresentam-se os resultados obtidos para o Caso 1, definido na Seção 4.5.1, durante os meses de fevereiro a dezembro, utilizando o controlador ARMAX-GPC para gerenciar as potências geradas pelas fontes de energia do sistema elétrico. O Caso 1 é definido por um sistema elétrico que contém os seguintes componentes: uma rede de distribuição de energia elétrica, um sistema fotovoltaico, um sistema de armazenamento de energia (banco de baterias), uma carga e os conversores CC-CC e CC-CA. A demanda de energia da carga utilizada neste sistema é a de um consumidor do tipo comercial.

Os resultados apresentados neste apêndice são: os valores das potências (geradas pelas fontes de energia do sistema elétrico) controladas pelo ARMAX-GPC; potência fornecida para a carga pelas fontes de energia e a potência demandada pela carga; e os valores para o SOC da ESS.

Os resultados da atuação do controlador ARMAX-GPC no sistema elétrico, obtidos para o mês de fevereiro, são apresentados nas Figuras 109, 110 e 111.

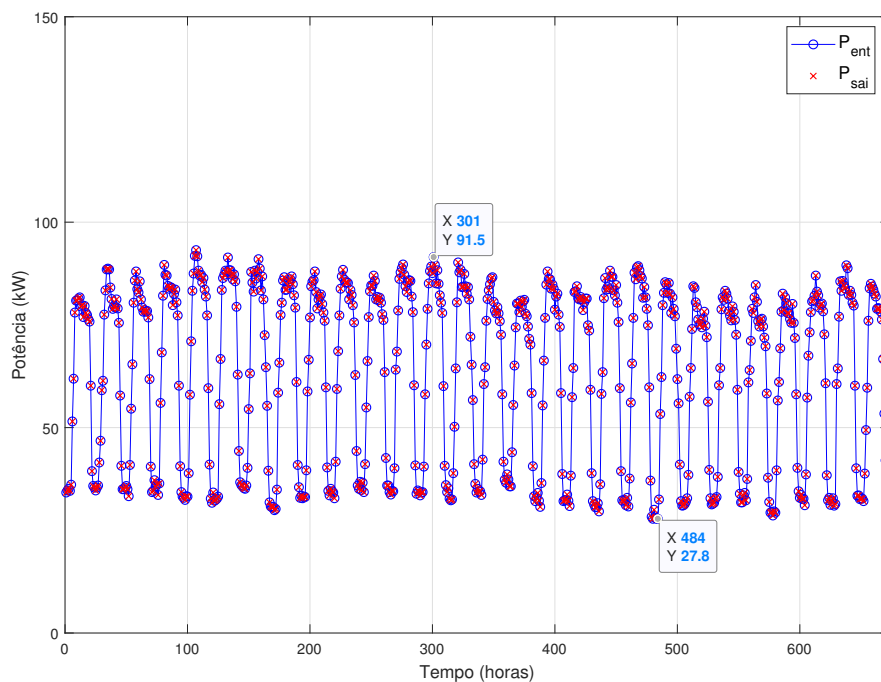
Figura 109 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de fevereiro



Fonte: o autor

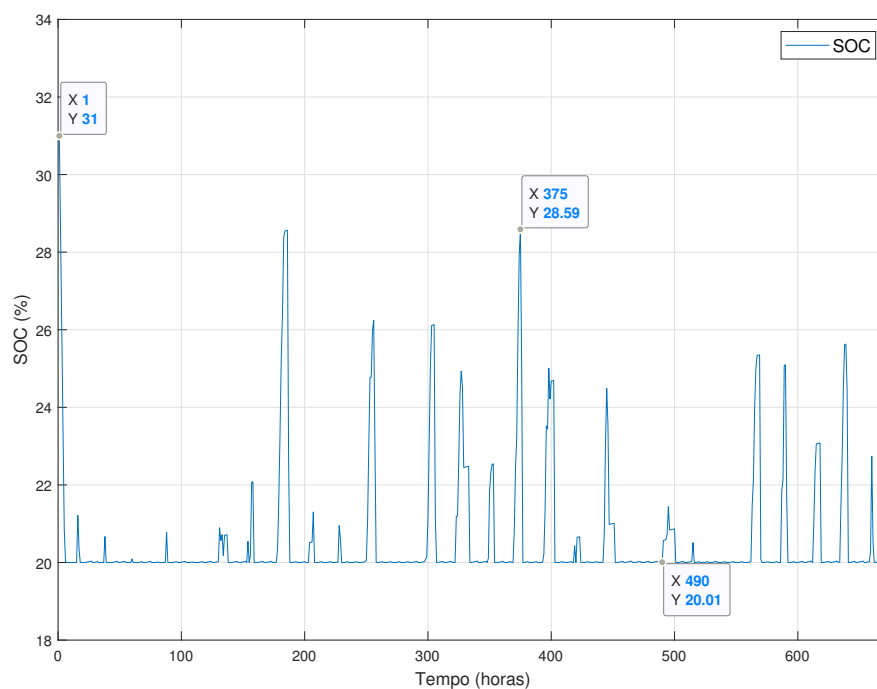
Observa-se no mês de fevereiro que o modelo ARMAX-GPC realizou o controle das potências de forma a sempre atender a demanda de energia da carga. Nos períodos em que há excedente de potência gerada pelo sistema fotovoltaico, ocorre o recarregamento de energia do sistema de armazenamento de energia (ESS). Por fim, o modelo proposto realiza o controle do *state-of-charge* (SOC) de forma que o ESS sempre forneça potência para atender à demanda da carga quando for possível, mantendo o nível de SOC dentro dos limites definidos inicialmente ( $100\% < SOC < 20\%$ ).

Figura 110 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de fevereiro



Fonte: o autor

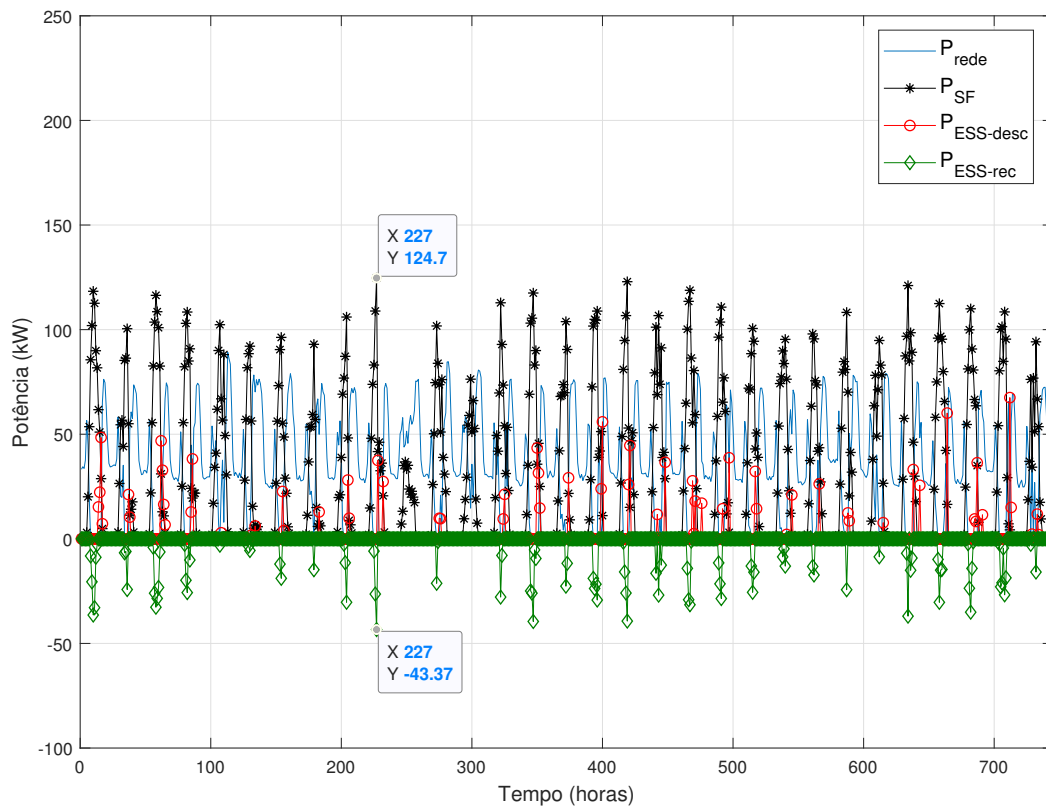
Figura 111 – Valores para o SOC da ESS para o mês de fevereiro



Fonte: o autor

Os resultados da atuação do controlador ARMAX-GPC no sistema elétrico, obtidos para o mês de março, são apresentados nas Figuras 112, 113 e 114.

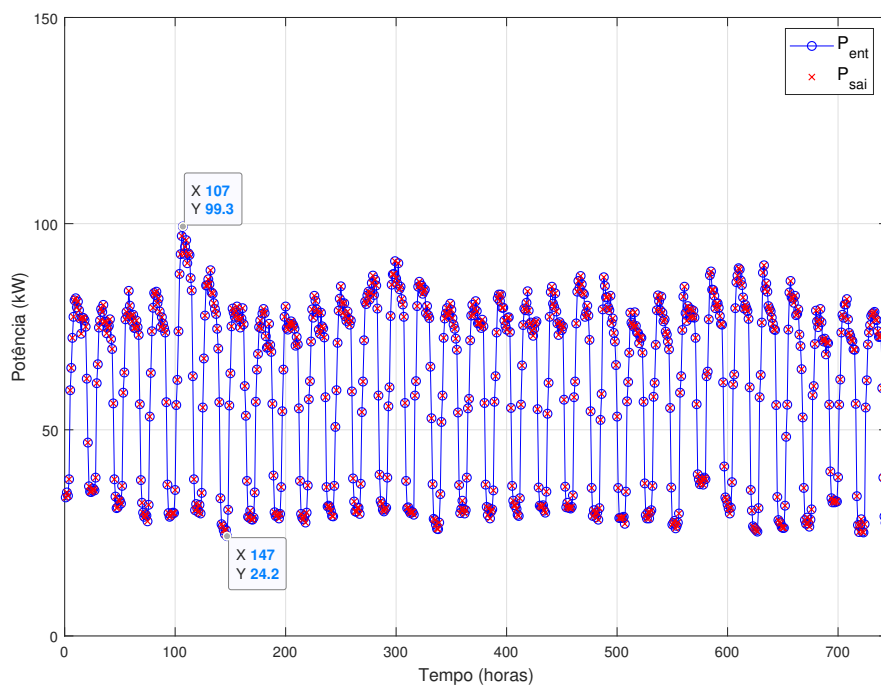
Figura 112 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de março



Fonte: o autor

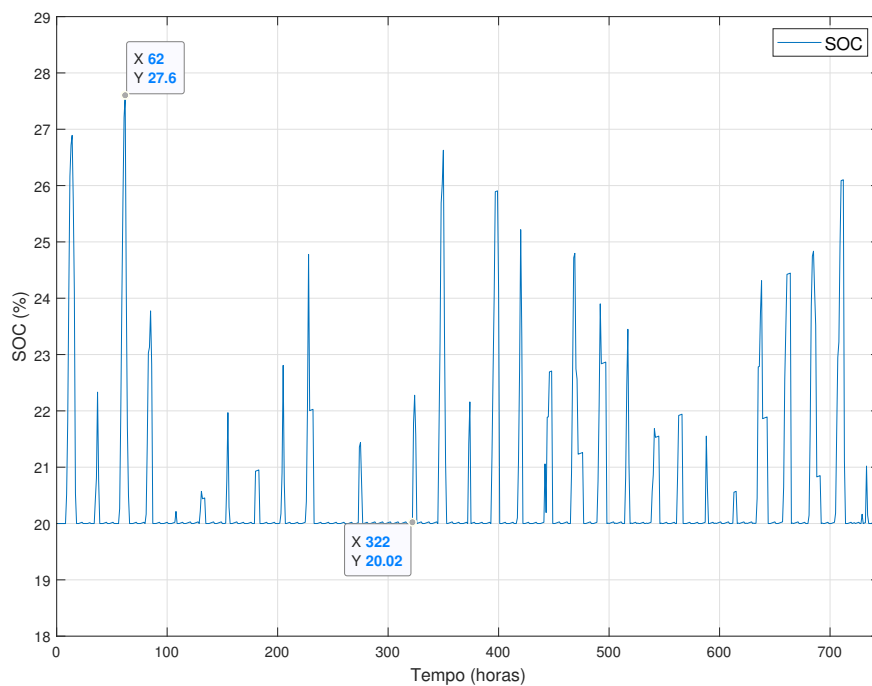
Pode-se observar, nos resultados apresentados para o mês de março, que o ARMAX-GPC realizou o controle de forma a sempre atender à demanda de energia da carga. Neste mês, há momentos em que a potência gerada pelo sistema fotovoltaico excede a potência demandada pela carga recarregando, assim, o ESS. Os níveis máximos e mínimos do SOC para este mês foram 27,6% e 20,02%, respectivamente.

Figura 113 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de março



Fonte: o autor

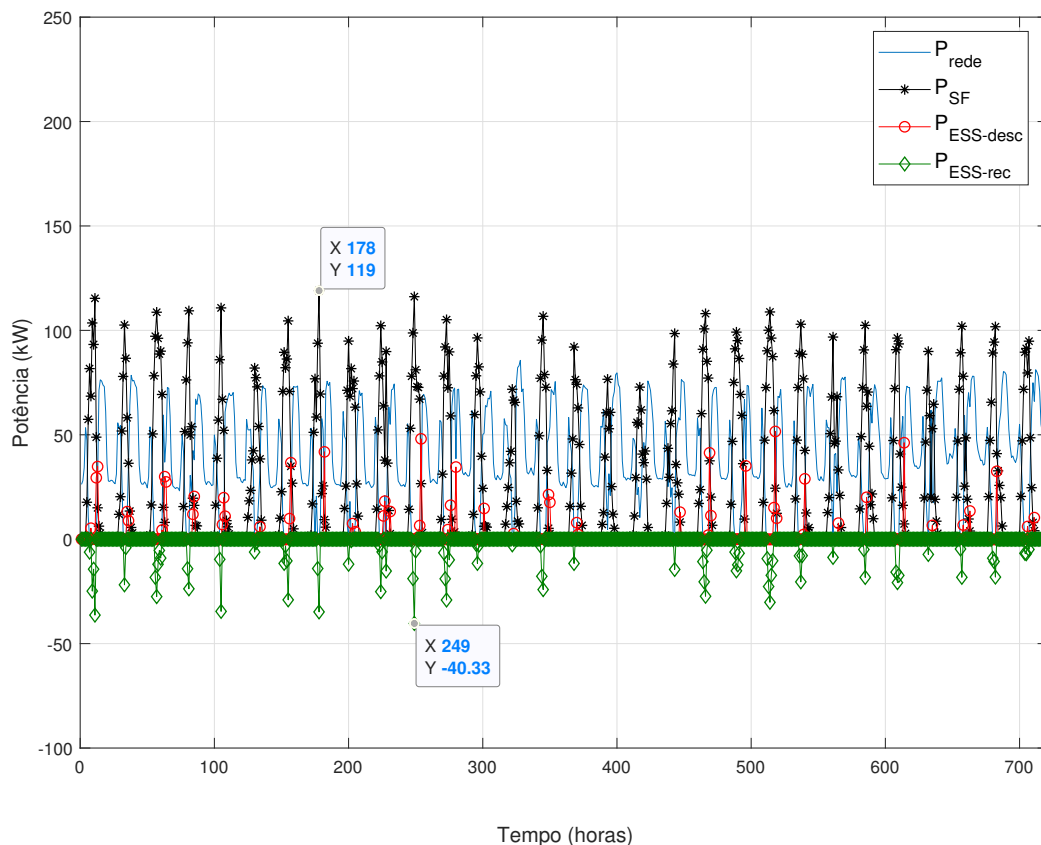
Figura 114 – Valores para o SOC da ESS para o mês de março



Fonte: o autor

Os resultados da atuação do controlador ARMAX-GPC no sistema elétrico, obtidos para o mês de abril, são apresentados nas Figuras 115, 116 e 117.

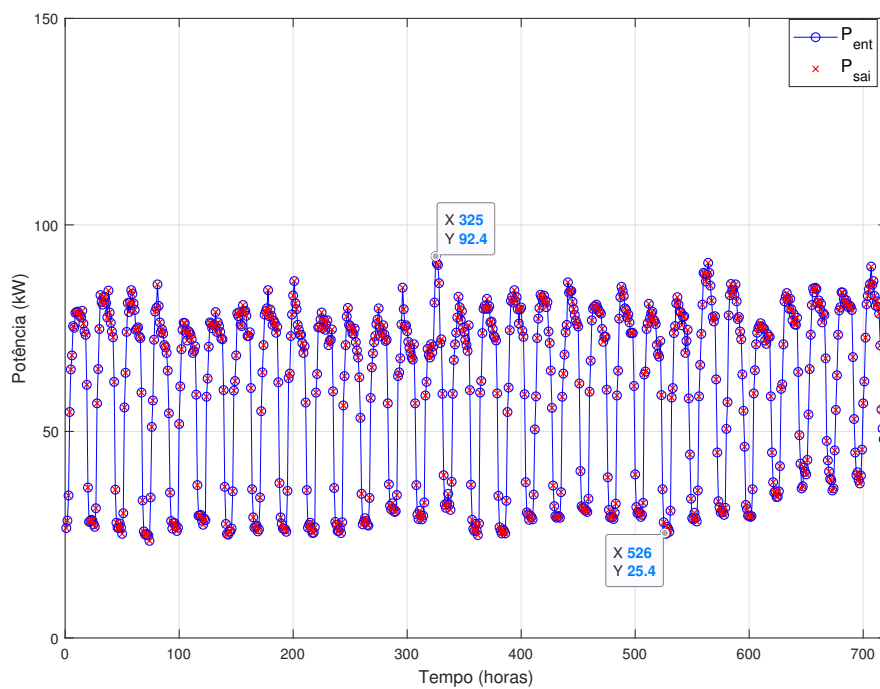
Figura 115 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de abril



Fonte: o autor

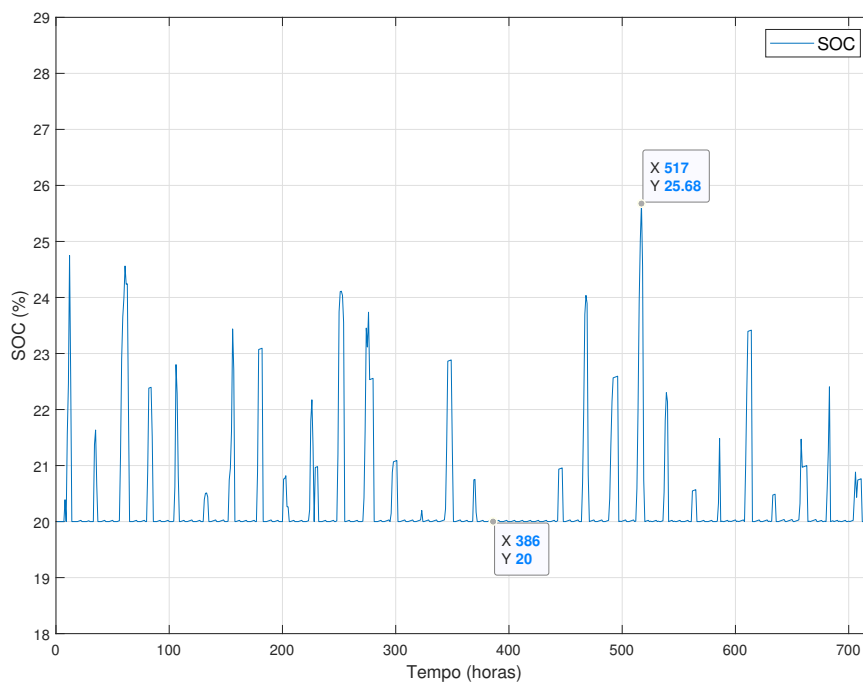
Nos resultados apresentados para o mês de abril, nota-se que o modelo ARMA-GPC controlou as potências de entrada de forma a atender à demanda de energia da carga. Observa-se, também, há uma recarga percentual do ESS de, aproximadamente, 5,7%.

Figura 116 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de abril



Fonte: o autor

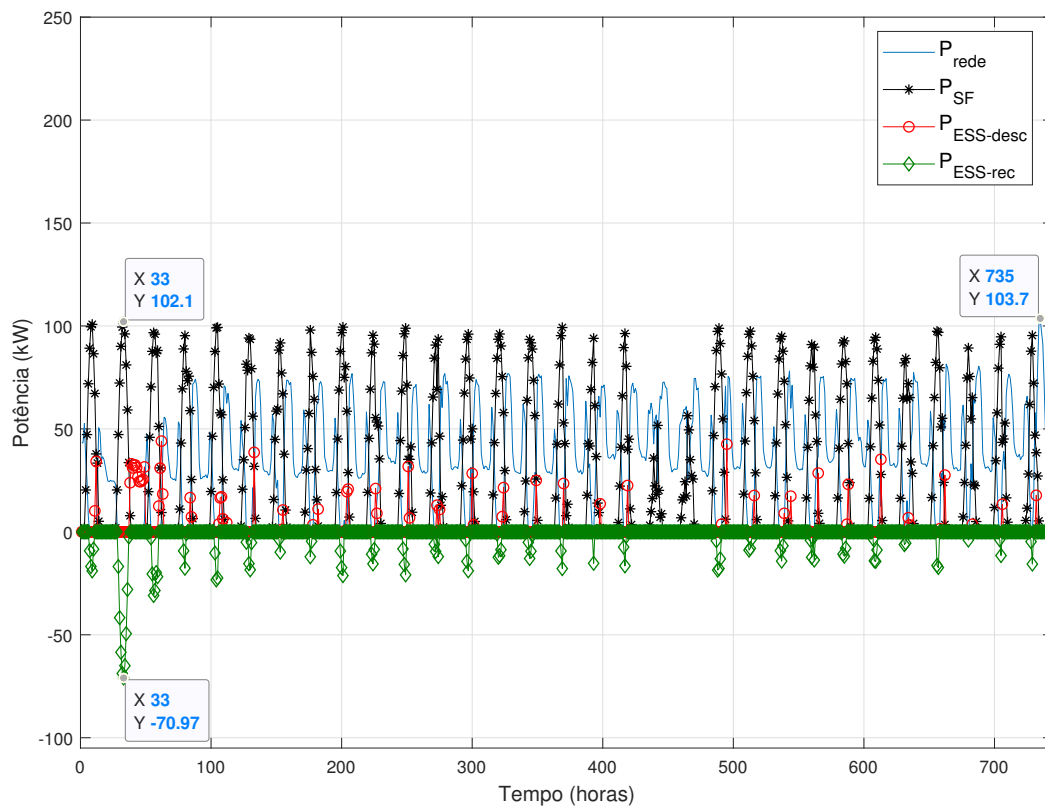
Figura 117 – Valores para o SOC da ESS para o mês de abril



Fonte: o autor

Os resultados da atuação do controlador ARMAX-GPC no sistema elétrico, obtidos para o mês de Maio, são apresentados nas Figuras 118, 119 e 120.

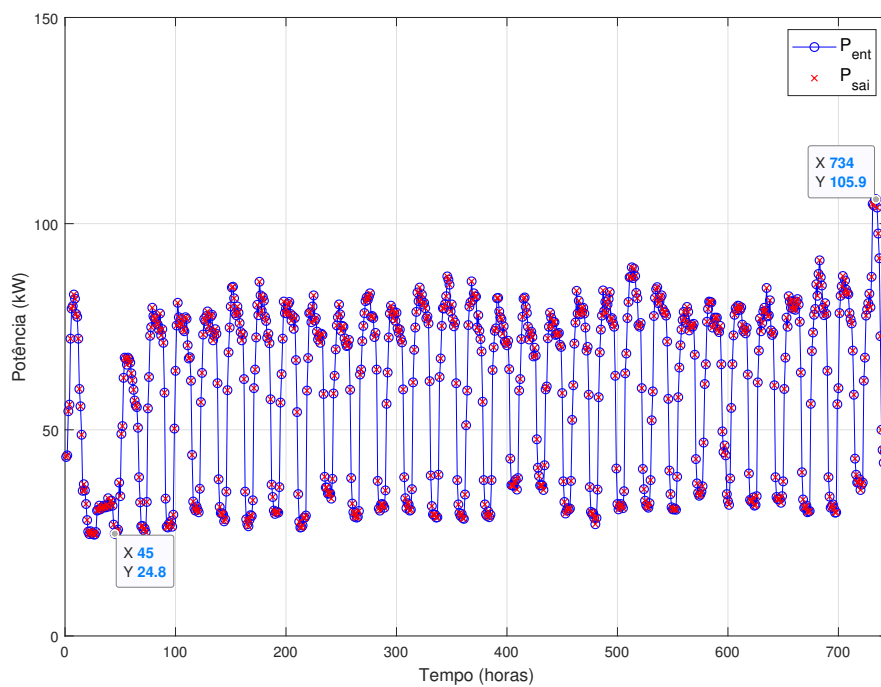
Figura 118 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de Maio



Fonte: o autor

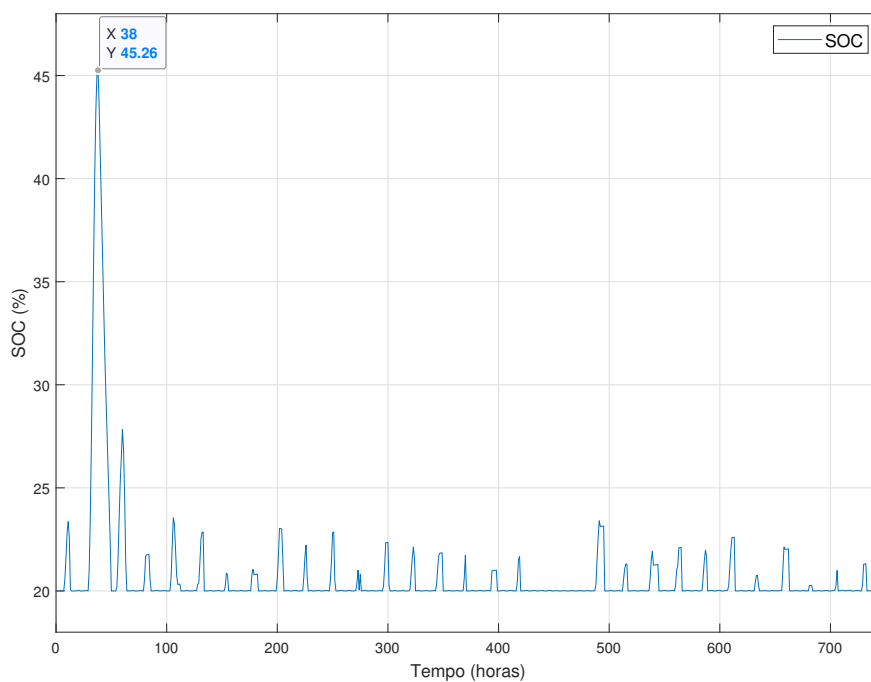
No mês de Maio, pode-se observar que o controlador ARMAX-GPC controla as potências das fontes de energia de forma a atender à demanda de energia da carga. Nota-se que há maior recarga de energia do ESS nos primeiros dias deste mês, de forma que o nível de SOC do ESS obteve valor máximo de 45,26%.

Figura 119 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de Maio



Fonte: o autor

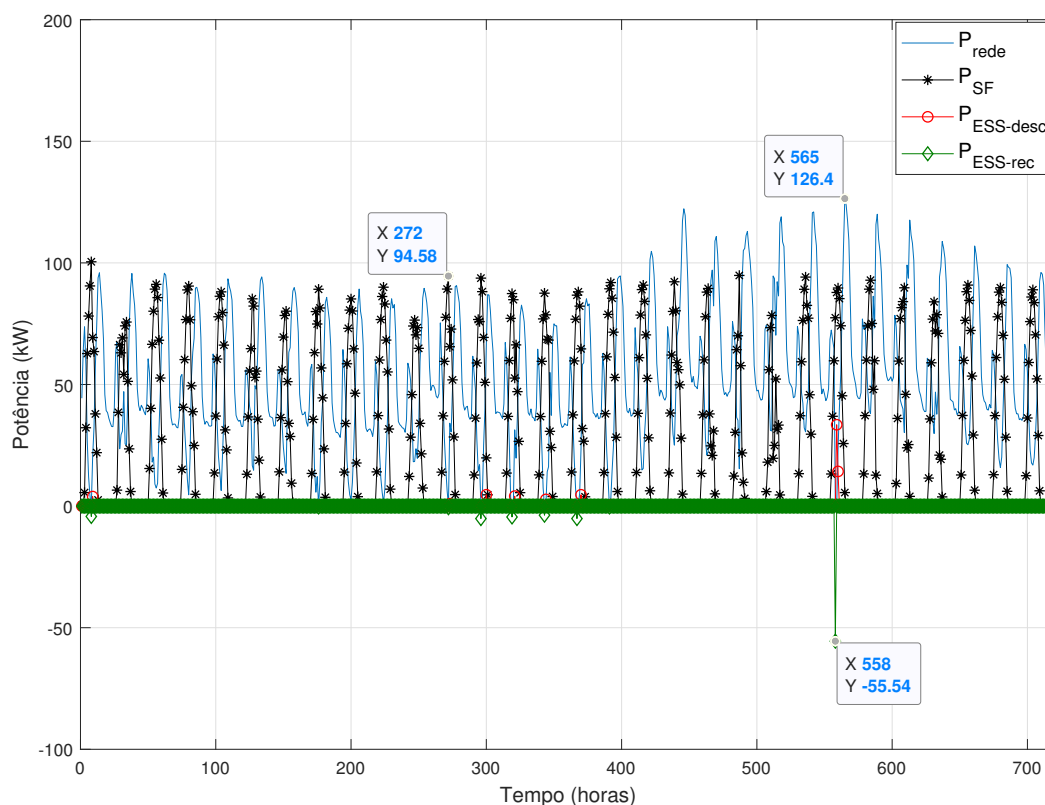
Figura 120 – Valores para o SOC da ESS para o mês de Maio



Fonte: o autor

Os resultados da atuação do controlador ARMAX-GPC no sistema elétrico, obtidos para o mês de junho, são apresentados nas Figuras 121, 122 e 123.

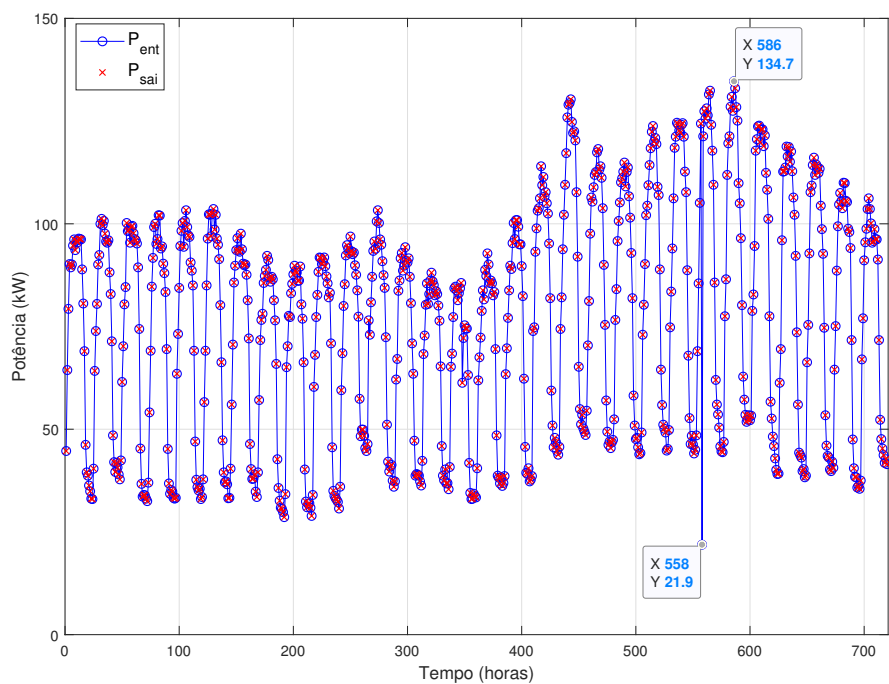
Figura 121 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de junho



Fonte: o autor

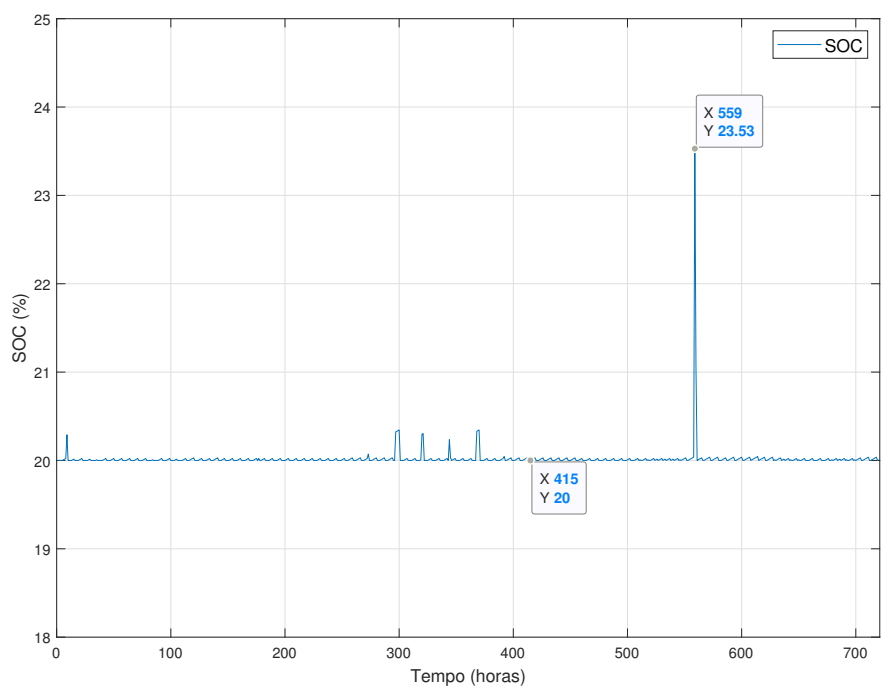
Nos resultados apresentados para o mês de junho, observa-se a elevação da potência demandada pelo consumidor comercial, que é sempre atendida pelas fontes de energia controladas pelo modelo ARMAX-GPC. Nota-se, também, que em poucos momentos há o recarregamento do nível de energia do ESS, demonstrando que em poucas situações houve excedente de potência gerada pelo sistema fotovoltaico. Portanto, o nível de SOC se mantém constante durante grande parte do mês de junho, conforme apresentado na Figura 126.

Figura 122 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de junho



Fonte: o autor

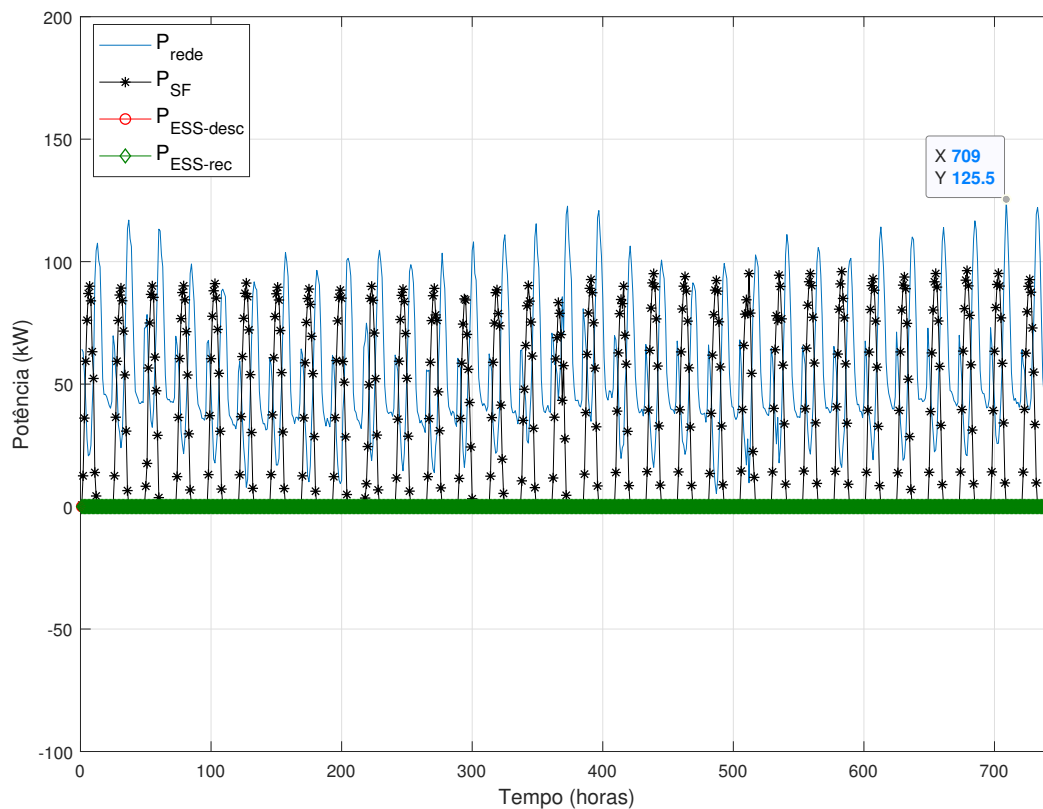
Figura 123 – Valores para o SOC da ESS para o mês de junho



Fonte: o autor

Os resultados da atuação do controlador ARMAX-GPC no sistema elétrico, obtidos para o mês de julho, são apresentados nas Figuras 124, 125 e 126.

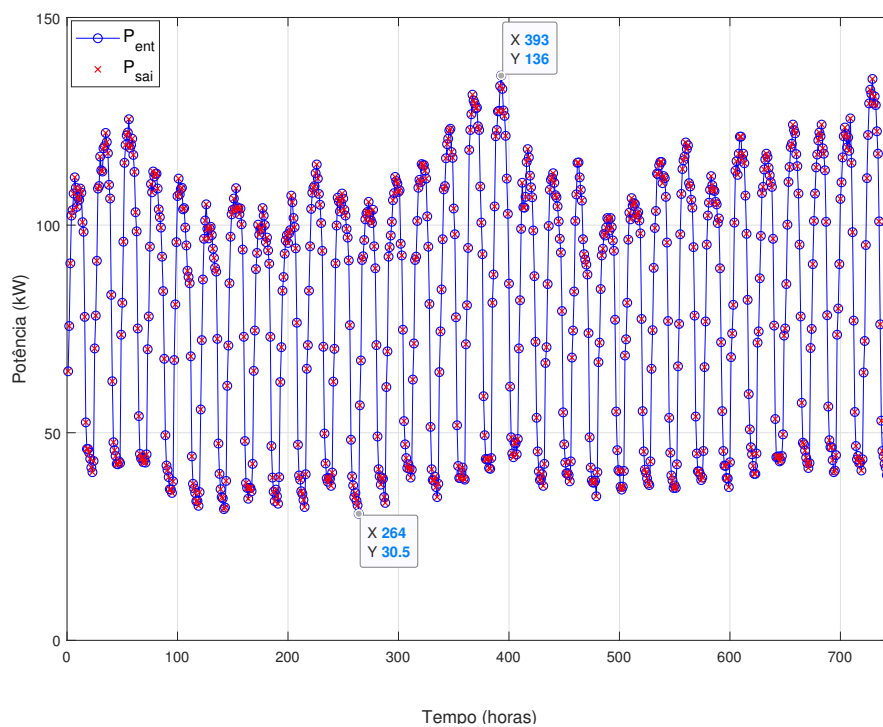
Figura 124 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de julho



Fonte: o autor

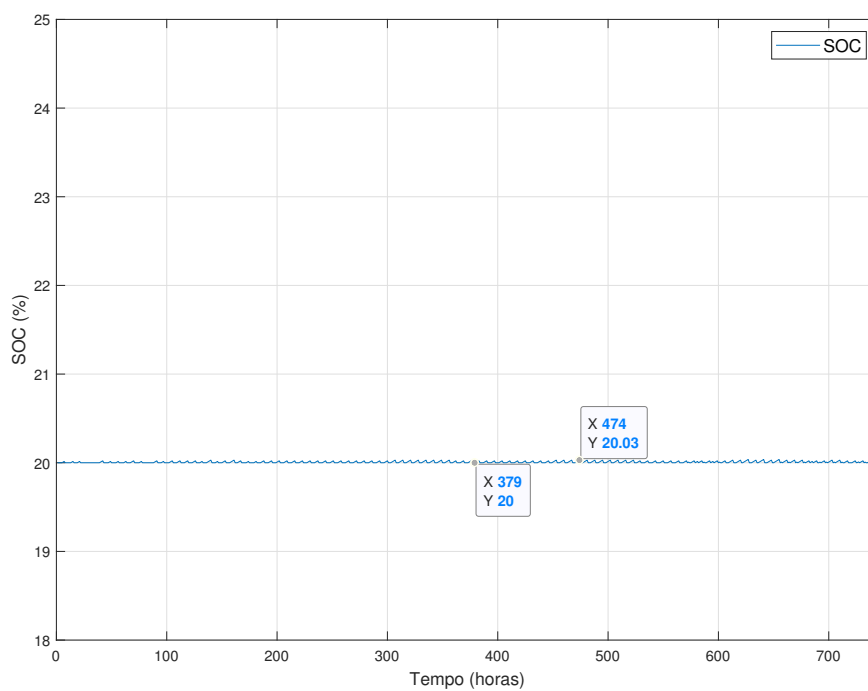
Durante o mês de julho, pode-se observar que o modelo ARMAX-GPC controlou as potências de forma a sempre atender à demanda de energia do consumidor. Contudo, devido ao alto consumo de energia demandada pelo consumidor, não houve momentos de recarga e, conseqüentemente, de descarga de energia do ESS. Assim, toda a potência gerada pelo sistema fotovoltaico foi utilizada, em conjunto com a potência fornecida pela rede de distribuição, para atender à demanda da carga.

Figura 125 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de julho



Fonte: o autor

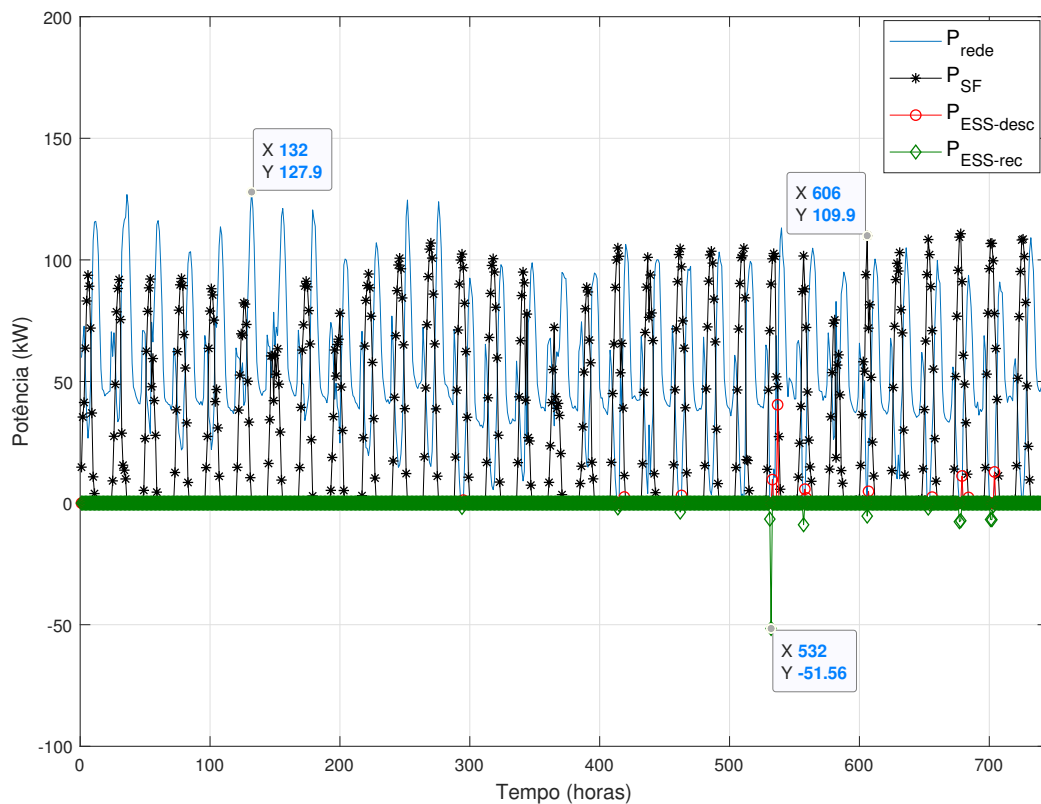
Figura 126 – Valores para o SOC da ESS para o mês de julho



Fonte: o autor

Os resultados da atuação do controlador ARMAX-GPC no sistema elétrico, obtidos para o mês de agosto, são apresentados nas Figuras 127, 128 e 129.

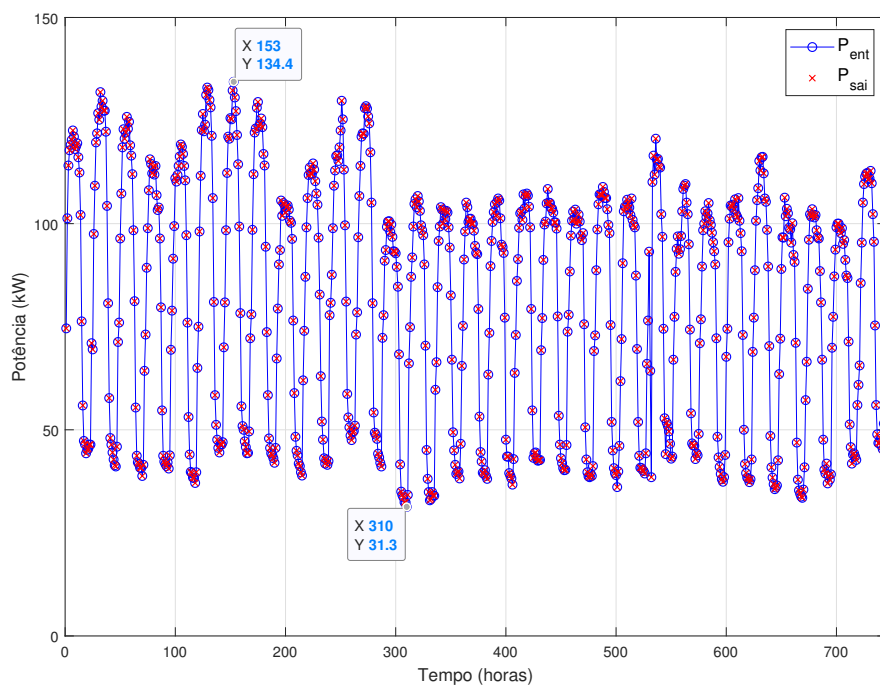
Figura 127 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de agosto



Fonte: o autor

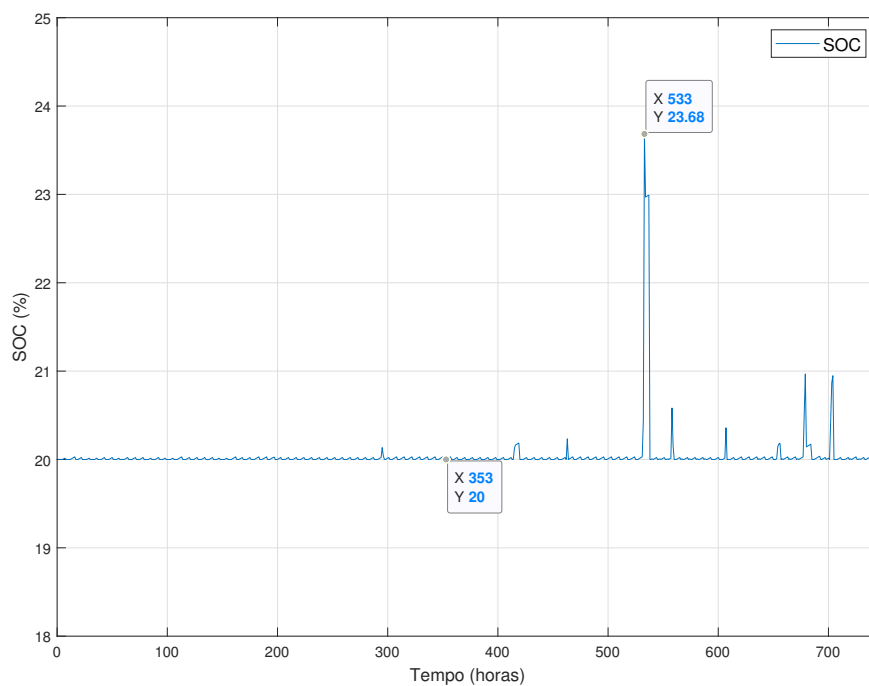
No mês de agosto, o ARMAX-GPC controla as potências geradas pelas fontes de energia com o objetivo de atender à demanda de energia do consumidor. Observa-se que, nos últimos dias deste mês, há uma diminuição na potência demandada pelo consumidor e, conseqüentemente, há excedente de potência gerada pelo sistema fotovoltaico e ocorre a recarga de energia do ESS.

Figura 128 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de agosto



Fonte: o autor

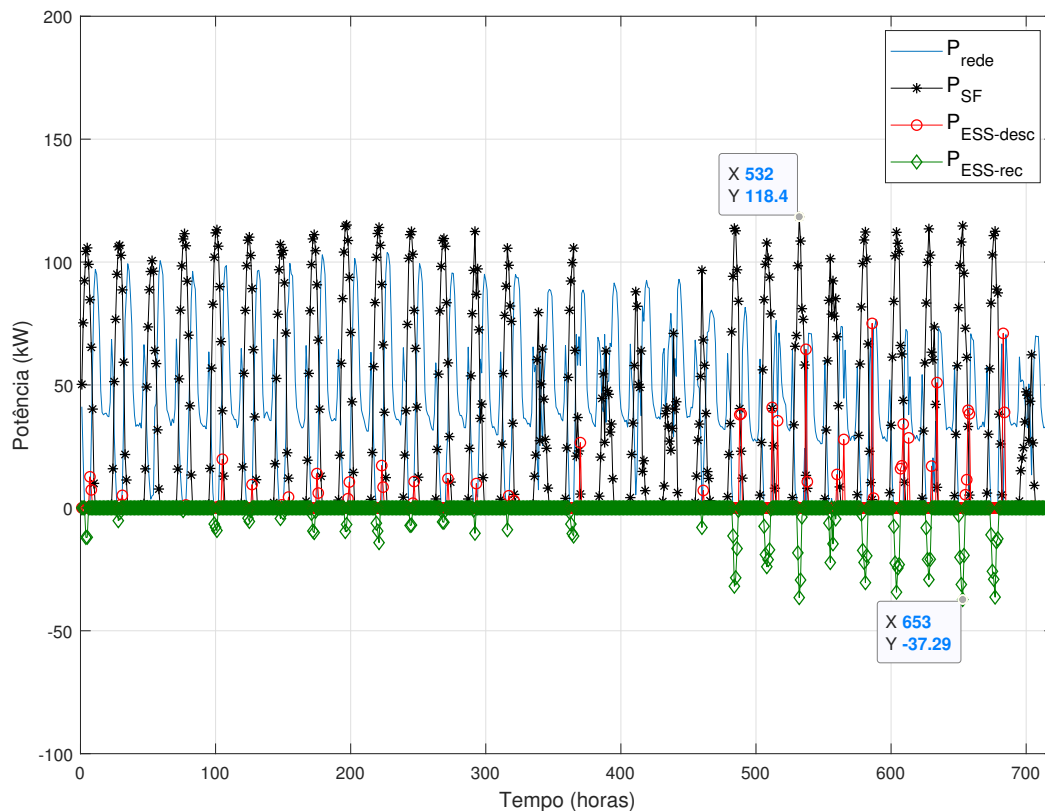
Figura 129 – Valores para o SOC da ESS para o mês de agosto



Fonte: o autor

Os resultados da atuação do controlador ARMAX-GPC no sistema elétrico, obtidos para o mês de setembro, são apresentados nas Figuras 130, 131 e 132.

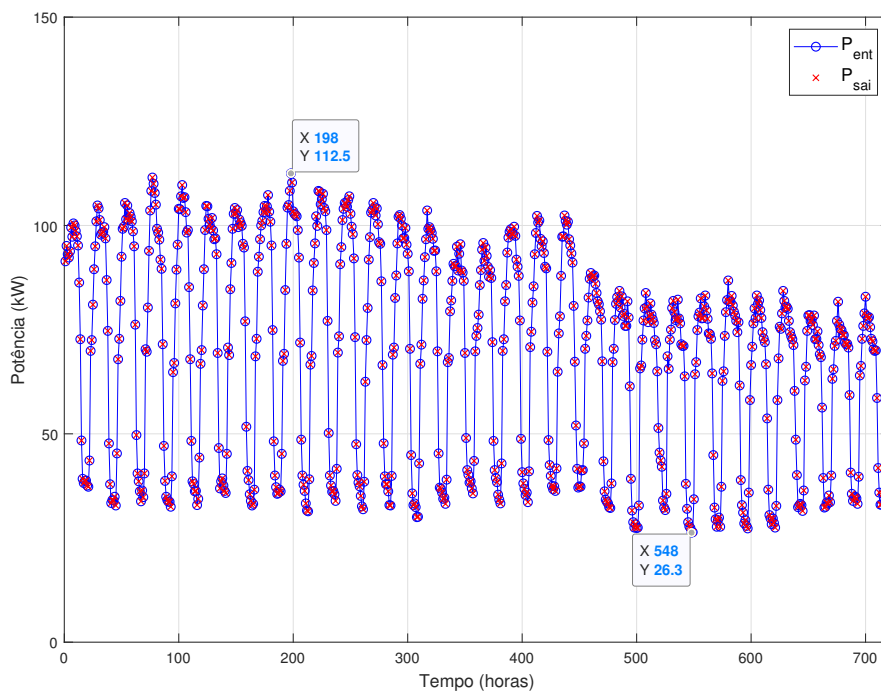
Figura 130 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de setembro



Fonte: o autor

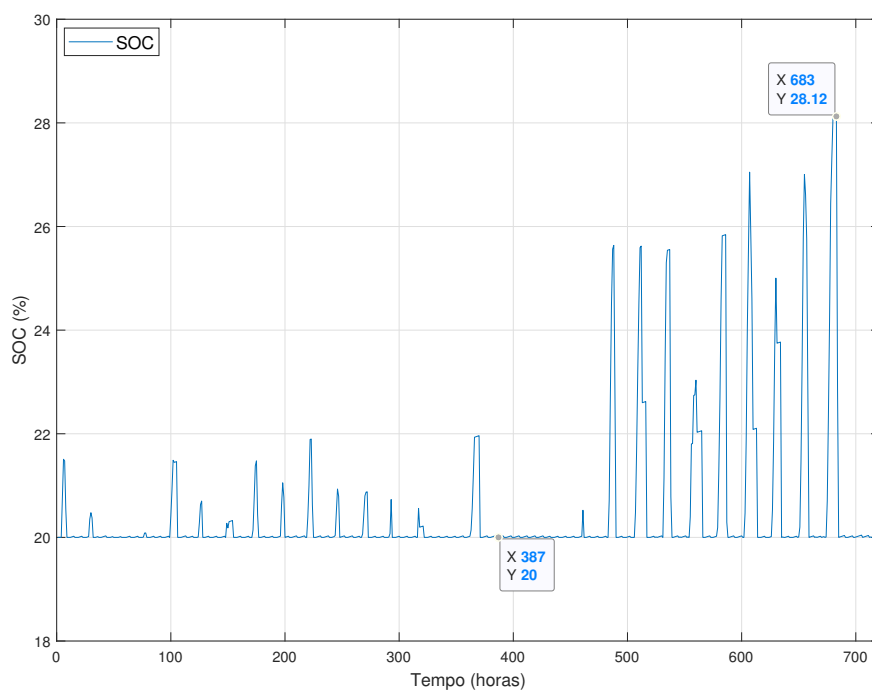
Nos resultados apresentados para o mês de setembro, pode-se observar que a demanda de energia do consumidor é sempre atendida pelas fontes de energia controladas pelo modelo ARMAX-GPC. Nota-se que há uma redução de potência consumida pela carga nos últimos dias deste mês e, assim, há excedente de potência gerada pelo sistema fotovoltaico, ocorrendo mais momentos de recarga e descarga de energia do ESS durante o mês de setembro.

Figura 131 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de setembro



Fonte: o autor

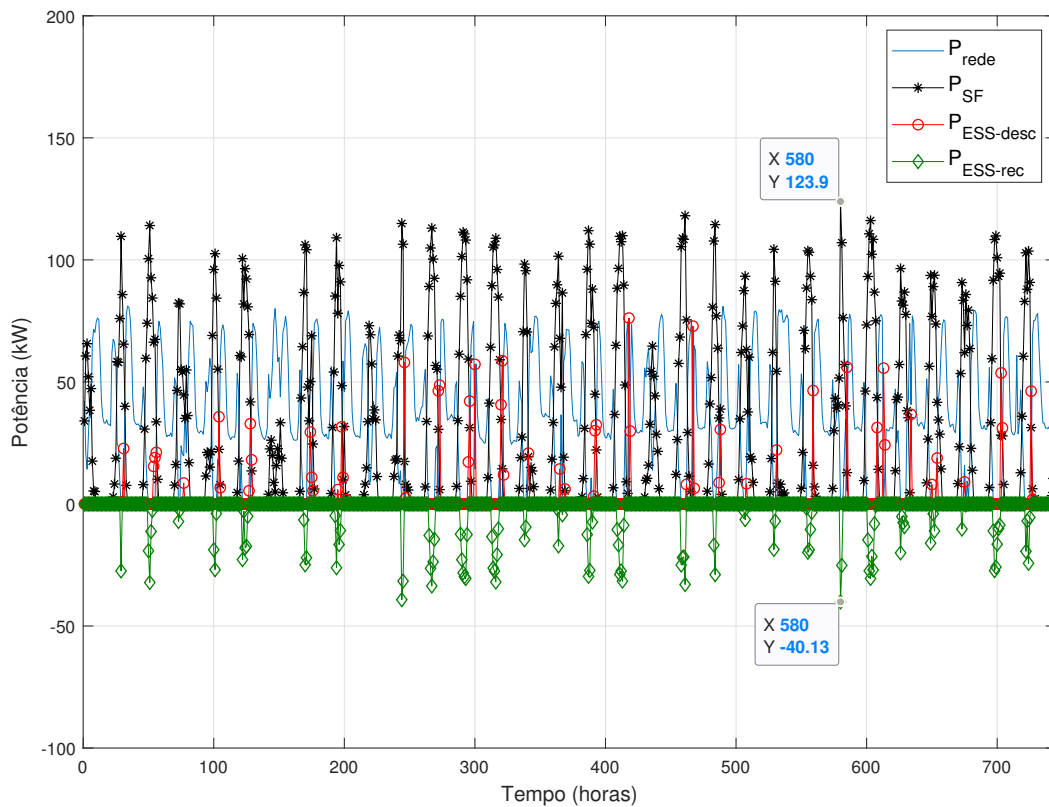
Figura 132 – Valores para o SOC da ESS para o mês de setembro



Fonte: o autor

Os resultados da atuação do controlador ARMAX-GPC no sistema elétrico, obtidos para o mês de outubro, são apresentados nas Figuras 133, 134 e 135.

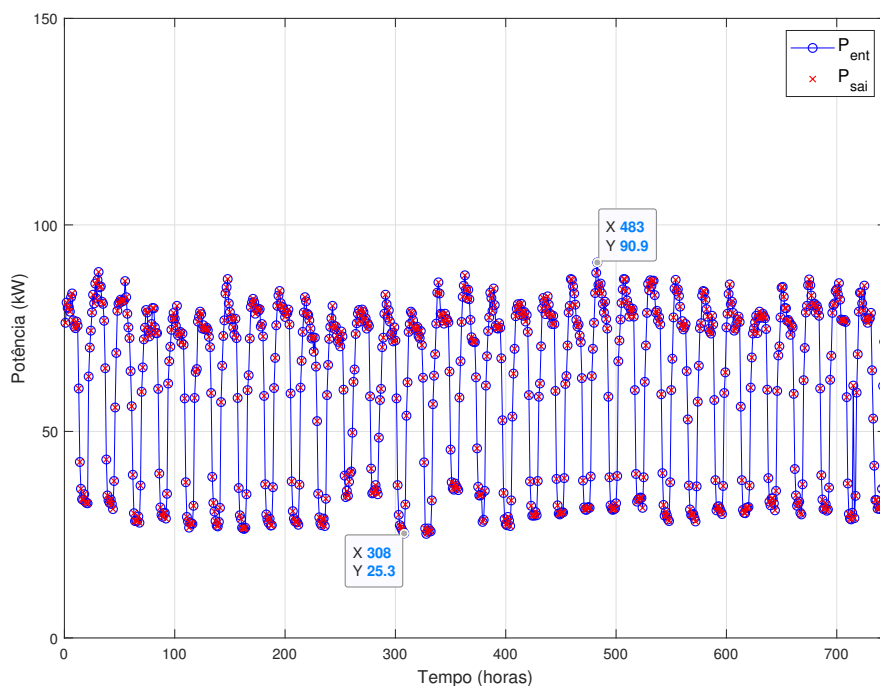
Figura 133 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de outubro



Fonte: o autor

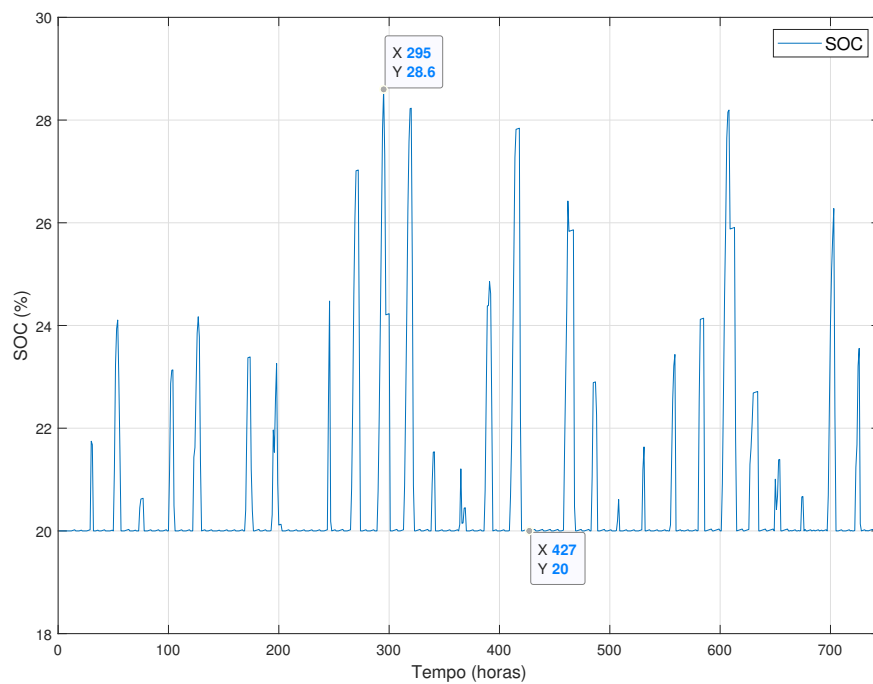
Pode-se notar que, nos resultados obtidos para o mês de outubro, o modelo ARMAX-GPC controlou as potências geradas pelas fontes de energia do sistema elétrico de forma a sempre atender à demanda de energia do consumidor. Além disso, observa-se que o nível máximo de SOC obtido para este mês foi de 28,6%.

Figura 134 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de outubro



Fonte: o autor

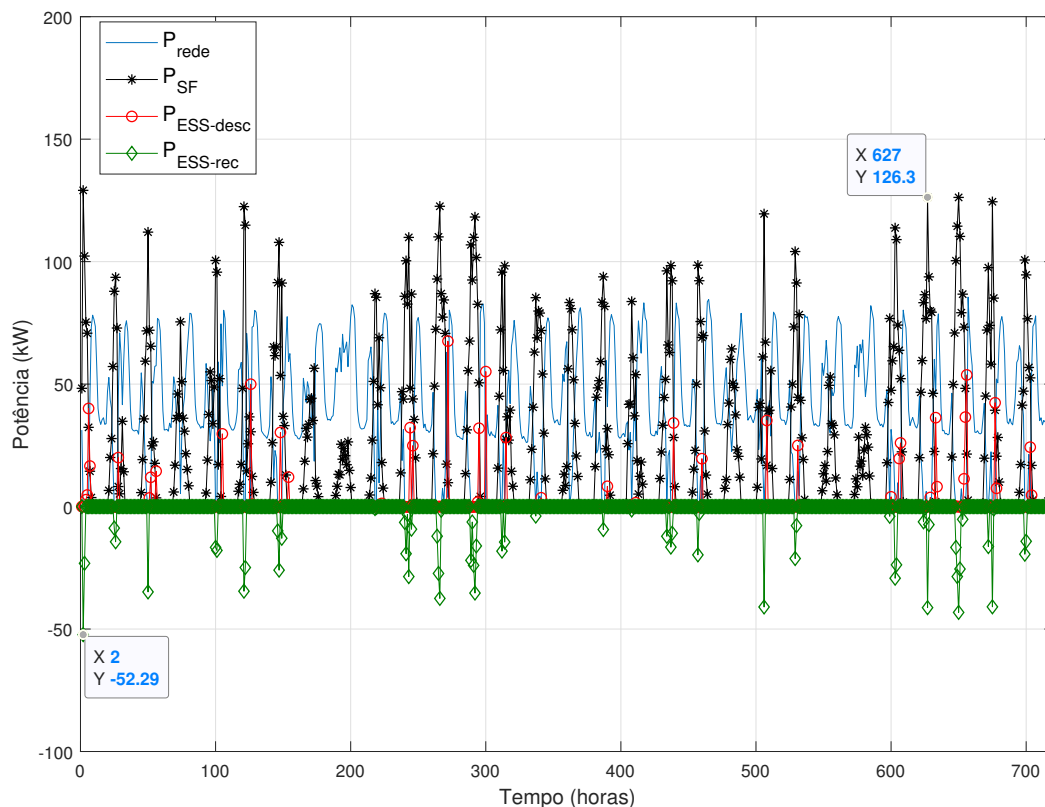
Figura 135 – Valores para o SOC da ESS para o mês de outubro



Fonte: o autor

Os resultados da atuação do controlador ARMAX-GPC no sistema elétrico, obtidos para o mês de novembro, são apresentados nas Figuras 136, 137 e 138.

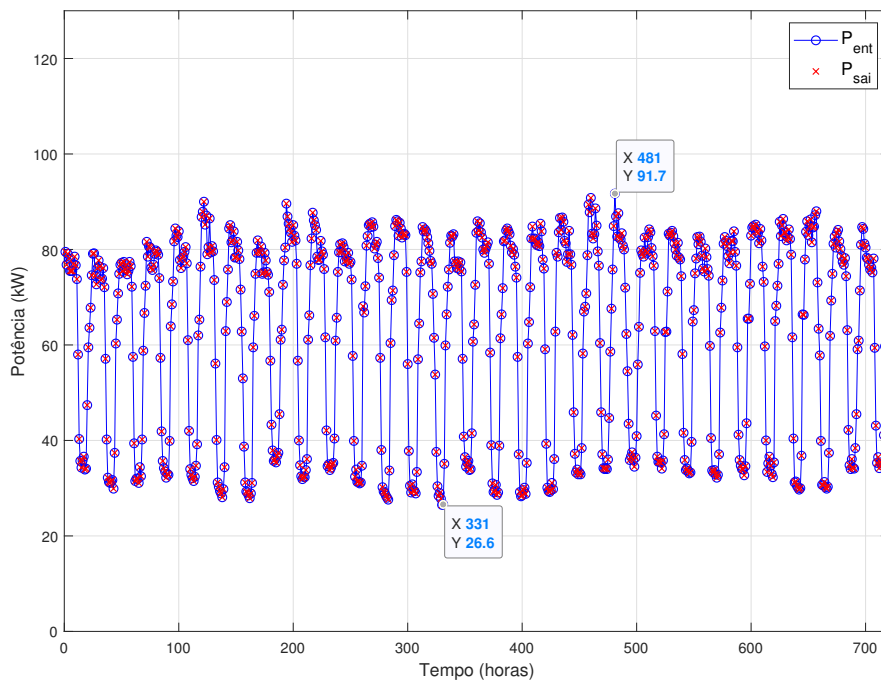
Figura 136 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de novembro



Fonte: o autor

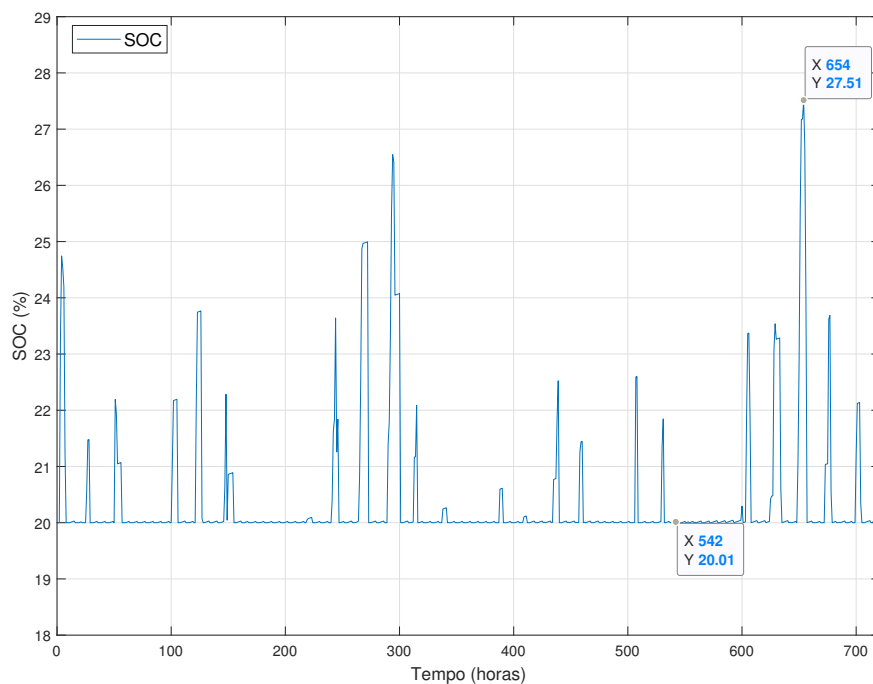
Nos resultados apresentados para o mês de novembro, observa-se que o modelo ARMAX-GPC atuou para controlar as potências geradas pelas fontes de energia com o objetivo de sempre atender à demanda de energia da carga. Pode-se notar que em alguns dias houve pouca irradiância solar e, conseqüentemente, pouca geração de energia fotovoltaica. No entanto, nos dias em que houve excedente de geração de potência fotovoltaica, houve recarregamento do ESS e elevação do nível do SOC.

Figura 137 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de novembro



Fonte: o autor

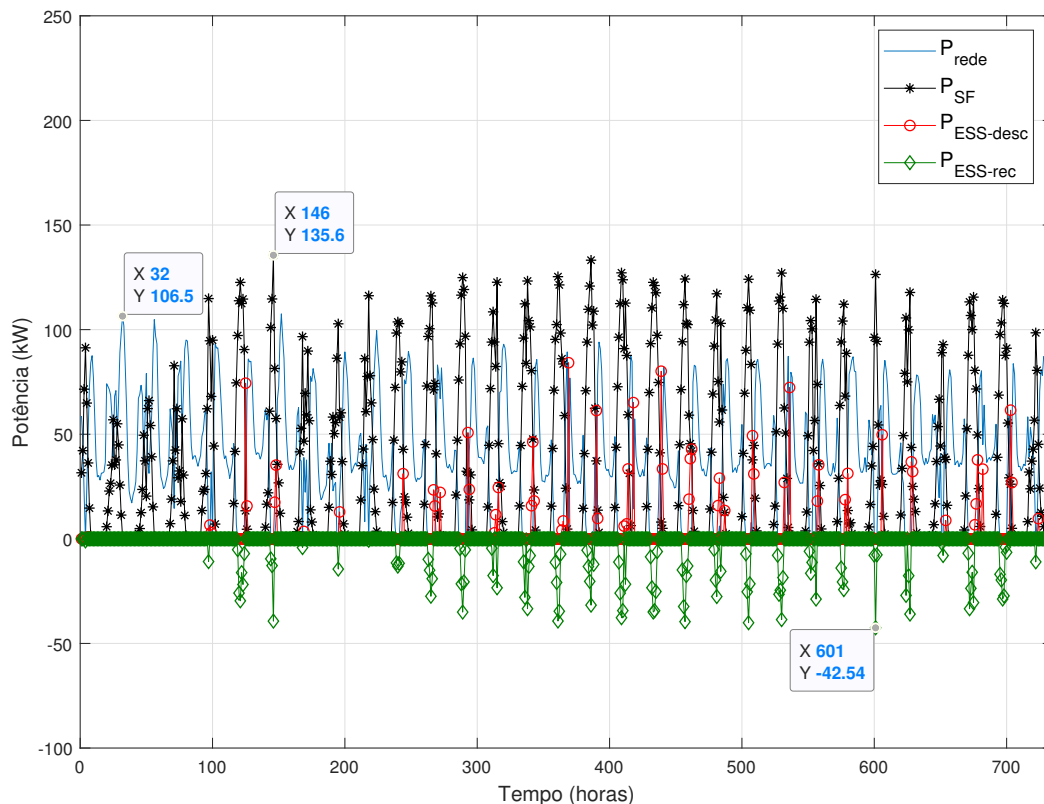
Figura 138 – Valores para o SOC da ESS para o mês de novembro



Fonte: o autor

Os resultados da atuação do controlador ARMAX-GPC no sistema elétrico, obtidos para o mês de dezembro, são apresentados nas Figuras 139, 140 e 141.

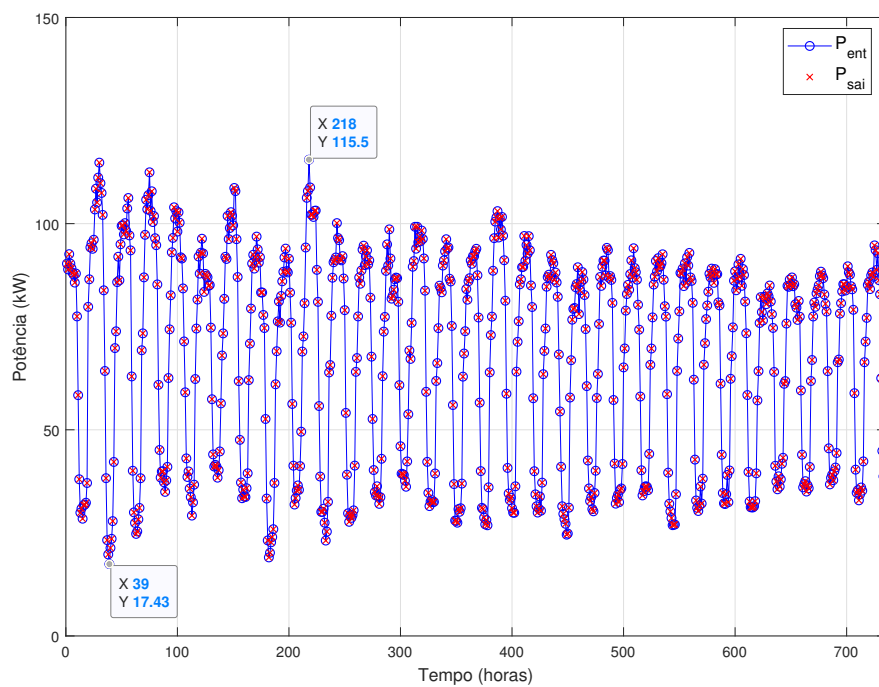
Figura 139 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para o Caso 1 no mês de dezembro



Fonte: o autor

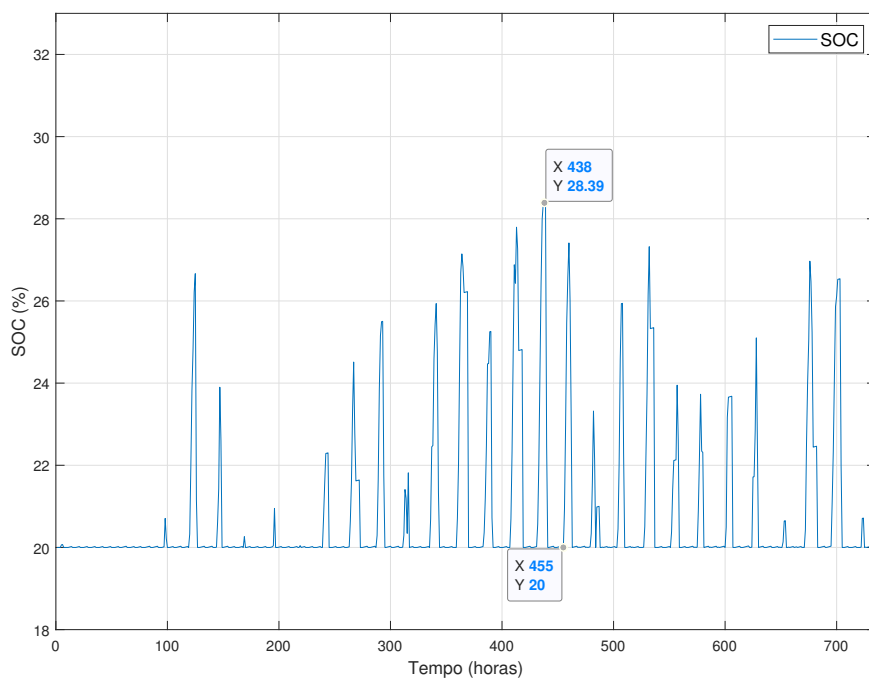
Pode-se observar, pelos resultados obtidos no mês de dezembro, que, conforme os demais meses, o controlador ARMAX-GPC atuou para controlar as potências geradas pelas fontes de energia de forma a sempre atender à demanda de energia da carga. Nota-se que em vários dias houve excedente de potência gerada pela fonte fotovoltaica e, dessa forma, há aumento no nível de SOC do ESS. Observa-se, também, que em vários momentos o modelo ARMAX-GPC realizou o descarregamento de energia do ESS para contribuir com a demanda de energia exigida pelo consumidor comercial durante este mês.

Figura 140 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para o Caso 1 no mês de dezembro



Fonte: o autor

Figura 141 – Valores para o SOC da ESS para o mês de dezembro



Fonte: o autor

# APÊNDICE E – Resultados da atuação do controlador ARMAX-GPC para o sistema elétrico do Caso 2 durante todo o mês de Maio de 2019

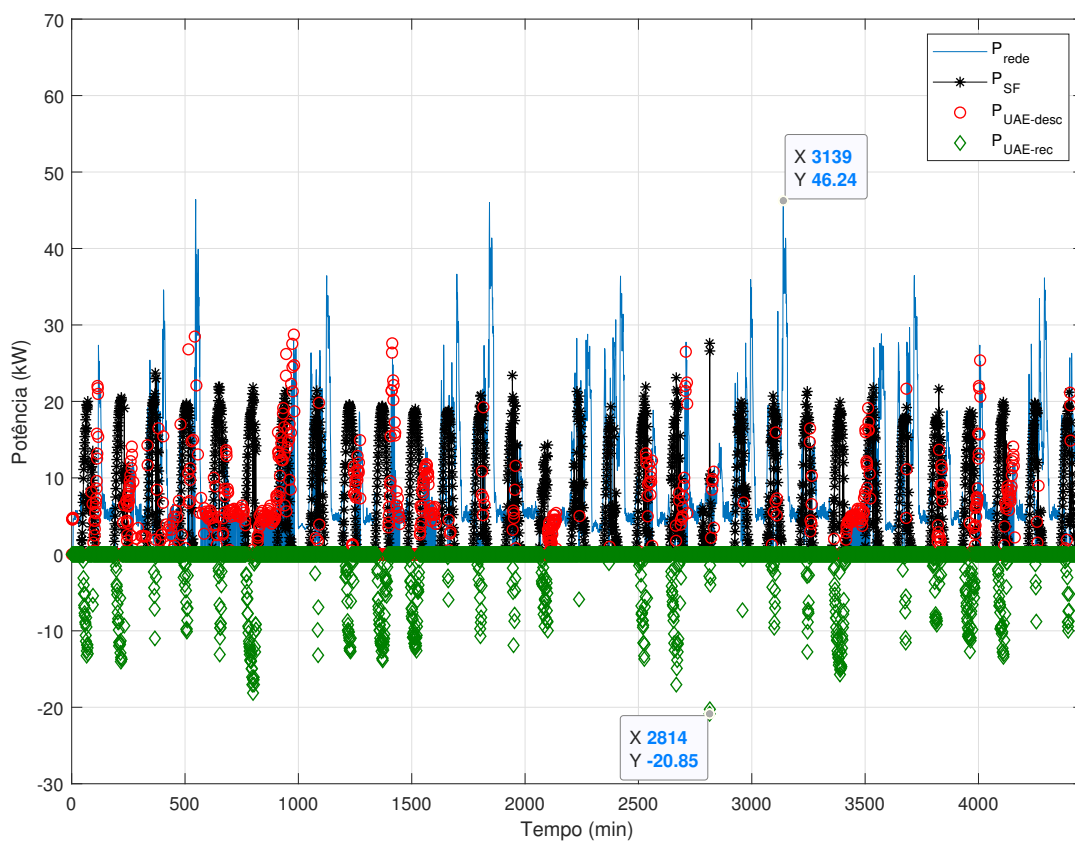
Neste apêndice, apresentam-se os resultados para o sistema elétrico do Caso 2, definido na Seção 4.5.2, com a atuação do controlador ARMAX-GPC para todo o período analisado, isto é, para todos os dias do mês de Maio de 2019.

O sistema elétrico do Caso 2 é composto por um sistema fotovoltaico, um sistema de armazenamento de energia (banco de baterias) e de uma carga. O sistema fotovoltaico está implantado no telhado do bloco B da EMC-UFG e foi desenvolvido e implantado pelo projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D): “Instalação de um Sistema de Geração Solar Fotovoltaica de 34 kWp em Telhado de um Prédio da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC) da Universidade Federal de Goiás (UFG)”. Os dados de potência ativa consumida pela carga (centro de aulas) da EMC-UFG foram coletados pelo projeto de P&D: “Eficiência Energética e Minigeração na Universidade Federal de Goiás - UFG”.

A carga utilizada é a demanda de energia de um centro de aulas localizado na EMC-UFG. Esse centro de aulas possui aulas semanais de segunda a sábado nos três períodos (matutino, vespertino e noturno). As medições da carga foram realizadas com taxa de amostragem de 10 minutos entre os dias 06/05/2019 até o dia 16/05/2019. Para compreender um período de 1 mês (o mês de Maio) e totalizar 31 dias de medições, os dados foram replicados com adição de variação de +5 kW e -5 kW (definido de forma arbitrária), visto que o consumo de potência do centro de aulas está relacionado com as aulas semanais e mantém um padrão de consumo durante o período letivo.

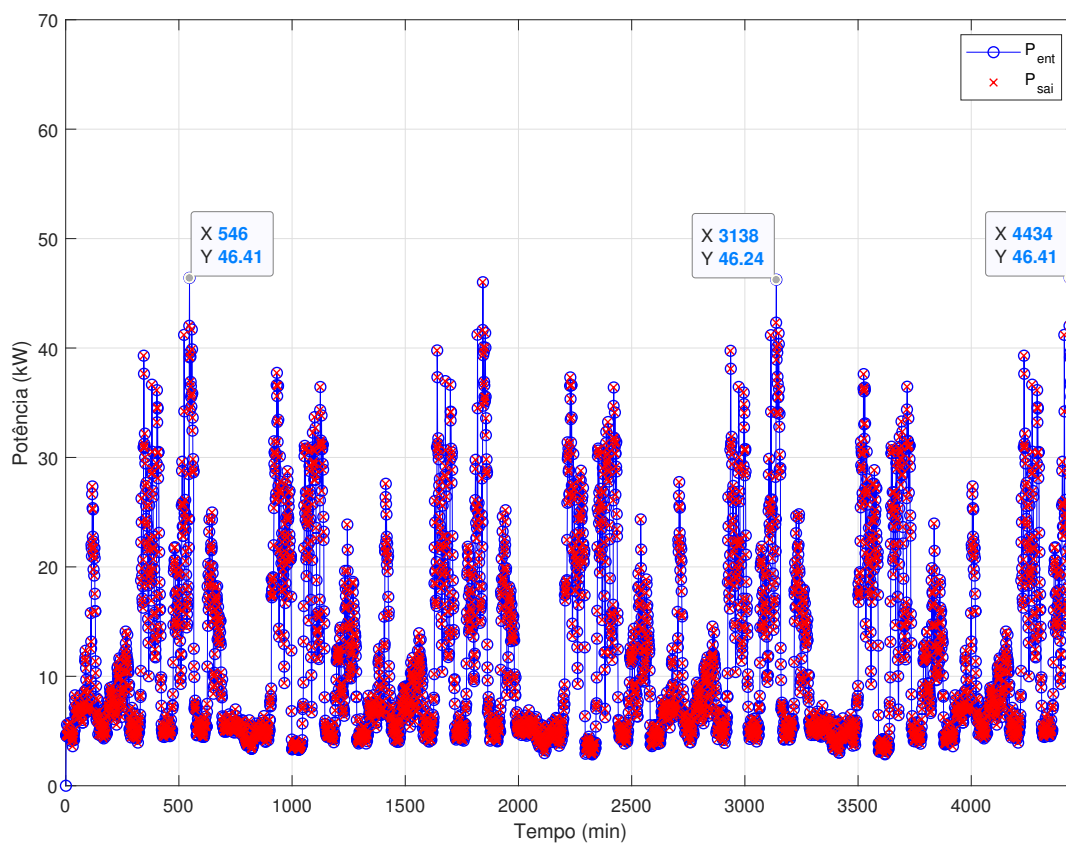
Os resultados da atuação do controlador ARMAX-GPC no sistema elétrico do Caso 2, para todo o período analisado, são apresentados nas Figuras 142 e 143.

Figura 142 – Valores controlados, pelo modelo ARMAX-GPC, das potências das fontes de energia do sistema elétrico para todo o período no Caso 2



Fonte: o autor

Figura 143 – Potência gerada pelas fontes de energia e potência consumida pela carga para todo o período no Caso 2



Fonte: o autor

# APÊNDICE F – Programação Quadrática e Algoritmo de Hildreth

O algoritmo de Hildreth, chamado também de procedimento de programação quadrática de Hildreth, foi proposto por Hildreth (em 1957) para solucionar problemas de programação quadrática do tipo primal-dual (PINHEIRO, 2018). O problema primal-dual é utilizado para resolver problemas de programação quadrática que possuam restrições de igualdade e desigualdade (WANG, 2009).

O objetivo da programação quadrática genérica é minimizar a função objetivo  $J$  de forma a obter o vetor  $\mathbf{x}$ . Neste apêndice, utiliza-se a nomenclatura definida em (WANG, 2009), na qual o vetor de entradas do sistema de controle é chamado de  $\mathbf{x}$ . A função objetivo  $J$  para um problema de programação quadrática genérica é dada por:

$$J = \frac{1}{2}\mathbf{x}^T \mathbf{E}\mathbf{x} + \mathbf{x}^T \mathbf{F} \quad (\text{F.1})$$

sujeita a:

$$\mathbf{M}\mathbf{x} \leq \gamma \quad (\text{F.2})$$

onde  $\mathbf{E}$ ,  $\mathbf{F}$ ,  $\mathbf{M}$  e  $\gamma$  são matrizes e vetores compatíveis com o problema de programação quadrática e  $\mathbf{x}$  é a entrada do sistema de controle (WANG, 2009).

Caso o problema de programação quadrática possua apenas restrições de igualdade, pode-se utilizar os multiplicadores de Lagrange para inserir as restrições na função objetivo. Assim, caso existam restrições de igualdade, a função objetivo pode ser definida por (WANG, 2009):

$$J = \frac{1}{2}\mathbf{x}^T \mathbf{E}\mathbf{x} + \mathbf{x}^T \mathbf{F} + \lambda(\mathbf{M}\mathbf{x} - \gamma) \quad (\text{F.3})$$

onde o vetor  $\lambda$  contém os multiplicadores de Lagrange.

Contudo, como o problema de programação quadrática pode conter tanto restrições de igualdade quanto de desigualdade, pode-se, então, utilizar as condições de Kuhn-Tucker. As condições de Kuhn-Tucker definem as restrições em ativas e inativas em termos dos multiplicadores de Lagrange. Uma restrição com inequação  $\mathbf{M}_i\mathbf{x} \leq \gamma_i$  é chamada de ativa se  $\mathbf{M}_i\mathbf{x} = \gamma_i$  e é chamada de inativa se  $\mathbf{M}_i\mathbf{x} < \gamma_i$ , onde  $\mathbf{M}_i$  é o valor armazenado na

$i$ -ésima linha da matriz  $\mathbf{M}$  e  $\gamma_i$  é o  $i$ -ésimo elemento do vetor  $\gamma$  (WANG, 2009). Assim, as restrições para a otimização do problema podem ser reescritas da seguinte forma:

$$\begin{aligned}\mathbf{E}\mathbf{x} + \mathbf{F} + \mathbf{M}^T\lambda &= 0 \\ \mathbf{M}\mathbf{x} - \gamma &\leq 0 \\ \lambda^T(\mathbf{M}\mathbf{x} - \gamma) &= 0 \\ \lambda &\geq 0\end{aligned}\tag{F.4}$$

Aplicando as condições de Kuhn-Tucker ao problema de programação quadrática, pode-se redefinir a função objetivo  $J$ , conforme apresentado abaixo (WANG, 2009):

$$J = \frac{1}{2}\lambda^T\mathbf{H}\lambda + \lambda^T\mathbf{K} + \frac{1}{2}\gamma^T\mathbf{E}^{-1}\gamma\tag{F.5}$$

onde  $\mathbf{H}$  é a matriz dada por  $\mathbf{H} = \mathbf{M}\mathbf{E}^{-1}\mathbf{M}$  e  $\mathbf{K}$  é a matriz definida por  $\mathbf{K} = \gamma + \mathbf{M}\mathbf{E}^{-1}\mathbf{F}$ .

O algoritmo de Hildreth pode ser utilizado para resolver o problema de programação quadrática do tipo primal-dual sujeito a restrições. Este algoritmo calcula o conjunto de valores ótimos dos multiplicadores de Lagrange ( $\lambda$ ), sujeitos a  $\lambda \geq 0$ , minimizando a função objetivo dada pela Equação F.5. O algoritmo de Hildreth possui implementação simples e é baseado no acesso de elemento por elemento da matriz, não exigindo, assim, a inversão de matriz e, conseqüentemente, diminuindo a carga computacional exigida pelo algoritmo (PINHEIRO, 2018). O algoritmo calcula os multiplicadores de Lagrange por meio da seguinte equação (WANG, 2009):

$$\lambda_i^{m+1} = \max(0, w_i^{m+1})\tag{F.6}$$

com  $w_i^{m+1}$  dado por:

$$w_i^{m+1} = \frac{1}{h_{ii}} \left[ k_i + \sum_{j=1}^{i-1} (h_{ij}\lambda_j^{m+1}) + \sum_{j=i+1}^n (h_{ij}\lambda_j^m) \right]\tag{F.7}$$

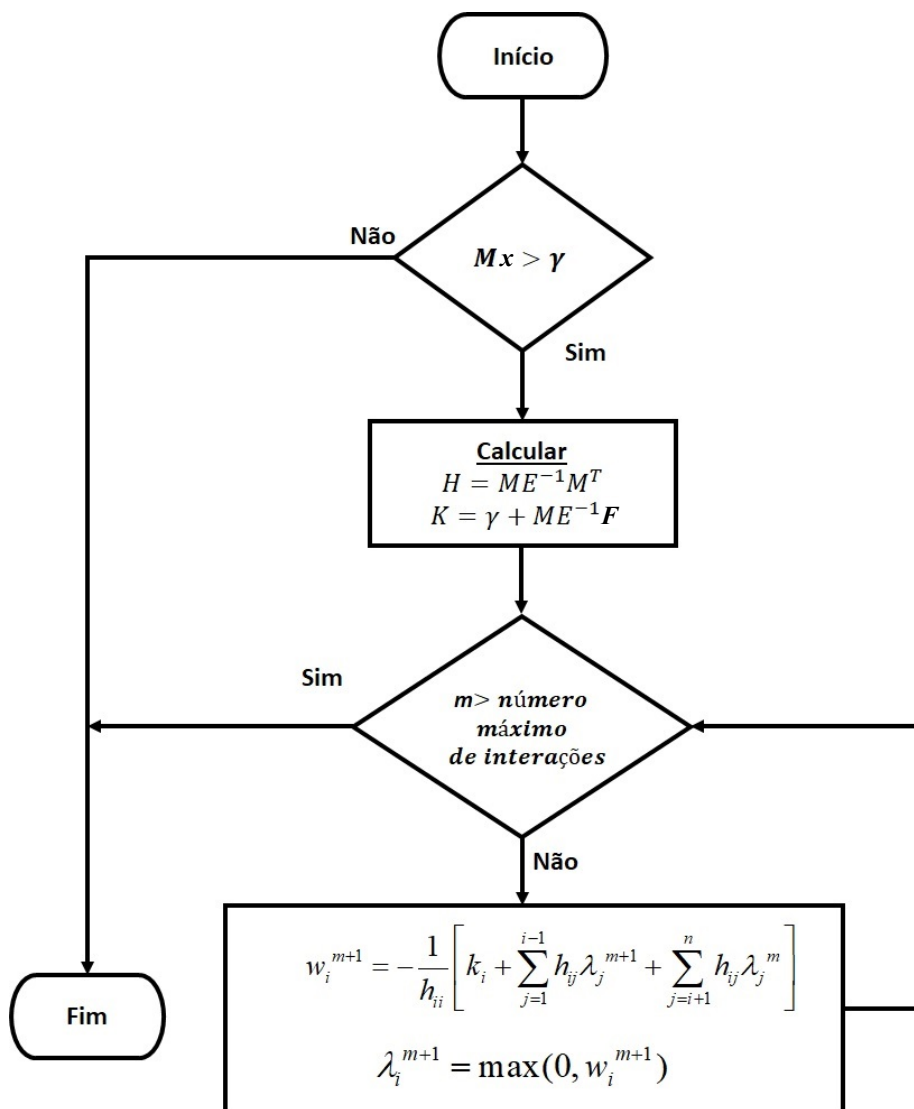
onde o valor escalar  $h_{ij}$  é o valor armazenado na  $i$ -ésima linha e na  $j$ -ésima coluna na matriz  $\mathbf{H}$  e  $k_i$  é o  $i$ -ésimo elemento do vetor  $\mathbf{K}$ .

O algoritmo de Hildreth é um algoritmo iterativo, na qual obtém-se o vetor  $\lambda$  para cada instante de tempo  $k$  sujeito a restrição  $\lambda \geq 0$ . Esse algoritmo pode ser representado através do fluxograma apresentado na Figura 144.

Em resumo, a função objetivo do GPC (Equação 4.50) pode ser reescrita conforme a Equação F.1 (sem restrições) ou a Equação F.3 (com restrições), onde  $\mathbf{x}$  corresponde a  $\mathbf{U}$ ,  $\mathbf{E}$  corresponde a  $\Phi^T\Phi + \hat{\mathbf{R}}$  e  $\mathbf{F}$  corresponde a  $-2\Phi^T(\mathbf{R}_s - \Theta\mathbf{X})$ . Assim, a função

objetivo pode ser manipulada para obter a Equação F.5, de forma que seja possível utilizar o algoritmo de Hildreth para realizar a otimização dos valores dos multiplicadores de Lagrange ( $\lambda_i$ ), visando minimizar a função objetivo (Equação F.5) do problema de programação quadrática primal-dual. Portanto, obtêm-se os valores ótimos para o vetor de entrada  $\mathbf{x}$  do sistema de controle proposto nesta Tese, utilizando o algoritmo de Hildreth de forma a minimizar a função objetivo do GPC (WANG, 2009).

Figura 144 – Fluxograma do algoritmo de Hildreth



Fonte: Adaptado de (PINHEIRO, 2018)